



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

LUẬN ÁN TIẾN SĨ NGÀNH: QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

NGƯỜI HƯỚNG DẪN KHOA HỌC:

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

Hà Nội - Năm 2026

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

LỜI CẢM ƠN

Trước tiên, tôi xin được gửi lời cảm ơn sâu sắc đến các Thầy hướng dẫn là Tiến sĩ Nguyễn Ngọc Trung và Tiến sĩ Christy Huệ Thanh Nguyễn. Các Thầy đã luôn tận tình hướng dẫn và tạo mọi điều kiện tốt nhất để tôi có thể hoàn thành luận án này.

Tôi xin trân trọng cảm ơn Trường Đại học Điện lực và Ban giám hiệu Nhà trường đã cho phép và cấp học bổng để tôi có điều kiện tham gia quá trình nghiên cứu thực hiện luận án tại Trường.

Tôi xin trân trọng cảm ơn Lãnh đạo Khoa Quản lý Công nghiệp và Năng lượng - Trường Đại học Điện lực đã tạo rất nhiều điều kiện về thời gian, sắp xếp công việc, động viên, khích lệ tôi trong suốt quá trình nghiên cứu và hoàn thiện luận án.

Tôi xin trân trọng cảm ơn tập thể các lãnh đạo và các chuyên viên chuyên trách tại các bộ phận quản lý chức năng, đặc biệt bộ phận Quản lý sau đại học, Tổ chức - hành chính của Trường Đại học Điện lực đã luôn nhiệt tình giúp đỡ, hướng dẫn cho tôi về các thủ tục trong suốt quá trình học tập và nghiên cứu vừa qua.

Tôi xin gửi lời tri ân, lời cảm ơn chân thành tới các Thầy, Cô tại Khoa Quản lý Công nghiệp và Năng lượng đã chia sẻ công việc, giúp đỡ, động viên tôi trong suốt quá trình nghiên cứu và làm việc tại Khoa vừa qua.

Tôi xin chân thành cảm ơn sự giúp đỡ quý báu về nguồn dữ liệu và những góp ý chuyên môn đến từ các đơn vị, cá nhân công tác tại Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Viện Khoa học công nghệ Năng lượng và Môi trường - Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam, Viện Năng lượng - Bộ Công Thương.

Cuối cùng, tôi xin gửi lời cảm ơn chân thành đến các thành viên trong gia đình, bạn bè đã luôn động viên, hỗ trợ và tạo mọi điều kiện trong quá trình tôi thực hiện nghiên cứu này.

Hà Nội, ngày tháng năm 2026

Nghiên cứu sinh



Đỗ Thị Loan

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN	I
LỜI CẢM ƠN	II
DANH MỤC CÁC CHỮ VIẾT TẮT.....	VIII
DANH MỤC BẢNG.....	X
PHẦN MỞ ĐẦU: GIỚI THIỆU CHUNG VỀ NGHIÊN CỨU	1
CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN NGHIÊN CỨU	6
1.1. VAI TRÒ CỦA LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN .6	
1.1.1. Hỗ trợ quán tính	7
1.1.2. Dịch vụ điện áp, tần số.....	7
1.1.3. Chuyển dịch năng lượng	8
1.1.4. Truyền tải và phân phối điện.....	10
1.1.5. Quản lý phí theo nhu cầu	11
1.1.6. Chất lượng điện năng	12
1.1.7. Phục hồi lưới điện	12
1.2. CÁC CÔNG NGHỆ PIN LƯU TRỮ ĐIỆN	13
1.2.1. Pin Axit Chì.....	13
1.2.2. Pin dòng	13
1.2.3. Pin NiCd.....	13
1.2.4. Pin NiMH.....	13
1.2.5. Pin Li-Ion	14
1.2.6. Pin NaS.....	14
1.2.7. So sánh giữa các loại công nghệ pin lưu trữ năng lượng	14
1.3. TỔNG QUAN VỀ HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM	15
1.3.1. Đặc thù về hiện trạng hệ thống điện Việt Nam.....	15
1.3.2. Quy hoạch phát triển điện lực	17

1.3.3. Các chính sách và các quy định pháp lý liên quan đến phát triển lưu trữ năng lượng tại Việt Nam.....	18
1.3.4. Tổng quan các nghiên cứu về lưu trữ năng lượng tại Việt Nam.....	21
1.4. TỔNG QUAN QUỐC TẾ VỀ ĐỊNH GIÁ VÀ CƠ CHẾ THỊ TRƯỜNG CHO HỆ THỐNG PV-BESS.....	24
1.4.1. Các chỉ số kinh tế truyền thống và mở rộng	24
1.4.2. Cơ chế hợp đồng mua bán điện cho hệ thống PV-BESS	24
1.4.3. Thị trường dịch vụ phụ trợ và cơ chế thanh toán công suất.....	26
1.4.4. Định giá theo thời gian sử dụng và cơ chế chênh lệch giá điện.....	26
1.4.5. Nhận xét tổng hợp và bài học cho Việt Nam	26
1.5. KHOẢNG TRỐNG NGHIÊN CỨU, SỰ CẦN THIẾT, Ý NGHĨA CỦA ĐỀ TÀI.....	27
1.5.1. Khoảng trống nghiên cứu.....	27
1.5.2. Sự cần thiết, ý nghĩa của đề tài	28
KẾT LUẬN CHƯƠNG 1.....	30
CHƯƠNG 2: PHƯƠNG PHÁP LUẬN NGHIÊN CỨU VÀ DỮ LIỆU ĐẦU VÀO	31
2.1. CƠ SỞ PHƯƠNG PHÁP LUẬN CỦA NGHIÊN CỨU	31
2.1.1. Cách tiếp cận quản lý năng lượng và phân tích kinh tế – kỹ thuật hệ thống ..	31
2.1.2. Cơ sở lý thuyết của định giá điện trong quản lý năng lượng	32
2.1.3. Kinh tế độ tin cậy hệ thống và cơ sở của thanh toán công suất	33
2.1.4. Tích hợp ràng buộc truyền tải trong mô hình định giá và đánh giá hệ thống ..	34
2.2. KHUNG NGHIÊN CỨU CỦA LUẬN ÁN.....	35
2.3. CÁC KHÁI NIỆM CƠ BẢN	37
2.3.1. Năng lượng hàng năm	37
2.3.2. Hệ số công suất	37
2.3.3. Chi phí sản xuất điện quy dẫn	37

2.3.4. Chi phí lưu trữ điện quy dẫn	38
2.3.5. Giá trị hiện tại ròng	38
2.3.6. Tỷ suất hoàn vốn nội bộ	39
2.3.7. Thời gian hoàn vốn	39
2.3.8. Chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền	39
2.4. LỰA CHỌN MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ BÁN ĐIỆN HỆ THỐNG PV-BESS..	40
2.4.1. Phân loại các nhóm phương pháp định giá bán điện cho hệ thống PV-BESS và tiêu chí chọn mô hình.....	40
2.4.2. Mô hình định giá bán điện cố định trên cơ sở LCOE áp dụng cho luận án....	40
2.4.3. Mô hình xác định giá bán điện TOU áp dụng cho luận án	46
2.4.4. Các yếu tố ảnh hưởng đến giá bán điện của hệ thống PV-BESS.....	51
2.5. CÔNG CỤ MÔ PHỎNG SAM	56
2.5.1. Cơ sở lựa chọn SAM.....	56
2.5.2. Mô phỏng phát điện hệ thống PV trong SAM	59
2.5.3. Mô phỏng lưu trữ năng lượng trong SAM.....	61
2.6. XÂY DỰNG TIÊU CHÍ LỰA CHỌN LOẠI NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI CÓ LƯU TRỮ TẠI VIỆT NAM.....	63
2.7. DỮ LIỆU ĐẦU VÀO CỦA CÁC MÔ HÌNH MÔ PHỎNG GIÁ BÁN ĐIỆN HỆ THỐNG PV-BESS.....	65
2.7.1. Dữ liệu về khí hậu, thời tiết.....	65
2.7.2. Dữ liệu về thiết kế, kỹ thuật của các hệ thống điện mặt trời.....	66
2.7.3. Dữ liệu về các thông số kinh tế, kỹ thuật của BESS.....	67
2.7.4. Chi phí đầu tư và các dữ liệu kinh tế khác của các hệ thống PV-BESS	69
2.8. ĐIỀU KIỆN KỸ THUẬT HÒA LƯỚI VÀ PHẠM VI ÁP DỤNG MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ PV-BESS	73
KẾT LUẬN CHƯƠNG 2.....	75

CHƯƠNG 3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU.....	76
3.1. PHÂN TÍCH PHÁT ĐIỆN TRONG KỊCH BẢN PV KHÔNG LƯU TRỮ .	76
3.1.1. Phương pháp phân tích phát điện.....	76
3.1.2. Kết quả phát điện và mức cắt giảm.....	76
3.1.3. Phân tích LCOE của hệ thống PV không lưu trữ.....	80
3.1.4. Nhận xét	81
3.2. PHÂN TÍCH PHÁT ĐIỆN TRONG KỊCH BẢN PV-BESS.....	82
3.2.1. Phương pháp và giả định mô phỏng	82
3.2.2. Kết quả mô phỏng	84
3.2.3. Nhận xét về kết quả mô phỏng hệ thống PV-BESS.....	87
3.2.4. Lựa chọn cơ chế điều độ BESS trong nghiên cứu	88
3.3. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ TRÊN CƠ SỞ LCOE	89
3.3.1. Phương pháp áp dụng LCOE trong nghiên cứu.....	89
3.3.2. Kết quả tính toán LCOE cho các kịch bản.....	90
3.3.3. So sánh với Khung giá phát điện theo Quyết định 988/QĐ-BCT	92
3.3.4. Kết luận mô hình định giá theo LCOE	93
3.4. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ THEO TOU VÀ THANH TOÁN CÔNG SUẤT BESS	94
3.4.1. Phương pháp áp dụng TOU trong nghiên cứu	94
3.4.2. Kịch bản phân tích	95
3.4.3. Kết quả tính toán và phân tích mô hình TOU	96
3.5. SO SÁNH KẾT QUẢ CÁC KỊCH BẢN VÀ MÔ HÌNH.....	102
3.5.1. So sánh giữa kịch bản hệ thống PV không lưu trữ và có lưu trữ.....	102
3.5.2. So sánh mô hình định giá theo LCOE và TOU.....	103
3.5.3. Phân tích điểm mạnh và điểm yếu trong bối cảnh khung giá Việt Nam	104
KẾT LUẬN CHƯƠNG 3.....	105

CHƯƠNG 4. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY VÀ THẢO LUẬN KẾT QUẢ.....	106
4.1. MỤC TIÊU VÀ PHẠM VI PHÂN TÍCH	106
4.2. CÁC BIẾN SỐ ĐẦU VÀO LỰA CHỌN CHO PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY	106
4.3. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY TRONG MÔ HÌNH LCOE.....	108
4.3.1. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư PV	108
4.3.2. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư BESS	109
4.3.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS	110
4.3.4. Ảnh hưởng của giới hạn truyền tải.....	111
4.3.5. Ảnh hưởng của chi phí vốn vay	112
4.4. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY TRONG MÔ HÌNH TOU	113
4.4.1. Ảnh hưởng của chi phí mô-đun PV	113
4.4.2. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư BESS	115
4.4.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS	116
4.4.4. Ảnh hưởng của tỷ lệ giới hạn công suất phát.....	117
4.4.5. Ảnh hưởng của chi phí sử dụng vốn vay	118
4.5. TỔNG HỢP VÀ SO SÁNH KẾT QUẢ PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY	120
4.5.1. Tổng hợp kết quả phân tích độ nhạy	120
4.5.2. So sánh giữa mô hình LCOE và mô hình TOU	121
KẾT LUẬN CHƯƠNG 4.....	124
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ	126
DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH CÓ LIÊN QUAN ĐẾN LUẬN ÁN	131
TÀI LIỆU THAM KHẢO	132
PHỤ LỤC: CÁC DỮ LIỆU VÀ KẾT QUẢ TÍNH TOÁN.....	143

DANH MỤC CÁC CHỮ VIẾT TẮT

Chữ viết tắt	Tiếng Anh	Tiếng Việt
AC	Alternating Current	Dòng điện xoay chiều
BESS	Battery Energy Storage System	Hệ thống lưu trữ năng lượng bằng Pin
CfD	Contract for Difference	Hợp đồng sai khác
CRF	Capital Recovery Factor	Hệ số thu hồi vốn
DC	Direct Current	Dòng điện một chiều
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance	Bức xạ tán xạ
DMT		Điện mặt trời
DNI	Direct Normal Irradiance	Bức xạ trực tiếp
DPPA	Direct Power Purchase Agreement	Hợp đồng mua bán điện trực tiếp
EVN	Vietnam Electricity	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FiT	Feed-in Tariff	Biểu giá ưu đãi cho điện từ năng lượng tái tạo
GCR	Ground Coverage Ratio	Tỷ lệ che phủ mặt đất
GHI	Global Horizontal Irradiance	Bức xạ theo phương ngang
HOMER	Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources	Mô hình HOMER
IEA	International Energy Agency	Cơ quan năng lượng quốc tế
IRENA	International Renewable Energy Agency	Cơ quan năng lượng tái tạo quốc tế
NEA	Nuclear Energy Agency	
NLTT		Năng lượng tái tạo
NMĐMT		Nhà máy điện mặt trời
NREL	National Renewable Energy Laboratory	Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo quốc gia, Bộ Năng lượng Hoa Kỳ

Chữ viết tắt	Tiếng Anh	Tiếng Việt
NSRDB	National Solar Radiation Database	Cơ sở dữ liệu mặt trời quốc gia
O&M	Operation and Maintenance	Vận hành và bảo dưỡng
P	Price	Giá điện
PPA	Power Purchase Agreement	Hợp đồng mua bán điện
PV	Photovoltaic	Hệ thống điện mặt trời
PV-BESS	Photovoltaic – Battery Energy Storage System	Hệ thống điện mặt trời tích hợp pin lưu trữ điện
SAM	System Advisor Model	Mô hình SAM
SOH	State of Health	Trạng thái sức khỏe của pin
TMY	Typical Meteorological Year	
TOU	Time of Use	Biểu giá theo thời gian

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1.1. So sánh các công nghệ pin	14
Bảng 2.2. Số lượng các NMĐMT nối lưới theo công suất đến cuối năm 2025 .	64
Bảng 2.3. Dữ liệu về thời tiết khí hậu của 3 dự án NMĐMT 40 MW _{AC} theo 3 vùng.....	66
Bảng 2.4. Thiết kế không gian của hệ thống PV của 3 NMĐMT	66
Bảng 2.5. Tổng chi phí đầu tư lắp đặt của 3 NMĐMT 40MW _{AC}	71
Bảng 3.1. Sản lượng điện năng ròng năm thứ 1 của các NMĐMT 40MW _{AC} khi không có giới hạn truyền tải.....	76
Bảng 3.2. Năng lượng ròng năm 1 các NMĐMT theo giới hạn truyền tải	78
Bảng 3.3. Tỷ lệ thiệt hại sản lượng điện các NMĐMT theo giới hạn truyền tải	79
Bảng 3.4. LCOE các NMĐMT theo điều kiện giới hạn truyền tải	80
Bảng 3.5. Sản lượng điện ròng các NMĐMT 40MW _{AC} theo công suất BESS và giới hạn truyền tải	85
Bảng 3.6. Tỷ lệ thiệt hại sản lượng điện các NMĐMT 40MW _{AC} do giới hạn truyền tải theo công suất BESS	85
Bảng 3.7. LCOS các NMĐMT 40 MW _{AC} theo công suất BESS và giới hạn truyền tải.....	87
Bảng 3.8. LCOE của các NMĐMT có BESS tại 3 vùng Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước	90
Bảng 3.9. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Lai Châu có BESS tại các mức giới hạn truyền tải	93
Bảng 3.10. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Ninh Thuận có BESS tại các mức giới hạn truyền tải	93
Bảng 3.11. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NMĐMT Lai Châu 40 MW _{AC}	98
Bảng 3.12. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NMĐMT Ninh Thuận 40 MW _{AC}	99
Bảng 3.13. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NMĐMT Bình Phước 40 MW _{AC}	100

Bảng 4.1. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi chi phí đầu tư mô-đun PV giảm 20%.....	109
Bảng 4.2. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm 20% chi phí đầu tư BESS.....	109
Bảng 4.3. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT tăng tuổi thọ BESS từ 10 năm lên 20 năm	110
Bảng 4.4. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS theo hạn chế truyền tải ..	111
Bảng 4.5. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS khi giảm 20% chi phí vốn vay	112
Bảng 4.6. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS khi giảm 20% giá mô-đun PV	114
Bảng 4.7. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS khi giảm 20% chi phí đầu tư BESS.....	115
Bảng 4.8. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV khi giảm từ 2 vòng đời (tuổi thọ 10 năm) xuống 1 vòng đời (tuổi thọ 20 năm) của BESS	117
Bảng 4.9. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS khi giảm giới hạn công suất phát.....	118
Bảng 4.10. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS khi lãi suất vốn vay giảm 20%	119
Bảng 4.11. Tổng hợp tác động của các biến số đến LCOE và NPV trong các mô hình LCOE và TOU	123

DANH MỤC HÌNH

Hình 1.1. Nhu cầu ròng (trừ đi điện mặt trời và gió) theo Đường cong con vịt của California ISO, 2018–2021.....	9
Hình 1.2. Thay đổi phụ tải ngày 18-19/8/2021 ở New England	11
Hình 1.3. Minh họa lưới điện siêu nhỏ đơn giản vận hành độc lập sau một sự cố về nguồn điện lưới.....	13
Hình 2.1. Khung logic của nghiên cứu.....	36
Hình 2.2. Sơ đồ quy trình chuẩn cho mô hình định giá bán điện theo LCOE cho các NMĐMT tại các miền của Việt Nam	45
Hình 2.3. Sơ đồ quy trình chuẩn áp dụng xác định giá bán điện TOU (2 mức) cho NMĐMT có BESS tại Việt Nam.....	52
Hình 2.4. Tự do bóng giữa các dây quang điện được xác định qua GCR.....	67
Hình 2.5. Công suất phát của hai NMĐMT Lộc Ninh 5 (a) và Cẩm Hòa (b) tại ngày 7/2/2024 và 30/9/2024	69
Hình 3.1. Sản lượng điện năng theo tháng NMĐMT 40 MW _{AC} Lai Châu	78
Hình 3.2. Sản lượng điện năng theo tháng NMĐMT 40 MW _{AC} Ninh Thuận .	78
Hình 3.3. Sản lượng điện năng theo tháng NMĐMT 40 MW _{AC} Bình Phước..	78
Hình 3.4. Đồ thị phụ tải công suất phát trong ngày (ngày đầu tiên của chuỗi thời gian mô phỏng) hệ thống PV đối với NMĐMT 40MW _{AC} Lai Châu.....	79
Hình 3.5. Đồ thị phụ tải công suất phát trong ngày (ngày đầu tiên của chuỗi thời gian mô phỏng) hệ thống PV đối với NMĐMT 40MW _{AC} Ninh Thuận	79
Hình 3.6. Đồ thị phụ tải công suất phát trong ngày (ngày đầu tiên của chuỗi thời gian mô phỏng) hệ thống PV đối với NMĐMT 40MW _{AC} Bình Phước.....	80
Hình 3.7. LCOE của NMĐMT Lai Châu theo các điều kiện trang bị BESS và giới hạn truyền tải	91
Hình 3.8. LCOE của NMĐMT Ninh Thuận theo các điều kiện trang bị BESS và giới hạn truyền tải.....	91
Hình 3.9. LCOE của NMĐMT Bình Phước theo các điều kiện trang bị BESS và giới hạn truyền tải	92

PHẦN MỞ ĐẦU: GIỚI THIỆU CHUNG VỀ NGHIÊN CỨU

1. TÍNH CẤP THIẾT CỦA NGHIÊN CỨU

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. Trong đó, điện mặt trời (ĐMT) đã có sự tăng trưởng nhảy vọt trong giai đoạn 2019-2021 và còn tiếp tục là nguồn NLTT có vai trò quan trọng nhất theo Quy hoạch phát triển điện lực tại Việt Nam. Sự gia tăng nhanh của ĐMT tại Việt Nam đặt hệ thống điện trước hai thách thức đồng thời: biến thiên lớn theo thời gian dẫn đến cắt giảm công suất vào giờ trưa, và hạn chế truyền tải tại một số khu vực gây nghẽn lưới. Hệ thống lưu trữ bằng pin (BESS) là công cụ then chốt để dịch chuyển năng lượng theo thời gian, giảm đỉnh phụ tải và nâng cao độ tin cậy nguồn. Tuy nhiên, để BESS triển khai với quy mô kinh tế, cơ chế định giá cần phản ánh đồng thời hai giá trị khác biệt của BESS: (i) giá trị theo thời gian của MWh xả và (ii) giá trị độ sẵn sàng/độ tin cậy trong các khung giờ hệ thống điện cần hỗ trợ.

Khung pháp lý hiện hành đã hình thành các nguyên tắc và “khung trần” cho thương thảo hợp đồng mua bán điện (Power Purchase Agreement, PPA), 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 chuẩn hóa biểu giá theo thời gian dành cho điện năng được xả từ BESS, chưa thiết kế khoản chi trả cho độ sẵn sàng, hay 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. Hệ quả là nhà đầu tư thiếu cơ sở định lượng cho “giá tối thiểu khả thi” theo giờ và theo vị trí, còn cơ quan quản lý thiếu tham số cụ thể để chuyển từ giá trần tĩnh sang cơ chế định giá phản ánh linh hoạt hệ thống.

Trong bối cảnh đó, nghiên cứu này được thiết kế nhằm giải quyết khoảng trống nói trên. Luận án phát triển hai mô hình hỗ trợ: (i) mô hình LCOE (Levelized Cost of Electricity) cho tổ hợp PV-BESS để xác định mức giá sàn đảm bảo thu hồi tài chính theo từng cấu hình công suất - dung lượng và theo các mức giới hạn truyền tải; và (ii) mô hình TOU (Time of Use) kết hợp “thanh toán công suất” cho BESS, 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. Cấu trúc hai thành phần, TOU được trả cho giá trị theo thời gian của điện năng cung cấp của hệ thống và thanh toán công suất được trả cho giá trị độ tin cậy, tạo cầu nối khả thi từ “khung trần và nguyên tắc chung” hiện hành sang cơ chế giá động có chi trả cho linh hoạt, đồng thời cho phép đưa trực tiếp các điều kiện hợp đồng vào thương thảo PPA, hoặc hợp đồng mua bán điện trực tiếp (Direct Power Purchase Agreement, DPPA) với khách hàng lớn.

Tính cấp thiết của nghiên cứu giải quyết 3 vấn đề: (1) về mặt chính sách, kết quả nghiên cứu cung cấp tham số định lượng (hệ số TOU theo giờ và mức F tối thiểu) để hỗ trợ thiết kế cơ chế giá trị linh hoạt cho BESS; (2) về mặt kỹ thuật-thị trường, nghiên cứu chỉ ra mức giá bán điện tương ứng với khả năng tiếp nhận công suất của lưới truyền tải theo vị trí/ngheñ và quy mô BESS; và (3) về mặt thực hiện, kết quả nghiên cứu chuyển hóa các nguyên tắc xác định giá điện hiện có thành điều khoản hợp đồng cụ thể cho PV-BESS, qua đó giảm rủi ro doanh thu và đảm bảo hiệu quả cho phần vốn đầu tư dự án. Từ đó, Luận án tạo nền tảng định giá và triển khai BESS nhằm giảm cắt giảm, giảm nghẽn và nâng cao độ tin cậy hệ thống điện Việt Nam trong giai đoạn tới.

Tóm lại, khung hiện hành đã đưa ra “giá trần và nguyên tắc” đối với giá bán điện của ĐMT có lưu trữ, tuy nhiên còn thiếu TOU, thiếu cơ chế chi trả cho độ sẵn sàng, và chưa gắn với giới hạn truyền tải và quy mô lưu trữ. Còn luận án đề xuất mức giá theo TOU và phần thanh toán công suất (tại $NPV=0$ và tính cho mỗi kW công suất sẵn sàng từ BESS); đưa ràng buộc truyền tải vào quyết định giá bán điện; đồng thời xác định độ nhạy cảm của các biến số đầu vào trong mỗi mô hình định giá được phân tích trên.

2. MỤC TIÊU NGHIÊN CỨU

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 điện mặt trời tích hợp pin lưu trữ (PV-BESS), bao gồm mô hình giá theo LCOE, mô hình giá theo TOU, và các cơ chế thanh toán công suất BESS, liên hệ đến áp dụng ở một số quốc gia.

2. Xây dựng hai mô hình định giá chính:

- Mô hình giá cố định toàn vòng đời dựa trên LCOE và giá trần khung giá điện.
- Mô hình giá theo TOU kết hợp thanh toán công suất BESS.

3. Ứng dụng mô hình 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), với các kịch bản khác nhau về công suất BESS, thời lượng lưu trữ, và giới hạn truyền tải, từ đó xác định giá bán điện tối thiểu và phạm vi giá khả thi.

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. Đề xuất khuyến nghị chính sách nhằm hoàn thiện cơ chế giá điện cho PV-BESS ở Việt Nam, bao gồm:

- Khuyến khích giảm chi phí BESS qua các hỗ trợ tín dụng như tín dụng xanh, miễn thuế, hoặc trợ cấp đầu tư.
- Xem xét điều chỉnh cơ chế TOU để phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng.

3. ĐỐI TƯỢNG VÀ PHẠM VI NGHIÊN CỨU

Đối tượng 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 sản phẩm 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. Đây là các khu vực có đặc điểm bức xạ và rủi ro cắt giảm công suất khác nhau, phản ánh sự đa dạng trong vận hành hệ thống điện.

- 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.

Phân tích độ nhạy được triển khai theo hướng các biến đầu vào có tác động tích cực đến hiệu quả dự án (giảm chi phí đầu tư, giảm lãi suất vốn vay, kéo dài vòng đời BESS).

Mô hình hóa vận hành và tính toán chỉ số tài chính sử dụng phần mềm SAM (System Advisor Model), với giả định đầu vào phù hợp điều kiện Việt Nam.

- Phạm vi thời gian: Chu kỳ tính toán của dự án kéo dài 20 năm, trong đó xem xét 2 kịch bản vòng đời BESS: một vòng đời BESS (10 năm) và hai vòng đời BESS (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. Các cơ chế so sánh quốc tế (thanh toán công suất, định giá TOU) được tham chiếu để rút ra hàm ý chính sách cho Việt Nam.

4. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Luận án sử dụng kết hợp cả phương pháp định tính và phương pháp định lượng nhằm đạt được các mục tiêu nghiên cứu đã đặt ra. Trong đó:

Phương pháp định tính: Tổng hợp và đánh giá các nghiên cứu, chính sách liên quan đến PV, BESS.

Phương pháp định lượng:

- Mô phỏng các hệ thống PV, PV-BESS bằng phần mềm SAM với các dữ liệu đầu vào về điều kiện thời tiết-khí hậu, thiết kế cấu trúc hệ thống, các điều kiện kỹ thuật, các chi phí đầu tư và các chỉ số kinh tế khác.

- Định lượng các chỉ số đầu ra của mỗi hệ thống: LCOE, LCOS, NPV, giá bán điện, F của mỗi hệ thống, mỗi dự án nhà máy.

Phương pháp so sánh và đánh giá chính sách: So sánh giữa hệ thống PV và hệ thống PV-BESS; so sánh các cấu trúc BESS khác nhau cho mỗi nhà máy; so sánh mỗi hệ thống trong các điều kiện truyền tải; so sánh giữa các nhà máy; so sánh các chỉ số đầu ra về sản lượng, LCOE, LCOS, các chỉ số hiệu quả kinh tế-tài chính giữa các hệ thống, giữa các nhà máy. Từ đó là cơ sở để đề xuất các biểu giá bán điện, chính sách khác nhau đối với các nhà máy đảm bảo hiệu quả và khuyến khích đầu tư.

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.

Bên cạnh các nội dung chính như trên, luận án còn bao gồm danh sách các công trình của tác giả đã được công bố liên quan đến luận án và các tài liệu tham khảo, phụ lục kết quả tính toán.

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN NGHIÊN CỨU

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

Hệ thống điện là hệ thống các máy phát điện, tải, dây dẫn, thiết bị chuyển đổi điện và lưu trữ năng lượng được kết nối với nhau và cung cấp điện cho người tiêu dùng. Một hệ thống điện lớn phục vụ cho quốc gia, các khu vực, kết nối các tổ máy phát điện với lưới truyền tải điện, các máy biến áp, tới các phụ tải của các hộ dân cư, các nhà máy sản xuất, các hoạt động dịch vụ, và hệ thống giao thông... Một hệ thống điện nhỏ có thể bao gồm máy phát điện, các tấm pin từ năng lượng mặt trời, và các thiết bị tiêu thụ điện.

Mỗi hệ thống điện, hay lưới điện có luôn yêu cầu vận hành với công suất cung cấp bằng với công suất nhu cầu. Trong một lưới điện không có lưu trữ, công suất đi vào phải bằng với công suất đi ra. Nếu xảy ra sự gia tăng đột ngột về công suất khả dụng hoặc tải lưới điện, điện áp và tần số của lưới điện sẽ ở ngoài phạm vi cho phép. Nếu không có công suất lưu trữ tạm thời từ nguồn cung hoặc nhu cầu, thì các thay đổi của điện áp và tần số của lưới điện có thể gây ra tình trạng không đảm bảo chất lượng điện năng cho các tải được kết nối.

Các đơn vị điều hành lưới điện có thể cân bằng cung - cầu thông qua nhiều cách như xây dựng mô hình dự báo, lập kế hoạch nguồn, thị trường dịch vụ phụ trợ và quản lý vận hành hàng ngày các nguồn điện kết nối lưới. Lưu trữ năng lượng là một trong những công cụ mà các nhà điều hành sử dụng để điều chỉnh sự khác biệt giữa cung và cầu, từ phản ứng tức thời của lưu trữ năng lượng quán tính đến lưu trữ năng lượng khối lượng lớn phản ứng chậm hơn. Khi lưới điện chuyển từ năng lượng chủ yếu được cung cấp bởi các nhà máy điện lớn, tập trung sang các nguồn điện từ NLTT, phân tán, không liên tục, không có quán tính, thì lưu trữ năng lượng ngày càng trở nên quan trọng đối với sự an toàn của lưới điện. Có nhiều dạng lưu trữ năng lượng khác nhau, được sử dụng cho nhiều dịch vụ khác nhau trong hệ thống điện, như hỗ trợ quán tính, điều chỉnh tần số, tích hợp NLTT, quản lý tốc độ tăng tải, chuyển đổi năng lượng, hỗ trợ truyền tải và phân phối, chất lượng điện, phục hồi lưới điện,... Phần dưới đây trình bày các ứng dụng của lưu trữ năng lượng trong hệ thống điện.

1.1.1. Hỗ trợ quán tính

Một hệ thống điện truyền thống (dựa trên các máy phát đồng bộ) được chuyển sang hệ thống điện hiện đại có tỷ trọng cao NLTT (không đồng bộ) đã làm giảm đáng kể quán tính tự nhiên của hệ thống, dẫn đến lưới điện phải đứng trước các biến động nhanh và đột ngột của tần số. Trong điều kiện đó, BESS được xem là một trong những giải pháp tiềm năng để bù đắp quán tính bị thiếu hụt thông qua cơ chế điều khiển điện từ mô phỏng quán tính [14], [36].

Thông qua các bộ inverter và thuật toán điều khiển chuyên dụng, BESS có thể phản ứng trong vòng vài chục mili-giây để cung cấp công suất vào lưới khi tần số sụt giảm. Khả năng phản ứng cực nhanh này giúp làm chậm lại tốc độ thay đổi tần số, tạo thêm thời gian cho các công tác điều tần truyền thống được kích hoạt, nâng cao khả năng phục hồi của hệ thống điện [77]. Bên cạnh đó, các hệ thống BESS hiện đại còn có thể vận hành ở chế độ chủ động cung cấp điện áp và tần số tham chiếu, đóng vai trò như một máy phát ảo, điều này đặc biệt quan trọng đối với các lưới điện có tỷ trọng NLTT cao hoặc các lưới điện độc lập [68].

Nhờ vào đặc tính điều khiển linh hoạt, tốc độ phản ứng nhanh và khả năng cấu hình để đáp ứng yêu cầu vận hành, BESS ngày càng được sử dụng như một thành phần chiến lược trong việc duy trì ổn định tần số và bảo đảm an ninh năng lượng cho lưới điện hiện đại.

1.1.2. Dịch vụ điện áp, tần số

Trong hệ thống điện, duy trì ổn định điện áp và tần số là điều kiện tiên quyết để đảm bảo an toàn và tin cậy cho toàn bộ lưới điện. Theo Kundur và các cộng sự [69], điện áp thường được kiểm soát thông qua công suất phản kháng, còn tần số, phản ánh sự cân bằng giữa tổng công suất phát và tổng nhu cầu phụ tải, được điều chỉnh bởi công suất tác dụng. Khi lưới điện ngày càng phụ thuộc vào các nguồn NLTT biến đổi, các dao động điện áp và tần số trở nên thường xuyên và khó kiểm soát hơn, đòi hỏi các thiết bị hỗ trợ điều khiển linh hoạt và phản ứng nhanh như BESS.

Xét về khía cạnh điều chỉnh điện áp, nghiên cứu của Luo và cộng sự [78] cho thấy các hệ thống BESS hiện đại có khả năng hấp thụ hoặc phát công suất phản kháng, từ đó hỗ trợ giữ điện áp trong giới hạn cho phép tại các điểm nút trong lưới. So với các thiết bị bù tĩnh truyền thống như tụ điện hoặc cuộn kháng, BESS có ưu điểm lớn

hơn khi có thể điều chỉnh công suất phân kháng một cách linh hoạt theo thời gian thực. Nghiên cứu của Zakeri và Syri [109] cũng đã nhấn mạnh vai trò của BESS trong việc kiểm soát điện áp ở các khu vực có kết nối lưới yếu, hoặc có tỷ lệ NLTT cao.

Về khả năng điều chỉnh tần số, BESS cũng thể hiện hiệu quả cao nhờ khả năng phản ứng nhanh với các tín hiệu tần số từ lưới điện. Nghiên cứu của Miller và cộng sự [67] chỉ ra rằng BESS có thể phản hồi với thời gian trễ chỉ vài trăm mi-li giây đến vài giây, qua đó hỗ trợ hiệu quả cho các yêu cầu điều chỉnh tần số sơ cấp, thứ cấp và cả dự trữ quay. Tương tự, C. Michael Hoff tác giả của sách [55] trình bày về vai trò của BESS trong việc tham gia các dịch vụ điều chỉnh nhanh nhạy đối với tần số.

Ngoài ra, các bộ biến tần kỹ thuật số tích hợp trong BESS có thể tạo ra quán tính ảo, giúp cải thiện ổn định tần số trong hệ thống điện có tỷ lệ NLTT cao. Thông qua các thuật toán điều khiển tiên tiến, các bộ biến tần này có thể phản hồi mượt theo các tín hiệu tần số đã xác định.

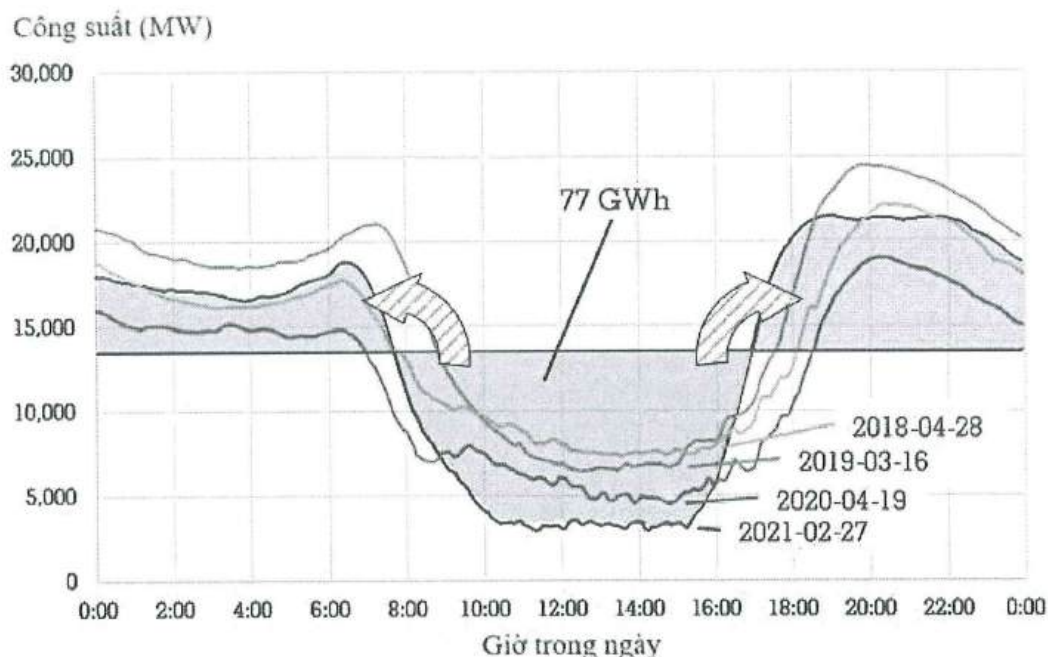
Tuy nhiên, như nhiều nghiên cứu đã chỉ ra, việc ứng dụng hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) cũng đối mặt với nhiều thách thức, bao gồm chi phí đầu tư ban đầu cao [109], sự suy giảm tuổi thọ do chu kỳ sạc/xả lặp đi lặp lại [78], và yêu cầu nghiêm ngặt về hệ thống điều khiển để đảm bảo độ ổn định và an toàn trong vận hành lưới điện [94]. Ngoài ra, nếu không có cơ chế khuyến khích phù hợp, các nhà đầu tư sẽ khó đạt được lợi nhuận kinh tế tương xứng với rủi ro kỹ thuật mà hệ thống có thể xảy ra. Do đó, việc tích hợp BESS vào các dịch vụ phụ trợ cần được hỗ trợ bởi các chính sách ưu đãi và cơ chế thị trường rõ ràng nhằm khuyến khích đầu tư và đảm bảo tính bền vững trong dài hạn [28].

1.1.3. Chuyển dịch năng lượng

BESS đang đóng vai trò ngày càng quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng toàn cầu, đặc biệt trong việc tích hợp các nguồn NLTT vào hệ thống điện. Denholm và cộng sự [34] cho thấy, BESS có thể nâng tỉ lệ thâm nhập của NLTT lên 30-50% mà không làm mất ổn định hệ thống nhờ khả năng điều chỉnh công suất linh hoạt và phản ứng nhanh với sự biến động của tải và nguồn.

Tại California (Hoa Kỳ) trong giai đoạn 2018–2021, BESS đã góp phần đáng kể trong việc làm giảm độ dốc của "đường cong con vịt" (Duck Curve) do sự chênh

lệch lớn giữa phụ tải thấp điểm vào ban ngày khi sản lượng điện từ NLTT tăng cao (chủ yếu từ ĐMT) và nhu cầu tăng cao vào buổi tối khi NLTT suy giảm [22].



Hình 1.1. Nhu cầu ròng (trừ đi điện mặt trời và gió) theo Đường cong con vịt của California ISO, 2018–2021 [55]

Hình 1.1 minh họa đường cong con vịt dựa trên nhu cầu điện ròng (tổng phụ tải trừ sản lượng điện từ gió và mặt trời) tại California trong một số ngày từ năm 2018 đến 2021. Dữ liệu vào ngày 27/02/2021 cho thấy, nhu cầu điện vào giữa trưa giảm xuống khoảng 3,5 GW do sản lượng ĐMT lớn, sau đó tăng nhanh lên 21 GW vào đầu buổi tối và ổn định ở mức 17 GW vào ban đêm. Sự biến động này đặt ra áp lực rất lớn cho các nhà máy nhiệt điện truyền thống về yêu cầu kỹ thuật và kinh tế trong vận hành khi phải tăng công suất từ mức rất thấp lên rất cao chỉ trong vài giờ. Đặc biệt, phần đáy của biểu đồ ngày đang ngày càng giảm thấp theo các năm cho thấy, ngày càng tăng khả năng cắt giảm công suất của NLTT. Để san bằng toàn bộ công suất giữa đáy và đỉnh của biểu đồ trong ngày 27/2/2021, hệ thống lưu trữ năng lượng (ESS) cần có hạ tầng rất lớn tương ứng với khả năng chuyển dịch khoảng 77 GWh.

Mặc dù có nhiều giải pháp để điều chỉnh đường cong con vịt như định giá điện theo thời gian sử dụng, kết hợp nhiều công nghệ lưu trữ (pin lithium-ion, lưu trữ nhiệt, thủy điện tích năng...), nhưng yếu tố quyết định vẫn là vấn đề về hiệu quả kinh tế của các giải pháp. Ngoài ra, các vấn đề về chi phí đầu tư ban đầu cho BESS, hiệu suất

quá trình sạc xả (hay tổn thất khứ hồi) cũng là các vấn đề liên quan đến hiệu quả của giải pháp sử dụng BESS cho mục tiêu chuyển dịch năng lượng và làm phẳng hơn đường cong của đồ thị phụ tải.

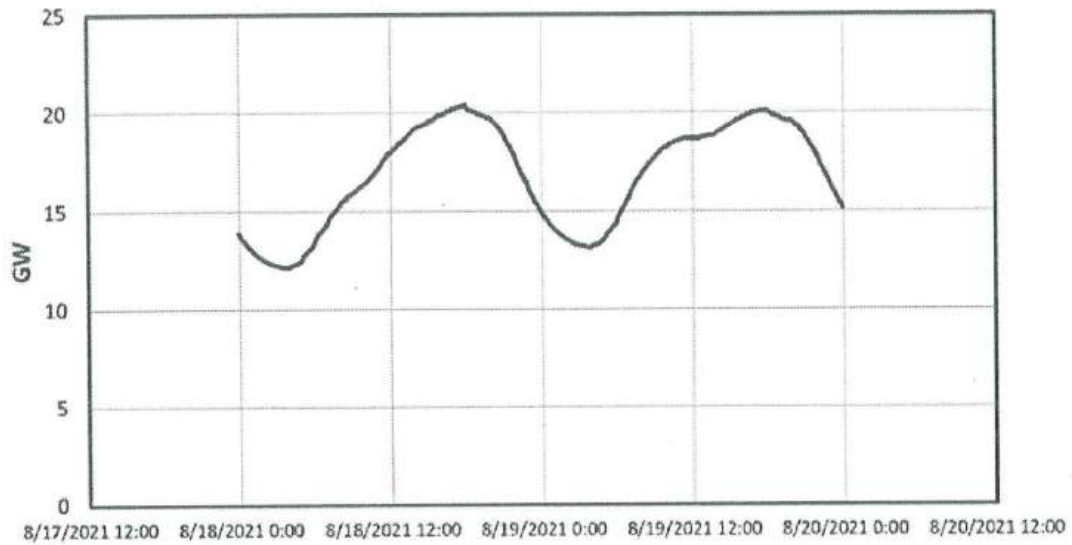
1.1.4. Truyền tải và phân phối điện

Qua các biểu đồ phụ tải giờ trong ngày cho thấy, có sự dao động trong nhu cầu tiêu thụ điện năng của khách hàng theo thời gian thực (Hình 1.2). Để duy trì độ tin cậy và chất lượng cung cấp điện, hệ thống truyền tải và phân phối buộc phải được thiết kế đáp ứng được công suất đỉnh cao nhất có thể xảy ra trong ngày hoặc năm. Tuy nhiên, việc xây dựng và mở rộng cơ sở hạ tầng để đáp ứng công suất đỉnh thường rất tốn kém và không hiệu quả về mặt kinh tế, đặc biệt khi các đỉnh phụ tải này chỉ xảy ra trong thời gian ngắn. Trong điều kiện đó, BESS có thể đóng vai trò như một giải pháp linh hoạt và kinh tế nhằm trì hoãn hoặc loại bỏ nhu cầu đầu tư mở rộng đối với lưới điện. Việc triển khai BESS có thể giúp san bằng phụ tải thông qua việc BESS hấp thụ năng lượng dư thừa (quá trình nạp) vào những thời điểm nhu cầu thấp và giải phóng năng lượng trong các thời điểm nhu cầu cao (quá trình xả), từ đó giảm áp lực lên đường dây và trạm biến áp [88]. Điều này không chỉ góp phần tối ưu hóa vận hành hệ thống mà còn giúp đẩy lùi các yêu cầu đầu tư vào cơ sở hạ tầng nguồn và lưới điện.

Tại đảo Nantucket (Massachusetts, Hoa Kỳ), năm 2018 đã được dự đoán rằng, nhu cầu điện vào mùa hè sẽ vượt quá khả năng của cáp ngầm dưới biển hiện tại [43]. Theo giải pháp truyền thống là bổ sung thêm một tuyến cáp ngầm dài hơn 30 dặm với chi phí ước tính lên đến 200 triệu USD [48]. Tuy nhiên, Công ty điện lực National Grid đã lựa chọn phương án thay thế khác bằng cách lắp đặt hệ thống BESS công suất 6 MW và dung lượng 48 MWh. Với khoản đầu tư cho BESS (bao gồm cả lắp đặt) là hơn 80 triệu USD đã giúp tiết kiệm được khoảng 120 triệu USD so với phương án xây dựng thêm cáp truyền tải như phương án ban đầu.

Cùng với xu hướng giảm mạnh của chi phí pin lithium-ion từ 1.100 USD/kWh năm 2010 đến 137 USD/kWh năm 2020, tương ứng giảm hơn 89% [19], BESS ngày càng trở nên kinh tế và là lựa chọn ưu tiên trong các chiến lược nâng cấp hệ thống truyền tải và phân phối hiện đại. Ngoài ra như đã đề cập ở phần 1.1.2, BESS có thể được tích hợp vào lưới điện để thực hiện các chức năng như điều tần và ổn định điện

áp cho lưới điện, từ đó càng làm tăng giá trị kinh tế tổng thể của BESS trong hệ thống điện.



Hình 1.2. Thay đổi phụ tải ngày 18-19/8/2021 ở New England [55]

1.1.5. Quản lý phí theo nhu cầu

BESS là một giải pháp hiệu quả để tối ưu hóa chi phí năng lượng, quản lý nhu cầu khi có thành phần giá công suất trong biểu giá điện (demand charges). Giá công suất là thành phần giá được tính trên công suất tiêu thụ trong thời kỳ phụ tải đỉnh của một chu kỳ thanh toán [93]. Passey và cộng sự [90] đã phân tích rằng, cơ chế giá công suất nhằm thu hồi chi phí đầu tư vào cơ sở hạ tầng điện (trạm biến áp, đường dây) dựa trên mức công suất đỉnh mà khách hàng sử dụng, đồng thời khuyến khích người dùng giảm tiêu thụ điện giờ cao điểm, từ đó giảm áp lực lên lưới.

Hiện nay, nhiều quốc gia hay các công ty điện áp dụng giá công suất. Để giảm thiểu thành phần chi phí này, khách hàng có thể lắp đặt hệ thống lưu trữ để tự cung cấp điện khi nhu cầu cao và nạp lại điện khi nhu cầu thấp [32]. Thông qua đó, yêu cầu công suất đỉnh của lưới điện cũng sẽ giảm xuống. Các công ty điện lực và các khách hàng đều có thể sử dụng ESS để ổn định lưới điện và giảm tải đỉnh [21].

Nghiên cứu thực nghiệm của NREL (National Renewable Energy Laboratory) [62] chỉ ra rằng, việc triển khai BESS phía sau đồng hồ đo (behind-the-meter) cho phép tối ưu hóa biểu đồ phụ tải thông qua cơ chế nạp - xả thông minh. Hệ thống sẽ xả điện tích trữ trong các khung giờ cao điểm khi giá điện, hay giá công suất ở mức cao, đồng thời thực hiện nạp lại điện năng trong các giờ thấp điểm khi giá điện xuống

thấp. Phương pháp này không chỉ giảm đáng kể tổng chi phí năng lượng [71], mà còn góp phần nâng cao độ ổn định và tin cậy của lưới điện [104].

Hiệu quả kinh tế của BESS trong quản lý phí nhu cầu và chi phí năng lượng sẽ thể hiện rõ nhất khi thị trường có sự chênh lệch càng lớn về giá điện theo thời gian sử dụng, mức giảm được của chi phí hóa đơn điện tùy thuộc vào đặc điểm phụ tải và cơ cấu của biểu giá. Hiệu quả này sẽ càng lớn với xu hướng giảm chi phí đầu tư của các ESS, như đã đề cập phía trên, giảm 89% từ năm 2010 đến 2023 [19].

1.1.6. Chất lượng điện năng

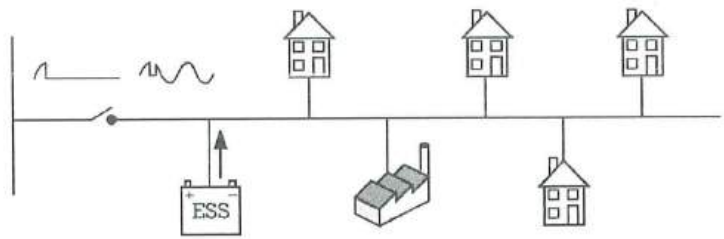
Theo tiêu chuẩn IEEE Std 1159-2019 [58], chất lượng điện năng được định nghĩa là tập hợp các thông số đảm bảo điện áp và tần số luôn nằm trong giới hạn cho phép, đồng thời kiểm soát các yếu tố gây nhiễu như sóng hài, thành phần DC, hiện tượng nhấp nháy (flicker) và biến động điện áp đột ngột - những tác nhân có thể làm giảm tuổi thọ thiết bị hoặc ảnh hưởng đến chất lượng dịch vụ điện. Do BESS có khả năng tham gia đồng thời vào cả điều chỉnh tần số và ổn định điện áp, nên BESS có thể đóng vai trò trong đảm bảo chất lượng điện năng trong hệ thống điện [55].

1.1.7. Phục hồi lưới điện

Khả năng phục hồi là khả năng ứng phó tích cực với những thách thức không mong muốn như sự cố, hay gián đoạn trên lưới điện. BESS đóng vai trò quan trọng trong việc ổn định lưới điện nhờ khả năng cung cấp, hấp thụ điện năng khi xảy ra mất cân bằng cung, cầu. Theo đó, BESS không chỉ giúp ổn định tần số và điện áp lưới điện cục bộ, mà còn có thể hỗ trợ các phần tử lưới điện trong thời gian ngắn sau sự cố mất điện từ máy phát hoặc đường dây truyền tải, trước khi các máy phát dự phòng được đưa vào vận hành.

BESS có thể được thiết kế để cung cấp điện khẩn cấp cho các phụ tải, hoặc các khu vực cục bộ quan trọng khi xảy ra mất điện. Mặc dù các hệ thống lưu trữ riêng lẻ không thể bao phủ toàn bộ lưới điện, nhưng nếu được thiết kế phù hợp, chúng có thể đảm bảo cung cấp điện cho các phụ tải quan trọng như một phần của phụ tải công nghiệp, khu dân cư, tòa nhà chung cư, hoặc là từng hộ gia đình riêng lẻ.

Khi xảy ra sự cố mất điện, một phần lưới điện siêu nhỏ (microgrid) có thể được tách ra như tại Hình 1.3. Lúc này, BESS có thể cung cấp điện độc lập cho lưới siêu nhỏ này trong suốt thời gian mất điện, hoặc cho đến khi hết năng lượng dự trữ.



Hình 1.3. Minh họa lưới điện siêu nhỏ đơn giản vận hành độc lập sau một sự cố về nguồn điện lưới [55]

Một ứng dụng quan trọng khác của BESS trong nâng cao khả năng phục hồi là hỗ trợ khởi động đen (black start). BESS có thể cung cấp năng lượng ban đầu, như một nguồn phụ trợ để bắt đầu quay, khởi động và đồng bộ các máy phát điện với lưới điện. Ngoài ra, BESS còn có khả năng khởi tạo lưới điện (grid-forming) khi cần thiết.

1.2. CÁC CÔNG NGHỆ PIN LƯU TRỮ ĐIỆN

1.2.1. Pin Axit Chì

Pin axit-chì là công nghệ trưởng thành nhất, chi phí thấp, hiệu suất 70–90% và thời gian đáp ứng nhanh. Tuy nhiên, chúng có tuổi thọ chu kỳ và mật độ năng lượng thấp, hoạt động kém ở nhiệt độ thấp và chứa chì gây hại môi trường [87], [99]. Pin thường được sử dụng cho nguồn dự phòng và ứng dụng viễn thông.

1.2.2. Pin dòng

Pin dòng (Redox Flow Batteries - RFB) tách biệt công suất và dung lượng, phù hợp lưu trữ dài hạn quy mô lớn nhờ tuổi thọ cao, phản hồi nhanh và ít tự xả. Hạn chế chính là mật độ năng lượng thấp và hệ thống vận hành phức tạp [78].

1.2.3. Pin NiCd

Pin NiCd (nickel-cadmium) bền, hoạt động tốt trong điều kiện lạnh và có tuổi thọ chu kỳ cao, nhưng chứa cadmium độc hại và có hiệu ứng bộ nhớ. Chi phí của loại pin này khá cao nên cần cân nhắc khi sử dụng cho các ứng dụng [78], [80].

1.2.4. Pin NiMH

Pin NiMH (nickel-metal hydride) có mật độ năng lượng cao hơn và thân thiện môi trường hơn so với NiCd, song tự xả nhanh và suy giảm khi sạc sâu liên tục. Chúng được sử dụng cho thiết bị di động và giao thông điện hóa [78].

1.2.5. Pin Li-Ion

Pin Li-ion nổi bật về mật độ năng lượng, hiệu suất 75–97%, và tuổi thọ chu kỳ cao. Hiện chiếm 69% thị phần pin lưu trữ toàn cầu năm 2023 và tại Mỹ đến 90% dự án BESS mới sử dụng công nghệ này [46]. Chúng dẫn đầu trong thị trường do khả năng lưu trữ lượng năng lượng lớn với một không gian nhỏ và chi phí đang ngày càng giảm dần. Tuy nhiên, nhược điểm chính của pin Li-ion là chi phí cao và yêu cầu quản lý nhiệt nghiêm ngặt trong đảm bảo an toàn [79], [99].

1.2.6. Pin NaS

Pin NaS có mật độ năng lượng cao, tuổi thọ dài, hiệu suất tốt nhưng phải vận hành ở nhiệt độ 300–350°C, dẫn đến rủi ro an toàn và yêu cầu kỹ thuật cao [75], [80], [99].

1.2.7. So sánh giữa các loại công nghệ pin lưu trữ năng lượng

Chi tiết các so sánh về các đặc tính kinh tế, kỹ thuật quan trọng của các công nghệ BESS được tổng hợp tại Bảng 1.1 dưới đây.

Bảng 1.1. So sánh các công nghệ pin [99]

Đặc điểm	Pb-acid	Li-ion	NiCd	NiMH	NaS	VRFB
Năng lượng riêng (Wh/kg)	25 – 50	80-250	30-80	40-110	150-240	10-130
Công suất riêng (W/kg)	150-400	200-2000	80-300	200-300	90-230	50-150
Mật độ năng lượng (kWh/m ³)	25-90	95-500	15-150	40-300	150-350	10-33
Mật độ công suất (kW/m ³)	10-400	50-800	40-140	10-600	1.2-50	2.5-33
Chi phí năng lượng [€/kWh]	40-170	500-2100	680-1300	170-640	250-420	130-850
Chi phí công suất [€/kW]	250-500	1000-3400	420-1300	200-470	850-2500	500-1300
Dòng đời [năm]	2-15	5-15	10-20	2-15	10-15	5-15
Số chu kỳ dòng đời (chu kỳ)	250-2000	100-10000	1000-5000	300-1800	2500-40000	10000-16000
Điện áp tế bào [V]	22.1	2.5-5	1.2-1.3	1.2-1.35	1.8-2.71	1.2-1.4
Hiệu suất [%]	63-90	75-97	60-90	50-80	75-90	75-90

Các giá trị trong bảng được hiển thị bằng mức độ xám đậm, nhạt khác nhau. Các đặc điểm công nghệ tốt nhất được hiển thị theo màu xám đậm hơn, ngược lại các đặc điểm công nghệ kém hơn được hiển thị trong ô với màu xám nhạt hơn. Bảng 1.1 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. Tuy nhiên, chi phí đầu tư, chi phí năng lượng của dạng BESS này đang là yếu tố hạn chế trong việc mở rộng chúng sang nhiều ứng dụng lưu trữ năng lượng. Mặc dù hiện nay, các nghiên cứu vẫn đang phát triển nhiều công nghệ pin cạnh tranh lại với pin Lithium-ion, nhưng trong ngắn hạn pin Lithium-ion vẫn là lựa chọn ưu tiên và đang chiếm tỷ trọng chủ yếu trong các dự án BESS được đầu tư xây dựng trên thế giới [55].

Mặc dù vậy, để lựa chọn một dạng công nghệ BESS cho một ứng dụng cụ thể trong hệ thống điện phụ thuộc vào nhiều yếu tố như yêu cầu về công suất và dung lượng năng lượng cần thiết, thời gian đáp ứng, khả năng của chu kỳ vòng đời, trọng lượng, thể tích chiếm chỗ, các điều kiện vận hành đi kèm cũng như chi phí đầu tư của mỗi loại.

1.3. TỔNG QUAN VỀ HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

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

- Tăng trưởng nhu cầu phụ tải điện:

Hệ thống điện Việt Nam là một trong những hệ thống điện có tốc độ tăng trưởng cao. Tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm bình quân giai đoạn 2021-2024 đạt 7,1%/năm, tương ứng điện thương phẩm đạt 276 tỷ kWh năm 2024. Năm 2024, phụ tải cực đại toàn hệ thống đạt gần 49 GW. Miền Bắc và miền Nam là hai trung tâm phụ tải của cả nước, tổng sản lượng điện thương phẩm của hai miền chiếm khoảng 90% nhu cầu điện toàn quốc. Điện thương phẩm của miền Trung chỉ chiếm khoảng 10%. Năm 2024, sản lượng điện thương phẩm 2 miền Bắc và Nam đạt trên 120 tỷ kWh, miền Trung đạt khoảng 25 tỷ kWh. Phụ tải cực đại 2 miền Bắc và Nam đạt khoảng 25 GW và 21 GW, phụ tải cực đại miền Trung đạt trên 5 GW [10].

- Cấu trúc nguồn hiện nay của Việt Nam và tỷ lệ NLTT:

Trong giai đoạn 2016 - 2024, tổng công suất đặt các nguồn điện trong hệ thống đã tăng gần 2 lần từ khoảng 42 GW lên khoảng 79 GW (không tính tới ĐMT mái nhà). Trước năm 2019, nguồn điện của Việt Nam hầu hết là các nhà máy điện truyền

thống như nhiệt điện than, nhiệt điện khí và thủy điện. Từ năm 2019 trở lại đây, do các cơ chế khuyến khích phát triển NLTT của Chính phủ, các nguồn ĐMT và điện gió đã có bước phát triển đáng kể. Năm 2024, hệ thống điện Việt Nam đã có gần 9 GW ĐMT trang trại và gần 6 GW điện gió. Các loại hình nguồn truyền thống có tổng công suất đặt gần 60 GW, trong đó có 28 GW nhiệt điện than, 24 GW thủy điện và 7 GW tuabin khí [10].

Đến năm 2024, nguồn thủy điện chỉ còn chiếm khoảng 31% trong cơ cấu nguồn điện toàn quốc. Tỷ lệ các nguồn ĐMT và điện gió đã từ gần như 0% vào năm 2018 trở về trước, thì đến năm 2024 đã tăng lên lần lượt 11% và 8%. Tỷ lệ của loại nguồn tuabin khí giảm xuống còn 9% năm 2024 [10]. Các loại hình nguồn còn lại hiện chiếm tỷ lệ nhỏ trong cơ cấu nguồn điện toàn quốc.

Xét trên phạm vi các miền, tình hình tăng trưởng công suất đặt (không tính tới ĐMT mái nhà) trong giai đoạn 2016 - 2024 được thể hiện trong hình trên đây. Năm 2024, tổng công suất đặt nguồn điện miền Bắc là 30 GW. Nguồn điện miền Bắc chủ yếu là nhiệt điện than và thủy điện, hai loại nguồn này chiếm 95% trong cơ cấu nguồn điện toàn miền.

Tại miền Trung, tổng công suất đặt các nguồn điện là gần 16 GW năm 2024. Trước năm 2019, miền Trung hầu như chỉ có các nguồn thủy điện, chiếm tỷ lệ khoảng 86% trong cơ cấu nguồn điện của miền. Từ năm 2019 trở lại đây, miền Trung được bổ sung một lượng đáng kể nguồn ĐMT và điện gió. Năm 2024, hai loại nguồn này chiếm khoảng 32% trong cơ cấu nguồn điện toàn miền.

Tại miền Nam, công suất đặt của các nguồn điện là 31 GW năm 2024. Trước năm 2019, nguồn điện miền Nam chủ yếu là tua bin khí và nhiệt điện than. Từ năm 2019 trở lại đây, miền Nam được bổ sung một lượng đáng kể nguồn ĐMT và điện gió. Năm 2024, hai loại nguồn này chiếm khoảng 28% trong cơ cấu nguồn điện toàn miền.

- Tình hình sản xuất điện [10]:

Sản lượng điện sản xuất toàn quốc là khoảng 310 tỷ kWh năm 2024. Sản lượng điện từ nhiệt điện than và thủy điện chiếm khoảng 79% trong cơ cấu điện sản xuất toàn quốc năm 2024. Bắt đầu từ 2019, tỷ lệ điện sản xuất từ các nguồn NLTT tăng đáng kể trong các năm vừa qua, chiếm khoảng 13% tổng sản xuất điện năm 2024.

Hiện nay, điện sản xuất của miền Bắc chủ yếu là các nguồn nhiệt điện than và thủy điện, chiếm khoảng 98% tổng sản lượng điện sản xuất toàn miền. Sản xuất điện miền Trung chủ yếu là từ thủy điện, chiếm khoảng 67% trong tổng sản xuất điện của miền. Sản xuất điện của miền Nam chủ yếu từ than, khí, chiếm khoảng 70%, NLTT (ĐMT và điện gió) chiếm khoảng 20% kể từ năm 2020.

- Tình hình truyền tải điện năng giữa các vùng miền [10]:

Miền Bắc và miền Nam thường xảy ra tình trạng thiếu điện năng và phải nhận thêm điện từ miền Trung qua lưới điện truyền tải liên miền. Miền Trung có xu hướng thừa điện do phụ tải thấp. Đặc biệt, từ năm 2019 trở lại đây, miền Trung và miền Nam được bổ sung một lượng lớn nguồn điện, chủ yếu là nguồn NLTT, cùng với việc phụ tải tăng trưởng nhanh tại miền Bắc đã làm xu hướng truyền tải chính trong các năm gần đây là theo hướng Trung → Bắc và Trung → Nam.

Trong các tháng mùa hè, phụ tải miền Bắc tăng cao do thời tiết nắng nóng cực đoan cùng với việc huy động cao các nhà máy NLTT tại miền Trung và miền Nam, đã có nhiều thời điểm xuất hiện trào lưu truyền tải theo hướng từ miền Nam ra miền Trung và miền Bắc. Sản lượng truyền tải theo chiều Bắc – Trung có xu hướng giảm mạnh, trong khi sản lượng truyền tải theo chiều từ miền Trung - Bắc có xu hướng tăng lên. Năm 2024, sản lượng theo chiều Bắc - Trung là khoảng 6 tỷ kWh, còn theo chiều Trung - Bắc là khoảng 7 tỷ kWh năm 2024.

Đối với liên kết Trung – Nam, sản lượng điện truyền tải giữa 2 miền này cũng bao gồm theo cả hai chiều và thay đổi phương thức vận hành liên tục trong ngày. Nhưng chiều truyền tải chính vẫn theo hướng từ miền Trung vào miền Nam. Sản lượng truyền tải theo chiều Trung – Nam vào khoảng 22 tỷ kWh năm 2024. Điện năng có xu hướng truyền tải từ miền Trung vào miền Nam trong cao điểm tối, khi nguồn NLTT phát thấp và huy động nguồn nhiệt điện miền Nam bị hạn chế (do chi phí nhiên liệu cao, thời gian khởi động dài) và từ miền Nam ra miền Trung vào thời điểm thấp điểm trưa, khi các nguồn NLTT phát cao.

1.3.2. Quy hoạch phát triển điện lực

Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050, Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025 [9], đến năm 2030, tổng công suất các nhà máy điện phục vụ nhu cầu trong nước (không bao gồm xuất khẩu) là 183.291

đến 236.363 MW. Phát triển hệ thống điện Việt Nam theo hướng tối đa, tăng tỉ trọng nguồn điện từ NLTT trong cơ cấu nguồn điện và điện năng sản xuất. Trong đó, điện gió được phát triển từ 32.066 đến 55.061 MW; ĐMT từ 46.459 MW đến 73.416 MW (chiếm tỉ lệ 26,3% tới 31,1%); nguồn lưu trữ từ 10.000 đến 16.300 MW, chiếm tỉ lệ 5,5 đến 6,9%; thủy điện tích năng từ 2.400 đến 6.000 MW.

Đối với các nguồn lưu trữ, phát triển thủy điện tích năng để điều hòa phụ tải, dự phòng công suất và hỗ trợ tích hợp các nguồn NLTT quy mô lớn. Công suất nguồn lưu trữ trên tổng công suất điện gió, ĐMT là khoảng 20%. Phát triển ĐMT tập trung phải kết hợp với lắp đặt pin lưu trữ với tỉ lệ tối thiểu 10% công suất và tích trong 2 giờ.

Đến năm 2050, tổng công suất các nhà máy điện phục vụ nhu cầu trong nước là 774.503 đến 838.681 MW. Trong đó, điện gió được phát triển từ 84.696 đến 113.503 MW, chiếm tỉ lệ 25,6 đến 27,5%; ĐMT từ 293.088 đến 295.646 MW (chiếm tỉ lệ 35,3% tới 37,8%); nguồn lưu trữ từ 95.983 đến 96.120 MW, chiếm tỉ lệ 11,5 đến 12,5%; thủy điện tích năng từ 20.691 đến 21.327 MW.

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

Sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn NLTT, đặc biệt là ĐMT và điện gió, trong thập kỷ vừa qua đã đặt ra thách thức lớn đối với việc duy trì sự ổn định và cân bằng của hệ thống điện. Trong bối cảnh đó, lưu trữ năng lượng được xem là giải pháp then chốt giúp gia tăng khả năng hấp thụ nguồn tái tạo, ổn định tần số hệ thống, và giảm thiểu tình trạng cắt giảm công suất.

Việt Nam đã điều chỉnh chiến lược phát triển năng lượng nhằm đáp ứng các yêu cầu về an ninh năng lượng, tăng trưởng xanh và hội nhập vào xu thế chuyển dịch năng lượng toàn cầu. Trong chính sách hiện hành, lưu trữ năng lượng (ESS) bắt đầu được đề cập như một yếu tố quan trọng hỗ trợ quá trình phát triển NLTT, song vẫn còn thiếu cơ chế vận hành cụ thể và cơ chế tài chính để khuyến khích đầu tư.

Trước khi ESS được quan tâm như hiện nay, chính sách năng lượng của Việt Nam đã trải qua một giai đoạn phát triển mạnh mẽ trong lĩnh vực NLTT, đặc biệt kể từ năm 2017. Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11 tháng 4 năm 2017 về cơ chế khuyến khích phát triển ĐMT tại Việt Nam là văn bản chính sách đầu tiên đặt nền

tăng cho sự bùng nổ của các dự án NLTT. Theo quyết định này, các dự án ĐMT nổi lưới được áp dụng mức giá mua điện (Feed-in Tariff, FiT) cố định là 9,35 UScents/kWh trong vòng 20 năm đối với các dự án vận hành trước ngày 30/6/2019. Tiếp đó, Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10 tháng 9 năm 2018 điều chỉnh giá FiT cho điện gió lên 8,5 UScents/kWh cho điện gió trên bờ và 9,8 UScents/kWh cho điện gió ngoài khơi. Các chính sách này đã góp phần thúc đẩy sự gia tăng nhanh chóng của công suất ĐMT và điện gió trên toàn quốc. Theo số liệu từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), tính đến cuối năm 2020, tổng công suất ĐMT đã vượt 17 GW, trong đó riêng trong năm 2019–2020 có tới hàng trăm dự án được đưa vào vận hành.

Tuy nhiên, sự phát triển nhanh chóng này cũng làm nảy sinh các thách thức về quá tải hạ tầng truyền tải, mất cân đối cung – cầu cục bộ và tình trạng cắt giảm công suất ĐMT và điện gió ở một số khu vực như Ninh Thuận, Bình Thuận. Từ năm 2021 trở đi, do chưa có cơ chế FiT tiếp theo, cũng như chưa có khung giá mới, các hoạt động đầu tư vào NLTT gần như bị dừng lại. Sự gián đoạn trong chính sách cụ thể đã tạo ra khoảng trống trong thị trường trong giai đoạn 2021–2023.

Trong bối cảnh đó, một trong những văn bản chính sách nền tảng gần đây là Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021–2030, tầm nhìn đến năm 2050 (viết tắt là QHĐVIII), được Chính phủ phê duyệt theo Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023. Trong Quy hoạch này, lần đầu tiên lưu trữ năng lượng được định vị là một thành phần kỹ thuật có thể được triển khai để hỗ trợ tích hợp NLTT vào hệ thống điện quốc gia. Cụ thể, Quy hoạch đặt mục tiêu đạt khoảng 300–500 MW công suất lưu trữ năng lượng vào năm 2030 và hướng tới phát triển các mô hình lưu trữ quy mô lớn để hỗ trợ điều độ hệ thống. Tuy nhiên, các nội dung này vẫn chủ yếu mang tính định hướng, chưa kèm theo khung thể chế cụ thể để triển khai.

Ngày 15/4/2025, Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 768/QĐ-TTg phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021–2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Điều chỉnh QHĐVIII). Văn bản này đã cụ thể hóa các mục tiêu phát triển đối với hệ thống điện quốc gia nói chung, phát triển NLTT và lưu trữ năng lượng nói riêng. Theo đó, đến năm 2030, mục tiêu là đạt tỷ lệ NLTT trong tổng công suất nguồn điện khoảng 47%, và đến năm 2050, tỷ lệ này có thể đạt 74–75%. Đồng thời, Quy hoạch nhấn mạnh định hướng việc phát triển các ESS để hỗ trợ tích hợp

NLTT vào lưới điện, nâng cao độ tin cậy và ổn định của hệ thống điện quốc gia. Phát triển ĐMT tập trung phải kết hợp với lắp đặt pin lưu trữ tối thiểu 10% công suất và tích trữ trong 2 giờ. Định hướng phát triển pin lưu trữ đạt 10 GW tới 16,3 GW vào năm 2030; và lên tới khoảng 96 GW công suất vào năm 2050.

Một chính sách mới khác là khung giá mới cho ĐMT, bao gồm cả hệ thống có tích hợp pin lưu trữ, theo phân theo vùng theo Quyết định số 988/QĐ-BCT được phê duyệt ngày 10/4/2025 của Bộ Công Thương [5]. Theo khung giá này, các dự án ĐMT có kèm BESS có giá phát điện cao hơn so với các dự án không có BESS, phản ánh vai trò của lưu trữ năng lượng trong việc ổn định và tối ưu vận hành hệ thống điện. Đây là bước tiến chính sách cụ thể đầu tiên của Việt Nam liên quan trực tiếp đối với mô hình tích hợp giữa NLTT và BESS, làm căn cứ cho thỏa thuận mua bán điện giữa các nhà máy ĐMT và EVN trong giai đoạn tới.

Theo mô hình truyền thống, các nhà phát điện tái tạo buộc phải bán điện cho EVN. Hiện nay, cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA, theo Nghị định số 80/2024/NĐ-CP ngày 03/07/2024) cho phép các nhà máy điện từ NLTT mua bán điện trực tiếp với các khách hàng sử dụng điện quy mô lớn thông qua hợp đồng song phương. Cơ chế này mở ra một kênh tiêu thụ điện năng linh hoạt hơn, thúc đẩy sự tham gia của khu vực tư nhân vào lĩnh vực năng lượng, đồng thời như một giải pháp trong tiến trình xây dựng thị trường điện cạnh tranh theo hướng minh bạch và hiệu quả hơn.

Khung pháp lý cho cơ chế DPPA được hình thành từ nền tảng Luật Điện lực (2004, sửa đổi các năm 2012 và 2018) và các văn bản chỉ đạo của Chính phủ như Quyết định số 63/QĐ-TTg năm 2013 về lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh, cùng với các văn bản điều hành gần đây như Nghị định số 57/2025/NĐ-CP về thí điểm cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa nhà máy điện sử dụng NLTT và khách hàng tiêu thụ điện lớn. Đồng thời, Thông tư số 16/2025/TT-BCT của Bộ Công Thương cung cấp các hướng dẫn kỹ thuật và vận hành liên quan đến thị trường điện giao ngay - nơi phần lớn giao dịch trong mô hình DPPA qua lưới điện quốc gia được thực hiện.

Về mặt triển khai, cơ chế DPPA tại Việt Nam bao gồm hai hình thức chính, thứ nhất là mô hình kết nối riêng, nơi nhà máy điện và khách hàng tiêu thụ điện được đấu nối trực tiếp bằng đường dây riêng; thứ hai là mô hình thông qua hệ thống lưới điện

quốc gia, nơi điện năng được giao dịch trên thị trường điện giao ngay và hai bên ký hợp đồng tài chính song song để bảo đảm mức giá ổn định.

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

Luận án đã tìm kiếm, tổng hợp và phân tích trên 39 bài báo khoa học trong nước và quốc tế công bố, liên quan nhất đến phạm vi nghiên cứu và thuộc lĩnh vực ĐMT, lưu trữ năng lượng ứng dụng cho Việt Nam từ năm 2021 đến nay. Kết quả tổng hợp trên các nghiên cứu cho thấy, nội dung nghiên cứu về lưu trữ năng lượng cho Việt Nam đến nay có thể được chia thành 05 hướng chính liên quan cụ thể như sau:

Chủ đề 1: Nhóm nghiên cứu vật liệu, công nghệ lưu trữ

Các nghiên cứu về vật liệu và công nghệ lưu trữ năng lượng chiếm 3/37 bài công bố được tổng hợp tại nghiên cứu này (chiếm 8,1%). Đây là nhóm nghiên cứu phổ biến nhất, tập trung vào khía cạnh phát triển vật liệu lưu trữ như pin Lithium-ion, pin Na-ion, pin dòng.

Hương Trà cùng các cộng sự [38] đã chứng minh việc ứng dụng vật liệu carbon xốp từ than đá Việt Nam trong lưu trữ năng lượng, hiệu suất lưu trữ ấn tượng khi vật liệu này làm điện cực siêu tụ điện và cực dương pin Lithium-ion. Wang và cộng sự [106] đã áp dụng phương pháp ra quyết định đa tiêu chí mờ để đánh giá toàn diện các công nghệ pin thay thế Lithium-ion, trong đó pin Natri-ion được xác định là lựa chọn tối ưu do phù hợp với điều kiện kinh tế và kỹ thuật của Việt Nam. Kết quả này có ý nghĩa quan trọng trong bối cảnh thế giới đang đối mặt với tình trạng khan hiếm nguồn cung Lithium. Anh Duy và cộng sự [41] phát triển aerogel carbon từ cellulose vỏ dừa, vật liệu này có độ bền cao, hứa hẹn ứng dụng rộng rãi trong chế tạo siêu tụ điện. Các nghiên cứu này tuy chủ yếu được thực hiện ở quy mô thí nghiệm nhưng đã đặt nền móng quan trọng cho sự phát triển công nghệ lưu trữ năng lượng tại Việt Nam.

Như vậy, các nghiên cứu về vật liệu, công nghệ lưu trữ cho Việt Nam đến hiện tại mang tính cơ bản hoặc ứng dụng ở quy mô phòng thí nghiệm, và không trực tiếp phân tích hệ thống năng lượng Việt Nam. Tuy nhiên, chúng là nền tảng công nghệ quan trọng để hỗ trợ sản xuất và sử dụng pin trong tương lai.

Chủ đề 2: Nhóm nghiên cứu tích hợp hệ thống năng lượng lợi ích đa mục tiêu

Các công trình nghiên cứu về tích hợp hệ thống năng lượng chiếm 12/37 số nghiên cứu được tổng hợp (32,4%). Các nghiên cứu nhóm này tập trung vào việc

phân tích ứng dụng thực tế của các giải pháp lưu trữ trong hệ thống điện để đạt được các nhiều lợi ích khác nhau trong hệ thống điện như điều chỉnh phụ tải, cắt giảm công suất, điều tần, tối ưu chi phí mua điện...

Linh Đan và cộng sự [86] đã viết một chương sách nghiên cứu lợi ích và chi phí của hệ thống điện mặt trời mái nhà kết hợp pin lưu trữ trong một trường hợp thực tế tại Việt Nam, nhằm xem xét về khả năng tăng tự tiêu thụ năng lượng tái tạo, cải thiện tính bền vững và mang lại giá trị kinh tế. Nghiên cứu chỉ ra sự cần thiết của các chính sách hỗ trợ để đạt được hiệu quả tài chính, giảm phát thải CO₂ và chuyển đổi sang NLTT trong các dự án này.

Lương Ngọc Giáp và các cộng sự [49] đã sử dụng phần mềm PyPSA để mô phỏng và phân tích chi tiết vai trò của thủy điện tích năng Bắc Ái trong việc ổn định lưới điện, điều tiết tần số và đảm bảo tính ổn định và an toàn trong bối cảnh gia tăng sử dụng NLTT tại Việt Nam.

Lê Thị Thúy Hằng và các cộng sự [72], Đinh Thành Việt và các cộng sự [11] đã đề xuất các giải pháp sử dụng BESS hoặc thủy điện tích năng để giải quyết tình trạng tắc nghẽn lưới điện tại khu vực Ninh Thuận - Bình Thuận, nơi có tỷ trọng ĐMT cao trong cơ cấu nguồn điện. Các nghiên cứu này đã cung cấp cơ sở khoa học và thực tiễn quan trọng cho việc triển khai các giải pháp lưu trữ năng lượng tại Việt Nam.

Chủ đề 3: Nhóm nghiên cứu phân tích thị trường/chính sách

Các nghiên cứu về chính sách và thị trường lưu trữ năng lượng chiếm 8/37 nghiên cứu được rà soát (21,6%). Các nghiên cứu nhóm này ít về số lượng nhưng có ý nghĩa chiến lược quan trọng. Phạm Ngọc Thắm và các cộng sự [101] đã tiến hành phân tích sâu về tác động của biểu giá FiT đến quyết định đầu tư hệ thống PV-BESS tại các hộ gia đình. Kết quả nghiên cứu chỉ ra rằng sự thiếu ổn định trong chính sách là yếu tố chính làm giảm động lực đầu tư của người dân. Pandey và các cộng sự [89], Nguyễn Đức Tuyên [103] thực hiện so sánh toàn diện kinh nghiệm phát triển ESS và hydrogen giữa Việt Nam và các nước phát triển như Mỹ, từ đó đề xuất các giải pháp về cơ chế tài chính và mô hình hợp tác công - tư phù hợp với điều kiện Việt Nam. Những nghiên cứu này đã góp phần quan trọng trong việc xác định các rào cản và đề xuất giải pháp thúc đẩy phát triển thị trường lưu trữ năng lượng tại Việt Nam.

Chủ đề 4: Nhóm nghiên cứu tối ưu hóa cấu trúc, tối ưu hóa lợi ích/chi phí

Các nghiên cứu về chủ đề đánh giá hiệu quả đầu tư (phân tích kinh tế, tài chính) của các dự án có lưu trữ điện chiếm tỷ trọng nhiều nhất trong các công bố được tổng hợp tại Luận án này, 11/37 nghiên cứu (tương ứng chiếm 29,7%). Các nghiên cứu trên đã phân tích nhằm cung cấp các thông tin cho các nhà đầu tư, nhà hoạch định chính sách về hiệu quả kinh tế của NLTT và lưu trữ năng lượng.

Hong Eun Moon và các cộng sự [82] đã thực hiện nghiên cứu so sánh toàn diện giữa hệ thống PV-BESS với các nguồn điện truyền thống tại ba nước Đông Nam Á. Kết quả cho thấy mặc dù LCOE của hệ thống PV-BESS cao hơn 282,7% so với điện lưới thông thường, nhưng lại thấp hơn 55,9% so với hệ thống phát điện bằng diesel. Phan Minh Tấn [91] áp dụng thuật toán JSOA để tối ưu hóa doanh thu từ hoạt động của ESS, đạt được mức tăng doanh thu 495,2 USD/năm cho các nhà máy điện tái tạo. Những kết quả này cung cấp cơ sở dữ liệu quan trọng cho việc đánh giá hiệu quả đầu tư vào các ESS tại Việt Nam.

Chủ đề 5: Nhóm nghiên cứu mô hình ra quyết định/đánh giá công nghệ

Các nghiên cứu xây dựng mô hình ra quyết định, đánh giá lựa chọn công nghệ lưu trữ năng lượng bao gồm 4/37 nghiên cứu được tổng hợp (10,8%). Trong lĩnh vực đánh giá và lựa chọn công nghệ, Chia-Nan Wang [107] đã phát triển mô hình ra quyết định dựa trên phương pháp Fuzzy AHP (Analytic Hierarchy Process) kết hợp BWM (Best-Worst Method). Mô hình này cho phép đánh giá toàn diện các tiêu chí kỹ thuật, kinh tế và môi trường để xếp hạng các công nghệ pin tích trữ năng lượng. Kết quả nghiên cứu đã chỉ rõ công nghệ pin Natri-ion và pin Magie-ion là những lựa chọn tối ưu cho điều kiện phát triển của Việt Nam. Nghiên cứu này không chỉ có giá trị trong lĩnh vực lưu trữ năng lượng mà còn có thể ứng dụng để đánh giá các công nghệ năng lượng khác.

Như vậy, qua tổng hợp xem xét trên 37 nghiên cứu được công bố, các hướng chính được nghiên cứu đối với lưu trữ năng lượng tại Việt Nam trong giai đoạn vừa qua bao gồm 2 hướng chính. Nhóm chiếm nhiều nhất là các nghiên cứu sử dụng bài toán tối ưu, đánh giá hiệu quả đầu tư các dự án có lưu trữ năng lượng (Nhóm 4). Thứ 2 về tỷ lệ các nghiên cứu là nhóm các đánh giá tích hợp BESS vào hệ thống nhằm đạt được nhiều lợi ích kỹ thuật khác nhau trong hệ thống điện, lưới điện như điều

chỉnh điện áp, tần số, giảm tắc nghẽn lưới điện (Nhóm 2). Nhóm chiếm tỷ lệ thứ 3 các nghiên cứu hướng đến là các vấn đề liên quan đến đánh giá tiềm năng, thị trường và chính sách (Nhóm 3). Phần còn lại là các nghiên cứu khác. Chi tiết các nghiên cứu và phân nhóm được trình bày tại Bảng A.1, Phụ lục A.

1.4. TỔNG QUAN QUỐC TẾ VỀ ĐỊNH GIÁ VÀ CƠ CHẾ THỊ TRƯỜNG CHO HỆ THỐNG PV-BESS

Sự phát triển nhanh của điện mặt trời kết hợp lưu trữ năng lượng trong hai thập kỷ gần đây đã kéo theo sự thay đổi mạnh mẽ trong cách tiếp cận định giá bán điện và thiết kế cơ chế thị trường. Các nghiên cứu quốc tế đã đề xuất và áp dụng nhiều phương pháp khác nhau nhằm phản ánh đầy đủ hơn chi phí, doanh thu và giá trị hệ thống của các dự án PV-BESS. Nội dung tổng quan dưới đây hệ thống hóa các hướng tiếp cận chính trong nghiên cứu và thực tiễn quốc tế.

1.4.1. Các chỉ số kinh tế truyền thống và mở rộng

Chi phí sản xuất điện quy dẫn, LCOE, là một chỉ số phổ biến và quan trọng trong đánh giá kinh tế dự án điện tái tạo. LCOE phản ánh chi phí bình quân để sản xuất một đơn vị điện trong suốt vòng đời dự án, bao gồm chi phí đầu tư, chi phí vận hành - bảo dưỡng và chi phí sử dụng vốn [63]. Tuy nhiên, đối với PV-BESS, LCOE có hạn chế do nó chỉ phản ánh chi phí sản xuất, trong khi giá trị của BESS còn nằm ở khả năng dịch chuyển năng lượng theo thời gian.

Để khắc phục, Schmidt và cộng sự [96] đã đề xuất chỉ số LCOS nhằm tính toán chi phí lưu trữ và phát điện lại từ BESS. LCOS hữu ích trong so sánh công nghệ lưu trữ, nhưng vẫn chỉ dừng ở góc nhìn chi phí, chưa phản ánh được doanh thu thực tế trong các thị trường điện có nhiều mức giá.

Tóm lại, mặc dù chưa phản ánh được các yếu tố thị trường điện cạnh tranh trong đó, LCOE hay LCOS có vai trò là một mức giá tối thiểu (hay giá sàn) để đảm bảo thu hồi vốn cho dự án PV-BESS.

1.4.2. Cơ chế hợp đồng mua bán điện cho hệ thống PV-BESS

Hợp đồng mua bán điện (PPA) là công cụ chủ đạo nhằm bảo đảm nguồn thu ổn định cho các dự án năng lượng tái tạo. PPA truyền thống quy định mức giá cố định hoặc công thức giá điều chỉnh trong suốt thời hạn hợp đồng [39]. Đối với hệ thống

PV-BESS, PPA có thể thiết kế theo hai hướng: (1) giá mua điện thống nhất cho toàn bộ sản lượng, hoặc (2) tách biệt giữa giá điện năng và giá dịch vụ lưu trữ.

Mô hình giá mua điện thống nhất cho toàn bộ sản lượng: Trong mô hình này, toàn bộ sản lượng điện từ hệ thống PV-BESS được bán cho bên mua với một mức giá cố định trong suốt thời gian hợp đồng (thường 15–20 năm). Điều này giúp nhà đầu tư dễ dự báo dòng tiền và giảm rủi ro tài chính, bởi không cần phân biệt phần điện năng đến từ PV hay từ BESS. Tuy nhiên, cách tiếp cận này chưa khuyến khích vận hành tối ưu BESS, bởi doanh thu không phụ thuộc vào việc dịch chuyển năng lượng sang giờ cao điểm. Ví dụ ở Ấn Độ, hợp đồng mua bán điện được xây dựng bởi Sunsure Energy được ký theo cố định trong giờ cao điểm đối với phần năng lượng cho 500 MWh từ BESS tại Uttar Pradesh [26].

Giá bán điện tách biệt giữa giá điện năng và giá dịch vụ lưu trữ: Trong dạng cấu trúc biểu giá này, phần điện năng từ PV được mua theo một mức giá riêng, và năng lượng phát ra từ BESS (hoặc dịch vụ mà BESS cung cấp như công suất dự phòng) được thanh toán theo một mức giá khác bổ sung. Cách tiếp cận về giá này minh bạch hơn, phản ánh đúng giá trị kinh tế của BESS, đồng thời khuyến khích nhà đầu tư vận hành tối ưu hệ thống theo tín hiệu thị trường (ví dụ: sạc khi giá thấp, xả khi giá cao). Dong et al. (2021) cũng đã đề xuất mô hình PPA mở rộng cho PV-BESS, trong đó chi phí lưu trữ được hạch toán riêng và thực hiện phân tích độ nhạy đối với số giờ phát điện khả thi. Kết quả cho thấy khi chi phí BESS được đưa đầy đủ vào hợp đồng, thời gian hoàn vốn dài hơn so với giá PPA chỉ tính riêng phần cho phần PV [39]. Ngoài ra, ở California, một số dự án PV-BESS ký hợp đồng PPA, trong đó tách riêng phần giá điện năng và phần giá dịch vụ công suất do BESS cung cấp [21].

Ưu điểm của PPA là mang lại sự ổn định về dòng tiền cho nhà đầu tư. Khi mức giá mua điện được cố định hoặc quy định theo công thức điều chỉnh trong hợp đồng dài hạn, rủi ro biến động thị trường điện gần như được loại bỏ. Nhờ vậy, nhà đầu tư và các tổ chức tín dụng có thể dự báo doanh thu, tính toán thời gian hoàn vốn và đưa ra quyết định đầu tư với mức độ chắc chắn cao hơn. Giá PPA thống nhất có thể phù hợp với thị trường điện chưa phát triển, giúp đơn giản hóa hợp đồng, tuy nhiên chưa gắn chặt lợi ích kinh tế của chủ đầu tư dự án PV-BESS với tín hiệu vận hành thực tế của hệ thống điện. Thiết kế tách biệt giữa giá điện năng và giá công suất là tiên tiến

hơn, minh bạch hóa giá trị dịch chuyển năng lượng và khuyến khích đầu tư, nhưng yêu cầu thị trường điện hoàn thiện hơn để vận hành hiệu quả.

1.4.3. Thị trường dịch vụ phụ trợ và cơ chế thanh toán công suất

Tại các thị trường điện tự do như Mỹ, Đức hay Úc, BESS được khuyến khích tham gia cung cấp dịch vụ phụ trợ như điều tần, điều áp, dự phòng công suất. Nhà đầu tư BESS có thể được trả thêm qua giá công suất (capacity payment), là một khoản chi trả để đảm bảo công suất sẵn sàng [15], [21], [44]. Mô hình này giúp phản ánh giá trị hệ thống của BESS vượt ra ngoài khía cạnh lưu trữ năng lượng đơn thuần. Ví dụ, tại Mỹ, doanh thu từ dịch vụ phụ trợ thường chiếm 20–40% tổng doanh thu của dự án BESS, trong khi ở châu Âu, nhiều nước đã đưa cơ chế đấu thầu công suất (capacity auction) dành riêng cho lưu trữ [100].

Tuy nhiên, cơ chế này đòi hỏi thị trường điện cạnh tranh và hệ thống điều tiết minh bạch, điều mà nhiều quốc gia đang phát triển, trong đó có Việt Nam, vẫn đang từng bước hoàn thiện.

1.4.4. Định giá theo thời gian sử dụng và cơ chế chênh lệch giá điện

Ở nhiều quốc gia châu Á và Mỹ Latinh, nơi thị trường điện chưa hoàn toàn tự do, cơ chế giá điện theo TOU được áp dụng rộng rãi. Theo đó, TOU quy định giá điện khác nhau giữa giờ cao điểm, bình thường và thấp điểm, từ đó khuyến khích BESS lưu trữ vào giờ giá điện rẻ và phát điện vào giờ giá điện đắt [108]. Cơ chế này tạo điều kiện thuận lợi cho PV-BESS phát huy vai trò dịch chuyển năng lượng, giúp lưu trữ điện vào giờ thấp giá và phát điện vào giờ cao giá, qua đó nâng cao hiệu quả kinh tế của hệ thống.

TOU được xem là công cụ trung gian hiệu quả giữa cơ chế giá cố định và thị trường điện cạnh tranh, đặc biệt phù hợp với các quốc gia đang trong giai đoạn chuyển đổi thị trường điện.

1.4.5. Nhận xét tổng hợp và bài học cho Việt Nam

Tổng hợp các nghiên cứu và kinh nghiệm quốc tế cho thấy: (i) LCOE và LCOS là các chỉ số kinh tế nền tảng nhưng chưa phản ánh đầy đủ giá trị hệ thống của BESS; (ii) PPA giúp ổn định tài chính nhưng hạn chế trong việc khuyến khích vận hành tối ưu BESS; (iii) các thị trường dịch vụ phụ trợ và cơ chế thanh toán công suất là các

công cụ định giá tiên tiến nhưng đòi hỏi thị trường điện phát triển; và (iv) TOU là giải pháp thực tiễn cho các thị trường điện đang chuyển đổi.

Đối với Việt Nam, nơi thị trường điện còn đang trong quá trình hoàn thiện và xảy ra hiện tượng cắt giảm công suất điện mặt trời, vẫn còn thiếu các nghiên cứu định lượng đánh giá đồng thời vai trò của LCOE như ngưỡng kinh tế và TOU như công cụ phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS trong điều kiện tồn tại các ràng buộc truyền tải. Khoảng trống này chính là nền tảng khoa học cho hướng tiếp cận nghiên cứu của luận án.

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

1.5.1. Khoảng trống nghiên cứu

Để xác định đóng góp của Luận án, phần này tổng hợp những thiếu hụt còn tồn tại trong lý thuyết và thực tiễn định giá PV-BESS tại Việt Nam trong cơ chế giá, tác động của kích cỡ BESS và giới hạn truyền tải trong mô hình định giá, cụ thể:

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

Các quy định hiện chỉ có khung giá trần tính theo thành phần điện năng phát được từ hệ thống và các nguyên tắc tính giá chung cho các nhà máy điện tại Việt Nam. Ngoài ra, chưa có nghiên cứu nào đánh giá đề xuất, phân tích giá bán điện cho các NMĐMT có lưu trữ trong hệ thống điện Việt Nam. Như vậy, còn thiếu 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/độ tin cậy 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.

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

Phần lớn tài liệu chưa mô hình hóa ràng buộc truyền tải một cách định lượng để chỉ ra nên chọn công suất và thời gian lưu trữ của BESS bao nhiêu, và với cấu hình đó thì mức giá tối thiểu là bao nhiêu để dự án khả thi. Do đó, mối quan hệ giữa vị trí/khả năng truyền tải của lưới điện và tín hiệu giá còn thiếu phân tích, mô tả.

Tài liệu phân tích hiện có, bao gồm cả Khung (giá của Quyết định 988/QĐ-BCT không đưa ràng buộc truyền tải và các mức công suất và thời lượng lưu trữ vào mô hình để định lượng mức giá tối đa của khung giá, đồng thời cũng không chỉ ra mức giá tối thiểu để dự án khả thi. Khung giá đưa ra mức giá tối đa nhưng được tính toán với công suất và dung lượng lưu trữ ở mức tối thiểu (BESS 10% và 2 giờ lưu trữ), trong khi thực tế, càng tăng công suất và dung lượng BESS sẽ càng làm LCOE của hệ thống tăng cao và đòi hỏi khung giá cao hơn. Mặt khác, khung giá được xây dựng trong điều kiện không có giới hạn cho các nhà máy, trong khi thực tế đã xảy quá tải lưới truyền tải và dư cung vào khung giờ trưa khi sự tham gia lớn của điện mặt trời, dẫn đến yêu cầu giảm công suất phát và thiệt hại một phần sản lượng của các nhà máy điện mặt trời trong hệ thống. Do đó, cần thiết phân tích tính khả thi của các cấu hình hệ thống PV-BESS trong điều kiện khung giá hiện tại và khả năng sẵn sàng của lưới truyền tải từng khu vực.

1.5.2. 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. 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 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) để dự án đạt cân bằng tài chính, theo từng cấu hình công suất-thời gian lưu trữ và từng mức ràng buộc truyền tải theo thực tế khu vực. 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, trong đó thanh toán công suất được tính toán từ điều kiện $NPV = 0$ và chuẩn hóa theo công suất sẵn sàng. Việc kết hợp hai mô hình này tạo nền tảng vững chắc cho quyết định đầu tư và cho thiết kế cơ chế giá phù hợp với điều kiện nghẽn của lưới.

b. Ý nghĩa khoa học:

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

- Chuẩn hóa xây dựng phương pháp thanh toán công suất từ phân 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 và đề xuất khung 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 mức độ 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 (TOU) và mức thanh toán công suất tối thiểu (đ/kW-tháng) 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/ảnh hưởng.

d. Câu hỏi nghiên cứu:

Nghiên cứu được triển khai nhằm trả lời các câu hỏi chính 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?

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 1 đã tổng hợp các căn cứ cơ sở cho toàn bộ luận án theo ba phần chính: (i) vai trò và các dịch vụ hệ thống của lưu trữ năng lượng (từ quán tính, điều tần/điện áp, chuyển dịch năng lượng đến hỗ trợ truyền tải–phân phối, quản lý phụ tải và phục hồi lưới); (ii) tổng quan về công nghệ pin lưu trữ (đặc tính, ưu/nhược điểm và khả năng ứng dụng cho NLTT, trong đó pin Li-ion hiện là lựa chọn chủ đạo cho BESS nối lưới); và (iii) phân tích, rà soát hiện trạng, định hướng quy hoạch hệ thống điện, cùng khung chính sách–pháp lý liên quan đến lưu trữ tại Việt Nam. Tổng quan này cho thấy BESS có tiềm năng lớn trong việc giảm cắt giảm công suất ĐMT, dịch chuyển năng lượng sang giờ cao điểm và nâng cao độ tin cậy vận hành.

Từ tổng quan học thuật và bối cảnh trong nước, Chương 1 chỉ ra các khoảng trống cốt lõi: (1) thiếu một khung định giá hai thành phần dành riêng cho tổ hợp PV–BESS, kết hợp giá theo thời gian (TOU) cho điện năng xả và thanh toán công suất phản ánh giá trị độ sẵn sàng của hệ thống; (2) thiếu liên kết định lượng giữa ràng buộc truyền tải, định cỡ BESS và mức giá tối thiểu để dự án khả thi;

Trên cơ sở đó, luận án xác định sự cần thiết xây dựng hai mô hình định giá:

- Mô hình LCOE cho PV-BESS để xác định giá điện bình quân tối thiểu (giá sàn) theo từng cấu hình BESS và từng mức giới hạn truyền tải.
- Mô hình TOU để lượng hóa giá trị theo thời gian và giá trị độ sẵn sàng/độ tin cậy của hệ thống.

Việc đặt song song hai mô hình giúp vừa bảo đảm logic tài chính vòng đời, vừa phản ánh đúng giá trị hệ thống theo giờ, từ đó tạo định hướng lựa chọn quy mô BESS và giá bán điện cho hệ thống phù hợp theo khu vực, theo thời gian dưới ràng buộc truyền tải.

Kết thúc Chương 1, bốn câu hỏi nghiên cứu được xác định rõ và sẽ được phát triển giải quyết trong các chương tiếp theo.

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

2.1. CƠ SỞ PHƯƠNG PHÁP LUẬN CỦA NGHIÊN CỨU

2.1.1. Cách tiếp cận quản lý năng lượng và phân tích kinh tế – kỹ thuật hệ thống

Luận án được xây dựng trên nền tảng cách tiếp cận quản lý năng lượng tích hợp (integrated energy management approach), trong đó các quyết định về đầu tư, vận hành và định giá điện được đánh giá đồng thời dưới góc độ kỹ thuật, kinh tế và hiệu quả hệ thống. Cách tiếp cận này xuất phát từ quan điểm rằng hiệu quả của một dự án năng lượng không chỉ được đo lường bằng chi phí sản xuất điện riêng lẻ, mà còn bởi mức độ đóng góp của dự án đối với tối ưu hóa vận hành và chi phí tổng thể của hệ thống điện.

Ventosa và cộng sự [105] đã chỉ ra rằng việc mô hình hóa hệ thống điện cần phản ánh đồng thời các đặc tính kỹ thuật của công nghệ phát điện và các tín hiệu kinh tế – thị trường nhằm hỗ trợ quá trình ra quyết định trong quy hoạch và vận hành. Conejo và cộng sự [29] khẳng định rằng các quyết định đầu tư trong hệ thống điện hiện đại chỉ có thể đạt hiệu quả tối ưu khi các yếu tố chi phí, rủi ro và ràng buộc vận hành được xem xét trong một khung phân tích thống nhất. Hall và Buckley [54] cũng cho thấy phân tích hệ thống năng lượng là công cụ cốt lõi trong quản lý năng lượng, hỗ trợ hoạch định chính sách và ra quyết định chiến lược ở cấp độ hệ thống.

Trong bối cảnh tỷ trọng năng lượng tái tạo gia tăng nhanh, Grubb và cộng sự [53] cho rằng khi tỷ trọng năng lượng tái tạo gia tăng, mức độ bất định của hệ thống điện tăng cao, đòi hỏi các quyết định đầu tư phải dựa trên phân tích kinh tế – kỹ thuật toàn diện thay vì chỉ dựa trên chi phí đơn vị. Newbery và các cộng sự [85] cũng nhấn mạnh rằng thiết kế thị trường điện trong bối cảnh tỷ lệ năng lượng tái tạo cao cần dựa trên các mô hình hệ thống nhằm đồng thời bảo đảm hiệu quả kinh tế, an ninh cung ứng và tín hiệu đầu tư dài hạn. Cách tiếp cận này cho phép lượng hóa đồng thời chi phí đầu tư – vận hành, hiệu quả khai thác công nghệ, các tác động hệ thống và mức độ phù hợp chính sách, qua đó hỗ trợ quá trình ra quyết định theo hướng bền vững và tối ưu xã hội.

Đối với hệ thống điện mặt trời tích hợp lưu trữ, cách tiếp cận quản lý năng lượng đòi hỏi việc đánh giá không chỉ dựa trên chi phí phát điện thuần túy mà còn trên giá

trị hệ thống do BESS mang lại, bao gồm khả năng dịch chuyển năng lượng theo thời gian, giảm cắt giảm công suất, cải thiện cân bằng phụ tải và nâng cao độ tin cậy lưới điện. Theo IEA (Cơ quan năng lượng quốc tế) [59], lưu trữ điện quy mô lưới đóng vai trò then chốt trong việc xử lý tính biến thiên của năng lượng tái tạo, hỗ trợ cân bằng cung – cầu và nâng cao độ tin cậy của lưới điện. IRENA (Cơ quan năng lượng tái tạo quốc tế) [92] cũng chỉ ra rằng BESS mang lại các lợi ích hệ thống quan trọng như dịch chuyển năng lượng theo thời gian, giảm cắt giảm công suất và hỗ trợ vận hành hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao. Trên cơ sở đó, luận án áp dụng khung phân tích kinh tế – kỹ thuật tích hợp để xây dựng mô hình định giá điện cho hệ thống PV-BESS trong bối cảnh vận hành thực tế của hệ thống điện Việt Nam, có xét đến ràng buộc truyền tải và cơ chế vận hành lưu trữ.

2.1.2. Cơ sở lý thuyết của định giá điện trong quản lý năng lượng

Về phương diện lý thuyết, nghiên cứu dựa trên hai trường phái nền tảng của kinh tế năng lượng [112]:

- (i) định giá dựa trên chi phí dài hạn (long-run cost-based pricing) và
- (ii) định giá dựa trên giá trị hệ thống và chi phí cận biên theo thời gian (system value and marginal-value pricing).

Theo lý thuyết chi phí dài hạn, giá điện phải phản ánh đầy đủ chi phí đầu tư, vận hành, chi phí vốn và rủi ro của dự án nhằm bảo đảm điều kiện hoàn vốn và duy trì động lực đầu tư trong dài hạn. Joskow [65] cũng chỉ ra rằng các cơ chế định giá điện muốn tạo tín hiệu đầu tư hiệu quả phải phản ánh đầy đủ chi phí dài hạn của hệ thống điện, đặc biệt trong các thị trường đang chuyển dịch mạnh sang năng lượng tái tạo.

Trên cơ sở đó, chỉ tiêu LCOE được phát triển như một công cụ lượng hóa chi phí vòng đời của công nghệ phát điện. Báo cáo của IEA và NEA (NEA là Cơ quan Năng lượng hạt nhân) [13] cho thấy LCOE hiện được sử dụng rộng rãi trong hoạch định chính sách và lựa chọn công nghệ phát điện. Short và cộng sự [98] đã xây dựng nền tảng phương pháp tính LCOE cho các dự án năng lượng tái tạo, trong khi IEA [60] và IRENA [63] tiếp tục khẳng định vai trò trung tâm của LCOE trong quản lý và hoạch định năng lượng hiện đại.

Song song, lý thuyết định giá điện hiện đại nhấn mạnh rằng giá trị của điện năng không đồng nhất theo thời gian và phụ thuộc mạnh mẽ vào trạng thái vận hành của

hệ thống tại từng thời điểm. Liu và Hu [73] trong một tổng quan gần đây về định giá điện cho hệ thống năng lượng thông minh đã chỉ ra rằng các cơ chế giá linh hoạt theo thời gian, bao gồm giá theo thời gian sử dụng, phản ánh sát hơn giá trị cận biên của điện năng trong các hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo và lưu trữ cao. Greer [52] cũng phân tích rằng định giá dựa trên chi phí biên là nền tảng để đạt được hiệu quả kinh tế và tối ưu hóa vận hành trong các thị trường điện cạnh tranh hiện đại. Bên cạnh đó, Hogan [56] và Faruqui và Sergici [45] cho thấy các mô hình giá động không chỉ phản ánh điều kiện cung – cầu theo thời gian mà còn đóng vai trò quan trọng trong việc điều hướng hành vi đầu tư và vận hành theo hướng tối ưu hệ thống.

Từ hai nền tảng lý thuyết trên, nghiên cứu này kết hợp phân tích trên cả hai cách tiếp cận dựa trên LCOE (giá sản chi phí dài hạn) và cách tiếp cận dựa trên giá trị theo thời gian (TOU) trong xây dựng mô hình định giá cho hệ thống PV-BESS nhằm phản ánh đồng thời tính khả thi tài chính của dự án và giá trị vận hành của BESS đối với hệ thống điện.

2.1.3. Kinh tế độ tin cậy hệ thống và cơ sở của thanh toán công suất

Trong quản lý năng lượng hiện đại, độ tin cậy hệ thống và khả năng cung cấp công suất ổn định được xem là các yếu tố quan trọng cạnh bên chi phí sản xuất điện năng trong việc định giá điện và quyết định đầu tư. Các cơ chế thanh toán công suất trong thị trường điện được thiết kế nhằm đảm bảo rằng các tài sản cung cấp độ sẵn sàng công suất và dịch vụ hệ thống được bù đắp đúng giá trị, đặc biệt khi tỷ lệ năng lượng tái tạo biến động cao làm tăng rủi ro thiếu công suất.

Joskow [65] chỉ ra rằng trong các thị trường điện cạnh tranh không hoàn hảo, cơ chế định giá năng lượng đơn thuần thường không tạo đủ doanh thu để bù đắp chi phí đầu tư dài hạn do sự tồn tại của giới hạn giá, can thiệp vận hành và rủi ro thị trường. Hiện tượng này, được gọi là “missing money problem” (tình trạng doanh thu thị trường năng lượng không đủ bù đắp chi phí đầu tư dài hạn), làm suy giảm động lực đầu tư và đe dọa độ tin cậy cung ứng trong dài hạn, qua đó đặt ra cơ sở kinh tế cho sự cần thiết của các cơ chế thanh toán công suất.

Peter Cramton [30] đã trình bày các nguyên lý thiết kế thị trường điện hiện đại, bao gồm việc sử dụng giá năng lượng và các thanh toán bổ sung để đảm bảo an ninh cung ứng và thu hút đầu tư vào công suất dự phòng. Đối với hệ thống có lưu trữ, Chen

và cộng sự, 2024 [23], Chen và cộng sự [23] cho thấy BESS có thể cung cấp giá trị công suất và giá trị linh hoạt thông qua khả năng phản ứng nhanh và điều tiết công suất theo nhu cầu hệ thống.

Dựa trên nền tảng lý thuyết này, luận án xây dựng thành phần thanh toán công suất của BESS theo cách tiếp cận kinh tế độ tin cậy, trong đó mức thanh toán công suất được xác định từ phần bù cần thiết để dự án đạt điều kiện $NPV = 0$, sau đó chuẩn hóa theo công suất sẵn sàng của BESS. Cách tiếp cận này cho phép lượng hóa trực tiếp giá trị đóng góp của BESS đối với độ tin cậy hệ thống và an ninh cung ứng, đồng thời tạo cầu nối giữa phân tích tài chính dự án và thiết kế cơ chế giá điện.

2.1.4. Tích hợp ràng buộc truyền tải trong mô hình định giá và đánh giá hệ thống

Trong kinh tế hệ thống điện hiện đại, giá điện và các quyết định đầu tư không thể được xác định tách rời khỏi trạng thái của lưới điện và các ràng buộc vật lý của hệ thống truyền tải. Nhiều nghiên cứu gần đây đã khẳng định rằng các ràng buộc truyền tải là yếu tố trung tâm chi phối giá trị kinh tế của điện năng theo không gian và thời gian, đặc biệt trong các hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao.

Bjørndal và cộng sự [17] đã chỉ ra rằng khi các giới hạn truyền tải xuất hiện, chi phí cận biên của hệ thống và tín hiệu giá điện tại các nút lưới có thể sai lệch đáng kể so với trường hợp hệ thống không bị nghẽn, dẫn đến phân bổ nguồn lực và quyết định đầu tư không tối ưu. Liu và cộng sự [74] cũng chứng minh rằng thiết kế cơ chế giá truyền tải nếu không phản ánh đầy đủ hiện tượng nghẽn lưới sẽ làm suy giảm hiệu quả kinh tế của toàn hệ thống điện, đặc biệt trong bối cảnh các nguồn tái tạo phân bố không đồng đều về mặt không gian.

Trong bối cảnh phát triển nhanh của điện mặt trời, hiện tượng nghẽn lưới và cắt giảm công suất ngày càng trở thành thách thức lớn đối với hiệu quả đầu tư. IEA và cộng sự [12] đã chỉ ra rằng nhiều hệ thống điện trên thế giới đang phải đối mặt với sự gia tăng đáng kể chi phí hệ thống do thiếu đồng bộ giữa phát triển nguồn tái tạo và năng lực truyền tải, khiến một phần đáng kể sản lượng điện tái tạo bị cắt giảm hoặc khai thác không hiệu quả.

Đối với các hệ thống PV-BESS, vai trò của lưu trữ càng trở nên quan trọng trong bối cảnh tồn tại các ràng buộc truyền tải. Frate và cộng sự [47] đã tổng quan các ứng dụng lưu trữ điện quy mô lưới và cho thấy hệ thống lưu trữ có thể mang lại

lợi ích kinh tế đáng kể thông qua việc hấp thụ điện năng dư thừa, cải thiện tính linh hoạt vận hành và nâng cao hiệu quả khai thác các nguồn năng lượng tái tạo. Mặc dù không tập trung riêng vào hiện tượng nghẽn lưới, nghiên cứu này khẳng định rằng lưu trữ là một trong những công cụ then chốt để giảm chi phí hệ thống trong các lưới điện có biến động nguồn cung cao.

Ở mức độ chi tiết hơn về vận hành lưới, Hoosh và cộng sự [57] đã chứng minh rằng hệ thống lưu trữ điện có khả năng giảm nghẽn lưới, cải thiện phân bố dòng công suất và nâng cao tính linh hoạt của hệ thống điện, đặc biệt trong các lưới có tỷ trọng năng lượng tái tạo lớn. Các kết quả này cho thấy rằng giá trị kinh tế của BESS phụ thuộc mạnh vào vị trí dự án trong lưới điện và mức độ hạn chế truyền tải tại khu vực lắp đặt.

Trên cơ sở các lập luận trên, luận án tích hợp trực tiếp các mức giới hạn truyền tải vào mô hình mô phỏng và định giá, đồng thời đánh giá nhiều cấu hình công suất – thời gian lưu trữ của BESS dưới các điều kiện ràng buộc khác nhau. Cách tiếp cận này cho phép lượng hóa mối quan hệ giữa vị trí dự án, khả năng truyền tải của lưới điện và mức giá bán điện cần thiết theo cả hai phương pháp LCOE và TOU, qua đó phản ánh đúng điều kiện vận hành thực của hệ thống điện Việt Nam, nơi hiện tượng nghẽn lưới và cắt giảm công suất điện mặt trời đã xảy ra.

2.2. KHUNG NGHIÊN CỨU CỦA LUẬN ÁN

Trên cơ sở khoảng trống và mục tiêu nghiên cứu tại Chương 1, luận án thực hiện nghiên cứu theo các bước sau (Hình 2.1):

Bước 1: Xác định mục tiêu nghiên cứu

Xây dựng mô hình xác định giá bán điện cho nhà máy điện mặt trời tích hợp hệ thống lưu trữ pin trong điều kiện thị trường điện Việt Nam.

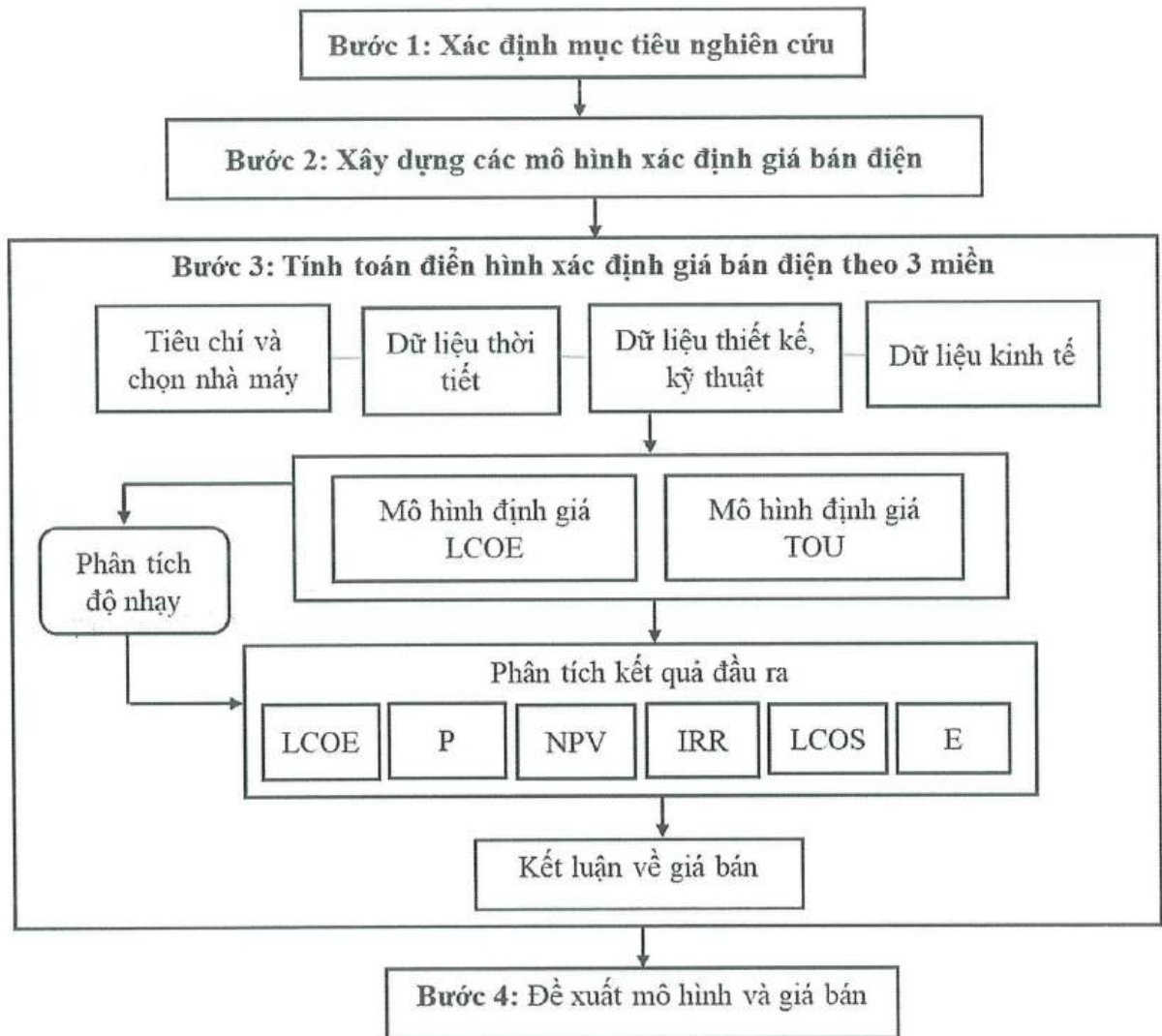
Bước 2: Xây dựng mô hình định giá điện

Phát triển hai mô hình định giá: Mô hình giá cố định theo LCOE; Mô hình giá hai mức theo giờ cao điểm và giờ bình thường (TOU).

Bước 3: Tính toán diễn hình theo 3 miền

(3.1) Lựa chọn nhà máy nghiên cứu

Xây dựng tiêu chí và lựa chọn các nhà máy điện mặt trời nổi lưới tiêu biểu trong số các nhà máy quy mô lớn tại Việt Nam.



Hình 2.1. Khung logic của nghiên cứu

(3.2) Mô phỏng xác định giá bán điện

Thực hiện mô phỏng theo hai kịch bản:

- Kịch bản 1: Giá bán điện cố định theo LCOE.
- Kịch bản 2: Giá bán điện theo TOU.

Dữ liệu đầu vào gồm ba nhóm chính:

- Dữ liệu thời tiết (GHI, nhiệt độ, gió).
- Dữ liệu kỹ thuật PV và BESS.
- Dữ liệu kinh tế - tài chính (CAPEX, OPEX, cấu trúc vốn, lãi suất, thuế, giá bán điện).

Phần mềm SAM được sử dụng để mô phỏng.

(3.3) Phân tích kết quả đầu ra

Đánh giá các chỉ tiêu LCOE, LCOS, NPV, giá bán điện và sản lượng điện theo từng mô hình và điều kiện ràng buộc.

(3.4) Phân tích các yếu tố ảnh hưởng

Xem xét tác động của phương pháp định giá, đặc thù vùng miền, cấu hình PV-BESS, chi phí đầu tư và ràng buộc thị trường.

(3.5) Phân tích độ nhạy

Thay đổi các biến đầu vào để xác định mức độ ảnh hưởng đến giá bán điện và tính khả thi tài chính của dự án.

Bước 4: Đề xuất mô hình và mức giá điện theo 3 vùng

Trên cơ sở kết quả mô phỏng và phân tích, đề xuất mô hình định giá và mức giá bán điện phù hợp với đặc thù từng vùng và từng cấu hình PV-BESS tại Việt Nam.

2.3. CÁC KHÁI NIỆM CƠ BẢN

Phân tích tài chính dự án năng lượng trong luận án sử dụng các chỉ tiêu kinh tế chuẩn nhằm đánh giá hiệu quả đầu tư và làm cơ sở xây dựng mô hình định giá cho hệ thống PV-BESS.

2.3.1. Năng lượng hàng năm

Năng lượng hàng năm là tổng điện năng phát ra trong một năm vận hành của hệ thống, thường tính ở đầu ra AC (Đơn vị: kWh/năm).

Đối với hệ thống PV-BESS, năng lượng ròng hàng năm là điện năng AC cung cấp cho tải và/hoặc lên lưới sau khi đã trừ phần điện mua từ lưới để sạc (nếu có).

2.3.2. Hệ số công suất

Hệ số công suất (Capacity Factor, viết tắt là CF) là tỉ số giữa sản lượng điện thực tế trong năm vận hành và sản lượng tối đa nếu hệ thống vận hành liên tục ở công suất danh định trong 8760 giờ.

$$CF = \frac{E_n}{P_{nom} \times 8760} \quad (2.1)$$

Trong đó: E_n là sản lượng năm n (kWh); P_{nom} là công suất danh định (kW).

2.3.3. Chi phí sản xuất điện quy dẫn

Chi phí sản xuất điện quy dẫn (Levelized Cost of Electricity, LCOE) phản ánh chi phí bình quân sản xuất 1 kWh điện trong suốt vòng đời dự án [55]:

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{CAPEX_n + OPEX_n + F_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{E_n}{(1+i)^n}} \quad (2.2)$$

Trong đó: $CAPEX_n$ là chi phí đầu tư năm n (USD); $OPEX_n$ là chi phí vận hành và bảo dưỡng năm n (USD); F_n là chi phí nhiên liệu năm n (USD); E_n là sản lượng điện năng năm n (kWh); N là số năm dòng đời dự án (năm); i là tỷ lệ chiết khấu (%/năm).

2.3.4. Chi phí lưu trữ điện quy dẫn

Chi phí lưu trữ điện quy dẫn (the Levelized Cost of Storage, LCOS) là chi phí bình quân cho 1 kWh điện được xả từ BESS trong toàn vòng đời (đơn vị: USD/kWh) [66], [84], [95], [96]:

$$LCOS = \frac{CAPEX_{BESS,0} + \sum_{n=1}^N \frac{OPEX_{BESS,n} + CAPEX_{BESS,rep,n} + P_{energy,n} \cdot E_{BESS,char,n} - R_{BESS,n}}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_{BESS,dis,n}}{(1+i)^n}} \quad (2.3)$$

Trong đó: $CAPEX_{BESS,0}$ là chi phí đầu tư ban đầu của ESS ở năm 0 của BESS (USD); $OPEX_n$ là chi phí vận hành của ESS ở mỗi năm thứ n (USD); $CAPEX_{BESS,rep,n}$ là chi phí tái đầu tư, thay thế cho ESS ở tại năm (USD); $P_{energy,n}$ là giá điện ở năm n (USD/kWh); $E_{BESS,char,n}$ là năng lượng được sạc cho BESS tại năm n (kWh); $R_{BESS,n}$ là giá trị thu hồi ở cuối dòng đời của BESS tại năm n (USD); $E_{BESS,dis,n}$ là năng lượng xả ra từ BESS tại năm n (kWh).

2.3.5. Giá trị hiện tại ròng

Giá trị hiện tại ròng (Net Present Value, viết tắt là NPV) là tổng giá trị hiện tại của dòng tiền ròng trong suốt vòng đời dự án (đơn vị: USD):

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{CF_n}{(1+i)^n} \quad (2.4)$$

Trong đó: CF_n là dòng tiền ròng năm n của dự án (USD).

$NPV > 0$ cho thấy dự án khả thi về mặt tài chính. Trong nghiên cứu hệ thống PV-BESS, NPV được sử dụng để kiểm chứng hiệu quả tài chính dưới các kịch bản giá điện khác nhau.

2.3.6. Tỷ suất hoàn vốn nội bộ

Tỷ suất hoàn vốn nội bộ (Internal Rate of Return, viết tắt là IRR) của dự án là tỷ lệ lãi suất chiết khấu mà tại đó giá trị hiện tại ròng của dự án bằng 0. Do đó, tỷ suất hoàn vốn nội tại của dự án là lãi suất $i=IRR$ thỏa mãn phương trình sau:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_n}{(1 + IRR)^n} = 0 \quad (2.5)$$

IRR thể hiện mức sinh lời nội tại của dự án. So sánh IRR với chi phí vốn (WACC) cho phép xác định tính hấp dẫn đầu tư.

2.3.7. Thời gian hoàn vốn

Thời gian hoàn vốn (T_{hv}) là khoảng thời gian cần thiết mà dự án tạo ra dòng tiền thu nhập bằng số vốn đầu tư bỏ ra để thực hiện dự án.

Thời gian hoàn vốn có 2 trường hợp:

- Trường hợp 1: Nếu dự án đầu tư tạo ra chuỗi tiền tệ thu nhập đều đặn hàng năm thì thời gian thu hồi vốn đầu tư được xác định theo công thức đơn giản:

$$T_{hv} = \frac{\text{Vốn đầu tư}}{\text{Thu nhập hàng năm (lợi nhuận + khấu hao TSCĐ)}} \quad (2.6)$$

- Trường hợp 2: Dự án tạo ra chuỗi tiền tệ thu nhập không ổn định ở các năm, thời gian hoàn vốn được xác định từ công thức:

$$NPV = \sum_{n=0}^{T_{hv}} \frac{CF_n}{(1 + i)^n} = 0 \quad (2.7)$$

2.3.8. Chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền

Chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền (Weighted Average Cost of Capital, viết tắt là WACC) phản ánh chi phí huy động vốn của dự án, tính theo tỷ trọng giữa vốn vay và vốn chủ sở hữu:

$$WACC = \frac{(D \cdot R_d + E \cdot R_e) \cdot N_d + R_e \cdot (N - N_d)}{N} \quad (2.8)$$

Trong đó: D là tỷ lệ vốn vay trong tổng mức đầu tư (%); E là tỷ lệ vốn góp chủ sở hữu trong tổng mức đầu tư (%); N_d là thời gian trả nợ vay (năm); R_d là lãi suất bình quân gia quyền các nguồn vốn vay (%/năm); R_e là tỷ suất lợi nhuận trước thuế trên phần vốn góp của chủ sở hữu (%).

WACC cũng là tỷ lệ chiết khấu tài chính trong phân tích NPV và LCOE. WACC càng thấp thì chi phí tài chính càng giảm, làm tăng tính khả thi của dự án.

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

Trên cơ sở nền tảng phương pháp luận và tổng quan nghiên cứu quốc tế đã được trình bày trong các mục trước, mục này tập trung lựa chọn và xây dựng các mô hình định giá bán điện áp dụng cho hệ thống PV-BESS trong bối cảnh hệ thống điện Việt Nam, nhằm bảo đảm đồng thời tính khả thi tài chính cho dự án và hiệu quả vận hành của hệ thống điện.

2.4.1. Phân loại các nhóm phương pháp định giá bán điện cho hệ thống PV-BESS và tiêu chí chọn mô hình

Các phương pháp định giá bán điện cho hệ thống PV-BESS có thể được phân thành ba nhóm chính: (i) định giá dựa trên chi phí, (ii) định giá dựa trên thị trường, và (iii) định giá kết hợp.

Nhóm định giá dựa trên chi phí tập trung xác định mức giá tối thiểu bảo đảm khả năng thu hồi vốn và hiệu quả tài chính của dự án trong dài hạn, tiêu biểu là phương pháp LCOE. Nhóm định giá dựa trên thị trường phản ánh trực tiếp giá trị điện năng và giá trị linh hoạt của BESS thông qua các cơ chế như TOU, giá công suất và thị trường dịch vụ phụ trợ. Nhóm định giá kết hợp cả hai cách tiếp cận trên nhằm bảo đảm đồng thời tính khả thi tài chính của dự án và hiệu quả vận hành của hệ thống.

Đối với Việt Nam, nơi thị trường điện đang trong giai đoạn chuyển đổi và cơ chế định giá cho lưu trữ năng lượng còn thiếu nhiều quy định cụ thể, do đó luận án lựa chọn cách tiếp cận định giá theo phương pháp LCOE và phương pháp TOU, phù hợp với điều kiện thị trường và yêu cầu vận hành thực tế của hệ thống điện Việt Nam.

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

1) Cơ sở pháp lý và thị trường

DPPA (Nghị định 57/2025) cho phép hợp đồng song phương có kỳ hạn (Contract for Difference - CfD) giữa nhà máy NLTT và khách hàng lớn, trong đó giá hợp đồng do hai bên thỏa thuận nhưng không vượt quá mức trần quy định trong khung giá phát điện cho loại hình tương ứng. Mặt khác, hiện nay, Quyết định 988/QĐ-BCT (2025) hiện nay đã ban hành khung giá (hay giá trần) bán điện cho NMĐMT mặt đất có BESS theo 3 miền (chưa VAT): miền Bắc là 1.571,98 đồng/kWh, miền Trung là

1.257,05 đồng/kWh, và miền Nam là 1.149,86 đồng/kWh. Các mức này được tính trên giá định BESS bằng mức tối thiểu trong các nhà máy xây dựng mới trong thời gian tới (là 10% công suất PV và lưu trữ 2 giờ).

Tuy nhiên, chi phí đầu tư và vận hành của PV-BESS thay đổi đáng kể theo tỷ lệ BESS (10%/15%/20%), thời lượng lưu trữ (2h/4h), và điều kiện về khả năng truyền tải từ lưới điện từng miền, có thể được xác định theo phần trăm (%) so với công suất đặt phần hệ thống PV của nhà máy (từ 100% giảm tới 60%). Do đó, giá trần theo khung giá được ban hành mới chỉ phản ánh đặc thù vùng miền về thời tiết khí hậu theo vùng miền, mà chưa phản ánh đầy đủ chi phí tối thiểu để dự án khả thi theo nhiều mức công suất BESS khác nhau tham gia trong hệ thống và đặc thù về khả năng truyền tải lưới điện (hoặc yêu cầu cắt giảm) từng vùng miền nơi đặt dự án. Do đó, phương pháp này sẽ sử dụng LCOE của hệ thống PV-BESS làm giá sàn kinh tế để đảm bảo $NPV \geq 0$ và IRR vốn chủ sở hữu ($IRR_{csh} \geq 12\%$) cho từng cấu hình hệ thống và các điều kiện ràng buộc của mỗi NMĐMT. Khi giá bán điện của dự án bằng LCOE, thì NPV tài chính của dự án bằng 0 tại tỷ suất chiết khấu tài chính tính toán. Trong đó, tỷ suất lợi nhuận sau thuế trên phần vốn góp chủ sở hữu là 12% theo quy định của Thông tư 09/2025/TT-BCT [3].

2) Mục tiêu thiết kế và nguyên tắc ràng buộc

Mục tiêu: xác định phạm vi giá bán điện khả thi cho mỗi cấu hình PV-BESS, trong đó giá tối thiểu bằng LCOE của dự án và giá tối đa bằng giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT.

Ràng buộc pháp lý và kinh tế:

- Mỗi giá bán hợp đồng P_{PPA} của mỗi miền, loại hình nhà máy, cấu hình công suất và ràng buộc truyền tải thỏa mãn: $LCOE \leq P_{PPA} \leq P_{trần}$. Trong đó, giá bán tối thiểu bằng LCOE của dự án.

- Nếu $LCOE > P_{trần}$ thì dự án không khả thi ($NPV < 0$, $IRR_{csh} < 12\%$) và không được triển khai.

3) Cấu trúc biểu giá dựa trên LCOE

Giá bán điện cho mỗi dự án là một mức giá cố định được thỏa thuận giữa chủ đầu tư và bên mua (EVN hoặc khách hàng lớn) cho toàn bộ dòng đời dự án nằm trong khoảng:

Giá tối thiểu ($P_{\min}$): chính là LCOE, phản ánh chi phí bình quân vòng đời dự án và đảm bảo lợi nhuận trên phần vốn chủ sở hữu là 12% theo quy định cho các dự án điện [3].

Giá tối đa ($P_{\max}$): chính là $P_{\text{trần}}$ theo khung giá của Quyết định 988/QĐ-BCT.

Phạm vi giá bán khả thi: $P_{\min} = \text{LCOE}$; $P_{\max} = P_{\text{trần}}$

Chỉ khi $\text{LCOE} \leq P_{\text{trần}}$, phạm vi giá này mới tồn tại.

4) Mô hình kỹ thuật – vận hành để sản xuất điện của hệ thống PV-BESS

Kịch bản BESS: công suất = (10%, 15%, 20%) $\times$ 40 MW_{AC}; thời gian lưu trữ = (2h, 4h).

Ràng buộc truyền tải: Giới hạn công suất phát lên lưới được thỏa thuận tại Hợp đồng mua bán điện bằng: $\alpha \times 40$ MW, với $\alpha = (100\%, 90\%, 80\%, 70\%, 60\%)$.

Điều độ vận hành hệ thống giữa PV và BESS theo từng bước thời gian 30 phút:

+ Ban ngày: PV phát trực tiếp lên lưới theo tỷ lệ giới hạn công suất α , với α áp dụng trong khoảng thời gian từ 10h00 đến 14h00, trong đó, một phần sản lượng của hệ thống PV được cắt do giới hạn công suất được sạc vào BESS.

+ Trong khoảng thời gian cao điểm (từ 17h00 đến 20h00): BESS xả ra lưới đến mức giới hạn công suất và dung lượng $E_{\text{BESS,dis}}$.

+ Tổng lượng năng lượng khả dụng của hệ thống PV-BESS tại từng bước thời gian trong giờ cao điểm (từ 17h00 đến 20h00) là:

$$E_{\text{PV-BESS},t} = E_{\text{PV},t} + E_{\text{BESS},t} \quad (2.9)$$

Trong đó, $E_{\text{PV-BESS},t}$ là tổng năng lượng phát ròng theo từng bước thời gian của hệ thống PV-BESS, và theo giới hạn truyền tải α . Công thức (2.9) được xây dựng dựa trên nguyên lý cân bằng năng lượng giữa sản lượng PV và công suất xả của hệ thống lưu trữ trong từng bước thời gian t .

5) Mô hình tài chính và cách tính LCOE

Việc xác định chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) được xây dựng dựa trên nền tảng lý thuyết tài chính chiết khấu dòng tiền (discounted cash flow analysis), trong đó toàn bộ chi phí và sản lượng điện của dự án được quy đổi về giá trị hiện tại nhằm phản ánh đầy đủ chi phí vòng đời của hệ thống phát điện. Phương pháp này đã được chuẩn hóa trong đánh giá kinh tế các dự án năng lượng và được áp dụng rộng rãi bởi các tổ chức quốc tế như IEA & NEA [61], IRENA [64], Lazard [71].

Tổng giá trị hiện tại của chi phí vòng đời hệ thống PV-BESS:

Tổng giá trị hiện tại của chi phí dự án PV-BESS trong toàn vòng đời được xác định theo công thức:

$$TC_{PV-BESS} = \sum_{n=0}^N \frac{C_{PV,n} + C_{BESS,n}}{(1 + WACC)^n} \quad (\text{USD}) \quad (2.10)$$

Trong đó: $C_{PV,n}$ là chi phí liên quan đến hệ thống PV tại năm n (bao gồm CAPEX, O&M, thay thế nếu có) (USD); $C_{BESS,n}$ là chi phí liên quan đến hệ thống lưu trữ BESS tại năm n (đầu tư ban đầu, thay thế pin, O&M) (USD); N là tuổi thọ dự án (năm).

Công thức này dựa trên nguyên lý chiết khấu dòng chi phí vòng đời, phù hợp với khung phân tích kinh tế năng lượng chuẩn trong đánh giá LCOE cho các dự án điện tái tạo và lưu trữ.

Tổng giá trị hiện tại của sản lượng điện hữu ích:

Tổng giá trị hiện tại của điện năng hữu ích do hệ thống PV-BESS cung cấp trong suốt vòng đời dự án được tính như sau:

$$E_{PV-BESS} = \sum_{n=0}^N \frac{E_{PV-BESS,n}}{(1 + WACC)^n} \quad (\text{kWh}) \quad (2.11)$$

Trong đó: $E_{PV-BESS,n}$ là sản lượng điện ròng phát lên lưới tại năm n , đã tính đến suy giảm hiệu suất PV, tổn thất lưu trữ và giới hạn truyền tải. Cách tiếp cận này phù hợp với phương pháp chuẩn của NREL và IRENA trong đánh giá hiệu suất dài hạn của các hệ thống điện mặt trời tích hợp lưu trữ.

Chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE):

Từ hai đại lượng trên, chi phí sản xuất điện quy dẫn của hệ thống PV-BESS được xác định theo công thức:

$$LCOE = \frac{TC_{PV-BESS}}{E_{PV-BESS}} \quad (\text{USD/kWh}) \quad (2.12)$$

Chỉ số LCOE phản ánh chi phí bình quân trên mỗi kWh điện năng hữu ích được sản xuất trong toàn bộ vòng đời dự án. Đây là một chỉ tiêu chuẩn trong phân tích khả thi tài chính của các dự án điện tái tạo, cho phép so sánh giữa các cấu hình công nghệ và điều kiện đầu tư khác nhau.

6) Điều kiện chấp nhận dự án

Nếu $LCOE \leq P_{\text{trần}}$: dự án được coi là khả thi, và phạm vi giá bán điện của nhà máy: $P \in [LCOE; P_{\text{trần}}]$.

Nếu $LCOE > P_{\text{trần}}$: dự án không được chấp nhận vì không đạt hiệu quả tài chính, vì tỷ lệ lãi suất vốn chủ sở hữu nhỏ hơn 12%.

Việc so sánh LCOE với $P_{\text{trần}}$ đồng thời đảm bảo rằng khi giá bán $P \geq LCOE$, dự án đạt NPV tối thiểu bằng 0 và lãi suất vốn chủ sở hữu đạt tối thiểu 12%.

7) Quy trình áp dụng

Dưới đây (Hình 2.2) là quy trình mô hình xác định giá bán điện trên cơ sở LCOE cho từng kịch bản công suất, dung lượng BESS, và từng điều kiện giới hạn truyền tải của khu vực dự án.

Bước 1: Xác định các thông số đầu vào cho từng dự án

Xác định các thông số đầu vào thiết kế, kỹ thuật và kinh tế cho từng dự án của từng miền, từng công suất và dung lượng trang bị BESS với các điều kiện ràng buộc: Giới hạn truyền tải bằng: $\alpha \times 40$ (MW); và Giá trần ($P_{\text{trần}}$) theo khung giá Quyết định 988/QĐ-BCT cho từng miền.

Bước 2: Chạy mô phỏng cho từng hệ thống PV-BESS (30 phút) với cấu hình xác và các điều kiện ràng buộc ở trên để xác định điện năng được cung cấp từ PV, BESS hàng năm tương ứng với $E_{PV,i}$; $E_{BESS,i}$.

Bước 3: Tính năng lượng quy đổi hiện tại được cung cấp từ hệ thống PV-BESS của toàn bộ dòng đời nhà máy: $E_{PV-BESS}$.

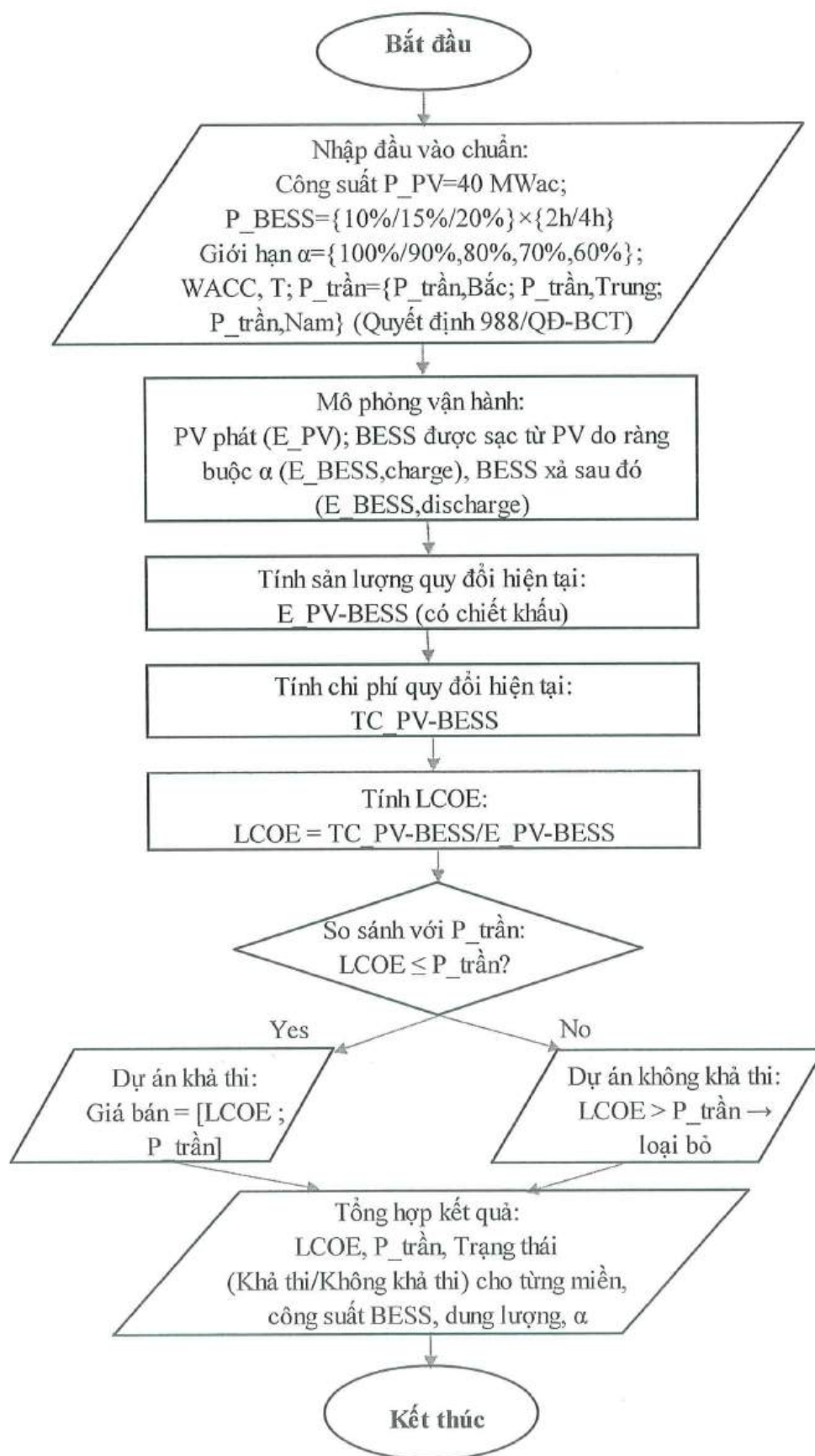
Bước 4: Tính tổng chi phí quy đổi hiện tại của hệ thống PV-BESS trong toàn bộ dòng đời: $TC_{PV-BESS}$.

Bước 5: Tính chi phí sản xuất điện quy dẫn LCOE cho từng cấu hình hệ thống PV-BESS với điều kiện ràng buộc giới hạn truyền tải α .

Bước 6: Tổng hợp và so sánh LCOE với $P_{\text{trần}}$

Bước 7: Trả lời kết quả về sự so sánh giữa LCOE và $P_{\text{trần}}$ để xác định khoảng giá khả thi: Nếu $LCOE \leq P_{\text{trần}}$, suy ra phạm vi giá bán khả thi $P = [LCOE, P_{\text{trần}}]$. Ngược lại, nếu $LCOE > P_{\text{trần}}$, suy ra loại bỏ cấu hình.

Bước 8: Tổng hợp kết quả về xác định LCOE và giá bán điện của mỗi nhà máy theo từng cấu hình và điều kiện ràng buộc.



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

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

1) Cơ sở pháp lý và thị trường:

Mô hình xác định giá bán điện theo TOU trên cơ sở của:

- Nghị định 57/2025/NĐ-CP về cơ chế DPPA, nguyên tắc nền tảng là giá điện do các bên thỏa thuận không được vượt quá mức giá tối đa trong khung giá phát điện do Bộ Công Thương ban hành;

- Quyết định 988/QĐ-BCT năm 2025 công bố khung giá trần cho NMĐMT mặt đất có BESS theo 3 miền được quy định đối với công suất BESS tối thiểu bằng 10% so với công suất PV và thời gian lưu trữ 2 giờ. Theo đó, các biểu giá bán điện từ các NMĐMT có lưu trữ phải bảo đảm điều kiện ràng buộc: $P \leq P_{\text{trần}}$.

- Khung biểu giá cao, thấp điểm cho sản xuất, kinh doanh áp dụng trong thời gian dài tại Việt Nam vừa qua, gần nhất điều chỉnh cho hiện nay đang áp dụng là tại Quyết định số 1279/QĐ-BCT ngày 09/05/2025.

2) Cơ sở khoa học của biểu giá TOU đối với hệ thống PV-BESS:

Về mặt lý thuyết, biểu giá TOU xuất phát từ nguyên lý định giá điện theo chi phí cận biên theo thời gian và giá trị hệ thống, trong đó điện năng có giá trị cao hơn tại các thời điểm hệ thống chịu áp lực cân bằng cung – cầu hoặc rủi ro thiếu công suất. Khác với cách tiếp cận dựa thuần túy trên chi phí vòng đời như LCOE, TOU phản ánh trực tiếp giá trị kinh tế của việc dịch chuyển điện năng giữa các khung giờ khác nhau.

Đối với hệ thống PV-BESS, giá trị kinh tế cốt lõi không nằm ở việc tạo ra điện năng mới, mà nằm ở khả năng dịch chuyển điện năng từ giờ thấp điểm sang giờ cao điểm. Vì vậy, biểu giá TOU được xem là cơ chế phù hợp để nội hóa giá trị linh hoạt và giá trị hệ thống của BESS trong mô hình định giá.

3) Mục tiêu thiết kế và ràng buộc:

Mục tiêu: tối đa hóa giá trị dịch chuyển năng lượng sang giờ cao điểm nhờ BESS, tuân thủ giá trần pháp lý và đạt $NPV = 0$ ở IRR_{csh} mục tiêu.

Ràng buộc pháp lý: Mỗi đơn giá theo cao, thấp điểm phải nhỏ hơn hoặc bằng giá trần theo từng miền và loại hình nhà máy.

4) Thiết kế cấu trúc biểu giá TOU hai mức trong luận án:

Mặc dù hiện nay, khung giờ TOU bán điện của EVN cho khách hàng công nghiệp đã chuẩn hóa theo 3 mức: Giờ cao điểm bao gồm từ 09h30 đến 11h30 và 17h00–20h00; Giờ thấp điểm từ 22h00 đến 04h00; Giờ bình thường: các khoảng thời gian còn lại.

Tuy nhiên, trong nghiên cứu này, biểu giá bán điện từ hệ thống ĐMT có BESS được chọn phân tích thành hai (02) mức. Thứ nhất, giá bán điện giờ bình thường (ký hiệu là P_{bt}) áp dụng cho sản lượng phát điện của hệ thống từ 20h00 (sau giờ cao điểm) tới 17h00 chiều ngày hôm sau. Trong đó, trong khoảng từ 6h00 sáng đến 17h00 chiều là khoảng thời gian khả dụng của điện mặt trời từ hệ thống PV phát điện trực tiếp lên lưới theo ràng buộc truyền tải; còn khoảng thời gian từ 20h00 đến 6h00 sáng hôm sau hệ thống PV-BESS không khả dụng phát điện và chỉ tiêu thụ điện cho tự dùng hệ thống. Giới hạn truyền tải được giả thiết đặt trong khoảng thời gian từ 10h00 đến 14h00 trong ngày theo các tỷ lệ α , đồng thời BESS được sạc trong khoảng thời gian này. Thứ hai, giá bán điện cao điểm (ký hiệu là P_{cao}) áp dụng cho sản lượng từ hệ thống PV và BESS phát lên lưới trong khoảng thời gian từ 17h00 đến 20h00, trong đó chủ yếu sản lượng là điện năng được xả từ BESS. Biểu giá được chọn phân tích ở đây không sử dụng giá cao điểm các giờ trưa với quan điểm rằng, đây thuộc khoảng thời gian cao điểm phát điện của ĐMT, không áp giá cao điểm mà giữ giá bán điện theo giờ bình thường (P_{bt}) để khuyến khích các hộ tiêu thụ lớn sử dụng điện vào khoảng thời gian này. Cấu trúc giá này phản ánh đúng đặc tính kỹ thuật của hệ thống PV-BESS: pin lưu trữ không tạo ra điện mới mà chỉ dịch chuyển sản lượng từ các giờ có giá trị bán điện thấp sang các giờ có giá trị bán điện cao hơn.

Giá cao điểm cố định được giả thiết bằng đúng mức trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT, nghĩa là $P_{cao} = P_{trần}$ (áp dụng từ 17h00 đến 20h00). Giá giờ bình thường (áp dụng trong các giờ còn lại trong ngày) được xác định theo tỷ lệ chênh lệch TOU, phản ánh mức độ phân hóa giá giữa hai khung giờ.

Mối quan hệ giữa hai mức giá được thiết lập theo công thức:

$$P_{bt} = \frac{P_{trần}}{TOU} \quad \text{với } TOU > 1 \quad (2.13)$$

Công thức này đảm bảo rằng mức độ phân hóa giá đủ lớn để tạo động lực kinh tế cho việc vận hành BESS theo hướng sạc trong giờ giá thấp và xả trong giờ giá cao, đồng thời vẫn giữ được giá điện trung bình trong phạm vi phù hợp với khung giá trần hiện hành. Tuy nhiên, do giới hạn bởi khung giá ($P_{\text{trần}}$), nên tỷ lệ TOU được phân tích theo 2 mức, $\text{TOU}=(1,2; 1,3)$, để vừa đảm bảo khoảng chênh lệch giá, khuyến khích dịch chuyển năng lượng, đồng thời không làm giảm thấp mức giá giờ bình thường, làm giảm hiệu quả của dự án.

5) Mô hình kỹ thuật – vận hành để sản xuất năng lượng:

Nghiên cứu đồng thời mô phỏng các kịch bản BESS với quy mô 10%, 15% và 20% công suất lắp đặt của nhà máy ($40 \text{ MW}_{\text{AC}}$), với hai mức thời gian lưu trữ là 2 giờ và 4 giờ. Các kịch bản này được kết hợp với điều kiện ràng buộc truyền tải, trong đó công suất phát lên lưới bị giới hạn theo các mức từ 100% đến 60% công suất AC. Bằng cách này, sản lượng điện giờ bình thường và sản lượng điện giờ cao điểm của từng kịch bản được xác định thông qua mô phỏng chuỗi thời gian vận hành (theo bước 30 phút), phản ánh cả tác động của cắt giảm do giới hạn công suất phát và chiến lược sạc–xả của BESS.

Về mặt điều phối giữa PV-BESS trong mỗi bước thời gian 30 phút như sau:

- Ban ngày (Từ 6h00-17h00): PV cấp trực tiếp lên lưới điện, đồng thời BESS được sạc từ công suất điện bị cắt không được phát lên lưới do giới hạn truyền tải. Giới hạn truyền tải α vẫn được áp dụng trong khoảng thời gian từ 10h00 đến 14h00 cho công suất điện phát ra từ hệ thống PV-BESS của các nhà máy. Tổng năng lượng phát được từ hệ thống PV vào ban ngày là E_{bt} .

- Từ 17h00 đến 20h00: BESS được xả theo đến giới hạn tối thiểu và một phần còn lại của PV khi còn ánh nắng mặt trời (nếu có). Tổng năng lượng được phát vào giờ cao điểm của hệ thống PV-BESS là E_{cao} .

- Còn lại, từ 20h00 đến 6h00 sáng hôm sau: Hệ thống PV-BESS không phát điện và chỉ tiêu thụ điện tự dùng cho duy trì hệ thống.

Tổng điện năng phát trong năm của hệ thống PV-BESS được phân bổ theo các khung giờ biểu giá nhằm phản ánh sự khác biệt về giá trị kinh tế của điện năng theo thời gian sử dụng. Theo nguyên lý cân bằng năng lượng, tổng điện năng năm bằng tổng điện năng bán ra trong giờ cao điểm và giờ bình thường trong năm:

$$E_n = E_{cao,n} + E_{bt,n} \quad (\text{kWh}) \quad (2.14)$$

6) Mô hình tài chính và cách quy đổi thanh toán công suất BESS:

Trên cơ sở phân bổ điện năng theo khung giờ, tổng doanh thu bán điện năm n của hệ thống PV-BESS được xác định bằng tổng doanh thu bán điện theo giá giờ cao điểm và doanh thu bán điện theo giá giờ bình thường trong năm:

$$R_{energy,n} = P_{bt} \cdot E_{bt,n} + P_{cao} \cdot E_{cao,n} \quad (\text{USD}) \quad (2.15)$$

Cách tiếp cận này phản ánh đúng bản chất của biểu giá điện theo thời gian sử dụng và cho phép lượng hóa giá trị kinh tế của việc dịch chuyển năng lượng thông qua hệ thống lưu trữ.

- NPV dự án của hệ thống PV-BESS:

Công thức (2.16) được xây dựng dựa trên mô hình dòng tiền chiết khấu chuẩn trong tài chính doanh nghiệp và kinh tế năng lượng, theo đó NPV bằng giá trị hiện tại của dòng doanh thu trừ tổng chi phí và được chiết khấu theo WACC [20]. Công thức được điều chỉnh để tách riêng chi phí PV và BESS nhằm phản ánh cấu trúc tài chính của hệ thống PV-BESS. NPV của dự án PV-BESS được tính theo công thức:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{R_{energy,n} - C_{PV,n} - C_{BESS,n}}{(1 + WACC)^n} \quad (\text{USD}) \quad (2.16)$$

Trong đó: $R_{energy,n}$ là doanh thu điện năng ở năm n , được tính từ sản lượng bán theo giờ nhân với mức giá giờ bình thường và cao điểm trong năm đó (USD); $C_{PV,n}$: Chi phí đầu tư, O&M và thay thế liên quan đến hệ thống PV ở năm n (USD); $C_{BESS,n}$: Chi phí đầu tư, O&M và thay thế liên quan đến BESS ở năm n ; N là thời gian dòng đời của dự án (năm); WACC là tỷ lệ chiết khấu tài chính của dự án (%/năm).

- Quy đổi thanh toán công suất của BESS:

Công thức (2.17) dưới đây được xây dựng dựa trên nguyên lý hệ số thu hồi vốn (Capital Recovery Factor, CRF) để quy đổi giá trị hiện tại của một khoản chi phí hoặc thiếu hụt tài chính thành một chuỗi các khoản thanh toán đều theo thời gian với mức lãi suất chiết khấu xác định. CRF được sử dụng rộng rãi trong phân tích kinh tế năng lượng nhằm chuyển đổi chi phí đầu tư ban đầu thành chi phí thường niên trong các mô hình định giá điện và tính toán chi phí vòng đời như LCOE và LCOS [76], [98].

Trong luận án này, khi NPV của dự án PV-BESS nhỏ hơn 0, phần thiếu hụt tài chính ΔNPV được diễn giải như khoản chi phí bổ sung cần được bù đắp để dự án đạt

trạng thái hòa vốn. Khoản thiếu hụt này được quy đổi thành dòng thanh toán công suất đều theo tháng thông qua hệ số CRF, với lãi suất chiết khấu tháng $WACC_m = WACC/12$ và thời gian hoàn vốn tương ứng với vòng đời dự án. Cách tiếp cận này cho phép chuyển đổi một khoản thiếu hụt tài chính tập trung tại thời điểm hiện tại thành mức thanh toán công suất cố định theo đơn vị USD/kW-tháng, phản ánh chi phí cần thiết để duy trì tính khả thi tài chính của dự án. Như vậy, công thức xác định mức thanh toán công suất bình quân tháng cho BESS là:

$$F = \frac{\Delta NPV \cdot WACC_m}{P_{BESS} \cdot (1 - (1 + WACC_m)^{-12N})} \quad (\text{USD/kW-tháng}) \quad (2.17)$$

Trong đó: $WACC_m$ là tỷ lệ chiết khấu tài chính bình quân theo tháng (%/tháng); P_{BESS} là công suất cam kết của BESS (kW).

Việc chuẩn hóa khoản thanh toán theo công suất cam kết của hệ thống BESS cho phép diễn giải kết quả như một cơ chế thanh toán công suất (capacity payment), phù hợp với lý thuyết kinh tế độ tin cậy hệ thống điện, trong đó các tài sản cung cấp công suất sẵn sàng và dịch vụ linh hoạt được bù đắp không chỉ theo điện năng phát ra mà còn theo giá trị đảm bảo an ninh cung ứng và độ tin cậy hệ thống [31], [111]. Do đó, công thức (2.17) cung cấp cơ sở khoa học để xác định mức thanh toán công suất cần thiết cho BESS nhằm đưa dự án PV-BESS về trạng thái hòa vốn tài chính trong điều kiện khung giá điện trần hiện hành.

Thanh toán công suất này phản ánh giá trị cần thiết bổ sung của BESS ngoài giá điện năng, và vì không nằm trong đơn giá kWh nên đảm bảo được khung giá trần quy định của Quyết định 988/QĐ-BCT, đồng thời đảm bảo lợi ích về lãi suất 12% cho phần vốn chủ sở hữu dự án. Để thanh toán công suất này gắn với chất lượng cung cấp, hợp đồng được bổ sung điều khoản khả dụng. BESS được coi là khả dụng nếu trong khung từ 17h00 đến 20h00 có thể phát đủ công suất và năng lượng đã cam kết tại điểm đầu nối theo một tỷ lệ khả dụng tối thiểu được thỏa thuận trước tại các khung giờ cao điểm trong một tháng. Khi đó, toàn bộ thanh toán công suất sẽ được thanh toán; nếu thấp hơn, phí sẽ được điều chỉnh theo tỷ lệ hoặc có thể không được thanh toán. Cách tiếp cận này bảo đảm khách hàng chỉ trả phí khi BESS thực sự cung cấp dịch vụ, đồng thời khuyến khích chủ đầu tư duy trì vận hành ổn định.

Như vậy, phương pháp xây dựng biểu giá hai mức ở trên được hình thành trên ba trụ cột: tuân thủ khung giá trần pháp lý, phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS thông qua sự chênh lệch giữa giá bình thường và giá cao điểm, và đảm bảo hiệu quả tài chính nhờ bổ sung thanh toán công suất công suất khi NPV âm. Hệ thống công thức trên cho phép xác định các mức giá và thanh toán công suất tối ưu cho hệ thống PV-BESS của từng NMĐMT theo nhiều kịch bản công suất và dung lượng của BESS, điều kiện giới hạn truyền tải.

7) Quy trình áp dụng chung xác định giá bán điện cao thấp điểm:

Sơ đồ quy trình chuẩn áp dụng xác định giá bán điện hai bậc kết hợp phí công suất ($F_{kW-thang}$), áp dụng đồng thời cho các miền (Bắc, Trung, Nam), cho nhiều cấu hình BESS (10%, 15%, 20% công suất; 2h, 4h dung lượng), và cho các mức giới hạn truyền tải (từ 100% giảm tới 60%) như Hình 2.3 (trang sau).

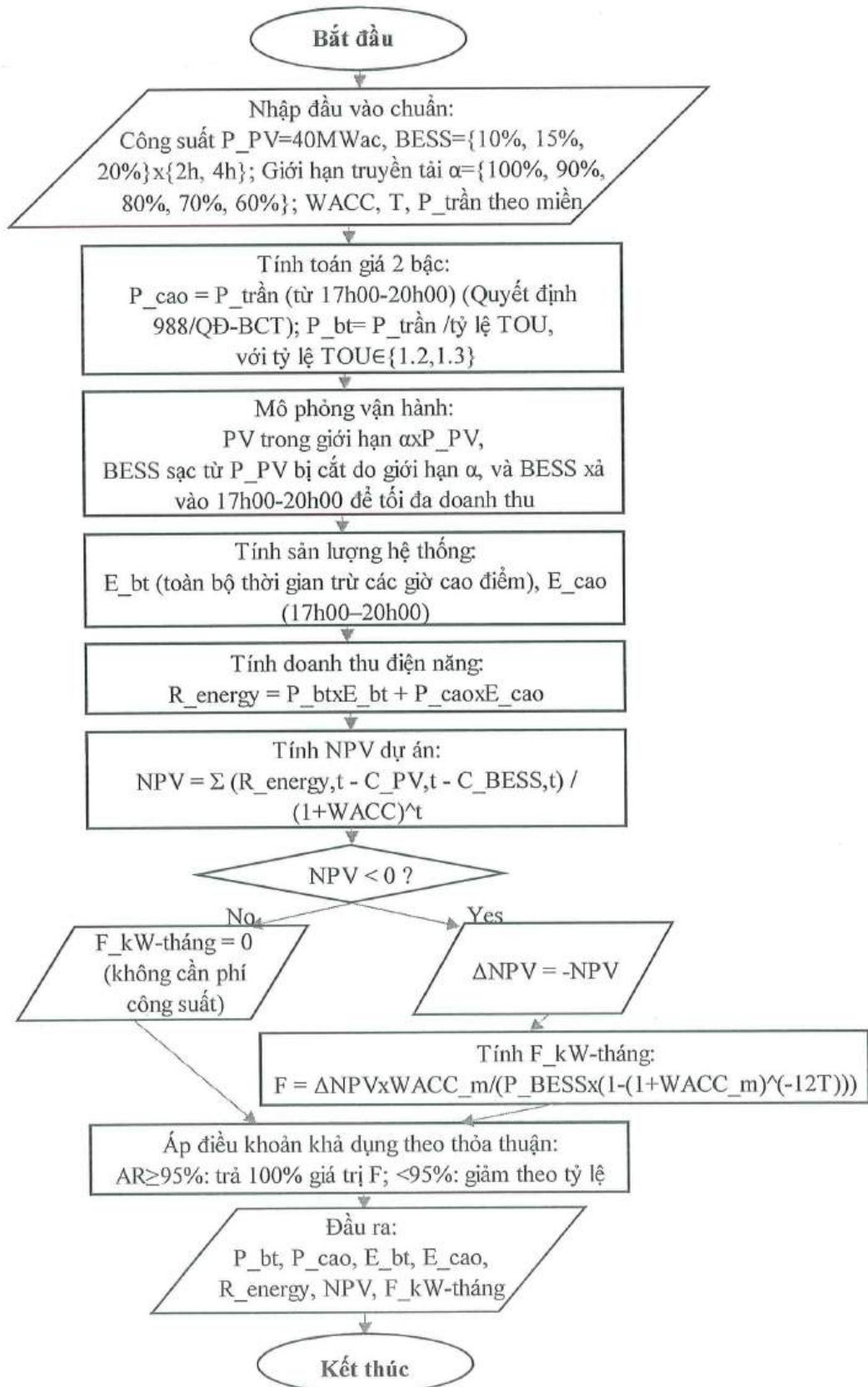
2.4.4. Các yếu tố ảnh hưởng đến giá bán điện của hệ thống PV-BESS

Giá bán điện của NMĐMT có BESS không phải là một hằng số cố định mà phụ thuộc vào nhiều yếu tố kỹ thuật, tài chính và thể chế. Sau khi xây dựng hai mô hình định giá (mô hình giá tối thiểu dựa trên LCOE và mô hình biểu giá hai mức kết hợp thanh toán công suất BESS), có thể khái quát những nhóm yếu tố ảnh hưởng chính như sau.

1) Chi phí đầu tư và vận hành

Chi phí đầu tư ban đầu của hệ thống PV và BESS là yếu tố nền tảng quyết định LCOE và NPV của dự án. Trong đó, chi phí đầu tư ban đầu đối với hệ thống PV chịu ảnh hưởng bởi giá mô-đun, chi phí cân bằng hệ thống, và suất đầu tư theo vùng miền. Chi phí đầu tư BESS phụ thuộc vào dung lượng, công suất, và công nghệ pin. Các dự án có tỷ lệ BESS cao hoặc thời lượng lưu trữ dài thường có chi phí vốn lớn hơn, dẫn tới LCOE cao hơn. Chi phí vận hành và bảo dưỡng và chi phí thay thế cũng tác động đáng kể, đặc biệt đối với BESS có vòng đời ngắn hơn vòng đời dự án.

Trong mô hình xác định giá cố định theo LCOE, chi phí đầu tư và chi phí vận hành trực tiếp quyết định bán điện tối thiểu của nhà máy ($P_{min}=LCOE$). Trong mô hình giá xác định giá theo TOU, các chi phí này được phản ánh gián tiếp thông qua NPV, nếu chi phí đầu tư ban đầu cao và doanh thu điện năng không đủ, phần thiếu hụt sẽ phải chuyển sang thanh toán công suất cho BESS (F).



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

2) Thông số vận hành và cấu hình hệ thống

Sản lượng điện năng quy đổi ($E_{PV-BESS}$) là biến số quan trọng trong cả hai mô hình. Nó phụ thuộc vào:

- Tỷ lệ công suất BESS/PV: Tỷ lệ này xác định khả năng dịch chuyển điện năng từ giờ ban ngày sang giờ cao điểm. Khi tỷ lệ công suất BESS/PV là nhỏ (ví dụ là 10%) có thể không đủ tạo chênh lệch doanh thu đáng kể, trong khi tỷ lệ lớn (20%) làm tăng chi phí vốn.

- Thời lượng lưu trữ (2 giờ hoặc 4 giờ): Thời lượng dài cho phép khai thác trọn vẹn khoảng thời gian giá điện cao điểm, từ 17h00 đến 20h00, nhưng đồng thời làm tăng chi phí đầu tư ban đầu và chi phí thay thế đối với BESS.

- Giới hạn truyền tải (α từ 100% đến 60%): Khi α giảm, phần sản lượng PV bị cắt giảm càng nhiều hơn, khiến BESS trở nên có giá trị hơn trong việc hấp thụ năng lượng dư thừa. Tuy nhiên, nếu khi giới hạn truyền tải càng thấp, cần tăng đầu tư BESS công suất và dung lượng lớn hơn để thu hồi điện năng không được phát lên lưới, đồng thời cũng làm tăng LCOE, đặc biệt khi chi phí đầu tư BESS cao.

- Hiệu suất chuyển đổi: Tồn hao trong sạc/xả BESS (thường 85–92%) làm giảm sản lượng điện hữu ích của BESS, từ đó tác động đến LCOE và doanh thu của hệ thống.

Như vậy, cấu hình hệ thống và điều kiện vận hành là yếu tố trung gian quyết định doanh thu và chi phí, tác động trực tiếp đến cả hai mô hình định giá.

3) Tham số tài chính và kỳ vọng của nhà đầu tư

- Chi phí vốn bình quân (WACC) là tham số chiết khấu cơ bản trong cả hai mô hình. Khi WACC càng cao, LCOE càng lớn, làm tăng rủi ro dự án bị loại bỏ khi $LCOE > P_{trần}$. Trong mô hình định giá 2 mức cao thấp điểm và thanh toán công suất, WACC cao khiến phần thiếu hụt NPV tăng, dẫn đến thanh toán công suất cho BESS (F, kW-tháng) lớn hơn.

- IRR mục tiêu của vốn chủ sở hữu (theo quy định tính toán trong dự án điện tại Việt Nam là 12%): Đây là ngưỡng đánh giá tính khả thi. Nếu giá bán bằng với LCOE thì NPV của dự án bằng 0, khi đó IRR_{esh} là 12%. Tuy nhiên nếu giá bán điện nhỏ hơn LCOE thì IRR_{esh} không đạt được là 12% thì dự án được coi là không hấp dẫn đầu tư.

- Cấu trúc vốn (nợ/vốn chủ sở hữu): Nếu tỷ lệ nợ cao, chi phí lãi vay làm tăng WACC, nhưng lại có lợi thế về lá chắn thuế do làm giảm thuế thu nhập phải nộp. Điều này có thể làm thay đổi kết quả NPV và LCOE của dự án.

Các tham số tài chính này quyết định mức giá tối thiểu mà nhà máy cần để đạt hiệu quả, và do đó ảnh hưởng trực tiếp đến việc đàm phán trong hợp đồng CfD.

4) Ràng buộc pháp lý và khung giá trần

Quyết định 988/QĐ-BCT đưa ra giá trần phát điện cho PV-BESS theo từng miền (Bắc, Trung, Nam), với giả định tối thiểu về BESS (10% và 2 giờ). Đây là giới hạn pháp lý tuyệt đối phải tuân thủ đối với giá bán điện của các NMĐMT:

- Trong mô hình xác định giá theo LCOE: nếu $LCOE > P_{\text{trần}}$ thì dự án bị loại bỏ.
- Trong mô hình định giá theo TOU và thanh toán công suất, biểu giá (P_{cao} , P_{bt}), hoặc giá bình quân hợp đồng không vượt quá $P_{\text{trần}}$.

Giá bán điện cần thiết thể hiện sự ràng buộc kép: vừa đảm bảo lợi ích cho nhà đầu tư thông qua giá tối thiểu (hay giá sàn), vừa bảo vệ người tiêu dùng thông qua việc Nhà nước quy định về giá trần bán điện.

5) Thị trường và hành vi tiêu thụ điện

Khách hàng lớn có đặc điểm phụ tải trong khoảng 2 ca/ngày, do đó họ vẫn có nhu cầu diễn ra vào giờ từ 17h00 đến 20h00. Khi đó:

- Trong mô hình TOU, việc phân chia giá cao điểm và bình thường phù hợp với nhu cầu thực tế và tạo động lực sử dụng BESS.
- Trong mô hình LCOE, yếu tố phụ tải ít trực tiếp hơn nhưng vẫn ảnh hưởng gián tiếp thông qua doanh thu và khả năng chấp nhận của khách hàng khi đàm phán hợp đồng.

Ngoài ra, cơ chế DPPA cho phép hai bên đàm phán giá hợp đồng trong phạm vi pháp lý. Sự chấp nhận của khách hàng lớn (về cấu trúc biểu giá, thanh toán công suất BESS, điều khoản khả dụng) cũng là yếu tố ảnh hưởng tới việc áp dụng mô hình nào trong thực tiễn.

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

- Biến động giá thiết bị PV và BESS: Giá BESS có xu hướng giảm trong tương lai nhưng vẫn chịu tác động của thị trường quốc tế. Nếu giá tăng trở lại, LCOE sẽ tăng cao hơn.

- Biến động chi phí vốn: Lãi suất quốc tế, lạm phát trong nước đều có thể làm thay đổi WACC.

- Rủi ro tỷ giá: Dự án nhập khẩu thiết bị bằng USD trong khi doanh thu bằng Việt Nam đồng, đây cũng là một rủi ro lớn nếu đồng tiền trong nước mất giá.

- Thay đổi chính sách: Khi Bộ Công Thương điều chỉnh lại khung giá trần hoặc thay đổi khung giờ cao điểm, thì cả hai mô hình sẽ phải cập nhật.

Như vậy, có thể thấy rằng, các yếu tố ảnh hưởng đến giá bán điện của hệ thống PV-BESS của các NMDMT vừa mang tính kỹ thuật (tỷ lệ BESS, thời lượng lưu trữ, giới hạn truyền tải, hiệu suất), vừa mang tính tài chính (chi phí đầu tư, chi phí vận hành, chi phí sử dụng vốn, IRR), vừa mang tính thể chế – pháp lý (khung giá Quyết định 988/QĐ-BCT, cơ chế DPPA). Trong mô hình giá cố định dựa trên LCOE, những yếu tố này quyết định trực tiếp mức giá sàn và việc chấp nhận hay loại bỏ dự án. Trong mô hình định giá theo TOU và thanh toán công suất, các yếu tố này ảnh hưởng trực tiếp đến cấu trúc biểu giá, mức phí bổ sung và tính ổn định của doanh thu dự án. Việc nhận diện rõ ràng các yếu tố ảnh hưởng là điều kiện cần để đánh giá, so sánh và lựa chọn mô hình định giá phù hợp trong từng bối cảnh cụ thể của ba miền Việt Nam.

7) Rủi ro liên quan đến độ tin cậy của các phần tử trong hệ thống điện

Bên cạnh các yếu tố rủi ro kinh tế – thị trường, độ tin cậy của các phần tử trong hệ thống điện là một yếu tố rủi ro kỹ thuật quan trọng ảnh hưởng trực tiếp đến giá bán điện của hệ thống PV-BESS. Độ tin cậy phản ánh xác suất hệ thống và các thành phần cấu thành (mô-đun PV, bộ nghịch lưu, pin lưu trữ, bộ chuyển đổi công suất, hệ thống điều khiển và hạ tầng lưới điện) duy trì được trạng thái vận hành mong muốn trong một khoảng thời gian nhất định.

Sự suy giảm độ tin cậy hoặc hỏng hóc của các phần tử này có thể làm giảm sản lượng điện thực tế, gia tăng chi phí vận hành - bảo dưỡng, kéo dài thời gian ngừng máy và làm suy giảm dòng tiền dự kiến của dự án. Đối với hệ thống PV-BESS, rủi ro độ tin cậy của BESS đặc biệt quan trọng do pin lưu trữ chịu ảnh hưởng mạnh của các cơ chế lão hóa, chu kỳ sạc – xả, nhiệt độ môi trường và chiến lược vận hành. Sự suy giảm dung lượng và công suất theo thời gian không chỉ làm giảm hiệu quả dịch chuyển năng lượng mà còn ảnh hưởng trực tiếp đến khả năng đáp ứng các cam kết công suất trong hợp đồng mua bán điện.

Ngoài ra, độ tin cậy của các phần tử lưới điện tại khu vực đầu nối cũng tác động đến khả năng khai thác hệ thống PV-BESS. Các sự cố hoặc hạn chế vận hành của lưới có thể làm gia tăng hiện tượng cắt giảm công suất, làm giảm doanh thu thực tế và làm tăng mức giá bán điện cần thiết để bảo đảm hiệu quả tài chính cho dự án.

Do đó, trong quá trình xác định giá bán điện cho hệ thống PV-BESS, cần xem xét đến chi phí rủi ro độ tin cậy thông qua các tham số như hệ số sẵn sàng thiết bị, tỷ lệ hỏng hóc, chi phí bảo trì phòng ngừa, chi phí thay thế thiết bị và thiệt hại doanh thu do ngừng vận hành. Việc tích hợp yếu tố độ tin cậy vào phân tích kinh tế cho phép xác định mức giá bán điện phản ánh đúng hơn rủi ro kỹ thuật và nâng cao tính bền vững tài chính của dự án.

2.5. CÔNG CỤ MÔ PHỎNG SAM

2.5.1. Cơ sở lựa chọn SAM

Việc lựa chọn công cụ mô phỏng là một yếu tố quan trọng nhằm bảo đảm tính khoa học, độ tin cậy và khả năng kiểm chứng của kết quả nghiên cứu. Trong lĩnh vực mô phỏng hệ thống năng lượng tái tạo, nhiều phần mềm chuyên dụng đã được phát triển và ứng dụng rộng rãi, bao gồm PVsyst, HOMER, DlgSILENT và System Advisor Model (SAM). Tuy nhiên, mỗi công cụ có phạm vi ứng dụng, mức độ chi tiết và thể mạnh riêng, phù hợp với các mục tiêu nghiên cứu khác nhau.

Luận án này lựa chọn SAM do NREL, thuộc Bộ Năng lượng Hoa Kỳ phát triển vì các lý do khoa học và thực tiễn sau.

(1) SAM có nền tảng khoa học minh bạch và được quốc tế công nhận

SAM được phát triển bởi NREL, một trong những tổ chức nghiên cứu hàng đầu thế giới về năng lượng tái tạo. Các mô hình vật lý của hệ thống PV, mô hình lưu trữ năng lượng và mô hình tài chính trong SAM được công bố minh bạch trong tài liệu kỹ thuật chính thức, cho phép các nhà nghiên cứu kiểm tra thuật toán, tái lập kết quả và đánh giá độ tin cậy mô hình [50].

SAM đã được sử dụng rộng rãi trong các nghiên cứu học thuật quốc tế để đánh giá hiệu suất kỹ thuật, hiệu quả kinh tế và vận hành hệ thống PV và PV-BESS. Nhờ đó, các kết quả mô phỏng trong luận án có cơ sở khoa học vững chắc và đáp ứng yêu cầu kiểm chứng của cộng đồng nghiên cứu [24], [25], [42], [97].

(2) SAM phù hợp với mục tiêu phân tích kỹ thuật - kinh tế của luận án

Khác với các phần mềm tập trung chủ yếu vào thiết kế kỹ thuật (như PVsyst) hoặc tối ưu hóa hệ thống lai ghép quy mô vi mô (như HOMER), SAM cho phép tích hợp chặt chẽ mô phỏng phát điện, vận hành lưu trữ và mô hình tài chính dự án trong một khung thống nhất.

Điều này đặc biệt phù hợp với mục tiêu của luận án là:

- Mô phỏng sản lượng điện theo chuỗi thời gian giờ (8760 giờ/năm),
- Tính toán LCOE, NPV, IRR và dòng tiền dự án,
- Định lượng giá bán điện theo từng mô hình LCOE và TOU.

Nhờ khả năng mô hình hóa chi tiết chiến lược điều phối BESS, SAM cho phép lượng hóa chính xác tác động của lưu trữ đến doanh thu, chi phí và hiệu quả tài chính, đây là trọng tâm của nghiên cứu PV-BESS.

Luận án sử dụng phiên bản SAM 2025.4.16, tải từ nguồn chính thức của NREL (<https://sam.nrel.gov/download>).

(3) SAM cung cấp mô hình tài chính Single Owner phù hợp với Việt Nam

Luận án sử dụng cấu hình “Single Owner” trong SAM, phản ánh đúng thực tế mô hình đầu tư nhà máy điện mặt trời nối lưới tại Việt Nam, trong đó một chủ đầu tư chịu trách nhiệm toàn bộ chi phí và doanh thu dự án. Mô hình này cho phép:

- Tính toán dòng tiền dự án theo vòng đời,
- Đánh giá tác động của CAPEX, OPEX, WACC, chi phí vốn vay và thuế,
- Xác định mức giá bán điện tối thiểu cần thiết để đạt điều kiện hòa vốn tài chính ($NPV = 0$).

Nhờ đó, kết quả mô phỏng có tính thực tiễn cao, phù hợp với góc nhìn của nhà đầu tư và cơ quan hoạch định chính sách.

(4) SAM cung cấp mô phỏng linh hoạt hệ thống PV và PV-BESS theo chiến lược điều phối

SAM cho phép mô phỏng cả hệ thống PV không lưu trữ và hệ thống PV-BESS tích hợp, đồng thời cung cấp nhiều chế độ điều phối lưu trữ như: Điều phối tự động; Điều phối thủ công; Điều phối theo chuỗi thời gian tùy chỉnh; Điều phối làm mượt công suất phát của PV. Trong luận án, chiến lược điều phối được lựa chọn nhằm phản ánh vận hành theo biểu giá điện theo thời gian, trong đó BESS được sạc trong giờ thấp điểm và xả trong giờ cao điểm, qua đó:

- Lượng hóa giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS,
- Đánh giá tác động của chiến lược vận hành đến doanh thu và giá bán điện,
- Phản ánh sát điều kiện vận hành thực tế của hệ thống điện Việt Nam.

(5) SAM đáp ứng yêu cầu tái lập, minh bạch và mở rộng nghiên cứu

Do SAM là phần mềm mã nguồn mở cho nghiên cứu, được cập nhật thường xuyên và có tài liệu thuật toán minh bạch, các kết quả mô phỏng trong luận án có thể được kiểm tra độc lập, có thể được mở rộng trong các nghiên cứu tiếp theo, và có thể làm cơ sở cho phát triển các công cụ mô phỏng nội địa hoặc tích hợp với mô hình hệ thống điện quy mô lớn.

(6) So sánh SAM với PVsyst, HOMER và DIgSILENT trong bối cảnh nghiên cứu PV-BESS

Trong lĩnh vực mô phỏng hệ thống điện mặt trời và hệ thống năng lượng lai ghép, nhiều phần mềm đã được phát triển với các mục tiêu và thế mạnh khác nhau, bao gồm PVsyst, HOMER, DIgSILENT PowerFactory và SAM.

PVsyst là công cụ phổ biến trong thiết kế và đánh giá hiệu suất hệ thống PV, tập trung vào mô hình hóa chi tiết các tổn thất quang điện, cấu hình mô-đun và inverter nhằm ước tính sản lượng điện với độ chính xác cao [81]. Tuy nhiên, PVsyst có phạm vi hạn chế trong việc mô phỏng chiến lược vận hành lưu trữ và mô hình tài chính dự án tích hợp.

HOMER được thiết kế chủ yếu cho tối ưu hóa các hệ thống năng lượng lai ghép, đặc biệt trong điều kiện lưới nhỏ (microgrid) và hệ thống không nối lưới, với trọng tâm là lựa chọn cấu hình công nghệ tối ưu dựa trên chi phí vòng đời [70]. Mặc dù HOMER phù hợp cho phân tích quy hoạch hệ thống, khả năng mô phỏng chi tiết chuỗi thời gian vận hành PV-BESS và dòng tiền dự án theo biểu giá điện theo thời gian còn hạn chế.

DIgSILENT PowerFactory là phần mềm chuyên sâu về phân tích hệ thống điện, tập trung vào mô phỏng ổn định công suất, phân tích ngắn mạch, điều độ lưới và ổn định động [51]. Công cụ này đặc biệt phù hợp cho các nghiên cứu vận hành lưới và ổn định hệ thống, nhưng không được thiết kế chuyên biệt cho đánh giá hiệu quả tài chính và định giá điện ở cấp độ dự án.

Trong khi đó, SAM do NREL phát triển tích hợp đồng thời mô hình hiệu suất kỹ thuật, mô hình vận hành lưu trữ và mô hình tài chính dự án, cho phép đánh giá toàn diện hiệu quả kinh tế - kỹ thuật của hệ thống PV-BESS [18]. SAM hỗ trợ mô phỏng theo chuỗi thời gian theo giờ, mô hình hóa chiến lược điều phối BESS, và tính toán trực tiếp các chỉ tiêu tài chính như LCOE, NPV, IRR và dòng tiền dự án, phù hợp với các nghiên cứu định giá điện và phân tích chính sách năng lượng [84].

Như vậy, SAM là công cụ phù hợp nhất với mục tiêu của luận án, vì cho phép đồng thời mô phỏng kỹ thuật - vận hành - tài chính - xác định giá điện, mà các phần mềm khác không đáp ứng đầy đủ trong cùng một nền tảng.

2.5.2. Mô phỏng phát điện hệ thống PV trong SAM

Mô hình hệ thống PV là phần đầu tiên và đóng vai trò là nguồn cung cấp năng lượng chính. Trong SAM, người dùng có thể lựa chọn giữa hai loại mô hình: Mô hình đơn giản (Flat Plate PV model), thích hợp cho các phân tích khái quát; và mô hình chi tiết (Detailed PV model) cung cấp khả năng mô phỏng chi tiết hơn với độ chính xác cao hơn. Các tham số đầu vào quan trọng bao gồm công suất đỉnh của hệ thống PV (thường được tính bằng kWp), cấu hình chuỗi và mô-đun (bao gồm số lượng mô-đun, số mô-đun trên mỗi chuỗi, và số chuỗi), cùng với các đặc điểm kỹ thuật của inverter như công suất định mức, hiệu suất chuyển đổi và số lượng inverter sử dụng. Ngoài ra, dữ liệu khí tượng là yếu tố bắt buộc trong mô hình hóa PV, và người dùng có thể sử dụng bộ dữ liệu tiêu chuẩn như TMY (Typical Meteorological Year) hoặc dữ liệu thực tế theo thời gian để phản ánh điều kiện bức xạ và nhiệt độ địa phương.

Đầu ra công suất điện của các mô-đun PV được tính theo bước thời gian khi mặt trời mọc theo quy trình hai bước: đầu tiên, tính toán nhiệt độ của tế bào quang điện; thứ hai, tính toán đầu ra công suất DC của mô-đun dựa trên các đặc điểm vật lý, độ rọi hiệu dụng và nhiệt độ của tế bào [50].

Công suất đầu ra của mô-đun PV được tính toán theo công thức (2.18) [50]:

$$P_{mp} = G \eta_m A_m \frac{\gamma_{mp,ref}}{100} (T_c - 25) \quad (2.18)$$

Trong đó: G là bức xạ hiệu quả truyền đến các tế bào (cell pin) (W/m^2); η_m là hiệu suất chuyển đổi của mô-đun (%); A_m là diện tích mô-đun (m^2); $\gamma_{mp,ref}$ là hệ số nhiệt độ công suất cực đại ($\%/^{\circ}\text{C}$); T_c nhiệt độ tế bào ($^{\circ}\text{C}$);

Bức xạ hiệu quả được tính toán theo công thức sau [50]:

$$G = G_b + G_d + G_r \quad (2.19)$$

Trong đó: G_b là bức xạ chùm hiệu quả (effective beam irradiance) (W/m^2); G_d là bức xạ khuếch tán bầu trời hiệu quả (effective sky diffuse irradiance) (W/m^2); G_r là bức xạ phản xạ từ mặt đất hiệu quả (effective ground-reflected irradiance) (W/m^2).

Nhiệt độ mặt sau của mô-đun tính theo công thức (2.20) ($^{\circ}\text{C}$) [50]:

$$T_m = G \cdot e^{a+b \cdot v_w} + T_a \quad (2.20)$$

Trong đó: T_a là nhiệt độ môi trường ($^{\circ}\text{C}$); a , b là các hệ số nhiệt độ; v_w là tốc độ gió (m/s).

Nhiệt độ tế bào được tính theo công thức sau [50]:

$$T_c = T_m + \frac{G}{1000} \cdot \Delta T; (^{\circ}\text{C}) \quad (2.21)$$

Trong đó: ΔT là gia số nhiệt độ dT ($^{\circ}\text{C}$).

Công suất đầu ra của mỗi hệ thống con thứ j của các mô-đun PV được tính bằng công thức (2.22) [50]:

$$P_{DC,j} = N_{modules} \cdot N_{strings,j} \cdot P_{mp,j} \cdot F_{DCss,j} \cdot F_{DC,j} \cdot F_{snow,j} \quad (2.22)$$

Trong đó: $N_{modules}$ là số các mô-đun PV trên một chuỗi; $N_{strings,j}$ là số chuỗi PV được phân bổ cho dãy con j ; $P_{mp,j}$ là công suất DC của mô-đun PV thứ j (W); $F_{DCss,j}$ là hệ số tính đến tổn thất DC tự áp bóng của mô-đun PV thứ j ; $F_{DC,j}$ là hệ số tính đến tổn thất điện DC của mô-đun PV thứ j ; $F_{snow,j}$ là hệ số tính đến tổn thất do tuyết của mô-đun PV thứ j .

Tổng công suất đầu ra của hệ thống PV là tổng của các giá trị đầu ra công suất của các hệ thống con j theo công thức (2.23) dưới đây [50]:

$$P_{DC} = \sum_{n=1}^{N_{sub}} P_{DC,j} \quad (2.23)$$

Trong đó, N_{sub} là số lượng các hệ thống con khả dụng.

Hiệu suất chuyển đổi DC-AC của inverter [50]:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (2.24)$$

Trong đó: P_{AC} và P_{DC} lần lượt là công suất đầu ra AC và công suất đầu vào DC của một inverter (W).

Công suất điện sản xuất bởi hệ thống và được bán đến lưới điện là công suất do hệ thống NLTT tạo ra sau khi đã trừ đi tổn thất và điều chỉnh theo công thức [50]:

$$P_{gen} = N_{inv} P_{AC} \left(1 - \frac{L_{AC}}{100}\right) \left(1 - \frac{L_{adjust}}{100}\right) \quad (2.25)$$

Trong đó: N_{inv} là số lượng các inverter; L_{ac} là tổng tỷ lệ tổn thất AC (bao gồm tỷ lệ tổn thất hệ thống dây điện $L_{acwiring}$ và tỷ lệ tổn thất của máy biến áp $L_{transformer}$); L_{adjust} là tổn thất về sự sẵn sàng và cắt giảm (%).

$$L_{AC} = 100(1 - F_1 F_2) \quad [50] \quad (2.26)$$

$$F_1 = 1 - \frac{L_{acwiring}}{100} \quad [50] \quad (2.27)$$

$$F_2 = 1 - \frac{L_{transformer}}{100} \quad [50] \quad (2.28)$$

Tổng sản lượng hàng năm (điện xoay chiều) của hệ thống trong năm thứ nhất (Q_1) là tổng công suất chuỗi thời gian do P_{gen} của hệ thống tạo ra, trong đó T là số bước thời gian trong mô phỏng trong 1 năm ($T = 8760$ đối với mô phỏng theo giờ).

$$Q_1 = \sum_{n=0}^T \frac{P_{gen}}{8760/T} \quad (2.29)$$

Do tỷ lệ suy thoái AC của tấm pin bình quân hàng năm ($L_{ac,degradation}$, %), tổng sản lượng điện sản xuất hàng năm trong những năm từ $n = 2$ trở đi là [50]:

$$Q_n = Q_{n-1} (1 - L_{AC,degradation}) \quad (2.30)$$

2.5.3. Mô phỏng lưu trữ năng lượng trong SAM

Mô hình hệ thống có lưu trữ năng lượng trong SAM cho phép lựa chọn giữa các công nghệ pin phổ biến như lithium-ion hoặc chì-axít, hoặc tự cấu hình thông số của một loại pin tùy chỉnh. Các tham số thiết yếu bao gồm dung lượng pin (kWh), công suất xả tối đa (kW), hiệu suất sạc/xả, độ sâu xả (Depth of Discharge, DoD), và tuổi thọ pin tính theo số chu kỳ hoạt động.

1) Công suất sạc và xả khả dụng của BESS:

Công suất sạc khả dụng (P_C) và công suất xả khả dụng (P_D) của BESS phụ thuộc vào trạng thái sạc SOC của BESS. SOC của pin tại một thời điểm xác định (SOC_t) được định nghĩa là tỷ lệ giữa dung lượng còn lại tại thời điểm t ($E_{BESS,t}$) so với dung lượng tối đa ($E_{BESS,max}$) của pin [84]. Ngoài ra, công suất sạc/xả của pin cũng bị ảnh hưởng bởi chỉ số C-rate của BESS. Trong đó, C-rate là tỷ số giữa công suất sạc/xả của BESS và dung lượng danh định, phản ánh tốc độ mà năng lượng được nạp hoặc rút khỏi BESS [110]. Với pin có dung lượng 100 kWh, nếu C-rate = 1C thì công suất

xả tối đa là 100 kW và pin sẽ xả hết trong 1 giờ; với C-rate = 0,5C, công suất tối đa là 50 kW và thời gian xả là 2 giờ; với C-rate = 2C, công suất tối đa đạt 200 kW nhưng thời gian xả chỉ còn 0,5 giờ. Ngoài SOC và C-rate, công suất xả tối đa còn phụ thuộc vào mức SOC tối thiểu (SOC_{min}) cần được duy trì trong pin [83].

$$SOC_t = \frac{E_{BESS,t}}{E_{BESS,max}} \cdot 100\% \quad (2.31)$$

$$P_C = (1 - SOC_t) \frac{E_{BESS,t}}{1h} \quad (2.32)$$

$$P_D = (SOC_t - SOC_{min}) \frac{E_{BESS,t}}{1h} \quad (2.33)$$

Trong đó, SOC_t và SOC_{min} được tính theo phần trăm, $E_{BESS,t}$ được tính bằng kWh, còn P_C và P_D được tính bằng kW.

2) Các chiến lược điều khiển BESS trước công tơ:

SAM cung cấp bốn chiến lược điều phối BESS trước công tơ, cho phép mô phỏng vận hành lưu trữ theo các mục tiêu khác nhau như tối đa hóa doanh thu hoặc ổn định công suất phát.

(1) Điều phối tự động:

Thuật toán của SAM tự động xác định công suất sạc/xả tại mỗi bước thời gian nhằm tối đa hóa doanh thu bán điện, đồng thời tuân thủ các ràng buộc kỹ thuật như SOC, dung lượng khả dụng và hiệu suất. Chiến lược này có thể phản ứng theo biến động giá điện và có xét đến chi phí khấu hao chu kỳ pin.

(2) Điều phối thủ công:

Người dùng thiết lập lịch sạc/xả theo các khung giờ cố định trong ngày. Phương pháp này phù hợp khi vận hành theo biểu giá điện theo thời gian (TOU), ví dụ sạc giờ thấp điểm và xả giờ cao điểm.

(3) Điều phối theo chuỗi thời gian tùy chỉnh:

Người dùng cung cấp trực tiếp chuỗi công suất sạc/xả theo từng bước thời gian. Cách tiếp cận này phù hợp khi có chiến lược điều khiển bên ngoài hoặc yêu cầu điều độ cụ thể từ hệ thống điện.

(4) Điều phối làm mượt công suất phát:

BESS được sử dụng để giảm dao động công suất đầu ra của PV, góp phần ổn định lưới. Phương pháp này yêu cầu dữ liệu thời tiết có độ phân giải cao và có thể áp dụng thêm các ràng buộc như giới hạn tốc độ thay đổi công suất (ramp rate).

Trong luận án, chiến lược điều phối được lựa chọn nhằm phản ánh vận hành theo biểu giá TOU, qua đó lượng hóa giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS trong điều kiện hệ thống điện Việt Nam.

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

Luận án xây dựng và phân tích mô hình 3 NMĐMT mới đại diện cho 3 miền của Việt Nam. Các nhà máy điện này được xem xét trên công suất lắp đặt, cùng thiết kế và chọn cùng loại thiết bị, để kết quả nghiên cứu có khả năng so sánh và thể hiện đặc thù theo vùng miền ảnh hưởng đến chi phí sản xuất điện và hiệu quả đầu tư mỗi nhà máy tại Việt Nam. Các tiêu chí để chọn các nhà máy cho phân tích của Luận án bao gồm tiêu chí cần thiết sau:

Tiêu chí 1: Sự khác biệt về điều kiện thời tiết theo khu vực

ĐMT phụ thuộc lớn vào bức xạ mặt trời, số giờ nắng và các yếu tố khí hậu khác (mưa, mây, độ ẩm). Trong khi đó, Việt Nam có sự phân hóa rõ rệt về tiềm năng năng lượng mặt trời theo điều kiện khí hậu khác biệt theo từng vùng miền. Do đó, nghiên cứu này sẽ lựa chọn 3 nhà máy thí điểm theo 3 khu vực đại diện cho các vùng có tiềm năng khác nhau để phân tích sự khác biệt về hiệu quả vận hành, sản lượng điện và lợi ích về kinh tế khi lắp đặt BESS. Từ đó, nghiên cứu sẽ chứng minh và đề xuất một số chính sách phù hợp theo từng vùng.

Ba (03) vùng miền với ba (03) dự án ĐMT được chọn cho nghiên cứu bao gồm:

Miền Bắc: Đây là miền có bức xạ mặt trời trung bình năm sấp xỉ 4,0 đến 4,2 kWh/m²/ngày, mức trung bình thấp so với toàn quốc. Số giờ nắng trung bình năm vào khoảng 1.600 – 1.800 giờ, cũng là thấp hơn miền Trung và miền Nam. Khí hậu miền Bắc có chia thành 4 mùa rõ rệt, với mùa đông từ tháng 11 đến 3: lạnh, âm u, nhiều mây, sản lượng điện giảm mạnh vào mùa này. Mưa nhiều vào mùa hè từ tháng 5 đến tháng 9, mưa rào, độ ẩm cao, ảnh hưởng đến hiệu suất tấm pin do bụi bẩn, mây mù. Nhiệt độ trung bình năm là khoảng 21 đến 23°C, thời tiết mát mẻ, hiệu suất tấm pin cao hơn so với vùng có nhiệt độ nóng. Tỉnh được chọn cho phân tích dự án điện mặt

trời là Lai Châu. Theo QHĐVIII điều chỉnh, Lai Châu cũng là một phía Bắc có tiềm năng lớn nhất thuộc khu vực miền Bắc về ĐMT mặt đất với tiềm năng kỹ thuật là 5,18 GW.

Miền Trung: Đây là khu vực được chọn cho phân tích vì có bức xạ mặt trời cao nhất cả nước với $\sim 5,5$ kWh/m²/ngày, thời tiết nắng nóng, ít mưa, phù hợp nhất cho phát triển ĐMT. Hiện đây là khu vực đang có số lượng nhà máy và tổng công suất các NMĐMT là lớn nhất của cả nước. Tỉnh được chọn cho phân tích NMĐMT là Ninh Thuận.

Miền Nam: Đây là khu vực có bức xạ tốt ($\sim 5,0$ kWh/m²/ngày), có mùa mưa kéo dài hơn so với Ninh Thuận. Tỉnh được chọn phân tích NMĐMT là Bình Phước.

Tiêu chí 2: Công suất điển hình (48MW_{DC}, tương đương 40MW_{AC})

Tiêu chí thứ 2 là lựa chọn NMĐMT theo quy mô công suất. Năm 2025, Việt Nam có 149 NMĐMT quy mô lớn nổi lưới, có công suất nhỏ nhất từ 4,42 MW (NMĐMT Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân giai đoạn 1) tới lớn nhất là 450 MW (NMĐMT Trung Nam Thuận Nam). Trong đó 76/149 nhà máy có công suất trong khoảng từ 40 MW đến 50 MW, chiếm tỷ trọng lớn nhất với 51,0% trong tổng số các loại quy mô công suất các NMĐMT tại Việt Nam (Bảng 2.1). Hơn nữa, theo Quyết định 988/QĐ-BCT, loại nhà máy ĐMT điển hình được chọn để xây dựng khung giá phát điện năm 2025 có công suất 48MW_{DC} (hay 40MW_{AC}). Do đó, nghiên cứu này lựa chọn quy mô các nhà máy sẽ được phân tích theo 3 miền có cùng công suất 48 MW_{DC}, tương ứng 40MW_{AC} (DC/AC=1,2). Đây vừa là quy mô công suất phổ đại diện và biến nhất trong hệ thống điện Việt Nam, cũng vừa phù hợp với mô hình nhà máy điển hình được dùng để xác định Khung giá phát điện.

Bảng 2.1. Số lượng các NMĐMT nổi lưới theo công suất đến cuối năm 2025

STT	Quy mô công suất (MW)	Số lượng nhà máy	Tỷ lệ (%)
1	< 30	22	14,8
2	Từ 30 đến dưới 40	16	10,7
3	Trên 40 đến 50	76	51,0
4	Trên 50 đến 60	3	2,0
5	Trên 60 đến 70	0	0,0
6	Trên 70 đến 80	3	2,0

STT	Quy mô công suất (MW)	Số lượng nhà máy	Tỷ lệ (%)
7	Trên 80 đến 90	4	2,7
8	Trên 90 đến 100	3	2,0
9	Trên 100 đến 150	13	8,7
10	Trên 150 đến 200	5	3,4
11	Trên 200 đến 250	3	2,0
12	Trên 250 đến 300	0	0,0
13	Trên 300 đến 350	0	0,0
14	Trên 350 đến 400	0	0,0
15	Trên 400 đến 450	1	0,7
	Tổng số	149	100,0

Nguồn: Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia.

Như vậy, Luận án giả thiết phân tích 3 mô hình NMĐMT xây dựng mới có công suất mỗi nhà máy là 40 MW_{AC} tại các tỉnh Lai Châu, Ninh Thuận, và Bình Phước đại diện cho 3 miền Bắc, Trung và Nam của Việt Nam.

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

Trên cơ sở lựa chọn NMĐMT có quy mô điển hình 40 MW_{AC} được xây dựng ở 3 khu vực của tỉnh Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước, đại diện cho 3 miền khí hậu Bắc, Trung, Nam của Việt Nam. Dữ liệu về thiết kế kỹ thuật của 3 nhà máy là giống nhau, và đặc điểm vị trí địa lý, thời tiết theo đặc trưng vùng miền của từng nhà máy.

2.7.1. Dữ liệu về khí hậu, thời tiết

Dữ liệu khí hậu - thời tiết phục vụ mô phỏng sản lượng điện của ba dự án NMĐMT công suất 40 MW_{ac} tại Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước được lấy từ Cơ sở dữ liệu quốc gia (National Solar Radiation Database, viết tắt là NSRDB) của Hoa Kỳ, do NREL xây dựng và được dowload qua phần mềm SAM. Bộ dữ liệu bao gồm các thông số bức xạ mặt trời, nhiệt độ, tốc độ gió và các điều kiện khí tượng cần thiết cho tính toán hiệu suất hệ thống PV-BESS.

Các thông số đặc trưng cho từng địa điểm, như tọa độ, GHI trung bình ngày, nhiệt độ trung bình và tốc độ gió, được tổng hợp trong Bảng 2.2 (Chi tiết tại các Bảng C.1, C.2 và C.3 - Phụ lục C). Dữ liệu này phản ánh điều kiện khí hậu đặc trưng của

ba miền Bắc, Trung và Nam, bảo đảm tính đại diện cho mục tiêu mô phỏng và so sánh hiệu quả vận hành của các cấu hình PV-BESS tại Việt Nam.

Bảng 2.2. Dữ liệu về thời tiết khí hậu của 3 dự án NMĐMT 40 MW_{AC} theo 3 vùng

Thông số kỹ thuật	Lai Châu	Ninh Thuận	Bình Phước
Tọa độ	22,46; 102,61	11,44; 108,85	11,90; 106,49
Nguồn dữ liệu thời tiết	NSRDB	NSRDB	NSRDB
Bước thời gian (kWh/m ² /ngày)	30 phút	30 phút	30 phút
GHI (kWh/m ² /ngày)	4,63	5,75	5,60
Nhiệt độ trung bình (°C)	23,1	27,3	27,7
Tốc độ gió (m/s)	0,3	2,2	0,7

Nguồn: Dữ liệu thời tiết từ NSRDB.

Trong đó, GHI (Global Horizontal Irradiance) hay còn gọi là bức xạ theo phương ngang là lượng năng lượng mặt trời chiếu tới một bề mặt phẳng nằm ngang trên mặt đất. GHI bao gồm:

+ Bức xạ trực tiếp (Direct Normal Irradiance - DNI): ánh sáng mặt trời chiếu trực tiếp từ mặt trời.

+ Bức xạ tán xạ (Diffuse Horizontal Irradiance - DHI): ánh sáng tán xạ bởi các phần tử trong khí quyển như mây, bụi.

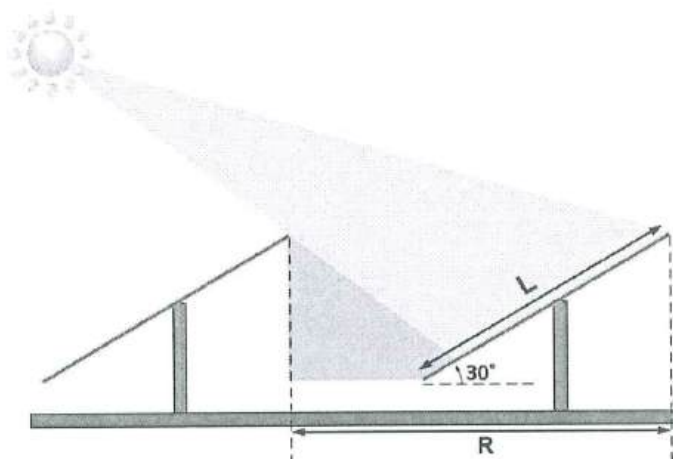
2.7.2. Dữ liệu về thiết kế, kỹ thuật của các hệ thống điện mặt trời

Thiết kế không gian của hệ thống PV của 03 nhà máy được sử dụng chung thiết kế dưới đây (Bảng 2.3), dữ liệu được lấy tham khảo theo Báo cáo thiết kế cơ sở của dự án NMĐMT Lộc Ninh 5 đã được xây dựng và vận hành tại Việt Nam.

Bảng 2.3. Thiết kế không gian của hệ thống PV của 3 NMĐMT

Thông số thiết kế	Giá trị
Trục của dãy	Cố định
Góc nghiêng (Tilt)	10 ⁰
Góc phương vị (Azimuth angle)	180 ⁰
Thiết kế mỗi Panel	2 hàng × 10 mô-đun
Kích thước mỗi mô-đun	1.120 × 2.251
GCR	0,657

Nguồn: Báo cáo thiết kế cơ sở của dự án NMĐMT Lộc Ninh 5 [7].



Hình 2.4. Tỷ độ bóng giữa các dãy quang điện được xác định qua GCR [33]

Tỷ lệ che phủ mặt đất (Ground Coverage Ratio, GCR) là tỷ lệ giữa diện tích mô-đun và tổng diện tích đất và được tính theo công thức: $GCR = L/R$. Trong đó: L là chiều dài dãy pin, và R là khoảng cách giữa các hàng pin (Hình 2.4).

Khi GCR cao, các tấm pin sẽ được đặt gần nhau hơn, tối ưu diện tích đất nhưng có thể làm giảm hiệu suất do bóng đổ giữa các hàng pin. Khi GCR thấp, các tấm pin được đặt xa nhau, giảm khả năng bóng đổ và tăng hiệu suất, nhưng cần nhiều diện tích đất hơn. Do đó, thiết kế GCR phù hợp sẽ giúp tối ưu hóa chi phí và hiệu quả của NMDMT [40], [102].

Các hệ thống ĐMT của các nhà máy trên được đặt cố định với góc nghiêng từ 9° tới 10° và góc phương vị 180° , không theo dõi chuyển động của mặt trời. Tổng tổn thất điện DC áp dụng cho đầu ra điện của hệ thống PV là 4,44% (lấy theo các giá trị đề xuất trong phần mềm SAM). Suy giảm DC hiệu quả sản xuất điện của các hệ thống quang điện là 0,5%/năm [7], [37], [42].

Ngoài ra, thiết kế chi tiết hệ thống PV, inverter của các nhà máy trình bày tại Bảng C.4, Phụ lục C.

2.7.3. Dữ liệu về các thông số kinh tế, kỹ thuật của BESS

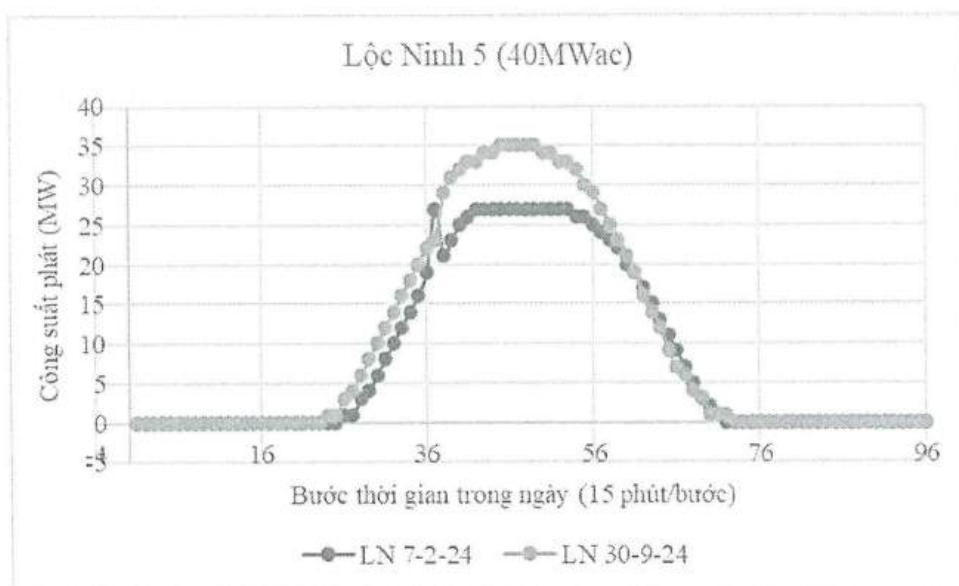
Theo định hướng phát triển của QHĐVIII điều chỉnh hiện nay, các NMDMT nối lưới buộc phải lắp đặt BESS với công suất tối thiểu 10% công suất định mức và 2 giờ lưu trữ. Do đó, nghiên cứu này sẽ phân tích BESS được lắp đặt với một số mức công suất 10%, 15%, 20% so với công suất đặt nhà máy và thời gian lưu trữ bao gồm 2 mức là 2 giờ và 4 giờ cho mục đích chuyển đổi phụ tải (energy shifting). BESS sử dụng cho mục tiêu chuyển đổi phụ tải thường có thời gian lưu trữ khoảng từ 2 giờ tới

4 giờ [16], [35]. BESS phục vụ mục tiêu chính cho các NMĐMT là nhằm lưu trữ lại phần sản lượng điện khi bị cắt giảm theo giới hạn truyền tải lưới điện, và điều chỉnh phát điện cho lưới và phụ tải vào cao điểm tối. Như vậy, BESS có thể làm ổn định hơn công suất và kéo dài thời gian phát điện của nhà máy, từ đó làm tăng sản lượng bán điện, tăng doanh thu của nhà máy trong điều kiện hệ thống điện có giới hạn truyền tải và đặc biệt là có biểu giá bán điện chênh lệch giữa cao, thấp điểm.

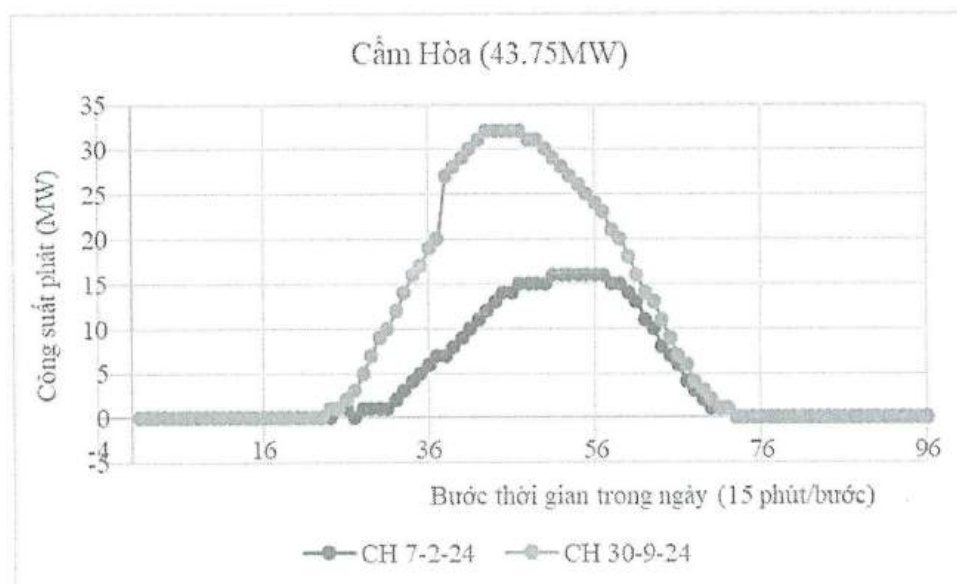
Như tại phần tổng quan về các loại công nghệ pin lưu trữ điện (Chương 1) đã cho thấy, BESS công nghệ Lithium Ion là loại pin có nhiều ưu điểm so với các loại pin thông dụng khác như hiệu suất cao, chu kỳ vòng đời dài, ít tổn điện tích, và là loại pin đang chiếm phần lớn trong các ứng dụng trong hệ thống điện hiện nay. Do đó, nghiên cứu này cũng chọn loại pin Lithium Ion Nickel Manganese Cobalt Oxide lắp đặt cho các NMĐMT được chọn. Hệ thống BESS sẽ được kết nối với phía DC của các inverter. Điểm tối hạn thay thế BESS được đặt khi dung lượng khả dụng của BESS giảm xuống 70% so với danh định [25], [27]. Các thông số kỹ thuật chi tiết của BESS thiết kế cho các NMĐMT được trình bày chi tiết tại Bảng B.5, Phụ lục B.

Suất chi phí đầu tư BESS bao gồm 2 thành phần: theo điện năng là 242 USD/kWh, theo công suất là 282 USD/kW (tham khảo sử dụng theo suất chi phí đầu tư BESS tính toán cho khung giá phát ĐMT của Quyết định 988/QĐ-BCT).

Mặc dù, khoảng thời gian cao điểm phát điện của các NMĐMT là từ 9h sáng tới 16h chiều. Tuy nhiên, qua tìm hiểu tình hình cắt điện tại một số nhà máy do quá tải lưới truyền tải, điển hình tại 2 NMĐMT có quy mô công suất tương đương với loại nhà máy thuộc phạm vi nghiên cứu, cụ thể tại NMĐMT Lộc Ninh 5 có công suất 40 MW_{AC} và Cẩm Hòa có công suất 43,75 MW_{AC}, thì cắt giảm công suất phát điện thường xảy ra trong khoảng thời gian từ 10h00 đến 14h00 trong ngày. Công suất phát thực tế của các nhà máy có thể giảm chỉ còn 50-70% so với công suất định mức của nhà máy tại các giờ cao điểm nắng (Hình 2.5). Mặt khác, đồ thị phụ tải của hệ thống điện Việt Nam xảy ra cao điểm lớn nhất trong ngày trong khoảng thời gian từ 17h00 đến 20h00.



(a)



(b)

Hình 2.5. Công suất phát của hai NMDMT Lọc Ninh 5 (a) và Cẩm Hòa (b) tại ngày 7/2/2024 và 30/9/2024

2.7.4. Chi phí đầu tư và các dữ liệu kinh tế khác của các hệ thống PV-BESS

Chi phí đầu tư các NMDMT Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Thuận trong nghiên cứu của luận án được lấy theo dữ liệu tổng vốn đầu tư các NMDMT theo 3 miền trong xây dựng Khung giá phát điện của Quyết định 988/QĐ-BCT. Trong đó, các căn cứ và phương pháp lập tổng mức đầu tư các dự án NMDMT được xác định như sau:

Căn cứ lập tổng mức đầu tư

Tổng mức đầu tư là toàn bộ chi phí đầu tư xây dựng của dự án được xác định theo quy định của pháp luật hiện hành, phù hợp với thiết kế cơ sở và các nội dung khác của báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng. Cơ sở lập tổng mức đầu tư đối với các nhà máy điện thực hiện trên cơ sở các căn cứ sau:

- Nghị định 10/2021/NĐ-CP về quản lý chi phí đầu tư xây dựng;
- Thông tư số 18/2020/TT-BCT ngày 17/07/2020 của Bộ Công Thương về Quy định về phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời.
- Thông tư số 14/2023/TT-BXD ngày 29/12/2023 của Bộ Xây dựng về việc sửa đổi bổ sung một số điều của Thông tư số 11/2021/TT-BXD ngày 31/8/2021 của Bộ Xây dựng;
- Thông tư số 11/2021/TT-BXD ngày 31/8/2021 của Bộ Xây dựng về việc hướng dẫn một số nội dung xác định và quản lý chi phí đầu tư xây dựng;
- Thông tư số 09/2024/TT-BXD ngày 30/8/2024 của Bộ Xây dựng về việc sửa đổi, bổ sung một số định mức xây dựng ban hành tại Thông tư số 12/2021/TT-BXD ngày 31/8/2021 của Bộ Xây dựng;
- Định mức chi phí quản lý dự án và tư vấn đầu tư xây dựng theo Thông tư số 12/2021/TT-BXD ngày 31/8/2021 của Bộ Xây dựng;
- Quyết định số 816/QĐ-BXD của Bộ xây dựng ngày 22/8/2024 công bố suất vốn đầu tư xây dựng và giá xây dựng tổng hợp bộ phận kết cấu công trình năm 2023; Tỷ giá ngân hàng Vietcombank (VCB) ngày 21/11/2024.

Phương pháp lập tổng mức đầu tư dự án

Theo khoản 1 Điều 6 Nghị định 10/2021/NĐ-CP thì tổng mức đầu tư xây dựng được xác định theo các phương pháp sau:

- (1) Phương pháp xác định từ khối lượng xây dựng tính theo thiết kế cơ sở và các yêu cầu cần thiết khác của dự án;
- (2) Phương pháp xác định theo suất vốn đầu tư xây dựng;
- (3) Phương pháp xác định từ dữ liệu về chi phí của các dự án, công trình tương tự đã thực hiện;
- (4) Kết hợp các phương pháp quy định tại (1), (2) và (3).

Phương pháp xác định tổng mức đầu tư cho xây dựng khung giá bán điện của các dự án điện mặt trời tại Quyết định 988/QĐ-BCT được xác định theo suất vốn đầu tư xây dựng (Phương pháp 2). Dự án được xác định trên quy mô công suất phổ biến, không có thiết kế cơ sở do đó không có khối lượng xây dựng và thiết kế cụ thể nên không thể xác định được tổng mức đầu tư xây dựng theo Phương pháp (1). Chi tiết thành phần chi phí (thiết bị, xây dựng, đền bù, quản lý dự án, tư vấn, dự phòng và lãi trong thời gian xây dựng) được tổng hợp từ: (i) báo cáo nghiên cứu khả thi và báo giá nhà cung cấp; (ii) các định mức, suất vốn và đơn giá xây dựng do Bộ Xây dựng ban hành; (iii) tham chiếu so sánh với cẩm nang công nghệ trong khu vực và dữ liệu quốc tế (IRENA) nhằm kiểm chứng tính hợp lý của giá trị đầu vào.

Các đầu vào về chi phí đầu tư lắp đặt của 03 dự án ĐMT nói trên được trình bày tại Bảng 2.4. Ngoài ra, chi tiết các thành phần của chi phí đầu tư của 3 NMDMT không có BESS và có BESS tương ứng được trình bày tại Bảng C.6 và Bảng C.7 thuộc Phụ lục C.

Bảng 2.4. Tổng chi phí đầu tư lắp đặt của 3 NMDMT 40MW_{AC}

Hệ thống	Lai Châu	Ninh Thuận	Bình Phước
1. PV (USD)	23.000.895	23.273.989	23.141.890
2. PV-BESS (USD)	26.109.833	26.391.343	26.259.067

Chi phí vận hành bảo dưỡng của hệ thống PV, hệ thống PV-BESS bằng 1,8% so với tổng chi phí lắp đặt của mỗi nhà máy (theo Thông tư 12/TT-BCT [6]). Các dữ liệu về kinh tế, tài chính khác cho các phân tích hiệu quả đầu tư được tổng hợp trình bày tại Bảng C.8, Phụ lục C. Phần vốn vay được giả thiết 100% vốn vay được vay trước 6 tháng so với thời điểm nhà máy bắt đầu vào vận hành thương mại, để phục vụ cho đầu tư xây dựng nhà máy. Các mức ưu đãi thuế thu nhập doanh nghiệp theo quy định tại Nghị định số 218/2013/NĐ-CP ngày 26/12/2013. Dự án ĐMT thuộc diện được hưởng ưu đãi thuế: miễn thuế trong 4 năm đầu, giảm 50% thuế phải nộp trong 9 năm tiếp theo, thuế suất ưu đãi 10% những năm tiếp theo tới năm 15, và là 20% trong những năm còn lại của dự án [8].

Lãi suất vốn vay nội tệ

Theo quy định tại Thông tư số 09/2025/TT-BCT, lãi suất vốn vay nội tệ được xác định bằng trung bình của lãi suất tiền gửi bằng đồng Việt Nam kỳ hạn 12 tháng

trả sau dành cho khách hàng cá nhân của ngày đầu tiên của 60 tháng trước liền kề tính từ thời điểm ngày đầu tiên của tháng 3, 6, 9, hoặc tháng 12 gần nhất của năm xây dựng khung giá của 4 Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam, Ngân hàng thương mại cổ phần Công thương Việt Nam, Ngân hàng thương mại cổ phần Đầu tư và Phát triển Việt Nam, Ngân hàng Nông nghiệp và Phát triển nông thôn Việt Nam hoặc đơn vị kế thừa hợp pháp của các ngân hàng này) cộng với tỷ lệ bình quân năm dịch vụ phí của các ngân hàng là 3% (%/năm).

Như vậy, mức lãi suất vốn vay nội tệ áp dụng cho tính toán khung giá phát điện các loại hình nguồn điện $r_{d,D} = 8,8\%$.

Lãi suất vốn vay ngoại tệ

Theo quy định tại Thông tư số 09/2025/TT-BCT, lãi suất vốn vay ngoại tệ được xác định bằng lãi suất bình quân kỳ hạn bình quân 180 ngày của 36 tháng liền kề của năm xây dựng khung giá được công bố bởi Fed (Website: www.newyorkfed.org) cộng với tỷ lệ bình quân các khoản phí thu xếp khoản vay của ngân hàng là 3%/năm. Theo đó, lãi suất bình quân kỳ hạn bình quân 180 ngày của 36 tháng liền kề của năm xây dựng khung giá được công bố bởi Fed là 3,44%.

Như vậy, mức lãi suất vốn vay ngoại tệ áp dụng cho tính toán khung giá phát điện các loại hình nguồn điện: $r_{d,F} = 6,44\%$.

Tính lãi suất vốn vay

Theo quy định tại Thông tư số 09/2025/TT-BCT, lãi suất vốn vay r_d (%) được tính bằng lãi suất bình quân gia quyền các nguồn vốn vay nội tệ và ngoại tệ, được xác định theo công thức: $r_d = D_F \times r_{d,F} + D_D \times r_{d,D}$.

Với tỷ lệ vốn vay ngoại tệ (D_F) là 80%, tỷ lệ vốn vay nội tệ (D_D) là 20%, và các lãi suất vốn vay ngoại tệ ($r_{d,F}$), nội tệ ($r_{d,D}$) là 6,44% và 8,8% tương ứng như trên.

Vậy, mức lãi suất vốn vay áp dụng cho tính toán khung giá phát điện các loại hình nguồn điện: $r_d = 80\% \times 6,44\% + 20\% \times 8,8\% = 6,912\%$.

Tính thuế suất thu nhập doanh nghiệp bình quân gia quyền

Thuế thu nhập doanh nghiệp hiện nay được quy định ở Luật Thuế thu nhập doanh nghiệp, số 14/VBHN-VPQH ngày 15/7/2020. Đối với các doanh nghiệp sản xuất NLTT, năng lượng sạch, chi tiết thuế suất theo mức các năm được trình bày tại

Bảng C.8, Phụ lục C. Do đó, thuế suất thu nhập doanh nghiệp bình quân trong đời sống kinh tế các dự án ĐMT (20 năm) là 8,25%.

Tỷ suất lợi nhuận trước thuế

Theo quy định tại Thông tư số 09/2025/TT-BCT, tỷ suất lợi nhuận trước thuế của vốn chủ sở hữu được tính theo công thức:

$$r_e = \frac{r_{e,pt}}{1 - t} = \frac{12\%}{1 - 8,25\%} = 13,079\%$$

Trong đó, $r_{e,pt}$ là tỷ suất lợi nhuận sau thuế của vốn chủ sở hữu và bằng 12%; t là thuế thu nhập doanh nghiệp bình quân trong 20 năm và bằng 8.25%.

Tỷ suất chiết khấu tài chính

Với tỷ lệ vốn vay trong tổng mức đầu tư (D) là 70%, vốn chủ sở hữu (E) là 30%, lãi suất vốn vay (r_d) là 6,921%, tỷ suất lợi nhuận trước thuế vốn chủ sở hữu (r_e) là 13,079% và thời gian trả nợ vay bình quân (n_D) là 10 năm. Sử dụng công thức (2.8), thì tỷ suất chiết khấu tài chính (WACC) là:

$$WACC = \frac{(70\% \times 6,921\% + 30\% \times 13,079\%) \times 10 + 13,079\% \times (20 - 10)}{20} = 10,921\%$$

2.8. ĐIỀU KIỆN KỸ THUẬT HÒA LƯỚI VÀ PHẠM VI ÁP DỤNG MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ PV-BESS

Các mô hình định giá điện cho hệ thống PV-BESS trong luận án được xây dựng trên cơ sở phân tích kinh tế - kỹ thuật ở cấp độ dự án, với giả định rằng các nhà máy điện mặt trời tích hợp lưu trữ tuân thủ đầy đủ các yêu cầu kỹ thuật đấu nối và vận hành hệ thống điện tại Việt Nam. Các yêu cầu này được quy định trong Quy định Hệ thống điện Quốc gia (Grid Code) theo Thông tư 25/2016/TT-BCT [1], Thông tư 30/2019/TT-BCT [2] về yêu cầu kỹ thuật đối với nhà máy điện gió và điện mặt trời và các nguyên tắc vận hành hệ thống điện theo Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia QCVN 26:2025/BCT [4].

Theo các quy định hiện hành, nhà máy điện mặt trời nối lưới phải đáp ứng các yêu cầu về dải điện áp và tần số vận hành, hệ số công suất, khả năng điều chỉnh công suất phản kháng, giới hạn tốc độ thay đổi công suất phát (ramp rate), khả năng chịu đựng sự cố điện áp thấp, cũng như nghĩa vụ tuân thủ lệnh điều độ công suất của hệ thống điện. Các ràng buộc này nhằm bảo đảm ổn định tần số – điện áp, chất lượng

điện năng và an ninh vận hành hệ thống điện, đồng thời có thể ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng điện thương mại và doanh thu thực tế của dự án PV-BESS.

Đối với hệ thống PV-BESS, các yêu cầu kỹ thuật hòa lưới còn bao gồm giới hạn công suất phát theo khả năng chịu tải của bộ nghịch lưu và điểm đầu nối, nghĩa vụ duy trì công suất khả dụng trong các khung giờ điều độ, cũng như khả năng hỗ trợ điều chỉnh điện áp và làm mượt công suất phát nhờ BESS. Khi đó, BESS không chỉ đóng vai trò dịch chuyển năng lượng theo thời gian mà còn góp phần nâng cao tính linh hoạt vận hành, giảm dao động công suất và hỗ trợ ổn định hệ thống điện, qua đó ảnh hưởng gián tiếp đến giá trị kinh tế của dự án.

Trong khuôn khổ nghiên cứu, các ràng buộc kỹ thuật hòa lưới không được mô phỏng chi tiết ở cấp độ động ngắn hạn (mili-giây đến giây), như ổn định quá độ, dao động điện áp tức thời hoặc đáp ứng điện từ nhanh của bộ nghịch lưu. Thay vào đó, các yêu cầu kỹ thuật được phản ánh gián tiếp thông qua giới hạn công suất phát hữu dụng, ràng buộc truyền tải, mức độ cắt giảm công suất và cơ chế điều độ hệ thống lưu trữ trong mô hình vận hành theo giờ và theo năm. Do đó, các kết quả về LCOE, NPV, mức giá bán điện tối thiểu và mức thanh toán công suất của BESS được hiểu là áp dụng trong điều kiện nhà máy PV-BESS đáp ứng đầy đủ các tiêu chuẩn kỹ thuật hòa lưới hiện hành và không phát sinh thêm các hạn chế kỹ thuật nghiêm ngặt làm suy giảm sản lượng điện thương mại.

Trong trường hợp các yêu cầu kỹ thuật về ổn định lưới, giới hạn công suất phát, điều chỉnh công suất phản kháng hoặc nghĩa vụ điều độ trở nên chặt chẽ hơn trong tương lai, sản lượng điện hữu ích của dự án PV-BESS có thể giảm, kéo theo mức giá bán điện tối thiểu cần thiết để bảo đảm hiệu quả tài chính có thể cao hơn so với các kết quả định lượng trong luận án. Vì vậy, các mức giá điện và thanh toán công suất được xác định trong nghiên cứu cần được diễn giải trong bối cảnh điều kiện kỹ thuật hòa lưới hiện hành, đồng thời được xem là mức giá kinh tế trong điều kiện vận hành kỹ thuật bình thường của hệ thống PV-BESS tại Việt Nam.

Việc làm rõ điều kiện kỹ thuật hòa lưới và phạm vi áp dụng mô hình định giá giúp bảo đảm rằng các kết quả nghiên cứu của luận án phù hợp với thực tiễn vận hành hệ thống điện Việt Nam, đồng thời tạo nền tảng cho các nghiên cứu tiếp theo tích hợp

sâu hơn giữa mô hình định giá kinh tế và mô phỏng ổn định kỹ thuật chi tiết của hệ thống điện.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 2

Chương 2 đã thiết lập khung phương pháp luận, hệ thống mô hình và bộ dữ liệu đầu vào làm nền tảng cho toàn bộ phân tích định lượng của luận án. Các khái niệm kinh tế – tài chính cốt lõi như LCOE, NPV, IRR và WACC được chuẩn hóa nhằm bảo đảm tính nhất quán trong mô hình hóa và đánh giá hiệu quả của hệ thống PV–BESS.

Trên cơ sở đó, luận án trình bày hai mô hình định giá bán điện, gồm mô hình giá cố định dựa trên LCOE và mô hình giá theo thời gian sử dụng (TOU). Mô hình LCOE được sử dụng để xác định mức giá sàn bảo đảm hòa vốn tài chính, trong khi mô hình TOU phản ánh giá trị thời gian và tính linh hoạt vận hành của hệ thống lưu trữ. Việc triển khai song song hai mô hình cho phép so sánh tín hiệu giá và hiệu quả tài chính dưới các cấu hình BESS và điều kiện ràng buộc truyền tải khác nhau.

Chương 2 đồng thời cấu hình phần mềm SAM để mô phỏng tích hợp hệ PV và BESS, với quy trình chuẩn hóa từ dữ liệu khí tượng, thông số kỹ thuật đến tham số tài chính. Bộ dữ liệu đầu vào được hệ thống hóa thành bốn nhóm: khí hậu - thời tiết; thiết kế kỹ thuật PV; thông số kinh tế - kỹ thuật BESS; và tham số tài chính - chi phí. Cách tiếp cận này bảo đảm tính tái lập, khả năng so sánh giữa các kịch bản và tạo cơ sở cho phân tích độ nhạy.

Tổng thể, Chương 2 hoàn thành ba nhiệm vụ chính: (i) xây dựng khung đánh giá kinh tế - tài chính cho hệ PV–BESS; (ii) phát triển hai mô hình định giá phục vụ phân tích so sánh; và (iii) chuẩn bị nền tảng dữ liệu và công cụ mô phỏng cho các phân tích định lượng và hàm ý chính sách ở các chương tiếp theo.

CHƯƠNG 3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU

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

Trong kịch bản cơ sở, các NMĐMT vận hành không có ESS. Điều này đồng nghĩa với việc toàn bộ công suất phát điện của hệ thống PV được đưa trực tiếp lên lưới điện, nhưng bị giới hạn bởi khả năng tiếp nhận của hạ tầng truyền tải. Khi công suất phát vượt quá giới hạn kỹ thuật (thể hiện thông qua hệ số giới hạn truyền tải, ký hiệu là α), phần điện năng vượt ngưỡng sẽ bị cắt giảm và không được tính vào sản lượng điện thương phẩm.

3.1.1. Phương pháp phân tích phát điện

Sản lượng điện phát hữu ích của hệ thống PV được tính toán trên cơ sở chuỗi dữ liệu bức xạ và công suất phát theo từng bước thời gian t (30 phút/bước). Công thức tổng quát có dạng:

$$E_{PV,t} = \min(E_{PV,gross,t}, \alpha P_{AC}) \quad (3.1)$$

Trong đó:

$E_{PV,gross,t}$ là công suất phát lý thuyết từ hệ thống PV tại bước thời gian t , chưa xét giới hạn truyền tải.

P_{AC} là công suất lắp đặt AC của nhà máy (40 MW_{AC} trong nghiên cứu này).

α là hệ số giới hạn truyền tải so với công suất đặt của mỗi nhà máy (α xét trong các kịch bản 1,0; 0,9; 0,8; 0,7; 0,6).

Tổng sản lượng điện phát lên lưới trong năm được tính bằng tích phân (hoặc tổng rời rạc) theo thời gian. Phần chênh lệch giữa sản lượng lý thuyết và sản lượng thực phát lên lưới được coi là thiệt hại sản lượng điện do hạn chế truyền tải, cắt giảm.

3.1.2. Kết quả phát điện và mức cắt giảm

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

	Điện năng tới lưới (kWh)	Điện năng từ lưới (kWh)	Điện năng 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%

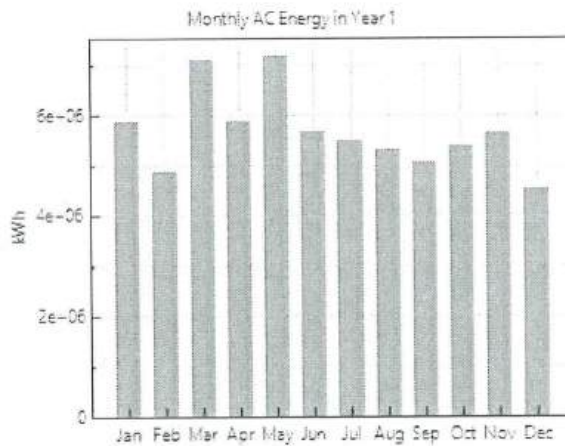
Kết quả mô phỏng cho thấy, có một sự chênh lệch khác biệt về sản lượng điện của mỗi nhà máy thuộc 3 khu vực đại diện của 3 miền Bắc, Trung, Nam như trên. Khi không có hạn chế truyền tải, sản lượng điện năm 1 phát lên lưới chính đạt cao nhất tại NMĐMT tại Ninh Thuận với 83,43 triệu kWh, thứ 2 là sản lượng của nhà máy ở Bình Phước sẽ được 79,61 triệu kWh (tương đương 94,7% so với sản lượng của nhà máy tại Ninh Thuận), và thấp nhất là NMĐMT tại Lai Châu đạt được 67,96 triệu kWh (tương đương khoảng 80% sản lượng của Ninh Thuận). Các NMĐMT sẽ cần tiêu thụ một lượng điện năng từ lưới, khoảng 46,6 nghìn kWh một năm, phục vụ hoạt động duy trì vận hành ở những giờ hệ thống PV không còn khả năng sản xuất điện do hết bức xạ mặt trời vào thời gian tối và đêm. Do đó, sản lượng điện năng ròng của mỗi nhà máy lên lưới chính của 3 nhà máy tại Ninh Thuận, Bình Phước và Lai Châu lần lượt là 83,38 triệu kWh, 79,56 triệu kWh và 67,91 triệu kWh tại năm đầu vận hành.

Suất phát điện của các nhà máy tại năm 1 là 1.737 kWh/kW đối với nhà máy tại Ninh Thuận, là 1.656 kWh/kW đối với nhà máy tại Bình Phước, và là 1.415 kWh/kW đối với nhà máy Lai Châu. Hệ số sử dụng công suất DC lắp đặt của các nhà máy tại Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước và lần lượt là với hệ số công suất DC bằng 16,1%, 19,8% và 18,9%. Sản lượng điện năng theo từng tháng trong năm 1 của mỗi nhà máy được biểu diễn tại các Hình 3.1, Hình 3.2, Hình 3.3.

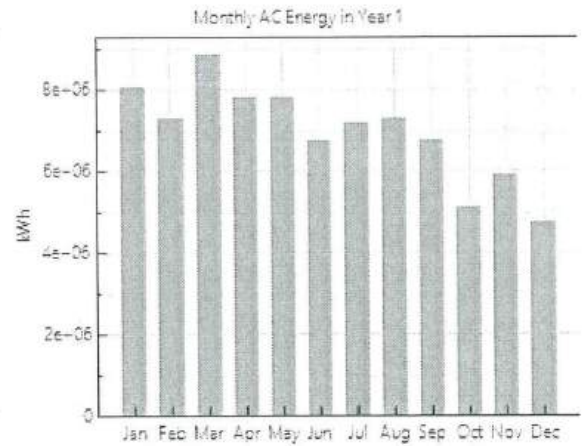
Ngoài ra, chi tiết về sản lượng điện năng của 3 nhà máy trong 20 năm dòng đời được trình bày tại Bảng D.1, Phụ lục D. Đồ thị phụ tải phát điện của mỗi nhà máy theo từng tháng trong năm trình bày tại Hình D.1, Hình D.2 và Hình D.3 thuộc Phụ lục D.

Trong điều kiện không có BESS, kết quả tính toán cho thấy, mức cắt giảm sản lượng tăng dần khi hệ số giới hạn truyền tải α giảm. Cụ thể:

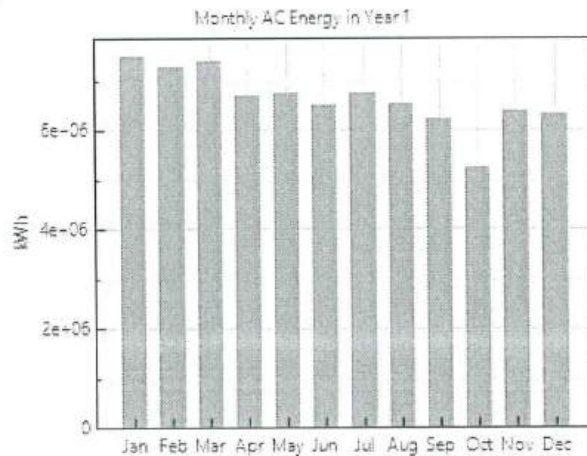
- Với $\alpha=1,0$, sản lượng điện gần như không bị ảnh hưởng, chỉ có một phần nhỏ bị cắt do hiện tượng clipping ở inverter.
- Khi $\alpha=0,8$, thiệt hại sản lượng điện năng có thể đạt tới 1,22% đến 4,25% tổng sản lượng phát lý thuyết, tùy theo miền.
- Với $\alpha=0,6$, mức cắt giảm từ 11% đến 16,78%, dẫn đến giảm mạnh sản lượng thương phẩm và doanh thu của dự án.



Hình 3.1. Sản lượng điện năng theo tháng
NMTMT 40 MW_{AC} Lai Châu



Hình 3.2. Sản lượng điện năng theo tháng
NMTMT 40 MW_{AC} Ninh Thuận



Hình 3.3. Sản lượng điện năng theo tháng NMTMT 40 MW_{AC} Bình Phước

Các bảng dưới đây trình bày kết quả mô phỏng về sản lượng điện (Bảng 3.2) và tỷ lệ thiệt hại sản lượng điện năng do hạn chế truyền tải (Bảng 3.3) của 3 khu vực và theo các kịch bản hệ số giới hạn truyền tải α . Sản lượng chi tiết từng năm của từng nhà máy theo các kịch bản giới hạn truyền tải α được trình bày tại các Bảng D.2, Bảng D.3, Bảng D.4 của Phụ lục D.

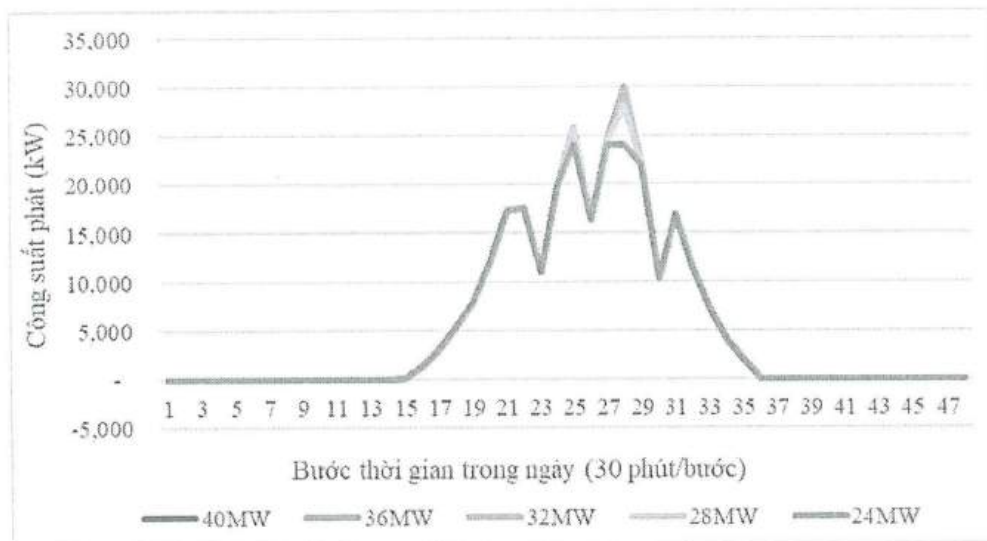
Bảng 3.2. Năng lượng ròng năm 1 các NMTMT theo giới hạn truyền tải (kWh)

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

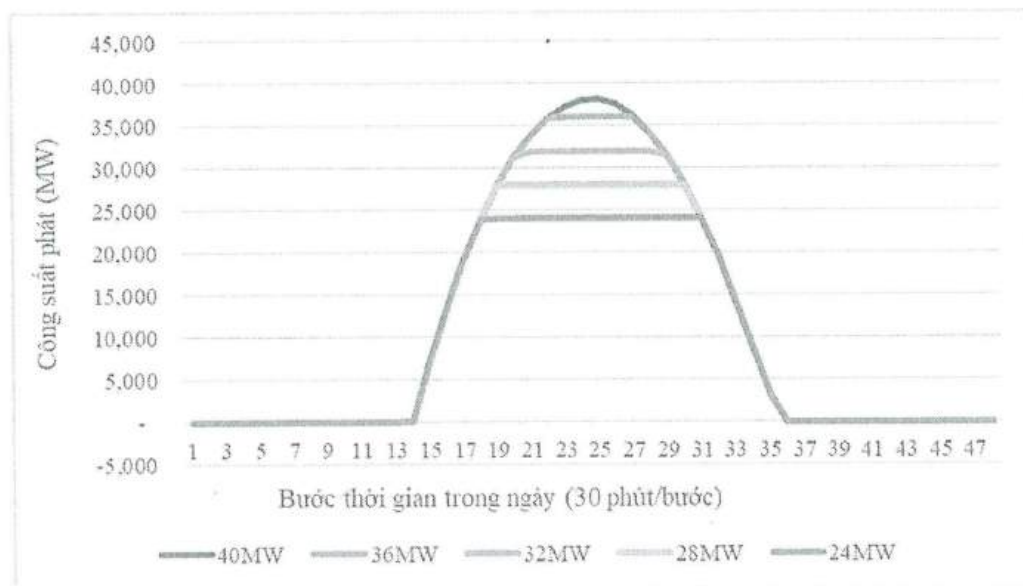
Bảng 3.3. Tỷ lệ thiệt hại sản lượng điện các NMĐMT theo giới hạn truyền tải (%)

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

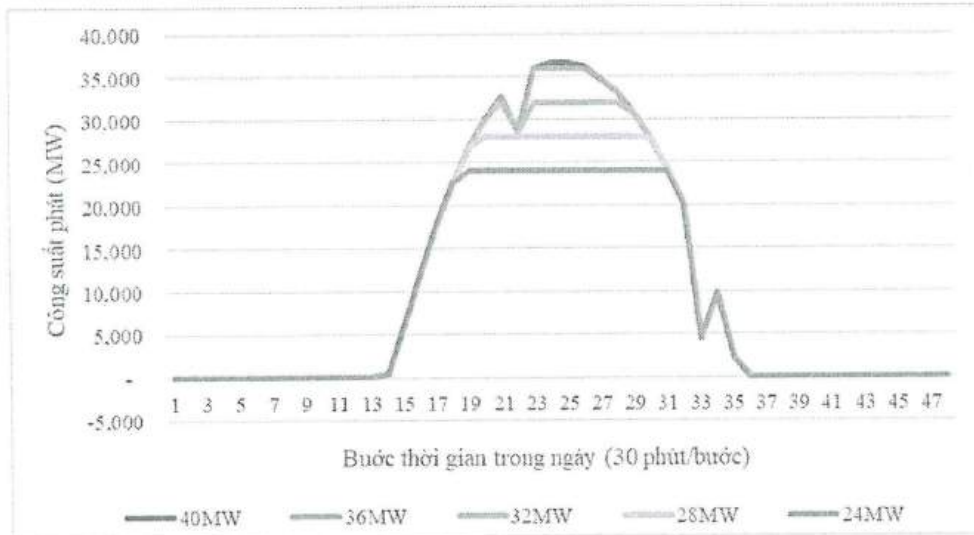
Công suất phát điện tại 1 ngày đầu tiên của chuỗi mô phỏng đối với 3 nhà máy được trình bày theo các hình từ Hình 3.4, Hình 3.5 và Hình 3.6 dưới đây, dữ liệu chi tiết trình bày tại Bảng D.5, Phụ lục D.



Hình 3.4. Đồ thị phụ tải công suất phát trong ngày (ngày đầu tiên của chuỗi thời gian mô phỏng) hệ thống PV đối với NMĐMT 40MW_{AC} Lai Châu



Hình 3.5. Đồ thị phụ tải công suất phát trong ngày (ngày đầu tiên của chuỗi thời gian mô phỏng) hệ thống PV đối với NMĐMT 40MW_{AC} Ninh Thuận



Hình 3.6. Đồ thị phụ tải công suất phát trong ngày (ngày đầu tiên của chuỗi thời gian mô phỏng) hệ thống PV đối với NMĐMT 40MW_{AC} Bình Phước

3.1.3. Phân tích LCOE của hệ thống PV không lưu trữ

LCOE là chỉ tiêu được sử dụng để đánh giá hiệu quả kinh tế của hệ thống PV trong trường hợp không có lưu trữ. Đây là một trong những thước đo chuẩn trong phân tích tài chính các dự án NLTT, phản ánh chi phí bình quân trên mỗi kWh điện hữu ích được phát ra trong suốt vòng đời dự án.

Dữ liệu đầu vào về chi phí đầu tư, chi phí vận hành và các tham số tài chính đã được trình bày trong Chương 2. Các kịch bản được tính toán riêng cho ba miền Bắc, Trung và Nam, giới hạn truyền tải nhằm phản ánh khác biệt về điều kiện bức xạ mặt trời và hệ thống lưới điện vùng miền, kết quả tính toán LCOE cho các kịch bản hệ thống PV không có lưu trữ được trình bày trong Bảng 3.4 dưới đây.

Bảng 3.4. LCOE các NMĐMT theo điều kiện giới hạn truyền tải (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

Kết quả cho thấy:

- Ở mức $\alpha=1,0$, tức không có giới hạn truyền tải, LCOE của hệ thống PV ba miền đều ở mức tương đối thấp (3,93 – 5,52 UScents/kWh). Miền Bắc và miền Trung về cơ bản có LCOE thấp hơn so với giá trần cho NMĐMT không có lưu trữ theo Quyết định 988/QĐ-BCT (2025), tương đương của miền Bắc và miền Trung là 5,43

UScents/kWh và 4,35 UScents/kWh, riêng Bình Phước có LCOE cao hơn mức giá trần (3,98 UScents/kWh).

- Khi α giảm xuống 0,9, LCOE tăng rất nhỏ (dưới 1%) do sản lượng hữu ích giảm.

- Ở mức $\alpha=0,8$, LCOE tăng thêm khoảng 1–3% so với trường hợp không giới hạn truyền tải, tiến gần hơn đến khung giá trần.

- Với $\alpha=0,6$, LCOE của các nhà máy tăng mạnh, tăng 17,1% với Ninh Thuận, 12,88% với Bình Phước và 10,22% với Lai Châu. Lúc này cả Ninh Thuận và Bình Phước đều có LCOE vượt khung giá trần, trừ Lai Châu.

Những điều trên cho thấy:

- Hệ thống PV có chi phí điện quy dẫn thấp nhất trong điều kiện lý tưởng ($\alpha=1$), nhưng khi truyền tải bị hạn chế nghiêm trọng, dự án PV (không có BESS) trở nên kém hiệu quả về mặt tài chính.

- Thiệt hại sản lượng điện do giới hạn truyền tải làm tăng LCOE thực tế, vì chi phí cố định (CAPEX, OPEX) không thay đổi, trong khi sản lượng điện hữu ích giảm.

- Trong điều kiện $\alpha \leq 0,6$, LCOE của hệ thống PV không BESS tại Ninh Thuận vượt khung giá trần, khiến dự án không đạt hiệu quả tài chính ($NPV < 0$, $IRR_{esh} < 12\%$). LCOE của Bình Phước cao hơn mức giá trần ngay tại $\alpha = 1,0$.

Do đó, đây là cơ sở để phân tích nhu cầu BESS cho các hệ thống ở phần 3.3.

3.1.4. Nhận xét

Khả năng phát công suất phát của các NMDMT chênh lệch lớn theo từng khu vực, mặc dù có cùng công suất đặt, khả năng phát cao nhất là nhà máy tại Ninh Thuận, thứ 2 là Bình Phước và thấp nhất tại Lai Châu. Công suất phát đỉnh của các NMDMT Ninh Thuận, Bình Phước và Lai Châu lần lượt là 38,2 MW, 36,67 MW và 29,86 MW vào khoảng thời gian từ 12h00 đến 13h30 trong ngày. Thời gian phát điện khả dụng của các nhà máy là khoảng 6h30 đến 17h30 hàng ngày.

Khi hạn chế công suất truyền tải, công suất phát điện của các nhà máy sẽ bị giảm xuống khi vượt quá mức giới hạn, thường tập trung trong các giờ cao điểm nắng, khoảng từ 10h00 đến 15h00, tùy theo mức cắt giảm.

Phân tích kịch bản PV không lưu trữ cho thấy, trong điều kiện Việt Nam, thiệt hại sản lượng điện do cắt giảm công suất là không đáng kể ở mức giới hạn công suất

phát của các nhà máy không quá 90% công suất đặt. Lượng điện bị mất sẽ tăng lên, đặc biệt tại các khu vực có bức xạ cao nhưng hạ tầng truyền tải hạn chế như miền Trung và miền Nam, khi hạn chế truyền tải là 80% thì nhà máy ĐMT Ninh Thuận sẽ bị mất 4,25% sản lượng. Tương tự, thiệt hại sản lượng điện năng sẽ càng tăng đáng kể khi giới hạn truyền tải càng giảm, từ đó ảnh hưởng trực tiếp đến doanh thu và tính khả thi tài chính của dự án.

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. Phần 3.2 tiếp theo sẽ phân tích chi tiết kịch bản PV-BESS, trong đó năng lượng dư thừa được lưu trữ và phát lại trong các khung giờ cao điểm để tối ưu hóa lợi ích kinh tế – tài chính cho dự án.

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

Trong kịch bản này, các NMĐMT được tích hợp với ESS bằng BESS, cho phép tích trữ điện năng trong giờ ban ngày và phát lại vào giờ cao điểm. Khác với kịch bản chỉ có hệ thống PV không có lưu trữ, việc kết hợp với BESS giúp giảm thiểu điện năng bị cắt giảm do giới hạn truyền tải, đồng thời gia tăng giá trị kinh tế của điện năng thông qua dịch chuyển thời gian phát điện.

3.2.1. Phương pháp và giả định mô phỏng

Để lượng hóa vai trò của BESS, nghiên cứu thiết lập các kịch bản tổ hợp của:

- Công suất BESS: 10%, 15% và 20% công suất PV (tương ứng 4 MW, 6 MW và 8 MW cho nhà máy 40 MW_{AC}).
- Thời lượng lưu trữ: 2 giờ và 4 giờ.
- Tỷ lệ giới hạn truyền tải (α): từ 1,0 đến 0,6 (nghĩa là bằng 100% đến 60% công suất AC của nhà máy).

Quy tắc điều độ BESS trong hệ thống PV-BESS được xác định là chế độ điều phối tự động (hay “Automated Dispatch”), cho phép tối ưu hoá công suất sạc–xả của BESS tại từng bước thời gian nhằm tối đa hóa lợi ích kinh tế, có xét tới giới hạn lưới, trạng thái sạc (SOC), dung lượng khả dụng của pin, tổn thất chuyển đổi và chi phí suy giảm vòng đời (được tính toán tự động). Đối với cấu hình kết nối phía DC giữa PV và BESS (DC-coupled), BESS được phép sạc từ công suất PV dư thừa do cắt giảm (clipped) hoặc do giới hạn truyền tải (grid-limited). Cách vận hành cụ thể của

BESS phụ thuộc vào cơ chế định giá điện mà nhà máy áp dụng, được mô phỏng trong mỗi tình huống sau:

(1) Trường hợp giá điện cố định (Flat Price)

Trong kịch bản giá điện không thay đổi theo thời gian, BESS không có động cơ thực hiện dịch chuyển điện năng theo giá, mà chủ yếu đảm nhận vai trò giảm thiểu thiệt hại sản lượng điện bị cắt giảm. Khi hệ thống PV bị giới hạn truyền tải trong khoảng 10:00-14:00, SAM ưu tiên sạc BESS bằng toàn bộ phần năng lượng bị cắt, vì đây là nguồn năng lượng có giá trị biên bằng không nếu không được lưu trữ. Sau thời điểm hết giới hạn truyền tải, thuật toán sẽ quyết định xả nếu doanh thu từ giá điện cố định lớn hơn chi phí chu kỳ và tổn thất hiệu suất; nghĩa là việc xả mang lại lợi ích kinh tế ròng dương. Trong trường hợp giá điện thấp hơn chi phí chu kỳ, BESS chỉ sạc mà không xả, phản ánh chính xác hành vi tối ưu kinh tế của thuật toán “Automated Dispatch”.

(2) Trường hợp biểu giá điện TOU hai mức

Với cơ chế TOU hai mức được giả thiết trong nghiên cứu của Luận án, giá điện cao điểm (trong khoảng thời gian 17:00–19:00) cao hơn so với giờ bình thường (trong khoảng thời gian còn lại), “Automated Dispatch” sạc–xả theo hướng tối đa hóa doanh thu tại khung giờ cao điểm. Tương tự kịch bản giá cố định, BESS vẫn sạc ưu tiên từ điện mặt trời bị giới hạn truyền tải trong khoảng thời gian từ 10:00–14:00. Tuy nhiên, khác với kịch bản giá cố định, thuật toán sẽ giữ năng lượng trong pin lưu trữ cho đến khi bước vào khung giờ cao điểm buổi tối (17:00–19:00), BESS xả toàn bộ công suất khả dụng, thực hiện dịch chuyển điện năng từ giờ bình thường sang giờ cao điểm để tối đa hóa doanh thu. Ngoài khung giờ này, BESS không xả vì xả trong giờ bình thường không mang lại lợi ích ròng khi so sánh với chi phí chu kỳ và hiệu suất chu trình.

Như vậy, trong cả hai cơ chế giá, thuật toán “Automated Dispatch” của SAM đảm bảo BESS thực hiện hai chức năng chính:

- (i) hấp thụ phần năng lượng bị cắt giảm ban ngày do hạn chế truyền tải, và
- (ii) xả tối ưu theo điều kiện kinh tế, với điểm khác biệt chính là:

+ Với giá bán điện cố định, BESS chỉ xả nếu giá điện lớn hơn chi phí chu kỳ;

+ Với giá bán điện TOU, BESS ưu tiên xả tại khung giờ cao điểm để tận dụng chênh lệch giá.

Ngoài ra, trong phạm vi nghiên cứu này, mô hình mô phỏng được tiếp cận ở cấp độ nhà máy điện, nhằm đánh giá hiệu quả kinh tế và khả năng dịch chuyển năng lượng của BESS dựa trên các chỉ tiêu LCOE, LCOS và NPV. Các ràng buộc vận hành liên quan đến hệ thống điện khu vực như giới hạn điện áp nút, dao động tần số và điều kiện ổn định điện áp chưa được mô phỏng chi tiết, mà các hệ thống PV-BESS trong nghiên cứu này được giả thiết đã đảm bảo được các điều kiện tiên quyết về thiết kế và tiêu chuẩn đầu nối của dự án.

Theo quy chuẩn lưới điện hiện hành, điện áp tại điểm đầu nối phải đảm bảo trong dải $\pm 10\%$ điện áp định mức. BESS trong mô phỏng được vận hành với chế độ điều khiển nhằm giảm dao động công suất và hỗ trợ ổn định điện áp tại nút đầu nối, phù hợp với yêu cầu vận hành thực tế của hệ thống điện. Việc giả định rằng các điều kiện về chất lượng điện năng được đảm bảo giúp nghiên cứu tập trung vào mục tiêu chính là phân tích hiệu quả đầu tư và các ưu thế của BESS trong điều kiện hạn chế truyền tải.

3.2.2. Kết quả mô phỏng

Kết quả cho thấy việc bổ sung BESS đã làm giảm đáng kể mức cắt giảm và cải thiện tổng sản lượng hữu ích. Các vùng sản lượng được bôi đậm trong Bảng 3.5 thể hiện sản lượng tăng lên so với hệ thống PV không lưu trữ khi có hạn chế truyền tải.

Cụ thể ví dụ:

- Với kịch bản $\alpha = 0,9$ cho thấy BESS đã có vai trò làm giảm tỷ lệ thiệt hại sản lượng điện, tăng sản lượng điện năng phát của các nhà máy Ninh Thuận và Bình Phước. Riêng NĐMT Lai Châu, BESS có ý nghĩa làm tăng sản lượng phát ròng của hệ thống kể từ $\alpha = 0,8$ và nhỏ hơn.

- Với $\alpha = 0,6$, BESS = 20% công suất PV và 4 giờ lưu trữ, phần lớn điện năng bị cắt trong hệ thống PV được hấp thụ và tái phát, giúp duy trì sản lượng thương phẩm ở mức tương đương α trong khoảng 0,8 tới 0,7 của hệ thống PV không có lưu trữ.

Bảng 3.5. Sản lượng điện ròng các NMĐMT 40MW_{AC} theo công suất BESS và giới hạn truyền tải (kWh)

Nhà máy	α	PV	PV-BESS 10%-2h	PV-BESS 10%-4h	PV-BESS 20%-2h	PV-BESS 20%-4h
Lai Châu	1,0	67.910.300	67.718.100	67.720.400	67.720.400	67.725.000
	0,9	67.900.900	67.717.100	67.719.400	67.719.400	67.724.000
	0,8	67.082.400	67.528.600	67.680.700	67.674.800	67.700.900
	0,7	64.537.800	65.710.800	66.561.900	66.624.200	67.544.400
	0,6	60.443.000	62.056.300	63.317.100	63.452.100	65.620.700
Ninh Thuận	1,0	83.379.500	83.315.800	83.318.600	83.318.600	83.323.400
	0,9	82.554.100	83.075.400	83.261.700	83.259.400	83.297.400
	0,8	79.837.400	81.141.700	82.100.200	82.107.200	83.119.900
	0,7	75.462.700	77.121.100	78.523.300	78.629.600	81.077.200
	0,6	69.388.000	71.319.700	73.041.900	73.124.100	76.316.100
Bình Phước	1,0	79.558.700	79.475.800	79.478.100	79.478.100	79.482.700
	0,9	79.449.500	79.465.100	79.473.000	79.472.600	79.478.100
	0,8	77.978.400	78.933.800	79.294.800	79.301.000	79.437.100
	0,7	74.473.400	76.171.900	77.298.100	77.463.800	78.969.700
	0,6	68.945.600	71.071.800	72.746.500	72.934.400	75.862.800

Tỷ lệ điện năng bị mất của hệ thống PV-BESS, do giới hạn công suất truyền tải vào lưới điện, giảm thấp hơn tương ứng so với hệ thống PV, chi tiết tại Bảng 3.6 và Bảng D.15, Phụ lục D.

Bảng 3.6. Tỷ lệ thiệt hại sản lượng điện các NMĐMT 40MW_{AC} do giới hạn truyền tải theo công suất BESS (%)

	α	PV	PV-BESS					
			10% $\times$ 2h	10% $\times$ 4h	15% $\times$ 2h	15% $\times$ 4h	20% $\times$ 2h	20% $\times$ 4h
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

	α	PV	PV-BESS					
			10% $\times$ 2h	10% $\times$ 4h	15% $\times$ 2h	15% $\times$ 4h	20% $\times$ 2h	20% $\times$ 4h
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

Sản lượng điện năng ròng của các hệ thống PV-BESS trong 20 năm dòng đời của các nhà máy Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước trong các điều kiện hạn chế truyền tải và công suất BESS được trình bày tại Bảng D.6 đến Bảng D.14, Phụ lục D.

Ngoài ra, kết quả mô phỏng còn cho thấy chi phí lưu trữ điện quy dẫn của BESS của từng nhà máy được trình bày tại Bảng 3.7 dưới đây. Do BESS được đặt chế độ vận hành tự động và BESS được sạc từ phần công suất bị cắt giảm. Do đó với miền $\alpha=1,0$ (không xảy ra cắt giảm) và $\alpha=0,9$ (cắt giảm một lượng rất nhỏ), thì gần như BESS không được sạc nhằm giảm thiểu tổn thất điện năng qua đó, do đó, LCOS của BESS sẽ rất cao và tiệm cận với chi phí đầu tư hệ thống BESS. Tuy nhiên, khi giới hạn truyền tải giảm (α giảm) thì bắt đầu có cắt giảm công suất của nhà máy lên lưới, do đó được sạc cho BESS và sau đó xả từ BESS làm giảm sản lượng điện bị mất và tăng sản lượng điện phát ròng từ hệ thống, nên LCOS lúc này giảm rất nhanh khi α giảm càng nhiều. Khi $\alpha=0,6$ thì LCOS của Lai Châu dao động trong khoảng 36-40 UScents/kWh (tương đương với 360-400 USD/MWh), của Ninh Thuận khoảng 240-300 USD/MWh và Bình Phước khoảng 230-270 USD/MWh.

Ngoài ra, LCOS giảm rõ rệt khi tăng thời gian lưu trữ từ 2 giờ lên 4 giờ, phản ánh việc kéo dài thời gian khai thác làm hạ chi phí đơn vị của dịch vụ lưu trữ. So sánh giữa các miền, Ninh Thuận có LCOS thấp nhất, trong khi Lai Châu cao nhất, còn Bình Phước ở mức trung gian về chi phí lưu trữ quy dẫn.

Bảng 3.7. LCOS các NMĐMT 40 MW_{AC} theo công suất BESS và giới hạn truyền tải (UScents/kWh)

	α	PV-BESS					
		10% $\times$ 2h	10% $\times$ 4h	15% $\times$ 2h	15% $\times$ 4h	20% $\times$ 2h	20% $\times$ 4h
Lai Châu	1,0	174.652	145.597	171.599	144.085	170.151	143.371
	0,9	3.924	6.527	5.805	9.557	7.641	12.456
	0,8	90	129	117	187	149	246
	0,7	45	47	48	54	52	64
	0,6	37	36	38	38	39	40
Ninh Thuận	1,0	1.250	2.009	1.858	2.981	2.461	3.936
	0,9	69	90	87	128	108	168
	0,8	34	34	36	39	39	46
	0,7	31	27	30	28	30	29
	0,6	29	26	29	24	30	25
Bình Phước	1,0	90.555	89.611	102.732	96.354	109.655	100.177
	0,9	392	616	570	916	753	1.215
	0,8	45	55	54	74	65	97
	0,7	28	28	29	31	31	35
	0,6	26	23	27	24	26	25

Một vấn đề đáng lưu ý khác, các giá trị LCOS này đều cao hơn rất nhiều so với khung giá trần phát điện hiện hành (Quyết định 988/QĐ-BCT) dao động trong khoảng 1.150–1.572 đồng/kWh (tương đương khoảng 4,5–6,2 UScents/kWh, hay 45-62 USD/MWh). Điều này khẳng định rằng nếu chỉ tính toán dựa trên giá điện năng (kWh) thì BESS khó thể hiện hiệu quả kinh tế, và cần có cơ chế định giá bổ sung (TOU hoặc thanh toán công suất) để bù đắp chi phí. Như vậy, LCOS là một minh chứng quan trọng cho thấy cần thiết có các cơ chế thị trường mới để khuyến khích đầu tư và vận hành đối với các hệ thống PV tích hợp BESS.

3.2.3. Nhận xét về kết quả mô phỏng hệ thống PV-BESS

So sánh với kịch bản hệ thống PV không có lưu trữ điện, rút ra một số nhận xét:

- Xét về mặt cắt giảm: BESS giúp tận dụng phần điện năng dư thừa, 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, từ đó cải thiện hệ số sử dụng công suất của các nhà máy.

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

- Ảnh hưởng dung lượng BESS: dung lượng BESS càng lớn (20%, 4 giờ) thì khả năng hấp thụ lượng điện bị cắt giảm và gia tăng điện năng ròng của hệ thống PV-BESS, đặc biệt vào các giờ cao điểm. Tuy nhiên, BESS lớn cũng làm tăng nhiều tổng chi phí đầu tư hệ thống, thể hiện thông qua đồng thời tăng lên của LCOE hệ thống.

Như vậy, việc phân tích hệ thống PV tích hợp BESS cho thấy việc có BESS không chỉ nâng cao khả năng phát điện hữu ích của hệ thống khi có giới hạn truyền tải, dịch chuyển phụ tải, mà còn có cơ sở cho thấy yêu cầu của việc định giá điện năng khác nhau đối với mỗi hệ thống trong từng điều kiện cụ thể. Tuy nhiên, kết quả mỗi hệ thống đạt được bị ảnh hưởng một phần từ chế độ vận hành BESS trong hệ thống. Các mô hình định giá dựa trên LCOE và theo biểu giá TOU kết hợp thanh toán công suất sẽ giúp xác định giá bán điện của mỗi hệ thống nói trên (phần 3.4 và 3.5).

3.2.4. Lựa chọn cơ chế điều độ BESS trong nghiên cứu

Trong nghiên cứu này, hai phương án điều độ BESS được phân tích, gồm (i) điều độ thủ công (Manual Dispatch) và (ii) điều độ tự động (Automated Dispatch). Với chế độ điều độ BESS thủ công, đảm bảo BESS được nạp và xả theo khung thời gian cố định, giúp sản lượng vào ra ổn định nhưng lại khó đồng bộ chính xác với thời điểm cắt giảm công suất do giới hạn truyền tải. Ngược lại, điều độ tự động thể hiện khả năng phản ứng linh hoạt hơn của BESS, tận dụng được phần lớn công suất bị cắt giảm và xả vào sau đó (ưu tiên xả giờ cao điểm nếu có biểu giá cao, thấp điểm để tối đa hóa doanh thu). Nhờ đó, sản lượng ròng của hệ thống PV-BESS cao hơn, LCOE thấp hơn trong điều độ BESS dạng tự động so với điều độ thủ công.

Tuy nhiên, trong điều độ BESS tự động có nhược điểm là LCOS thay đổi rất lớn theo tham số α phụ thuộc vào sản lượng điện được cho đi qua BESS. Khi α cao và gần với 1,0, BESS ít được huy động để giảm thiệt hại sản lượng điện qua BESS, nên LCOS rất lớn. Khi α giảm xuống với hạn chế truyền tải càng thấp, BESS được nạp – xả càng lớn nên LCOS giảm rõ rệt. Ngược lại, với điều độ bằng tay, do cố định được chế độ sạc xả cho BESS theo chu kỳ được chọn, nên sẽ có điện năng ổn định

được sạc và xả qua BESS, LCOS giữa các hệ thống PV-BESS ổn định hơn, nhưng kém hơn hiệu quả về kinh tế.

Trên cơ sở đó, nghiên cứu lựa chọn cơ chế làm việc BESS trong hệ thống PV-BESS theo dạng tự động thống nhất trong cả hai mô hình định giá dưới đây. Việc thống nhất lựa chọn này vừa đảm bảo tính khả thi thực tiễn của vận hành BESS, vừa cho phép so sánh trực tiếp kết quả giữa các kịch bản và mô hình định giá.

Việc lựa chọn điều phối vận hành BESS tự động không chỉ phản ánh sát hơn với điều kiện vận hành thực tế của hệ thống PV-BESS, mà còn là cơ sở để triển khai các mô hình định giá ở các mục tiếp theo. Phần 3.3 và 3.4 dưới đây sẽ xây dựng mô hình định giá dựa trên LCOE và dựa trên TOU của các hệ thống PV-BESS.

3.3. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ TRÊN CƠ SỞ LCOE

3.3.1. Phương pháp áp dụng LCOE trong nghiên cứu

Như đã được trình bày tại Chương 2, LCOE là một chỉ số quy đổi toàn bộ chi phí và sản lượng của dự án về hiện giá. Trong phạm vi Chương 3, LCOE được sử dụng với vai trò là mức giá bán điện tối thiểu cho từng cấu hình PV-BESS. Cách tiếp cận này giúp xác định khung giá hợp lý cho từng dự án, đồng thời làm căn cứ để so sánh với giá trần của khung phát điện của Quyết định 988/QĐ-BCT năm 2025 của Bộ Công Thương.

Phương pháp áp dụng bao gồm các bước chính:

1. Mô phỏng phát điện cho từng kịch bản (công suất BESS, thời lượng lưu trữ, giới hạn truyền tải α) bằng SAM. Kết quả đầu ra là chuỗi sản lượng điện ròng (hay sản lượng hữu ích) hàng năm.
2. Tổng hợp chi phí: chi phí đầu tư ban đầu (CAPEX), vận hành (OPEX), chi phí thay thế BESS, chi phí sử dụng vốn.
3. Tính LCOE: áp dụng công thức đã nêu ở Chương 2, trong đó $E_{PV-BESS}$ là sản lượng hữu ích từ hệ thống PV phát trực tiếp và từ BESS xả, trong các điều kiện α .
4. So sánh với giá trần: nếu $LCOE \leq P_{\text{trần}}$, dự án khả thi; nếu $LCOE > P_{\text{trần}}$, dự án không khả thi về mặt kinh tế.

Điểm quan trọng là trong nghiên cứu này, LCOE không được sử dụng như một chỉ số lý thuyết chung, mà là một công cụ định giá áp dụng thực tế cho từng tổ hợp điều kiện vận hành và cấu hình BESS.

3.3.2. Kết quả tính toán LCOE cho các kịch bản

Kết quả tính toán LCOE được trình bày theo 3 nhà máy Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước thuộc 3 miền (Bắc, Trung, Nam) theo giới hạn truyền tải (α giảm từ 1,0 đến 0,6), theo dung lượng và thời gian lưu trữ được trình bày trong Bảng 3.8 dưới đây. Kết quả mô phỏng cho thấy:

- Khi $\alpha = 1,0$ (không giới hạn truyền tải) và hệ thống PV không có lưu trữ có LCOE thấp nhất. Khi hệ thống PV của các nhà máy được trang bị BESS sẽ có LCOE cao hơn do tăng thêm chi phí đầu tư cho hệ thống lưu trữ và giảm sản lượng phát do tổn thất điện năng sặc xả qua BESS.

- Khi α giảm xuống 0,8 hoặc thấp hơn, LCOE của hệ thống PV không lưu trữ tăng nhanh (vì mất sản lượng), LCOE trong khi hệ thống PV-BESS duy trì được sự ổn định và gần như tăng không đáng kể ở miền Lai Châu và Bình Phước, và Ninh Thuận tăng không đáng kể nhờ khả năng thu hồi được điện năng của BESS.

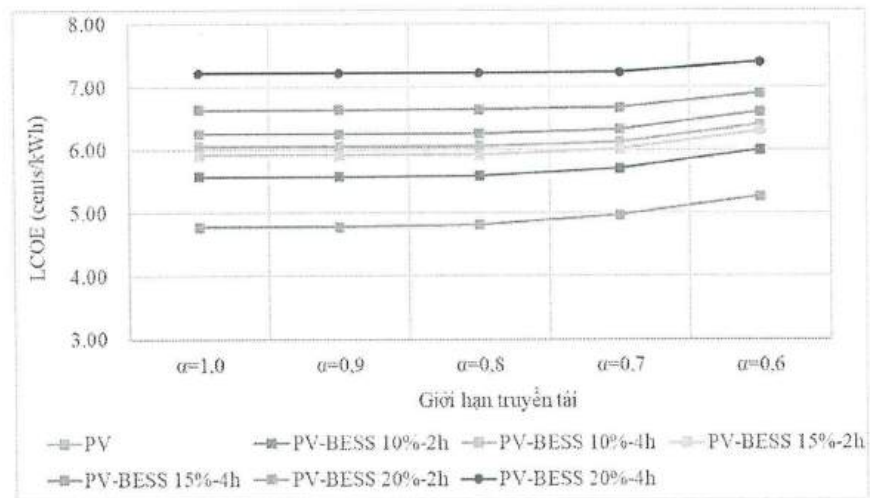
- Khi α giảm tới 0,6, LCOE của các hệ thống PV (không lưu trữ) tăng cao trong khoảng từ 0,49 UScents/kWh (tại NMĐMT Lai Châu) đến 0,67 UScents/kWh (tại NMĐMT Ninh Thuận). Nhưng trong hệ thống PV-BESS, LCOE hệ thống tăng ít hơn và tăng càng ít với công suất càng cao, cụ thể tại BESS 20% 4 giờ, LCOE các nhà máy chỉ tăng thêm từ 0,17 UScents/kWh đến 0,44 UScents/kWh tương ứng với 2 nhà máy được đề cập ở trên. Điều này cho thấy rõ hơn vai trò của BESS trong điều kiện giới hạn truyền tải ở mức càng thấp trong việc kiểm soát chi phí sản phát điện của các NMĐMT.

Bảng 3.8. LCOE của các NMĐMT có BESS tại 3 vùng Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước (UScents/kWh)

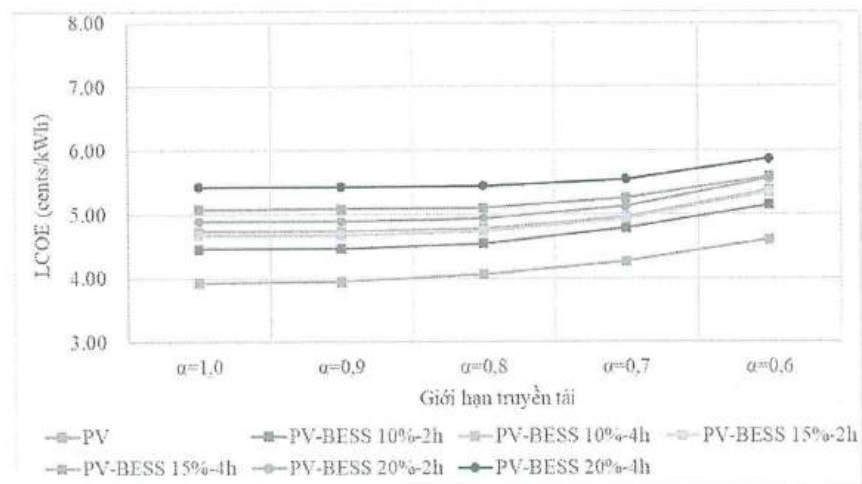
Nhà máy	α	PV	PV-BESS 10% $\times$ 2h	PV- BESS 10% $\times$ 4h	PV- BESS 15% $\times$ 2h	PV- BESS 15% $\times$ 4h	PV- BESS 20% $\times$ 2h	PV- BESS 20% $\times$ 4h
Lai Châu	1,0	4,77	5,58	6,00	5,92	6,64	6,26	7,22
	0,8	4,81	5,59	6,06	5,92	6,64	6,26	7,22
	0,6	5,26	6,00	6,4	6,3	6,9	6,66	7,39
Ninh Thuận	1,0	3,93	4,46	4,73	5,08	4,67	4,89	5,43
	0,8	4,05	4,54	4,78	5,10	4,74	4,94	5,44
	0,6	4,6	5,14	5,38	5,59	5,35	5,56	5,87

Nhà máy	α	PV	PV-BESS 10% $\times$ 2h	PV-BESS 10% $\times$ 4h	PV-BESS 15% $\times$ 2h	PV-BESS 15% $\times$ 4h	PV-BESS 20% $\times$ 2h	PV-BESS 20% $\times$ 4h
Bình Phước	1,0	4,07	4,61	4,9	4,84	5,27	5,07	5,64
	0,8	4,12	4,63	4,91	4,85	5,27	5,07	5,64
	0,6	4,59	5,11	5,28	5,32	5,57	5,45	5,87

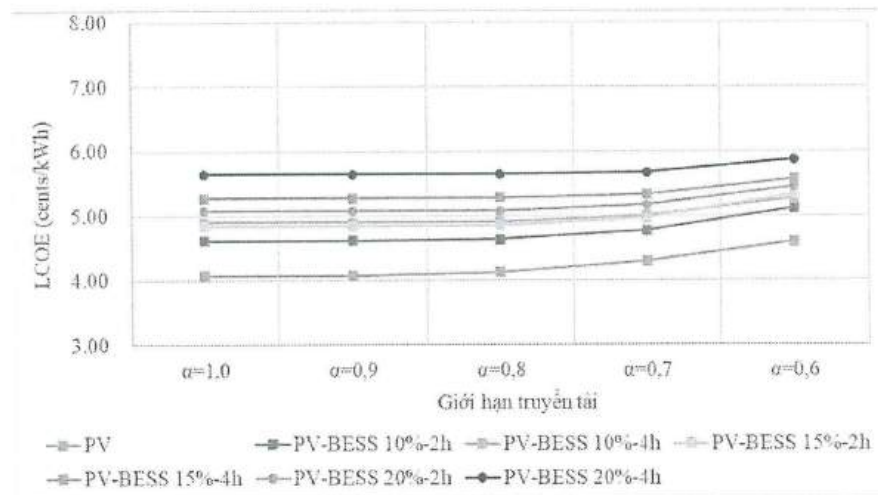
Hình 3.7, Hình 3.8, Hình 3.9 dưới đây minh họa xu hướng LCOE theo mức trang bị BESS và giới hạn truyền tải α (từ 1,0 giảm tới 0,6) đối với từng NMĐMT của 3 miền Bắc, Trung, Nam.



Hình 3.7. LCOE của NMĐMT Lai Châu theo các điều kiện trang bị BESS và giới hạn truyền tải



Hình 3.8. LCOE của NMĐMT Ninh Thuận theo các điều kiện trang bị BESS và giới hạn truyền tải



Hình 3.9. LCOE của NMDMT Bình Phước theo các điều kiện trang bị BESS và giới hạn truyền tải

3.3.3. So sánh với Khung giá phát điện theo Quyết định 988/QĐ-BCT

Theo Quyết định 988/QĐ-BCT, giá trần phát điện của các NMDMT vào vận hành thương thảo mua bán điện năm 2025 theo 3 vùng Bắc, Trung, Nam của Việt Nam như sau:

- Miền Bắc: 1.571,98 đồng/kWh, tương đương với 6,18 UScents/kWh
- Miền Trung: 1.257,05 đồng/kWh, tương đương với 4,94 UScents/kWh
- Miền Nam: 1.149,86 đồng/kWh, tương đương với 4,52 UScents/kWh.

So sánh với bảng LCOE của các hệ thống PV-BESS của các nhà máy với giá trần theo miền cho thấy:

- Ở NMDMT Lai Châu, các kịch bản PV-BESS có BESS từ 10% 2h/4h tới BESS 15% $\times$ 2h, đồng thời α giảm tới 0,7, thì có LCOE nằm dưới mức giá trần, còn lại là vượt quá giá trần và không còn hiệu quả kinh tế.

- Tương tự đối với NMDMT Ninh Thuận, các kịch bản BESS 10% $\times$ 2/4h, 15% $\times$ 2h, 20% $\times$ 2h và cho phép α giảm tới 0,8 thì LCOE dưới giá trần và có hiệu quả kinh tế.

- Ở Bình Phước, cả hệ thống PV và PV-BESS đều có LCOE cao hơn giá trần của khung giá.

Như vậy, với khung giá điện quy định hiện tại, mỗi nhà máy chỉ có thể đầu tư được một số mức công suất và dung lượng lưu trữ. Giá bán điện xác định theo mô hình LCOE cho từng nhà máy được thỏa thuận giữa bên bán điện (là NMDMT) và bên mua (là EVN hoặc khách hàng lớn) sao cho nằm trong khoảng có giá trị tối thiểu

bằng với LCOE hệ thống, và tối đa bằng với giá trần trong khung giá quy định. Các Bảng 3.9 và Bảng 3.10 dưới đây tổng hợp trình bày các khoảng giá bán điện theo mô hình LCOE cho các nhà máy Lai Châu và Ninh Thuận trong các cấu hình hệ thống PV-BESS khả thi, còn lại các ô gạch chéo là các mức BESS và giới hạn truyền tải không khả thi về kinh tế-tài chính cho chủ đầu tư.

Riêng đối với NMTMT 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. Có nghĩa rằng, nếu chủ đầu tư chấp nhận mức bán điện bằng với giá trần của khu vực miền Nam là 4,52 UScents/kWh thì lợi nhuận vốn chủ sở hữu nhỏ hơn 12%.

Bảng 3.9. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Lai Châu có BESS tại các mức giới hạn truyền tải (UScents/kWh)

Tỷ lệ giới hạn truyền tải	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 3.10. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Ninh Thuận có BESS tại các mức giới hạn truyền tải (UScents/kWh)

Tỷ lệ giới hạn truyền tải	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					
$\alpha=0,6$						

3.3.4. Kết luận mô hình định giá theo LCOE

Kết quả phân tích cho thấy LCOE là công cụ quan trọng để xác định giá bán điện tối thiểu, nhưng phạm vi áp dụng bị ràng buộc bởi giá trần trong khung giá phát điện. Các dự án PV-BESS chỉ khả thi khi $LCOE \leq P_{\text{trần}}$. Do đó:

- LCOE đóng vai trò là giá sàn trong đàm phán hợp đồng CfD/DPPA.

- Khoảng giá bán điện khả thi cho nhà đầu tư nằm trong $[LCOE, P_{\text{trần}}]$ theo từng khu vực, từng miền.

- Hiện tại với khung giá quy định, có một số cấu hình dung lượng BESS cao từ 24 MWh trở lên và α giảm thấp tới 0,6 (đối với Lai Châu) và 0,7 (đối với Ninh Thuận) sẽ không khả thi vì $LCOE > P_{\text{trần}}$, qua đó nhấn mạnh vai trò của chính sách hỗ trợ hoặc lựa chọn cấu hình BESS hợp lý cho mỗi nhà máy.

- 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% (đã được tính toán trong năm chi phí sử dụng vốn WACC). Nếu giá bán thực tế thấp hơn LCOE thì NPV sẽ âm, dẫn đến dự án không đạt hiệu quả tài chính, chủ đầu tư không đạt được mức lãi 12% trên vốn chủ sở hữu. Cuối cùng, nếu giá bán cao hơn LCOE nhưng vẫn nằm trong giới hạn giá trần theo quy định, NPV sẽ dương, phản ánh mức lợi nhuận bổ sung mà nhà đầu tư có thể đạt được thêm ngoài mức lãi 12% trên vốn chủ sở hữu. Do đó, LCOE vừa đóng vai trò là “giá sàn” đảm bảo hoàn vốn, vừa cho phép đánh giá biên độ khả thi về tài chính khi so sánh với giá trần của khung giá phát điện.

Tuy nhiên, mô hình định giá dựa trên LCOE chỉ phản ánh một mức giá bán điện cố định cho toàn bộ vòng đời dự án và chưa tính đến đặc thù phụ tải theo giờ trong hệ thống điện Việt Nam. Trong bối cảnh giá điện cho khách hàng lớn đã được phân chia theo khung giờ cao–thấp điểm, việc xây dựng biểu giá hai thành phần (giá bình thường và giá cao điểm) kết hợp với thanh toán công suất của BESS có thể phản ánh đầy đủ hơn giá trị kinh tế của lưu trữ. Do đó, trong mục tiếp theo, luận án sẽ phát triển mô hình định giá theo cấu trúc TOU và cơ chế bù dịch vụ công suất sẵn sàng cho BESS, nhằm bổ sung và so sánh với kết quả từ mô hình LCOE.

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

3.4.1. Phương pháp án dụng TOU trong nghiên cứu

Trong điều kiện thị trường điện Việt Nam, các hộ tiêu thụ công nghiệp đã được áp dụng biểu giá điện TOU do Bộ Công Thương ban hành, trong đó khung giờ cao điểm thường tập trung vào 17h00–20h00 (và một khung giờ vào buổi sáng từ 9h30–11h30), khung giờ thấp điểm là từ 22h00–4h00. Cùng cách tiếp cận này nếu áp dụng cho giá bán điện của các NMDMT sẽ cho phép các hệ thống PV-BESS tối đa hóa giá trị dịch chuyển năng lượng, thông qua việc sạc BESS từ hệ thống PV khi có giới hạn

truyền tải vào ban ngày, và xả trong khung giờ cao điểm, ở đó giá bán điện được thỏa thuận ở mức cao hơn. Ngoài ra, điều này tạo tiền đề thuận lợi để các NMĐMT triển khai cơ chế DPPA với khách hàng lớn, trong đó biểu giá bán điện có thể tách thành hai thành phần: giá bình thường (ban ngày) và giá cao điểm (17h00–20h00) như đã trình bày tại phần 2.4.3.

Trong Nghị định 57/2025/NĐ-BCT, cơ chế DPPA cho phép nguồn tái tạo và khách hàng lớn đàm phán hợp đồng kỳ hạn/CfD nhưng không vượt quá mức trần giá phát điện do Bộ Công Thương ban hành (số 988/QĐ-BCT). Vì vậy, mô hình TOU 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} .
- 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%.

Như vậy, mô hình TOU không chỉ cho phép định giá linh hoạt hơn mà còn tạo ra sự chia sẻ lợi ích giữa nhà đầu tư và khách hàng. Trong trường hợp giá điện năng theo TOU không đủ bù đắp chi phí đầu tư BESS, phần thiếu hụt được chuyển hóa thành thanh toán công suất BESS tính theo công suất cam kết (kW-tháng). Cơ chế này đảm bảo rằng tổng dòng tiền của dự án đạt $NPV = 0$, trong khi vẫn tuân thủ ràng buộc pháp lý của khung giá phát điện.

3.4.2. Kịch bản phân tích

Các kịch bản được thiết lập cho 3 NMĐMT quy mô 40 MW_{AC} đặt tại Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước. Các tham số phân tích gồm:

- Công suất BESS: 10%, 15% và 20% so với công suất PV;
- Thời gian lưu trữ: 2 giờ và 4 giờ.
- Giới hạn truyền tải: α từ 1,0 giảm dần đến 0,6, theo mỗi bước giảm là 0,1.
- Giá cao điểm (P_{cao}): bằng giá trần Quyết định 988/QĐ-BCT từng miền.
- Giá bình thường tính theo: $P_{bt} = P_{cao} / TOU$ với $TOU \in (1,2; 1,3)$.

Tỷ lệ TOU được lựa chọn trong khoảng 1,2-1,3 nhằm bảo đảm tuân thủ giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT và đồng thời duy trì tính khả thi tài chính. Nếu TOU

quá lớn, giá giờ bình thường giảm mạnh trong khi phần lớn sản lượng nằm ở khung giờ này, làm suy giảm doanh thu và NPV; nếu TOU quá thấp, khó thúc đẩy giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS. Vì vậy, khoảng 1,2–1,3 được xem là mức chênh lệch hợp lý trong điều kiện nghiên cứu.

- Nguyên tắc vận hành của hệ thống PV-BESS: PV phát vào các giờ ban ngày trong giới hạn truyền tải, phần dư do hạn chế truyền tải được ưu tiên sạc cho BESS; BESS xả trong khoảng thời gian từ 17h00–20h00.

3.4.3. Kết quả tính toán và phân tích mô hình TOU

Kết quả tính toán theo mô hình TOU cho ba nhà máy tại miền Bắc, Trung và Nam được tổng hợp trong các bảng dưới đây. Trong từng kịch bản, giá bán điện giờ cao điểm được xác định bằng giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT và giá bán điện bình thường được xác định từ giá cao điểm và tỷ lệ TOU = (1,2; 1,3). Sản lượng điện năng ở hai bậc giá tương ứng là E_{bt} và E_{cao} . Từ các giá trị này, doanh thu hàng năm và chỉ số NPV của dự án được xác định, đồng thời quy đổi thành thanh toán công suất (F, đơn vị đ/kW-tháng) trong các trường hợp NPV < 0. Bảng 3.11 cho thấy, NMDMT Lai Châu với biểu giá cao điểm/bình thường với tỷ lệ TOU=1,2, tương đương 6,18/5,15 UScents/kWh, có doanh thu dao động quanh 3,2 triệu USD đến gần 3,5 triệu USD một năm tùy theo cấu hình BESS và giới hạn truyền tải α , song NPV âm từ -1,92 đến -10,53 triệu USD. Khi tăng chênh lệch lên TOU=1,3 (giá cao điểm/bình thường là 6,18/4,75 UScents/kWh), doanh thu giảm xuống 3,0 triệu USD đến 3,2 triệu USD/năm và NPV càng âm hơn (-3,8 đến -12,7 triệu USD). Thanh toán công suất F cần bổ sung dao động từ 4,92 đến gần 19,37 USD/kW-tháng. Với các cấu hình BESS công suất và dung lượng càng cao sẽ có NPV âm càng lớn, do đó sẽ làm tăng phần thanh toán công suất F.

Kết quả (Bảng 3.12) đối với NMDMT Ninh Thuận với TOU=1,2 (giá cao điểm/bình thường là 4,94/4,12 UScents/kWh), doanh thu đạt trong khoảng 2,9-3,4 triệu USD/năm, NPV âm từ -2,6 đến -12,9 triệu USD. Phí F yêu cầu từ 6,84 đến 22,09 USD/kW-tháng. Với TOU là 1,3 (4,94/3,80 UScents/kWh), doanh thu giảm còn 2,72-3,18 triệu USD/năm, NPV càng âm hơn (-4,62 đến -14,61 triệu USD), phí F tăng lên trong khoảng 10,94-25 USD/kW-tháng.

Kết quả (Bảng 3.13) đối với NMĐMT Bình Phước, với TOU=1,2 (giá cao điểm/bình thường là 4,52/3,77 UScents/kWh), doanh thu khoảng 2,69-3,01 triệu USD/năm, NPV âm từ -5,7 đến -14,9 triệu USD. F dao động trong khoảng 11,82-25,45 USD/kW-tháng. Với TOU=1,3 (giá cao điểm/bình thường là 4,52/3,48 UScents/kWh), doanh thu giảm xuống trong khoảng từ 2,5-2,8 triệu USD/năm, NPV tiếp tục âm hơn (-7,3 đến -16,3 triệu USD). F tăng lên trong khoảng 13,95-27,97 USD/kW-tháng.

So sánh cả 3 NMĐMT, thì Bình Phước là khu vực kém hiệu quả tài chính nhất do giá trần thấp nhất, Lai Châu có NPV âm ít nhất do biên độ giá trần xa nhất so với LCOE của nhà máy. Do đó, mức bù đắp thông qua phí công suất đòi hỏi cao nhất với Bình Phước và thấp nhất là Lai Châu.

Nhìn chung BESS ở cả 3 miền khi xác định mức giá bán điện cao điểm - bình thường cho các NMĐMT, trong đó giá cao điểm xác định trên cơ sở giá trần của khung giá và giá giờ bình thường theo một tỷ lệ chênh lệch TOU trong khoảng từ 1,2 đến 1,3 như trên, cần có cơ chế hỗ trợ bổ sung như trợ giá, ưu đãi vay vốn, hoặc thanh toán công suất, để đảm bảo lợi ích của chủ đầu tư 12% trên vốn chủ sở hữu (tại NPV=0).

Ngoài ra, chi tiết giá bán điện theo TOU và F, NPV của từng nhà máy trong các điều kiện trang bị BESS và giới hạn truyền tải α được trình bày từ Bảng D.22 đến Bảng D.24, Phụ lục D.

Bảng 3.11. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NĐMT Lai Châu 40 MW_{AC}

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

Bảng 3.12. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NĐMT Ninh Thuận 40 MW_{AC}

α	BESS	TOU=1,2					TOU=1,3				
		P _{bt} (cents/ kWh)	P _{cao} (cents/ kWh)	Doanh thu (USD)	NPV (USD)	F (\$/kW- tháng)	P _{bt} (cents/ kWh)	P _{cao} (cents/ kWh)	Doanh thu (USD)	NPV (USD)	F (\$/kW- tháng)
1,0	10% x 2h	4,12	4,94	3.430.404	- 2.664.330	6,84	3,80	4,94	3.166.398	- 4.621.420	11,86
0,8	10% x 2h	4,12	4,94	3.347.501	- 3.102.880	7,97	3,80	4,94	3.093.795	- 4.999.340	12,83
0,6	10% x 2h	4,12	4,94	2.941.300	- 5.185.490	13,31	3,80	4,94	2.720.430	- 7.604.420	19,52
1,0	10% x 4h	4,12	4,94	3.430.512	- 5.161.090	13,25	3,80	4,94	3.166.496	- 7.142.600	18,34
0,8	10% x 4h	4,12	4,94	3.389.269	- 6.290.310	16,15	3,80	4,94	3.135.242	- 7.241.460	18,59
0,6	10% x 4h	4,12	4,94	3.007.973	- 7.894.880	20,27	3,80	4,94	2.786.822	- 9.571.370	16,38
1,0	15% x 2h	4,12	4,94	3.430.473	- 4.437.950	7,59	3,80	4,94	3.166.478	- 6.395.050	10,94
0,8	15% x 2h	4,12	4,94	3.373.773	- 4.724.400	8,09	3,80	4,94	3.119.827	- 6.621.740	11,33
0,6	15% x 2h	4,12	4,94	2.982.251	- 7.420.460	12,70	3,80	4,94	2.760.804	- 9.091.570	15,56
1,0	15% x 4h	4,12	4,94	3.430.610	- 8.219.750	14,07	3,80	4,94	3.166.594	- 10.176.900	17,42
0,8	15% x 4h	4,12	4,94	3.421.556	- 8.197.950	14,03	3,80	4,94	3.167.433	- 10.099.100	17,28
0,6	15% x 4h	4,12	4,94	3.077.847	- 10.385.200	17,77	3,80	4,94	2.856.085	- 12.071.100	20,66
1,0	20% x 2h	4,12	4,94	3.430.535	- 6.211.590	7,97	3,80	4,94	3.166.539	- 8.168.680	10,48
0,8	20% x 2h	4,12	4,94	3.395.111	- 6.373.140	8,18	3,80	4,94	3.141.020	- 8.271.370	10,62
0,6	20% x 2h	4,12	4,94	3.020.901	- 8.914.490	11,44	3,80	4,94	2.798.957	- 10.590.300	13,59
1,0	20% x 4h	4,12	4,94	3.430.713	- 11.254.000	14,44	3,80	4,94	3.166.697	- 13.211.100	16,96
0,8	20% x 4h	4,12	4,94	3.436.708	- 11.157.400	14,32	3,80	4,94	3.182.672	- 13.058.400	16,76
0,6	20% x 4h	4,12	4,94	3.141.992	- 12.910.500	22,09	3,80	4,94	2.919.752	- 14.605.200	24,99

Bảng 3.13. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NĐMT Bình Phước 40 MW_{AC}

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

So sánh chung cho thấy, biểu giá TOU cho cả ba nhà máy tại Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước cho thấy, các kịch bản đều cho NPV âm, mức độ âm và giá trị thanh toán công suất F cần thiết để đạt $NPV = 0$ có sự khác biệt rõ rệt giữa các vùng miền. Ở Lai Châu, NPV âm ở mức thấp nhất nhờ giá trần cao hơn (6,18 UScents/kWh), nên mức F cần bổ sung chỉ dao động trong khoảng 4,9–19,4 USD/kW-tháng. Đối với Ninh Thuận, mặc dù có bức xạ tốt, nhưng giá trần thấp hơn (4,94 UScents/kWh) khiến NPV âm nhiều hơn và F cần bổ sung cao hơn, khoảng 6,8–25,0 USD/kW-tháng. Trong khi đó, Bình Phước chịu tác động kép từ giá trần thấp nhất (4,52 UScents/kWh) và điều kiện bức xạ mặt trời cho phát điện kém hơn Ninh Thuận, dẫn tới NPV âm sâu nhất và yêu cầu mức F cao nhất, có thể vượt trên 12,8–28,0 USD/kW-tháng.

Một yếu tố quan trọng cần lưu ý là, kết quả NPV âm tính toán trong nghiên cứu này bị ảnh hưởng bởi giả thiết hệ thống PV-BESS có BESS được thay thế sau 10 năm, tức là trong 20 năm vận hành bao gồm bao gồm chi phí cho hai vòng đời BESS. Điều này làm cho LCOE của hệ thống PV-BESS cao hơn đáng kể so với mức khung giá điện tại Quyết định 988/QĐ-BCT (chỉ tính một vòng đời BESS trong 20 năm). Do đó, sự chênh lệch này là đáng chú ý để giải thích tại sao toàn bộ các hệ thống PV-BESS của các nhà máy có NPV âm với khung giá hiện tại. Hay ngược lại, nếu BESS có tuổi thọ dài hơn và chỉ cần đầu tư 1 lần trong dòng đời nhà máy thì giảm được LCOE của các hệ thống, từ đó NPV có thể cải thiện tốt hơn với biểu giá cao điểm/bình thường ở trên và giảm thấp hơn phí F phải trả.

Một điều nữa cần lưu ý thêm trong nghiên cứu này, có hai cách tiếp cận có thể được sử dụng để xây dựng biểu giá cao điểm – bình thường cho hệ thống PV-BESS. Cách thứ nhất giả định giá bán cao điểm được đặt bằng giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT, trong khi giá bán bình thường được suy ra thông qua tỷ lệ TOU cố định như đã được thực hiện ở phần trên cho các nhà máy. Cách tiếp cận này đơn giản, dễ áp dụng và đảm bảo ngay từ đầu tính tuân thủ pháp lý, bởi mọi mức giá đều không vượt trần. Trong cách tiếp cận này, do phần lớn sản lượng điện được phát ra vào giờ bình thường với mức giá thấp hơn đáng kể so với $P_{\text{trần}}$, doanh thu thường không đủ bù đắp chi phí đầu tư và vận hành, khiến NPV tính toán thường âm. Để đạt được trạng

thái cân bằng tài chính ($NPV = 0$), cần thiết phải bổ sung một khoản thanh toán công suất (F), đóng vai trò như một cơ chế hỗ trợ để duy trì tính khả thi của dự án.

Do đó, cách tiếp cận thứ hai cho phép xác định linh hoạt cặp giá P_{cao} và P_{bt} thỏa mãn giá bình quân P_{bq} không vượt quá $P_{trần}$. Với cách này, có thể tìm ra những cấu hình giá đảm bảo doanh thu đủ lớn để NPV đạt giá trị không âm mà không cần đến phí F . Về bản chất, tổng chi phí đầu tư và vận hành của dự án (CAPEX, OPEX, chi phí thay thế thiết bị) không thay đổi giữa hai cách tiếp cận, đồng thời điều kiện cân bằng tài chính ($NPV = 0$) cũng tương đồng. Do đó, cả hai cách tiếp cận đều dẫn đến một điểm cân bằng kinh tế tương tự, phản ánh đúng bản chất chi phí – lợi ích của hệ thống PV-BESS.

Sự khác biệt của 2 cách tiếp cận để xây dựng biểu giá cao-thấp điểm ở trên chủ yếu nằm ở cách thức phân bổ dòng tiền và cơ chế thanh toán. Với cách tiếp cận thứ nhất, do bên mua điện trả tiền điện theo biểu giá TOU đơn giản (trong đó $P_{cao} = P_{trần}$), song phải trả thêm thanh toán công suất F để bảo đảm hiệu quả đầu tư. Trong khi, với cách tiếp cận thứ hai, bên mua chấp nhận mức giá điện giờ bình thường cao hơn, đổi lại có thể không phát sinh khoản phí F . Do vậy, sự lựa chọn phương án nào không làm thay đổi hiệu quả kinh tế tổng thể của dự án, nhưng lại có ý nghĩa quan trọng về mặt chính sách và thực tiễn áp dụng: phương án thứ nhất đơn giản và minh bạch hơn về mặt điều tiết, trong khi phương án thứ hai linh hoạt hơn và có thể được thương thảo trực tiếp trong hợp đồng mua bán điện.

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

Kết quả phân tích cho thấy sự khác biệt đáng kể giữa hệ thống ĐMT không lưu trữ và hệ thống kết hợp lưu trữ (PV-BESS). Trong kịch bản PV không lưu trữ, mặc dù tổng sản lượng điện năng lý thuyết của các nhà máy được tính toán dựa trên bức xạ mặt trời là tương đối cao, song dưới ràng buộc giới hạn truyền tải (α), một tỷ lệ lớn sản lượng bị cắt giảm. Vấn đề này sẽ càng rõ nét khi α giảm tới 0,8 (hoặc tới 0,6), khi đó càng xảy ra nhiều điện năng vượt quá khả năng truyền tải của lưới. Điều này không chỉ làm giảm sản lượng ròng lên lưới mà còn tác động trực tiếp tới doanh thu dự án và khả năng hoàn vốn.

Trong khi đó, kịch bản PV-BESS cho phép tận dụng phần điện năng bị cắt giảm để sạc vào hệ thống lưu trữ, sau đó xả ra trong các khung giờ có giá trị kinh tế cao hơn (như giờ cao điểm). Nhờ đó, sản lượng hữu ích của nhà máy tăng lên đáng kể so với kịch bản hệ thống chỉ có PV. Sự dịch chuyển sản lượng này giúp giảm thiệt hại sản lượng điện do phải giảm công suất phát và tạo thêm cơ hội doanh thu, đặc biệt trong điều kiện áp dụng khung giá TOU. Tuy nhiên, lợi ích này phải đánh đổi với chi phí đầu tư bổ sung cho BESS, chi phí vận hành và thay thế BESS sau 10 năm, dẫn tới LCOE của hệ thống PV-BESS cao hơn so nhiều với hệ thống chỉ bao gồm PV.

Tóm lại, so sánh giữa hai kịch bản cho thấy:

- Các NMĐMT không lưu trữ điện 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 phát điện, giảm thiệt hại do giới hạn truyền tải 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

Hai mô hình định giá được xây dựng trong nghiên cứu này đại diện cho hai cách tiếp cận bổ sung nhau trong bối cảnh định giá phát điện tại Việt Nam:

- **Mô hình xác định giá điện trên cơ sở LCOE:** được xem như mức giá sàn về kinh tế. Với mỗi kịch bản hệ thống (bao gồm giới hạn truyền tải α , dung lượng và thời gian lưu trữ của BESS), LCOE cho phép xác định giá bán điện tối thiểu mà dự án cần đạt để $NPV = 0$, tức là đảm bảo hoàn vốn ở mức IRR mục tiêu bằng WACC và bằng 10,921%, tại đó chủ sở hữu nhận được lãi suất 12% trên vốn chủ sở hữu theo quy định với dự án điện. Ưu điểm lớn của mô hình này là khả năng phản ánh toàn diện chi phí vòng đời của dự án (bao gồm cả chi phí thay thế BESS ở năm thứ 10). Tuy nhiên, nhược điểm là trong bối cảnh khung giá 988/QĐ-BCT quy định trần giá, khi LCOE của dự án cao hơn mức giá trần, thì dự án không còn khả thi.

- **Mô hình xác định giá điện trên cơ sở TOU (hay TOU+F):** cho phép định giá linh hoạt hơn, khi tách biệt doanh thu từ điện năng theo giờ cao điểm và giờ bình thường. Trong mô hình này, P_{cao} được đặt bằng giá trần và P_{bt} được xác định qua tỷ lệ TOU (bằng 1,2 hoặc 1,3). Trường hợp NPV âm do tổn kém chi phí đầu tư và thay thế cho BESS, một khoản thanh toán công suất F (đồng/kW-tháng) được tính toán

để bù đắp, đảm bảo $NPV = 0$. Cách tiếp cận này phản ánh đúng hơn giá trị kinh tế của BESS trong việc dịch chuyển sản lượng sang giờ cao điểm, đồng thời mở ra cơ chế định giá bổ sung nằm ngoài khung giá điện năng và vẫn phù hợp với quy định của các hợp đồng mua bán điện trực tiếp DPPA hiện nay tại Việt Nam.

So sánh kết quả giữa hai mô hình:

- 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 như tại Bình Phước chịu bất lợi lớn nhất vì giá trần thấp nhất, trong khi miền Bắc (cụ thể là Lai Châu) có điều kiện thuận lợi do giá trần cao dễ 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 còn có thể là một biến chính sách để điều tiết phụ tải trong hệ thống điện thông qua chênh lệch giá giữa cao thấp điểm, mà không chỉ đơn thuần từ vấn đề mối quan hệ thương mại giữa 2 bên người mua và người bán.

Trong bối cảnh hiện nay, khi Quyết định 988/QĐ-BCT mới chỉ tính chi phí BESS cho một vòng đời trong 20 năm, trong khi nghiên cứu này xét tới hai vòng đời BESS (sẽ có thay thế BESS ở năm thứ 10) và các giá trị NPV đều âm. Điều này một phần lý giải cho sự chênh lệch giữa kết quả mô phỏng và khung giá hiện hành ở trên,

đồng thời cho thấy vai trò quan trọng của cơ chế TOU + F trong việc duy trì khả năng tài chính cho dự án ĐMT được triển khai tại các vùng, miền Việt Nam.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 3

Chương 3 đã trình bày chi tiết việc áp dụng hai mô hình định giá cho các kịch bản phát điện của hệ thống PV-BESS tại ba miền của Việt Nam, với các mức dung lượng lưu trữ và ràng buộc truyền tải khác nhau.

Một số kết luận chính rút ra:

1. Trong kịch bản NMĐMT không có lưu trữ, thiệt hại sản lượng điện do hạn chế công suất truyền tải sẽ ảnh hưởng đáng kể đến sản lượng từ α bằng 0,8 và nhỏ hơn. Điều này làm giảm hiệu quả tài chính của dự án và cho thấy hạn chế khi vận hành hệ thống PV không có BESS.

2. Việc tích hợp BESS giúp gia tăng sản lượng hữu ích, giảm thiệt hại sản lượng điện cắt giảm và tạo thêm doanh thu thông qua dịch chuyển sản lượng sang giờ cao điểm. Tuy nhiên, chi phí đầu tư và thay thế BESS làm tăng đáng kể LCOE, dẫn tới NPV âm khi xảy ra các điều kiện hạn chế truyền tải, công suất và dung lượng BESS trong khung giá hiện hành.

3. Mô hình định giá dựa trên LCOE đóng vai trò như mức giá sàn kinh tế, phản ánh rõ ràng ranh giới khả thi của các dự án PV-BESS. Trong khi đó, mô hình TOU và phí công suất F cho phép mở rộng cơ chế định giá, nhấn mạnh đến giá trị của BESS và đảm bảo tính khả thi tài chính thông qua thanh toán bổ sung.

4. Sự khác biệt khung giá giữa ba miền hiện tại chưa thực sự cân đối trong phân bổ giá trần: miền Bắc có nhiều kịch bản tiệm cận khả thi hơn do giá trần cao, miền Trung ở mức trung gian, trong khi miền Nam gặp bất lợi rõ rệt.

Tổng thể, hai mô hình định giá không loại trừ nhau mà bổ sung cho nhau trong phân tích. Mô hình xác định giá theo LCOE cho thấy ranh giới kinh tế khách quan, còn mô hình TOU và phí công suất lưu trữ F mang đến giải pháp linh hoạt hơn để duy trì tính khả thi tài chính trong bối cảnh khung giá hiện tại của Việt Nam. Điều này đặt nền tảng cho các thảo luận chính sách ở chương tiếp theo.