



ENERGY
TRANSITION
PARTNERSHIP



BÁO CÁO

Mô Hình Năng Lượng Sạch và Lộ Trình Phát Thải Ròng bằng không cho Khu Công Nghiệp Thăng Long II

THÁNG 9 - 2025

Thực hiện bởi:



Environment and
Climate Change Canada
Environnement et
Changement climatique Canada



Tuyên bố miễn trừ

Báo cáo này được biên soạn bởi Liên danh Viện Tư vấn Phát triển (CODE) và Viện Năng lượng (IE). Mặc dù nhóm tác giả đã nỗ lực tối đa để bảo đảm tính chính xác và đầy đủ của nội dung, các tác giả và cộng tác viên không đưa ra bất kỳ cam kết hoặc bảo đảm nào – dù rõ ràng hay ngụ ý – về độ chính xác, tính tin cậy hay tính toàn diện của thông tin trong báo cáo.

Báo cáo được xây dựng dựa trên các dữ liệu và thông lệ tốt nhất hiện có tại thời điểm nghiên cứu, chủ yếu thu thập từ tỉnh Hưng Yên trước khi sáp nhập với tỉnh Thái Bình vào tháng 6 năm 2025. Việc sáp nhập này có thể đã làm thay đổi cơ cấu quản lý của tỉnh mới, phương thức điều hành các ngành công nghiệp hoặc quy trình báo cáo dữ liệu năng lượng, từ đó có thể ảnh hưởng đến mức độ phù hợp của một số phát hiện và khuyến nghị được nêu trong báo cáo. Toàn bộ dữ liệu phục vụ nghiên cứu được thu thập trước thời điểm sáp nhập, và những biến động phát sinh sau đó có thể tiếp tục tác động đến tính cập nhật và hiệu lực của các kết luận.

Các quan điểm và ý kiến được trình bày trong báo cáo là của nhóm tác giả, không nhất thiết phản ánh quan điểm hay chính sách chính thức của Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Đông Nam Á (ETP), UNOPS, Bộ Tài chính hoặc bất kỳ tổ chức nào khác được đề cập trong báo cáo. Nhóm tác giả và các cộng tác viên không chịu trách nhiệm đối với bất kỳ tổn thất, thiệt hại trực tiếp, gián tiếp hoặc hệ quả nào phát sinh từ việc sử dụng hoặc phụ thuộc vào các thông tin được trình bày trong tài liệu này..

Lời cảm ơn

Các đối tác chính

Đối tác chuyển dịch Năng lượng Đông Nam Á, Văn phòng dịch vụ dự án của Liên hợp quốc

Tầng 14, Tòa nhà 208 Wireless Road, Lumpini, Bangkok 10330, Thái Lan

+66 988 321 614

etp@unops.org

<https://www.energytransitionpartnership.org/>

Vụ Tài chính và Kinh tế ngành, Bộ Tài chính

28 Trần Hưng Đạo, phường Cửa Nam, Hà Nội, Việt Nam

<https://www.mof.gov.vn/>

Nhóm nghiên cứu xin gửi lời cảm ơn tới Vụ Kinh tế Tài chính và Ngành, Bộ Tài chính, cũng như Đối tác Chuyển đổi Năng lượng Đông Nam Á (ETP), UNOPS vì sự hỗ trợ xuyên suốt trong quá trình thực hiện báo cáo.

Mục lục

Mục lục hình ảnh

Mục lục các bảng

| | |
|--|----|
| Tóm tắt chính | i |
| 1. Giới thiệu và Tổng quan về Dự án | 1 |
| 1.1. Khu công nghiệp là động lực tăng trưởng kinh tế của Việt Nam | 1 |
| 1.2. Trường hợp điển hình: Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II), tỉnh Hưng Yên... 3 | |
| 1.3. Phạm vi nghiên cứu và mục tiêu báo cáo | 7 |
| 1.4. Cấu trúc báo cáo | 7 |
| 2. Hệ thống điện và tiềm năng tái tạo | 9 |
| 2.1. Hệ thống cung cấp điện: Tình trạng, độ tin cậy và kế hoạch ngắn hạn | 9 |
| 2.2. Phân tích nhu cầu điện và hồ sơ tải | 10 |
| 2.2.1. Biểu đồ phụ tải theo ngày | 11 |
| 2.2.2. Mô hình phụ tải theo tháng và theo mùa | 11 |
| 2.2.3. Hàm ý đối với việc quy hoạch và độ tin cậy cung cấp điện | 11 |
| 2.3. Tiềm năng và khả năng phát triển năng lượng tái tạo tại Hưng Yên – Hàm ý đối với KCN Thăng Long II | 12 |
| 2.3.1. Đánh giá tiềm năng tài nguyên | 12 |
| 2.3.2. Tổng quan đến 2030 và những hạn chế trong quy hoạch | 13 |
| 2.4. Các lựa chọn năng lượng tái tạo cho Khu công nghiệp Thăng Long II | 13 |
| 2.4.1. Điện mặt trời trên mái nhà – hướng đi năng lượng tái tạo chủ đạo | 13 |
| 2.4.2. Lộ trình tích hợp điện mặt trời mái nhà tại TLIP II | 15 |
| 3. Chính sách hỗ trợ, khung triển khai kết hợp và các rào cản đối với Khu công nghiệp Thăng Long II | 17 |
| 3.1. Cơ sở chính sách, khuyến khích và động lực thị trường | 17 |
| 3.2. Mô hình triển khai kết hợp và các rào cản tại TLIP II | 18 |
| 3.2.1. Cấu trúc hiện tại và lý do áp dụng mô hình kết hợp | 18 |
| 3.2.2. Các thành phần cốt lõi của mô hình kết hợp | 19 |
| 3.2.3. Các rào cản và điều kiện hỗ trợ | 23 |
| 3.3. Bài học quốc tế và định hướng áp dụng cho TLIP II | 24 |
| 4. Chiến lược đầu tư và mô hình kinh doanh cho Khu công nghiệp Thăng Long II | 28 |
| 4.1. Định hướng chiến lược | 29 |
| 4.2. Mô hình kinh doanh vận hành | 30 |
| 4.2.1. Mô hình DPPA bên ngoài – Tuân thủ ngay và tiếp cận thị trường | 30 |
| 4.2.2. Mô hình DPPA nội khu – Xây dựng nền tự chủ năng lượng | 30 |
| 4.2.3. Hệ thống quản lý năng lượng thông minh tích hợp BESS – Nền tảng số và lớp ổn định hệ thống | 30 |
| 4.2.4. I-REC – Công cụ ESG chuyển tiếp | 30 |
| 4.2.5. Cơ chế thử nghiệm pháp lý (sandbox) hướng tới Net Zero | 33 |

| | | |
|--------|--|----|
| 4.3. | Kiến trúc tài chính..... | 34 |
| 4.4. | Các kịch bản chuyển đổi Net Zero cho TLIP II (2035 và 2050)..... | 35 |
| 4.5. | Lộ trình đầu tư cho quá trình chuyển đổi năng lượng ròng bằng 0 vào năm 2035 và 2050 tại TLIP II | 36 |
| 4.5.1. | Kịch bản cơ sở – Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 | 36 |
| 4.5.2. | Lộ trình tăng tốc: Đạt mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2035 | 38 |
| 4.6. | Kế hoạch năng lực kỹ thuật và tài chính cho việc triển khai Net-Zero của TLIP II. | 39 |
| 4.6.1. | Triển vọng năng lực năng lượng sạch | 39 |
| 4.6.2. | Hồ sơ phụ tải và ý nghĩa của quản lý năng lượng | 40 |
| 4.6.3. | So sánh kịch bản và yêu cầu đầu tư..... | 41 |
| 4.6.4. | Cơ cấu tài chính và huy động vốn | 43 |
| 4.7. | Phân tích rủi ro lộ trình đầu tư | 45 |
| 4.7.1. | Rủi ro tài chính | 45 |
| 4.7.2. | Rủi ro pháp lý và thể chế | 45 |
| 4.7.3. | Rủi ro biến động giá và thị trường | 46 |
| 4.7.4. | Khung quản lý rủi ro đề xuất..... | 46 |
| 4.8. | Các chính sách đột phá cần thiết cho lộ trình phát thải ròng bằng 0 tăng tốc tại TLIP II | 47 |
| 4.9. | Lộ trình triển khai và các bước tiếp theo..... | 49 |
| 5. | Kết luận..... | 52 |

Mục lục hình ảnh

| | |
|---|----|
| Biểu đồ 1-1: Số lượng và tổng diện tích các khu công nghiệp mới được quy hoạch theo tỉnh/thành phố..... | 1 |
| Biểu đồ 1-2: Số lượng và tổng diện tích các khu công nghiệp được quy hoạch mở rộng theo tỉnh/thành phố..... | 2 |
| Hình 1-3: Phân tích công nghệ mua sắm năng lượng sạch của doanh nghiệp (GW)..... | 3 |
| Hình 1-4: Vị trí Khu công nghiệp Thăng Long II trên bản đồ Việt Nam và tỉnh Hưng Yên | 4 |
| Hình 1-5: Quy hoạch chung Khu công nghiệp Thăng Long II..... | 6 |
| Biểu đồ 2-1: Cơ cấu phụ tải của tỉnh Hưng Yên theo ngành..... | 10 |
| Hình 2-2: Tăng trưởng điện thương mại..... | 11 |
| Hình 4-1: Dự án điện mặt trời áp mái tại Ban quản lý Khu công nghiệp Thăng Long II | 29 |
| Hình 4-2: Doanh thu I-REC hàng năm và tác động đến thời gian hoàn vốn của dự án điện mặt trời mái nhà công suất 23,93 MWp tại Khu công nghiệp Thăng Long II | 31 |
| Hình 4-3: Tổng quan về Kịch bản cơ sở cho TLIP II | 37 |
| Hình 4-4: Tổng quan về Kịch bản tăng tốc cho TLIP II | 38 |
| Hình 4-5: So sánh ROI trung bình và thời gian hoàn vốn | 43 |
| Biểu đồ 4-6: Dòng vốn huy động tiềm năng cho quá trình chuyển đổi sang Net Zero của Khu công nghiệp Thăng Long II..... | 43 |

Mục lục các bảng

| | |
|---|----|
| Bảng 2-1: So sánh khả năng năng lượng tái tạo cho TLIP II | 13 |
| Bảng 2-2: Tiềm năng điện mặt trời mái nhà tại TLIP II | 14 |
| Bảng 3-1: Các ưu đãi đầu tư chính hỗ trợ chuyển đổi xanh trong các khu công nghiệp | 17 |
| Bảng 3-2: Phân tích so sánh các mô hình kinh doanh năng lượng tái tạo cho các khu công nghiệp..... | 21 |
| Bảng 3-3: Các nghiên cứu điển hình so sánh về hỗ trợ doanh nghiệp vừa và nhỏ, triển khai EMS và quỹ chuyển đổi năng lượng tại các khu công nghiệp | 26 |
| Bảng 4-1: Đánh giá chi phí-lợi ích của I-REC cho TLIP II | 32 |
| Bảng 4-2: Các chỉ số đầu tư hợp nhất cho các mô hình kinh doanh TLIP II..... | 35 |
| Bảng 4-3: Năng lực và đầu tư năng lượng sạch hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2035..... | 39 |
| Bảng 4-4: So sánh giữa Kịch bản 1 (Cơ sở) và Kịch bản 2 (Tăng tốc) | 41 |
| Bảng 4-5: Vai trò và trách nhiệm của các bên liên quan tại địa phương | 47 |
| Bảng 4-6: Cải cách chính sách đột phá và vai trò tương ứng của các bên liên quan..... | 47 |
| Bảng 4-7: Kế hoạch thực hiện Khu công nghiệp Thăng Long II..... | 49 |

Tóm tắt chính

Sáng kiến “**Thí điểm đầu tư và quy hoạch năng lượng cho các khu công nghiệp và khu kinh tế: Nghiên cứu ban đầu tại Khu công nghiệp Thăng Long II**” được triển khai với sự hỗ trợ của Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Đông Nam Á (ETP) thuộc UNOPS, phối hợp với Bộ Tài chính Việt Nam.

Mục tiêu tổng thể của sáng kiến là thúc đẩy thực hành năng lượng bền vững tại các khu công nghiệp của Việt Nam, thông qua đánh giá thí điểm tại Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II), tỉnh Hưng Yên.

Báo cáo này tổng hợp sáu tháng nghiên cứu chuyên sâu, kết hợp giữa phân tích chính sách, đánh giá kỹ thuật và mô hình tài chính. Tài liệu trình bày phân tích toàn diện về hệ thống điện hiện tại, đặc điểm cung cầu năng lượng và tiềm năng đầu tư tại TLIP II. Trên cơ sở đó, nhóm nghiên cứu đề xuất mô hình kinh doanh năng lượng sạch và lộ trình đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2035, được xây dựng dựa trên ba trụ cột: tính khả thi kỹ thuật, hiệu quả tài chính và mức độ sẵn sàng về thể chế.

Nghiên cứu áp dụng đồng thời phương pháp tiếp cận từ trên xuống (top-down) và từ dưới lên (bottom-up). Ở cấp vĩ mô, nhóm nghiên cứu thu thập dữ liệu và thông tin chính sách từ Bộ Tài chính, Ban Quản lý các khu công nghiệp tỉnh Hưng Yên, Công ty Điện lực Hưng Yên và các sở, ngành liên quan. Ở cấp vi mô, khảo sát chi tiết và kiểm toán năng lượng được tiến hành tại các doanh nghiệp sản xuất trong TLIP II. Đợt khảo sát thực địa vào tháng 6 năm 2025 giúp xác minh dữ liệu thực tế và kiểm chứng các giả định về mức tiêu thụ năng lượng, biểu đồ phụ tải và tiềm năng điện mặt trời mái nhà. Cách tiếp cận đa tầng này giúp đảm bảo độ chính xác phân tích và tính thực tiễn của kết quả nghiên cứu.

Báo cáo nhấn mạnh nhu cầu chuyển đổi từ mô hình cung cấp điện một chiều truyền thống sang hệ sinh thái năng lượng phân tán, có khả năng điều phối và tối ưu theo thời gian thực. Trong bối cảnh thị trường, chuỗi cung ứng và chính sách quốc gia ngày càng gây sức ép giảm phát thải, báo cáo cho rằng các khu công nghiệp không chỉ là đối tượng tiêu thụ năng lượng mà cần được xem là chủ thể quan trọng trong chiến lược chuyển dịch năng lượng của Việt Nam..

BỐI CẢNH VÀ TIỀM NĂNG CỦA KHU CÔNG NGHIỆP THĂNG LONG II

Tỉnh Hưng Yên đã trở thành trung tâm công nghiệp lớn ở miền Bắc Việt Nam, với 17 khu công nghiệp và 534 dự án FDI với tổng vốn đăng ký đạt 6,7 tỷ USD. Nhật Bản là nhà đầu tư lớn nhất, chiếm 173 dự án, tổng vốn đăng ký đạt 4 tỷ USD. Năm 2024, tỉnh đạt mức tăng trưởng GRDP 7,7%, nhờ sản lượng công nghiệp tăng 11,07%. Quy hoạch tổng thể 2021-2030 của tỉnh đặt mục tiêu xây dựng 30 khu công nghiệp trên diện tích 9.589 ha, chú trọng phát triển cơ sở hạ tầng xanh và bền vững.

Khu công nghiệp TLIP II, được thành lập năm 2006 dưới hình thức liên doanh giữa Tập đoàn Sumitomo và Licogi, là một trong những khu công nghiệp hàng đầu Việt Nam. Với diện tích 527,5 ha, khu công nghiệp này đón 103 dự án FDI, tổng vốn đầu tư 2,9 tỷ USD, đạt tỷ lệ lấp đầy 95,4% và tạo việc làm cho khoảng 25.000 lao động. Cơ sở hạ tầng của khu công nghiệp bao gồm trạm biến áp 110 kV công suất 189 MVA, nhà máy nước 24.000 m³/ngày đêm và hệ thống xử lý nước thải 15.000 m³/ngày đêm. Việc mở rộng đang diễn ra (Giai đoạn 3 và 4) sẽ đưa TLIP II trở thành một khu phức hợp công nghiệp - đô thị tích hợp, trở thành ứng cử viên sáng giá cho mô hình Khu công nghiệp Net-Zero đầu tiên của Việt Nam.

ĐÁNH GIÁ HỆ THỐNG ĐIỆN

Phụ tải điện của Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) duy trì ổn định và được sử dụng hiệu quả, phản ánh đặc trưng hoạt động của các doanh nghiệp trong lĩnh vực ô tô và điện tử. Đường

cong phụ tải trùng khớp chặt chẽ với biểu đồ bức xạ mặt trời, cho thấy tiềm năng lớn trong việc tích hợp hệ thống điện mặt trời mái nhà.

Hiện có 25 dự án điện mặt trời mái nhà đang vận hành với tổng công suất 23,9 MWp, trong khi tiềm năng kỹ thuật được ước tính đạt khoảng 80–100 MWp. Khi được kết hợp với hệ thống lưu trữ năng lượng, tổng công suất này có thể đáp ứng tới 70% nhu cầu điện vào giờ cao điểm.

Tuy nhiên, cơ sở hạ tầng lưới điện tại tỉnh Hưng Yên hiện đang trong tình trạng quá tải. Trạm biến áp 500 kV Phố Nối đang vận hành vượt công suất thiết kế, trong khi một số trạm biến áp 220 kV cũng đang tiến gần ngưỡng quá tải. Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh giai đoạn 2021–2030 đã đề xuất nâng công suất trạm Phố Nối lên 1.800 MVA, xây dựng mới trạm biến áp 500 kV Hưng Yên và bổ sung 248 km đường dây truyền tải 110 kV. Đây là những hạng mục đầu tư quan trọng nhằm bảo đảm độ tin cậy của hệ thống điện.

Bên cạnh vấn đề về công suất lưới, mô hình kinh doanh hiện tại của Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) – dựa trên nguồn điện do EVN cung cấp và được phân phối nội bộ – tuy mang lại sự ổn định nhưng lại hạn chế khả năng tích hợp năng lượng tái tạo và truy xuất nguồn gốc ESG. Khi tỷ lệ thâm nhập năng lượng tái tạo vượt quá 20–30%, các ràng buộc về kỹ thuật và tài chính sẽ bắt đầu xuất hiện nếu không có hệ thống Quản lý Năng lượng (EMS) tiên tiến hoặc không được tiếp cận các thỏa thuận mua bán điện trực tiếp (DPPA).

Hơn nữa, khả năng tiếp cận hạn chế với các nguồn tài chính xanh khiến các doanh nghiệp vừa và nhỏ càng gặp nhiều trở ngại hơn trong việc đầu tư và chuyển đổi năng lượng. Để vượt qua các thách thức này, tỉnh Hưng Yên và TLIP II cần một sự chuyển đổi căn bản cả về hạ tầng năng lượng lẫn mô hình quản lý.

LỘ TRÌNH NĂNG LƯỢNG SẠCH VÀ MÔ HÌNH KINH DOANH KẾT HỢP

Để khai phá tiềm năng của TLIP II, nghiên cứu đề xuất một mô hình năng lượng sạch kết hợp các công cụ tuân thủ ngắn hạn với khả năng tự chủ năng lượng dài hạn. Mô hình này tích hợp:

- **Thỏa thuận mua bán điện trực tiếp bên ngoài (External DPPAs):** Giải pháp ngắn hạn, không cần đầu tư vốn, cho phép mua điện tái tạo từ các nhà phát điện ngoài khu, giúp tiết kiệm 5–15% chi phí và đáp ứng nhanh các yêu cầu tuân thủ ESG.
- **Thỏa thuận mua bán điện trực tiếp nội bộ (Internal DPPAs):** Cơ chế trung hạn cho phép các dự án điện mặt trời mái nhà và mặt đất trong khu công nghiệp bán điện trực tiếp cho các doanh nghiệp thuê, phụ thuộc vào tiến trình hoàn thiện khung pháp lý.
- **Hệ thống quản lý năng lượng thông minh và lưu trữ năng lượng (Smart EMS và BESS):** Giải pháp điều hành tập trung bằng công nghệ số, kết hợp hệ thống lưu trữ, giúp giảm 2–5% tổn thất kỹ thuật (tương đương khoảng 0,7 GWh/năm), tối ưu điều độ và nâng cao độ ổn định của hệ thống.
- **Chứng chỉ năng lượng tái tạo quốc tế (I-RECs):** Cơ chế chứng nhận chuyển tiếp, giúp tới 60% doanh nghiệp trong khu có thể chứng minh nguồn cung điện tái tạo cho đến khi thị trường giao dịch nội bộ được hình thành hoàn chỉnh.
- **Cơ chế thử nghiệm chính sách (Regulatory Sandbox, giai đoạn 2026–2028):** Chương trình thí điểm cho phép giao dịch điện trong nội khu, chia sẻ hạ tầng và điều tiết dựa trên dữ liệu, hướng tới hoàn thiện mô hình kinh doanh năng lượng mới.

Phương pháp tiếp cận tích hợp này không chỉ mang lại lợi ích tài chính và ESG tức thời mà còn tạo nền tảng cho **sự tự chủ năng lượng lâu dài** và **vận hành hài hòa với lưới điện quốc gia**.

KỊCH BẢN ĐẦU TƯ

Những lộ trình này được cụ thể hóa thành ba kịch bản đầu tư, mỗi kịch bản được xây dựng dựa trên các mục tiêu thảo luận và thống nhất trong các hội thảo giữa các bên liên quan gồm Ban Quản lý Khu công nghiệp, các doanh nghiệp thuê, Ủy ban nhân dân tỉnh Hưng Yên và Bộ Tài chính.

Quá trình xây dựng kịch bản được hỗ trợ bởi kiểm toán cơ sở (đường cong phụ tải, tiềm năng năng lượng tái tạo) và mô hình kinh tế – kỹ thuật (LCOE, NPV, IRR, đường cong chi phí năng lượng tái tạo).

Các kịch bản bao gồm:

1. Kịch bản kết hợp đến năm 2030 – 50–70% năng lượng tái tạo

Đến năm 2030, TLIP II có thể đạt tỷ lệ thâm nhập năng lượng tái tạo 50–70% với khoản đầu tư 30–40 triệu đô la Mỹ cho điện mặt trời mái nhà 50 MWp, hệ thống điện mặt trời BESS 20 MW/40 MWh và hệ thống quản lý năng lượng EMS toàn công viên. Lộ trình này mang lại sự tuân thủ ESG ngay lập tức, tiết kiệm chi phí hữu hình (khoảng 1,2–1,5 triệu đô la Mỹ mỗi năm) và rút ngắn thời gian hoàn vốn điện mặt trời mái nhà từ 5–7 năm xuống còn 4–6 năm khi kết hợp với I-REC.

2. Kịch bản tăng tốc – Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2035

Với khoản đầu tư 80–100 triệu USD, Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) có thể đạt 100% nguồn cung năng lượng tái tạo vào năm 2035. Mục tiêu này yêu cầu triển khai hệ thống điện mặt trời mái nhà công suất 130 MWp, hệ thống lưu trữ năng lượng BESS 30 MW/60 MWh và cơ chế giao dịch điện nội khu tích hợp với hệ thống quản lý năng lượng (EMS).

Kịch bản này mang lại tỷ suất lợi nhuận (ROI) cao hơn, đạt khoảng 12–16%, thời gian hoàn vốn từ 6–9 năm và mức tiết kiệm hằng năm ước tính 5–7 triệu USD. Đây là bước đi giúp TLIP II trở thành khu công nghiệp phát thải ròng bằng 0 tiên phong của Việt Nam và điểm đến hấp dẫn cho dòng vốn FDI xanh..

3. Kịch bản cơ sở – Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050

Một lộ trình theo thời gian, cần 50–70 triệu đô la Mỹ, đạt mục tiêu Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Lộ trình này tập trung vào việc tăng dần điện mặt trời áp mái, triển khai EMS theo từng giai đoạn và dựa vào các quy định đang thay đổi. Lợi nhuận khiêm tốn (ROI 10–12%) với thời gian hoàn vốn dài hơn (8–12 năm), nhưng mức độ rủi ro thấp hơn và phù hợp hơn với các doanh nghiệp vừa và nhỏ.

CHIẾN LƯỢC TÀI CHÍNH

Khung tài chính này kết hợp hài hòa giữa các công cụ tài chính xanh truyền thống và đổi mới, nhằm huy động vốn quy mô lớn, giảm thiểu rủi ro đầu tư và bảo đảm sự tham gia của doanh nghiệp nhỏ và vừa (SME).

Mỗi công cụ được lựa chọn theo chức năng cụ thể – tuân thủ quy định, giảm chi phí, tạo doanh thu hoặc tăng khả năng tiếp cận – và được triển khai đồng bộ, bổ trợ lẫn nhau trong từng kịch bản.

Việc sử dụng nguồn lực được thiết kế theo ba nguyên tắc: phối lớp (ví dụ: kết hợp bảo lãnh và trái phiếu), tuần tự hóa (ví dụ: áp dụng I-REC ngắn hạn trước khi chuyển sang DPPA nội bộ dài hạn) và lấy doanh nghiệp thuê làm trung tâm (ví dụ: mô hình cho thuê dành cho SME).

Bảng ES-1: Các công cụ tài chính chính và mục đích sử dụng cho Khu công nghiệp Thăng Long II

| Công cụ | Mục đích & Vai trò | Mục tiêu sử dụng và quy mô | Sự tương tác |
|--|---|--|---|
| Trái phiếu xanh (phù hợp với ASEAN) | Tài trợ cơ sở hạ tầng lớn (năng lượng mặt trời, BESS) với nhãn ESG đáng tin cậy | 30–50 triệu đô la Mỹ trên mọi kịch bản | Kết hợp với bảo lãnh từ các ngân hàng phát triển đa phương (MDB) nhằm giảm lãi suất huy động từ 50–100 điểm cơ bản (bps). |

| | | | |
|---|---|--|--|
| Khoản vay liên kết bền vững | Khuyến khích hiệu quả thực hiện (mục tiêu tỷ lệ năng lượng tái tạo) thông qua giảm biên lãi suất. | 20–25 triệu đô la Mỹ (áp dụng cho kịch bản Hỗn hợp/Tăng tốc) | Gắn với việc triển khai hệ thống EMS và phát hành chứng chỉ I-REC. |
| Quỹ đầu tư tư nhân/đầu tư mạo hiểm (PE/VC Funds) | Đầu tư vào các công nghệ rủi ro cao nhưng lợi nhuận lớn như EMS, BESS và đo đếm thông minh) | 10–15 triệu đô la Mỹ (áp dụng cho kịch bản tăng tốc) | Đồng đầu tư với ECA để nhập khẩu công nghệ |
| Tài trợ ECA (Nhật Bản, Hàn Quốc) | Các khoản vay dài hạn, chi phí thấp để nhập khẩu thiết bị | 10–12 triệu đô la Mỹ | Kết hợp với việc phòng ngừa rủi ro tỷ giá nội tệ để bảo vệ các doanh nghiệp vừa và nhỏ |
| I-RECs + Tài chính Carbon | Tạo ra doanh thu định kỳ; cầu nổi trước khi hình thành giao dịch nội bộ đầy đủ | 0,7–1,6 triệu USD/năm | Tài trợ cho hoạt động vận hành và bảo trì và rút ngắn thời gian hoàn vốn (ví dụ: trong kịch bản kết hợp: 4→6năm) |
| Bảo lãnh MDB/IFC | Giảm thiểu rủi ro vốn tư nhân; giảm chi phí vay | Bao gồm 20–30% khoản vay cấp cao | Mở đường cho các nhà đầu tư tổ chức; cho phép phát hành trái phiếu |
| Cho thuê & huy động vốn cộng đồng | Giải pháp không yêu cầu vốn đầu tư ban đầu, mở rộng tiếp cận cho SME. | 5–10 triệu USD (mọi kịch bản) | Huy động thông qua công ty SPV của khu công nghiệp, được bảo đảm bằng nguồn thu I-REC. |

ĐÁNH GIÁ VÀ QUẢN LÝ RỦI RO

Báo cáo phân loại rủi ro thành rủi ro tài chính, rủi ro pháp lý, rủi ro thể chế và rủi ro thị trường. Các điểm yếu chính bao gồm chi phí vốn trả trước cao, khuôn khổ pháp lý không rõ ràng cho giao dịch năng lượng nội bộ, tắc nghẽn lưới điện và biến động giá thị trường (đối với điện và REC).

Khung giảm thiểu được đề xuất tập trung vào:

- **Đa dạng hóa nguồn cung cấp vốn và chia sẻ rủi ro** thông qua liên doanh và các công cụ kết hợp;
- **Thử nghiệm pháp lý** để thí điểm giao dịch điện nội bộ;
- **Các biện pháp bảo vệ kỹ thuật** thông qua quy định lưới dựa trên EMS; và
- **Triển khai theo từng giai đoạn** để cho phép học hỏi thích ứng và xây dựng năng lực.

THỨC ĐẨY CHÍNH SÁCH

Để hiện thực hóa lộ trình Net Zero 2035, báo cáo khuyến nghị tám cải cách chính sách đột phá, tập trung vào việc tăng cường quản lý khu công nghiệp, huy động tài chính xanh và tích hợp lưới điện. Những cải cách này hỗ trợ bối cảnh pháp lý đang thay đổi của Việt Nam, giải phóng nguồn vốn hỗn hợp và định vị TLIP II là mô hình mẫu quốc gia. Bộ Tài chính đóng vai trò chủ chốt trong việc cấp phép khu công nghiệp, quy hoạch tổng thể và kiến trúc tài chính xanh; Bộ Công Thương xử lý cơ chế về năng lượng; EVN giám sát quản lý vận hành lưới điện. UBND tỉnh Hưng Yên đóng vai trò là đơn vị thúc đẩy ở địa phương, bao gồm thí điểm cải cách, phát hành trái phiếu xanh của tỉnh, kết hợp với bảo lãnh của Bộ Tài chính và đảm bảo cấp phép nhanh chóng.

Bảng ES-2: Đột phá về cải cách chính sách và vai trò riêng biệt của các bên liên quan

| Cải cách | Mô tả/ Giải thích | Tầm quan trọng | Cơ quan chính phủ chủ trì | Vai trò thực hiện |
|--|--|---|--|--|
| Thành lập Quỹ Chuyển đổi Năng lượng Công nghiệp và cơ chế bảo lãnh tín dụng | Quỹ do Bộ Tài chính khởi xướng, cung cấp bảo lãnh tín dụng một phần, các khoản vay ưu đãi dưới mức thị trường và hỗ trợ chênh lệch khả thi (viability gap grants). | Giảm thiểu rủi ro tín dụng, huy động vốn tư nhân, thu hẹp khoảng trống vốn chủ sở hữu của SME. | Bộ Tài chính (MOF), Ngân hàng Nhà nước Việt Nam (SBV), UBND tỉnh (PPC) chịu trách nhiệm triển khai địa phương. | Ban quản lý: nộp hồ sơ xin tài trợ; Doanh nghiệp thuê: tiếp cận mô hình cho thuê; UBND tỉnh: đồng tài trợ phần vốn địa phương. |
| Phát hành Trái phiếu Xanh cấp tỉnh với bảo lãnh quốc gia | Cho phép UBND các tỉnh phát hành trái phiếu xanh đô thị phục vụ hạ tầng năng lượng tái tạo, được MOF bảo lãnh một phần và gắn với danh mục dự án cụ thể. | Thu hút nhà đầu tư tổ chức, giảm chi phí vốn, tài trợ 30–50% nhu cầu vốn trong các kịch bản Lai / Tăng tốc. | MOF, UBND tỉnh chịu trách nhiệm phát hành. | UBND tỉnh: phát hành trái phiếu; Ban quản lý: đề xuất dự án khả thi; MOF: cung cấp cơ chế bảo lãnh. |
| Tích hợp tiêu chí năng lượng sạch vào cấp phép và quy hoạch khu công nghiệp | Yêu cầu kiểm toán năng lượng tái tạo (RE) và ESG trong quy hoạch tổng thể và quy định cấp phép của MOF; ưu tiên quy hoạch vùng phát thải thấp cho các khu mới hoặc mở rộng. | Thu hút giá thuê cao hơn, ngăn rủi ro “lock-in”, phù hợp với chiến lược khu công nghiệp sinh thái quốc gia. | MOF, UBND tỉnh phụ trách quy hoạch cấp địa phương. | Ban quản lý: lập quy hoạch tuân thủ RE; Doanh nghiệp thuê: đáp ứng tiêu chí ESG; UBND tỉnh: giám sát và thực thi quy hoạch. |
| Cho phép sở hữu và vận hành hạ tầng dùng chung | Sửa đổi quy định về khu công nghiệp, cho phép các công ty liên doanh (SPV) đa bên sở hữu và vận hành hệ thống điện mặt trời/BESS/EMS; cho phép hợp đồng PPA và mô hình cho thuê chia sẻ doanh thu. | Giảm chi phí đầu tư ban đầu cho SME, thúc đẩy giao dịch điện nội khu, mở rộng quy mô năng lượng tái tạo dùng chung. | MOF, UBND tỉnh chịu trách nhiệm phân bổ đất. | Ban quản lý: thành lập SPV; Doanh nghiệp thuê: đồng sở hữu thông qua hợp đồng cho thuê; SME: tiếp cận không cần vốn ban đầu. |
| Xây dựng Bộ tiêu chuẩn quốc gia về Khu công nghiệp phát thải ròng bằng 0 (Net Zero Industrial Park) | Bộ tiêu chuẩn nhiều cấp do MOF ban hành, gắn với ưu đãi thuế, điều kiện phát hành trái phiếu xanh và tiếp cận tài chính carbon. | Mở rộng nguồn doanh thu, chuẩn hóa mô hình so với VSIP/Amata, khẳng định vị thế dẫn đầu ASEAN. | MOF; UBND tỉnh phụ trách thí điểm chứng nhận. | Ban quản lý: dẫn dắt quá trình chứng nhận; Doanh nghiệp thuê: cung cấp dữ liệu; UBND tỉnh: ban hành ưu đãi địa phương. |
| Hợp pháp hóa thỏa thuận mua bán điện trực tiếp nội bộ | Sửa đổi Luật Điện lực để cho phép hợp đồng trực tiếp giữa nhà phát và người tiêu thụ qua | Giúp doanh nghiệp tiết kiệm chi phí và mở rộng | Bộ Công Thương (MOIT), EVN chịu trách nhiệm đo đếm, UBND tỉnh | Ban quản lý: ký hợp đồng DPPA; Doanh nghiệp thuê: mua điện |

| | | | | |
|--|---|--|---|--|
| (Internal DPPAs) | đường dây riêng hoặc cơ chế truyền tải ảo; cho phép SPV trong khu làm đối tác hợp đồng. | quy mô năng lượng tái tạo. | phê duyệt tại địa phương. | trực tiếp; EVN: phê duyệt truyền tải. |
| Công nhận chủ đầu tư khu công nghiệp là đơn vị quản lý lưới điện nội bộ (mini-grid) | Cấp phép để khu công nghiệp được vận hành lưới điện nội bộ, điều độ BESS và hệ thống EMS. | Giảm tổn thất điện năng, tăng khả năng chống chịu và hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo. | MOIT, UBND tỉnh chịu trách nhiệm thí điểm cấp phép. | Ban quản lý: vận hành lưới điện nội bộ; Doanh nghiệp thuê: hưởng lợi từ độ tin cậy hệ thống. |
| Cho phép khu công nghiệp cung cấp dịch vụ hỗ trợ lưới điện (grid-support services) | Cho phép khu công nghiệp cung cấp các dịch vụ phụ trợ (điều tần, cắt đỉnh) thông qua hệ thống BESS cho EVN, với cơ chế trả phí rõ ràng. | Tạo dòng doanh thu ổn định, giảm áp lực cho lưới điện Hưng Yên, rút ngắn thời gian hoàn vốn. | MOIT, EVN chịu trách nhiệm điều độ; UBND tỉnh quản lý thí điểm. | Ban quản lý: vận hành BESS; EVN: tích hợp điều độ; Doanh nghiệp thuê: chia sẻ lợi nhuận. |

LỘ TRÌNH TRIỂN KHAI VÀ CÁC BƯỚC TIẾP THEO

Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) đang từng bước định hình lại vai trò của các khu công nghiệp — từ những đơn vị tiêu thụ năng lượng thụ động trở thành các nhà sản xuất, lưu trữ và giao dịch năng lượng tái tạo chủ động, quy mô lớn.

Đến năm 2030, theo kịch bản Lai (Hybrid Scenario), TLIP II sẽ được chuyển đổi thành một vi mô lưới điện (microgrid) gồm hệ thống điện mặt trời công suất 70 MWp và hệ thống lưu trữ năng lượng 40 MWh, có khả năng đáp ứng 50–70% nhu cầu điện nội khu và xuất khẩu phần dư thừa thông qua các dịch vụ hỗ trợ lưới điện.

Theo kịch bản Tăng tốc (Accelerated Scenario), đến năm 2035, TLIP II sẽ phát triển thành khu công nghiệp năng lượng ròng bằng 0 (Net Zero), với công suất phát 130 MWp, vượt nhu cầu nội bộ, cho phép giao dịch điện nội khu, cung cấp dịch vụ phụ trợ cho EVN, và vận hành với mức phát thải carbon âm.

Bảng 0-1: Kế hoạch thực hiện cho Khu công nghiệp Thăng Long II

| Giai đoạn | Các hành động chính của TLIP II | Người sở hữu | Dòng thời gian chỉ định | Kịch bản |
|------------------------------------|---|----------------------------------|-------------------------|----------|
| Giai đoạn 0: Tiền khởi động | <ul style="list-style-type: none"> Hoàn thiện Kế hoạch tổng thể về năng lượng tái tạo TLIP II (mái nhà + bản thiết kế EMS) Đảm bảo 3+ đơn vị thuê chính (FDI cam kết RE100) Thành lập TLIP II RECo SPV | Ban Quản lý TLIP II + PPC | Quý 4 năm 2025 | Tất cả |
| | <ul style="list-style-type: none"> Quỹ chuyển đổi năng lượng công nghiệp Seed (50 triệu đô la Mỹ, TLIP II là quỹ chủ lực) | Bộ Tài chính | Quý 4 năm 2025 | Tất cả |

| | | | | |
|---|--|-----------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| Giai đoạn 1: Thí điểm và thử nghiệm tại TLIP II | • Ra mắt Sandbox (DPPA nội bộ + thí điểm lưới điện nhỏ độc quyền tại TLIP II) | PPC | Quý 1 năm 2026 | Tất cả |
| | • Triển khai hệ thống điện mặt trời trên mái nhà công suất 5–10 MW + hệ thống điện mặt trời trên mái nhà công suất 5 MW/10 MWh (giai đoạn 3) | Hội đồng TLIP II | Quý 3 năm 2026 | lai |
| | • Phát hành trái phiếu xanh đầu tiên của tỉnh Hưng Yên (15 triệu đô la Mỹ) — 100% cho TLIP II | PPC | Quý 3 năm 2026 | Kết hợp/Tăng tốc |
| Giai đoạn 2: Mở rộng quy mô toàn diện tại TLIP II | • Kích hoạt Cơ sở cho thuê xanh TLIP II dành cho doanh nghiệp vừa và nhỏ (5 triệu đô la Mỹ) | Bảng PPC + TLIP II | Quý 4 năm 2026 | lai |
| | • Mở rộng lên 50 MWp năng lượng mặt trời + 20 MW/40 MWh BESS (tất cả các giai đoạn + mái che) | TLIP II SPV | Quý 2 năm 2028 | lai |
| | • Đạt được mức độ thâm nhập RE 50–70% thông qua DPPA nội bộ + điều phối EMS | Hội đồng TLIP II | Quý 4 năm 2030 | Hybrid Complete |
| Giai đoạn 3: Chứng nhận Net Zero tại TLIP II | • Mở rộng quy mô lên 130 MWp + 30 MW/60 MWh BESS | Bảng TLIP II + PE/VC | Quý 3 năm 2032 | Tăng tốc |
| | • Triển khai dịch vụ phụ trợ cho EVN từ TLIP II BESS | Bộ Công Thương + EVN | Quý 1 năm 2033 | Tăng tốc |
| | • Chứng nhận TLIP II là Khu công nghiệp Net Zero | Bộ Tài chính | Quý 4 năm 2035 | Hoàn thành nhanh chóng |
| Giai đoạn 4: Nhân rộng trên toàn quốc (Được thúc đẩy bởi thành công của TLIP II) | • Áp dụng mô hình TLIP II vào các công viên thí điểm khác | MOF + PPC | 2030–2032 | Cơ sở |
| | • Mở rộng quy mô lên hơn 10 công viên thông qua triển khai Tiêu chuẩn Net Zero | Bộ Tài chính | 2033–2035 | Cơ sở |

Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm: Tất cả các mốc thời gian đều dành riêng cho TLIP II và giả định việc triển khai thử nghiệm (sandbox) vào Quý 1 năm 2026 và phê duyệt quy hoạch tổng thể sau sáp nhập. Sự chậm trễ trong cải cách quy định, tài trợ, hoặc việc tích hợp EVN sẽ làm thay đổi các mốc quan trọng của TLIP II. Tiến độ được Hội đồng Quản trị TLIP II và PPC xem xét hàng quý.

Với vai trò là các nhà sản xuất năng lượng, các khu công nghiệp đang trở thành những nút trọng yếu trong hệ thống điện quốc gia của Việt Nam – góp phần giảm áp lực quá tải lưới điện, nâng cao khả năng chống chịu và thúc đẩy thực hiện các mục tiêu của Quy hoạch điện VIII (PDP8) và Đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng (JETP).

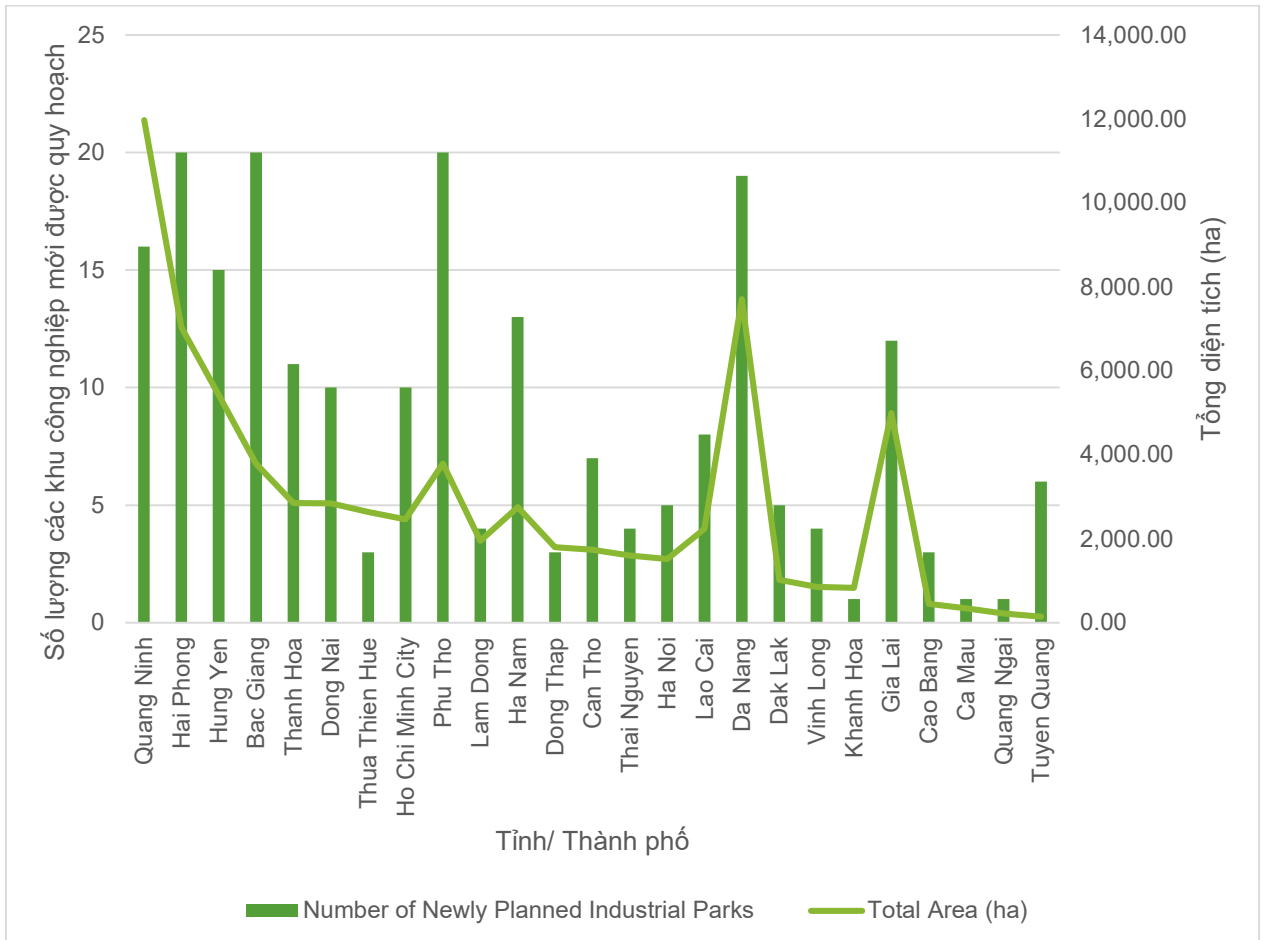
Khung mô hình của Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II), được xây dựng trên sự kết hợp giữa cải cách chính sách, tài chính xanh và hạ tầng số, mang đến một khuôn mẫu quốc gia và đóng vai trò nền tảng trong việc hiện thực hóa cam kết phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam.

1. Giới thiệu và Tổng quan về Dự án

1.1. Khu công nghiệp là động lực tăng trưởng kinh tế của Việt Nam

Chiến lược phát triển khu công nghiệp (KCN) của Việt Nam đã củng cố qua ba thập kỷ công nghiệp hóa và tăng trưởng dựa trên xuất khẩu. Kể từ khi khu công nghiệp đầu tư nước ngoài đầu tiên (Nomura, 1992) được thành lập sau Luật Đầu tư Nước ngoài năm 1987, các KCN đã phát triển thành một mạng lưới toàn quốc, tạo điều kiện cho việc thu hút FDI, chuyển giao công nghệ và sản xuất quy mô lớn. Tính đến tháng 12 năm 2023, Việt Nam có 414 KCN (bao gồm cả các khu chế xuất), với khoảng 69% diện tích đất công nghiệp của cả nước được phân bổ cho các KCN. Trong số đó, 293 KCN đang hoạt động và 121 KCN đang trong giai đoạn giải phóng mặt bằng/bồi thường. Các khu kinh tế cửa khẩu và ven biển tiếp tục mở rộng không gian công nghiệp và kết nối logistics.

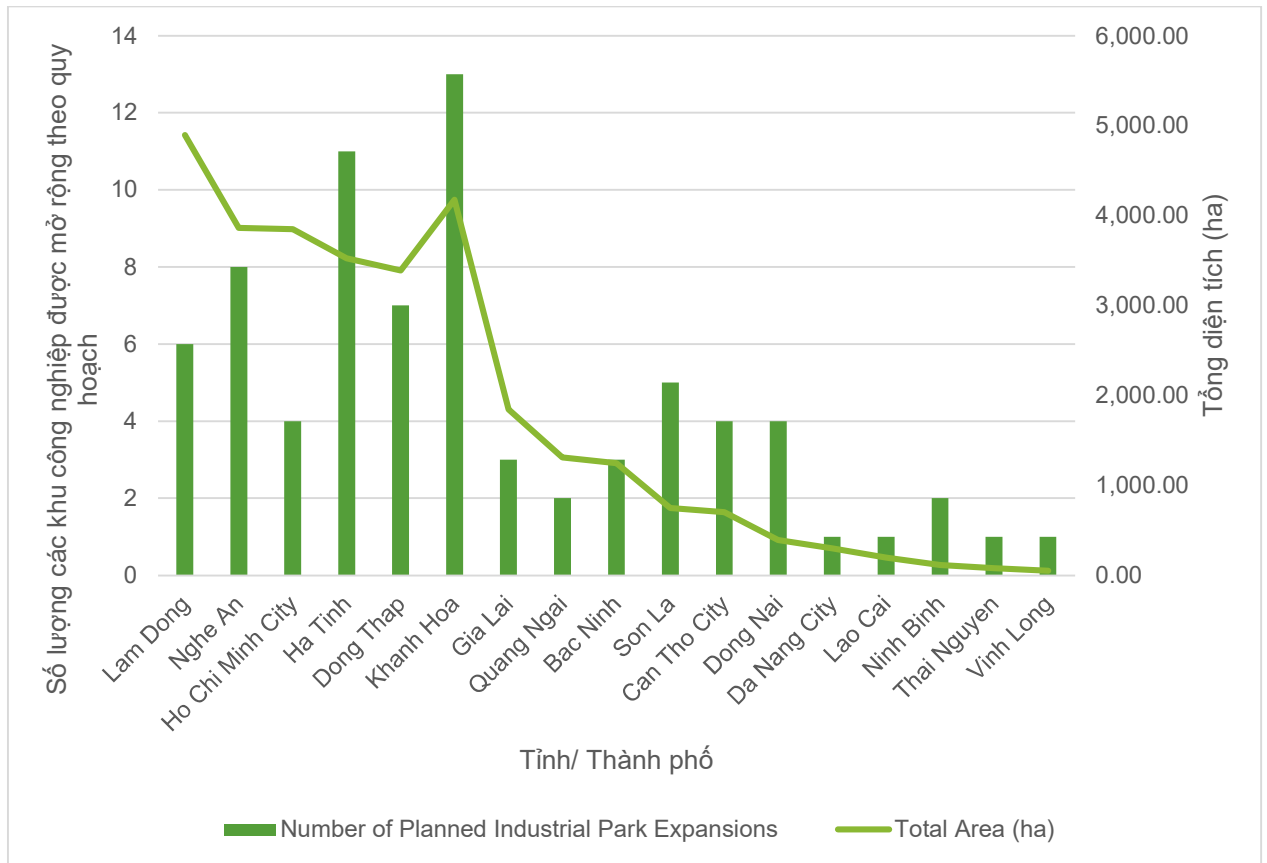
Quy hoạch tổng thể đến năm 2030 của các tỉnh dự kiến thành lập 221 khu công nghiệp mới và 76 khu công nghiệp mở rộng, chủ động phân bổ tăng trưởng từ các trung tâm cũ (TP.HCM, Hà Nội, Bình Dương) sang các tỉnh đang phát triển (Thanh Hóa, Nghệ An, Quảng Ninh). Lợi ích kinh tế rất rõ ràng: các khu công nghiệp đóng góp hơn một nửa kim ngạch xuất khẩu quốc gia và tạo ra hàng triệu việc làm, khiến việc đầu tư bền vững vào điện, nước, xử lý chất thải, logistics và cơ sở hạ tầng số trở thành một yêu cầu cấp thiết về năng lực cạnh tranh.



Hình 1-1: Số lượng và tổng diện tích các khu công nghiệp mới được quy hoạch theo tỉnh/thành phố

Biểu đồ này minh họa số lượng và tổng diện tích (tính bằng hecta) của các khu công nghiệp mới được quy hoạch tại 25 tỉnh, thành phố trên khắp Việt Nam. Trục y chính (trái) tương ứng với số lượng khu công nghiệp (thanh màu xanh lá cây), trong khi trục y phụ (phải) tương ứng với tổng

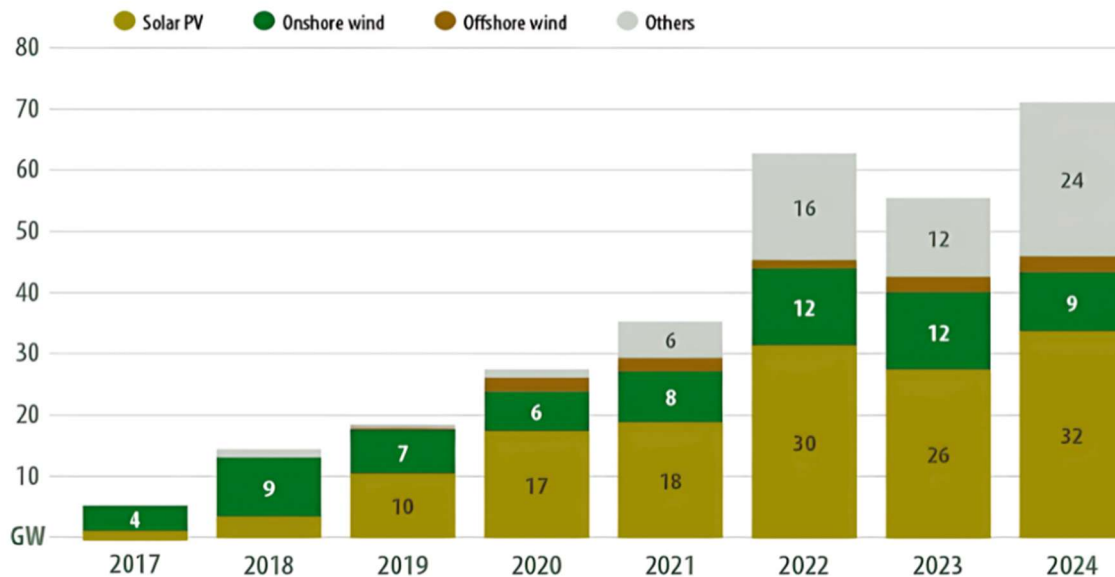
diện tích (ha) (đường màu xanh lá cây). Biểu đồ được sắp xếp theo thứ tự bảng chữ cái theo tỉnh/thành phố.



Hình 1-2: Số lượng và tổng diện tích các khu công nghiệp được quy hoạch mở rộng theo tỉnh/thành phố

Biểu đồ này minh họa số lượng và tổng diện tích (tính bằng hecta) của các dự án mở rộng khu công nghiệp được quy hoạch trên khắp các tỉnh và thành phố. Các thanh màu xanh lá cây tương ứng với số lượng dự án mở rộng được quy hoạch (trục y bên trái), trong khi đường màu xanh lá cây thể hiện tổng diện tích (tính bằng hecta) (trục y bên phải).

Đồng thời, các ưu tiên đầu tư của nguồn vốn FDI toàn cầu đang thay đổi. Các tập đoàn đa quốc gia (MNC) theo đuổi mục tiêu Net Zero/RE100 hiện ưu tiên các địa điểm có khả năng tiếp cận năng lượng sạch—thông qua năng lượng tái tạo tại chỗ, hợp đồng mua bán điện ngoài (PPA/DPPA), chứng chỉ uy tín (ví dụ: I-REC) và hệ thống đo đếm/báo cáo minh bạch. Hoạt động mua sắm năng lượng sạch của doanh nghiệp đã đạt mức kỷ lục trong giai đoạn 2023–2024, dẫn đầu là công nghệ, trung tâm dữ liệu và sản xuất tiên tiến. Các yếu tố pháp lý giúp minh bạch hóa PPA, đơn giản hóa việc tiếp cận lưới điện và chuẩn hóa chứng nhận đang thu hút đầu tư chất lượng cao hơn; ngược lại, sự chậm trễ hoặc bất ổn đã và đang ảnh hưởng đến việc lựa chọn địa điểm trong khu vực của các nhà đầu tư. **Đối với các khu công nghiệp của Việt Nam, mức độ sẵn sàng sử dụng năng lượng sạch không còn là tùy chọn nữa; đây là tiêu chí lựa chọn địa điểm cốt lõi ảnh hưởng trực tiếp đến cả tỷ lệ lấp đầy và giá trị gia tăng.**



Hình 1-3: Cơ cấu công nghệ trong mua sắm năng lượng sạch của doanh nghiệp (GW)

Nguồn: Tác giả chuyển thể từ báo cáo S&P Global Commodity Insights

Các động lực thị trường này giao thoa với định hướng chính sách của Việt Nam về Khu công nghiệp sinh thái (EIP) – một chương trình liên kết giữa tăng trưởng công nghiệp với sử dụng hiệu quả tài nguyên và giảm phát thải carbon. Nghị định 82/2018 đã đặt nền móng cho các chính sách ưu đãi ban đầu, trong khi Nghị định 35/2022 tiếp tục hoàn thiện các khái niệm, vai trò và tiêu chí đánh giá hiệu quả của EIP, nhấn mạnh hạ tầng năng lượng tái tạo, cộng sinh công nghiệp và kết quả đo lường được. Trên thực tế, điều này có nghĩa là các khu công nghiệp cần chuyển mình từ vai trò người tiêu thụ thụ động sang trở thành chủ thể tích cực trong hệ thống năng lượng, phối hợp giữa phát điện tại chỗ, lưu trữ và điều chỉnh phụ tải theo quy hoạch lưới điện cấp tỉnh và các quy định của thị trường..

1.2. Trường hợp điển hình: Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II), tỉnh Hưng Yên

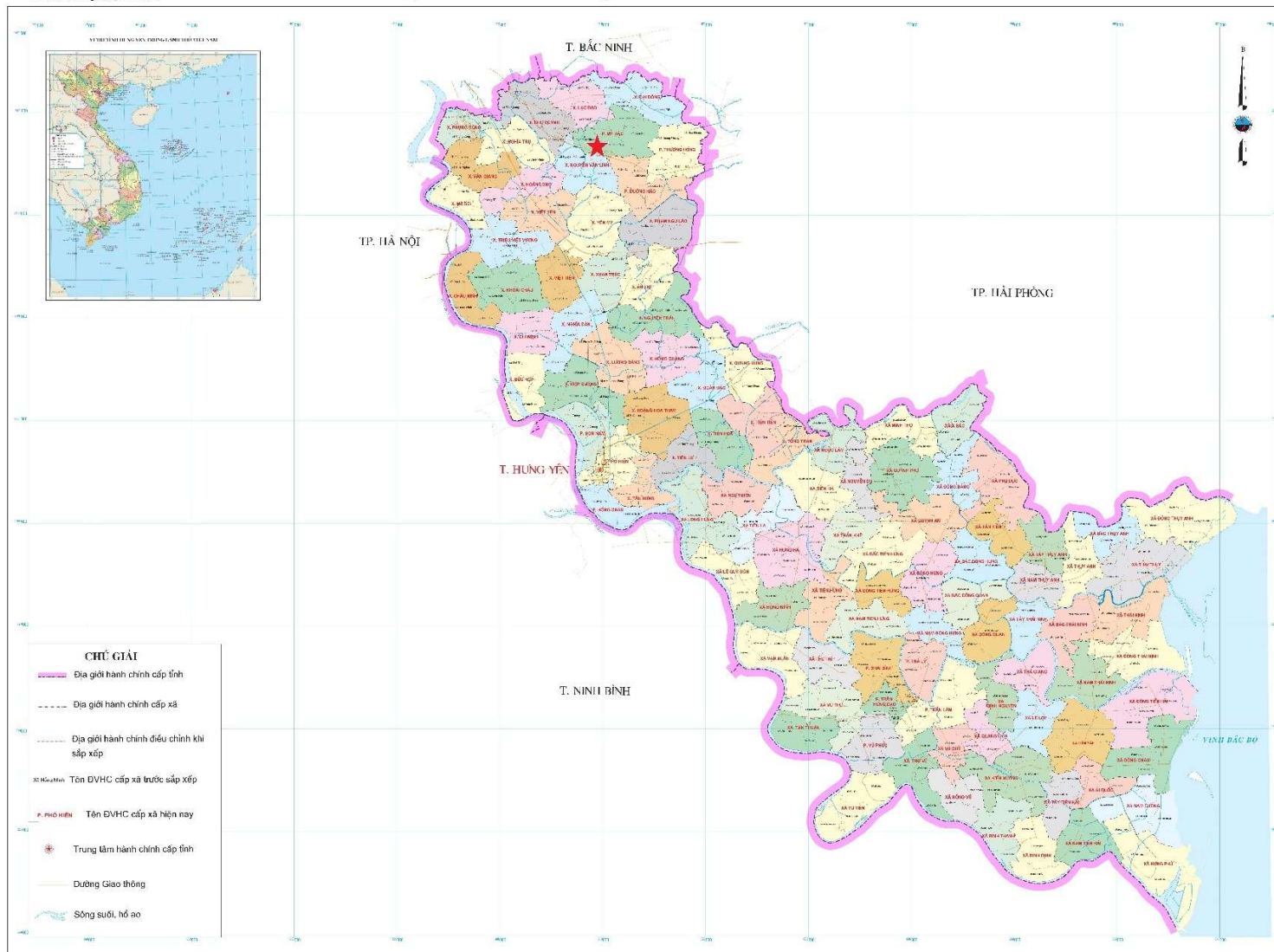
Hưng Yên là trung tâm công nghiệp phía Bắc với 17 khu công nghiệp và nguồn vốn FDI mạnh mẽ từ Nhật Bản trong lĩnh vực điện tử và linh kiện ô tô. Các khu công nghiệp này đã thu hút 534 dự án FDI còn hiệu lực, với tổng vốn đăng ký khoảng 6,7 tỷ USD.¹ Nhật Bản là nhà đầu tư hàng đầu, với 173 dự án và hơn 4 tỷ đô la vốn đăng ký, được thúc đẩy bởi vị trí chiến lược và cơ sở hạ tầng của Hưng Yên. Khoảng 170 dự án của Nhật Bản đang hoạt động, tạo việc làm cho 45.000 lao động trong các lĩnh vực như điện tử (ví dụ: Canon) và ô tô (ví dụ: Toyota).

Nghiên cứu này tập trung vào Khu công nghiệp Thăng Long II, tọa lạc tại tỉnh Hưng Yên, một trung tâm công nghiệp quan trọng ở khu vực phía Bắc Việt Nam. Khu công nghiệp Thăng Long II (khởi công năm 2006 bởi Sumitomo và Licogi) có diện tích khoảng 527,5 ha, tiếp nhận 103 dự án FDI (tổng vốn đầu tư khoảng 2,9 tỷ USD), công suất sử dụng đất khoảng 95% và tạo việc làm cho khoảng 25.000 lao động. Cơ sở hạ tầng bao gồm trạm biến áp 110 kV (189 MVA, nâng cấp lên 216 MVA), hệ thống cấp nước 24.000 m³/ngày đêm và hệ thống xử lý nước thải 15.000 m³/ngày đêm. Việc mở rộng đang diễn ra (Giai đoạn 4, khoảng 391,7 ha) sẽ đưa Khu công nghiệp Thăng Long II phát triển theo hướng công nghiệp - đô thị tích hợp.

¹Hà Thạch. 2023. Tập đoàn Nhật Bản rót thêm 500 triệu USD phát triển KCN Thăng Long II. Tin nhanh Nhà đất. <https://tinnhanhnhadat.vn/tap-doan-nhat-ban-rot-them-500-trieu-usd-phat-trien-kcn-thang-long-ii.html>

TỈNH HƯNG YÊN

BẢN ĐỒ ĐỊA GIỚI ĐƠN VỊ HÀNH CHÍNH TỈNH HƯNG YÊN

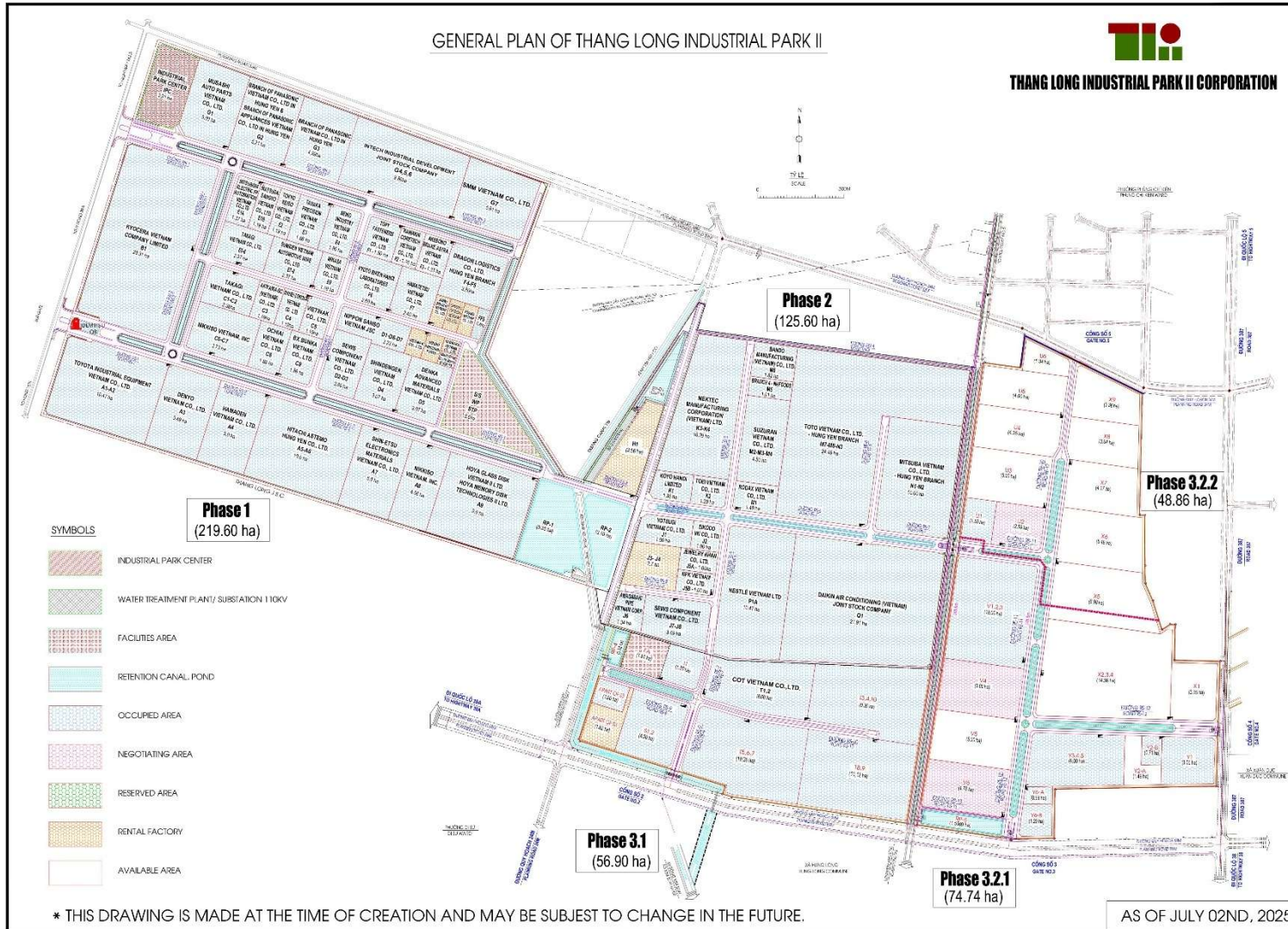


Hình 1-4: Vị trí Khu công nghiệp Thăng Long II trên bản đồ Việt Nam và tỉnh Hưng Yên

Nguồn: Tổng hợp của tác giả

Khu công nghiệp TLIP II được quy hoạch là khu công nghiệp đa ngành, tập trung vào các ngành công nghiệp công nghệ cao và có giá trị gia tăng cao. Các ngành nghề chính bao gồm:

- Sản xuất linh kiện điện tử và cơ khí chính xác
- Sản xuất thiết bị cơ điện và vận tải
- Sản phẩm cao su và phụ tùng ô tô
- Công nghiệp nhẹ và khí công nghiệp
- Sản xuất dược phẩm, vắc-xin và sản phẩm công nghệ sinh học
- Kính quang học và các ngành công nghiệp công nghệ cao khác



Hình 1-5: Quy hoạch chung Khu công nghiệp Thăng Long II

Nguồn: Ban quản lý Khu công nghiệp Thăng Long II

1.3. Phạm vi nghiên cứu và mục tiêu báo cáo

Trong bối cảnh đó, sáng kiến hiện tại, *Thí điểm Đầu tư và Quy hoạch Năng lượng cho Khu công nghiệp và Khu kinh tế: Nghiên cứu ban đầu cho Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II)*, được hỗ trợ bởi Đối tác Chuyển đổi Năng lượng Đông Nam Á (ETP) thuộc UNOPS, phối hợp với Bộ Tài chính (MoF). Sáng kiến được triển khai trong sáu tháng (từ tháng 3 năm 2025 đến tháng 9 năm 2025), với mục tiêu tổng quát là chuyển đổi tầm nhìn năng lượng sạch thành lộ trình đầu tư khả thi cho một khu công nghiệp quan trọng, tạo ra một khuôn mẫu có thể nhân rộng cho các khu công nghiệp khác.

Mục tiêu của nghiên cứu là:

- **Đánh giá độ tin cậy của nguồn cung và đặc điểm phụ tải** tại Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) trong bối cảnh các ràng buộc truyền tải cấp tỉnh.
- **Phân tích các phương án tích hợp năng lượng tái tạo** (điện mặt trời tại chỗ, mua điện ngoài khu) và nhu cầu linh hoạt hệ thống (hệ thống quản lý năng lượng – EMS, hệ thống lưu trữ năng lượng – BESS).
- **Đề xuất các mô hình kinh doanh khả thi** (ví dụ: hợp đồng mua bán điện trực tiếp nội bộ hoặc bên ngoài – DPPA, mô hình cung cấp năng lượng như dịch vụ – energy-as-a-service, giao dịch năng lượng nội khu) cùng với các công cụ chính sách và thị trường hỗ trợ.
- **Xây dựng lộ trình đầu tư theo trình tự, phù hợp** với Chiến lược tăng trưởng xanh và Chiến lược năng lượng quốc gia của Việt Nam (ví dụ: Nghị quyết 55-NQ/TW; Chiến lược năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến 2045).

Để đạt được mục tiêu, nghiên cứu này tích hợp các phương pháp tiếp cận từ trên xuống và từ dưới lên:

- **Từ trên xuống:** hợp tác với Bộ Tài chính, Ban Quản lý Khu công nghiệp Hưng Yên, các sở ban ngành tỉnh và công ty điện lực để đánh giá tính đầy đủ của hệ thống, quy hoạch sắp triển khai và đôn đốc chính sách.
- **Từ dưới lên:** các cuộc tham vấn tập trung và thu thập dữ liệu tại chỗ từ ban quản lý và đơn vị thuê tại TLIP II (tháng 6–tháng 7 năm 2025), cùng với một cuộc khảo sát thực địa vào tháng 6 năm 2025 để xác thực cơ sở hạ tầng, đo lường và các hoạt động vận hành.

Các kết quả nghiên cứu tích hợp dữ liệu vận hành (đường cong phụ tải, mô hình sử dụng), đánh giá hạ tầng, tiềm năng và nguồn lực năng lượng tái tạo, cùng các yếu tố khả thi về tài chính (cấu trúc huy động vốn, phân bổ rủi ro). Dựa trên quá trình thu thập dữ liệu đáng tin cậy và tham vấn sâu rộng với các bên liên quan, nghiên cứu đề xuất các mô hình kinh doanh định hướng hành động và lộ trình đầu tư cụ thể.

Cần lưu ý rằng phân tích này được thực hiện trước khi việc sáp nhập hành chính cấp tỉnh hoàn tất vào tháng 6 năm 2025, khi Thái Bình và Hưng Yên được hợp nhất. Do đó, toàn bộ dữ liệu và quá trình tham vấn đều phản ánh phạm vi hành chính của tỉnh Hưng Yên trước đây. Trong những trường hợp thay đổi hành chính có thể ảnh hưởng đến tính so sánh, nghiên cứu đã nêu rõ các giả định liên quan và cung cấp kiểm định độ nhạy trong các phụ lục kỹ thuật.

1.4. Cấu trúc báo cáo

Báo cáo này được trình bày thành các phần chính sau:

- **Phần 1 – Giới thiệu**

Phần này giới thiệu vai trò của các khu công nghiệp trong phát triển kinh tế Việt Nam, đóng góp của chúng vào FDI và xuất khẩu, và sự chuyển dịch của quốc gia sang các khu công nghiệp sinh thái (EIP) như một phần của chương trình nghị sự tăng trưởng xanh. Tiếp theo,

phần này trình bày Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) như một nghiên cứu điển hình, phác thảo bối cảnh, cơ sở hạ tầng và lộ trình mở rộng của khu công nghiệp. Phần này cũng giải thích mục đích, mục tiêu, phương pháp luận và ranh giới dữ liệu của nghiên cứu để cung cấp nền tảng rõ ràng cho các phân tích tiếp theo.

- **Mục 2 – Hệ thống điện và tiềm năng tái tạo**

Phần này phân tích hiện trạng lưới điện tỉnh và cung cấp tổng quan về hệ thống năng lượng nội bộ của TLIP II, làm nổi bật động lực phụ tải, độ tin cậy và các nâng cấp cơ sở hạ tầng sắp tới. Phần này đánh giá tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời áp mái, hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS), hệ thống quản lý năng lượng (EMS) và các cải tiến về hiệu quả năng lượng. Các phát hiện này xác định cách thức tích hợp năng lượng tái tạo vào công viên, đồng thời đảm bảo tính ổn định và hiệu quả chi phí.

- **Phần 3 – Chính sách và Công cụ hỗ trợ**

Phần này xem xét các chính sách quốc gia và cấp tỉnh hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo và khu công nghiệp sinh thái (EIP), như Nghị định 35/2022/NĐ-CP, đồng thời xác định những khoảng trống pháp lý đang hạn chế việc ứng dụng năng lượng sạch trong các khu công nghiệp. Nội dung cũng phân tích các rào cản đối với cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA), giao dịch điện nội khu, và các dịch vụ năng lượng tiên tiến.

Bên cạnh đó, nghiên cứu nhấn mạnh các công cụ hỗ trợ tiềm năng như mô hình “năng lượng như một dịch vụ” (energy-as-a-service), nền tảng quản lý năng lượng và lưu trữ dùng chung (EMS/BESS), cùng với Chứng chỉ năng lượng tái tạo quốc tế (I-REC) – được coi là những hướng đi khả thi giúp các doanh nghiệp trong khu công nghiệp đáp ứng yêu cầu ESG và nâng cao năng lực cạnh tranh..

- **Phần 4 – Chiến lược đầu tư và mô hình kinh doanh**

Phần này phát triển các chiến lược đầu tư thực tế cho việc triển khai năng lượng sạch tại TLIP II, bao gồm các Hợp đồng Mua bán Điện (PPA) bên ngoài, Hợp đồng Mua bán Điện (PPA) nội bộ và các phương pháp mua sắm kết hợp. Phần này cũng xem xét các giải pháp EMS+BESS về tính linh hoạt và độ tin cậy của hệ thống. Các mô hình phân phối và tài chính khác nhau được so sánh, chú trọng đến việc phân bổ rủi ro và tính phù hợp của chúng đối với các đối tượng khách thuê đa dạng, từ các nhà đầu tư đa quốc gia lớn đến các doanh nghiệp vừa và nhỏ.

- **Mục 5 – Lộ trình đầu tư cho TLIP II**

Phần này đề xuất một lộ trình hành động tuần tự để chuyển đổi TLIP II hướng tới mục tiêu Phát thải ròng bằng 0, được xây dựng theo các giai đoạn ngắn hạn (0–3 năm), trung hạn (3–7 năm) và dài hạn (đến năm 2035). Lộ trình bao gồm các biện pháp kỹ thuật, cải cách quy định và công cụ tài chính, cũng như các cơ chế quản trị để triển khai hiệu quả. Các cột mốc được thiết lập để đảm bảo việc áp dụng năng lượng sạch, nâng cấp cơ sở hạ tầng và lập kế hoạch đầu tư vẫn đi đúng hướng và có thể mở rộng theo thời gian.

- **Phần 6 – Kết luận và khuyến nghị**

Phần này tổng hợp các phát hiện của nghiên cứu và phác thảo các hành động ưu tiên cho Khu công nghiệp TLIP II và các khu công nghiệp khác tại Việt Nam. Các khuyến nghị nhấn mạnh vào việc cải thiện cơ sở hạ tầng, cải cách quy định và chính sách, cơ chế tài chính và chia sẻ rủi ro sáng tạo, và sự phối hợp thể chế giữa các bên liên quan. Bằng cách thực hiện những hành động này, Khu công nghiệp TLIP II có thể trở thành mô hình tiên phong cho phát triển khu công nghiệp xanh và đóng góp vào các mục tiêu chuyển đổi năng lượng và tăng trưởng xanh rộng lớn hơn của Việt Nam.

Tóm lại, hệ thống KCN Việt Nam đang mở rộng về quy mô và độ phức tạp, đúng vào lúc các nhà đầu tư đang tìm kiếm nguồn điện sạch, đáng tin cậy và các nhà hoạch định chính sách đang thúc đẩy các tiêu chuẩn KCN sinh thái (EIP). Báo cáo này định vị KCN sinh thái II để đáp ứng sự hội tụ đó bằng cách kết hợp cơ sở hạ tầng và nâng cấp vận hành với các mô hình kinh doanh và lộ trình tài chính phù hợp với thị trường, để năng lượng sạch trở thành nguồn lợi thế cạnh tranh cho KCN và là một mô hình có thể nhân rộng cho giai đoạn tăng trưởng công nghiệp tiếp theo của Việt Nam.

2. Hệ thống điện và tiềm năng tái tạo

Chương này tổng hợp các bằng chứng về hiện trạng lưới điện cấp tỉnh cùng với dữ liệu sử dụng điện thực tế tại Khu công nghiệp Thăng Long II, sau đó đánh giá các phương án năng lượng tái tạo có khả năng tương thích về mặt kỹ thuật và vận hành với các điều kiện này. Mục tiêu không chỉ là xác định những giải pháp có thể triển khai, mà còn chỉ ra cách thức sắp xếp lộ trình và vận hành hệ thống nhằm đảm bảo độ tin cậy và hiệu quả chi phí.

2.1. Hệ thống cung cấp điện: Tình trạng, độ tin cậy và kế hoạch ngắn hạn

Hưng Yên được cấp điện từ Hệ thống điện miền Bắc thông qua mạng lưới phân tầng 500/220/110 kV. Các nút 500/220 kV chính (đặc biệt là Phố Nối) cung cấp điện cho các trạm 220/110 kV (như Phố Nối và Kim Động), sau đó phân phối đến mạng xương sống 110 kV của tỉnh và các khu công nghiệp. Khu công nghiệp Thăng Long II được cấp điện từ trạm biến áp 110/22 kV đặt tại chỗ với hai nguồn cấp và dung lượng dự phòng máy biến áp, giúp tăng độ tin cậy cục bộ. Mặc dù mạng 110 kV nói chung vận hành trong giới hạn bình thường, **nhưng một số tài sản điện áp cao hơn và vài hành lang 110 kV đã vận hành gần giới hạn nhiệt và không gian ngắn lộ vào thời điểm cao điểm, phản ánh xu hướng thu hẹp dung lượng dự phòng tại các khu vực tăng trưởng nhanh.**

Độ tin cậy nguồn điện đã được cải thiện qua từng năm nhờ các dự án tăng cường hạ tầng và thay đổi trong vận hành. Các khu công nghiệp thường được ưu tiên, hưởng lợi từ cấu hình cấp điện hai nguồn, bảo trì theo kế hoạch trong khung giờ thấp điểm và tại TLIP II có mạng phân phối 22 kV dạng vòng khép kín (looped) với các thiết bị đóng cắt vòng (ring-main units). Tuy nhiên, thời lượng mất điện toàn tỉnh vẫn cao hơn mức trung bình cả nước, phản ánh những hạn chế mang tính cấu trúc: một số máy biến áp nguồn thượng tầng thường xuyên tiệm cận tải định mức; các hành lang 220 kV/110 kV có hiện tượng quá tải cục bộ trong các thời điểm phụ tải trùng đỉnh; và một số trạm biến áp có hạn chế về số lượng ngắn lộ dự phòng. Việc phụ thuộc vào một vài hành lang công suất lớn cũng tạo ra các “nút thắt đơn điểm” trong trường hợp bảo trì có kế hoạch hoặc thời tiết cực đoan.

Các dự án nâng cấp trong Quy hoạch điện VIII và Quy hoạch tỉnh Hưng Yên đang được triển khai để giải quyết những áp lực này, bao gồm: nâng công suất các nút 500/220 kV hiện hữu, xây dựng thêm một nút 500 kV trong tỉnh, bổ sung các trạm 220/110 kV tại các hành lang tăng trưởng, và đầu tư mới hoặc cải tạo (reconductor) các đường dây 220 kV và 110 kV. Các dự án này được thiết kế nhằm giảm tắc nghẽn hiện tại, tạo dung lượng đầu nối cho phụ tải mới, và mở rộng khả năng tích hợp năng lượng tái tạo phân tán. Rủi ro chính nằm ở tiến độ và thứ tự triển khai: nếu các dự án đường trục bị chậm hoặc mở rộng ngắn lộ không kịp thời, tắc nghẽn cục bộ sẽ kéo dài, hàng chờ đầu nối sẽ tăng và việc cấp điện cho các phụ tải lớn sẽ bị hạn chế.

Đối với TLIP II, các điểm nghẽn ngắn hạn chủ yếu nằm ở cấp thượng nguồn: mức sử dụng cao trên hành lang cấp điện 220 kV chính vào giờ cao điểm, hạn chế ngắn lộ dự phòng tại một số trạm tiếp nhận, và thiếu các nguồn phát tại chỗ quy mô lớn. Điện mặt trời mái nhà đang tăng nhưng vẫn ở mức khiêm tốn và chủ yếu hoạt động độc lập phía sau công tơ. **Nếu không có cơ chế điều phối cấp khu công nghiệp, dung lượng tiếp nhận có thể nhanh chóng cạn kiệt vào các ngày nắng thấp tải do hiện tượng tăng điện áp và giới hạn công suất đảo chiều, làm tăng nguy cơ cắt giảm công suất.**

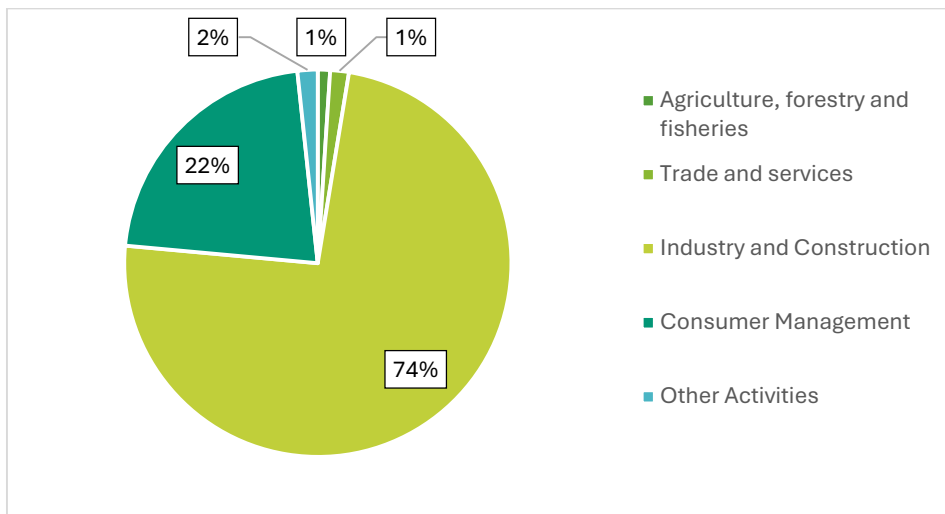
Trong giai đoạn trước mắt, lộ trình khả thi bao gồm: (i) điều phối tiến độ đầu nối phụ tải mới song song với các dự án tăng cường lưới điện; (ii) ưu tiên phát triển hệ thống điện mặt trời tự dùng với giới hạn phát lên lưới và cài đặt điều khiển thân thiện với lưới (hệ số công suất, tốc độ tăng/giảm công suất); (iii) xây dựng hệ thống lưu trữ năng lượng dùng chung nhằm san bằng phụ tải đỉnh và

hấp thụ dư thừa buổi trưa; và (iv) triển khai kế hoạch kết nối nội khu cấp công viên, bao gồm đánh giá dung lượng đầu nối theo từng tuyến, phối hợp bảo vệ và kiểm soát sóng hài.

Tổng thể, hệ thống hiện nay tạo nền tảng vững chắc cho tăng trưởng công nghiệp, song vẫn tồn tại những ràng buộc cần được quản lý chủ động cho đến khi các hạng mục đường trục nâng cấp tiếp theo được đưa vào vận hành. Phần 2.2 tiếp theo sẽ phân tích mô hình phụ tải thực tế của tỉnh Hưng Yên và Khu công nghiệp Thăng Long II để xác định các can thiệp ưu tiên mang lại hiệu quả vận hành và chi phí cao nhất.

2.2. Phân tích nhu cầu điện và hồ sơ tải

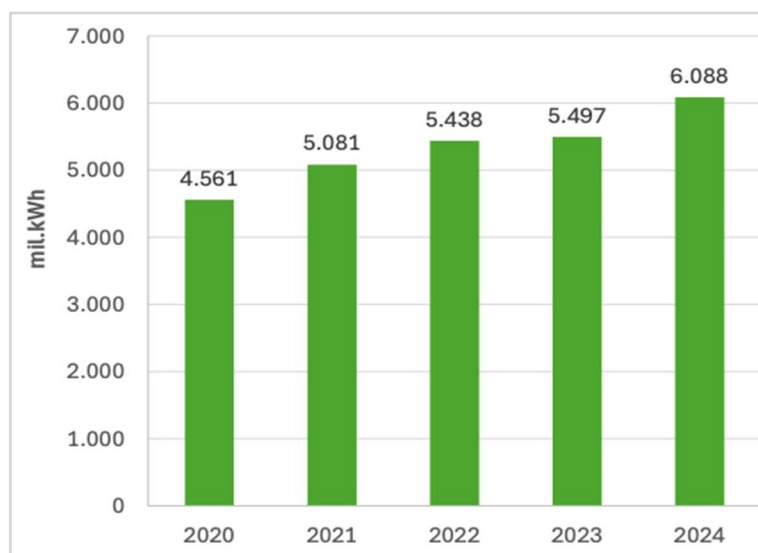
Nhu cầu điện của Hưng Yên chủ yếu đến từ hoạt động sản xuất công nghiệp: Năm 2024, ngành công nghiệp và xây dựng chiếm khoảng ba phần tư tổng mức tiêu thụ thương mại, phần còn lại thuộc về hộ gia đình, dịch vụ và nông nghiệp (Hình 2-1). Cơ cấu này đã ổn định kể từ năm 2019, tạo cơ sở dự đoán cho việc lập kế hoạch và điều phối.



Hình 2-1: Cơ cấu phụ tải của tỉnh Hưng Yên theo cơ cấu ngành

Nguồn: Ủy ban nhân dân tỉnh Hưng Yên

Tại TLIP II, **mức tiêu thụ hàng năm ổn định** với biên độ dao động nhỏ theo từng năm. Sau một thời gian giảm nhẹ vào năm 2023, nhu cầu trong năm 2024 đã phục hồi lên trên mức năm 2022, phù hợp với xu hướng sản xuất liên tục, hướng đến xuất khẩu. Phụ tải điện chủ yếu đến từ máy móc sản xuất và hệ thống điều hòa không khí phục vụ quy trình (HVAC), trong khi các dịch vụ phụ trợ chiếm tỷ trọng nhỏ hơn. Các máy phát điện dự phòng chạy dầu diesel thường chỉ được duy trì để sử dụng trong các tình huống khẩn cấp.



Hình 2-2: Tăng trưởng điện thương mại

Nguồn: Ủy ban nhân dân tỉnh Hưng Yên

2.2.1. Biểu đồ phụ tải theo ngày

Một ngày trong tuần điển hình sẽ có sự tăng trưởng nhanh vào buổi sáng khi ca làm việc bắt đầu, sau đó là sự ổn định vào ban ngày và giảm dần vào buổi tối, tuy nhiên nhu cầu vào ban đêm vẫn đáng kể do hoạt động nhiều ca.

- Mức phụ tải thấp nhất xuất hiện vào rạng sáng, bằng khoảng hai phần ba đến ba phần tư phụ tải cực đại ban ngày, cho thấy nền tải cơ bản cao từ các quy trình sản xuất liên tục.
- Phụ tải cực đại thường xảy ra vào cuối buổi chiều. Trong giai đoạn 2022–2024, thời điểm đạt đỉnh có xu hướng muộn hơn một chút, phù hợp với sự gia tăng của điện mặt trời tại chỗ và điều chỉnh lịch vận hành sản xuất.

TLIP II hiện đang vận hành khoảng 25 hệ thống điện mặt trời áp mái. Khung thời gian phát điện của các hệ thống này (khoảng 9:00–16:00) trùng với thời gian cao điểm ban ngày, giúp giảm lượng điện mua từ lưới điện, làm phẳng đường cong tăng điện áp buổi sáng và đẩy nhanh đỉnh phụ tải về muộn hơn. Khoảng cách giữa phụ tải trung bình và phụ tải đỉnh đã được thu hẹp, giảm bớt áp lực cho các nguồn điện đầu nguồn trong giờ hành chính.

2.2.2. Mô hình phụ tải theo tháng và theo mùa

Đường cong phụ tải theo tháng khá phẳng, với biến động trong tháng hạn chế (khoảng 10–15%). Nhu cầu điện giảm nhẹ trong dịp Tết Nguyên đán, sau đó tăng dần vào các tháng nóng hơn, khi nhu cầu làm mát trùng với chu kỳ sản xuất hàng xuất khẩu. Một số hiện tượng thời tiết ngắn hạn có thể gây sụt giảm tạm thời, nhưng không làm thay đổi đặc điểm phụ tải mang tính quy trình.

Theo mùa, buổi chiều mùa hè là thời điểm tiêu thụ năng lượng cao nhất, trùng với giai đoạn nguồn năng lượng mặt trời dồi dào nhất, trong khi mùa đông có nhu cầu thấp hơn và biến động phụ tải trong ngày nhỏ hơn..

2.2.3. Hàm ý đối với việc quy hoạch và độ tin cậy cung cấp điện

Tổ hợp phụ tải cơ bản cao và biểu đồ tải phẳng trong ngày rất phù hợp cho mô hình điện mặt trời tự dùng. Việc tận dụng một phần nhỏ diện tích mái có thể cho phép triển khai hàng chục MWp điện mặt trời, đáp ứng phần lớn nhu cầu phụ tải buổi trưa và giảm mua điện trong khung giờ giá cao. Do phụ tải buổi tối vẫn ở mức cao, hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) có thể giúp chuyển phần điện dư giữa trưa sang giờ cao điểm cuối buổi chiều, giảm đỉnh phụ tải và cải thiện chất lượng điện năng. Vì một số tài sản lưới điện cấp trên đã vận hành gần giới hạn an toàn, việc triển khai PV/BESS cần được phối hợp với đơn vị điện lực về giới hạn phát ngược, tiến độ đấu nối và cài đặt biến tần để đảm bảo nguồn phát tại chỗ hỗ trợ thay vì gây áp lực cho lưới điện khu vực.

Song song với đó, nhu cầu sử dụng điện xanh có chứng nhận trong các doanh nghiệp đang gia tăng. Cam kết Net Zero của các tập đoàn FDI, yêu cầu ESG trong chuỗi cung ứng (bao gồm mua sắm xanh theo tiêu chuẩn ISO) và các cơ chế bên ngoài như Cơ chế điều chỉnh biên giới carbon của EU (CBAM) đang biến năng lượng sạch từ một lựa chọn mang tính hình ảnh thành điều kiện để tiếp cận thị trường. Việc TLIP II đã sớm triển khai PV và có kế hoạch mở rộng trên toàn hệ thống khu công nghiệp Thăng Long thể hiện một lộ trình đáng tin cậy; tuy nhiên, để đáp ứng các đợt kiểm toán chuỗi cung ứng sắp tới, khu công nghiệp cần quy mô triển khai lớn hơn, điều phối tốt hơn và có hệ thống ghi nhận minh bạch về tiêu thụ năng lượng tái tạo..

2.3. Tiềm năng và khả năng phát triển năng lượng tái tạo tại Hưng Yên – Hàm ý đối với KCN Thăng Long II

Đặc điểm phụ tải có nền cao và tải ổn định trong ngày cho thấy tiềm năng lớn cho điện mặt trời mái nhà tự dùng, cùng vai trò bổ trợ của lưu trữ năng lượng để chuyển dịch phần dư sang buổi tối. Dựa trên cơ sở đó, phần này đánh giá các phương án năng lượng tái tạo khả thi và cách triển khai phù hợp trong giới hạn tiếp nhận hiện tại của lưới điện.

Theo Quy hoạch phát triển điện giai đoạn 2016–2025 (Quyết định 4016/QĐ-BCT ngày 23/10/2017) và Quy hoạch tỉnh Hưng Yên giai đoạn 2021–2030, tầm nhìn đến 2050 (Quyết định 489/QĐ-TTg ngày 10/6/2024), các lựa chọn năng lượng tái tạo khả thi nhất của tỉnh bao gồm điện từ rác (WtE), điện mặt trời mái nhà và sinh khối. Điện mặt trời mái nhà được cụ thể hóa thêm tại Quyết định 1506/QĐ-UBND ngày 20/7/2023².

2.3.1. Đánh giá tiềm năng tài nguyên

Theo quy hoạch tỉnh, tiềm năng phát triển WtE khoảng 30,9 MW, tập trung tại 5 khu xử lý chất thải rắn (tổng diện tích ~89,5 ha; công suất tổng hợp >3.750 tấn/ngày) gồm Vũ Xá (Kim Động), Liêu Xá/Tân Lập/Trung Hòa/Dị Sử (Yên Mỹ/Mỹ Hào), Đại Đồng (Văn Lâm) và Hòa Phong (Mỹ Hào). Dù nguồn nguyên liệu có sẵn và tập trung, các dự án WtE gặp thách thức về vốn đầu tư lớn, công nghệ phức tạp, cơ chế giá điện còn thận trọng, yêu cầu phê duyệt môi trường nghiêm ngặt và thủ tục đất đai kéo dài, dẫn đến thời gian phát triển lâu và cần chuẩn bị sớm về cơ chế giá cũng như khả năng huy động vốn.

Điện mặt trời mái nhà là cơ hội khả thi nhất trong ngắn hạn của Hưng Yên. Tỉnh có khoảng 1.650 giờ nắng/năm và bức xạ trung bình 4,01 kWh/m²/ngày (theo NASA), phù hợp cho cả hệ thống dân dụng và công nghiệp. Ngày 20/7/2023, UBND tỉnh Hưng Yên ban hành Quyết định 1506/QĐ-UBND phê duyệt “Đề án phát triển điện mặt trời mái nhà trên địa bàn tỉnh Hưng Yên đến năm 2030, tầm nhìn 2045”. Đề án đặt mục tiêu công suất điện mặt trời mái nhà khoảng 1.407,6 MWp, chiếm dưới 30% tổng công suất nguồn của tỉnh, trong đó 542,4 MWp đến năm 2030 và 865,2 MWp giai đoạn 2031–2045, với trên 75% dự kiến đặt trên mái công nghiệp. Các khu công nghiệp như TLIP II vì thế đóng vai trò trung tâm trong triển khai. Thách thức chính là khả năng tiếp nhận của lưới điện, do thâm nhập cao có thể gây quá tải cục bộ và cắt giảm công suất (được phân tích thêm tại Mục 2.2). Giải pháp là thiết kế ưu tiên tự dùng, đấu nối theo giai đoạn, sử dụng biến tần thông minh, và khi cần thiết, bổ sung lưu trữ năng lượng cùng các biện pháp quản lý phụ tải phù hợp với giới hạn của đơn vị vận hành lưới.

Nguồn sinh khối (rơm rạ, trấu, củi) tồn tại nhưng phân tán, thiếu hạ tầng thu gom, làm tăng chi phí và giảm độ ổn định nguồn cung. Ước tính cho thấy khoảng cách lớn giữa tiềm năng lý thuyết và tiềm năng kỹ thuật/kinh tế; mô hình tiêu thụ hiện tại cũng cho thấy dư thừa hạn chế. Do đó, các ứng dụng nhiệt quy mô nhỏ tại chỗ (ví dụ: cung cấp nhiệt cho quy trình sản xuất) khả thi hơn so với phát điện sinh khối hòa lưới trong ngắn hạn.

²Thông tin và số liệu đánh giá của tỉnh Hưng Yên được sử dụng tại thời điểm trước khi tỉnh sáp nhập vào ngày 01 tháng 7 năm 2025.

2.3.2. Tổng quan đến 2030 và những hạn chế trong quy hoạch

Theo Quyết định 489/QĐ-TTg và Đề án điện mặt trời mái nhà, điện mặt trời tự dùng và một phần hạn chế WtE là các công nghệ ưu tiên đến năm 2030, tuân thủ các giới hạn trong Quy hoạch điện VIII, yêu cầu môi trường và tiêu chuẩn đấu nối³.

Bảng 2-1: Tóm tắt tiềm năng năng lượng tái tạo tại Hưng Yên (đến năm 2030)

| STT. | Dự án điện | Công suất ước tính |
|------|---|--------------------|
| 1 | Tiềm năng phát triển điện mặt trời áp mái tự dùng | 542 MWp |
| 2 | Tiềm năng phát triển của các dự án điện rác | 31 MW |

Nguồn: Quyết định số 489/QĐ-TTG ngày 10 tháng 6 năm 2024 của Thủ tướng Chính phủ

Điện mặt trời mái nhà nên được triển khai theo lộ trình ưu tiên tự dùng và trong giới hạn phụ tải của từng tuyến/trạm; hiệu quả tài chính có thể được tăng cường nhờ lưu trữ năng lượng tùy chọn nhằm giảm đỉnh và tránh cắt giảm công suất. Các dự án WtE cần hoàn thiện sớm cơ chế giá, đánh giá tác động môi trường (EIA) và quy hoạch đất, nên được xem là bổ sung trung hạn thay vì nguồn công suất ngay lập tức. Sinh khối phù hợp hơn cho ứng dụng nhiệt gần nguồn; điện gió chưa cần phân bổ trong ngắn hạn.

Đối với TLIP II, hướng đi ít rủi ro nhất là danh mục tập trung vào điện mặt trời mái nhà với quy mô tương ứng nhu cầu khu công nghiệp, có thể xem xét mua điện từ các dự án WtE nếu có nhà máy khả thi về tài chính trong phạm vi kinh tế phù hợp.

2.4. Các lựa chọn năng lượng tái tạo cho Khu công nghiệp Thăng Long II

2.4.1. Điện mặt trời trên mái nhà – hướng đi năng lượng tái tạo chủ đạo

Dựa trên các ràng buộc hệ thống nêu ở Mục 2.1 và đặc điểm phụ tải nền cao – tải phẳng trong ngày ở Mục 2.2, điện mặt trời mái nhà là lựa chọn năng lượng tái tạo duy nhất trong ngắn hạn vừa phù hợp kỹ thuật, vừa hiệu quả vận hành đối với TLIP II. Sản lượng PV trùng với khung giờ làm việc, cho phép tỷ lệ tự dùng cao và giảm mua điện trong giờ giá cao. Ngược lại:

- **Sinh khối/khí sinh học:** nguồn nguyên liệu phân tán, thiếu hạ tầng thu gom, làm giảm độ tin cậy và tính khả thi tài chính cho vận hành liên tục quy mô nhà máy trong khu công nghiệp; ứng dụng nhiệt nhỏ tại chỗ gần nguồn thực tế hơn so với phát điện hòa lưới.
- **Điện từ rác (WtE):** dù được quy hoạch ở cấp tỉnh, các dự án cần diện tích lớn, quy trình phê duyệt dài và yêu cầu môi trường nghiêm ngặt; trong khu vực công nghiệp mật độ cao, các ràng buộc này cùng vấn đề logistics và chấp thuận cộng đồng khiến WtE không phù hợp triển khai nội khu (phù hợp hơn ở quy mô tỉnh, xem xét mua điện nếu có nhà máy khả thi gần đó).
- **Điện gió:** tiềm năng gió dưới ngưỡng thương mại cho tua-bin tiêu chuẩn; nếu có, chỉ khả thi cho các mô hình thí điểm với công nghệ gió tốc độ thấp thế hệ mới, chưa đạt quy mô thương mại.

Bảng 2-1: So sánh tính khả thi các nguồn năng lượng tái tạo cho TLIP II

| Công nghệ | Tiềm năng công suất | Tính khả thi | Rào cản | Hàm ý đầu tư | Nhu cầu chính sách |
|-----------|---------------------|--------------|---------|--------------|--------------------|
|-----------|---------------------|--------------|---------|--------------|--------------------|

³Trong báo cáo này, “Hưng Yên” đề cập đến tỉnh Hưng Yên trước khi sáp nhập với tỉnh Thái Bình.

| | | | | | |
|------------------------------------|--|------|---|--|--|
| Điện mặt trời mái nhà (RSP) | 80–120 MWp (~140–210 GWh/năm) | Cao | Giới hạn phát ngược trạm biến áp (~30% mức thâm nhập nếu không nâng cấp) | Tỷ suất lợi nhuận (ROI) cao (12–15%), tiết kiệm khoảng 1,2 triệu USD/năm, giảm hơn 100.000 tCO ₂ e; phù hợp với nhu cầu RE100/ESG | Làm rõ quy định DPPA nội khu (Nghị định 57/2025), cho phép mô hình RSP dùng chung, hỗ trợ triển khai EMS và BESS |
| Điện từ rác (WtE) | 30,88 MW (Vũ Xá, 20 ha) | Thấp | Thiếu đất, rủi ro ô nhiễm, chi phí đầu tư cao (~50 triệu USD/MW), thời gian phê duyệt dài | Không khả thi cho TLIP II; chỉ xem xét ở cấp tỉnh | Siết chặt tiêu chuẩn phát thải, quy định rõ vị trí xây dựng, hỗ trợ tài chính cấp tỉnh (không áp dụng cho TLIP II) |
| Sinh khối (Biomass) | 121,43 KTOE tiềm năng kỹ thuật | Thấp | Nguồn cung phân tán, chi phí logistics cao, thiếu trung tâm xử lý | Chỉ khả thi cho các ứng dụng nhiệt quy mô nhỏ (1–2 MW/th cho ngành dệt may, thực phẩm) | Phát triển cụm sinh khối, khuyến khích trung tâm logistics, nhưng vai trò hạn chế tại TLIP II |
| Điện gió (Wind) | Không đáng kể (<6 m/s trung bình ở độ cao 150 m) | Thấp | Điều kiện gió kém, mật độ công suất thấp | Không khả thi với công nghệ hiện tại | Chỉ xem xét dài hạn nếu công nghệ tua-bin cải thiện (khả thi ở <7 m/s) |

Xét đến các ràng buộc này, có thể thấy lựa chọn **năng lượng tái tạo khả thi duy nhất cho TLIP II là điện mặt trời mái nhà, kết hợp với các hệ thống điện mặt trời phân tán quy mô nhỏ**. Về kỹ thuật, điện mặt trời mái nhà phù hợp với hạ tầng và nhu cầu năng lượng của TLIP II. Với bức xạ trung bình 4,01 kWh/m²/ngày, khu công nghiệp có thể lắp đặt 80–120 MWp, tương ứng với sản lượng 140–210 GWh điện sạch mỗi năm (Bảng 2-6), chiếm khoảng 30% nhu cầu dự kiến đến năm 2030. Trạm biến áp 110/22 kV (100 MVA) của khu có thể tích hợp điện mặt trời tới 30% tải cực đại mà không cần nâng cấp lớn, giúp mô hình RSP vừa mở rộng được quy mô vừa tương thích với lưới.

Ngược lại, sinh khối và khí sinh học bị giới hạn bởi nguồn nguyên liệu không ổn định và hạ tầng thu gom phân tán, trong khi tốc độ gió trung bình 5–5,9 m/s ở độ cao 150 m thấp hơn ngưỡng thương mại. Dự án WtE tuy nằm trong quy hoạch tỉnh nhưng cần diện tích lớn (trên 20 ha/dự án), công nghệ đắt đỏ (~50 triệu USD/MW) và tiềm ẩn rủi ro môi trường, không phù hợp với mật độ công nghiệp cao của TLIP II.

Bảng 2-2: Tiềm năng điện mặt trời áp mái tại TLIP II

| STT | Hạng mục | Giai đoạn 1+2 | Giai đoạn 3 | Giai đoạn 4 | Tổng cộng |
|-----|----------------------------------|---------------|-------------|-------------|-----------|
| 1 | Diện tích đất khai thác (ha) | 247 | 427,5 | 819,2 | 1.493,7 |
| 2 | Diện tích mái nhà (ha)* | 54 | 94 | 180 | 328 |
| 3 | Công suất lắp đặt ước tính (MWp) | 50 | 80 | 150 | 80-120 |
| 4 | Công suất vận hành dự kiến (MW) | 40 | 70 | 130 | 64-96 |

Giả định: Tỷ lệ lấp đầy khu công nghiệp đạt 80%; mật độ xây dựng 55%; diện tích mái nhà tương đương 50% diện tích sàn xây dựng.

Về khía cạnh kinh tế và đầu tư, **điện mặt trời mái nhà mang lại tỷ suất lợi nhuận cạnh tranh nhất**. Với chi phí lắp đặt từ 520–580 USD/kWp, các dự án RSP đạt tỷ suất lợi nhuận (ROI) 12–15% và hoàn vốn trong 5–7 năm. Đối với các doanh nghiệp thuê trong khu, mô hình này giúp tiết kiệm 15–25% hóa đơn điện hàng năm (tương đương khoảng 1,2 triệu USD/năm với 50 MWp) đồng thời tăng khả năng dự báo chi phí trong bối cảnh giá điện lưới ngày càng tăng.

Ngược lại, các dự án điện từ rác (WtE) gặp khó khăn do giá mua điện chưa cạnh tranh và thời gian cấp phép kéo dài; trong khi sinh khối và điện gió thiếu quy mô kinh tế do chi phí logistics cao và nguồn tài nguyên hạn chế. Những yếu tố này cho thấy điện mặt trời mái nhà là lựa chọn năng lượng sạch ít rủi ro và hiệu quả đầu tư cao nhất tại TLIP II.

Tuy nhiên, **chính sách và khung pháp lý vẫn là yếu tố then chốt** quyết định tính khả thi. Hiện mô hình tự phát – tự tiêu được cho phép, nhưng khung pháp lý cho hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) trong các khu công nghiệp khép kín vẫn đang được hoàn thiện (Nghị định 57/2025). Khi chưa có quy định rõ ràng, các doanh nghiệp không thể giao dịch điện dư trong nội khu, làm hạn chế khả năng tối ưu hóa. Bên cạnh đó, việc chưa có hướng dẫn của Bộ Công Thương (MOIT) về tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) cũng cản trở việc ứng dụng, dù công nghệ này có tiềm năng lớn trong việc nâng cao ổn định lưới và quản lý phụ tải đỉnh. Những khoảng trống này cần được xử lý sớm để TLIP II có thể khai thác toàn diện tiềm năng năng lượng sạch.

Nhìn chung, **điện mặt trời mái nhà đặc biệt phù hợp với bối cảnh khu công nghiệp, vì mô hình này gắn liền với cơ chế “tự phát – tự tiêu”**, giúp doanh nghiệp giảm chi phí điện năng, tăng tính an toàn năng lượng và đáp ứng mục tiêu phát triển bền vững mà không phụ thuộc hoàn toàn vào lưới điện quốc gia. Nếu khung pháp lý được mở rộng để hỗ trợ giao dịch điện nội khu (thông qua DPPA hoặc mô hình microgrid chia sẻ), điện mặt trời còn có thể thúc đẩy cơ chế chia sẻ năng lượng phân tán giữa các doanh nghiệp, qua đó nâng cao hiệu quả, giảm phụ thuộc nguồn bên ngoài và xây dựng hệ sinh thái năng lượng thấp carbon bền vững trong TLIP II.

Điện mặt trời mái nhà cũng mang lại các lợi thế chiến lược nổi bật:

- Thứ nhất, **tính linh hoạt và mở rộng cao**: hệ thống có thể triển khai theo giai đoạn phù hợp với nhu cầu và năng lực đầu tư của từng doanh nghiệp, giảm rủi ro từ chi phí đầu tư ban đầu lớn.
- Thứ hai, **đáp ứng yêu cầu của các tập đoàn FDI**: nhiều doanh nghiệp đa quốc gia trong các lĩnh vực điện tử, ô tô, dệt may yêu cầu sử dụng năng lượng tái tạo trong chuỗi cung ứng; vì vậy, các khu công nghiệp có tỷ lệ điện mặt trời cao sẽ hấp dẫn hơn đối với nhà đầu tư quốc tế.
- Thứ ba, việc tích hợp điện mặt trời **tạo cơ hội kết hợp với hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS) và lưu trữ điện (BESS) trong trung hạn**.
- Cuối cùng, dù khung pháp lý hiện nay đã cho phép tự tiêu thụ, tiềm năng tối đa của mô hình này vẫn phụ thuộc vào sự hoàn thiện chính sách – **đặc biệt là làm rõ quy định DPPA nội khu**, cho phép giao dịch điện giữa các doanh nghiệp, tối đa hóa hiệu quả và giảm thêm sự phụ thuộc vào lưới quốc gia..

2.4.2. Lộ trình tích hợp điện mặt trời mái nhà tại TLIP II

Để chuyển đổi từ mô hình rời rạc của các hệ thống điện mặt trời riêng lẻ sang một hệ sinh thái năng lượng tái tạo tích hợp, TLIP II cần một chiến lược theo giai đoạn, phù hợp với năng lực đầu tư, tiến trình cải cách chính sách và mức độ sẵn sàng công nghệ.

Ngắn hạn:

Lộ trình khả thi và dễ triển khai nhất là **mô hình tự phát – tự tiêu**. Theo đó, các doanh nghiệp tự đầu tư hệ thống điện mặt trời mái nhà để phục vụ nhu cầu nội bộ, giảm phụ thuộc vào điện lưới. Mô hình này đã được Sumitomo triển khai thí điểm 1 MW tại TLIP II, mang lại hiệu quả rõ rệt về

chi phí và môi trường. Với các doanh nghiệp có hạn chế về vốn, mô hình thuê mái là giải pháp phù hợp: nhà đầu tư thứ ba tài trợ lắp đặt và bán lại điện cho doanh nghiệp với giá thấp hơn 5–10% so với biểu giá EVN. Các hợp đồng thường kéo dài 15–20 năm, sau đó hệ thống có thể được chuyển giao lại cho chủ sở hữu mái. Mô hình này đặc biệt hữu ích với doanh nghiệp vừa và nhỏ (SME), giúp họ tiếp cận năng lượng tái tạo mà không phải chịu rủi ro tài chính ban đầu.

Trung hạn:

Khu công nghiệp nên hướng tới **mô hình bên thứ ba hoặc ESCO**. Khi đó, ban quản lý khu hoặc các nhà sản xuất điện độc lập (IPP) đầu tư và vận hành hệ thống RSP và BESS dùng chung; các doanh nghiệp mua điện theo hợp đồng dài hạn. Mô hình này tận dụng lợi thế quy mô, tập trung bảo trì, và tiếp cận được các nguồn vốn xanh từ ngân hàng trong nước (như BIDV, Agribank) và quốc tế (như ADB, WB). Tuy nhiên, việc mở rộng mô hình ESCO hiện bị hạn chế do thiếu khung pháp lý rõ ràng cho phân phối điện nội bộ và chia sẻ doanh thu theo Nghị định 31/2021/NĐ-CP. Do đó, cần sớm hoàn thiện hành lang pháp lý để khuyến khích mở rộng.

Giai đoạn tiếp theo:

Phát triển microgrid kết hợp hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS). EMS cấp khu công nghiệp cho phép giám sát thời gian thực lượng phát và tiêu thụ điện của nhiều doanh nghiệp, tối ưu phân bổ công suất, điều chỉnh phụ tải và giảm tổn thất. Hệ thống này có thể giảm tổn thất phân phối 2–5% và tăng tối đa khả năng sử dụng nội bộ điện tái tạo. Khi kết hợp với BESS, EMS còn giúp giảm đỉnh phụ tải, ổn định tần số và giao dịch điện nội khu. Dù chi phí đầu tư ban đầu cho EMS khoảng 300.000–500.000 USD và cần thêm 1–2 triệu USD để gia cố lưới, hiệu quả dài hạn và khả năng chống chịu của hệ thống hoàn toàn xứng đáng với chi phí này.

Lưu trữ năng lượng (BESS) là bước phát triển logic tiếp theo. Tại TLIP II, hệ thống 5 MWh BESS cần đầu tư khoảng 1,5–2 triệu USD, có thể tiết kiệm khoảng 0,5 triệu USD/năm nhờ chênh lệch giá điện và giảm tải đỉnh, đạt ROI 12–15%. Ngoài hiệu quả kinh tế, BESS còn giúp tăng độ tin cậy cung cấp điện bằng cách cung cấp nguồn dự phòng khi mất điện – yếu tố quan trọng đối với doanh nghiệp FDI có quy trình sản xuất nhạy cảm. Tuy nhiên, việc chưa có hướng dẫn của MOIT về tích hợp BESS trong lưới khu công nghiệp vẫn tạo ra rủi ro pháp lý cần được tháo gỡ để củng cố niềm tin nhà đầu tư.

Dài hạn:

TLIP II có thể tiến tới **mô hình DPPA nội khu**, cho phép các doanh nghiệp giao dịch điện mặt trời với nhau thông qua microgrid, hình thành thị trường năng lượng nội bộ cạnh tranh. Mô hình này giúp giảm phụ thuộc EVN, tăng hiệu quả sử dụng điện mặt trời và thúc đẩy cộng sinh năng lượng giữa các doanh nghiệp. Ngoài ra, mô hình này còn hỗ trợ báo cáo ESG, cho phép minh chứng rõ ràng về nguồn năng lượng tái tạo được tiêu thụ. DPPA bên ngoài (mua điện tái tạo từ các dự án ngoài khu qua lưới quốc gia) là giải pháp trung gian nhưng kém cạnh tranh hơn do chi phí truyền tải.

Để thực hiện các chiến lược tích hợp trên, TLIP II cần đa dạng hóa cơ chế tài chính phù hợp với đặc thù của từng nhóm doanh nghiệp.

Doanh nghiệp FDI lớn có năng lực tài chính mạnh có thể tự đầu tư, tận dụng chu kỳ hoàn vốn ngắn và lợi nhuận cao.

Doanh nghiệp vừa và nhỏ (SME) phù hợp với mô hình thuê mái hoặc ESCO, giúp loại bỏ chi phí đầu tư ban đầu và trả dần theo thời gian.

Hạ tầng cấp khu như EMS, microgrid và BESS có thể huy động vốn theo mô hình tài chính hỗn hợp (blended finance), bao gồm vay xanh, tài chính phát triển hoặc phát hành trái phiếu xanh ở cấp khu hoặc cấp tỉnh. Hợp tác công – tư (PPP) cũng là giải pháp khả thi để phát triển hạ tầng chung, huy động nguồn lực từ ban quản lý khu, doanh nghiệp thuê và các tổ chức tài chính vào các quỹ đầu tư liên kết.

3. Chính sách hỗ trợ, khung triển khai kết hợp và các rào cản đối với Khu công nghiệp Thăng Long II

Chính sách đang chuyển biến của Việt Nam – bao gồm cam kết phát thải ròng bằng 0 và cải cách ngành điện – đang tạo nền tảng để chuyển đổi các khu công nghiệp như Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) thành những chủ thể năng động trong lĩnh vực năng lượng sạch. Phần này tổng hợp các chính sách hỗ trợ chủ chốt cùng với chiến lược đầu tư và mô hình kinh doanh phù hợp, nhấn mạnh bối cảnh đặc thù của TLIP II.

3.1. Cơ sở chính sách, khuyến khích và động lực thị trường

Cam kết phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam và những cải cách gần đây trong ngành điện đang chuyển dịch các khu công nghiệp từ vai trò người tiêu thụ thụ động sang chủ thể tham gia tích cực vào chuyển dịch năng lượng sạch. Ba yếu tố quan trọng đối với TLIP II:

1. **Chính sách Khu công nghiệp sinh thái (EIP)** định hướng sử dụng hiệu quả tài nguyên, phát điện tại chỗ và cộng sinh công nghiệp;
2. **Quy hoạch ngành điện** công nhận năng lượng tái tạo phân tán và lưu trữ là một phần của việc cân bằng cung-cầu;
3. **Công cụ thị trường** (tự tiêu thụ điện mặt trời trên mái nhà, mô hình mua sắm trực tiếp, chứng chỉ năng lượng tái tạo) tạo ra các tuyến đường cho doanh nghiệp thuê tiếp cận nguồn điện sạch có chứng nhận. Những điều này vừa xác định phạm vi được phép và đặt ra các ưu tiên khuyến khích, nhưng cũng chỉ ra những khoảng trống xung quanh giao dịch điện nội khu, tích hợp lưu trữ và tài chính cho doanh nghiệp vừa và nhỏ.

Đối với TLIP II, các chính sách trên phù hợp với điều kiện hạ tầng và vận hành đã nêu ở các phần trước:

- (i) hệ thống điện phân cấp 500/220/110 kV với một số hành lang truyền tải hạn chế theo chu kỳ (Mục 2.1);
- (ii) phụ tải nền cao, biểu đồ phẳng ban ngày và đỉnh nhẹ vào cuối buổi chiều (Mục 2.2);
- (iii) nhu cầu ngày càng tăng về điện năng thấp carbon từ các doanh nghiệp thuê.

Đặc biệt, TLIP II được hưởng lợi từ khung EIP của Việt Nam theo Nghị định 35/2022/NĐ-CP và Thông tư 05/2025/TT-BKHĐT, khuyến khích hiệu quả tài nguyên, phát điện tại chỗ và cộng sinh công nghiệp, cùng với quy hoạch điện lực cho phép tích hợp năng lượng tái tạo phân tán và lưu trữ để cân bằng cung – cầu.

Các công cụ thị trường như tự tiêu thụ điện mặt trời, hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) theo Nghị định 57/2025/NĐ-CP (áp dụng cho khách hàng tiêu thụ lớn ≥ 200.000 kWh/tháng) và chứng chỉ năng lượng tái tạo quốc tế (I-REC) giúp đảm bảo nguồn điện sạch có thể xác minh.

Môi trường chính sách này vừa tạo khuôn khổ pháp lý vừa thúc đẩy động lực để triển khai hệ thống điện mặt trời tại chỗ, kết hợp lưu trữ và các công cụ hợp đồng xác nhận tiêu thụ năng lượng tái tạo. Bảng 3-1 tóm tắt các ưu đãi đầu tư chính hỗ trợ quá trình chuyển đổi xanh trong các khu công nghiệp.

Bảng 3-1: Các ưu đãi đầu tư chính hỗ trợ quá trình chuyển đổi xanh trong các khu công nghiệp

| Loại ưu đãi | Mô tả | Điều kiện/Tiêu chuẩn | Căn cứ pháp lý |
|------------------------|--|---|---|
| Ưu đãi thuế TNDN (CIT) | Giảm thuế TNDN xuống 10–17% trong 10–15 năm (so với mức 20% thông thường). | Ngành ưu tiên (công nghệ cao, năng lượng tái tạo); đầu tư ≥ 12 tỷ VND; doanh nghiệp SME doanh thu ≤ 3 tỷ VND (15%). | Luật số 67/2025/QH15; Nghị định 218/2013 (sửa đổi). |

| | | | |
|--------------------------------------|---|---|--|
| Miễn, giảm thuế TNDN | Miễn hoàn toàn 2–4 năm, giảm 50% trong 4–9 năm tiếp theo. | Dự án mới thuộc lĩnh vực ưu tiên, khu công nghệ cao, khu công nghiệp sinh thái. | Nghị định 218/2013; Luật Đầu tư 2020. |
| Miễn thuế nhập khẩu/xuất khẩu | Miễn thuế cho thiết bị, máy móc cố định và nguyên liệu trong 5 năm. | Ngành, khu vực được khuyến khích đầu tư. | Nghị định 134/2016; Luật Đầu tư 2020. |
| Miễn/giảm tiền thuê đất | Miễn tối đa 3 năm trong giai đoạn xây dựng, 3–15 năm sau xây dựng; giảm 50% cho dự án PPP. | Khu công nghệ cao, EIP, vùng kinh tế khó khăn. | Luật Đất đai 2024; Nghị định 103/2024. |
| Tín dụng xanh và hỗ trợ | Tiếp cận vốn tín dụng xanh từ BIDV, Agribank, ADB, WB; khấu trừ R&D; hỗ trợ đào tạo lao động. | SME, dự án năng lượng tái tạo, ngành công nghệ cao. | Luật số 90/2025/QH15; Nghị định 31/2021/NĐ-CP. |
| Ưu đãi khác | Khấu hao nhanh, chuyển giao công nghệ, xúc tiến thương mại, phát hành trái phiếu xanh. | Dự án đổi mới sáng tạo, môi trường. | Thông tư 05/2025; Luật số 90/2025/QH15. |

Trong số những ưu đãi quan trọng nhất, Chính phủ dành ưu đãi miễn thuế thu nhập doanh nghiệp cho các dự án năng lượng tái tạo. Nhà đầu tư vào các khu công nghiệp được hưởng mức thuế suất thuế TNDN ưu đãi từ 10-17% trong thời hạn 10-15 năm, miễn thuế hoàn toàn trong 2-4 năm kể từ năm đầu tiên có lãi (hoặc năm thứ tư có doanh thu) và giảm 50% trong 4-9 năm tiếp theo, tùy thuộc vào quy mô dự án (tối thiểu 12 tỷ đồng) và lĩnh vực ưu tiên (ví dụ: công nghệ cao, năng lượng tái tạo). Sau tháng 10 năm 2025, Luật số 67/2025/QH15 chuyển hướng ưu đãi sở hữu trí tuệ sang các lợi ích cụ thể cho từng lĩnh vực, khuyến khích các công nghệ tiên tiến, thân thiện với môi trường.

Cam kết phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam đã mở rộng khả năng tiếp cận nguồn tài chính quốc tế, bao gồm Quỹ Khí hậu Xanh (GCF), các chương trình tín dụng carbon và các sáng kiến tài chính hỗn hợp như Đối tác Chuyển đổi Năng lượng Công bằng (JETP) và Cộng đồng Châu Á Không Phát thải (AZEC). Để tối đa hóa những cơ hội này, Chính phủ cần tăng cường khung pháp lý, đơn giản hóa thủ tục đầu tư và nâng cao vai trò của khu vực tư nhân. Các khu công nghiệp và doanh nghiệp FDI đóng vai trò trung tâm, vừa chịu áp lực về tiêu chuẩn môi trường trong chuỗi cung ứng toàn cầu, vừa có nhu cầu lớn về năng lượng sạch.

3.2. Mô hình triển khai kết hợp và các rào cản tại TLIP II

3.2.1. Cấu trúc hiện tại và lý do áp dụng mô hình kết hợp

Mô hình cung cấp điện hiện tại tại TLIP II, trong đó EVN mua điện qua trạm 110 kV và phân phối nội bộ, giúp đảm bảo ổn định lưới nhưng hạn chế tối ưu chi phí và truy xuất nguồn điện sạch (ESG traceability).

Đến giữa năm 2025, TLIP II dự kiến có khoảng 23,93 MWp điện mặt trời mái nhà, giúp giảm chi phí giờ cao điểm và tạo điều kiện chứng nhận năng lượng tái tạo, tuy nhiên dòng điện phát ngược bắt đầu tạo áp lực lên lưới vòng 22 kV, có thể gây mất ổn định nếu không được bổ sung thiết bị điều áp nhanh, cảm biến thông minh và hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS).

Các rào cản thực hiện chính bao gồm:

- Hạn chế tài chính của khối SME (~70% doanh nghiệp thuê) với tài sản thế chấp thấp.
- Ràng buộc pháp lý đối với giao dịch điện nội khu.
- Thiếu hệ thống quản lý năng lượng (EMS) tích hợp, gây tổn thất kỹ thuật 2–5% (~0,7 GWh/năm với 50 MWp).

Để khắc phục, TLIP II nên áp dụng mô hình triển khai kết hợp (hybrid model) theo giai đoạn, kết hợp giữa tự đầu tư, ESCO, thuê mái, cơ chế thị trường và chia sẻ năng lượng, phù hợp với từng nhóm doanh nghiệp và khả năng tài chính.

Mô hình này hướng đến:

- Đa dạng hóa nguồn đầu tư và cơ cấu sở hữu;
- Đảm bảo sự tham gia của các doanh nghiệp vừa và nhỏ cùng với các doanh nghiệp FDI lớn;
- Đạt được mức giảm chi phí và phát thải có thể đo lường được; và
- Xây dựng khả năng lưới điện chống chịu lâu dài thông qua cơ sở hạ tầng chung.

Thay vì vận hành song song tách biệt, các cơ chế này được triển khai tuần tự theo thời gian và kết nối thông qua quản lý số hóa và đồng bộ chính sách. Ngắn hạn sử dụng công cụ thị trường và tuân thủ, trung hạn mở rộng tài chính qua bên thứ ba, và dài hạn hướng đến hệ thống chia sẻ năng lượng toàn khu.

3.2.2. Các thành phần cốt lõi của mô hình kết hợp

3.2.2.1. Tự đầu tư của các doanh nghiệp lớn

Các nhà sản xuất FDI lớn tại TLIP II có phụ tải ổn định và cam kết bền vững (RE100, SBTi), vì vậy tự đầu tư điện mặt trời là lựa chọn hiệu quả nhất. Các dự án dạng này giúp tiết kiệm 15–25% chi phí điện, với giá điện EVN khoảng 0,08 USD/kWh, đạt ROI trên 15% và hoàn vốn 5–7 năm. Khi kết hợp bán chứng chỉ I-REC, thời gian hoàn vốn có thể rút ngắn xuống 4–6 năm.

Tuy nhiên, việc đầu tư riêng lẻ dẫn đến phát điện phân tán, thiếu phối hợp. Ban quản lý khu nên điều phối mua sắm tập trung, chuẩn hóa đấu nối và giám sát hiệu suất.

3.2.2.2. ESCO và Cơ chế cho thuê mái xanh

Đối với phần lớn doanh nghiệp SME, đầu tư trực tiếp là không khả thi. Mô hình kết hợp giới thiệu ESCO và thuê mái xanh (green leasing).

Với ESCO, một đơn vị chuyên biệt hoặc ban quản lý khu đầu tư hệ thống điện mặt trời, lưu trữ và hiệu quả năng lượng, thu hồi vốn qua hợp đồng tiết kiệm năng lượng.

Thuê mái xanh cho phép nhà đầu tư bên thứ ba thuê mái, lắp đặt PV và bán điện cho doanh nghiệp với giá 0,06–0,07 USD/kWh, thấp hơn giá bán lẻ EVN. Với người tiêu dùng 10 MW, có thể tiết kiệm 200.000–300.000 USD/năm.

Hai cơ chế này cần quy định rõ hơn về giao dịch điện nội khu và mẫu hợp đồng tiêu chuẩn. Kinh nghiệm từ Thái Lan và Malaysia cho thấy các gói tín dụng được Nhà nước bảo lãnh và cấp phép đơn giản giúp đẩy nhanh triển khai.

3.2.2.3. Các công cụ dựa trên thị trường: DPPA và I-REC

Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) và chứng chỉ năng lượng tái tạo (I-REC) tạo lớp trung gian tuân thủ trong mô hình kết hợp. Theo Nghị định 57/2025, các nhà phát điện ≥ 10 MW có thể ký hợp đồng riêng (private wire hoặc virtual) với người tiêu dùng lớn; Nghị định 135/2024 mở khả năng phân phối nội bộ trong khu công nghiệp.

Tại TLIP II, DPPA ngoài khu giúp doanh nghiệp mua điện tái tạo mà không cần đầu tư vốn, tiết kiệm 5–15% so với giá lưới. Về lâu dài, DPPA nội khu có thể tận dụng tới 100 MWp nguồn phát tại chỗ khi có tiêu chuẩn kỹ thuật và cơ chế thử nghiệm (sandbox).

Với các doanh nghiệp nhỏ chưa đủ điều kiện DPPA, I-REC là giải pháp trung gian hiệu quả. Với 23,93 MWp PV, TLIP II có thể phát hành ~42.000 I-REC/năm, trị giá 0,25–2,04 USD/MWh, giúp chứng minh cam kết ESG.

3.2.2.4. Cơ sở hạ tầng lưu trữ và năng lượng dùng chung

Dài hạn, mô hình kết hợp hướng đến tài sản năng lượng tái tạo và lưu trữ tập trung, quản lý qua EMS kỹ thuật số. Một liên danh hoặc “Super ESCO” có thể đầu tư BESS cấp khu, vận hành theo mô hình đăng ký sử dụng (subscription). Hạ tầng chung giúp giảm chi phí lưu trữ, cân bằng nguồn phát gián đoạn và ổn định lưới vòng. Ví dụ, Quận Kỹ thuật số Punggol (Singapore) vận hành BESS 2,5 MWh, giảm 1.700 tCO₂/năm và tăng độ ổn định lưới.

Để áp dụng mô hình tương tự, TLIP II cần thành lập pháp nhân riêng (SPE) để sở hữu và vận hành tài sản, đồng thời làm rõ quyền sở hữu và biểu giá theo Luật Điện lực Việt Nam.

3.2.2.5. Cơ chế đầu tư hợp tác

Cấu trúc hợp tác cho phép các doanh nghiệp cùng đầu tư hệ thống điện mặt trời và lưu trữ thông qua góp vốn cổ phần vào SPE. Một dự án hợp tác 30 MWp có thể giúp tiết kiệm 10–15% chi phí điện, tương đương 0,6–0,8 triệu USD/năm. Mô hình này thúc đẩy cam kết dài hạn và chia sẻ rủi ro, nhưng cần quản trị minh bạch và giám sát kỹ thuật chặt chẽ thông qua EMS bắt buộc. Kinh nghiệm từ Trung Quốc cho thấy các EIP hợp tác có thể phát triển thành cụm giao dịch năng lượng số hóa khi có hệ thống giám sát hoàn chỉnh.

3.2.2.6. Tóm tắt các chức năng mô hình trong khung kết hợp

Dựa trên các phần trước, có thể có bốn loại mô hình kinh doanh năng lượng sạch: sở hữu trực tiếp (tự đầu tư), mô hình dịch vụ của bên thứ ba (ESCO, cho thuê mái xanh), hợp đồng theo thị trường (DPPA, I-REC) và mô hình tập thể/chia sẻ (chia sẻ năng lượng/lưu trữ, hợp tác xã). Mỗi nhóm đáp ứng một nhu cầu riêng về tài chính, vận hành và pháp lý, song vẫn đối mặt với rào cản về vốn SME và khung lưới nội bộ chưa hoàn thiện. Bảng 3-2 dưới đây tóm tắt bảy mô hình, phân tích chi tiết quyền sở hữu, ưu/nhược điểm, mô hình phù hợp nhất và nhu cầu chính sách.

Bàn3-2: Phân tích so sánh các mô hình kinh doanh năng lượng tái tạo cho các khu công nghiệp

| Mô hình | Sở hữu và tài chính | Ưu điểm | Hạn chế | Đối tượng phù hợp | Nhu cầu về chính sách/yếu tố hỗ trợ |
|--|--|--|--|---|--|
| Sở hữu trực tiếp | | | | | |
| Tự đầu tư của doanh nghiệp | Doanh nghiệp sở hữu; vốn đầu tư từ nguồn vốn doanh nghiệp | <ul style="list-style-type: none"> • Tiết kiệm chi phí dài hạn • Kiểm soát hoàn toàn việc sử dụng năng lượng • Đáp ứng trực tiếp các yêu cầu ESG | <ul style="list-style-type: none"> • Chi phí trả trước cao • Triển khai phân tán • Các doanh nghiệp vừa và nhỏ bị loại trừ do rào cản tài chính | Các công ty FDI lớn có tiềm lực tài chính và cam kết ESG mạnh | Ưu đãi thuế, cơ chế bù trừ điện, giảm ngưỡng DPPA |
| Mô hình dịch vụ của bên thứ ba | | | | | |
| Mô hình ESCO | Bên thứ ba (ESCO hoặc nhà điều hành IP) đầu tư; doanh nghiệp thanh toán qua tiết kiệm năng lượng hoặc hợp đồng | <ul style="list-style-type: none"> • Doanh nghiệp không phải đầu tư ban đầu • Quản lý, vận hành chuyên nghiệp (O&M) • Hệ thống tập trung giúp tăng hiệu quả | <ul style="list-style-type: none"> • Thiếu khung pháp lý rõ ràng cho giao dịch điện nội khu • Thị trường ESCO tại Việt Nam còn non trẻ | Các doanh nghiệp vừa và nhỏ, IP đang tìm kiếm triển khai tập trung | Quy định rõ ràng về ESCO, chương trình bảo lãnh tín dụng, quyền phân phối điện nội khu |
| Mô hình cho thuê mái xanh | Bên thứ ba cho thuê mái nhà lắp đặt điện mặt trời, bán điện hoặc I-REC | <ul style="list-style-type: none"> • Không cần vốn đầu tư ban đầu • Tiết kiệm ngay lập tức (0,06–0,07 đô la/kWh so với 0,08 đô la của EVN) • Linh hoạt cho doanh nghiệp thuê ngắn hạn | <ul style="list-style-type: none"> • Hạn chế diện tích mái khả dụng • Rào cản pháp lý đối với giao dịch điện nội khu | DN thuê ngắn hạn (3–5 năm), doanh nghiệp vừa và nhỏ | Sửa đổi Nghị định 57/2025 để cho phép thuê mái; tiếp cấp quyền đấu nối cho dự án <1 MW |
| Mô hình hợp đồng dựa trên cơ chế thị trường | | | | | |
| Mô hình DPPA | Hợp đồng trực tiếp giữa DN và nhà phát điện RE (lưới điện riêng hoặc lưới điện ảo) | <ul style="list-style-type: none"> • Ổn định giá cả • Tiếp cận RE quy mô lớn | <ul style="list-style-type: none"> • Hiện tại giới hạn ở ≥200.000 kWh/người dùng/tháng | Khách hàng tiêu thụ năng lượng lớn, các công ty đa quốc gia có mục tiêu RE100 | Mở rộng điều kiện cho các doanh nghiệp vừa và nhỏ; làm rõ các |

| | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|
| | | <ul style="list-style-type: none"> • Phù hợp mục tiêu ESG | <ul style="list-style-type: none"> • Không áp dụng cho khu công nghiệp kín • Giá trần hạn chế tính linh hoạt | | DPPA nội khu; xóa bỏ giới hạn giá trần |
| Chứng chỉ I-REC | DN mua chứng chỉ trên thị trường, tách biệt khỏi nguồn điện vật lý | <ul style="list-style-type: none"> • Tuân thủ ESG chi phí thấp (0,25–2,04 đô la/MWh) • Được công nhận trên toàn cầu (hơn 60 quốc gia) • Đáp ứng ngay tiêu chuẩn RE100 | <ul style="list-style-type: none"> • Không mang lại nguồn năng lượng thực tế • Biến động giá • Dễ trùng lặp với tín chỉ carbon | DN cần chứng minh tuân thủ ESG nhanh chóng (đặc biệt là RE100) | Quản lý quốc gia đối với I-REC; làm rõ quan hệ với tín chỉ carbon |
| Mô hình hợp tác/chia sẻ | | | | | |
| Mô hình hợp tác đầu tư | Các DN góp vốn qua pháp nhân SPE; đồng sở hữu hệ thống năng lượng tái tạo + BESS | <ul style="list-style-type: none"> • Giảm chi phí (10–15%) • Chia sẻ rủi ro và lợi ích • Tăng khả năng chống chịu lâu dài | <ul style="list-style-type: none"> • Cần nâng cấp lưới điện trị giá 1–2 triệu đô la • Quản trị phức tạp • Thiếu khung pháp lý cho mô hình hợp tác | Nhóm DN có nhu cầu ESG tương đồng | Cần công nhận pháp nhân SPE; Quỹ chuyển đổi năng lượng để giảm thiểu rủi ro đầu tư |
| Dịch vụ lưu trữ và năng lượng dùng chung | Bên thứ ba (ESCO hoặc đơn vị quản lý khu công nghiệp) đầu tư hệ thống RE + BESS tập trung; doanh nghiệp thuê sử dụng | <ul style="list-style-type: none"> • Tận dụng hiệu quả quy mô • Phân bổ điện tối ưu nhờ EMS • Tăng độ tin cậy cung ứng | <ul style="list-style-type: none"> • Doanh nghiệp không có quyền sở hữu • Cần cơ chế quản lý tài sản dùng chung | SME và nhóm doanh nghiệp đa dạng ưa chuộng mô hình thuê bao | Cần khung pháp lý cho tài sản lưới dùng chung và biểu giá; hướng dẫn SPE rõ ràng |

3.2.3. Các rào cản và điều kiện hỗ trợ

Mặc dù có tiềm năng rõ ràng về mặt kỹ thuật và tài chính, một số rào cản cần phải được giải quyết để mô hình kết hợp này hoạt động hiệu quả.

3.2.3.1. Rào cản tài chính

Các doanh nghiệp nhỏ và vừa (SME) đối mặt với thách thức tài chính lớn nhất trong việc áp dụng các giải pháp năng lượng tái tạo. Khó khăn chính nằm ở chi phí đầu tư ban đầu cao cho các dự án điện mặt trời mái nhà và hạ tầng năng lượng sạch khác.

Chi phí đầu tư điện mặt trời mái nhà khoảng 0,55 triệu USD/MWp, nghĩa là một hệ thống quy mô 50 MWp cần vốn đầu tư từ 26–29 triệu USD. Với các SME có nguồn vốn lưu động hạn chế, chu kỳ kinh doanh ngắn và khả năng vay tín dụng thấp, mức đầu tư này là không khả thi.

Mặc dù các ngân hàng thương mại như BIDV, Vietcombank cùng một số tổ chức quốc tế đã triển khai sản phẩm tín dụng xanh, phần lớn SME vẫn không thể tiếp cận do thiếu tài sản thế chấp, lịch sử hoạt động ngắn và chính sách cho vay thận trọng.

Rào cản này tồn tại ngay cả khi doanh nghiệp có nhu cầu thực tế về lắp đặt điện mặt trời hoặc nâng cấp hiệu quả năng lượng.

Doanh nghiệp thuê ngắn hạn (3–5 năm) còn gặp khó khăn lớn hơn:

Không sở hữu mái nhà xưởng để đầu tư điện mặt trời.

Thời gian hoạt động ngắn không đủ để hoàn vốn.

Mức tiêu thụ điện thường dưới 200.000 kWh/tháng, không đủ điều kiện tham gia DPPA.

Trong khi đó, chủ đầu tư nhà xưởng muốn đầu tư điện mặt trời để bán điện cho người thuê lại bị hạn chế bởi mô hình “tự sản, tự tiêu”, không cho phép giao dịch điện bên thứ ba, làm giảm khả năng mở rộng của các giải pháp năng lượng sạch.

Các mô hình quy mô lớn và cần vốn cao như đầu tư hợp tác vào năng lượng tái tạo và dịch vụ lưu trữ dùng chung cũng gặp rào cản tài chính do thiếu Quỹ Chuyển dịch Năng lượng quốc gia hoặc cấp tỉnh.

Việc thiếu quỹ này khiến không thể huy động nguồn tài chính ưu đãi, bảo lãnh và vốn đối ứng tư nhân để triển khai dự án.

So sánh với quốc tế, Indonesia đã thành lập Cơ chế Chuyển dịch Năng lượng (ETM) trị giá 500 triệu USD, huy động hiệu quả nguồn vốn công và tư cho các dự án năng lượng sạch.

Trong khi đó, Việt Nam chưa có quỹ tương tự, đồng thời chưa tận dụng hiệu quả các nguồn tài chính khí hậu quốc tế như Quỹ Khí hậu Xanh (GCF) hay các cơ chế tài chính khí hậu của Ngân hàng Thế giới.

Quản trị phân tán và thiếu danh mục dự án khả thi khiến các SME và khu công nghiệp chưa thể khai thác được các nguồn lực toàn cầu này, làm chậm quá trình chuyển dịch năng lượng.

3.2.3.2. Rào cản pháp lý

Khung pháp lý hiện hành của Việt Nam vẫn là rào cản lớn đối với việc ứng dụng năng lượng tái tạo trong khu công nghiệp.

Nghị định 57/2025/NĐ-CP hiện hạn chế giao dịch điện nội khu theo mô hình “tự sản, tự tiêu”.

Điều này có nghĩa là chủ đầu tư nhà xưởng lắp đặt điện mặt trời mái nhà không thể bán phần điện dư cho doanh nghiệp thuê trong cùng khu công nghiệp. Ví dụ, doanh nghiệp A có điện dư không thể chuyển cho doanh nghiệp B, dù cùng dùng chung hệ thống lưới nội bộ.

Hạn chế này làm giảm đáng kể khả năng mở rộng các mô hình ESCO, thuê mái xanh, và đầu tư hợp tác dựa trên chia sẻ năng lượng.

Hợp đồng mua điện trực tiếp (DPPA) — được thiết kế cho khách hàng tiêu thụ lớn mua điện tái tạo trực tiếp — cũng loại trừ phần lớn doanh nghiệp trong khu công nghiệp.

Tiêu chí hiện hành yêu cầu mức tiêu thụ tối thiểu 200.000 kWh/tháng hoặc đấu nối từ 22 kV trở lên, vượt quá khả năng của SME và doanh nghiệp thuê ngắn hạn.

Ngay cả với doanh nghiệp đủ điều kiện, giới hạn giá trần (ceiling price) trong các hợp đồng DPPA chuyên biệt cũng làm giảm linh hoạt và kém hấp dẫn cho cả nhà đầu tư lẫn người mua điện.

Ngoài ra, Nghị định 35/2022/NĐ-CP về khu công nghiệp và khu kinh tế chưa công nhận rõ ràng các hình thức chia sẻ năng lượng nội khu, hệ thống lưu trữ dùng chung hoặc mô hình đầu tư hợp tác, khiến nhà đầu tư thiếu niềm tin và khó mở rộng quy mô.

Thị trường chứng chỉ năng lượng tái tạo quốc tế (I-REC) cũng chưa có khung pháp lý rõ ràng.

Dù Bộ Công Thương đã đề cập định hướng xây dựng khung quản lý trong Kế hoạch 4107/KH-BCT (tháng 6/2024), hiện vẫn chưa có hệ thống đăng ký quốc gia hoặc hướng dẫn chi tiết về phát hành, giao dịch và hủy I-REC.

Thiếu giám sát này làm giảm tính minh bạch và niềm tin của doanh nghiệp trong việc sử dụng I-REC cho báo cáo ESG, dù đây là cơ chế được công nhận rộng rãi toàn cầu..

3.2.3.3. Rào cản kỹ thuật

Ngoài các rào cản tài chính và pháp lý, còn tồn tại rào cản kỹ thuật đáng kể trong việc tích hợp năng lượng tái tạo vào khu công nghiệp.

Phần lớn hơn 400 khu công nghiệp tại Việt Nam hiện chưa có hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS), vốn rất cần thiết để điều phối nguồn điện tái tạo phân tán và tối ưu sử dụng điện.

Thiếu EMS khiến việc triển khai năng lượng tái tạo bị phân mảnh và kém hiệu quả, gây tổn thất năng lượng 2–5%, tương đương ~0,7 GWh/năm cho công suất 50 MWp.

Ngoài ra, việc thiếu hệ thống điều khiển tập trung còn ngăn cản phát triển microgrid nội khu, cần thiết cho chia sẻ điện giữa các doanh nghiệp và giảm cắt giảm công suất trong mô hình chia sẻ năng lượng.

Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) là giải pháp quan trọng để cân bằng nguồn năng lượng tái tạo, giảm phụ tải đỉnh và ổn định điện áp – tần số.

Một hệ thống 5 MWh (chi phí khoảng 2 triệu USD) có thể giúp giảm phụ tải đỉnh, giảm phụ thuộc vào lưới điện quốc gia và cắt giảm khoảng 1.700 tấn CO₂/năm, tương tự kết quả tại Khu đô thị kỹ thuật số Punggol (Singapore).

Tuy nhiên, tại Việt Nam, Bộ Công Thương (MOIT) chưa ban hành hướng dẫn kỹ thuật cho BESS, cũng như chưa có cơ chế tài chính hỗ trợ doanh nghiệp triển khai, khiến nhà đầu tư ngần ngại đầu tư lưu trữ, dù đây là yếu tố thiết yếu để mở rộng năng lượng tái tạo.

Ngoài ra, sự biến động khó lường của năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời, buộc doanh nghiệp vẫn phải phụ thuộc vào lưới EVN, với giá điện trung bình 0,08 USD/kWh.

Khi sản lượng điện mặt trời giảm đột ngột do thời tiết hoặc thiếu công suất vào buổi tối, lưới quốc gia vẫn phải duy trì công suất dự phòng, tạo áp lực lên hệ thống truyền tải và làm giảm hiệu quả đầu tư năng lượng tái tạo trong khu công nghiệp như TLIP II..

3.3. Bài học quốc tế và định hướng áp dụng cho TLIP II

Kinh nghiệm quốc tế cho thấy rằng các cơ chế chính sách và mô hình tài chính được thiết kế có mục tiêu rõ ràng có thể mở khóa dòng vốn đầu tư, đặc biệt cho các doanh nghiệp nhỏ và vừa (SME) – nhóm chiếm tỷ trọng lớn trong các khu công nghiệp.

Malaysia – Chương trình Tài trợ Công nghệ Xanh (GTFS) cho thấy tầm quan trọng của bảo lãnh nhà nước trong việc huy động vốn vay khu vực tư nhân.

Bằng cách bảo lãnh tới 60% rủi ro khoản vay và hỗ trợ lãi suất, Malaysia đã giảm thiểu rủi ro đầu tư cho SME trong lĩnh vực năng lượng tái tạo và hiệu quả năng lượng.

Chương trình đã huy động hơn 3 tỷ USD cho hơn 350 dự án, phần lớn do SME dẫn đầu, chứng minh rằng bảo lãnh rủi ro tín dụng có thể mở ra nguồn vốn trước đây khó tiếp cận.

Đối với Việt Nam, nơi các SME tại TLIP II gặp rào cản về tài sản thế chấp và tiếp cận tín dụng, việc áp dụng cơ chế tương tự GTFS có thể mở rộng đáng kể khả năng tiếp cận tín dụng xanh.

Cách tiếp cận này sẽ hiệu quả hơn nếu kết hợp với hệ thống ngân hàng trong nước (như BIDV và Vietcombank), vốn đã có các gói tín dụng xanh nhưng hiện vẫn loại trừ nhiều SME do lo ngại rủi ro tín dụng.

Thái Lan – Quỹ Quay vòng Hiệu quả Năng lượng (EERF) minh họa cách quỹ quay vòng chuyên biệt có thể tạo ra chu trình tài chính bền vững và dài hạn.

Bằng việc cung cấp vốn lãi suất thấp cho các ngân hàng, sau đó ngân hàng cho doanh nghiệp vay lại với mức lãi suất trần cố định, Thái Lan đã huy động hơn 400 triệu USD, trong đó 90% dự án do SME thực hiện.

Cơ chế quay vòng đảm bảo rằng các khoản hoàn trả được tái sử dụng, cho phép chu kỳ tài trợ liên tục mà không làm cạn ngân sách nhà nước.

Đối với Việt Nam, việc thành lập quỹ năng lượng quay vòng ở cấp quốc gia hoặc cấp tỉnh có thể giúp tài trợ cho các dự án cần vốn lớn như cụm điện mặt trời mái nhà, hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) và nâng cấp lưới điện nội khu.

Tại TLIP II, quỹ này có thể khắc phục tình trạng thiếu nguồn vốn ưu đãi cho các mô hình ESCO hoặc đầu tư hợp tác, đồng thời mang lại cho SME nguồn vốn ổn định, chi phí hợp lý.

Ấn Độ – Chương trình Perform, Achieve, Trade (PAT) làm nổi bật vai trò của mô hình ESCO trong việc vượt qua rào cản chi phí đầu tư ban đầu cho SME.

Theo chương trình này, ESCO tài trợ và triển khai các dự án tiết kiệm năng lượng, doanh nghiệp hoàn trả chi phí dựa trên phần tiết kiệm năng lượng thực tế.

Mô hình “hợp đồng hiệu suất” này đã giúp SME trong các ngành sử dụng năng lượng cao như dệt may, hóa chất và thép ứng dụng giải pháp tiết kiệm năng lượng mà họ không thể tự đầu tư.

Đối với Việt Nam – nơi các ESCO vẫn gặp bất định pháp lý về phân phối điện nội khu – kinh nghiệm của Ấn Độ cho thấy rằng các quy định rõ ràng cho phép hợp đồng hiệu suất của bên thứ ba có thể đẩy nhanh quá trình áp dụng.

Tại TLIP II, mở rộng mô hình ESCO có thể thúc đẩy đầu tư điện mặt trời, cải tạo hiệu suất năng lượng và triển khai BESS cho SME, đồng thời tạo nền quản lý chuyên nghiệp cho hạ tầng năng lượng dùng chung.

Trung Quốc – Triển khai hệ thống EMS thông minh trong Khu công nghiệp sinh thái (EIP) mang lại bài học quý giá trong việc giải quyết rào cản kỹ thuật cho tích hợp năng lượng tái tạo.

Bằng cách bắt buộc áp dụng EMS cho các EIP mới và kết hợp chính sách hỗ trợ thuế và trợ cấp đầu tư, Trung Quốc đã xây dựng được hệ thống giám sát thời gian thực cho năng lượng, nước và phát thải.

Điều này không chỉ nâng cao độ ổn định của lưới điện mà còn tạo điều kiện cho giao dịch năng lượng nội khu, hỗ trợ cộng sinh công nghiệp.

Tại Việt Nam, chính sách hiện hành chưa có quy định hoặc ưu đãi cụ thể cho EMS, khiến phần lớn các khu công nghiệp – bao gồm TLIP II – thiếu nền tảng kỹ thuật để quản lý tỷ lệ năng lượng tái tạo cao.

Áp dụng mô hình quy định bắt buộc kiểu Trung Quốc, kết hợp với chính sách trợ cấp có mục tiêu, sẽ giúp Việt Nam hiện đại hóa lưới điện khu công nghiệp, tối ưu hóa sử dụng năng lượng tái tạo và phát triển thị trường năng lượng nội khu.

Indonesia – Cơ chế Chuyển dịch Năng lượng (ETM) và Quỹ Đầu tư Khí hậu (CIF) thể hiện hiệu quả của mô hình tài chính hỗn hợp (blended finance) trong mở rộng năng lượng tái tạo đồng thời loại bỏ dần nhiên liệu hóa thạch.

Bằng việc kết hợp vốn công ưu đãi với đầu tư tư nhân, Indonesia đã huy động 500 triệu USD cho dự án ETM đầu tiên, qua đó giảm rủi ro cho các dự án năng lượng quy mô lớn.

Mô hình này cho thấy các quỹ chuyển dịch năng lượng ở cấp quốc gia có thể thu hút dòng vốn khí hậu quốc tế, đồng thời phù hợp với ưu tiên chính sách trong nước.

Đối với Việt Nam – quốc gia hiện vẫn chưa tận dụng đầy đủ các quỹ khí hậu quốc tế như Quỹ Khí hậu Xanh (GCF) – một Quỹ Chuyển dịch Năng lượng quốc gia hoặc cấp tỉnh theo mô hình ETM có thể tạo bước ngoặt chiến lược.

Tại TLIP II, quỹ này có thể tài trợ cho nâng cấp lưới điện, tích hợp BESS và phát triển điện mặt trời hợp tác, trực tiếp giải quyết các nút thắt tài chính và kỹ thuật đã nêu ở phần trước.

Nhìn chung, những kinh nghiệm quốc tế này gợi ra một số bài học rõ ràng:

- Giảm rủi ro tín dụng cho SME thông qua bảo lãnh và hỗ trợ lãi suất là yếu tố then chốt để mở rộng sự tham gia.
- Quỹ quay vòng cung cấp nền tài chính bền vững cho triển khai năng lượng tái tạo liên tục.
- Hợp đồng hiệu suất do ESCO dẫn dắt giúp vượt qua rào cản chi phí đầu tư ban đầu và nâng cao tính chuyên nghiệp trong quản lý dự án.
- Chuẩn EMS bắt buộc, được hỗ trợ bằng chính sách trợ cấp, đảm bảo ổn định kỹ thuật và cho phép chia sẻ năng lượng nội khu.
- Các quỹ tài chính hỗn hợp ở cấp quốc gia hoặc cấp tỉnh có thể huy động nguồn vốn quy mô lớn và giải quyết các nút thắt hệ thống trong quá trình chuyển dịch năng lượng.

Bảng 3-3: Nghiên cứu so sánh các mô hình hỗ trợ SME, triển khai EMS và quỹ chuyển dịch năng lượng tại khu công nghiệp

| Quốc gia / Sáng kiến | Chính sách hoặc Cơ chế chính | Đặc điểm thiết kế | Kết quả / Bài học cho Việt Nam |
|--|--|--|--|
| Malaysia – Chương trình tài trợ công nghệ xanh (GTFS) | Chương trình tài chính do Chính phủ bảo lãnh dành cho SME đầu tư vào năng lượng tái tạo, hiệu quả năng lượng và sản xuất xanh. | - Cho vay ưu đãi thông qua các ngân hàng thương mại, Chính phủ bảo lãnh tới 60% khoản vay và hỗ trợ 2% lãi suất . - Các dự án đủ điều kiện được Cơ quan Tài trợ Công nghệ Xanh (GTFS) thẩm định. | - Huy động hơn 3 tỷ USD cho hơn 350 dự án xanh , nhiều dự án do SME thực hiện. - Bài học: Bảo lãnh của Chính phủ là yếu tố then chốt giúp giảm rủi ro cho các ngân hàng khi cho SME vay trong lĩnh vực xanh mới. |
| Thái Lan – Quỹ quay vòng hiệu | Quỹ quay vòng chuyên biệt thúc đẩy các dự án hiệu quả năng lượng | - Bộ Năng lượng cung cấp vốn lãi suất thấp cho các ngân hàng, sau đó | - Huy động hơn 400 triệu USD, trong đó |

| | | | |
|---|--|--|---|
| quả năng lượng (EERF) | (EE) và năng lượng tái tạo (RE) trong công nghiệp. | ngân hàng cho SME và doanh nghiệp công nghiệp vay với lãi suất trần cố định. - Các khoản vay tập trung cho cải tạo EE, sinh khối, điện mặt trời mái nhà. | 90% dự án do SME thực hiện. - Bài học: Quỹ quay vòng giúp tạo nguồn tài chính ưu đãi ổn định và dài hạn. |
| Ấn Độ – Chương trình Thực hiện, Đạt được, Giao dịch (PAT) kết hợp với các ESCO | Chương trình hiệu quả năng lượng cho các ngành công nghiệp lớn, mở rộng cho SME thông qua các công ty dịch vụ năng lượng (ESCO). | - ESCO đầu tư vào các dự án EE, hoàn vốn dựa trên phần tiết kiệm năng lượng (hợp đồng hiệu suất). - SME không phải đầu tư ban đầu, chia sẻ phần tiết kiệm. | - Được áp dụng rộng rãi tại các cụm SME năng lượng cao (dệt may, hóa chất, thép). - Bài học: Tài chính do ESCO cung cấp là giải pháp hiệu quả cho SME có vốn hạn chế nhưng tiêu thụ năng lượng lớn. |
| Trung Quốc – Hệ thống EMS thông minh tại các khu công nghiệp sinh thái | Triển khai EMS như một phần của bộ tiêu chuẩn Khu công nghiệp sinh thái (EIP). | - Bắt buộc áp dụng EMS cho các EIP mới. - Giám sát thời gian thực điện, nhiệt, nước và phát thải giữa các doanh nghiệp thuê. - Có chính sách trợ cấp lắp đặt và ưu đãi thuế. | - Tăng ổn định lưới điện và cho phép giao dịch năng lượng nội khu giữa các doanh nghiệp. - Bài học: Quy định bắt buộc đi kèm hỗ trợ tài chính thúc đẩy nhanh việc áp dụng EMS và thúc đẩy cộng sinh công nghiệp. |
| Indonesia – Cơ chế Chuyển dịch Năng lượng (ETM) và Quỹ Đầu tư Khí hậu (CIF) | Cơ chế tài chính chuyển dịch năng lượng công bằng giai đoạn đầu, do ADB và GCF hỗ trợ. | - Huy động vốn ưu đãi để loại bỏ than và mở rộng năng lượng tái tạo. - Cấu trúc tài chính hỗn hợp (blended finance) kết hợp vốn công và tư nhân. | - Dự án thí điểm đầu tiên huy động 500 triệu USD, tập trung cho ngành điện lực. - Bài học: Quỹ chuyển dịch năng lượng chuyên biệt có thể thu hút vốn quốc tế và giảm rủi ro cho các dự án chi phí cao. |

Những kinh nghiệm quốc tế này cung cấp một bộ công cụ chính sách và tài chính mà Việt Nam có thể tận dụng để thúc đẩy nhanh quá trình ứng dụng năng lượng tái tạo tại TLIP II.

Chúng cho thấy cách các công cụ chuyên biệt – từ bảo lãnh tín dụng cho SME, quỹ quay vòng, hợp đồng hiệu suất ESCO, tiêu chuẩn EMS bắt buộc, đến nền tảng tài chính hỗn hợp (blended finance) – có thể giải quyết các rào cản tài chính, pháp lý và kỹ thuật đã được xác định ở các phần trước.

Tổng thể, các biện pháp này sẽ giúp xây dựng môi trường thuận lợi để mô hình kết hợp (hybrid model) phát triển từ giai đoạn thí điểm sang triển khai toàn diện.

Đối với Khu công nghiệp Thăng Long II, những bài học trên định hướng cho việc xây dựng chiến lược đầu tư tổng hợp, chuyển đổi khung triển khai kết hợp thành các mô hình kinh doanh khả thi, có thể nhân rộng và huy động được vốn.

Phần tiếp theo sẽ trình bày lộ trình vận hành chi tiết, mô tả cách thức tổ chức, tài trợ và triển khai theo giai đoạn nhằm đạt được tỷ lệ năng lượng tái tạo 50–70% vào năm 2030..

4. Chiến lược đầu tư và mô hình kinh doanh cho Khu công nghiệp Thăng Long II

Dựa trên các chính sách hỗ trợ và khung triển khai kết hợp đã được trình bày trong Mục 3, phần này chuyển hóa tầm nhìn về năng lượng sạch của TLIP II thành các mô hình đầu tư và kinh doanh có thể thực hiện được.

Phần này mô tả cách các cơ chế hợp đồng, công cụ tài chính và hệ thống công nghệ sẽ được kết hợp để đạt được tỷ lệ thâm nhập năng lượng tái tạo từ 50–70% vào năm 2030, đồng thời đảm bảo tính chi trả hợp lý, khả năng phục hồi hệ thống, và bao trùm cả các doanh nghiệp nhỏ và vừa (SME) trong khu công nghiệp.

4.1. Định hướng chiến lược

Chiến lược đầu tư cho TLIP II được thiết kế để vận hành khuôn khổ kết hợp thông qua bốn trụ cột:

1. **Cơ chế mua sắm đa dạng** – kết hợp hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) cả ngoài và trong khu công nghiệp, cùng với Chứng chỉ năng lượng tái tạo quốc tế (I-REC) trong giai đoạn chuyển tiếp.
2. **Hạ tầng thông minh và quản lý số hóa** – triển khai hệ thống quản lý năng lượng (EMS) toàn khu và hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) nhằm tăng cường ổn định và minh bạch vận hành.
3. **Tài chính hỗn hợp và chia sẻ rủi ro** – huy động nguồn vốn ưu đãi, khoản vay thương mại và cơ chế bảo lãnh tín dụng để mở rộng khả năng tiếp cận vốn cho các doanh nghiệp SME.
4. **Đổi mới quy định và quản trị thử nghiệm (sandbox)** – thí điểm cơ chế giao dịch điện nội khu, lưu trữ dùng chung và đầu tư hợp tác, dưới sự giám sát của cấp tỉnh và trung ương.

Tổng thể, các trụ cột này chuyển đổi khung mô hình kết hợp (hybrid framework) thành một lộ trình triển khai thống nhất, kết nối tuân thủ ESG trong ngắn hạn với tự chủ năng lượng trong dài hạn.



Hình 4-1: Dự án điện mặt trời áp mái tại Ban quản lý Khu công nghiệp Thăng Long II

Nguồn: Ban Quản lý Khu công nghiệp Thăng Long II

4.2. Mô hình kinh doanh vận hành

4.2.1. Mô hình DPPA bên ngoài – Tuân thủ ngay và tiếp cận thị trường

Như đã nêu tại Mục 3, Nghị định 57 (2025) cho phép các khách hàng tiêu thụ điện lớn (từ 200.000 kWh/tháng trở lên) ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) với các nhà phát điện năng lượng tái tạo thông qua lưới điện của EVN.

Đối với Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II), DPPA bên ngoài là con đường nhanh nhất để tiếp cận nguồn năng lượng tái tạo được chứng nhận, không cần đầu tư vốn ban đầu. Các doanh nghiệp tham gia có thể mua điện với giá cố định thấp hơn 5–15% so với biểu giá EVN, phòng ngừa rủi ro biến động giá điện trong tương lai, và đáp ứng các cam kết RE100/SBTi.

Giai đoạn 2025–2027, mô hình này nên được ưu tiên triển khai cho các doanh nghiệp FDI quy mô lớn, đặc biệt trong các lĩnh vực điện tử, ô tô và vật liệu, trong khi các doanh nghiệp nhỏ hơn sẽ chuẩn bị tham gia thông qua cơ chế nội khu hoặc mô hình tập hợp (aggregated arrangements) vào những năm cuối thập kỷ.

4.2.2. Mô hình DPPA nội khu – Xây dựng nền tự chủ năng lượng

Khi các cơ chế thử nghiệm (sandbox) được áp dụng, DPPA nội khu sẽ trở thành trụ cột chính của danh mục năng lượng tái tạo TLIP II. Theo mô hình này, điện sản xuất từ hệ thống điện mặt trời mái nhà hoặc điện mặt đất trong khu công nghiệp sẽ được bán trực tiếp cho các doanh nghiệp thuê nhà xưởng thông qua mạng lưới điện nội bộ.

Một hệ thống 500 kWp (vốn đầu tư khoảng 260.000–290.000 USD) có thể mang lại tiết kiệm 15–25% chi phí điện mỗi năm so với giá EVN và đạt tỷ suất lợi nhuận 15–20%, hoàn vốn trong 5–7 năm (hoặc 4–6 năm nếu kết hợp doanh thu từ I-REC).

Đến năm 2030, các hợp đồng DPPA nội khu có thể đáp ứng khoảng 50% tổng nhu cầu điện của TLIP II, giảm đáng kể phụ thuộc vào lưới điện quốc gia, đồng thời giúp khu công nghiệp tiến gần hơn đến mô hình vi lưới tự cân bằng (self-balancing microgrid).

4.2.3. Hệ thống quản lý năng lượng thông minh tích hợp BESS – Nền tảng số và lớp ổn định hệ thống

Hệ thống quản lý năng lượng (EMS) sẽ đóng vai trò trung tâm vận hành của mô hình kết hợp TLIP II, cho phép giám sát theo thời gian thực, dự báo nhu cầu, và tối ưu hóa việc chia sẻ năng lượng giữa các doanh nghiệp.

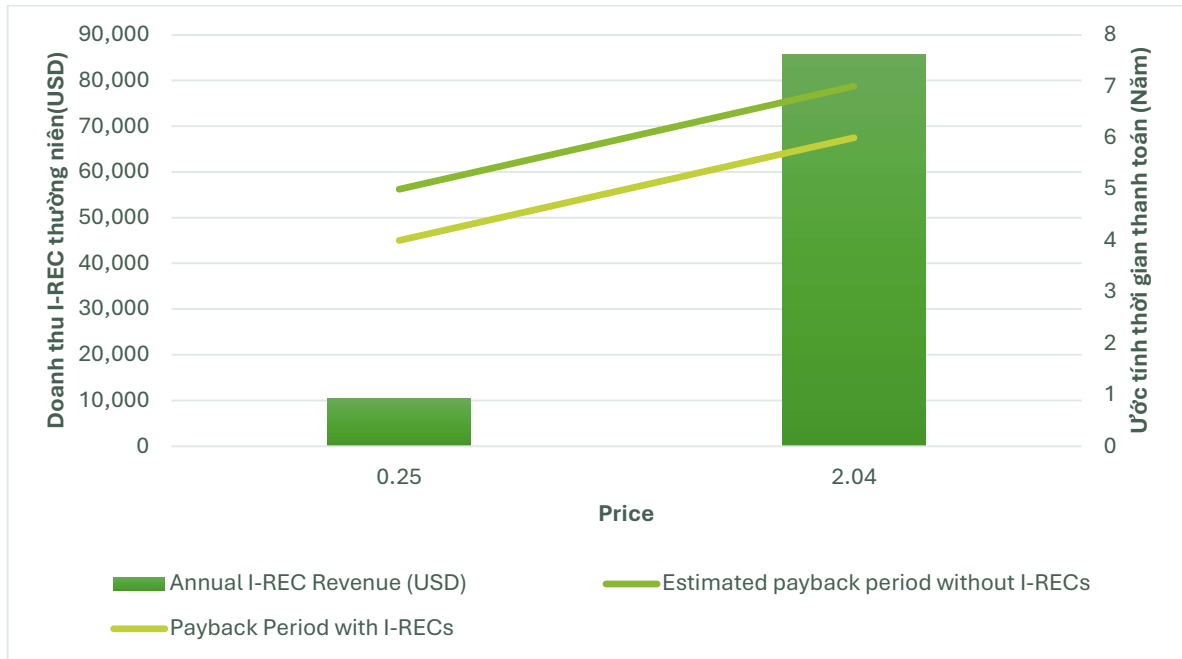
Chi phí đầu tư ước tính 300.000–500.000 USD cho toàn khu, mang lại lợi nhuận trên 25% nhờ giảm tổn thất kỹ thuật 2–5% tổng nguồn cung. Bên cạnh đó, đầu tư hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) dung lượng 2–5 MWh (vốn đầu tư 1,5–2 triệu USD) sẽ giúp điều tần, san tải đỉnh và cung cấp điện dự phòng – yếu tố đặc biệt quan trọng đối với các doanh nghiệp xuất khẩu có quy trình sản xuất liên tục.

Tổ hợp EMS–BESS tạo ra hệ sinh thái năng lượng số hóa, linh hoạt và bền vững, có khả năng tích hợp tỷ lệ cao năng lượng tái tạo biến thiên mà vẫn duy trì chất lượng điện lưới ổn định.

4.2.4. I-REC – Công cụ ESG chuyển tiếp

Chứng chỉ năng lượng tái tạo quốc tế (I-REC) đóng vai trò hỗ trợ cho quá trình khử carbon vật lý, giúp chứng nhận tiêu thụ năng lượng tái tạo trong giai đoạn DPPA và hạ tầng lưu trữ đang được mở rộng.

Với 23,93 MWp điện mặt trời mái nhà hiện có, TLIP II có thể phát hành khoảng 42.000 I-REC mỗi năm, tương ứng doanh thu tiềm năng 10.000–85.000 USD/năm cho các nhà phát điện, đồng thời rút ngắn thời gian hoàn vốn dự án khoảng một năm..



Hình 4-2: Doanh thu I-REC hàng năm và tác động đến thời gian hoàn vốn của dự án điện mặt trời áp mái 23,93 MWp tại Khu công nghiệp Thăng Long II

Biểu đồ này thể hiện khoảng doanh thu hàng năm từ I-REC của 23,93 MWp điện mặt trời mái nhà tại TLIP II cùng tác động đến thời gian hoàn vốn dự án.

Với công suất hiện tại (23,93 MWp, tương đương khoảng 42.000 MWh/năm), doanh thu I-REC ước tính dao động từ 10.500 USD (ở mức 0,25 USD/MWh) đến 85.680 USD (ở mức 2,04 USD/MWh).

Khoản thu bổ sung này giúp cải thiện hiệu quả tài chính của dự án điện mặt trời mái nhà, rút ngắn thời gian hoàn vốn từ 5–7 năm xuống còn 4–6 năm.

Với mức giá 0,25–2,04 USD/MWh, các chứng chỉ I-REC giúp doanh nghiệp vừa và nhỏ (SME) có thể chứng minh tuân thủ tiêu chuẩn RE100 với chi phí tối thiểu. Mặc dù chỉ mang tính ảo về mặt vật lý, I-REC vẫn có sức hút lớn đối với khách hàng và nhà đầu tư trong chuỗi cung ứng xanh, qua đó tăng cường lợi thế cạnh tranh cho Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) trong giai đoạn chưa đạt quy mô năng lượng tái tạo nội khu đủ lớn.

Tuy nhiên, vai trò của I-REC đối với TLIP II nên được xem như công cụ chuyển tiếp thay vì giải pháp lâu dài. Dù đảm bảo tuân thủ ESG và duy trì năng lực cạnh tranh thị trường, I-REC không giúp giảm phụ thuộc vào lưới điện quốc gia (EVN) cũng như không nâng cao khả năng tự chủ năng lượng như các mô hình sản xuất năng lượng tái tạo tại chỗ, DPPA nội khu, hay vi lưới do ESCO quản lý.

Giá trị lớn nhất của I-REC nằm ở khả năng thu hẹp khoảng trống chính sách trong ngắn và trung hạn, giúp TLIP II giữ vững lợi thế cạnh tranh trong khi chuẩn bị nền tảng cho sự tích hợp sâu hơn của năng lượng tái tạo thông qua hệ thống giao dịch nội khu, lưu trữ năng lượng dùng chung, và nền tảng quản lý năng lượng thông minh (EMS).

Bằng cách kết hợp chứng chỉ I-REC với việc mở rộng công suất điện mặt trời mái nhà và chuẩn bị cho giao dịch điện theo mô hình DPPA khi khung pháp lý hoàn thiện, TLIP II có thể chuyển mình từ người tiêu dùng chứng chỉ năng lượng tái tạo sang hình mẫu khu công nghiệp sinh thái với mức độ tự chủ và bền vững năng lượng thực chất.

Bảng 4-1: Đánh giá chi phí-lợi ích của I-REC cho TLIP II

| Khía cạnh | I-REC | Điện mặt trời trên mái nhà (Tự đầu tư) | DPPA nội khu (Cho thuê mái nhà của bên thứ ba) | ESCO/Lưới điện vi mô dùng chung với BESS |
|---|---|--|--|---|
| Đầu tư vốn | Không có (chứng chỉ được mua hàng năm). | Chi phí trả trước cao (khoảng 0,55 triệu USD/MWp). | Không có chi phí trả trước (do nhà đầu tư chịu). | Trung bình đến cao (cơ sở hạ tầng chung, BESS USD 350–450/kWh). |
| Chi phí vận hành | Thấp: giá mua 0,25–2,04 USD/MWh. | Chi phí vận hành và bảo trì ~1–2% CAPEX hàng năm. | Được đưa vào biểu giá PPA (thấp hơn EVN 5–10%). | O&M được quản lý bởi ESCO, chi phí được gộp chung. |
| Tiềm năng lợi nhuận/doanh thu | Không mang lại lợi ích tài chính cho bên mua (chỉ phục vụ mục đích tuân thủ). Tạo nguồn doanh thu cho các nhà phát điện mặt trời, ước tính 10.500–85.680 USD/năm đối với 23,9 MWp điện mặt trời mái nhà của TLIP II. | ROI ~12–18%, hoàn vốn sau 5–7 năm. | DN thuê tiết kiệm được 5–20% hóa đơn; lợi tức đầu tư của nhà đầu tư là 10–15%. | Tiết kiệm từ việc quản lý điện năng số lượng lớn, cắt giảm điện áp đỉnh và độ tin cậy cao; ROI 10–15% (cao hơn nếu có chính sách hỗ trợ). |
| Tuân thủ ESG / RE100 | Cao — được công nhận trên toàn thế giới; dễ dàng xác minh. | Cao — tạo ra năng lượng tái tạo vật lý. | Nguồn cung ứng trực tiếp có thể xác minh mạnh mẽ. | Mạnh mẽ — tích hợp RE + EMS; định vị công viên là EIP. |
| Mức độ tự chủ và ổn định lưới điện | Không có — vẫn phụ thuộc 100% vào nguồn cung cấp của EVN. | Trung bình — tự tiêu thụ, phạm vi tải đáp ứng ~20–30%. | Trung bình — đáp ứng được tiêu dùng nội bộ, có phần tự chủ. | Cao — lưới điện siêu nhỏ + lưu trữ cho phép độc lập 50–70%. |
| Khả năng mở rộng cho TLIP II | Cao — có thể bao phủ toàn bộ khu ngay lập tức, bất kể diện tích mái nhà. | Hạn chế do diện tích mái (~100 MWp mục tiêu đến năm 2030). | Cao trong phạm vi khu công nghiệp, nhưng phụ thuộc khung pháp lý. | Tiềm năng cao, nhưng cần chính sách, tài chính và phối hợp chặt chẽ. |

| | | | | |
|---------------------------------------|---|--|---|--|
| Các yếu tố rủi ro | Biến động giá; sự bất ổn về quy định; không có quá trình khử cacbon vật lý. | Rủi ro chính sách về FIT/thuế quan; hiệu suất công nghệ. | Sự bất ổn về mặt pháp lý liên quan đến việc giao dịch nội khu; thực thi hợp đồng. | Thiếu khung pháp lý cho ESCO và lưới nội bộ; chi phí đầu tư ban đầu cao. |
| Vai trò chiến lược của TLIP II | Giải pháp ngắn hạn giúp tuân thủ ESG và thu hút nhà đầu tư. | Tăng sức cạnh tranh và tiết kiệm chi phí trung hạn. | Mô hình chuyển tiếp cho đến khi khung giao dịch nội khu hoàn thiện. | Lộ trình dài hạn hướng đến tự chủ năng lượng và khu công nghiệp sinh thái. |

4.2.5. Cơ chế thử nghiệm pháp lý (sandbox) hướng tới Net Zero

Trong bối cảnh Việt Nam cam kết đạt phát thải ròng bằng 0 vào giữa thế kỷ và đang từng bước xây dựng thị trường điện cạnh tranh, việc triển khai cơ chế thử nghiệm pháp lý (legal sandbox) tại Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) là giải pháp thiết thực để thử nghiệm các mô hình kinh doanh và vận hành điện năng mới, phù hợp với xu hướng năng lượng phân tán và quản lý lưới điện số hóa.

Cơ chế sandbox sẽ tạo ra môi trường giám sát có kiểm soát nhằm đánh giá ba lĩnh vực trọng tâm:

- (i) Tính khả thi kỹ thuật của giao dịch điện nội khu;
- (ii) Hiệu quả vận hành của hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS); và
- (iii) Tác động chính sách và thị trường của các mô hình mới này.

Với hạ tầng tiên tiến, ban quản lý chuyên nghiệp, và nhu cầu cao về điện tái tạo từ các doanh nghiệp thuê, TLIP II có điều kiện thuận lợi để trở thành địa điểm thí điểm giai đoạn 2026–2028.

Cơ chế sandbox sẽ bao gồm các cấu phần sau:

- Giao dịch điện trực tiếp nội khu (Intra-Park DPPA): Các doanh nghiệp trong TLIP II được phép ký hợp đồng mua bán điện tái tạo dài hạn trực tiếp với các nhà phát điện trong khu. Điện được truyền qua lưới điện nội bộ mà không cần giấy phép vận hành điện lực hay áp dụng biểu giá nhà nước trong thời gian thí điểm. Việc đo đếm, thanh toán, và xác minh sẽ do hệ thống EMS cấp khu quản lý dưới sự giám sát của cơ quan quản lý.
- Hệ thống quản lý năng lượng và điều độ thông minh (EMS): Ban quản lý TLIP II hoặc đơn vị được ủy quyền sẽ đóng vai trò “nhà vận hành vi lưới (mini-grid operator)”, chịu trách nhiệm giám sát phụ tải, điều độ năng lượng tái tạo, cân bằng nội khu, và vận hành BESS. EMS sẽ kết nối với các công tơ cấp doanh nghiệp để điều phối phân phối điện và phục vụ báo cáo ESG. Đây sẽ là thí điểm đầu tiên tại Việt Nam về trung tâm điều độ phân tán ở cấp khu công nghiệp.
- Hạ tầng điện dùng chung: Các doanh nghiệp cùng sử dụng đường dây trung áp, trạm biến áp và hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS). Chi phí đầu tư và vận hành được phân bổ minh bạch, có thể thông qua mô hình ESCO hoặc liên doanh, giúp giảm gánh nặng vốn đầu tư đơn lẻ và tối ưu hóa sử dụng đất, hạ tầng.
- Quản trị và giám sát: Thành lập tổ công tác liên ngành gồm đại diện UBND tỉnh Hưng Yên, Bộ Tài chính, Bộ Công Thương, Công ty Điện lực Hưng Yên và Ban quản lý TLIP II. Tổ công tác sẽ đánh giá định kỳ 6 tháng/lần, công bố kết quả, và báo cáo về hiệu quả kỹ thuật, chi phí và phản ứng thị trường.

Nếu được triển khai hiệu quả, sandbox có thể đạt được:

- Tăng tỷ lệ tiêu thụ năng lượng sạch trong TLIP II lên trên 50% vào năm 2030;
- Giảm 5–15% chi phí điện năng so với biểu giá hiện hành;
- Cung cấp dữ liệu thực tế phục vụ xây dựng khung pháp lý chính thức cho DPPA nội khu, vi lưới và EMS thông minh vào năm 2030.

Chương trình thí điểm dự kiến kéo dài ba năm (2028–2030), với đánh giá giữa kỳ năm 2029 và tổng kết cuối kỳ năm 2030. Kết quả thành công sẽ là cơ sở ban hành quy định quốc gia về vi lưới và thị trường năng lượng trong khu công nghiệp.

Mặc dù có tính cấp bách và ý nghĩa tiên phong, mô hình thử nghiệm này vẫn phải đối mặt với nhiều thách thức:

- **Hạn chế pháp lý cho DPPA nội khu:** Luật Điện lực hiện hành và các văn bản dưới luật chưa công nhận giao dịch điện tái tạo trực tiếp giữa các doanh nghiệp trong cùng khu công nghiệp qua lưới nội bộ nếu không có giấy phép hoạt động điện lực. Thiếu cơ sở pháp lý có thể khiến hình thức này bị coi là vi phạm quy định hiện hành. Do đó, cần có cơ chế phê duyệt thí điểm hoặc miễn trừ có điều kiện để tránh vướng mắc thể chế.
- **Tích hợp kỹ thuật với lưới điện quốc gia:** Lưới nội bộ của TLIP II phải đồng bộ với hệ thống điện quốc gia để đảm bảo ổn định, đặc biệt khi triển khai quy mô lớn điện mặt trời và BESS. Các vấn đề gồm đồng bộ lưới, dòng công suất ngược, ổn định tần số và điện áp. Thiếu tiêu chuẩn quốc gia cho kết nối vi lưới có thể làm chậm phê duyệt kỹ thuật.
- **Năng lực và mức độ sẵn sàng của doanh nghiệp:** Nhiều SME trong khu thiếu kiến thức kỹ thuật, nguồn lực tài chính hoặc sự tin tưởng để tham gia các mô hình hợp đồng mới như DPPA nội khu hoặc EMS dùng chung. Ngoài ra, chu kỳ sản xuất ngắn hoặc khả năng di dời khiến họ ngại ký hợp đồng dài hạn. Cần nâng cao năng lực, truyền thông rõ ràng về lợi ích chi phí, ESG và cơ chế bảo đảm hợp đồng.
- **Mô hình tài chính và niềm tin nhà đầu tư:** Dù có đề xuất các cơ chế tài chính mới (ESCO, trái phiếu xanh, tài chính hỗn hợp), nhiều nhà đầu tư và ngân hàng trong nước vẫn dè dặt do rủi ro cao và thiếu tiền lệ cho dự án năng lượng tái tạo và BESS tại Việt Nam. Chi phí đầu tư ban đầu lớn cùng thiếu cơ chế bảo lãnh hoặc ưu đãi vốn có thể cản trở giai đoạn đầu. Ngoài ra, nguồn thu từ RECs hoặc tín chỉ carbon chưa ổn định ảnh hưởng đến khả năng huy động vốn.
- **Chấp nhận thị trường và cạnh tranh công bằng:** Các nhà cung cấp điện truyền thống có thể phản đối mô hình làm giảm phụ thuộc vào điện EVN. Cần đảm bảo quyền tiếp cận bình đẳng, minh bạch giá điện, và chia sẻ chi phí công bằng giữa các doanh nghiệp sử dụng hạ tầng chung.
- **Rủi ro vận hành và an ninh mạng:** Việc một EMS trung tâm quản lý nhiều doanh nghiệp phát sinh rủi ro về an toàn dữ liệu và an ninh mạng. Độ tin cậy của BESS và hệ thống điều độ nội khu phải được đảm bảo tuyệt đối, vì bất kỳ sự cố nào cũng có thể ảnh hưởng đến nhiều doanh nghiệp cùng lúc.

Tóm lại, các cơ quan quản lý cần xem xét thiết lập cơ chế thử nghiệm pháp lý (legal sandbox) cho các khu công nghiệp như Thăng Long II. Đây sẽ là môi trường kiểm soát rủi ro và học hỏi chính sách, giúp kiểm nghiệm các mô hình thị trường điện mới, giảm bất định cho nhà đầu tư, và định vị TLIP II như khu công nghiệp tiên phong hướng tới Net Zero của Việt Nam.

4.3. Kiến trúc tài chính

Tài chính hiệu quả là yếu tố then chốt giúp mô hình kết hợp (hybrid model) của Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) trở nên khả thi và thu hút vốn đầu tư. Khu công nghiệp sẽ áp dụng cấu trúc tài chính nhiều tầng, kết hợp các nguồn vốn thương mại, ưu đãi và đổi mới sáng tạo, bao gồm:

- Đầu tư và vốn chủ sở hữu tự có từ các doanh nghiệp lớn và ban quản lý khu công nghiệp;

- Các gói tín dụng xanh từ ngân hàng trong nước (BIDV, TPBank) và tổ chức tài chính quốc tế (IFC, ADB, GCF);
- Hợp đồng ESCO và thuê mái nhà dành cho doanh nghiệp vừa và nhỏ (SME), giúp loại bỏ rào cản chi phí đầu tư ban đầu;
- Cấu trúc tài chính hỗn hợp (blended finance), kết hợp vốn ưu đãi và vốn thương mại để chia sẻ rủi ro và tối đa hóa đòn bẩy tài chính;
- Cơ chế doanh thu dựa trên hiệu suất, như giao dịch I-REC và chia sẻ chi phí hạ tầng dùng chung.

Cách tiếp cận này giúp tăng hiệu quả huy động vốn, giảm thiểu rủi ro, đồng thời đảm bảo phù hợp với tiêu chuẩn ESG mà các nhà đầu tư quốc tế đang hướng tới.

4.4. Các kịch bản chuyển đổi Net Zero cho TLIP II (2035 và 2050)

Dựa trên kiến trúc tài chính nêu trên, TLIP II đặt mục tiêu đạt tỷ lệ năng lượng tái tạo 50–70% vào năm 2030, với tổng vốn huy động 30–40 triệu USD để đầu tư cho 50 MWp điện mặt trời mái nhà (RtS), hệ thống quản lý năng lượng toàn khu (EMS) và hệ thống lưu trữ năng lượng 5 MWh (BESS). Các khoản đầu tư này phù hợp với mục tiêu phát triển bền vững của các doanh nghiệp FDI và định hướng tăng trưởng xanh quốc gia.

Chiến lược đầu tư kết hợp này dự kiến cần 30–40 triệu USD đến năm 2030. Tỷ suất sinh lời (ROI) và mức độ hiệu quả khác nhau tùy theo mô hình: DPPA bên ngoài: tuân thủ nhanh nhất, không cần chi phí đầu tư; DPPA nội khu và điện mặt trời mái nhà: mang lại lợi nhuận dài hạn cao nhất; EMS: đảm bảo hiệu quả vận hành và ổn định lưới điện; I-REC: đóng vai trò cầu nối chi phí thấp trong giai đoạn chuyển tiếp..

Bảng 4-2: Chỉ số đầu tư hợp nhất cho các mô hình kinh doanh TLIP II

| Người mẫu | Chi phí đầu tư (\$ triệu) | Tiết kiệm hàng năm (triệu đô la) | Tỷ suất lợi nhuận (%) | Hoàn vốn (Năm) | Đối tượng doanh nghiệp mục tiêu | Ghi chú |
|-------------------------|---------------------------|----------------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------------------|--|
| DPPA bên ngoài | 0 | 0,4–0,6 | 8–10 | Không có | FDI lớn (30%) | Không cần vốn đầu tư, tập trung tuân thủ ESG |
| DPPA nội khu | 26–29 | 1,2–1,5 | 12–15 | 5–7 (4–6 với I-REC) | Hỗn hợp (50%) | ROI cao, nhưng cần nâng cấp lưới và cải cách quy định |
| Hệ thống EMS thông minh | 0,3–0,5 | 0,1–0,2 | 25 | 2–3 | Tất cả (100%) | Chi phí thấp, tăng hiệu quả sử dụng năng lượng tái tạo |
| Hệ thống BESS (5 MWh) | 1,5–2 | 0,5–0,7 | 12–15 | 3–5 | Hỗn hợp (50%) | Trở nên hấp dẫn sau năm 2027 |
| I-REC | 0,005–0,041 | Không có | Không có | Không có | Doanh nghiệp vừa và nhỏ + FDI (20%) | Giải pháp tạm thời chi phí thấp, tăng cường tuân thủ ESG |

Nguồn: Dữ liệu TLIP II, S&P Global 2024, I-TRACK Foundation.

- **DPPA bên ngoài:** Không cần vốn đầu tư ban đầu; các doanh nghiệp thuê điện tái tạo ngoài khu (như điện mặt trời hoặc rác thải phát điện tại Hưng Yên) thông qua lưới EVN, tiết kiệm 0,4–0,6 triệu USD/năm (tương đương 20 MW) thông qua cơ chế đối soát. Mục tiêu áp dụng cho 30% doanh nghiệp thuê lớn (FDI, RE100)..
- **DPPA nội khu:** 26–29 triệu đô la cho hệ thống điện mặt trời lắp trên mái nhà (RSP) 50 MWp với giá 0,52–0,58 triệu đô la/MWp, tiết kiệm 1,2–1,5 triệu đô la/năm (giảm 15–25% hóa đơn). Mô hình ESCO giảm chi phí thuê mặt bằng xuống còn 0 đô la với mức tăng giá 10–15% dịch vụ, nhắm đến 50% khách hàng thuê mặt bằng trong khu.
- **Hệ thống EMS thông minh:** 300.000–500.000 đô la (phần mềm, đồng hồ đo, trung tâm dữ liệu) hoặc 150.000–250.000 đô la thông qua việc cho thuê của bên thứ ba, mang lại 25% ROI thông qua việc giảm tổn thất kỹ thuật 2–5% (0,7 GWh/năm ở mức 50 MWp) và tiết kiệm chi phí 3–7% (0,1–0,2 triệu đô la/năm). Mang lại lợi ích cho tất cả doanh nghiệp trong khu.
- **I-REC:** 5.000–40.800 đô la Mỹ/năm cho 20.000 I-REC (0,25–2,04 đô la Mỹ/MWh) hỗ trợ 20% khách hàng thuê (SME, FDI) tuân thủ ESG. Hệ thống điện mặt trời RSP 23,93 MWp của TLIP II tạo ra ~42.000 I-REC (10.500–85.680 đô la Mỹ/năm), rút ngắn thời gian hoàn vốn từ 5–7 năm xuống còn 4–6 năm.
- **Hệ thống BESS:** 1,5–2 triệu đô la cho 5 MWh với giá 350–450 đô la/kWh (dự kiến 260 đô la/kWh vào năm 2027) mang lại lợi tức đầu tư (ROI) 12–15% thông qua việc cắt giảm giá đỉnh công suất (chênh lệch giá đỉnh/thấp tới 185%) và dự phòng sự cố, tiết kiệm 0,5–0,7 triệu USD/năm. Nhắm tới 50% doanh nghiệp trong khu.

Các mô hình này tạo nên hệ thống tài chính hỗ trợ lẫn nhau: DPPA bên ngoài giúp tuân thủ ESG ngay lập tức mà không cần vốn đầu tư; DPPA nội khu và điện mặt trời mái nhà đem lại lợi nhuận dài hạn cao nhất; EMS tăng hiệu quả và khả năng vận hành ổn định; I-REC hỗ trợ báo cáo ESG và chứng nhận năng lượng sạch trong giai đoạn chuyển tiếp; BESS đảm bảo ổn định vận hành và giảm phụ thuộc vào lưới điện quốc gia.

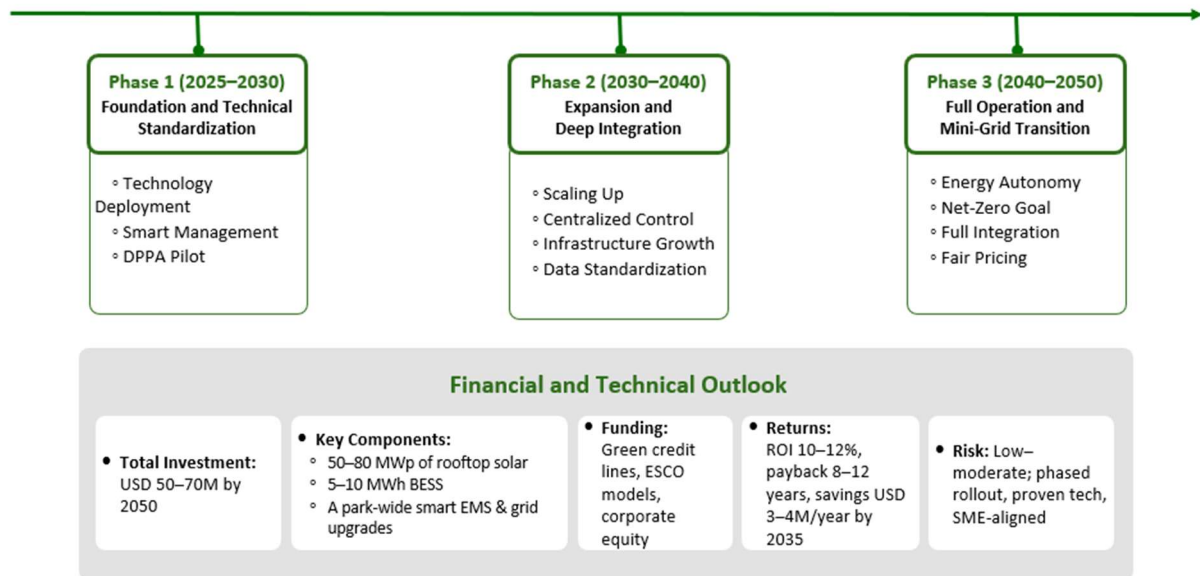
4.5. Lộ trình đầu tư cho quá trình chuyển đổi năng lượng ròng bằng 0 vào năm 2035 và 2050 tại TLIP II

Trước nhu cầu cấp bách về khử carbon chuỗi cung ứng và cam kết chuyển dịch xanh của Việt Nam, Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) có thể triển khai hai kịch bản đầu tư để đạt Net Zero:

- Kịch bản 1 – Cơ sở 2050: Triển khai dần dần, rủi ro thấp, phù hợp với lộ trình quốc gia, thích hợp cho các doanh nghiệp SME đa dạng và cải cách chính sách từng bước.
- Kịch bản 2 – Tăng tốc 2035: Chuyển đổi tham vọng do khối FDI dẫn dắt, tận dụng quản trị tiên tiến, tài chính ưu đãi và các quan hệ đối tác quốc tế.

4.5.1. Kịch bản cơ sở – Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050

Kịch bản cơ sở được thiết kế theo hướng phát triển dần, ít rủi ro hơn. Kịch bản này phù hợp với cơ cấu đa dạng của các doanh nghiệp TLIP II (nhiều doanh nghiệp vừa và nhỏ có vốn hạn chế), cải thiện cơ sở hạ tầng từng bước và cải cách chính sách từng bước. Kịch bản này cho phép tích hợp từng bước điện mặt trời áp mái (RtS), phát triển dần dần hệ thống quản lý năng lượng (EMS) và áp dụng các hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) bên ngoài, trước khi chuyển sang các mô hình DPPA nội bộ phức tạp hơn, đòi hỏi những cải cách chính sách mạnh mẽ hơn.



Hình 4-3: Tổng quan về Kịch bản cơ sở cho TLIP II

- **Giai đoạn 1 (2025–2030) - Nền tảng và tiêu chuẩn hóa kỹ thuật**
 - Triển khai điện mặt trời mái nhà trên các mái nhà máy phù hợp, với thí điểm BESS cho các doanh nghiệp có phụ tải cao. Hỗ trợ các doanh nghiệp mới trong giai đoạn 3 và 4 tích hợp giải pháp điện mặt trời mái nhà và BESS trực tiếp vào thiết kế nhà máy của họ.
 - Xây dựng hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS) ở cấp độ khu công nghiệp. Hệ thống này sẽ kết nối với dữ liệu từ các doanh nghiệp chủ chốt để giám sát sản lượng, tải và hiệu suất theo thời gian thực.
 - Triển khai mô hình thí điểm Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA), cho phép một số doanh nghiệp tiên phong mua điện từ nhà phát điện năng lượng tái tạo thông qua hợp đồng song phương sử dụng cả lưới điện quốc gia và nội khu..
- **Giai đoạn 2 (2030–2040) - Mở rộng và tích hợp sâu:** Khi khung pháp lý cho DPPA nội khu và EMS được hoàn thiện hơn, TLIP II sẽ mở rộng hoàn toàn mô hình này.
 - Áp dụng mô hình thí điểm DPPA nội khu cho nhiều doanh nghiệp hơn, đặc biệt là các doanh nghiệp vừa và nhỏ, thông qua cơ chế chia sẻ năng lượng sạch.
 - Triển khai hệ thống EMS trung tâm có khả năng giám sát và điều phối việc phát điện và tiêu thụ điện trên toàn khu công nghiệp.
 - Mở rộng cả hệ thống điện mặt trời mái nhà và hệ thống điện mặt trời tập trung trên phần đất chung của khu công nghiệp.
 - Chuẩn hóa thiết bị đo đếm, kiến trúc dữ liệu và nền tảng quản lý thông tin để hỗ trợ báo cáo ESG (Môi trường, Xã hội và Quản trị) và quản lý carbon.
- **Giai đoạn 3 (2040–2050) - Vận hành toàn diện và chuyển đổi sang lưới điện thu nhỏ:** Giai đoạn cuối cùng bao gồm việc hoàn thiện mô hình khu công nghiệp thông minh và xanh, cho phép nó hoạt động như một lưới điện mini độc lập và tối ưu hóa năng lượng.
 - Vận hành lưới điện nội khu như một lưới điện thu nhỏ, có khả năng cân bằng và điều phối điện năng tại chỗ mà không phụ thuộc hoàn toàn vào EVN.
 - Đạt 100% điện năng tiêu thụ từ các nguồn năng lượng tái tạo.

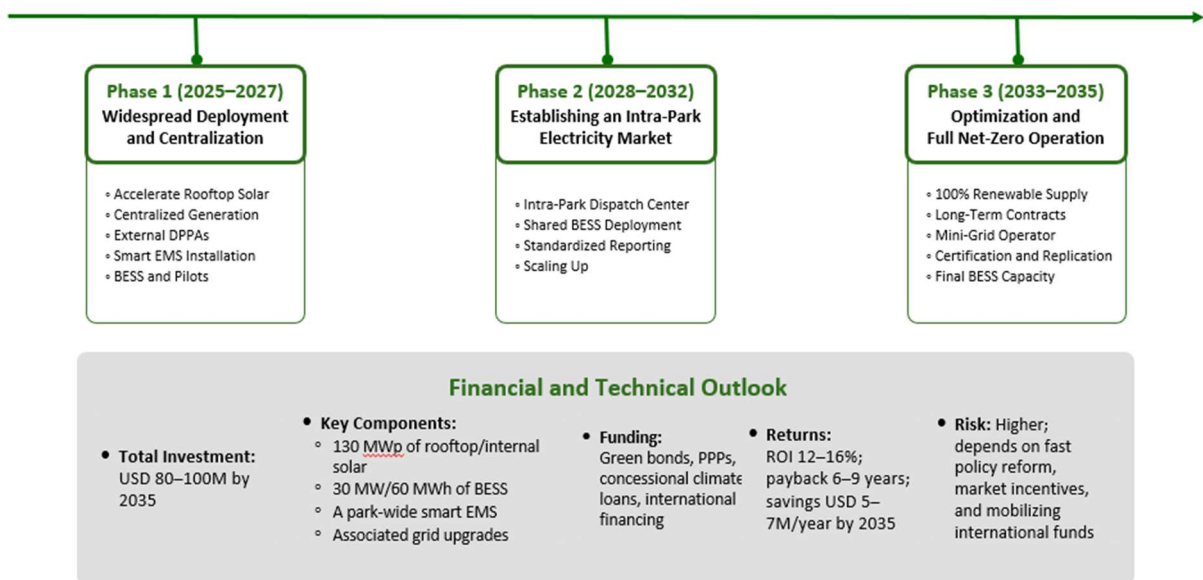
- Tích hợp hoàn toàn hệ thống đo đếm, điều độ và xác minh dữ liệu để hỗ trợ kiểm toán carbon và chứng nhận Net Zero quốc tế.
- Áp dụng khung giá công bằng và minh bạch để phân bổ chi phí hạ tầng điện chung cho tất cả các doanh nghiệp trong khu..

Triển vọng tài chính

- **Tổng vốn đầu tư cần thiết:** 50–70 triệu đô la Mỹ vào năm 2050.
- **Nguồn tài trợ:** tín dụng xanh, mô hình ESCO, doanh nghiệp tự tài trợ.
- **Hồ sơ rủi ro:** tương đối thấp, do triển khai từng bước và dựa vào các công nghệ đã được kiểm chứng.

4.5.2. Lộ trình tăng tốc: Đạt mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2035

Kịch bản tăng tốc phù hợp với các khu công nghiệp FDI có năng lực huy động vốn mạnh mẽ hơn, tầm nhìn ESG cao và cơ cấu quản trị tiên tiến như TLIP II. Con đường này đòi hỏi đồng thời các cải cách kỹ thuật, tài chính và quy định, nhưng đổi lại, nó mang lại lợi thế tiên phong, thúc đẩy sức hấp dẫn đầu tư xanh và định vị TLIP II là khu công nghiệp Net Zero tiên phong tại Việt Nam.



Hình 4-4: Tổng quan về Kịch bản tăng tốc cho TLIP II

Giai đoạn 1 (2025–2027): Triển khai rộng rãi – Kích hoạt các mô hình năng lượng tái tạo tập trung

- Đẩy nhanh các ưu đãi cho việc lắp đặt điện mặt trời trên mái nhà do DN thuê thực hiện.
- Đầu tư vào các hệ thống năng lượng mặt trời lắp trên mặt đất và trên mái nhà do các Công ty Dịch vụ Năng lượng vận hành trên đất chưa sử dụng hoặc trên mái nhà
- Tạo điều kiện thuận lợi cho các Thỏa thuận mua điện trực tiếp bên ngoài quy mô lớn dành cho năng lượng tái tạo ngoài bên ngoài
- Lắp đặt hệ thống quản lý năng lượng thông minh tập trung với chức năng đo đếm theo thời gian thực và kết nối với tất cả các doanh nghiệp thuê để cho phép điều phối tải và truy xuất nguồn gốc năng lượng sạch.

Giai đoạn 2 (2028–2032): Thiết lập thị trường điện nội khu – Vận hành DPPA toàn diện

- Vận hành hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS) như một “trung tâm điều độ nội khu”, quản lý dòng điện, hợp đồng năng lượng sạch và dữ liệu ESG cho 100% doanh nghiệp trong khu.
- Triển khai hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) dùng chung, giúp cân bằng phụ tải và ổn định lưới điện nội khu.
- Thiết lập hệ thống quản lý dữ liệu minh bạch phục vụ báo cáo ESG, tiêu chuẩn hóa các chỉ số năng lượng trong khu công nghiệp nhằm hỗ trợ tuân thủ RE100 và SBTi.

Giai đoạn 3 (2033–2035): Tối ưu hóa và nhân rộng mô hình

- Phát triển hoàn thiện hệ thống năng lượng tái tạo nội khu (điện mặt trời mái nhà) để đáp ứng nhu cầu điện ban ngày.
- Triển khai các hợp đồng DPPA nội khu dài hạn với hạ tầng lưới điện dùng chung, đáp ứng nhu cầu điện của doanh nghiệp.
- Đảm bảo toàn bộ điện năng được cung cấp từ các nguồn năng lượng tái tạo thông qua DPPAs và lưới điện điều phối bằng EMS.
- Định vị Ban quản lý TLIP II trở thành đơn vị vận hành “lưới điện thu nhỏ”, phụ trách đo đếm, điều độ, báo cáo ESG và quản lý dữ liệu năng lượng.
- Đạt chứng nhận Net Zero quốc tế (ví dụ: ISO 50001, PAS 2060) và nhân rộng mô hình “khu công nghiệp thông minh – xanh” ra các khu công nghiệp khác của Việt Nam..

Triển vọng tài chính:

- Tổng vốn đầu tư: 80–100 triệu USD
- Nguồn tài trợ: Trái phiếu xanh, mô hình PPP, khoản vay ưu đãi, quỹ khí hậu (ADB, GCF)
- ROI: 12–16%, Hoàn vốn: 6–9 năm
- Hồ sơ rủi ro: Cao hơn, phụ thuộc vào tốc độ cải cách chính sách nhanh, nhưng có sức hấp dẫn cao với FDI

4.6. Kế hoạch năng lực kỹ thuật và tài chính cho việc triển khai Net-Zero của TLIP II

Dựa trên khung kịch bản nêu trên, phần này sẽ chuyển đổi các lộ trình chiến lược của TLIP II thành các mục tiêu công suất cụ thể, nhu cầu đầu tư và dự báo tải. Phần này xác định cơ cấu năng lượng tái tạo, yêu cầu lưu trữ pin và cơ cấu tài chính cần thiết để đạt được mức phát thải ròng bằng 0 hoàn toàn theo các kịch bản Cơ sở (2050) và Tăng tốc (2035).

4.6.1. Triển vọng năng lực năng lượng sạch

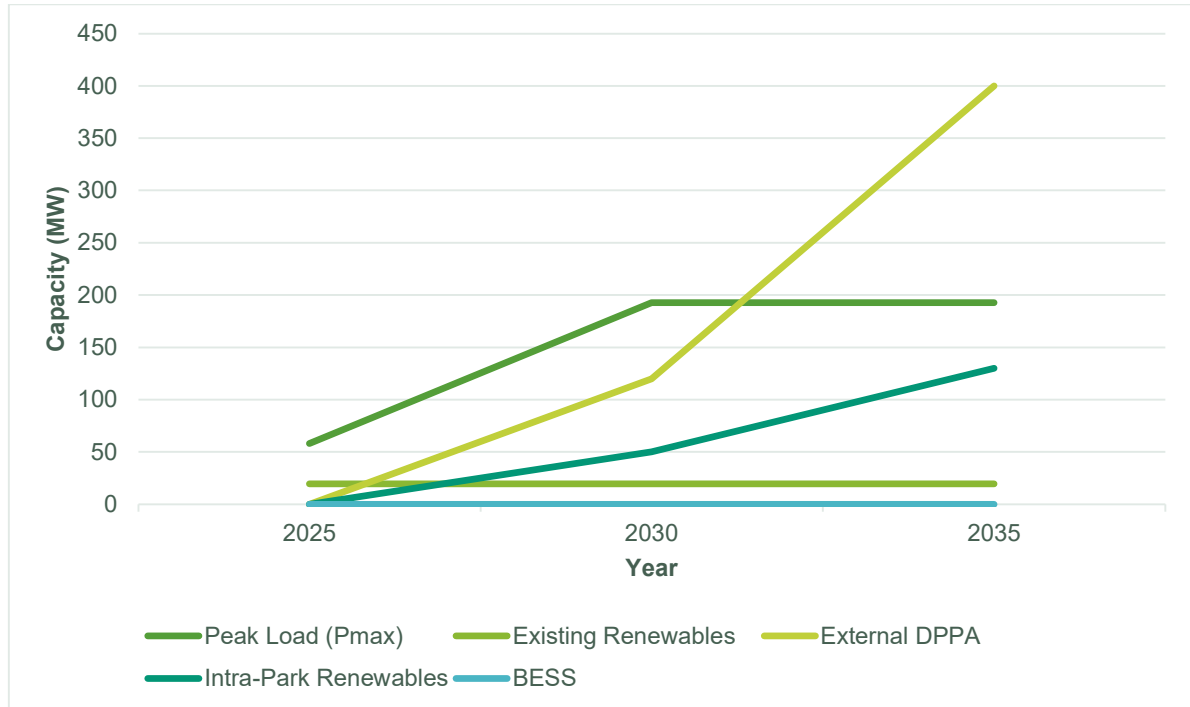
Lộ trình phát triển cho quá trình chuyển đổi sang năng lượng sạch của TLIP II được tóm tắt trong bảng dưới đây. Lộ trình này thể hiện cách các nguồn năng lượng tái tạo nội khu và bên ngoài, được hỗ trợ bởi các hệ thống lưu trữ, sẽ được mở rộng quy mô để đáp ứng nhu cầu phụ tải ngày càng tăng của khu công nghiệp.

Bảng 4-3: Năng lực và Đầu tư Năng lượng Sạch hướng tới Mục tiêu Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2035

| Chỉ tiêu | 2025 | 2030 | 2035 |
|-----------------------------------|--------------------------------------|---------|---------|
| Phụ tải cực đại (Pmax) | 58,2 MW | 193 MW | 193 MW |
| Năng lượng tái tạo hiện có | 19,6 MW (điện mặt trời trên mái nhà) | 19,6 MW | 19,6 MW |
| DPPA bên ngoài | 0 | 120 MW | 400 MW |

| | | | |
|-----------------------------------|---|------------|------------|
| Năng lượng tái tạo nội khu | 0 | 50 MW | 130 MW |
| BESS | 0 | 20MW/40MWh | 30MW/60MWh |

Đến năm 2030, phụ tải cực đại của TLIP II dự kiến đạt 193 MW, cao gấp hơn ba lần so với hiện nay. Khu công nghiệp sẽ từng bước tích hợp 120 MW điện tái tạo ngoài khu thông qua các hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPAs) và 50 MW công suất điện mặt trời nội khu mới, nâng tổng nguồn cung năng lượng tái tạo lên gần 190 MW.



Nhìn về năm 2035, khu công nghiệp sẽ mở rộng tổng công suất năng lượng sạch lên hơn 500 MW, bao gồm:

- 130 MW điện mặt trời mái nhà và mái che, tận dụng toàn bộ diện tích mái khả dụng;
- 400 MW nguồn năng lượng tái tạo bên ngoài thông qua DPPAs (chủ yếu từ điện gió và điện rác để đáp ứng nhu cầu ban đêm);
- 30 MW / 60 MWh hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS), đảm bảo tính linh hoạt và ổn định lưới điện.

Ngay cả với sự chuyển đổi này, lưới điện quốc gia vẫn sẽ đóng vai trò là nguồn dự phòng quan trọng trong các giai đoạn buổi tối hoặc khi sản lượng điện tái tạo thấp, nhằm duy trì độ tin cậy trong khi TLIP II dần hướng tới mô hình vận hành cân bằng tự chủ.

4.6.2. Hồ sơ phụ tải và ý nghĩa của quản lý năng lượng

TLIP II thể hiện tỷ lệ sử dụng tải cao, với nhu cầu ban đêm đạt gần 80% mức tiêu thụ ban ngày. Điều này cho thấy rằng:

- Nguồn điện mặt trời nội khu sẽ chủ yếu phục vụ hoạt động sản xuất ban ngày, với lượng dư thừa nhỏ để lưu trữ.
- Các hệ thống BESS cần được sạc từ nguồn điện tái tạo bên ngoài thông qua DPPA – đặc biệt là điện gió và điện rác – trong các giờ thấp điểm.
- Hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS) là yếu tố then chốt để tối ưu hóa cơ cấu này, điều phối sản xuất và tiêu thụ điện, đồng thời cân bằng nguồn năng lượng tái tạo biến động.

Chức năng chính của BESS (30 MW / 60 MWh):

1. Điều tiết công suất ngắn hạn: Giảm dao động phụ tải theo giờ và giảm áp lực đỉnh tải lên lưới nội khu.
2. Nguồn điện dự phòng: Cung cấp 1–2 giờ điện dự phòng tức thì nhằm bảo vệ các dây chuyền sản xuất quan trọng.
3. Trung tâm điều phối: Hoạt động như nút kiểm soát kết nối điện mặt trời mái nhà, nguồn DPPA nhập khẩu và hệ thống điều độ EMS.

Đầu tư ước tính: 12–15 triệu đô la Mỹ cho các hệ thống LFP (Lithium Iron Phosphate) có độ tin cậy cao, được lắp đặt vào năm 2030 và mở rộng vào năm 2035.

Các kịch bản điều chỉnh:

- Có thể cần mở rộng sớm hơn nếu độ tin cậy dự phòng cần tăng hoặc nếu khả năng sạc từ DPPA vào ban đêm trở nên khả thi.
- Có thể cần tăng gấp đôi công suất BESS nếu các dự án DPPA năng lượng mặt trời ban ngày tăng đáng kể.

4.6.3. So sánh kịch bản và yêu cầu đầu tư

Hai kịch bản chiến lược, bao gồm Kịch bản cơ sở Không phát thải ròng vào năm 2050 và Kịch bản tăng tốc Không phát thải ròng vào năm 2035, khác nhau về tốc độ, quy mô và phương pháp tài chính nhưng cùng dựa trên nền tảng kỹ thuật tương đồng.

Bảng 4-4: So sánh giữa Kịch bản 1 (Cơ sở) và Kịch bản 2 (Tăng tốc)

| Khía cạnh | Kịch bản 1 – Cơ bản (2050) | Kịch bản 2 – Tăng tốc (2035) |
|---------------------------|---|---|
| Tổng đầu tư | 50–70 triệu đô la Mỹ | 80–100 triệu đô la Mỹ |
| Các thành phần chính | 50–80 MWp điện mặt trời, EMS, 5–10 MWh BESS, nâng cấp lưới | 130 MWp điện mặt trời, EMS, 30 MW/60 MWh BESS, nâng cấp lưới |
| Tiết kiệm hàng năm (2035) | 3–4 triệu đô la Mỹ | 5–7 triệu đô la Mỹ |
| Lợi tức đầu tư | 10–12% | 12–16% |
| Thời gian hoàn vốn | 8–12 năm | 6–9 năm |
| Huy động vốn | Vay ngân hàng theo giai đoạn, mô hình ESCO, vốn cổ phần doanh nghiệp, thí điểm tài chính cho SMEs | Trái phiếu xanh, mô hình PPP, vay ưu đãi, quỹ khí hậu |
| Mức độ rủi ro | Thấp – trung bình (triển khai từng bước, ổn định nhưng lợi nhuận chậm hơn) | Cao hơn (phụ thuộc mạnh vào khung chính sách, ưu đãi thị trường và tài chính quốc tế) |

| | | |
|----------------------------------|---|--|
| Thu hút FDI | Trung bình (phù hợp với SMEs, tiến trình ESG dần dần) | Rất cao (phù hợp với các doanh nghiệp FDI lớn, RE100, ESG và nhà đầu tư đa quốc gia) |
| Đối tượng phù hợp | SMEs và doanh nghiệp trong nước có vốn hạn chế | Các doanh nghiệp FDI lớn có mục tiêu Net Zero rõ ràng |
| Chính sách cần thiết | Điều chỉnh quy định về DPPA và EMS giai đoạn 2028–2030 | Điều chỉnh DPPA và EMS sau năm 2030; tăng cường cơ chế định giá carbon / thị trường REC |
| Lợi ích đồng thời | Cải thiện độ tin cậy năng lượng, giảm chi phí O&M, thích ứng dần lực lượng lao động | Đưa TLIP II trở thành hình mẫu Net Zero khu vực, nâng cao uy tín thương hiệu, tối đa hóa huy động tài chính xanh |
| Rủi ro chính cần theo dõi | Cải cách chính sách chậm; khả năng tài chính hạn chế của SMEs | Bất định chính sách; thách thức tích hợp lưới; phụ thuộc vào vốn ưu đãi |

Ghi chú: Các khoản đầu tư được tính toán dựa trên chi phí chuẩn: điện mặt trời 0,52–0,58 triệu USD/MWp, BESS 350–450 USD/kWh (giảm còn ~260 USD/kWh vào năm 2027), EMS 0,3–0,5 triệu USD cho toàn khu, và nâng cấp lưới 1–3 triệu USD. Tổng đầu tư được điều chỉnh theo quy mô: 50–80 MWp so với 130 MWp điện mặt trời, và 5–10 MWh so với 60 MWh lưu trữ.

Kết quả tính toán trung bình:

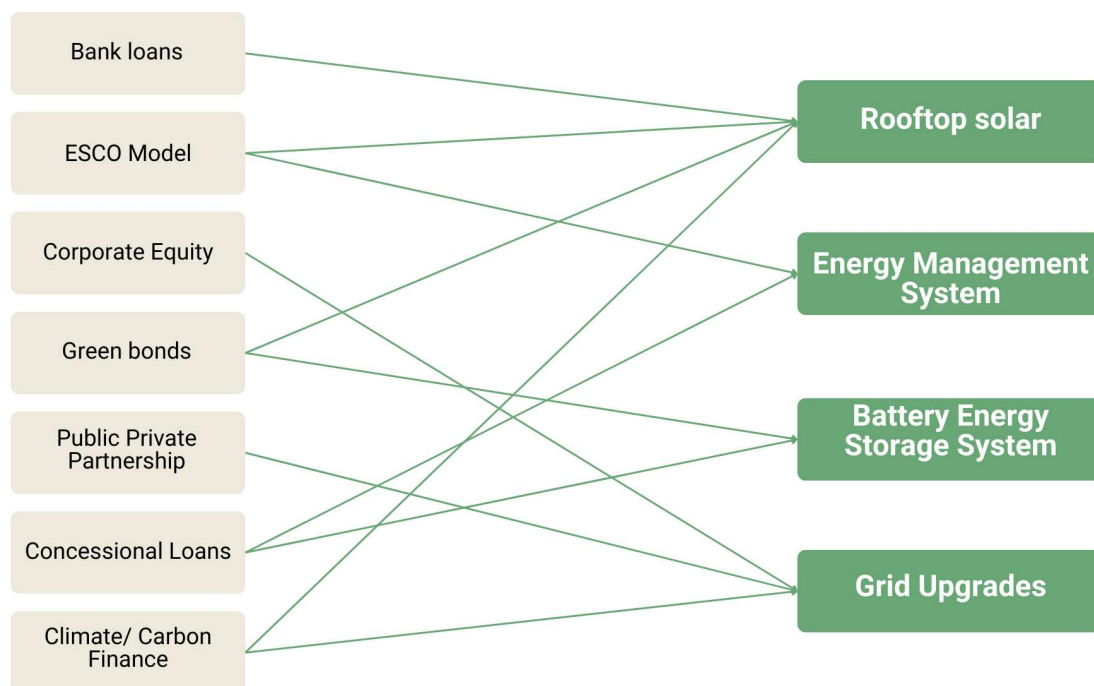
| | Cơ bản (2050) | Tăng tốc (2035) |
|--------------------------------------|----------------------|------------------------|
| Đầu tư trung bình | 60 triệu đô la Mỹ | 90 triệu đô la Mỹ |
| Tiết kiệm trung bình hàng năm | 3,5 triệu đô la Mỹ | 6 triệu đô la Mỹ |
| Roi | 11% | 14% |
| Hoàn vốn | 10 năm | 7,5 năm |

Hai kịch bản thể hiện mức độ cam kết khác nhau về thời gian và đầu tư. Kịch bản tăng tốc mang lại tỷ suất lợi nhuận cao hơn (14%) so với kịch bản cơ bản (11%), khiến nó hấp dẫn hơn đối với các nhà đầu tư quốc tế. Ngoài ra, chiến lược tăng tốc rút ngắn thời gian hoàn vốn xuống 7,5 năm, so với 10 năm trong kịch bản cơ bản, giúp tăng niềm tin của nhà đầu tư và đẩy nhanh tiến trình đạt Net Zero.



Hình 4-5: So sánh ROI trung bình và thời gian hoàn vốn

Phân tích tỷ suất lợi nhuận (ROI) và thời gian hoàn vốn cho thấy tính hấp dẫn về mặt tài chính của kịch bản tăng tốc. Hình 4-6 bổ sung cho kết quả này bằng cách minh họa cách các công cụ tài chính khác nhau có thể được cấu trúc để hỗ trợ từng hạng mục đầu tư, qua đó chuyển hóa mức lợi nhuận cao hơn thành chiến lược huy động vốn khả thi..



Hình 4-6: Dòng vốn huy động tiềm năng cho quá trình chuyển đổi Net Zero của Khu công nghiệp Thăng Long II

Hình minh họa mối quan hệ giữa các nguồn tài trợ khác nhau (ví dụ: vay ngân hàng, ESCO, vốn chủ sở hữu doanh nghiệp, trái phiếu xanh, v.v.) với mục đích đầu tư (ví dụ: điện mặt trời trên mái nhà, hệ thống quản lý năng lượng, BESS và nâng cấp lưới điện). Các mũi tên cho thấy công cụ tài chính nào thường chảy vào danh mục tài sản nào.

4.6.4. Cơ cấu tài chính và huy động vốn

4.6.4.1. Kịch bản 1: Tài chính truyền thống và triển khai theo giai đoạn

Kịch bản 1 yêu cầu vốn đầu tư ban đầu thấp hơn (50–70 triệu USD cho 50–80 MWp điện mặt trời, 5–10 MWh BESS, EMS và nâng cấp lưới điện), mang lại lợi nhuận ổn định nhưng ở mức vừa phải

(ROI 10–12%) với thời gian hoàn vốn dài hơn (8–12 năm). Phương án này có thể được tài trợ thông qua kết hợp giữa vốn chủ sở hữu doanh nghiệp, các khoản vay ngân hàng theo giai đoạn và mô hình ESCO, phù hợp hơn với các doanh nghiệp nhỏ và vừa (SMEs) có năng lực tài chính hạn chế.

- **Vay ngân hàng theo giai đoạn:** Các ngân hàng thương mại trong nước và quốc tế cung cấp các khoản vay trung hạn, giải ngân theo từng giai đoạn dự án để phù hợp với tiến độ mở rộng điện mặt trời và BESS. Cách làm này giúp giảm gánh nặng vốn ban đầu cho SMEs và đồng bộ hoàn trả với khoản tiết kiệm đạt được.
- **Mô hình ESCO:** Các công ty dịch vụ năng lượng (ESCOs) đầu tư vào hệ thống điện mặt trời và EMS, thu hồi vốn thông qua hợp đồng chia sẻ tiết kiệm. SMEs không cần vốn đầu tư ban đầu.
- **Vốn chủ sở hữu của DN:** Ban quản lý khu công nghiệp hoặc các doanh nghiệp lớn góp vốn chủ sở hữu, đặc biệt cho hạng mục nâng cấp lưới và triển khai EMS, đảm bảo quyền kiểm soát và lợi nhuận dài hạn.
- **Chia sẻ rủi ro:** Phân bổ tài chính giữa nhiều SMEs thông qua hợp đồng liên kết giúp giảm rủi ro vỡ nợ và dễ dàng thương thảo điều kiện vay với tổ chức tín dụng.

4.6.4.2. Kịch bản 2: Tài chính đổi mới và quy mô lớn

Ngược lại, Kịch bản 2 đòi hỏi vốn đầu tư lớn hơn (80–100 triệu USD cho 130 MWp điện mặt trời, 30 MW/60 MWh BESS, EMS và nâng cấp lưới điện) nhưng mang lại lợi nhuận cao hơn (12–16%) và thời gian hoàn vốn ngắn hơn (6–9 năm), nhờ tỷ lệ năng lượng tái tạo cao hơn giúp giảm chi phí và tăng tính tự chủ năng lượng. Tuy nhiên, Kịch bản 2 đòi hỏi các cấu trúc tài chính sáng tạo như trái phiếu xanh, mô hình đối tác công–tư (PPP), và quỹ khí hậu quốc tế (như ETM của ADB, GCF) để huy động vốn lớn với điều kiện ưu đãi.

- **Trái phiếu xanh:**
 - TLIP II có thể phát hành trái phiếu xanh doanh nghiệp hoặc theo dự án, tuân thủ nguyên tắc của ICMA.
 - Các nhà đầu tư tổ chức (quỹ hưu trí, quỹ đầu tư quốc gia) bị thu hút bởi dòng tiền ổn định từ tài sản năng lượng tái tạo..
- **Đối tác công tư (PPP):**
 - Ban quản lý khu công nghiệp hợp tác với chính quyền tỉnh để cùng đầu tư vào hạ tầng lưới và hệ thống lưu trữ quy mô lớn.
 - Cấu trúc PPP cho phép chính quyền giảm rủi ro cho khu vực tư nhân thông qua bảo lãnh hoặc hỗ trợ khoảng trống khả thi (viability gap funding)..
- **Khoản vay ưu đãi và Quỹ khí hậu:**
 - Tiếp cận nguồn vốn từ ETM của ADB, GCF và các chương trình tín dụng ưu đãi của JICA.
 - Các nguồn này giảm chi phí vốn xuống còn 2–3%, so với mức 6–8% của vay thương mại, giúp đầu tư BESS quy mô lớn khả thi.
- **Tài chính hỗn hợp:**
 - Kết hợp nguồn vốn ưu đãi với vốn vay thương mại để giảm rủi ro cho các khoản đầu tư lớn. Ví dụ, nguồn ưu đãi tài trợ cho BESS, còn vốn tư nhân tập trung mở rộng điện mặt trời.
- **Tín chỉ Carbon và REC:**
 - Tận dụng chứng chỉ năng lượng tái tạo (RECs) hoặc tín chỉ carbon theo Điều 6 của Thỏa thuận Paris để tạo thêm doanh thu.
 - Nguồn thu này giúp tăng khả năng vay vốn và giảm phụ thuộc vào nợ.

Với hạ tầng tiên tiến, tỷ lệ FDI cao và năng lực quản trị tốt, kịch bản Tăng tốc (Net Zero 2035) là lộ trình được ưu tiên cho TLIP II.

Tuy nhiên, thành công phụ thuộc vào:

- Cải cách kịp thời về quy định cho DPPA nội khu và cấp phép EMS;
- Thiết lập các cơ chế tài chính xanh (quỹ, bảo lãnh, trái phiếu);
- Phối hợp sớm giữa UBND tỉnh Hưng Yên, EVN và các đối tác phát triển quốc tế..

Khi các điều kiện này được đảm bảo, TLIP II có thể hoàn toàn tích hợp năng lượng tái tạo và đạt chứng nhận Net Zero vào năm 2035, trở thành hình mẫu có thể nhân rộng trong mạng lưới khu công nghiệp Việt Nam.

4.7. Phân tích rủi ro lộ trình đầu tư

Quá trình hướng tới một khu công nghiệp phát thải ròng bằng 0 (Net Zero) là phức tạp và đòi hỏi vốn lớn, với nhiều lớp bất định. Đối với TLIP II, các thách thức này được chia thành ba nhóm chính: rủi ro tài chính, rủi ro pháp lý – thể chế, và rủi ro thị trường. Mỗi nhóm cần có các biện pháp ứng phó riêng biệt. Thành công của quá trình chuyển đổi phụ thuộc vào việc nhận diện, lượng hóa và quản lý rủi ro một cách chủ động giữa các nhà đầu tư, ban quản lý khu công nghiệp và cơ quan quản lý nhà nước.

Khung phân tích rủi ro này được xây dựng dựa trên:

- Các hội thảo tham vấn **với chủ đầu tư khu công nghiệp, doanh nghiệp trụ cột và UBND tỉnh;**
- **Các chuẩn mực quốc tế** (IRENA 2025, IFC ESG Standards, dự báo BloombergNEF BESS);
- Các thử nghiệm nhạy cảm theo kịch bản **kết hợp, tang tốc và cơ sở**.

4.7.1. Rủi ro tài chính

Thách thức lớn nhất nằm ở khả năng huy động vốn và duy trì dòng tiền ổn định. Các hạng mục như điện tái tạo, lưu trữ năng lượng (BESS) và lưới điện thông minh đều cần vốn đầu tư ban đầu cao và có chu kỳ hoàn vốn dài (10–15 năm hoặc hơn). Điều này khiến nhà đầu tư chịu rủi ro về biến động lãi suất, rủi ro thanh khoản, và chậm thu hồi chi phí nếu tiết kiệm kỳ vọng không đạt được.

Ở cấp độ khu công nghiệp, phần lớn doanh nghiệp nhỏ và vừa (SMEs) khó tiếp cận các gói tín dụng xanh ưu đãi và thường phải vay nguồn vốn thương mại lãi suất cao, ảnh hưởng đến hiệu quả dự án..

Các rủi ro bổ sung bao gồm:

- **Rủi ro tỷ giá:** thiết bị nhập khẩu được định giá bằng USD hoặc EUR, khiến chi phí đội lên khi VND mất giá;
- **Rủi ro lạm phát:** chi phí vận hành và bảo trì có thể tăng trong tương lai;
- **Rủi ro tham gia:** một hoặc nhiều bên trong mô hình đầu tư chung rút lui, làm tăng gánh nặng tài chính cho các bên còn lại.

Những yếu tố này nhấn mạnh sự cần thiết của một hệ sinh thái tài chính đa dạng, kết hợp vốn chủ sở hữu, vốn vay ưu đãi, hợp đồng ESCO và các quỹ tín dụng xanh, thay vì phụ thuộc vào một nguồn vốn duy nhất.

4.7.2. Rủi ro pháp lý và thể chế

Khung pháp lý của Việt Nam cho thị trường năng lượng sạch đang trong quá trình hoàn thiện. Mặc dù đã có quy định về DPPA và vận hành lưới điện tư nhân, nhưng vẫn ở giai đoạn thí điểm và chờ đánh giá thực tiễn. Điều này tạo ra bất định cho các dự án tiên phong như TLIP II, nơi việc giao dịch điện nội khu giữa các doanh nghiệp có thể bị hạn chế nếu thiếu giấy phép riêng.

Các thủ tục cấp phép cho hệ thống lưu trữ năng lượng và hạ tầng dùng chung (trạm biến áp, đường dây nội bộ) cũng chưa rõ ràng, tiềm ẩn rủi ro tuân thủ.

Một thách thức khác đến từ sức ỳ thể chế. EVN và các công ty điện lực địa phương – vốn phải duy trì công suất dự phòng để đảm bảo độ tin cậy – có thể xem giao dịch điện tái tạo nội khu là mất nguồn doanh thu. Nếu không có cơ chế bù đắp hợp lý (như phí duy trì dịch vụ dự phòng), dự án có thể gặp trở ngại hành chính hoặc chậm trễ.

Thiếu khung pháp lý đồng bộ và ổn định là rủi ro mang tính hệ thống, làm tăng sự bất định cho nhà đầu tư (đặc biệt với hợp đồng 15–20 năm) và hạn chế khả năng huy động vốn quy mô lớn..

4.7.3. Rủi ro biến động giá và thị trường

Thị trường năng lượng sạch mang tính động và nhạy cảm với biến động chính sách và giá cả. TLIP II đối mặt với nhiều rủi ro như:

- **Biến động giá điện:** Giá điện tái tạo cố định theo hợp đồng dài hạn, nhưng biểu giá điện quốc gia do Nhà nước quy định có thể thay đổi. Nếu giá điện lưới giảm nhờ trợ giá nhiên liệu, mức tiết kiệm tương đối từ điện tái tạo giảm. Ngược lại, nếu giá điện tăng mạnh, lợi nhuận cao hơn có thể dẫn đến can thiệp chính sách (như áp trần tạm thời).
- **Biến động giá RECs:** Giá chứng chỉ năng lượng tái tạo (I-REC) quốc tế hiện ở mức cao, nhưng có thể giảm sau năm 2030 nếu nguồn cung toàn cầu dư thừa, làm giảm doanh thu thứ cấp của TLIP II.
- **Biến động nhu cầu:** Nhu cầu điện của khu công nghiệp phụ thuộc vào tỷ lệ lấp đầy và chu kỳ kinh tế. Nếu doanh nghiệp lớn rời đi hoặc sản xuất chậm lại, các hệ thống điện tái tạo có thể dư công suất, dẫn đến hiệu suất thấp.
- **Cạnh tranh công nghệ:** Khi EVN mở rộng danh mục năng lượng tái tạo, họ có thể cung cấp gói điện xanh giá thấp cạnh tranh trực tiếp với hệ thống nội khu của TLIP II.

Những bất định này cho thấy chuyển đổi Net Zero không chỉ là vấn đề kỹ thuật, mà còn là một bài toán thị trường, đòi hỏi mô hình kinh doanh của TLIP II phải linh hoạt và thích ứng liên tục với cả phía cung và cầu.

4.7.4. Khung quản lý rủi ro đề xuất

Để ứng phó, TLIP II cần một khung quản trị rủi ro tổng hợp, được triển khai chung giữa ban quản lý khu công nghiệp, nhà đầu tư và cơ quan quản lý:

- **Đa dạng hóa và chia sẻ rủi ro tài chính:**
Thành lập công ty liên doanh hoặc công ty dự án (SPV) với nhiều nhà đầu tư góp vốn và vay chung, giảm rủi ro tập trung.
Kết hợp nhiều nguồn vốn: nội bộ, vay ngân hàng trong nước, tín dụng xanh quốc tế, và bảo lãnh vay cấp tỉnh để giảm chi phí vốn trung bình.
- **Thiết lập sandbox pháp lý và đối thoại liên tục**
Xây dựng sandbox điều tiết cho phép thí điểm giao dịch điện nội khu có kiểm soát, kèm báo cáo định kỳ.
Tổ chức đối thoại sớm với EVN và cơ quan điện lực địa phương để thống nhất cơ chế vận hành, như phí duy trì công suất dự phòng trả cho EVN, giúp đồng bộ lợi ích và giảm xung đột thể chế.
- **Bảo đảm kỹ thuật và vận hành:**
Triển khai EMS tích hợp ngay từ đầu để giám sát điện áp, tần số, cân bằng tải.
Ban hành quy định lưới điện nội khu yêu cầu tất cả đơn vị điện tái tạo và lưu trữ phải có thiết bị bảo vệ và tuân thủ điều độ trung tâm nhằm đảm bảo an toàn, tương thích và ổn định.
- **Thực hiện theo giai đoạn:**

Ưu tiên các dự án thí điểm nhỏ (5–10 MW) để kiểm chứng vận hành và cơ chế quản trị trước khi mở rộng lên 50–100 MW.

Cách triển khai theo giai đoạn giúp tích lũy kinh nghiệm, nâng cao năng lực và giảm rủi ro tài chính – kỹ thuật.

4.8. Các chính sách đột phá cần thiết cho lộ trình phát thải ròng bằng 0 tăng tốc tại TLIP II

Để biến lộ trình tăng tốc đến năm 2035 thành hiện thực, TLIP II cần đổi mới chính sách một cách hệ thống, chứ không chỉ điều chỉnh cục bộ. Báo cáo này đề xuất tám cải cách chính sách mang tính đột phá nhằm loại bỏ các nút thắt pháp lý, huy động nguồn vốn hỗn hợp và tạo dựng môi trường thuận lợi cho mô hình khu công nghiệp xanh, thông minh và có khả năng chống chịu.

Vai trò lãnh đạo của Bộ Tài chính sẽ mang tính quyết định trong việc định hướng cải cách tài chính và quản trị tại các khu công nghiệp, thúc đẩy chúng tiến tới chuyển đổi phát thải ròng bằng 0.

Thành công của quá trình chuyển đổi phụ thuộc vào sự phối hợp giữa nhiều bên khác nhau — công, tư và địa phương. Lộ trình khử carbon của TLIP II đòi hỏi phải có sự phối hợp thực thi giữa các bộ ngành, đơn vị vận hành khu công nghiệp, doanh nghiệp thuê, đơn vị cung ứng điện và chính quyền địa phương.

Bảng dưới đây nêu rõ vai trò và trách nhiệm của các bên liên quan chính trong quá trình thực thi lộ trình 2035.

Bảng 4-5: Vai trò và trách nhiệm của các bên liên quan tại địa phương

| Đơn vị | Vai trò chính |
|--|---|
| Ban quản lý công nghiệp (Nhà vận hành) | Đóng vai trò là đơn vị bảo trợ dự án (SPV sponsor), nhà quản lý lưới điện mini và đơn vị vận hành hệ thống quản lý năng lượng (EMS). Tổng hợp nhu cầu của doanh nghiệp thuê, huy động vốn, sở hữu hạ tầng dùng chung và phân bổ doanh thu từ I-REC và tín chỉ carbon. |
| Doanh nghiệp thuê (đặc biệt là các doanh nghiệp vừa và nhỏ) | Tham gia thông qua hợp đồng thuê, DPPA nội khu hoặc mô hình huy động vốn cộng đồng; được hưởng lợi về tiết kiệm chi phí, tuân thủ ESG và tham gia đồng thiết kế mô hình. |
| Doanh nghiệp trụ cột | Đảm bảo ổn định nhu cầu, cùng đầu tư vào hệ thống BESS và là hạt nhân thực hiện cam kết RE100. |
| UBND tỉnh Hưng Yên | Phát hành trái phiếu xanh cấp tỉnh, đẩy nhanh quá trình cấp phép và phối hợp với các cơ chế bảo lãnh quốc gia. |
| EVN | Bảo đảm kết nối lưới điện, cung cấp dịch vụ phụ trợ và tiêu chuẩn hóa hệ thống đo đếm cho các dòng điện nội bộ và ngoại khu. |

Để biến tầm nhìn chiến lược thành hành động khả thi, TLIP II cần kết hợp đồng bộ các cải cách tài chính, quy định và quản trị. Bảng sau trình bày tám chính sách cải cách ưu tiên nhằm huy động nguồn vốn xanh, giảm thiểu rủi ro cho khu vực tư nhân và tích hợp hệ thống năng lượng tái tạo trong các khu công nghiệp.

Mỗi cải cách đều nêu rõ mục tiêu, cơ quan chủ trì và vai trò thực thi ở cấp khu công nghiệp và cấp tỉnh.

Bảng 4-6: Cải cách chính sách đột phá và vai trò tương ứng của các bên liên quan

| Cải cách | Mô tả/ Giải thích | Tầm quan trọng | Cơ quan chủ trì | Vai trò thực hiện |
|----------|----------------------|----------------|-----------------|-------------------|
|----------|----------------------|----------------|-----------------|-------------------|

| | | | | |
|--|---|---|--|---|
| Thành lập Quỹ Chuyển đổi Năng lượng Công nghiệp và cơ chế bảo lãnh tín dụng | Quỹ do Bộ Tài chính khởi tạo, cung cấp bảo lãnh tín dụng một phần, cho vay ưu đãi dưới lãi suất thị trường và hỗ trợ chênh lệch khả thi (viability gap grants). | Giảm rủi ro nợ, huy động vốn tư nhân, thu hẹp khoảng cách vốn chủ sở hữu của SMEs. | Bộ Tài chính (MOF), Ngân hàng Nhà nước (SBV), UBND tỉnh (PPC) cho triển khai địa phương. | Ban quản lý: nộp hồ sơ xin vốn; Doanh nghiệp: tiếp cận cho thuê tài chính; PPC: đồng tài trợ phần vốn địa phương. |
| Phát hành trái phiếu xanh cấp tỉnh với bảo lãnh quốc gia | Cho phép các UBND tỉnh phát hành trái phiếu xanh để đầu tư hạ tầng năng lượng tái tạo, được bảo lãnh một phần bởi Bộ Tài chính và gắn với danh mục dự án cụ thể. | Thu hút nhà đầu tư tổ chức, giảm lợi suất phát hành, tài trợ 30–50% tổng vốn của các kịch bản Hybrid/Accelerated. | Bộ Tài chính, UBND tỉnh phát hành. | PPC: phát hành trái phiếu; Ban quản lý: đề xuất dự án khả thi; MOF: cung cấp bảo lãnh. |
| Tích hợp tiêu chí năng lượng sạch vào quy hoạch và cấp phép khu công nghiệp | Yêu cầu đánh giá RE + ESG trong quy hoạch tổng thể và cấp phép đầu tư; ưu tiên phân khu carbon thấp trong các KCN mới/mở rộng. | Tăng giá trị cho thuê, ngăn chặn mô hình phát thải cao, phù hợp chiến lược KCN sinh thái quốc gia. | Bộ Tài chính, UBND tỉnh. | Ban quản lý: chuẩn bị quy hoạch tuân thủ RE; Doanh nghiệp: đáp ứng tiêu chí ESG; PPC: thực thi quy hoạch. |
| Cho phép sở hữu và vận hành hạ tầng dùng chung | Sửa đổi quy định về KCN để cho phép thành lập các công ty liên doanh (SPV) đa doanh nghiệp sở hữu hệ thống solar/BESS/EMS và phân chia doanh thu theo hợp đồng PPA hoặc thuê. | Giảm chi phí đầu tư cho SMEs, thúc đẩy giao dịch điện nội khu, mở rộng quy mô RE. | Bộ Tài chính, UBND tỉnh (quản lý đất). | Ban quản lý: thành lập SPV; Doanh nghiệp: đồng sở hữu qua thuê; SMEs: tiếp cận không cần vốn đầu tư ban đầu. |
| Phát triển Bộ tiêu chuẩn quốc gia về Khu công nghiệp Net Zero để chứng nhận và đánh giá | Bộ tiêu chuẩn theo cấp độ do Bộ Tài chính ban hành, liên kết với ưu đãi thuế, điều kiện phát hành trái phiếu xanh và tài chính carbon. | Tạo nguồn thu, chuẩn hóa so sánh với VSIP/Amata, khẳng định vai trò tiên phong ASEAN. | Bộ Tài chính, UBND tỉnh thí điểm chứng nhận. | Ban quản lý: dẫn đầu chứng nhận; Doanh nghiệp: báo cáo dữ liệu; PPC: cung cấp ưu đãi địa phương. |
| Hợp pháp hóa DPPA nội khu trong các khu công nghiệp | Sửa Luật Điện lực để cho phép hợp đồng trực tiếp giữa nhà phát điện và doanh nghiệp thuê qua đường dây riêng hoặc cơ chế wheeling ảo; cho phép SPV của khu công | Tăng tiết kiệm cho doanh nghiệp thuê, mở rộng quy mô điện tái tạo. | Bộ Công Thương (MOIT), EVN đo đếm, PPC phê duyệt địa phương. | Ban quản lý: ký DPPA; Doanh nghiệp: mua điện trực tiếp; EVN: phê duyệt wheeling. |

| | | | | |
|---|--|---|--|---|
| | ngành làm đối tác hợp đồng. | | | |
| Công nhận nhà vận hành khu công nghiệp là đơn vị quản lý lưới điện mini | Cấp phép cho các khu công nghiệp được vận hành lưới điện nội khu, điều độ BESS và EMS. | Giảm tổn thất điện, nâng cao khả năng chống chịu, hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo. | Bộ Công Thương, UBND tỉnh cấp phép thí điểm. | Ban quản lý: vận hành lưới mini; Doanh nghiệp: hưởng lợi về độ tin cậy. |
| Cho phép khu công nghiệp cung cấp dịch vụ hỗ trợ lưới điện (grid-support services) | Cho phép khu công nghiệp cung cấp các dịch vụ phụ trợ (điều tần, cắt đỉnh) cho EVN thông qua hệ thống BESS, có cơ chế chi trả rõ ràng. | Tạo nguồn thu ổn định, giảm áp lực lưới Hưng Yên, rút ngắn thời gian hoàn vốn. | Bộ Công Thương, EVN điều độ; UBND tỉnh thí điểm. | Ban quản lý: điều độ BESS; EVN: tích hợp tín hiệu điều độ; Doanh nghiệp: chia sẻ doanh thu. |

UBND tỉnh Hưng Yên giữ vai trò then chốt trong việc thí điểm các cải cách này. Là địa phương có dòng vốn FDI Nhật Bản mạnh mẽ và nền công nghiệp xanh đang phát triển, tỉnh có thể trở thành mô hình kiểu mẫu về phát triển khu công nghiệp bền vững của Việt Nam, thông qua:

- Triển khai thí điểm DPPA nội khu và hệ thống EMS thông minh tại TLIP II;
- Thành lập Quỹ Chuyển đổi Năng lượng cấp tỉnh, kết hợp ngân sách địa phương, khoản vay ưu đãi JICA/ADB và nguồn hỗ trợ từ GCF;
- Cung cấp chính sách ưu đãi cho các doanh nghiệp FDI thực hiện RE100 hoặc tiêu chuẩn ESG;
- Xây dựng Quỹ cho thuê xanh cho SMEs, được bảo đảm bằng doanh thu từ I-REC;
- Thúc đẩy phát hành trái phiếu xanh cấp tỉnh thông qua cơ chế bảo lãnh hoặc đồng tài trợ, dưới sự hướng dẫn của Bộ Tài chính.

Bằng cách tích hợp các hành động này vào quy hoạch tổng thể phát triển khu công nghiệp và khu kinh tế của tỉnh, Hưng Yên có thể đưa TLIP II trở thành Khu công nghiệp Net Zero được chứng nhận và mô hình mẫu có thể nhân rộng ra các tỉnh khác.

4.9. Lộ trình triển khai và các bước tiếp theo

Lộ trình dành riêng cho TLIP II này nhằm chuyển đổi khu công nghiệp từ giai đoạn thí điểm hiện nay trở thành khu công nghiệp phát thải ròng bằng 0 đầu tiên của Việt Nam, đồng thời hướng đến mở rộng triển khai ở cấp quốc gia như một kết quả thứ cấp.

Tất cả các hành động đều được neo tại Khu công nghiệp Thăng Long II, tận dụng hạ tầng sẵn có, nền tảng FDI và quan hệ hợp tác với UBND tỉnh Hưng Yên làm động lực cốt lõi. Việc nhân rộng trên toàn quốc (Giai đoạn 4) sẽ được thực hiện sau khi TLIP II thành công.

Bảng 4-7: Kế hoạch thực hiện Khu công nghiệp Thăng Long II

| Giai đoạn | Các hành động chính của TLIP II | Đơn vị chủ trì | Thời gian dự kiến | Kịch bản áp dụng |
|-------------------------------------|--|----------------------------------|-----------------------|------------------|
| Giai đoạn Chuẩn bị khởi động | <ul style="list-style-type: none"> • Hoàn thiện Quy hoạch Năng lượng tái tạo của TLIP II (gồm hệ thống mái nhà và bản thiết kế EMS). • Thu hút ít nhất 3 doanh nghiệp trụ cột (FDI cam kết RE100). | Ban Quản lý TLIP II + PPC | Quý 4 năm 2025 | Tất cả |

| | | | | | |
|--|---|---|------------|-----------------------|------------------------------|
| | <ul style="list-style-type: none"> Thành lập Công ty dự án năng lượng tái tạo TLIP II (TLIP II RECo SPV). | | | | |
| | <ul style="list-style-type: none"> Thành lập Quỹ Chuyển đổi Năng lượng Công nghiệp (quy mô 50 triệu USD, TLIP II là dự án tiên phong). | Bộ chính | Tài | Quý 4 năm 2025 | Tất cả |
| Giai đoạn 1: Thí điểm và thử nghiệm sandbox tại TLIP II | <ul style="list-style-type: none"> Triển khai Cơ chế Sandbox (thí điểm DPPA nội khu và mô hình lưới điện mini áp dụng riêng cho TLIP II). | UBND tỉnh | | Quý 1 năm 2026 | Tất cả |
| | <ul style="list-style-type: none"> Lắp đặt 5–10 MW điện mặt trời mái nhà và hệ thống lưu trữ năng lượng 5 MW/10 MWh (tại các nhà xưởng giai đoạn 3). | Ban quản lý TLIP II | | Quý 3 năm 2026 | Kịch bản kết hợp |
| | <ul style="list-style-type: none"> Phát hành trái phiếu xanh cấp tỉnh đầu tiên của Hưng Yên (quy mô 15 triệu USD) — toàn bộ dành cho TLIP II. | UBND tỉnh | | Quý 3 năm 2026 | Kết hợp/Tăng tốc |
| | <ul style="list-style-type: none"> Kích hoạt Quỹ cho thuê xanh cho SMEs tại TLIP II (quy mô 5 triệu USD). | UBND tỉnh + Ban Quản lý TLIP II | | Quý 4 năm 2026 | Kịch bản kết hợp |
| Giai đoạn 2: Mở rộng quy mô toàn diện tại TLIP II | <ul style="list-style-type: none"> Mở rộng lên 50 MWp điện mặt trời + 20 MW/40 MWh BESS (bao gồm toàn bộ các giai đoạn xây dựng và mái che bãi đỗ xe). | TLIP II SPV | | Quý 2 năm 2028 | Kịch bản kết hợp |
| | <ul style="list-style-type: none"> Đạt 50–70% tỷ lệ năng lượng tái tạo thông qua các hợp đồng DPPA nội khu và điều độ năng lượng bằng EMS. | Ban quản lý TLIP II | | Quý 4 năm 2030 | Hoàn tất kịch bản lai |
| Giai đoạn 3: Chứng nhận Net Zero tại TLIP II | <ul style="list-style-type: none"> Mở rộng lên 130 MWp điện mặt trời + 30 MW/60 MWh BESS. | Ban quản lý TLIP II + Quỹ đầu tư PE/VC | | Quý 3 năm 2032 | Tăng tốc |
| | <ul style="list-style-type: none"> Cung cấp dịch vụ phụ trợ lưới điện cho EVN thông qua hệ thống BESS của TLIP II. | Bộ Công Thương + EVN | | Quý 1 năm 2033 | Tăng tốc |

| | | | | | |
|---|---|---------------------------|--------------|-----------------------|-------------------------------|
| | • Chứng nhận TLIP II là Khu công nghiệp Net Zero. | Bộ chính | Tài | Quý 4 năm 2035 | Hoàn thành nhanh chóng |
| Giai đoạn 4: Nhân rộng trên toàn quốc (Được triển khai khi TLIP II thành công) | • Áp dụng mô hình TLIP II để triển khai thí điểm tại các khu công nghiệp khác | Bộ chính UBND tỉnh | Tài + | 2030–2032 | Kịch bản cơ sở |
| | • Nhân rộng ra tối thiểu 10 khu công nghiệp thông qua việc ban hành Tiêu chuẩn Khu công nghiệp Net Zero quốc gia. | Bộ chính | Tài | 2033–2035 | Kịch bản cơ sở |

Ghi chú:

Tất cả các mốc thời gian trên áp dụng riêng cho TLIP II, với giả định sandbox được khởi động vào Quý I/2026 và quy hoạch tổng thể sau sáp nhập được phê duyệt.

Các yếu tố như chậm trễ trong cải cách quy định, huy động vốn hoặc tích hợp với EVN có thể ảnh hưởng đến tiến độ TLIP II.

Việc đánh giá tiến độ sẽ được thực hiện hàng quý bởi Ban Quản lý TLIP II và UBND tỉnh Hưng Yên.

5. Kết luận

Báo cáo này trình bày phân tích toàn diện và lộ trình nhằm giúp Khu công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) đạt được phát thải ròng bằng 0 vào năm 2035 thông qua quá trình chuyển đổi năng lượng xanh, thông minh và khả thi về mặt tài chính. Báo cáo đưa ra mô hình kinh doanh lai theo giai đoạn, tích hợp sản xuất năng lượng tái tạo, quản lý năng lượng số hóa và cơ chế tài chính đổi mới, nhằm cân bằng giữa mục tiêu môi trường và tính cạnh tranh kinh tế.

Là bước khởi đầu quan trọng, chiến lược triển khai lai (hybrid delivery strategy) được thực hiện đến năm 2030 sẽ kết hợp các hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) trong và ngoài khu, hệ thống quản lý năng lượng tích hợp (EMS) được hỗ trợ bởi hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS), chứng chỉ năng lượng tái tạo quốc tế (I-REC), cùng cơ chế thử nghiệm pháp lý (regulatory sandbox) cho giao dịch điện nội khu.

Giai đoạn này sẽ tận dụng 23,93 MWp điện mặt trời mái nhà hiện có của TLIP II, mở rộng lên 100 MWp với tổng vốn đầu tư dự kiến 30–40 triệu USD.

Mô hình này sẽ giúp khu công nghiệp đạt 50–70% tỷ lệ năng lượng tái tạo, đồng thời đảm bảo tuân thủ ESG trong ngắn hạn, nâng cao tính ổn định năng lượng, và giảm chi phí 5–15% thông qua các DPPA bên ngoài, cũng như mang lại doanh thu bổ sung 10.500–85.680 USD/năm từ I-REC.

Cơ chế sandbox (2028–2030) sẽ đóng vai trò là nền tảng thử nghiệm các đổi mới pháp lý và kỹ thuật, đặc biệt trong giao dịch điện nội khu và quản lý hạ tầng dùng chung.

Hướng tới tương lai, báo cáo xác định hai kịch bản chiến lược cho quá trình triển khai dài hạn:

- **Kịch bản tăng tốc (Accelerated Scenario)** đặt mục tiêu đạt 100% năng lượng tái tạo vào năm 2035, triển khai 130 MWp điện mặt trời mái nhà, 60 MWh hệ thống lưu trữ BESS, và lưới điện mini tích hợp toàn khu. Kịch bản này cần vốn đầu tư 80–95 triệu USD, mang lại tỷ suất hoàn vốn 12–16%, tiết kiệm 5–7 triệu USD mỗi năm, và giúp TLIP II trở thành hình mẫu cho quá trình khử carbon trong công nghiệp của Việt Nam.
- **Kịch bản cơ bản (Baseline Scenario)** hướng tới khử carbon hoàn toàn vào năm 2050 với vốn đầu tư 50–65 triệu USD, mang lại lợi nhuận vừa phải, nhưng có mức độ rủi ro thấp hơn, phù hợp cho doanh nghiệp nhỏ và vừa (SME) và doanh nghiệp trong nước.

Cấu trúc tài chính được thiết kế kết hợp giữa các cơ chế truyền thống (vốn chủ sở hữu doanh nghiệp, vay ngân hàng, mô hình ESCO) và các công cụ tài chính xanh sáng tạo (trái phiếu xanh, khoản vay gắn với phát triển bền vững – SLLs, doanh thu từ tín chỉ carbon và I-REC, cùng bảo lãnh từ các ngân hàng phát triển đa phương – MDBs).

Những cơ chế này nhằm giảm thiểu rủi ro đầu tư và thu hút vốn tư nhân, với sự phối hợp giữa UBND tỉnh Hưng Yên và các tổ chức phát triển quốc tế.

Phân tích cũng xác định bốn nhóm rủi ro chính — tài chính, pháp lý, kỹ thuật và thị trường — và đề xuất khung quản lý rủi ro tổng hợp, dựa trên đa dạng hóa nguồn vốn, sandbox pháp lý, hệ thống EMS và quy chuẩn lưới điện thông minh, cùng triển khai thí điểm theo giai đoạn.

Tổng thể, các biện pháp này giúp tăng cường khả năng chống chịu hệ thống, tạo niềm tin cho nhà đầu tư, đồng thời đảm bảo tuân thủ quy định và an toàn vận hành.

Cuối cùng, báo cáo kêu gọi một loạt hành động chính sách mang tính đột phá để thể chế hóa quá trình chuyển đổi công nghiệp xanh của Việt Nam.

Những hành động này bao gồm: hợp pháp hóa DPPA nội khu, trao quyền cho nhà vận hành lưới điện mini, cho phép mô hình hạ tầng dùng chung, tạo lập các công cụ tài chính xanh chuyên biệt, tích hợp tiêu chí năng lượng sạch vào quy hoạch khu công nghiệp, và xây dựng Bộ tiêu chuẩn quốc gia cho Khu công nghiệp Net Zero.

Những cải cách này — được dẫn dắt bởi vai trò chủ động của UBND tỉnh Hưng Yên — sẽ không chỉ giúp TLIP II đạt Net Zero vào năm 2035, mà còn tạo khung thể chế có thể nhân rộng trên toàn mạng lưới khu công nghiệp của Việt Nam.

Bằng cách kết hợp triển khai ngắn hạn theo mô hình lai với cải cách hệ thống dài hạn, TLIP II có thể chứng minh cách mà hợp tác công–tư, đổi mới tài chính xanh và hiện đại hóa thị trường năng lượng có thể cùng nhau thúc đẩy quá trình khử carbon trong công nghiệp.

Điều này sẽ giúp TLIP II trở thành hình mẫu trong thu hút FDI bền vững, động lực cho tăng trưởng xanh cấp tỉnh, và biểu tượng tiên phong hỗ trợ mục tiêu phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam vào năm 2050.

