



ENERGY
TRANSITION
PARTNERSHIP



LỘ TRÌNH ĐẦU TƯ SƠ BỘ: RÀ SOÁT VỀ QUY ĐỊNH VÀ TÀI CHÍNH

Tháng 11 năm 2025

Đơn vị lập:

Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 1



DỰ ÁN
NGHIÊN CỨU SƠ BỘ PHÁT TRIỂN TỔ HỢP NĂNG LƯỢNG SẠCH
TẠI TỈNH KHÁNH HÒA, VIỆT NAM

LỘ TRÌNH ĐẦU TƯ SƠ BỘ:
RÀ SOÁT VỀ QUY ĐỊNH VÀ TÀI CHÍNH

Số: 12.2025-UNOPS/PVP-LS-CEC-PD-PIR-002



TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM
CÔNG TY CỔ PHẦN TƯ VẤN XÂY DỰNG ĐIỆN 1

DỰ ÁN SỐ: 12.2025

**NGHIÊN CỨU SƠ BỘ PHÁT TRIỂN TỔ HỢP NĂNG LƯỢNG
SẠCH TẠI TỈNH KHÁNH HÒA, VIỆT NAM**

LỘ TRÌNH ĐẦU TƯ SƠ BỘ: RÀ SOÁT VỀ QUY ĐỊNH VÀ TÀI CHÍNH

SỐ: 12.2025-UNOPS/PVP-LS-CEC-PD-PIR-002

Hà nội, ngày 28 tháng 11 năm 2025

**ĐẠI DIỆN PECC1
PHÓ TỔNG GIÁM ĐỐC**

Trần Thái Hải

LỘ TRÌNH ĐẦU TƯ SƠ BỘ: RÀ SOÁT VỀ QUY ĐỊNH VÀ TÀI CHÍNH

Tài liệu tham chiếu: **12.2025-UNOPS/PVP-LS-CEC-PD-PIR-002**

Cơ sở: Hợp đồng Dịch vụ Chuyên ngành EAPMCO/ETP/2025/3252

Khách hàng: **Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam**

Dự án: **Nghiên cứu sơ bộ Phát triển Tổ hợp Năng lượng sạch tại Tỉnh Khánh Hòa, Vietnam**

Chủ đề: **Lộ trình Đầu tư Sơ bộ: Rà soát về Quy định và Tài chính**

Ý kiến: Báo cáo này bao gồm các mục chính sau (1) Phần giới thiệu bao gồm các mục tiêu, phạm vi công việc và bối cảnh của gói thầu; (2) Đánh giá tuân thủ quy định để phù hợp với Quy hoạch phát triển điện VIII điều chỉnh; (3) Phân tích tài chính và xác định các nguồn cấp vốn tiềm năng; và (4) Lộ trình đầu tư sơ bộ và dự báo tài chính cho dự án

Được viết bởi

Lê Quang Huy
Trịnh Quang Tiến
Ngô Văn Bình

Hoàng Thọ Dương
Nguyễn Lập Hiến
Nguyễn Trung Hiếu
Nguyễn Thị Thương Huyền
Nguyễn Thúy Hiền
Nguyễn Cẩm Tú

Kiểm tra bởi

Lê Quang Huy

Phê duyệt bởi

Trần Thái Hải

THEO DÕI PHIÊN BẢN THIẾT KẾ

Mã Dự án	Mã	Cụm dự án	Hợp phần	Hạng mục công việc	Loại tài liệu	Số thứ tự
12.2025	UNOPS/PVP	LS	CEC	PD	PIR	002
Phiên bản	Mô tả về Bản phát hành/Sửa đổi				Ngày	
000	Trình lần một				30/8/2025	
001	Sửa đổi lần một				22/10/2025	
002	Sửa đổi lần hai				28/11/2025	

MỤC LỤC

TÓM TẮT BÁO CÁO	2
1. GIỚI THIỆU	4
2. ĐÁNH GIÁ VIỆC TUÂN THỦ QUY ĐỊNH	5
2.1. Đánh giá việc tuân thủ các khuôn khổ thể chế liên quan đến phát triển dự án điện.....	5
2.1.1. Luật và văn bản pháp luật liên quan.....	5
2.1.2. Khung thể chế.....	11
2.2. Đánh giá việc tuân thủ các Quy hoạch Phát triển.....	17
2.2.1. Quy hoạch Điện VIII (điều chỉnh) và Kế hoạch thực hiện	17
2.2.2. Quy hoạch Phát triển Tỉnh	20
2.2.3. Ý nghĩa của Nghị quyết số 70-NQ/TW của Bộ Chính trị Đảng Cộng sản Việt Nam	24
2.3. Sự phù hợp của Tổ hợp Lâm Sơn đối với quy hoạch phát triển	24
2.3.1. Các thách thức trong quá trình thực hiện QHĐ VIII và Nghị quyết số 70-NQ/TW.....	24
2.3.2. Vai trò của tổ hợp Lâm Sơn trong bối cảnh Quy hoạch điện VIII (hiệu chỉnh) và Nghị quyết số 70-NQ/TW	26
3. PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH VÀ XÁC ĐỊNH CÁC NGUỒN VỐN TIỀM NĂNG.....	28
3.1. Thị trường điện	28
3.1.1. Các loại hình thị trường điện	28
3.1.2. Thị trường bán buôn điện Việt Nam - VWEM	29
3.1.3. Mua bán điện với EVN đối với các dự án năng lượng tái tạo	30
3.1.4. Hợp đồng mua bán điện trực tiếp	31
3.1.5. Các cơ chế giao dịch điện có thể áp dụng cho Lâm Sơn.....	32
3.2. Phương pháp phân tích kinh tế và tài chính.....	33
3.2.1. Chi phí điện quy dẫn.....	33
3.2.2. NPV, IRR và B/C	34
3.3. Phân tích kinh tế	35
3.3.1. Chi phí để phân tích kinh tế.....	35
3.3.2. Lợi ích kinh tế.....	37
3.3.3. Các chỉ số kinh tế của dự án	38
3.4. Phân tích mô hình tài chính	39
3.4.1. Chi chí để phân tích tài chính	39

3.4.2.	Các mô hình huy động vốn	39
3.4.3.	Các chi phí liên quan khác	42
3.4.4.	Lợi ích tài chính.....	42
3.4.5.	Các chỉ số tài chính của dự án.....	42
4.	LỘ TRÌNH ĐẦU TƯ SƠ BỘ VÀ DỰ KIẾN TÀI CHÍNH CHO DỰ	
ÁN	45	
4.1.	Các bước chung trong đầu tư các dự án điện	45
4.1.1.	Bước A: Chuẩn bị.....	46
4.1.2.	Bước B: Phát triển dự án	50
4.1.3.	Bước C: Triển khai đầu tư.....	52
4.1.4.	Bước D: Vận hành và bảo trì.....	53
4.1.5.	Bước E: Tháo dỡ.....	53
4.2.	Hình thức và thủ tục đầu tư	54
4.2.1.	Các hình thức đầu tư và cơ chế kiểm soát vốn	54
4.2.2.	Phương thức lựa chọn nhà phát triển dự án	54
4.2.3.	Xác định rào cản tiềm ẩn.....	54
4.3.	Tiến độ dự án và dự đoán tài chính.....	55
5.	ĐÁNH GIÁ RỦI RO.....	60
	PHỤ LỤC 1. DANH MỤC CÁC DỰ ÁN NGUỒN ĐIỆN ĐƯỢC QUY	
	HOẠCH TRÊN ĐỊA BÀN TỈNH NINH THUẬN CŨ NĂM TRONG KẾ	
	HOẠCH THỰC HIỆN QUY HOẠCH ĐIỆN VIII ĐIỀU CHỈNH.....	66
	Nguồn điện.....	66
	Hệ thống truyền tải điện	69
	PHỤ LỤC 2: TÓM TẮT CÁC BƯỚC TRONG GIAI ĐOẠN CHUẨN BỊ	
	ĐẦU TƯ	75
	Giai đoạn chuẩn bị đầu tư.....	75
	Giai đoạn triển khai đầu tư	76
	Giai đoạn vận hành và bảo dưỡng.....	76
	PHỤ LỤC 3: CÁC KẾT QUẢ PHÂN TÍCH KINH TẾ VÀ TÀI CHÍNH.....	78
	Phân tích kinh tế	78
	Tính toán chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE).....	78
	Tính toán các chỉ số kinh tế - Phương án 1: Không có các giá trị tín chỉ các bon. 80	
	Tính toán các chỉ số kinh tế - Phương án 2: Có các giá trị tín chỉ các bon	82
	Phân tích tài chính	84
	Phương án 1: 20% vốn tự có, 80% vay thương mại với lãi suất 10%	84

- Phương án 2: 20% vốn tự có, khoản vay đo la Mỹ (USD) để mua thiết bị với lãi suất 7%, phần còn lại là khoản vay thương mại với lãi suất 10%..... 86
- Phương án 3: 20% tự có, khoản vay Euro (EUR) để mua thiết bị với lãi suất 4,46%, phần còn lại là khoản vay thương mại với lãi suất 10%..... 88

CHỮ VIẾT TẮT

AEP	Sản lượng điện hàng năm
B/C	Tỷ lệ lợi ích trên chi phí
DC	Người kiểm soát Tài liệu
DPM	Phó Chủ nhiệm Dự án
E ₀	Sản lượng phát điện hàng năm trong dài hạn
EIRR	Tỷ suất Hoàn vốn Nội bộ Kinh tế
EM	Quản lý Kỹ thuật
ETP	Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Đông Nam Á
ESIA	Đánh giá Tác động Môi trường và Xã hội
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FIRR	Tỷ suất Hoàn vốn Nội bộ Tài chính
FS	Nghiên cứu Khả thi
GIS	Hệ thống Thông tin Địa lý
GWh	Gigawatt giờ
IEC	Ủy ban Kỹ thuật điện Quốc tế
ISO	Tổ chức Tiêu chuẩn hóa Quốc tế
JSC	Công ty cổ phần
MW	Megawatt
MOIT	Bộ Công thương
NPV	Giá trị Hiện tại Ròng
O&M	Vận hành và Bảo dưỡng
PD	Giám đốc Dự án
QHĐ VIII	Quy hoạch Điện Quốc gia từ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050
PE	Kỹ thuật Dự án
PECC1	Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 1
PM	Chủ nhiệm Dự án
PV Power	Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam
RE	Năng lượng Tái tạo
SDGs	Các mục tiêu Phát triển Bền vững của LHQ
TOR	Điều khoản Tham chiếu
UNOPS	Văn phòng Dịch vụ Dự án Liên Hợp Quốc

TÓM TẮT BÁO CÁO

Báo cáo này trình bày kết quả của Nhiệm vụ 2 - Lộ trình Đầu tư Sơ bộ: Đánh giá Quy định và Tài chính thuộc Nghiên cứu Sơ bộ Phát triển Tổ hợp Năng lượng Sạch Lâm Sơn tại tỉnh Khánh Hòa, Việt Nam. Nghiên cứu này do Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 1 (PECC1) thực hiện cho UNOPS và PV Power nhằm hỗ trợ việc ra quyết định đầu tư giai đoạn sớm và giảm thiểu rủi ro cho một dự án năng lượng sạch tích hợp quy mô lớn.

Tổ hợp Năng lượng Sạch Lâm Sơn được hình thành như một hệ thống phát điện và lưu trữ lai/hybrid, kết hợp điện mặt trời quy mô lớn với thủy điện tích năng (PSH) và hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS). Dự án được thiết kế để tăng cường tính linh hoạt của hệ thống, giảm rủi ro cắt giảm sản lượng và đóng góp vào các mục tiêu khử carbon lâu dài của Việt Nam, bao gồm cam kết quốc gia đạt mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050.

Đánh giá Quy định và Quy hoạch

Đánh giá quy định xác nhận rằng việc phát triển dự án điện tại Việt Nam được chi phối bởi một khung pháp lý toàn diện bao gồm quy hoạch, đầu tư, sử dụng đất, điện lực, môi trường và thuế. Theo luật hiện hành, bất kỳ dự án điện mới nào cũng phải phù hợp với Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia lần thứ VIII (Quy hoạch điện VIII điều chỉnh) và các quy hoạch phát triển cấp tỉnh liên quan, và việc lựa chọn nhà đầu tư nói chung phải thông qua đấu thầu cạnh tranh, với một số ngoại lệ theo luật định.

Dự án Lâm Sơn hiện không được liệt kê trong Quy hoạch điện VIII điều chỉnh hoặc các quy hoạch phát triển đã được phê duyệt của tỉnh Ninh Thuận trước đây. Tuy nhiên, phân tích cho thấy có dư địa quy hoạch đáng kể và lý do chiến lược để dự án có thể được đưa vào các bản cập nhật quy hoạch trong tương lai. Cụ thể,

- Bản Quy hoạch điện VIII điều chỉnh dự báo sự mở rộng nhanh chóng của công suất năng lượng mặt trời và lưu trữ năng lượng, với 5,9-32,9 GW công suất năng lượng mặt trời chưa được phân bổ vào năm 2030, tùy thuộc vào các giả định kịch bản.
- Rủi ro trong việc triển khai các dự án LNG và điện gió ngoài khơi - bao gồm thời gian phát triển dài, chi phí cao và khung pháp lý thương mại chưa được giải quyết - tạo ra khoảng cách nguồn cung trong ngắn hạn mà các dự án năng lượng tái tạo kết hợp lưu trữ hybrid có thể giúp giải quyết.
- Nghị quyết số 70-NQ/TW của Bộ Chính trị đặt ra các mục tiêu công suất tham vọng hơn (lên đến 236 GW vào năm 2030), điều này có nghĩa là sẽ cần thêm các dự án phát điện ngoài phân bổ hiện tại của Quy hoạch điện VIII.

Trong bối cảnh đó, Tổ hợp Năng lượng Sạch Lâm Sơn được đánh giá là phù hợp chiến lược với các mục tiêu an ninh năng lượng quốc gia và có vị thế tốt để được xem xét trong các bản cập nhật sắp tới của Quy hoạch điện VIII và kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh Khánh Hòa mới được hợp nhất. Trong suốt vòng đời hoạt động, dự án ước

tính sẽ giảm khoảng 2,95 triệu tấn khí thải CO₂ mỗi năm, góp phần đáng kể vào mục tiêu khử carbon của ngành điện của Việt Nam.

Đánh giá Tài chính và Thị trường

Báo cáo đánh giá cấu trúc thị trường điện đang phát triển của Việt Nam, bao gồm thị trường điện bán buôn (VWEM), cơ chế đấu thầu cạnh tranh và khung hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) đang nổi lên. Mặc dù chưa có tiền lệ nào cho một tổ hợp năng lượng mặt trời-thủy điện tích năng-hệ thống lưu trữ năng lượng pin (Solar-PSH-BESS) tích hợp hoàn chỉnh, nhưng báo cáo đã xác định được một số phương án tiêu thụ điện khả thi về mặt thương mại, bao gồm các thỏa thuận mua bán điện với EVN, tham gia thị trường bán buôn, các thỏa thuận DPPA với các khách hàng tiêu thụ lớn và cung cấp các dịch vụ phụ trợ được hỗ trợ bởi các tài sản/hạng mục công trình lưu trữ.

Phân tích tài chính sơ bộ cho thấy dự án khả thi về mặt kinh tế và tài chính trong những giả định hợp lý. Với kịch bản tài chính cơ bản - 20% vốn chủ sở hữu, vay thương mại trong nước với lãi suất 10% và vay mua thiết bị bằng ngoại tệ với lãi suất khoảng 7% - dự án đạt được:

- Chi phí bình quân gia quyền (LCOE) là 8,47 US\$/kWh,
- Giá điện mục tiêu là 10,06 US\$/kWh tương ứng với Tỷ suất hoàn vốn nội bộ tài chính (FIRR) là 12%, phù hợp với các quy định hiện hành.

Phân tích độ nhạy cho thấy dự án vẫn khả thi trong điều kiện bất lợi, bao gồm tăng 10% chi phí vốn hoặc giảm 10% doanh thu.

Lộ trình đầu tư sơ bộ và rủi ro

Một lộ trình đầu tư gồm năm giai đoạn được đề xuất, bao gồm chuẩn bị đầu tư, phát triển dự án, xây dựng, vận hành và bảo trì, và cuối cùng là ngừng hoạt động. Lịch trình dự kiến khoảng ba năm cho các hoạt động trước khi xây dựng, tiếp theo là xây dựng theo từng giai đoạn cho phép phát điện mặt trời một phần trước khi vận hành hoàn toàn của hợp phần tích năng.

Các rủi ro đầu tư chính - liên quan đến cấp phép, nối lưới điện, tiến độ xây dựng, điều kiện tài chính và sự không chắc chắn về quy định - được đánh giá ở mức từ thấp đến trung bình, với các biện pháp giảm thiểu được xác định cho từng loại.

Kết luận

Nhìn chung, báo cáo này kết luận rằng Tổ hợp năng lượng sạch Lam Sơn khả thi về mặt kỹ thuật, khả thi về mặt tài chính và có ý nghĩa chiến lược trong hệ thống điện đang phát triển của Việt Nam. Mặc dù việc đưa vào quy hoạch quốc gia và tỉnh vẫn là điều kiện tiên quyết để triển khai, nhưng những phát hiện của nghiên cứu Nhiệm vụ 2 này cung cấp nền tảng phân tích vững chắc cho các hoạt động thiết kế kỹ thuật, tham vấn các bên liên quan và phê duyệt của chính phủ trong các giai đoạn tiếp theo của dự án.

1. GIỚI THIỆU

Dự án Tổ hợp Năng lượng Sạch Lâm Sơn tại tỉnh Khánh Hòa là một sáng kiến chiến lược nhằm thúc đẩy mục tiêu phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam vào năm 2050, tập trung vào việc giảm thiểu rủi ro đầu tư vào cơ sở hạ tầng năng lượng tái tạo. Dự án này sẽ hỗ trợ phát triển năng lượng sạch, với ước tính ban đầu là 3.500 MWp điện mặt trời, 1.440 MW thủy điện tích năng và 350 MW hệ thống lưu trữ pin. Để đánh giá tính khả thi và quá trình phát triển của dự án, cần thực hiện các nội dung sau:

- Đánh giá Tác động môi trường và Xã hội sơ bộ,
- Lập Hồ sơ Thiết kế Kỹ thuật Sơ bộ, và
- Lập Báo cáo Đầu tư ban đầu.

Là đơn vị tư vấn cho giai đoạn phát triển này, Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 1 (PECC1) phân chia 06 nhiệm vụ chính cần thực hiện như sau:

Nhiệm vụ 1	Báo cáo Khởi động và Thu thập Dữ liệu
Nhiệm vụ 2	Lộ trình Đầu tư Sơ bộ: Rà soát về Quy định và Tài chính
Nhiệm vụ 3	Thiết kế Kỹ thuật Sơ bộ và Phân tích Rủi ro
Nhiệm vụ 4	Tham vấn các Bên liên quan và Rà soát Thiết kế Sơ bộ
Nhiệm vụ 5	Hoàn thiện Nghiên cứu và Báo cáo
Nhiệm vụ 6	Sự chấp thuận của Chính phủ

Báo cáo này là kết quả của Nhiệm vụ 2: Lộ trình Đầu tư Sơ bộ: Rà soát về Quy định và Tài chính. Nhiệm vụ này bao gồm các chủ đề sau:

- Đánh giá việc tuân thủ quy định để phù hợp với Quy hoạch Phát triển Điện VIII điều chỉnh.
- Phân tích tài chính và xác định các nguồn cấp vốn tiềm năng.
- Lộ trình đầu tư sơ bộ và dự báo tài chính cho dự án.

Chi tiết sẽ được trình bày trong các phần sau.

2. ĐÁNH GIÁ VIỆC TUÂN THỦ QUY ĐỊNH

2.1. Đánh giá việc tuân thủ các khuôn khổ thể chế liên quan đến phát triển dự án điện

2.1.1. Luật và văn bản pháp luật liên quan

Luật có giá trị pháp lý cao nhất ở Việt Nam là Hiến pháp. Dưới đây là các luật và văn bản pháp luật liên quan đến phát triển dự án điện, được liệt kê trong các bảng sau:

Bảng 2-1: Tài liệu pháp lý chính liên quan đến Quy hoạch

STT	Số hiệu	Nội dung văn bản	Ban hành bởi
1.	Luật số 21/2017/QH14	Luật Quy hoạch	Quốc hội
2.	Nghị định số 37/2019/NĐ-CP	Quy định chi tiết một số điều của Luật Quy hoạch	Chính phủ
3.	Nghị định số 58/2023/NĐ-CP	Sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 37/2019/NĐ-CP ngày 07 tháng 5 năm 2019 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Quy hoạch	Chính phủ
4.	Nghị định số 22/2025/NĐ-CP	Sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 37/2019/NĐ-CP ngày 07 tháng 5 năm 2019 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Quy hoạch, đã được sửa đổi, bổ sung một số điều theo Nghị định số 58/2023/NĐ-CP ngày 12 tháng 8 năm 2023 của Chính phủ	Chính phủ

Bảng 2-2: Tài liệu pháp lý chính liên quan đến điện

STT	Số hiệu	Nội dung văn bản	Ban hành bởi
1.	Luật số 61/2024/QH15	Luật Điện lực	Quốc hội
2.	Nghị định số 18/2025/NĐ-CP	Quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực liên quan đến mua bán điện và các trường hợp bảo hiểm cung cấp điện	Chính phủ
3.	Nghị định số 56/2025/NĐ-CP	Quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về Quy hoạch phát triển điện lực, quy hoạch phát triển lưới điện, đầu tư xây dựng công trình điện, đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư các dự án kinh doanh điện.	Chính phủ
4.	Nghị định số 57/2025/NĐ-CP	Quy định về cơ chế mua điện trực tiếp giữa các đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn	Chính phủ
5.	Nghị định số 58/2025/NĐ-CP	Quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về Phát triển điện năng tái tạo, điện mới	Chính phủ
6.	Nghị định số	Quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về	Chính phủ

STT	Số hiệu	Nội dung văn bản	Ban hành bởi
	61/2025/NĐ-CP	Giấy phép hoạt động điện lực	
7.	Nghị định số 62/2025/NĐ-CP	Quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về Bảo vệ công trình điện và An toàn trong ngành điện	Chính phủ
8.	Nghị định số 72/2025/NĐ-CP	Quy định về cơ chế, thời hạn điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân	Chính phủ
9.	Thông tư số 02/2025/TT-BCT	Quy định về bảo vệ công trình điện và An toàn trong ngành điện	Bộ Công Thương
10.	Thông tư số 03/2025/TT-BCT	Quy định về hồ sơ, trình tự, thủ tục mua bán điện với nước ngoài	Bộ Công Thương
11.	Thông tư số 04/2025/TT-BCT	Quy định về trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện	Bộ Công Thương
12.	Thông tư số 05/2025/TT-BCT	Quy định về hệ thống truyền tải, phân phối và đo đếm điện	Bộ Công Thương
13.	Thông tư số 06/2025/TT-BCT	Quy định về điều độ, vận hành, điều khiển, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia	Bộ Công Thương
14.	Thông tư số 07/2025/TT-BCT	Quy định về quản lý nhu cầu điện	Bộ Công Thương
15.	Thông tư số 08/2025/TT-BCT	Quy định về chi phí phát điện của các nhà máy điện trong giai đoạn trước khi tham gia thị trường điện cạnh tranh đối với một số loại hình nhà máy điện.	Bộ Công Thương
16.	Thông tư số 09/2025/ TT-BCT	Quy định về hồ sơ, thủ tục, phương pháp xác định và phê duyệt khung giá phát điện; quy định về hồ sơ, thủ tục xây dựng và phê duyệt trần giá nhập khẩu điện	Bộ Công Thương
17.	Thông tư số 10/2025/TT-BCT	Quy định về phương pháp xác định và nguyên tắc áp dụng biểu giá chi phí tránh được cho các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện.	Bộ Công Thương
18.	Thông tư số 11/2025/TT-BCT	Quy định về phương pháp xác định và trình tự, thủ tục phê duyệt giá dịch vụ phụ trợ hệ thống điện; nội dung chính của hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện	Bộ Công Thương
19.	Thông tư số 12/2025/TT-BCT	Quy định về phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc định giá điện trong thực hiện dự án điện; Nội dung chính của hợp đồng mua bán điện	Bộ Công Thương
20.	Thông tư số 13/2025/TT-BCT	Quy định về việc xác định số tiền điện phải thanh toán trong trường hợp thiết bị đo đếm không chính xác, ngừng hoạt động hoặc bị mất	Bộ Công Thương
21.	Thông tư số 03/2025/TT-BTNMT	Quy định chi tiết về phạm vi khảo sát cơ bản về nguồn điện năng lượng tái tạo và năng lượng mới trên lãnh thổ Việt Nam	Bộ Công Thương
22.	Thông tư số	Quy định về phương pháp lập, hồ sơ, trình tự, thủ tục	Bộ Công

STT	Số hiệu	Nội dung văn bản	Ban hành bởi
	14/2025/TT-BCT	phê duyệt giá dịch vụ truyền tải điện	Thương
23.	Thông tư số 15/2025/TT-BCT	Quy định về phương pháp lập, hồ sơ, trình tự, thủ tục phê duyệt giá dịch vụ điều độ vận hành hệ thống điện và dịch vụ điều hành giao dịch thị trường điện lực	Bộ Công Thương
24.	Thông tư số 16/2025/TT-BCT	Quy định về vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh (gọi tắt là thị trường điện) bao gồm các nội dung chính sau: Đăng ký tham gia thị trường điện; Lập kế hoạch vận hành thị trường điện; Cơ chế đấu thầu; Cơ chế lập lịch và điều độ	Bộ Công Thương
25.	Thông tư số 17/2025/TT-BCT	Quy định về phương pháp lập, trình tự, thủ tục phê duyệt Khung giá bán buôn điện; Phương pháp xác định giá bán buôn điện; Nội dung chính của Hợp đồng bán buôn điện.	Bộ Công Thương
26.	Quyết định số 988/QĐ-BCT ngày 10/4/2025	Phê duyệt Biểu giá trần áp dụng cho loại hình nhà máy điện mặt trời năm 2025	Bộ Công Thương
27.	Quyết định số 1198/QĐ-BCT	Phê duyệt Biểu giá trần áp dụng cho loại hình nhà máy điện tích năng năm 2025	Bộ Công Thương

Bảng 2-3: Tài liệu pháp lý chính liên quan đến đầu tư

STT	Số hiệu	Nội dung văn bản	Ban hành bởi
1.	Luật số 61/2020/QH14	Luật Đầu tư	Quốc hội
2.	Luật số 64/2020/QH14	Luật Đầu tư theo hình thức Đối tác Công tư	Quốc hội
3.	Luật số 58/2024/QH15	Luật Đầu tư Công	Quốc hội
4.	Nghị định số 31/2021/NĐ-CP	Quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Đầu tư.	Chính phủ
5.	Nghị định số 85/2025/NĐ-CP	Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Đầu tư Công	Chính phủ
6.	Nghị định số 35/2021/NĐ-CP	Quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành Luật Đầu tư theo hình thức Đối tác Công tư	Chính phủ
7.	Nghị định số 71/2025/NĐ-CP	Sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 35/2021/NĐ-CP ngày 29 tháng 3 năm 2021 của Chính phủ quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành Luật Đầu tư theo hình thức Đối tác Công tư	Chính phủ
8.	Nghị định số 85/2025/NĐ-CP	Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Đầu tư Công	Chính phủ
9.	Nghị định số 225/2025/NĐ-CP	Sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định quy định chi tiết một số điều và biện pháp thi hành Luật Đấu thầu về lựa chọn nhà đầu tư	Chính phủ

Bảng 2-4: Tài liệu pháp lý chính liên quan đến thuế doanh nghiệp

STT	Số hiệu	Nội dung văn bản	Ban hành bởi
1.	Luật số 13/2008/QH12	Luật Thuế Giá trị Gia tăng	Quốc hội
2.	Luật số 14/2008/QH12	Luật Thuế Thu nhập Doanh nghiệp	Quốc hội
3.	Luật số 45/2009/QH12	Luật Thuế Tài nguyên	Quốc hội
	Luật số 48/2010/QH12	Luật Thuế Sử dụng Đất Phi Nông nghiệp	Quốc hội
4.	Luật số 57/2010/QH12	Luật Thuế Bảo vệ Môi trường	Quốc hội
5.	Luật số 31/2013/QH13	Luật Sửa đổi, Bổ sung một số Điều của Luật Thuế Giá trị Gia tăng	Quốc hội
6.	Luật số 32/2013/QH13	Luật Sửa đổi, Bổ sung một số Điều của Luật Thuế Thu nhập Doanh nghiệp	Quốc hội
7.	Luật số 71/2014/QH13	Luật Sửa đổi, Bổ sung một số Điều của Luật Thuế	Quốc hội
8.	Luật số 106/2016/QH13	Luật Sửa đổi, Bổ sung một số Điều của Luật Thuế Giá trị Gia tăng, Luật Thuế Tiêu thụ Đặc biệt và Luật Quản lý Thuế	Quốc hội
9.	Luật số 107/2016/QH13	Luật Thuế Xuất nhập khẩu	Quốc hội
10.	Luật số 03/2022/QH15	Luật Sửa đổi, Bổ sung một số Điều của Luật Đầu tư Công, Luật Đầu tư theo hình thức Đối tác Công tư, Luật Đầu tư, Luật Nhà ở, Luật Đấu thầu, Luật Điện lực, Luật Doanh nghiệp, Luật Thuế Tiêu thụ Đặc biệt và Luật Thi hành án dân sự	Quốc hội
11.	Nghị định số 181/2025/NĐ-CP	Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Thuế giá trị gia tăng	Chính phủ

Bảng 2-5: Luật và các quy định liên quan khác

STT	Số hiệu	Nội dung văn bản	Ban hành bởi
1.	Luật số 16/2017/QH14	Luật Lâm nghiệp	Quốc hội
2.	Luật số 72/2020/QH14	Luật Bảo vệ Môi trường	Quốc hội
3.	Luật số 31/2024/QH15	Luật Đất đai	Quốc hội
4.	Luật số 28/2023/QH15	Luật Tài nguyên nước	Quốc hội

STT	Số hiệu	Nội dung văn bản	Ban hành bởi
5.	Luật số 55/2024/QH15	Luật Phòng cháy, chữa cháy và Cứu nạn, cứu hộ	Quốc hội
6.	Nghị định số 08/2022/NĐ-CP	Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Bảo vệ Môi trường	Chính phủ
7.	Nghị định số 156/2018/ND-CP	Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Lâm nghiệp	Chính phủ
8.	Nghị định số 27/2024/NĐ-CP	Sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 156/2018/NĐ-CP ngày 16 tháng 11 năm 2018 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Lâm nghiệp	Chính phủ
9.	Nghị định số 53/2024/NĐ-CP	Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Tài nguyên nước	Chính phủ
10.	Nghị định số 71/2024/NĐ-CP	Quy định về giá đất	Chính phủ
11.	Nghị định số 102/2024/NĐ-CP	Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Đất đai	Chính phủ
12.	Nghị định số 05/2025/NĐ-CP	Sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 08/2022/NĐ-CP ngày 10 tháng 01 năm 2022 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Bảo vệ Môi trường	Chính phủ
13.	Nghị định số 105/2025/NĐ-CP	Quy định chi tiết và biện pháp thi hành Luật Phòng cháy, chữa cháy và Cứu nạn, cứu hộ	Chính phủ
14.	Nghị định số 226/2025/NĐ-CP	Sửa đổi, bổ sung một số điều của các nghị định chi tiết thi hành Luật Đất đai	Chính phủ

Tóm tắt các điểm quan trọng dưới đây:

- Đối với các bước lập quy hoạch, phải tuân thủ luật pháp tại Mục 2-1, Luật Điện lực và các mục tại Mục 2-5. Dựa trên luật pháp và quy định hiện hành, bất kỳ dự án điện mới nào cũng phải được đưa vào các quy hoạch phát triển, tức là phải được tính vào Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia hiện hành và/hoặc Quy hoạch Phát triển Tỉnh. Dự án cũng không được gây trở ngại cho các quy hoạch phát triển quốc gia khác, ví dụ như Quy hoạch Phát triển Lâm nghiệp, Quy hoạch Tài nguyên Nước hoặc Quy hoạch thăm dò, khai thác, chế biến và sử dụng các loại khoáng sản khác nhau.
- Đối với bước đầu tư, sẽ chịu sự chi phối của các điều luật liệt kê tại Mục 2-3 và Luật Điện lực. Quy trình đầu tư dự án điện phải tuân thủ các yêu cầu của luật đầu tư và hướng dẫn liên quan của chính phủ. Nhà phát triển dự án mới sẽ được đấu giá, ngoại trừ một số trường hợp ngoại lệ được quy định trong Luật Điện lực. Các

hình thức đầu tư khác nhau, chẳng hạn như đầu tư công, Đối tác Công tư (PPP), đầu tư tư nhân hoặc đầu tư nước ngoài, được điều chỉnh bởi các luật pháp và quy định liên quan. Các bước đầu tư cũng cần nhiều loại giấy phép khác nhau, không chỉ được yêu cầu trong các quy định tại Bảng 2-3 mà còn được yêu cầu tại Bảng 2-2 đối với điện và Bảng 2-5 đối với các loại hình giám sát đất đai, nước, lâm nghiệp, phòng cháy chữa cháy.

- Các thông tư và quyết định tại Bảng 2-2 hướng dẫn phương pháp tính giá điện. Thuế, các khoản thuế tài nguyên và bồi thường khác được liệt kê tại Bảng 2-4 và Nghị định số 71/2024/NĐ-CP tại Bảng 2-5, sẽ hỗ trợ cho việc phân tích kinh tế và tài chính. Điều quan trọng cần lưu ý là Thông tư số 12/2025/TT-BCT về xác định giá dịch vụ phát điện đã quy định tỷ suất hoàn vốn nội bộ tài chính (FIRR) không được vượt quá 12%. Tỷ lệ vốn chủ sở hữu tối thiểu là 15% tổng vốn đầu tư của dự án. Điều này sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến mô hình tài chính của các dự án phát điện loại mới không có giá trần do Chính phủ áp đặt.
- Một khía cạnh quan trọng để tuân thủ quy hoạch là thẩm quyền quyết định chủ trương chuyển đổi mục đích sử dụng đất. Theo quy định hiện hành, thẩm quyền quyết định chủ trương chuyển đổi đất sang mục đích khác được tóm tắt trong bảng sau.

Bảng 2-6: Cơ quan phê duyệt chuyển đổi mục đích sử dụng đất

STT	Tổ chức đề xuất	Cơ quan có thẩm quyền	Cơ sở pháp lý
1	Hộ gia đình, cá nhân	Ủy ban Nhân dân cấp huyện	Điều 123 Luật Đất đai năm 2024
2	Tổ chức, doanh nghiệp	Ủy ban Nhân dân cấp tỉnh	Điều 123 Luật Đất đai năm 2024
3	Dự án chuyển đổi quy mô lớn	Hội đồng Nhân dân cấp tỉnh quyết định chủ trương. Ủy ban Nhân dân cấp tỉnh quyết định cụ thể	Điều 126 Luật Đất đai năm 2024
4	Các dự án quan trọng, cấp quốc gia	Thủ tướng Chính phủ hoặc Quốc hội quyết định chủ trương	Điều 126 Luật Đất đai năm 2024; Điều 121 đối với các trường hợp cần có giấy phép

- Chính phủ yêu cầu sử dụng hợp đồng mua bán điện mẫu, được quy định tại một số thông tư trong Bảng 2-2. Về vận hành kỹ thuật, tham khảo các nghị định và thông tư trong Bảng 2-2.
- Dự án phát triển điện lực Lâm Sơn cần phải đáp ứng tất cả các yêu cầu trong các văn bản pháp luật được liệt kê, và/hoặc bất kỳ văn bản bổ sung và sửa đổi nào.

2.1.2. Khung thể chế

2.1.2.1. Quản lý hành chính

Ngành năng lượng Việt Nam do Chính phủ quản lý và kiểm soát.

a) Bộ Công Thương (MOIT)

Bộ Công Thương là bộ thực hiện chức năng quản lý nhà nước về điện lực. Chức năng chính của Bộ bao gồm: (i) xây dựng pháp luật, khuôn khổ pháp lý và chính sách, (ii) quy hoạch phát triển, và (iii) thực hiện công tác giám sát. Hỗ trợ Bộ Công Thương trong việc quản lý điện năng và năng lượng tái tạo là Cục Điện lực Việt Nam.

b) Cục Điện lực Việt Nam

Chức năng, nhiệm vụ và quyền hạn chính của Cục Điện lực Việt Nam (EAV) được quy định tại Quyết định số 515/QĐ-BCT ngày 28 tháng 2 năm 2025 của Bộ Công Thương và được tóm tắt như sau¹:

- Xây dựng và trình cấp có thẩm quyền các vấn đề sau:
 - Quy hoạch phát triển điện lực và kế hoạch triển khai, bao gồm danh mục các dự án phát triển và vận hành 100% vốn nhà nước, danh mục các dự án khẩn cấp, chiến lược và định hướng mua bán điện xuyên biên giới,
 - Cơ chế, chính sách phát triển điện lực và biểu giá điện,
 - Phát triển ngành điện và thị trường điện,
 - Quy định về vận hành lưới điện và đo đếm,
 - Quy định về cấp phép,
 - Quy định xử phạt.
- Xây dựng các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật và các định mức kinh tế - kỹ thuật khác.
- Hướng dẫn và giám sát việc thực hiện các luật, quy định, quy hoạch phát triển có liên quan và đề xuất sửa đổi, bổ sung (nếu có).
- Quản lý nhà nước về đầu tư các dự án điện và năng lượng tái tạo:
 - Thẩm định và trình phê duyệt chủ trương đầu tư, báo cáo nghiên cứu khả thi, thiết kế sau thiết kế cơ sở; thẩm định kết quả phê duyệt các dự án điện thuộc thẩm quyền của Bộ Giao thông Vận tải.
 - Dự án BOT: lựa chọn nhà đầu tư theo hình thức PPP, đàm phán và trình Chính phủ hợp đồng BOT, các công tác quản lý tiếp theo.

¹ <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Bo-may-hanh-chinh/Quyết-dinh-515-QĐ-BCT-2025-nhiem-vu-quyen-han-va-co-cau-to-chuc-cua-Cuc-Dien-luc-645144.aspx>

- o Trình phê duyệt các dự án năng lượng tái tạo và năng lượng mới trên biển thuộc thẩm quyền của Chính phủ, và ý kiến của Bộ Công Thương về việc mời gọi nhà đầu tư quốc tế tham gia các dự án điện.
 - Hoạt động điều tiết điện lực:
 - o Rà soát và cấp phép điện,
 - o Rà soát giá điện,
 - o Rà soát và trình kế hoạch vận hành lưới điện và thị trường điện hàng năm, giám sát hoạt động vận hành.
 - Trách nhiệm sở hữu nhà nước (giao một phần) đối với Công ty TNHH MTV Vận hành Hệ thống Điện và Thị trường Điện Quốc gia (NSMO).
- c) Các tập đoàn/tổng công ty năng lượng nhà nước

Các tập đoàn/tổng công ty nhà nước hoạt động trong lĩnh vực năng lượng như Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN) và Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV) đều thuộc quyền quản lý sở hữu nhà nước của Bộ Tài chính (từ tháng 3 năm 2025). Bên cạnh đó, một số doanh nghiệp nhà nước tham gia vào lĩnh vực năng lượng không thuộc sự quản lý của CMSC mà thuộc sự quản lý của bộ mà doanh nghiệp đó đang hoạt động. Ví dụ điển hình là Tổng công ty Đông Bắc thuộc Bộ Quốc phòng, hoạt động trong lĩnh vực khai thác than.

c.1. Tập đoàn Điện lực Việt Nam, EVN

Trong số các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực điện/năng lượng, EVN đóng vai trò then chốt. Các nhà máy điện thuộc EVN và GENCO (các Tổng công ty Phát điện) chiếm tỷ trọng lớn nhất trên thị trường phát điện. EVN quản lý đường dây truyền tải và phân phối trên toàn quốc thông qua NPT (Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia) và các PC khu vực (Công ty Truyền tải Điện).

Hiện nay, EVN là đơn vị mua bán điện duy nhất và là đơn vị bán lẻ độc quyền thông qua 05 tổng công ty điện lực khu vực. Thông qua EVNNPT và các PC, EVN hiện đang giữ vị thế độc quyền trong việc đầu tư, xây dựng các dự án đường dây truyền tải và phân phối điện, ngoại trừ một số ít dự án thí điểm được triển khai gần đây.

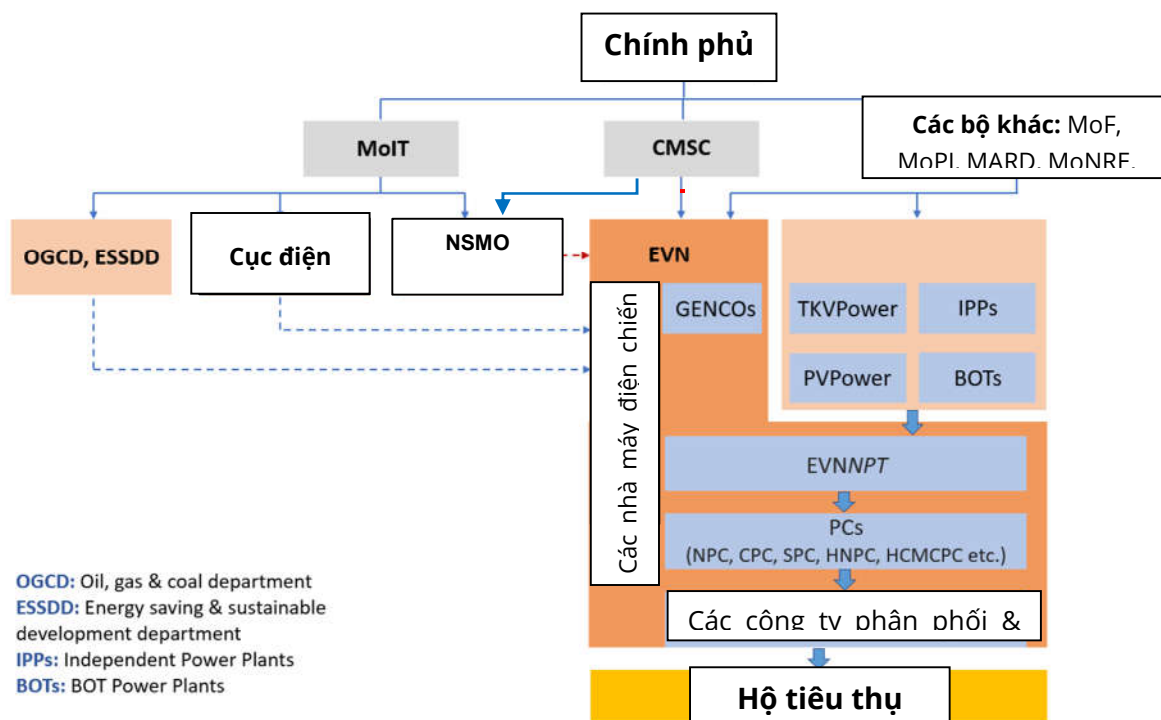
c.2. Các tập đoàn nhà nước khác

Các tập đoàn nhà nước khác như TKV và PVN tham gia vào ngành điện với tư cách là nhà cung cấp than, dầu và khí đốt cho các nhà máy điện, đồng thời cũng là chủ sở hữu một số nhà máy điện.

Nếu dự án Lâm Sơn do PVP hoặc các thành viên của PVP phát triển, vì PVP là công ty con của PVN, thì công ty dự án (nếu có) sẽ thuộc loại này.

c.3. Các nhà sản xuất điện độc lập, IPP

Ngoài các công ty được nêu ở trên, còn có một loạt các nhà máy IPP (Nhà máy điện độc lập) và BOT (Xây dựng, Vận hành, Chuyển giao) thuộc sở hữu của doanh nghiệp nhà nước hoặc sở hữu tư nhân hoặc sở hữu không phải của nước ngoài

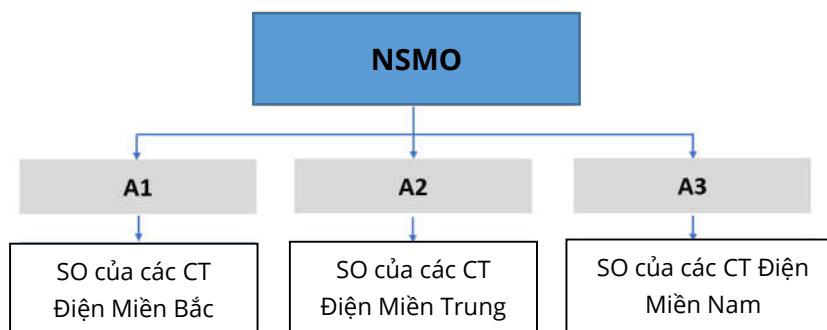


Hình 2-1: Lưu đồ Quản lý của ngành điện (sửa theo ERAV)

2.1.2.2. Vận hành hệ thống điện

EVN chịu trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải và lập kế hoạch vận hành hệ thống điện hàng năm, trong khi EA rà soát các đợt kiểm tra, thanh tra, giám sát tình hình cung cấp điện sau đó và vận hành hệ thống điện để đảm bảo cân đối cung cầu.

Vận hành hệ thống điện được thực hiện bởi Công ty TNHH MTV Vận hành Hệ thống Điện Quốc gia và Thị trường Điện (NSMO) và các Trung tâm Điều độ khu vực (A1, A2, A3). Việc điều độ được tổ chức như trong sơ đồ dưới đây.



Hình 2-2: Cơ cấu tổ chức của Trung tâm Điều độ Quốc gia

Sau đây là các nhiệm vụ và phân công chính của NSMO trong vận hành hệ thống điện:

- Đơn vị Vận hành lưới điện: Thiết lập phương thức và kiểm soát vận hành lưới điện;
- Quản lý hệ thống viễn thông phục vụ vận hành lưới điện và thị trường điện;
- Quản lý thị trường điện cạnh tranh;
- Công bố phương thức vận hành và yêu cầu vận hành hệ thống điện quốc gia từ khâu truyền tải đến phân phối, đảm bảo chất lượng nguồn điện và các dịch vụ phụ trợ của hệ thống điện.

Các trung tâm điều độ tỉnh, huyện sẽ quản lý lưới điện phân phối trong phạm vi trách nhiệm của mình. Chi tiết nhiệm vụ và phân công của các cấp điều độ quốc gia, khu vực và các cấp khác được quy định tại Thông tư 40/2014/TT-BCT do Bộ Công Thương ban hành ngày 05/11/2014.

Công ty TNHH MTV Vận hành Hệ thống Điện Quốc gia (NSMO) sẽ giám sát công tác vận hành dự án Lâm Sơn.

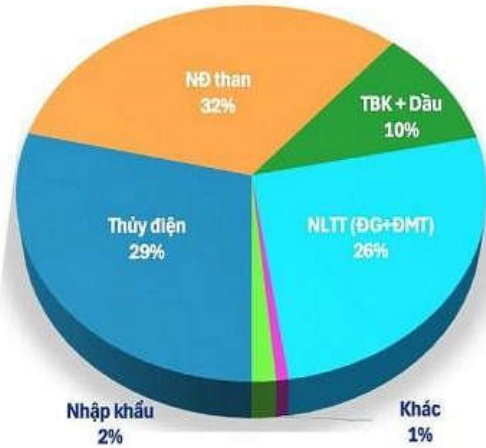
2.1.2.3. Sản xuất điện

Tổng công suất lưới điện quốc gia đạt 82,387 GW vào cuối năm 2024, trong đó 26% là năng lượng tái tạo (điện gió và điện mặt trời). Tổng sản lượng điện lưới năm 2024 đạt 308,73 tỷ kWh.

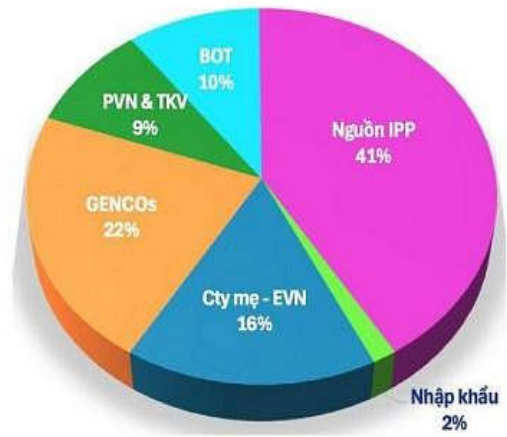
Bảng 2-7: Công suất lưới điện quốc gia tính đến cuối 2024

Công suất	Toàn quốc	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
Nhu cầu tối đa	54,510	28,351	5,590	23,890
Cung tối đa	82,387	29,230	17,986	35,170
Thủy điện	23,664	13,385	7,915	2,364
NĐ than	26,757	14,738	1,505	10,514
NĐ dầu và khí	8,653			8.653
NLTT (ĐMT và gió)	21,447	593	7,338	13,516
Nhập khẩu	1,222	341	881	0
Các nguồn khác	644	174	347	123

Theo loại hình nguồn điện



Cơ cấu theo chủ sở hữu



Hình 2-3: Các nguồn cung cho lưới điện quốc gia tính đến cuối 2024 (tính theo tỷ lệ) (Hình trái: các loại nguồn cung; Hình phải: Chủ sở hữu)

Bảng 2-8: Sản lượng sản xuất và nhập khẩu của lưới điện quốc gia năm 2024

STT	Loại	Phát (10 ⁹ kWh)
1	Thủy điện	88,723
2	NĐ than	152,775
3	NĐ khí	21,827
4	NĐ dầu	175
5	Nhập khẩu	5,144
6	NLTT, trong đó	39,641
-	Gió	12,747
-	Điện mặt trời	25,862
-	Sinh khối	1,032
7	Nguồn khác	446
	Tổng cộng	308,732

a) Các nhà máy điện của EVN

Về sở hữu và quản lý, EVN sở hữu hoặc nắm giữ cổ phần chi phối tại các Tổng công ty Phát điện (GENCO) 1, 2 và 3. Mỗi Tổng công ty Phát điện sở hữu hoặc nắm giữ cổ phần chi phối tại một số nhà máy điện (chủ yếu là thủy điện hoặc nhiệt điện than) phân bố tại 3 miền Bắc, Trung, Nam.

EVN sở hữu 09 công ty phát điện trực thuộc EVN, trong đó có 07 công ty thủy điện và 02 công ty nhiệt điện than. Trong số các nhà máy này, 06 nhà máy thủy điện được xếp

vào loại quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng - an ninh². Bao gồm 03 nhà máy thủy điện trên sông Đà, 01 nhà máy thủy điện trên sông Gâm, 01 nhà máy thủy điện trên sông Sê San và 01 nhà máy thủy điện trên sông Đồng Nai. Các nhà máy thủy điện này có nhiệm vụ phòng lũ và cấp nước cho các vùng đồng bằng hạ lưu, ngoại trừ nhà máy thủy điện laly nằm trên sông Sê San có lưu vực xuyên biên giới.

Ngoài ra, 03 tổng công ty điện lực miền (Điện lực miền Bắc, Điện lực miền Trung và Điện lực miền Nam) cũng sở hữu các nhà máy điện quy mô nhỏ.

Tổng công suất các nhà máy điện thuộc EVN và GENCO chiếm khoảng 38% tổng nguồn điện của Việt Nam.

b) Các nhà máy điện ngoài EVN

Các nhà máy điện tư nhân chiếm tỷ trọng lớn trong hệ thống điện (lên đến 41% vào cuối năm 2024), chủ yếu là thủy điện và năng lượng tái tạo (gió và mặt trời). Hai tập đoàn năng lượng nhà nước lớn là PVN và TKV sở hữu một số nhà máy thủy điện và nhiệt điện (chiếm khoảng 9% tổng sản lượng điện vào cuối năm 2024). Các nhà máy điện BOT chiếm khoảng 10% hệ thống điện.

c) Xuất nhập khẩu điện

Việt Nam đã ký kết các hiệp định về trao đổi điện với các nước có chung đường biên giới trên bộ bao gồm Trung Quốc, Lào và Campuchia. Từ Trung Quốc, Việt Nam chỉ nhập khẩu; từ Lào, chủ yếu nhập khẩu và có cả xuất khẩu; sang Campuchia, Việt Nam chỉ xuất khẩu. Lượng điện nhập khẩu còn hạn chế, chiếm khoảng 1,5% nguồn điện sản xuất vào năm 2024.

2.1.2.4. Truyền tải và phân phối điện

Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT), trực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), chịu trách nhiệm quản lý đầu tư (một phần) và quản lý vận hành hệ thống truyền tải điện, bao gồm các cấp điện áp 500 kV (toàn bộ) và 220 kV (một phần).

EVN có năm Tổng công ty Điện lực miền (gồm các Tổng công ty Điện lực miền Bắc, miền Trung, miền Nam, Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh) quản lý hệ thống truyền tải (một phần ở cấp điện áp 220 kV và toàn bộ dưới 220 kV) và hệ thống phân phối bán lẻ điện kết nối với các hộ tiêu thụ điện.

Chủ sở hữu các nhà máy điện chịu trách nhiệm về đường dây truyền tải kết nối từ nhà máy đến các điểm đấu nối lưới điện. Điện áp của các điểm đấu nối này dao động từ 35 kV đến 500 kV.

Do dự án có điện áp cao, dự kiến đơn vị vận hành dự án sẽ cần phối hợp với EVNNPT.

² [QĐ_2012_QĐ_TTg nam 2016.pdf \(erav.vn\)](#)

2.2. Đánh giá việc tuân thủ các Quy hoạch Phát triển

2.2.1. Quy hoạch Điện VIII (điều chỉnh) và Kế hoạch thực hiện

Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch Điện VIII) đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt theo Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15 tháng 5 năm 2023. Sau đó, Quy hoạch Điện VIII điều chỉnh đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt theo Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15 tháng 4 năm 2025. Kế hoạch thực hiện điều chỉnh đã được Bộ trưởng Bộ Công Thương phê duyệt theo Quyết định số 1509/QĐ-BCT ngày 31 tháng 5 năm 2025. Các mục tiêu liên quan của Quy hoạch Điện VIII (điều chỉnh) đối với dự án được tóm tắt như sau

- Về đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia:
 - Cung cấp đủ điện trong nước đáp ứng các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội, với tốc độ tăng trưởng GDP bình quân khoảng 10,0%/năm trong giai đoạn 2026-2030 và khoảng 7,5%/năm trong giai đoạn 2031-2050:
 - Điện thương phẩm: Đến năm 2030 khoảng 500,4 - 557,8 tỷ kWh; định hướng đến năm 2050 khoảng 1.237,7 - 1.375,1 tỷ kWh.
 - Điện sản xuất và nhập khẩu: Đến năm 2030 khoảng 560,4 - 624,6 tỷ kWh; định hướng đến năm 2050 khoảng 1.360,1 - 1.511,1 tỷ kWh.
 - Nhu cầu điện cao điểm: Đến năm 2030 khoảng 89.655 - 99.934 MW; Đến năm 2050, đạt khoảng **05.732 - 228.570** MW.
 - Cung cấp điện an toàn, tin cậy, đáp ứng tiêu chí N-1 đối với các khu vực phụ tải trọng yếu và tiêu chí N-2 đối với các khu vực phụ tải đặc biệt trọng yếu và nguồn điện hạt nhân.
 - Đến năm 2030, 50% các tòa nhà công sở và 50% hộ gia đình sử dụng điện mặt trời áp mái để tự sản xuất và tự dùng (không hòa lưới điện quốc gia).
- Về chuyển dịch năng lượng công bằng:
 - Phát triển mạnh mẽ các nguồn năng lượng tái tạo (trừ thủy điện) để sản xuất điện, đạt tỷ trọng khoảng 28-36% vào năm 2030. Mục tiêu tăng tỷ trọng lên 74-75% vào năm 2050.
 - Kiểm soát phát thải khí nhà kính từ sản xuất điện ở mức khoảng 197-199 triệu tấn vào năm 2030 và giảm xuống còn khoảng 27 triệu tấn vào năm 2050. Đạt mục tiêu đạt mức phát thải tối đa không quá 170 triệu tấn vào năm 2030, với điều kiện các đối tác quốc tế thực hiện đầy đủ và thực chất các cam kết theo JETP (Quan hệ Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Công bằng).
 - Phát triển lưới điện thông minh có khả năng tích hợp và vận hành an toàn, hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo quy mô lớn.

Chi tiết được thể hiện trong bảng sau

Bảng 2-9: Tóm tắt tình hình phát triển lưới điện theo Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15 tháng 4 năm 2025 về việc phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050

STT	Nội dung	Đơn vị	Giá trị trong năm	
			2030	2050
I.	Sản lượng thương mại	10 ⁹ kWh	500,400 – 557,800	1.237,700- 1.375,100
II.	Nhu cầu đỉnh	GW	89,655 – 99,934	205,732 – 228,570
III.	Tổng cung	GW	183,291 – 236,363	774,503 – 838,681
	Điện gió gần bờ và trên bờ	GW	26,066 – 38,029	84,696 – 91,400
	Điện gió xa bờ	GW	*6,000 – 17,032	113,503 – 139,097
	ĐMT (trang trại và điện mái nhà)	GW	46,459 – 73,416	293,088 – 295,646
	Sinh khối	GW	1,523 – 2,699	4,829 – 6,960
	Điện rác	GW	1,441 – 2,137	1,784 -2,137
	Địa nhiệt và NLTT khác	GW	0,045	0,464
	Thủy điện	GW	33,294 – 34,667	40,624
	Điện hạt nhân	GW	*4,000 – 6,400	10,500 – 14,000
	HT lưu trữ NL	GW	10,000 – 16,300	95,983 – 96,120
	Tích năng	GW	2,400 – 6,000	20,691 – 21,327
	NĐ than	GW	31,055	0
	NĐ khí nội địa	GW	10,861 – 14,930	
	NĐ LNG	GW	22,524	
	Sinh khối và amoniac	GW		25,798
	Khí nội địa và chuyển sang LNG	GW		7,900
	Khí nội địa chuyển hoàn toàn sang khí hydro	GW		7,030
	LNG CCS (thu giữ và cô lập các bon)	GW		1,887 – 2,269
	Đồng đốt LNG với hydro	GW		18,200 – 26,123
	LNG chuyển hoàn toàn sang khí hydro	GW		8,576 – 11,325
	Các nguồn linh hoạt	GW	2,000 – 3,000	21,333 – 38,641
	Nhập khẩu	GW	9,360 – 12,100	11,042
	Xuất khẩu	GW	0,400	14,688
	PPA trực tiếp	%		30 - 60% tổng công suất NLTT phát
IV	Truyền tải			

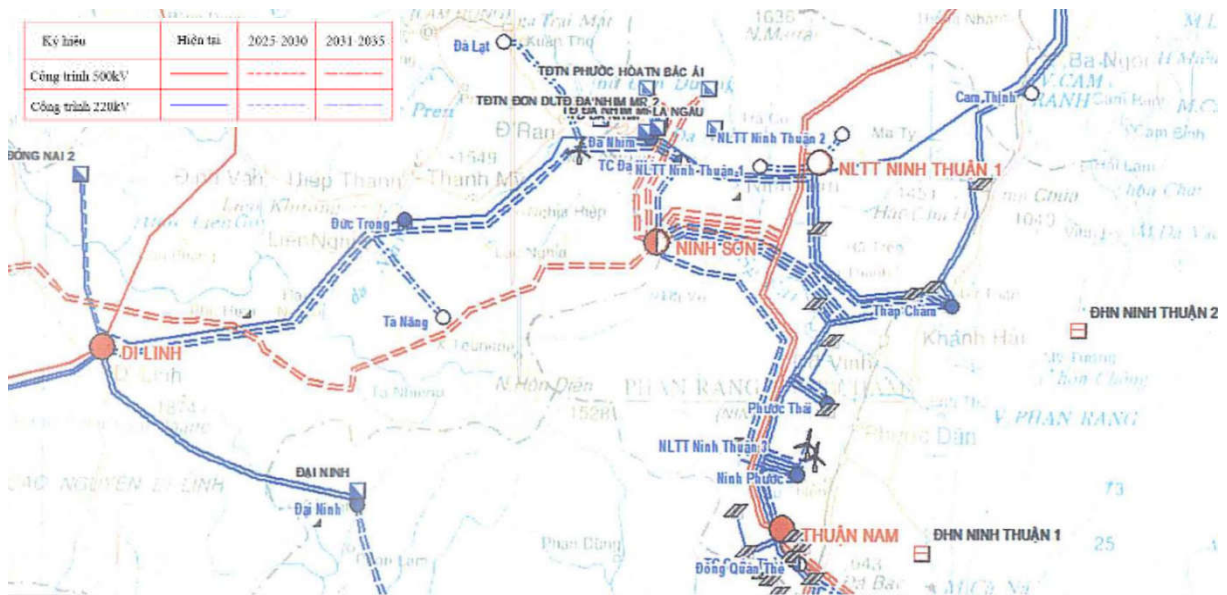
STT	Nội dung	Đơn vị	Giá trị trong năm	
			2030	2050
	Các TBA 500 kV xây mới	MVA	102,900	72,00
	Các TBA 500 kV cải tạo	MVA	23,250	102,600
	Các ĐZ 500 kV xây mới	km	12,944	7,846
	Các ĐZ 500 kV cải tạo	km	1,404	750
	Các TBA 220 kV xây mới	MVA	105,565	81,875
	Các TBA 220 kV cải tạo	MVA	17,509	103,125
	Các ĐZ 220 kV xây mới	km	15,307	5,370
	Các ĐZ 500 kV cải tạo	km	5,483	830
	TBA HVDC	MW		26,000 – 36,000
	ĐZ HVDC	km		3,600 – 6,700
	HVAC > trạm chuyển 500 kV	MVA		24,000
	HVAC > ĐZ 500 kV	km		2,500

Ghi chú: * Giai đoạn 2030 - 2035.

Điều quan trọng cần lưu ý trong Phụ lục Kế hoạch Thực hiện Quy hoạch Điện VIII (điều chỉnh) là:

- 52 dự án điện mặt trời đã được phê duyệt tại tỉnh Ninh Thuận (cũ), trong đó 19 dự án sẽ hoàn thành tính đến năm 2030 với tổng công suất 2.148 MW, 33 dự án còn lại sẽ hoàn thành tính đến năm 2035 với tổng công suất 3.469,5 MW.
- 02 dự án thủy điện tích năng đã được phê duyệt tại tỉnh Ninh Thuận (cũ) sẽ hoàn thành vào năm 2030. Đó là Bác Ái và Phước Hòa, mỗi dự án có công suất 1.200 MW. Ngoài ra còn có hai dự án thủy điện tích năng khác đã được phê duyệt trong Quy hoạch Điện VIII tại các tỉnh khác (Đông Phú Yên - 900 MW và Đơn Dương - 300 MW). Đến năm 2035, công suất tăng thêm của TĐTN sẽ là 7,072 GW cùng với 18 dự án khác được phê duyệt tại các tỉnh khác.
- Bên cạnh 07 Hệ thống Lưu trữ Năng lượng Pin (BESS) với tổng công suất 318 MW, sẽ có thêm 20,287 GW BESS được lên kế hoạch cho giai đoạn 2025-2035.
- Tại tỉnh Ninh Thuận mới thành lập, trạm biến áp Ninh Sơn 2.700 MVA sẽ được xây dựng trước năm 2030. Các trạm biến áp Ninh Thuận 1 (1.800 MVA) và 2 (1.800 MVA) sẽ được xây dựng trước năm 2035.
- Không tính đường dây truyền tải cho các nhà máy điện hạt nhân, sẽ có bốn đường dây truyền tải 500 kV mạch kép kết nối với Trạm biến áp Ninh Sơn vào năm 2030. Đến năm 2035, hai trạm biến áp Ninh Thuận 1 và 2 sẽ được kết nối với Ninh Sơn bằng hai đường dây truyền tải 500 kV mạch kép. Cũng cần lưu ý rằng trạm biến áp Ninh Sơn sẽ do Nhà nước đầu tư, trong khi Ninh Thuận 1 và Ninh Thuận 2 được quy hoạch theo hình thức xã hội hóa đầu tư.

- Tổ hợp năng lượng Lâm Sơn không nằm trong Quy hoạch điện VIII điều chỉnh và kế hoạch triển khai. Tuy nhiên, do việc sáp nhập một số tỉnh, tính hợp lệ của Quy hoạch điện VIII với việc phát triển các tỉnh mới cần bàn bạc thêm.



Hình 2-4: Phát triển lưới điện 220 kV và 500 kV theo quy hoạch tỉnh Ninh Thuận cũ theo QHĐ VIII

Trong mọi trường hợp, dự án đều có thể góp phần đạt được mục tiêu 293,088 - 295,646 GW điện mặt trời và 20,691 - 21,327 GW thủy điện tích năng vào năm 2050 theo Quy hoạch Điện VIII điều chỉnh.

2.2.2. Quy hoạch Phát triển Tỉnh

Tỉnh Khánh Hòa mới chưa có Quy hoạch Phát triển Tỉnh mới. Hiện chỉ có các quy hoạch phát triển cho hai tỉnh Ninh Thuận và Khánh Hòa cũ đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Quy hoạch phát triển của tỉnh Ninh Thuận cũ sẽ được xem xét lại để làm cơ sở.

2.2.2.1. Mục tiêu chung

Quyết định số 1319/QĐ-TTg ngày 11 tháng 11 năm 2023 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt Quy hoạch phát triển tỉnh Ninh Thuận thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050. Kế hoạch thực hiện Quy hoạch đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1483/QĐ-TTg ngày 29 tháng 11 năm 2024. Các mục tiêu chính của Quy hoạch phát triển đến năm 2030 như sau:

a) Mục tiêu chung

Đến năm 2030, tỉnh Ninh Thuận đặt mục tiêu:

- Trở thành tỉnh có thu nhập bình quân đầu người trung bình cao trong cả nước.
- Phát triển thành nền kinh tế năng động, nhanh và bền vững, lấy kinh tế biển và kinh tế đô thị làm động lực tăng trưởng.

- Tập trung phát triển khu vực phía Nam của tỉnh, tạo nền tảng hình thành vùng kinh tế ven biển.
- Xây dựng kết cấu hạ tầng kinh tế - xã hội đồng bộ, có khả năng chống chịu cao với thiên tai, dịch bệnh, thích ứng hiệu quả với biến đổi khí hậu, đặc biệt là quản lý tài nguyên nước đáp ứng nhu cầu sử dụng và phân phối cân đối, hợp lý, phục vụ phát triển kinh tế - xã hội.
- Bảo tồn và phát huy các giá trị văn hóa của cộng đồng các dân tộc.
- Nâng cao đời sống vật chất và tinh thần cho nhân dân.
- Bảo đảm quốc phòng, an ninh vững mạnh.

b) Mục tiêu chi tiết và các chỉ số

b.1. Kinh tế

- Tăng trưởng GRDP bình quân: 10 - 11%/năm.
- GRDP bình quân đầu người (giá hiện hành): khoảng 200 triệu đồng.
- Cơ cấu GRDP:
 - Công nghiệp & Xây dựng: 53 - 54%
 - Dịch vụ: 34 - 35%
 - Nông, Lâm, Thủy sản: 12 - 13%
 - Thuế sản phẩm trừ trợ cấp: 2 - 3%
- Kinh tế số đóng góp khoảng 30% GRDP vào năm 2030.
- Năng suất nhân tố tổng hợp (TFP) đóng góp khoảng 50% vào tăng trưởng và duy trì ở mức trên trung bình cả nước trong những năm tiếp theo.

b.2. Xã hội

- Tốc độ tăng trưởng dân số: 1,89%/năm.
- Lực lượng lao động được đào tạo: 75 - 80%, trong đó >40% có bằng cấp/chứng chỉ.
- Chỉ số Phát triển Con người (HDI): ngang bằng mức trung bình cả nước.
- Tỷ lệ trường học đạt chuẩn quốc gia:
 - Mầm non: 50,2%
 - Tiểu học: 85,8%
 - Trung học cơ sở: 74,6%
 - Trung học phổ thông: 69,2%

- Duy trì 100% đơn vị sự nghiệp công lập cấp xã và cấp huyện đạt chuẩn phổ cập giáo dục mầm non cho trẻ 5 tuổi, phấn đấu phổ cập giáo dục mầm non cho trẻ dưới 5 tuổi và xóa mù chữ mức độ 2.
- Số giường bệnh trên 10.000 dân: 35
- Số bác sĩ trên 10.000 dân: 11
- Tỷ lệ đô thị hóa: 55 - 56%; 100% đô thị loại III trở lên đạt tiêu chí cơ sở hạ tầng, đặc biệt là y tế, giáo dục, đào tạo, văn hóa.
- Tỷ lệ hộ nghèo đa chiều (theo chuẩn mới): Giảm 1,5 - 2%/năm, xuống dưới 1,5% vào năm 2030.

b.3. Tài nguyên và môi trường

- Độ che phủ rừng: duy trì ở mức ~49%.
- Tiếp cận nước sạch: 100% dân số cả thành thị và nông thôn.
- Chất thải rắn đô thị
 - 100% được thu gom và xử lý theo tiêu chuẩn.
 - 90% được tái chế, tái sử dụng hoặc sử dụng để sản xuất năng lượng/phân bón.
 - Chỉ 10% được chôn lấp trực tiếp.
- Chất thải rắn nông thôn: 90% được thu gom và xử lý đạt quy chuẩn.
- Xử lý chất thải nguy hại: 98%, chất thải y tế đạt 100%.
- Các khu, cụm công nghiệp:
 - 100% có hệ thống xử lý nước thải tập trung đạt tiêu chuẩn xả thải.
 - 100% doanh nghiệp đáp ứng các quy định về môi trường.
 - 100% nước thải sinh hoạt được thu gom và xử lý đạt tiêu chuẩn phù hợp để tái sử dụng vào nguồn nước sinh hoạt.

b.4. Phát triển Hạ tầng

- Hạ tầng giao thông:
 - Hoàn thành tuyến đường cao tốc Bắc - Nam qua tỉnh.
 - Nâng cấp các tuyến quốc lộ đạt tiêu chuẩn tối thiểu cấp III.
 - Nâng cấp các tuyến đường tỉnh đạt tiêu chuẩn tối thiểu cấp IV; 100% đường tỉnh và đường địa phương được trải nhựa (nhựa đường/bê tông).
- Phát triển cảng:

- Phát triển hệ thống cảng biển Ninh Thuận: Cà Ná và Ninh Chữ trở thành cảng tổng hợp quốc gia, xử lý hàng rời, container, chất lỏng/khí.
 - Đầu tư sân bay: Phát triển sân bay Thanh Sơn.
 - Xây dựng nông thôn mới:
 - 50% số xã đạt chuẩn nông thôn mới tiên tiến.
 - 20% số xã đạt chuẩn nông thôn mới tiên tiến.
 - Ít nhất 5 huyện đạt chuẩn nông thôn mới, trong đó 2 huyện đạt chuẩn tiên tiến.
 - Thông tin và truyền thông:
 - Cơ sở hạ tầng đáp ứng nhu cầu chuyển đổi số.
 - 100% dịch vụ công trực tuyến trọn gói.
 - Hoàn thiện cơ sở hạ tầng 4G và phát triển 5G tại các khu vực đô thị và khu công nghiệp để hỗ trợ sản xuất thông minh.
- b.5. Quốc phòng và An ninh Quốc gia
- 100% xã, phường, thị trấn đạt sức mạnh tổng hợp.
 - Gắn phát triển kinh tế - xã hội với tăng cường quốc phòng, an ninh.
 - Xây dựng khu vực phòng thủ vững chắc, bảo đảm ổn định chính trị, trật tự an toàn xã hội.

2.2.2.2. Quy hoạch phát triển điện lực

Ước tính đến năm 2030, tổng nhu cầu điện của tỉnh Ninh Thuận (cũ) sẽ là $1,370 \times 10^9$ kWh cho kịch bản cơ sở và $1,503 \times 10^9$ kWh cho kịch bản phát triển cao³. Quy hoạch phát triển của tỉnh Ninh Thuận (cũ) dự kiến điện năng và năng lượng tái tạo sẽ chiếm 12% GDP của tỉnh và 7,3% lực lượng lao động. Quy hoạch sẽ tập trung để tạo điều kiện phát triển tối đa điện mặt trời, điện gió gần bờ và ngoài khơi, nhiệt điện LNG, thủy điện tích năng và các nguồn năng lượng mới khác (hydro, thủy triều, sinh khối, v.v.).

Nhà máy điện của tỉnh Ninh Thuận (cũ) đã được đồng bộ hóa và cập nhật theo Quy hoạch phát triển điện VIII (điều chỉnh). Chi tiết xem tại PHỤ LỤC 1. Tổ hợp năng lượng Lâm Sơn không nằm trong quy hoạch phát triển của tỉnh. Nếu tổ hợp năng lượng Lâm Sơn được triển khai, sản lượng điện hàng năm dự kiến đạt $4,474 \times 10^9$ kWh, vượt nhu cầu điện cao điểm theo kế hoạch đến năm 2030 của tỉnh Ninh Thuận (cũ). Do đó, vai trò của dự án chủ yếu là xuất khẩu sang các khu vực khác ở miền Bắc hoặc miền Nam.

³ Dựa trên các thông tin bảo mật.

2.2.3. Ý nghĩa của Nghị quyết số 70-NQ/TW của Bộ Chính trị Đảng Cộng sản Việt Nam

Mới đây, ngày 08 tháng 8 năm 2025, Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết số 70-NQ/TW về “Bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”. Tuy không phải là văn bản luật, nhưng do Đảng Cộng sản là đảng cầm quyền, Nghị quyết này sẽ định hướng cho phát triển năng lượng ở Việt Nam. Một số mục tiêu quan trọng trước năm 2030 trong Nghị quyết này, liên quan đến việc phát triển Tổ hợp Năng lượng Lâm Sơn, được trích dẫn như sau:

- Phát triển năng lượng là ưu tiên hàng đầu để đáp ứng yêu cầu tăng trưởng liên tục trên 10% trong giai đoạn tới.
- Ưu tiên phát triển năng lượng sạch, năng lượng tái tạo, phát huy lợi thế so sánh của từng vùng,
- Tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp khoảng 150 - 170 triệu tấn dầu quy đổi (TOE); tổng công suất các nguồn điện khoảng 183 - 236 GW hoặc có thể cao hơn tùy theo nhu cầu hệ thống và tình hình phát triển kinh tế - xã hội qua từng giai đoạn; tổng sản lượng điện khoảng 560 - 624 tỷ kWh. Tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp khoảng 25 - 30%.
- Giảm phát thải khí nhà kính từ các hoạt động năng lượng so với kịch bản phát triển thông thường khoảng 15 - 35%.

Giới hạn dưới là 183 GW công suất vào năm 2030 dường như đã đạt được theo quy hoạch hiện tại trong Quy hoạch Phát triển Điện VIII (điều chỉnh). Tuy nhiên, giới hạn trên là 236 GW phải đạt được từ các nguồn điện mới trong nước và nhập khẩu. Nghị quyết không quy định cụ thể về cơ cấu nguồn điện; do đó, Chính phủ dự kiến sẽ cần cập nhật Quy hoạch Phát triển Điện VIII để đáp ứng chỉ thị này. Các dự án mới có thể được đệ trình để xem xét trong Quy hoạch Phát triển Điện VIII cập nhật.

2.3. Sự phù hợp của Tổ hợp Lâm Sơn đối với quy hoạch phát triển

2.3.1. Các thách thức trong quá trình thực hiện QHĐ VIII và Nghị quyết số 70-NQ/TW

Việc triển khai Quy hoạch Điện VIII đang gặp phải một số thách thức. Thách thức lớn nhất là tăng công suất cung ứng điện quốc gia vào năm 2030. Phải mất hơn 40 năm phát triển, công suất lưới điện toàn quốc mới đạt khoảng 84,400 GW vào cuối năm 2024. Kế hoạch điều chỉnh Quy hoạch Điện VIII đặt ra mục tiêu ít nhất 183,291 GW vào năm 2030, tức là tăng 117% công suất lưới điện trong vòng 5 năm. Nếu đạt được mục tiêu cao nhất là 236 GW trong Nghị quyết số 70-NQ/TW, thì mức tăng công suất từ năm 2025 đến năm 2030 sẽ là 280%. Trong mọi trường hợp, đây sẽ là một nhiệm vụ cực kỳ khó khăn.

Về chi tiết, phát triển điện khí hóa lỏng (LNG), điện gió ngoài khơi và thủy điện tích năng là một số vấn đề nổi cộm nhất⁴.

a) *Mục tiêu về LNG*

Có một số thách thức trong việc triển khai Quy hoạch điện VIII. Sau khi hiệu chỉnh, sẽ có 15 nhà máy nhiệt điện LNG cần hoàn thành vào năm 2030 với tổng công suất 22,524 GW. Tuy nhiên, chỉ có các nhà máy Nhơn Trạch 3 và 4 do PVP phát triển dự kiến sẽ vận hành thương mại vào Quý IV năm 2025. Dự án LNG Nghi Sơn đến nay vẫn chưa lựa chọn được nhà đầu tư sau hai vòng đấu thầu. Các dự án LNG khác cũng đang vướng phải nhiều vấn đề, như chi phí đầu tư cao, thời gian phát triển dài (từ 7 đến 10 năm), chưa có sự chắc chắn về cam kết nhu cầu LNG dài hạn từ EVN và cơ chế tính giá khí vào biểu giá điện. Đặc biệt, mức giá điện cao là 3.327,42 VND/kWh (khoảng 12,7 USc/kWh) đối với các dự án LNG theo Thông tư số 09/2025/TT-BCT sẽ không hấp dẫn xét trên tổng chi phí phát điện cho hệ thống điện quốc gia.

Bên cạnh đó, cơ sở hạ tầng cho các kho cảng LNG phần lớn vẫn đang ở giai đoạn quy hoạch. Hiện mới chỉ có kho cảng LNG Thị Vải là đã sẵn sàng⁵. Do đó, mục tiêu phát triển điện LNG đến năm 2030 sẽ đối mặt với rủi ro đáng kể. Điều này có thể ảnh hưởng đến mục tiêu 22,524 GW LNG vào năm 2030 theo Quy hoạch điện VIII hiệu chỉnh.

b) *Điện gió ngoài khơi*

Các dự án điện gió ngoài khơi cũng sẽ cần thời gian phát triển dài. Kinh nghiệm quốc tế cho thấy thời gian phát triển là từ 6 đến 8 năm. Cho đến nay, chưa có nhà đầu tư nào được cấp phép cho bất kỳ dự án điện gió ngoài khơi nào tại Việt Nam. Do đó, mục tiêu 6,000 GW cũng sẽ là một thách thức đối với phát triển điện gió ngoài khơi.

c) *Phát triển các dự án thủy điện tích năng*

Kế hoạch thực hiện Quy hoạch điện VIII (hiệu chỉnh) phân bổ 3.600 MW công suất cho các dự án thủy điện tích năng trong giai đoạn 2025–2030, trong đó 2.700 MW thuộc các dự án tại tỉnh Ninh Thuận và Lâm Đồng. Hiện chỉ có dự án thủy điện tích năng Bác Ái đang được thi công. Các dự án còn lại chưa lựa chọn được nhà đầu tư. Do đó, có rủi ro nhất định trong việc đạt được mục tiêu phát triển thủy điện tích năng theo Quy hoạch điện VIII.

⁴ [Thách thức về tiến độ đầu tư nguồn điện theo Điều chỉnh Quy hoạch Điện VIII | Tạp chí Năng lượng Việt Nam](#)

⁵ [Hiện thực hóa mục tiêu Quy hoạch điện VIII điều chỉnh và giải pháp cho các nguồn điện đến năm 2030](#)

2.3.2. Vai trò của tổ hợp Lâm Sơn trong bối cảnh Quy hoạch điện VIII (hiệu chỉnh) và Nghị quyết số 70-NQ/TW

Từ những phân tích trên có thể thấy việc đáp ứng nhu cầu phát triển nguồn điện cho hệ thống điện quốc gia Việt Nam trong giai đoạn 2025-2030 và cả giai đoạn 2030-2035 sẽ gặp nhiều thách thức.

Tổ hợp Lâm Sơn hiện không được xem xét trong Quy hoạch điện VIII hiệu chỉnh cũng như trong quy hoạch phát triển của tỉnh. Tổng công suất điện mặt trời của dự án cao hơn công suất đã được liệt kê cho tỉnh trong Quy hoạch điện VIII (hiệu chỉnh) trước năm 2030, thậm chí trước cả năm 2035. Tương tự, công suất dự án thủy điện tích năng cũng vượt quá giá trị phân bổ tối đa 6.000 MW cho giai đoạn trước năm 2030.

Tuy nhiên, căn cứ theo Quy hoạch điện VIII (hiệu chỉnh) và Kế hoạch thực hiện, vẫn còn dư địa để phát triển các dự án. Tổng công suất điện mặt trời, bao gồm điện mặt trời áp mái, tính đến cuối năm 2024 vào khoảng 16.670 MWp. Quy hoạch điện VIII (hiệu chỉnh) dự kiến tổng công suất điện mặt trời đạt 46.459 - 73.416 MW vào cuối năm 2030. Như vậy sẽ có 29.789 - 56.746 MW công suất cần được phát triển trong giai đoạn 2025 đến 2030. Công suất điện mặt trời của các trang trại điện mặt trời nêu trong Phụ lục của Kế hoạch thực hiện Quy hoạch điện VIII (hiệu chỉnh) đến năm 2030 là 23.830 MW. Do đó sẽ còn 5.959 - 32.916 MW công suất điện mặt trời chưa được phân bổ.

Điện mặt trời áp mái sẽ có khả năng chiếm phần lớn trong số 5.959 MW công suất còn lại. Tuy nhiên, vẫn có khả năng một phần của hạng mục điện mặt trời (và BESS liên quan) của dự án, chẳng hạn 1.200 MWp, sẽ được tính vào công suất còn lại vào năm 2030. Đối với mức công suất chưa phân bổ cao hơn là 32.916 MW, sẽ có nhiều chỗ hơn cho hạng mục điện mặt trời (và BESS) của dự án được tính vào Quy hoạch Phát triển Điện VIII (hiệu chỉnh). Và dự kiến có công suất bổ sung sau năm 2030.

Bảng 2-1: Công suất điện mặt trời chưa phân bổ vào năm 2030 trong Quy hoạch phát triển Điện VIII (hiệu chỉnh)

	Phương án thấp	Phương án cao
Tổng công suất điện mặt trời đến năm 2030, MW	46459	73416
Công suất hiện có đến cuối năm 2024, MW	16670	16670
Công suất các dự án điện mặt trời đã được nêu trong kế hoạch triển khai Quy hoạch Điện VIII, MW đến năm 2030	23830	23830
Công suất chưa phân bổ đến năm 2030, MW	5959	32916

Để đạt được các mục tiêu phát điện theo Nghị quyết số 70-NQ/TW, bên cạnh các dự án đã được quy hoạch trong Quy hoạch Điện VIII (hiệu chỉnh), cần xác định thêm tới 53 GW công suất mới để phát triển lưới điện. Với tỷ lệ năng lượng tái tạo dự kiến đạt 25-30% trong Nghị quyết, cần huy động thêm từ 13,25-15,9 GW công suất năng lượng tái tạo trước năm 2030 và nhiều hơn nữa sau giai đoạn đó.

Tổ hợp Lâm Sơn có thể được thiết kế như một nguồn cung cấp điện ổn định bằng cách kết hợp chi phí năng lượng tương đối thấp từ điện mặt trời với hệ thống dự phòng năng lượng bằng thủy điện tích năng và BESS. Do đó, đây có thể là một phương án thay thế hấp dẫn cho các dự án phát điện tiềm ẩn nguy cơ chậm tiến độ. Theo quan điểm của Quy hoạch điện VIII, dự án Lâm Sơn sẽ phù hợp hơn nếu được vận hành một phần trước năm 2030 đối với một phần các hạng mục điện mặt trời và BESS, phần còn lại sẽ được đưa vào vận hành trước năm 2035. Nếu đạt được mục tiêu tham vọng hơn là 236 GW trước năm 2030 theo Nghị quyết số 70-NQ/TW, thì toàn bộ công suất 3,5 GWp điện mặt trời, 350 MW BESS và 1,44 GW thủy điện tích năng từ tổ hợp Lâm Sơn sẽ có vị trí thuận lợi để được xem xét đưa vào quy hoạch cho giai đoạn trước năm 2030.

Dự án cũng sẽ đáp ứng mục tiêu phát triển tối đa năng lượng tái tạo tại tỉnh Ninh Thuận cũ. Dự án cũng được kỳ vọng sẽ phù hợp với Quy hoạch Phát triển của tỉnh Khánh Hòa mới.

Với sản lượng điện hàng năm dài hạn đạt 4.474 GWh, có thể ước tính một cách thiên an toàn⁶ rằng tổ hợp Lâm Sơn có thể góp phần giảm khoảng 2,95 triệu tấn CO₂ mỗi năm. Điều đó chắc chắn sẽ đóng góp vào mục tiêu kiểm soát lượng phát thải khí nhà kính từ sản xuất điện ở mức khoảng 197–199 triệu tấn vào năm 2030, và giảm xuống còn khoảng 27 triệu tấn vào năm 2050 theo Quy hoạch điện VIII hiệu chỉnh.

⁶ Theo Công văn số 1726/BĐKH-PTCBTE của Cục Biến đổi khí hậu Việt Nam ngày 03/12/2024, hệ số phát thải của lưới điện quốc gia Việt Nam là 0,6592 tấn CO₂/MWh.

Tham chiếu: <http://www.dcc.gov.vn/van-ban-phap-luat/1124/He-so-phat-thai-luoi-dien-Viet-Nam-2023.html>

3. PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH VÀ XÁC ĐỊNH CÁC NGUỒN VỐN TIỀM NĂNG

3.1. Thị trường điện

3.1.1. Các loại hình thị trường điện

Có một số loại hình thị trường điện như sau:

- Thị trường cạnh tranh: áp dụng cho việc phát điện từ các nhà máy điện truyền thống quy mô lớn (thủy điện lớn có công suất lắp đặt trên 30 MW và các nhà máy nhiệt điện). Dự kiến sẽ áp dụng cho thị trường bán lẻ điện.
- Biểu giá FIT (Feed-in Tariff): áp dụng cho các nhà máy điện năng lượng tái tạo ngoài thủy điện. Cơ chế này hiện không còn hiệu lực đối với các dự án điện gió và điện mặt trời mới.
- Biểu giá chi phí tránh được: áp dụng cho các nhà máy thủy điện nhỏ có công suất dưới 30 MW.
- Đấu giá (Đấu thầu): áp dụng cho tất cả các dự án mới, trừ một trong các trường hợp sau: (i) dự án điện chiến lược, (ii) dự án điện cấp bách, (iii) dự án do doanh nghiệp 100% vốn nhà nước phát triển, (iv) mở rộng nhà máy thủy điện hiện hữu hoặc nâng cấp đường dây truyền tải hiện có, (v) dự án điện gió ngoài khơi do cơ quan trung ương quản lý.
- Thỏa thuận mua bán điện trực tiếp.

Theo Quyết định số 63/2013, thị trường điện được xây dựng và phát triển theo 3 bước: Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM), Thị trường bán buôn điện (VWEM), và Thị trường bán lẻ điện (VREM). Quá trình vận hành thị trường đã được triển khai ở bước 1 (VCGM) và bước 2 (VWEM), lần lượt từ ngày 01/7/2012 và ngày 01/01/2019. Thị trường bán lẻ điện (VREM) hiện chưa được triển khai.

Bảng 3-1 Các bước phát triển thị trường điện Việt Nam: Quy hoạch và triển khai

Các bước	Giai đoạn	Quy hoạch (Quyết định số 63/2013/QGG- TTg)	Thực hiện
VCGM - Chào giá trên thị trường phát điện cạnh tranh	Thiết kế VCGM		31/12/2009: Phê duyệt thiết kế
	Thí điểm	2011-2012	Vận hành thí điểm VCGM
	Hoàn thiện		01/07/2012: Vận hành chính thức
VWEM	Thiết kế VWEM		10/08/2015: Phê duyệt thiết kế
	Thí điểm	2016-2018	2016-2018: Vận hành thí điểm VWEM

Các bước	Giai đoạn	Quy hoạch (Quyết định số 63/2013/QGG- TTg)	Thực hiện
	Hoàn thiện	2019	01/01/2019: Vận hành chính thức VWEM;
VREM	Thiết kế VREM		03/08/2020: Phê duyệt thiết kế
	Thí điểm	2021-2022	Chưa triển khai
	Hoàn thiện	2023	Chưa triển khai

Trong phạm vi nhiệm vụ này, chúng tôi chỉ xem xét Thị trường bán buôn điện Việt Nam (VWEM) và cơ chế đấu giá.

3.1.2. Thị trường bán buôn điện Việt Nam - VWEM

3.1.2.1. Cơ cấu và các thành phần tham gia VWEM

VWEM được cơ cấu như sau:

- Bên bán: là các đơn vị phát điện sở hữu các nhà máy điện truyền thống, ví dụ thủy điện hoặc nhiệt điện, có công suất lắp đặt từ 30 MW trở lên; và các nhà máy thủy điện có công suất trên 10 MW hoặc các nhà máy năng lượng tái tạo đã hết thời hạn áp dụng ACT hoặc FiT, hoặc các nhà máy BOT đã hết thời hạn hợp đồng BOT;
- Bên mua: gồm năm (05) Tổng công ty Điện lực; (các) khách hàng tiêu thụ lớn mua điện ở cấp điện áp từ 110 kV trở lên, hoặc các bên mua mới được Bộ Công Thương cho phép;
- Các nhà cung cấp dịch vụ bao gồm Đơn vị Vận hành Hệ thống và Thị trường Điện (NSMO); Các đơn vị Truyền tải Điện (EVNNPT); Các đơn vị Phân phối Điện (PC); Thu thập và Quản lý dữ liệu.

3.1.2.2. Giao dịch VWEM

Có hai hình thức giao dịch trong thị trường VWEM, bao gồm giao dịch điện năng vật lý và giao dịch tài chính. Thị trường tài chính vận hành độc lập với thị trường vật lý.

- Giao dịch dựa trên hợp đồng tài chính được thực hiện thông qua các thỏa thuận hợp đồng nhằm tạo điều kiện thuận lợi cho các bên trong việc quản lý rủi ro trong trường hợp biến động chi phí trên thị trường vật lý (thị trường tiền điện). Giá tham chiếu cho hợp đồng tài chính sẽ là giá điện của thị trường tiền điện.
- Giao dịch điện vật lý bao gồm thị trường tiền điện (thị trường ngày hôm sau) và hợp đồng song phương (PPA).

3.1.2.3. Thị trường tiền điện

Thị trường tiền điện hay thị trường giao ngay là loại thị trường cân bằng ngày hôm sau, vận hành trên cơ sở tự nguyện và tự điều tiết. Thị trường tiền điện tại Việt Nam là mô hình thị trường hoàn chỉnh, điều tiết tập trung, chào giá theo mô hình thị trường chào giá theo chi phí, với các khoảng thời gian giao dịch và điều tiết là 30 phút/kỳ và 48 kỳ mỗi ngày. Thị trường áp dụng cơ chế giao điện giao ngay trên toàn thị trường và xác định sau. Thị trường được vận hành theo các bước sau:

- Lập kế hoạch vận hành thị trường;
- Chào giá cho ngày kế tiếp;
- Lập tiến độ huy động;
- Áp dụng giá thị trường tiền điện cho các đơn vị phát điện;
- Thanh toán cho các đơn vị phát điện.

3.1.2.4. Hợp đồng song phương

Hợp đồng song phương (PPA) là hợp đồng vật lý được ký trực tiếp giữa bên mua và đơn vị phát điện mới tham gia thị trường VWEM. Hợp đồng được sử dụng như công cụ chia sẻ rủi ro giữa bên bán và bên mua. Trong hợp đồng, hai bên sẽ thỏa thuận về số lượng theo hợp đồng (Q_c), giá kì hạn hợp đồng (P_c), và giá tham chiếu sẽ là giá của thị trường tiền điện (P_m).

Cần lưu ý rằng tỷ lệ Q_c (thành phần giá cố định) có thể thay đổi sau quyết định của Bộ Công Thương.

3.1.3. Mua bán điện với EVN đối với các dự án năng lượng tái tạo

Tất cả các nhà máy điện gió và điện mặt trời quy mô lớn đang vận hành đều phải có hợp đồng mua bán điện với Công ty Mua bán Điện - Chi nhánh EVN (EVNEPTC). Các nhà máy hiện tại đang áp dụng giá FiT nếu đáp ứng thời hạn FiT, hoặc theo giá trần chuyển tiếp do Chính phủ quy định⁷.

Trừ một số trường hợp được miễn theo Luật Điện lực, dự án điện mới sẽ phải thông qua đấu giá (quy trình đấu thầu) nếu có nhiều hơn một nhà đầu tư quan tâm. Tiêu chí lựa chọn nhà đầu tư là giá dự thầu (bid tariff). Giá dự thầu sẽ là giá trị tối đa để đàm phán với EVNEPTC.

⁷ <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-nguyen-Moi-truong/Quyết-dinh-21-QĐ-BCT-2023-khung-gia-phat-dien-nha-may-dien-mat-troi-dien-gio-chuyen-tiep-549601.aspx>

3.1.4. **Hợp đồng mua bán điện trực tiếp**

Luật hiện hành (Nghị định số 57/2025/NĐCP⁸) cho phép các khách hàng sử dụng điện lớn mua điện từ các nhà máy năng lượng tái tạo thông qua Hợp đồng Mua bán Điện trực tiếp (cơ chế DPPA). Điều kiện đối với bên bán và bên mua điện DPPA như sau:

- Bên bán: có nhà máy điện gió, điện mặt trời hoặc điện sinh khối có công suất không dưới 10 MW, đấu nối vào lưới điện quốc gia và tham gia thị trường điện bán buôn cạnh tranh,
- Bên mua: đấu nối vào lưới điện ở cấp điện áp 22 kV và đáp ứng ngưỡng tiêu thụ trung bình từ 200.000 kWh/tháng trở lên theo quy định tại Thông tư số 16/2025/TT-BCT của Bộ Công Thương⁹.

Có hai loại cơ chế mua điện trực tiếp:

- Thông qua đường dây truyền tải chuyên dụng
 - Hợp đồng mua bán điện trực tiếp được ký kết giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng tiêu thụ lớn.
 - Điện được cung cấp qua đường dây truyền tải chuyên dụng (không qua lưới điện quốc gia)
 - Giá điện: thỏa thuận trong phạm vi giá trần quy định cho nguồn năng lượng tương ứng.
 - Lượng điện dư có thể được bán cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) hoặc các công ty điện lực, với giá thỏa thuận nhưng vẫn trong phạm vi giá trần.
 - Đối với hệ thống điện mặt trời áp mái: điện dư (không quá 20% sản lượng điện sản xuất) có thể được bán với giá thị trường trung bình của năm trước, trong giới hạn giá.
- Thông qua Lưới điện Quốc gia

Mô hình này linh hoạt hơn và không yêu cầu đường dây truyền tải riêng. Mô hình này bao gồm ba giao dịch chính:

- Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo bán 100% điện năng vào thị trường giao ngay của thị trường điện bán buôn cạnh tranh.
- Khách hàng tiêu thụ điện lớn (hoặc đơn vị bán lẻ điện được ủy quyền tại các khu công nghiệp) ký hợp đồng tài chính với đơn vị phát điện để bảo đảm giá điện và ổn định nguồn cung.

⁸ <https://datafiles.chinhphu.vn/cpp/files/vbpq/2025/3/57-nd.signed.pdf>

⁹ [16-bct.pdf](#)

- Khách hàng tiêu thụ cũng ký hợp đồng với EVN hoặc các đơn vị điện lực được ủy quyền để mua điện đáp ứng nhu cầu thực tế theo thời gian qua lưới điện quốc gia.

Tại thời điểm lập báo cáo này, Tư vấn chưa ghi nhận bất kỳ Hợp đồng mua bán điện trực tiếp nào đã được ký kết.

3.1.5. Các cơ chế giao dịch điện có thể áp dụng cho Lâm Sơn

Hiện chưa có tiền lệ nào cho một dự án kết hợp điện mặt trời với thủy điện tích năng và BESS tại Việt Nam. Do đó, khuôn khổ pháp lý cho loại hình tổ hợp phát điện này chưa rõ ràng. Tuy nhiên, dựa trên các cơ chế hiện có, có thể áp dụng một trong các hình thức sau:

3.1.5.1. *Mua bán điện với EVN cho các dự án năng lượng tái tạo*

Do điện từ dự án sẽ được sản xuất bằng năng lượng mặt trời, nên có thể áp dụng cơ chế mua điện trực tiếp với EVN cho các dự án điện gió và điện mặt trời. Giá dự thầu sẽ là giá khởi điểm để đàm phán với EVNEPTC.

3.1.5.2. *Tham gia trực tiếp vào VWEM*

Các nhà máy điện tái tạo quy mô lớn có thể tham gia Thị trường Điện bán buôn Việt Nam. Đối với các dự án thủy điện lớn, điều này là bắt buộc, ngoại trừ các dự án chiến lược. Do nguồn điện từ dự án Lâm Sơn ổn định hơn, Bộ Công Thương có thể yêu cầu nhà đầu tư ký Hợp đồng Mua bán Điện với EVN, theo đó dự án sẽ trực tiếp tham gia vào VWEM và áp dụng các điều khoản hợp đồng tiêu chuẩn cho thủy điện thông thường. Với phương án này, giá cố định được áp dụng cho thành phần Q_c và giá biến đổi sẽ được áp dụng cho phần còn lại.

3.1.5.3. *DPPA*

Khung pháp lý cho cơ chế DPPA hiện đang được xem xét và hoàn thiện. Việc áp dụng DPPA cho Dự án hoàn toàn tuân thủ luật hiện hành. Tuy nhiên, do DPPA liên quan đến việc tham gia thị trường điện, tương tự như PPA, Dự án cần có khung pháp lý toàn diện hoặc hướng dẫn quy định chi tiết để đảm bảo việc thực hiện đúng đắn.

Theo cơ chế DPPA bán điện trực tiếp cho các khách hàng tiêu thụ lớn, Nhà đầu tư sẽ tiến hành đánh giá kỹ lưỡng các khách hàng tiêu thụ tiềm năng đủ điều kiện, tập trung vào nhu cầu điện, khoảng cách từ Dự án và thời gian cung cấp điện dự kiến, cùng các yếu tố liên quan khác để giảm thiểu rủi ro vận hành cho Dự án.

Do công suất và sản lượng của Dự án Lâm Sơn rất lớn, nên việc chỉ có một DPPA duy nhất với một người dùng cuối là điều không thể. Có thể cần nhiều DPPA để tiêu thụ hết sản lượng từ dự án.

3.1.5.4. *Giao dịch dịch vụ tự dùng*

Chính phủ đang xây dựng khung pháp lý cho các dịch vụ tự dùng, bao gồm các dịch vụ nhằm đảm bảo độ tin cậy và ổn định của hệ thống, bao gồm điều tần, dự phòng

quay và điều khiển điện áp. Thông tư số 11/2025/TT-BCT hướng dẫn xác định chi phí dịch vụ, thủ tục phê duyệt và nội dung hợp đồng PPA cho loại hình dịch vụ này. Do sự sẵn có của các thành phần TĐTN và BESS, Dự án Lâm Sơn có khả năng cung cấp dịch vụ phụ trên thị trường.

3.1.5.5. *Đánh giá*

Từ phương án trên, hợp đồng mua bán điện trực tiếp với EVN cho năng lượng tái tạo có thể mang lại lợi ích cho Nhà phát triển dự án Lâm Sơn vì có thể đảm bảo mức giá ổn định. Với điều kiện không bị cắt giảm công suất do quá tải lưới điện, phần lớn sản lượng điện của dự án Lâm Sơn có thể được lưới điện của EVN đảm bảo.

Các điều khoản tiêu chuẩn của hợp đồng PPA trong cơ chế VWEM cũng có thể chấp nhận được nếu phần giá cố định đủ cao và tỷ lệ sản lượng áp dụng giá biến đổi (đặc biệt trong các giờ cao điểm có giá rất hấp dẫn) là đáng kể. Trong tương lai, ngoài việc tham gia chính vào VWEM, Dự án Lâm Sơn còn có thể cung cấp dịch vụ tự dùng cho hệ thống điện. Tuy nhiên, sản lượng điện mặt trời trong các giờ bình thường có thể không có giá trị thị trường cao, dẫn đến doanh thu có thể thấp hơn.

Do đó, có một rủi ro nhất định về cơ chế mua điện cho Dự án Lâm Sơn do các chính sách chưa chắc chắn đối với loại hình mới kết hợp năng lượng tái tạo và hệ thống lưu trữ năng lượng này.

3.2. **Phương pháp phân tích kinh tế và tài chính**

Hiệu quả kinh tế của một dự án được đánh giá từ góc độ toàn bộ nền kinh tế quốc dân, phản ánh hiệu quả sử dụng vốn đầu tư dự án trên quy mô toàn bộ nền kinh tế. Tuy nhiên, phân tích tài chính được đánh giá từ góc độ của chính Dự án (hoặc của Chủ đầu tư).

Trong báo cáo này, các chỉ số cơ bản sau đây sẽ được sử dụng để đánh giá cả lợi ích kinh tế và tài chính của dự án:

- Chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE).
- Giá trị hiện tại ròng (NPV).
- Tỷ suất lợi nhuận kinh tế và tài chính (EIRR và FIRR).
- Lợi ích/Chi phí (B/C).

3.2.1. **Chi phí điện quy dẫn**

LCOE là một phương pháp chuẩn trong phân tích kinh tế các dự án năng lượng, phản ánh chi phí để sản xuất ra một đơn vị điện năng (kWh) trong suốt vòng đời dự án, bao gồm chi phí đầu tư ban đầu, chi phí vận hành, bảo dưỡng và chi phí tài chính. Phương pháp này cho phép so sánh trực tiếp giữa các nguồn năng lượng khác nhau, độc lập với quy mô hoặc thời gian vận hành.

Trong báo cáo này, LCOE của dự án chỉ được tính cho mục đích phân tích kinh tế, và được sử dụng để so sánh với LCOE của các phương án nguồn điện thay thế tiềm năng nhằm đánh giá tính khả thi về mặt kinh tế của dự án.

Công thức tính LCOE như sau:

$$LCOE = \frac{(CAPEX+DEVEX+ OPEX)\text{chuyển về hiện tại}}{\text{tương đương Công suất điện}}$$

Trong đó:

- Chi phí đầu tư ban đầu (CAPEX): Tổng vốn đầu tư ban đầu sau khi trừ thuế giá trị gia tăng đầu vào.
- DEVEX: Tổng chi phí chuẩn bị dự án và các chi phí còn lại, bao gồm: quản lý, tư vấn, lãi vay trong thời gian xây dựng, bảo hiểm, và các chi phí chuẩn bị dự án khác.
- OPEX: Chi phí trong quá trình vận hành, bao gồm chi phí vận hành, bảo dưỡng, thay thế thiết bị.
- DEVEX: Chi phí tháo dỡ.
- LCOE phụ thuộc chủ yếu vào sự biến động của CAPEX và sản lượng điện.

LCOE của dự án sẽ được so sánh với LCOE của các nguồn nhiên liệu hóa thạch, chẳng hạn như sản xuất LNG. Chúng tôi chọn so sánh với các nhà máy LNG vì LNG là nguồn điện đắt nhất được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch trong hệ thống điện hiện tại và cung cấp cùng một cơ cấu sản xuất điện như tổ hợp. Nếu LCOE của tổ hợp Lâm Sơn thấp hơn LCOE của nguồn LNG được so sánh, có thể nói rằng Lâm Sơn là một nguồn điện khả thi về mặt kinh tế.

3.2.2. NPV, IRR và B/C

Ba chỉ tiêu này là kết quả của phân tích kinh tế hoặc phân tích tài chính, dùng để so sánh chi phí và doanh thu của dự án trong suốt vòng đời, sau khi được quy đổi về giá trị hiện tại đối với nền kinh tế hoặc đối với chính Dự án (hoặc Chủ sở hữu).

Phương pháp tính NPV, IRR và B/C trong phân tích kinh tế và phân tích tài chính là giống nhau; tuy nhiên, dữ liệu đầu vào về chi phí và lợi ích sẽ khác nhau do góc độ xem xét trong mỗi loại phân tích là khác nhau.

Phân tích kinh tế		Phân tích tài chính	
Chi phí	Lợi ích	Chi phí	Lợi ích
Tổng chi phí đầu tư	1. Lợi ích về năng lượng: Bảng khung giá điện cho nhà máy điện LNG, theo Quyết định số 1313/QĐ-BCT ngày 13/5/2025 của Bộ Công Thương (3.327,42	Khấu hao	1. Lợi ích năng lượng bằng giá bán điện đảm bảo FIRR của Chủ đầu tư đạt 12%, nhân với sản lượng điện của dự án.
Chi phí O&M trong quá trình vận hành		Chi phí vận hành và bảo trì trong thời gian vận hành	
Chi phí tháo dỡ và		Chi phí tháo dỡ &	

thay thế thiết bị	đồng/kWh) nhân với sản lượng điện của dự án.	thay thế thiết bị	2. Lợi ích từ tín chỉ giảm phát thải các bon.
Chi phí tài chính cho nguồn vốn nước ngoài	2. Hưởng lợi từ tín chỉ giảm phát thải các bon.	Tổng chi phí tài chính	

Đối với phân tích kinh tế

Đánh giá hiệu quả kinh tế được thực hiện cho hai kịch bản: có và không có doanh thu từ việc bán tín chỉ các bon. Dự án được coi là khả thi về mặt kinh tế khi ENPV > 0, EIRR > 10% và B/C > 1.

Đối với phân tích tài chính

- Giá bán điện cho phép FIRR vốn chủ sở hữu đạt 12% là cơ sở để đánh giá tính khả thi về mặt tài chính của dự án. Dự án được coi là khả thi về mặt tài chính nếu giá bán điện của dự án thấp hơn hoặc tương đương với các loại nguồn phát điện khác trong hệ thống điện.
- Hai kịch bản được xem xét: một kịch bản bao gồm doanh thu từ việc bán tín chỉ các bon và một kịch bản không bao gồm doanh thu từ việc bán tín chỉ các bon, cả hai đều được đánh giá trong cùng điều kiện trường hợp cơ sở.
- Dựa trên giá điện được xác định trong kịch bản cơ sở, một số kịch bản thay thế với các thông số đầu vào kém thuận lợi hơn được xây dựng để đánh giá độ nhạy của chỉ số hiệu quả tài chính của dự án.

3.3. Phân tích kinh tế

3.3.1. Chi phí để phân tích kinh tế

- Chi phí đầu tư CAPEX được lấy từ kết quả phân tích trong Nhiệm vụ 3: Thiết kế và Phân tích Sơ bộ Dự án và được tổng hợp trong bảng sau.

Bảng 3-1: Chi phí đầu tư ban đầu (CAPEX)

STT	HẠNG MỤC CHI PHÍ	GIÁ TRỊ TRƯỚC THUẾ (triệu USD)			
		TĐTN (1440 MW)	ĐMT (3500 MWp)	BESS (350 MW)	Số tiền
1	Chi phí đền bù, giải phóng mặt bằng và tái định cư	0,822	322,409	0,113	323,344
2	Chi phí Xây dựng	259,664	531,676	14,668	806,008
2.1	Công tác Xây dựng/Thi công	228,117	455,000	7,000	690,117
2.2	Truyền tải lưới điện 500 kV	31,547	76,676	7,668	115,891
3	Chi phí thiết bị	311.318	1.295.000	140.000	1.746,318
4	Chi phí quản lý dự án; Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng và các chi phí khác	57,098	182,668	15,467	255,233

STT	HẠNG MỤC CHI PHÍ	GIÁ TRỊ TRƯỚC THUẾ (triệu USD)			
		TĐTN (1440 MW)	ĐMT (3500 MWp)	BESS (350 MW)	Số tiền
5	Chi phí dự phòng	125,781	466,351	34,049	626,181
5.1	Dự phòng khối lượng phát sinh (10% các mục 1-4.1)	62,890	233,175	17,025	313,090
5.2	Dự phòng giá (10% các mục 1-4.1)	62,890	233,175	17,025	313,090
	TỔNG CỘNG	754.683	2.798,103	204.297	3.757,084

Tiến độ giải ngân theo tiến độ thi công của dự án được trình bày trong bảng sau.

Bảng 3-2: Phân bổ chi phí xây dựng trong giai đoạn thi công

Tổng cộng (USD)	Năm chuẩn bị (USD)	Năm XD thứ nhất (USD)	Năm XD thứ 2 (USD)	Năm XD thứ 3 (USD)	Năm XD thứ 4 (USD)	Năm XD thứ 5 (USD)
3.757.083.945	17.162.280	356.185.710	950.253.769	1.030.884.014	1.256.199.123	146.399.050

- Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M):
 - Chi phí vận hành và bảo dưỡng áp dụng cho điện mặt trời, tức là quang điện (PV) là 1,8% (theo Thông tư số 12/2025/TT-BCT).
 - Chi phí vận hành và bảo dưỡng áp dụng cho thủy điện tích năng (TĐTN) là 0,9% (theo dự thảo xác định giá bán điện từ TĐTN, tức là các tổ hợp tích trữ năng lượng, do Bộ Công Thương ban hành vào tháng 7 năm 2025)
- Chi phí lãi vay đối với các khoản vay nước ngoài để mua sắm thiết bị, với lãi suất 7%/năm, và được ân hạn trả nợ gốc trong giai đoạn xây dựng, trả nợ 10 năm từ khi đi vào vận hành.
- Chi phí thay thế thiết bị: Dự án được thiết kế với vòng đời 40 năm, trong đó yêu cầu thay thế các thiết bị chính (tấm pin PV, hệ thống lưu trữ BESS và inverter, thiết bị thủy lực, v.v.) nhằm duy trì hiệu suất và kéo dài tuổi thọ vận hành, cụ thể:
 - Hệ thống BESS và inverter của nguồn PV được thay thế 10 năm/lần.
 - Các thành phần khác của hệ thống PV được thay thế vào năm vận hành thứ 20.
 - Thiết bị của hệ thống thủy điện tích năng được thay thế vào năm vận hành thứ 21.

Chi phí tháo dỡ tấm pin PV: đối với quy mô điện mặt trời 3,5 GW, chi phí này được ước tính bằng 5% CAPEX ban đầu của PV, tương đương khoảng 145 triệu USD, sau khi trừ giá trị thu hồi từ việc tái chế và bán lại linh kiện.

- Tỷ lệ chiết khấu sử dụng cho phân tích kinh tế là 10%.

3.3.2. Lợi ích kinh tế

- Lợi ích năng lượng: bằng giá trần điện cho nhà máy điện LNG, theo Quyết định số 1313/QĐ-BCT ngày 13/5/2025 của Bộ Công Thương (3.327,42 đồng/kWh) nhân với sản lượng điện ròng của dự án. Sản lượng điện ròng là lượng điện năng và công suất mà nhà máy điện cung cấp cho hệ thống điện sau khi trừ đi tổn thất truyền tải và công suất tự dùng của nhà máy.

Sản lượng điện trong vòng đời kỹ thuật 20 năm của hợp phần năng lượng mặt trời được thể hiện trong bảng sau. Cần lưu ý rằng sự suy giảm hiệu suất của các tấm pin mặt trời đã được tính vào sản lượng điện mặt trời. Sản lượng điện trung bình hàng năm dài hạn khoảng 4,677 triệu kWh.

Bảng 3-3: Sản lượng phát điện của tổ hợp trong một vòng đời kỹ thuật của hạng mục năng lượng mặt trời

Năm	Tổng sản lượng điện mặt trời (GWh)	Sản lượng điện mặt trời phát trực tiếp lên lưới (GWh)	Sản lượng từ BESS phát lên lưới (GWh)	Sản lượng từ thủy điện tích năng phát lên lưới (GWh)	Tổng sản lượng ròng của dự án phát lên lưới (GWh)
1	5512,94	2919,31	70,58	1687,24	4677,14
2	5495,74	2915,20	71,23	1677,15	4663,57
3	5475,78	2910,41	71,98	1665,43	4647,82
4	5453,59	2905,10	72,82	1652,40	4630,32
5	5427,53	2898,85	73,80	1637,10	4609,75
6	5397,58	2891,67	74,93	1619,52	4586,12
7	5362,08	2883,17	76,27	1598,68	4558,12
8	5325,48	2874,40	77,66	1577,19	4529,24
9	5289,43	2865,76	79,02	1556,02	4500,79
10	5252,27	2856,85	80,42	1534,20	4471,48
11	5219,55	2849,01	81,65	1514,99	4445,66
12	5191,27	2842,24	82,72	1498,39	4423,34
13	5165,20	2835,99	83,70	1483,08	4402,78
14	5140,80	2830,14	84,63	1468,76	4383,52
15	5116,95	2824,43	85,53	1454,75	4364,71
16	5096,98	2819,64	86,28	1443,03	4348,95

Năm	Tổng sản lượng điện mặt trời (GWh)	Sản lượng điện mặt trời phát trực tiếp lên lưới (GWh)	Sản lượng từ BESS phát lên lưới (GWh)	Sản lượng từ thủy điện tích năng phát lên lưới (GWh)	Tổng sản lượng ròng của dự án phát lên lưới (GWh)
17	5079,79	2815,52	86,93	1432,94	4335,39
18	5060,94	2811,00	87,64	1421,87	4320,51
19	5039,86	2805,95	88,44	1409,49	4303,88
20	5016,57	2800,37	89,31	1395,82	4285,51

- Lợi ích từ tín chỉ các bon.

Hệ số phát thải các bon lưới điện của Việt Nam là 0,6592 tCO₂/MWh (theo Thông tư số 1762/BĐKH-PTCB).

Dự án có thể được coi là không phát thải các bon. Do đó, lượng giảm phát thải CO₂ trong quá trình vận hành dự án có thể được coi là tương đương với hệ số phát thải lưới nhân với sản lượng điện của dự án.

Thời hạn cấp tín chỉ các bon là 20 năm.

- Giao dịch dịch vụ tự dùng

Thông thường, giá điện cho các dịch vụ tự dùng cao hơn khoảng 10% hoặc hơn so với phát điện thông thường, do chi phí cơ hội cao hơn, yêu cầu kỹ thuật nghiêm ngặt hơn và số lượng nhà máy điện có khả năng cung cấp dịch vụ này còn hạn chế.

Thông tư số 11/2025/TT-BCT (ban hành ngày 01/02/2025, của Bộ Công Thương) quy định phương pháp xác định và thủ tục phê duyệt giá dịch vụ tự dùng trong hệ thống điện, cũng như các nội dung chính của hợp đồng cung cấp dịch vụ tự dùng.

Tuy nhiên, cho đến nay, chưa có con số hoặc quy định cụ thể nào được ban hành chính thức về giá điện cho các dịch vụ tự dùng. Do đó, trong báo cáo này, chúng tôi chỉ trình bày về lợi ích tiềm năng của dự án mà không lượng hóa.

3.3.3. Các chỉ số kinh tế của dự án

Có bốn kịch bản được xem xét: kịch bản cơ sở, kịch bản tăng vốn 10%, kịch bản giảm sản lượng điện 10%, và kịch bản kết hợp cả tăng vốn 10% và giảm sản lượng điện 10%. Kết quả được thể hiện trong bảng sau.

Bảng 3-4: LCOE của dự án

	Kịch bản cơ sở	Tăng vốn 10%	Giảm sản lượng điện 10%
LCOE (cent/KWh)	11,07	12,12	12,29

Hai thành phần chính để tính LCOE là: Chi phí và sản lượng điện (LCOE = Chi phí/ Sản lượng điện). Khi tính độ nhạy của LCOE, 2 yếu tố được làm biến số là “chi phí” và “sản lượng điện”.

- LCOE đã được tính độ nhạy khi sản lượng điện tăng/ giảm 10%
- Chi phí gồm CAPEX và OPEX, trong đó CAPEX chiếm khoảng 82% tổng chi phí được đưa vào tính toán LCOE. Vì vậy, khi phân tích độ nhạy của LCOE theo chi phí, Tư vấn chỉ phân tích với sự biến động của CAPEX (tăng/giảm 10%).

Bảng 3-5: Các chỉ số kinh tế

Kịch bản	Giá điện US\$/kWh	Eo triệu, kWh	Chi phí đầu tư triệu, USD	NPV triệu, USD	EIRR %	B/C -
Không tính đến CDM						
Kịch bản cơ sở	12,57	4474,43	3757,1	468,9	11,98	1,14
Tăng vốn 10% (K+10%)	12,57	4474,43	4132,8	141,4	10,55	1,04
Giảm sản lượng điện 10% (E - 10%)	12,57	4026,99	3757,1	76,7	10,33	1,02
K+10% và E-10%	12,57	4026,99	4132,8	-250,9	9,02	0,93
Có tính đến CDM						
Kịch bản cơ sở	12,57	4474,43	3757,1	623,2	12,63	1,18
Tăng vốn 10% (K+10%)	12,57	4474,43	4132,8	295,7	11,14	1,08
Giảm sản lượng điện 10% (E - 10%)	12,57	4026,99	3757,1	215,5	10,92	1,06
K+10% và E-10%	12,57	4026,99	4132,8	-112,0	9,57	0,97

LCOE của dự án trong kịch bản cơ sở là 11,07 US\$/kWh. Kịch bản cơ sở có hoặc không có nguồn thu từ tín chỉ các bon đều có các chỉ số kinh tế chấp nhận được. Dự án sẽ khả thi về mặt kinh tế trong trường hợp tăng vốn 10% hoặc giảm 10% sản lượng phát điện (hoặc giảm 10% giá bán điện) nếu có lợi ích từ tín chỉ các bon. Dự án không khả thi về mặt kinh tế nếu xảy ra đồng thời cả hai tác động bất lợi này.

3.4. Phân tích mô hình tài chính

3.4.1. Chi chỉ để phân tích tài chính

Chi phí phân tích tài chính tương tự như chi phí phân tích kinh tế.

3.4.2. Các mô hình huy động vốn

Cơ cấu vốn dự kiến được giả định nhằm:

- Giảm rủi ro cho nhà đầu tư bằng cách hạn chế vốn chủ sở hữu.
- Tối ưu hóa chi phí vốn, do vốn vay rẻ hơn vốn chủ sở hữu.

- Đạt được tỷ suất hoàn vốn hợp lý (IRR 12-15%)
 Với mục tiêu này, một cơ cấu vốn điển hình như sau:
- Vốn chủ sở hữu (không thấp hơn 20%)
 - Theo quy định, vốn chủ sở hữu chiếm tối thiểu 20% tổng vốn đầu tư.
 - Do đặc điểm nguồn vốn đòi hỏi lợi nhuận kỳ vọng cao và rủi ro lớn, vốn chủ sở hữu thường chiếm khoảng 20%-25% (chia sẻ rủi ro với các nguồn khác). Đối với Lâm Sơn, trong nghiên cứu, vốn chủ sở hữu được giả định chiếm từ 20% đến 25% vốn ban đầu trong quá trình phát triển dự án và trả nợ. Giá trị 25% sẽ được sử dụng nếu mức thấp hơn không đủ bảo đảm khả năng trả nợ.
 - Lợi nhuận kỳ vọng là 12%
- Vay thương mại từ các ngân hàng trong nước (ước tính khoảng 20%-30%)
 - Các ngân hàng trong nước hiện đang áp dụng hạn mức tín dụng cho các dự án năng lượng tái tạo do rủi ro liên quan đến hợp đồng mua bán điện (PPA) và thời gian hoàn vốn dài. Tuy nhiên, các ngân hàng trong nước vẫn có thể tham gia đồng tài trợ với các ngân hàng quốc tế, đặc biệt trong giai đoạn xây dựng.
 - Theo dữ liệu thực tế dự án (Nguồn: EVN RE 2023; Danh mục IFC Vietnam RE), BIDV, Vietcombank, Techcombank và một số ngân hàng khác thường cung cấp khoảng 20%-30% tổng vốn vay cho các dự án năng lượng tái tạo.
 - Thành phần vốn vay trong nước giúp bảo đảm tính sẵn có của dòng tiền trong nước, hỗ trợ giải ngân và tận dụng tài sản thế chấp được bảo đảm trong nước.
 - Vốn vay thương mại được giả định bằng 32% (tương đương phần chi phí xây dựng trong tổng vốn đầu tư); lãi suất (VND) khoảng 10%.
- Khoản vay ưu đãi từ các DFIs (Tổ chức tài chính phát triển)
 - Các tổ chức như IFC, ADB, KfW, AFD và JICA thường cung cấp tài chính trực tiếp cho 10%-40% tổng vốn đầu tư dự án, tùy thuộc vào quy mô dự án và mức độ bền vững môi trường (“xanh”).
 - Họ có thể cung cấp các khoản vay trực tiếp, hoặc tham gia thông qua bảo lãnh tín dụng và các cơ cấu tài chính hỗn hợp kết hợp vốn ưu đãi và vốn thương mại.
 - Tại Việt Nam, một số ví dụ tiêu biểu gồm:
 - Nhà máy điện gió Bạc Liêu - ADB tài trợ 35%
 - Dự án điện gió Trung Nam - IFC và AFD tài trợ 30%
 - Điện gió Phú Lạc - KfW tài trợ 40%
 - Trong báo cáo này, nguồn vốn này được giả định khoảng 48%, với lãi suất khoảng 7%/năm.

- Tín dụng xanh (Trái phiếu xanh)
 - Việt Nam hiện có các chính sách khuyến khích phát hành trái phiếu xanh (Nghị định số 06/2022/NĐ-CP và Thông tư số 17/2022/TT-NHNN).
 - Một số dự án tiên phong trong lĩnh vực năng lượng tái tạo (như các dự án do BCG Energy, Trung Nam và Bamboo Capital phát triển) đã phát hành trái phiếu xanh tương đương khoảng 5%-15% tổng vốn đầu tư.
 - Lãi suất áp dụng cho tín dụng xanh (1%-3%) thường thấp hơn mức trung bình thị trường; tuy nhiên, hình thức tài trợ này thường yêu cầu bảo lãnh tín dụng. Đây là nguồn vốn rất hiệu quả cho các dự án năng lượng tái tạo. Thông thường, nguồn này có thể chiếm khoảng 5%-10% CAPEX.
 - Tuy nhiên, tại Việt Nam, chỉ một số ít dự án tiếp cận thành công nguồn vốn này và kinh nghiệm của các chủ đầu tư trong việc sử dụng còn hạn chế. Do đó, trong nghiên cứu này, hình thức tài trợ này chỉ được trình bày mang tính tham khảo và không đưa vào tính toán tài chính để đảm bảo độ tin cậy và tính khả thi của kết quả.

Tư vấn giả định ba mô hình huy động vốn như sau:

- Kịch bản 1: Vốn vay trong nước với lãi suất 10% - đây là hình thức đầu tư tốn kém nhất,
- Kịch bản 2: Vay USD 7% để mua thiết bị. Mô hình này dựa trên hướng dẫn của Thông tư số 12/2025/TT-BCT.
- Kịch bản 3: Vay EUR 4,46% để mua thiết bị. Mô hình này thể hiện các khoản tín dụng phát triển có thể có từ Liên minh Châu Âu.

Chi tiết của từng mô hình huy động vốn được trình bày trong bảng dưới đây.

Bảng 3-6: Các mô hình tài chính giả định

Nội dung	Nguồn vốn				Tổng cộng
	Vốn chủ sở hữu	Vay thương mại trong nước (VND)	Vay nước ngoài (USD)	Vay nước ngoài (EUR)	
Tỉ lệ vốn					
Kịch bản 1	25%	75%			100%
Kịch bản 2	20%	34%	46%		100%
Kịch bản 3	20%	34%		46%	100%
Điều kiện khoản vay					

Nội dung	Nguồn vốn				
	Vốn chủ sở hữu	Vay thương mại trong nước (VND)	Vay nước ngoài (USD)	Vay nước ngoài (EUR)	Tổng cộng
Thời gian ân hạn (năm)	Trong thời gian thi công				
Thời gian trả nợ (năm)	10	10	10	10	
Lãi suất (%/năm)		10%	7%	4,46%	
Phí cam kết (% trên số tiền chưa giải ngân)			0,30%	0,20%	
Phí thẩm định (% trên giá trị khoản vay)			0,50%	0,40%	
Phí quản lý (%/năm)			0,10%	0,10%	
Tỷ lệ hoàn vốn nội bộ (IRR) dự kiến (Kỳ vọng của nhà đầu tư)	≥ 12%				

3.4.3. Các chi phí liên quan khác

- Khấu hao: (Phương pháp tuyến tính)
 - Khấu hao thiết bị thủy điện: 15 năm,
 - Khấu hao thiết bị điện mặt trời: 15 năm,
 - Khấu hao chi phí khác: 20 năm,
- Thuế thu nhập doanh nghiệp
 - Thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp áp dụng cho tổ hợp điện là: 10% trong 15 năm kể từ khi nhà máy đi vào hoạt động, và 20% sau đó. Ngoài ra, dự án còn được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong 4 năm đầu và giảm 50% số thuế phải nộp trong 9 năm tiếp theo.
- Hệ số chiết khấu dự án (Ick): bằng lãi suất bình quân gia quyền của các nguồn vốn huy động cho dự án.

3.4.4. Lợi ích tài chính

- Lợi ích năng lượng được định nghĩa là giá bán điện đảm bảo FIRR của Dự án đạt 12%, là giá trị tối đa được Bộ Công Thương cho phép, nhân với sản lượng điện hàng năm của dự án.
- Lợi ích từ tín chỉ giảm phát thải các bon tương tự như lợi ích được tính toán trong phân tích kinh tế.

3.4.5. Các chỉ số tài chính của dự án

Các chỉ số tài chính của dự án cũng được đánh giá bằng phân tích độ nhạy tương tự như trong phân tích kinh tế, bao gồm Kịch bản cơ sở, vốn tăng 10%, sản lượng điện

giảm 10%, và kết hợp vốn tăng 10% và sản lượng điện giảm 10%. Kết quả được thể hiện trong bảng sau. Chi tiết xem trong phụ lục đính kèm.

Bảng 3-7: Chỉ số tài chính cho các mô hình huy động vốn khác nhau

Kịch bản	I _{ck} %	Giá điện USc/kWh	E ₀ triệu kWh	Chi phí đầu tư triệu USD	Lãi suất trong thời gian thi công triệu USD	NPV triệu USD	FIRR %	B/C -	Thời gian hoàn vốn năm	Điểm hòa vốn USc/kWh
Kịch bản 1										
Kịch bản cơ sở	8,26	10,61	4474,43	3757,1	865,3	419,68	12,00	1,12	15	9,44
E ₀ giảm 10%			4026,99	3757,1	865,3	24,48	8,43	1,01	37	10,53
Vốn đầu tư tăng 10%			4474,43	4132,8	951,9	85,65	8,85	1,03	32	10,37
E ₀ giảm 10% và vốn đầu tư tăng 10%			4026,99	4132,8	951,9	-314,01	6,25	0,93	40	11,57
Kịch bản 2										
Kịch bản cơ sở	7,18	10,06	4474,43	3757,1	536,2	662,65	12,00	1,17	14	8,47
E ₀ giảm 10%			4026,99	3757,1	536,2	230,14	8,63	1,06	27	9,45
Vốn đầu tư tăng 10%			4474,43	4132,8	589,9	318,98	9,05	1,08	25	9,30
E ₀ giảm 10% và vốn đầu tư tăng 10%			4026,99	4132,8	589,9	-118,56	6,48	0,98	40	10,38
Kịch bản 3										
Kịch bản cơ sở	6,25	9,54	4474,43	3757,1	465,2	877,21	12,00	1,21	13	7,70
E ₀ giảm 10%			4026,99	3757,1	465,2	407,02	8,55	1,10	25	8,60
Vốn đầu tư tăng 10%			4474,43	4132,8	511,7	520,91	8,98	1,12	16	8,46
E ₀ giảm 10% và vốn đầu tư tăng 10%			4026,99	4132,8	511,7	45,65	6,41	1,01	37	9,44

Để đạt được FIRR = 12%, giá bán điện của dự án sẽ dao động từ 9,54 USc/kWh đối với Kịch bản 3 đến 10,61 USc/kWh đối với Kịch bản 1. Tất cả các Kịch bản đều vượt qua thí nghiệm phân tích độ nhạy trong trường hợp vốn đầu tư tăng 10% hoặc doanh thu giảm 10%. Kịch bản 3 có các chỉ số tài chính tốt nhất vì nó cũng vượt qua được thí nghiệm độ nhạy trong trường hợp đồng thời tăng 10% tổng vốn đầu tư và giảm 10% doanh thu.

Về mục đích lập kế hoạch, Kịch bản 2 được lựa chọn vì tuân theo hướng dẫn của Bộ Công Thương. Tuy nhiên, kiến nghị Nhà phát triển dự án xem xét tìm kiếm các điều

kiện vay ưu đãi hơn, hoặc chấp nhận tỷ lệ chiết khấu thấp hơn, hoặc kết hợp cả hai nhằm đạt được kết quả có lợi hơn.

4. LỘ TRÌNH ĐẦU TƯ SƠ BỘ VÀ DỰ KIẾN TÀI CHÍNH CHO DỰ ÁN

Lộ trình đầu tư sẽ được triển khai thành 2 phần của báo cáo dự án: một phần trong Nhiệm vụ này, một phần sẽ được hoàn thành sau khi hoàn thành kết quả của Nhiệm vụ 3.

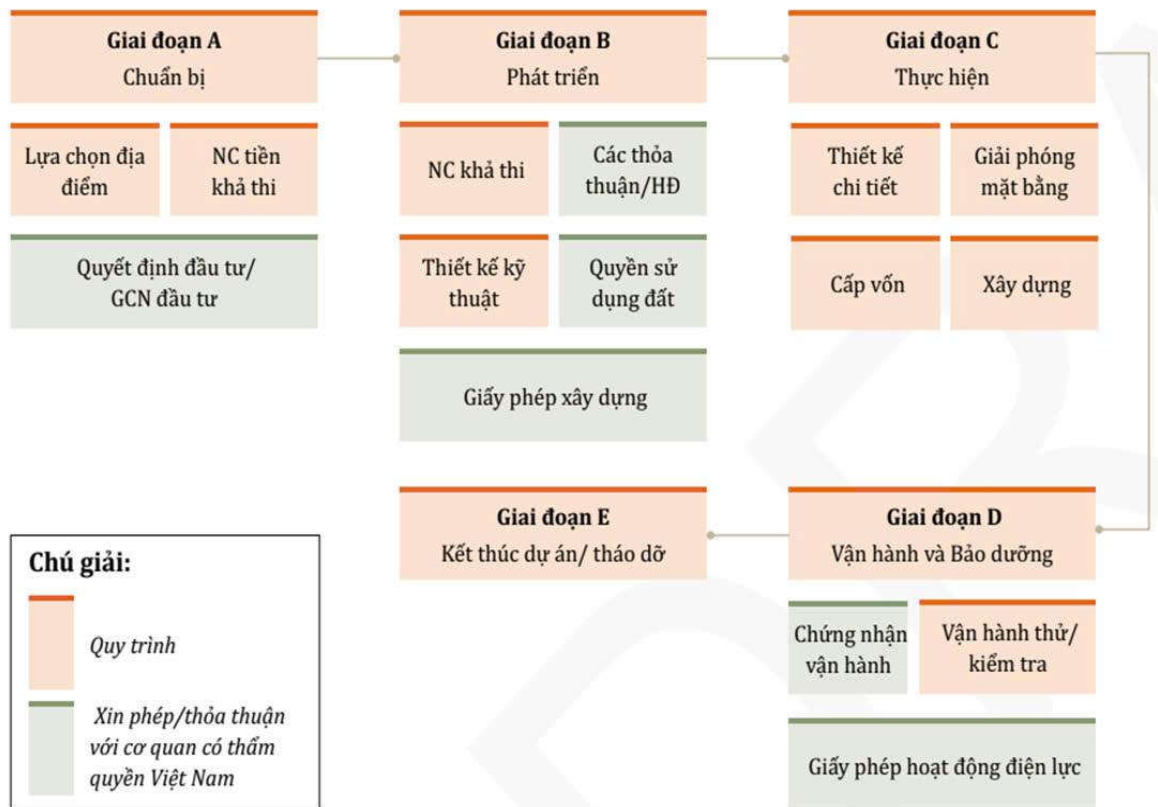
Trong Nhiệm vụ này, nội dung sẽ xoay quanh các vấn đề về dự toán lộ trình đầu tư dự án khi xem xét các yêu cầu của pháp luật và các tổ chức liên quan. Trong phần tiếp theo của Nhiệm vụ 3, lộ trình đầu tư dự án sẽ được lượng hóa dựa trên kết quả tính toán kỹ thuật và tài chính cho dự án.

4.1. Các bước chung trong đầu tư các dự án điện

Theo các quy định hiện hành của Việt Nam, có năm giai đoạn đầu tư chính đối với các dự án điện mà dự án Lâm Sơn cần tuân thủ:

- Giai đoạn A: Chuẩn bị
- Giai đoạn B: Phát triển dự án
- Giai đoạn C: Triển khai dự án
- Giai đoạn D: Vận hành và bảo trì
- Giai đoạn E: Tháo dỡ

Các bước đầu tư chung theo quy định hiện hành của Việt Nam được tóm tắt trong hình dưới đây. Cần lưu ý rằng hầu hết các giấy phép liệt kê bên dưới đều là cần thiết cho dự án Lâm Sơn.

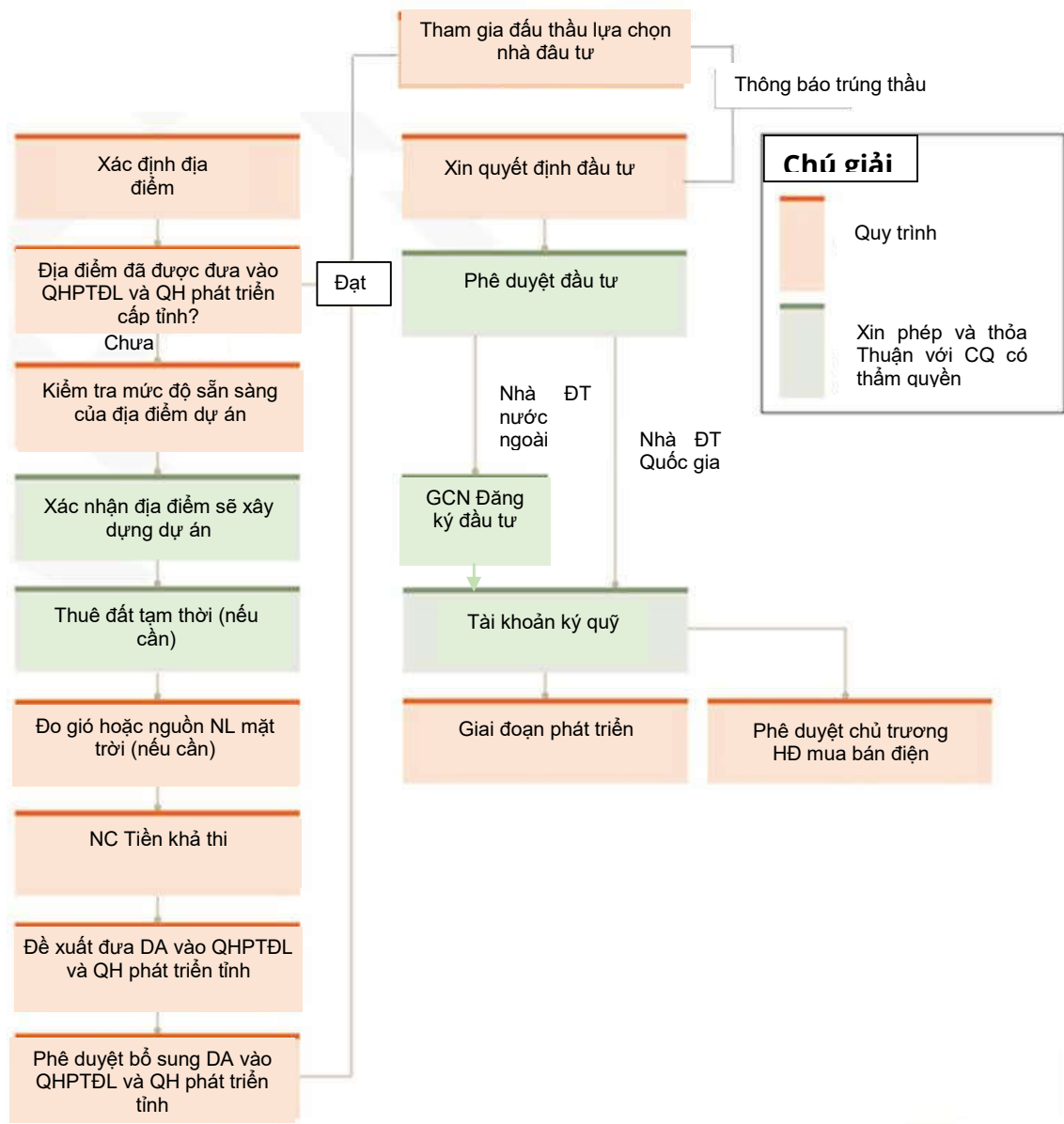


Hình 4-1: Các bước đầu tư chung cho các dự án điện tại Việt nam¹⁰

4.1.1. Bước A: Chuẩn bị

Lưu đồ cho Bước A: Công tác chuẩn bị được thể hiện trong hình dưới đây.

¹⁰ Các bước thực hiện dự án được minh họa trong Hình 4-1 đã được Tư vấn tóm tắt dựa trên các quy định hiện hành và các quy trình chuẩn, cụ thể là Nghị định số 175/2024/NĐ-CP và Nghị định số 56/2025/NĐ-CP.



Hình 4-2: Giai đoạn A: Chuẩn bị¹¹

4.1.1.1. Xác định sự phù hợp với quy hoạch

Nhà phát triển dự án cần thực hiện các nội dung sau:

- Kiểm tra xem dự án có được đưa vào **Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia** (QHĐ VIII hiệu chỉnh) và các quy hoạch liên quan như Quy hoạch phát triển tỉnh, Quy hoạch sử dụng đất của tỉnh hay không. Đồng thời, cần xem xét dự án có thể bị tác động bởi các quy hoạch ngành quốc gia khác, như tài nguyên nước, khoáng sản, lâm nghiệp.

¹¹ Thông tin trong Hình 4.2 được Tư vấn tóm tắt dựa trên các quy định hiện hành và quy trình chuẩn cũng như kinh nghiệm của Tư vấn trong việc thực hiện các dự án điện, tham khảo Chương 2 và Chương 5 của Nghị định số 56/2025/NĐ-CP và Điều 4. Đầu tư của Nghị định số 175/2024/NĐ-CP

- Nếu dự án chưa được đưa vào quy hoạch QHĐ và/hoặc quy hoạch cấp tỉnh, cần **đề xuất bổ sung quy hoạch**.

Vì tổ hợp Lâm Sơn chưa được xem xét trong QHĐ VIII hiệu chỉnh và trong quy hoạch phát triển của tỉnh Ninh Thuận, nên cần thực hiện thủ tục đưa dự án vào cả hai quy hoạch này. Có rủi ro đáng kể liên quan đến việc đưa dự án Lâm Sơn vào QHĐ VIII cập nhật và quy hoạch phát triển của tỉnh Khánh Hòa mới. Nếu dự án không được đưa vào QHĐ VIII, thì sẽ phải đề xuất bổ sung vào QHĐ IX cho giai đoạn 2031–2040. Điều này sẽ làm chậm quá trình triển khai dự án ít nhất 5 năm.

4.1.1.2. *Khảo sát thực địa & và lập tài liệu quy hoạch*

Để được xem xét đưa vào quy hoạch phát triển, Nhà phát triển dự án có thể cần tiến hành khảo sát thực địa xây dựng, ví dụ như đo bức xạ đối với điện mặt trời. Hoặc, có thể sử dụng các phương pháp đánh giá địa điểm khác dựa trên tài liệu hoặc dữ liệu vệ tinh để thay thế. Dựa trên kết quả khảo sát thực địa, Hồ sơ Đề xuất Dự án đưa vào Quy hoạch Phát triển điện/Quy hoạch phát triển cấp tỉnh sẽ được trình lên các cơ quan có thẩm quyền, như Cục Điện lực Việt Nam (Bộ Công Thương) và/hoặc Ủy ban Nhân dân Tỉnh để xác nhận.

Nhà phát triển dự án cũng có thể lập Báo cáo Nghiên cứu Tiền khả thi trước, song song hoặc sau khi nộp Hồ sơ Đề xuất Dự án đưa vào Quy hoạch Phát triển điện/Quy hoạch phát triển cấp tỉnh

Dự án Lâm Sơn hiện đang ở giai đoạn này.

4.1.1.3. *Nguyên tắc lập Hồ sơ để xin phê duyệt chủ trương đầu tư*

- Áp dụng theo Luật Đầu tư 2020 (hiệu chỉnh):
 - **Các dự án quy mô lớn**, tác động môi trường, sử dụng đất lâm nghiệp, có yếu tố nước ngoài, v.v. phải xin chủ trương đầu tư tại:
 - Ủy ban Nhân dân cấp tỉnh (đối với hầu hết các dự án dưới 50 MW).
 - Thủ tướng Chính phủ (đối với dự án quy mô lớn, liên tỉnh hoặc trên 1.000 ha).
 - Hồ sơ bao gồm:
 - Đề xuất.
 - Giải trình năng lực tài chính.
 - Giải trình sơ bộ phương án đầu tư.
 - Hồ sơ pháp lý của Nhà phát triển dự án, v.v.

Giai đoạn này có thể kết hợp với bước "Đề xuất dự án đầu tư có sử dụng đất" nếu sau này có hình thức đấu thầu để lựa chọn Nhà phát triển dự án.

4.1.1.4. Đề xuất dự án đầu tư có sử dụng đất (nếu có)

- Trường hợp dự án có yêu cầu sử dụng đất, phải nộp đề xuất lên Ủy ban Nhân dân tỉnh, bao gồm:
 - Nêu rõ địa điểm, diện tích đất, hiện trạng sử dụng đất và mục đích sử dụng đất.
 - Nêu rõ nhu cầu chuyển đổi mục đích sử dụng đất (nếu có).
- Sau khi được phê duyệt, bước tiếp theo là tổ chức đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư.

4.1.1.5. Lựa chọn nhà đầu tư

Sau khi dự án điện được bổ sung vào Quy hoạch phát triển điện lực/Quy hoạch tỉnh, cơ quan có thẩm quyền, thường là Chính quyền tỉnh, sẽ lựa chọn nhà đầu tư. Trường hợp có nhiều hơn một nhà phát triển dự án quan tâm, theo Luật Đấu thầu năm 2023 và Nghị định số 23/2024/NĐ-CP, dự án điện sẽ được đấu thầu với tiêu chí lựa chọn là giá điện thấp nhất. Kết quả lựa chọn nhà đầu tư là điều kiện để giao đất và cấp Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư.

4.1.1.6. Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư

Nhà đầu tư phải nộp hồ sơ xin cấp Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư (IRC) tại cơ quan đăng ký đầu tư địa phương (nay là Sở Tài chính) hoặc Bộ Tài chính cho các dự án lớn. IRC chính thức đăng ký dự án, xác định các mốc quan trọng (ví dụ: Quyết định đầu tư, giá trị vốn, Ngày vận hành thương mại - COD), và là văn bản nền tảng cho tất cả các giấy phép tiếp theo.

Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư có thể được điều chỉnh trong quá trình phát triển và vận hành dự án.

4.1.1.7. Ký quỹ

Theo Luật Đầu tư, Nhà đầu tư phải nộp tiền ký quỹ đối với dự án có sử dụng đất. Mức ký quỹ dao động từ 3% (đối với dự án có tổng mức đầu tư dưới 300 tỷ đồng) đến 1% (đối với dự án có tổng mức đầu tư trên 1.000 tỷ đồng).

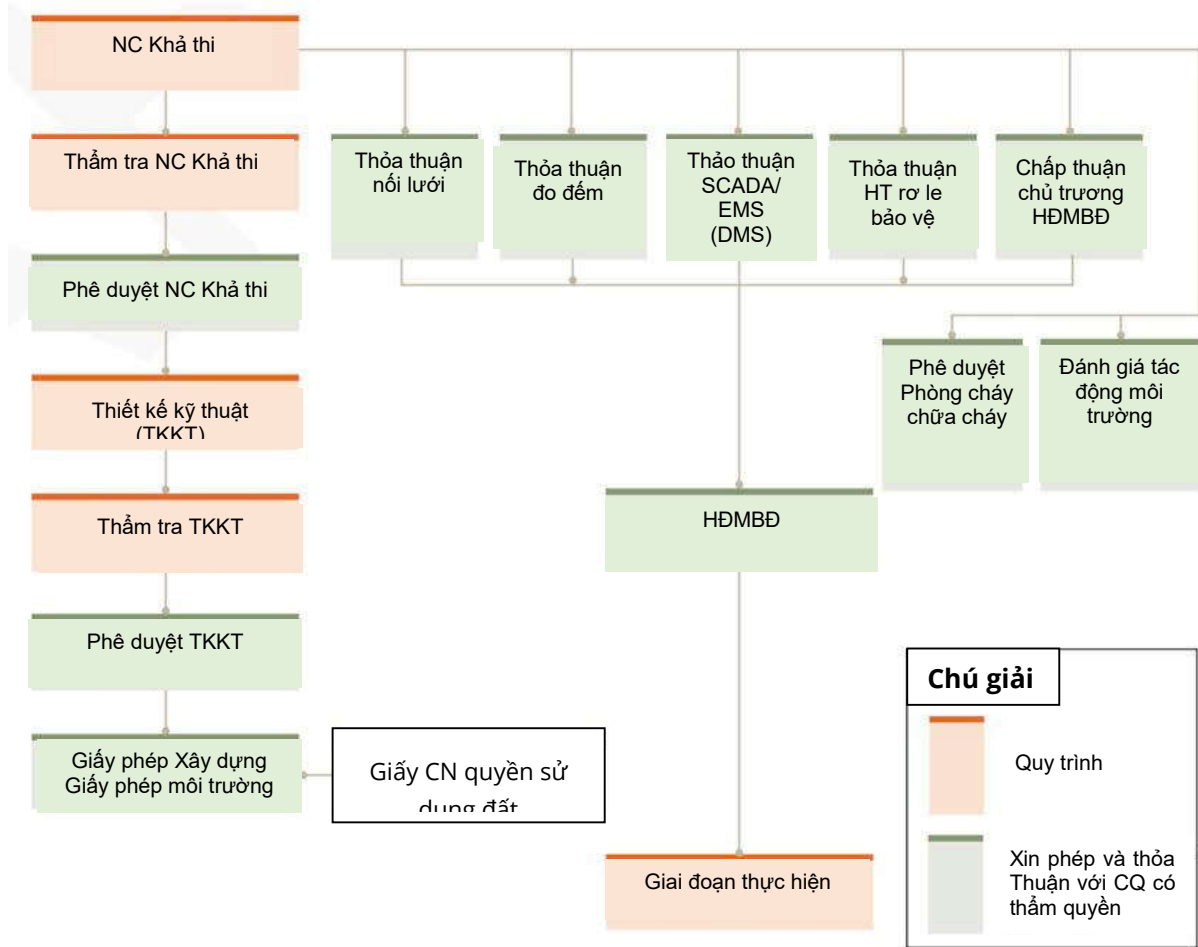
Sau khi ký quỹ, Nhà đầu tư có thể chuyển sang Bước B: Phát triển Dự án. Nhà đầu tư cũng có thể liên hệ với EVN để xin phê duyệt chủ trương Hợp đồng mua bán điện (PPA) của Dự án.

4.1.1.8. Phê duyệt chủ trương PPA

Nhà phát triển dự án cần làm việc với EVN để xin phê duyệt chủ trương PPA. Thẩm quyền phê duyệt thuộc Hội đồng Quản trị Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Quá trình xin ý kiến Hội đồng Quản trị EVN nên được hoàn tất ở Bước A, nhưng trên thực tế có thể phát triển thành Bước B.

4.1.2. Bước B: Phát triển dự án

Lưu đồ của Bước B: Phát triển dự án được thể hiện trong hình sau.



Hình 4-3: Giai đoạn B: Phát triển dự án¹²

4.1.2.1. Nghiên cứu khả thi/Thiết kế cơ sở

Đối với hầu hết các dự án điện, Nhà đầu tư cần thực hiện Báo cáo Nghiên cứu khả thi (FS)/Thiết kế cơ sở và tổ chức thẩm định. Công tác thẩm định được thực hiện cả nội bộ bởi Nhà đầu tư và thẩm định bên ngoài bởi cơ quan có thẩm quyền. Cơ quan có thẩm quyền thẩm định có thể là Sở Công Thương tỉnh hoặc Cục Điện lực Việt Nam. Nếu Báo cáo Nghiên cứu khả thi/Thiết kế cơ sở được cơ quan thẩm quyền chấp thuận, cơ quan sẽ ban hành Thông báo kết quả thẩm định, qua đó xác nhận sự phù hợp về mặt kỹ thuật và tài chính của FS.

Trong giai đoạn này, hồ sơ thiết kế phòng cháy chữa cháy cũng cần có sự phê duyệt của Bộ Công an.

¹² Căn cứ Chương 4 Nghị định số 56/2025/NĐ-CP và Chương 2 Nghị định số 175/2024/NĐ-CP

4.1.2.2. *Đánh giá tác động môi trường*

Song song với việc thẩm định FS, Nhà đầu tư cũng cần xin ý kiến chấp thuận của các Cơ quan có thẩm quyền về Đánh giá tác động môi trường (EIA). Quy trình thực hiện EIA như sau:

- Lập **báo cáo đánh giá tác động môi trường (EIA)** nếu dự án thuộc loại này (thường là các dự án có công suất >1 MW hoặc ảnh hưởng đến hệ sinh thái/rừng). Báo cáo EIA thực tế cũng bao gồm đánh giá tác động xã hội và các kế hoạch giảm thiểu. Cần lưu ý rằng báo cáo EIA theo quy định của Việt Nam khác biệt đáng kể so với thông lệ quốc tế.
- Nộp lên Sở Nông nghiệp và Môi trường hoặc Bộ Nông nghiệp và Môi trường để thẩm định/phê duyệt (tùy thuộc vào quy mô).
- Kết quả là quyết định phê duyệt EIA hoặc giấy phép môi trường.

4.1.2.3. *Các thỏa thuận với EVN*

Hợp đồng Mua bán Điện (PPA) sẽ dựa trên Mẫu Hợp đồng Mua bán Điện. Thời hạn tiêu chuẩn của PPA là 20 năm kể từ Ngày Vận hành Thương mại dự kiến. Các phương án khả thi cho PPA, dự án Lâm Sơn được thảo luận trong tiểu mục 3.1.5. Điều quan trọng cần lưu ý là đối với các dự án điện mặt trời và điện gió theo cơ chế FiT, PPA thường có điều khoản cắt giảm công suất trong trường hợp quá tải lưới điện và nhu cầu thấp. Bên mua sẽ không chịu trách nhiệm về việc tổn thất doanh thu do các tình huống cắt giảm này. Do đó, nếu áp dụng điều khoản tương tự cho các dự án năng lượng tái tạo FiT, dự kiến sẽ có nguy cơ cắt giảm công suất phát điện cho dự án Lâm Sơn do sự sẵn có của các hạng mục điện mặt trời.

Cũng sẽ cần có nhiều thỏa thuận kỹ thuật khác nhau với EVN, chẳng hạn như đấu nối lưới điện, đo đếm điện năng, Hệ thống Điều khiển giám sát và Thu thập Dữ liệu/Quản lý Năng lượng (SCADA/EMS), rơ le bảo vệ trước hoặc sau khi ký kết PPA. Các thỏa thuận này nên được hoàn thành trước khi thiết kế kỹ thuật được phê duyệt.

4.1.2.4. *Thiết kế Kỹ thuật*

Sau bước Báo cáo nghiên cứu khả thi (FS), Thiết kế kỹ thuật và thẩm định thiết kế kỹ thuật cũng phải được thực hiện theo quy định của pháp luật Việt Nam. Chủ đầu tư sẽ chịu trách nhiệm tổ chức thẩm định thiết kế kỹ thuật. Tuy nhiên, tương tự như đối với FS, thiết kế kỹ thuật vẫn cần phải được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt. Tùy theo quy mô dự án, cơ quan có thẩm quyền có thể là Sở Công Thương tỉnh hoặc Cục Điện lực Việt Nam.

Cục Cảnh sát Phòng cháy và Chữa cháy (PCCC) thuộc Bộ Công an cũng sẽ thẩm tra thiết kế kỹ thuật của hệ thống phòng cháy và chữa cháy.

4.1.2.5. Giấy chứng nhận quyền sử dụng đất

Các bước nêu trên là cơ sở để xin cấp giấy chứng nhận quyền sử dụng đất và các giấy phép khác cần thiết cho giai đoạn triển khai dự án. Trước khi xin cấp giấy chứng nhận quyền sử dụng đất, Nhà đầu tư cần đảm bảo diện tích đất và/hoặc mặt nước cần thiết cho việc xây dựng dự án được xác định là diện tích đất/mặt nước phục vụ phát triển điện trong quy hoạch sử dụng đất của tỉnh. Giấy chứng nhận quyền sử dụng đất phải bao gồm diện tích đất cần thiết cho hoạt động lâu dài của dự án cùng với hành lang an toàn xung quanh các hạng mục công trình.

Nếu đất không được giao cho mục đích phát triển điện, cần phải chuyển đổi mục đích sử dụng đất. Cơ quan có thẩm quyền phê duyệt việc chuyển đổi mục đích sử dụng đất là Hội đồng Nhân dân tỉnh, Thủ tướng Chính phủ hoặc Quốc hội, tùy thuộc vào quy mô và loại hình sử dụng đất hiện có. Quyết định chuyển đổi mục đích sử dụng đất lý tưởng nhất nên được hoàn thành ở Bước A (chuẩn bị), nhưng trên thực tế thường được thực hiện ở Bước B hoặc thậm chí ở Bước C (thực hiện dự án).

Tương tự, giấy chứng nhận quyền sử dụng đất nên được cấp trong giai đoạn B này. Tuy nhiên, việc nhận giấy chứng nhận quyền sử dụng đất thường diễn ra trong quá trình giải phóng mặt bằng ở Bước C.

4.1.3. Bước C: Triển khai đầu tư

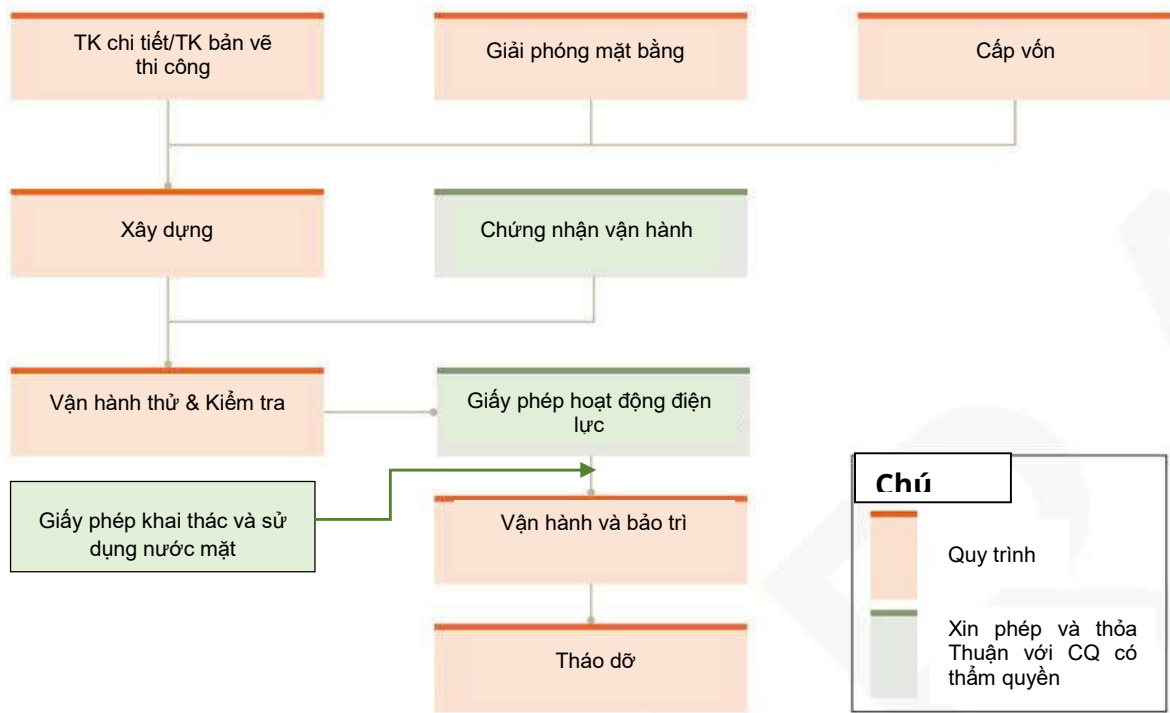
Lưu đồ các Bước C: Thực hiện đầu tư, D: Vận hành và Bảo trì, và E: Tháo dỡ được thể hiện trong hình dưới đây.

Để dự án được triển khai xây dựng, Nhà đầu tư cần đảm bảo ba mục quan trọng:

- Thiết kế bản vẽ thi công (hoặc thiết kế chi tiết) đã hoàn thành
- Công tác thu hồi đất đã hoàn tất. Quá trình này có thể bao gồm bồi thường – tái định cư và rà phá bom mìn.
- Nguồn vốn cho dự án đã được thu xếp.

Công tác vận hành thử nghiệm và kiểm tra sẽ cần sự hợp tác chặt chẽ từ EVN. Cần có Giấy chứng nhận Ngày Vận hành Thương mại để kích hoạt hợp đồng mua bán chính thức với EVNEPTC. Dự án cũng cần được Cơ quan có thẩm quyền phê duyệt Quy trình Nghiệm thu của Nhà đầu tư trước khi chính thức vận hành.

Giấy phép hoạt động điện lực sẽ được Bộ Công Thương cấp cho quá trình vận hành dự án. Giấy phép này bao gồm việc vận hành nhà máy và có thể bao gồm cả vận hành đường dây truyền tải đến điểm đấu nối. Giấy phép sẽ được cấp khi đáp ứng các điều kiện nhất định, ví dụ như số lượng trường ca đủ tiêu chuẩn vận hành nhà máy điện.



Hình 4-4: Giai đoạn C: Thi công, D: Vận hành và bảo trì, và E: Tháo dỡ¹³

Ngoài các giấy phép nêu trên đối với các dự án năng lượng tái tạo, Dự án Lâm Sơn sẽ cần có Giấy phép khai thác và sử dụng nước mặt trước khi đưa dự án vào vận hành. Giấy phép này cho phép dự án sử dụng nước từ suối tự nhiên hoặc các hồ chứa hiện hữu phục vụ mục đích tích năng.

4.1.4. Bước D: Vận hành và bảo trì

Giai đoạn Vận hành và Bảo trì sẽ được duy trì xuyên suốt vòng đời của dự án. Cần lưu ý rằng PPA và các giấy phép được cấp đều có thời hạn. Do đó, Nhà đầu tư sẽ cần đàm phán lại để ký PPA mới và nộp hồ sơ gia hạn giấy phép lên các cơ quan có thẩm quyền.

Các mốc quan trọng cũng cần được ghi nhận sớm, bao gồm bảo trì lớn/đại tu thiết bị và thay thế khi hết vòng đời thiết bị.

4.1.5. Bước E: Tháo dỡ

Luật Điện lực hiện hành quy định các dự án năng lượng tái tạo (điện gió và điện mặt trời) phải được tháo dỡ sau khi kết thúc vòng đời dự án. Đây sẽ là một yếu tố quan trọng để lập dự toán chi phí và quản lý môi trường của dự án.

¹³ Căn cứ Chương 5 Nghị định số 56/2025/NĐ-CP và Nghị định số 06/2021/NĐ-CP

4.2. Hình thức và thủ tục đầu tư

4.2.1. Các hình thức đầu tư và cơ chế kiểm soát vốn

- Đầu tư trong nước.
- Đầu tư theo hình thức đối tác công tư (PPP).
- Đầu tư có yếu tố nước ngoài.

4.2.2. Phương thức lựa chọn nhà phát triển dự án

Phương án lựa chọn nhà phát triển dự án theo luật Việt Nam:

- Lựa chọn nhà đầu tư thông qua đấu thầu
 - Cơ sở pháp lý: Điều 22, Luật Đấu thầu 2013 quy định đấu thầu để lựa chọn nhà đầu tư dựa trên tiêu chí về năng lực tài chính, kinh nghiệm, kỹ thuật và giải pháp thực hiện dự án.
- Chỉ định thầu (lựa chọn nhà đầu tư thông qua chỉ định thầu)
 - Cơ sở pháp lý: Điều 26 Luật Đấu thầu 2013 quy định các trường hợp chỉ định thầu và điều kiện áp dụng cụ thể.
- Lựa chọn nhà đầu tư thông qua đấu thầu cạnh tranh
 - Cơ sở pháp lý: Điều 32, Luật Đấu thầu 2013 quy định đấu thầu cạnh tranh, tạo cơ hội cho nhà đầu tư tự đề xuất phương án hoặc giá trị hợp lý cho dự án.
- Lựa chọn nhà đầu tư thông qua hợp đồng đối tác công tư (PPP)
 - Cơ sở pháp lý: Luật Đầu tư theo hình thức PPP 2020 và các nghị định hướng dẫn quy định về quy trình lựa chọn nhà đầu tư trong các dự án PPP.
- Lựa chọn nhà đầu tư theo hình thức đối tác chiến lược
 - Cơ sở pháp lý: Quy định về đối tác chiến lược có thể được quy định trong các văn bản pháp luật riêng theo từng ngành hoặc từng loại dự án, ví dụ Luật Đầu tư 2020.
- Lựa chọn nhà đầu tư thông qua hình thức "đấu thầu kết hợp".

Trừ khi Nhà phát triển dự án có thể chứng minh rằng tổ hợp Lâm Sơn là dự án cấp bách, việc lựa chọn nhà phát triển dự án nhiều khả năng sẽ thực hiện theo quy trình đấu thầu.

4.2.3. Xác định rào cản tiềm ẩn

Các khó khăn trong công tác đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư có thể gặp phải:

- Yêu cầu đấu thầu đối với dự án điện là mới, do đó các cơ quan có thẩm quyền có thể thiếu hướng dẫn pháp lý rõ ràng và kinh nghiệm để triển khai.
- Đảm bảo tính minh bạch và công bằng.

- Đánh giá năng lực và tiềm lực tài chính của nhà đầu tư.
- Dự báo và quản lý rủi ro.
- Cạnh tranh không lành mạnh.
- Khó khăn trong việc xác định đúng mục tiêu của dự án.
- Thủ tục hành chính phức tạp và chậm trễ.
- Khó khăn trong việc giám sát tiến độ và chất lượng thực hiện.
- Thiếu cạnh tranh thực sự.
- Giải quyết tranh chấp và khiếu nại.

4.3. Tiến độ dự án và dự đoán tài chính

Cần lưu ý rằng lộ trình đầu tư cần đi kèm với vốn đầu tư tương ứng theo từng mốc đầu tư. Tuy nhiên, vốn đầu tư chỉ có thể xác định giá trị sơ bộ sau khi hoàn thành Nhiệm vụ 3, trong khi Nhiệm vụ 2 cần được phê duyệt trước. Do đó, báo cáo của Nhiệm vụ 2 chỉ có thể đưa ra các quy định và ước tính tiến độ đầu tư dưới dạng khung. Trong quá trình rà soát tại Nhiệm vụ 4 và hoàn thiện tại Nhiệm vụ 5, lộ trình đầu tư sẽ được cập nhật và hoàn chỉnh trong báo cáo cuối cùng.

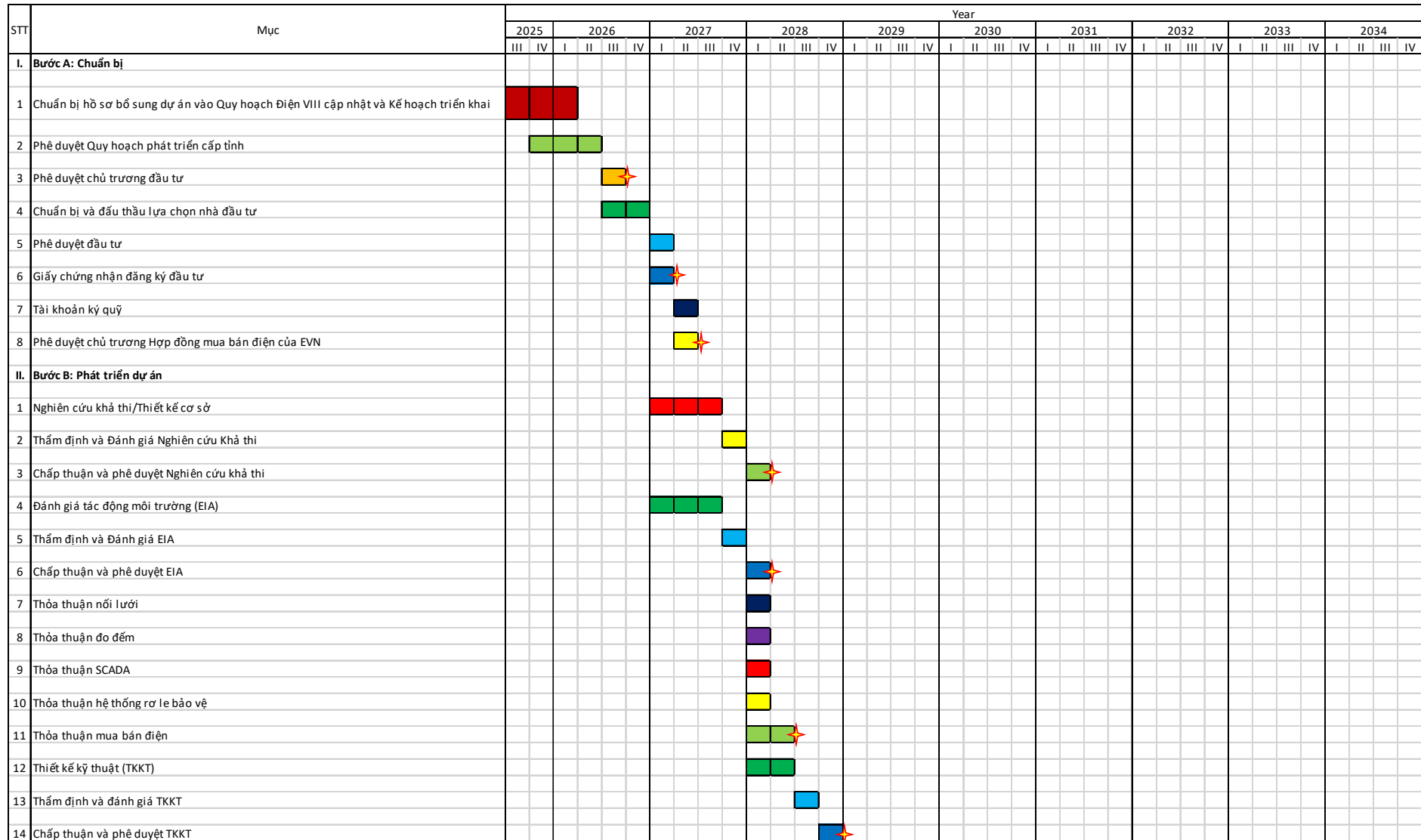
Lộ trình đầu tư sẽ dựa trên các quy định pháp luật hiện hành về đầu tư và phát triển các dự án điện, đặc biệt là lĩnh vực năng lượng tái tạo. Do dự án Lâm Sơn chưa được đưa vào Quy hoạch điện hoặc Quy hoạch phát triển cấp tỉnh, dự án sẽ cần được bổ sung vào các quy hoạch này.

Dựa trên kinh nghiệm của PECC1 đối với các dự án có quy mô tương tự, thời gian cho từng mốc đầu tư sẽ được dự tính ban đầu như trong Hình 4-5. Tuy nhiên, quá trình đưa dự án vào Quy hoạch điện VIII, Quy hoạch phát triển cấp tỉnh và các thủ tục phê duyệt khác còn tiềm ẩn nhiều yếu tố không chắc chắn. Tư vấn sẽ trao đổi thêm với PVP và các cơ quan có thẩm quyền về tiến độ dự án này trong các bước tiếp theo.

Việc phân bổ vốn đầu tư, chi phí tài chính và nguồn huy động vốn sẽ được xác định theo Kịch bản đầu tư đề xuất như trình bày trong Bảng 4-1. Cần lưu ý rằng hướng dẫn của Bộ Xây dựng Việt Nam yêu cầu chi phí truyền tải được phân bổ vào chi phí của nguồn điện thay vì là một hạng mục độc lập. Do đó, bảng 4-1 tuân thủ đúng hướng dẫn quốc gia.

Một lưu ý khác là giá trị tổng mức đầu tư sơ bộ có sự thay đổi nhẹ so với Nhiệm vụ 3 do cập nhật phân bổ chi phí trong giai đoạn xây dựng. Việc phân bổ vốn đầu tư trong thời gian xây dựng, không bao gồm thuế, được trình bày trong Bảng 4-2 để phục vụ mục đích dự báo tài chính.

Hình 4-1: Tiến độ dự án sơ bộ



Bảng 4-1: Tổng dự toán sơ bộ

STT	Hạng mục chi phí	Giá trị trước thuế, USD				VAT, USD	Giá trị sau thuế, USD
		TĐTN (1440 MW)	ĐMT (350 MWp)	BESS (350 MW)	Tổng cộng		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (3)+(4)+(5)	(7) = (6)*10%	(8) = (6)+(7)
1	Chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư	822.307	322.408.781	113.170	323.344.259		323.344.259
2	Chi phí thi công	259.664.319	531.676.403	14.667.640	806.008.362	80.600.836	886.609.198
2.1	Xây dựng	228.117.455	455.000.000	7.000.000	690.117.455	69.011.746	759.129.201
2.2	Phần đường dây đấu nối 500KV	31.546.863	76.676.403	7.667.640	115.890.907	11.589.091	127.479.997
3	Chi phí thiết bị	311.318.028	1.295.000.000	140.000.000	1.746.318.028	174.631.803	1.920.949.831
4	Chi phí chung; chi phí tư vấn đầu tư xây dựng và các chi phí khác	193.659.082	554.606.999	43.202.463	791.468.543	79.146.854	870.615.398
4.1	Chi phí chung; chi phí tư vấn đầu tư xây dựng và các chi phí khác (không bao gồm lãi vay)	57.098.235	182.667.640	15.466.764	255.232.639	25.523.264	280.755.903
4.2	Lãi vay trong thời gian thi công	136.560.847	371.939.359	27.735.699	536.235.904		536.235.904
5	Chi phí dự phòng	125.780.578	466.350.565	34.049.515	626.180.658	62.618.066	688.798.723
5.1	Chi phí dự phòng cho khối lượng phát sinh 10% * mục (1-4.1)	62.890.289	233.175.282	17.024.757	313.090.329	31.309.033	344.399.362
5.2	Chi phí dự phòng trượt giá 10% * mục (1-4.1)	62.890.289	233.175.282	17.024.757	313.090.329	31.309.033	344.399.362
	TỔNG CỘNG	891.244.314	3.170.042.748	232.032.788	4.293.319.850	396.997.559	4.690.317.409

Bảng 4-2: Dự toán tổng mức đầu tư trong giai đoạn xây dựng

STT	Hạng mục chi phí	Chi phí đầu tư trước thuế (USD)	Năm chuẩn bị (2029)	Năm thi công thứ nhất (2030)	Năm thi công thứ 2 (2031)	Năm thi công thứ 3 (2032)	Năm thi công thứ 4 (2033)	Năm thi công thứ 5 (2034)
1	Chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư	323.344.259	41.115	48.501.639	96.921.047	96.962.162	80.836.065	82.231
2	Chi phí xây dựng và thiết bị cho nhà máy thủy điện tích năng	539.435.483	11.405.873	34.217.618	45.623.491	119.292.969	212.688.378	116.207.154
3	Chi phí xây dựng và thiết bị cho nhà máy điện mặt trời	1.750.000.000		133.000.000	460.250.000	525.000.000	631.750.000	
4	Chi phí xây dựng và thiết bị cho hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS)	147.000.000		8.050.000	37.100.000	44.100.000	57.750.000	
5	Chi phí đấu nối lưới điện 500 kV	115.890.907		34.767.272	81.123.635			
6	Chi phí quản lý dự án; chi phí tư vấn đầu tư xây dựng và các chi phí khác (không bao gồm lãi vay)	255.232.639	2.854.912	38.284.896	70.859.968	73.714.880	63.808.160	5.709.823
7	Chi phí dự phòng	626.180.658	2.860.380	59.364.285	158.375.628	171.814.002	209.366.520	24.399.842
	Tổng cộng	3.757.083.945	17.162.280	356.185.710	950.253.769	1.030.884.014	1.256.199.123	146.399.050

5. ĐÁNH GIÁ RỦI RO

Các rủi ro liên quan đến hoạt động đầu tư của dự án được liệt kê chi tiết trong các bảng dưới đây. Các nhóm rủi ro chính được xem xét bao gồm: rủi ro về tiến độ thi công, rủi ro cắt giảm công suất, rủi ro về chi phí và thu xếp vốn (tài chính), và các rủi ro về mặt pháp lý. Việc phân loại rủi ro được thực hiện theo phương pháp định tính với ba cấp độ: Thấp, Trung bình và Cao. Mức độ rủi ro này được Đơn vị tư vấn đánh giá một cách chủ quan, dựa trên kinh nghiệm thực tiễn từ các dự án tương tự trước đó. Kết quả phân tích cho thấy, các rủi ro của dự án được xác định ở mức Thấp hoặc Trung bình. Cần lưu ý rằng, bảng phân loại rủi ro này sẽ được tiếp tục rà soát và điều chỉnh sau khi có ý kiến góp ý chính thức từ Chủ đầu tư, PVP và các cơ quan quản lý nhà nước cấp Tỉnh.

Bảng 5-1: : Rủi ro về tiến độ thi công

STT	Mô tả Rủi ro	Phân loại Rủi ro	Biện pháp giảm thiểu
1.	Rủi ro về thu hồi đất và giải phóng mặt bằng (GPMB)	Trung bình	<ul style="list-style-type: none"> - Làm việc sớm với chính quyền cấp tỉnh, địa phương và người dân bị ảnh hưởng về chính sách thu hồi đất, quy hoạch sử dụng đất, thủ tục cấp phép và đơn giá bồi thường. - Chuẩn bị đầy đủ nguồn vốn cho công tác GPMB (đền bù đất đai)
	Việc chậm trễ trong công tác GPMB có thể gây chậm tiến độ thi công, làm tăng chi phí và giảm doanh thu của dự án	Dự án đòi hỏi diện tích đất đáng kể. Quy trình thu hồi đất tại Việt Nam phức tạp và tốn nhiều thời gian. Cộng đồng địa phương có thể phản đối việc thu hồi đất nếu các yêu cầu của họ không được đáp ứng thỏa đáng.	
2.	Rủi ro về tiến độ thi công các nhà máy điện mặt trời	Thấp	<ul style="list-style-type: none"> - Tiến hành GPMB sớm. - Mua sắm vật tư thiết bị theo đúng tiến độ dự án.- Phân kỳ/dàn trải công tác thi công trong một khoảng thời gian nhất định để tránh ùn tắc trong việc cung ứng vật tư, thiết bị. - Sử dụng các nhà thầu có đủ năng lực và kinh nghiệm.
	Việc chậm trễ thi công sẽ làm tăng chi phí và giảm doanh thu	Các nhà máy điện mặt trời (NMĐMT) có kết cấu đơn giản và thi công lắp đặt nhanh. Tuy nhiên, do tổng công suất của các NMĐMT rất lớn nên đòi hỏi một khoảng thời gian thi công đáng kể. Ngoài ra còn có quan ngại về việc cung ứng số lượng lớn tấm pin quang điện từ 1 nhà cung cấp duy nhất trong thời gian ngắn	
3.	Rủi ro về tiến độ thi công Hệ thống lưu trữ năng lượng	Thấp	<ul style="list-style-type: none"> - Mua sắm vật tư thiết bị theo đúng tiến độ dự án. - Sử dụng các nhà thầu có đủ năng lực và kinh nghiệm.
	Việc chậm trễ thi công sẽ làm tăng chi phí và giảm doanh thu.	Các hệ thống BESS có kết cấu đơn giản và thi công lắp đặt nhanh.	

STT	Mô tả Rủi ro	Phân loại Rủi ro	Biện pháp giảm thiểu
4.	Rủi ro về tiến độ thi công Nhà máy Thủy điện Tích năng (TĐTN)	Thấp	<ul style="list-style-type: none"> - Tiến hành GPMB sớm. - Mua sắm vật tư thiết bị theo đúng tiến độ dự án. - Sử dụng các nhà thầu có đủ năng lực và kinh nghiệm.
		Nhà máy TĐTN có cấu hình tương tự các nhà máy thủy điện truyền thống mà Việt Nam đã có bề dày kinh nghiệm trong việc xây dựng và vận hành.	
5.	Rủi ro về tiến độ thi công Hệ thống đấu nối	Thấp	<ul style="list-style-type: none"> - Tiến hành GPMB sớm. - Mua sắm vật tư thiết bị theo đúng tiến độ dự án. - Sử dụng các nhà thầu có đủ năng lực và kinh nghiệm.
		Việt Nam đã có nhiều kinh nghiệm trong việc xây dựng các công trình đường dây và trạm biến áp cấp điện áp từ 220 kV đến 500 kV	

Bảng 5-2 Rủi ro cắt giảm công suất

STT	Mô tả Rủi ro	Phân loại Rủi ro	Biện pháp giảm thiểu
1.	Rủi ro về lệch pha giữa cao điểm phụ tải và cao điểm công suất phát	Trung bình	<ul style="list-style-type: none"> - Nghiên cứu phương án đẩy sớm tiến độ xây dựng hợp phần TĐTN. Tìm kiếm các giải pháp rút ngắn thời gian thi công. - Chủ động dự báo thời tiết để ước tính sản lượng điện mặt trời trong ngắn hạn, từ đó tối ưu hóa việc tích trữ năng lượng trong BESS và TĐTN, giảm thiểu việc phát điện mặt trời vào giờ thấp điểm của phụ tải.
	Phụ tải đỉnh tại các trung tâm tiêu thụ điện và công suất phát đỉnh từ NLTT (cụ thể là điện mặt trời) không trùng khớp về thời gian. Công suất phát từ điện mặt trời thường đạt đỉnh vào giữa trưa, nhưng thời điểm này nhu cầu phụ tải của khu vực có thể thấp hơn tổng công suất phát. Khi đó, lưới điện sẽ buộc phải giảm phát. Điều này sẽ gây mất doanh thu cho dự án.	Phần sản lượng phát vượt mức của hợp phần điện mặt trời có nguy cơ bị cắt giảm công suất để đảm bảo an toàn vận hành lưới điện. Về mặt lý thuyết, hợp phần thủy điện tích năng (TĐTN) với vai trò là một hệ thống lưu trữ năng lượng quy mô lớn sẽ hoạt động rất linh hoạt, giúp hỗ trợ lưới điện bằng cách thực hiện nhiệm vụ tích năng (hấp thụ điện) vào ban ngày và phát điện phủ đỉnh vào ban đêm. Tuy nhiên, do vòng đời xây dựng của nhà máy TĐTN rất dài, lợi thế này sẽ chưa thể phát huy cho đến khi nhà máy chính thức được đưa vào vận hành thương mại.	
2.	Rủi ro về giải tỏa công suất trên lưới điện khu vực	Trung bình	Phối hợp với các nhà đầu tư năng lượng tái tạo khác để kiến nghị Bộ Công Thương (MOIT) đẩy nhanh tiến độ
	Khả năng tải của lưới điện khu vực có thể bị giới hạn,	Phần sản lượng phát vượt mức của hợp phần điện mặt	

STT	Mô tả Rủi ro	Phân loại Rủi ro	Biện pháp giảm thiểu
	dẫn đến tình trạng nghẽn mạch/quá tải cục bộ trong một số thời điểm. Hợp phần TĐTN có thể giúp giảm tải cho lưới nhưng vẫn không triệt tiêu hoàn toàn rủi ro	trời có nguy cơ bị cắt giảm công suất. Để giải quyết vấn đề này, hợp phần thủy điện tích năng (TĐTN), với đặc tính vận hành linh hoạt, sẽ đóng vai trò hỗ trợ lưới điện bằng cách hấp thụ sản lượng điện mặt trời dư thừa vào ban ngày và phát điện trở lại vào ban đêm.	xây dựng các công trình lưới truyền tải mới so với kế hoạch trong Quy hoạch điện VIII, đặc biệt ưu tiên sử dụng công nghệ đường dây truyền tải điện một chiều cao thế (HVDC) nhằm nâng cao năng lực truyền tải công suất. Tích cực ứng dụng công nghệ dự báo thời tiết để dự báo sản lượng điện mặt trời trong ngắn hạn, qua đó tối ưu hóa chiến lược vận hành tích trữ năng lượng của hệ thống BESS và TĐTN, giúp giảm thiểu việc phát điện (từ nguồn điện mặt trời) vào những thời điểm lưới điện có nguy cơ bị quá tải.

Bảng 5-3: Rủi ro tài chính

STT	Mô tả Rủi ro	Phân loại Rủi ro	Biện pháp giảm thiểu
1.	Rủi ro về chi phí đối với hợp phần nhà máy điện mặt trời	Thấp	<ul style="list-style-type: none"> - Lập kế hoạch và thực hiện mua sắm vật tư, thiết bị theo đúng tiến độ dự án. - Lựa chọn các nhà thầu (đặc biệt là tổng thầu EPC) có đủ năng lực, kinh nghiệm và uy tín. - Trích lập đầy đủ và hợp lý hạng mục chi phí dự phòng trong cơ cấu Tổng mức đầu tư
	Chi phí đầu tư thực tế cao hơn dự toán có thể dẫn đến vượt tổng mức đầu tư (TMĐT) và làm giảm hiệu quả tài chính của dự án.	Chi phí tổng thể cho các hệ thống điện mặt trời (tấm pin, inverter,...) trên toàn thế giới đang trong xu hướng giảm mạnh và ổn định	
2.	Rủi ro vượt chi phí đầu tư đối với hợp phần BESS	Thấp	<ul style="list-style-type: none"> - Lập kế hoạch và thực hiện mua sắm thiết bị theo đúng tiến độ. - Lựa chọn các nhà cung cấp và nhà thầu tích hợp hệ thống (SI) có năng lực và kinh nghiệm. - Trích lập đầy đủ chi phí dự phòng trong cơ cấu TMĐT
	Chi phí đầu tư thực tế cao hơn dự toán có thể dẫn đến vượt tổng mức đầu tư (TMĐT) và làm giảm hiệu quả tài chính của dự án	Chi phí chung cho các hệ thống BESS trên toàn cầu đang trong xu hướng giảm mạnh.	
3.	Rủi ro vượt chi phí đầu tư đối với hợp phần Nhà máy TĐTN	Thấp	<ul style="list-style-type: none"> - Lập kế hoạch và thực hiện mua sắm vật tư, thiết bị theo đúng tiến độ. - Lựa chọn các nhà thầu thi công và nhà cung cấp thiết bị có đủ năng lực và kinh nghiệm, đặc biệt là kinh
	Chi phí đầu tư thực tế cao hơn dự toán có thể dẫn đến vượt tổng mức đầu tư (TMĐT) và làm giảm nghiêm trọng hiệu	Chi phí thi công cho phần xây dựng: Phần lớn các chi phí thiết bị cơ khí thủy lực này tại Việt Nam có thể được dự toán với độ tin cậy cao dựa trên hệ	

STT	Mô tả Rủi ro	Phân loại Rủi ro	Biện pháp giảm thiểu
	quả tài chính của dự án.	thống Định mức, Đơn giá của Nhà nước. Chi phí thiết bị: Có thể tham khảo suất đầu tư từ các dự án tương tự, đặc biệt là dự án TĐTN Bắc Ái đang được triển khai, để có cơ sở dữ liệu so sánh.	<p>nghiệm trong lĩnh vực thủy điện quy mô lớn.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Trích lập đầy đủ và hợp lý hạng mục chi phí dự phòng trong cơ cấu TMĐT
4.	Rủi ro vượt chi phí đầu tư đối với hợp phần Hệ thống đấu nối	Thấp	<ul style="list-style-type: none"> - Lập kế hoạch và thực hiện mua sắm vật tư, thiết bị theo đúng tiến độ.
	Chi phí đầu tư hệ thống đấu nối (đường dây truyền tải) thực tế cao hơn dự toán có thể dẫn đến vượt tổng mức đầu tư (TMĐT) và làm giảm hiệu quả tài chính của dự án.	Chi phí xây dựng hệ thống truyền tải có thể được dự toán với độ tin cậy cao, dựa trên hệ thống Định mức, Đơn giá của Nhà nước đã được kiểm chứng qua nhiều công trình	<ul style="list-style-type: none"> - Lựa chọn các nhà thầu thi công và nhà cung cấp thiết bị có đủ năng lực và kinh nghiệm, đặc biệt là kinh nghiệm trong lĩnh vực thủy điện quy mô lớn. - Trích lập đầy đủ và hợp lý hạng mục chi phí dự phòng trong cơ cấu TMĐT
5.	Rủi ro vượt chi phí cho công tác bồi thường, giảm thiểu tác động môi trường và xã hội	Trung bình	<ul style="list-style-type: none"> - Triển khai sớm công tác thu hồi đất, giải phóng mặt bằng (GPMB).
	Chi phí môi trường và xã hội thực tế cao hơn dự toán có thể dẫn đến vượt tổng mức đầu tư (TMĐT) và làm giảm hiệu quả tài chính của dự án	Kinh nghiệm từ các dự án điện tại Việt Nam cho thấy công tác bồi thường thường kéo dài và tốn nhiều thời gian. Chi phí thu hồi đất (GPMB) có xu hướng tăng cao theo thời gian. Người dân địa phương thường xuyên có các khiếu nại, yêu cầu bồi thường bổ sung cho các tài sản, vật kiến trúc phát sinh sau thời điểm khảo sát ban đầu.	<ul style="list-style-type: none"> - Lập một khoản dự phòng phí đủ lớn và hợp lý cho hạng mục bồi thường và các chi phí liên quan trong cơ cấu TMĐT
6.	Rủi ro về thu xếp vốn	Thấp	<ul style="list-style-type: none"> - Chủ đầu tư (PVP) tìm kiếm các nguồn vốn từ các quỹ phát triển xanh để tiếp cận các khoản vay ưu đãi. - Xem xét phương án thành lập liên doanh để chia sẻ rủi ro tài chính.
	Tổng mức đầu tư của dự án sẽ rất lớn. Có khả năng chủ đầu tư không huy động đủ vốn chủ sở hữu/vốn vay để tài trợ cho dự án	PVP là công ty con của PVP, một đơn vị có tiềm lực tài chính vững mạnh. Hiện đã có sẵn các cơ chế tài chính cho phát triển xanh.	
7.	Rủi ro về giá bán điện	Trung bình	<ul style="list-style-type: none"> - Tham vấn Bộ Công Thương về cơ chế giá bán điện. - Lập các phân tích độ nhạy về tính khả thi của dự án với các kịch bản giá điện khác nhau
	Mức giá bán điện thấp sẽ làm giảm hiệu quả tài chính của dự án.	Việt Nam hiện có các cơ chế giá riêng cho điện mặt trời (có hoặc không có BESS) và TĐTN. Tuy nhiên, chưa có cơ chế giá rõ ràng cho một dự án tích hợp cả ba thành phần (ĐMT+BESS+TĐTN). Thông tư số 15/2022/TT-BCT (thay vì 12/2025) cho phép tính toán giá phát điện với suất sinh lợi nội tại trên vốn chủ sở hữu	

STT	Mô tả Rủi ro	Phân loại Rủi ro	Biện pháp giảm thiểu
		(IRR) là 12%.	

Bảng 5-4: Rủi ro về chính sách và luật pháp

STT	Mô tả Rủi ro	Phân loại Rủi ro	Biện pháp giảm thiểu
1.	Rủi ro về việc bổ sung vào Quy hoạch phát triển của Tỉnh	Thấp	<ul style="list-style-type: none"> - Chủ đầu tư (PVP) trình hồ sơ để dự án được đưa vào quy hoạch mới của tỉnh. - Sẵn sàng điều chỉnh quy mô dự án nếu cần thiết để phù hợp với quy hoạch chung
	Nếu không được đưa vào quy hoạch tỉnh, dự án sẽ không thể triển khai	Quy hoạch của tỉnh Khánh Hòa mới đang trong quá trình xây dựng. Các cuộc họp ban đầu với Sở Công Thương cho thấy dự án phù hợp với mục tiêu phát triển NLTT của tỉnh	
2.	Rủi ro về việc bổ sung vào Quy hoạch phát triển Điện lực Quốc gia (Quy hoạch điện)	Trung bình	<ul style="list-style-type: none"> - Nộp hồ sơ dự án kịp thời để được xem xét bổ sung vào kế hoạch triển khai Quy hoạch điện VIII trong các lần cập nhật. - PVP chủ động quảng bá, làm việc với Bộ Công Thương và các cấp cao hơn để chứng minh dự án là một lựa chọn hấp dẫn so với các nguồn điện đất đỏ khác. - Phương án dự phòng: PVP chuẩn bị hồ sơ để đưa dự án vào Quy hoạch điện IX.
	Nếu không được đưa vào Quy hoạch điện, dự án sẽ không thể triển khai	Dự án chưa có tên trong danh mục các dự án thuộc kế hoạch thực hiện Quy hoạch điện VIII (bản hiệu chỉnh). Tuy nhiên, dự án phù hợp với các mục tiêu quốc gia về phát triển NLTT và giảm phát thải các bon	
3.	Rủi ro về lựa chọn chủ đầu tư	Trung bình	<ul style="list-style-type: none"> - Lý tưởng nhất là kiến nghị để dự án được đưa vào danh mục các dự án điện cấp bách nhằm rút ngắn các thủ tục hành chính thông thường. PVP nên tìm hiểu khả năng này với Bộ Công Thương và chính quyền tỉnh.- - Phương án dự phòng: PVP chuẩn bị sẵn sàng năng lực để tham gia đấu thầu
	PVP có thể không được lựa chọn làm chủ đầu tư dự án	Nếu dự án không thuộc cơ chế đặc biệt, có khả năng cao sẽ phải tổ chức đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư. Chi phí dự án quá lớn đối với các nhà đầu tư tư nhân thông thường, nhưng một số tập đoàn lớn tại Việt Nam có đủ tiềm lực để tham gia đấu thầu	
4.	Rủi ro về thay đổi chính sách khuyến khích NLTT	Trung bình	Không có biện pháp phòng ngừa trực tiếp. Chỉ có thể chuẩn bị các kịch bản tài chính và phát triển dự án khác nhau, đồng thời thực hiện phân tích độ nhạy.
	Chính phủ có thể thay đổi/bãi bỏ các chính sách khuyến khích NLTT. Điều này sẽ làm giảm sức hấp dẫn của dự án	NLTT hiện là nguồn cung điện nội địa khả thi nhất. Với nhu cầu điện dự báo tăng mạnh và yêu cầu về an ninh năng lượng, NLTT sẽ là một thành phần chính trong cơ cấu nguồn. Ngoài ra, các chính sách về dấu chân các bon của EU (CBAM) buộc Việt Nam phải giảm phát thải để giữ năng lực cạnh tranh xuất khẩu.	

STT	Mô tả Rủi ro	Phân loại Rủi ro	Biện pháp giảm thiểu
		<p>Do đó, ít có khả năng các chính sách khuyến khích NLTT sẽ bị bãi bỏ, nhưng các điều chỉnh (như yêu cầu tăng tính cạnh tranh) có thể được áp dụng. Những thay đổi đột ngột về điều kiện COD đã từng gây tác động lớn đối với phát triển NLTT</p>	

PHỤ LỤC 1. DANH MỤC CÁC DỰ ÁN NGUỒN ĐIỆN ĐƯỢC QUY HOẠCH TRÊN ĐỊA BÀN TỈNH NINH THUẬN CŨ NẴM TRONG KẾ HOẠCH THỰC HIỆN QUY HOẠCH ĐIỆN VIII ĐIỀU CHỈNH

Nguồn điện

Bảng 1: Danh mục các nhà máy nhiệt điện LNG theo quy hoạch

STT	Tên Dự án	Công suất theo quy hoạch (MW)	COD	Ghi chú
1	LNG Cà Ná	1500	2028	

Bảng 2: Danh mục các dự án thủy điện tích năng theo quy hoạch

STT	Tên Dự án	Công suất theo quy hoạch (MW)	COD	Ghi chú
1	Bác Ái	1200	2028-2029	Đã có trong QH điện VIII
2	Phước Hòa	1200	2029-2030	Đã có trong QH điện VIII

Bảng 3: Danh mục các dự án điện gió gần bờ và trên bờ theo quy hoạch

STT	Tên Dự án	Công suất theo quy hoạch (MW)	COD
1	NMĐG Phước Hữu	50	2023-2025
2	NM NLTT Phước Nam - Enfinity - Ninh Thuận	65	2023-2025
3	NMĐG mở rộng BIM giai đoạn 2	50	2023-2025
4	NMĐG Tri Hải	39,5	2025
5	Hợp phần công suất của nhà máy điện gió Hanbaram	93	2023-205
6	NMĐG V2	40	2026-2030
7	NMĐG Tri Hải (giai đoạn 2)	39,5	2025-2030
8	NMĐG Bắc Sơn	60,5	2025-2030
9	NMĐG hồ chứa nước Núi Một	50	2025-2030
10	NMĐG mở rộng BIM giai đoạn 3	120	2025-2030
11	NMĐG V2 - mở rộng	769	2025-2030

Bảng 4: Danh mục các dự án điện mặt trời (ĐMT) theo quy hoạch

STT	Tên Dự án	Công suất, MW	
		2025-2030	2031-2035
1	DA ĐMT Phước Thái 2	87	

STT	Tên Dự án	Công suất, MW	
		2025-2030	2031-2035
2	DA ĐMT Phước Thái 3	43.5	
3	DA ĐMT Phước Hữu 2	184	
4	DA ĐMT Phước Trung	40	
5	DA ĐMT Bắc Ái 7 trên hồ chứa nước Sông Cái	70	
6	DA ĐMT Nhị Hà	80	
7	DA ĐMT hồ chứa nước Sông Sặt	70	
8	DA ĐMT Đông Quán Thẻ	250	
9	DA ĐMT Mi Sơn - Hoan Lộc Việttt - giai đoạn 2	50	
10	DA ĐMT Hacom - giai đoạn 2	50	
11	DA ĐMT hồ chứa nước CK7	50	
12	DA ĐMT Ninh Phước 6.3	50	
13	DA ĐMT hồ chứa nước Sóng Thần	50	
14	DA ĐMT Hóa Sơn – Dốc Dài	400	
15	DA ĐMT Bắc Ái 1	150	
16	DA ĐMT Ninh Sơn 1	73.5	
17	DA ĐMT Đông Quán Thẻ 2	50	
18	DA ĐMT Hóa Sơn - Suối Ong 4	350	
19	DA ĐMT Phước Ninh mở rộng - giai đoạn 2	50	
20	DA ĐMT Nhị Hà - giai đoạn 2		50
21	DA ĐMT hồ chứa nước CK7 - Giai đoạn 2		100
22	DA ĐMT Ninh Phuoc 7 - Giai đoạn 2		200
23	DA ĐMT Đông Quán Thẻ 2 Plant - Giai đoạn 2		50
24	DA ĐMT Hoa Son Suoi Ong 4		50
25	DA ĐMT Bắc Ái 7 trên hồ chứa nước Sông Cái		60
26	DA ĐMT Ninh Phước		276
27	DA ĐMT hồ chứa nước Ba Râu		80
28	DA ĐMT Phước Ninh mở rộng- giai đoạn 2		38
29	DA ĐMT hồ chứa nước Trà Cổ		40
30	DA ĐMT 7A		50
31	DA ĐMT hồ chứa nước Chợ Mỏ		80

STT	Tên Dự án	Công suất, MW	
		2025-2030	2031-2035
32	DA ĐMT Nhị Hà - Giai đoạn 2		150
33	DA ĐMT hồ chứa nước Núi Một 2		80
34	DA ĐMT hồ chứa nước Tân Giang		50
35	DA ĐMT hồ chứa nước Ta Ranh		39.5
36	DA ĐMT Thuận Nam 11		50
37	DA ĐMT Hòn Khô		120
38	NM ĐMT Bắc Ái 14		80
39	NM ĐMT Hiếu Thiện		120
40	NM ĐMT Phước Chiến		200
41	NM ĐMT Tây Quán Thẻ		100
42	NM ĐMT Trí Hải		100
43	DA ĐMT Nhị Hà 5 kết hợp với dự án phát điện hydrogen xanh		160
44	DA ĐMT Thuận Nam 1 kết hợp với dự án phát điện GH2		140
45	NM ĐMT Ninh Sơn 2		90
46	NM ĐMT Bắc Ái 2		160
47	ĐMT Bắc Ái 3		200
48	ĐMT Nhị Hà		100
49	DA ĐMT Thái Vinh 1		120
50	DA ĐMT Thái Vinh 2		120
51	DA ĐMT Quang Sơn 2		96
52	DA ĐMT Thái Vinh 2		120
	Tổng	2148	3469,5

Bảng 5: Danh mục các dự án điện gió ngoài khơi theo quy hoạch tại khu vực Nam Trung Bộ đến năm 2035

STT	Khu vực	Công suất quy hoạch (MW)	Kết hợp quy hoạch		TBA đấu nối	COD
			Tên các dự án thành phần	Công suất (MW)		
	Khu vực Nam - Trung bộ	4300				

STT	Khu vực	Công suất quy hoạch (MW)	Kết hợp quy hoạch		TBA đấu nối	COD
			Tên các dự án thành phần	Công suất (MW)		
1	Nam - Trung Bộ 1	2000	Nam - Trung Bộ 1.1	500	NTB1	2025-2030
			Nam - Trung Bộ 1.2	500	NTB1	2025-2030
			Nam - Trung Bộ 1.3	500	NTB1	2025-2030
			Nam - Trung Bộ 1.4	500	NTB1	2031-2035
2	Nam - Trung Bộ 2	1000	Nam - Trung Bộ 2.1	500	NTB2	2025-2030
			Nam - Trung Bộ 2.2	500	NTB2	2031-2035
3	Nam - Trung Bộ 3	1300	Nam - Trung Bộ 3	1300	NTB3	2031-2035

Bảng 6: Danh mục các dự án thủy điện lớn theo quy hoạch

STT	Dự án	Công suất quy hoạch (MW)	COD
1	Đa Nhim mở rộng (giai đoạn 2)	80	2025-2030

Bảng 7: Danh mục các dự án thủy điện nhỏ theo quy hoạch

STT	Dự án	Vị trí	Công suất quy hoạch (MW)	COD
1	Tổng cộng		40	
1	Phước Hòa	Bác Ái	22	2026-2030
2	Thượng Sông Ông 2	Ninh Sơn	7	2026-2030
3	Lâm Sơn	Ninh Sơn	11	2026-2030

Bảng 8: Danh mục các dự án điện hạt nhân theo quy hoạch

STT	Dự án	Công suất quy hoạch (MW)	COD
1	Ninh Thuận 1	2.000 - 3.200	2030-2035
2	Ninh Thuận 2	2.000 - 3.200	2030-2035

Hệ thống truyền tải điện

Bảng 9: Danh mục các trạm biến áp 500 kV xây dựng mới và nâng cấp, cải tạo

STT	Dự án	Công suất (MVA)	Ghi chú	Nhà nước đầu tư	Đầu tư theo phương thức xã hội hóa
I	2025-2030				
1	Thuận Nam	2700	Nâng cấp		x
2	Ninh Sơn	2700	Xây dựng mới, thiết kế sơ đồ linh hoạt	x	
3	NTB 1	2700	Xây dựng mới, Phù hợp hóa quy mô, tiến độ theo các dự án điện gió ngoài khơi khu vực Nam Trung Bộ.		x
II	2031-2035				
1	500 kV Ninh Thuận 1	1800	Xây dựng mới, nhằm giải tỏa công suất cho các nguồn năng lượng tái tạo		x
2	500 kV Ninh Thuận 2	1800	Xây dựng mới, nhằm giải tỏa công suất cho các nguồn năng lượng tái tạo		x

Bảng 10: Danh mục các đường dây truyền tải 500 kV xây dựng mới và nâng cấp, cải tạo

STT	Tên dự án	Mạch x km	Ghi chú	Nhà nước đầu tư	Đầu tư theo phương thức xã hội hóa
I	2025-2030				
1	Ninh Sơn – NMNĐ Van Phong I – Thuận Nam	4 x 18	Xây dựng mới, đấu nối với TBA 500kV Ninh Sơn	x	
2	Ninh Sơn - Chợ Thành	2 x 275	Xây dựng mới, nhằm giải tỏa công suất, đảm bảo việc cung cấp điện.	x	
3	NMTĐ tích năng Bác Ái - Ninh Sơn	2 x 25	Xây dựng mới, đồng bộ với NMTĐ tích năng Bác Ái	x	
4	NMTĐ tích năng Phước Hòa- Ninh Sơn	2 x 25	Xây dựng mới, đồng bộ với NMTĐ tích năng Phước Hòa		x
5	Đấu nối với NM điện hạt nhân Ninh Thuận 1 (giải tỏa công suất cho khu vực phía nam)	2 x 300	Xây dựng mới, đồng bộ với tiến độ Nhà máy điện hạt nhân (NM ĐHN) Ninh Thuận 1. Xem xét phương án	x	

STT	Tên dự án	Mạch x km	Ghi chú	Nhà nước đầu tư	Đầu tư theo phương thức xã hội hóa
			đấu nối vào TBA 500 kV Bình Dương 1. Cân nhắc sử dụng cấp điện áp 765 – 1000 kV trong trường hợp các nguồn điện tại khu vực Nam Trung Bộ phát triển với quy mô lớn		
6	Đấu nối với NM điện hạt nhân Ninh Thuận 1	4 x 15	Xây dựng mới, đồng bộ với tiến độ NM ĐHN Ninh Thuận 1. Xem xét phương án đấu nối rẽ nhánh trên đường dây 500 kV Thuận Nam – Vĩnh Tân	x	
7	Đấu nối với NM điện hạt nhân Ninh Thuận 2	2 x 60	Xây dựng mới, đồng bộ với tiến độ NM ĐHN Ninh Thuận 2. Xem xét phương án đấu nối vào TBA 500 kV Ninh Sơn	x	
8	Đấu nối với NM điện hạt nhân Ninh Thuận 2 (giải tỏa công suất cho khu vực phía nam)	2 x 325	Xây dựng mới, đồng bộ với tiến độ NM ĐHN Ninh Thuận 2. Xem xét phương án đấu nối vào TBA 500 kV Bình Dương 2. Cân nhắc sử dụng cấp điện áp 765 - 1000 kV trong trường hợp các nguồn điện tại khu vực Nam Trung Bộ phát triển với quy mô lớn	x	
9	NTB 1 - Hồng Phong	2 x 20	Xây dựng mới, điều chỉnh quy mô và tiến độ cho phù hợp với các dự án điện gió ngoài khơi tại khu vực Nam Trung Bộ		x
10	LNG Cà Ná - Thuận Nam	2 x 30	Xây dựng mới, đồng bộ với NM điện khí LNG Cà Ná		x
II	2031-2035				
1	500 kV Ninh Thuận 1 - Vân Phong - Ninh Sơn	2 x 50	Xây dựng mới, đồng bộ với quy mô và tiến độ của các nguồn điện		x

STT	Tên dự án	Mạch x km	Ghi chú	Nhà nước đầu tư	Đầu tư theo phương thức xã hội hóa
			trong khu vực		
2	500 kV Ninh Thuận 2 - Thuận Nam - Ninh Sơn	2 x 50	Xây dựng mới, đồng bộ với quy mô và tiến độ của các nguồn điện trong khu vực. Xem xét phương án chuyển đấu nối vào Trạm chuyển đổi HVDC Nam Trung Bộ khi hệ thống truyền tải điện một chiều (HVDC) Nam Trung Bộ - Bắc Bộ được triển khai		x
3	Hạng mục đấu nối Trạm chuyển đổi HVDC Nam Trung Bộ	160	Xây dựng mới, phục vụ đấu nối Trạm chuyển đổi HVDC Nam Trung Bộ; xem xét phương án đấu nối với các NM điện hạt nhân (ĐHN) Ninh Thuận 1 và 2	x	
4	NMTĐ tích năng Đơn Dương (TĐTN) – NM ĐHN Ninh Thuận 2 - Bình Dương 2	4 x 20	Xây dựng mới, đồng bộ với NMTĐ tích năng Đơn Dương	x	

Bảng 11: Danh mục các trạm biến áp 220 kV xây dựng mới và nâng cấp, cải tạo

STT	Dự án	Công suất (MVA)	Ghi chú	Nhà nước đầu tư	Đầu tư theo phương thức xã hội hóa
I	2025-2030				
1	DA NMTĐ Đa Nhim	375	Nâng cấp		x
2	Phước Thái	750	Nâng cấp	x	
3	TPP Đa Nhim	TPP	Mới	x	
4	Cà Ná	500	Mới	x	
5	Đông Quán Thẻ	480	Mới, đồng bộ/đáp ứng với phụ tải của khu vực/khách hàng chuyên dùng		x
II	2031-2035				
1	220 kV Ninh Thuận 1	750	Xây dựng mới, nhằm giải		x

STT	Dự án	Công suất (MVA)	Ghi chú	Nhà nước đầu tư	Đầu tư theo phương thức xã hội hóa
			tòa công suất cho các nguồn năng lượng tái tạo (NLTT)		
2	220 kV Ninh Thuận 2	750	Xây dựng mới, nhằm giải tỏa công suất cho các nguồn năng lượng tái tạo (NLTT)		x
3	220 kV Ninh Thuận 3	750	Xây dựng mới, nhằm giải tỏa công suất cho các nguồn năng lượng tái tạo (NLTT)		x

Bảng 12: Danh mục các đường dây 220 kV xây dựng mới và nâng cấp, cải tạo

STT	Dự án	Mạch x k m	Ghi chú	Nhà nước đầu tư	Đầu tư theo phương thức xã hội hóa
I	2025-2030				
2	TPP 220 kV Đa Nhim - Tháp Chàm - Đa Nhim	2 x 1	Xây dựng mới, đồng bộ với tiến độ của sân phân phối 220 kV Đa Nhim	x	
3	TPP 220 kV Đa Nhim - Đức Trọng - Di Linh	2 x 96	Xây dựng mới, nhằm giải tỏa công suất cho các nguồn điện và nâng cao năng lực cung cấp điện cho khu vực	x	
11	500 kV Ninh Sơn - Tháp Chàm - Ninh Phước	4 x 27	Xây dựng mới, phục vụ đấu nối vào trạm biến áp (TBA) 500 kV Ninh Sơn	x	
12	500 kV Ninh Sơn - Ninh Phước	2 x 47	New	x	
13	500 kV Ninh Sơn - TPP 220 kV Đa Nhim	2 x 18	Xây dựng mới, nhằm giải tỏa công suất cho các nguồn điện và nâng cao năng lực cung cấp điện cho khu vực	x	

STT	Dự án	Mạch x k m	Ghi chú	Nhà nước đầu tư	Đầu tư theo phương thức xã hội hóa
14	Tháp Chàm - TPP 220 kV Đa Nhim	2 x 46	Xây dựng mới, nhằm giải tỏa công suất cho các nguồn điện và nâng cao năng lực cung cấp điện cho khu vực	x	
15	220 kV Vĩnh Tân - Cà Ná	2 x 14	Xây dựng mới, đấu nối vào TBA 220 kV Cà Ná	x	
16	NMĐG Phước Hữu - 220 kV Ninh Phước	1 x 2	Xây dựng mới, phục vụ đấu nối Nhà máy điện gió Phước Hữu (thông qua trạm biến áp nâng áp 220 kV/63 MVA của nhà máy)		x
17	Đông Quán Thê - Vĩnh Tân - TPP 220 kV Quán Thê	2 x 1	Xây dựng mới, đồng bộ với tiến độ phát triển nhu cầu phụ tải cụ thể		x
18	Đông Quán Thê - Cà Ná	1 x 7	Xây dựng mới, đồng bộ với tiến độ phát triển nhu cầu phụ tải cụ thể		x
19	Đa Nhim Mở rộng - Giai đoạn 2 - TPP 220 kV Đa Nhim	1 x 1	Xây dựng mới, đồng bộ với tiến độ của dự án.		x

PHỤ LỤC 2: TÓM TẮT CÁC BƯỚC TRONG GIAI ĐOẠN CHUẨN BỊ ĐẦU TƯ

STT	Nội dung công việc	Hồ sơ/Văn bản pháp lý đầu ra
1	Rà soát sự phù hợp quy hoạch	Văn bản xác nhận sự phù hợp quy hoạch
2	Khảo sát - Lập hồ sơ về thỏa thuận đấu nối	Thỏa thuận đấu nối sơ bộ
3	Nộp hồ sơ đề nghị Chấp thuận chủ trương đầu tư	Quyết định Chấp thuận chủ trương đầu tư
4	Lập Báo cáo Đánh giá tác động môi trường (ĐTM) / Xin cấp Giấy phép môi trường	Quyết định phê duyệt Báo cáo ĐTM / Giấy phép môi trường
5	Đề xuất về địa điểm, nhu cầu sử dụng đất/mặt nước	Văn bản chấp thuận địa điểm thực hiện dự án
6	Tổ chức đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư	Quyết định phê duyệt kết quả lựa chọn nhà đầu tư
7	Lập Báo cáo nghiên cứu khả thi (FS) và Thiết kế cơ sở	Hồ sơ Báo cáo Nghiên cứu Khả thi (FS) và Thiết kế cơ sở được phê duyệt

Một quy trình đầy đủ các bước lập một dự án đầu tư năng lượng (điện) ở Việt Nam liệt kê sau đây đã được cập nhật tuân theo các bộ luật và nghị định mới nhất:

- Luật đầu tư 2020 (sửa đổi và bổ sung 2022-2024).
- Luật Điện lực 2024 (Có hiệu lực từ ngày 01/02/2025).
- Luật đấu thầu 2023.
- Luật đất đai 2024.
- Luật bảo vệ môi trường 2020.

Giai đoạn chuẩn bị đầu tư

Bước	Nội dung	Ghi chú
1	Khảo sát, lựa chọn địa điểm và rà soát sự phù hợp của quy hoạch (Quy hoạch điện VIII, quy hoạch tỉnh)	Luật Điện lực 2024, Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia (QHĐ VIII).
2	Thỏa thuận đấu nối với các đơn vị vận hành hệ thống điện (A0, A1, v.v.)	Thông tư số 25/2023/TT-BCT.
3	Nộp hồ sơ đề nghị Chấp thuận chủ trương đầu tư	Luật Đầu tư 2020.
4	Lập Báo cáo Đánh giá tác động môi trường (ĐTM) hoặc xin Giấy phép môi trường	Luật Bảo vệ Môi trường 2020
5	Nộp đề xuất dự án sử dụng đất/mặt nước cho Ủy ban Nhân dân cấp tỉnh	Luật Đất đai 2024
6	Tổ chức đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư (nếu có nhiều)	Luật Đấu thầu 2023, Nghị

Bước	Nội dung	Ghi chú
	nhà đầu tư cùng quan tâm đến dự án)	định số 23/2024/NĐ-CP
7	Cấp Quyết định Chấp thuận chủ trương đầu tư hoặc Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư	Luật Đầu tư 2020
8	Lập và thẩm định, phê duyệt Thiết kế cơ sở (TKCS), Báo cáo nghiên cứu khả thi (FS)	Luật Xây dựng 2014 sửa đổi
9	Nộp hồ sơ xin cấp Giấy phép xây dựng (nếu thuộc trường hợp yêu cầu)	Nghị định số 15/2021/NĐ-CP

Giai đoạn triển khai đầu tư

Bước	Nội dung	Ghi chú
10	Ký kết Hợp đồng Mua bán điện (PPA) hoặc Hợp đồng Mua bán điện trực tiếp (DPPA) với EVN hoặc Khách hàng sử dụng điện lớn	Áp dụng cơ chế thị trường điện cạnh tranh
11	Thi công xây dựng dự án (sau khi đã có đủ các giấy phép/chấp thuận cần thiết)	Có thể phân chia theo các giai đoạn của hợp đồng EPC
12	Tổ chức giám sát thi công, kiểm soát chất lượng, quản lý an toàn	Tuân thủ Luật Xây dựng & các quy chuẩn, tiêu chuẩn ngành điện
13	Nghiệm thu hoàn thành công trình điện lực	Theo quy định tại Nghị định 06/2021/NĐ-CP
14	Đấu nối vào lưới điện, thử nghiệm và hiệu chỉnh thiết bị	Chịu sự giám sát của các cấp điều độ hệ thống điện (A0, A1,...).
15	Nộp hồ sơ xin cấp Giấy phép hoạt động điện lực	Căn cứ Nghị định của Chính phủ (dự kiến NĐ 61/2025/NĐ-CP).
16	Đăng ký Ngày vận hành thương mại (COD)	Theo các điều khoản đã thỏa thuận trong Hợp đồng PPA/DPPA.

Giai đoạn vận hành và bảo dưỡng

Bước	Nội dung	Ghi chú
17	Vận hành thương mại, thống nhất sản lượng và thanh toán	Thực hiện theo Hợp đồng Mua bán điện (PPA) hoặc quy định của thị trường điện
18	Công tác báo cáo định kỳ về môi trường, kỹ thuật, an toàn, v.v.	Nộp cho Sở Tài nguyên và Môi trường, Bộ Công Thương (MOIT)
19	Kiểm toán năng lượng (đối với các dự án quy mô lớn)	Thực hiện theo quy định
20	Gia hạn, sửa đổi, bổ sung giấy phép khi có thay đổi	Căn cứ theo Luật Điện lực 2024, Nghị định số 61/2025

Bước	Nội dung	Ghi chú
21	Thanh lý, chuyển nhượng, chấm dứt hoạt động dự án (nếu có)	Phải được sự chấp thuận của cơ quan Nhà nước có thẩm quyền

PHỤ LỤC 3: CÁC KẾT QUẢ PHÂN TÍCH KINH TẾ VÀ TÀI CHÍNH

Phân tích kinh tế

Tính toán chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE)

Nguồn vốn (tr.USD)	Lãi suất	T.gian trả nợ	T.gian vay	Tổng	-6	-5	-4	-3	-2	-1
Vay thương mại – PV + BESS	10.00%	10	4	946,4		141,96	283,91	283,91	236,59	0.00
Vay ngoại tệ mua TB PV+BESS	7.00%	16	4	1722.0		86,10	430,50	516,60	688,80	0.00
										0.00
Vay thương mại – TĐTN	10.00%	10	5	256,2		54,62	50,78	58,54	57,32	34,96
Vay ngoại tệ mua TB TĐTN	7.00%	11	3	373,6				74,72	186,79	112,07
Vốn chủ sở hữu (vốn tự có)	12,00%			343,0		17,48	35,27	94,04	108,75	92,49

Tính toán các chỉ số kinh tế - Phương án 1: Không có các giá trị tín chỉ các bon

Thông số thủy điện				Chỉ tiêu kinh tế		Nhiệt điện khí LNG	
Nhm MW	5300			Hệ số phát thải (tCO2/MWh)	0.659	đ/Kwh	cent/KWh
Eo tr.kWh	4474.4	O&M PM = 1.8%(XL+TB) tr.USD	35.66	Giá bán điện	3327.42		12.57
VĐT (tr.USD)	3757.08	O&M PSH = 0.9%(XL+TB) tr.USD	5.14	Giá bán tín chỉ CO2 (USD/tCO2)		NPV (tr USD)	468.95
Ichiết khấu	10%	Txd (năm)	6	IRR (%)			11.98
Tổn thất TD	0.7%	Tpt (năm)	40	Tỉ giá (VND/USD)	26.466	B/C	1.14

Năm	CHI PHÍ					HIỆU ÍCH NĂNG LƯỢNG				
	VĐT (tr.USD)	O&M (tr.USD)	CP thay thế và tháo dỡ (tr.USD)	Trả phí và lãi vay ngoại tệ (tr.USD)	Tổng C (tr.USD)	Etm (tr.kWh)	Doanh thu từ bán tín chỉ CO2 (tr.USD)	Doanh thu (tr.USD)	Tổng B1 (tr.USD)	B - C
1	17.16	0.00	0.00	0.00	17.16	0.00	0.00	0.00	0.00	-17.16
2	356.19	0.00	0.00	14.09	370.27	0.00	0.00	0.00	0.00	-370.27
3	950.25	0.00	0.00	20.98	971.23	0.00	0.00	0.00	0.00	-971.23
4	1030.88	11.89	0.00	52.35	1095.13	1816.14	0.00	228.33	228.33	-866.79
5	1256.20	23.78	0.00	92.19	1372.17	3614.98	0.00	454.49	454.49	-917.68
6	146.40	35.66	0.00	116.77	298.84	5396.52	0.00	678.47	678.47	379.64
7	0.00	40.80	0.00	109.14	149.94	4644.40	0.00	583.91	583.91	433.97
8	0.00	40.80	0.00	96.92	137.72	4630.93	0.00	582.22	582.22	444.50
9	0.00	40.80	0.00	84.69	125.50	4615.29	0.00	580.25	580.25	454.76
10	0.00	40.80	0.00	72.47	113.27	4597.91	0.00	578.07	578.07	464.80
11	0.00	40.80	0.00	60.24	101.05	4577.48	0.00	575.50	575.50	474.45
12	0.00	40.80	0.00	48.02	88.82	4554.02	0.00	572.55	572.55	483.73
13	0.00	40.80	0.00	35.80	76.60	4526.21	0.00	569.05	569.05	492.46
14	0.00	40.80	0.00	23.57	64.37	4497.53	0.00	565.45	565.45	501.07
15	0.00	40.80	0.00	11.35	52.15	4469.29	0.00	561.90	561.90	509.75
16	0.00	40.80	140.00	1.63	182.44	4440.18	0.00	558.24	558.24	375.80
17	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4414.54	0.00	555.02	555.02	514.21
18	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4392.38	0.00	552.23	552.23	511.43
19	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4371.96	0.00	549.66	549.66	508.86
20	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4352.84	0.00	547.26	547.26	506.45
21	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4334.15	0.00	544.91	544.91	504.11
22	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4318.51	0.00	542.94	542.94	502.14
23	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4305.04	0.00	541.25	541.25	500.45
24	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4290.27	0.00	539.39	539.39	498.59
25	0.00	40.80	145.90	0.00	186.71	3419.00	0.00	429.85	429.85	243.15
26	0.00	40.80	1435.00	0.00	1475.80	3404.41	0.00	428.02	428.02	-1047.79
27	0.00	40.80	249.05	0.00	289.86	3715.52	0.00	467.13	467.13	177.27

Năm	CHI PHÍ				
	VĐT (tr.USD)	O&M (tr.USD)	CP thay thế và tháo dỡ (tr.USD)	Trả phí và lãi vay ngoại tệ (tr.USD)	Tổng C (tr.USD)
28	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
29	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
30	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
31	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
32	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
33	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
34	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
35	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
36	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
37	0.00	40.80	140.00	0.00	180.80
38	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
39	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
40	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
41	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
42	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
43	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
44	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
45	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
46	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80
			0.00	0.00	

HIỆU ÍCH NĂNG LƯỢNG				
Etm (tr.kWh)	Doanh thu từ bán tín chỉ CO2 (tr.USD)	Doanh thu (tr.USD)	Tổng B1 (tr.USD)	B - C
4630.93	0.00	582.22	582.22	541.42
4615.29	0.00	580.25	580.25	539.45
4597.91	0.00	578.07	578.07	537.27
4577.48	0.00	575.50	575.50	534.70
4554.02	0.00	572.55	572.55	531.75
4526.21	0.00	569.05	569.05	528.25
4497.53	0.00	565.45	565.45	524.65
4469.29	0.00	561.90	561.90	521.10
4440.18	0.00	558.24	558.24	517.44
4414.54	0.00	555.02	555.02	374.21
4392.38	0.00	552.23	552.23	511.43
4371.96	0.00	549.66	549.66	508.86
4352.84	0.00	547.26	547.26	506.45
4334.15	0.00	544.91	544.91	504.11
4318.51	0.00	542.94	542.94	502.14
4305.04	0.00	541.25	541.25	500.45
4290.27	0.00	539.39	539.39	498.59
4273.76	0.00	537.32	537.32	496.51
4255.51	0.00	535.02	535.02	494.22

Tính toán các chỉ số kinh tế - Phương án 2: Có các giá trị tín chỉ các bon

Thông số thủy điện				Chỉ tiêu kinh tế		Nhiệt điện khí LNG	
Nim MW	5300	Giá bán (USD/MWh)		Hệ số phát thải (tCO ₂ /MWh)	0.659	đ/Kwh	cent/KWh
Eo tr.kWh	4474.4	O&M PM = 1.8%(XL+TB) tr.USD	35.66	Giá bán điện		3327.42	12.57
VĐT (tr.USD)	3757.08	O&M PSH = 0.9%(XL+TB) tr.USD	5.14	Giá bán tín chỉ CO ₂ (USD/tCO ₂)	7.5	NPV (tr USD)	623.20
Ichiết khấu	10%	Txd (năm)	6	IRR (%)			12.63
Tón thất TD	0.7%	Tpt (năm)	40	Tỉ giá(VND/USD)	26,466	B/C	1.18

Nguồn tham khảo về giá bán tín chỉ CO₂ (7,5 USD/tấn CO₂)¹⁴

Năm	CHI PHÍ					HIỆU ÍCH NĂNG LƯỢNG				
	VĐT (tr.USD)	O&M (tr.USD)	CP thay thế và tháo dỡ (tr.USD)	Trả phí và lãi vay ngoại tệ (tr.USD)	Tổng C (tr.USD)	Etm (tr.kWh)	Doanh thu từ bán tín chỉ CO ₂ (tr.USD)	Doanh thu (tr.USD)	Tổng B1 (tr.USD)	B - C
1	17.16	0.00	0.00	0.00	17.16	0.00	0.00	0.00	0.00	-17.16
2	356.19	0.00	0.00	14.09	370.27	0.00	0.00	0.00	0.00	-370.27
3	950.25	0.00	0.00	20.98	971.23	0.00	0.00	0.00	0.00	-971.23
4	1030.88	11.89	0.00	52.35	1095.13	1816.14	8.98	228.33	237.31	-857.81
5	1256.20	23.78	0.00	92.19	1372.17	3614.98	17.87	454.49	472.36	-899.81
6	146.40	35.66	0.00	116.77	298.84	5396.52	26.68	678.47	705.15	406.32
7	0.00	40.80	0.00	109.14	149.94	4644.40	22.96	583.91	606.88	456.93
8	0.00	40.80	0.00	96.92	137.72	4630.93	22.90	582.22	605.12	467.40
9	0.00	40.80	0.00	84.69	125.50	4615.29	22.82	580.25	603.07	477.58
10	0.00	40.80	0.00	72.47	113.27	4597.91	22.73	578.07	600.80	487.53
11	0.00	40.80	0.00	60.24	101.05	4577.48	22.63	575.50	598.13	497.08
12	0.00	40.80	0.00	48.02	88.82	4554.02	22.52	572.55	595.07	506.24
13	0.00	40.80	0.00	35.80	76.60	4526.21	22.38	569.05	591.43	514.83

¹⁴ TraceVerified (2025): Báo cáo "Nhìn lại thị trường tín chỉ carbon năm 2024 và dự báo xu hướng 2025" phân tích rằng giá tín chỉ từ các dự án năng lượng tái tạo dao động 5–10 USD/tấn CO₂e. Link: <https://traceverified.com/nhin-lai-thi-truong-tin-chi-carbon-nam-2024-va-du-bao-xu-huong-2025/>

Ecosystem Marketplace - State of the Voluntary Carbon Markets 2024: On the Path to Maturity (xuất bản 2024, dữ liệu 2023): Giá trung bình 6.53 USD/tấn CO₂e cho năng lượng tái tạo. Link: https://3298623.fs1.hubspotusercontent-na1.net/hubfs/3298623/SOVCM%202024/State_of_the_Voluntary_Carbon_Markets_20240529%201.pdf

Ecosystem Marketplace - State of the Voluntary Carbon Markets 2025: Meeting the Moment (xuất bản 2025, dữ liệu 2024): Giá dao động 5–7 USD/tấn CO₂e (giảm 5.5% so với 2023). Báo cáo dự báo tăng lên 7–9 USD/tấn nếu CCP được áp dụng. Link: <https://3298623.fs1.hubspotusercontent-na1.net/hubfs/3298623/SOVCM%202025/Ecosystem%20Marketplace%20State%20of%20the%20Voluntary%20Carbon%20Market%202025.pdf>

Năm	CHI PHÍ					HIỆU ÍCH NĂNG LƯỢNG				
	VĐT (tr.USD)	O&M (tr.USD)	CP thay thế và tháo dỡ (tr.USD)	Trả phí và lãi vay ngoại tệ (tr.USD)	Tổng C (tr.USD)	Etm (tr.kWh)	Doanh thu từ bán tín chỉ CO2 (tr.USD)	Doanh thu (tr.USD)	Tổng B1 (tr.USD)	B - C
14	0.00	40.80	0.00	23.57	64.37	4497.53	22.24	565.45	587.69	523.31
15	0.00	40.80	0.00	11.35	52.15	4469.29	22.10	561.90	583.99	531.84
16	0.00	40.80	140.00	1.63	182.44	4440.18	21.95	558.24	580.19	397.75
17	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4414.54	21.83	555.02	576.84	536.04
18	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4392.38	21.72	552.23	573.94	533.14
19	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4371.96	21.61	549.66	571.28	530.47
20	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4352.84	21.52	547.26	568.78	527.98
21	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4334.15	21.43	544.91	566.34	525.53
22	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4318.51	21.35	542.94	564.29	523.49
23	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4305.04	21.28	541.25	562.53	521.73
24	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4290.27	21.21	539.39	560.60	519.80
25	0.00	40.80	145.90	0.00	186.71	3419.00	16.90	429.85	446.76	260.05
26	0.00	40.80	1435.00	0.00	1475.80	3404.41	16.83	428.02	444.85	-1030.96
27	0.00	40.80	249.05	0.00	289.86	3715.52	18.37	467.13	485.50	195.64
28	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4630.93	22.90	582.22	605.12	564.31
29	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4615.29	22.82	580.25	603.07	562.27
30	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4597.91	22.73	578.07	600.80	560.00
31	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4577.48	22.63	575.50	598.13	557.33
32	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4554.02	22.52	572.55	595.07	554.26
33	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4526.21	22.38	569.05	591.43	550.63
34	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4497.53	22.24	565.45	587.69	546.88
35	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4469.29	22.10	561.90	583.99	543.19
36	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4440.18	21.95	558.24	580.19	539.39
37	0.00	40.80	140.00	0.00	180.80	4414.54	21.83	555.02	576.84	396.04
38	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4392.38	21.72	552.23	573.94	533.14
39	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4371.96	21.61	549.66	571.28	530.47
40	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4352.84	21.52	547.26	568.78	527.98
41	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4334.15	21.43	544.91	566.34	525.53
42	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4318.51	21.35	542.94	564.29	523.49
43	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4305.04	21.28	541.25	562.53	521.73

Năm	CHI PHÍ					HIỆU ÍCH NĂNG LƯỢNG				
	VĐT (tr.USD)	O&M (tr.USD)	CP thay thế và tháo dỡ (tr.USD)	Trả phí và lãi vay ngoại tệ (tr.USD)	Tổng C (tr.USD)	Etm (tr.kWh)	Doanh thu từ bán tín chỉ CO2 (tr.USD)	Doanh thu (tr.USD)	Tổng B1 (tr.USD)	B - C
44	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4290.27	21.21	539.39	560.60	519.80
45	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4273.76	21.13	537.32	558.44	517.64
46	0.00	40.80	0.00	0.00	40.80	4255.51	21.04	535.02	556.06	515.26
			0.00	0.00						

Phân tích tài chính

Phương án 1: 20% vốn tự có, 80% vay thương mại với lãi suất 10%

(tr.USD)	Lãi suất	T.gian trả nợ	T.gian vay	Tổng	-6	-5	-4	-3	-2	-1
Vay thương mại	10,00%	10	5	3465	0.00	320,9	856,2	927,1	1214,3	146,4
Vốn tự có	12.0%			292,1	17,2	35,3	94,0	103,8	41,9	0.00
Vốn đầu tư (chưa bao gồm VAT)				3.757,1	17,2	356,2	950,3	1030,9	1256,2	146,4
Lãi vay trong xây dựng				865,3	0.00	16,0	74,9	164,1	271,1	339,2

Năm	Tổng	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
(1). Dòng tiền thu (tr.USD)	19718.3																							
Doanh thu bán điện	19718.3																							
(2). Dòng tiền chi phí (tr.USD)	12017.8	17.16	51.32	168.94	279.71	336.80	374.84	730.28	695.63	660.98	626.33	591.68	557.03	523.26	490.19	597.12	424.05	59.51	59.28	72.18	71.77	71.38	92.46	92.18
Chi phí OM	1703.45																							
Trả nợ gốc	3464.98																							
Trả lãi +phí vốn vay	2684.45		16.05	74.90	164.07	271.14	339.18	337.84	303.19	268.54	233.89	199.24	164.59	129.94	95.29	60.64	25.99							
Thuế tài nguyên	205.6							5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14
Thuế TNDN	1557.3																							
Chi phí tháo dỡ	145.9																							
Vốn tự có	2256.2	17.16	35.27	94.04	103.75	41.88										140.00								
(4). Nguồn thu từ CDM																								
Dòng tiền chủ đầu tư	419.7	-17.2	-51.3	-168.9	-87.1	46.60	224.19	-214.73	-181.58	-148.7	####	-83.56	-51.51	-20.83	9.05	####	68.83	430.52	428.29	413.12	411.41	409.73	386.91	385.70
Năm		18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
(1). Dòng tiền thu (tr.USD)	455.02	362.62	361.07	394.07	491.16	489.50	487.65	485.49	483.00	480.05	477.01	474.01	470.92	470.92	468.21	465.85	463.69	461.66	459.68	458.02	456.59	455.02	453.27	451.34
Doanh thu bán điện	455.02	362.62	361.07	394.07	491.16	489.50	487.65	485.49	483.00	480.05	477.01	474.01	470.92	470.92	468.21	465.85	463.69	461.66	459.68	458.02	456.59	455.02	453.27	451.34
(2). Dòng tiền chi phí (tr.USD)	91.86	1654.3	322.13	87.85	107.26	106.93	106.56	106.13	105.63	105.04	104.43	103.84	243.22	106.00	105.52	105.09	104.69	104.29	121.22	120.94	120.63	120.28	119.89	
Chi phí OM	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80
Trả nợ gốc																								
Trả lãi +phí vốn vay																								
Thuế tài nguyên	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14
Thuế TNDN	45.92	27.44	27.13	41.90	61.32	60.99	60.62	60.19	59.69	59.10	58.49	57.89	57.28	60.05	59.58	59.15	58.74	58.35	57.28	55.28	54.68	54.33	53.95	
Chi phí tháo dỡ	145.90																							
Vốn tự có	1435.00	249.05																						
(4). Nguồn thu từ CDM	21.21	16.90	16.83																					
Dòng tiền chủ đầu tư	364.4	-1.275	55.8	306.2	383.9	382.6	381.1	379.4	377.4	375.0	372.6	370.2	227.7	362.2	360.3	358.6	357.0	355.4	336.8	335.7	334.4	333.0	331.4	
NET PRESENT VALUE	tr.USD	419.7																						
INTERNAL RATE OF RI	%	12.00																						
BENEFIT/COST	-	1.11																						
PAY BACK PERIOD	năm	15																						
BREAK EVEN POINT	cent/kWh	9.44																						

Phương án 2: 20% vốn tự có, khoản vay đo la Mỹ (USD) để mua thiết bị với lãi suất 7%, phần còn lại là khoản vay thương mại với lãi suất 10%

(tr.USD)	Lãi suất	T trả nợ	Tvay	Tổng	-6	-5	-4	-3	-2	-1
Vay TM - PV + BESS	10.0%	10	4	1161.95		173.98	333.02	347.46	307.49	
Vay ngoại tệ mua TB PV+B	7.0%	10	4	1,435.0		71.75	358.75	430.50	574.00	
Vay TM - PSH	10.00%	10	5	411.70		40.07	82.34	87.57	148.71	53.00
Vay ngoại tệ mua TB PSH	7.0%	10	3	311.32				62.26	155.66	93.40
Vốn vay đường dây	10.0%			115.89		34.77	81.12			
Vốn tự có				321.23	17.16	35.62	95.03	103.09	70.34	
Vốn đầu tư (chưa bao gồm VAT)				3,757.1	17.16	356.19	950.25	1030.88	1256.20	146.40
Lãi vay trong xây dựng				536.2	0.00	26.53	70.68	148.64	233.04	57.35

Năm	Tổng	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
(1). Dòng tiền thu (tr:USD)	18707.7						467.34	465.98	464.41	462.66	460.60	458.24	455.44	449.72	446.79	444.21	441.98	439.92	438.00	436.12	434.54	433.19		
Doanh thu bán điện	18707.7						467.34	465.98	464.41	462.66	460.60	458.24	455.44	449.72	446.79	444.21	441.98	439.92	438.00	436.12	434.54	433.19		
(2). Dòng tiền chi phí (tr:USD)	11276.1	17.16	50.57	162.31	258.64	325.12	586.52	650.62	621.50	592.38	563.26	534.14	506.36	478.55	450.75	562.94	129.27	58.76	58.54	70.72	70.33	69.96	91.06	90.79
Chi phí OM	1703.45							40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80
Chi phí gốc	3435.85						271.28	343.59	343.59	343.59	343.59	343.59	343.59	343.59	343.59	343.59	72.30							
Trả lãi + phí vốn vay	2042.73		14.95	67.28	143.66	231.01	279.57	261.09	231.97	202.85	173.73	144.61	115.49	86.38	57.26	28.14	4.72							
Thuế tài nguyên	205.6							5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14
Thuế TNDN	1457.4																							
Chi phí tháo dỡ	145.9																							
Vốn tự có	2285.3	17.16	35.62	95.03	103.09	70.34										140.00								
(4). Nguồn thu từ CDM							26.68	22.96	22.90	22.82	22.73	22.63	22.52	22.38	22.24	22.10	21.95	21.83	21.72	21.61	21.52	21.43	21.35	21.28
Dòng tiền chủ đầu tư	662.6	-17.2	-50.6	-162.3	-75.9	38.63	-16.82	-132.62	-105.2	-77.87	-50.91	-25.60	-0.73	24.05	-91.13	339.47	407.27	405.16	390.82	389.19	387.59	364.84	363.68	
Năm		18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
(1). Dòng tiền thu (tr:USD)		431.70	344.03	342.56	373.87	465.98	464.41	462.66	460.60	458.24	455.44	452.56	449.72	446.79	444.21	441.98	439.92	438.00	436.12	434.54	433.19	431.70	430.04	428.20
Doanh thu bán điện		431.70	344.03	342.56	373.87	465.98	464.41	462.66	460.60	458.24	455.44	452.56	449.72	446.79	444.21	441.98	439.92	438.00	436.12	434.54	433.19	431.70	430.04	428.20
(2). Dòng tiền chi phí (tr:USD)		90.49	1653.9	321.72	83.81	102.23	101.91	101.56	101.15	100.68	100.12	99.54	98.98	238.39	101.20	100.75	100.34	99.95	99.58	116.53	116.26	115.96	115.63	115.26
Chi phí OM		40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80
Trả nợ gốc																								
Trả lãi + phí vốn vay																								
Thuế tài nguyên		5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14
Thuế TNDN		44.55	27.02	26.72	37.87	56.29	55.97	55.62	55.21	54.74	54.18	53.60	53.03	52.45	55.25	54.81	54.40	54.01	53.64	70.59	70.32	70.02	69.69	69.32
Chi phí tháo dỡ			145.90																					
Vốn tự có			1435.00	249.05									140.00											
(4). Nguồn thu từ CDM		21.21	16.90	16.83																				
Dòng tiền chủ đầu tư		362.4	-1.293	37.7	290.1	363.8	362.5	361.1	359.4	357.6	355.3	353.0	350.7	208.4	343.0	341.2	339.6	338.0	336.5	318.0	316.9	315.7	314.4	312.9
NET PRESENT VALUE	tr:USD																							
INTERNAL RATE OF RI	%																							
BENEFIT/COST																								
PAY BACK PERIOD	năm																							
BREAK-EVEN POINT	cent/kWh																							

Phương án 3: 20% tự có, khoản vay Euro (EUR) để mua thiết bị với lãi suất 4,46%, phần còn lại là khoản vay thương mại với lãi suất 10%

(tr.USD)	Lãi suất	T trả nợ	Tvay	Tổng	-6	-5	-4	-3	-2	-1
Vay TM - PV + BESS	10.0%	10	4	1106.22		173.98	333.02	347.46	251.77	
Vay ngoại tệ mua TB PV+B	4.5%	10	4	1,435.0		71.75	358.75	430.50	574.00	
Vay TM - PSH	10.00%	10	5	411.70		40.07	82.34	87.57	148.71	53.00
Vay ngoại tệ mua TB PSH	4.5%	10	3	311.32				62.26	155.66	93.40
Vốn vay đường dây	10.0%			115.89		34.77	81.12			
Vốn tự có				376.96	17.16	35.62	95.03	103.09	126.06	
Vốn đầu tư (chưa bao gồm VAT)				3,757.1	17.16	356.19	950.25	1030.88	1256.20	146.40
Lãi vay trong xây dựng				465.2		23.08	63.54	130.46	197.44	50.63

Năm	Tổng	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
(1). Dòng tiền thu (tr.USD)	17742.8						443.23	441.95	440.46	438.80	436.85	434.61	431.95	429.22	426.52	423.74	421.30	419.18	417.23	415.41	413.63	412.13	410.85	
Doanh thu bán điện	17742.8				173.32	344.99	515.01	443.23	441.95	440.46	438.80	436.85	434.61	431.95	429.22	426.52	423.74	421.30	419.18	417.23	415.41	413.63	412.13	410.85
(2). Dòng tiền chi phí (tr.USD)	10821.5	17.16	49.66	155.93	241.45	345.35	533.25	600.57	576.44	552.31	528.19	504.27	481.24	458.19	435.13	552.08	127.73	56.82	56.61	66.89	66.53	66.17	87.29	87.03
Chi phí OM	1703.45				11.89	23.78	35.66	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80
Trả nợ gốc	3380.13						265.71	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01	338.01
Trả lãi + phí vốn vay	1715.89	14.04	60.91	126.47	195.51	231.88	216.61	192.49	168.36	144.23	120.11	95.98	71.85	47.73	23.60	4.13								
Thuế tài nguyên	205.6						5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14
Thuế TNDN	1331.6											0.21	1.31	2.38	3.45	4.52	5.36	10.88	10.67	20.95	20.58	20.23	41.35	41.09
Chi phí tháo dỡ	145.9																							
Vốn tự có	2341.0	17.16	35.62	95.03	103.09	126.06										140.00								
(4). Nguồn thu từ CDM	877.2	-17.2	-49.7	-155.9	-68.1	-0.35	8.44	-134.37	-111.60	-89.0	-66.66	-44.80	-24.12	-3.86	16.32	#####	317.97	386.30	384.29	371.96	370.40	368.88	346.20	345.10
Dòng tiền chỉ đầu tư																								
Năm	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	
(1). Dòng tiền thu (tr.USD)	409.44	326.29	324.90	354.59	441.95	440.46	438.80	436.85	434.61	429.22	426.52	423.74	421.30	419.18	417.23	415.41	413.63	412.13	410.85	409.44	407.86	406.12		
Doanh thu bán điện	409.44	326.29	324.90	354.59	441.95	440.46	438.80	436.85	434.61	429.22	426.52	423.74	421.30	419.18	417.23	415.41	413.63	412.13	410.85	409.44	407.86	406.12		
(2). Dòng tiền chi phí (tr.USD)	86.75	1651.0	318.90	79.95	97.42	97.12	96.79	96.40	95.95	94.88	94.34	233.78	96.61	96.19	95.80	95.44	95.08	112.05	111.79	111.51	111.19	110.84		
Chi phí OM	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80	40.80
Trả nợ gốc																								
Trả lãi + phí vốn vay																								
Thuế tài nguyên	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14	5.14
Thuế TNDN	40.81	24.18	23.90	34.01	51.48	51.18	50.85	50.46	50.01	49.48	48.93	48.40	47.84	50.67	50.25	49.86	49.49	49.14	66.11	65.85	65.57	65.25	64.90	
Chi phí tháo dỡ	145.90																							
Vốn tự có	1435.00	249.05														140.00								
(4). Nguồn thu từ CDM	21.21	16.90	16.83																					
Dòng tiền chỉ đầu tư	343.9	-1.308	22.8	274.6	344.5	343.3	342.0	340.4	338.7	336.5	334.3	332.2	190.0	324.7	323.0	321.4	320.0	318.5	300.1	299.1	297.9	296.7	295.3	
NET PRESENT VALUE	tr.USD	877.2																						
INTERNAL RATE OF RI	%	12.00																						
BENEFIT/COST	-	1.21																						
PAY BACK PERIOD	năm	13																						
BREAK-EVEN POINT	cent/kWh	7.70																						