

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

### 4.1. MỤC TIÊU VÀ PHẠM VI PHÂN TÍCH

Kết quả Chương 3 cho thấy hầu hết các kịch bản PV-BESS có NPV âm khi áp dụng khung giá điện hiện hành, đặc biệt dưới mô hình TOU. Điều này cho thấy các dự án PV-BESS hiện khó đạt hiệu quả tài chính nếu không có cơ chế hỗ trợ bổ sung.

Trong bối cảnh đó, việc phân tích độ nhạy theo cả hai chiều tăng – giảm của biến đầu vào là đầy đủ về mặt học thuật nhưng chưa thực sự cần thiết, vì:

- Thứ nhất, các biến động theo chiều bất lợi (tăng chi phí đầu tư, tăng lãi suất, rút ngắn vòng đời BESS) chỉ làm các chỉ tiêu tài chính xấu hơn so với kịch bản cơ sở, vốn đã không khả thi.

- Thứ hai, mục tiêu nghiên cứu là xác định điều kiện cần thiết để dự án đạt hiệu quả tài chính, thay vì lặp lại trạng thái bất lợi đã được chứng minh.

- Thứ ba, trong thực tiễn Việt Nam, chính sách hỗ trợ thường tập trung vào giảm chi phí vốn, hỗ trợ công nghệ và tối ưu quy hoạch, tức là theo hướng cải thiện hiệu quả dự án.

Vì vậy, nghiên cứu lựa chọn phân tích độ nhạy một chiều theo hướng tích cực nhằm trả lời câu hỏi: “Mức hỗ trợ hoặc thay đổi điều kiện đến đâu thì dự án PV-BESS đạt hiệu quả tài chính?”. Cách tiếp cận này vừa đảm bảo tính khoa học, vừa có giá trị định hướng chính sách.

Phạm vi phân tích được tập trung vào:

- Hai cấu hình BESS điển hình: 10%×2h và 20%×4h;
- Ba mức giới hạn truyền tải đại diện:  $\alpha = 1,0; 0,8; 0,6$ ;
- 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 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 vòng đời 20 năm của dự án.

## 4. Tỷ lệ giới hạn công suất ( $\alpha$ )

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  $\alpha$  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 E.1, Phụ lục E.

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

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 45% trong dự án và trong đó chủ yếu là chi phí PV chiếm tỷ lệ chính (xem Bảng C.6, Phụ lục C). 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 NMDMT, mà là kỳ vọng 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 NMDMT 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 tiền gần hơn với khung giá. Hơn nữa, tác động thay đổi giá BESS sẽ mạnh hơn tới LCOE của hệ thống 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 E.2, Phụ lục E.

#### 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, đối với mỗi nhà máy nếu chỉ trang bị BESS 10% và 2 giờ lưu trữ, 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%. Tuy nhiên, với trang bị BESS công suất và dung lượng lớn tới 20% và 2 giờ lưu trữ, 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 phân tích 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 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 E.3, Phụ lục E.

#### 4.3.4. Ảnh hưởng của giới hạn truyền tải

Khi tỷ lệ giới hạn truyền tải  $\alpha$  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  $\alpha$  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  $\alpha$  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% của công suất định mức các nhà máy tại Bảng E.5, Phụ lục E.

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 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 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  $\alpha$  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 E.4, Phụ lục E.

#### 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 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 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	10% $\times$ 2h	-6,61	-6,61	-6,62	+102,17	+102,59	+52,09
Châu	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 DMT 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  $\alpha$ ) 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 cơ bản 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 E.6, Phụ lục E.

#### 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<sub>BESS</sub> 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 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 DMT 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 E.7, Phụ lục E.

#### 4.4.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS

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 4.8. Kết quả cho thấy, việc kéo dài tuổi thọ của BESS từ hai vòng đời xuống còn một vòng đời 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.

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

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

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  $\alpha$  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 E.8, Phụ lục E.

#### 4.4.4. Ảnh hưởng của tỷ lệ giới hạn công suất phát

Khi  $\alpha$  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  $\alpha$  trong mô hình TOU của các nhà máy tại Bảng 4.9 và chi tiết hơn tại Bảng E.10, Phụ lục E.

LCOE của các hệ thống bị tăng dần khi càng hạn chế công suất phát xuống mức thấp. Khi  $\alpha$  bằng 0,8, LCOE của các hệ thống tăng không đáng kể. Khi  $\alpha$  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 NMDMT Ninh

Thuận với BESS 10%×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.

Bảng 4.9. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS 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	10%×2h	-	+0,1	+7,6	-	+0,4	-97,0
Châu	20%×4h	-	+0,0	+2,6	-	+0,5	-3,3
Ninh	10%×2h	-	+1,9	+12,4	-	-16,5	-91,4
Thuận	20%×4h	-	+0,2	+7,9	-	+0,9	-15,7
Bình	10%×2h	-	+0,4	+9,8	-	-0,7	-34,7
Phước	20%×4h	-	+0,0	+4,2	-	-0,5	-4,4

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.

#### 4.4.5. Ảnh hưởng của chi phí sử dụng vốn vay

Bảng 4.10 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 4.10. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS khi lãi suất vốn vay giảm 20% (%)

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	10% $\times$ 2h	-1,30	-1,30	-1,33	+17,53	+17,62	+7,58
Châu	20% $\times$ 4h	-1,24	-1,24	-1,26	+1,41	+1,43	+1,32
Ninh	10% $\times$ 2h	-1,30	-1,32	-1,35	+11,63	+9,66	+3,64
Thuận	20% $\times$ 4h	-1,25	-1,25	-1,28	+1,14	+1,17	+0,64
Bình	10% $\times$ 2h	-1,32	-1,33	-1,36	+3,75	+3,72	+2,03
Phước	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  $\alpha$ , 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 NMDMT 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  $\alpha$  không nhỏ hơn 0,8. Tỷ lệ gia tăng NPV đối với NMDMT 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 E.9, Phụ lục E.

#### 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 NMDMT Lai Châu tại cấu hình BESS 10% $\times$ 2h và  $\alpha$  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 giá 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 các nhà máy ở cả ba miền (Lai Châu, Ninh Thuận, Bình Phước) đều âm với giá định 2 vòng đời. Nếu giá 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, giá 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 cho thấy kết quả phân tích kinh tế - tài chính phụ thuộc mạnh vào giá 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 DMT 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  $\alpha$  từ dưới 0,8. NPV trong mô hình giá cao - thấp điểm sẽ thay đổi lớn và đặc biệt nhạy cảm khi  $\alpha$  bằng 0,6. Đối với mô hình TOU,  $\alpha$  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 phân tích độ nhạy cho thấy hai mô hình định giá LCOE và TOU phản ứng khác nhau trước các biến số kỹ thuật - kinh tế, phản ánh khác biệt của các mô hình định giá như sau:

- **Khác biệt về cách tiếp cận:**

Mô hình LCOE: Được xây dựng dựa trên chi phí toàn vòng đời của dự án, LCOE phản ánh “giá sản 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.

• **Khác biệt về đối tượng nhạy cảm**

Mô hình LCOE chủ yếu nhạy cảm với các yếu tố ảnh hưởng đến chi phí vòng đời và sản lượng hữu ích như:

- CAPEX của phần mô-đun PV,
- CAPEX của BESS,
- Vòng đời của BESS,
- Hệ số giới hạn truyền tải  $\alpha$ .

Các biến này tác động trực tiếp đến mẫu số và tử số của công thức LCOE nên làm thay đổi giá sản kinh tế một cách tương đối tuyến tính.

Trong khi đó, mô hình TOU không chỉ chịu ảnh hưởng bởi chi phí mà còn phụ thuộc mạnh vào:

- Cấu trúc chênh lệch giá theo giờ,
- Khả năng dịch chuyển năng lượng của BESS,
- Tỷ lệ điện năng được bán ở khung giờ cao điểm.

Do đó, độ nhạy của TOU phản ánh giá trị thị trường theo thời gian, chứ không đơn thuần là chi phí bình quân.

• **Mức độ nhạy cảm và hàm ý chính sách**

Kết quả tổng hợp so sánh về phân tích độ nhạy trong hai mô hình LCOE và TOU trình bày tại Bảng 4.11 dưới đây.

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

Biến số	Mô hình LCOE	Mô hình TOU	Ý nghĩa chính sách
Chi phí mô-đun: Giảm 20%	Làm LCOE giảm từ 5,0% đến 6,6%	cùng mức giảm này làm NPV tăng từ 22,7% đến 102,6% (với BESS 10% $\times$ 2h), và từ 11,8% tới 18,35% (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 chỉ giảm từ 1,9% đến 4,9%,	NPV tăng từ 7,3% đến 29,8%.	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 biến động tương đối nhỏ, giảm khoảng từ 2,5% đến 8%.	NPV thay đổi từ 9,5% đến 40,5%.	Quyết định 988/QĐ-BCT mới tính đến 1 vòng đời, làm cho khung giá thấp hơn tương đối với nghiên cứu phân tích 2 vòng đời. Chính sách khuyến khích đời mới công nghệ BESS để tăng tuổi thọ, giảm chi phí thay thế BESS.
Chi phí vốn vay: Giảm 20%	Làm giảm LCOE từ 1,3% đến 9,3%	Làm tăng NPV nhỏ, trong khoảng từ 0,13% đến 17,6%	Ưu đãi vốn vay có thể là một trong những chính sách phụ, bổ trợ.
Giới hạn truyền tải: $\alpha$ từ 1,0 đến 0,6	Làm LCOE tăng 0,4% đến 12,2%.	Làm giảm NPV từ 0,4% đến 91,4% và làm tăng mạnh F.	Quy hoạch phát triển lưới điện và chính sách giới hạn truyền tải cần đặc biệt chú trọng.

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, 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  $\alpha$ , mức độ cắt giảm công suất do giới hạn truyền tải: khi  $\alpha$  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 hai, mô hình TOU thể hiện vai trò quan trọng trong việc phân ánh giá trị kinh tế của BESS. Trong khi mô hình LCOE chỉ xác định được “giá sản 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 ba, cần thiết kể các chính sách hỗ trợ tài chính song song với cơ chế giá:

- Hỗ trợ giảm CAPEX<sub>BESS</sub> thông qua miễn giảm thuế, trợ cấp đầu tư, hoặc tín dụng xanh với lãi suất thấp;
- Khuyến khích áp dụng công nghệ pin 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).

## KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

### 1. Những kết quả đạt được

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

Thứ nhất, luận án đã định lượng rõ vai trò của BESS trong việc giảm cắt giảm công suất và nâng cao sản lượng hữu ích của hệ thống PV khi tồn tại giới hạn truyền tải. Kết quả mô phỏng theo các kịch bản ràng buộc truyền tải với hệ số  $\alpha = 1,0; 0,8$  và  $0,6$  cho thấy, đối với hệ thống PV không có lưu trữ, sản lượng điện ròng có thể suy giảm từ 11% đến 17% khi  $\alpha$  giảm từ 1,0 xuống 0,6. Khi tích hợp BESS, hệ thống có khả năng thu hồi lại khoảng 55–75% lượng điện năng thiệt hại khi xảy ra cắt giảm, tùy theo cấu hình công suất và thời gian lưu trữ. Kết quả này khẳng định BESS là biến số kỹ thuật then chốt ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng hữu ích và mức giá bán điện cần thiết của hệ thống PV-BESS.

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

Thứ ba, mô hình định giá theo TOU đã cho phép lượng hóa trực tiếp giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS theo thời gian và theo vùng miền, đồng thời chỉ ra những giới hạn của cơ chế giá hiện hành. Kết quả tính toán cho cả ba khu vực nghiên

cứu cho thấy, trong khuôn khổ mức giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT, tất cả các kịch bản PV-BESS đều cho giá trị NPV âm, nhưng mức độ âm có sự khác biệt rõ rệt giữa các vùng do sự khác nhau về bức xạ và mức giá trần áp dụng. Cụ thể, tại Lai Châu với giá trần 6,18 UScents/kWh, mức thiếu hụt doanh thu tương đối thấp hơn và khoản thanh toán công suất cần thiết để đạt điều kiện  $NPV = 0$  chỉ dao động trong khoảng từ 4,9 đến 19,4 USD/kW-tháng. Đối với Ninh Thuận, mặc dù có tiềm năng bức xạ tốt, nhưng do giá trần thấp hơn (4,94 UScents/kWh), mức NPV âm lớn hơn, dẫn tới yêu cầu thanh toán công suất cao hơn, khoảng từ 6,8 đến 25,0 USD/kW-tháng. Trong khi đó, Bình Phước chịu tác động kép từ giá trần thấp nhất (4,52 UScents/kWh) và điều kiện phát điện kém thuận lợi hơn, khiến NPV âm nhiều nhất và cần mức bù công suất lớn nhất, lên tới từ 12,8 đến 28,0 USD/kW-tháng. Các kết quả này cho thấy cơ chế TOU chỉ phản ánh được một phần giá trị của BESS, để các dự án PV-BESS đạt hiệu quả tài chính cần thiết, mô hình giá điện phải bổ sung thành phần thanh toán công suất nhằm ghi nhận giá trị độ sẵn sàng và hỗ trợ vận hành hệ thống mà BESS mang lại.

Thứ tư, phân tích độ nhạy đã làm rõ mức độ ảnh hưởng của các biến số chính đến LCOE và NPV của dự án. Các kết quả định lượng cho thấy  $CAPEX_{PV}$ ,  $CAPEX_{BESS}$ , vòng đời BESS và hệ số giới hạn truyền tải là các yếu tố có tác động mạnh nhất. Khi  $CAPEX_{BE}$  giảm 20%, LCOE của hệ thống có thể giảm từ 4,7% đến 6,6%; khi vòng đời BESS tăng từ 10 năm lên 20 năm, LCOE giảm từ 2,5% đến 8% tùy cấu hình BESS; trong khi việc nới lỏng giới hạn truyền tải từ  $\alpha$  bằng 0,6 lên 0,8 có thể làm giảm LCOE từ 6% đến 9%. Kết quả này khẳng định rằng các biến kỹ thuật - kinh tế này không chỉ là tham số tài chính, mà là các biến đầu vào bắt buộc của mô hình định giá PV-BESS trong bối cảnh hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo ngày càng tăng cao.

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

## 2. Một số kiến nghị

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

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

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

- Ngắn hạn: Khi tỷ trọng điện mặt trời chưa cao và ràng buộc truyền tải còn hạn chế, sử dụng mô hình LCOE để xác định giá sàn ổn định cho đầu tư và đàm phán hợp đồng.

- Trung hạn: Khi xuất hiện cắt giảm cục bộ và dư công suất theo thời gian, kết hợp LCOE với biểu giá TOU nhằm bổ sung tín hiệu giá theo giờ, khuyến khích tích hợp lưu trữ.

- Dài hạn: Khi tỷ trọng năng lượng tái tạo cao và nghẽn lưới phổ biến, áp dụng mô hình TOU+F để phản ánh đầy đủ giá trị linh hoạt và độ sẵn sàng của BESS.

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

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

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

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

- Chênh lệch giá theo TOU để phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng;

- Thanh toán công suất (F) để bù đắp chi phí cố định và giá trị độ sẵn sàng của hệ thống lưu trữ.

- Việc thiết kế TOU cần tăng cường tín hiệu giá giữa giờ cao điểm và thấp điểm nhưng vẫn đảm bảo mức giá bình quân nằm trong khung trần, nhằm cân bằng giữa khuyến khích đầu tư và kiểm soát chi phí hệ thống.

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

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

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

- Hỗ trợ giảm chi phí đầu tư thông qua tín dụng xanh, ưu đãi thuế hoặc hỗ trợ lãi suất;

- Khuyến khích công nghệ BESS có vòng đời dài và độ bền cao nhằm giảm chi phí thay thế;

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

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

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

Trong bối cảnh phát triển thị trường điện cạnh tranh, cần tiếp tục nghiên cứu các cơ chế thanh toán cho dịch vụ phụ trợ, dự phòng công suất và cấu trúc hợp đồng mua bán điện tách biệt phần giá điện năng và phần giá dịch vụ lưu trữ. Hoàn thiện các cơ chế này sẽ giúp phản ánh đầy đủ giá trị hệ thống mà BESS mang lại, đồng thời tạo nền tảng cho sự phát triển bền vững của PV-BESS trong hệ thống điện Việt Nam.

## **3. Đóng góp chính của Luận án**

### **Đóng góp học thuật:**

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

Một đóng góp học thuật quan trọng của luận án là việc chứng minh rằng các biến kỹ thuật như giới hạn truyền tải ( $\alpha$ ), 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 kinh tế và các điều kiện áp dụng mô hình giá điện phù hợp theo từng khu vực và trạng thái vận hành của hệ thống điện, hỗ trợ quá trình ra quyết định đầu tư và đánh giá dự án PV-BESS trong điều kiện thực tế của Việt Nam.

**Đóng góp chính sách:**

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 102-107 (ISSN 0866-7756).
3. Loan Thi Do, Kien Trung Duong, Quynh T. Tran, Eleonora Riva Sanseverino (2023), “Analysis of factors affecting the selection of BESS capacity for electrical power system at Thuan Hung factory”, *2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*. DOI: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10395304.
4. Loan Thi Do, Eleonora Riva Sanseverino, Quynh T. Tran, Leon Roose (2023), “Optimal configuration of Son Tay’s power system associated with electricity prices in both grid-connected and stand-alone modes”, *2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*. DOI: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10394968.
5. Loan Thi Do, Trung Ngoc Nguyen, Quynh T. Tran, Kien Trung Duong (2025), “Economic analysis of solar power plant and battery energy storage: Case study of Binh Phuoc province, Vietnam”, *Cleaner Engineering and Technology (ESCI, Scopus, Q1, ISSN: 2666-7907)*. <https://doi.org/10.1016/j.clet.2025.100937>.
6. Loan Thi Do, Trung Ngoc Nguyen, Christy Thanh Nguyen, Ha Pham Thi Thu (2025), “Comparative Analysis of Levelized Cost of Electricity for PV and PV-BESS Systems in Three Climatic Zones of Vietnam”, Accepted 11/2025 in *EEEM-2025*.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

## Tiếng Việt

1. Bộ Công Thương (2016), *Thông tư số 25/2016/TT-BCT quy định hệ thống điện truyền tải*, Hà Nội.
2. Bộ Công Thương (2019), *Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT quy định hệ thống điện phân phối*, Hà Nội.
3. Bộ Công Thương (2020), *Thông tư số 09/2020/TT-BCT quy định phương pháp xác định giá phát điện và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời*, Hà Nội.
4. Bộ Công Thương (2025), *QCVN 26:2025/BCT – Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về hệ thống điện và lưới điện*, Hà Nội.
5. Bộ Công Thương (2025), *Quyết định số 988/QĐ-BCT ngày 14/02/2025 về khung giá phát điện áp dụng cho nhà máy điện mặt trời*, Hà Nội.
6. Bộ Công Thương (2025), *Thông tư 12/2025/TT-BCT Phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện*, Hà Nội.
7. Công ty cổ phần năng lượng Lộc Ninh 5 (2019), *Báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng công trình Dự án nhà máy điện mặt trời Lộc Ninh 5*, Công ty cổ phần năng lượng Lộc Ninh 5, Thành phố Hồ Chí Minh.
8. Thủ tướng Chính phủ (2013), *Nghị định số 218/2013/NĐ-CP quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành Luật thuế thu nhập doanh nghiệp*, ngày 26/12/2013,
9. Thủ tướng Chính phủ (2025), *Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025 về phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII)*, Hà Nội.
10. Viện Năng lượng (2025), *Điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực 2021-2030, tầm nhìn đến 2050*, Bộ Công Thương, Hà Nội.
11. Việt, Đ.T., L.C. Quyền, and T.V. Thành (2021), “Nghiên cứu giải pháp lưu trữ năng lượng điện mặt trời khu vực tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận”, *Tạp chí Khoa học và Công nghệ, Đại học Đà Nẵng*, 19(9), 24-30.

**Tiếng Anh**

12. Agency, I.E. (2022), *Electricity Market Report: July 2022*, International Energy Agency (IEA), Paris, France.
13. Agency, I.E. and N.E. Agency (2015), *Projected Costs of Generating Electricity: 2015 Edition*, International Energy Agency (IEA) & Nuclear Energy Agency (NEA), Paris, France.
14. Al Khdhairi, Y.M.S. and A.M. Vural (2025), "Large-scale Battery Energy Storage System Integration to Power Systems with High Penetration of Renewable Energy Sources for Regulation Services: A Critical Review", *Journal of Renewable Energy and Environment*, 12(2), 1-28.
15. Australian Energy Market Operator (2025), *Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market*, Australian Energy Market Operator (AEMO), Melbourne, Australia.
16. Bank, A.D. (2018), *Handbook on Battery Energy Storage System*, Asian Development Bank, Manila, Philippines.
17. Bjørndal, E., et al. (2023), "Energy storage operation and electricity market design: On the market power of monopolistic storage operators", *European Journal of Operational Research*, 307(2), 887-909.
18. Blair, N., et al. (2018), *System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA.
19. BloombergNEF (2020), Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh, BloombergNEF, Website, <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 15/04/2025).
20. Brealey, R.A., et al. (2025), *"Principles of Corporate Finance (Evergreen 2025 Release)"*, McGraw Hill, New York.
21. California Independent System Operator (2023), *Special Report on Battery Storage*, CAISO, Folsom, CA, USA.

22. California Independent System Operator (2024), *2023 Special Report on Battery Storage*, CAISO, Folsom, CA, USA.
23. Chen, M., et al. (2024), "Research on the participation model of energy storage in electricity spot markets considering energy constraints and cost characteristics", *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 16(3), 035902.
24. Chennaif, M., et al. (2022), "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*, 305(1), 117844.
25. Collath, N., et al. (2022), "Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review", *Journal of Energy Storage*, 55(Part C), 105634.
26. Colthorpe, A. (2025), India's Sunsure signs 500MWh fixed tariff BESS contract to supply Uttar Pradesh during peaks, Solar Media Ltd, Website, [https://www.energy-storage.news/indias-sunsure-signs-500mwh-fixed-tariff-bess-contract-to-supply-uttar-pradesh-during-peaks/?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.energy-storage.news/indias-sunsure-signs-500mwh-fixed-tariff-bess-contract-to-supply-uttar-pradesh-during-peaks/?utm_source=chatgpt.com) (accessed 23/09/2025).
27. Commission, C.E. (2024), *Appendix JA12: Qualification Requirements for Battery Storage System*, Sacramento, CA, USA.
28. Commission, F.E.R. (2019), *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators (Order No. 841)*, Washington, DC.
29. Conejo, A., M. Carrion, and J. Morales (2010), *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*, Springer, New York, USA.
30. Cramton, P. (2017), "Electricity market design", *Oxford Review of Economic Policy*, 33(4), 589-612.
31. Cramton, P. and A. Ockenfels (2012), "Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector", *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36(2), 113-134.
32. Darghouth, N.R., et al. (2020), "Demand charge savings from solar PV and energy storage", *Energy Policy*, 146(1), 111766.

33. Deline, C., et al. (2014), "Evaluation of Maxim Module-Integrated Electronics at the DOE Regional Test Centers" presented at the 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Denver, CO, USA.
34. Denholm, P., et al. (2021), "The challenges of achieving a 100% renewable electricity system in the United States", *Joule*, 5(6), 1331-1352.
35. Denholm, P., W. Cole, and N. Blair (2023), *Moving Beyond 4-Hour Li-Ion Batteries: Challenges and Opportunities for Long(er)-Duration Energy Storage* National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA.
36. Ding, F., et al. (2025), "Voltage-variation-based adaptive virtual inertia control for dynamic power distribution in distributed energy storage battery system", *Journal of Energy Storage*, 132(Part B), 117778.
37. DiOrto, N., P. Denholm, and W.B. Hobbs (2020), "A model for evaluating the configuration and dispatch of PV plus battery power plants", *Applied Energy*, 262(1), 114465.
38. Do, T.H., et al. (2024), "Synthesis of Porous Carbon Nanomaterials from Vietnamese Coal: Fabrication and Energy Storage Investigations", *Applied Sciences*, 14(3), 965.
39. Dong, J., et al. (2021), "A Novel LCOE Pricing Model for Renewable Energy with Power Purchase Agreement: A Case Study in China", *Processes*, 9(10), 1780.
40. Doubleday, K., et al. (2016), "Recovery of inter-row shading losses using differential power-processing submodule DC-DC converters", *Solar Energy*, 135(1), 512-517.
41. Duy, P., et al. (2023), "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*, 140(19), e53837.
42. Edo, N. and R.T.F. Ah King (2021), "Techno-Economic Analysis of Utility-Scale Solar Photovoltaic Plus Battery Power Plant", *Energies*, 14(23), 8145.
43. Enayati, B. and J. Skrzypczak, *Advanced Use Cases of Batteries on Nantucket*, in *T&D World*. 2020.

44. Energiewirtschaft, F.F.f. (2025), An overview of the balancing services in Germany, Website, <https://www.ffe.de/en/publications/die-regelreservemaerkte-in-deutschland-im-ueberblick/> (accessed 22/9/2025).
45. Faruqui, A. and S. Sergici (2010), "Household Response to Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of the Empirical Evidence", *Journal of Regulatory Economics*, 38(2), 193-225.
46. Forecast, M.D. (2024), Battery Energy Storage Systems Market, Market Data Forecast Pvt. Ltd., Website, <https://www.marketdataforecast.com/market-reports/battery-energy-storage-systems-market> (accessed 18/04/2025).
47. Frate, G.F., L. Ferrari, and U. Desideri (2021), "Energy storage for grid-scale applications: Technology review and economic feasibility analysis", *Renewable Energy*, 163(1), 1754-1772.
48. Gheorghiu, I. (2019), There once was a 48 MWh Tesla battery on Nantucket, which saved National Grid \$120M in its budget, IEEE, Website, <https://www.utilitydive.com/news/Tesla-national-grid-battery-energy-storage-8hour-long-duration-diesel-generation-system-nantucket/564428/> (accessed 06/02/2025).
49. Giap, L.N., et al. (2024), "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*, 14(5), 16565-16572.
50. Gilman, P., et al. (2018), *SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update* National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA.
51. GmbH, D.I. (2023), PowerFactory Applications, DIGSILENT GmbH, Website, <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html> (accessed
52. Greer, M. (2012), *Electricity Marginal Cost Pricing: Applications in Eliciting Demand Responses*, Elsevier, Oxford, UK.
53. Grubb, M., J.-C. Hourcade, and K. Neuhoff (2014), *Planetary Economics: Energy, Climate and the Three Domains of Sustainable Development*, Routledge, London, UK.

54. Hall, L.M.H. and A.R. Buckley (2016), "A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation", *Applied Energy*, 169(1), 607-628.
55. Hoff, C.M. (2022), "*Energy Storage Technologies and Applications*", Artech House Norwood, MA, USA.
56. Hogan, W.W. (2014), "Electricity Market Design and Efficient Pricing: Applications for New England and Beyond", *The Electricity Journal*, 27(7), 23-49.
57. Hoosh, S.M., et al. (2023), "Assessing the value of energy storage systems for distribution grid applications" presented at the 2023 IEEE 7th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Hangzhou, China.
58. IEEE (2019), *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, New York, NY, USA.
59. International Energy Agency (2020), Grid-scale Storage, IEA, Website, <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage> (accessed 28/01/2026).
60. International Energy Agency and Nuclear Energy Agency (2020), *Projected Costs of Generating Electricity - 2020 Edition*, International Energy Agency (IEA) & OECD Nuclear Energy Agency (NEA), Paris, France.
61. International Energy Agency, N.E.A. (2020), *Projected Costs of Generating Electricity: 2020 Edition*, International Energy Agency (IEA); Nuclear Energy Agency (NEA), Paris.
62. International Renewable Energy Agency (2019), *Behind-the-meter Batteries Innovation Landscape Brief*, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, United Arab Emirates.
63. International Renewable Energy Agency (2021), *Renewable Power Generation Costs in 2020*, IRENA, Abu Dhabi, UAE.
64. International Renewable Energy Agency (2023), *Renewable Power Generation Costs in 2022*, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
65. Joskow, P.L. (2008), "Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design", *Utilities Policy*, 16(3), 159-170.

66. Jülch, V. (2016), "Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method", *Applied Energy*, 183(1), 1594-1606.
67. Kara Clark, N.W.M., M. Shao, S. Pajic, R. D'Aquila (2014), *Western Wind and Solar Integration Study Phase 3 – Frequency Response and Transient Stability (Report and Executive Summary)*, NREL, NREL.
68. Kroposki, B., et al. (2017), "Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy", *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(2), 61-73.
69. Kundur, P.S. and O.P. Malik (2022), *"Power System Stability and Control"*, McGraw-Hill Education, New York.
70. Laboratory, N.R.E. (2023), *HOMER Pro User Manual*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Boulder, CO, USA.
71. Lazard (2021), *Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage (Version 7.0)*, Lazard Ltd., New York, NY, USA.
72. Le, T.-T.-H., et al. (2024), "Solving congestions with pumped hydro storage under high penetration of renewable energy in Vietnam: The case of Ninh Thuan HV grid", *Renewable Energy Focus*, 51(6), 100638.
73. Liu, J., et al. (2023), "Electricity Pricing and Its Role in Modern Smart Energy System Design: A Review", *Designs*, 7(3), 76.
74. Liu, S., et al. (2023), "A Transmission Price Design Considering the Marginal Benefits of the Transmission and Spatiotemporal Information of Electricity Demand", *Energies*, 16(18), 6635.
75. Liu, X., et al. (2025), "Advancements in Energy-Storage Technologies: A Review of Current Developments and Applications", *Sustainability*, 17(18), 8316.
76. Ltd., L. (2023), *LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 15.0*, Lazard Ltd.,
77. Lund, P.D., et al. (2015), "Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45(1), 785-807.

78. Luo, X., et al. (2015), "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation", *Applied Energy*, 137(1), 511-536.
79. Madani, S.S., et al. (2025), "A Comprehensive Review on Lithium-Ion Battery Lifetime Prediction and Aging Mechanism Analysis", *Batteries*, 11(4), 127.
80. Mamtani, S. and R. Wang (2025), "Cathodic metal-based electrocatalysts for high-performance room-temperature Na-S batteries", *Chemical Engineering Journal*, 522(1), 167804.
81. *PVsys: Photovoltaic system software*. (2014). PVsyst SA. [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com>
82. Moon, H.E., Y.H. Ha, and K.N. Kim (2023), "Comparative Economic Analysis of Solar PV and Reused EV Batteries in the Residential Sector of Three Emerging Countries—The Philippines, Indonesia, and Vietnam", *Energies*, 16(1), 311.
83. Mu, H. and R. Xiong (2018), "Modeling, Evaluation, and State Estimation for Batteries," in *Modeling, Dynamics and Control of Electrified Vehicles*, Cambridge, UK, Woodhead Publishing.
84. National Renewable Energy Laboratory System Advisor Model (SAM) Version 2023.12.17, NREL, Website, <https://sam.nrel.gov> (accessed 15/08/2025).
85. Newbery, D., et al. (2018), "Market design for a high-renewables European electricity system", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91(1), 695-707.
86. Nguyen, L.D. and H. Phoumin (2024), "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*, Singapore, Springer Nature Singapore.
87. Nkembi, A.A., et al. (2024), "Comprehensive Review of Energy Storage Systems Characteristics and Models for Automotive Applications", *Batteries*, 10(3), 88.

88. Othman, H., *Energy Storage Applications in Transmission and Distribution Grids*. 2022, Cambridge University Press: Cambridge.
89. Pandey, A.K., et al. (2022), "Solar Energy Utilization Techniques, Policies, Potentials, Progresses, Challenges and Recommendations in ASEAN Countries", *Sustainability*, 14(18), 11193.
90. Passey, R., et al. (2017), "Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges", *Energy Policy*, 109(1), 642-649.
91. Phan, T.M., et al. (2024), "Optimal design and operation of battery energy storage systems in renewable power plants to reach maximum total electric sale revenues", *Neural Computing and Applications*, 36(1), 12061-12082.
92. Ralon, P., et al. (2017), *Electricity storage and renewables: Costs and Markets to 2030*, The International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.
93. Sa'ed, J., et al. (2018), "Optimization of BESS Capacity Under a Peak Load Shaving Strategy" presented at the 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC) and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (I&CPS Europe), Palermo, Italy.
94. Sakib, S., et al. (2025), "Role of battery energy storage systems: A comprehensive review on renewable energy zones integration in weak transmission networks", *Journal of Energy Storage*, 128(1), 117223.
95. Schmidt, O. (2018), *Levelized Cost of Storage - Gravity Storage*, Imperial College London, London, UK.
96. Schmidt, O., et al. (2019), "Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies", *Joule*, 3(1), 81-100.
97. Shahzad, U. (2022), "Analysis of Solar System Models Using System Advisor Model Simulations", *International Journal of Renewable Energy Research*, 9(1), 23-32.
98. Short, W., D.J. Packey, and T. Holt (1995), *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA.

99. Šimić, Z., et al. (2021), "Battery energy storage technologies overview", *International journal of electrical and computer engineering systems*, 12(1), 53-65.
100. Taibi, E., et al. (2020), *Electricity Storage Valuation Framework: Assessing System Value and Ensuring Project Viability*, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.
101. Tham, P.N., et al. (2025), "Policy uncertainty, public perception, and the preferences for rooftop solar power systems: A choice experiment study in Vietnam", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 208(1), 115067.
102. Tonita, E.M., et al. (2023), "Optimal ground coverage ratios for tracked, fixed-tilt, and vertical photovoltaic systems for latitudes up to 75°N", *Solar Energy*, 258(1), 8-15.
103. Tuyen, N.D. (2024), Lessons from Hydrogen Strategy in Vietnam and the United States, Website, <https://www.nbr.org/publication/lessons-from-hydrogen-strategy-in-vietnam-and-the-united-states/> (accessed 23/04/2025).
104. U.S. Department of Energy (2020), *Energy Storage Grand Challenge: Energy Storage Market Report*, U.S. Department of Energy (DOE), Washington, DC, USA.
105. Ventosa, M., et al. (2005), "Electricity market modeling trends", *Energy Policy*, 33(7), 897-913.
106. Wang, C.-N., N.-L. Nhieu, and Y.-H. Wang (2024), "The Future of Energy Storage in Vietnam: A Fuzzy Multi-Criteria Decision-Making Approach to Metal-Ion Battery Assessments", *Batteries*, 10(4), 130.
107. Wang, C.-N., 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, 2024. **10**, DOI: 10.3390/batteries10040130.
108. Yunusov, T. and J. Torriti (2021), "Distributional effects of Time of Use tariffs based on electricity demand and time use", *Energy Policy*, 156(1), 112412.
109. Zakeri, B. and S. Syri (2015), "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42(1), 569-596.

110. Zhao, C., et al. (2023), "Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 182(1), 113400.
111. Joskow, P.L. (2019), "Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: the US experience", *Oxford Review of Economic Policy*, 35(2), 291-331.
112. Vogt, L.J. (2009), *"Electricity Pricing: Engineering Principles and Methodologies"*, CRC Press, Boca Raton, FL.

**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: Danh mục biến số toàn luận án.  
Phụ lục C: Dữ liệu đầu vào mô phỏng.  
Phụ lục D: Kết quả mô phỏng chi tiết.  
Phụ lục E: Kết quả phân tích độ nhạy.

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

**Bảng A. 1.** Tổng hợp 37 bài báo liên quan gần nhất tới lưu trữ năng lượng tại Việt Nam từ năm 2021

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	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 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	<a href="https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403212300953X">https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403212300953X</a>	2024
2	Synthesis of Porous Carbon Nanomaterials from Vietnamsese Coal: Fabrication and Energy Storage Investigations	Phát triển vật liệu carbon xốp có nguồn gốc từ than đá Việt Nam, Kháng 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	<a href="https://www.mdpi.com/2076-3417/14/3/965">https://www.mdpi.com/2076-3417/14/3/965</a>	2024
3	Strategic Power Expansion and Renewable Integration in Pathways to the Net-Zero in Vietnam	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. Phạm vi nghiên cứu: Nghiên cứu tập trung vào phát triển và ứng dụng hai mô hình:	Chủ đề 5	<a href="https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.5118958">https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.5118958</a>	2025

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
		<p>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 nghiên cứu, 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 lý đối với các công ty điện lực. Các tiêu chí chọn vị trí ESS được đề xuất dựa trên đánh giá nghiên cứu lưới và hiệu quả giảm cắt giảm NLTT.</p>			
4	<p>The T-Spherical Fuzzy Einstein Interaction Operation Matrix Energy Decision-Making Approach: The Context of Vietnam Offshore Wind Energy Storage</p>	<p>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.</p>	Chủ đề 5	<p><a href="https://www.mdpi.com/2227-7390/12/16/2498">https://www.mdpi.com/2227-7390/12/16/2498</a></p>	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
	Technologies Assessment				
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. 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 BESS, từ đó đưa ra khuyến nghị về các chính sách và chiến lược thực đẩy việc áp dụng hệ thống điện mặt trời tại các quốc gia đang phát triển như Việt Nam.	Chủ đề 3	<a href="https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032124007937">https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032124007937</a>	2025
	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	<a href="https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-16-7735-9_58">https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-16-7735-9_58</a>	2022

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	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 dự 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	<a href="https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X24030329">https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X24030329</a>	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: so sánh và phân tích chi phí và phát thải CO <sub>2</sub> , so sánh bối cảnh kinh tế và môi trường giữa Việt Nam và các quốc gia phát triển, rút ra các kết luận hữu ích về cải tiến hệ thống cung cấp năng lượng.	Chủ đề 4	<a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113512">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113512</a>	2023

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
	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 BESS cho một khu công nghiệp tại Việt Nam, sử dụng nền tảng REOPT của 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 từ nghiên cứu điển hình.	Chủ đề 4	<a href="https://research-hub.nrel.gov/en/publications/summary-techno-economic-analysis-of-solar-photovoltaics-and-batte">https://research-hub.nrel.gov/en/publications/summary-techno-economic-analysis-of-solar-photovoltaics-and-batte</a>	2023
10	Market attractiveness analysis of battery energy storage systems in Indonesia, Malaysia, the Philippines, Thailand, and Vietnam	Nghiên cứu này nhằm đánh giá mức độ hấp dẫn của thị trường 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. 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.	Chủ đề 3	<a href="https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403212300953X">https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403212300953X</a>	2024
11	The Future of Energy Storage in Vietnam: A Fuzzy Multi-Criteria	Nghiên cứu này nhằm đánh giá và xác định các công nghệ pin kim loại-ion thay thế pin Li-ion phù hợp với nhu cầu lưu trữ năng lượng tại Việt Nam đang trong quá trình công nghiệp hóa. Trước những lo ngại về tính	Chủ đề 1 và Chủ đề 5	<a href="https://www.mdpi.com/2313-0105/10/4/130">https://www.mdpi.com/2313-0105/10/4/130</a>	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
	Decision-Making Approach to Metal-Ion Battery Assessments	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. 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.			
12	Energy Transition in Vietnam: A Strategic Analysis and Forecast	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. 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. 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	Chủ đề 3	<a href="https://doi.org/10.3390/su16051969">https://doi.org/10.3390/su16051969</a>	

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
		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; Kháng định tính khả thi của quá trình chuyển đổi sang năng lượng xanh tại Việt Nam.			
13	New Method for Secondary Frequency Regulation by Battery Energy Storage System on Viet Nam Power System	Mục tiêu: Phân tích vai trò của BESS trong điều khiển tần số cấp 2 của hệ thống điện, đặc biệt trong bối cảnh tỷ trọng năng lượng tái tạo ngày càng tăng, gây áp lực lớn đến việc duy trì ổn định tần số và điện áp lưới. 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. 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.	Chủ đề 2	<a href="https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10395758">https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10395758</a>	2024
14	Review on Energy Storage Systems (ESS) - A Study on Effectiveness of ESS Solution in Vietnam's Solar Energy Storage	Mục tiêu: Nghiên cứu nhằm đánh giá hiệu quả của các giải pháp hệ thống lưu trữ năng lượng, đặc biệt là 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, có tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện năng cao và tốc độ phát triển các dự án năng lượng tái tạo nhanh chóng.	Chủ đề 2	<a href="https://www.researchgate.net/publication/355407387_Review_on_Energy_Storage_Systems_ESS_-_A_Study_on_Effectiveness_of_ESS_Solution_in_Vietnam's_Solar_Energy_Storage">https://www.researchgate.net/publication/355407387_Review_on_Energy_Storage_Systems_ESS_-_A_Study_on_Effectiveness_of_ESS_Solution_in_Vietnam's_Solar_Energy_Storage</a>	2021

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
15	Study on Performance of Rooftop Solar Power Generation Combined with Battery Storage at Office Building in Northeast Region, Vietnam	<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> <p>Mục tiêu: Phân tích và so sánh hiệu quả tài chính giữa hai mô hình: Hệ thống điện mặt trời nối lưới có tích hợp BESS; Hệ thống điện mặt trời nối 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.</p>	Chủ đề 4		
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>	Chủ đề 2	<a href="https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1755008424001029">https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1755008424001029</a>	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
		<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. Công cụ mô phỏng: Môi trường NEPLAN, tuân theo quy chuẩn vận hành lưới điện tại Việt Nam.</p>			
17	A Solution to Enhance Operational Effectiveness of the Renewable Energy Sources and Power System Transmission Lines in Vietnam	<p>Mục tiêu: Để xuất phương pháp điều khiển BESS dựa trên dự báo ngắn hạn về tốc độ gió và cường độ bức xạ mặt trời;</p> <p>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). 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	<a href="https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9989150">https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9989150</a>	2022
18	A facile fabrication of zinc oxide-doped carbon aerogel by cellulose extracted	<p>Mục tiêu nghiên cứu: Tổng hợp aerogel carbon dopo 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;</p>	Chủ đề 1	<a href="https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/app.53837">https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/app.53837</a>	2023

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
	from coconut peat and sodium alginate for energy storage application	Đánh giá khả năng lưu trữ năng lượng của aerogel carbon doped ZnO, đặc biệt là hiệu suất siêu tụ điện. Phạm vi: 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. 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.			
19	Comparative Economic Analysis of Solar PV and Reused EV Batteries in the Residential Sector of Three Emerging Countries - The Philippines, Indonesia, and Vietnam	Mục tiêu: Đánh giá tính khả thi kinh tế của hệ thống tích hợp năng lượng mặt trời và BESS 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. 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. 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	Chủ đề 4	<a href="https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/311">https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/311</a>	2023

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
20	Solution of using battery energy storage systems for power transmission congestion of Ninh Thuan - Binh Thuan power grid	Mục tiêu nghiên cứu: Phân tích tác động của nguồn NLTT 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 NLTT; 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. Phạm vi: khu vực Ninh Thuận - Bình Thuận, nơi có sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn NLTT, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió. 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.	Chủ đề 2	<a href="https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2949/1/012065/meta">https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2949/1/012065/meta</a>	2024
21	Solar Energy Utilization Techniques, Policies, Potentials, Progresses,	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	Chủ đề 3	<a href="https://www.mdpi.com/2071-1050/14/18/11193">https://www.mdpi.com/2071-1050/14/18/11193</a>	

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
	Challenges and Recommendations in ASEAN Countries	<p>tiến 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 đầu ầu 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, 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 đầu ầu carbon và thu hút các doanh nghiệp nhỏ và vừa tham gia vào ngành năng lượng tái tạo.</p>			
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</p>	Chủ đề 2	DOI: 10.48084/etasr.8238	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
		<p>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>			
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 CO<sub>2</sub>, 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	<a href="https://www.nbr.org/wp-content/uploads/pdfs/publications/tuyen_may24.pdf">https://www.nbr.org/wp-content/uploads/pdfs/publications/tuyen_may24.pdf</a>	2024
24	Maximization of Total Profit for Hybrid Hydro-Thermal-Wind-Solar Power Systems Considering Pumped Storage, Cascaded	<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</p>	Chủ đề 2	<a href="https://www.mdpi.com/2071-1050/16/15/6581">https://www.mdpi.com/2071-1050/16/15/6581</a>	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
	Systems, and Renewable Energy Uncertainty in a Real Zone, Vietnam	<p>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> <p>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.</p> <p>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.</p>			
25	Minimizing electricity cost by optimal location and power of battery energy storage system using wild geese algorithm	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Phương pháp nghiên cứu: Sử dụng thuật toán Wild Geese Algorithm (WGA) để tối ưu hóa vị trí và công suất của BESS.</p>	Chủ đề 4	DOI: <a href="https://doi.org/10.11591/eei.v12i3.4779">https://doi.org/10.11591/eei.v12i3.4779</a>	2023

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
26	Controlling Output Power to Enhance the Investment Efficiency of Wind Farms by Maximizing the Capacity of Transmission Transformers and Integrating Energy Storage Systems.	<p>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, nâng cao hiệu quả tài chính cho các nhà đầu tư điện gió.</p> <p>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.</p> <p>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%.</p>	Chủ đề 2	DOI: 10.48084/ctasr.7688	2024
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.</p> <p>Phạm vi nghiên cứu: 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>	Chủ đề 2; Chủ đề 4	<a href="https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-99-8239-4_5">https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-99-8239-4_5</a>	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
28	An assessment potential of large-scale hydrogen export from Vietnam to Asian countries: Techno-economic analysis, and transport options, and	<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, phí 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 phí 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> <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).</p> <p>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>	Chủ đề 4	<a href="https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319924012874">https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319924012874</a>	2024

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
	energy carriers' comparison	<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 (LH<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, 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 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.</p>			
29	Optimal design and operation of battery energy storage systems in renewable power plants to reach maximum total electric sale revenues	<p>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.</p> <p>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.</p>	Chủ đề 4	<a href="https://link.springer.com/article/10.1007/s00521-024-09769-w">https://link.springer.com/article/10.1007/s00521-024-09769-w</a>	2024
30	Solution of Solar Energy Storage in Ninh Thuan and Binh Thuan Provinces	<p>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.</p> <p>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.</p>	Chủ đề 2	<a href="https://www.neliti.com/publications/453426/solution-of-solar-energy-storage-in-ninh-thuan-and-binh-thuan-provinces">https://www.neliti.com/publications/453426/solution-of-solar-energy-storage-in-ninh-thuan-and-binh-thuan-provinces</a>	2021

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
31	Calculating Solar Power Capacity and Energy Storage System for Dinsen Long An Factory: a Case Study.	<p>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 sử dụng NLTT, đảm bảo cung cấp điện ổn định, bền vững.</p> <p>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.</p> <p>Kết quả: Công suất điện mặt trời tối ưu: 2.150 kWp; Sản lượng điện hằng năm: khoảng 2.913 MWh; Đáp ứng được 53,2% nhu cầu điện nhà máy; Giảm phát thải khoảng 2.344 tấn CO<sub>2</sub>/năm.</p>	Chủ đề 4	<a href="https://openurl.ebsco.com/E/PDB%3Agcd%3A9%3A1930985/detailv2?sid=ebsco%3Aplink%3A scholar&amp;id=ebsco%3Agcd%3A182485266&amp;crl=c&amp;link_origin=scholar.google.com">https://openurl.ebsco.com/E/PDB%3Agcd%3A9%3A1930985/detailv2?sid=ebsco%3Aplink%3A scholar&amp;id=ebsco%3Agcd%3A182485266&amp;crl=c&amp;link_origin=scholar.google.com</a>	2024
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</p>	Chủ đề 4	<a href="https://empe.hal.science/hal-03361262/document">https://empe.hal.science/hal-03361262/document</a>	2021

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
		sách quốc tế, cơ chế tài chính khí hậu và hợp tác liên quốc gia trong việc thúc đẩy công nghệ lưu trữ điện.			
33	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> <p>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.</p>	Chủ đề 4		2015

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
34	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 NLTT 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/IEEE-AM58328.2023.10395758	2023
35	Storage to avoid congestion and release solar power for vietnam power system: the case studies of a high voltage transmission network in Ninh-Thuan province and an	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. Phương pháp nghiên cứu: sử dụng phần mềm NEPLAN để mô phỏng các kịch bản vận hành. Kết quả chính: Phát triển 0 ạt điện mặt trời đã gây quá tải lưới điện tại nhiều khu vực. Giải pháp để xuất bao gồm tích hợp hệ thống thủy điện	Chủ đề 2		2023

STT	Tên bài báo	Nội dung chính	Nhóm	DOI/Link	Năm
	isolated grid in An-Binh island	tích năng (PHS) quy mô lớn để giảm tải truyền tải và sử dụng pin điện hóa để ổn định lưới phân phối.			
36	Battery Electricity Storage Systems, the energy sector's next big tech	Mục tiêu: Phân tích vai trò của 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. 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). Kết quả chính: Xác định nhu cầu cấp thiết về BESS để giải quyết tình trạng 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.	Chủ đề 3	<a href="https://hal.science/hal-04650083v1/file/main.pdf">https://hal.science/hal-04650083v1/file/main.pdf</a>	2024
37	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	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 chỉ phí xây dựng và vận hành hệ thống sẽ được tính toán và đưa ra tiêu chí tối ưu kinh tế - kỹ thuật. 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.	Chủ đề 5	<a href="https://jst-ud.vn/jst-ud/article/view/2709">https://jst-ud.vn/jst-ud/article/view/2709</a>	2020

## PHỤ LỤC B. DANH MỤC BIẾN SỐ TOÀN LUẬN ÁN

Ký hiệu	Ý nghĩa biến	Đơn vị	Nhóm biến	Loại biến	Phương trình
CF	Hệ số công suất của hệ thống	%	Hiệu suất	Trung gian	(2.1)
$E_n$	Tổng điện năng phát trong năm n	kWh/năm	Năng lượng	Đầu ra	(2.1), (2.2)
$P_{nom}$	Công suất danh định của hệ thống	kW hoặc kWp	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.1)
LCOE	Chi phí sản xuất điện quy dẫn	USD/kWh	Tài chính	Đầu ra	(2.2), (2.12)
$CAPEX_n$	Chi phí đầu tư năm n	USD	Tài chính	Đầu vào	(2.2)
$OPEX_n$	Chi phí vận hành năm n	USD/năm	Tài chính	Đầu vào	(2.2)
$F_n$	Chi phí nhiên liệu năm n	USD	Tài chính	Đầu vào	(2.2)
i	Tỷ lệ chiết khấu	%	Tài chính	Đầu vào	(2.2)
N	Tổng số năm dòng đời dự án	năm	Tài chính	Đầu vào	(2.2)
LCOS	Chi phí lưu trữ điện quy dẫn	USD/kWh	Tài chính	Đầu ra	(2.3)
$CAPEX_{BESS,0}$	Chi phí đầu tư BESS tại năm 0	USD	Tài chính	Đầu vào	(2.3)
$OPEX_{BESS,n}$	Chi phí vận hành và bảo dưỡng cho BESS tại năm n	USD/năm	Tài chính	Đầu vào	(2.3)
$CAPEX_{BESS,rep,n}$	Chi phí thay thế BESS tại năm n	USD	Tài chính	Đầu vào	(2.3)
$P_{energy,n}$	Giá điện ở năm n	USD/kWh	Định giá điện	Đầu vào	(2.3)
$E_{BESS,charge,n}$	Năng lượng sạc cho BESS tại năm n	kWh	Năng lượng	Trung gian	(2.3)
$E_{BESS,dis,n}$	Năng lượng xả ra từ BESS tại năm n	kWh	Năng lượng	Trung gian	(2.3)
$R_{BESS,n}$	Giá trị thu hồi cuối dòng đời của BESS tại năm n	USD	Tài chính	Đầu vào	(2.3)
NPV	Giá trị hiện tại ròng	USD	Tài chính	Đầu ra	(2.4), (2.16)

Ký hiệu	Ý nghĩa biến	Đơn vị	Nhóm biến	Loại biến	Phương trình
$CF_n$	Dòng tiền ròng năm n của dự án	USD/năm	Tài chính	Trung gian	(2.4)
IRR	Tỷ suất hoàn vốn nội bộ	%	Tài chính	Đầu ra	(2.5)
$T_{lv}$	Thời gian hoàn vốn đầu tư	năm	Tài chính	Đầu ra	(2.6)
WACC	Chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền	%/năm	Tài chính	Đầu vào	(2.8)
D	Tỷ lệ vốn vay trong tổng mức đầu tư	%	Tài chính	Đầu vào	(2.8)
E	Tỷ lệ vốn góp chủ sở hữu trong tổng mức đầu tư	%	Tài chính	Đầu vào	(2.8)
$R_d$	Lãi suất bình quân gia quyền các nguồn vốn vay	%/năm	Tài chính	Đầu vào	(2.8)
$R_e$	Tỷ suất lợi nhuận trước thuế trên phần vốn góp của chủ sở hữu	%/năm	Tài chính	Đầu vào	(2.8)
$N_d$	Thời gian trả nợ vay	năm	Tài chính	Đầu vào	(2.8)
$E_{PV,t}$	Điện năng phát từ hệ thống PV tại mỗi bước thời gian t	kWh	Năng lượng	Trung gian	(2.9)
$E_{BESS,t}$	Điện năng xả từ hệ thống BESS tại mỗi bước thời gian t	kWh	Năng lượng	Trung gian	(2.9)
$E_{PV-BESS,t}$	Tổng năng lượng phát ròng theo từng bước thời gian t của hệ thống PV-BESS	kWh	Năng lượng	Đầu ra	(2.9)
$TC_{PV-BESS}$	Tổng giá trị hiện tại của chi phí dự án PV-BESS trong toàn dòng đời	USD	Tài chính	Đầu ra	(2.10)
$C_{PV,n}$	Chi phí liên quan đến hệ thống PV tại năm n	USD	Tài chính	Đầu vào	(2.10)
$C_{BESS,n}$	Chi phí liên quan đến hệ thống lưu trữ BESS tại năm n	USD	Tài chính	Đầu vào	(2.10)

Ký hiệu	Ý nghĩa biến	Đơn vị	Nhóm biến	Loại biến	Phương trình
$E_{PV-BESS}$	Tổng giá trị hiện tại của điện năng hữu ích do hệ thống PV-BESS cung cấp trong suốt vòng đời dự án	kWh	Năng lượng	Đầu ra	(2.11)
$P_{bt}$	Giá bán điện của hệ thống PV-BESS giờ bình thường	Uscents/kWh	Định giá điện	Đầu vào	(2.13)
$P_{bin}$	Giá bán điện của hệ thống PV-BESS giờ cao điểm	Uscents/kWh	Định giá điện	Đầu vào	(2.13)
TOU	Tỷ lệ chênh lệch giữa giá giờ cao điểm và giá giờ bình thường		Định giá điện	Đầu vào	(2.13)
$E_{cao,n}$	Tổng sản lượng điện năng phát vào giờ cao điểm trong năm n	kWh	Năng lượng	Đầu ra	(2.14)
$E_{bt,n}$	Tổng sản lượng điện năng phát vào giờ bình thường trong năm n	kWh	Năng lượng	Đầu ra	(2.14)
$R_{energy,n}$	Doanh thu bán điện năm n	USD	Tài chính	Đầu ra	(2.15)
F	Phí công suất BESS	USD/kW-tháng	Tài chính	Đầu ra	(2.17)
$WACC_m$	Tỷ lệ chiết khấu tài chính bình quân theo tháng (quy đổi từ WACC năm)	%/tháng	Tài chính	Đầu vào	(2.17)
$P_{mp}$	Công suất đầu ra của mô-đun PV	W	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.18)
G	Bức xạ hiệu quả truyền đến các tế bào	W/m <sup>2</sup>	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.18), (2.19), (2.20), (2.21)
$\eta_{in}$	Hiệu suất chuyển đổi của mô-đun	%	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.18)
$A_{in}$	Diện tích mô-đun	m <sup>2</sup>	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.18)
$\gamma_{mp,ref}$	Hệ số nhiệt độ công suất cực đại	%/oC	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.18)

Ký hiệu	Ý nghĩa biến	Đơn vị	Nhóm biến	Loại biến	Phương trình
$T_c$	Nhiệt độ tế bào	oC	Kỹ thuật	Trung gian	(2.18), (2.21)
$G_b$	Bức xạ chùm hiệu quả	W/m <sup>2</sup>	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.19)
$G_d$	Bức xạ khuếch tán bầu trời hiệu quả	W/m <sup>2</sup>	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.19)
$G_r$	Bức xạ phản xạ từ mặt đất hiệu quả	W/m <sup>2</sup>	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.19)
$T_m$	Nhiệt độ mặt sau của mô-đun	oC	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.20), (2.21)
$T_a$	Nhiệt độ môi trường	oC	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.20)
a, b	Các hệ số nhiệt độ		Kỹ thuật	Đầu vào	(2.20)
$v_w$	Tốc độ gió	m/s	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.20)
$P_{DC,j}$	Công suất đầu ra của mỗi hệ thống con thứ j của các mô-đun PV	W	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.22)
$N_{modules}$	Số các mô-đun PV trên một chuỗi	mô-đun/chuỗi	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.22)
$N_{strings,j}$	Số chuỗi PV được phân bổ cho dây con j	Chuỗi	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.22)
$P_{mp,j}$	Công suất DC của mô-đun PV thứ j	W	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.22)
$F_{DCs,j}$	Hệ số tính đến tổn thất DC tự áp bóng của mô-đun PV thứ j		Kỹ thuật	Đầu vào	(2.22)
$F_{DC,j}$	Hệ số tính đến tổn thất điện DC của mô-đun PV thứ j		Kỹ thuật	Đầu vào	(2.22)
$F_{snow,j}$	Hệ số tính đến tổn thất do tuyết của mô-đun PV thứ j		Kỹ thuật	Đầu vào	(2.22)
$P_{DC}$	Tổng công suất đầu ra phía DC của hệ thống PV		Kỹ thuật	Trung gian	(2.23)
$N_{sub}$	Số lượng các hệ thống con khả dụng		Kỹ thuật	Đầu vào	(2.23)
$\eta_{inv}$	Hiệu suất chuyển đổi DC-AC của inverter	%	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.24)

Ký hiệu	Ý nghĩa biến	Đơn vị	Nhóm biến	Loại biến	Phương trình
$P_{DC}$	Công suất đầu vào DC của một inverter	W	Kỹ thuật	Trung gian	(2.24)
$P_{AC}$	Công suất đầu ra AC của một inverter	W	Kỹ thuật	Trung gian	(2.24)
$P_{gen}$	Công suất điện sản xuất bởi hệ thống	W	Kỹ thuật	Đầu ra	(2.25)
$N_{inv}$	Số lượng các inverter		Kỹ thuật	Đầu vào	(2.25)
$L_{AC}$	Tổng tỷ lệ tổn thất AC	%	Kỹ thuật	Trung gian	(2.25)
$L_{adjust}$	Tổn thất về sự sẵn sàng và cắt giảm	%	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.25)
$L_{acwiring}$	Tỷ lệ tổn thất hệ thống dây điện	%	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.27)
$L_{transformer}$	Tỷ lệ tổn thất của máy biến áp	%	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.28)
$Q_1$	Tổng sản lượng điện sản xuất (điện xoay chiều) của hệ thống trong năm thứ nhất		Năng lượng	Đầu ra	(2.29)
$T$	Số bước thời gian trong mô phỏng trong 1 năm		Kỹ thuật	Đầu ra	(2.29)
$Q_n$	Tổng sản lượng điện sản xuất năm n (từ năm n=2 trở đi)		Năng lượng	Đầu ra	(2.30)
$Q_{n-1}$	Tổng sản lượng điện sản xuất năm (n-1)		Năng lượng	Trung gian	(2.30)
$L_{AC,degradation}$	Tỷ lệ suy thoái AC của tấm pin bình quân hàng năm		Kỹ thuật	Đầu vào	(2.30)
$C\text{-rate}$	Tỷ số giữa công suất sạc/xả của BESS và dung lượng danh định		Kỹ thuật	Đầu vào	
$SOC_t$	SOC của pin tại một thời điểm xác định	%	Kỹ thuật	Trung gian	(2.31)

Ký hiệu	Ý nghĩa biến	Đơn vị	Nhóm biến	Loại biến	Phương trình
$E_{\text{BESS},t}$	dung lượng còn lại tại thời điểm $t$	kWh	Kỹ thuật	Trung gian	(2.31)
$E_{\text{BESS,max}}$	dung lượng tối đa của BESS	kWh	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.31)
$P_C$	Công suất sạc khả dụng	kW	Kỹ thuật	Trung gian	(2.32)
$P_D$	Công suất xả khả dụng	kW	Kỹ thuật	Trung gian	(2.33)
$\text{SOC}_{\text{min}}$	Mức SOC tối thiểu	%	Kỹ thuật	Đầu vào	(2.33)

### PHỤ LỤC C. DỮ LIỆU ĐẦU VÀO MÔ PHÒNG

Bảng C.1. Bộ dữ liệu khí tượng sử dụng cho mô phỏng NMDMT 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 <sup>2</sup> )	DNI (W/m <sup>2</sup> )	GHI (W/m <sup>2</sup> )	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 C.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 <sup>2</sup> )	DNI (W/m <sup>2</sup> )	GHI (W/m <sup>2</sup> )	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 C.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 <sup>2</sup> )	DNI (W/m <sup>2</sup> )	GHI (W/m <sup>2</sup> )	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 C.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]	

I. Hệ thống PV		II. Hệ thống Inverter	
Thông số kỹ thuật	Giá trị	Thông số kỹ thuật	Giá trị
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		
Hiệu suất danh nghĩa	23,44 %	Số lượng inverter	16
Diện tích module	2,52 m <sup>2</sup>	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 Wdc	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 C.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 C.6.** Chi phí đầu tư của 3 NMDMT 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 C.7.** Chi phí đầu tư của 3 NMDMT 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

Thành phần	Suất đầu tư	Hệ thống PV 40MWac và BESS		
		Lai Châu	Ninh Thuận	Bình Phước
+ 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

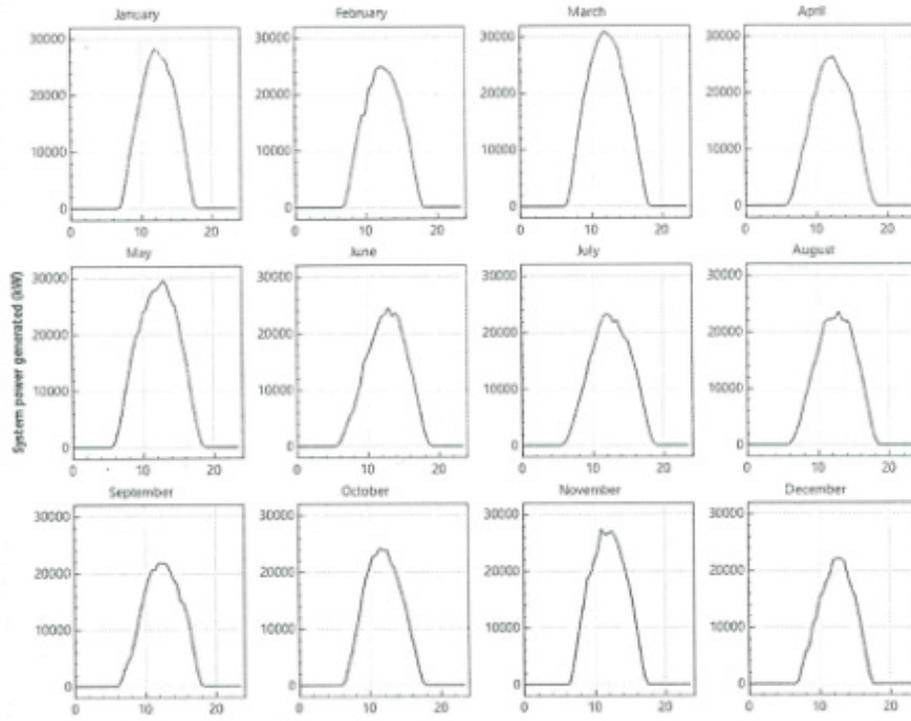
**Bảng C.8.** Các thông số kinh tế, tài chính cho phân tích

Thông số	Giá trị	Căn cứ
Dòng 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
Thời gian khấu hao (khấu hao đều)	20 năm	Trên cơ sở tuổi thọ của dự án.
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.

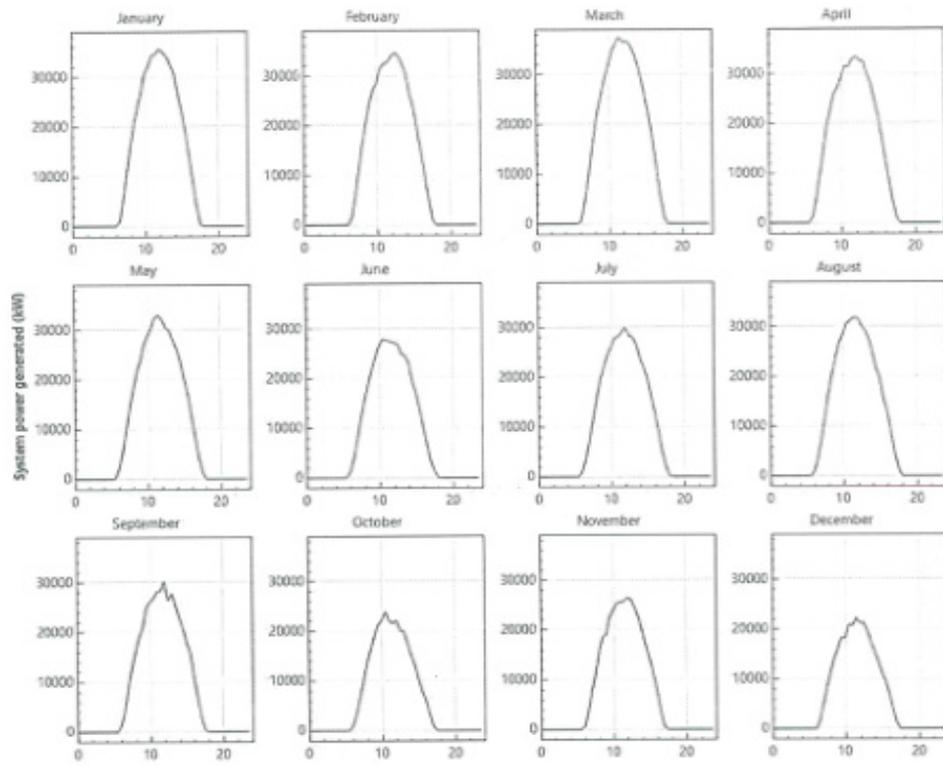
### PHỤ LỤC D. KẾT QUẢ MÔ PHỎNG CHI TIẾT

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

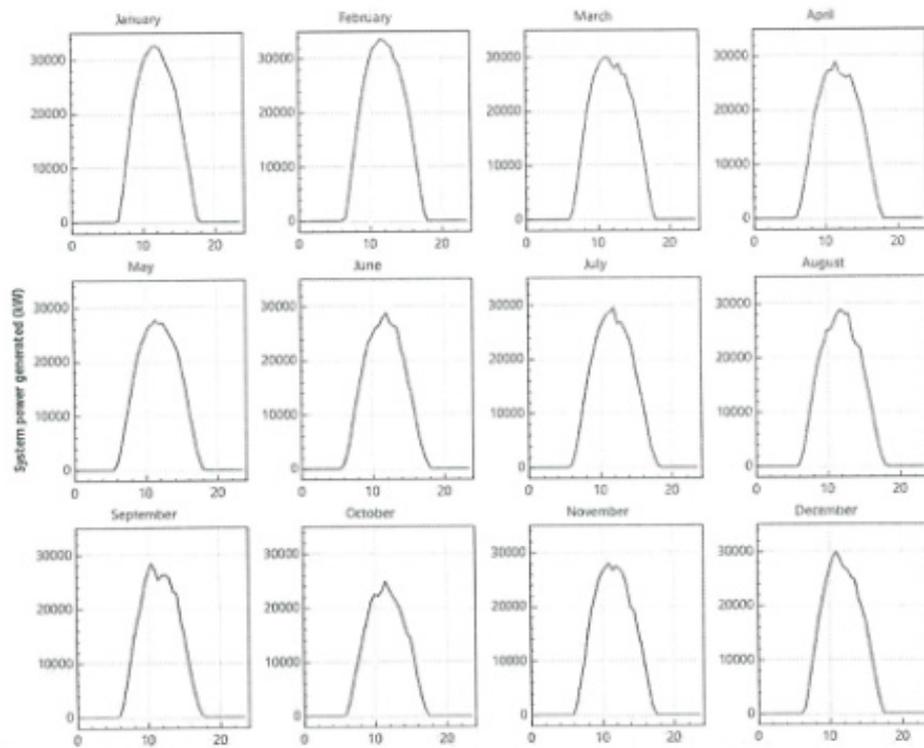
Năm	40MW Lai Châu			40 MWac Ninh Thuận			40 MWac Bình Phước		
	Điện năng tới lưới (kWh)	Điện năng từ lưới (kWh)	Điện năng tới lưới ròng (kWh)	Điện năng tới lưới (kWh)	Điện năng từ lưới (kWh)	Điện năng tới lưới ròng (kWh)	Điện năng tới lưới (kWh)	Điện năng từ lưới (kWh)	Điện năng tới lưới ròng (kWh)
1	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 D. 1. Đồ thị phụ tải sản xuất điện của hệ thống PV của NMDMT 40MW Lai Châu



**Hình D. 2.** Đồ thị phụ tải sản xuất điện của hệ thống PV của NĐMT 40MW Ninh Thuận



Hình D. 3. Đồ thị phụ tải sản xuất điện hệ thống PV của NMDMT 40MW Bình Phước

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

Năm	Tỷ lệ giới hạn truyền tải $\alpha$				
	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

Năm	Tỷ lệ giới hạn truyền tải $\alpha$				
	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
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 D.3. Sản lượng phát điện có hạn chế truyền tải nhà máy 40MW tại Ninh Thuận

Năm	Tỷ lệ giới hạn truyền tải $\alpha$				
	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 D.4.** Sản lượng phát điện có hạn chế truyền tải nhà máy 40MW tại Bình Phước

Năm	Tỷ lệ giới hạn truyền tải $\alpha$				
	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
4c	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 D.5. Công suất phát điện trung bình ngày 1/1 năm 1 của hệ thống PV (không lưu trữ) tại 3 NIMDMT 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
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



Thời gian (giờ)	Lai Châu					Ninh Thuận					Bình Phước				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
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 D.6. Sản lượng điện ròng của NMDMT 40MW Lai Châu 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	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

Nám	BESS 10% $\times$ 2h					BESS 10% $\times$ 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
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 D.7. Sản lượng điện ròng của NMDMT 40MWc 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

Năm	BESS 15% x 2h					BESS 15% x 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
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 D.8. Sản lượng điện ròng của NMDMT 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

Năm	BESS 20% x 2h					BESS 20% x 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
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 D.9. Sản lượng điện ròng của NMDMT 40MW Ninh Thuận với BESS 10% (4MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

Năm	BESS 10% x 2h					BESS 10% 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	83.315.800	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

Năm	BESS 10% x 2h								BESS 10% x 4h							
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	
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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	75.422.900	75.420.500	75.272.300	73.320.600	69.200.600	

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

Năm	BESS 15% x 2h								BESS 15% x 4h							
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	
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	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	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	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	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	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	81.239.400	81.220.800	80.885.800	78.324.000	73.395.300	

Năm	BESS 15% x 2h							BESS 15% x 4h							
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
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	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	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	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	79.578.400	79.566.400	79.350.200	77.153.800	72.448.800	79.578.400	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	75.422.900	75.420.800	75.371.000	74.101.900	70.056.000

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

Năm	BESS 20% x 2h							BESS 20% x 4h							
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
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	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	82.899.600	82.875.800	82.702.300	80.678.000	75.939.100

Näm	BESS 20% x 2h										BESS 20% x 4h									
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$					
	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	82.069.600	82.049.000	81.896.100	79.979.600	75.328.400				
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	81.654.600	81.635.700	81.494.700	79.646.900	75.045.300					
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	81.239.500	81.222.200	81.094.400	79.318.900	74.769.700					
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	80.824.300	80.808.600	80.693.100	78.993.800	74.500.100					
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	80.409.100	80.394.600	80.291.700	78.671.200	74.234.900					
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	79.993.800	79.981.300	79.889.600	78.346.700	73.970.700					
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	79.578.400	79.567.100	79.486.200	78.019.500	73.711.100					
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	79.163.100	79.152.900	79.081.000	77.693.200	73.451.100					
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	78.747.700	78.739.000	78.674.000	77.363.900	73.192.000					
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	78.332.100	78.324.600	78.265.200	77.033.400	72.932.000					
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	77.916.600	77.910.100	77.855.200	76.702.500	72.674.300					
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	77.501.300	77.495.500	77.444.800	76.364.500	72.416.600					
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	77.085.500	77.081.000	77.033.700	76.021.200	72.158.100					
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	76.669.900	76.666.100	76.621.800	75.675.500	71.899.700					
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	76.254.200	76.251.000	76.209.700	75.329.700	71.640.100					
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	75.838.600	75.836.100	75.797.400	74.983.400	71.379.800					
19	75.838.600	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	75.422.900	75.420.900	75.385.100	74.635.200	71.116.700					
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 D.12. Sản lượng điện ròng của NEMDMT 40MW Bình Phước với BESS 10% (4MW) và giới hạn truyền tải (Đơn vị: kWh)

Năm	BESS 10%x2h								BESS 10%x4h							
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	
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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	72.733.700	72.733.700	72.720.700	72.115.500	68.812.300	

Năm	BESS 10% x 2h								BESS 10% x 4h							
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	
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	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	71.940.300	71.940.200	71.931.400	71.444.400	68.334.600	

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

Năm	BESS 15% x 2h								BESS 15% x 4h							
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	
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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	74.320.400	74.320.000	74.303.100	73.919.200	70.974.100	

Năm	BESS 15% x 2h					BESS 15% x 4h				
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
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 D.14. Sản lượng điện ròng của NMDMT 40MW Bình Phước 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	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

Năm	BESS 20% x 2h								BESS 20% x 4h							
	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$	
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	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	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	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	74.320.300	74.320.100	74.304.400	74.145.500	72.020.100	74.320.300	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	73.923.600	73.923.700	73.909.500	73.766.400	71.734.100	73.923.600	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	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	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	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	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	71.940.200	71.940.300	71.932.900	71.848.700	70.272.100	

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

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









Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$									
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	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



Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$									
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	31,967	24,000	35,813	31,966	24,000	35,813	31,966	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





Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 4h					
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$									
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	135	135	135	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	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	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	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	23.965	23.965	23.460
9,5	28.000	28.000	24.000	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	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	33.846	31.298	24.000
11,0	35.813	31.954	24.000	35.813	31.966	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	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	32.000	24.000	38.067	32.000	24.000
12,5	38.222	32.000	24.000	38.222	32.000	24.000	38.222	32.000	24.000	38.222	32.000	24.000	38.222	32.000	24.000
13,0	37.575	32.000	24.000	37.575	32.000	24.000	37.575	32.000	24.000	37.575	32.000	24.000	37.575	32.000	24.000
13,5	36.157	32.000	24.000	36.157	32.000	24.000	36.157	32.000	24.000	36.157	32.000	24.000	36.157	32.000	24.000
14,0	34.128	32.000	24.000	34.128	32.000	24.000	34.128	32.000	24.000	34.128	32.000	24.000	34.128	32.000	24.000
14,5	31.531	31.531	24.000	31.531	31.531	24.000	31.531	31.531	24.000	31.531	31.531	24.000	31.531	31.531	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	28.212	28.212	24.000









Thời gian	PV-BESS 4MW 2h			PV-BESS 4MW 4h			PV-BESS 8MW 2h			PV-BESS 8MW 2h		
	$\alpha=1$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$									
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
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



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

BESS (kW)	BESS (kWh)	$\alpha$	TOU	$P_{bc}$ (cents/kWh)	$P_{os}$ (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{bc}$ (kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{os}$ (kWh)	Doanh thu năm 1 theo $P_{bc}$ (USD)	Doanh thu năm 1 theo $P_{os}$ (USD)	Tổng doanh thu (USD)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kWh/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

BESS (kW)	BESS (kWh)	$\alpha$	TOU	$P_{bc}$ (cents/kWh)	$P_{co}$ (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{bc}$ (kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{co}$ (kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{bc}$ (USD)	Doanh thu năm 1 theo $P_{bc}$ (USD)	Doanh thu năm 1 theo $P_{co}$ (USD)	Tổng doanh thu (USD)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kWh-tháng)
4000	16000	0,8	1,3	5,15	6,18	1.987.970	65.226.400	3.098.250	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	3.243.530	59.207.900	2.812.380	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	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	3.097.890	121.014	3.218.904	5,86	118	- 5.621.160	9,62
6000	12000	0,6	1,3	5,15	6,18	59.176.200	2.971.810	2.810.870	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	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	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	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	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	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	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	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	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	2.826.290	301.621	3.127.911	7,34	40	- 12.717.900	16,32

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

BESS (kW)	BESS (kWh)	$\alpha$	TOU	$P_{bc}$ (cents/kWh)	$P_{co}$ (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{bc}$ (kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{co}$ (kWh)	Doanh thu năm 1 theo $P_{bc}$ (USD)	Doanh thu năm 1 theo $P_{co}$ (USD)	Tổng doanh thu	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/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

BESS (kW)	BESS (kWh)	$\alpha$	TOU	$P_{in}$ (cents/kWh)	$P_{out}$ (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{in}$ (kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{out}$ (kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{in}$ (kWh)	Doanh thu năm 1 theo $P_{in}$ (USD)	Doanh thu năm 1 theo $P_{out}$ (USD)	Tổng doanh thu	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)
4000	16000	0,6	1,2	4,12	4,94	69.068.200	3.284.050	2.845.610	162.363	3.007.973	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	3.430.473	4,81	23,41,06	- 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	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	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	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	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	3.077.847	5,94	30,67	- 10.385.200	17,77
8000	16000	1,0	1,2	4,12	4,94	82.491.700	644.721	3.398.660	31.875	3.430.535	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	3.167.433	5,40	49,84	- 10.099.100	17,28

BESS (kW)	BESS (kWh)	$\alpha$	TOU	$P_{in}$ (cents/kWh)	$P_{out}$ (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{in}$ (kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{out}$ (kWh)	Doanh thu năm 1 theo $P_{in}$ (USD)	Doanh thu năm 1 theo $P_{out}$ (USD)	Tổng doanh thu	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)
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 D.24.** Giá bán điện, NPV và F trong mô hình TOU đối với NEMDT Bình Phước với các điều kiện BESS và giới hạn truyền tải

BESS (kW)	BESS (kWh)	$\alpha$	TOU	$P_{in}$ (cents/kWh)	$P_{out}$ (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{in}$ (kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{out}$ (kWh)	Doanh thu năm 1 theo $P_{in}$ (USD)	Doanh thu năm 1 theo $P_{out}$ (USD)	Tổng doanh thu	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

BESS (kW)	BESS (kWh)	$\alpha$	TOU	$P_{in}$ (cents/kWh)	$P_{out}$ (cents/kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{in}$ (kWh)	Điện phát năm 1 theo $P_{out}$ (kWh)	Doanh thu năm 1 theo $P_{in}$ (USD)	Doanh thu năm 1 theo $P_{out}$ (USD)	Tổng doanh thu (USD)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)
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
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	41.934	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 E. KẾT QUẢ PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY**

**Bảng E.1.** Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giảm 20% chi phí mô-đun PV trong mô hình LCOE

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí mô-đun PV (USD/Wdc)	LCOE (cents/kWh)	$P_{n,ia}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{n,ia}$ (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		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí mô-đun PV (USD/Wdc)	LCOE (cents/kWh)	$P_{\text{r-iss}}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{\text{r-iss}}$ (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
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		
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 E.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)	$\alpha$	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí đầu tư PV (USD/Wdc)	LCOE (cents/kWh)	$P_{min}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{min}$ (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
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		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí mô-đun PV (USD/Wdc)	LCOE (cents/kWh)	$P_{\text{rds}}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{\text{rds}}$ (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
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 E.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)	$\alpha$	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí đơn PV (USD/Wdc)	Vòng đời BESS	LCOE (cents/kWh)	$P_{min}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{min}$ (USD)	LCOE (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		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí mô-đun PV (USD/Wdc)	Vòng đời BESS	LCOE (cents/kWh)	$P_{\text{rnh}}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{\text{rnh}}$ (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
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		
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 E.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)	$\alpha$	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí mô-đun PV (\$/Wdc)	WACC (%/năm)	LCOE (cents/kWh)	$F_{inv}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{inv}$ (USD)	LCOE (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
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		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí mô-đun PV (\$/Wdc)	WACC (%/năm)	LCOE (cents/kWh)	$P_{min}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{min}$ (USD)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
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 E.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)	$\alpha$	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí mô-đun PV (S/Wdc)	WACC (%/năm)	LCOE (cents/kWh)	$P_{min}$ (cents/kWh)	NPV tại $P_{min}$ (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 E.6. Tỷ lệ thay đổi của LCOE, NPV khi giảm 20% chi phí mô-đun trong mô hình TOU

Nhà máy	BESS (kW/h)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí mô-đun PV (\$/AWdc)	$P_{sd}$ (cents/kWh)	$P_{st}$ (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	-	-
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	-	-

Nhà máy	BESS (kW/h)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí mở-đun PV (S/W/đc)	$P_{cd}$ (cents/kWh)	$P_{bc}$ (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	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		
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 E.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)	$\alpha$	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chi phí đơn PV (\$/Wdc)	$P_{sd}$ (cent/kWh)	$P_{bc}$ (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	LCOS (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kWh-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		
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

Nhà máy	BESS (kW/h)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí BESS (USD/kW)	Chi phí BESS (USD/kWh)	Chỉ số đơn PV (SW/đc)	$P_{sd}$ (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	0,6	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 E.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 (kW/h)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí mô-đun PV (USD/Wdc)	Vòng đời BESS (vòng)	$P_{ed}$ (cents/kWh)	$P_{wt}$ (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kWh-tháng)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Lai Châu	8000	4000	1	0,22	2	6,18	5,15	5,53	- 1.880.620	428	169.604		
Lai Châu	8000	4000	0,8	0,22	2	6,18	5,15	5,54	- 1.872.890	426	92		
Lai Châu	8000	4000	0,6	0,22	2	6,18	5,15	5,96	- 3.688.700	839	39		
Lai Châu	32000	8000	1	0,22	2	6,18	5,15	7,17	- 10.470.300	1.191	143.195		
Lai Châu	32000	8000	0,8	0,22	2	6,18	5,15	7,17	- 10.419.500	1.185	246		
Lai Châu	32000	8000	0,6	0,22	2	6,18	5,15	7,36	- 10.763.600	1.224	41		
Lai Châu	8000	4000	1	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	0,22	1	6,18	5,15	5,40	- 1.113.460	253	74	- 2,61	40,55
Lai Châu	8000	4000	0,6	0,22	1	6,18	5,15	5,81	- 2.955.640	672	33	- 2,53	19,87
Lai Châu	32000	8000	1	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	0,22	1	6,18	5,15	6,59	- 7.378.760	839	188	- 8,07	29,18
Lai Châu	32000	8000	0,6	0,22	1	6,18	5,15	6,77	- 7.772.510	884	32	- 7,93	27,79
Ninh Thuận	8000	4000	1	0,22	2	4,94	4,12	4,54	- 2.664.330	606	1.576		
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	0,22	2	4,94	4,12	4,62	- 3.102.880	706	42		
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	0,22	2	4,94	4,12	5,20	- 5.938.160	1.351	33		
Ninh Thuận	32000	8000	1	0,22	2	4,94	4,12	5,87	- 11.254.000	1.280	5.180		
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	0,22	2	4,94	4,12	5,88	- 11.157.400	1.269	59		
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	0,22	2	4,94	4,12	6,34	- 12.910.500	1.469	31		

Nhà máy	BESS (kW/h)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí mô-đun PV (USD/Wdc)	Vòng đời BESS (vòng)	$P_{sd}$ (cents/kWh)	$P_{bu}$ (cents/kWh)	LCOE (cents/kWh)	NPV (USD)	F (USD/kWh-tháng)	LCOS (cents/kWh)	% thay đổi của LCOE	% thay đổi của NPV
Ninh Thuận	8000	4000	1	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	0,22	1	4,94	4,12	4,51	- 2.355.410	536	35	- 2,55	24,09
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	0,22	1	4,94	4,12	5,07	- 5.204.670	1.184	28	- 2,51	12,35
Ninh Thuận	32000	8000	1	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	0,22	1	4,94	4,12	5,41	- 8.118.290	924	46	- 8,01	27,24
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	0,22	1	4,94	4,12	5,85	- 9.950.230	1.132	25	- 7,76	22,93
Bình Phước	8000	4000	1	0,22	2	4,52	3,77	4,70	- 5.697.330	1.296	109.184		
Bình Phước	8000	4000	0,8	0,22	2	4,52	3,77	4,72	- 5.738.980	1.306	57		
Bình Phước	8000	4000	0,6	0,22	2	4,52	3,77	5,19	- 7.729.390	1.759	32		
Bình Phước	32000	8000	1	0,22	2	4,52	3,77	6,10	- 14.317.500	1.629	126.020		
Bình Phước	32000	8000	0,8	0,22	2	4,52	3,77	6,10	- 14.244.700	1.620	127		
Bình Phước	32000	8000	0,6	0,22	2	4,52	3,77	6,36	- 14.870.000	1.692	32		
Bình Phước	8000	4000	1	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	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	0,22	1	4,52	3,77	5,06	- 6.997.310	1.592	28	- 2,52	9,47
Bình Phước	32000	8000	1	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	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	0,22	1	4,52	3,77	5,86	- 11.901.700	1.354	26	- 7,83	19,96

Bảng E.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)	$\alpha$	Chi phí mở-đun PV (USD/Wdc)	WACC (%/năm)	$P_{sd}$ (cents/kWh)	$P_{sr}$ (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	10,921	6,18	5,15	5,53	169.604	- 1.880.620	428		
Lai Châu	8000	4000	0,8	0,22	10,921	6,18	5,15	5,54	92	- 1.872.890	426		
Lai Châu	8000	4000	0,6	0,22	10,921	6,18	5,15	5,96	39	- 3.688.700	839		
Lai Châu	32000	8000	1	0,22	10,921	6,18	5,15	7,17	143.195	- 10.470.300	1,191		
Lai Châu	32000	8000	0,8	0,22	10,921	6,18	5,15	7,17	246	- 10.419.500	1,185		
Lai Châu	32000	8000	0,6	0,22	10,921	6,18	5,15	7,36	41	- 10.763.600	1,224		
Lai Châu	8000	4000	1	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	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	0,22	10,437	6,18	5,15	5,88	38	- 3.409.040	776	- 1,33	7,58
Lai Châu	32000	8000	1	0,22	10,437	6,18	5,15	7,08	143.666	- 10.322.300	1,174	- 1,24	1,41
Lai Châu	32000	8000	0,8	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	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	0,22	10,921	4,94	4,12	4,54	1.576	- 2.664.330	606		
Ninh Thuận	8000	4000	0,8	0,22	10,921	4,94	4,12	4,62	42	- 3.102.880	706		
Ninh Thuận	8000	4000	0,6	0,22	10,921	4,94	4,12	5,20	33	- 5.938.160	1,351		
Ninh Thuận	32000	8000	1	0,22	10,921	4,94	4,12	5,87	5.180	- 11.254.000	1,280		
Ninh Thuận	32000	8000	0,8	0,22	10,921	4,94	4,12	5,88	59	- 11.157.400	1,269		
Ninh Thuận	32000	8000	0,6	0,22	10,921	4,94	4,12	6,34	31	- 12.910.500	1,469		

Nhà máy	BESS (kWh)	BESS (kW)	$\alpha$	Chi phí mô-đun PV (USD/Wdc)	WACC (%/năm)	$P_{ca}$ (cents/kWh)	$P_{m}$ (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	1	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	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	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	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	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	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	0,22	10,921	4,52	3,77	4,70	109,184	- 5.697.330	1.296		
Bình Phước	8000	4000	0,8	0,22	10,921	4,52	3,77	4,72	57	- 5.738.980	1.306		
Bình Phước	8000	4000	0,6	0,22	10,921	4,52	3,77	5,19	32	- 7.729.390	1.759		
Bình Phước	32000	8000	1	0,22	10,921	4,52	3,77	6,10	126,020	- 14.317.500	1.629		
Bình Phước	32000	8000	0,8	0,22	10,921	4,52	3,77	6,10	127	- 14.244.700	1.620		
Bình Phước	32000	8000	0,6	0,22	10,921	4,52	3,77	6,36	32	- 14.870.000	1.692		
Bình Phước	8000	4000	1	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	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	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	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	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	0,22	10,437	4,52	3,77	6,28	31	- 14.851.300	1.689	- 1,28	0,13

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

Nhà máy	$\alpha$	BESS (kWh)	BESS (kW)	Chi phí mô-đun PV (USD/Wdc)	$P_{sd}$ (cents/kWh)	$P_{wt}$ (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	0,22	4,52	3,77	5,53	169,604	- 1.880.620	428		
Lai Châu	0,8	8000	4000	0,22	4,52	3,77	5,54	92	- 1.872.890	426	0,1	- 0,4
Lai Châu	0,6	8000	4000	0,22	4,52	3,77	5,96	39	- 3.688.700	839	7,6	- 97,0
Lai Châu	1	32000	8000	0,22	4,52	3,77	7,17	143,195	- 10.470.300	1.191		
Lai Châu	0,8	32000	8000	0,22	4,52	3,77	7,17	246	- 10.419.500	1.185	0,0	-0,5
Lai Châu	0,6	32000	8000	0,22	4,52	3,77	7,36	41	- 10.763.600	1.224	2,6	- 3,3
Ninh Thuận	1	8000	4000	0,22	4,94	4,12	4,54	1,576	- 2.664.330	606		
Ninh Thuận	0,8	8000	4000	0,22	4,94	4,12	4,62	42	- 3.102.880	706	1,9	- 16,5
Ninh Thuận	0,6	8000	4000	0,22	4,94	4,12	5,20	33	- 5.938.160	1.351	12,4	- 91,4
Ninh Thuận	1	32000	8000	0,22	4,94	4,12	5,87	5,180	- 11.254.000	1.280		
Ninh Thuận	0,8	32000	8000	0,22	4,94	4,12	5,88	59	- 11.157.400	1.269	0,2	- 0,9
Ninh Thuận	0,6	32000	8000	0,22	4,94	4,12	6,34	31	- 12.910.500	1.469	7,9	- 15,7
Bình Phước	1	8000	4000	0,22	4,52	3,77	4,70	109,184	- 5.697.330	1.296		
Bình Phước	0,8	8000	4000	0,22	4,52	3,77	4,72	57	- 5.738.980	1.306	0,4	- 0,7
Bình Phước	0,6	8000	4000	0,22	4,52	3,77	5,19	32	- 7.729.390	1.759	9,8	- 34,7
Bình Phước	1	32000	8000	0,22	4,52	3,77	6,10	126,020	- 14.317.500	1.629		
Bình Phước	0,8	32000	8000	0,22	4,52	3,77	6,10	127	- 14.244.700	1.620	0,0	- 0,5
Bình Phước	0,6	32000	8000	0,22	4,52	3,77	6,36	32	- 14.870.000	1.692	4,2	- 4,4