

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

LUẬN ÁN TIẾN SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

Hà Nội, năm 2025

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 ngành: 9510602

LUẬN ÁN TIẾN SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

NGƯỜI HƯỚNG DẪN KHOA HỌC:

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

Hà Nội, năm 2025

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 09 tháng 12 năm 2025

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 09 tháng 12 năm 2025

Nghiên cứu sinh

Đỗ Thị Loan

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN	I
LỜI CẢM ƠN	II
DANH MỤC CÁC CHỮ VIẾT TẮT	VII
DANH MỤC BẢNG	VIII
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	6
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	9
1.1.5. Quản lý phí theo nhu cầu	10
1.1.6. Chất lượng điện năng	11
1.1.7. Phục hồi lưới điện	11
1.2. CÁC CÔNG NGHỆ PIN LƯU TRỮ ĐIỆN	12
1.2.1. Pin Axit Chì	12
1.2.2. Pin dòng	12
1.2.3. Pin NiCd	12
1.2.4. Pin NiMH	12
1.2.5. Pin Li-Ion	13
1.2.6. Pin NaS	13
1.2.7. So sánh giữa các loại công nghệ pin lưu trữ năng lượng	13
1.2.8. Các ứng dụng BESS cho năng lượng tái tạo	14
1.3. TỔNG QUAN VỀ HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM	16
1.3.1. Đặc thù về hiện trạng hệ thống điện Việt Nam	16
1.3.2. Quy hoạch phát triển điện lực	20

1.3.3. Các chính sách và các quy định pháp lý liên quan đến phát triển lưu trữ năng lượng tại Việt Nam	21
1.3.4. Tổng quan các nghiên cứu về lưu trữ năng lượng tại Việt Nam.....	23
1.4. KHOẢNG TRỐNG NGHIÊN CỨU VÀ SỰ CẦN THIẾT, Ý NGHĨA CỦA ĐỀ TÀI	26
1.4.1. Khoảng trống nghiên cứu	26
1.4.2. Sự cần thiết, ý nghĩa của đề tài.....	27
KẾT LUẬN CHƯƠNG 1.....	29
CHƯƠNG 2: PHƯƠNG PHÁP LUẬN NGHIÊN CỨU VÀ DỮ LIỆU ĐẦU VÀO	30
2.1. KHUNG NGHIÊN CỨU CỦA LUẬN ÁN.....	30
2.2. CÁC KHÁI NIỆM CƠ BẢN.....	32
2.2.1. Năng lượng hàng năm.....	32
2.2.2. Hệ số công suất	33
2.2.3. Chi phí sản xuất điện quy dẫn	33
2.2.4. Giá trị hiện tại ròng	34
2.2.5. Tỷ suất hoàn vốn nội bộ.....	34
2.2.7. Chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền	35
2.3. LỰA CHỌN MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ BÁN ĐIỆN CHO HỆ THỐNG PV-BESS ...	35
2.3.1. Tổng quan quốc tế về các phương pháp định giá bán điện hệ thống PV-BESS	35
2.3.2. Mô hình định giá bán điện cố định trên cơ sở LCOE áp dụng cho luận án.....	39
2.3.3. Mô hình xác định giá bán điện TOU áp dụng cho luận án.....	42
2.3.4. Các yếu tố ảnh hưởng đến giá bán điện của hệ thống PV-BESS.....	47
2.4. CÔNG CỤ MÔ PHỎNG SAM	51
2.4.1. Giới thiệu chung về mô hình SAM	51
2.4.2. Mô phỏng phát điện hệ thống PV trong SAM.....	52
2.4.3. Mô phỏng lưu trữ năng lượng trong SAM.....	55
2.5. XÂY DỰNG TIÊU CHÍ LỰA CHỌN LOẠI NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI CÓ LƯU TRỮ TẠI VIỆT NAM.....	57
2.6. DỮ LIỆU ĐẦU VÀO CỦA CÁC MÔ HÌNH MÔ PHỎNG GIÁ BÁN ĐIỆN HỆ THỐNG PV-BESS.....	59

2.6.1. Dữ liệu về khí hậu, thời tiết.....	59
2.6.2. Dữ liệu về thiết kế, kỹ thuật của các hệ thống điện mặt trời.....	60
2.6.3. Dữ liệu về các thông số kinh tế, kỹ thuật của BESS	61
2.6.4. Chi phí đầu tư và các dữ liệu kinh tế khác của các hệ thống PV-BESS	62
KẾT LUẬN CHƯƠNG 2.....	66
CHƯƠNG 3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU	68
3.1. PHÂN TÍCH PHÁT ĐIỆN TRONG KỊCH BẢN PV KHÔNG CÓ LƯU TRỮ....	68
3.1.1. Phương pháp phân tích phát điện	68
3.1.2. Kết quả phát điện và mức cắt giảm	69
3.1.3. Phân tích LCOE của hệ thống PV không lưu trữ	72
3.1.4. Nhận xét	73
3.2. PHÂN TÍCH PHÁT ĐIỆN TRONG KỊCH BẢN PV-BESS	74
3.2.1. Phương pháp và giả định mô phỏng.....	74
3.2.2. Kết quả mô phỏng	76
3.2.3. Nhận xét về kết quả mô phỏng hệ thống PV-BESS	78
3.2.4. Lựa chọn cơ chế điều độ BESS trong nghiên cứu.....	79
3.3. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ TRÊN CƠ SỞ LCOE	79
3.3.1. Phương pháp áp dụng LCOE trong nghiên cứu.....	80
3.3.2. Kết quả tính toán LCOE cho các kịch bản.....	80
3.3.3. So sánh với Khung giá phát điện theo Quyết định 988/QĐ-BCT	83
3.3.4. Kết luận mô hình định giá theo LCOE	84
3.4. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ THEO TOU VÀ THANH TOÁN CÔNG SUẤT BESS....	85
3.4.1. Giới thiệu.....	85
3.4.2. Kịch bản phân tích	86
3.4.3. Kết quả tính toán và phân tích mô hình TOU	86
3.5. SO SÁNH KẾT QUẢ CÁC KỊCH BẢN VÀ MÔ HÌNH	92
3.5.1. So sánh giữa kịch bản hệ thống PV không lưu trữ và có lưu trữ.....	92
3.5.2. So sánh mô hình định giá theo LCOE và TOU	93
3.5.3. Phân tích điểm mạnh và điểm yếu trong bối cảnh khung giá Việt Nam	94

KẾT LUẬN CHƯƠNG 3	94
CHƯƠNG 4. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY VÀ THẢO LUẬN KẾT QUẢ	96
4.1. MỤC TIÊU VÀ PHẠM VI PHÂN TÍCH	96
4.2. CÁC BIẾN SỐ ĐẦU VÀO LỰA CHỌN CHO PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY	97
4.3. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY TRONG MÔ HÌNH LCOE	98
4.3.1. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư PV	98
4.3.2. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư BESS	99
4.3.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS.....	100
4.3.4. Ảnh hưởng của giới hạn truyền tải.....	100
4.3.5. Ảnh hưởng của chi phí vốn vay.....	101
4.4. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY TRONG MÔ HÌNH TOU	102
4.4.1. Ảnh hưởng của chi phí mô-đun PV	103
4.4.2. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư BESS	104
4.4.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS.....	105
4.4.4. Ảnh hưởng của chi phí sử dụng vốn vay	106
4.4.5. Ảnh hưởng của tỷ lệ giới hạn công suất phát.....	107
4.5. TỔNG HỢP VÀ SO SÁNH KẾT QUẢ PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY	108
4.5.1. Tổng hợp kết quả phân tích độ nhạy	108
4.5.2. So sánh giữa mô hình LCOE và mô hình TOU	110
KẾT LUẬN CHƯƠNG 4	112
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ	115
TÀI LIỆU THAM KHẢO	122
PHỤ LỤC	133

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
DC	Direct Current	Dòng điện một chiều
ĐMT		Điện mặt trời
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
IRR	Internal Rate of Return	Tỉ suất hoàn vốn nội tại
LCOE	Levelized Cost of Electricity	Chi phí sản xuất điện quy dẫn
LCOS	Levelized Cost of Storage	Chi phí lưu trữ điện quy dẫn
LPOE	Levelized Profit of Electricity	Lợi nhuận điện quy dẫn
LROE	Levelized Revenue of Electricity	Doanh thu điện quy dẫn
NLTT		Năng lượng tái tạo
NMĐMT		Nhà máy điện mặt trời
NPV	Net Present Value	Giá trị hiện tại ròng, hay lợi nhuận ròng
O&M	Operation and Maintenance	Vận hành và bảo dưỡng
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
SOC	State of Charge	Trạng thái sạc
SOH	State of Health	Trạng thái sức khỏe của pin
T&D	Transmission and Distribution	Truyền tải và phân phối.
Thv		Thời gian hoàn vốn
TLL	Transmission Line Limit	Giới hạn lưới truyền tải

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1.1. So sánh các công nghệ pin [25].....	13
Bảng 2.1. Số lượng các NMĐMT nổi lưới theo công suất đến cuối năm 2021 ...	58
Bảng 2.2. Các thông số kỹ thuật của 3 dự án NMĐMT theo 3 vùng	59
Bảng 2.3. Thiết kế không gian của hệ thống PV của 3 NMĐMT	60
Bảng 2.4. Tổng chi phí đầu tư lắp đặt của 3 NMĐMT 40MW _{AC}	63
Bảng 2.5. Các thông số kinh tế, tài chính cho phân tích	65
Bảng 3.1. Sản lượng điện năng ròng năm thứ 1 của các NMĐMT 40MW _{AC} khi không có giới hạn truyền tải	69
Bảng 3.2. Năng lượng ròng năm 1 các NMĐMT trong các điều kiện giới hạn truyền tải α (Đơn vị: kWh)	70
Bảng 3.3. Tỷ lệ tổn thất điện năng các NMĐMT trong các điều kiện giới hạn truyền tải α (Đơn vị: %).....	71
Bảng 3.4. LCOE của các nhà máy trong các điều kiện giới hạn truyền tải (Đơn vị: UScents/kWh)	72
Bảng 3.5. Sản lượng điện ròng các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT 40MW _{AC} tại các mức công suất BESS và giới hạn truyền tải (đơn vị: kWh).....	76
Bảng 3.6. Tỷ lệ tổn thất điện năng do hạn chế truyền tải của các NMĐMT 40MW _{AC} theo các mức công suất BESS và giới hạn truyền tải (đơn vị: %)	77
Bảng 3.7. LCOS các NMĐMT 40 MW _{AC} theo công suất BESS và giới hạn truyền tải (đơn vị: UScents/kWh).....	77
Bảng 3.8. LCOE của các NMĐMT có BESS tại 3 vùng Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước (Đơn vị: UScents/kWh).....	81
Bảng 3.9. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Lai Châu có BESS tại các mức giới hạn truyền tải (Đơn vị: UScents/kWh).....	83
Bảng 3.10. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Ninh Thuận có BESS tại các mức giới hạn truyền tải (Đơn vị: UScents/kWh)	84
Bảng 3.11. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NMĐMT Lai Châu 40 MW _{AC}	88
Bảng 3.12. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NMĐMT Ninh Thuận 40 MW _{AC}	89

Bảng 3.13. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NMĐMT Bình Phước 40 MW _{AC}	90
Bảng 4.1. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi chi phí đầu tư mô-đun PV giảm 20% (đơn vị: %).....	99
Bảng 4.2. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm 20% chi phí đầu tư BESS (%).....	99
Bảng 4.3. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT tăng tuổi thọ BESS từ 10 năm lên 20 năm (%).....	100
Bảng 4.4. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT theo hạn chế truyền tải (%).....	101
Bảng 4.5. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm 20% chi phí vốn vay (%)	102
Bảng 4.6. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm 20% giá mô-đun PV (%).....	103
Bảng 4.7. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm 20% chi phí đầu tư BESS (%).....	104
Bảng 4.8. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV của các NMĐMT khi giảm từ 2 vòng đời (tuổi thọ 10 năm) xuống 1 vòng đời (tuổi thọ 20 năm) của BESS (%).....	106
Bảng 4.9. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT giảm lãi suất vốn vay 12% (%)	107
Bảng 4.10. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm giới hạn công suất phát (%).....	108
Bảng 4.11. Tổng hợp tác động của các biến số đến LCOE, NPV và F trong các mô hình LCOE và TOU (%).....	110

DANH MỤC HÌNH

Hình 1.1. Đường cong con vịt của California ISO, 2018–2021 [9]	9
Hình 1.2. Thay đổi phụ tải ngày ở New England [9]	10
Hình 1.3. Minh họa lưới điện siêu nhỏ đơn giản vận hành độc lập sau một sự cố về nguồn điện lưới [9]	11
Hình 1.4. Tỷ lệ công suất các loại pin lắp đặt trên thế giới năm 2020 [9]	12
Hình 1.5. Tỷ lệ năng lượng của các loại pin lắp đặt trên thế giới năm 2020 [9]..	12
Hình 1.6. Công suất đặt nguồn điện theo miền giai đoạn 2016-2024 [75].....	17
Hình 1.7. Sản lượng điện sản xuất theo miền Bắc, Trung, Nam giai đoạn 2016-2024 [75].....	18
Hình 1.8. Sản lượng điện truyền tải Bắc - Trung giai đoạn 2016-2024 [75].....	19
Hình 1.9. Sản lượng điện truyền tải Trung - Nam giai đoạn 2016-2024 [75]	20
Hình 2.1. Khung logic của nghiên cứu	30
Hình 2.2. Sơ đồ quy trình chuẩn cho mô hình định giá bán điện cố định cho các NMĐMT tại các miền của Việt Nam	43
Hình 2.3. Sơ đồ quy trình chuẩn áp dụng xác định giá bán điện 2 mức cho NMĐMT có BESS tại Việt Nam	48
Hình 2.4. Tự đồ bóng giữa các dây quang điện được xác định qua GCR [95]	60
Hình 2.5. Công suất phát của hai NMĐMT Lộc Ninh 5 và Cẩm Hòa tại ngày 7/2/2024 và 30/9/2024	62
Hình 3.1. Sản lượng điện năng theo tháng NMĐMT 40 MW _{AC} Lai Châu	70
Hình 3.2. Sản lượng điện năng theo tháng NMĐMT 40 MW _{AC} Ninh Thuận.....	70
Hình 3.3. Sản lượng điện năng theo tháng NMĐMT 40 MW _{AC} Bình Phước	70
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	71
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.....	71
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.....	72
Hình 3.7. LCOE của NMĐMT Lai Châu theo các điều kiện trang bị BESS và giới hạn truyền tải	82

Hình 3.8. LCOE của NMĐMT Ninh Thuận theo các điều kiện trang bị BESS và giới hạn truyền tải.....82

Hình 3.9. LCOE của NMĐMT Bình Phước theo các điều kiện trang bị BESS và giới hạn truyền tải.....82

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/ghẽn 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 phân 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 (NMTĐMT) 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 theo 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 đúng 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 sàn kinh tế.
 - + Mô hình TOU: phản ánh lợi ích dịch chuyển năng lượng và cơ chế giá theo giờ cùng với thanh toán công suất.

Phạm vi nghiên cứu:

- Phạm vi không gian:

Nghiên cứu tập trung vào 3 khu vực đại diện theo 3 miền của hệ thống điện Việt Nam: miền Bắc, miền Trung và miền Nam. 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 sẽ trình bày mô tả 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 tử mô phỏng quán tính [1, 2].

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 [3]. 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 [4].

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 [5], 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 [6] 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 phản kháng một cách linh hoạt theo thời gian thực. Nghiên cứu của Zakeri và Syri [7] 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 [8] 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 [9] 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.

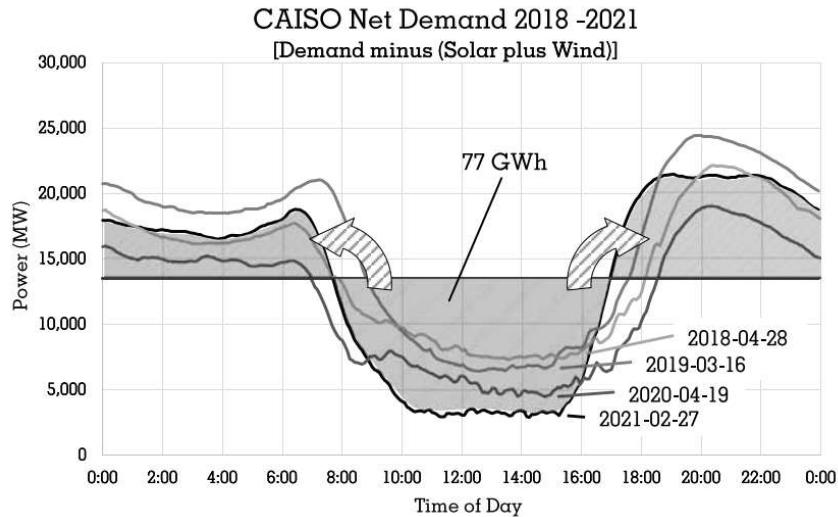
Tuy nhiên, như nhiều nghiên cứu đã chỉ ra, việc ứng dụng hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) cũng đối mặt với nhiều thách thức, bao gồm chi phí đầu tư ban đầu cao [7], sự suy giảm tuổi thọ do chu kỳ sạc/xả lặp đi lặp lại [6], và yêu cầu nghiêm ngặt về hệ thống điều khiển để đảm bảo độ ổn định và an toàn trong vận hành lưới điện [10]. 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 [11].

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. Nghiên cứu [12] 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 cho thấy, 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 [13]. 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 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 (time-of-use pricing), 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.



Hình 1.1. Đường cong con vịt của California ISO, 2018–2021 [9]

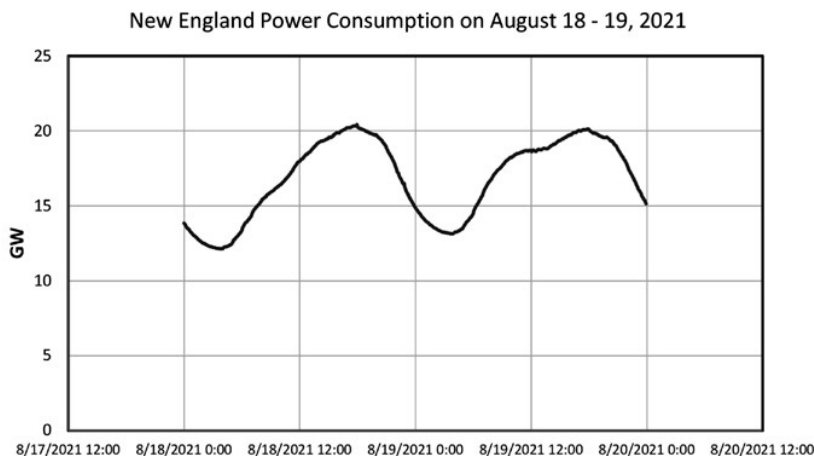
1.1.4. Truyền tải và phân phối điện

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 (T&D) 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 [14]. 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 [15]. 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 [16]. 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% [17], BESS ngày

càng trở nên kinh tế và là lựa chọn ưu tiên trong các chiến lược nâng cấp hệ thống T&D 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 ở New England [9]

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 [18]. Nghiên cứu [19] 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 [20]. 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 [21] 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 [22], mà còn góp phần nâng cao độ ổn định và tin cậy của lưới điện [23].

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 [17].

1.1.6. Chất lượng điện năng

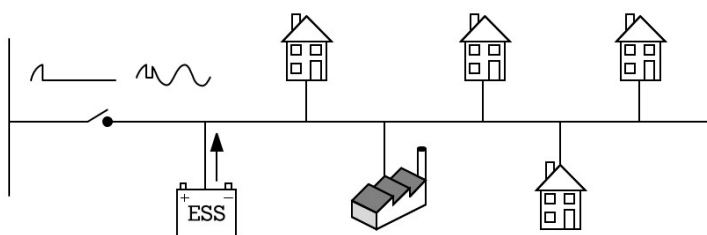
Theo tiêu chuẩn IEEE Std 1159-2019 [24], chất lượng điện năng được định nghĩa là tập hợp các thông số đảm bảo điện áp và tần số luôn nằm trong giới hạn cho phép, đồng thời kiểm soát các yếu tố gây nhiễu như sóng hài, thành phần DC, hiện tượng nhấp nháy (flicker) và biến động điện áp đột ngột - những 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 [9].

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 **Error! Reference source not found.** 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.



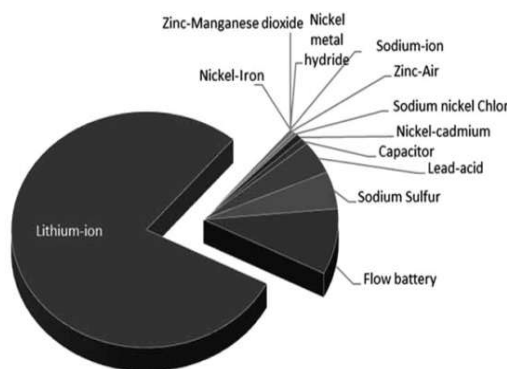
Hình 1.3. Minh họa lưới điện siêu nhỏ đơn giản vận hành độc lập sau một sự cố về nguồn điện lưới [9]

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

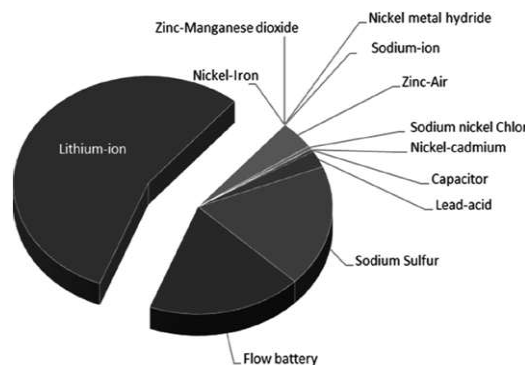
nguồn phụ trợ để bắt đầu quay, khởi động và đồng bộ các máy phát điện với lưới điện. Ngoài ra, BESS còn có khả năng khởi tạo lưới điện (grid-forming) khi cần thiết.

1.2. CÁC CÔNG NGHỆ PIN LƯU TRỮ ĐIỆN

Các hệ thống lưu trữ điện bằng pin hiện sử dụng nhiều công nghệ khác nhau như lithium-ion, axit-chì, pin dòng, pin natri, niken và kẽm. Tỷ lệ công suất và năng lượng lắp đặt trên thế giới đến năm 2020 được thể hiện tại Hình 1.4 và Hình 1.5 dưới đây.



Hình 1.4. Tỷ lệ công suất các loại pin lắp đặt trên thế giới năm 2020 [9]



Hình 1.5. Tỷ lệ năng lượng của các loại pin lắp đặt trên thế giới năm 2020 [9]

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 [25], [26]. 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 [27]. 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 [25], [28].

1.2.6. Pin NaS

Pin NaS có mật độ năng lượng cao, tuổi thọ dài và 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 [25], [29], [30].

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. 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. So sánh các công nghệ pin [25]

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
Power cost [€/kW]	250-500	1000-3400	420-1300	200-470	850-2500	500-1300
Lifetime [years]	2-15	5-15	10-20	2-15	10-15	5-15
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

Từ Bảng 1.1 trên, có thể dễ dàng nhận 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.

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.

1.2.8. Các ứng dụng BESS cho năng lượng tái tạo

Các ứng dụng BESS cho NLTT cũng tương tự như những ứng dụng đã đề cập ở trên của BESS cho hệ thống điện, tuy nhiên đáp ứng các yêu cầu đặc thù trong nguồn phát NLTT. Phần dưới đây sẽ trình bày tổng quan các áp dụng cụ thể BESS cho NLTT và các nghiên cứu đã có. Các ứng dụng BESS cho NLTT dựa trên khả năng cung cấp công suất tác dụng, công suất phản kháng, hoặc đồng thời cả hai dạng công suất của BESS. Dưới đây sẽ trình bày theo từng mục đích của ứng dụng BESS trong nguồn NLTT.

1. Làm mịn công suất:

Công suất phát điện từ hệ thống PVs chịu ảnh hưởng và biến động theo các yếu tố như bức xạ mặt trời, nhiệt độ môi trường, nhiệt độ bề mặt tấm pin, độ che phủ của mây và các đặc điểm vận hành của hệ thống. Việc duy trì dòng công suất ổn định từ PVs lên lưới là một mục tiêu quan trọng về kỹ thuật cần đạt được [31] và có thể được thực hiện nhờ BESS. Tuy nhiên, việc này đồng nghĩa với việc BESS phải thực hiện quá trình sạc và xả nhanh chóng và liên tục, từ đó làm giảm tuổi thọ của pin. Tương tự, trong các hệ thống điện gió, BESS đóng vai trò chính trong việc làm phẳng dao động công suất do biến động của vận tốc gió. Trạng thái sạc của pin (State of Charge - SOC) là một thông số để đánh giá khả năng duy trì công suất đầu ra ổn định của hệ thống PVs hay các tuabin gió trong một khoảng thời gian nhất định.

Đối với mục tiêu duy trì công suất đầu ra ổn định ở đầu cực của hệ thống điện gió, BESS có thể đóng vai trò như một bộ đệm, lưu trữ phần công suất dư hoặc bù đắp phần thiếu hụt [32, 33]. Chiến lược điều khiển sạc/xả kết hợp với thiết kế dung lượng BESS tối ưu được đề xuất làm tăng hiệu quả giữa chi phí đầu tư và hiệu quả làm mượt [34], cho thấy BESS là một giải pháp kinh tế đối với các chủ sở hữu nhà máy điện gió.

Nhiều nghiên cứu liên khác như giới hạn về số chu kỳ sạc/xả đối với BESS [35], dự đoán chính xác công suất của hệ thống PVs và điện gió để giảm yêu cầu về công suất từ BESS [36], tích hợp yếu tố trạng thái sức khỏe của BESS (State of Health - SOH) vào quá trình điều phối công suất đầu ra được khuyến nghị nhằm nâng cao tuổi thọ pin trong quá trình vận hành làm mịn công suất đầu ra của nguồn NLTT [37].

2. Cắt giảm công suất đỉnh phát và đỉnh phụ tải:

BESS có khả năng lưu trữ năng lượng dư thừa từ PVs vào ban ngày và cung cấp lại vào buổi tối, góp phần làm phẳng đường cong tải và tối ưu hóa việc sử dụng NLTT [38], [39], [40]. BESS cũng có thể sạc từ lưới vào thời điểm giá điện thấp, hỗ trợ giảm hóa đơn điện cho người dùng [41]. Tuy nhiên, hiệu quả kinh tế của BESS có thể bị ảnh hưởng trong bối cảnh thị trường điện cạnh tranh, khi mà giá điện giờ cao điểm không chênh lệch nhiều so với giá điện vào giờ bình thường trong ngày.

3. Điều chỉnh điện áp:

Trong hệ thống có các nguồn NLTT bất định, việc duy trì điện áp trong giới hạn vận hành là rất quan trọng. BESS có khả năng phản ứng nhanh bằng cách sạc/xả để ổn định điện áp khi xảy ra hiện tượng tăng hoặc sụt điện áp. Tình trạng quá điện áp thường xuất hiện khi PVs phát vượt quá phụ tải khi nhu cầu tiêu thụ thấp, hoặc khi nguồn phân tán lớn kết nối tại một điểm gây vi phạm điện áp [42]. Các giải pháp như cắt giảm công suất PVs [43], bù công suất phản kháng bằng inverter [44], lắp đặt bộ điều áp [45], điều chỉnh nấc biến áp, hoặc cải tạo lưới [46] đã được đề xuất. Tuy nhiên, những giải pháp này có thể làm giảm hiệu quả kinh tế hoặc tốn kém. Điều chỉnh điện áp có thể thực hiện bằng công suất tác dụng hoặc phản kháng của BESS [47],[48]. BESS có thể hấp thụ năng lượng dư thừa từ PVs để giảm hiện tượng tăng điện áp, hoặc xả công suất tác dụng để làm tăng điện áp lưới [49]. Ngoài khả năng nạp/xả công suất tác dụng, hệ thống BESS với biến tần thông minh còn có thể cung cấp, hoặc hấp thụ công suất phản kháng để điều chỉnh điện áp phù hợp với yêu cầu lưới. Như vậy, BESS có thể hỗ trợ điều chỉnh điện áp do các nguồn phát điện hoặc do phụ tải tăng cao [50], [51], [52], [53], [54], [54]. Trong hệ thống điện dạng hybrid giữa PVs - gió - BESS, inverter của PVs có thể sạc cho BESS từ điện gió để giảm tăng điện áp vào ban đêm [55].

4. Điều chỉnh tần số:

BESS có thể sạc trong thời điểm PVs phát cao và xả trong các thời điểm phát thấp, giúp giảm dao động công suất và phản ứng nhanh với biến động tần số [56]. Điều khiển phối hợp PV và BESS là một giải pháp điều chỉnh tần số hiệu quả, trong đó BESS bù công suất khi PV phát thiếu công suất [57]. Trong các tình huống thiếu tần số nghiêm trọng, BESS có thể hỗ trợ bằng cách cung cấp năng lượng lưu trữ nhằm cắt giảm đỉnh (peak shaving) và đảm bảo cung cấp trong thời kỳ gió yếu [58], [59].

Sự phối hợp giữa tua-bin gió và BESS không chỉ nâng cao hiệu quả điều chỉnh tần số mà còn tối ưu hóa hiệu suất và tuổi thọ của ESS [60]. Tuabin gió đảm nhận phần lớn việc thay đổi công suất phát, trong khi BESS chỉ bù công suất dư thừa hoặc thiếu hụt nhỏ trong thời gian ngắn (giảm số lần sạc/xả sâu liên tục của BESS), nhờ đó vừa duy trì ổn định tần số, vừa kéo dài tuổi thọ và nâng cao hiệu suất khai thác của hệ thống BESS [61]. Việc sử dụng BESS hiệu quả không chỉ giảm tiêu thụ năng lượng không mong

muốn mà còn giảm dao động công suất từ gió, cung cấp thêm dịch vụ điều chỉnh mà không ảnh hưởng nhiều đến tuổi thọ của BESS.

Việc điều chỉnh tần số còn có thể thực hiện bằng cách tích hợp điều khiển trượt thông qua điều chỉnh góc cánh gió và sử dụng BESS [62]. Trong hệ thống điện dạng hybrid, BESS có thể hỗ trợ điều khiển tần số sơ cấp (primary frequency control) cho cả trường hợp tăng và giảm tần số trong giới hạn cho phép, trong khi máy phát diesel hỗ trợ điều chỉnh tần số thứ cấp (secondary control) [63].

5. Điều chỉnh cả điện áp và tần số:

BESS được chứng minh là giải pháp hiệu quả và tin cậy hơn so với các nguồn phát truyền thống như diesel trong việc duy trì cân bằng cung-cầu và hỗ trợ các dịch vụ phụ trợ như điều chỉnh điện áp và tần số, đặc biệt trong các tình huống vận hành độc lập sau sự cố, hoặc khi có sự biến đổi đầu vào của PVs, điện gió [64], [65].

Trong chế độ kết nối lưới, BESS giúp cải thiện hiệu suất động (dynamic performance) của hệ thống bằng cách giảm dao động điện áp và tần số [66]. Bộ biến đổi nguồn (VSC) điều khiển công suất tác dụng và phản kháng theo nhu cầu của lưới, trạng thái pin và biến động gió để duy trì điện áp và tần số ổn định [67], [68]. Trong chế độ vận hành lưới điện độc lập (islanding mode), sự phối hợp giữa BESS (điều chỉnh tần số) và inverter của PVs, hoặc điện gió (điều chỉnh công suất phản kháng) là giải pháp tối ưu để cải thiện ổn định cả điện áp và tần số cho hệ thống [69].

6. Thu lợi từ chênh lệch giá điện:

BESS được ứng dụng để tận dụng chênh lệch giá điện giữa giờ cao điểm và thấp điểm, có thể gọi là thu lợi từ chênh lệch giá (energy arbitrage). Trong thị trường điện cạnh tranh, BESS giúp lưu trữ điện vào giờ thấp điểm và xả vào giờ cao điểm nhằm tối đa hóa lợi nhuận [70]. BESS có vai trò trong việc chuyển năng lượng từ khung giờ rẻ sang khung giờ đắt để tối ưu chi phí vận hành, góp phần giảm chi phí hệ thống [71] [72]. Như vậy, việc tối ưu hóa vận hành sẽ tăng hiệu quả tài chính của BESS [73], và phối hợp các chức năng như dịch vụ điều tần và thu lợi từ chênh lệch giá có thể gia tăng lợi ích tổng thể của hệ thống năng lượng khi có BESS [74].

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:

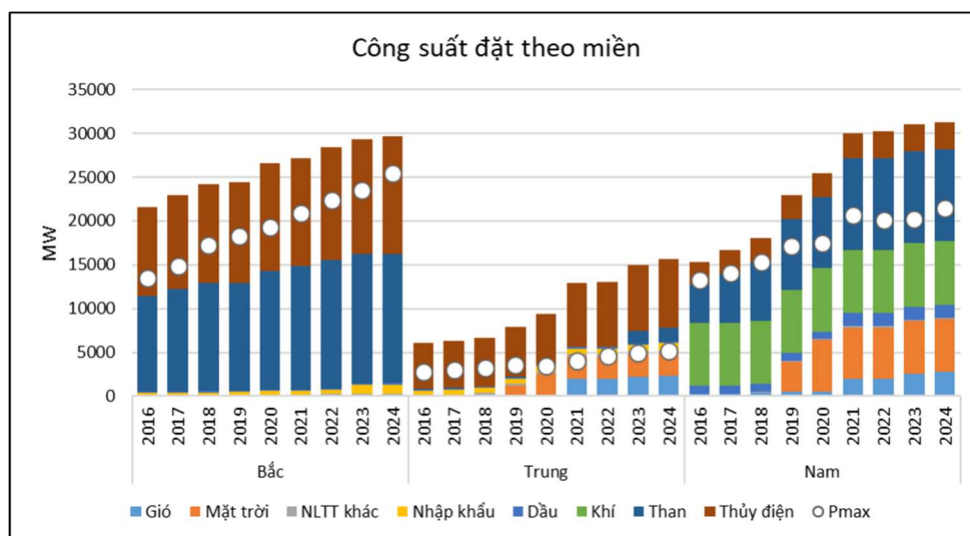
Hệ thống điện Việt Nam là một trong những hệ thống điện có tốc độ tăng trưởng cao. Tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm bình quân giai đoạn 2021-2024 đạt 7,1%/năm, tương ứng điện thương phẩm đạt 276 tỷ kWh năm 2024. Năm 2024, phụ tải cực đại toàn hệ thống đạt gần 49 GW. Miền Bắc và miền Nam là hai trung 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 [75].

- 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 [75].

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 [75]. Các loại hình nguồn còn lại hiện chiếm tỷ lệ nhỏ trong cơ cấu nguồn điện toàn quốc.



Hình 1.6. Công suất đặt nguồn điện theo miền giai đoạn 2016-2024 [75]

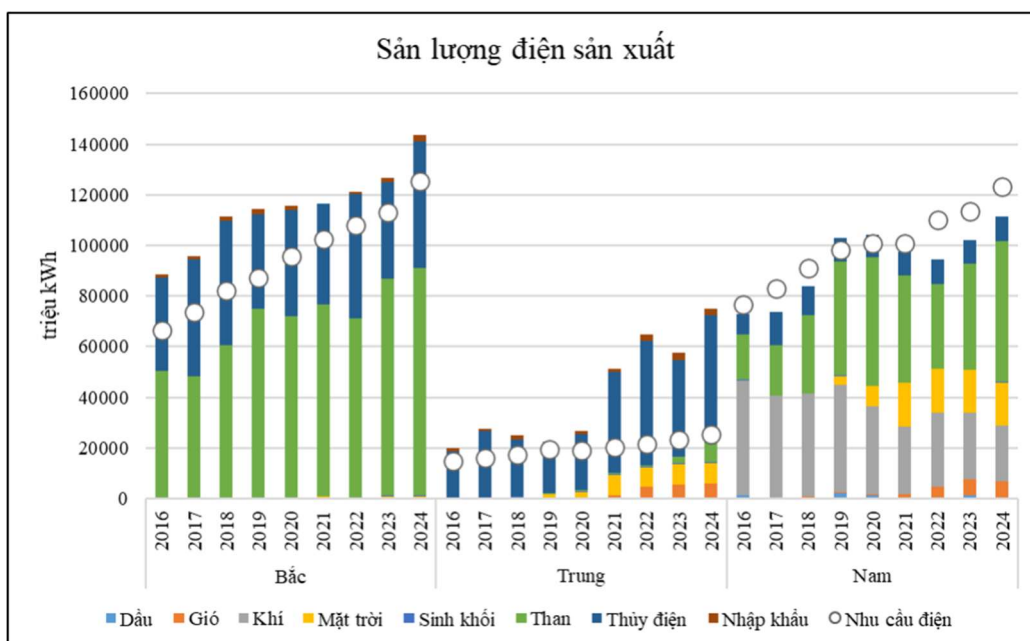
Xét trên phạm vi các miền, tình hình tăng trưởng công suất đặt (không tính tới ĐMT mái nhà) trong giai đoạn 2016 – 2024 được thể hiện trong hình trên đây. Năm 2024, tổng công suất đặt nguồn điện miền Bắc là 30 GW. Nguồn điện miền Bắc chủ yếu là nhiệt điện than và thủy điện, hai loại nguồn này chiếm 95% 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 [75]:

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 (Hình 1.7).



Hình 1.7. Sản lượng điện sản xuất theo miền Bắc, Trung, Nam giai đoạn 2016-2024 [75]

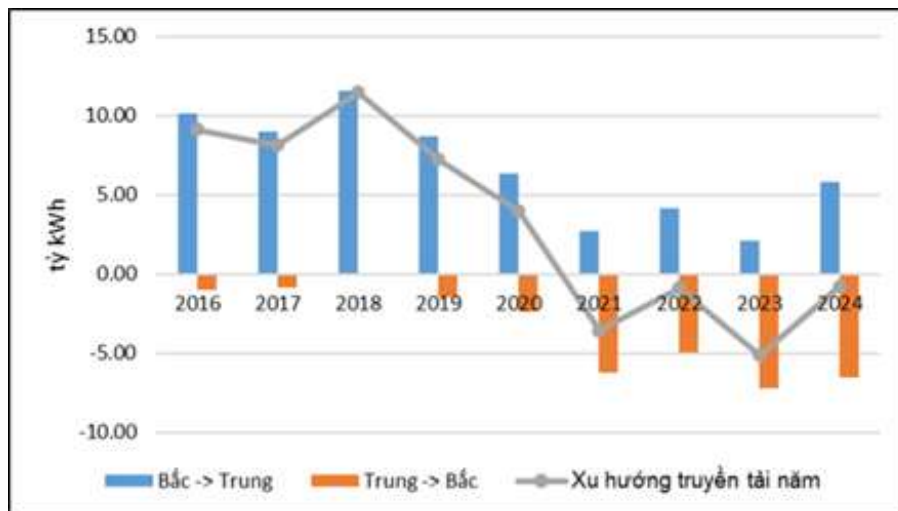
Hiện nay, điện sản xuất của miền Bắc chủ yếu là các nguồn nhiệt điện than và thủy điện, chiếm khoảng 98% tổng sản lượng điện sản xuất toàn miền. Sản xuất điện miền Trung chủ yếu là từ thủy điện, chiếm khoảng 67% trong tổng sản xuất điện của miền. Sản xuất điện của miền Nam chủ yếu từ than, khí, chiếm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

- Tình hình truyền tải điện năng giữa các vùng miền [75]:

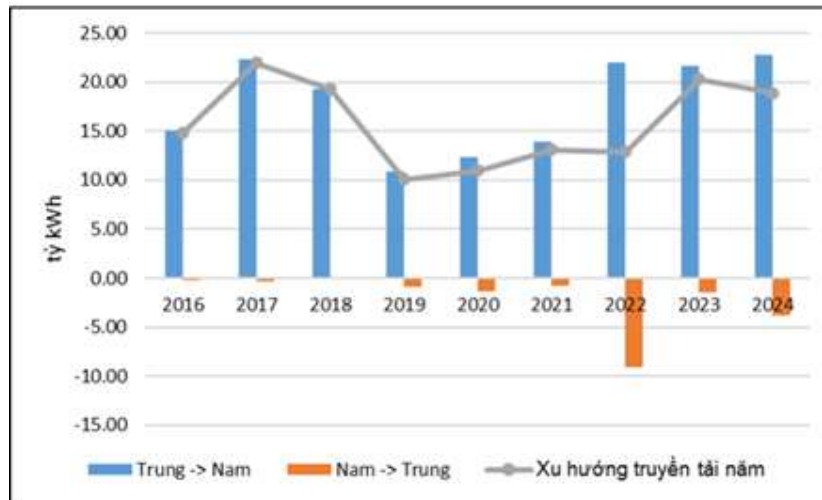
Miền Bắc và miền Nam thường xảy ra tình trạng thiếu điện năng và phải nhận thêm điện từ miền Trung qua lưới điện truyền tải liên miền. Miền Trung có xu hướng thừa điện do phụ tải thấp. Đặc biệt, từ năm 2019 trở lại đây, miền Trung và miền Nam được bổ sung một lượng lớn nguồn điện, chủ yếu là nguồn NLTT, 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.



Hình 1.8. Sản lượng điện truyền tải Bắc - Trung giai đoạn 2016-2024 [75]



Hình 1.9. Sản lượng điện truyền tải Trung - Nam giai đoạn 2016-2024 [75]

1.3.2. Quy hoạch phát triển điện lực

Trên cơ sở Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050, số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025, kế hoạch phát triển theo Phương án chuyển đổi nhiên liệu như sau [76]:

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 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. Pin lưu trữ phát triển phục vụ cho nhu cầu hệ thống và kết hợp với NLTT, bố trí gần các trung tâm nguồn NLTT, hoặc trên hệ thống điện tại các trung tâm phụ tải. 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 khung 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 tảng cho sự bùng nổ của các dự án NLTT. Theo quyết định này, các dự án ĐMT nối 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. 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 40 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 trong tổng số 40 bài công bố được tổng hợp tại nghiên cứu này (chiếm 7,5%). 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.

Nghiên cứu [77] 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. Các nghiên cứu [78] đã áp dụng phương pháp ra quyết định đa tiêu chí mờ (Fuzzy MCDM) 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. Nghiên cứu [79] 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 phòng 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 đạt được lợi ích đa mục tiêu

Các công trình nghiên cứu về tích hợp hệ thống năng lượng chiếm 13/40 số nghiên cứu được tổng hợp (32,5%). 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...

Một công bố nằm trong quá trình nghiên cứu Luận án này, bài báo [80] của Nghiên cứu sinh và các đồng tác giả cũng tiếp tục sử dụng HOMER phân tích tích hợp BESS vào một hệ thống điện áp mái tại một nhà máy sản xuất các sản phẩm nội thất từ gỗ Thuận Hưng tại Mê Linh, Hà Nội. Bài báo cho thấy việc tích hợp BESS trong hệ thống điện của Nhà máy Thuận Hưng chỉ thực sự hiệu quả khi đáp ứng các điều kiện phù hợp về kinh tế và kỹ thuật. Về kinh tế, BESS trở nên khả thi khi chi phí đầu tư giảm còn 50%, hoặc giá điện tăng từ 1,9 lần hiện tại. Về kỹ thuật, BESS đóng vai trò quan trọng trong đảm bảo cấp điện liên tục khi tần suất mất điện cao, giúp đảm bảo cung cấp điện khi tỷ lệ mất tải dưới 5%. Khi kết hợp với hệ PV quy mô phù hợp (khoảng 1,6 MW), BESS tối ưu hóa khả năng lưu trữ và khai thác NLTT hiệu quả hơn.

Nghiên cứu [81] của nhóm tác giả khác đã phân tích hệ thống ĐMT mái nhà kết hợp với BESS tại một nhà máy tại Hà Tĩnh để đạt được tự cung cấp năng lượng hàng năm. 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.

Nghiên cứu [82] 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.

Các nghiên cứu [83], [84] 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 8/40 nghiên cứu được rà soát (20%). Các nghiên cứu nhóm này ít về số lượng nhưng có ý nghĩa chiến lược quan trọng. Nghiên cứu [85] đã tiến hành phân tích sâu về tác động của biểu giá điện (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. Các nghiên cứu [86], [87] 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, 14/40 nghiên cứu (tương ứng chiếm 35%). 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.

Trong quá trình nghiên cứu Luận án này, Nghiên cứu sinh cùng các đồng tác giả đã công bố bài báo [88] đã sử dụng mô hình HOMER để mô phỏng các kịch bản và tìm kiếm cấu hình tối ưu chi phí cho hệ thống cung cấp điện khu vực Sơn Tây, Hà Nội bằng cách kết hợp ĐMT áp mái, lưu trữ năng lượng và máy phát diesel, xét trong cả chế độ nổi lưới và chế độ vận hành độc lập. Kịch bản nổi lưới, cấu hình tối ưu sử dụng 300.000 kW ĐMT áp mái và không cần lưu trữ cung cấp cho phụ tải điện Sơn Tây, giảm chi phí hệ thống xuống còn 465 triệu USD trong 25 năm, giảm 43% lượng phát thải CO₂, LCOE giảm từ 0,13 USD/kWh xuống 0,0536 USD/kWh. Kịch bản lưới điện Sơn Tây vận hành độc lập khi mất điện từ lưới chính, cần bổ sung 1.000 kW từ các máy phát điện diesel để đảm bảo cấp điện cho 46% phụ tải quan trọng.

Bài báo [89], đồng thời cũng là sản phẩm chính của Luận án, của chính tác giả Luận án và các đồng tác giả khác đã phân tích lưu trữ điện được áp dụng cho một nhà máy ĐMT nổi lưới thuộc hệ thống điện Việt Nam. Nghiên cứu sử dụng mô hình SAM để mô hình hóa và phân tích hiệu quả kinh tế - tài chính cho một NMDMT tại Bình Phước khi tích hợp BESS. Kết quả phân tích ảnh hưởng của giới hạn truyền tải đã làm tăng LCOE, giảm NPV và kéo dài thời gian thu hồi vốn của nhà máy. Do đó, BESS là một giải pháp nhằm giảm tổn thất điện năng từ cắt giảm công suất, điều độ công suất phát và tránh quá tải lưới điện. Tuy nhiên, LCOE của sản xuất điện sẽ tiếp tăng do BESS. Nghiên cứu đã tính toán và chứng minh một số mức hỗ trợ tài chính cần thiết đối với nhà máy, nhằm đảm bảo lợi ích cho chủ đầu tư dự án và cũng là nhiều lợi ích chung khác cho hệ thống điện.

Nghiên cứu [90] 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. Nghiên cứu [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 3/40 nghiên cứu được tổng hợp (7,5%). Trong lĩnh vực đánh

giá và lựa chọn công nghệ, nghiên cứu [78] 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 40 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. KHOẢNG TRỐNG NGHIÊN CỨU VÀ SỰ CẦN THIẾT, Ý NGHĨA CỦA ĐỀ TÀI

1.4.1. Khoảng trống nghiên cứu

Để xác định đóng góp của Luận án, mục 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 NMDMT 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. Điều này dẫn đến sự 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 truyền tải cho phép.

1.4.2. Sự cần thiết, ý nghĩa của đề tài

a. Sự cần thiết nghiên cứu:

Hệ thống điện Việt Nam đang đối mặt với hiện tượng cắt giảm công suất ĐMT vào giờ trưa và nghẽn truyền tải tại một số khu vực. BESS là giải pháp khả thi để dịch chuyển năng lượng sang các khung giờ có giá trị cao hơn và hỗ trợ độ tin cậy của hệ thống. 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 phần bù để $NPV=0$ và quy đổi theo công suất sẵn sàng.

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

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 bổ trợ:

- 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.

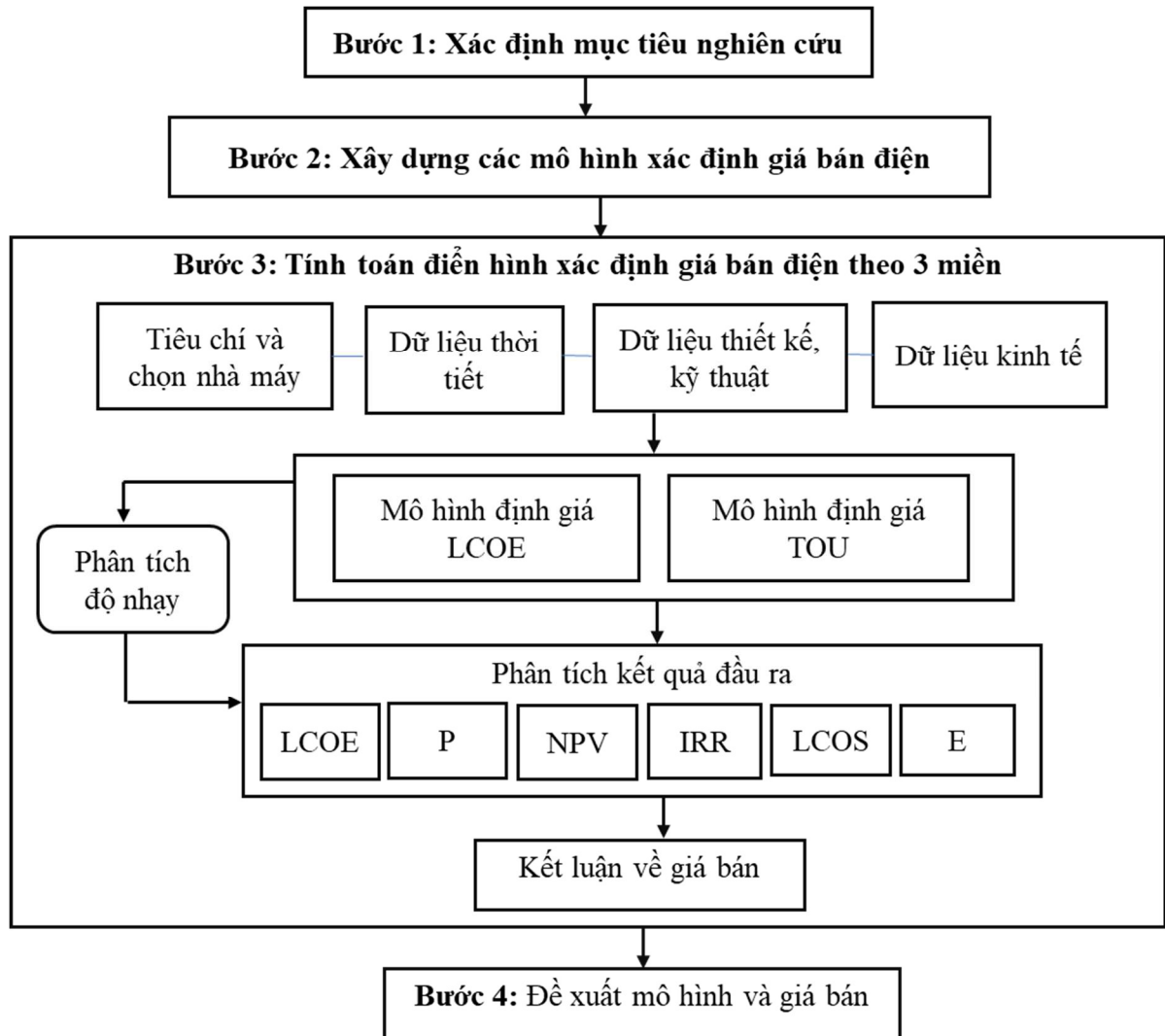
Việc đặt song song hai mô hình giúp vừa bảo đảm logic tài chính vòng đời, vừa phản ánh đúng giá trị hệ thống theo giờ, từ đó tạo định hướng lựa chọn quy mô BESS và giá bán điện cho hệ thống phù hợp theo khu vực, theo thời gian dưới ràng buộc truyền tải.

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. KHUNG NGHIÊN CỨU CỦA LUẬN ÁN

Trên cơ sở khoảng trống và mục tiêu nghiên cứu tổng quan được phân tích tại Chương 1, Luận án thực hiện nghiên cứu theo các bước như dưới đây (Hình 2.1).



Hình 2.1. Khung logic của nghiên cứu

Các bước cụ thể như sau:

Bước 1: Xác định mục tiêu nghiên cứu

Trên cơ sở các phân tích tổng quan đã trình bày tại Chương 1, Luận án đã xác định mục tiêu nghiên cứu chính là xây dựng mô hình xác định giá bán điện cho các mặt trời có hệ thống lưu trữ điện bằng pin lưu trữ trong điều kiện thị trường điện hiện nay tại Việt Nam.

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

Mô hình giá bán điện được xây dựng theo 2 dạng: Mô hình định giá một mức cố định, và mô hình định giá 2 mức theo giờ cao điểm và giờ bình thường.

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

(4.1). Xây dựng các tiêu chí lựa chọn và chọn các nhà máy điện mặt trời.

Dựa trên mục tiêu của nghiên cứu, bước đầu tiên, Luận án cần xây dựng các tiêu chí để lựa chọn số lượng các NMĐMT cho phân tích trong tổng số 121 nhà máy quy mô lớn nối lưới (theo số liệu năm 2021) tại Việt Nam.

Chọn các nhà máy điện mặt trời nối lưới tại Việt Nam đạt các các tiêu chí được xây dựng tại Bước 1.

(4.2). Mô phỏng các kịch bản xác định bán điện

Các thông số đầu vào được mô tả ở Bước 3 tiếp được sử dụng để đưa vào phân tích theo 2 kịch bản mô phỏng xác định giá bán đối với mỗi hệ thống PV-BESS của NMĐMT 3 miền:

Kịch bản 1: Xác định giá bán điện cố định cho dòng đời nhà máy trên cơ sở LCOE.

Kịch bản 2: Xác định giá bán điện 2 khung theo thời gian cao điểm và bình thường

Tập hợp dữ liệu đầu vào cho các dự án NMĐMT có BESS được thu thập, mô phỏng theo các nhóm:

(4.2.1). Nhóm dữ liệu về điều kiện thời tiết như GHI, tốc độ gió, nhiệt độ môi trường.

(4.2.2). Nhóm dữ liệu về kỹ thuật, bao gồm các cấu hình thiết kế hệ thống PV (số lượng các mô-đun trong một chuỗi, số chuỗi, góc nghiêng của tấm pin, khoảng cách giữa các dãy,...), các thông số kỹ thuật của các tấm pin mặt trời, inverter (loại, công suất đơn vị, số lượng, điện áp, dòng điện, hiệu suất...), các thông số kỹ thuật của BESS (loại pin lưu trữ, công suất, hiệu suất pin,..);

(4.2.3). Nhóm dữ liệu về kinh tế-kỹ thuật của nhà máy như chi phí đầu tư nhà máy, chi phí vận hành bảo dưỡng, tuổi thọ dự án, cấu trúc vốn vay, lãi suất vốn vay, thời gian vay, thuế thu nhập, giá bán điện (ký hiệu là P).

(4.3). Phân tích các kết quả đầu ra

Kết quả các chỉ số đầu ra của mỗi mô hình định giá điện bao gồm LCOE, P, NPV, LCOS và sản lượng điện năng của mỗi hệ thống PV-BESS theo các điều kiện ràng buộc.

Từ kết quả đầu ra của mô hình giá, nghiên cứu sử dụng phương pháp so sánh, đánh giá, bình luận, lý giải các nguyên nhân về những thay đổi của các chỉ số hiệu quả để tìm ra những phát hiện chính theo mỗi mô hình và mỗi điều kiện.

(4.4). Phân tích các yếu tố ảnh hưởng đến giá bán điện của dự án.

Phân tích các yếu tố liên quan, ảnh hưởng đến giá bán điện của các NMĐMT. Trong đó bao gồm các nhóm yếu tố:

- Phương pháp xác định giá
- Các đặc thù về vùng miền như điều kiện bức xạ, khả năng truyền tải lưới điện
- Cấu hình của hệ thống PV-BESS
- Chi phí đầu tư xây dựng, chi phí vận hành, thay thế của các nhà máy
- Các ràng buộc thị trường khác như khung giá bán điện.

(4.5). Phân tích độ nhạy trong từng mô hình định giá

Các thông số đầu vào hệ thống PV-BESS tiếp tục được thay đổi trong phân tích độ nhạy để nhận diện mức độ tác động, mức độ quan trọng của từng biến số đầu vào ảnh hưởng đến giá bán điện của các nhà máy trong từng mô hình định giá. Ngoài ra, phân tích độ nhạy còn giúp cho thấy mức độ rủi ro của giá bán nói riêng và rủi ro về tính khả thi tài chính dự án nói chung đối với chủ đầu tư.

Phần mềm SAM là mô hình được chọn làm công cụ mô phỏng trong nghiên cứu này.

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

Trên cơ sở những kết quả của Bước 2 và Bước 3, nghiên cứu đưa ra một số đề xuất đối với mô hình định giá và giá bán điện phù hợp theo những đặc thù riêng của mỗi NMĐMT có BESS tại Việt Nam.

2.2. CÁC KHÁI NIỆM CƠ BẢN

Trong lĩnh vực phân tích tài chính các dự án năng lượng, việc đánh giá hiệu quả kinh tế và khả năng thu hút đầu tư dựa trên một số chỉ số chuẩn đã được quốc tế công nhận. Các khái niệm dưới đây vừa là công cụ định lượng, vừa là cơ sở phương pháp luận để xây dựng và so sánh các mô hình định giá điện năng cho hệ thống ĐMT tích hợp lưu trữ.

2.2.1. 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).

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

2.2.2. Hệ số công suất

Hệ số công suất (capacity factor) là tỉ số giữa điện năng mà hệ thống thực phát trong năm đầu vận hành và điện năng tối đa có thể phát nếu hệ thống chạy liên tục ở công suất danh định (nameplate capacity) trong mọi giờ của năm.

Công thức tính:

$$\text{Hệ số công suất} = \frac{\text{Năng lượng năm 1 (kWh)}}{\text{Công suất danh định (kWdc hoặc kWac)} \times 8760 \left(\frac{\text{giờ}}{\text{năm}}\right)} \quad (2.1)$$

Hệ số công suất của hệ thống PV có thể tính theo công suất danh định phía DC hoặc công suất danh định phía AC, do đó ta có hệ số công suất DC, và hệ số công suất AC tương ứng.

2.2.3. Chi phí sản xuất điện quy dẫn

Chi phí sản xuất điện quy dẫn (Levelized Cost of Electricity, LCOE) là chỉ số được sử dụng phổ biến để phản ánh chi phí bình quân sản xuất 1 kWh điện trong suốt vòng đời dự án. Công thức tổng quát của LCOE như sau [9]:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{\text{CAPEX}_n + \text{OPEX}_n + F_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{E_n}{(1+i)^n}} \quad (2.2)$$

Trong đó: CAPEX_n là chi phí đầu tư năm n;

OPEX_n là chi phí vận hành và bảo dưỡng năm n

F_n là chi phí nhiên liệu năm n

N là tổng số năm dòng đời dự án.

i là tỷ lệ chiết khấu (%/năm).

2.2.3. Chi phí lưu trữ điện quy dẫn

Chi phí lưu trữ điện quy dẫn (the Levelized Cost of Storage, LCOS) là tổng chi phí toàn bộ dòng đời của BESS được tính cho 1 kilowatt-giờ điện được xả bởi BESS. Đây là chỉ số quan trọng để so sánh công nghệ lưu trữ và đánh giá tác động của BESS tới LCOE toàn hệ thống. Phương trình xác định LCOS theo phương trình dưới đây [92-95]:

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

Trong đó:

$CAPEX_{BESS,0}$ là chi phí đầu tư ban đầu của ESS ở năm 0 của BESS;

$OPEX_n$ là chi phí vận hành của ESS ở mỗi năm thứ n ;

$CAPEX_{BESS,rep,n}$ là chi phí tái đầu tư, thay thế cho ESS ở tại năm;

$P_{energy,n}$ là giá điện ở năm n ;

$E_{BESS,char,n}$ là đầu vào điện năng được sạc cho BESS tại năm n ;

$R_{BESS,n}$ là giá trị thu hồi ở cuối dòng đời của BESS xảy ra tại năm n ;

$E_{BESS,dis,n}$ là năng lượng xả ra từ BESS tại năm n .

2.2.4. Giá trị hiện tại ròng

Giá trị hiện tại ròng (NPV) là chênh lệch giữa tổng giá trị hiện tại của các dòng tiền thu được trong từng năm thực hiện dự án với vốn đầu tư bỏ ra được hiện tại hóa ở thời điểm phân tích. NPV được xác định bằng công thức sau:

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

Trong đó: CF_n là dòng tiền ròng hàng năm của dự án ở năm n .

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

2.2.5. Tỷ suất hoàn vốn nội bộ

Tỷ suất hoàn vốn nội bộ (Internal Rate of Return, 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 bộ của dự án là lãi suất r 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. Với PV-BESS, IRR nhạy cảm mạnh với giá điện đầu ra và chi phí lưu trữ.

2.2.6. Chỉ tiêu thời gian hoàn vốn đầu tư

Một trong những điều quan tâm của nhà đầu tư là sau bao nhiêu thời gian thì có thể thu hồi được vốn đầu tư. Thời gian hoàn vốn đầu tư (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:

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

2.2.7. Chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền

Chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền (Weighted Average Cost of Capital, 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.

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

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

1) Các chỉ số kinh tế truyền thống: LCOE và LCOS

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 [96]. Tuy nhiên, đối với PV-BESS, LCOE có một số hạn chế, bởi nó chỉ phản ánh chi phí sản xuất, trong khi giá trị của BESS chủ yếu nằm ở khả năng dịch chuyển năng lượng theo thời gian.

Để khắc phục, nhiều nghiên cứu đề xuất chỉ số LCOS nhằm tính toán chi phí lưu trữ và phát điện lại từ BESS [92]. 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.

2) Hợp đồng mua bán điện

Nhiều quốc gia áp dụng cơ chế hợp đồng mua bán điện (PPA) để tạo nguồn doanh thu ổn định cho nhà đầu tư. PPA truyền thống quy định mức giá cố định hoặc công thức giá điều chỉnh trong suốt thời hạn hợp đồng [97]. 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.

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 [98].

Giá bán điện tách biệt giữa giá điện năng và giá dịch vụ lưu trữ: Trong thiết kế này, phần điện năng từ PV được mua theo một mức giá PPA riêng, trong khi năng lượng phát ra từ BESS (hoặc dịch vụ mà BESS cung cấp, như công suất dự phòng hay dịch chuyển tải) được thanh toán theo một mức giá 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). Ví dụ, 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 hữu dụng. Kết quả cho thấy khi chi phí BESS được đưa đầy đủ vào hợp đồng, thời gian hoàn vốn kéo dài hơn so với PPA chỉ tính riêng phần PV [97]. 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 [99].

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.

3) Thị trường dịch vụ phụ trợ và giá 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 [99-101]. 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 [102].

Đây là cách tiếp cận định giá phổ biến hiện nay, nhưng đòi hỏi thị trường điện hoàn chỉnh và cơ chế điều tiết minh bạch, mà Việt Nam hiện chưa có.

4) Định giá theo TOU và cơ chế chênh lệch giá điện

Ở nhiều quốc gia châu Á và Mỹ Latin, 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 rẻ và phát điện vào giờ đắt [103]. Do đó, đối với hệ thống PV-BESS, TOU đặc biệt hiệu quả vì cho phép thể hiện lợi ích dịch chuyển năng lượng một cách trực tiếp. Nhà đầu tư có thể dự báo doanh thu dựa trên chênh lệch giá TOU. Đây cũng là hướng tiếp cận phù hợp với Việt Nam, nơi đã áp dụng khung giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT (2025) và chưa có cơ chế TOU cho NLTT.

5) Các chỉ số mở rộng: LROE, LPOE, LROE

Ngoài các chỉ số truyền thống như LCOE, nhiều nghiên cứu quốc tế trong những năm gần đây đã đề xuất các thước đo mở rộng nhằm phản ánh đầy đủ hơn hiệu quả tài chính và giá trị hệ thống của các dự án PV-BESS. Một trong số đó là doanh thu điện quy dẫn (Levelized Revenue of Electricity, LROE), là giá trị doanh thu bình quân trên mỗi MWh điện năng được sản xuất trong toàn bộ vòng đời dự án. Về mặt phương pháp, LROE được tính toán tương tự LCOE, nhưng thay vì quy đổi chi phí hiện tại tại ròng, chỉ số này quy đổi dòng doanh thu hiện tại tại ròng, từ đó cho thấy mức giá điện hiệu quả mà

thị trường sẵn sàng trả. Khi so sánh với LCOE, nếu LROE lớn hơn LCOE, dự án có khả năng sinh lợi, ngược lại thì dự án không khả thi về mặt kinh tế [104].

Chỉ số lợi nhuận điện quy dẫn (Levelized Profit of Electricity, LPOE) được sử dụng để phản ánh lợi nhuận ròng bình quân trên mỗi MWh điện năng. LPOE chính là chênh lệch giữa LROE và LCOE, qua đó thể hiện rõ ràng mức độ sinh lời hoặc thiếu hụt của dự án. Khi LPOE dương, dự án tạo lợi nhuận; khi LPOE âm, dự án cần đến cơ chế hỗ trợ để đạt trạng thái hòa vốn. Đây là một công cụ trực quan, giúp các nhà hoạch định chính sách xác định khoảng hỗ trợ cần thiết như trợ cấp, ưu đãi tín dụng, hoặc phí dịch vụ nhằm đưa dự án vào vùng khả thi [105].

Bên cạnh đó, LCOS ngày càng được áp dụng để đánh giá riêng phần lưu trữ. LCOS đại diện cho chi phí quy đổi bình quân trên mỗi MWh điện năng được xả ra từ hệ thống BESS, bao gồm toàn bộ chi phí đầu tư, thay thế và vận hành trong suốt vòng đời. Chỉ số này thường cao hơn LCOE, bởi nó phản ánh chi phí riêng cho dịch vụ lưu trữ, không phân bổ trên toàn bộ sản lượng PV. Trên thực tế, LCOS được coi là một ngưỡng tham chiếu quan trọng để so sánh với giá bán điện trong các cơ chế TOU hoặc giá dịch vụ phụ trợ; nếu giá thị trường thấp hơn LCOS, BESS khó có thể vận hành hiệu quả nếu không có cơ chế hỗ trợ bổ sung [106].

Tổng hợp lại, các chỉ số mở rộng này cho phép đánh giá dự án PV-BESS theo hướng toàn diện hơn: LCOE cung cấp cái nhìn về chi phí tối thiểu, LROE phản ánh tiềm năng doanh thu, LPOE đo lường lợi nhuận ròng, trong khi LCOS cho thấy mức chi phí riêng của dịch vụ lưu trữ. Sự kết hợp của các chỉ số này giúp nâng cao tính minh bạch trong đánh giá hiệu quả kinh tế và tạo cơ sở khoa học để thiết kế các chính sách hỗ trợ phù hợp với bối cảnh từng quốc gia.

6) Nhận xét tổng hợp

Qua tổng quan quốc tế có thể rút ra một số điểm chính:

- LCOE, LCOS đóng vai trò là các ngưỡng kinh tế cơ bản, nhưng chưa phản ánh đầy đủ giá trị BESS.
- PPA giúp ổn định tài chính nhưng kém linh hoạt trong tối ưu lợi ích BESS.
- Dịch vụ phụ trợ và phí công suất là cơ chế tiên tiến, song cần thị trường điện cạnh tranh.
- Định giá theo TOU là phương án thực tế nhất với các nước đang phát triển, trong đó có Việt Nam.
- Các chỉ số mở rộng (LROE, LPOE, LCOS) có thể bổ sung thêm đánh giá về lợi nhuận - doanh thu, lưu trữ cho phân tích chính sách.

Từ phân tích trên ta thấy, khoảng trống nghiên cứu ở Việt Nam: khung giá điện hiện hành chủ yếu dựa trên LCOE, trong khi chưa tính đến giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS. Do vậy, việc xây dựng mô hình kết hợp giữa LCOE (giá sàn kinh tế) và TOU (lợi ích dịch chuyển) như trong luận án này là cần thiết, vừa bám sát thực tiễn quốc tế, vừa phù hợp bối cảnh Việt Nam. Do đó, phần dưới đây nghiên cứu tiếp tục trình bày chi tiết về 2 mô hình xác định giá bán điện được chọn phân tích cho Việt Nam bao gồm:

1. Mô hình xác định giá cố định trên cơ sở LCOE của hệ thống, có thể gọi tắt là mô hình LCOE.

2. Mô hình định giá 2 thành phần theo giờ cao điểm, giờ bình thường và thanh toán công suất BESS, có thể gọi tắt là mô hình TOU.

2.3.2. 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 % 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.

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.

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

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

Chỉ khi $LCOE \leq P_{trần}$, 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 $TLL = \alpha \times 40$ 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 $E_{BESS,dis}$.

+ Tổng sản lượng khả dụng của hệ thống PV-BESS trong giờ cao điểm (từ 17h00 đến 20h00) là:

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

Trong đó, $E_{PV-BESS}$ là năng lượng đầu ra theo từng bước thời gian của từng tổ hợp công suất và dung lượng BESS, và giới hạn truyền tải α .

5) Mô hình tài chính và cách tính LCOE

Tổng giá trị hiện tại của chi phí dòng đời dự án ($TC_{PV-BESS}$, đơn vị: USD):

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

Trong đó: $C_{PV,n}$ và $C_{BESS,n}$ bao gồm chi phí đầu tư ban đầu, chi phí vận hành bảo dưỡng và chi phí thay thế ở năm n cho hệ thống PV và BESS tương ứng.

Tổng giá trị hiện tại của sản lượng điện của toàn dòng đời dự án ($E_{PV-BESS}$, đơn vị: kWh):

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

Chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE, đơn vị: USD/kWh):

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

6) Điều kiện chấp nhận dự án

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

Nếu $LCOE > P_{trần}$: 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 $P_{trần}$ 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 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 $TLL = \alpha \times 40$ (MW);
- + Giá trần ($P_{trần}$) 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 $E_{PV,t}$; $E_{BESS,t}$.

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 $P_{tràn}$

Bước 7: Trả lời kết quả về sự so sánh giữa LCOE và $P_{tràn}$ để xác định khoảng giá khả thi: Nếu $LCOE \leq P_{tràn}$, suy ra phạm vi giá bán khả thi $P = [LCOE, P_{tràn}]$.

Nếu $LCOE > P_{tràn}$, 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.

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

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

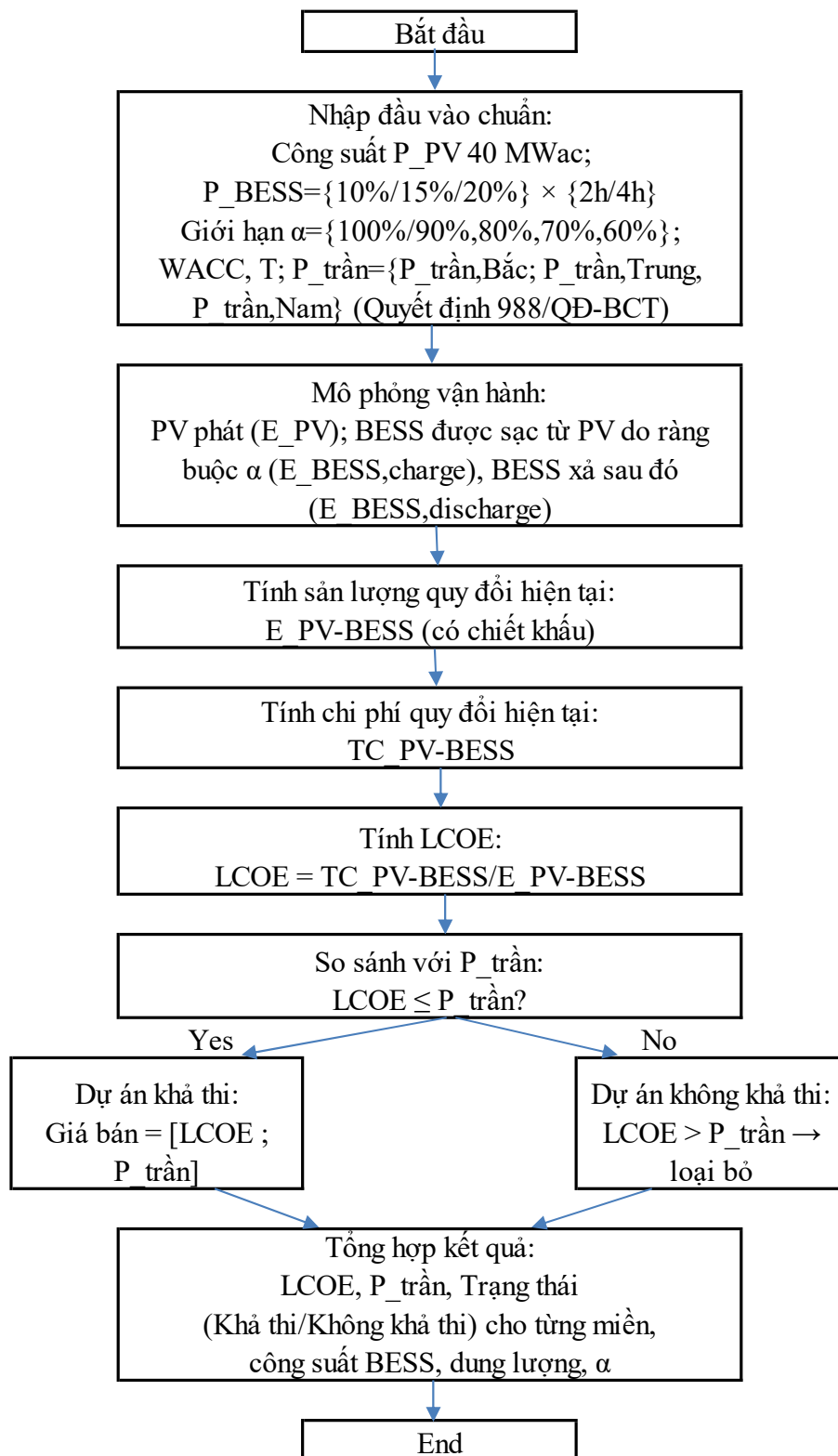
1. Cơ sở pháp lý và thị trường:

Tương tự, mô hình xác định giá bán điện theo thời gian cao, thấp điểm xuất phát từ quy định tại:

- 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: $P \leq P_{tràn}$.

- 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.



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

2. 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.

3. Đề xuất cấu trúc giá 2 mức:

Mặc dù hiện nay, khung giờ TOU bán điện của EVN cho khách hàng lớn 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 ban ngày, từ 6h00 đến 17h00, khi hệ thống PV phát điện trực tiếp lên lưới theo ràng buộc truyền tải, đồng thời sạc BESS. 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 từ phương trình:

$$P_{bt} = \frac{P_{tr}}{TOU} \quad (2.13)$$

Tỷ lệ TOU được xác định ở mức vừa đảm bảo khoảng chênh lệch giá giữa hai khung giờ cao điểm và giờ bình thường nhằm khuyến khích dịch chuyển năng lượng, đồng thời vừa ở mức không quá cao sẽ làm giảm mức giá giờ bình thường, từ đó làm giảm hiệu quả của dự án. Do đó, TOU trong nghiên cứu này được giả định phân tích theo 2 mức: $TOU=(1,2; 1,3)$. Bằng cách xác định giá cao điểm và bình thường như trên

tạo tín hiệu vận hành BESS xả vào khoảng thời gian từ 17h00 đến 20h00 cho nhu cầu đỉnh.

4. 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 MWac), 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: 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. 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} .

Tổng năng lượng đầu ra từ hệ thống trong từng điều kiện về công suất BESS và giới hạn truyền tải:

$$E_{năm} = E_{cao} + E_{bt} \quad (2.14)$$

5. Mô hình tài chính và cách quy đổi thanh toán công suất BESS:

- Doanh thu điện năng theo 2 mức giá:

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

- NPV dự án của hệ thống PV-BESS:

Dòng tiền của dự án được tính toán bằng cách cộng doanh thu điện năng với các nguồn thu khác (nếu có), trừ đi chi phí đầu tư, chi phí vận hành và bảo dưỡng, chi phí thay thế BESS trong vòng đời (nếu có), cùng các nghĩa vụ tài chính. Từ dòng tiền này, giá trị hiện tại ròng (NPV) của dự án được tính theo công thức:

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

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.

$C_{PV,n}$: Chi phí đầu tư, O&M và thay thế liên quan đến hệ thống PV ở năm n .

$C_{BESS,n}$: 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:

Nếu kết quả NPV nhỏ hơn 0, phần thiếu hụt này được coi như chi phí cân bù đắp để dự án đạt mức NPV bằng 0. Khoản thiếu hụt được quy đổi thành thanh toán công suất cho BESS tính cho công suất cam kết (đơn vị kW-tháng). Công thức xác định mức thanh toán công suất bình quân tháng cho BESS (F) là (đơn vị: USD/kW-tháng):

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

Trong đó: $WACC_m = WACC/12$ là tỷ lệ chiết khấu tài chính bình quân theo tháng (%/tháng); P_{BESS} là công suất cam kết của BESS (kW).

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 đấu 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 NMDMT theo nhiều kịch bản công suất và dung lượng của BESS, điều kiện giới hạn truyền tải.

6. 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 ($F_{kW-tháng}$), 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 dưới đây.

2.3.4. 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 cũng như 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 (MWh), công suất (MW), và công nghệ pin (Li-ion, LFP,...). 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.

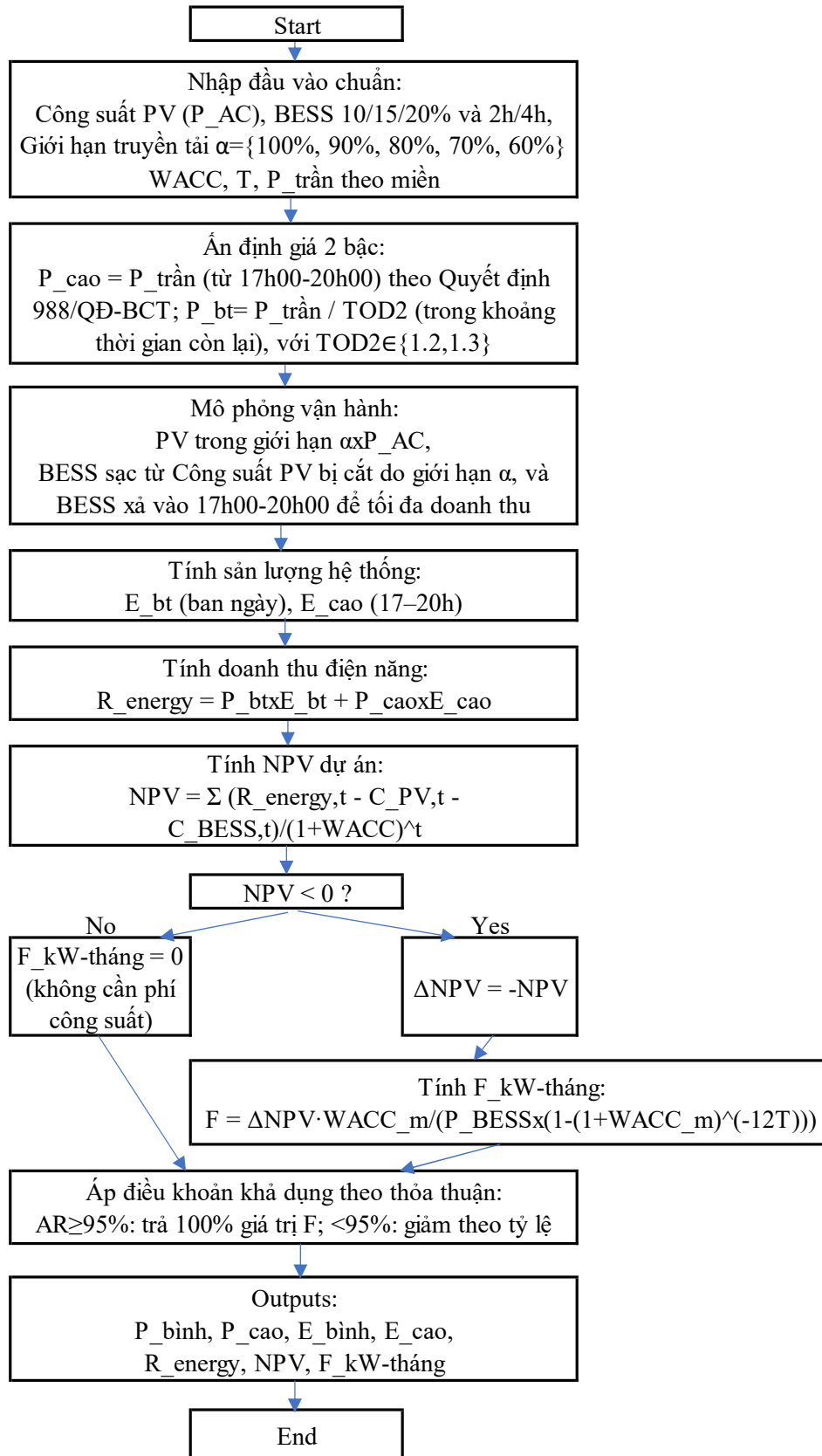
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng và chi phí thay thế cũng tác động đáng kể, đặc biệt đối với BESS có vòng đời cell ngắn hơn vòng đời dự án.

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).

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.



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

- 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 $LCOE > P_{\text{trần}}$. 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_{csh} là 12%. Tuy nhiên nếu giá bán điện nhỏ hơn LCOE thì IRR_{csh} 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 giá 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 NMDMT:

- 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 NMĐMT 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.

2.4. CÔNG CỤ MÔ PHỎNG SAM

2.4.1. Giới thiệu chung về mô hình SAM

Hiện nay, có nhiều công cụ để mô phỏng và phân tích tính khả thi của một NĐMT như PV Watts, PVGIS, PV-Online, PV*SOL, PVsyst và SAM [107].

Phần mềm System Advisor Model (SAM) do Bộ Năng lượng Hoa Kỳ (U.S. Department of Energy – DOE) và Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia (NREL) phát triển và cung cấp hoàn toàn miễn phí theo giấy phép sử dụng công khai cho nghiên cứu và đào tạo [108]. SAM đã được sử dụng rộng rãi trong các nghiên cứu học thuật quốc tế liên quan đến phân tích chi tiết các đặc thù về kỹ thuật, đánh giá hiệu quả kinh tế và vận hành hệ thống NLTT nói chung, PV-BESS nói riêng. SAM có nền tảng cơ sở dữ liệu và các modul phân tích cho các loại dự án năng lượng mặt trời, gió, năng lượng sinh khối, địa nhiệt, thủy điện, và ESS. SAM đã được sử dụng rộng rãi trong nhiều nghiên cứu để đánh giá hiệu suất kỹ thuật - kinh tế [109, 110], hoặc tối ưu hóa hệ thống NLTT [111, 112].

Luận án sử dụng phiên bản SAM 2025.4.16 được tải từ nguồn chính thức NREL. Tất cả các thuật toán mô phỏng trong SAM, bao gồm mô hình PV và BESS, được công bố minh bạch trong tài liệu kỹ thuật của NREL; do đó, kết quả mô phỏng bảo đảm tính tin cậy, có thể kiểm chứng và tuân thủ bản quyền phần mềm. Do đó, công cụ này được lựa chọn là công cụ phù hợp với mục tiêu của nghiên cứu này.

Các tính năng chính:

SAM cung cấp một loạt các mô hình cho phép người dùng mô phỏng chi tiết hoạt động của các hệ thống năng lượng khác nhau. Với khả năng mô phỏng các hệ thống như pin mặt trời (PV), nhiệt điện mặt trời (CSP), và hệ thống lưu trữ, SAM giúp người dùng dự đoán hiệu suất sản xuất điện, đồng thời phân tích tài chính và xác định các chỉ số như giá trị hiện tại ròng (NPV), thời gian hoàn vốn (payback period) và tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR).

Công cụ này hỗ trợ nhiều loại hình tài trợ như mô hình tài chính cho dự án quy mô nhỏ, trung bình và lớn, cũng như phân tích các khoản đầu tư bằng cách sử dụng các yếu tố chi phí như chi phí vốn, chi phí vận hành và bảo trì, và tính toán các chính sách ưu đãi.

Khả năng mô phỏng và tính toán chi tiết:

SAM hỗ trợ nhiều tùy chọn mô phỏng cho các loại công nghệ khác nhau. Đối với hệ thống PV, người dùng có thể lựa chọn mô hình chuỗi, mô hình một lớp và hai lớp, giúp tính toán sản lượng điện phụ thuộc vào góc nghiêng, hướng lắp đặt, và các yếu tố thời tiết cụ thể. Đối với hệ thống CSP, SAM có khả năng mô phỏng hệ thống thu gom

năng lượng mặt trời với bộ lưu trữ nhiệt, giúp xác định hiệu suất hoạt động trong các điều kiện thời tiết thay đổi.

Ngoài ra, SAM có một cơ sở dữ liệu thời tiết toàn cầu để người dùng chọn vùng địa lý cụ thể, hoặc nhập dữ liệu thời tiết tùy chỉnh. SAM cũng cho phép người dùng tùy chỉnh các thông số hệ thống như diện tích lắp đặt, hiệu suất bộ biến tần, độ che phủ mặt đất (GCR), giúp phân tích thiết kế kỹ thuật chi tiết.

Phân tích tài chính:

Một trong những điểm mạnh của SAM là khả năng phân tích tài chính linh hoạt. SAM cho phép người dùng thử nghiệm các mô hình tài chính khác nhau như mua lại (PPA), cho vay, hoặc mô hình sở hữu tự do. Ngoài ra, SAM cung cấp các tính năng cho phép người dùng điều chỉnh các yếu tố tài chính như tỷ lệ chiết khấu, lãi suất, và thời gian hoàn vốn, giúp xác định khả năng sinh lời của dự án dưới các kịch bản kinh tế khác nhau.

SAM được sử dụng rộng rãi trong nghiên cứu và phát triển các dự án NLTT nhờ vào khả năng phân tích toàn diện từ khía cạnh kỹ thuật đến tài chính. SAM không chỉ hữu ích cho các nhà nghiên cứu và kỹ sư, mà còn là một công cụ hiệu quả cho các nhà đầu tư và nhà hoạch định chính sách khi đánh giá các yếu tố tác động đến hiệu quả của các dự án NLTT.

2.4.2. 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 [113].

Công suất đầu ra của mô-đun PV được tính toán theo công thức (2.18) [113]:

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

Trong đó:

G là bức xạ hiệu quả truyền đến các tế bào (cell pin) (W/m^2)

η_m là hiệu suất chuyên 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 ($\%/^{\circ}C$)

T_c nhiệt độ tế bào ($^{\circ}C$).

Bức xạ hiệu quả được tính toán theo công thức sau [113]:

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

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) ($^{\circ}C$) [113]:

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

Trong đó:

T_a là nhiệt độ môi trường ($^{\circ}C$)

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 [113]:

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

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

Công suất đầu ra của mỗi hệ thống con thứ n của các mô-đun PV được tính bằng công thức (2.22) [113]:

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

Trong đó:

$N_{modules}$ là số các mô-đun PV trên một chuỗi.

$N_{strings,n}$ là số chuỗi PV được phân bổ cho dãy con n.

$P_{mp,n}$ là công suất DC của mô-đun PV thứ n (W).

$F_{DCss,n}$ là hệ số tính đến tổn thất DC tự áp bóng của mô-đun PV thứ n

$F_{DC,n}$ là hệ số tính đến tổn thất điện DC của mô-đun PV thứ n

$F_{snow,n}$ là hệ số tính đến tổn thất do tuyết của mô-đun PV thứ n.

Công suất đầu ra của hệ thống PV là tổng của các giá trị đầu ra công suất của các hệ thống con theo công thức (2.23) dưới đây [113]:

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

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

Hiệu suất chuyển đổi DC-AC của inverter:

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

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.

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

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 (%).

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

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

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

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

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

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:

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

2.4.3. 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 SOC. SOC của pin tại một thời điểm xác định (Q_t) được định nghĩa là tỷ lệ giữa dung lượng còn lại tại thời điểm đó ($E_{BESS,t}$) so với dung lượng tối đa ($E_{BESS,max}$) của pin [114]. Công suất xả của pin cũng bị ảnh hưởng bởi chỉ số C-rate, là thước đo công suất có thể được xả trong một giờ so với dung lượng tối đa. Ví dụ, nếu một pin có dung lượng 100 kWh và có C-rate = 1-C, có nghĩa nó có thể cung cấp công suất xả tối đa là 100 kW trong 1 giờ trước khi hết năng lượng. Nếu C-rate = 0.5-C, pin chỉ có thể xả tối đa 50 kW và cần 2 giờ để xả hết. Nếu C-rate = 2-C, pin có thể xả tối đa 200 kW nhưng sẽ hết năng lượng trong 0.5 giờ. Ngoài SOC và C-rate, công suất xả tối đa còn phụ thuộc vào mức SOC tối thiểu (Q_{min}) cần được duy trì trong pin [115].

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

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

$$P_D = (Q_t - Q_{min}) \frac{E_{BESS}}{1h} \quad (2.33)$$

Trong đó, Q_t và Q_{min} được tính theo phần trăm, E_{BESS} được tính bằng kWh, còn P_C và P_D được tính bằng kW.

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

Phần mềm SAM của NREL cung cấp 04 tùy chọn về điều phối BESS trước công tơ, cho phép mô phỏng và tối ưu hóa hoạt động của BESS trong các hệ thống ĐMT. Các phương pháp điều phối này khác nhau về độ chi tiết, mức độ tự động hóa và mục tiêu vận hành. Các chiến lược điều phối có thể để hệ thống tự động hoàn toàn điều phối BESS nhằm tối đa lợi ích, đến điều phối thủ công, hoặc theo chuỗi thời gian do người

sử dụng có thể lựa chọn và sắp đặt. Trong đó, cụ thể 4 phương pháp điều phối BESS trong tích hợp với hệ thống PVs trong SAM bao gồm:

- Điều phối tự động (Automated Dispatch)
- Điều phối làm mượt ĐMT (PV Smoothing)
- Điều phối theo chuỗi thời gian tùy chỉnh (Dispatch to Custom Time Series)
- Điều phối thủ công (Manual Dispatch).

Điều phối tự động là một trong những phương pháp điều phối BES trong SAM. Trong chiến lược này, thuật toán của SAM tính toán công suất cho BESS tại mỗi bước thời gian, nhằm mục tiêu tối đa hóa doanh thu từ việc bán điện ra lưới. BESS được sạc hoặc xả để đạt mục tiêu này, đồng thời tuân thủ các điều kiện (hay giới hạn) về kỹ thuật như SOC, dung lượng khả dụng và hiệu suất chuyển đổi năng lượng. Phương pháp điều phối tự động này phản ứng linh hoạt theo biến động giá điện trên thị trường và có thể sử dụng các dự báo hoàn hảo hoặc dữ liệu dự đoán tùy chỉnh. Hơn nữa, SAM có thể tích hợp chi phí khấu hao chu kỳ sử dụng BESS vào quyết định điều phối, giúp phản ánh chi phí thay thế thiết bị trong tương lai.

Phương pháp thứ hai là làm mượt đầu ra của ĐMT, hướng tới mục tiêu làm giảm mức độ thay đổi của công suất đầu ra từ hệ thống PV-BESS. Ví dụ, trên các thời điểm có những đám mây đi qua, đầu ra của hệ thống PV có thể dao động mạnh, ảnh hưởng đến sự ổn định của lưới điện. Trong phương pháp này, BESS được điều phối để làm phẳng biến động công suất bằng cách đáp ứng một mục tiêu công suất được xác định theo thuật toán điều khiển. Tuy nhiên, thuật toán của phương pháp này yêu cầu dữ liệu thời tiết có độ phân giải cao (tối đa 15 phút) và có thể kết hợp các dự báo ngắn hạn để cải thiện hiệu quả của vận hành BESS cho hệ thống. Ngoài ra, các ràng buộc như giới hạn tốc độ thay đổi công suất (ramp rate), giới hạn công suất AC tối đa và tối thiểu cũng có thể được chọn, để đảm bảo an toàn cho hệ thống.

Thứ 3 là phương pháp điều phối theo chuỗi thời gian tùy chỉnh. Với chiến lược này, người phân tích cung cấp, hay đặt các lựa chọn trực tiếp về chuỗi thời gian của công suất sạc và xả cho BESS. Từ đó, hệ thống vận hành sẽ thực hiện theo đúng mục tiêu được sắp đặt tại mỗi bước thời gian. Lựa chọn này sẽ là hữu ích khi người dùng có sẵn chiến lược vận hành cho BESS dựa trên mô hình được xây dựng từ bên ngoài, hoặc cần điều phối phù hợp với các tín hiệu điều khiển cụ thể, ví dụ như theo yêu cầu từ nhà điều hành lưới ở từng bước thời gian.

Cuối cùng, điều phối thủ công cung cấp khả năng điều khiển toàn diện nhưng yêu cầu cấu hình chi tiết. Người phân tích cần xác định thời điểm sạc/xả đối với BESS theo các khung thời gian định trước (tối đa 6 khung thời gian trong 1 ngày) cho lịch vận hành theo các ngày trong tuần, các tháng trong năm. Trong từng khung thời gian, người dùng

có thể xác định mức cho phép sạc từ hệ thống, hoặc từ lưới điện, cũng như tỷ lệ xả vào lưới. Lựa chọn điều phối này là thích hợp khi người phân tích muốn sắp xếp BESS vận hành tuân theo một lịch trình cố định, như BESS sẽ được sạc điện vào các khung giờ thấp điểm, giá thấp điểm, và sẽ xả điện vào hệ thống vào các giờ cao điểm, giá cao điểm, với biểu giá theo thời gian sử dụng.

Nhìn chung, các chiến lược điều phối BESS trong SAM cung cấp tính linh hoạt và khả năng mô phỏng chi tiết cao, phù hợp với các mục tiêu vận hành khác nhau từ tối ưu hóa doanh thu đến đảm bảo ổn định lưới điện. Khả năng mô phỏng theo nhiều hình thức này là một hỗ trợ quan trọng trong đánh giá, so sánh hiệu quả kỹ thuật, kinh tế cho đầu tư BESS, hoặc cho các hệ thống PV-BESS.

2.5. 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 ~ 5.5 kWh/m²/ngày, thời tiết nắng nóng, ít mưa, phù hợp nhất cho phát triển ĐMT. Hiện 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 (~ 5.0 kWh/m²/ngày), nhưng 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. Tính đến cuối năm 2021, Việt Nam có 120 NMĐMT quy mô lớn nổi lưới, có công suất lắp đặt từ 35 MW tới 450 MW [116]. Trong đó 79/120 nhà máy có công suất trong khoảng từ 40MW đến 50 MW, chiếm lớn nhất với 65,8% trong tổng số các NMĐMT tại Việt Nam. 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 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 2021 [116]

STT	Quy mô công suất (MW)	Số lượng nhà máy	Tỷ lệ (%)
1	30 đến 40	11	9,2
2	Trên 40 đến 50	79	65,8
3	Trên 50 đến 60	1	0,8
4	Trên 60 đến 70	0	-
5	Trên 70 đến 80	3	2,5
6	Trên 80 đến 90	2	1,7
7	Trên 90 đến 100	6	5,0
8	Trên 100 đến 150	9	7,5
9	TRên 150 đến 200	5	4,2
10	Trên 200 đến 250	3	2,5
11	Trên 250 đến 300	0	-
12	Trên 300 đến 350	0	-
13	Trên 350 đến 400	0	-
14	Trên 400 đến 450	1	0,8
	Tổng số	120	100,0

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.

2.6. 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 định 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.

2.6.1. 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 National Solar Radiation Database (NSRDB) thông 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 B.1, B.2 và B.3 - Phụ lục B**). 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. Các thông số kỹ thuật của 3 dự án NMĐMT theo 3 vùng

Thông số kỹ thuật	40 MW _{AC} Lai Châu	40 MW _{AC} Ninh Thuận	40 MW _{AC} 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

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.

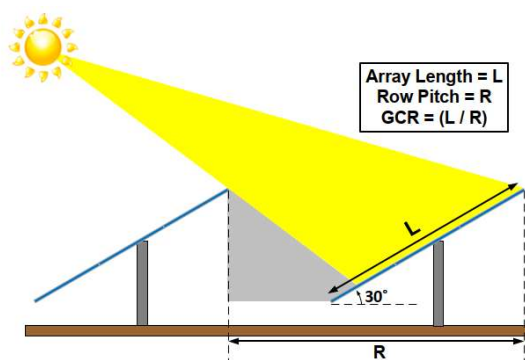
+ Bức xạ tán xạ (Diffuse Horizontal Irradiance - DHI): ánh sáng tán xạ bởi các phân tử trong khí quyển như mây, bụi.

2.6.2. 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 dây	Cố định
Góc nghiêng (Tilt)	10^0
Góc phương vị (Azimuth angle)	180^0
Thiết kế mỗi Panel	2 hàng x 10 mô-đun
Kích thước mỗi mô-đun	1120x2251
GCR	0,657



Hình 2.4. Tỷ lệ bóng giữa các dãy quang điện được xác định qua GCR [95]

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 dọc theo dãy (Array Length), và R là khoảng cách giữa các hàng (Row Pitch) (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 NMĐMT [117-119].

Các hệ thống ĐMT của các nhà máy trên được đặt cố định với góc nghiêng từ 9^0 tới 10^0 và góc phương vị 180^0 , 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 [110, 120, 121].

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

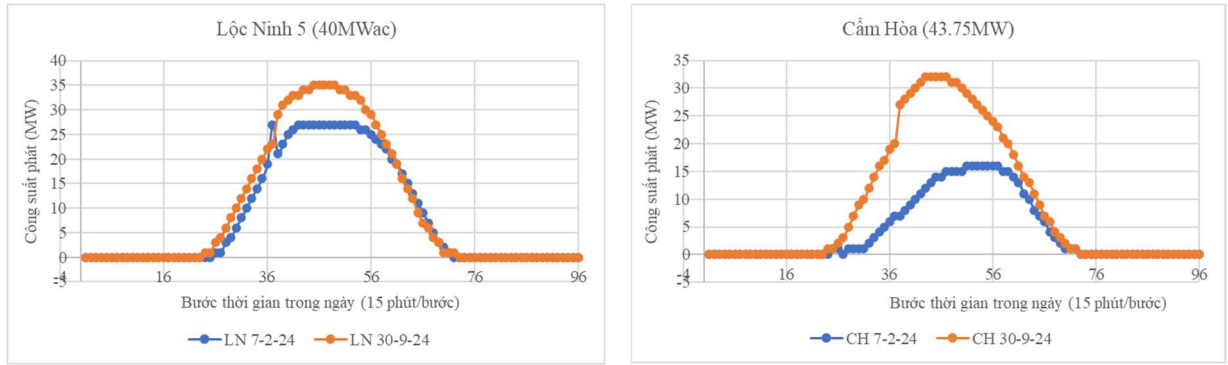
2.6.3. Dữ liệu về các thông số kinh tế, kỹ thuật của BESS

Theo định hướng phát triển của QHĐVIII điều chỉnh hiện nay, các NMĐMT nói 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 [122, 123]. 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 tới hạn thay thế BESS được đặt khi dung lượng khả dụng của BESS giảm xuống 70% so với danh định [124, 125]. 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 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.



Hình 2.5. Công suất phát của hai NMĐMT Lộc Ninh 5 và Cẩm Hòa tại ngày 7/2/2024 và 30/9/2024

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

Trong nghiên cứu này, dữ liệu đầu vào phục vụ tính toán khung giá bán điện cho các dự án điện mặt trời tại ba miền Bắc – Trung – Nam được thu thập thông qua kênh làm việc chính thức với cơ quan có thẩm quyền. Tuy nhiên, theo quy định về bảo mật và phạm vi lưu hành của các tài liệu nội bộ phục vụ xây dựng Khung giá phát điện theo Quyết định 988/QĐ-BCT, tác giả không được phép công bố cụ thể tên báo cáo hay nội dung chi tiết của tài liệu.

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 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 cảm 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 NMĐMT không có BESS và có BESS tương ứng được trình bày tại Bảng B.6 và Bảng B.7 thuộc Phụ lục B.

Chi phí vận hành bảo dưỡng của hệ thống PV, hệ thống PV-BESS được lấy theo giả thiết thông số đầu vào của Quyết định số 988/QĐ-BCT là 1,8% so với tổng chi phí lắp đặt của mỗi nhà máy. Các dữ liệu về kinh tế, tài chính khác cho các phân tích hiệu quả đầu tư được tổng hợp trình bày tại Bảng 2.5.

Bảng 2.4. Tổng chi phí đầu tư lắp đặt của 3 NMĐMT 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

Trong đó, 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/ND-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 [126].

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 sau:

$$r_d = D_F \times r_{d,F} \times D_D \times r_{d,D}$$

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. Với các doanh nghiệp sản xuất NLTT, năng lượng sạch theo mức tại Bảng 2.5. Với mức thuế suất như trên, thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp bình quân trong đời sống kinh tế các dự án ĐMT (20 năm) là 8,250%.

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:

$$r_e = \frac{r_{e,pt}}{1 - t} = \frac{12\%}{1 - 8,25\%} = 13,09\%$$

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:

$$WACC = \frac{(70\% \times 6,721\% + 30\% \times 13,079\%) \times 10 + 13,079\% \times (20 - 10)}{20} = 10,921\%$$

Bảng 2.5. Các thông số kinh tế, tài chính cho phân tích

Thông số	Giá trị	Căn cứ
Thời gian đồng đời của dự án	20 năm	Thông tư 09/2025/TT-BCT
Thuế thu nhập	0% từ năm 1 đến năm 4 5% từ năm 5 đến năm 13 10% tại năm 14 và năm 15 20% từ năm 16 tới năm 20	Luật thuế thu nhập doanh nghiệp số 14/VBHN-VPQH ngày 15/7/2020.
Tỷ lệ vốn vay/Vốn tự có	70/30	Thông tư 09/2025/TT-BCT Dữ liệu đầu vào của Quyết định số 988/QĐ-BCT.
Hệ số chiết khấu tài chính	10,912 %/năm	Dữ liệu đầu vào cho xây dựng khung giá của Quyết định số 988/QĐ-BCT
Thời hạn vay (năm)	10	Thông tư 09/2025/TT-BCT

Thông số	Giá trị	Căn cứ
Thời gian khấu hao: + Thiết bị chính + Giá trị còn lại.	20 năm 15 năm	Tham khảo Báo cáo nghiên cứu khả thi của một số dự án đã xây dựng.
Giá trị: + Thiết bị chính + Giá trị còn lại.	50% giá trị vốn đầu tư 50% giá trị vốn đầu tư.	Tham khảo Báo cáo nghiên cứu khả thi của một số dự án đã xây dựng.
Khoản vay trong thời gian xây dựng	100% vốn vay, trước 6 tháng	Tham khảo Báo cáo nghiên cứu khả thi của một số dự án đã xây dựng.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 2

Chương 2 đã thiết lập khung phương pháp luận và bộ dữ liệu đầu vào làm nền tảng cho toàn bộ nghiên cứu. Trước hết, luận án xác định rõ cấu trúc khung nghiên cứu, làm chuẩn hóa các khái niệm kinh tế - tài chính cơ bản (LCOE, NPV, IRR, WACC) nhằm bảo đảm tính nhất quán trong mô hình hóa và so sánh kết quả. Trên cơ sở đó, hai mô hình định giá cho hệ thống PV-BESS được hình thành theo logic bổ trợ: (i) mô hình giá cố định dựa trên LCOE để xác lập giá sản phẩm quân thu hồi tài chính dự án theo từng cấu hình và ràng buộc truyền tải; (ii) mô hình TOU lượng hóa giá trị theo thời gian của điện năng xả và giá trị công suất sẵn sàng, có xét đến đặc điểm vận hành của BESS. Việc thiết kế mô hình tuân thủ cơ sở pháp lý về khung giá bán điện đối với hệ thống PV có lưu trữ hiện nay.

Về công cụ, chương này lựa chọn và mô tả chi tiết mô phỏng bằng SAM cho hai hợp phần: phát điện của hệ PV và lưu trữ năng lượng của BESS. Quy trình mô phỏng được chuẩn hóa từ cấu hình kỹ thuật, dữ liệu bức xạ - thời tiết, cho đến quy tắc vận hành nạp/xả, bảo đảm khả năng tái lập và so sánh giữa các kịch bản. Đồng thời, chương này xây dựng tiêu chí lựa chọn loại NĐMT tại Việt Nam, qua đó xác định phạm vi áp dụng của kết quả mô hình theo bối cảnh hệ thống điện trong nước.

Phần dữ liệu đầu vào được hệ thống hóa theo bốn nhóm: (i) khí hậu - thời tiết (bức xạ, nhiệt độ, gió) phục vụ chuỗi mô phỏng theo thời gian; (ii) thiết kế - kỹ thuật hệ PV (công nghệ, cấu hình chuỗi, tổn thất, hiệu suất); (iii) thông số kinh tế - kỹ thuật của BESS (công suất, dung lượng, hiệu suất chu trình, suy giảm, chu kỳ, tuổi thọ); (iv) chi phí đầu tư và các tham số kinh tế (như CAPEX, OPEX, WACC, lãi vay, thuế thu nhập). Cách tổ chức dữ liệu này cho phép kết nối trực tiếp với hai mô hình định giá, đồng thời hỗ trợ phân tích độ nhạy và so sánh kịch bản.

Nhìn chung, Chương 2 hoàn tất ba nhiệm vụ: (1) xác lập khung phương pháp và chuẩn khái niệm để lượng hóa chi phí - giá trị của hệ thống PV-BESS; (2) phát triển hai

mô hình định giá (mô hình LCOE và mô hình TOU) bảo đảm khả năng đối chiếu, so sánh giữa 2 mô hình; (3) chuẩn bị bộ dữ liệu đầu vào và công cụ mô phỏng đủ chi tiết để chạy các kịch bản và suy luận chính sách. Những giả định và giới hạn của từng mô hình, cùng cách cấu hình dữ liệu, được trình bày minh bạch để làm cơ sở cho mô phỏng phân tích khả năng phát điện và chi phí sản xuất, lợi nhuận của các NMĐMT ở chương 3 sau.

Trên nền tảng đó, Chương 3 sẽ triển khai chạy mô phỏng các kịch bản giữa PV và BESS theo hai mô hình định giá, trình bày kết quả định lượng (giá sàn LCOE, dải giá TOU theo cấu hình BESS), thảo luận các hệ quả kinh tế (NPV) và chính sách tương ứng.

CHƯƠNG 3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU

Chương này xác định giá bán điện cho các nhà máy điện mặt trời có BESS tại ba miền Bắc, Trung và Nam, thông qua việc lượng hóa hiệu quả kinh tế dưới các điều kiện vận hành khác nhau (công suất, dung lượng lưu trữ và giới hạn truyền tải). Hai mô hình định giá được sử dụng: (i) mô hình giá cố định dựa trên LCOE nhằm xác định mức giá tối thiểu bảo đảm hiệu quả dự án và đánh giá khả năng phù hợp với khung giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT (2025); và (ii) mô hình giá TOU kết hợp thanh toán công suất BESS, phản ánh giá trị dịch chuyển điện năng và tuân thủ giới hạn pháp lý. Chương cũng phân tích trường hợp cơ sở của hệ thống PV không có lưu trữ, qua đó so sánh mức tổn thất do cắt giảm và lợi ích kinh tế mà BESS mang lại thông qua tăng sản lượng hữu ích và doanh thu.

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

Trong kịch bản cơ sở, các NĐMT 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:

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

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 xem là tổn thất 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.

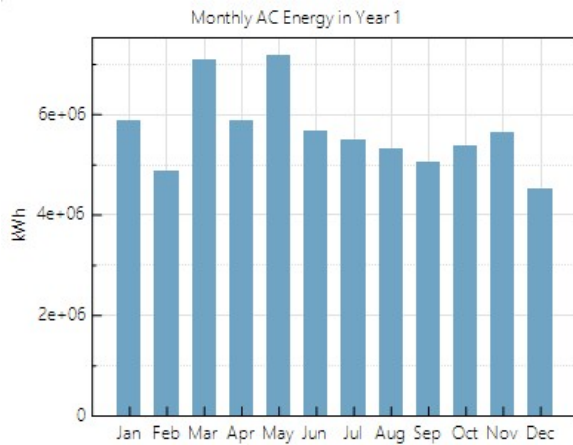
Suất phát điện của các nhà máy tại năm 1 là 1.737 kWh/kW đối với nhà máy tại Ninh Thuận, là 1.656 kWh/kW đối với nhà máy tại Bình Phước, và là 1.415 kWh/kW đối với nhà máy Lai Châu. Hệ số sử dụng công suất DC lắp đặt của các nhà máy tại Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước và lần lượt là với hệ số công 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 C.1, Phụ lục C. Đồ thị phụ tải phát điện của mỗi nhà máy theo từng tháng trong năm trình bày tại Hình C.1, Hình C.2 và Hình C.3 thuộc Phụ lục C.

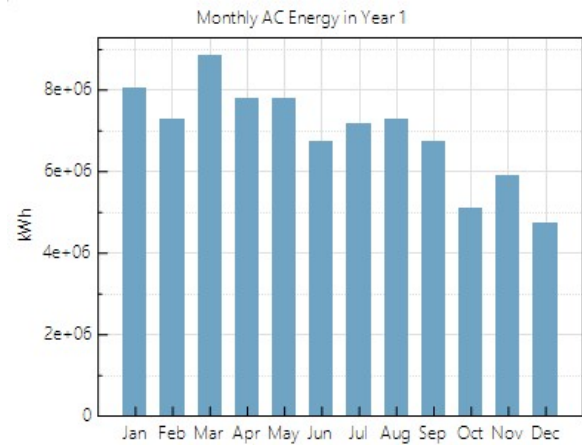
Trong điều kiện không có BESS, kết quả tính toán cho thấy, mức cắt giảm sản lượng tăng dần khi hệ số giới hạn truyền tải α giảm. Cụ thể:

- 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 $\alpha=0,8$, tổn thất điện năng có thể đạt tới 1,22% đến 4,25% tổng sản lượng phát lý thuyết, tùy theo miền.

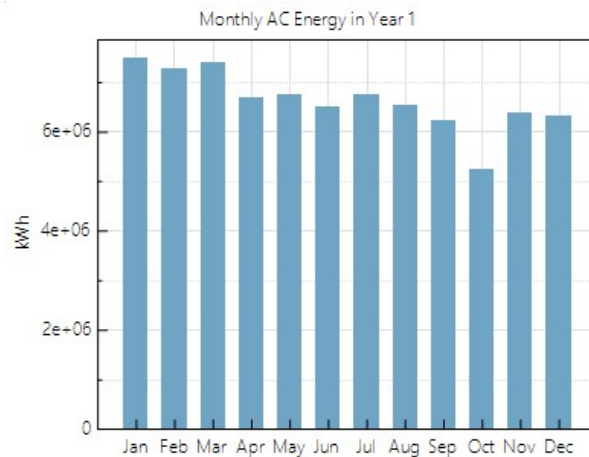
- Với $\alpha=0,6$, mức cắt giảm từ 11% đến 16,78%, dẫn đến giảm mạnh sản lượng thương phẩm và doanh thu của dự án.



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



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



Hình 3.3. Sản lượng điện năng theo tháng NMDMT 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 tổn thất 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 C.2, Bảng C.3, Bảng C.4 của Phụ lục C**.

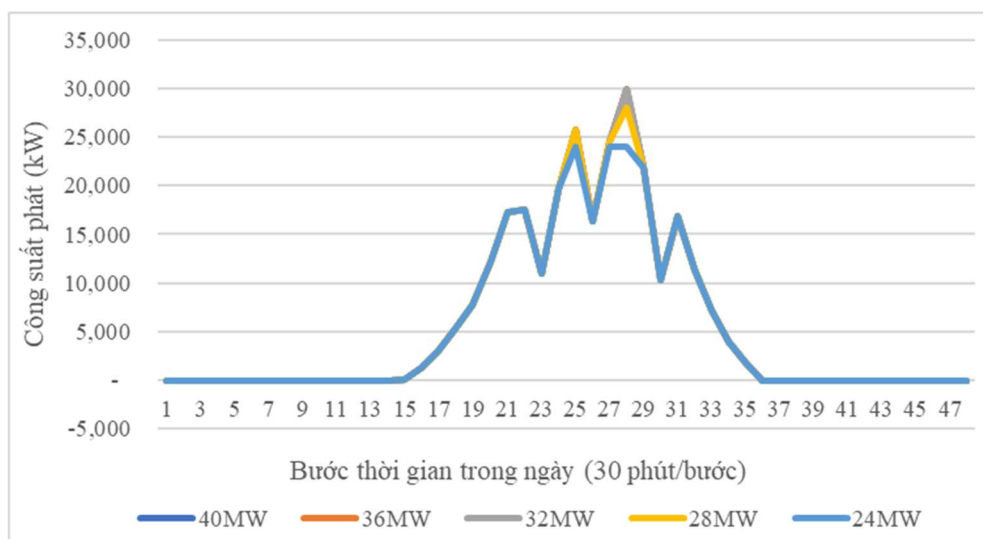
Bảng 3.2. Năng lượng ròng năm 1 các NMDMT trong các điều kiện giới hạn truyền tải α (Đơn vị: kWh)

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

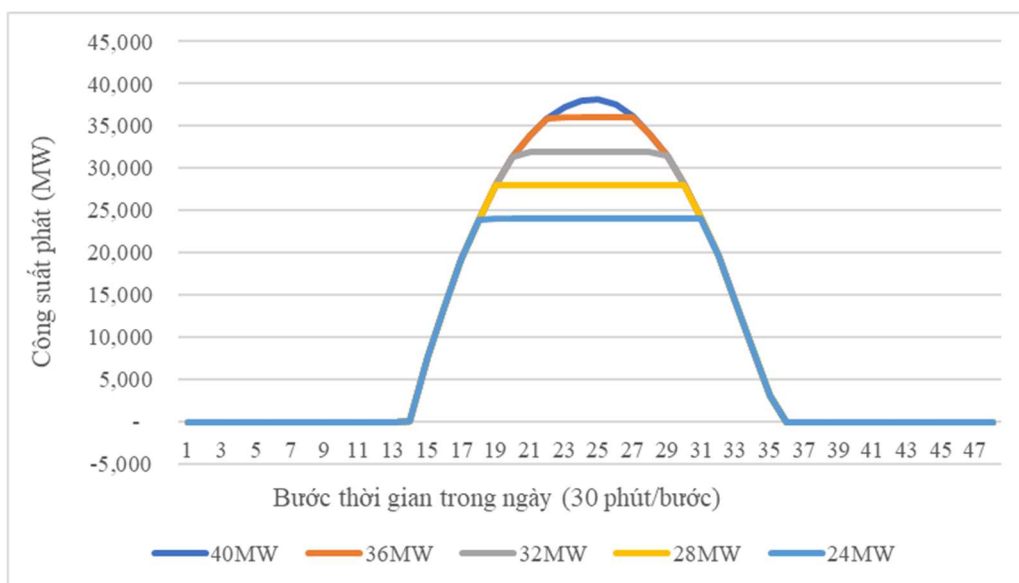
Bảng 3.3. Tỷ lệ tổn thất điện năng các NMDMT trong các điều kiện giới hạn truyền tải α (Đơn vị: %)

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

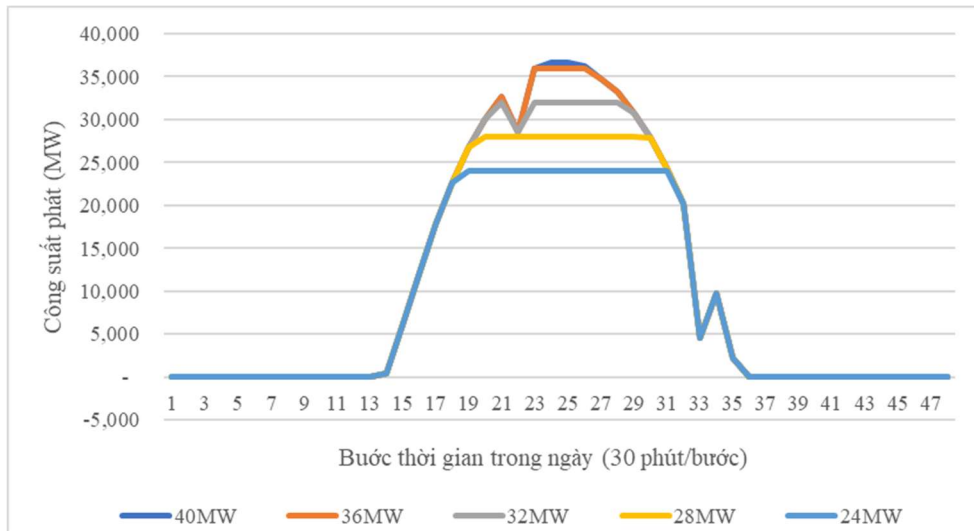
Công suất phát điện tại 1 ngày đầu tiên của chuỗi mô phỏng đối với 3 nhà máy được trình bày theo các hình từ Hình 3.4, Hình 3.5 và Hình 3.6 dưới đây, dữ liệu chi tiết trình bày tại **Bảng C.5, Phụ lục C**.



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 NMDMT 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 NMDMT 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 của các nhà máy trong các điều kiện giới hạn truyền tải (Đơn vị: UScents/kWh)

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

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, tiền 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.
- Tổng thất cắt giảm 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 ($NPV < 0$, $IRR_{csh} < 12\%$). 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 NMĐMT 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 NMĐMT 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, tổn thất 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, tổn thất 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 tiếp

theo (phần 3.3) 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 tổn thất 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 năng lượng bị cắt 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 cho đến khi bước vào khung giờ cao điểm buổi tối (17:00–19:00), BESS xả gần như 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 vòng.

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. Vì vậy, 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 không được mô phỏng chi tiết trong SAM mà được xem như điều kiện tiên quyết đã được đảm bảo bởi thiết kế và tiêu chuẩn đấu nối của dự án.

Theo quy chuẩn lưới điện hiện hành, điện áp tại điểm đấu 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 đấu 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 bối cảnh hạn chế truyền tải.

Hơn nữa, nếu mô phỏng bổ sung ràng buộc điện áp của hệ thống lưới, điều này thường dẫn đến yêu cầu gia tăng dung lượng BESS hoặc nâng cấp lưới điện để đáp ứng cùng mức công suất phát, từ đó làm tăng chi phí dự án. Do vậy, nội dung mô phỏng hiện tại đang được đánh giá trong bối cảnh thận trọng về mặt kinh tế, không làm sai lệch xu hướng kết luận của luận án về vai trò của BESS trong việc giảm cắt giảm công suất và cải thiện hiệu quả tài chính cho nhà máy điện mặt trời.

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 vàng trong Bảng 3.5 thể hiện sản lượng tăng lên so với hệ thống PV không có 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 tổn thất, 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.

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 C.15, Phụ lục C.

Bảng 3.5. Sản lượng điện ròng các hệ thống PV-BESS của các NĐMT 40MW_{AC} tại các mức công suất BESS và giới hạn truyền tải (đơn vị: kWh)

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

Bảng 3.6. Tỷ lệ tổn thất điện năng do hạn chế truyền tải của các NMDMT 40MW_{AC} theo các mức công suất BESS và giới hạn truyền tải (đơn vị: %)

	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
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 C.6 đến Bảng C.14, Phụ lục C.

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.

Bảng 3.7. LCOS các NMDMT 40 MW_{AC} theo công suất BESS và giới hạn truyền tải (đơn vị: 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

Kết quả tính toán cho thấy, do chế độ chạy BESS được đặt là chế độ động và BESS được xác 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 xác 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 xác 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.

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, có thể rút ra một số nhận định:

- 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 thốn 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 được 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, hay Manual dispatch, 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, Automated Dispatch 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 dạng 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 tổn thất 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 dạng tự động không chỉ tạo điều kiện đánh giá sát thực tế hơn về hiệu quả vận hành PV-BESS, mà còn là cơ sở để triển khai các mô hình định giá ở các mục tiếp theo. Phần 3.4 dưới đây sẽ xây dựng mô hình định giá dựa trên LCOE của hệ thống, sau đó phân tích mô hình giá theo TOU ở phần 3.5.

3.3. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ TRÊN CƠ SỞ LCOE

Sau khi đã xác định được kịch bản vận hành của hệ thống PV-BESS với cơ chế điều độ tự động cho BESS, bước tiếp theo là phân tích hiệu quả kinh tế thông qua chi phí điện quy dẫn, LCOE. LCOE được lựa chọn vì đây là chỉ số chuẩn mực quốc tế để

so sánh chi phí phát điện giữa các công nghệ và các cấu hình hệ thống khác nhau, phản ánh đầy đủ các yếu tố đầu tư ban đầu, chi phí vận hành – bảo dưỡng, chi phí thay thế cũng như sản lượng điện hữu ích của hệ thống trong toàn bộ vòng đời dự án.

Trong bối cảnh nghiên cứu này, LCOE đóng vai trò như giá bán điện tối thiểu mà dự án cần đạt được để đảm bảo hòa vốn về mặt kinh tế. Kết quả tính toán LCOE của các cấu hình PV-BESS sẽ được so sánh với khung giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT để xác định phạm vi khả thi cho từng kịch bản. Điều này không chỉ cho thấy cấu hình nào có tiềm năng đầu tư, mà còn cung cấp cơ sở để xây dựng khung giá phát điện phù hợp cho các NMĐMT có tích hợp lưu trữ tại Việt Nam.

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 $LCOE \leq P_{trần}$, dự án khả thi; nếu $LCOE > P_{trần}$, 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 xả qua BESS.

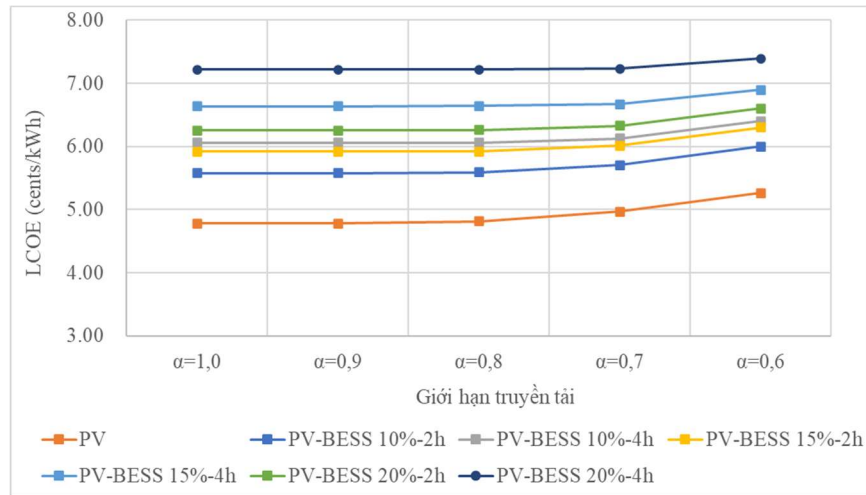
- Khi α giảm xuống 0,8 hoặc thấp hơn, LCOE của hệ thống PV không lưu trữ tăng nhanh (vì mất sản lượng), LCOE trong khi hệ thống PV-BESS duy trì được sự ổn định và gần như tăng không đáng kể ở miền Lai Châu và Bình Phước, và Ninh Thuận tăng không đáng kể nhờ khả năng thu hồi được điện năng của BESS.

- 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.

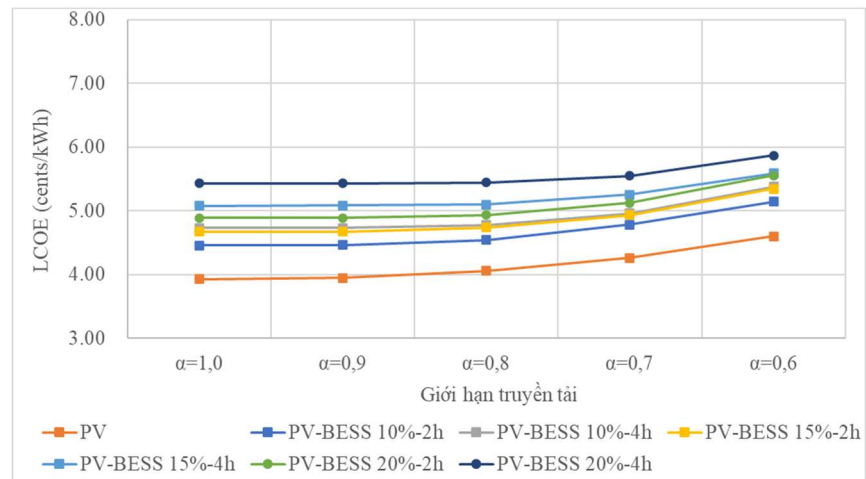
Bảng 3.8. LCOE của các NMĐMT có BESS tại 3 vùng Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước (Đơn vị: UScents/kWh)

Nhà máy	α	PV	PV-BESS 10%-2h	PV- BESS 10%-4h	PV- BESS 15%-2h	PV- BESS 15%-4h	PV- BESS 20%-2h	PV- BESS 20%-4h
Lai Châu	1,0	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
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

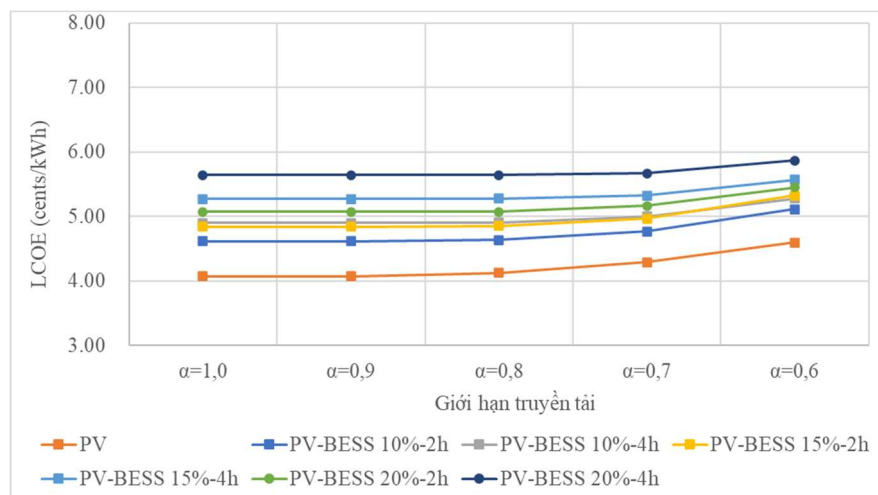
Hình 3.7, Hình 3.8, Hình 3.9 dưới đây minh họa xu hướng LCOE theo mức trang bị BESS và giới hạn truyền tải α (từ 1,0 giảm tới 0,6) đối với từng NMĐMT của 3 miền Bắc, Trung, Nam.



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 NMĐMT 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%x2h, 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%x2/4h, 15%x2h, 20%x2h 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.

Bảng 3.9. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Lai Châu có BESS tại các mức giới hạn truyền tải (Đơn vị: 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 (Đơn vị: 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					
$\alpha=0,6$						

Riêng đối với NĐMT 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%.

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. Giới thiệu

Khác với mô hình LCOE vốn giả định một mức giá bán điện cố định trong toàn bộ vòng đời dự án, mô hình định giá theo TOU cho phép phân biệt giá bán điện theo khung giờ, phản ánh chính xác hơn giá trị kinh tế của BESS trong việc dịch chuyển năng lượng từ giờ thấp giá sang giờ cao giá. Trong bối cảnh thị trường điện Việt Nam, các khách hàng tiêu thụ lớn 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. Cách tiếp cận này cho phép nhà máy PV-BESS tối đa hóa giá trị dịch chuyển năng lượng, thông qua việc sạc BESS từ hệ thống PV do giới hạn truyền tải vào ban ngày và xả trong khung giờ cao điểm (17h00–20h00), khi đó giá bán điện được thỏa thuận ở mức cao hơn.

Điều này tạo tiền đề thuận lợi để nhà máy PV-BESS triển khai cơ chế DPPA với khách hàng lớn, trong đó giá bán điện có thể tách thành hai thành phần: giá bình thường (ban ngày) và giá cao điểm (17h00–20h00).

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 năm 2025 theo từng miền.
- Giá bình thường (P_{bt}) tính theo công thức:

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

- 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, NMĐMT 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 luôn 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 2,0 đến gần 7,9 USD/kW-tháng. Với các cấu hình BESS công suất dung lượng càng cao sẽ có NPV âm càng lớn, do đó thanh toán công suất sẽ càng tăng cao.

Kết quả (Bảng 3.12) đối với NMĐMT Ninh Thuận với TOU=1,2 (giá cao điểm/bình thường là 4,94/4,12 UScents/kWh), doanh thu đạt trong khoảng 2,8-3,4 triệu USD/năm, NPV âm từ -2,6 đến -12,9 triệu USD. Phí F yêu cầu từ 2,78 đến 8,97 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 4,81-10,14 USD/kW-tháng.

Kết quả (Bảng 3.13) đối với NMĐMT Bình Phước, với TOU=1,2 (3,77-4,52 UScents/kWh), doanh thu khoảng 2,77-3,01 triệu USD/năm, NPV âm từ -5,7 đến -14,9 triệu USD. F dao động 5,93-10,33 USD/kW-tháng. Với TOU=1,3 (3,48-4,52 UScents/kWh), doanh thu giảm xuống 2,58-2,79 triệu USD/năm, NPV tiếp tục âm nặng (-7,3 đến -16,3 triệu USD). F tăng lên trong khoảng 7,69-11,35 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 hệ số 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 C.22 đến Bảng C.24, Phụ lục C.

Bảng 3.11. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NMĐMT 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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% x 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 NMDMT 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 NMDMT 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 vòng 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 $P_{\text{trần}}$. 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 chủ yếu nằm ở cách thức phân bổ dòng tiền và cơ chế thanh toán. Với cách tiếp cận thứ nhất, 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 đó, 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.

Trong khuôn khổ luận án này, nghiên cứu lựa chọn cách thứ nhất để dễ tiến hành tính toán và so sánh các kịch bản PV-BESS, đồng thời ghi nhận cách thứ hai như một hướng mở rộng cho các nghiên cứu tiếp theo hoặc cho các tình huống thương thảo thực tế.

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 tổn thất 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 sử dụng sản lượng, giảm cắt giảm và tạo điều kiện tiếp cận các cơ chế định giá linh hoạt, song chi phí vòng đời cao hơn đáng kể.

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

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 để tiệm cận khả thi cho dự án.

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

- **Mô hình định giá trên cơ sở LCOE:**

- Điểm mạnh: minh bạch, dễ xác định và so sánh với khung giá trần, phù hợp với phân tích tính khả thi và quy hoạch dài hạn.
- Điểm yếu: Đây sẽ là dạng biểu cố định, cứng nhắc, dễ loại bỏ các dự án PV-BESS khi chi phí cao hơn khung giá, chưa phản ánh được giá trị dịch vụ linh hoạt mà BESS mang lại.

- **Mô hình TOU + F:**

- Điểm mạnh: phản ánh giá trị gia tăng của BESS trong việc giảm cắt giảm và dịch chuyển điện năng, đồng thời cho phép tồn tại cơ chế phí bổ sung.
- Điểm yếu: Đây là mô hình tính giá phức tạp hơn về pháp lý và thương mại đòi hỏi sự đồng thuận giữa các bên hợp đồng để thực thi. Ngoài ra, biểu giá TOU 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 mỗi 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 NMDMT không có lưu trữ, tổn thất 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 tổn thất 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.

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

4.1. MỤC TIÊU VÀ PHẠM VI PHÂN TÍCH

Trong nghiên cứu này, các kịch bản cơ sở được tính toán ở Chương 3 cho thấy hầu hết các dự án PV-BESS đều có NPV âm khi áp dụng theo khung giá điện hiện hành, đặc biệt trong mô hình TOU. Điều này phản ánh thực tế rằng các dự án PV-BESS tại Việt Nam hiện nay vẫn khó có thể đạt được hiệu quả tài chính nếu không có cơ chế hỗ trợ bổ sung.

Trong bối cảnh đó, việc tiến hành phân tích độ nhạy theo cả hai chiều (tăng và giảm) của các biến đầu vào, mặc dù mang tính học thuật đầy đủ, song sẽ dẫn đến một số hạn chế:

- Thứ nhất, khi phân tích theo chiều tăng (ví dụ: chi phí đầu tư tăng, lãi suất vốn vay tăng, vòng đời thay thế BESS rút ngắn), các chỉ số hiệu quả như NPV, LCOE hoặc chi thanh toán F vốn đã bất lợi trong kịch bản cơ sở sẽ càng trở nên kém hấp dẫn hơn. Những kết quả này mang tính hiển nhiên và không mang lại thêm thông tin giá trị cho việc đánh giá chính sách.

- Thứ hai, mục tiêu của nghiên cứu này không chỉ dừng ở việc mô tả hiện trạng bất lợi, mà là nhằm xác định các điều kiện hoặc mức thay đổi cần thiết để dự án trở nên khả thi. Do đó, phân tích độ nhạy theo chiều tác động tích cực (giảm chi phí đầu tư mô-đun PV, giảm chi phí đầu tư BESS, kéo dài vòng đời BESS, giảm chi phí vốn vay) để có ý nghĩa trong việc chỉ ra các “đòn bẩy chính sách” mà cơ quan quản lý hoặc thị trường có thể tác động.

- Thứ ba, trong bối cảnh Việt Nam, các chính sách hỗ trợ thường tập trung vào hướng làm giảm chi phí vốn (ưu đãi tín dụng, miễn giảm thuế), hỗ trợ nghiên cứu thúc đẩy đổi mới công nghệ (để giảm giá thành BESS, nâng vòng đời thiết bị) hoặc tối ưu quy hoạch để giảm truyền tải. Do đó, việc tập trung phân tích vào các yếu tố mang xu hướng tác động cải thiện này cũng phù hợp với định hướng thực tiễn chính sách cho Việt Nam.

Vì vậy, nghiên cứu lựa chọn phân tích độ nhạy một chiều theo hướng cải thiện để trả lời câu hỏi trọng tâm: “*Mức độ hỗ trợ hoặc điều kiện thay đổi đến đâu thì dự án PV-BESS mới đạt hiệu quả tài chính?*”. Cách tiếp cận này vừa đảm bảo tính khoa học, vừa cung cấp thông tin hữu ích cho nhà hoạch định chính sách, thay vì lặp lại những kết quả bất lợi vốn đã được chứng minh rõ ràng trong kịch bản cơ sở.

Bên cạnh đó, phạm vi phân tích được thu gọn và tập trung vào các hệ thống:

- Hai cấu hình BESS điển hình được chọn, bao gồm lưu trữ 10% \times 2h, và 20% \times 4h.

- Các giới hạn truyền tải theo ba mức đại diện: $\alpha = (1,0; 0,8; 0,6)$.
- Các biến số đầu vào được tập trung phân tích theo các kịch bản độ nhạy độc lập và theo chiều hướng tác động cải thiện hiệu quả các dự án: giảm 20% của chi phí mô-đun PV; giảm 20% chi phí đầu tư BESS; thay đổi giữa 2 mức vòng đời BESS (10 năm; 20 năm); và giảm lãi suất trên vốn vay 20%.
- Các chỉ tiêu đánh giá: LCOE, NPV, và thanh toán công suất F (nếu $NPV < 0$).

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

Phân tích độ nhạy trong nghiên cứu này tập trung vào những tham số có ảnh hưởng trực tiếp đến kết quả tài chính của dự án PV-BESS. Các tham số chính bao gồm:

1. Chi phí đầu tư của PV

Chi phí của mô-đun PV hiện nay tại Việt Nam đã giảm thấp và ổn định hơn, tuy nhiên vẫn còn xu hướng biến động giảm thấp hơn trong tương lai. Trong phân tích độ nhạy dưới đây sẽ phân tích biến thiên của chi phí đầu tư cho mô-đun PV (USD/Wdc) và tác động của nó đến các chỉ số LCOE, LCOS, NPV và F trong mỗi mô hình xác định giá. Phân tích độ nhạy của chi phí đầu tư biến thiên giảm 20% so với giá trị cơ sở.

2. Chi phí đầu tư của PV và BESS

Chi phí của BESS đang có xu hướng giảm nhanh trong tương lai. Do đó nghiên cứu này sẽ phân tích biến thiên của chi phí đầu tư BESS giảm 20% so với giá trị cơ sở, tác động đến các chỉ số LCOE, LCOS, NPV và F trong các mô hình định giá. Trong đó, chi phí đầu tư BESS bao gồm hai thành phần chi phí đầu tư theo công suất (USD/kW), và chi phí đầu tư theo điện năng (USD/kWh).

3. Vòng đời BESS

Vòng đời, hay tuổi thọ, của BESS là yếu tố then chốt tác động đến LCOE và NPV của hệ thống PV-BESS, trong đó tuổi thọ của BESS chưa có minh chứng vận hành tại Việt Nam. Do đó, nghiên cứu này sẽ phân tích độ nhạy của các chỉ số LCOE, NPV và F trong các mô hình định giá theo biến ảnh hưởng và chu kỳ vòng đời của BESS. Cụ thể, phân tích độ nhạy sẽ thực hiện theo hai giả định: (i) vòng đời của BESS là 20 năm, tương ứng với đầu tư 1 lần cho BESS; (ii) vòng đời của BESS là 10 năm, nghĩa là cần thay thế BESS sau 10 năm và do đó đầu tư 2 lần cho BESS trong dòng đời 20 năm của dự án.

4. Tỷ lệ giới hạn công suất (α)

Như đã được đề cập từ đầu của nghiên cứu, mức độ hạn chế truyền tải có thể ảnh hưởng nghiêm trọng đối với hiệu quả phát điện, hiệu quả kinh tế-tài chính của các dự án. Do đó, các hệ thống PV-BESS của các NMDMT của 3 khu vực đang xét theo các

giả thiết về giới hạn truyền tải $\alpha = (1,0; 0,9; 0,8; 0,7; 0,6)$. Phân tích này cũng là một kết quả phân tích độ nhạy của các chỉ số LCOE, NPV và F của mỗi nhà máy theo từng mức giới hạn truyền tải.

5. Lãi suất vốn vay

Như đã trình bày ở phần trước, lãi suất chiết khấu được sử dụng cho phân tích dòng tiền của các dự án trong nghiên cứu này là WACC (với WACC=10,921%). WACC được tính toán trên cơ sở cơ cấu vốn vay/vốn chủ sở hữu là 70/30, lãi suất bình quân của nguồn vốn vay 6,912%/năm và lãi suất sau thuế của vốn chủ sở hữu là 12%/năm, thuế thu nhập của dự án bình quân gia quyền của dự án là 8,25%/năm.

Khi lãi suất có chính sách ưu đãi trên vốn vay, hoặc chủ đầu tư tìm được các nguồn vốn vay hấp dẫn hơn, thì sẽ giảm được WACC cho dự án, từ đó tác động thay đổi LCOE, NPV và F của các hệ thống PV-BESS của các nhà máy. Do đó, nghiên cứu này sẽ thực hiện phân tích độ nhạy của của LCOE, NPV và F của mỗi hệ thống khi biến số lãi suất vốn vay giảm 20%, khi đó, WACC của dự án giảm còn là 10,437%/năm.

4.3. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY TRONG MÔ HÌNH LCOE

4.3.1. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư PV

Kết quả cho thấy, khi chi phí đầu tư của mô-đun PV giảm 20%, từ 0,22 USD/Wdc xuống 0,176 USD/Wdc, LCOE giảm khoảng từ 5-7% tùy từng kịch bản BESS. Ví dụ, NMDMT Lai Châu với cấu hình BESS 10% \times 2 giờ và $\alpha=1,0$ thì LCOE hệ thống giảm từ 5,58 xuống 5,22 UScents/kWh, tương ứng giảm 6,55%. Với BESS công suất và dung lượng 20% \times 4h thì khi chi phí đầu tư PV giảm 20% thì LCOE hệ thống giảm ít hơn, khoảng 5,07%. Các kết quả tương tự về độ nhạy của LCOE đối với thay đổi giảm 20% chi phí mô-đun tại các nhà máy Ninh Thuận và Bình Phước được trình bày tại Bảng 4.1.

Từ đó, mức giá bán điện tối thiểu của hệ thống PV-BESS của các NMDMT ở 3 khu vực Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước sẽ có thể giảm từ 5-7% so với kịch bản cơ sở. Khả năng khả thi kinh tế-tài chính được mở rộng thêm cho một số hệ thống PV-BESS tại 2 miền có giá trần thấp là Ninh Thuận và Bình Phước. Cụ thể, khi giá PV giảm 20% thì NMDMT tại Ninh Thuận sẽ khả thi kinh tế-tài chính đến kịch bản BESS 10% \times 2h với hạn chế truyền tải có thể giảm tới 60%. Tương tự, tại Bình Phước nếu tất cả các kịch bản BESS và giới hạn truyền tải phân tích tại Chương 3 đều có LCOE cao hơn giá trần, làm cho các hệ thống không khả thi với việc xây dựng BESS và cắt giảm do giới hạn truyền tải. Nhưng khi giá PV giảm 20% thì NMDMT Bình Phước sẽ khả thi kinh tế-tài chính với BESS 10% \times 2h và giới hạn truyền tải giảm được tới 80%.

Bên cạnh tác động thay đổi LCOE, nghiên cứu còn phân tích NPV của các dự án tại mức giá trần, khi giá mô-đun thay đổi giảm 20% và giá bán điện tại mức giá trần, sẽ

tác động rất lớn đến NPV các dự án, có thể làm tăng tới hơn 100% đặc biệt với khu vực có lợi thế giá trần cao như miền Bắc và khi không hoặc có ít cắt giảm do giới hạn truyền tải. Chi tiết trình bày chung thay đổi LCOE và NPV của các nhà máy tại Bảng D.1, Phụ lục D.

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

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

Như vậy, chi phí mô-đun PV giảm 20% có tác động 5–7% đến LCOE và tác động rất lớn đến NPV của các dự án, do chi phí thiết bị chiếm khoảng 50% trong dự án và trong đó chủ yếu là chi phí PV chiếm tỷ lệ chính. Tuy nhiên, trong điều kiện công nghệ PV hiện nay, việc giảm giá nhiều của PV không còn là kỳ vọng chính của dự án NMĐMT, mà kỳ vọng là chi phí cho công nghệ BESS và/hoặc các chính sách bổ sung khác như giá bán, trợ cấp chi phí vốn, thanh toán cho dịch vụ lưu trữ.

4.3.2. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư BESS

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

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

Kết quả phân tích độ nhạy cho thấy, biến động chi phí BESS có tác động trực tiếp nhưng không lớn bằng PV, do công suất và dung lượng lưu trữ đang lắp đặt cho hệ thống mới chiếm 10-20% so với công suất PV. Tuy nhiên, tác động của giảm chi phí BESS tác động trong khoảng từ 1,9% (đối với công suất BESS 10%) đến 4,9% (với công suất BESS 20%) cũng là một điều kiện để thúc đẩy giảm LCOE của hệ thống tiến gần hơn với khung giá. Hơn nữa, tác động thay đổi giá BESS sẽ mạnh hơn tới LCOE của hệ

thông khi tăng công suất và thời gian của BESS, do lúc này tỷ lệ chi phí đầu tư BESS trong hệ thống PV-BESS càng cao.

Chi tiết trình bày chung thay đổi LCOE và NPV tại giá trần theo tác động giảm chi phí đầu tư BESS 20% của các nhà máy tại Bảng D.2, Phụ lục D.

4.3.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS

Khi giả định vòng đời BESS là 20 năm (một vòng đời duy nhất), LCOE của hệ thống PV-BESS giảm đáng kể so với trường hợp phải thay thế BESS sau 10 năm. Kết quả là tỷ lệ thay đổi giảm của LCOE của hệ thống PV-BESS của các nhà máy được tính toán và trình bày ở Bảng 4.3 dưới đây.

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

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

Kết quả cho thấy, khi tuổi thọ BESS tăng lên gấp đôi từ 10 năm lên 20 năm, thì LCOE hệ thống cũng giảm được một lượng nhỏ khoảng trên 2,5% đối với mỗi nhà máy nếu chỉ trang bị BESS 10% và 2 giờ lưu trữ. Tuy nhiên, với trang bị BESS công suất và dung lượng lớn thì sẽ tác động giảm tới khoảng 8% chi phí phát điện của các nhà máy.

Nghiên cứu này đang lựa chọn giả định hai (02) vòng đời BESS trong 20 năm để phản ánh sát hơn thực tiễn vận hành hiện đang được đánh giá đối với BESS. Điều này dẫn đến LCOE nhiều kịch bản của nghiên cứu nhìn chung cao hơn tương đối so với tính toán của Khung giá hiện nay, bởi khung giá hiện hành (Quyết định 988/QĐ-BCT) được xây dựng trên giả định một (01) vòng đời BESS cho 20 năm tuổi thọ dự án.

Chi tiết thay đổi LCOE và NPV tại giá trần theo tác động giảm số vòng đời đầu tư BESS của các nhà máy tại Bảng D.3, Phụ lục D.

4.3.4. Ảnh hưởng của giới hạn truyền tải

Khi tỷ lệ giới hạn truyền tải α giảm từ 1,0 xuống 0,8, LCOE của hệ thống tăng không đáng kể ở tất cả các nhà máy, cao nhất chỉ xảy ra ở Ninh Thuận có LCOE tăng lên 1,9%. Nhưng khi α giảm tới 0,6, LCOE của các nhà máy bị ảnh hưởng lớn và giảm khoảng từ 7,3% đến 12,2% nếu trang bị BESS 10% và 2 giờ. Còn với BESS lớn hơn tương ứng với 20% và 4 giờ thì đã giúp hệ thống kiểm soát tốt hơn sự gia tăng LCOE

của hệ thống, cụ thể LCOE chỉ bị tăng lên từ 2,4% đến 7,6% với BESS 20% và 4 giờ. Trong đó, khi xảy ra hạn chế truyền tải sẽ tác động lớn nhất tới sản lượng điện của nhà máy có khả năng phát điện lớn như Ninh Thuận, từ đó Ninh Thuận chịu sự thay đổi LCOE là lớn nhất trong 3 nhà máy, cụ thể tăng lên từ 7,6% đến 12,2% khi tương ứng khi α giảm tới 0,8 và 0,6.

Chi tiết thay đổi LCOE và NPV tại giá trần theo tác động giới hạn truyền tải giảm 20%, 40% công suất định mức nhà máy của ba nhà máy tại Bảng D.5, Phụ lục D.

Như vậy, hạn chế truyền tải sẽ ảnh hưởng khác nhau tới hệ thống ở từng mức thang công suất, cụ thể khi giới hạn truyền tải càng thấp thì tác động đến sản lượng càng cao và càng làm tăng nhiều chi phí phát điện của các hệ thống. Do đó, vấn đề về cắt giảm, hay giới hạn truyền tải trong mua bán điện là một đầu vào đặc biệt quan trọng và là một rủi ro then chốt trong hiệu quả của các dự án ĐMT. Khi giới hạn truyền tải càng thấp thì việc trang bị BESS có công suất lớn và thời gian lưu trữ dài sẽ là giải pháp giúp kiểm soát và hạn chế sự gia tăng LCOE của hệ thống.

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

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

4.3.5. Ảnh hưởng của chi phí vốn vay

Với kỳ vọng tạo cơ chế ưu đãi về lãi suất vốn cho thúc đẩy đầu tư điện NLTT tại Việt Nam, trong phần này nghiên cứu sẽ phân tích thay đổi giảm lãi suất vốn vay cho các dự án 20% so với kịch bản cơ sở đang là 6,912%. Do đó, mức lãi suất vốn vay mới sẽ là 5,53%. Kết hợp với lãi suất vốn chủ sở hữu vẫn là 12% và cơ cấu vốn vay/vốn chủ sở hữu là 70/30, thì WACC của dự án sẽ là 10,437%. Kết quả phân tích độ nhạy cho thấy % thay đổi LCOE của các nhà máy trong các điều kiện về giới hạn truyền tải và công suất BESS được trình bày trong Bảng 4.5 dưới đây.

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

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

Kết quả cho thấy, khi giảm lãi suất vốn vay 20% tác động mạnh nhất đến LCOE của NMDMT Lai Châu, các nhà máy Ninh Thuận và Bình Phước có LCOE thay đổi không đáng kể. Cụ thể, LCOE của Lai Châu giảm mạnh nhất, trong khoảng từ 4% đến 10%, đặc biệt ở cấu hình BESS 20% \times 4h. Còn Ninh Thuận và Bình Phước, khi lãi suất vay giảm 20%, LCOE chỉ giảm khoảng 1,2% đến 1,3%, tức là tác động rất nhỏ và ít thay đổi theo α cũng như dung lượng BESS. Điều này là do Lai Châu có bức xạ mặt trời kém hơn, sản lượng điện thấp hơn đáng kể so với Ninh Thuận và Bình Phước, do đó làm LCOE của hệ thống PV-BESS của Lai Châu cao hơn đáng kể. Trong đó là gánh nặng của chi phí đầu tư được phân bổ trong LCOE của nhà máy Lai Châu. Như vậy, khi giảm được lãi suất vốn vay cho chi phí đầu tư, điều này sẽ mang lại lợi ích lớn hơn trong việc làm giảm LCOE cho Lai Châu nhiều hơn các nhà máy còn lại.

Như vậy, đối với miền Bắc nói chung, NMDMT Lai Châu nói riêng, hệ thống PV-BESS có độ nhạy cao với chi phí vốn, điều này hàm ý rằng các ưu đãi tín dụng, hay giảm lãi suất vay là công cụ chính sách quan trọng để cải thiện hiệu quả đầu tư cho dự án khu vực này. Còn đối với miền Trung và miền Nam, cụ thể là Ninh Thuận và Bình Phước), hiệu quả đầu tư chủ yếu mang loại do sản lượng cao, nên tác động từ giảm chi phí sử dụng vốn là nhỏ. Đối với các vùng này, các biến số khác hay các chính sách khác cần được xem xét thêm và quan trọng hơn vấn đề giảm lãi suất vay cho các dự án ở đây.

Chi tiết thay đổi LCOE và NPV tại giá trần theo tác động giảm 20% chi phí vốn vay (hay lãi suất vay vốn) của các nhà máy tại Bảng D.4, Phụ lục D.

4.4. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY TRONG MÔ HÌNH TOU

Trong các phân tích trước, mô hình TOU được xây dựng với các giả định: (i) giá cao điểm (Pcao) cố định bằng giá trần quy định tại Quyết định 988/QĐ-BCT; (ii) giá bình thường (Pbt) được tính toán dựa trên hệ số TOU = 1,2 hoặc 1,3 so với Pcao; (iii) BESS có vòng đời 10 năm, do đó được thay thế một lần trong suốt 20 năm vòng đời dự án; (iv) chi phí vốn chiết khấu theo WACC xác định tại Chương 2. Chỉ tiêu kinh tế được

xem xét bao gồm giá trị hiện tại ròng (NPV) và thanh toán công suất BESS (F, đ/kW-tháng) trong trường hợp $NPV < 0$.

Trên cơ sở các giả định này, phần dưới đây sẽ phân tích tác động của thay đổi của các chi phí đầu tư cho PV, chi phí đầu tư cho BESS, vòng đời BESS, và WACC tới các kết quả NPV và F, nhằm đánh giá mức độ nhạy cảm của dự án PV-BESS trong cơ chế giá TOU.

Các kịch bản cấu hình công suất, dung lượng BESS và ràng buộc truyền tải được chọn cho phân tích độ nhạy trong mô hình TOU này thống nhất như đã phân tích trong mô hình LCOE, bao gồm:

- BESS 10% \times 2h, đại diện cho dung lượng BESS nhỏ, chi phí đầu tư thấp; và BESS 20% \times 4h, đại diện cho dung lượng BESS lớn, chi phí đầu tư cao.
- Ràng buộc truyền tải: $\alpha = (1,0; 0,8; 0,6)$.

4.4.1. Ảnh hưởng của chi phí mô-đun PV

Ảnh hưởng giảm giá chi phí mô-đun tiếp tục được phân tích trong mô hình TOU với giá bán điện theo TOU đã được xây dựng tại Chương 3 cho từng nhà máy, kết quả thay đổi LCOE và NPV đối với từng nhà máy trình bày theo bảng dưới đây (Bảng 4.6).

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

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

Kết quả phân tích độ nhạy của LCOE và NPV trong mô hình TOU cho thấy, khi giá mô-đun PV giảm 20% thì:

Thứ nhất, LCOE của các hệ thống PV-BESS của các nhà máy trong các điều kiện về công suất BESS và giới hạn truyền tải có sự thay đổi tương đối đều ở các nhà máy, khoảng từ 6,1-6,6% đối với hệ thống BESS 10% \times 2 giờ lưu trữ, và khoảng 4,7-5,1% đối với BESS 20% 4 giờ,

Thứ hai, NPV của các nhà máy thì có sự nhạy cảm lớn hơn nhiều so với LCOE, tăng lên trong khoảng từ 12% đến trên 100% (trên -20% thay đổi của giá mô-đun PV)

phụ thuộc mạnh vào vị trí nhà máy, quy mô BESS và giới hạn truyền tải. Nhìn chung, giảm chi phí mô-đun PV giúp cải thiện rõ rệt NPV, đặc biệt nhạy cảm với hệ thống có BESS nhỏ và ít giới hạn truyền tải, cụ thể khác nhau ở các vùng miền như sau:

- Lai Châu thuộc miền Bắc với đặc điểm ít bức xạ, chi phí cao: Khu vực này có độ nhạy của NPV với giá mô-đun rất cao, đặc biệt ở dung lượng BESS 10% và 2 giờ lưu trữ. Do đó, chính sách hỗ trợ chi phí đầu tư ban đầu như trợ giá thiết bị, hay miễn giảm thuế nhập khẩu mô-đun PV sẽ tạo đột phá trong khuyến khích đầu tư ĐMT ở khu vực này.

- Ninh Thuận thuộc khu vực miền Trung với bức xạ cao: Hiệu quả tài chính của hệ thống PV-BESS ở đây cũng được cải thiện mạnh với công suất và dung lượng BESS nhỏ, nhưng NPV của hệ thống lại trở lên ít co giãn theo chi phí mô-đun với BESS lớn. Do đó, chính sách nên tập trung vào khuyến khích đầu tư BESS dung lượng hợp lý (trung bình–nhỏ) thay vì bắt buộc dung lượng lớn, đồng thời, xem xét cơ chế cắt giảm (mở rộng/nới lỏng hơn giới hạn truyền tải α) để tận dụng tối đa tiềm năng bức xạ.

- Bình Phước thuộc khu vực miền Nam với tiềm năng ở mức trung bình-khá: Do NPV co giãn thấp nhất trước thay đổi chi phí PV so với 2 vùng ở trên (Lai Châu và Ninh Thuận), điều này thể hiện dự án ổn định hơn. Và do đó, chính sách đối với Bình Phước cần ưu tiên hơn về các cơ chế khác như đối với giá điện, hoặc ưu đãi truyền tải hơn là giảm chi phí thiết bị.

Chi tiết thay đổi LCOE và NPV theo tác động giảm 20% chi phí mô-đun trong mô hình TOU của các nhà máy tại Bảng D.6, Phụ lục D.

4.4.2. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư BESS

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

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

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

Kết quả cho thấy LCOE giảm khá nhỏ, chỉ trong khoảng 1,9% - 4,8% khi chi phí BESS giảm 20%. Ở các cấu hình BESS dung lượng lớn (20% \times 4h), mức giảm LCOE thường cao hơn (4,8%) so với các cấu hình nhỏ (10% \times 2h, giảm hơn 1,9%). Điều này phản ánh rằng chi phí BESS chỉ chiếm một phần nhỏ trong tổng chi phí đầu tư toàn hệ thống PV-BESS (khi phân tích BESS từ 10% đến 20% công suất PV và thời gian lưu trữ từ 2 giờ tới 4 giờ), và do đó giảm giá BESS có tác động không lớn đến LCOE, tuy nhiên phụ thuộc tỷ trọng chi phí BESS trong tổng vốn đầu tư.

Ngược lại với LCOE, NPV biến động mạnh hơn nhiều: tăng từ hơn 9% đến gần 30% khi chi phí BESS giảm 20%. Tác động lớn nhất ở các dự án dung lượng BESS lớn (20% \times 4h, Lai Châu), NPV tăng mạnh nhất và cải thiện gần 30% khi giới hạn truyền tải không thấp hơn 0,8. Ngoài ra, thì NPV của dự án cũng ít nhạy cảm theo chi phí đầu tư của BESS, đặc biệt khi BESS có dung lượng lưu trữ cao.

Ngoài ra, so sánh vùng miền cho thấy, Lai Châu có độ nhạy cảm nhất trên chỉ số NPV. Do LCOE ban đầu cao, nên khi chi phí BESS giảm, hiệu ứng cải thiện mạnh hơn. Ninh Thuận và Bình Phước ít nhạy cảm hơn, do suất đầu tư PV tốt hơn, suất phát điện cao hơn, phần đóng góp của BESS vào tổng chi phí đầu tư nhỏ hơn, làm giảm giá BESS ít tác động đến LCOE và NPV.

Như vậy, giảm chi phí BESS thông qua hỗ trợ đầu tư, tín dụng ưu đãi, hay giảm giá công nghệ sẽ cải thiện đáng kể hiệu quả kinh tế của dự án PV-BESS, đặc biệt ở các vùng có điều kiện kém hơn như Lai Châu. Nhưng, do LCOE chỉ giảm ít (<5%), nếu chỉ xét khung giá cố định hiện hành, hệ thống vẫn khó đạt NPV dương. Tác động chủ yếu thể hiện ở cải thiện dòng tiền và giảm lỗ (NPV ít âm hơn). Do đó, cần kết hợp với các cơ chế TOU hoặc thanh toán hệ thống F để đảm bảo khả thi tài chính cho các dự án ĐMT tại Việt Nam.

Chi tiết thay đổi LCOE và NPV theo tác động giảm 20% chi phí mô-đun trong mô hình TOU của các nhà máy tại Bảng D.7, Phụ lục D.

4.4.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS

Khi giả định vòng đời BESS là 20 năm (một vòng đời duy nhất), LCOE của hệ thống PV-BESS giảm đáng kể so với trường hợp phải thay thế BESS sau 10 năm. Kết quả tỷ lệ thay đổi LCOE và NPV của các hệ thống khi giảm từ 2 vòng đời của BESS (tuổi thọ 10 năm) xuống 1 vòng đời (tuổi thọ 20 năm) được trình bày trong bảng dưới đây.

Bảng 4.8. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV của các NMĐMT khi giảm từ 2 vòng đời (tuổi thọ 10 năm) xuống 1 vòng đời (tuổi thọ 20 năm) của BESS (%)

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

Bảng trên là kết quả phân tích độ nhạy cho thấy, việc kéo dài tuổi thọ của BESS từ hai vòng đời (10 năm) xuống còn một vòng đời (20 năm) có tác động khác nhau đến LCOE và NPV của các hệ thống PV-BESS tùy theo quy mô BESS tại các nhà máy khảo sát. Với các hệ thống có quy mô lưu trữ nhỏ (10% công suất trong 2 giờ), LCOE giảm nhẹ khoảng 2,5–2,6% ở cả ba nhà máy, phản ánh tác động tích cực đến tiết kiệm chi phí thay thế BESS. Với quy mô lưu trữ lớn hơn (20% công suất trong 4 giờ), LCOE giảm khoảng 8% do chi phí đầu tư bổ sung vượt trội lợi ích tiết kiệm.

Đối với NPV, tất cả các kịch bản đều ghi nhận sự gia tăng rõ rệt, đặc biệt là với BESS nhỏ (tăng đến hơn 40,4% ở Lai Châu và trên 28,5% ở Ninh Thuận), trong khi các hệ thống BESS lớn cũng có mức tăng khá cao, dao động từ 21% đến 29% tùy vị trí. Ngoài ra, sự thay đổi của hệ số α giảm xuống 0,6, do có sự sụt giảm đáng kể về sản lượng nên lượng gia tăng của NPV thấp hơn.

Nhìn chung, việc tăng tuổi thọ BESS mang lại lợi ích kinh tế đáng kể cho các dự án, nhưng hiệu quả về chi phí phát điện, thể hiện qua LCOE, lại phụ thuộc mạnh vào dung lượng lưu trữ và điều kiện của từng nhà máy. Do đó, chính sách hỗ trợ và quy hoạch quy mô BESS cần được thiết kế linh hoạt, phù hợp theo từng địa điểm cụ thể thay vì áp dụng chung cho toàn hệ thống.

Chi tiết thay đổi LCOE và NPV theo tác động giảm số vòng đời BESS trong mô hình TOU của các nhà máy tại Bảng D.8, Phụ lục D.

4.4.4. Ảnh hưởng của chi phí sử dụng vốn vay

Bảng 4.9 dưới đây trình bày phân tích độ nhạy của lãi suất vốn vay tác động đến LCOE và NPV của các hệ thống P-BESS của các nhà máy. Với mức lãi suất vốn vay ban đầu là 6,912% và giảm xuống 20% tương ứng với 5,53%. Khi đó, WACCC của dự án thay đổi từ 10,921% xuống 10,437%.

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

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

Kết quả cho thấy, tất cả các kịch bản đều cho thấy LCOE giảm khoảng một lượng rất nhỏ gần như không phụ thuộc vào công suất BESS và ràng buộc α , khoảng 1,2% – 1,36% khi lãi suất vốn vay giảm 20%. Điều này phản ánh quy luật tài chính, khi chi phí vốn vay giảm, chi phí điện quy dẫn cũng sẽ giảm do gánh nặng chi phí tài chính thấp hơn. Tuy nhiên, mức giảm của LCOE như trên là một tác động không đáng kể và gần như không làm thay đổi khả năng cạnh tranh chi phí của mỗi nhà máy.

Tuy nhiên, tác động của lãi suất vốn vay làm thay đổi NPV rõ rệt hơn so với LCOE, nhưng mức độ khác nhau giữa các nhà máy. NPV của NMĐMT Lai Châu tăng mạnh nhất, với mức tăng từ +7,58% đến +17,6% ở kịch bản BESS nhỏ (10% 2h). NPV đối với Ninh Thuận cũng tăng khá từ 9,66% tới 11,63% với BESS nhỏ và α không nhỏ hơn 0,8. Tỷ lệ gia tăng NPV đối với NMĐMT Bình Phước là nhỏ, cho thấy các dự án tại khu vực này ít phụ thuộc vào chi phí vốn vay hơn.

Tóm lại, giảm lãi suất vốn vay có tác động không đáng kể tới LCOE của các hệ thống. Tuy nhiên, NPV được cải thiện rõ rệt ở những dự án có tiềm năng bức xạ cao (Lai Châu, Ninh Thuận) và cấu hình BESS nhỏ. Do đó, việc giảm lãi suất vốn vay thông qua các cơ chế như tín dụng xanh, ưu đãi vay vốn cho NLTT,.. có thể là đòn bẩy quan trọng để cải thiện tính khả thi kinh tế của các dự án PV-BESS, đặc biệt ở các vùng có tiềm năng cao về năng lượng mặt trời.

Chi tiết thay đổi LCOE và NPV theo tác động giảm số vòng đời BESS trong mô hình TOU của các nhà máy tại Bảng D.9, Phụ lục D.

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

Khi α giảm từ 1,0 xuống 0,6, thì NPV của các nhà máy giảm rất mạnh, đặc biệt với mức trang bị BESS nhỏ (10% \times 2h). Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV theo tác động giảm giới hạn truyền tải α trong mô hình TOU của các nhà máy tại Bảng 4.10 và chi tiết hơn tại Bảng D.10, Phụ lục D.

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

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

LCOE của các hệ thống bị tăng dần khi càng hạn chế công suất phát xuống mức thấp. Khi α bằng 0,8, LCOE của các hệ thống tăng không đáng kể. Khi α giảm sâu xuống 0,6 thì LCOE tăng mạnh, dao động từ +2,6% đến +12,4% tùy từng nhà máy và dung lượng BESS. Trong đó, mức tăng lớn nhất xuất hiện đối với NMĐMT Ninh Thuận với BESS 10% \times 2h, LCOE tăng 12,4% và Bình Phước tăng 9,8%. Điều này cho thấy, khu vực có bức xạ cao thì việc cắt giảm mạnh công suất phát sẽ gây ra thiệt hại rõ rệt hơn (do chi phí điện sản xuất sẽ bị tăng cao) so với khu vực có bức xạ mặt trời thấp và sản lượng thấp.

NPV của các nhà máy sẽ rất nhạy cảm với mức giới hạn truyền tải giảm càng thấp. NPV của các nhà máy chỉ biến động nhẹ khi $\alpha = 0,8$, trừ Ninh Thuận với BESS 10%–2h thì NPV đã giảm khá nhiều (-16,5%), chứng tỏ khu vực có tiềm năng phát lớn sẽ mất nhiều giá trị kinh tế khi bị giới hạn công suất. Khi $\alpha = 0,6$, NPV sụt giảm nghiêm trọng ở tất cả các nhà máy, mức giảm từ -3,3% đến -97%, đặc biệt với hệ thống có BESS nhỏ hơn thì thiệt hại NPV cao hơn. Trong đó, Ninh Thuận và Lai Châu với BESS 10%–2h có mức giảm NPV rất mạnh (-91,4% và -97%). Điều này cho thấy rủi ro rất lớn đối với NPV các dự án khi phải cắt giảm nhiều công suất phát và dung lượng lưu trữ không đủ lớn.

Kết quả là, việc áp đặt giới hạn công suất phát có thể khiến dự án PV-BESS trở nên kém hiệu quả kinh tế, đặc biệt ở các khu vực có tiềm năng bức xạ cao. Do đó, cần thiết các cơ chế bù đắp đảm bảo tính hấp dẫn tài chính cho nhà đầu tư khi có hạn chế truyền tải.

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

4.5.1. Tổng hợp kết quả phân tích độ nhạy

Phân tích độ nhạy cho thấy các yếu tố đầu vào quan trọng ảnh hưởng đáng kể đến tính khả thi kinh tế – tài chính của dự án PV-BESS. Các kết quả được tổng hợp như sau:

1. Chi phí mô-đun PV

Khi chi phí mô-đun giảm 20% (từ 0,22 xuống 0,18 USD/Wdc), LCOE của cả ba nhà máy giảm khoảng 4,7–6,6%. Xu hướng giảm của LCOE tương đối đồng đều giữa các vùng miền, phản ánh vai trò chủ yếu của chi phí thiết bị PV trong tổng chi phí đầu tư ban đầu của mỗi nhà máy, nhưng không tạo ra sự khác biệt lớn về tính nhạy cảm giữa các dự án. LCOE giảm nhiều hơn (khoảng 6-6,5%) với BESS 10% \times 2h so với BESS 20% \times 4h (khoảng 4,6-5,1%). Trong mô hình TOU, NPV tăng mạnh khi LCOE hệ thống giảm đã làm thanh toán công suất giảm mạnh tương ứng, một số kịch bản loại bỏ nhu cầu bù đắp F cho nhà máy như tại NĐMT Lai Châu tại cấu hình BESS 10% \times 2h và α từ 1,0 tới 0,8 khi giá PV giảm 20%.

2. Chi phí đầu tư BESS

Chi phí BESS có tác động ít hơn so với chi phí mô-đun PV. Giảm 20% chi phí BESS giúp LCOE giảm từ 1,9% đến 4,8% tùy cấu hình tương ứng từ 10% \times 2h tới 20% \times 4h. Trong mô hình TOU, mức chi phí làm thanh toán công suất (F) giảm mạnh, giảm 16,9%-29,6% cho đối với Lai Châu, 14,1%-20,9% đối với Ninh Thuận và 9,8%-12,3% cho Bình Phước khi chi phí đầu tư BESS giảm 20%. Tuy nhiên, các kịch bản vẫn cần có thanh toán công suất bổ sung cho các nhà máy do NPV vẫn còn âm ở khung giá cao điểm, bình thường được xây dựng.

3. Vòng đời của BESS

Khi giả định BESS có vòng đời 10 năm (đầu tư 2 vòng) sang vòng đời 20 năm (đầu tư 1 vòng) làm giảm tổng chi phí vốn đầu tư dự án. Do đó, LCOE của hệ thống PV-BESS giảm từ khoảng 2,5% (với BESS 10% \times 2h) tới 8,0% (với BESS 20% \times 4h), nhưng không đáng kể, nhiều cấu hình PV-BESS tại Ninh Thuận và tất cả các cấu hình tại Bình Thuận vẫn chưa đạt được thấp hơn giá trần của Khung giá.

Trong hệ thống giá cao điểm, bình thường được xây dựng, NPV của các nhà máy ở cả ba miền (Lai Châu, Ninh Thuận, Bình Phước) đều âm với giả định 2 vòng đời. Nếu giả định chỉ có 1 vòng đời, các kịch bản vẫn chưa đạt được NPV dương nhưng giảm được mức lỗ tương đáng kể, do đó, giảm đáng kể mức thanh toán công suất F cần bù đắp, với tỷ lệ giảm F bằng với tỷ lệ giảm lỗ (hay tăng lãi) của NPV. Như vậy, trong mô hình TOU, giả định vòng đời BESS là biến số nhạy cảm quan trọng, quyết định dự án có cần đến cơ chế hỗ trợ tài chính là bao nhiêu.

Như vậy, độ nhạy theo vòng đời BESS là minh chứng quan trọng cho thấy kết quả phân tích kinh tế – tài chính phụ thuộc mạnh vào giả định về tuổi thọ công nghệ. Trong bối cảnh chi phí BESS ngày càng giảm và công nghệ ngày càng bền hơn, việc cải thiện

vòng đời thực tế của pin có thể làm thu hẹp khoảng cách giữa LCOE và khung giá trần, đồng thời giảm hoặc loại bỏ nhu cầu về cơ chế hỗ trợ trong mô hình TOU.

4. Chi phí sử dụng vốn vay và WACC

Khi giảm lãi suất vốn vay 20%, WACC giảm từ 10,921% xuống 10,437% sẽ tác động rất nhỏ đến sự thay đổi của LCOE của các nhà máy, cụ thể Lai Châu giảm 4–9,8%, trong khi Ninh Thuận và Bình Phước chỉ giảm khoảng 1,3%. Điều này cho thấy LCOE nhạy cảm hơn đối với lãi suất vốn vay, hay WACC ở miền có ít tiềm năng ĐMT hay sản lượng phát điện là thấp hơn.

5. Giới hạn truyền tải

Đối với giới hạn truyền tải, LCOE giảm đáng kể trong cả hai mô hình với α từ dưới 0,8. NPV trong mô hình giá cao - thấp điểm sẽ thay đổi lớn và đặc biệt nhạy cảm khi α bằng 0,6. Đối với mô hình TOU, α thấp đồng nghĩa với nhu cầu bù đắp qua phí F cao hơn. Ngoài ra, chi thanh toán công suất F càng lớn khi hệ thống có hạn chế truyền tải thấp đồng thời lắp đặt BESS công suất càng lớn.

4.5.2. So sánh giữa mô hình LCOE và mô hình TOU

Kết quả tổng hợp so về phân tích độ nhạy trong hai mô hình LCOE và TOU trình bày tại Bảng dưới đây.

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

Biến số	Tác động đến LCOE	Tác động đến NPV, F	Ý nghĩa chính sách
Chi phí mô-đun: Giảm 20%	LCOE giảm từ 4,6% đến 6,6%	Tăng từ 22,7% đến 102,6% đối với BESS 10% \times 2h; Tăng 11,8% đến 18,4% với BESS 20% \times 4h	Không phải trọng tâm điều chỉnh chính sách trong điều kiện Việt Nam hiện nay.
Chi phí BESS (Giảm 20%)	LCOE giảm khoảng: 1,9% với BESS 10% \times 2h 4,9% với BESS 20% \times 4h	Tăng từ 9,4-29,7% tùy từng nhà máy, từng cấu hình BESS	Tác động không quá lớn, tuy nhiên có thể ưu tiên hỗ trợ công nghệ BESS như các chính sách cho đầu tư, khấu hao, ưu đãi thuế.
Số vòng đời BESS (Giảm từ 2 vòng sang 1 vòng đời)	LCOE giảm khoảng: 2,6% với BESS 10% \times 2h 8,0% với BESS 20% \times 4h	NPV cải thiện rất rõ, tăng từ 9,5% đến 40,5% tùy từng nhà máy, từng cấu hình BESS	QĐ 988 mới tính đến 1 vòng đời, làm cho khung giá thấp hơn tương đối với nghiên cứu phân tích 2 vòng đời.

Biến số	Tác động đến LCOE	Tác động đến NPV, F	Ý nghĩa chính sách
			Nếu Nhà nước tiếp tục chỉ tính 1 vòng đời, thì cơ chế hỗ trợ F cần được bổ sung do $NPV < 0$. Chính sách khuyến khích đổi mới công nghệ BESS để tăng tuổi thọ, giảm chi phí thay thế BESS
Chi phí vốn vay (Giảm 20%)	LCOE giảm khoảng 1,3%	NPV cải thiện nhưng mức F thay đổi không lớn. NPV tăng nhiều nhất đạt 17,6% tại Lai Châu với BESS 10% \times 2h; tăng 11,6% tại Ninh Thuận với BESS 10% \times 2h; Còn lại thay đổi không đáng kể.	Ưu đãi vốn vay có thể là một trong những chính sách phụ, hỗ trợ.
Giới hạn truyền tải α (từ 1,0 đến 0,6)	LCOE giảm không đáng kể với $\alpha=0,8$; giảm cao nhất tới 12,4% với $\alpha=0,6$ và tại Ninh Thuận	NPV giảm mạnh, F tăng cao, giảm mạnh nhất đối với Ninh Thuận (-91,6%) và Lai Châu (-97%) tại $\alpha=0,6$; Bình Phước giảm lớn nhất (-34%) tại BESS 10% \times 2h và $\alpha=0,6$.	Quy hoạch phát triển lưới điện và chính sách giới hạn truyền tải cần đặc biệt chú trọng.

Kết quả phân tích độ nhạy giữa hai mô hình định giá cho thấy sự khác biệt căn bản về cách tiếp cận, mức độ nhạy cảm và ý nghĩa chính sách:

❖ Cách tiếp cận:

Mô hình LCOE: Được xây dựng dựa trên chi phí toàn vòng đời của dự án, LCOE phản ánh “giá sàn kinh tế” cần thiết để đảm bảo dự án đạt trạng thái hòa vốn tài chính ($NPV = 0$). Đây là thước đo chuẩn tắc, mang tính khách quan, song chưa phản ánh được giá trị hệ thống mà BESS mang lại trong việc dịch chuyển năng lượng sang giờ cao điểm.

Mô hình TOU: Dựa trên cơ chế giá hai bậc (cao điểm và bình thường), mô hình TOU mô phỏng trực tiếp vận hành PV-BESS trong điều kiện lưới điện. Do đó, TOU phản ánh được lợi ích của BESS trong việc gia tăng giá trị kinh tế thông qua dịch chuyển

năng lượng, đồng thời cho phép lượng hóa mức thanh toán công suất F của BESS khi $NPV < 0$.

❖ **Mức độ nhạy cảm:**

Trong mô hình LCOE, giảm 20% chi phí đầu tư BESS chỉ giúp LCOE giảm từ 2–5%, không đủ để đưa LCOE xuống dưới mức giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT trong hầu hết các kịch bản.

Trong mô hình TOU, cùng một thay đổi chi phí có thể làm NPV cải thiện lớn hơn, do đó có thể làm giảm hoặc loại bỏ hoàn toàn mức phí F phải bù do tác động có thể khuếch đại từ biểu giá giờ cao điểm, đặc biệt với công suất BESS lớn hơn. Doanh thu và tính khả thi tài chính nhờ vậy thay đổi rõ rệt hơn với sự thay đổi trong LCOE.

Ngoài ra, biến số tỷ lệ hạn chế truyền tải α ảnh hưởng trực tiếp làm giảm sản lượng, từ đó tác động làm tăng LCOE, từ đó tác động mạnh đến kết quả trong mô hình TOU, khiến NPV suy giảm nhanh chóng và kéo theo yêu cầu tăng F.

❖ **Ý nghĩa trong bối cảnh Việt Nam:**

Khung giá phát điện hiện hành (Quyết định 988/QĐ-BCT) được xác định dựa trên giả định chỉ có một vòng đời BESS trong 20 năm vận hành của nhà máy. Ngược lại, nghiên cứu này tính toán theo hai vòng đời BESS (thay thế sau 10 năm), dẫn tới LCOE cao hơn, một trong những lý do của việc NPV của hầu hết các cấu hình được phân tích âm trong khung biểu giá. Trong điều kiện này, mô hình TOU có vai trò đặc biệt quan trọng vì cho phép thiết kế các cơ chế hỗ trợ bổ sung, cụ thể là thanh toán công suất F, để đảm bảo tính khả thi tài chính, nhất là tại miền Trung và miền Nam nơi giá trần thấp hơn miền Bắc.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 4

Kết quả phân tích trong Chương 4 đã cung cấp cái nhìn hệ thống về tính khả thi kinh tế – tài chính của các dự án ĐMT kết hợp lưu trữ tại Việt Nam, đồng thời làm rõ vai trò và tác động của các yếu tố chi phí, thông số kỹ thuật và cơ chế giá. Từ đó, có thể rút ra một số kết luận chủ yếu sau:

Thứ nhất, các kịch bản mô phỏng cho thấy, tính khả thi tài chính hiện tại của PV-BESS tại Việt Nam có thể đảm bảo hiệu quả tại một số quy mô lưu trữ. Với khung giá hiện hành theo Quyết định 988/QĐ-BCT là khả thi tài chính cho chủ yếu cấu hình BESS 10% \times 2h và giới hạn truyền tải có thể tối đa là 0,6 với 2 miền Bắc và Trung, còn lại các cấu hình BESS lớn hơn và khung giá của miền Nam đều cho NPV âm trong cả mô hình LCOE và mô hình TOU, đặc biệt trong hầu hết giả định thay thế hai vòng đời BESS

trong chu kỳ 20 năm. Nguyên nhân chính là do chi phí đầu tư lưu trữ hiện vẫn ở mức cao, trong khi khung giá chưa đủ chi bao gồm phí phát điện cho một số điều kiện đặc thù như thể hiện được nhiều cấu hình BESS, hạn chế truyền tải hay vòng đời BESS. Điều này cho thấy, PV-BESS cần thêm sự hỗ trợ bổ sung từ cơ chế chính sách để đạt hiệu quả tài chính tích cực.

Thứ hai, kết quả phân tích độ nhạy cho thấy những yếu tố then chốt quyết định hiệu quả dự án. Các biến số nhạy cảm nhất bao gồm:

- Chi phí mô-đun PV: giảm 20% chi phí mô-đun có thể giúp LCOE giảm 4,6–6,6% và cải thiện NPV lớn trong mô hình TOU, cho thấy chi phí mô-đun PV là thành phần chi phí quan trọng trong hệ thống, cao hơn vai trò của BESS trong điều kiện mức trang bị công suất BESS hiện tại. Tuy nhiên, sự giảm giá mô-đun PV có thể không là trọng tâm chính sách của nhà nước trong thời kỳ tới do công nghệ và giá thương mại của PV đã đi vào ổn định ở thị trường trong nước và thế giới nói chung.

- Chi phí đầu tư BESS: giảm 20% chi phí BESS có thể giúp LCOE giảm 2–5% và cải thiện NPV đáng kể trong mô hình TOU, cho thấy BESS là thành phần quan trọng trong cơ cấu chi phí, càng quan trọng với dung lượng BESS lớn.

- Số vòng đời BESS: khi giả định chỉ thay thế một lần trong 20 năm, LCOE giảm thêm 2–8%, NPV mặc dù vẫn âm trong tất cả các hệ thống trong mô hình TOU nhưng NPV tăng khoảng 20–40% so với giả định hai vòng đời. Điều này nhấn mạnh tầm quan trọng của việc kéo dài tuổi thọ pin tới tính hiệu quả của dự án.

- Hệ số α , mức độ cắt giảm công suất do giới hạn truyền tải: khi α giảm, NPV giảm mạnh và phí F tăng cao, cho thấy quy hoạch lưới và giảm thiểu cắt giảm là điều kiện tiên quyết để đảm bảo hiệu quả cho các hệ thống PV-BESS ở các khu vực.

- Chi phí sử dụng vốn vay: giảm 20% lãi suất vốn vay chỉ giúp LCOE giảm khoảng 1,3, chỉ cải thiện NPV ở mức hạn chế hơn so với các tác động khác (như từ chi phí BESS, số vòng đời BESS, giới hạn truyền tải), nhưng đây vẫn là một công cụ quan trọng thúc đẩy hiệu quả cho các dự án PV-BESS. Trong bối cảnh Việt Nam, chi phí vốn vay thường cao và rủi ro tài chính cho các dự án năng lượng sạch khá lớn, nên chính sách tín dụng xanh có thể đóng vai trò giảm gánh nặng tài chính ban đầu, nâng cao khả năng tiếp cận vốn vay và tăng độ tin cậy cho nhà đầu tư.

Thứ ba, mô hình TOU thể hiện vai trò quan trọng trong việc phản ánh giá trị kinh tế của BESS. Trong khi mô hình LCOE chỉ xác định được “giá sàn kinh tế” của dự án, mô hình TOU lại cho phép lượng hóa trực tiếp lợi ích của việc dịch chuyển năng lượng sang giờ cao điểm. Phân tích cho thấy khi áp dụng TOU với mức chênh lệch giá giờ cao/bình thường từ 1,2–1,3 lần và $P_{cao} = P_{trần}$, NPV của các hệ thống đều âm trong các

kịch bản, do đó cần bổ sung mức phí F cần thiết để đạt NPV về bằng 0, tương ứng đảm bảo lãi suất sau thuế trên phần vốn chủ sở hữu là 12%. Điều này chứng minh rằng cơ chế TOU+F là cơ chế thúc đẩy cho chuyển dịch năng lượng giữa các giờ cao/thấp điểm của phụ tải, khuyến khích áp dụng BESS và đảm bảo thu hồi tài chính cho chủ đầu tư dự án.

Thứ tư, cần thiết kế các chính sách hỗ trợ tài chính song song với cơ chế giá. Kết quả phân tích đã cho thấy PV-BESS chỉ có thể trở nên khả thi nếu kết hợp TOU với các cơ chế hỗ trợ bổ sung như:

- Hỗ trợ giảm CAPEX_{BESS} thông qua miễn giảm thuế, trợ cấp đầu tư, hoặc tín dụng xanh với lãi suất thấp.
- Khuyến khích áp dụng công nghệ pin có vòng đời dài hơn, giảm chi phí thay thế.
- Bổ sung các công cụ thị trường ngoài cơ chế giá điện, như các tài trợ trực tiếp vốn đầu tư cho BESS, khoản trả cho công suất (như F), hoặc dịch vụ phụ trợ thị trường khác (như điều tần, dự phòng công suất).

Tóm lại, Chương 4 đã chứng minh rằng việc triển khai PV-BESS tại Việt Nam không thể chỉ đánh giá dựa trên chỉ số LCOE, mà cần tiếp cận song song bằng mô hình TOU để phản ánh đúng giá trị kinh tế của lưu trữ. Đồng thời, để đảm bảo hiệu quả đầu tư và thu hút nguồn vốn tư nhân, cần thiết phải ban hành một cơ chế chính sách đồng bộ, bao gồm: cơ chế giá điện linh hoạt hơn, ưu đãi tài chính cho BESS, và giải pháp về giới hạn truyền tải cụ thể thông qua điều kiện quy hoạch lưới. Khi đó, PV-BESS mới có thể trở thành giải pháp khả thi cả về kinh tế và hệ thống, góp phần thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

1. Những kết quả đạt được

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Một số kiến nghị

Từ các kết quả mô phỏng, phân tích và so sánh hai mô hình xác định giá bán điện cho các nhà máy điện mặt trời có hệ thống lưu trữ (PV-BESS) trong hệ thống điện Việt Nam, luận án đưa ra một số kiến nghị nhằm hoàn thiện cơ chế định giá và chính sách hỗ trợ đầu tư PV-BESS theo hướng phản ánh đầy đủ hơn giá trị kinh tế – kỹ thuật của lưu trữ năng lượng, đồng thời phù hợp với điều kiện vận hành thực tế của hệ thống điện.

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

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

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

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

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

Trong giai đoạn trung hạn, khi công suất điện mặt trời tiếp tục gia tăng và bắt đầu xuất hiện hiện tượng dư công suất theo thời gian hoặc cắt giảm công suất cục bộ theo khu vực, việc kết hợp mô hình LCOE với biểu giá điện theo thời gian sử dụng (TOU) trở nên cần thiết. Cách tiếp cận này cho phép duy trì vai trò của giá sản phẩm dài hạn, đồng thời bổ sung tín hiệu giá theo thời gian nhằm khuyến khích dịch chuyển năng lượng và tích hợp lưu trữ điện vào hệ thống.

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

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

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

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

Trên cơ sở đó, luận án kiến nghị cần bổ sung các thành phần định giá ngoài giá điện năng, bao gồm chênh lệch giá cao điểm – thấp điểm và phí công suất, nhằm phản ánh đúng giá trị dịch chuyển năng lượng và chi phí cố định của hệ thống lưu trữ. Cơ chế TOU+F cho phép tách bạch phần giá điện năng và phần giá trị dịch vụ lưu trữ, qua đó tạo điều kiện để các dự án PV-BESS đạt được điểm hòa vốn tài chính trong điều kiện khung giá trần không thay đổi.

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

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

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

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

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

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

Cuối cùng, luận án kiến nghị cần tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện cơ chế định giá cho PV-BESS trong bối cảnh thị trường điện cạnh tranh, bao gồm các hình thức thanh

toán cho dịch vụ phụ trợ, dự phòng công suất và các cấu trúc hợp đồng mua bán điện (PPA) tách riêng phần giá điện năng và phần giá cho dịch vụ lưu trữ. Việc này sẽ giúp phản ánh đầy đủ hơn giá trị hệ thống mà BESS mang lại và tạo nền tảng cho sự phát triển bền vững của PV-BESS trong hệ thống điện Việt Nam.

3. Đóng góp chính của Luận án

Đóng góp học thuật:

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

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

Đóng góp thực tiễn:

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

Đóng góp chính sách:

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

4. Hạn chế và hướng nghiên cứu tiếp theo

Nghiên cứu hiện mới tập trung vào ba khu vực đại diện và chưa xem xét chi tiết các ràng buộc chất lượng điện năng ở mức nút lưới. Ngoài ra, nghiên cứu mới chỉ tập trung vào ba khu vực điển hình và giả định chi phí của ba nhà máy (Lai Châu, Ninh

Thuận và Bình Phước) theo dữ liệu đầu vào cho xây dựng khung giá của Quyết định 988/QĐ-BCT. Thời gian tới, các nghiên cứu có thể mở rộng theo hướng:

(i) phân tích tác động hệ thống của PV-BESS trên quy mô toàn quốc bằng mô hình tối ưu hóa lưới điện;

(ii) cập nhật các kịch bản chi phí BESS theo xu thế giảm của công nghệ; và

(iii) mở rộng khung định giá PV-BESS sang các dịch vụ phụ trợ và thị trường điện cạnh tranh.

DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH CÓ LIÊN QUAN ĐẾN LUẬN ÁN

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

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] F. Ding, Z. Chen, Y. Chen, D. Luo, and Y. Sun, "Voltage-variation-based adaptive virtual inertia control for dynamic power distribution in distributed energy storage battery system," *Journal of Energy Storage*, vol. 132, p. 117778, 2025/10/10/ 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.117778>.
- [2] Y. M. S. Al Khdhairi and A. M. Vural, "Large-scale Battery Energy Storage System Integration to Power Systems with High Penetration of Renewable Energy Sources for Regulation Services: A Critical Review," (in en), *Journal of Renewable Energy and Environment*, vol. 12, no. 2, pp. 1-28, 2025, doi: 10.30501/jree.2025.486400.2149.
- [3] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, and J. Salpakari, "Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 785-807, 2015/05/01/ 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>.
- [4] B. Kroposki *et al.*, "Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, pp. 61-73, 03/01 2017, doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [5] P. S. Kundur and O. P. Malik, *Power System Stability and Control*, 2nd Edition ed. New York: McGraw-Hill Education (in en), 2022.
- [6] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511-536, 2015/01/01/ 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.
- [7] B. Zakeri and S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569-596, 2015/02/01/ 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>.
- [8] N. W. M. Kara Clark, M. Shao, S. Pajic, R. D'Aquila, "Western Wind and Solar Integration Study Phase 3 -- Frequency Response and Transient Stability (Report and Executive Summary)," NREL, NREL, 2014. [Online]. Available: <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/western-wind-and-solar-integration-study-phase-3-frequency-respon>
- [9] C. M. Hoff, *Energy Storage Technologies and Applications*. Artech House 2022.
- [10] S. Sakib, M. B. Hossain, M. A. Zamee, M. J. Hossain, and M. A. Habib, "Role of battery energy storage systems: A comprehensive review on renewable energy zones integration in weak transmission networks," *Journal of Energy Storage*, vol. 128, p. 117223, 2025/08/30/ 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.117223>.
- [11] *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, 2019.
- [12] P. Denholm *et al.*, "The challenges of achieving a 100% renewable electricity system in the United States," *Joule*, vol. 5, no. 6, pp. 1331-1352, 2021/06/16/ 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.03.028>.

- [13] C. I. S. Operator, "2023 Special Report on Battery Storage," 2024. [Online]. Available: <https://www.caiso.com/documents/2023-special-report-on-battery-storage-jul-16-2024.pdf>
- [14] H. Othman, *Energy Storage Applications in Transmission and Distribution Grids*, Cambridge: Cambridge University Press, 2022. [Online]. Available: <https://www.cambridge.org/core/product/7831045B962F1F747A44BA45DE56C9CA>.
- [15] J. S. Babak Enayati. (2020) Advanced Use Cases of Batteries on Nantucket. *T&D World*. Available: <https://www.tdworld.com/distributed-energy-resources/energy-storage/article/21132541/national-grid>
- [16] I. G. (Editor). "There once was a 48 MWh Tesla battery on Nantucket, which saved National Grid \$120M in its budget." <https://www.utilitydive.com/news/Tesla-national-grid-battery-energy-storage-8hour-long-duration-diesel-generation-system-nantucket/564428/> (accessed 6/2, 2025).
- [17] BloombergNEF. "Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh." <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/> (accessed 15/4, 2025).
- [18] J. Sa'ed, S. Favuzza, F. Massaro, and E. Telaretti, "Optimization of BESS Capacity Under a Peak Load Shaving Strategy," in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 12-15 June 2018 2018, pp. 1-4, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494008.
- [19] R. Passey, N. Haghdadi, A. Bruce, and I. MacGill, "Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges," *Energy Policy*, vol. 109, pp. 642-649, 2017/10/01/ 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.045>.
- [20] N. R. Darghouth, G. Barbose, J. Zuboy, P. J. Gagnon, A. D. Mills, and L. Bird, "Demand charge savings from solar PV and energy storage," *Energy Policy*, vol. 146, p. 111766, 2020/11/01/ 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111766>.
- [21] I. R. E. Agency, "Behind-the-meter Batteries Innovation Landscape Brief," 2019. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BTM_Batteries_2019.pdf
- [22] Lazard, "Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage (Version 7.0)," 2021. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/42dnsswd/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>
- [23] U. S. D. o. Energy, "Energy Storage Grand Challenge: Energy Storage Market Report," 2020. Accessed: 15/4/2025. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/12/f81/Energy%20Storage%20Market%20Report%202020_0.pdf
- [24] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," *IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)*, pp. 1-98, 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8796486.

- [25] Z. Šimić, D. Topić, G. Knežević, and D. Pelin, "Battery energy storage technologies overview," *International journal of electrical and computer engineering systems*, vol. 12, pp. 53-65, 04/21 2021, doi: 10.32985/ijeces.12.1.6.
- [26] A. A. Nkembu, M. Simonazzi, D. Santoro, P. Cova, and N. Delmonte, "Comprehensive Review of Energy Storage Systems Characteristics and Models for Automotive Applications," *Batteries*, vol. 10, no. 3, doi: 10.3390/batteries10030088.
- [27] M. D. Forecast. "Battery Energy Storage Systems Market." <https://www.marketdataforecast.com/market-reports/battery-energy-storage-systems-market> (accessed 18/4, 2025).
- [28] S. S. Madani *et al.*, "A Comprehensive Review on Lithium-Ion Battery Lifetime Prediction and Aging Mechanism Analysis," *Batteries*, vol. 11, no. 4, doi: 10.3390/batteries11040127.
- [29] S. Mamtani and R. Wang, "Cathodic metal-based electrocatalysts for high-performance room-temperature Na-S batteries," *Chemical Engineering Journal*, vol. 522, p. 167804, 2025/10/15/ 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.cej.2025.167804>.
- [30] X. Liu *et al.*, "Advancements in Energy-Storage Technologies: A Review of Current Developments and Applications," *Sustainability*, vol. 17, no. 18, doi: 10.3390/su17188316.
- [31] H. Bayat and A. Yazdani, "A Hybrid MMC-Based Photovoltaic and Battery Energy Storage System," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. PP, pp. 1-1, 01/15 2019, doi: 10.1109/JPETS.2019.2892418.
- [32] B. Wang, G. Cai, and D. Yang, "Dispatching of a Wind Farm Incorporated With Dual-Battery Energy Storage System Using Model Predictive Control," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 144442-144452, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3014214.
- [33] K. Sarita, R. Devarapalli, and P. Rai, "Modelling and Control of Dynamic Battery Storage System Used in Hybrid Grid," *Energy Storage*, vol. 2, 03/09 2020, doi: 10.1002/est2.146.
- [34] F. Zhang *et al.*, "Battery ESS Planning for Wind Smoothing via Variable-Interval Reference Modulation and Self-Adaptive SOC Control Strategy," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. PP, pp. 1-1, 10/06 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2615638.
- [35] A. Savkin, M. Khalid, and V. Agelidis, "A Constrained Monotonic Charging/Discharging Strategy for Optimal Capacity of Battery Energy Storage Supporting Wind Farms," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, pp. 1-1, 07/01 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2528222.
- [36] D. Lamsal, V. Sreeram, Y. Mishra, and D. Kumar, "A Kalman filter approach for dispatching and attenuating the power fluctuation of wind and photovoltaic power generating systems," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, 10/23 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0663.
- [37] D. Lamsal, V. Sreeram, Y. Mishra, and D. Kumar, "Smoothing control strategy of wind and photovoltaic output power fluctuation by considering the state of health of battery

- energy storage system," *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, 01/15 2019, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5111.
- [38] S. A. Abdelrazek and S. Kamalasan, "Integrated PV Capacity Firming and Energy Time Shift Battery Energy Storage Management Using Energy-Oriented Optimization," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 3, pp. 2607-2617, 2016, doi: 10.1109/TIA.2016.2531639.
- [39] S. Chapaloglou *et al.*, "Smart energy management algorithm for load smoothing and peak shaving based on load forecasting of an island's power system," *Applied Energy*, vol. 238, pp. 627-642, 2019/03/15/ 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.102>.
- [40] A. J. Pimm, T. T. Cockerill, and P. G. Taylor, "The potential for peak shaving on low voltage distribution networks using electricity storage," *Journal of Energy Storage*, vol. 16, pp. 231-242, 2018/04/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.02.002>.
- [41] Y. Shi, B. Xu, D. Wang, and B. Zhang, "Using Battery Storage for Peak Shaving and Frequency Regulation: Joint Optimization for Superlinear Gains," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, 02/26 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2749512.
- [42] T. Aziz and N. Ketjoy, "PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations," *IEEE Access*, vol. PP, pp. 1-1, 08/30 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2747086.
- [43] R. K. Gupta and D. K. Molzahn, "Improving fairness in photovoltaic curtailment via feedback-driven daily topology reconfiguration in power distribution networks," *Applied Energy*, vol. 400, p. 126543, 2025/12/01/ 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126543>.
- [44] A. Samadi, R. Eriksson, L. Soder, B. Rawn, and J. Boemer, "Coordinated Active Power-Dependent Voltage Regulation in Distribution Grids With PV Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 29, pp. 1454-1464, 06/01 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2298614.
- [45] B. Chowdhury, "Optimal Voltage Regulation of Distribution Networks With Cascaded Voltage Regulators in the Presence of High PV Penetration," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. PP, pp. 1-1, 07/01 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2788869.
- [46] X. Gao *et al.*, "A Review of Voltage Control Studies on Low Voltage Distribution Networks Containing High Penetration Distributed Photovoltaics," *Energies*, vol. 17, no. 13, doi: 10.3390/en17133058.
- [47] J. Krata and T. Saha, "Real-Time Coordinated Voltage Support With Battery Energy Storage in a Distribution Grid Equipped With Medium-Scale PV Generation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, pp. 1-1, 04/20 2018, doi: 10.1109/TSG.2018.2828991.
- [48] L. Wang, F. Bai, R. Yan, and T. K. Saha, "Real-Time Coordinated Voltage Control of PV Inverters and Energy Storage for Weak Networks With High PV Penetration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3383-3395, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2789897.

- [49] R. Chedid and A. Sawwas, "Optimal Placement and Sizing of Photovoltaics and Battery Storage in Distribution Networks," *Energy Storage*, vol. 1, p. e46, 08/04 2019, doi: 10.1002/est2.46.
- [50] M. Zeraati, M. E. Hamedani Golshan, and J. Guerrero, "Distributed Control of Battery Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks With High PV Penetration," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, pp. 1-1, 12/06 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2636217.
- [51] J. Krata and T. K. Saha, "Real-Time Coordinated Voltage Support With Battery Energy Storage in a Distribution Grid Equipped With Medium-Scale PV Generation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 3486-3497, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2828991.
- [52] O. B. Adewuyi, R. Shigenobu, T. Senjyu, M. E. Lotfy, and A. M. Howlader, "Multiobjective mix generation planning considering utility-scale solar PV system and voltage stability: Nigerian case study," *Electric Power Systems Research*, vol. 168, pp. 269-282, 2019/03/01/ 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.010>.
- [53] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu, and H. Li, "Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 897-906, 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2177501.
- [54] G. M. Tina, D. Garozzo, and P. Siano, "Scheduling of PV inverter reactive power set-point and battery charge/discharge profile for voltage regulation in low voltage networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 131-139, 2019/05/01/ 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.11.009>.
- [55] K. Khawaja, S. Khan, S.-J. Lee, Z. Haider, and C.-H. Kim, "Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with Wind and solar power DGs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, pp. 1305-1315, 08/16 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0938.
- [56] M. R. Aghamohammadi and H. Abdolahinia, "A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded Microgrid," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 325-333, 2014/01/01/ 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.005>.
- [57] E. Bullich, M. Aragüés-Peñalba, A. Sumper, and O. Boix-Aragones, "Active power control in a hybrid PV-storage power plant for frequency support," *Solar Energy*, vol. 144, pp. 49-62, 03/01 2017, doi: 10.1016/j.solener.2016.12.033.
- [58] R. Sebastian, "Application of a battery energy storage for frequency regulation and peak shaving in a wind diesel power system," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, 09/14 2015, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0435.
- [59] Z. Wu, D. W. Gao, H. Zhang, S. Yan, and X. Wang, "Coordinated Control Strategy of Battery Energy Storage System and PMSG-WTG to Enhance System Frequency

- Regulation Capability," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1330-1343, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2679716.
- [60] J. Tan and Y. Zhang, "Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1140-1153, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2663334.
- [61] B. Peng, F. Zhang, J. Liang, L. Ding, Z. Liang, and Q. Wu, "Coordinated control strategy for the short-term frequency response of a DFIG-ES system based on wind speed zone classification and fuzzy logic control," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 363-378, 2019/05/01/ 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.11.010>.
- [62] C. Wang, Y. Mi, Y. Fu, and P. Wang, "Frequency Control of an Isolated Micro-Grid Using Double Sliding Mode Controllers and Disturbance Observer," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 923-930, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2571439.
- [63] S. Acharya, M. s. Moursi, and A. AlHinai, "Coordinated Frequency Control Strategy for Islanded Microgrid with Demand Side Management Capability," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. PP, 10/08 2017, doi: 10.1109/TEC.2017.2763186.
- [64] F. Abusief, R. Caldon, and F. Bignucolo, "Remote islanded distribution networks supplied by BESS integrated PV generation units," in *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 7-10 June 2016 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555634.
- [65] S. Pati, K. B. Mohanty, S. K. Kar, and D. Panda, "Voltage and frequency stabilization of a micro hydro-PV based hybrid micro grid using STATCOM equipped with Battery Energy Storage System," in *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, 14-17 Dec. 2016 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/PEDES.2016.7914481.
- [66] R. Hemmati, N. Azizi, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalão, "Decentralized frequency-voltage control and stability enhancement of standalone wind turbine-load-battery," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 102, pp. 1-10, 2018/11/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.04.021>.
- [67] K. Li, H. Xu, Q. Ma, and J. Zhao, "Hierarchy control of power quality for wind - Battery energy storage system," *Power Electronics, IET*, vol. 7, pp. 2123-2132, 08/01 2014, doi: 10.1049/iet-pel.2013.0654.
- [68] L. K. Gan and E. J. P. Echenique Subiabre, "A realistic laboratory development of an isolated wind-battery system," *Renewable Energy*, vol. 136, pp. 645-656, 2019/06/01/ 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.024>.
- [69] Y. S. Kim, E. S. Kim, and S. I. Moon, "Frequency and Voltage Control Strategy of Standalone Microgrids With High Penetration of Intermittent Renewable Generation Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 718-728, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2407392.

- [70] D. Metz and J. T. Saraiva, "Use of battery storage systems for price arbitrage operations in the 15- and 60-min German intraday markets," *Electric Power Systems Research*, vol. 160, pp. 27-36, 2018/07/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.01.020>.
- [71] R. Hemmati, H. Mehrjerdi, and M. Bornapour, "Hybrid hydrogen-battery storage to smooth solar energy volatility and energy arbitrage considering uncertain electrical-thermal loads," *Renewable Energy*, vol. 154, pp. 1180-1187, 2020/07/01/ 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.092>.
- [72] T. Terlouw, T. AlSkaif, C. Bauer, and W. van Sark, "Multi-objective optimization of energy arbitrage in community energy storage systems using different battery technologies," *Applied Energy*, vol. 239, pp. 356-372, 2019/04/01/ 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.227>.
- [73] P. Zamani-Dehkordi, H. Chitsaz, L. Rakai, and H. Zareipour, "A price signal prediction method for energy arbitrage scheduling of energy storage systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 122, p. 106122, 2020/11/01/ 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106122>.
- [74] G. Díaz, J. Gómez-Aleixandre, J. Coto, and O. Conejero, "Maximum income resulting from energy arbitrage by battery systems subject to cycle aging and price uncertainty from a dynamic programming perspective," *Energy*, vol. 156, pp. 647-660, 2018/08/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.122>.
- [75] M. V. Institute of Energy (IE), "Adjustment to the National Power Development Planning for the 2021–2030 period, with an outlook toward 2050," 2025.
- [76] *Decision No. 768/QĐ-TTg of the Prime Minister: Approval of the Adjustment of the National Power Development Plan for the period 2021–2030, with a vision to 2050.*, T. P. Minister, 2025.
- [77] T. H. Do, V. T. Nguyen, T. N. Nguyen, X. L. Ha, Q. D. Nguyen, and T. K. Tran, "Synthesis of Porous Carbon Nanomaterials from Vietnamese Coal: Fabrication and Energy Storage Investigations," *Applied Sciences*, vol. 14, no. 3, doi: 10.3390/app14030965.
- [78] C.-N. Wang, N.-L. Nhieu, and Y.-H. Wang, "The Future of Energy Storage in Vietnam: A Fuzzy Multi-Criteria Decision-Making Approach to Metal-Ion Battery Assessments," *Batteries*, vol. 10, no. 4, doi: 10.3390/batteries10040130.
- [79] P. Duy *et al.*, "A facile fabrication of zinc oxide-doped carbon aerogel by cellulose extracted from coconut peat and sodium alginate for energy storage application," *Journal of Applied Polymer Science*, vol. 140, 03/08 2023, doi: 10.1002/app.53837.
- [80] L. T. Do, K. T. Duong, Q. T. Tran, and E. R. Sanseverino, "Analysis of Factors Affecting the Selection of BESS Capacity for Electrical Power System at Thuan Hung Factory," in *2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*, 13-15 Nov. 2023 2023, pp. 01-06, doi: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10395304.
- [81] L. D. Nguyen and H. Phoumin, "Rooftop PV with Batteries for Improving Self-consumption in Vietnam: A Cost–Benefit Analysis," in *Large-Scale Development of Renewables in the ASEAN: Economics, Technology and Policy*, H. Phoumin, R. Nepal,

- F. Kimura, and F. Taghizadeh-Hesary Eds. Singapore: Springer Nature Singapore, 2024, pp. 101-119.
- [82] L. Giap *et al.*, "Research on the Role of Bac Ai Pumped Storage Hydropower in the Operation of Vietnam's Power System in 2030 with a High Proportion of Renewable Energy," *Engineering, Technology & Applied Science Research*, vol. 14, pp. 16565-16572, 10/09 2024, doi: 10.48084/etasr.8238.
- [83] T.-T.-H. Le *et al.*, "Solving congestions with pumped hydro storage under high penetration of renewable energy in Vietnam: The case of Ninh Thuan HV grid," *Renewable Energy Focus*, 2024.
- [84] L. C. Q. T. V. T. Đinh Thành Việt, "Solution of Solar Energy Storage in Ninh Thuan and Binh Thuan Provinces," *The University of Danang - Journal of Science and Technology*, vol. 19, no. 9, pp. 24-30, 2021 2021.
- [85] P. N. Tham, T. D. Thuy, P. K. Nam, and E. Papyrakis, "Policy uncertainty, public perception, and the preferences for rooftop solar power systems: A choice experiment study in Vietnam," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 208, p. 115067, 2025/02/01/ 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115067>.
- [86] D. A. Pandey *et al.*, "Solar Energy Utilization Techniques, Policies, Potentials, Progresses, Challenges and Recommendations in ASEAN Countries," *Sustainability*, vol. 14, p. 11193, 09/07 2022, doi: 10.3390/su141811193.
- [87] N. D. Tuyen. "Lessons from Hydrogen Strategy in Vietnam and the United States." <https://www.nbr.org/publication/lessons-from-hydrogen-strategy-in-vietnam-and-the-united-states/> (accessed 23/4, 2025).
- [88] L. T. Do, E. R. Sanseverino, Q. T. Tran, and L. Roose, "Optimal Configuration of Son Tay's Power System Associated with Electricity Prices in Both Grid-Connected and Stand-Alone Modes," in *2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*, 13-15 Nov. 2023 2023, pp. 01-06, doi: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10394968.
- [89] L. T. Do, T. N. Nguyen, Q. T. Tran, and K. T. Duong, "Economic analysis of solar power plant and battery energy storage: Case study of Binh Phuoc province, Vietnam," *Cleaner Engineering and Technology*, vol. 26, p. 100937, 2025/05/01/ 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.clet.2025.100937>.
- [90] H. E. Moon, Y. H. Ha, and K. N. Kim, "Comparative Economic Analysis of Solar PV and Reused EV Batteries in the Residential Sector of Three Emerging Countries—The Philippines, Indonesia, and Vietnam," *Energies*, vol. 16, no. 1, doi: 10.3390/en16010311.
- [91] T. Phan, T. Nguyen, M. Duong, and T. Nguyen, "Optimal design and operation of battery energy storage systems in renewable power plants to reach maximum total electric sale revenues," *Neural Computing and Applications*, vol. 36, pp. 1-22, 04/18 2024, doi: 10.1007/s00521-024-09769-w.

- [92] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes, and I. Staffell, "Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies," *Joule*, vol. 3, no. 1, pp. 81-100, 2019/01/16/ 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>.
- [93] O. Schmidt, "Levelized Cost of Storage, Gravity Storage," 2018. [Online]. Available: https://www.storage-lab.com/_files/ugd/496e1f_8844f8ef29c1437cb49e939d6a67a005.pdf.
- [94] V. Jülch, "Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method," *Applied Energy*, vol. 183, pp. 1594-1606, 2016/12/01/ 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.165>.
- [95] N. R. E. Laboratory. "System Advisor Model™ Version 2023.12.17 (SAM™ 2023.12.17)." <https://sam.nrel.gov> (accessed 15/8, 2024).
- [96] M. Taylor and P. Ralon, *Renewable Power Generation Costs in 2020*. 2021.
- [97] J. Dong, D. Liu, Y. Zhang, Y. Wang, and X. Dou, "A Novel LCOE Pricing Model for Renewable Energy with Power Purchase Agreement: A Case Study in China," *Processes*, vol. 9, no. 10, doi: 10.3390/pr9101780.
- [98] A. Colthorpe. "India's Sunsure signs 500MWh fixed tariff BESS contract to supply Uttar Pradesh during peaks." https://www.energy-storage.news/indias-sunsure-signs-500mwh-fixed-tariff-bess-contract-to-supply-uttar-pradesh-during-peaks/?utm_source=chatgpt.com (accessed 23/9, 2025).
- [99] C. I. S. Operator, "Special Report on Battery Storage," California Independent System Operator, 2023. Accessed: 22/9/2025. [Online]. Available: <https://www.caiso.com/Documents/2022-Special-Report-on-Battery-Storage-Jul-7-2023.pdf?>
- [100] A. E. M. Operator, "Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market," 2025. Accessed: 22/9/2025. [Online]. Available: https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/ancillary_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf?
- [101] F. F. f. Energiewirtschaft. "An overview of the balancing services in Germany." <https://www.ffe.de/en/publications/die-regelreservemaerkte-in-deutschland-im-ueberblick/> (accessed 22/9/2025).
- [102] T. N. Emanuele Taibi, Carlos Fernandez and Aakarshan Vaid (IRENA), Ann Yu, Vinayak Walimbe and Mark Tinkler (Customized Energy Solutions, Ltd), and Randell Johnson (acelerex). , "Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability," in " Abu Dhabi," International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020. Accessed: 22/9/2025. [Online]. Available: https://now.solar/wp-content/uploads/2021/05/irena_storage_valuation_2020.pdf
- [103] T. Yunusov and J. Torriti, "Distributional effects of Time of Use tariffs based on electricity demand and time use," *Energy Policy*, vol. 156, p. 112412, 2021/09/01/ 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112412>.

- [104] P. Beiter, L. Kitzing, P. Spitsen, M. Noonan, V. Berkhout, and Y. Kikuchi, "Toward global comparability in renewable energy procurement," *Joule*, vol. 5, no. 6, pp. 1485-1500, 2021/06/16/ 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.04.017>.
- [105] W. Kuckshinrichs, C. S. Ball, and G. Aniello, "Levelized profits for residential PV-battery systems and the role of regulatory and fiscal aspects in Germany," *Energy, Sustainability and Society*, vol. 13, no. 1, p. 10, 2023/05/10 2023, doi: 10.1186/s13705-023-00390-8.
- [106] Lazard, "Lazard's levelized cost of storage analysis – version 6.0," Lazard.com, 2022. Accessed: 2/8/2024. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/g3jjbcgs/lazards-levelized-cost-of-storage-version-60-vf2.pdf>
- [107] N. Manoj Kumar, *Simulation Tools for Technical Sizing and Analysis of Solar PV Systems*. 2017.
- [108] N. D. Nate Blair, Janine Freeman, Paul Gilman, Steven Janzou, Ty Neises, and Michael Wagner "System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)," National Renewable Energy Laboratory 2018. Accessed: 15/8/2024. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf>
- [109] U. Shahzad, "Analysis of Solar System Models Using System Advisor Model Simulations," vol. 9, pp. 23-32, 09/21 2022.
- [110] N. Edoo and R. T. F. Ah King, "Techno-Economic Analysis of Utility-Scale Solar Photovoltaic Plus Battery Power Plant," *Energies*, vol. 14, no. 23, doi: 10.3390/en14238145.
- [111] M. Chennaif, M. Maaouane, H. Zahboune, M. Elhafyani, and S. Zouggar, "Tri-objective techno-economic sizing optimization of Off-grid and On-grid renewable energy systems using Electric system Cascade Extended analysis and system Advisor Model," *Applied Energy*, vol. 305, p. 117844, 2022/01/01/ 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117844>.
- [112] E. Ezeanya, G. Massiha, W. Simon, J. Raush, and T. Chambers, "System advisor model (SAM) simulation modelling of a concentrating solar thermal power plant with comparison to actual performance data," *Cogent Engineering*, vol. 5, 10/29 2018, doi: 10.1080/23311916.2018.1524051.
- [113] A. D. Paul Gilman, Nicholas DiOrio, Janine Freeman, Steven Janzou, and David Ryberg "SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update " National Renewable Energy Laboratory 2018. Accessed: 16/8/2024. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/67399.pdf>
- [114] t. N. R. E. Laboratory. "HOMER Pro User Manual." the National Renewable Energy Laboratory. <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.13/index.html> (accessed 27/05/2023, 2023).
- [115] H. Mu and R. Xiong, "Chapter 1 - Modeling, Evaluation, and State Estimation for Batteries," in *Modeling, Dynamics and Control of Electrified Vehicles*, H. Zhang, D. Cao, and H. Du Eds.: Woodhead Publishing, 2018, pp. 1-38.

- [116] V. E. (EVN), "Summary report on operation in Vietnam's national power system in 2021," Vietnam Electricity (EVN), 2022.
- [117] C. Deline, B. Sekulic, J. Stein, S. Barkaszi, J. Yang, and S. Kahn, *Evaluation of Maxim module-Integrated electronics at the DOE Regional Test Centers*. 2014, pp. 0986-0991.
- [118] K. Doubleday, B. Choi, D. Maksimovic, C. Deline, and C. Olalla, "Recovery of inter-row shading losses using differential power-processing submodule DC–DC converters," *Solar Energy*, vol. 135, pp. 512-517, 10/01 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.06.013.
- [119] E. M. Tonita, A. C. J. Russell, C. E. Valdivia, and K. Hinzer, "Optimal ground coverage ratios for tracked, fixed-tilt, and vertical photovoltaic systems for latitudes up to 75°N," *Solar Energy*, vol. 258, pp. 8-15, 2023/07/01/ 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.04.038>.
- [120] D. D. C. Dong Trinh Hoang; Dang Viet Linh, "FEASIBILITY STUDY REPORT ON CONSTRUCTION, SOLAR POWER FACTORY LOC NINH 5 ", 2019.
- [121] N. DiOrio, P. Denholm, and W. B. Hobbs, "A model for evaluating the configuration and dispatch of PV plus battery power plants," *Applied Energy*, vol. 262, p. 114465, 2020/03/15/ 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114465>.
- [122] ADB, *Handbook on Battery Energy Storage System*. ADB, 2018.
- [123] W. C. Paul Denholm, and Nate Blair "Moving Beyond 4-Hour Li-Ion Batteries: Challenges and Opportunities for Long(er)-Duration Energy Storage " National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2023. [Online]. Available: <https://docs.nrel.gov/docs/fy23osti/85878.pdf>
- [124] N. Collath, B. Tepe, S. Englberger, A. Jossen, and H. Hesse, "Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review," *Journal of Energy Storage*, vol. 55, p. 105634, 2022/11/25/ 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105634>.
- [125] *Appendix JA12: Qualification Requirements for Battery Storage System*, C. E. Commission, Sacramento, CA, USA, 2024. [Online]. Available: https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2024-06/JA12_Qualification_Requirements_for_Battery_Storage_System_ada.pdf
- [126] (2013). *Decree No. 218/2013/ND-CP of the Government, Detailed regulations and instructions for implementing the Law on Corporate Income Tax*. [Online] Available: <https://chinhphu.vn/default.aspx?pageid=27160&docid=171546>

PHỤ LỤC
CÁC DỮ LIỆU VÀ KẾT QUẢ TÍNH TOÁN

- Phụ lục A: Danh sách các nghiên cứu công bố liên quan.
- Phụ lục B: Dữ liệu đầu vào mô phỏng.
- Phụ lục C: Kết quả mô phỏng chi tiết.
- Phụ lục D: Kết quả phân tích độ nhạy.

PHỤ LỤC A. DANH SÁCH CÁC NGHIÊN CỨU CÔNG BỐ LIÊN QUAN

Bảng A. 1. Tổng hợp 40 bài báo liên quan gần nhất tới lưu trữ năng lượng tại Việt Nam từ năm 2021

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
1	Market attractiveness analysis of battery energy storage systems in Indonesia, Malaysia, the Philippines, Thailand, and Vietnam	Nghiên cứu nhằm đánh giá mức độ hấp dẫn của thị trường hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) tại năm quốc gia Đông Nam Á (Indonesia, Malaysia, Philippines, Thái Lan và Việt Nam), từ đó xác định các cơ hội và thách thức đối với việc phát triển thị trường BESS trong khu vực.	Chủ đề 3	https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403212300953X	2024
2	Synthesis of Porous Carbon Nanomaterials from Vietnamese Coal: Fabrication and Energy Storage Investigations	Phát triển vật liệu carbon xốp có nguồn gốc từ than đá Việt Nam, Khảo định tiềm năng ứng dụng của vật liệu này trong lưu trữ năng lượng, cụ thể là điện cực siêu tụ điện và cực dương của pin lithium-ion.	Chủ đề 1	https://www.mdpi.com/2076-3417/14/3/965	2024
3	Strategic Power Expansion and Renewable Integration in Pathways to the Net-Zero in Vietnam	<p>Mục tiêu: Phát triển mô hình hỗ trợ lập kế hoạch và vận hành hệ thống điện nhằm tích hợp hiệu quả năng lượng tái tạo và lưu trữ năng lượng (ESS) trong quá trình chuyển dịch sang hệ thống điện phát thải thấp.</p> <p>Phạm vi nghiên cứu: Nghiên cứu tập trung vào phát triển và ứng dụng hai mô hình: Mô hình mở rộng công suất dựa trên Bài toán tuyến tính (Linear Problem). Mô hình vận hành theo giờ dựa trên Bài toán nguyên tuyến tính hỗn hợp (Mixed Integer Linear Problem). Các mô hình được áp dụng và kiểm chứng với chiến lược phát triển ngành điện quốc gia mới nhất của Việt Nam. Phân tích ba kịch bản khác nhau về phát triển năng lượng, đồng thời đề xuất tiêu chí chọn vị trí lắp đặt ESS dựa trên nghên lưới, cắt giảm tải và cắt giảm NLTT.</p> <p>Kết quả chính: Một trong ba kịch bản cho thấy tiềm năng đáng kể trong việc tích hợp NLTT sau năm 2030. ESS giúp giảm đáng kể hiện tượng cắt giảm NLTT trong cả hai kịch bản. Tuy nhiên, để giải quyết tình trạng cắt giảm tải, cần áp dụng cơ chế phạt hợp</p>	Chủ đề 5	http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.5118958	2025

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
		lý đối với các công ty điện lực. Các tiêu chí chọn vị trí ESS được đề xuất dựa trên đánh giá nghẽn lưới và hiệu quả giảm cắt giảm NLTT.			
4	The T-Spherical Fuzzy Einstein Interaction Operation Matrix Energy Decision-Making Approach: The Context of Vietnam Offshore Wind Energy Storage Technologies Assessment	Phát triển và áp dụng một phương pháp ra quyết định đa tiêu chí mờ mới (Fuzzy MCDM) nhằm giải quyết các thách thức trong việc đánh giá các công nghệ lưu trữ năng lượng (ESTs) phục vụ gió ngoài khơi tại Việt Nam.	Chủ đề 5	https://www.mdpi.com/2227-7390/12/16/2498	2024
5	Policy uncertainty, public perception, and the preferences for rooftop solar power systems: A choice experiment study in Vietnam	Mục tiêu của nghiên cứu này là đánh giá sự ảnh hưởng của các yếu tố chính sách và yếu tố xã hội đến sự sẵn lòng đầu tư của các hộ gia đình vào hệ thống điện mặt trời dân dụng tại Việt Nam, đặc biệt là trong bối cảnh thay đổi chính sách giá điện (feed-in tariff). Phạm vi nghiên cứu bao gồm việc phân tích sự ưu tiên và khả năng đầu tư của các hộ gia đình đối với hệ thống điện mặt trời độc lập và hệ thống điện mặt trời kết hợp lưu trữ năng lượng (battery-paired systems), từ đó đưa ra khuyến nghị về các chính sách và chiến lược thúc đẩy việc áp dụng hệ thống điện mặt trời tại các quốc gia đang phát triển như Việt Nam.	Chủ đề 3	https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032124007937	2025
6	Preliminary Assessment Potential of Underground Energy Storage for Renewable Energy in Cuu Long Basin, Vietnam	Mục tiêu của nghiên cứu này là đánh giá tiềm năng lưu trữ năng lượng dưới lòng đất ở vùng Cửu Long, gần khu vực có tiềm năng gió mạnh nhất tại Việt Nam, nhằm hỗ trợ phát triển năng lượng gió ngoài khơi.	Chủ đề 3	https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-16-7735-9_58	2022

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
7	Study on technical, economic, environmental efficiency of self-consumption rooftop solar power using lithium-ion battery for households in Vietnam	Mục tiêu của nghiên cứu này là phân tích hiệu quả kỹ thuật và kinh tế của hệ thống điện mặt trời mái nhà (RSP) sử dụng pin lithium cho chế độ tự tiêu thụ tại ba địa điểm có đặc điểm khí hậu khác nhau ở Việt Nam. Phạm vi nghiên cứu bao gồm việc đánh giá khả năng đầu tư của các dự án RSP trong bối cảnh chính sách mới và nhu cầu sử dụng năng lượng mặt trời dư thừa thông qua pin lithium, đồng thời so sánh các chỉ số kinh tế như giá trị hiện tại ròng (NPV) và thời gian hoàn vốn tại các thành phố Vũng Tàu, Hải Phòng và Bình Định. Nghiên cứu nhằm cung cấp cái nhìn chi tiết về tiềm năng đầu tư vào công nghệ này tại các khu vực có mức độ bức xạ mặt trời khác nhau.	Chủ đề 4	https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X24030329	2024
8	Phasing out coal power in a developing country context: Insights from Vietnam	Mục tiêu của nghiên cứu này là tối ưu hóa chi phí cung cấp năng lượng hàng năm từ lưới điện chính và lưới khí tự nhiên cho một khu vực năng lượng, với việc lắp đặt các thiết bị khác nhau. Nghiên cứu áp dụng mô hình trung tâm năng lượng để phân tích việc cung cấp năng lượng cho một khu vực đô thị có mật độ dân cư trung bình, với việc khai thác các nguồn năng lượng khác nhau và các thiết bị như hệ thống điện mặt trời, lưu trữ năng lượng điện, bơm nhiệt và các hệ thống đồng phát. Phạm vi nghiên cứu bao gồm việc so sánh và phân tích chi phí và phát thải CO ₂ , đồng thời so sánh bối cảnh kinh tế và môi trường giữa Việt Nam và các quốc gia phát triển để rút ra các kết luận hữu ích về cải tiến hệ thống cung cấp năng lượng.	Chủ đề 4	https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113512	2023
9	Summary: Techno-Economic Analysis of Solar Photovoltaics and Battery Energy Storage at a Vietnam Industrial Park	Mục tiêu của nghiên cứu này là phân tích tính khả thi của hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) cho một khu công nghiệp tại Việt Nam, sử dụng nền tảng REopt của Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia (NREL) để đánh giá khả năng giảm chi phí điện, tăng cường sử dụng năng lượng tái tạo tại chỗ và cải thiện khả năng chống chịu với sự cố mất điện từ lưới điện. Phạm vi nghiên cứu bao gồm việc áp dụng công cụ mô hình hóa và tối ưu hóa năng lượng phân tán để phân tích và rút ra những kết luận quan trọng từ nghiên cứu điển hình..	Chủ đề 4	https://research-hub.nrel.gov/en/publications/summary-techno-economic-analysis-of-solar-photovoltaics-and-batte	2023

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
10	Market attractiveness analysis of battery energy storage systems in Indonesia, Malaysia, the Philippines, Thailand, and Vietnam	<p>Nghiên cứu này nhằm đánh giá mức độ hấp dẫn của thị trường hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) tại năm quốc gia Đông Nam Á (Indonesia, Malaysia, Philippines, Thái Lan và Việt Nam), thông qua việc xây dựng chỉ số hấp dẫn thị trường dựa trên các chỉ báo về tiềm năng thị trường và khả năng cạnh tranh ngành. Mục tiêu là xác định các cơ hội và thách thức trong phát triển thị trường BESS ở khu vực, đồng thời nhấn mạnh vai trò của chính sách hỗ trợ, phát triển năng lượng tái tạo và sự phối hợp giữa các bên liên quan.</p> <p>Phạm vi nghiên cứu bao gồm phân tích toàn diện về hiện trạng, tiềm năng phát triển và các khuyến nghị chính sách để thúc đẩy thị trường BESS trong bối cảnh quá trình chuyển dịch năng lượng.</p>	Chủ đề 3	https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403212300953X	2024
11	The Future of Energy Storage in Vietnam: A Fuzzy Multi-Criteria Decision-Making Approach to Metal-Ion Battery Assessments	<p>Nghiên cứu này nhằm đánh giá và xác định các công nghệ pin kim loại-ion thay thế pin lithium-ion (Li-ion) phù hợp với nhu cầu lưu trữ năng lượng tại Việt Nam – một quốc gia đang trong quá trình công nghiệp hóa nhanh chóng. Trước những lo ngại về tính bền vững và nguồn tài nguyên hạn chế của pin Li-ion, nghiên cứu tập trung vào bốn loại pin thay thế tiềm năng gồm: pin natri-ion (SIB), pin natri-ion nước muối (SIB-S), pin magie-ion (MIB) và pin kẽm-ion (ZIB). Sử dụng phương pháp ra quyết định đa tiêu chí mờ (Fuzzy MCDM), nghiên cứu áp dụng BWM mờ để xác định tầm quan trọng của các tiêu chí đánh giá và phương pháp Bonferroni FCoCoSo để xếp hạng các lựa chọn. Kết quả cho thấy SIB là phương án hứa hẹn nhất, tiếp theo là MIB và SIB-S, trong khi ZIB có tiềm năng thấp hơn.</p> <p>Phạm vi nghiên cứu vừa mang tính định hướng chính sách, vừa hỗ trợ định hướng đầu tư phát triển công nghệ lưu trữ bền vững cho Việt Nam.</p>	Chủ đề 1 Chủ đề 5	https://www.mdpi.com/2313-0105/10/4/130	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
12	Energy Transition in Vietnam: A Strategic Analysis and Forecast	<p>Mục tiêu: Phân tích và dự báo nhu cầu điện năng của Việt Nam trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng; Đánh giá các ràng buộc hiện tại buộc phải chuyển đổi từ than sang năng lượng tái tạo; Chứng minh tính khả thi của quá trình chuyển đổi năng lượng xanh tại Việt Nam.</p> <p>Phạm vi nghiên cứu: Tập trung vào thị trường điện Việt Nam với dự báo đến năm 2030 và 2050; Xem xét các kịch bản phát triển kinh tế, tăng trưởng tiêu thụ năng lượng; Phân tích các nguồn năng lượng tái tạo gồm mặt trời, gió, sinh khối, hydro và công nghệ lưu trữ.</p> <p>Kết quả chính: Nhu cầu điện Việt Nam dự kiến đạt 124 nghìn MW vào 2030, đứng thứ 2 Đông Nam Á; Dự báo giảm mạnh phụ thuộc vào sản xuất than đến năm 2050; Xác định nguồn đầu tư chiến lược từ Chính phủ và quỹ JETP cho năng lượng tái tạo; Đề xuất tỷ lệ thay thế than bằng năng lượng tái tạo theo các kịch bản phát triển khác nhau; Khẳng định tính khả thi của quá trình chuyển đổi sang năng lượng xanh tại Việt Nam.</p>	Chủ đề 3	https://doi.org/10.3390/su16051969	
13	New Method for Secondary Frequency Regulation by Battery Energy Storage System on Viet Nam Power System	<p>Mục tiêu: Phân tích vai trò của hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) trong điều khiển tần số cấp 2 (secondary frequency regulation) của hệ thống điện, đặc biệt trong bối cảnh tỷ trọng năng lượng tái tạo (RES) ngày càng tăng, gây áp lực lớn đến việc duy trì ổn định tần số và điện áp lưới.</p> <p>Phương pháp: Nghiên cứu đề xuất và đánh giá một phương pháp điều khiển mới cho BESS nhằm nâng cao hiệu quả trong điều khiển tần số và ổn định truyền tải điện giữa các miền. Trường hợp nghiên cứu được thực hiện tại khu vực Tây Nguyên (trên hệ thống điện 500kV) của Việt Nam.</p> <p>Kết quả chính: Thông qua phân tích bán động (quasi-dynamic analysis), phương pháp đề xuất được chứng minh là hiệu quả trong việc cải thiện độ ổn định và độ tin cậy của hệ thống điện khi tích hợp nguồn tái tạo.</p>	Chủ đề 2	https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10395758	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
14	Review on Energy Storage Systems (ESS) - A Study on Effectiveness of ESS Solution in Vietnam's Solar Energy Storage	<p>Mục tiêu: Nghiên cứu nhằm đánh giá hiệu quả của các giải pháp hệ thống lưu trữ năng lượng (Energy Storage System – ESS), đặc biệt là hệ thống pin lưu trữ (Battery Energy Storage Systems – BESS), trong việc hỗ trợ phát triển năng lượng mặt trời tại Việt Nam; Làm rõ vai trò của BESS trong việc giảm tính gián đoạn của nguồn năng lượng tái tạo, nâng cao hiệu suất năng lượng và đóng góp vào mục tiêu phát thải carbon bằng 0. Phạm vi: Nghiên cứu tập trung vào bối cảnh hệ thống điện của Việt Nam, nơi có tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện năng cao và tốc độ phát triển các dự án năng lượng tái tạo nhanh chóng;</p> <p>Kết quả chính: Đánh giá nhu cầu phát triển hệ thống lưu trữ năng lượng để theo kịp tốc độ tăng trưởng của các dự án năng lượng mặt trời và gió; Phân tích khả năng cải thiện hiệu quả và độ tin cậy của năng lượng tái tạo thông qua tích hợp BESS; Nhấn mạnh vai trò của lưu trữ năng lượng trong việc hỗ trợ ổn định hệ thống điện và hướng tới mục tiêu phát triển bền vững, giảm phát thải carbon.</p>	Chủ đề 2		
15	Study on Performance of Rooftop Solar Power Generation Combined with Battery Storage at Office Building in Northeast Region, Vietnam	<p>Mục tiêu: Phân tích và so sánh hiệu quả tài chính giữa hai mô hình: Hệ thống điện mặt trời nổi lưới có tích hợp pin lưu trữ (battery storage); Hệ thống điện mặt trời nổi lưới không có pin lưu trữ.</p> <p>Phạm vi: điện mặt trời tại khu vực có bức xạ mặt trời thấp như vùng Đông Bắc Việt Nam.</p> <p>Kết quả chính: Khuyến nghị cho các nhà đầu tư và hoạch định chính sách trong bối cảnh phát triển điện mặt trời tại khu vực có bức xạ mặt trời thấp như vùng Đông Bắc Việt Nam.</p>	Chủ đề 4		

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
16	Solving congestions with pumped hydro storage under high penetration of renewable energy in Vietnam: The case of Ninh Thuan HV grid	<p>Mục tiêu: Đánh giá hiệu quả và vai trò của hệ thống lưu trữ thủy điện quy mô lớn (Pumped Hydro Storage – PHS) trong việc: Giải quyết tình trạng tắc nghẽn lưới điện truyền tải và phân phối tại tỉnh Ninh Thuận (Việt Nam); Tăng cường an ninh vận hành hệ thống điện khi có sự tham gia lớn của điện mặt trời; Hạn chế cắt giảm điện mặt trời, từ đó tối ưu hóa việc khai thác nguồn năng lượng tái tạo.</p> <p>Phạm vi: Tỉnh Ninh Thuận – khu vực có tốc độ phát triển điện mặt trời nhanh chóng trong giai đoạn 2019–2021 dẫn đến tắc nghẽn lưới điện.</p> <p>Phương pháp: Xem xét công nghệ lưu trữ là thủy điện tích năng (PHS) được lựa chọn do có sẵn quỹ đất phù hợp để triển khai. Phân tích kỹ thuật, bao gồm cả phân tích an ninh tĩnh và an ninh động của hệ thống điện trong các kịch bản có và không có PHS.</p> <p>Công cụ mô phỏng: Môi trường NEPLAN, tuân theo quy chuẩn vận hành lưới điện tại Việt Nam.</p>	Chủ đề 2	https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1755008424001029	2024
17	A Solution to Enhance Operational Effectiveness of the Renewable Energy Sources and Power System Transmission Lines in Vietnam	<p>Mục tiêu: Đề xuất phương pháp điều khiển hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) dựa trên dự báo ngắn hạn về tốc độ gió và cường độ bức xạ mặt trời; Giảm tình trạng quá tải tụ bù dọc trên đường dây truyền tải 500kV tại khu vực Tây Nguyên; Tối ưu hóa vận hành năng lượng tái tạo (đặc biệt là điện gió và điện mặt trời) mà không cần cắt giảm công suất từ các nguồn này; Nâng cao hiệu quả truyền tải điện và độ ổn định của hệ thống điện Việt Nam.</p> <p>Phạm vi: Khu vực nghiên cứu: Lưới điện 500kV tại khu vực Tây Nguyên (Việt Nam).</p> <p>Nguồn năng lượng tái tạo liên quan: Chủ yếu là các trang trại điện gió và điện mặt trời tích hợp vào lưới truyền tải 220kV–500kV.</p>	Chủ đề 2	https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9989150	2022

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
18	A facile fabrication of zinc oxide-doped carbon aerogel by cellulose extracted from coconut peat and sodium alginate for energy storage application	<p>Mục tiêu nghiên cứu: Tổng hợp aerogel carbon doped ZnO từ cellulose trong vỏ dừa, sử dụng natri alginate làm chất kết dính thông qua các quá trình đông lạnh và pyrolysis; Nghiên cứu ảnh hưởng của tỉ lệ tiền chất đến tính chất và khả năng lưu trữ năng lượng của composite aerogel; Đánh giá khả năng lưu trữ năng lượng của aerogel carbon doped ZnO, đặc biệt là hiệu suất siêu tụ điện.</p> <p>Phạm vi: Quá trình tổng hợp: Dùng vỏ dừa làm nguồn cellulose, natri alginate làm chất kết dính, và zinc nitrate như chất tạo mạng lưới và tiền chất dop ZnO.</p> <p>Kết quả năng lượng: Mẫu ZCA-4 với tỉ lệ cellulose và natri alginate là 1:20 có dung tích điện 105 F/g và độ bền cao với hiệu suất lưu trữ đạt hơn 99% sau 500 chu kỳ quét.</p>	Chủ đề 1	https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/app.53837	2023
19	Comparative Economic Analysis of Solar PV and Reused EV Batteries in the Residential Sector of Three Emerging Countries—The Philippines, Indonesia, and Vietnam	<p>Mục tiêu: Đánh giá tính khả thi kinh tế của hệ thống tích hợp năng lượng mặt trời (solar photovoltaic, PV) và hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin tái sử dụng (reused BESS, RBESS) tại ba quốc gia đang phát triển: Philippines, Indonesia và Việt Nam; So sánh hiệu suất kinh tế của hệ thống PV + RBESS với các phương án sản xuất điện khác như phát điện diesel và điện lưới trung ương; Phân tích sự thay đổi kinh tế của hệ thống PV + RBESS khi thay đổi các yếu tố như chi phí đầu tư, trợ cấp của chính phủ, và chi phí xã hội liên quan đến khí thải nhà kính.</p> <p>Phạm vi: Địa điểm nghiên cứu: Nghiên cứu được thực hiện tại ba quốc gia: Philippines, Indonesia và Việt Nam. Các hệ thống so sánh: Hệ thống PV + RBESS được so sánh với các hệ thống phát điện diesel và điện từ lưới điện trung ương.</p> <p>Kết quả đánh giá: Hệ thống PV + RBESS có tính khả thi kinh tế cao hơn so với phát điện diesel (giảm 55.9% chi phí LCOE). Tuy nhiên, chi phí LCOE của hệ thống này vẫn cao hơn so với điện lưới trung ương (tăng 282.7%). Phân tích độ nhạy: Nghiên cứu cũng tiến hành phân tích độ nhạy đối với các yếu tố chi phí đầu tư, trợ cấp của chính phủ và chi phí xã hội do phát thải khí nhà kính.</p>	Chủ đề 4	https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/311	2023

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
20	Solution of using battery energy storage systems for power transmission congestion of Ninh Thuan - Binh Thuan power grid	<p>Mục tiêu nghiên cứu: Phân tích tác động của nguồn năng lượng tái tạo (RE) như điện gió và điện mặt trời đối với hệ thống điện tại khu vực Ninh Thuận - Bình Thuận đến năm 2025; Đánh giá sự quá tải của lưới điện trong khu vực này, do sự phát triển quá nhanh và tập trung của các nguồn RE; Đề xuất giải pháp sử dụng hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) để đảm bảo vận hành ổn định và an toàn cho hệ thống điện trong khu vực này; Xác minh tính khả thi của BESS thông qua phân tích trên nền tảng ETAP 22.5, nhằm đảm bảo sự ổn định và độ tin cậy cho lưới điện.</p> <p>Phạm vi: khu vực Ninh Thuận - Bình Thuận, nơi có sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió.</p> <p>Kết quả nghiên cứu: Sử dụng BESS với các thông số hợp lý có thể giúp duy trì sự ổn định và an toàn cho hệ thống điện tại khu vực Ninh Thuận - Bình Thuận, qua đó đảm bảo hoạt động tin cậy và hiệu quả của lưới điện.</p>	Chủ đề 2	https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2949/1/012065/meta	2024
21	Solar Energy Utilization Techniques, Policies, Potentials, Progresses, Challenges and Recommendations in ASEAN Countries	<p>Mục tiêu: Trình bày các chính sách và tiềm năng sử dụng năng lượng mặt trời của các quốc gia ASEAN, đặc biệt là những tiến triển và thách thức trong việc triển khai các hệ thống năng lượng tái tạo. Khám phá các vấn đề liên quan đến phát triển và ứng dụng hệ thống lưu trữ năng lượng tiên tiến để đảm bảo sự ổn định và tin cậy của nguồn năng lượng tái tạo như điện mặt trời trong khu vực ASEAN. Đề xuất các chính sách nhằm thúc đẩy việc sử dụng năng lượng tái tạo và các hệ thống lưu trữ năng lượng nhằm giảm thiểu dấu ấn carbon trong thập kỷ tới, đồng thời khuyến khích các doanh nghiệp nhỏ và vừa tham gia vào ngành công nghiệp năng lượng tái tạo trong khu vực.</p> <p>Phạm vi: Địa điểm nghiên cứu: Các quốc gia ASEAN, bao gồm những quốc gia đang phát triển mạnh về kinh tế và công nghệ trong khu vực Đông Nam Á.</p> <p>Kết quả chính: Nghiên cứu cung cấp những khuyến nghị chính sách để thúc đẩy việc sử dụng năng lượng tái tạo và lưu trữ năng lượng trong khu vực ASEAN, giúp giảm thiểu dấu ấn carbon và thu hút các doanh nghiệp nhỏ và vừa tham gia vào ngành năng lượng tái tạo.</p>	Chủ đề 3	https://www.mdpi.com/2071-1050/14/18/11193	

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
22	Research on the Role of Bac Ai Pumped Storage Hydropower in the Operation of Vietnam's Power System in 2030 with a High Proportion of Renewable Energy	<p>Mục tiêu: Đánh giá vai trò của dự án thủy điện tích năng Bắc Ái trong hệ thống điện Việt Nam vào năm 2030, khi tỷ lệ năng lượng tái tạo như điện gió và điện mặt trời chiếm tỷ lệ cao; Xác định tác động của quy mô công suất, thời điểm vận hành và vị trí của dự án trong các kịch bản phát triển hệ thống điện Việt Nam; Sử dụng phần mềm PyPSA để tối ưu hóa việc vận hành hệ thống điện Việt Nam, tính toán và phân tích hiệu quả của dự án thủy điện tích năng Bắc Ái trong việc giải quyết các vấn đề thừa thiếu công suất, ổn định hệ thống, điều tiết tần số và đảm bảo hoạt động ổn định và tin cậy của lưới điện quốc gia.</p> <p>Phạm vi: Hệ thống điện quốc gia Việt Nam, đặc biệt là dự án thủy điện tích năng Bắc Ái tại tỉnh Ninh Thuận.</p> <p>Kết quả chính: Cung cấp những đánh giá chi tiết về vai trò của dự án thủy điện tích năng Bắc Ái trong việc ổn định hệ thống điện quốc gia, điều tiết tần số và đảm bảo tính ổn định và an toàn trong bối cảnh gia tăng sử dụng năng lượng tái tạo tại Việt Nam.</p>	Chủ đề 2	DOI: 10.48084/etasr.8238	2024
23	Lessons from Hydrogen Strategy in Vietnam and the United States	<p>Mục tiêu và phạm vi của bài viết là nghiên cứu các chiến lược phát triển ngành hydrogen tại Việt Nam và Mỹ; Đánh giá tiềm năng của thị trường hydrogen ở Việt Nam, những thách thức công nghệ, kinh tế, và chính sách trong việc xây dựng ngành công nghiệp này; Xem xét cơ hội giảm phát thải CO2, tạo việc làm và hợp tác quốc tế để thúc đẩy nhu cầu hydrogen ở Việt Nam, đồng thời rút ra bài học từ Mỹ để tăng tốc quá trình chuyển đổi sang hydrogen.</p>	Chủ đề 3	https://www.nbr.org/wp-content/uploads/pdfs/publications/tuyen_may24.pdf	2024
24	Maximization of Total Profit for Hybrid Hydro-Thermal-Wind-Solar Power Systems Considering Pumped Storage, Cascaded Systems, and Renewable Energy Uncertainty in a Real Zone, Vietnam	<p>Mục tiêu: Tối ưu hóa lợi nhuận tổng thể của một hệ thống năng lượng hỗn hợp bao gồm các nhà máy thủy điện theo chuỗi, nhà máy nhiệt điện, nhà máy thủy điện tích năng, và các nhà máy điện gió và điện mặt trời trong một ngày vận hành; Xem xét sự bất định của tốc độ gió và bức xạ mặt trời, và tối ưu hóa hoạt động của hệ thống với các thuật toán metaheuristic như Slime Mould Algorithm (SMA), Equilibrium Optimizer (EO), và Slime Mould Algorithm cải tiến (ISMA).</p> <p>Phạm vi nghiên cứu: Một khu vực cụ thể tại Việt Nam, với dữ liệu về tốc độ gió và bức xạ mặt trời được thu thập từ các bản đồ toàn cầu về gió và mặt trời.</p>	Chủ đề 2	https://www.mdpi.com/2071-1050/16/15/6581	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
		Hệ thống nghiên cứu là một hệ thống năng lượng hỗn hợp bao gồm thủy điện, nhiệt điện, thủy điện tích năng, điện gió và điện mặt trời. Phương pháp nghiên cứu: Sử dụng các thuật toán metaheuristic, bao gồm SMA, EO, và ISMA, để tối ưu hóa lợi nhuận của hệ thống trong điều kiện bất định của gió và mặt trời.			
25	Minimizing electricity cost by optimal location and power of battery energy storage system using wild geese algorithm	Mục tiêu: Giải quyết vấn đề tối ưu vị trí và công suất của hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin lưu trữ điện trong hệ thống phân phối (DS) nhằm giảm thiểu chi phí điện; Xem xét các mức giá điện khác nhau cho các giờ bình thường, giờ thấp điểm và giờ cao điểm trong ngày. Phạm vi nghiên cứu: Hệ thống phân phối điện với các kịch bản khác nhau: DS không có BESS; DS có BESS; DS có hệ thống điện mặt trời nhưng không có BESS; DS có cả hệ thống điện mặt trời và BESS. Phương pháp nghiên cứu: Sử dụng thuật toán Wild Geese Algorithm (WGA) để tối ưu hóa vị trí và công suất của BESS.	Chủ đề 4	<u>DOI: https://doi.org/10.11591/eei.v12i3.4779</u>	2023
26	Controlling Output Power to Enhance the Investment Efficiency of Wind Farms by Maximizing the Capacity of Transmission Transformers and Integrating Energy Storage Systems.	Mục tiêu: Đề xuất một phương pháp mới sử dụng máy biến áp động để tối ưu hóa việc khai thác công suất gió biến động, nhằm nâng cao hiệu quả tài chính cho các nhà đầu tư điện gió. Phạm vi: Kết hợp linh hoạt tua-bin gió, máy biến áp truyền tải và hệ thống lưu trữ năng lượng; sử dụng thuật toán quy hoạch tuyến tính nguyên để điều khiển phát điện, xét đến biến động nhiệt độ, tuổi thọ thiết bị và giá điện thị trường. Kết quả chính: Giải pháp giúp cải thiện đáng kể các chỉ số tài chính của dự án điện gió, đặc biệt là với các dự án mở rộng; tỷ suất lợi nhuận đầu tư có thể tăng gấp 5,64 lần, với tỷ lệ lợi nhuận tăng từ 4,4% lên 24,8%.	Chủ đề 2	<u>DOI: 10.48084/etasr.7688</u>	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
27	Rooftop PV with Batteries for Improving Self-consumption in Vietnam: A Cost-Benefit Analysis	<p>Mục tiêu: Đánh giá chi phí và lợi ích của hệ thống điện mặt trời mái nhà kết hợp với BESS tại một nhà máy ở tỉnh Hà Tĩnh, Việt Nam. Nghiên cứu tập trung vào việc sử dụng khoảng 115 MWh điện từ lưới hàng năm trong sản xuất vật liệu xây dựng và việc lắp đặt hệ thống điện mặt trời 137 kWp kết hợp với BESS để đạt được tự cung cấp năng lượng. Phạm vi nghiên cứu: Một nhà máy sản xuất vật liệu xây dựng tại tỉnh Hà Tĩnh, Việt Nam.</p> <p>Phương pháp nghiên cứu: Mô phỏng Hệ thống điện mặt trời mái nhà kết hợp với BESS theo hệ thống độc lập và kết nối lưới điện, sử dụng phần mềm PVsyst.</p> <p>Phân tích chi phí và lợi ích: Đánh giá bao gồm các giả định về chính sách hiện tại, chi phí của bộ lưu trữ và các yếu tố xã hội, phi vật chất như trách nhiệm xã hội doanh nghiệp, cải thiện thương hiệu, giao dịch tín chỉ CO2 và giảm thiểu rủi ro cắt giảm sản lượng.</p> <p>Kết quả chính: Dựa trên chính sách hiện tại và chi phí của bộ lưu trữ, công ty khó có thể thu hồi vốn đầu tư cho hệ thống này nếu không có hỗ trợ bổ sung; Đề xuất xem xét các yếu tố bổ sung như trợ cấp, bán điện, tác động xã hội và phi vật chất của trách nhiệm xã hội doanh nghiệp, cải thiện thương hiệu, giao dịch tín chỉ CO2 và giảm thiểu rủi ro cắt giảm sản lượng; Khuyến nghị chính sách nhằm thúc đẩy mục tiêu phát triển bền vững của Việt Nam, đặc biệt là trong việc hỗ trợ các doanh nghiệp chuyển đổi sang năng lượng tái tạo và đạt được các mục tiêu giảm phát thải vào năm 2050.</p>	Chủ đề 2; Chủ đề 4	https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-99-8239-4_5	2024
28	An assessment potential of large-scale hydrogen export from Vietnam to Asian countries: Techno-economic analysis, transport options, and energy carriers' comparison	<p>Mục tiêu: Đánh giá kinh tế kỹ thuật của quá trình sản xuất và truyền tải hydro, bao gồm các phương thức lưu trữ, vận chuyển và tái chuyển đổi hydro. Cụ thể, nghiên cứu so sánh ba phương pháp lưu trữ hydro: hydro lỏng (LH2), amoniac (NH3), và các mang hydro hữu cơ lỏng (LOHC). Mục tiêu là tìm ra phương pháp tối ưu về chi phí sản xuất hydro cho khu vực Trà Vinh, Việt Nam, bằng cách sử dụng phần mềm HOMER Pro để tối ưu hóa hệ thống sản xuất hydro kết hợp với tua-bin gió và cơ sở hạ tầng lưới điện.</p> <p>Phạm vi nghiên cứu: Khu vực Trà Vinh, Việt Nam.</p> <p>Phương pháp nghiên cứu: Phân tích so sánh giữa ba hệ thống lưu trữ hydro khác nhau (LH2, NH3, LOHC) và áp dụng phần mềm HOMER Pro để tối ưu hóa chi phí sản xuất và truyền tải hydro. Các yếu tố xem xét: Chi phí sản xuất hydro (LCOH), chi phí vận</p>	Chủ đề 4	https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319924012874	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
		chuyển hydro (LCOH) từ các nhà máy sản xuất sang các cảng xuất nhập khẩu, và tác động của các biến động tài đến chi phí sản xuất.			
29	Optimal design and operation of battery energy storage systems in renewable power plants to reach maximum total electric sale revenues	Mục tiêu: Áp dụng thuật toán tối ưu hóa tìm kiếm medusa (JSOA) để tối đa hóa doanh thu bán điện cho các nhà máy điện tái tạo với việc lắp đặt hệ thống BESS. Kết quả chính: BESS giúp doanh thu bán điện cho các nhà máy thêm \$495,2; Đánh giá tác động của thay đổi mức lưu trữ năng lượng và công suất BESS đối với lợi nhuận.	Chủ đề 4	https://link.springer.com/article/10.1007/s00521-024-09769-w	2024
30	Solution of Solar Energy Storage in Ninh Thuan and Binh Thuan Provinces	Mục tiêu: Phân tích các thách thức trong vận hành hệ thống điện khu vực Ninh Thuận - Bình Thuận do sự phát triển nhanh chóng của các nhà máy điện mặt trời, chiếm 42% công suất cả nước. Kết quả chính: Đề xuất sử dụng hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) để vận hành hệ thống điện khu vực này một cách an toàn và hiệu quả, đồng thời đánh giá tác động của BESS đến an ninh và ổn định tần số hệ thống điện miền Nam Việt Nam.	Chủ đề 2	https://www.neliti.com/publications/453426/solution-of-solar-energy-storage-in-ninh-thuan-and-binh-thuan-provinces	2021
31	Calculating Solar Power Capacity and Energy Storage System for Dinsen Long An Factory: a Case Study.	Mục tiêu: Đánh giá tiềm năng và xác định công suất tối ưu của hệ thống điện mặt trời áp mái kết hợp BESS cho Nhà máy Dinsen tại tỉnh Long An, với mục tiêu tối ưu hóa việc sử dụng năng lượng tái tạo và đảm bảo cung cấp điện ổn định, bền vững. Phạm vi: Phân tích các yếu tố gồm vị trí địa lý, bức xạ mặt trời, mô hình tiêu thụ điện và các yếu tố kỹ thuật để thiết kế hệ thống phù hợp với nhu cầu nhà máy. Kết quả: Công suất điện mặt trời tối ưu: 2.150 kWp; Sản lượng điện hàng năm: khoảng 2.913 MWh; Đáp ứng được 53,2% nhu cầu điện nhà máy; Giảm phát thải khoảng 2.344 tấn CO ₂ /năm.	Chủ đề 4	https://openurl.ebsco.com/EPDB%3Agcd%3A9%3A1930985/detailv2?sid=ebsco%3Aplink%3Ascholar&id=ebsco%3Agcd%3A182485266&url=c&link_origin=scholar.google.com	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
32	On technology transfer and utility-scale power storage	<p>Mục tiêu: Phân tích vai trò và tính cấp thiết của hệ thống lưu trữ điện quy mô lớn (utility-scale battery storage) trong quá trình chuyển dịch năng lượng tại các quốc gia thu nhập thấp và trung bình, đặc biệt là trong bối cảnh hạ tầng lưới điện yếu và tốc độ mở rộng lưới điện không theo kịp tốc độ phát triển năng lượng tái tạo.</p> <p>Phạm vi: Trường hợp nghiên cứu cụ thể là Việt Nam giai đoạn 2018–2021.</p> <p>Kết quả chính: Phân tích kinh tế – kỹ thuật của hệ thống lưu trữ cho dự án điện mặt trời tiêu biểu; Đánh giá tiềm năng và rào cản tài chính đối với lưu trữ điện ở các nước đang phát triển; Xem xét vai trò của chính sách quốc tế, cơ chế tài chính khí hậu và hợp tác liên quốc gia trong việc thúc đẩy công nghệ lưu trữ điện.</p>	Chủ đề 4	https://enpc.hal.science/hal-03361262/document	2021
33	Analysis of Factors Affecting the Selection of BESS Capacity for Electrical Power System at Thuan Hung Factory	<p>Mục tiêu: Tối ưu dung lượng BESS nhằm giảm chi phí và tăng độ tin cậy cung cấp điện cho nhà máy Thuận Hưng – một cơ sở công nghiệp tại Việt Nam. Nghiên cứu xem xét các yếu tố ảnh hưởng như khả năng phát điện từ nguồn tái tạo, giá mua điện, chi phí đầu tư BESS và tần suất mất điện, từ đó đưa ra khuyến nghị về dung lượng BESS tối ưu cho hệ thống điện của nhà máy.</p>	Chủ đề 2	DOI: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10395304	2023
34	Optimal Configuration of Son Tay's Power System Associated with Electricity Prices in Both Grid-Connected and Stand-Alone Modes	<p>Mục tiêu: Tìm ra cấu hình tối ưu cho hệ thống cung cấp điện đô thị bằng cách kết hợp điện mặt trời áp mái, lưu trữ năng lượng (pin, hydro) và máy phát diesel, xét trong cả chế độ nối lưới và độc lập.</p> <p>Phạm vi: khu vực Sơn Tây, Hà Nội.</p> <p>Phương pháp: Sử dụng phần mềm HOMER để mô phỏng ba kịch bản khác nhau dựa trên các mức giá điện và điều kiện kỹ thuật thực tế.</p> <p>Kết quả: Xác định được cấu hình hệ thống tối ưu về mặt chi phí và hiệu quả năng lượng cho từng kịch bản, đồng thời cho thấy tiềm năng lớn của việc kết hợp lưu trữ năng lượng và điện mặt trời để tăng tính tự chủ và bền vững cho hệ thống điện đô thị.</p>	Chủ đề 4	DOI: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10394968	2023
35	Determination of optimal sizing for energy storage in a hybrid wind-diesel energy system	<p>Mục tiêu: Phân tích tính kinh tế và kỹ thuật của hệ thống lai (hybrid) gió - diesel, có tích hợp thiết bị lưu trữ năng lượng và tải tiêu tán (dump load), nhằm nâng cao mức thâm nhập của điện gió trong hệ thống cung cấp điện cho đảo Phú Quý, tỉnh Bình Thuận.</p> <p>Phạm vi: Nghiên cứu được thực hiện trên hệ thống thực tế gồm 6 máy phát diesel (mỗi máy 500 kW) và 3 tuabin gió (tổng công suất 2 MW) trên đảo Phú Quý.</p>	Chủ đề 4		2015

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
		Kết quả: Việc tích hợp thiết bị lưu trữ như pin và dump load là cần thiết để đảm bảo vận hành ổn định và tối ưu hóa tỷ lệ sử dụng điện gió, tuy nhiên chi phí đầu tư cho các thiết bị phụ trợ này là một thách thức kinh tế cần phân tích kỹ lưỡng.			
36	Economic analysis of solar power plant and battery energy storage: Case study of Binh Phuoc province, Vietnam	Mục tiêu: Đánh giá hiệu quả kinh tế của nhà máy điện mặt trời (SPP) tại Việt Nam trước và sau khi tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS), sử dụng các chỉ số như LCOE, NPV và năng suất điện. Phạm vi: Phân tích kinh tế và phân tích độ nhạy dưới các biến đổi về giới hạn truyền tải (TLL), chi phí đầu tư (CAPEX) và chính sách hỗ trợ đầu tư (IBI/CBI). Kết quả: Hệ thống PV có LCOE là 6,13 cent/kWh, NPV đạt 7,52 triệu USD. Khi tích hợp BESS 2 MW/2 MWh: LCOE tăng lên 6,38 cent/kWh, NPV giảm còn 5,5 triệu USD, LCOS đạt 126,61 cent/kWh. BESS trở nên kém hiệu quả kinh tế nếu dung lượng ≥ 12 MWh. Khi TLL < 24 MW, BESS giúp cải thiện đáng kể sản lượng. Giảm CAPEX không ảnh hưởng lớn đến LCOE, nhưng ảnh hưởng đáng kể đến LCOS. IBI $\geq 7\%$ hoặc CBI ≥ 4 cent/W giúp nâng cao tính khả thi tài chính của hệ thống PV-BESS.	Chủ đề 4	https://doi.org/10.1016/j.clet.2025.100937	
37	New Method for Secondary Frequency Regulation by Battery Energy Storage System on Viet Nam Power System	Mục tiêu nghiên cứu: Đề xuất và đánh giá các phương pháp điều khiển mới cho BESS trong điều chỉnh tần số thứ cấp của lưới điện, nhằm nâng cao ổn định tần số và điện áp khi tỷ lệ năng lượng tái tạo (RES) tăng cao. Phạm vi nghiên cứu: hệ thống điện Việt Nam, lưới 500kV tại khu vực Tây Nguyên. Phân tích vai trò của BESS trong điều chỉnh tần số và ổn định truyền tải liên vùng. Kết quả nghiên cứu: Đề xuất một phương pháp điều khiển mới cho BESS, được kiểm nghiệm bằng mô phỏng quasi-dynamic; Kết quả chứng minh phương pháp này cải thiện hiệu quả vận hành của RES và đường truyền tải, đồng thời tăng độ ổn định và độ tin cậy cho lưới điện Việt Nam.	Chủ đề 2	10.1109/EEE-AM58328.2023.10395758	2025
38	Storage to avoid congestion and release solar power for vietnam power system: the case studies of a high voltage transmission network in	Mục tiêu: Phân tích tác động của điện mặt trời lên lưới điện Việt Nam sau khi áp dụng cơ chế FIT, đồng thời đề xuất giải pháp lưu trữ năng lượng để giải quyết tình trạng quá tải và mất ổn định hệ thống. Phạm vi nghiên cứu: lưới truyền tải tại các tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận và lưới phân phối.	Chủ đề 2		2023

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Phân nhóm	DOI/Link	Năm
	Ninh-Thuan province and an isolated grid in An-Binh island	<p>Phương pháp nghiên cứu: sử dụng phần mềm NEPLAN để mô phỏng các kịch bản vận hành.</p> <p>Kết quả chính: Phát triển ô ạt điện mặt trời đã gây quá tải lưới điện tại nhiều khu vực. Giải pháp đề xuất bao gồm tích hợp hệ thống thủy điện tích năng (PHS) quy mô lớn để giảm tải truyền tải và sử dụng pin điện hóa để ổn định lưới phân phối.</p>			
39	Battery Electricity Storage Systems, the energy sector's next big tech	<p>Mục tiêu: Phân tích vai trò của hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) trong việc ổn định lưới điện Việt Nam trước sự phát triển nhanh của năng lượng tái tạo. Đánh giá tiềm năng và thách thức trong triển khai BESS tại Việt Nam.</p> <p>Phạm vi: Nghiên cứu nguyên lý vận hành, lợi ích kinh tế và kỹ thuật của BESS; Phân tích hiện trạng phát triển BESS tại Việt Nam và toàn cầu; Đánh giá các chính sách liên quan trong Quy hoạch điện VIII (PDP 8).</p> <p>Kết quả chính: Xác định nhu cầu cấp thiết về BESS để giải quyết tính không ổn định của năng lượng tái tạo; Nhận định thị trường BESS toàn cầu đang phát triển mạnh với chi phí giảm; Việt Nam có tiềm năng sản xuất BESS nhưng còn hạn chế về quy mô triển khai; Nhận diện các thách thức về kinh tế, kỹ thuật và quy định pháp lý.</p>	Chủ đề 3	https://hal.science/hal-04650083v1/file/main.pdf	2024
40	Vai trò của hệ thống lưu trữ với mức độ xâm nhập cao của nguồn năng lượng tái tạo vào lưới điện Việt Nam đến năm 2030	<p>Mục tiêu: Xây dựng mô hình hệ thống điện Việt Nam vào năm 2030 với sự xâm nhập của các nguồn năng lượng tái tạo và nguồn lưu trữ dựa trên mã nguồn mở Pypsa. Các chi phí xây dựng và vận hành hệ thống sẽ được tính toán và đưa ra tiêu chí tối ưu kinh tế - kỹ thuật.</p> <p>Kết quả chính: Việc triển khai năng lượng tái tạo ở Việt Nam phụ thuộc nhiều vào sự biến động về chi phí công nghệ trong tương lai và chính sách hỗ trợ của chính phủ.</p>	Chủ đề 5	https://jst-ud.vn/jst-ud/article/view/2709	2020

PHỤ LỤC B: DỮ LIỆU ĐẦU VÀO MÔ PHỎNG

Bảng B.1. Bộ dữ liệu khí tượng sử dụng cho mô phỏng NMĐMT Lai Châu (Ngày 1/1/2020)

Nguồn dữ liệu: NSRDB – Himawari Satellite (2020)

Địa điểm: 22.46°N, 102.61°E — Lai Châu, Việt Nam

Chu kỳ dữ liệu: 30 phút trong 1 năm (2020)

Thông số sử dụng: GHI, DNI, DHI, Nhiệt độ không khí (Temp), Độ ẩm tương đối (RH)

STT	Month	Day	Hour	Minute	DHI (W/m ²)	DNI (W/m ²)	GHI (W/m ²)	Temp (°C)	RH (%)
1.	1	1	0	0	0	0	0	8	82.15
2.	1	1	0	30	0	0	0	7.7	83.84
3.	1	1	1	0	0	0	0	7.4	83.24
4.	1	1	1	30	0	0	0	7.2	84.39
5.	1	1	2	0	0	0	0	6.9	83.71
6.	1	1	2	30	0	0	0	6.7	84.78
7.	1	1	3	0	0	0	0	6.5	83.44
8.	1	1	3	30	0	0	0	6.4	84.02
9.	1	1	4	0	0	0	0	6.3	82.32
10.	1	1	4	30	0	0	0	6.3	82.32
11.	1	1	5	0	0	0	0	6.2	80.38
12.	1	1	5	30	0	0	0	6.1	81.02
13.	1	1	6	0	0	0	0	6	80.38
14.	1	1	6	30	0	0	0	6	80.38
15.	1	1	7	0	6	0	6	14.9	84.27
16.	1	1	7	30	34	0	34	16	78.55
17.	1	1	8	0	77	0	77	17.1	78.14
18.	1	1	8	30	123	15	127	18.2	72.92
19.	1	1	9	0	167	36	182	19.3	68.84
20.	1	1	9	30	224	108	278	20.2	65.12
21.	1	1	10	0	261	227	388	21.2	63.78
22.	1	1	10	30	297	172	404	21.9	61.12
23.	1	1	11	0	256	24	272	22.7	59.97
24.	1	1	11	30	341	169	457	23.2	58.19
25.	1	1	12	0	309	395	585	23.6	57.62
26.	1	1	12	30	334	84	392	23.8	56.87
27.	1	1	13	0	307	365	556	23.9	56.83
28.	1	1	13	30	162	749	651	23.8	57.11
29.	1	1	14	0	263	371	489	23.7	57.78
30.	1	1	14	30	227	36	248	23.4	58.83
31.	1	1	15	0	200	338	363	23.1	61.03
32.	1	1	15	30	175	184	250	22.6	62.9
33.	1	1	16	0	131	95	161	22.1	70.47
34.	1	1	16	30	84	49	95	21.1	74.9
35.	1	1	17	0	42	27	45	20.1	80.49

36.	1	1	17	30	0	0	0	19.5	83.62
37.	1	1	18	0	0	0	0	18.9	81.76
38.	1	1	18	30	0	0	0	18.5	83.82
39.	1	1	19	0	0	0	0	18.2	83.99
40.	1	1	19	30	0	0	0	17.9	85.58
41.	1	1	20	0	0	0	0	17.7	86.24
42.	1	1	20	30	0	0	0	17.6	86.78
43.	1	1	21	0	0	0	0	17.4	87.72
44.	1	1	21	30	0	0	0	17.3	88.28
45.	1	1	22	0	0	0	0	17.1	89.02
46.	1	1	22	30	0	0	0	17	89.59
47.	1	1	23	0	0	0	0	16.8	89.97
48.	1	1	23	30	0	0	0	16.6	91.12

Bảng B.2. Bộ dữ liệu khí tượng sử dụng cho mô phỏng NMDMT Ninh Thuận (Ngày 1/1/2020)

Nguồn dữ liệu: NSRDB – Himawari Satellite (2020)

Địa điểm: 11.44°N, 108.85°E — Ninh Thuận, Việt Nam

Chu kỳ dữ liệu: 30 phút trong 1 năm (2020)

Thông số sử dụng: GHI, DNI, DHI, Nhiệt độ không khí (Temp), Độ ẩm tương đối (RH)

STT	Month	Day	Hour	Minute	DHI (W/m ²)	DNI (W/m ²)	GHI (W/m ²)	Temp (°C)	RH (%)
1.	1	1	0	0	0	0	0	22.1	80.73
2.	1	1	0	30	0	0	0	22.1	80.65
3.	1	1	1	0	0	0	0	22.1	80.89
4.	1	1	1	30	0	0	0	22.0	81.39
5.	1	1	2	0	0	0	0	22.0	81.44
6.	1	1	2	30	0	0	0	22.1	80.95
7.	1	1	3	0	0	0	0	22.1	81.16
8.	1	1	3	30	0	0	0	22.1	81.24
9.	1	1	4	0	0	0	0	22.1	81.53
10.	1	1	4	30	0	0	0	22.1	81.53
11.	1	1	5	0	0	0	0	22.1	81.81
12.	1	1	5	30	0	0	0	22.2	81.4
13.	1	1	6	0	0	0	0	22.2	81.92
14.	1	1	6	30	7	0	7	22.2	81.92
15.	1	1	7	0	51	531	159	24.8	81.33
16.	1	1	7	30	65	665	273	25.3	78.95
17.	1	1	8	0	73	760	388	25.9	76.67
18.	1	1	8	30	80	818	497	26.3	74.88
19.	1	1	9	0	89	854	595	26.8	72.93
20.	1	1	9	30	94	884	683	27.1	71.66
21.	1	1	10	0	116	870	748	27.4	70.42
22.	1	1	10	30	119	885	803	27.6	69.6
23.	1	1	11	0	119	900	843	27.7	69.04
24.	1	1	11	30	120	905	864	27.8	68.64

25.	1	1	12	0	116	912	867	27.8	68.54
26.	1	1	12	30	115	908	850	27.8	68.54
27.	1	1	13	0	118	890	813	27.7	68.83
28.	1	1	13	30	115	874	759	27.6	69.23
29.	1	1	14	0	111	851	689	27.4	70.14
30.	1	1	14	30	106	820	604	27.2	70.97
31.	1	1	15	0	100	774	507	26.9	72.25
32.	1	1	15	30	91	716	401	26.5	73.96
33.	1	1	16	0	79	629	288	26.2	75.33
34.	1	1	16	30	63	499	174	25.7	77.59
35.	1	1	17	0	38	300	71	25.2	80.1
36.	1	1	17	30	0	0	0	25.0	81.05
37.	1	1	18	0	0	0	0	24.7	82.44
38.	1	1	18	30	0	0	0	24.6	82.93
39.	1	1	19	0	0	0	0	24.5	83.35
40.	1	1	19	30	0	0	0	24.4	83.93
41.	1	1	20	0	0	0	0	24.3	84.4
42.	1	1	20	30	0	0	0	24.2	84.9
43.	1	1	21	0	0	0	0	24.1	85.45
44.	1	1	21	30	0	0	0	24.1	85.45
45.	1	1	22	0	0	0	0	24.1	85.99
46.	1	1	22	30	0	0	0	24.1	85.99
47.	1	1	23	0	0	0	0	24.1	86.58
48.	1	1	23	30	0	0	0	24.1	86.58

Bảng B.3. Bộ dữ liệu khí tượng sử dụng cho mô phỏng NMDMT Bình Phước (Ngày 1/1/2020)

Nguồn dữ liệu: NSRDB – Himawari Satellite (2020)

Địa điểm: 11.904°N, 106.489°E — Bình Phước, Việt Nam

Chu kỳ dữ liệu: 30 phút trong 1 năm (2020)

Thông số sử dụng: GHI, DNI, DHI, Nhiệt độ không khí (Temp), Độ ẩm tương đối (RH)

STT	Month	Day	Hour	Minute	DHI (W/m ²)	DNI (W/m ²)	GHI (W/m ²)	Temp (°C)	RH (%)
1.	1	1	0	0	0	0	0	19.7	85.13
2.	1	1	0	30	0	0	0	19.6	85.58
3.	1	1	1	0	0	0	0	19.5	85.55
4.	1	1	1	30	0	0	0	19.4	86.08
5.	1	1	2	0	0	0	0	19.2	87.05
6.	1	1	2	30	0	0	0	19.2	87.05
7.	1	1	3	0	0	0	0	19.1	87.87
8.	1	1	3	30	0	0	0	19.0	88.41
9.	1	1	4	0	0	0	0	19.0	88.91
10.	1	1	4	30	0	0	0	19.0	88.91
11.	1	1	5	0	0	0	0	19.0	89.26
12.	1	1	5	30	0	0	0	19.1	88.80
13.	1	1	6	0	0	0	0	19.1	89.64

14.	1	1	6	30	19	0	19	19.1	89.64
15.	1	1	7	0	39	543	129	22.9	81.40
16.	1	1	7	30	53	693	243	24.5	73.96
17.	1	1	8	0	60	792	361	26.1	67.48
18.	1	1	8	30	67	850	472	27.5	62.17
19.	1	1	9	0	72	894	576	28.9	56.19
20.	1	1	9	30	76	922	667	30.0	52.75
21.	1	1	10	0	90	924	741	31.0	48.53
22.	1	1	10	30	291	499	668	31.8	46.34
23.	1	1	11	0	100	938	842	32.6	43.33
24.	1	1	11	30	101	944	869	33.1	42.09
25.	1	1	12	0	108	933	872	33.6	40.45
26.	1	1	12	30	108	928	860	33.8	40.00
27.	1	1	13	0	127	880	819	34.0	39.39
28.	1	1	13	30	125	864	770	33.9	39.61
29.	1	1	14	0	124	835	704	33.9	39.59
30.	1	1	14	30	118	804	623	33.5	40.48
31.	1	1	15	0	111	764	530	33.1	41.73
32.	1	1	15	30	102	706	426	32.4	43.44
33.	1	1	16	0	119	0	119	31.6	46.65
34.	1	1	16	30	71	519	203	30.5	49.70
35.	1	1	17	0	52	35	57	29.3	55.38
36.	1	1	17	30	8	0	8	28.6	57.72
37.	1	1	18	0	0	0	0	27.8	60.69
38.	1	1	18	30	0	0	0	27.3	62.55
39.	1	1	19	0	0	0	0	26.8	64.61
40.	1	1	19	30	0	0	0	26.3	66.60
41.	1	1	20	0	0	0	0	25.8	68.69
42.	1	1	20	30	0	0	0	25.4	70.33
43.	1	1	21	0	0	0	0	24.9	72.41
44.	1	1	21	30	0	0	0	24.5	74.15
45.	1	1	22	0	0	0	0	24.2	75.40
46.	1	1	22	30	0	0	0	23.9	76.77
47.	1	1	23	0	0	0	0	23.6	78.03
48.	1	1	23	30	0	0	0	23.3	79.45

Bảng B.4. Các thông số thiết kế chung cho 3 nhà máy

I. Hệ thống PV		II. Hệ thống Inverter	
Thông số kỹ thuật	Giá trị	Thông số kỹ thuật	Giá trị
Tên module	SPDG590-N144M10	Loại inverter: Sungrow Supply Co – Ltd: SG2500U [550V]	
Nhà sản xuất	Zhejiang Sunpro Power Technology Co, Ltd	Công suất cực đại AC	25000 kW
Công nghệ	Mono-c-Si	Công suất cực đại DC	2542,5 kW
Công suất cực đại của module	590,733 Wdc		

I. Hệ thống PV		II. Hệ thống Inverter	
Thông số kỹ thuật	Giá trị	Thông số kỹ thuật	Giá trị
Hiệu suất danh nghĩa	23,44 %	Số lượng inverter	16
Diện tích module	2,52 m ²	Tổng công suất AC	40 MW
Số models cho một chuỗi	20	Hiệu suất	98,53 %
Số chuỗi	4063	Điện áp danh định AC	550 V
Tổng số module	81260	Điện áp cực đại DC	1200 V
Tổng công suất DC	48 MW	Dòng điện cực đại DC	2825 A
Điện áp max (Vmp)	42,9 Vdc	Điện áp cực tiểu MPPT	800 V
Dòng điện max (Imp)	13,8 Adc	Điện áp DC danh định	900 V
Điện áp hở mạch (Voc)	51,7	Điện áp cực đại DC MPPT	1200 V
Dòng ngắn mạch (Isc)	14,5	Số lượng các đầu vào MPPT	1
Hệ số nhiệt độ của điện áp hở mạch Voc	-0,251 %/°C		
Hệ số nhiệt độ của dòng ngắn mạch Isc	0,043 %/°C		
Hệ số nhiệt độ của công suất cực đại	-0,295 %/°C		
Số lượng cell (tế bào quang điện) nối tiếp trong module	72		
Kích thước (RxD) (mm)	1120x2251		
Nhiệt độ danh định của cell (°C)	43,4 °C		
Tỷ lệ DC/AC	1,20		
Suy giảm hiệu suất đối với đầu ra DC của PV	0,5%/năm		

Bảng B.5. Thông số kỹ thuật hệ thống BESS

Thông số	Giá trị	Ghi chú
Công suất DC và dung lượng BESS	4MW, 6MW, 8MW và thời gian lưu trữ 2 giờ, 4 giờ,	Tương đương công suất BESS (10%/15%/20%) x (2h/4h)
Điện áp bank thiết kế	500 Vdc	
Điện áp danh nghĩa cell	3,6 Vdc	
Công suất cell	3,2 Ah	
Cấu hình PV-BESS	Kết nối phía DC của inverter	
Tuổi thọ	10 năm	
Trạng thái sạc tối thiểu (Minimum state of charge)	20%	
Trạng thái sạc tối đa (Maximum state of charge)	100%	
Trạng thái sạc ban đầu (Initial state of charge)	50%	
Suy giảm hiệu suất chu kỳ	Tính toán tự động trong mô hình SAM	

Bảng B.6. Chi phí đầu tư của 3 NMĐMT 40MWac không có BESS (Đơn vị: USD)

Thành phần	Suất đầu tư	Hệ thống PV 40MWac		
		Lai Châu	Ninh Thuận	Bình Phước
1, Chi phí thiết bị				
+ PV module	0,22 USD/Wdc	10.560.651.99	10.560.651.99	10.560.651.99
+ Inverter	0,02-0,026 USD/Wac	1.040.000.00	1.040.000.00	1.040.000.00
2, Chi phí xây dựng		6.139.410.00	6.387.110.00	6.272.010.00
3, Chi phí quản lý dự án		216.100.00	218.170.00	217.210.00
4, Chi phí dự phòng		718.246.48	728.237.28	723.594.88
5, Chi phí tư vấn		876.980.00	887.960.00	882.920.00
6, Chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư		2.453.860.00	2.453.860.00	2.453.860.00
7, Chi phí khác		995.647.00	998.000.00	991.643.13
8, Tổng chi phí lắp đặt hệ thống PV	0,48 USD/Wdc	23.000.895.47	23.273.989.27	23.141.890.00

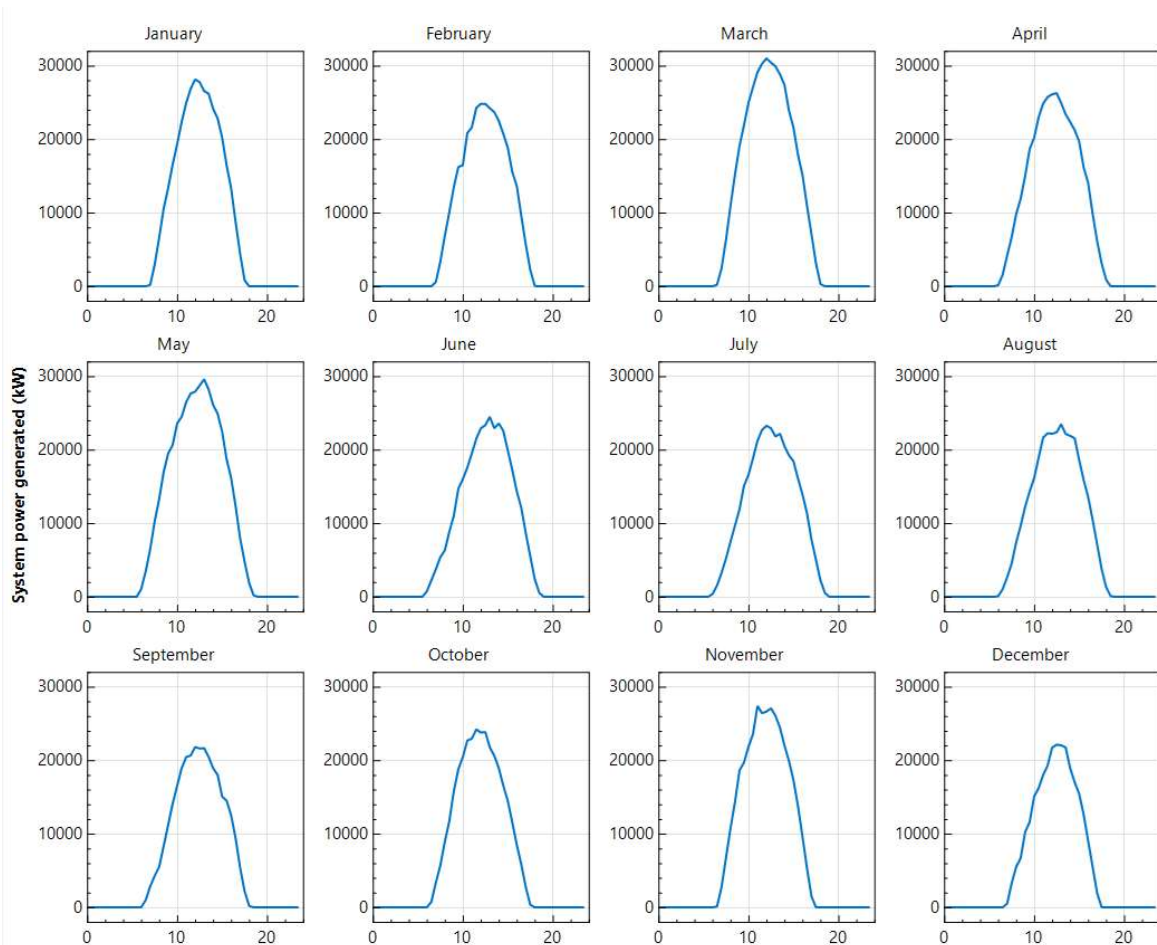
Bảng B.7. Chi phí đầu tư của 3 NMĐMT 40MWac có BESS (Đơn vị: USD)

Thành phần	Suất đầu tư	Hệ thống PV 40MWac và BESS		
		Lai Châu	Ninh Thuận	Bình Phước
1, Chi phí thiết bị				
+ PV module	0,22 USD/Wdc	10.560.652	10.560.651.99	10.560.651.99
+ Inverter	0,02-0,026 USD/Wac	800.000	800.000	800.000
+ BESS (4MW 2giờ)	242 USD/kWh và 282 USD/kW	3.063.998	3.063.998	3.063.998
2, Chi phí xây dựng		6.152.432	6.400.667	6.285.320.00
3, Chi phí quản lý dự án		217.210	218.630	217.670.00
4, Chi phí dự phòng		831.772	841.758	837.105.60
5, Chi phí tư vấn		878.846	889.846	884.792.00
6, Chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư		2.459.071	2.459.071.00	2.459.071.00
7, Chi phí khác		1.145.852	1.156.721.03	1.150.458.34
8, Tổng chi phí lắp đặt hệ thống PV-BESS	0,54 USD/Wdc	26.109.833	26.391.343	26.259.067

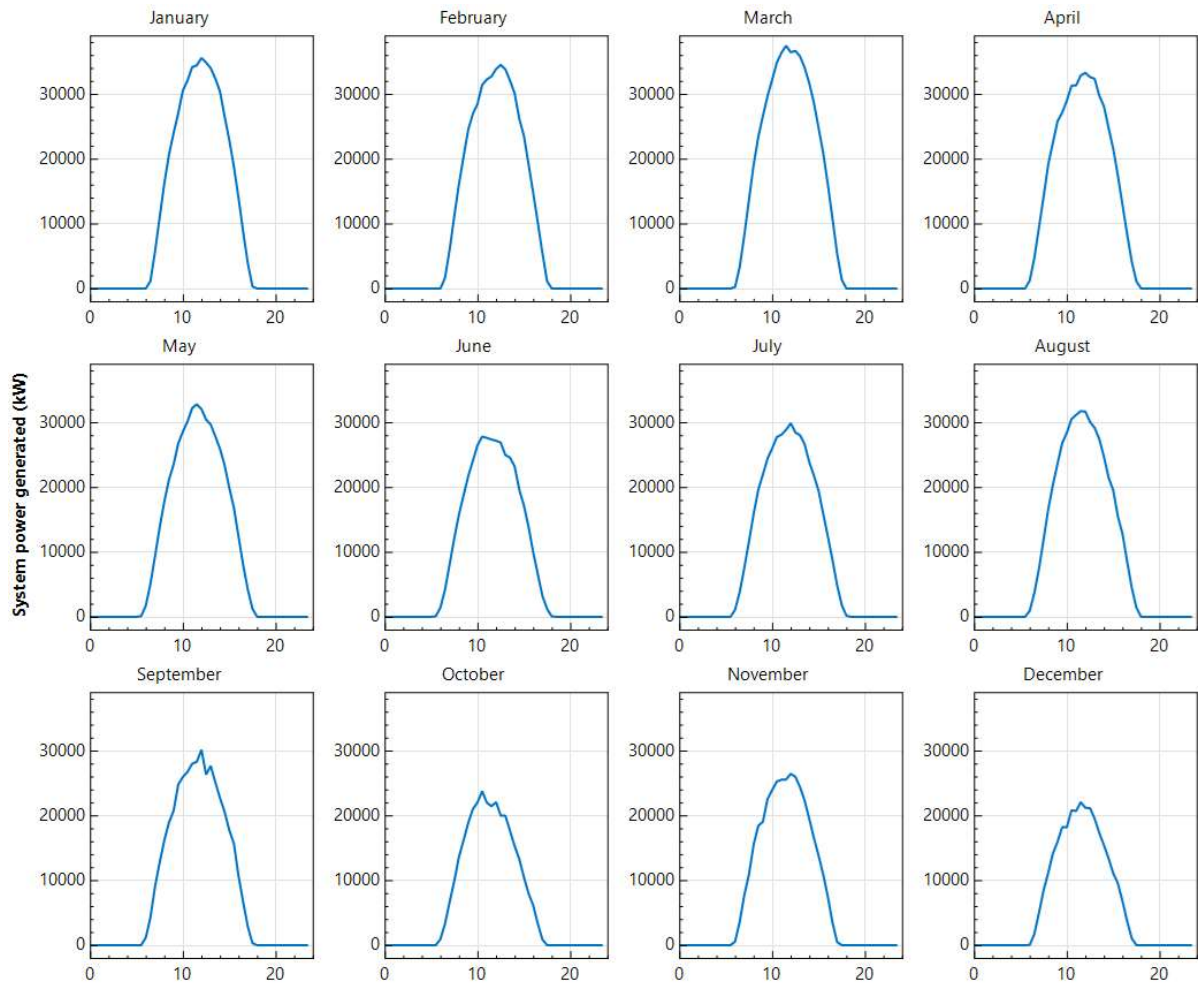
PHỤ LỤC C: KẾT QUẢ MÔ PHỎNG CHI TIẾT

Bảng C.1. Sản lượng điện năng phát rờng lên lưới của các nhà máy điện mặt trời trong điều kiện không có hạn chế truyền tải

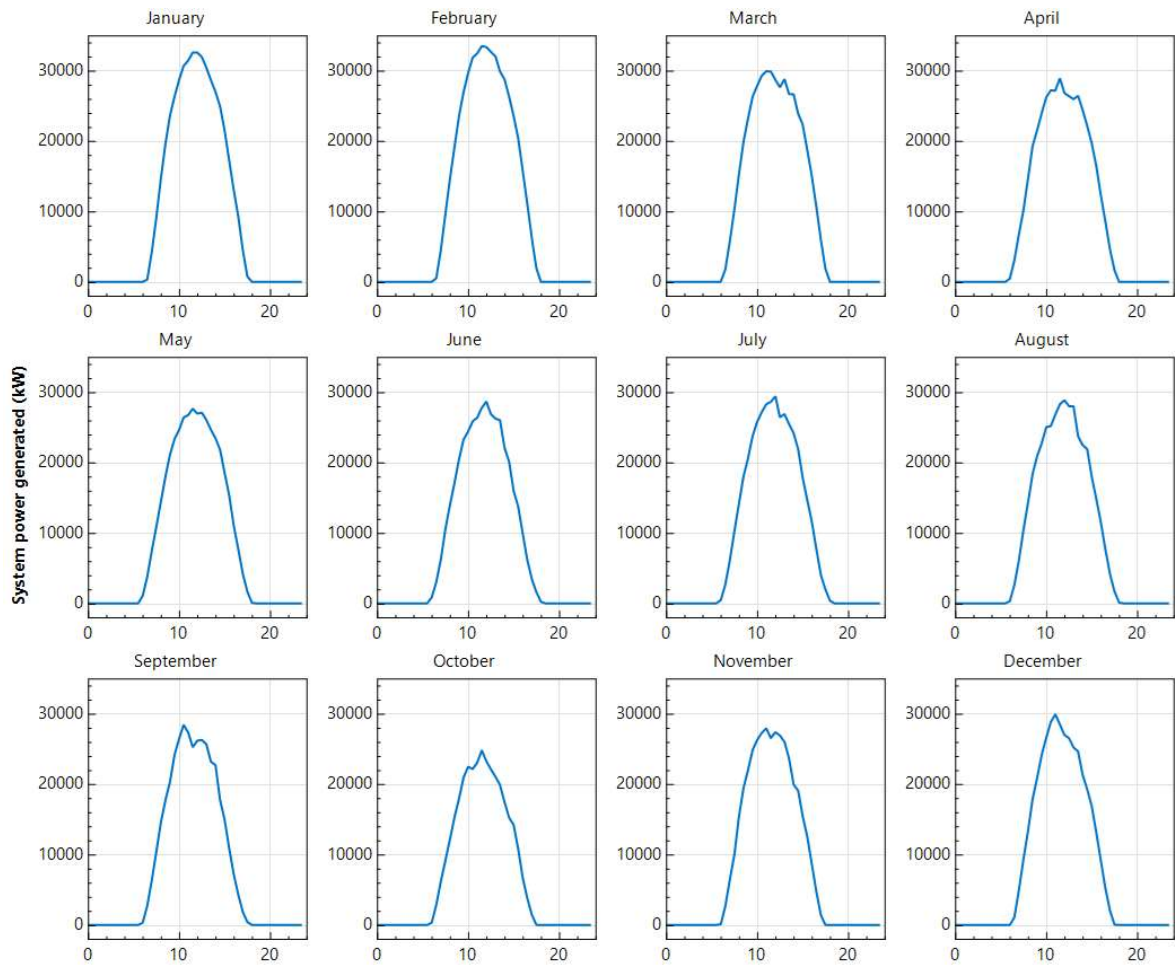
Năm	40MW Lai Châu			40 MWac Ninh Thuận			40 MWac Bình Phước		
	Điện năng tới lưới (kWh)	Điện năng từ lưới (kWh)	Điện năng tới lưới rờng (kWh)	Điện năng tới lưới (kWh)	Điện năng từ lưới (kWh)	Điện năng tới lưới rờng (kWh)	Điện năng tới lưới (kWh)	Điện năng từ lưới (kWh)	Điện năng tới lưới rờng (kWh)
1	67.957.000	- 46.686	67.910.300	83.426.100	- 46.599	83.379.500	79.605.400	- 46.692	79.558.700
2	67.618.000	- 46.686	67.571.300	83.021.900	- 46.599	82.975.300	79.208.700	- 46.692	79.162.000
3	67.279.000	- 46.686	67.232.300	82.615.700	- 46.602	82.569.100	78.812.000	- 46.692	78.765.300
4	66.939.900	- 46.686	66.893.300	82.207.500	- 46.602	82.160.900	78.415.300	- 46.692	78.368.600
5	66.600.900	- 46.688	66.554.200	81.797.300	- 46.602	81.750.700	78.018.500	- 46.692	77.971.900
6	66.261.800	- 46.690	66.215.100	81.385.500	- 46.606	81.338.900	77.621.800	- 46.695	77.575.100
7	65.922.700	- 46.692	65.876.000	80.972.000	- 46.606	80.925.400	77.225.000	- 46.695	77.178.300
8	65.583.600	- 46.693	65.536.900	80.557.500	- 46.611	80.510.900	76.828.100	- 46.695	76.781.400
9	65.244.500	- 46.693	65.197.800	80.142.400	- 46.611	80.095.800	76.431.300	- 46.695	76.384.600
10	64.905.300	- 46.697	64.858.600	79.726.800	- 46.611	79.680.200	76.034.400	- 46.699	75.987.700
11	64.566.100	- 46.702	64.519.400	79.311.000	- 46.613	79.264.400	75.637.500	- 46.699	75.590.800
12	64.226.900	- 46.704	64.180.200	78.895.000	- 46.613	78.848.400	75.240.500	- 46.699	75.193.800
13	63.887.700	- 46.707	63.841.000	78.479.000	- 46.613	78.432.400	74.843.600	- 46.702	74.796.900
14	63.548.500	- 46.711	63.501.800	78.062.900	- 46.613	78.016.300	74.446.600	- 46.704	74.399.900
15	63.209.200	- 46.714	63.162.500	77.646.800	- 46.616	77.600.200	74.049.500	- 46.707	74.002.800
16	62.869.900	- 46.716	62.823.200	77.230.700	- 46.616	77.184.100	73.652.500	- 46.707	73.605.800
17	62.530.600	- 46.718	62.483.900	76.814.600	- 46.616	76.768.000	73.255.400	- 46.709	73.208.700
18	62.191.300	- 46.720	62.144.600	76.398.400	- 46.616	76.351.800	72.858.300	- 46.711	72.811.600
19	61.851.900	- 46.720	61.805.200	75.982.200	- 46.616	75.935.600	72.461.200	- 46.711	72.414.500
20	61.512.600	- 46.720	61.465.900	75.566.000	- 46.616	75.519.400	72.064.000	- 46.714	72.017.300



Hình C. 1. Đồ thị phụ tải sản xuất điện của hệ thống PV của nhà máy ĐMT 40MW Lai Châu



Hình C. 2. Đồ thị phụ tải sản xuất điện của hệ thống PV của nhà máy ĐMT 40MW Ninh Thuận



Hình C. 3. Đồ thị phụ tải sản xuất điện của hệ thống PV của nhà máy ĐMT 40MW Bình Phước

Bảng C.2. Sản lượng phát điện có hạn chế truyền tải nhà máy 40MW tại Lai Châu (kWh)

Năm	Tỷ lệ giới hạn truyền tải α				
	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
1	67.910.300	67.900.900	67.082.400	64.537.800	60.443.000
2	67.571.300	67.564.900	66.815.200	64.330.300	60.286.100
3	67.232.300	67.228.100	66.544.900	64.120.800	60.127.500
4	66.893.300	66.890.800	66.271.500	63.909.200	59.967.400
5	66.554.200	66.553.000	65.995.100	63.695.400	59.805.700
6	66.215.100	66.214.600	65.715.600	63.479.700	59.642.600
7	65.876.000	65.875.700	65.432.900	63.262.100	59.478.200
8	65.536.900	65.536.700	65.147.000	63.042.200	59.312.400
9	65.197.800	65.197.600	64.857.800	62.820.600	59.145.100
10	64.858.600	64.858.400	64.564.800	62.596.800	58.976.200
11	64.519.400	64.519.300	64.268.100	62.370.900	58.805.700
12	64.180.200	64.180.100	63.967.500	62.143.000	58.633.500
13	63.841.000	63.840.900	63.663.300	61.912.900	58.459.400
14	63.501.800	63.501.700	63.355.100	61.680.400	58.283.400
15	63.162.500	63.162.500	63.043.500	61.445.700	58.105.800
16	62.823.200	62.823.200	62.728.200	61.208.700	57.926.500
17	62.483.900	62.483.900	62.409.900	60.969.100	57.745.400
18	62.144.600	62.144.600	62.088.100	60.726.900	57.562.300
19	61.805.200	61.805.200	61.763.300	60.482.300	57.377.100
20	61.465.900	61.465.900	61.435.100	60.234.800	57.190.200

Bảng C.3. Sản lượng phát điện có hạn chế truyền tải nhà máy 40MW tại Ninh Thuận

	Tỷ lệ giới hạn truyền tải α				
	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
1	83.379.500	82.554.100	79.837.400	75.462.700	69.388.000
2	82.975.300	82.220.000	79.578.400	75.266.900	69.247.700
3	82.569.100	81.881.600	79.317.000	75.069.000	69.105.900
4	82.160.900	81.538.600	79.053.100	74.869.000	68.962.700
5	81.750.700	81.191.400	78.786.500	74.667.000	68.818.100
6	81.338.900	80.840.400	78.517.600	74.463.100	68.671.600
7	80.925.400	80.485.200	78.246.100	74.256.800	68.523.300
8	80.510.900	80.126.100	77.971.500	74.048.100	68.373.200
9	80.095.800	79.763.000	77.694.200	73.837.100	68.221.600
10	79.680.200	79.395.400	77.414.100	73.623.800	68.068.300

11	79.264.400	79.023.200	77.131.200	73.408.100	67.913.400
12	78.848.400	78.646.200	76.845.000	73.190.200	67.756.600
13	78.432.400	78.264.300	76.555.900	72.969.600	67.597.800
14	78.016.300	77.877.300	76.263.700	72.746.600	67.437.200
15	77.600.200	77.486.000	75.968.500	72.520.700	67.274.600
16	77.184.100	77.091.400	75.669.900	72.292.100	67.110.300
17	76.768.000	76.694.000	75.367.700	72.060.800	66.944.400
18	76.351.800	76.294.400	75.061.500	71.827.000	66.776.400
19	75.935.600	75.892.300	74.751.300	71.590.800	66.606.300
20	75.519.400	75.488.000	74.436.900	71.351.700	66.434.100

Bảng C.4. Sản lượng phát điện có hạn chế truyền tải nhà máy 40MW tại Bình Phước

	Tỷ lệ giới hạn truyền tải α				
	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
1	79.558.700	79.449.500	77.978.400	74.473.400	68.945.600
2	79.162.000	79.072.900	77.689.500	74.258.100	68.794.700
3	78.765.300	78.693.900	77.397.200	74.040.100	68.641.800
4	78.368.600	78.312.200	77.101.300	73.819.600	68.487.300
5	77.971.900	77.927.900	76.801.900	73.596.400	68.331.100
6	77.575.100	77.541.100	76.498.600	73.370.200	68.172.900
7	77.178.300	77.152.500	76.191.900	73.141.000	68.012.900
8	76.781.400	76.762.200	75.881.200	72.909.200	67.851.000
9	76.384.600	76.370.400	75.566.800	72.674.400	67.687.200
10	75.987.700	75.977.600	75.248.700	72.437.100	67.521.600
11	75.590.800	75.583.500	74.926.700	72.196.900	67.353.500
12	75.193.800	75.188.600	74.600.600	71.953.900	67.183.400
13	74.796.900	74.793.200	74.270.200	71.707.900	67.011.500
14	74.399.900	74.397.300	73.935.400	71.458.900	66.837.600
15	74.002.800	74.001.100	73.595.700	71.207.000	66.661.800
16	73.605.800	73.604.700	73.251.600	70.952.200	66.483.900
17	73.208.700	73.208.100	72.902.400	70.694.400	66.303.800
18	72.811.600	72.811.300	72.548.500	70.433.500	66.121.300
19	72.414.500	72.414.400	72.190.100	70.169.300	65.936.600
20	72.017.300	72.017.300	71.827.900	69.902.000	65.749.500

Bảng C.5. Công suất phát điện trung bình ngày 1/1 năm 1 của hệ thống PV (không lưu trữ) tại 3 NMDMT theo giới hạn truyền tải (kW)

Thời gian (giờ)	Lai Châu					Ninh Thuận					Bình Phước				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
0,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
1,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
1,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
7,0	-11	-11	-11	-11	-11	135	135	135	135	135	394	394	394	394	394
7,5	95	95	95	95	95	7.721	7.721	7.721	7.721	7.721	6.153	6.153	6.153	6.153	6.153
8,0	1.238	1.238	1.238	1.238	1.238	13.579	13.579	13.579	13.579	13.579	12.081	12.081	12.081	12.081	12.081
8,5	3.083	3.083	3.083	3.083	3.083	19.254	19.254	19.254	19.254	19.254	17.855	17.855	17.855	17.855	17.855
9,0	5.296	5.296	5.296	5.296	5.296	23.965	23.965	23.965	23.965	23.965	22.680	22.680	22.680	22.680	22.680
9,5	7.783	7.783	7.783	7.783	7.783	28.000	28.000	28.000	28.000	24.000	26.741	26.741	26.741	26.741	24.000
10,0	12.104	12.104	12.104	12.104	12.104	31.346	31.346	31.346	28.000	24.000	30.092	30.092	30.092	28.000	24.000
10,5	17.304	17.304	17.304	17.304	17.304	33.846	33.846	32.000	28.000	24.000	32.657	32.657	32.000	28.000	24.000
11,0	17.583	17.583	17.583	17.583	17.583	35.813	35.813	32.000	28.000	24.000	28.585	28.585	28.585	28.000	24.000
11,5	10.973	10.973	10.973	10.973	10.973	37.328	36.000	32.000	28.000	24.000	35.896	35.896	32.000	28.000	24.000
12,0	19.634	19.634	19.634	19.634	19.634	38.067	36.000	32.000	28.000	24.000	36.671	36.000	32.000	28.000	24.000
12,5	25.733	25.733	25.733	25.733	24.000	38.222	36.000	32.000	28.000	24.000	36.670	36.000	32.000	28.000	24.000

13,0	16.395	16.395	16.395	16.395	16.395	37.575	36.000	32.000	28.000	24.000	36.218	36.000	32.000	28.000	24.000
13,5	24.488	24.488	24.488	24.488	24.000	36.157	36.000	32.000	28.000	24.000	34.700	34.700	32.000	28.000	24.000
14,0	29.861	29.861	29.861	28.000	24.000	34.128	34.128	32.000	28.000	24.000	33.173	33.173	32.000	28.000	24.000
14,5	21.911	21.911	21.911	21.911	21.911	31.531	31.531	31.531	28.000	24.000	30.766	30.766	30.766	28.000	24.000
15,0	10.299	10.299	10.299	10.299	10.299	28.212	28.212	28.212	28.000	24.000	27.834	27.834	27.834	27.834	24.000
15,5	16.852	16.852	16.852	16.852	16.852	24.208	24.208	24.208	24.208	24.000	24.336	24.336	24.336	24.336	24.000
16,0	11.361	11.361	11.361	11.361	11.361	19.733	19.733	19.733	19.733	19.733	20.153	20.153	20.153	20.153	20.153
16,5	7.191	7.191	7.191	7.191	7.191	14.219	14.219	14.219	14.219	14.219	4.619	4.619	4.619	4.619	4.619
17,0	4.019	4.019	4.019	4.019	4.019	8.458	8.458	8.458	8.458	8.458	9.711	9.711	9.711	9.711	9.711
17,5	1.760	1.760	1.760	1.760	1.760	3.133	3.133	3.133	3.133	3.133	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
18,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	58	58	58	58	58
18,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
19,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
19,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
20,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
20,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
24,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11

Bảng C.6. Sản lượng điện ròng của NĐMT 40MW Lai Châu với BESS 10% (4MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

Năm	BESS 10%x2h					BESS 10%x4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
1	67.718.100	67.717.100	67.528.600	65.710.800	62.056.300	67.720.400	67.719.400	67.680.700	66.561.900	63.317.100
2	67.377.800	67.377.100	67.207.600	65.451.200	61.839.400	67.377.800	67.377.200	67.343.100	66.278.500	63.066.100
3	67.039.800	67.039.200	66.890.900	65.200.300	61.634.100	67.039.800	67.039.400	67.009.500	66.007.600	62.836.000
4	66.701.700	66.701.400	66.574.300	64.950.800	61.432.100	66.701.700	66.701.400	66.675.400	65.737.800	62.610.700
5	66.363.600	66.363.400	66.255.600	64.702.900	61.231.800	66.363.600	66.363.300	66.340.900	65.466.400	62.389.600
6	66.025.400	66.025.300	65.936.800	64.453.300	61.031.600	66.025.400	66.025.400	66.005.500	65.195.100	62.168.400
7	65.687.400	65.687.300	65.613.800	64.203.200	60.832.400	65.687.400	65.687.300	65.669.500	64.923.300	61.950.100
8	65.349.200	65.349.100	65.289.200	63.951.800	60.634.700	65.349.200	65.349.100	65.333.400	64.650.300	61.733.700
9	65.011.000	65.011.000	64.961.900	63.698.700	60.437.500	65.011.000	65.011.000	64.996.900	64.373.600	61.518.300
10	64.673.100	64.673.000	64.643.000	63.594.000	60.461.900	64.673.400	64.673.200	64.661.700	64.222.200	61.610.000
11	64.334.600	64.334.600	64.309.900	63.314.900	60.235.700	64.334.600	64.334.700	64.324.500	63.919.900	61.357.600
12	63.996.400	63.996.300	63.976.200	63.041.600	60.019.500	63.996.400	63.996.400	63.987.500	63.622.000	61.118.000
13	63.658.100	63.658.000	63.641.900	62.770.200	59.806.500	63.658.100	63.658.000	63.650.400	63.324.000	60.883.300
14	63.319.800	63.319.800	63.307.500	62.498.900	59.594.000	63.319.800	63.319.800	63.313.100	63.023.700	60.650.900
15	62.981.500	62.981.500	62.972.200	62.224.600	59.382.400	62.981.500	62.981.600	62.976.000	62.721.200	60.417.600
16	62.643.200	62.643.100	62.636.200	61.947.900	59.171.600	62.643.200	62.643.100	62.638.500	62.415.800	60.185.700
17	62.304.800	62.304.800	62.299.400	61.669.500	58.961.000	62.304.800	62.304.800	62.300.900	62.107.100	59.953.500
18	61.966.400	61.966.400	61.962.200	61.388.500	58.748.800	61.966.400	61.966.400	61.963.300	61.796.300	59.720.500
19	61.628.000	61.628.100	61.624.700	61.106.600	58.535.300	61.628.000	61.628.200	61.625.700	61.483.000	59.486.700
20	61.289.600	61.289.600	61.287.100	60.822.400	58.320.400	61.289.600	61.289.600	61.287.600	61.167.300	59.251.600

Bảng C.7. Sản lượng điện ròng của NĐMT 40MW Lai Châu với BESS 15% (6MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

Năm	BESS 15% x 2h					BESS 15% x 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
1	67.719.200	67.718.300	67.633.300	66.214.400	62.777.100	67.722.700	67.721.800	67.696.800	67.238.100	64.545.900
2	67.377.800	67.377.100	67.301.900	65.930.800	62.532.400	67.377.800	67.377.400	67.353.900	66.918.700	64.253.700
3	67.039.800	67.039.400	66.973.800	65.661.500	62.308.500	67.039.900	67.039.400	67.017.600	66.612.800	63.993.400
4	66.701.700	66.701.400	66.645.500	65.396.500	62.089.600	66.701.700	66.701.400	66.681.300	66.309.100	63.743.800
5	66.363.600	66.363.400	66.316.500	65.131.300	61.874.100	66.363.600	66.363.300	66.344.900	66.003.900	63.497.100
6	66.025.400	66.025.300	65.986.100	64.865.300	61.660.500	66.025.400	66.025.400	66.008.400	65.698.200	63.253.200
7	65.687.400	65.687.300	65.654.000	64.599.800	61.447.800	65.687.500	65.687.300	65.671.900	65.391.000	63.011.500
8	65.349.200	65.349.100	65.321.400	64.332.600	61.237.200	65.349.200	65.349.200	65.335.300	65.081.800	62.773.300
9	65.011.000	65.011.000	64.988.100	64.062.500	61.028.300	65.011.000	65.011.000	64.998.600	64.770.600	62.534.700
10	64.673.200	64.673.100	64.658.900	63.962.800	61.134.300	64.673.700	64.673.400	64.662.800	64.544.200	62.712.900
11	64.334.600	64.334.600	64.322.100	63.663.100	60.884.300	64.334.600	64.334.700	64.325.300	64.215.300	62.427.000
12	63.996.400	63.996.400	63.985.500	63.371.000	60.648.200	63.996.500	63.996.400	63.988.200	63.887.700	62.158.800
13	63.658.100	63.658.000	63.648.800	63.080.200	60.416.300	63.658.100	63.658.000	63.651.000	63.559.500	61.897.700
14	63.319.800	63.319.800	63.311.900	62.788.800	60.188.000	63.319.800	63.319.800	63.313.600	63.231.200	61.639.800
15	62.981.500	62.981.500	62.975.000	62.497.800	59.960.200	62.981.500	62.981.500	62.976.200	62.901.300	61.384.000
16	62.643.200	62.643.100	62.637.700	62.206.600	59.732.300	62.643.300	62.643.300	62.638.800	62.572.000	61.128.800
17	62.304.800	62.304.800	62.300.300	61.913.200	59.506.000	62.304.800	62.304.800	62.301.300	62.241.300	60.873.700
18	61.966.400	61.966.400	61.962.900	61.616.300	59.279.400	61.966.400	61.966.400	61.963.500	61.908.900	60.616.100
19	61.628.000	61.628.100	61.625.300	61.318.900	59.052.300	61.628.000	61.628.000	61.625.700	61.575.600	60.356.400
20	61.289.600	61.289.600	61.287.500	61.018.700	58.823.100	61.289.600	61.289.800	61.287.800	61.242.600	60.094.400

Bảng C.8. Sản lượng điện ròng của NĐMT 40MW Lai Châu với BESS 20% (8MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

Năm	BESS 20% x 2h					BESS 20% x 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
1	67.720.400	67.719.400	67.674.800	66.624.200	63.452.100	67.725.000	67.724.000	67.700.900	67.544.400	65.620.700
2	67.377.800	67.377.200	67.337.400	66.319.100	63.184.100	67.377.800	67.377.300	67.355.500	67.201.500	65.302.800
3	67.039.800	67.039.400	67.004.100	66.033.100	62.940.000	67.040.000	67.039.700	67.019.100	66.874.300	65.017.400
4	66.701.700	66.701.400	66.670.300	65.752.700	62.703.800	66.701.700	66.701.500	66.682.500	66.547.600	64.741.000
5	66.363.600	66.363.300	66.336.600	65.474.300	62.472.300	66.363.600	66.363.300	66.346.400	66.221.300	64.470.000
6	66.025.400	66.025.400	66.002.400	65.196.900	62.246.300	66.025.400	66.025.500	66.009.500	65.894.300	64.204.700
7	65.687.400	65.687.300	65.667.400	64.918.800	62.021.300	65.687.600	65.687.300	65.672.900	65.567.100	63.941.700
8	65.349.200	65.349.100	65.331.800	64.637.000	61.798.100	65.349.200	65.349.100	65.336.200	65.239.600	63.680.000
9	65.011.000	65.011.000	64.995.700	64.354.400	61.575.800	65.011.000	65.011.100	64.999.300	64.910.800	63.418.800
10	64.673.400	64.673.200	64.660.900	64.236.400	61.727.000	64.674.000	64.673.700	64.663.400	64.607.200	63.578.800
11	64.334.600	64.334.700	64.323.700	63.921.500	61.452.800	64.334.600	64.334.800	64.325.700	64.271.500	63.252.400
12	63.996.400	63.996.400	63.986.900	63.614.000	61.198.300	63.996.600	63.996.200	63.988.500	63.936.900	62.947.700
13	63.658.100	63.658.000	63.649.900	63.306.800	60.950.700	63.658.100	63.658.300	63.651.400	63.602.300	62.651.300
14	63.319.800	63.319.800	63.312.700	63.000.600	60.708.200	63.319.800	63.319.800	63.313.700	63.267.400	62.359.900
15	62.981.500	62.981.600	62.975.700	62.694.700	60.467.500	62.981.500	62.981.500	62.976.600	62.932.200	62.066.300
16	62.643.200	62.643.100	62.638.300	62.387.700	60.226.600	62.643.400	62.643.400	62.639.000	62.596.600	61.776.100
17	62.304.800	62.304.800	62.300.800	62.080.400	59.986.600	62.304.800	62.304.800	62.301.500	62.260.900	61.488.200
18	61.966.400	61.966.400	61.963.200	61.770.200	59.747.600	61.966.400	61.966.400	61.963.600	61.925.200	61.200.100
19	61.628.000	61.628.200	61.625.600	61.458.900	59.509.400	61.628.000	61.628.000	61.625.800	61.589.400	60.910.600
20	61.289.600	61.289.600	61.287.600	61.145.500	59.268.700	61.289.600	61.289.600	61.287.900	61.253.500	60.621.100

Bảng C.9. Sản lượng điện ròng của NĐMT 40MW Ninh Thuận với BESS 10% (4MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

Năm	BESS 10%x2h					BESS 10%x4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
1	83.315.800	83.075.400	81.141.700	77.121.100	71.319.700	83.318.600	83.261.700	82.100.200	78.523.300	73.041.900
2	82.899.000	82.682.000	80.821.100	76.858.700	71.107.500	82.899.400	82.852.700	81.741.300	78.216.100	72.777.500
3	82.484.200	82.292.100	80.509.500	76.609.400	70.912.700	82.484.500	82.446.000	81.401.800	77.937.200	72.542.900
4	82.069.400	81.902.000	80.201.500	76.364.900	70.724.700	82.069.600	82.037.500	81.062.700	77.664.100	72.319.700
5	81.654.400	81.509.500	79.893.700	76.122.300	70.539.500	81.654.600	81.627.700	80.724.000	77.393.900	72.103.400
6	81.239.400	81.115.200	79.585.700	75.880.300	70.355.600	81.239.500	81.216.300	80.383.400	77.124.600	71.889.400
7	80.824.300	80.717.500	79.274.700	75.638.100	70.172.100	80.824.300	80.804.200	80.041.000	76.857.100	71.676.500
8	80.409.100	80.319.700	78.963.600	75.396.000	69.987.100	80.409.100	80.391.400	79.697.100	76.589.700	71.464.900
9	79.993.800	79.920.000	78.649.500	75.153.500	69.802.300	79.993.800	79.978.100	79.351.800	76.322.000	71.254.600
10	79.578.400	79.519.800	78.331.100	74.910.500	69.616.400	79.578.400	79.564.600	79.005.000	76.055.000	71.043.100
11	79.163.100	79.117.100	78.007.700	74.667.300	69.429.200	79.163.000	79.150.900	78.652.500	75.787.600	70.832.900
12	78.747.600	78.713.900	77.679.800	74.422.400	69.241.400	78.747.700	78.737.100	78.293.700	75.520.800	70.621.600
13	78.332.100	78.307.100	77.349.500	74.174.900	69.051.300	78.332.100	78.323.100	77.931.100	75.251.400	70.409.100
14	77.916.600	77.898.700	77.015.900	73.924.100	68.860.200	77.916.600	77.908.900	77.562.700	74.980.000	70.195.300
15	77.501.000	77.488.200	76.678.700	73.671.000	68.668.500	77.501.000	77.494.500	77.190.100	74.708.500	69.981.700
16	77.085.500	77.075.700	76.336.000	73.416.100	68.475.100	77.085.500	77.080.200	76.813.000	74.436.200	69.767.600
17	76.669.900	76.662.500	75.990.000	73.158.700	68.280.300	76.669.900	76.665.400	76.431.300	74.162.200	69.553.200
18	76.254.200	76.248.700	75.640.900	72.898.000	68.084.800	76.254.200	76.250.600	76.048.000	73.885.600	69.337.500
19	75.838.600	75.834.200	75.290.900	72.634.000	68.140.700	75.838.700	75.835.600	75.661.700	73.604.500	69.121.200
20	75.422.900	75.419.600	74.936.300	72.545.400	68.164.900	75.422.900	75.420.500	75.272.300	73.320.600	69.200.600

Bảng C.10. Sản lượng điện ròng của NĐMT 40MW Ninh Thuận với BESS 15% (6MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

	BESS 15% x 2h					BESS 15% x 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
1	83.317.300	83.186.200	81.679.200	77.899.500	72.240.200	83.321.000	83.293.100	82.805.800	79.879.500	74.742.100
2	82.899.300	82.783.400	81.325.300	77.608.100	71.993.400	82.899.500	82.873.500	82.406.200	79.528.600	74.417.900
3	82.484.400	82.384.200	80.988.700	77.337.100	71.773.400	82.484.600	82.460.400	82.024.000	79.214.200	74.140.700
4	82.069.500	81.987.400	80.657.500	77.073.900	71.563.900	82.069.600	82.047.300	81.644.600	78.912.700	73.884.100
5	81.654.500	81.588.100	80.325.500	76.813.600	71.359.400	81.654.600	81.634.100	81.265.400	78.615.800	73.636.500
6	81.239.500	81.186.300	79.993.800	76.556.900	71.158.800	81.239.400	81.220.800	80.885.800	78.324.000	73.395.300
7	80.824.300	80.782.400	79.662.000	76.300.300	70.958.000	80.824.500	80.807.400	80.505.000	78.030.200	73.155.900
8	80.409.100	80.376.200	79.330.600	76.041.900	70.757.200	80.409.100	80.393.900	80.121.500	77.737.900	72.919.300
9	79.993.800	79.967.600	78.997.700	75.782.600	70.555.600	79.993.800	79.980.100	79.736.900	77.444.400	72.684.500
10	79.578.400	79.556.900	78.661.600	75.523.300	70.355.900	79.578.500	79.566.400	79.350.200	77.153.800	72.448.800
11	79.163.000	79.145.800	78.321.800	75.263.100	70.154.800	79.163.000	79.152.300	78.960.700	76.860.700	72.213.400
12	78.747.700	78.733.600	77.976.900	75.001.700	69.953.600	78.747.700	78.738.400	78.569.800	76.562.600	71.974.000
13	78.332.100	78.320.400	77.632.300	74.738.200	69.750.600	78.332.000	78.324.100	78.176.400	76.263.900	71.734.800
14	77.916.600	77.906.800	77.284.900	74.471.700	69.546.400	77.916.800	77.909.700	77.780.100	75.962.500	71.496.000
15	77.501.000	77.493.000	76.934.000	74.201.500	69.341.800	77.501.000	77.495.100	77.382.000	75.660.300	71.256.400
16	77.085.500	77.078.900	76.580.200	73.930.500	69.136.300	77.085.500	77.080.700	76.982.500	75.355.900	71.017.800
17	76.669.900	76.664.600	76.222.300	73.658.200	68.927.500	76.669.900	76.665.900	76.583.300	75.047.400	70.778.900
18	76.254.200	76.250.100	75.860.200	73.383.400	68.718.300	76.254.200	76.251.000	76.180.600	74.737.100	70.536.900
19	75.838.600	75.835.200	75.492.500	73.106.900	68.508.700	75.838.600	75.835.800	75.776.800	74.421.400	70.297.600
20	75.422.900	75.420.200	75.122.800	72.828.700	68.966.300	75.422.900	75.420.800	75.371.000	74.101.900	70.056.000

Bảng C.11. Sản lượng điện ròng của NĐMT 40MW Ninh Thuận với BESS 20% (8MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

	BESS 20% x 2h					BESS 20% x 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
1	83.318.600	83.259.400	82.107.200	78.629.600	73.124.100	83.323.400	83.297.400	83.119.900	81.077.200	76.316.100
2	82.899.400	82.848.500	81.738.400	78.308.200	72.843.600	82.899.600	82.875.800	82.702.300	80.678.000	75.939.100
3	82.484.500	82.441.700	81.385.400	78.014.100	72.599.600	82.484.700	82.462.300	82.298.500	80.321.900	75.623.200
4	82.069.600	82.033.200	81.036.300	77.730.700	72.367.600	82.069.700	82.049.000	81.896.100	79.979.600	75.328.400
5	81.654.600	81.623.400	80.688.600	77.451.600	72.144.200	81.654.700	81.635.700	81.494.700	79.646.900	75.045.300
6	81.239.500	81.212.400	80.341.500	77.174.500	71.923.400	81.239.400	81.222.200	81.094.400	79.318.900	74.769.700
7	80.824.300	80.800.900	79.992.300	76.898.500	71.703.900	80.824.500	80.808.600	80.693.100	78.993.800	74.500.100
8	80.409.100	80.388.800	79.642.700	76.622.100	71.485.700	80.409.100	80.394.600	80.291.700	78.671.200	74.234.900
9	79.993.800	79.976.000	79.294.300	76.346.700	71.270.100	79.993.800	79.981.300	79.889.600	78.346.700	73.970.700
10	79.578.400	79.562.900	78.944.000	76.071.600	71.053.100	79.578.400	79.567.100	79.486.200	78.019.500	73.711.100
11	79.163.000	79.149.700	78.590.500	75.794.700	70.836.500	79.163.100	79.152.900	79.081.000	77.693.200	73.451.100
12	78.747.700	78.736.200	78.235.800	75.518.500	70.620.500	78.747.700	78.739.000	78.674.000	77.363.900	73.192.000
13	78.332.100	78.322.400	77.875.300	75.242.700	70.404.500	78.332.000	78.324.600	78.265.200	77.033.400	72.932.000
14	77.916.600	77.908.400	77.511.700	74.963.700	70.188.900	77.916.600	77.910.100	77.855.200	76.702.500	72.674.300
15	77.501.000	77.494.100	77.144.600	74.682.900	69.972.900	77.501.300	77.495.500	77.444.800	76.364.500	72.416.600
16	77.085.500	77.079.900	76.773.000	74.398.700	69.755.100	77.085.500	77.081.000	77.033.700	76.021.200	72.158.100
17	76.669.900	76.665.300	76.394.800	74.114.300	69.537.000	76.669.900	76.666.100	76.621.800	75.675.500	71.899.700
18	76.254.200	76.250.600	76.012.400	73.829.000	69.317.600	76.254.200	76.251.000	76.209.700	75.329.700	71.640.100
19	75.838.700	75.835.500	75.628.300	73.541.800	69.097.600	75.838.600	75.836.100	75.797.400	74.983.400	71.379.800
20	75.422.900	75.420.400	75.241.800	73.252.200	69.672.900	75.422.900	75.420.900	75.385.100	74.635.200	71.116.700

Bảng C.12. Sản lượng điện ròng của NĐMT 40MW Bình Phước với BESS 10% (4MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

Năm	BESS 10% \times 2h					BESS 10% \times 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
1	79.475.800	79.465.100	78.933.800	76.171.900	71.071.800	79.478.100	79.473.000	79.294.800	77.298.100	72.746.500
2	79.077.300	79.068.600	78.577.000	75.888.800	70.849.100	79.077.300	79.073.000	78.917.600	76.989.900	72.478.000
3	78.681.000	78.673.700	78.226.200	75.617.700	70.639.700	78.681.100	78.677.300	78.543.100	76.695.600	72.235.400
4	78.284.700	78.278.700	77.875.900	75.349.100	70.437.800	78.284.800	78.281.600	78.166.700	76.405.300	72.001.000
5	77.888.400	77.883.700	77.525.100	75.082.500	70.238.500	77.888.400	77.885.700	77.787.900	76.114.400	71.774.900
6	77.492.000	77.488.500	77.170.900	74.813.600	70.039.900	77.492.000	77.490.000	77.407.000	75.821.900	71.548.500
7	77.095.700	77.093.000	76.812.600	74.543.700	69.840.900	77.095.600	77.094.000	77.023.600	75.527.800	71.324.400
8	76.699.200	76.697.400	76.451.800	74.272.100	69.641.400	76.699.300	76.697.900	76.638.100	75.232.000	71.099.400
9	76.302.800	76.301.400	76.086.100	73.999.600	69.442.200	76.302.800	76.301.900	76.251.100	74.934.300	70.873.300
10	75.906.300	75.905.300	75.719.000	73.725.100	69.243.100	75.906.300	75.905.600	75.862.900	74.634.400	70.646.800
11	75.509.800	75.509.100	75.348.800	73.447.900	69.043.300	75.509.800	75.509.300	75.472.900	74.331.000	70.420.800
12	75.113.400	75.112.800	74.974.500	73.168.500	68.842.600	75.113.300	75.113.000	75.081.500	74.025.200	70.195.900
13	74.716.800	74.716.400	74.598.000	72.887.600	68.639.600	74.716.800	74.716.400	74.689.400	73.717.700	69.969.800
14	74.320.200	74.319.900	74.219.000	72.603.100	68.435.000	74.320.300	74.320.000	74.296.900	73.405.600	69.741.500
15	73.923.600	73.923.500	73.839.300	72.314.600	68.227.900	73.923.600	73.923.600	73.903.400	73.090.800	69.511.200
16	73.527.000	73.526.900	73.457.700	72.022.900	68.019.400	73.527.000	73.526.900	73.509.500	72.771.100	69.279.500
17	73.130.300	73.130.300	73.073.000	71.729.500	67.807.800	73.130.300	73.130.200	73.115.200	72.445.200	69.047.400
18	72.733.700	72.733.600	72.687.400	71.432.600	67.593.400	72.733.700	72.733.700	72.720.700	72.115.500	68.812.300
19	72.337.000	72.336.900	72.299.800	71.133.200	67.376.400	72.337.000	72.337.000	72.326.100	71.781.100	68.575.200
20	71.940.200	71.940.200	71.911.200	70.830.600	67.476.700	71.940.300	71.940.200	71.931.400	71.444.400	68.334.600

Bảng C.13. Sản lượng điện ròng của NĐMT 40MW Bình Phước với BESS 15% (6MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

	BESS 15% x 2h					BESS 15% x 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
1	79.476.900	79.470.300	79.171.300	76.875.200	72.036.000	79.480.400	79.475.600	79.419.900	78.328.100	74.402.900
2	79.077.300	79.071.800	78.798.000	76.568.100	71.775.800	79.077.300	79.073.300	79.022.400	77.978.100	74.081.900
3	78.681.100	78.676.700	78.430.000	76.274.400	71.540.600	78.681.200	78.677.600	78.630.200	77.643.900	73.797.800
4	78.284.700	78.281.100	78.060.300	75.985.100	71.315.200	78.284.700	78.281.900	78.237.900	77.314.700	73.524.700
5	77.888.400	77.885.400	77.688.200	75.697.900	71.096.400	77.888.600	77.885.800	77.845.600	76.985.800	73.259.400
6	77.492.000	77.489.600	77.315.700	75.410.000	70.878.800	77.492.000	77.490.300	77.452.800	76.653.100	72.999.400
7	77.095.600	77.093.800	76.941.700	75.121.900	70.663.000	77.095.600	77.094.200	77.059.700	76.318.700	72.742.600
8	76.699.300	76.697.700	76.564.400	74.829.900	70.448.300	76.699.200	76.697.800	76.666.400	75.983.400	72.488.300
9	76.302.800	76.301.700	76.185.400	74.538.600	70.233.400	76.303.000	76.302.000	76.273.200	75.646.400	72.237.000
10	75.906.300	75.905.400	75.805.200	74.245.700	70.017.500	75.906.300	75.905.700	75.879.700	75.306.800	71.985.400
11	75.509.800	75.509.300	75.423.900	73.950.400	69.801.600	75.509.800	75.509.300	75.486.000	74.963.600	71.734.200
12	75.113.300	75.112.900	75.040.700	73.651.800	69.583.600	75.113.300	75.113.000	75.091.700	74.618.800	71.483.900
13	74.716.900	74.716.400	74.656.300	73.351.600	69.364.200	74.716.800	74.716.400	74.697.600	74.271.300	71.230.200
14	74.320.200	74.320.100	74.269.400	73.048.600	69.144.000	74.320.400	74.320.000	74.303.100	73.919.200	70.974.100
15	73.923.600	73.923.500	73.882.300	72.743.300	68.921.200	73.923.600	73.923.700	73.908.400	73.564.000	70.714.500
16	73.527.000	73.526.900	73.493.400	72.434.800	68.696.200	73.527.000	73.526.800	73.513.500	73.205.600	70.453.200
17	73.130.300	73.130.200	73.102.600	72.123.700	68.468.800	73.130.300	73.130.400	73.118.400	72.844.800	70.189.300
18	72.733.700	72.733.700	72.711.200	71.808.200	68.238.600	72.733.700	72.733.700	72.723.100	72.481.600	69.924.500
19	72.337.000	72.337.000	72.318.600	71.490.100	68.006.000	72.337.000	72.337.000	72.328.100	72.114.400	69.656.900
20	71.940.200	71.940.200	71.925.400	71.169.100	67.816.400	71.940.200	71.940.200	71.932.500	71.742.700	69.386.500

Bảng C.14. Sản lượng điện ròng của NĐMT 40MW Bình Phước với BESS 20% (8MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

	BESS 20% x 2h					BESS 20% x 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
1	79.478.100	79.472.600	79.301.000	77.463.800	72.934.400	79.482.700	79.478.100	79.437.100	78.969.700	75.862.800
2	79.077.300	79.072.700	78.915.300	77.123.500	72.643.300	79.077.300	79.073.500	79.034.900	78.587.600	75.499.700
3	78.681.100	78.677.200	78.535.400	76.804.100	72.385.000	78.681.200	78.677.800	78.641.300	78.221.800	75.175.100
4	78.284.800	78.281.500	78.155.800	76.495.000	72.139.300	78.284.700	78.282.000	78.247.300	77.858.200	74.869.900
5	77.888.400	77.885.600	77.775.500	76.187.500	71.903.000	77.888.600	77.886.000	77.853.400	77.492.400	74.572.000
6	77.492.000	77.490.000	77.393.300	75.883.500	71.669.400	77.492.000	77.490.300	77.459.400	77.126.600	74.279.600
7	77.095.600	77.094.000	77.009.100	75.581.600	71.438.500	77.095.600	77.094.300	77.065.400	76.761.200	73.993.900
8	76.699.300	76.697.900	76.625.200	75.277.400	71.208.700	76.699.200	76.697.900	76.671.400	76.392.500	73.710.700
9	76.302.800	76.301.800	76.239.800	74.970.200	70.978.600	76.303.000	76.301.900	76.277.100	76.022.600	73.430.400
10	75.906.300	75.905.600	75.852.300	74.658.900	70.745.100	75.906.300	75.905.800	75.882.800	75.651.300	73.149.600
11	75.509.800	75.509.300	75.462.700	74.346.000	70.510.500	75.509.800	75.509.600	75.488.300	75.277.500	72.870.100
12	75.113.300	75.113.000	75.073.800	74.030.900	70.275.100	75.113.300	75.112.800	75.093.800	74.900.800	72.587.800
13	74.716.800	74.716.400	74.683.400	73.716.800	70.038.300	74.716.800	74.716.700	74.699.200	74.523.200	72.304.500
14	74.320.300	74.320.000	74.291.700	73.400.200	69.801.200	74.320.200	74.320.100	74.304.400	74.145.500	72.020.100
15	73.923.600	73.923.600	73.899.300	73.080.100	69.561.700	73.923.900	73.923.700	73.909.500	73.766.400	71.734.100
16	73.527.000	73.526.900	73.506.700	72.757.000	69.320.500	73.527.000	73.526.800	73.514.400	73.385.600	71.447.100
17	73.130.300	73.130.200	73.112.600	72.430.300	69.079.600	73.130.300	73.130.400	73.119.300	73.002.300	71.155.900
18	72.733.700	72.733.700	72.718.700	72.098.100	68.836.900	72.733.700	72.733.700	72.723.800	72.619.600	70.862.000
19	72.337.000	72.337.000	72.324.500	71.761.800	68.592.900	72.337.000	72.337.000	72.328.700	72.235.300	70.568.300
20	71.940.300	71.940.200	71.930.000	71.421.000	68.347.700	71.940.200	71.940.300	71.932.900	71.848.700	70.272.100

Bảng C.15. Tồn thất cắt giảm (Đơn vị: %)

Nhà máy	Công suất BESS	Thời gian lưu trữ 2h				Thời gian lưu trữ 4h			
		$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	10%	-	0,22	2,85	8,23	-	0,02	1,60	6,35
	15%	-	0,07	2,07	7,11	-	-	0,57	4,48
	20%	-	0,02	1,44	6,06	-	-	0,12	2,85
Ninh Thuận	10%	0,23	2,47	7,28	14,24	0,03	1,37	5,63	12,19
	15%	-	0,49	3,95	10,08	0,10	1,80	6,30	13,08
	20%	0,02	1,27	5,38	11,97	-	0,12	2,47	8,14
Bình Phước	10%	0,00	0,60	4,02	10,42	-	0,17	2,62	8,31
	15%	0,00	0,29	3,09	9,14	-	0,01	1,28	6,16
	20%	-	0,14	2,32	7,96	-	0,00	0,46	4,26

Bảng C.16. Công suất phát điện hệ thống PV-BESS Lai Châu ngày 1/1 với giá cố định (kW)

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
0,5	3,846	3,846	3,846	3,835	3,835	3,835	7,651	7,651	7,651	7,723	7,723	7,723
1,0	646	646	646	3,847	3,847	3,847	1,450	1,450	1,450	7,650	7,650	7,650
1,5	-11	-11	-11	1,400	1,400	1,400	-11	-11	-11	2,959	2,959	2,959
2,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
7,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
7,5	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
8,0	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238
8,5	3,083	3,083	3,083	3,083	3,083	3,083	3,083	3,083	3,083	3,083	3,083	3,083
9,0	5,295	5,295	5,295	5,295	5,295	5,295	5,295	5,295	5,295	5,295	5,295	5,295
9,5	7,781	7,781	7,781	7,781	7,781	7,781	7,781	7,781	7,781	7,781	7,781	7,781
10,0	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100
10,5	17,295	17,295	17,295	17,295	17,295	17,295	17,295	17,295	17,295	17,295	17,295	17,295
11,0	17,574	17,574	17,574	17,574	17,574	17,574	17,574	17,574	17,574	17,574	17,574	17,574
11,5	10,969	10,969	10,969	10,969	10,969	10,969	10,969	10,969	10,969	10,969	10,969	10,969
12,0	19,618	19,618	19,618	19,618	19,618	19,618	19,618	19,618	19,618	19,618	19,618	19,618
12,5	25,704	25,704	23,517	25,704	25,704	23,517	25,704	25,704	23,517	25,704	25,704	23,517
13,0	16,384	16,384	18,515	16,384	16,384	18,525	16,384	16,384	18,525	16,384	16,384	18,530
13,5	24,462	24,462	23,479	24,462	24,462	23,479	24,462	24,462	23,479	24,462	24,462	23,479
14,0	29,822	29,822	24,000	29,822	29,822	24,000	29,822	29,822	23,643	29,822	29,822	23,643
14,5	21,897	21,897	23,453	21,897	21,897	23,453	21,897	21,897	23,452	21,897	21,897	23,452
15,0	10,296	10,296	13,424	10,296	10,296	13,483	10,296	10,296	15,714	10,296	10,296	15,760

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
15,5	16,844	16,844	16,844	16,844	16,844	16,844	16,844	16,844	16,844	16,844	16,844	16,844
16,0	11,357	11,357	11,357	11,357	11,357	11,357	11,357	11,357	11,357	11,357	11,357	11,357
16,5	7,189	7,189	7,189	7,189	7,189	7,189	7,189	7,189	7,189	7,189	7,189	7,189
17,0	4,018	4,018	4,018	4,018	4,018	4,018	4,018	4,018	4,018	4,018	4,018	4,018
17,5	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760
18,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
18,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
19,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
19,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
20,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
20,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
24,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11

Bảng C.17. Công suất phát điện hệ thống PV-BESS Lai Châu ngày 1/1 với giá TOU (kW)

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
0,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	7.723	7.723	7.723
1,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	7.650	7.650	7.650
1,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
7,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
7,5	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
8,0	1.238	1.238	1.238	1.238	1.238	1.238	1.238	1.238	1.238	1.238	1.238	1.238
8,5	3.083	3.083	3.083	3.083	3.083	3.083	3.083	3.083	3.083	3.083	3.083	3.083
9,0	5.295	5.295	5.295	5.295	5.295	5.295	5.295	5.295	5.295	5.295	5.295	5.295
9,5	7.781	7.781	7.781	7.781	7.781	7.781	7.781	7.781	7.781	7.781	7.781	7.781
10,0	12.100	12.100	12.100	12.100	12.100	12.100	12.100	12.100	12.100	12.100	12.100	12.100
10,5	17.295	17.295	17.295	17.295	17.295	17.295	17.295	17.295	17.295	17.295	17.295	17.295
11,0	17.574	17.574	17.574	17.574	17.574	17.574	17.574	17.574	17.574	17.574	17.574	17.574

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
11,5	10.969	10.969	10.969	10.969	10.969	10.969	10.969	10.969	10.969	10.969	10.969	10.969
12,0	19.618	19.618	19.618	19.618	19.618	19.618	19.618	19.618	19.618	19.618	19.618	19.618
12,5	25.704	25.704	23.517	25.704	25.704	23.517	25.704	25.704	23.517	25.704	25.704	23.517
13,0	16.384	16.384	16.384	16.384	16.384	16.384	16.384	16.384	16.384	16.384	16.384	16.384
13,5	24.462	24.462	23.479	24.462	24.462	23.479	24.462	24.462	23.479	24.462	24.462	23.479
14,0	29.822	29.822	24.000	29.822	29.822	24.000	29.822	29.822	23.643	29.822	29.822	23.643
14,5	21.897	21.897	21.897	21.897	21.897	21.897	21.897	21.897	21.897	21.897	21.897	21.897
15,0	10.296	10.296	10.296	10.296	10.296	10.296	10.296	10.296	10.296	10.296	10.296	10.296
15,5	16.844	16.844	16.844	16.844	16.844	16.844	16.844	16.844	16.844	16.844	16.844	16.844
16,0	11.357	11.357	11.357	11.357	11.357	11.357	11.357	11.357	11.357	11.357	11.357	11.357
16,5	7.189	7.189	7.189	7.189	7.189	7.189	7.189	7.189	7.189	7.189	7.189	7.189
17,0	4.018	4.018	4.018	4.018	4.018	4.018	4.018	4.018	4.018	4.018	4.018	4.018
17,5	5.625	5.625	5.655	3.222	3.222	5.655	9.457	9.457	9.527	4.780	4.780	9.529
18,0	691	691	3.841	-11	-11	3.844	1.467	1.467	7.723	-11	-11	4.389
18,5	-11	-11	3,277	-11	-11	544	-11	-11	2,551	-11	-11	-11
19,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
19,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
20,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
20,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
24,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11

Bảng C.18. Công suất phát điện hệ thống PV-BESS Ninh Thuận ngày 1/1 với giá cố định (kW)

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
0,5	3,846	3,846	3,846	3,835	3,835	3,835	7,651	7,651	7,651	7,723	7,723	7,723
1,0	646	646	646	3,847	3,847	3,847	1,450	1,450	1,450	7,650	7,650	7,650
1,5	-11	-11	-11	1,400	1,400	1,400	-11	-11	-11	2,959	2,959	2,959
2,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
7,0	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
7,5	7,721	7,721	7,721	7,721	7,721	7,721	7,721	7,721	7,721	7,721	7,721	7,721
8,0	13,579	13,579	13,579	13,579	13,579	13,579	13,579	13,579	13,579	13,579	13,579	13,579
8,5	19,254	19,254	19,254	19,254	19,254	19,254	19,254	19,254	19,254	19,254	19,254	19,254
9,0	23,965	23,965	23,460	23,965	23,965	23,460	23,965	23,965	23,460	23,965	23,965	23,460
9,5	28,000	28,000	24,000	28,000	28,000	24,000	28,000	28,000	23,583	28,000	28,000	23,583
10,0	31,346	31,221	24,000	31,346	31,221	24,000	31,346	31,221	23,685	31,346	31,221	23,685
10,5	33,846	31,298	24,000	33,846	31,298	24,000	33,846	31,298	24,000	33,846	31,298	24,000
11,0	35,813	31,967	24,000	35,813	31,966	24,000	35,813	31,358	24,000	35,813	31,358	24,000
11,5	37,328	32,000	24,000	37,328	32,000	24,000	37,328	31,404	24,000	37,328	31,404	24,000
12,0	38,067	32,000	24,000	38,067	32,000	24,000	38,067	31,427	24,000	38,067	31,427	24,000
12,5	38,222	32,000	24,000	38,222	32,000	24,000	38,222	31,432	24,000	38,222	31,432	24,000
13,0	37,575	32,000	24,000	37,575	32,000	24,000	37,575	32,000	24,000	37,575	31,412	24,000
13,5	36,157	32,000	24,000	36,157	32,000	24,000	36,157	32,000	24,000	36,157	31,369	24,000
14,0	34,128	32,000	24,000	34,128	32,000	24,000	34,128	32,000	24,000	34,128	31,306	24,000
14,5	31,531	31,531	24,000	31,531	31,531	24,000	31,531	31,531	24,000	31,531	31,227	24,000
15,0	28,212	31,231	24,000	28,212	31,231	24,000	28,212	31,231	24,000	28,212	31,231	24,000
15,5	24,208	28,053	24,000	24,208	28,053	24,000	24,208	31,249	24,000	24,208	31,249	24,000
16,0	19,733	23,585	23,456	19,733	23,584	23,456	19,733	27,433	23,456	19,733	27,362	23,456
16,5	14,219	16,053	18,079	14,219	18,079	18,079	14,219	21,602	21,865	14,219	21,935	21,865
17,0	8,458	8,458	12,330	8,458	12,330	12,330	8,458	8,458	16,193	8,458	16,194	16,192
17,5	3,133	3,133	4,262	3,133	7,025	7,025	3,133	3,133	9,294	3,133	9,508	10,892
18,0	-11	-11	-11	-11	3,036	3,840	-11	-11	-11	-11	-11	7,723
18,5	-11	-11	-11	-11	-11	3,854	-11	-11	-11	-11	-11	7,722
19,0	-11	-11	-11	-11	-11	2,289	-11	-11	-11	-11	-11	7,650
19,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	860
20,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
20,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
24,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11

Bảng C.19. Công suất phát điện hệ thống PV-BESS Ninh Thuận ngày 1/1 với giá TOU (kW)

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
0,5	-11	-11	-11	3.835	3.835	3.835	-11	-11	-11	7.723	7.723	7.723
1,0	-11	-11	-11	3.847	3.847	3.847	-11	-11	-11	7.650	7.650	7.650
1,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
7,0	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
7,5	7.721	7.721	7.721	7.721	7.721	7.721	7.721	7.721	7.721	7.721	7.721	7.721
8,0	13.579	13.579	13.579	13.579	13.579	13.579	13.579	13.579	13.579	13.579	13.579	13.579
8,5	19.254	19.254	19.254	19.254	19.254	19.254	19.254	19.254	19.254	19.254	19.254	19.254
9,0	23.965	23.965	23.460	23.965	23.965	23.460	23.965	23.965	23.460	23.965	23.965	23.460
9,5	28.000	28.000	24.000	28.000	28.000	24.000	28.000	28.000	23.583	28.000	28.000	23.583
10,0	31.346	31.221	24.000	31.346	31.221	24.000	31.346	31.221	23.685	31.346	31.221	23.685
10,5	33.846	31.298	24.000	33.846	31.298	24.000	33.846	31.298	24.000	33.846	31.298	24.000
11,0	35.813	31.954	24.000	35.813	31.966	24.000	35.813	31.358	24.000	35.813	31.358	24.000
11,5	37.328	32.000	24.000	37.328	32.000	24.000	37.328	31.404	24.000	37.328	31.404	24.000
12,0	38.067	32.000	24.000	38.067	32.000	24.000	38.067	32.000	24.000	38.067	31.427	24.000
12,5	38.222	32.000	24.000	38.222	32.000	24.000	38.222	32.000	24.000	38.222	31.432	24.000
13,0	37.575	32.000	24.000	37.575	32.000	24.000	37.575	32.000	24.000	37.575	31.412	24.000
13,5	36.157	32.000	24.000	36.157	32.000	24.000	36.157	32.000	24.000	36.157	31.369	24.000
14,0	34.128	32.000	24.000	34.128	32.000	24.000	34.128	32.000	24.000	34.128	31.306	24.000
14,5	31.531	31.531	24.000	31.531	31.531	24.000	31.531	31.531	24.000	31.531	31.227	24.000
15,0	28.212	28.212	24.000	28.212	28.212	24.000	28.212	28.212	24.000	28.212	28.212	24.000
15,5	24.208	24.208	24.000	24.208	24.208	24.000	24.208	24.208	24.000	24.208	24.208	24.000
16,0	19.733	19.733	19.733	19.733	19.733	19.733	19.733	19.733	19.733	19.733	19.733	19.733
16,5	14.219	14.219	14.219	14.219	14.219	14.219	14.219	14.219	14.219	14.219	14.219	14.219
17,0	8.458	8.458	8.458	8.458	8.458	8.458	8.458	8.458	8.458	8.458	8.458	8.458
17,5	6.988	7.025	7.025	4.594	7.025	7.025	10.821	10.889	10.889	6.151	10.891	10.890
18,0	698	3.842	3.842	-11	3.849	3.849	1.471	7.722	7.722	-11	7.723	7.722
18,5	-11	3.850	3.850	-11	3.838	3.838	-11	7.651	7.651	-11	7.722	7.722
19,0	-11	887	887	-11	3.836	3.836	-11	1.977	1.977	-11	7.723	7.725
19,5	-11	-11	-11	-11	3.835	3.835	-11	-11	-11	-11	7.650	7.723
20,0	-11	-11	-11	-11	3.853	3.853	-11	-11	-11	-11	3.805	7.650
20,5	-11	-11	-11	-11	2.116	2.116	-11	-11	-11	-11	-11	4.456
21,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
21,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
24,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11

Bảng C.20. Công suất phát điện hệ thống PV-BESS Bình Phước ngày 1/1 với giá cố định (kW)

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
0,5	3,846	3,846	3,846	3,835	3,835	3,835	7,651	7,651	7,651	7,723	7,723	7,723
1,0	646	646	646	3,847	3,847	3,847	1,450	1,450	1,450	7,650	7,650	7,650
1,5	-11	-11	-11	1,400	1,400	1,400	-11	-11	-11	2,959	2,959	2,959
2,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
7,0	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394
7,5	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153
8,0	12,081	12,081	12,081	12,081	12,081	12,081	12,081	12,081	12,081	12,081	12,081	12,081
8,5	17,855	17,855	17,855	17,855	17,855	17,855	17,855	17,855	17,855	17,855	17,855	17,855
9,0	22,680	22,680	22,680	22,680	22,680	22,680	22,680	22,680	22,680	22,680	22,680	22,680
9,5	26,741	26,741	23,548	26,741	26,741	23,548	26,741	26,741	23,548	26,741	26,741	23,548
10,0	30,092	30,092	24,000	30,092	30,092	24,000	30,092	30,092	23,651	30,092	30,092	23,651
10,5	32,657	31,266	24,000	32,657	31,266	24,000	32,657	31,266	24,000	32,657	31,266	24,000
11,0	28,585	29,942	24,000	28,585	29,946	24,000	28,585	29,946	23,606	28,585	29,948	23,606
11,5	35,896	32,000	24,000	35,896	32,000	24,000	35,896	31,365	24,000	35,896	31,365	24,000
12,0	36,671	32,000	24,000	36,671	32,000	24,000	36,671	31,388	24,000	36,671	31,388	24,000
12,5	36,670	32,000	24,000	36,670	32,000	24,000	36,670	31,388	24,000	36,670	31,388	24,000
13,0	36,218	32,000	24,000	36,218	32,000	24,000	36,218	31,374	24,000	36,218	31,374	24,000
13,5	34,700	32,000	24,000	34,700	31,328	24,000	34,700	31,328	24,000	34,700	31,328	24,000
14,0	33,173	32,000	24,000	33,173	31,282	24,000	33,173	31,282	24,000	33,173	31,282	24,000
14,5	30,766	31,225	24,000	30,766	31,225	24,000	30,766	31,225	24,000	30,766	31,225	24,000
15,0	27,834	31,238	24,000	27,834	31,238	24,000	27,834	31,238	24,000	27,834	31,238	24,000
15,5	24,336	28,181	24,000	24,336	28,181	24,000	24,336	31,253	24,000	24,336	31,253	24,000
16,0	20,153	23,969	23,459	20,153	24,004	23,459	20,153	27,852	23,459	20,153	27,853	23,459
16,5	4,619	5,652	8,503	4,619	8,503	8,503	4,619	10,265	12,368	4,619	10,796	12,369
17,0	9,711	9,711	13,580	9,711	13,543	13,579	9,711	9,711	17,440	9,711	9,711	17,440

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
17,5	2,200	2,200	3,764	2,200	3,066	6,096	2,200	2,200	8,719	2,200	2,200	9,964
18,0	58	58	58	58	58	3,958	58	58	58	58	58	7,840
18,5	-11	-11	-11	-11	-11	3,858	-11	-11	-11	-11	-11	7,722
19,0	-11	-11	-11	-11	-11	2,711	-11	-11	-11	-11	-11	7,650
19,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	1,217
20,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
20,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
24,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11

Bảng C.21. Công suất phát điện hệ thống PV-BESS Bình Phước ngày 1/1 với giá TOU (kW)

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
0,5	-11	-11	-11	3.835	3.835	3.835	-11	-11	-11	7.723	7.723	7.723
1,0	-11	-11	-11	3.847	3.847	3.847	-11	-11	-11	7.650	7.650	7.650
1,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
2,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
3,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
4,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
5,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
6,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
7,0	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394
7,5	6.153	6.153	6.153	6.153	6.153	6.153	6.153	6.153	6.153	6.153	6.153	6.153
8,0	12.081	12.081	12.081	12.081	12.081	12.081	12.081	12.081	12.081	12.081	12.081	12.081
8,5	17.855	17.855	17.855	17.855	17.855	17.855	17.855	17.855	17.855	17.855	17.855	17.855
9,0	22.680	22.680	22.680	22.680	22.680	22.680	22.680	22.680	22.680	22.680	22.680	22.680
9,5	26.741	26.741	23.548	26.741	26.741	23.548	26.741	26.741	23.548	26.741	26.741	23.548
10,0	30.092	30.092	24.000	30.092	30.092	24.000	30.092	30.092	23.651	30.092	30.092	23.651
10,5	32.657	31.266	24.000	32.657	31.266	24.000	32.657	31.266	24.000	32.657	31.266	24.000
11,0	28.585	28.585	24.000	28.585	28.585	24.000	28.585	28.585	24.000	28.585	28.585	23.606
11,5	35.896	32.000	24.000	35.896	32.000	24.000	35.896	31.365	24.000	35.896	31.365	24.000
12,0	36.671	32.000	24.000	36.671	32.000	24.000	36.671	31.388	24.000	36.671	31.388	24.000
12,5	36.670	32.000	24.000	36.670	32.000	24.000	36.670	31.388	24.000	36.670	31.388	24.000

Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
13,0	36.218	32.000	24.000	36.218	32.000	24.000	36.218	32.000	24.000	36.218	31.374	24.000
13,5	34.700	32.000	24.000	34.700	31.328	24.000	34.700	32.000	24.000	34.700	31.328	24.000
14,0	33.173	32.000	24.000	33.173	31.282	24.000	33.173	32.000	24.000	33.173	31.282	24.000
14,5	30.766	30.766	24.000	30.766	30.766	24.000	30.766	30.766	24.000	30.766	30.766	24.000
15,0	27.834	27.834	24.000	27.834	27.834	24.000	27.834	27.834	24.000	27.834	27.834	24.000
15,5	24.336	24.336	24.000	24.336	24.336	24.000	24.336	24.336	24.000	24.336	24.336	24.000
16,0	20.153	20.153	20.153	20.153	20.153	20.153	20.153	20.153	20.153	20.153	20.153	20.153
16,5	4.619	4.619	4.619	4.619	4.619	4.619	4.619	4.619	4.619	4.619	4.619	4.619
17,0	9.711	9.711	9.711	9.711	9.711	9.711	9.711	9.711	9.711	9.711	9.711	9.711
17,5	6.061	6.094	6.094	3.661	6.094	6.094	9.893	9.961	9.961	5.220	9.965	9.962
18,0	813	3.960	3.960	58	3.962	3.967	1.588	7.839	7.839	58	7.840	7.839
18,5	-11	3.850	3.850	-11	3.836	3.838	-11	7.651	7.651	-11	7.722	7.722
19,0	-11	887	887	-11	3.835	3.836	-11	1.977	1.977	-11	5.804	7.725
19,5	-11	-11	-11	-11	3.825	3.835	-11	-11	-11	-11	-11	7.723
20,0	-11	-11	-11	-11	3.465	3.853	-11	-11	-11	-11	-11	7.650
20,5	-11	-11	-11	-11	-11	2.116	-11	-11	-11	-11	-11	4.456
21,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
21,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
22,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
23,5	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
24,0	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11

Bảng C.22. Giá bán điện, NPV và F trong mô hình TOU đối với NĐMT Lai Châu với các điều kiện BESS và giới hạn truyền tải

BESS (kW)	BESS (kWh)	α	TOU	P _{bt} (cents/kWh)	P _{cao} (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{bt} (kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{cd} (kWh)	Doanh thu năm 1 theo P _{bt} (USD)	Doanh thu năm 1 theo P _{cd} (USD)	Tổng doanh thu (USD)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)
4000	8000	1,0	1,2	5,15	6,18	66.042.400	1.219.110	3.401.180	75.341	3.476.521	5,53	169.604	- 1.918.480	4,92
4000	8000	0,8	1,2	5,15	6,18	65.230.900	1.839.950	3.359.390	113.709	3.473.099	5,54	91	- 1.922.430	4,93
4000	8000	0,6	1,2	5,15	6,18	59.054.500	2.428.640	3.041.300	150.090	3.191.390	5,96	38	- 3.745.900	9,62
4000	16000	1,0	1,2	5,15	6,18	66.046.200	1.217.570	3.401.380	75.246	3.476.626	6,01	145.084	- 4.439.690	11,40
4000	16000	0,8	1,2	5,15	6,18	65.226.400	1.987.970	3.359.160	122.856	3.482.016	6,02	129	- 4.407.640	11,31
4000	16000	0,6	1,2	5,15	6,18	59.207.900	3.243.530	3.049.210	200.450	3.249.660	6,36	37	- 5.749.330	14,76
6000	12000	1,0	1,2	5,15	6,18	66.042.400	1.220.270	3.401.180	75.412	3.476.592	5,87	168.579	- 3.692.120	6,32
6000	12000	0,8	1,2	5,15	6,18	65.218.700	1.959.750	3.358.760	121.112	3.479.872	5,87	118	- 3.670.150	6,28
6000	12000	0,6	1,2	5,15	6,18	59.176.200	2.971.810	3.047.570	183.658	3.231.228	6,26	39	- 5.232.470	8,95
6000	24000	1,0	1,2	5,15	6,18	66.048.100	1.217.960	3.401.480	75.270	3.476.750	6,59	143.809	- 7.473.940	12,79
6000	24000	0,8	1,2	5,15	6,18	65.214.500	2.028.880	3.358.550	125.385	3.483.935	6,59	187	- 7.438.280	12,73
6000	24000	0,6	1,2	5,15	6,18	59.777.900	3.247.830	3.078.560	200.716	3.279.276	6,79	40	- 7.979.820	13,66
8000	16000	1,0	1,2	5,15	6,18	66.042.400	1.221.420	3.401.180	75.484	3.476.664	6,21	168.051	- 5.465.760	7,02
8000	16000	0,8	1,2	5,15	6,18	65.212.800	2.008.560	3.358.460	124.129	3.482.589	6,21	150	- 5.434.650	6,98
8000	16000	0,6	1,2	5,15	6,18	59.268.200	3.476.690	3.052.310	214.859	3.267.169	6,56	41	- 6.742.510	8,65
8000	32000	1,0	1,2	5,15	6,18	66.050.100	1.218.350	3.401.580	75.294	3.476.874	7,17	143.195	- 10.508.200	13,49
8000	32000	0,8	1,2	5,15	6,18	65.218.200	2.031.420	3.358.740	125.542	3.484.282	7,17	246	- 10.471.900	13,44
8000	32000	0,6	1,2	5,15	6,18	59.950.000	4.113.280	3.087.420	254.201	3.341.621	7,28	41	- 10.534.400	13,52
4000	8000	1,0	1,3	5,15	6,18	66.042.400	1.219.110	3.137.010	75.280	3.212.290	5,52	169.604	- 3.885.340	9,97
4000	8000	0,8	1,3	5,15	6,18	65.230.900	1.839.950	3.098.470	113.617	3.212.087	5,52	91	- 3.873.680	9,94
4000	8000	0,6	1,3	5,15	6,18	59.072.000	2.435.800	2.805.920	150.411	2.956.331	6,05	43	- 6.050.720	15,53
4000	16000	1,0	1,3	5,15	6,18	66.046.200	1.217.570	3.137.190	75.185	3.212.375	5,99	145.084	- 6.406.570	16,45
4000	16000	0,8	1,3	5,15	6,18	65.226.400	1.987.970	3.098.250	122.757	3.221.007	6,00	129	- 6.358.780	16,32
6000	16000	0,6	1,3	5,15	6,18	59.207.900	3.243.530	2.812.380	200.288	3.012.668	6,34	37	- 7.545.840	19,37
6000	12000	1,0	1,3	5,15	6,18	66.042.400	1.220.270	3.137.010	75.351	3.212.361	5,85	168.579	- 5.658.980	9,68
6000	12000	0,8	1,3	5,15	6,18	65.218.700	1.959.750	3.097.890	121.014	3.218.904	5,86	118	- 5.621.160	9,62

BESS (kW)	BESS (kWh)	α	TOU	P _{bt} (cents/kWh)	P _{cao} (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{bt} (kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{cd} (kWh)	Doanh thu năm 1 theo P _{bt} (USD)	Doanh thu năm 1 theo P _{cd} (USD)	Tổng doanh thu (USD)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kWh-tháng)
6000	12000	0,6	1,3	5,15	6,18	59.176.200	2.971.810	2.810.870	183.509	2.994.379	6,24	39	- 7.023.130	12,02
6000	24000	1,0	1,3	5,15	6,18	66.048.100	1.217.960	3.137.290	75.209	3.212.499	6,57	143.809	- 9.440.830	16,16
6000	24000	0,8	1,3	5,15	6,18	65.214.500	2.028.880	3.097.690	125.283	3.222.973	6,57	187	- 9.389.190	16,07
6000	24000	0,6	1,3	5,15	6,18	59.383.100	4.107.420	2.820.700	253.633	3.074.333	6,84	39	- 10.096.800	17,28
8000	16000	1,0	1,3	4,75	6,18	66.042.400	1.221.420	3.137.010	75.423	3.212.433	6,19	168.051	- 7.432.620	9,54
8000	16000	0,8	1,3	4,75	6,18	65.212.800	2.008.560	3.097.610	124.029	3.221.639	6,19	149	- 7.385.560	9,48
8000	16000	0,6	1,3	4,75	6,18	59.268.200	3.476.690	2.815.240	214.686	3.029.926	6,54	41	- 8.537.540	10,96
8000	32000	1,0	1,3	4,75	6,18	66.050.100	1.218.350	3.137.380	75.233	3.212.613	7,15	143.195	- 12.475.100	16,01
8000	32000	0,8	1,3	4,75	6,18	65.218.200	2.031.420	3.097.870	125.440	3.223.310	7,15	246	- 12.422.800	15,94
8000	32000	0,6	1,3	4,75	6,18	59.500.900	4.884.550	2.826.290	301.621	3.127.911	7,34	40	- 12.717.900	16,32

Bảng C.23. Giá bán điện, NPV và F trong mô hình TOU đối với NĐMT Ninh Thuận với các điều kiện BESS và giới hạn truyền tải

BESS (kW)	BESS (kWh)	α	TOU	P _{bt} (cents/kWh)	P _{cao} (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{bt} (kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{cd} (kWh)	Doanh thu năm 1 theo P _{bt} (USD)	Doanh thu năm 1 theo P _{cd} (USD)	Tổng doanh thu	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (\$/kWh-tháng)
4000	8000	1,0	1,2	4,12	4,94	82.491.700	642.062	3.398.660	31.744	3.430.404	4,54	1.576,35	- 2.664.330	6,84
4000	8000	0,8	1,2	4,12	4,94	79.261.200	1.657.390	3.265.560	81.941	3.347.501	4,62	41,98	- 3.102.880	7,97
4000	8000	0,6	1,2	4,12	4,94	68.994.300	1.996.960	2.842.570	98.730	2.941.300	5,20	32,64	- 5.185.490	13,31
4000	16000	1,0	1,2	4,12	4,94	82.495.600	641.013	3.398.820	31.692	3.430.512	4,93	2.648,68	- 5.161.090	13,25
4000	16000	0,8	1,2	4,12	4,94	79.353.400	2.425.340	3.269.360	119.909	3.389.269	4,98	43,51	- 6.290.310	16,15
4000	16000	0,6	1,2	4,12	4,94	69.068.200	3.284.050	2.845.610	162.363	3.007.973	5,53	30,12	- 7.894.880	20,27
6000	12000	1,0	1,2	4,12	4,94	82.491.700	643.471	3.398.660	31.813	3.430.473	4,81	2.341,06	- 4.437.950	7,59
6000	12000	0,8	1,2	4,12	4,94	79.329.300	2.131.930	3.268.370	105.403	3.373.773	4,88	44,76	- 4.724.400	8,09
6000	12000	0,6	1,2	4,12	4,94	69.169.000	2.679.840	2.849.760	132.491	2.982.251	5,46	33,08	- 7.420.460	12,70
6000	24000	1,0	1,2	4,12	4,94	82.497.200	641.786	3.398.880	31.730	3.430.610	5,40	3.925,90	- 8.219.750	14,07
6000	24000	0,8	1,2	4,12	4,94	79.374.700	3.060.590	3.270.240	151.316	3.421.556	5,42	49,85	- 8.197.950	14,03
6000	24000	0,6	1,2	4,12	4,94	69.242.700	4.551.920	2.852.800	225.047	3.077.847	5,94	30,67	- 10.385.200	17,77

BESS (kW)	BESS (kWh)	α	TOU	P _{bt} (cents/kWh)	P _{cao} (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{bt} (kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{cd} (kWh)	Doanh thu năm 1 theo P _{bt} (USD)	Doanh thu năm 1 theo P _{cd} (USD)	Tổng doanh thu	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)
8000	16000	1,0	1,2	4,12	4,94	82.491.700	644.721	3.398.660	31.875	3.430.535	5,09	3.099,43	- 6.211.590	7,97
8000	16000	0,8	1,2	4,12	4,94	79.370.600	2.529.140	3.270.070	125.041	3.395.111	5,14	48,20	- 6.373.140	8,18
8000	16000	0,6	1,2	4,12	4,94	69.315.800	3.339.220	2.855.810	165.091	3.020.901	5,71	33,60	- 8.914.490	11,44
8000	32000	1,0	1,2	4,12	4,94	82.498.900	642.446	3.398.950	31.763	3.430.713	5,87	5.180,29	- 11.254.000	14,44
8000	32000	0,8	1,2	4,12	4,94	79.346.200	3.390.930	3.269.060	167.648	3.436.708	5,88	59,23	- 11.157.400	14,32
8000	32000	0,6	1,2	4,12	4,94	69.378.300	5.736.480	2.858.380	283.612	3.141.992	6,34	31,32	- 12.910.500	22,09
4000	8000	1,0	1,3	3,80	4,94	82.491.700	642.062	3.134.680	31.718	3.166.398	4,52	1.576,34	- 4.621.420	11,86
4000	8000	0,8	1,3	3,80	4,94	79.261.200	1.657.390	3.011.920	81.875	3.093.795	4,61	41,96	- 4.999.340	12,83
4000	8000	0,6	1,3	3,80	4,94	68.994.300	1.996.960	2.621.780	98.650	2.720.430	5,18	32,63	- 7.604.420	19,52
4000	16000	1,0	1,3	3,80	4,94	82.495.600	641.013	3.134.830	31.666	3.166.496	4,91	2.648,66	- 7.142.600	18,34
4000	16000	0,8	1,3	3,80	4,94	79.353.400	2.425.340	3.015.430	119.812	3.135.242	4,96	43,49	- 7.241.460	18,59
6000	16000	0,6	1,3	3,80	4,94	69.068.200	3.284.050	2.624.590	162.232	2.786.822	5,52	30,10	- 9.571.370	16,38
6000	12000	1,0	1,3	3,80	4,94	82.491.700	643.471	3.134.690	31.788	3.166.478	4,80	2.341,04	- 6.395.050	10,94
6000	12000	0,8	1,3	3,80	4,94	79.329.300	2.131.930	3.014.510	105.317	3.119.827	4,87	44,74	- 6.621.740	11,33
6000	12000	0,6	1,3	3,80	4,94	69.169.000	2.679.840	2.628.420	132.384	2.760.804	5,44	33,06	- 9.091.570	15,56
6000	24000	1,0	1,3	3,80	4,94	82.497.200	641.786	3.134.890	31.704	3.166.594	5,38	3.925,88	- 10.176.900	17,42
6000	24000	0,8	1,3	3,80	4,94	79.374.700	3.060.590	3.016.240	151.193	3.167.433	5,40	49,84	- 10.099.100	17,28
6000	24000	0,6	1,3	3,80	4,94	69.242.700	4.551.920	2.631.220	224.865	2.856.085	5,92	30,65	- 12.071.100	20,66
8000	16000	1,0	1,3	3,80	4,94	82.491.700	644.721	3.134.690	31.849	3.166.539	5,07	3.099,41	- 8.168.680	10,48
8000	16000	0,8	1,3	3,80	4,94	79.370.600	2.529.140	3.016.080	124.940	3.141.020	5,12	48,19	- 8.271.370	10,62
8000	16000	0,6	1,3	3,80	4,94	69.315.800	3.339.220	2.634.000	164.957	2.798.957	5,69	33,58	- 10.590.300	13,59
8000	32000	1,0	1,3	3,80	4,94	82.498.900	642.446	3.134.960	31.737	3.166.697	5,85	5.180,27	- 13.211.100	16,96
8000	32000	0,8	1,3	3,80	4,94	79.346.200	3.390.930	3.015.160	167.512	3.182.672	5,86	59,22	- 13.058.400	16,76
8000	32000	0,6	1,3	3,80	4,94	69.378.300	5.736.480	2.636.370	283.382	2.919.752	6,32	31,31	- 14.605.200	24,99

Bảng C.24. Giá bán điện, NPV và F trong mô hình TOU đối với NĐMT Bình Phước với các điều kiện BESS và giới hạn truyền tải

BESS (kW)	BESS (kWh)	α	TOU	P _{bt} (cents/kWh)	P _{cao} (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{bt} (kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{cd} (kWh)	Doanh thu năm 1 theo P _{bt} (USD)	Doanh thu năm 1 theo P _{cd} (USD)	Tổng doanh thu (USD)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)
4000	8000	1,0	1,2	3,77	4,52	78.594.700	927.902	2.963.020	41.978	3.004.998	4,70	109.184	- 5.697.330	14,63
4000	8000	0,8	1,2	3,77	4,52	76.753.200	2.186.060	2.893.600	98.897	2.992.497	4,72	57	- 5.738.980	14,73
4000	8000	0,6	1,2	3,77	4,52	67.886.800	2.990.360	2.559.330	135.284	2.694.614	5,19	32	- 7.729.390	19,84
4000	16000	1,0	1,2	3,77	4,52	78.598.500	926.313	2.963.160	41.906	3.005.066	5,11	113.671	- 8.227.040	21,12
4000	16000	0,8	1,2	3,77	4,52	76.684.100	2.655.800	2.890.990	120.148	3.011.138	5,12	72	- 8.181.140	21,00
4000	16000	0,6	1,2	3,77	4,52	67.853.300	4.768.600	2.558.070	215.732	2.773.802	5,52	30	- 9.727.140	24,97
6000	12000	1,0	1,2	3,77	4,52	78.594.700	929.049	2.963.020	42.030	3.005.050	4,99	123.336	- 7.477.690	12,80
6000	12000	0,8	1,2	3,77	4,52	76.646.100	2.550.070	2.889.560	115.365	3.004.925	5,00	68	- 7.462.380	12,77
6000	12000	0,6	1,2	3,77	4,52	67.825.400	3.970.660	2.557.020	179.633	2.736.653	5,45	33	- 9.229.260	15,79
6000	24000	1,0	1,2	3,77	4,52	78.600.400	926.696	2.963.240	41.924	3.005.164	5,61	121.662	-11.272.300	19,29
6000	24000	0,8	1,2	3,77	4,52	76.591.800	2.881.200	2.887.510	130.346	3.017.856	5,61	97	- 11.202.900	19,17
6000	24000	0,6	1,2	3,77	4,52	67.774.500	6.496.440	2.555.100	293.899	2.848.999	5,94	31	-12.273.000	21,00
8000	16000	1,0	1,2	3,77	4,52	78.594.700	930.194	2.963.020	42.082	3.005.102	5,28	131.898	- 9.258.050	11,88
8000	16000	0,8	1,2	3,77	4,52	76.605.400	2.738.920	2.888.020	123.909	3.011.929	5,29	81	-9.212.160	11,82
8000	16000	0,6	1,2	3,77	4,52	67.770.500	4.904.790	2.554.950	221.893	2.776.843	5,70	33	-10.746.700	13,79
8000	32000	1,0	1,2	3,77	4,52	78.602.400	927.066	2.963.310	41.940	3.005.250	6,10	126.020	-14.317.500	18,38
8000	32000	0,8	1,2	3,77	4,52	76.580.100	2.913.710	2.887.070	131.816	3.018.886	6,10	127	-14.244.700	18,28
6000	32000	0,6	1,2	3,77	4,52	67.703.600	8.032.780	2.552.430	363.403	2.915.833	6,36	32	-14.870.000	25,45
4000	8000	1,0	1,3	3,48	4,52	78.594.700	927.902	2.735.100	41.978	2.777.078	4,69	109.184	-7.381.500	18,95
4000	8000	0,8	1,3	3,48	4,52	76.753.200	2.186.060	2.671.010	98.897	2.769.907	4,71	57	- 7.394.630	18,98
4000	8000	0,6	1,3	3,48	4,52	67.886.800	2.990.360	2.362.460	135.284	2.497.744	5,17	32	-9.208.150	23,64
4000	16000	1,0	1,3	3,48	4,52	78.598.500	926.313	2.735.230	41.906	2.777.136	5,10	113.671	- 9.911.230	25,44
4000	16000	0,8	1,3	3,48	4,52	76.684.100	2.655.800	2.668.610	120.148	2.788.758	5,11	72	-9.835.590	25,25
6000	16000	0,6	1,3	3,48	4,52	67.853.300	4.768.600	2.361.300	215.732	2.577.032	5,51	30	- 11.205.100	19,18
6000	12000	1,0	1,3	3,48	4,52	78.594.700	929.049	2.735.100	42.030	2.777.130	4,98	123.336	- 9.161.860	15,68
6000	12000	0,8	1,3	3,48	4,52	76.646.100	2.550.070	2.667.280	115.365	2.782.645	4,99	68	- 9.116.530	15,60

BESS (kW)	BESS (kWh)	α	TOU	P _{bt} (cents/kWh)	P _{cao} (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{bt} (kWh)	Điện phát năm 1 theo P _{cd} (kWh)	Doanh thu năm 1 theo P _{bt} (USD)	Doanh thu năm 1 theo P _{cd} (USD)	Tổng doanh thu (USD)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)
6000	12000	0,6	1,3	3,48	4,52	67.825.400	3.970.660	2.360.320	179.633	2.539.953	5,43	33	- 10.706.600	18,32
6000	24000	1,0	1,3	3,48	4,52	78.600.400	926.696	2.735.300	41.924	2.777.224	5,59	121.662	- 12.956.400	22,17
6000	24000	0,8	1,3	3,48	4,52	76.591.800	2.881.200	2.665.390	130.346	2.795.736	5,60	97	- 12.856.200	22,00
6000	24000	0,6	1,3	3,48	4,52	67.774.500	6.496.440	2.358.550	293.899	2.652.449	5,93	31	- 13.749.200	23,53
8000	16000	1,0	1,3	3,48	4,52	78.594.700	930.194	2.735.100	42.082	2.777.182	5,27	131.898	- 10.942.200	14,04
8000	16000	0,8	1,3	3,48	4,52	76.605.400	2.738.920	2.665.870	123.909	2.789.779	5,27	81	- 10.865.800	13,95
8000	16000	0,6	1,3	3,48	4,52	67.770.500	4.904.790	2.358.410	221.893	2.580.303	5,69	33	- 12.222.800	15,69
8000	32000	1,0	1,3	3,48	4,52	78.602.400	927.066	2.735.360	41.940	2.777.300	6,09	126.020	- 16.001.700	20,54
8000	32000	0,8	1,3	3,48	4,52	76.580.100	2.913.710	2.664.990	131.816	2.796.806	6,09	127	- 15.897.900	20,41
6000	32000	0,6	1,3	3,48	4,52	67.703.600	8.032.780	2.356.090	363.403	2.719.493	6,35	32	- 16.344.500	27,97

PHỤ LỤC D: KẾT QUẢ PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY

Bảng D.1. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giảm 20% chi phí module PV trong mô hình LCOE

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí module (\$/Wdc)	LCOE (cents/kWh)	$P_{\text{trần}}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{\text{trần}}$ (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Bình Phước	8000	4000	1	0,22	4,74	4,52	- 1.341.990	110.934		
Bình Phước	8000	4000	0,8	0,22	4,76	4,52	- 1.449.680	55		
Bình Phước	8000	4000	0,6	0,22	5,20	4,52	- 3.817.030	29		
Bình Phước	32000	8000	1	0,22	6,14	4,52	- 9.962.070	126.578		
Bình Phước	32000	8000	0,8	0,22	6,14	4,52	- 9.972.760	126		
Bình Phước	32000	8000	0,6	0,22	6,37	4,52	- 10.970.100	31		
Bình Phước	8000	4000	1	0,18	4,42	4,52	588.588	110.934	- 6,61	143,86
Bình Phước	8000	4000	0,8	0,18	4,44	4,52	480.904	54	- 6,61	133,17
Bình Phước	8000	4000	0,6	0,18	4,86	4,52	- 1.886.450	28	- 6,63	50,58
Bình Phước	32000	8000	1	0,18	5,82	4,52	- 8.031.490	126.578	- 5,10	19,38
Bình Phước	32000	8000	0,8	0,18	5,82	4,52	- 8.042.180	126	- 5,10	19,36
Bình Phước	32000	8000	0,6	0,18	6,04	4,52	- 9.039.510	30	- 5,11	17,60
Lai Châu	8000	4000	1	0,22	5,58	6,18	3.145.040	174.652		
Lai Châu	8000	4000	0,8	0,22	5,59	6,18	3.100.530	90		
Lai Châu	8000	4000	0,6	0,22	6,00	6,18	883.131	37		
Lai Châu	32000	8000	1	0,22	7,22	6,18	- 5.444.590	143.371		
Lai Châu	32000	8000	0,8	0,22	7,22	6,18	- 5.451.780	246		
Lai Châu	32000	8000	0,6	0,22	7,39	6,18	- 6.220.040	40		
Lai Châu	8000	4000	1	0,18	5,22	6,18	5.066.380	174.652	- 6,55	61,09
Lai Châu	8000	4000	0,8	0,18	5,22	6,18	5.021.880	90	- 6,55	61,97
Lai Châu	8000	4000	0,6	0,18	5,60	6,18	2.804.470	36	- 6,57	217,56
Lai Châu	32000	8000	1	0,18	6,85	6,18	- 3.523.250	143.371	- 5,07	35,29
Lai Châu	32000	8000	0,8	0,18	6,85	6,18	- 3.530.440	246	- 5,07	35,24
Lai Châu	32000	8000	0,6	0,18	7,02	6,18	- 4.298.700	40	- 5,07	30,89
Ninh Thuận	8000	4000	1	0,22	4,58	4,94	2.349.980	1.574		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí module (\$/Wdc)	LCOE (cents/kWh)	$P_{\text{trần}}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{\text{trần}}$ (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	0,22	4,66	4,94	1.767.870	41		
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	0,22	5,23	4,94	- 1.633.690	31		
Ninh Thuận	32000	8000	1	0,22	5,91	4,94	- 6.239.660	5.186		
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	0,22	5,91	4,94	- 6.290.340	59		
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	0,22	6,37	4,94	- 8.525.830	31		
Ninh Thuận	8000	4000	1	0,18	4,28	4,94	4.271.320	1.574	- 6,49	81,76
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	0,18	4,36	4,94	3.689.210	40	- 6,50	108,68
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	0,18	4,89	4,94	287.650	31	- 6,53	117,61
Ninh Thuận	32000	8000	1	0,18	5,61	4,94	- 4.318.320	5.186	- 5,03	30,79
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	0,18	5,62	4,94	- 4.369.000	59	- 5,03	30,54
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	0,18	6,04	4,94	- 6.604.480	30	- 5,05	22,54

Bảng D.2. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giảm 20% chi phí đầu tư BESS trong mô hình LCOE

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí Module (\$/Wdc)	LCOE (cents/kWh)	$P_{\text{trần}}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{\text{trần}}$ (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Bình Phước	8000	4000	1	282,00	242,00	0,22	4,74	4,52	- 1.341.990	110.934		
Bình Phước	8000	4000	0,8	282,00	242,00	0,22	4,76	4,52	- 1.449.680	55		
Bình Phước	8000	4000	0,6	282,00	242,00	0,22	5,20	4,52	- 3.817.030	29		
Bình Phước	32000	8000	1	282,00	242,00	0,22	6,14	4,52	- 9.962.070	126.578		
Bình Phước	32000	8000	0,8	282,00	242,00	0,22	6,14	4,52	- 9.972.760	126		
Bình Phước	32000	8000	0,6	282,00	242,00	0,22	6,37	4,52	- 10.970.100	31		
Bình Phước	8000	4000	1	225,60	193,60	0,22	4,65	4,52	- 781.866	93.342	- 1,92	41,74
Bình Phước	8000	4000	0,8	225,60	193,60	0,22	4,66	4,52	- 889.551	47	- 1,92	38,64
Bình Phước	8000	4000	0,6	225,60	193,60	0,22	5,10	4,52	- 3.256.910	25	- 1,92	14,67
Bình Phước	32000	8000	1	225,60	193,60	0,22	5,84	4,52	- 8.133.990	107.401	- 4,83	18,35
Bình Phước	32000	8000	0,8	225,60	193,60	0,22	5,84	4,52	- 8.144.680	108	- 4,83	18,33

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí Module (\$/Wdc)	LCOE (cents/kWh)	P _{trần} (cents/kWh)	NPV tại P _{trần} (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Bình Phước	32000	8000	0,6	225,60	193,60	0,22	6,06	4,52	- 9.142.000	27	- 4,84	- 16,66
Lai Châu	8000	4000	1	282,00	242,00	0,22	5,58	6,18	3.145.040	174.652		
Lai Châu	8000	4000	0,8	282,00	242,00	0,22	5,59	6,18	3.100.530	90		
Lai Châu	8000	4000	0,6	282,00	242,00	0,22	6,00	6,18	883.131	37		
Lai Châu	32000	8000	1	282,00	242,00	0,22	7,22	6,18	- 5.444.590	143.371		
Lai Châu	32000	8000	0,8	282,00	242,00	0,22	7,22	6,18	- 5.451.780	246		
Lai Châu	32000	8000	0,6	282,00	242,00	0,22	7,39	6,18	- 6.220.040	40		
Lai Châu	8000	4000	1	225,60	193,60	0,22	5,48	6,18	3.702.480	146.955	- 1,90	17,72
Lai Châu	8000	4000	0,8	225,60	193,60	0,22	5,48	6,18	3.657.980	77	- 1,90	17,98
Lai Châu	8000	4000	0,6	225,60	193,60	0,22	5,88	6,18	1.440.580	32	- 1,91	63,12
Lai Châu	32000	8000	1	225,60	193,60	0,22	6,87	6,18	- 3.625.250	121.650	- 4,80	33,42
Lai Châu	32000	8000	0,8	225,60	193,60	0,22	6,87	6,18	- 3.632.440	210	- 4,80	33,37
Lai Châu	32000	8000	0,6	225,60	193,60	0,22	7,04	6,18	- 4.400.700	35	- 4,80	29,25
Ninh Thuận	8000	4000	1	282,00	242,00	0,22	4,37	4,94	4.121.390	1.559		
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	282,00	242,00	0,22	4,45	4,94	3.488.310	38		
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	282,00	242,00	0,22	4,99	4,94	- 289.066	29		
Ninh Thuận	32000	8000	1	282,00	242,00	0,22	5,65	4,94	- 5.139.650	5.168		
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	282,00	242,00	0,22	5,66	4,94	- 5.194.400	56		
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	282,00	242,00	0,22	6,08	4,94	- 7.662.040	29		
Ninh Thuận	8000	4000	1	225,60	193,60	0,22	4,29	4,94	4.704.480	1.321	- 1,84	14,15
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	225,60	193,60	0,22	4,37	4,94	4.071.400	33	- 1,84	16,72
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	225,60	193,60	0,22	4,89	4,94	294.026	25	- 1,85	201,72
Ninh Thuận	32000	8000	1	225,60	193,60	0,22	5,39	4,94	- 3.236.610	4.416	- 4,65	37,03
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	225,60	193,60	0,22	5,40	4,94	- 3.291.360	49	- 4,65	36,64
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	225,60	193,60	0,22	5,80	4,94	- 5.758.990	25	- 4,66	24,84

Bảng D.3. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giảm số vòng đời BESS (từ 2 vòng sang 1 vòng) trong mô hình LCOE

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí Module (\$/Wdc)	BESS life cycle (vòng)	LCOE (cents/kWh)	P _{trần} (cents/kWh)	NPV tại P _{trần} (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Bình Phước	8000	4000	1	282	242	0,22	2	4,74	4,52	- 1.341.990	110.934		
Bình Phước	8000	4000	0,8	282	242	0,22	2	4,76	4,52	- 1.449.680	55		
Bình Phước	8000	4000	0,6	282	242	0,22	2	5,20	4,52	- 3.817.030	29		
Bình Phước	32000	8000	1	282	242	0,22	2	6,14	4,52	- 9.962.070	126.578		
Bình Phước	32000	8000	0,8	282	242	0,22	2	6,14	4,52	- 9.972.760	126		
Bình Phước	32000	8000	0,6	282	242	0,22	2	6,37	4,52	- 10.970.100	31		
Bình Phước	8000	4000	1	282	242	0,22	1	4,61	4,52	- 581.802	90.555	- 2,60	56,65
Bình Phước	8000	4000	0,8	282	242	0,22	1	4,63	4,52	- 691.624	45	- 2,60	52,29
Bình Phước	8000	4000	0,6	282	242	0,22	1	5,07	4,52	- 3.080.910	24	- 2,52	19,29
Bình Phước	32000	8000	1	282	242	0,22	1	5,64	4,52	- 6.921.310	100.177	- 8,04	30,52
Bình Phước	32000	8000	0,8	282	242	0,22	1	5,64	4,52	- 6.932.060	97	- 8,04	30,49
Bình Phước	32000	8000	0,6	282	242	0,22	1	5,87	4,52	- 7.976.970	25	- 7,88	27,28
Lai Châu	8000	4000	1	282	242	0,22	2	5,58	6,18	3.145.040	174.652		
Lai Châu	8000	4000	0,8	282	242	0,22	2	5,59	6,18	3.100.530	90		
Lai Châu	8000	4000	0,6	282	242	0,22	2	6,00	6,18	883.131	37		
Lai Châu	32000	8000	1	282	242	0,22	2	7,22	6,18	- 5.444.590	143.371		
Lai Châu	32000	8000	0,8	282	242	0,22	2	7,22	6,18	- 5.451.780	246		
Lai Châu	32000	8000	0,6	282	242	0,22	2	7,39	6,18	- 6.220.040	40		
Lai Châu	8000	4000	1	282	242	0,22	1	5,44	6,18	3.905.220	145.115	- 2,59	24,17
Lai Châu	8000	4000	0,8	282	242	0,22	1	5,44	6,18	3.860.130	73	- 2,59	24,50
Lai Châu	8000	4000	0,6	282	242	0,22	1	5,85	6,18	1.620.660	31	- 2,53	83,51
Lai Châu	32000	8000	1	282	242	0,22	1	6,64	6,18	- 2.403.840	114.066	- 8,02	55,85
Lai Châu	32000	8000	0,8	282	242	0,22	1	6,64	6,18	- 2.411.040	187	- 8,02	55,78
Lai Châu	32000	8000	0,6	282	242	0,22	1	6,81	6,18	- 3.218.630	32	- 7,91	48,25
Ninh Thuận	8000	4000	1	282	242	0,22	2	4,58	4,94	2.349.980	1.574		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí Module (\$/Wdc)	BESS life cycle (vòng)	LCOE (cents/kWh)	P _{trần} (cents/kWh)	NPV tại P _{trần} (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	282	242	0,22	2	4,66	4,94	1.767.870	41		
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	282	242	0,22	2	5,23	4,94	- 1.633.690	31		
Ninh Thuận	32000	8000	1	282	242	0,22	2	5,91	4,94	- 6.239.660	5.186		
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	282	242	0,22	2	5,91	4,94	- 6.290.340	59		
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	282	242	0,22	2	6,37	4,94	- 8.525.830	31		
Ninh Thuận	8000	4000	1	282	242	0,22	1	4,46	4,94	3.110.170	1.250	- 2,57	32,35
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	282	242	0,22	1	4,54	4,94	2.515.880	34	- 2,53	42,31
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	282	242	0,22	1	5,10	4,94	- 900.176	27	- 2,49	44,90
Ninh Thuận	32000	8000	1	282	242	0,22	1	5,43	4,94	- 3.198.900	3.936	- 7,97	48,73
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	282	242	0,22	1	5,44	4,94	- 3.250.880	46	- 7,96	48,32
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	282	242	0,22	1	5,87	4,94	- 5.558.380	25	- 7,75	34,81

Bảng D.4. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giảm 20% chi phí vốn vay trong mô hình LCOE

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí Module (\$/Wdc)	WACC (%/năm)	LCOE (cents/kWh)	P _{trần} (cents/kWh)	NPV tại P _{trần} (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Bình Phước	8000	4000	1	282	242	0,22	10,92	4,74	4,52	- 1.341.990	110.934		
Bình Phước	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,92	4,76	4,52	- 1.449.680	55		
Bình Phước	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,92	5,20	4,52	- 3.817.030	29		
Bình Phước	32000	8000	1	282	242	0,22	10,92	6,14	4,52	- 9.962.070	126.578		
Bình Phước	32000	8000	0,8	282	242	0,22	10,92	6,14	4,52	- 9.972.760	126		
Bình Phước	32000	8000	0,6	282	242	0,22	10,92	6,37	4,52	- 10.970.100	31		
Bình Phước	8000	4000	1	282	242	0,22	10,44	4,68	4,52	- 994.299	111.166	- 1,30	25,91
Bình Phước	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,44	4,69	4,52	- 1.104.060	54	- 1,30	23,84
Bình Phước	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,44	5,13	4,52	- 3.538.380	28	- 1,34	7,30
Bình Phước	32000	8000	1	282	242	0,22	10,44	6,06	4,52	- 9.796.370	126.994	- 1,24	1,66
Bình Phước	32000	8000	0,8	282	242	0,22	10,44	6,06	4,52	- 9.807.310	125	- 1,24	1,66

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí Module (\$/Wdc)	WACC (%/năm)	LCOE (cents/kWh)	P _{trần} (cents/kWh)	NPV tại P _{trần} (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Bình Phước	32000	8000	0,6	282	242	0,22	10,44	6,29	4,52	- 10.830.400	30	- 1,26	- 1,27
Lai Châu	8000	4000	1	282	242	0,22	10,92	5,58	6,18	3.145.040	174.652		
Lai Châu	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,92	5,59	6,18	3.100.530	90		
Lai Châu	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,92	6,00	6,18	883.131	37		
Lai Châu	32000	8000	1	282	242	0,22	10,92	7,22	6,18	- 5.444.590	143.371		
Lai Châu	32000	8000	0,8	282	242	0,22	10,92	7,22	6,18	- 5.451.780	246		
Lai Châu	32000	8000	0,6	282	242	0,22	10,92	7,39	6,18	- 6.220.040	40		
Lai Châu	8000	4000	1	282	242	0,22	10,44	5,36	6,18	4.423.170	144.366	- 3,89	40,64
Lai Châu	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,44	5,37	6,18	4.377.300	72	- 3,89	41,18
Lai Châu	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,44	5,77	6,18	2.074.600	30	- 3,86	134,91
Lai Châu	32000	8000	1	282	242	0,22	10,44	6,54	6,18	- 1.965.560	113.426	- 9,34	63,90
Lai Châu	32000	8000	0,8	282	242	0,22	10,44	6,54	6,18	- 1.972.910	183	- 9,34	63,81
Lai Châu	32000	8000	0,6	282	242	0,22	10,44	6,71	6,18	- 2.802.050	31	- 9,24	54,95
Ninh Thuận	8000	4000	1	282	242	0,22	10,92	4,58	4,94	2.349.980	1.574		
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,92	4,66	4,94	1.767.870	41		
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,92	5,23	4,94	- 1.633.690	31		
Ninh Thuận	32000	8000	1	282	242	0,22	10,92	5,91	4,94	- 6.239.660	5.186		
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	282	242	0,22	10,92	5,91	4,94	- 6.290.340	59		
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	282	242	0,22	10,92	6,37	4,94	- 8.525.830	31		
Ninh Thuận	8000	4000	1	282	242	0,22	10,44	4,52	4,94	2.813.880	1.569	- 1,27	19,74
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,44	4,60	4,94	2.218.030	40	- 1,29	25,46
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,44	5,16	4,94	- 1.283.840	30	- 1,33	21,41
Ninh Thuận	32000	8000	1	282	242	0,22	10,44	5,83	4,94	- 5.957.370	5.179	- 1,22	4,52
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	282	242	0,22	10,44	5,84	4,94	- 6.009.150	58	- 1,22	4,47
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	282	242	0,22	10,44	6,29	4,94	- 8.306.760	30	- 1,26	2,57

Bảng D.5. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giới hạn truyền tải giảm 20% công suất phát định mức trong mô hình LCOE

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí Module (\$/Wdc)	WACC (%/năm)	LCOE (cents/kWh)	P _{trần} (cents/kWh)	NPV tại P _{trần} (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Bình Phước	8000	4000	1	282	242	0,22	10,92	4,74	4,52	- 1.341.990	110.934		
Bình Phước	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,92	4,76	4,52	- 1.449.680	55	0,39	- 8,02
Bình Phước	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,92	5,20	4,52	- 3.817.030	29	9,38	-163,30
Bình Phước	32000	8000	1	282	242	0,22	10,92	6,14	4,52	- 9.962.070	126.578		
Bình Phước	32000	8000	0,8	282	242	0,22	10,92	6,14	4,52	- 9.972.760	126	0,04	-0,11
Bình Phước	32000	8000	0,6	282	242	0,22	10,92	6,37	4,52	- 10.970.100	31	3,75	-10,00
Lai Châu	8000	4000	1	282	242	0,22	10,92	5,58	6,18	3.145.040	174.652		
Lai Châu	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,92	5,59	6,18	3.100.530	90	0,14	- 1,42
Lai Châu	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,92	6,00	6,18	883.131	37	7,33	-71,52
Lai Châu	32000	8000	1	282	242	0,22	10,92	7,22	6,18	- 5.444.590	143.371		
Lai Châu	32000	8000	0,8	282	242	0,22	10,92	7,22	6,18	- 5.451.780	246	0,02	-0,13
Lai Châu	32000	8000	0,6	282	242	0,22	10,92	7,39	6,18	- 6.220.040	40	2,44	-14,09
Ninh Thuận	8000	4000	1	282	242	0,22	10,92	4,58	4,94	2.349.980	1.574		
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,92	4,66	4,94	1.767.870	41	1,85	-24,77
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,92	5,23	4,94	- 1.633.690	31	12,21	-192,41
Ninh Thuận	32000	8000	1	282	242	0,22	10,92	5,91	4,94	- 6.239.660	5.186		
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	282	242	0,22	10,92	5,91	4,94	- 6.290.340	59	0,16	-0,81
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	282	242	0,22	10,92	6,37	4,94	- 8.525.830	31	7,62	-35,54

Bảng D.6. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giảm 20% chi phí module trong mô hình TOU

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi module (\$/Wdc)	P _{cd} (cents/kWh)	P _{bt} (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Lai Châu	8000	4000	1	0,22	6,18	5,15	5,53	169.604	- 1.880.620	428		
Lai Châu	8000	4000	0,8	0,22	6,18	5,15	5,54	92	- 1.872.890	426		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi module (\$/Wdc)	P _{cd} (cents/kWh)	P _{bt} (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Lai Châu	8000	4000	0,6	0,22	6,18	5,15	5,96	39	- 3.688.700	839		
Lai Châu	32000	8000	1	0,22	6,18	5,15	7,17	143.195	- 10.470.300	1,191		
Lai Châu	32000	8000	0,8	0,22	6,18	5,15	7,17	246	- 10.419.500	1,185		
Lai Châu	32000	8000	0,6	0,22	6,18	5,15	7,36	41	- 10.763.600	1,224		
Lai Châu	8000	4000	1	0,18	6,18	5,15	5,17	169.604	40.722	-	- 6,61	102,17
Lai Châu	8000	4000	0,8	0,18	6,18	5,15	5,18	91	48.450	-	- 6,61	102,59
Lai Châu	8000	4000	0,6	0,18	6,18	5,15	5,57	39	- 1.767,360	402	- 6,62	52,09
Lai Châu	32000	8000	1	0,18	6,18	5,15	6,80	143,195	- 8,548,990	973	- 5,10	18,35
Lai Châu	32000	8000	0,8	0,18	6,18	5,15	6,80	246	- 8,498,140	967	- 5,10	18,44
Lai Châu	32000	8000	0,6	0,18	6,18	5,15	6,98	40	- 8,842,250	1,006	- 5,10	17,85
Ninh Thuận	8000	4000	1	0,22	4,94	4,12	4,54	1,576	- 2,664,330	606		
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	0,22	4,94	4,12	4,62	42	- 3,102,880	706		
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	0,22	4,94	4,12	5,20	33	- 5,938,160	1,351		
Ninh Thuận	32000	8000	1	0,22	4,94	4,12	5,87	5,180	- 11,254,000	1,280		
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	0,22	4,94	4,12	5,88	59	- 11,157,400	1,269		
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	0,22	4,94	4,12	6,34	31	- 12,910,500	1,469		
Ninh Thuận	8000	4000	1	0,18	4,94	4,12	4,24	1,576	- 742,986	169	- 6,55	72,11
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	0,18	4,94	4,12	4,32	42	- 1,181,540	269	- 6,55	61,92
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	0,18	4,94	4,12	4,86	32	- 4,016,820	914	- 6,58	32,36
Ninh Thuận	32000	8000	1	0,18	4,94	4,12	5,57	5,180	- 9,332,670	1,062	- 5,07	17,07
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	0,18	4,94	4,12	5,58	59	- 9,236,080	1,051	- 5,07	17,22
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	0,18	4,94	4,12	6,02	31	- 10,989,200	1,250	- 5,08	14,88
Bình Phước	8000	4000	1	0,22	4,52	3,77	4,70	109,184	- 5,697,330	1,296		
Bình Phước	8000	4000	0,8	0,22	4,52	3,77	4,72	57	- 5,738,980	1,306		
Bình Phước	8000	4000	0,6	0,22	4,52	3,77	5,19	32	- 7,729,390	1,759		
Bình Phước	32000	8000	1	0,22	4,52	3,77	6,10	126,020	- 14,317,500	1,629		
Bình Phước	32000	8000	0,8	0,22	4,52	3,77	6,10	127	- 14,244,700	1,620		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi module (\$/Wdc)	P_{cd} (cents/kWh)	P_{bt} (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Bình Phước	32000	8000	0,6	0,22	4,52	3,77	6,36	32	- 14,870,000	1,692		
Bình Phước	8000	4000	1	0,18	4,52	3,77	4,42	109,184	- 3,942,260	897	- 6,05	30,81
Bình Phước	8000	4000	0,8	0,18	4,52	3,77	4,44	56	- 3,983,910	906	- 6,05	30,58
Bình Phước	8000	4000	0,6	0,18	4,52	3,77	4,87	32	- 5,974,320	1,359	- 6,07	22,71
Bình Phước	32000	8000	1	0,18	4,52	3,77	5,82	126,020	- 12,562,400	1,429	- 4,67	12,26
Bình Phước	32000	8000	0,8	0,18	4,52	3,77	5,82	126	- 12,489,600	1,421	- 4,67	12,32
Bình Phước	32000	8000	0,6	0,18	4,52	3,77	6,06	31	- 13,114,900	1,492	- 4,67	11,80

Bảng D.7. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giảm 20% chi phí đầu tư BESS trong mô hình TOU

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi module (\$/Wdc)	P_{cd} (cent/kWh)	P_{bt} (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Lai Châu	8000	4000	1	282	242	0,22	6,18 s	5,15	5,53	169.604,00	- 1.880.620	428		
Lai Châu	8000	4000	0,8	282	242	0,22	6,18	5,15	5,54	91,81	- 1.872.890	426		
Lai Châu	8000	4000	0,6	282	242	0,22	6,18	5,15	5,96	39,14	- 3.688.700	839		
Lai Châu	32000	8000	1	282	242	0,22	6,18	5,15	7,17	143.195,00	- 10.470.300	1.191		
Lai Châu	32000	8000	0,8	282	242	0,22	6,18	5,15	7,17	246,35	- 10.419.500	1.185		
Lai Châu	32000	8000	0,6	282	242	0,22	6,18	5,15	7,36	40,61	- 10.763.600	1.224		
Lai Châu	8000	4000	1	225,6	193,6	0,22	6,18	5,15	5,43	142.708,00	- 1.323.180	301	- 1,92	29,64
Lai Châu	8000	4000	0,8	225,6	193,6	0,22	6,18	5,15	5,44	78,30	- 1.315.450	299	- 1,92	29,76
Lai Châu	8000	4000	0,6	225,6	193,6	0,22	6,18	5,15	5,85	34,08	- 3.131.260	712	- 1,92	15,11
Lai Châu	32000	8000	1	225,6	193,6	0,22	6,18	5,15	6,82	121.500,00	- 8.650.990	984	- 4,83	17,38
Lai Châu	32000	8000	0,8	225,6	193,6	0,22	6,18	5,15	6,82	210,07	- 8.600.140	978	- 4,83	17,46
Lai Châu	32000	8000	0,6	225,6	193,6	0,22	6,18	5,15	7,00	35,55	- 8.944.250	1.018	- 4,83	16,90
Ninh Thuận	8000	4000	1	282	242	0,22	4,94	4,12	4,54	1.576,35	- 2.664.330	606		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi module (\$/Wdc)	P_{cd} (cent/kWh)	P_{bt} (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	282	242	0,22	4,94	4,12	4,62	41,98	- 3.102.880	706		
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	282	242	0,22	4,94	4,12	5,20	32,64	- 5.938.160	1.351		
Ninh Thuận	32000	8000	1	282	242	0,22	4,94	4,12	5,87	5.180,29	- 11.254.000	1.280		
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	282	242	0,22	4,94	4,12	5,88	59,23	- 11.157.400	1.269		
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	282	242	0,22	4,94	4,12	6,34	31,32	- 12.910.500	1.469		
Ninh Thuận	8000	4000	1	225,6	193,6	0,22	4,94	4,12	4,45	1.327,20	- 2.106.880	479	- 1,90	20,92
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	225,6	193,6	0,22	4,94	4,12	4,54	36,21	- 2.545.430	579	- 1,90	17,97
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	225,6	193,6	0,22	4,94	4,12	5,10	28,47	- 5.380.720	1.224	- 1,91	9,39
Ninh Thuận	32000	8000	1	225,6	193,6	0,22	4,94	4,12	5,59	4.396,27	- 9.434.680	1.073	- 4,80	16,17
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	225,6	193,6	0,22	4,94	4,12	5,60	51,12	- 9.338.080	1.062	- 4,80	16,31
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	225,6	193,6	0,22	4,94	4,12	6,03	27,52	- 11.091.200	1.262	- 4,81	14,09
Bình Phước	8000	4000	1	282	242	0,22	4,52	3,77	4,70	109.184,00	- 5.697.330	1.296		
Bình Phước	8000	4000	0,8	282	242	0,22	4,52	3,77	4,72	56,75	- 5.738.980	1.306		
Bình Phước	8000	4000	0,6	282	242	0,22	4,52	3,77	5,19	32,27	- 7.729.390	1.759		
Bình Phước	32000	8000	1	282	242	0,22	4,52	3,77	6,10	126.020,00	- 14.317.500	1.629		
Bình Phước	32000	8000	0,8	282	242	0,22	4,52	3,77	6,10	126,52	- 14.244.700	1.620		
Bình Phước	32000	8000	0,6	282	242	0,22	4,52	3,77	6,36	31,89	- 14.870.000	1.692		
Bình Phước	8000	4000	1	225,6	193,6	0,22	4,52	3,77	4,61	91.869,30	- 5.137.210	1.169	- 1,93	9,83
Bình Phước	8000	4000	0,8	225,6	193,6	0,22	4,52	3,77	4,63	48,65	- 5.178.850	1.178	- 1,93	9,76
Bình Phước	8000	4000	0,6	225,6	193,6	0,22	4,52	3,77	5,09	28,15	- 7.169.260	1.631	- 1,94	7,25
Bình Phước	32000	8000	1	225,6	193,6	0,22	4,52	3,77	5,80	106.927,00	- 12.489.400	1.421	- 4,86	12,77
Bình Phước	32000	8000	0,8	225,6	193,6	0,22	4,52	3,77	5,81	108,24	- 12.416.600	1.413	- 4,86	12,83
Bình Phước	32000	8000	0,6	225,6	193,6	0,22	4,52	3,77	6,05	28,00	- 13.041.900	1.484	- 4,86	12,29

Bảng D.8. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giảm số chu kỳ vòng đời của BESS (2 vòng sang 1 vòng) trong mô hình TOU

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí module (\$/Wdc)	Số vòng đời BESS (vòng)	P_{cd} (cents/kWh)	P_{bt} (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Lai Châu	8000	4000	1	282	242	0,22	2	6,18	5,15	5,53	- 1.880.620	428	169.604		
Lai Châu	8000	4000	0,8	282	242	0,22	2	6,18	5,15	5,54	- 1.872.890	426	92		
Lai Châu	8000	4000	0,6	282	242	0,22	2	6,18	5,15	5,96	- 3.688.700	839	39		
Lai Châu	32000	8000	1	282	242	0,22	2	6,18	5,15	7,17	- 10.470.300	1.191	143.195		
Lai Châu	32000	8000	0,8	282	242	0,22	2	6,18	5,15	7,17	- 10.419.500	1.185	246		
Lai Châu	32000	8000	0,6	282	242	0,22	2	6,18	5,15	7,36	- 10.763.600	1.224	41		
Lai Châu	8000	4000	1	282	242	0,22	1	6,18	5,15	5,39	- 1.120.430	255	141.232	- 2,61	40,42
Lai Châu	8000	4000	0,8	282	242	0,22	1	6,18	5,15	5,40	- 1.113.460	253	74	- 2,61	40,55
Lai Châu	8000	4000	0,6	282	242	0,22	1	6,18	5,15	5,81	- 2.955.640	672	33	- 2,53	19,87
Lai Châu	32000	8000	1	282	242	0,22	1	6,18	5,15	6,59	- 7.429.580	845	113.919	- 8,07	29,04
Lai Châu	32000	8000	0,8	282	242	0,22	1	6,18	5,15	6,59	- 7.378.760	839	188	- 8,07	29,18
Lai Châu	32000	8000	0,6	282	242	0,22	1	6,18	5,15	6,77	- 7.772.510	884	32	- 7,93	27,79
Ninh Thuận	8000	4000	1	282	242	0,22	2	4,94	4,12	4,54	- 2.664.330	606	1.576		
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	282	242	0,22	2	4,94	4,12	4,62	- 3.102.880	706	42		
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	282	242	0,22	2	4,94	4,12	5,20	- 5.938.160	1.351	33		
Ninh Thuận	32000	8000	1	282	242	0,22	2	4,94	4,12	5,87	- 11.254.000	1.280	5.180		
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	282	242	0,22	2	4,94	4,12	5,88	- 11.157.400	1.269	59		
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	282	242	0,22	2	4,94	4,12	6,34	- 12.910.500	1.469	31		
Ninh Thuận	8000	4000	1	282	242	0,22	1	4,94	4,12	4,42	- 1.904.140	433	1.251	- 2,59	28,53
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	282	242	0,22	1	4,94	4,12	4,51	- 2.355.410	536	35	- 2,55	24,09
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	282	242	0,22	1	4,94	4,12	5,07	- 5.204.670	1.184	28	- 2,51	12,35
Ninh Thuận	32000	8000	1	282	242	0,22	1	4,94	4,12	5,40	- 8.213.260	934	3.932	- 8,02	27,02
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	282	242	0,22	1	4,94	4,12	5,41	- 8.118.290	924	46	- 8,01	27,24
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	282	242	0,22	1	4,94	4,12	5,85	- 9.950.230	1.132	25	- 7,76	22,93
Bình Phước	8000	4000	1	282	242	0,22	2	4,52	3,77	4,70	- 5.697.330	1.296	109.184		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí module (\$/Wdc)	Số vòng đời BESS (vòng)	P _{cd} (cents/kWh)	P _{bt} (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Bình Phước	8000	4000	0,8	282	242	0,22	2	4,52	3,77	4,72	- 5.738.980	1.306	57		
Bình Phước	8000	4000	0,6	282	242	0,22	2	4,52	3,77	5,19	- 7.729.390	1.759	32		
Bình Phước	32000	8000	1	282	242	0,22	2	4,52	3,77	6,10	- 14.317.500	1.629	126.020		
Bình Phước	32000	8000	0,8	282	242	0,22	2	4,52	3,77	6,10	- 14.244.700	1.620	127		
Bình Phước	32000	8000	0,6	282	242	0,22	2	4,52	3,77	6,36	- 14.870.000	1.692	32		
Bình Phước	8000	4000	1	282	242	0,22	1	4,52	3,77	4,58	- 4.937.140	1.123	89.387	- 2,62	13,34
Bình Phước	8000	4000	0,8	282	242	0,22	1	4,52	3,77	4,60	- 4.981.760	1.133	47	- 2,61	13,19
Bình Phước	8000	4000	0,6	282	242	0,22	1	4,52	3,77	5,06	- 6.997.310	1.592	28	- 2,52	9,47
Bình Phước	32000	8000	1	282	242	0,22	1	4,52	3,77	5,61	- 11.276.700	1.283	99.714	- 8,08	21,24
Bình Phước	32000	8000	0,8	282	242	0,22	1	4,52	3,77	5,61	- 11.204.000	1.275	97	- 8,08	21,35
Bình Phước	32000	8000	0,6	282	242	0,22	1	4,52	3,77	5,86	- 11.901.700	1.354	26	- 7,83	19,96

Bảng D.9. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giảm 20% chi phí vốn vay trong mô hình TOU

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí module (\$/Wdc)	WACC (%/năm)	P _{cd} (cents/kWh)	P _{bt} (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Lai Châu	8000	4000	1	282	242	0,22	10,921	6,18	5,15	5,53	169.604	- 1.880.620	428		
Lai Châu	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,921	6,18	5,15	5,54	92	- 1.872.890	426		
Lai Châu	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,921	6,18	5,15	5,96	39	- 3.688.700	839		
Lai Châu	32000	8000	1	282	242	0,22	10,921	6,18	5,15	7,17	143.195	- 10.470.300	1,191		
Lai Châu	32000	8000	0,8	282	242	0,22	10,921	6,18	5,15	7,17	246	- 10.419.500	1,185		
Lai Châu	32000	8000	0,6	282	242	0,22	10,921	6,18	5,15	7,36	41	- 10.763.600	1,224		
Lai Châu	8000	4000	1	282	242	0,22	10,437	6,18	5,15	5,46	169.874	- 1.551.030	353	- 1,30	17,53
Lai Châu	8000	4000	0,8	282	242	0,22	10,437	6,18	5,15	5,47	91	- 1.542.890	351	- 1,30	17,62
Lai Châu	8000	4000	0,6	282	242	0,22	10,437	6,18	5,15	5,88	38	- 3.409.040	776	- 1,33	7,58
Lai Châu	32000	8000	1	282	242	0,22	10,437	6,18	5,15	7,08	143.666	- 10.322.300	1,174	- 1,24	1,41

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	α	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí module (\$/Wdc)	WACC (%/năm)	P _{cd} (cents/kWh)	P _{bt} (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Lai Châu	32000	8000	0.8	282	242	0,22	10,437	6,18	5,15	7,08	244	- 10.270.400	1,168	- 1,24	1,43
Lai Châu	32000	8000	0.6	282	242	0,22	10,437	6,18	5,15	7,26	40	- 10.621.400	1,208	- 1,26	1,32
Ninh Thuận	8000	4000	1	282	242	0,22	10,921	4,94	4,12	4,54	1.576	- 2.664.330	606		
Ninh Thuận	8000	4000	0.8	282	242	0,22	10,921	4,94	4,12	4,62	42	- 3.102.880	706		
Ninh Thuận	8000	4000	0.6	282	242	0,22	10,921	4,94	4,12	5,20	33	- 5.938.160	1,351		
Ninh Thuận	32000	8000	1	282	242	0,22	10,921	4,94	4,12	5,87	5.180	- 11.254.000	1,280		
Ninh Thuận	32000	8000	0.8	282	242	0,22	10,921	4,94	4,12	5,88	59	- 11.157.400	1,269		
Ninh Thuận	32000	8000	0.6	282	242	0,22	10,921	4,94	4,12	6,34	31	- 12.910.500	1,469		
Ninh Thuận	8000	4000	1	282	242	0,22	10,437	4,94	4,12	4,48	1.571	- 2.354.500	536	- 1,30	11,63
Ninh Thuận	8000	4000	0.8	282	242	0,22	10,437	4,94	4,12	4,56	41	- 2.803.080	638	- 1,32	9,66
Ninh Thuận	8000	4000	0.6	282	242	0,22	10,437	4,94	4,12	5,13	32	- 5.721.970	1,302	- 1,35	3,64
Ninh Thuận	32000	8000	1	282	242	0,22	10,437	4,94	4,12	5,79	5.173	- 11.125.800	1,266	- 1,25	1,14
Ninh Thuận	32000	8000	0.8	282	242	0,22	10,437	4,94	4,12	5,80	58	- 11.026.400	1,254	- 1,25	1,17
Ninh Thuận	32000	8000	0.6	282	242	0,22	10,437	4,94	4,12	6,26	31	- 12.827.600	1,459	- 1,28	0,64
Bình Phước	8000	4000	1	282	242	0,22	10,921	4,52	3,77	4,70	109.184	- 5.697.330	1,296		
Bình Phước	8000	4000	0.8	282	242	0,22	10,921	4,52	3,77	4,72	57	- 5.738.980	1,306		
Bình Phước	8000	4000	0.6	282	242	0,22	10,921	4,52	3,77	5,19	32	- 7.729.390	1,759		
Bình Phước	32000	8000	1	282	242	0,22	10,921	4,52	3,77	6,10	126.020	- 14.317.500	1,629		
Bình Phước	32000	8000	0.8	282	242	0,22	10,921	4,52	3,77	6,10	127	- 14.244.700	1,620		
Bình Phước	32000	8000	0.6	282	242	0,22	10,921	4,52	3,77	6,36	32	- 14.870.000	1,692		
Bình Phước	8000	4000	1	282	242	0,22	10,437	4,52	3,77	4,64	109.369	- 5.483.430	1,248	- 1,32	3,75
Bình Phước	8000	4000	0.8	282	242	0,22	10,437	4,52	3,77	4,66	56	- 5.525.530	1,257	- 1,33	3,72
Bình Phước	8000	4000	0.6	282	242	0,22	10,437	4,52	3,77	5,12	32	- 7.572.240	1,723	- 1,36	2,03
Bình Phước	32000	8000	1	282	242	0,22	10,437	4,52	3,77	6,02	126.438	- 14.285.600	1,625	- 1,26	0,22
Bình Phước	32000	8000	0.8	282	242	0,22	10,437	4,52	3,77	6,03	125	- 14.211.000	1,617	- 1,26	0,24
Bình Phước	32000	8000	0.6	282	242	0,22	10,437	4,52	3,77	6,28	31	- 14.851.300	1,689	- 1,28	0,13

Bảng D.10. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV theo tỷ lệ giới hạn truyền tải α so với công suất định mức mỗi nhà máy trong mô hình TOU

Nhà máy	α	BESS (kWh)	BESS (kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí module (\$/Wdc)	WACC (%/năm)	P_{cd} (cents/kWh)	P_{bt} (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kW-tháng)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Lai Châu	1	8000	4000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	5,53	169.604	- 1.880.620	428		
Lai Châu	0,8	8000	4000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	5,54	92	- 1.872.890	426	0,1	- 0,4
Lai Châu	0,6	8000	4000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	5,96	39	- 3.688.700	839	7,6	- 97,0
Lai Châu	1	32000	8000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	7,17	143.195	- 10.470.300	1.191		
Lai Châu	0,8	32000	8000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	7,17	246	- 10.419.500	1.185	0,0	-0,5
Lai Châu	0,6	32000	8000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	7,36	41	- 10.763.600	1.224	2,6	- 3,3
Ninh Thuận	1	8000	4000	282	242	0,22	10,92	4,94	4,12	4,54	1.576	- 2.664.330	606		
Ninh Thuận	0,8	8000	4000	282	242	0,22	10,92	4,94	4,12	4,62	42	- 3.102.880	706	1,9	- 16,5
Ninh Thuận	0,6	8000	4000	282	242	0,22	10,92	4,94	4,12	5,20	33	- 5.938.160	1.351	12,4	- 91,4
Ninh Thuận	1	32000	8000	282	242	0,22	10,92	4,94	4,12	5,87	5.180	- 11.254.000	1.280		
Ninh Thuận	0,8	32000	8000	282	242	0,22	10,92	4,94	4,12	5,88	59	- 11.157.400	1.269	0,2	- 0,9
Ninh Thuận	0,6	32000	8000	282	242	0,22	10,92	4,94	4,12	6,34	31	- 12.910.500	1.469	7,9	- 15,7
Bình Phước	1	8000	4000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	4,70	109.184	- 5.697.330	1.296		
Bình Phước	0,8	8000	4000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	4,72	57	- 5.738.980	1.306	0,4	- 0,7
Bình Phước	0,6	8000	4000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	5,19	32	- 7.729.390	1.759	9,8	- 34,7
Bình Phước	1	32000	8000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	6,10	126.020	- 14.317.500	1.629		
Bình Phước	0,8	32000	8000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	6,10	127	- 14.244.700	1.620	0,0	- 0,5
Bình Phước	0,6	32000	8000	282	242	0,22	10,92	4,52	3,77	6,36	32	- 14.870.000	1.692	4,2	- 4,4