

令和4年度新興国等における
エネルギー使用合理化等に資する事業

タイ島嶼部における
分散型エネルギーシステム
導入可能性調査

報告書

2023年3月

東電設計株式会社

目 次

第 1 章	背景と目的.....	1-1
1.1	調査の背景及び目的.....	1-1
1.2	調査の内容と実施方法.....	1-2
1.3	実施期間.....	1-3
1.4	調査団.....	1-4
第 2 章	タイ国電力セクターの現状.....	2-1
2.1	電力政策.....	2-1
2.1.1	現地の法令・制度.....	2-1
2.1.2	エネルギー開発計画.....	2-1
2.1.3	電力開発計画.....	2-3
2.2	電気事業実施体制.....	2-4
2.3	電力需要.....	2-9
2.4	発電設備容量.....	2-11
2.5	再生可能エネルギー.....	2-13
2.5.1	再生可能エネルギー導入促進政策.....	2-13
2.5.2	再生可能エネルギー発電事業者の状況.....	2-14
2.6	電力輸出入.....	2-17
2.7	電力料金.....	2-18
第 3 章	島嶼向け分散型エネルギーシステムへの適用可能性のある技術.....	3-1
3.1	太陽光発電.....	3-1
3.1.1	技術.....	3-1
3.1.2	コスト.....	3-3
3.2	風力発電.....	3-5
3.2.1	技術.....	3-5
3.2.2	コスト.....	3-8
3.3	蓄電システム.....	3-11
3.3.1	技術.....	3-11
3.3.2	コスト.....	3-14
3.4	コージェネレーション.....	3-15
3.4.1	概論.....	3-15
3.4.2	コージェネレーションの種類.....	3-15
3.5	島嶼マイクログリッド.....	3-16
3.6	SHS (Solar Home System).....	3-17
3.7	需要側省エネ技術.....	3-19
3.7.1	LED 街路灯.....	3-19
3.7.2	自動水栓.....	3-21
第 4 章	パヤム島におけるエネルギーおよび電力システムの現状.....	4-1
4.1	一般情報.....	4-1
4.2	エネルギー需要.....	4-1
4.3	電源設備.....	4-3
4.4	配電系統.....	4-4
4.5	既存の再生可能エネルギー設備.....	4-6
4.5.1	公共施設の再生可能エネルギー設備.....	4-6

4.5.2	民間通信会社の再生可能エネルギー設備	4-8
4.6	再生可能エネルギーポテンシャル	4-9
4.6.1	太陽光	4-9
4.6.2	風力	4-11
4.7	貯水池(Ao Yai Reservoir)	4-12
4.8	その他参考情報	4-14
第 5 章	パヤム島における分散型エネルギーシステムの提案	5-1
5.1	提案する分散型エネルギーシステム	5-1
5.2	プロジェクトの評価の計算条件	5-1
5.3	需要データ	5-2
5.4	各機器のパラメータ	5-3
5.5	設備容量の計算	5-3
5.6	需給シミュレーション	5-4
5.6.1	ディーゼル発電機	5-6
5.6.2	太陽光発電	5-6
5.6.3	蓄電池	5-7
5.7	経済性評価	5-8
5.8	感度分析	5-9
5.9	GHG 削減量	5-11
5.10	考察とまとめ	5-11
第 6 章	環境社会的側面	6-1
6.1	環境社会影響評価	6-1
6.1.1	プロジェクトのコンポートメント	6-1
6.1.2	各コンポーネントの環境社会チェック項目と対応策	6-1
6.1.3	環境社会配慮カテゴリ分類	6-14
6.2	環境社会配慮に関する法令と手続き	6-15
6.2.1	環境社会配慮に関する法令	6-15
6.2.2	環境影響評価制度	6-21
6.2.3	プロジェクトの承認手続き	6-22
6.2.4	本調査の提案システムにおける環境社会配慮に関する手続き	6-23
第 7 章	まとめ	7-1
7.1	分散型エネルギーシステムの適用可能性について	7-1
7.2	日本の支援の可能性	7-1
7.2.1	日本の資金支援スキーム	7-1
7.2.2	二国間クレジット (JCM)	7-2
7.2.3	NEDO 国際実証事業	7-4

略語集

4D1E	:	Decarbonization, Digitalization, Decentralization, Deregulation, Electrification
ACEJ	:	Advanced Cogeneration and Energy Utilization Center JAPAN
AEDP	:	Alternative Energy Development Plan
ASEAN	:	Association of South East Asian Nations
BAB	:	Battery Assist Bicycle
BMS	:	Battery Management System
CAPEX	:	Capital Expenditure
CMH	:	Ceramic Metal Halide
CHP	:	Combined Heat and Power
DEDE	:	Department of Alternative Energy Development and Efficiency
DES	:	Distributed Energy System
EEP	:	Energy Efficiency Plan
EGAT	:	Electricity Generating Authority of Thailand
EHIA	:	Environment and Health Impact Assessment
EIA	:	Environmental Impact Assessment
EMS	:	Energy Management System
EPPO	:	Energy Policy and Planning Office
ERC	:	Energy Regulatory Commission
GHG	:	Greenhouse Gas
HV	:	High Voltage
IEE	:	Initial Environmental Examination
IPP	:	Independent Power Producer
IRENA	:	International Renewable Energy Agency
IRR	:	Internal Rate of Return
LCOE	:	Levelized Cost of Electricity
LNG	:	Liquefied Natural Gas
LPG	:	Liquefied Petroleum Gas
LV	:	Low Voltage
MEA	:	Metropolitan Electricity Authority
MNRE	:	Ministry of Natural Resources and Environment
MoE	:	Ministry of Energy
MoI	:	Ministry of Interior
NEB	:	National Environment Board
NEDO	:	New Energy and Industrial Technology Development Organization
NEPC	:	National Policy Council
NPC	:	Net Present Cost
NPV	:	Net Present Value
O&M	:	Operation & Maintenance
ONEP	:	Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning
OPEX	:	Operational Expenditure
PCS	:	Power Conditioning System
PDP	:	Power Development Plan
PEA	:	Provincial Electricity Authority
PV	:	Photovoltaic
SAO	:	Subdistrict Administrative Organization
SHS	:	Solar Home System

SOC	:	State of Charge
SPP	:	Small Power Producer
TIEB	:	Thailand Integrated Energy Blueprint
USD	:	United States Dollar
VSPP	:	Very Small Power Producer

図表番号表

図 1-1	島嶼向け分散型エネルギーシステム	1-1
図 1-1	調査の実施方法	1-2
図 2-1	タイ国統合エネルギー構想(TIEB)の構成	2-2
図 2-2	エネルギー省の組織図	2-4
図 2-3	電気事業体制	2-5
図 2-4	タイ全国の送電線網	2-6
図 2-5	EGAT, MEA, PEA 供給エリアの消費電力量比率	2-8
図 2-6	EGAT ネットワークにおけるピーク需要の推移(MW)	2-9
図 2-7	消費電力量の推移(GWh)	2-9
図 2-8	セクター別消費電力量	2-10
図 2-9	事業者区分別発電容量比率	2-11
図 2-10	燃料種別による発電電力量	2-12
図 2-11	バイオ燃料発電の場合の FiT 価格構造	2-14
図 2-12	タイにおける電力輸出入(GWh)	2-17
図 3-1	太陽光発電システム構築例	3-1
図 3-2	太陽光発電 (PV) の加重平均総コスト、設備利用率、LCOE の推移 (2010 年 ～2021 年)	3-4
図 3-3	国別大規模太陽光システムの設置コスト (2021 年)	3-4
図 3-4	風力発電機の主要な構成要素 (左: 陸上風力 右: 洋上風力)	3-5
図 3-5	風車の種類	3-6
図 3-6	風力発電における発電機の形式	3-7
図 3-7	陸上と洋上ウィンドファームの構成	3-8
図 3-8	陸上風力発電の加重平均総コスト、設備利用率、LCOE の推移 (2010 年～2021 年)	3-9
図 3-9	洋上風力発電の加重平均総コスト、設備利用率、LCOE の推移 (2010 年～2021 年)	3-10
図 3-10	蓄電システムの主要な構成要素	3-11
図 3-11	リチウムイオンバッテリーの設置容量の推移	3-13
図 3-12	バッテリー貯蔵システムによるダック曲線の緩和	3-14
図 3-13	バッテリー貯蔵システムの実装エネルギーコストの動向予測	3-14
図 3-16	代表的なコージェネレーション	3-15
図 3-16	ガスエンジン (ディーゼルエンジン) CHP	3-16
図 3-14	島嶼マイクログリッド事例 (Ta'u Island)	3-17
図 3-15	SHS (Solar Home System) の事例	3-18
図 3-16	農業用途の太陽光灌漑用ポンプの事例	3-18
図 3-16	石川県輪島市鎌谷谷塚田線都市計画道路	3-20
図 3-16	千葉県千葉市花見川団地	3-20
図 3-16	自動水栓の効果 (例)	3-21
図 4-1	PEA による負荷プロファイル (2022 年 1 月の一般家庭の例)	4-2
図 4-2	パヤム島需要家の状況	4-2
図 4-3	PJ Power 発電所 (出所: GoogleEarth)	4-3
図 4-4	PJ Power Office 外観	4-3
図 4-5	PJ Power ディーゼル発電所	4-3
図 4-6	パヤム島の配電線	4-4
図 4-7	柱上変圧器 (100kVA)	4-5

図 4-8	HV と LV が敷設されているルート.....	4-5
図 4-9	電力量計.....	4-5
図 4-10	自営線の敷設されているルート.....	4-5
図 4-11	LV のみ敷設されているルート.....	4-5
図 4-12	津波避難センター屋上より学校側を撮影.....	4-6
図 4-13	ソーラーパネル（2011 年建設）.....	4-7
図 4-14	ソーラーパネル（2009 年建設）.....	4-7
図 4-15	蓄電池(2011 年建設).....	4-7
図 4-16	破損した風力タービン.....	4-7
図 4-17	パヤム島の病院.....	4-7
図 4-18	病院に設置されたソーラーパネル.....	4-7
図 4-19	病院の電気設備建屋.....	4-7
図 4-20	携帯電話基地局用電源設備.....	4-8
図 4-21	携帯電話基地局のソーラーパネル.....	4-8
図 4-22	太陽光ポテンシャルマップ.....	4-9
図 4-23	Global Solar Atlas による貯水池フローティングソーラーのシミュレーション 結果.....	4-10
図 4-24	パヤム島周辺の風力ポテンシャルマップ.....	4-11
図 4-25	貯水池（Ao Yai Reservoir）.....	4-12
図 4-26	ポンプ施設.....	4-12
図 4-27	ポンプ施設.....	4-12
図 4-28	2 台のディーゼルポンプ.....	4-13
図 4-29	燃料タンク（200L×2）.....	4-13
図 4-30	島内の街頭.....	4-14
図 4-31	民家に設置されたソーラーパネル.....	4-14
図 4-32	ホテル所有のトゥクトゥクとバイク.....	4-14
図 5-1	提案システムとベースケース.....	5-1
図 5-1	生成したパヤム島の需要データ.....	5-2
図 5-5	年間の発電量.....	5-4
図 5-3	1 月の週間需給バランスシミュレーション結果.....	5-5
図 5-4	9 月の週間需給バランスシミュレーション結果.....	5-5
図 5-6	ディーゼル発電の年間の発電実績.....	5-6
図 5-7	太陽光発電の年間発電シミュレーション結果.....	5-6
図 5-8	蓄電池の SOC の年間発電シミュレーション結果.....	5-7
図 5-9	プロジェクト期間の累積キャッシュフロー（コスト）.....	5-8
図 5-10	プロジェクト期間のコンポーネント別のコスト（現在価値換算値）.....	5-9
図 5-11	PV の CAPEX と EIRR の感度分析.....	5-9
図 5-12	蓄電池の CAPEX と EIRR の感度分析.....	5-10
図 5-13	燃料価格の変化と EIRR の感度分析.....	5-10
図 5-14	CO2 削減量.....	5-11
図 6-1	想定したプロジェクトコンポーネント.....	6-1
図 6-2	EIA の承認プロセス（閣議決定を必要とするプロジェクトの場合）.....	6-22
図 6-3	EIA の承認プロセス（閣議決定を必要としないプロジェクトの場合）.....	6-23
図 7-1	JCM 補助事業の概要.....	7-2
図 7-2	JCM の手続き.....	7-3
図 7-3	NEDO 国際実証事業の枠組み.....	7-4
図 7-4	エネルギー消費の効率化等に資する我が国技術の国際実証事業スキーム.....	7-5

図 7-5	民間主導による低炭素技術普及促進事業（委託事業）事業スキーム	7-6
表 1-1	調査スケジュール	1-3
表 1-2	調査メンバー	1-4
表 2-1	PDP2018Rev1 における電源開発計画	2-3
表 2-2	送変電の状況	2-5
表 2-3	EGAT の発電設備容量（2022）	2-7
表 2-4	MEA エリア内の電力販売状況(2021)	2-7
表 2-5	PEA エリア内の電力販売状況(2021)	2-8
表 2-6	電力需要予測	2-11
表 2-7	PDP における再生可能エネルギー発電開発計画	2-12
表 2-8	AEDP における再生可能エネルギー発電計画の見直し	2-13
表 2-9	稼働している SPP と V S P P の燃料種別（2022）	2-15
表 2-10	最新の FiT 契約概要(2022-2030)	2-16
表 2-11	タイにおける電力輸入先	2-17
表 2-12	配電公社の電気料金	2-18
表 3-1	太陽光電池の分類	3-2
表 3-2	太陽光発電システムの種類と特徴	3-3
表 3-3	プロペラ式風力発電システムの構成	3-6
表 3-4	風力発電における発電機の形式比較	3-7
表 3-5	陸上地域別風力発電システムの設置コスト	3-9
表 3-6	洋上風力地域別風力発電システムの設置コスト	3-10
表 3-7	蓄電システムの構成	3-12
表 3-8	各種蓄電池の比較	3-12
表 3-9	系統用大型蓄電池の設置場所と主な用途	3-13
表 3-9	コージェネレーションにおける発電機の種類	3-16
表 3-9	日本における省エネ型照明	3-19
表 5-1	計算条件	5-1
表 5-2	各機器のパラメータ	5-3
表 5-3	最適設備容量の計算	5-3
表 5-4	GHG 等削減量 (kg/年)	5-11
表 6-1	太陽光発電所建設に関する環境チェックリスト と各項目への対応案	6-2
表 6-2	蓄電設備建設に関する環境チェックリスト と各項目への対応案	6-6
表 6-3	配電線建設に関する環境チェックリストと各項目への対応案	6-10
表 6-4	環境社会配慮上のプロジェクトの分類	6-14
表 6-5	環境関連法令一覧	6-15
表 6-6	EIA が必要なプロジェクト	6-17
表 6-7	EHIA が必要なプロジェクト	6-20
表 6-8	EIA の提出時期や関係機関（プロジェクト別）	6-22
表 7-1	NEDO 国際実証事業	7-4
表 7-2	エネルギー消費の効率化等に資する我が国技術の国際実証事業の実施期間／ 実施形態	7-5
表 7-3	民間主導による低炭素技術普及促進事業の実施期間／実施形態	7-6

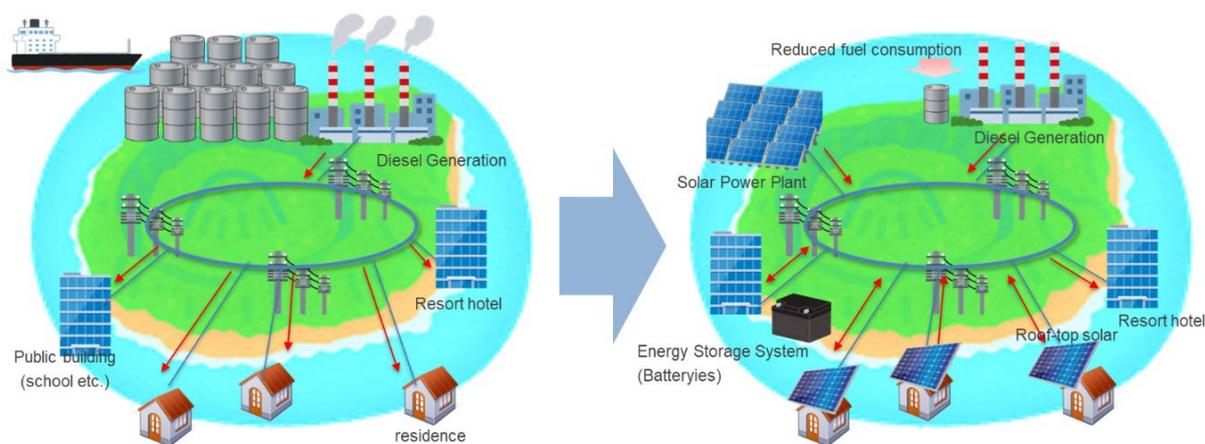
第 1 章 背景と目的

1.1 調査の背景及び目的

ASEAN 地域の島嶼部及び工業地帯の電力供給は、ディーゼル発電が中心となっている地域があり、燃料コストや温室効果ガス排出の改善が課題となっている。これに対し、我が国が有する技術・ノウハウを生かし、コジェネレーション、再生可能エネルギー、スマートグリッド、マイクログリッド及びエネルギー管理システム、蓄電池等を導入することで、ディーゼル利用の抑制（脱炭素化）、系統安定化及びエネルギー供給の最適化を実現することが期待される。

このため、我が国は、2015年10月にマレーシアで開催された第9回東アジアサミット（EAS）エネルギー大臣会合において分散型エネルギーシステム・イニシアティブを提唱し、合意を得た。このイニシアティブの一環として、タイにおける分散型エネルギーシステム（Distributed Energy System, DES）の導入に係る調査の要請がなされたことから、本事業において、分散型エネルギーシステム導入可能性について調査を行うものである。

本事業においては、文献調査、現地調査、現地関係者等と意見交換を行うことにより、電源、電力系統、電力負荷その他のエネルギー事情の把握及びその課題の分析を行い、コジェネレーション、再生可能エネルギー、省エネルギー、スマートグリッド、マイクログリッド及びエネルギー管理システム、蓄電池等を組み合わせた分散型エネルギーシステムについて、技術、経済性、環境社会的側面等を踏まえ、タイ・パヤム島(Koh Phayam Island)における分散型エネルギーシステムについて導入可能性調査を行う。



出所: 調査団作成

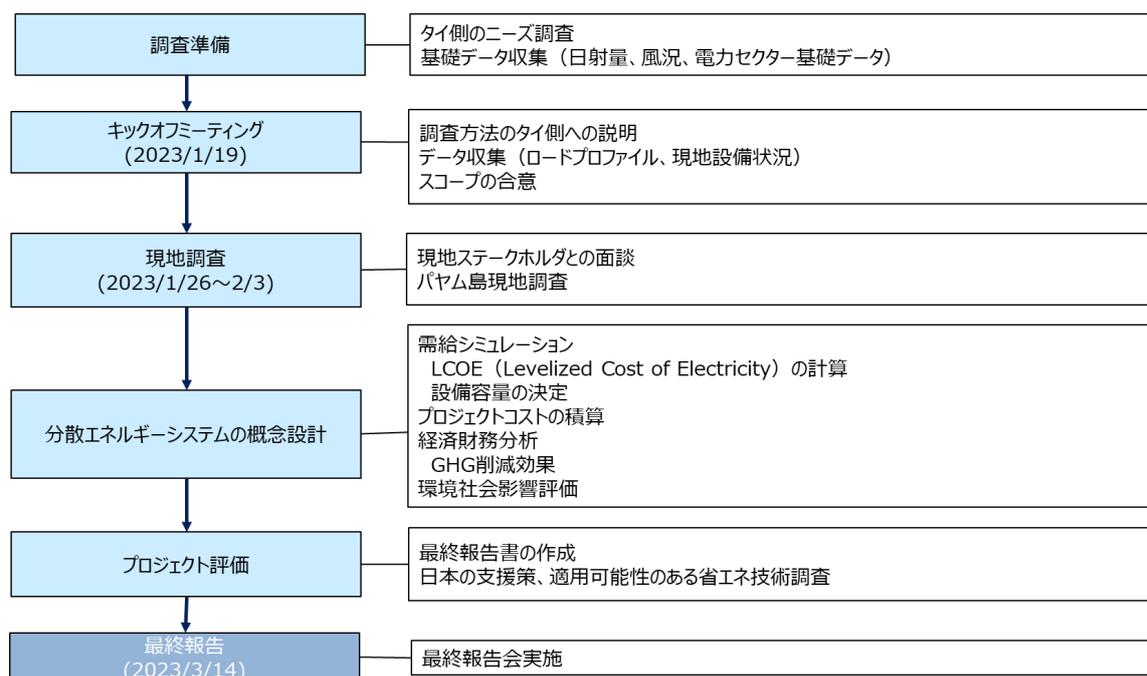
図 1-1 島嶼向け分散型エネルギーシステム

1.2 調査の内容と実施方法

調査の内容を下記に示す。

- (1) タイ・パヤム島(Koh Phayam Island)におけるエネルギー事情の把握、電源、電力系統、電力負荷等の現状把握
- (2) 相手側（現地行政機関、関連企業等）のニーズ把握
- (3) 同島における今後のエネルギー見通しの把握
- (4) 下記の観点からの解決策の検討
 - ① 可能性のある技術的選択肢の提案（各技術の長所・短所の検討を含む）
 - ② 上記技術の経済性比較（導入コスト、燃料コスト削減効果に関する数値による経済性の現状との比較）
 - ③ 環境社会的側面（環境影響、産業創出、CO2 削減効果等）
 - ④ 事業実施環境（現地の法令・制度、ステイクホルダー等）
- (5) 国際室への検討結果の報告

上記の事情を踏まえて、図 1-1 の手順で調査を実施した。



出所: 調査団作成

図 1-2 調査の実施方法

1.3 実施期間

調査は 2022 年 12 月 22 日から 2023 年 3 月 31 日の間で実施された。調査スケジュールを表 1-1 に示す。

表 1-1 調査スケジュール

実施内容		Dec	Jan	Feb	Mar
1	調査準備 タイ側のニーズ調査 基礎データ収集（日射量、風況、電力セクター基礎データ）	⇨			
2	キックオフミーティング 調査方法のタイ側への説明 データ収集（ロードプロファイル、現地設備状況） スコープの合意		⇨		
3	現地調査 現地ステークホルダとの面談 バヤム島現地調査		➡		
4	分散エネルギーシステムの概念設計 需給シミュレーション LCOE（Levelized Cost of Electricity）の計算 設備容量の決定 プロジェクトコストの積算 経済財務分析 GHG削減効果 環境社会影響評価			⇨	
5	プロジェクト評価 最終報告書の作成 日本の支援策、適用可能性のある省エネ技術調査				⇨
6	最終報告 最終報告会実施				➡

Work in Japan ⇨ Work in Thailand ➡

出所：調査団作成

1.4 調査団

本調査の実施するため、以下の要員を配置した。

表 1-2 調査メンバー

	担当	担当者
1	総括／電源計画 A／需要予測	
2	プロジェクト計画	
3	電源計画 B／配電系統解析／計算機シミュレーション	
4	EMS (Energy Management System)／通信システム	
5	経済分析／環境社会	
6	省エネルギー	

第 2 章 タイ国電力セクターの現状

2.1 電力政策

2.1.1 現地の法令・制度

タイは、他国同様 1970 年代の世界的なエネルギー危機から大きな影響を受けた。当時はエネルギー関連事項を取り扱う官庁組織が複数にわたっており、方針等の作成や執行を行う上で非効率な体制であったことから、エネルギー関連の方針・方策の決定機関として国家エネルギー政策委員会（National Energy Policy Council (NEPC)）（1992 年の「国家エネルギー政策委員会法（National Energy Policy Council Act 1992）」にて法制化）を設置した。その後も、エネルギー行政に関わる組織が各省に分散している状態が続いたことから、2002 年にそれらを統合する形でエネルギー省（MoE : Ministry of Energy）を設置した。さらに、2007 年には「エネルギー事業法（Energy Industry Act 2007）」を制定し、エネルギー行政を統括するエネルギー省とは独立した監督・監視機関としてエネルギー規制委員会（Energy Regulatory Commission (ERC)）を設置して政策策定と規制とを分離し、民間の参入を促進し、国の持続的な発展に資する公正で効率的な事業体制の構築を目指した。その他に、電力政策に関連する法令として、エネルギー開発促進法（Energy Development and Promotion Act 1992）と省エネルギー促進法（Energy Conservation Promotion Act 1992）などが制定されており、これらを補完する法律や、勅令、省令・省公示、規則、命令等により法体系が構成されている。

タイにおける電力セクターは、1980 年代までは発送電を担うタイ発電公社（EGAT : Electricity Generating Authority of Thailand）、配電・小売を担う首都圏配電公社（MEA : Metropolitan Electricity Authority）と地方配電公社（PEA : Provincial Electricity Authority）の国営 3 公社で独占されていたが、1992 年以降、発電分野への新規事業者参入を進める政策が実施され、独立系発電事業者（IPP : Independent Power Producer）、小規模発電事業者（SPP : Small Power Producer）、極小規模発電事業者（VSPP : Very Small Power Producer）などが制度化され、近年の再生可能エネルギーの普及加速もあって民間発電事業者の新規参入が促進された。しかし、送電分野は EGAT が独占（エンハンスト・シングル・バイヤー制）しており、配電も MEA と PEA によるほぼ独占の状態が続いている。

一方では、エネルギーに関する国家改革委員会（National Reform Committee on Energy）が作成した国家エネルギー改革計画（National Energy Reform Plan）に沿って電力業界のリストラと競争の促進が進められており、2022 年には、ERC が「第三者による電力網へのアクセスのための基準と指針」を公表して、国営電力公社 3 社に第三者アクセス規則（TPA Code）を作成するよう求め、より一層の自由化を推進している。

2.1.2 エネルギー開発計画

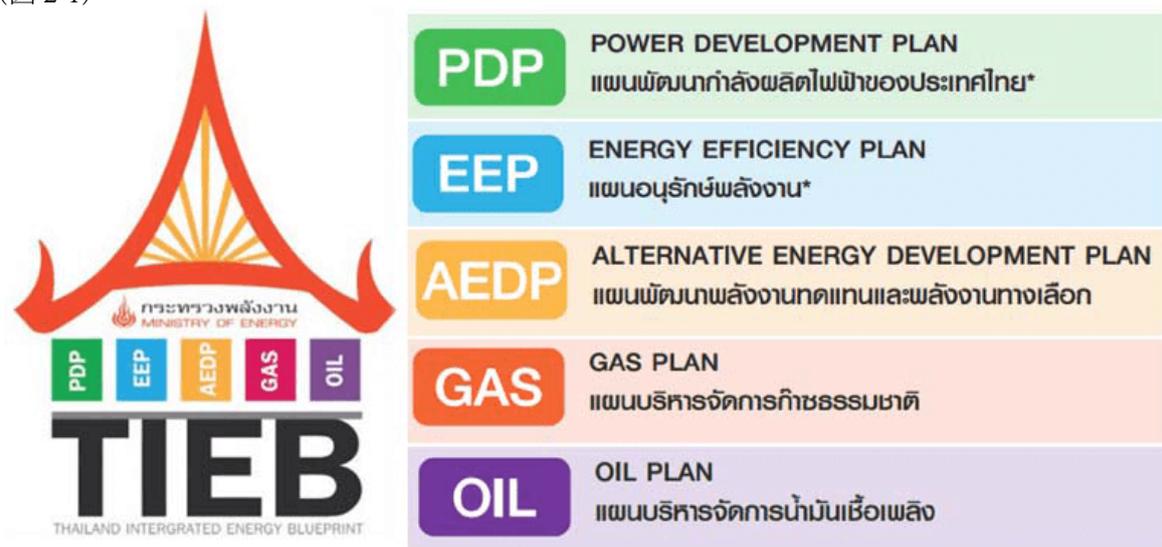
タイには、エネルギー政策に関する主要な長期（20 年）計画として、

- ① 電源開発計画（PDP : Power Development Plan）

- ② 代替エネルギー開発計画（AEDP：Alternative Energy Development Plan）
- ③ エネルギー効率化計画（EEP：Energy Efficiency Plan）
- ④ ガス計画（Gas Plan）
- ⑤ 石油計画（Oil Plan）

の 5 計画があり、3～5 年毎に改定されてきた。2015 年の改定にあたり、エネルギー全般にわたる統合的な計画策定が望ましいという国民の声にこたえる形で、これらの 5 計画を統合化したタイ国統合エネルギー構想（TIEB：Thailand Integrated Energy Blueprint）として整理された。

（図 2-1）



出所：Energy Policy and Planning Office（MOE）

図 2-1 タイ国統合エネルギー構想(TIEB)の構成

エネルギー政策が関連する中期（5 年）計画としては、国家エネルギー改革計画（National Energy Reform Plan）、国家経済社会開発計画（National Economic and Social Development Plan）などがある。

現在、タイにおける各省の計画は、2018 年に初めて制定された国家戦略（National Strategy 2018 - 2037）に基づいて作成されており、TIEB も、同国家戦略や上記関連中期計画等を反映した改定が行われている。（PDP2018Rev1、AEDP2018、EEP2018、Gas Plan 2018、Oil Plan 2018）

また、2021 年 8 月 4 日に開催された国家エネルギー政策委員会において、国家エネルギー計画枠組（National Energy Plan Framework）が承認され、2065 年から 2070 年の間にカーボンニュートラル達成を目指すとした。同枠組には、再生可能エネルギー比率 50%以上、輸送分野の EV 化、エネルギー効率 30%以上向上、4D1E（Decarbonization、Digitalization、Decentralization、Deregulation、Electrification）によるエネルギー産業の再構築、などの方策が盛り込まれた。その後 2021 年 11 月に開催された COP26 において、プラユット首相が 2050 年までにカーボンニュートラル、2065 年までにネットゼロ・エミッションを達成するという新たな目標を表明し、2023 年の制定を目指して、TIEB をさらに統合した国家エネルギー計画（National Energy Plan）の策定を進めている。

2.1.3 電力開発計画

最新の電力電源開発計画である PDP2018Rev1 のもととなった PDP2018 は、人口増加を含む国の経済成長に十分こたえ得る電力供給を行うための 2018 年～2037 年の開発計画であり、2019 年 4 月に MoE と EGAT により共同で策定された。20 年国家戦略等の国家政策を踏まえ、将来想定される新発電技術の変化や前計画である PDP2015 策定時からの状況変化を反映した電源容量計画の見直し、想定した電源を安定して送電できる送電計画の見直し、電力業界における競争の促進なども考慮に入れ、下記の項目に重点を置いて策定されている。

- ① エリアごとの安定性を持つ発電・送電・配電システム、地域間のシステムバランス
- ② 適切なレベルのセキュリティが考慮された電気設備
- ③ ユーザーの負担を軽減し、経済社会開発の障害とならない低コスト発電の促進
- ④ 今後激化する発電分野の競争に備えた電力システムの構築と真のコストを反映した発電
- ⑤ 環境への影響の低減
- ⑥ 再生可能エネルギーによる発電の促進と電力システムにおける効率向上
- ⑦ 電力の発電と消費のトレンド変化に対応したスマートグリッドシステムの開発

2020 年 10 月に改訂された PDP2018Rev1 においては、PDP2018 計画策定時に採用した原則と想定を踏襲しつつ、地域経済に寄与するコミュニティベースの発電を促進する方針を受けた再生可能エネルギーの発電目標と配電計画の見直しや、主要な化石燃料発電プラントの廃止のより適切な反映などが行なわれたが、最終年度における発電容量想定値は PDP2018 策定時の値のままとしている。（表 2-1）

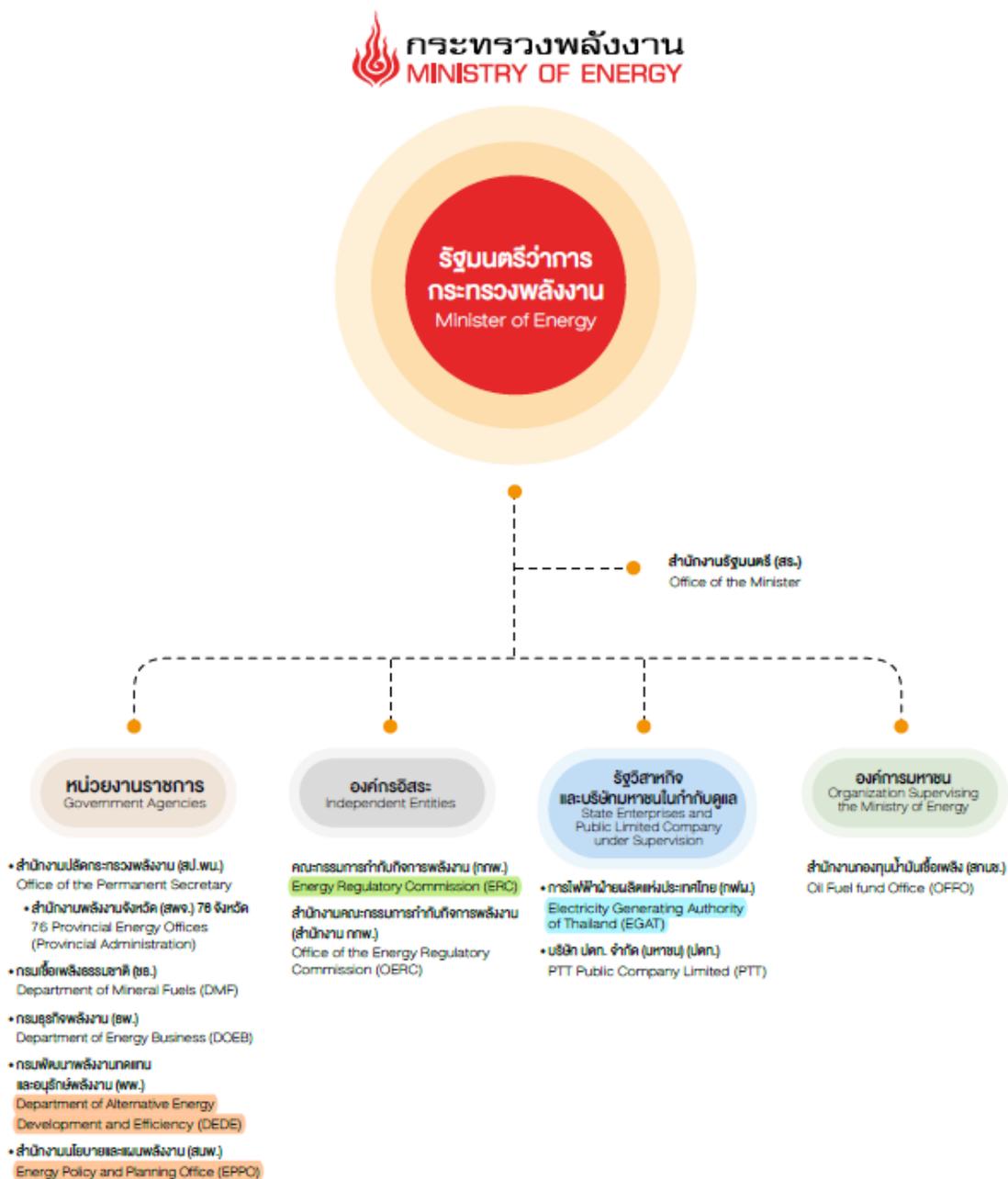
表 2-1 PDP2018Rev1 における電源開発計画

	種別	設備容量 (MW)	
		PDP2018	PDP2018Rev1
当初容量 (2017)		46,090	46,090
増容量 (2018-2037)	再生可能エネルギー	20,750	18,833
	コミュニティ発電	-	1,933
	揚水	500	500
	コージェネレーション	2,112	2,112
	コンバインドサイクル	13,156	15,096
	石炭・褐炭	1,740	1,200
	輸入	5,857	5,857
	新設・更新	8,300	6,900
	省エネ施策	4,000	4,000
	増容量合計	56,431	56,431
廃止容量 (2018-2037)		-25,310	-25,310
最終容量 (2037 年末)		77,211	77,211

出所：PDP2018Rev1 より調査団作成

2.2 電気事業実施体制

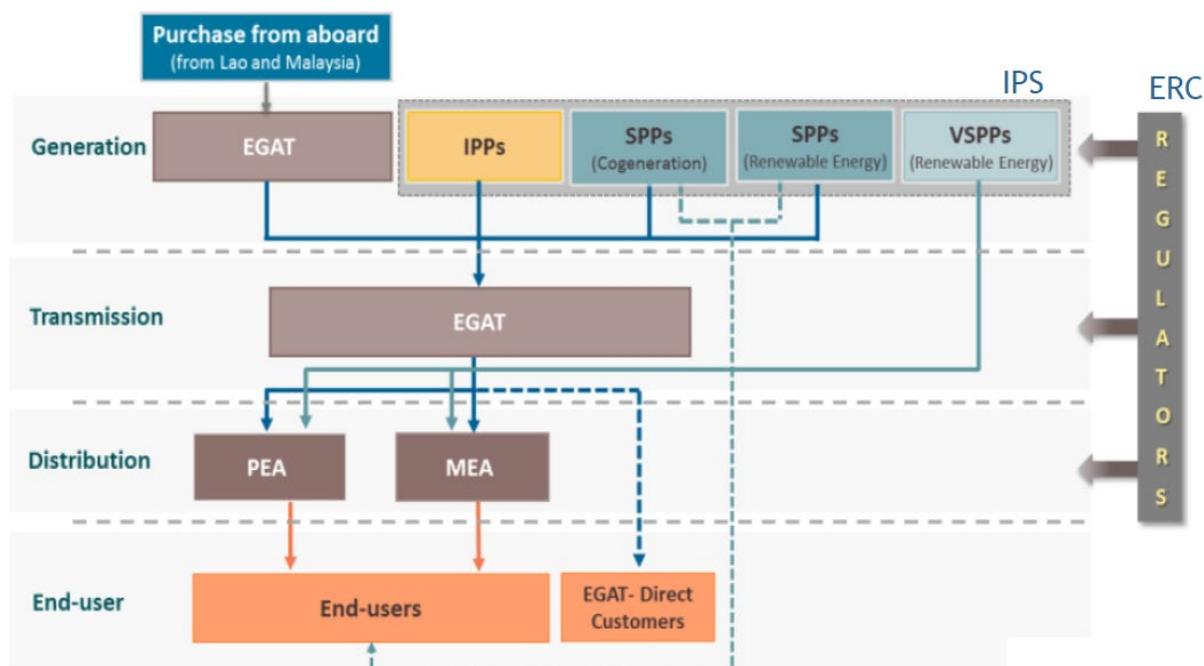
2.1.1 章で述べた通り、電力を含めたタイのエネルギー政策全般の最終決定は首相が議長を務める NEPC が行うが、それらのエネルギー政策の提案を内閣や NEPC に対して行うのは MoE であり、エネルギー分野を統括している。MoE 所属部局のうち、電力関連政策を担当しているのは、エネルギー政策計画事務局（EPPO：Energy Policy and Planning Office）と代替エネルギー開発・効率局（DEDE：Department of Alternative Energy Development and Efficiency）の 2 組織があり、EPPO は PDP を、DEDE は AEDP と EEP を作成している。また、独立した監督・監視機関として ERC がある。（図 2-2）



出所：Ministry of Energy Annual Report 2020 より調査団作成

図 2-2 エネルギー省の組織図

電力の供給は、かつては発電・送電は EGAT、配電・小売は MEA と PEA の 3 会社が独占していたが、1990 年代から発電分野の民間参入を進めた結果、現在では、EGAT がエンハンスド・シングル・バイヤー制の下、自ら所有する発電所の他、入札公募により IPP、SPP から購入、および海外からの購入で電力を調達して配電会社である MEA と PEA に供給し、2 社がエンドユーザーに小売りするモデルとなっている。また、VSPP は EGAT を経由せず、直接 MEA と PEA に電力を供給している。自由化が進んだ結果、EGAT の発電容量における割合は 30% 強にまで低下している。EGAT は MoE 傘下の会社であるが、MEA と PEA は内務省 (MoI : Ministry of Interior) の傘下の会社である。(図 2-3)



出所：「タイにおける電力システム最新動向～バーチャルパワープラント (VPP) の適用可能性について—Thailand’s Electricity Sector Transformation-VPP—」における ERC 発表資料¹

図 2-3 電気事業体制

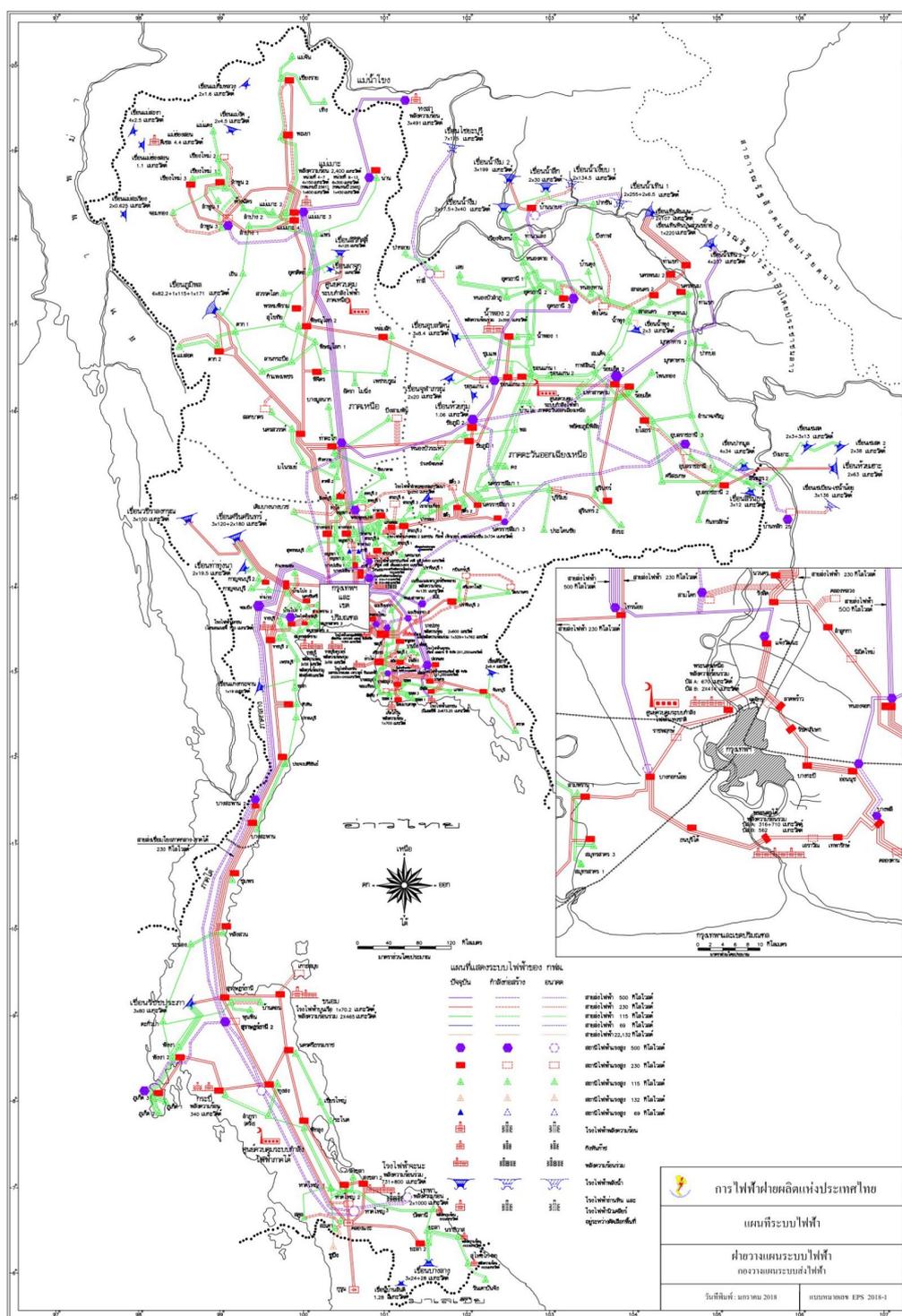
EGAT 保有の送変電設備の諸元は表 2-2、タイ国内の送電網は図 2-4 の通り。

表 2-2 送変電の状況

電圧 [kV]	高圧変電所 [箇所]	変圧器の容量 [MVA]	送電線 [Circuit-km]
500kV	23	44,950	7,269
230kV	84	69,400	15,805
115kV	125	15,511	14,716
132kV	-	133	8
69kV	-	-	19
300kV HVDC	-	388	23
合計	232	130,382	37,840

出所：EGAT Sustainability Report(2021)より調査団作成

¹ <https://www.nedo.go.jp/content/100933862.pdf>



出所：Power Development Plan 2018

图 2-4 タイ全国の送電線網

(1) タイ発電公社 (EGAT)

EGAT は、1969 年に設立され、エネルギー省と財務省の管轄のもと、発電、買電と、配電公社、一部の需要家及び隣国への売電の事業を行っている。2022 年 12 月時点の総発電設備容量は 16,920 MW (国全体の約 32%) (表 2-3) で、火力発電所 3 箇所、コンバインドサイクル発電所 6 箇所、水力発電所 30 箇所、再生可能エネルギー発電所 (太陽光、風力、地熱) 9 箇所、ディーゼル発電所 4 箇所、揚水発電所 1 箇所が発電されている。加えて、IPP から 16,749 MW、SPP から 9,195 MW、隣国であるラオス、マレーシアから 6,235 MW の電力を購入している。

所有する送電設備の電圧は 500kV、230kV、132kV、115kV、69kV であり、一部需要者に直接電力を販売する他、首都圏電力公社 (MEA) と地方電力公社 (PEA) を通じて、全国各地に配電している。国際調達においては、ラオスとは 115kV、22kV の交流で、マレーシアとは 300kV の直流で系統連系している。

表 2-3 EGAT の発電設備容量(2022)

発電所	発電設備容量(MW)	%
コンバインドサイクル	9,086	53.70
火力	3,687	21.79
水力	3,038	17.96
再生可能エネルギー(太陽光、風力)	79	0.46
ディーゼル	30	0.18
揚水	1,000	5.91
合計	16,920	100

出所: EGAT 資料より調査団作成

(2) 首都圏電力公社 (MEA)

MEA は、1958 年に設立され、内務省の管轄下で配電、小売事業を行っている。2021 年 12 月末時点で、MEA は配電エリア内のバンコク、ノンタブリ、サムットプラカーンの 411 万 (公共照明を除く) の顧客に電気を供給している。2021 年の最大電力需要は 9,078MW、また、販売電力量は 49,050GWh (無償分除く) で前年度の 50,153GWh より 2.20%の減となった。顧客分野別の販売電力量比率は住宅 33%、ビジネス 37%、産業 24%、政府機関・非営利団体 5%である。(表 2-4)

表 2-4 MEA エリア内の電力販売状況(2021)

類別	売電量 (GWh)	顧客数
住宅	16,182	3,731,515
ビジネス	18,347	326,002
産業	11,944	34,051
政府機関・非営利団体	2,577	17,911
合計	49,050	4,109,479

出所: MEA Annual Report(2021)より調査団作成

(3) 地方電力公社 (PEA)

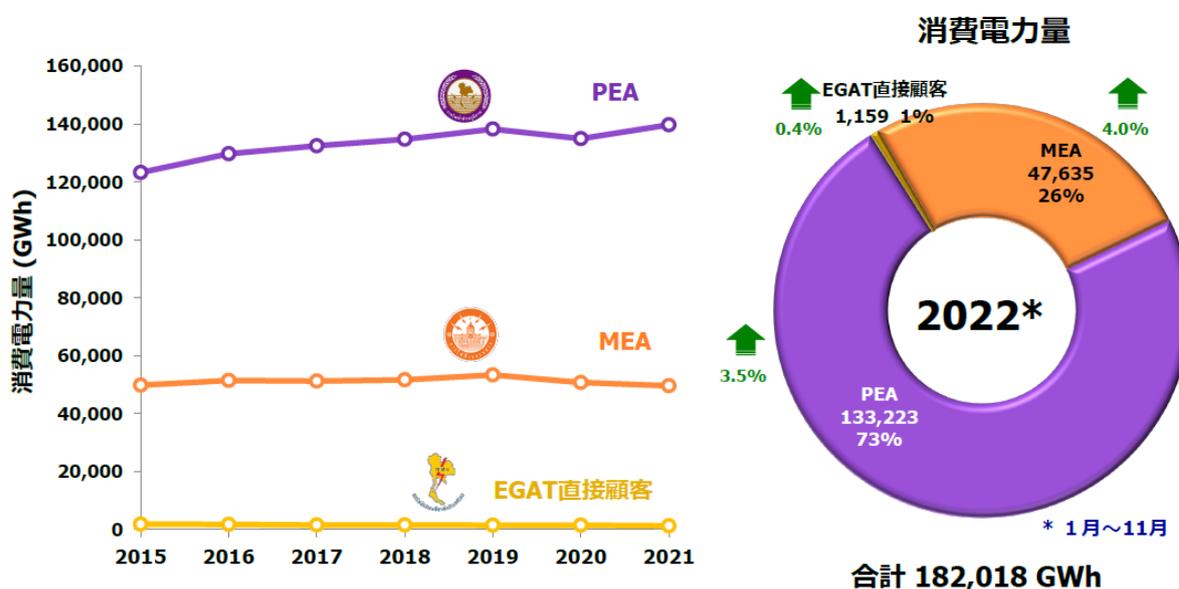
PEA は、1954 年に国王の勅令で設立された Provincial Electricity Organization (117 の地方公社を配下に持つ電力供給組織) を引き続く形で 1960 年に設立され、内務省の管轄下で配電、小売事業を行っている。2021 年 12 月末時点で、MEA の配電 3 エリアを除いた 74 エリア (タイの 99% をカバー) の 2,099 万 (無償分除く) の顧客に電気を供給している。2021 年の最大電力需要は 21,282MW、また、販売電力量は 136,396GWh (無償分除く) で前年度の 131,850GWh より 3.45% の増となった。顧客分野別の販売電力量比率は商工業向け 71%、住宅その他向けが 29%である。(表 2-5)

表 2-5 PEA エリア内の電力販売状況(2021)

類別	売電量 (GWh)	顧客数
商工業	96,512	1,823,045
住宅その他	39,884	19,162,238
合計	136,396	20,985,283

出所：PEA Annual Report(2021)より調査団作成

3 社が供給する顧客の消費電力量比率は図 2-5 の通りである。

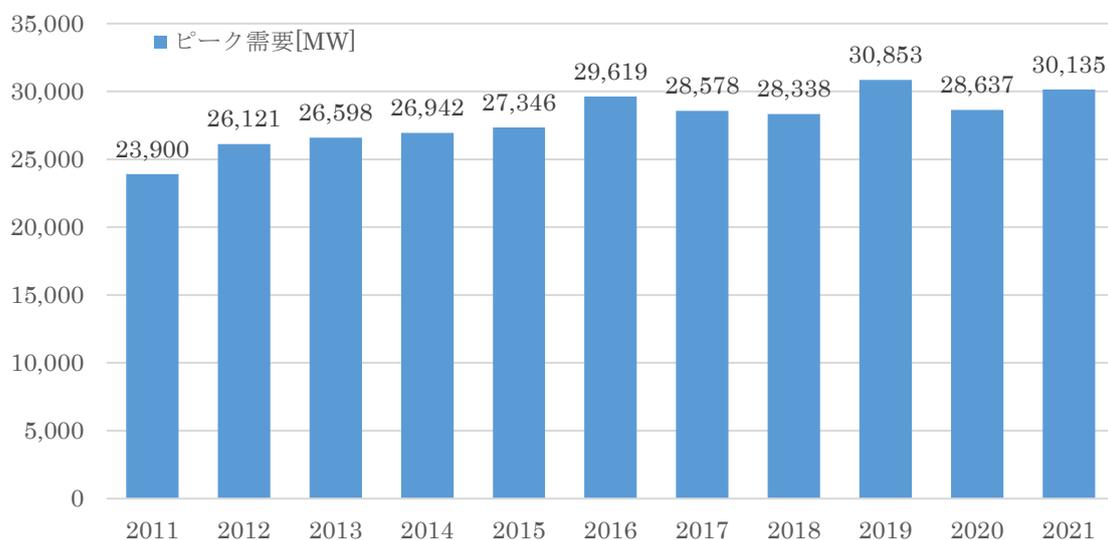


出所：EPPO, MOE 資料を調査団日本語訳

図 2-5 EGAT, MEA, PEA 供給エリアの消費電力量比率

2.3 電力需要

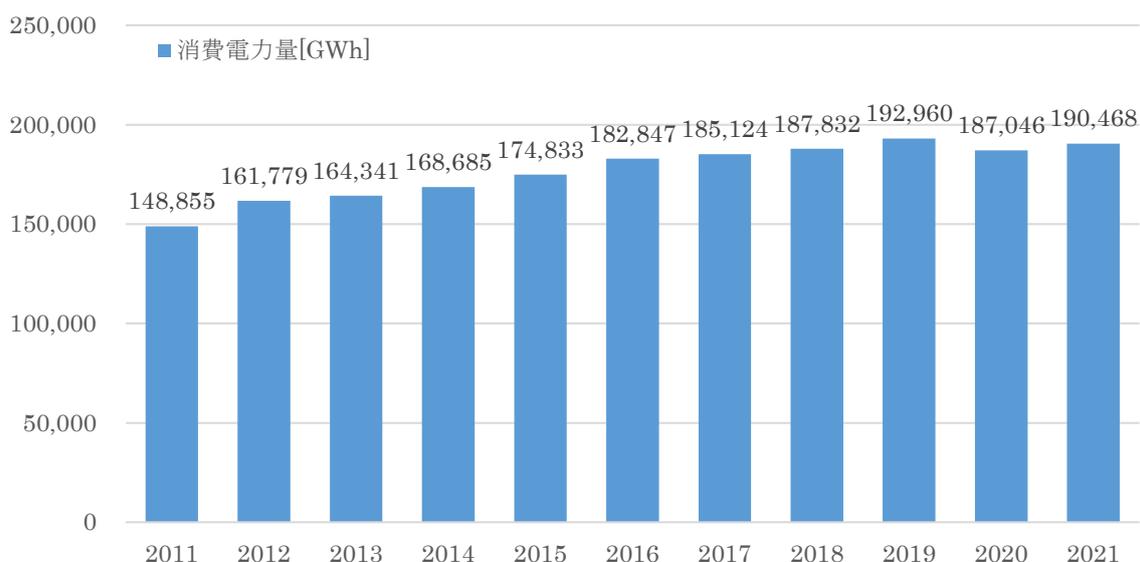
2022 年におけるタイのピーク電力需要は 4 月に記録された 33,177MW であり、EGAT のネットワークにおけるピーク電力需要は 2011 年の 23,900MW から 2021 年の 30,135MW と 10 年間で約 26%増加している。(図 2-6)



出所：EPPO, MOE 資料より調査団作成

図 2-6 EGAT ネットワークにおけるピーク需要の推移(MW)

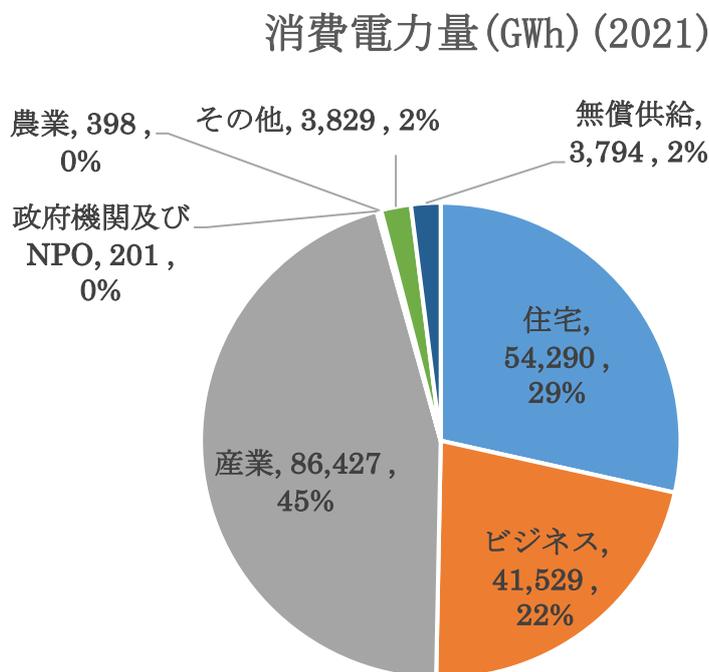
消費電力量については、2011 年の 148,855GWh から 2021 年の 190,468GWh と 10 年間で約 28%増加しているが、2020 年については、2019 年の 192,960GWh から 187,046GWh と 3%減少した。2019 年と比較して 2020 年や 2021 年の消費電力量が減少したのは、COVID-19 の影響によるものであるとされている。(図 2-7)



出所：EPPO, MOE 資料より調査団作成

図 2-7 消費電力量の推移(GWh)

2021 年におけるセクター別の消費電力量は図 2-8 のとおり。



出所：EPPO, MOE 資料より調査団作成

図 2-8 セクター別消費電力量

タイの長期電力需要想定は、PDP2018 において、NESDB(National Economic and Social Development Board)²が推計した 2018 年から 2037 年までの長期平均 GDP 成長率 3.8%、平均人口成長率-0.02%を基準として算出され、PDP2018Rev1 においても踏襲されている。その計画によると、EGAT、MEA、PEA 3 社の電力ネットワークにおけるピーク電力は 2018 年の 29,969MW から 2037 年には 53,997MW (年平均 2.93%増) に、電力量は 2018 年の 203,203GWh から 2037 年には 367,458GWh (年平均 3.13%増) に増加すると予測されている。(表 2-6)

省エネ目標に関しては、EEP2018 において、2037 年における GDP 当たりの国内エネルギー消費量 (Energy Intensity) を 30%削減するとし、エネルギー消費削減目標 49,064 ktoe³と電力ピーク需要削減目標 4,000MW が設定され、この電力ピーク需要削減目標は PDP2018 および PDP2018Rev1 に反映されている。

² 現在の NESDC(National Economic and Social Development Council)

³ ktoe：石油換算キロトン (kilo tonnes of oil equivalent)：1,000 トンの石油を燃焼させた時に得られるエネルギー

表 2-6 電力需要予測

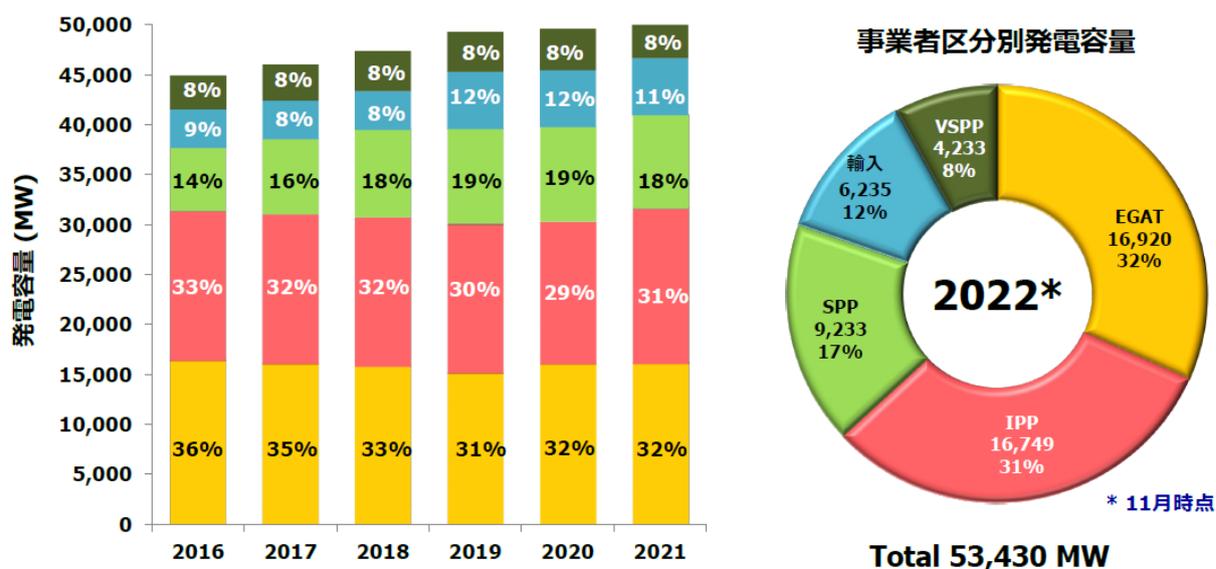
年度	ピーク電力(MW)	電力量(GWh)
2018	29,969	203,203
2022	35,213	236,488
2027	41,079	277,302
2032	47,303	320,761
2037	53,997	367,458

出所：PDP2018Rev1 より調査団作成

2.4 発電設備容量

タイにおける EGAT 以外の新規参入発電事業者は、①売電設備容量が 90MW を超える IPP (Independent Power Producer)、②売電設備容量が 10MW を越え 90MW 以下の SPP (Small Power Producer) 及び③売電設容量が 10MW 以下の VSPP (Very Small Power Producer) の 3 つに分類され、隣国から輸入もされている。2022 年 11 月の発電設備容量は 53,430MW で、事業者別では、EGAT が 16,920MW(32%)、IPP が 16,749MW(31%)、SPP が 9,233MW(17%)、輸入が 6,235MW(12%)、VSPP が 4,233MW(8%)である。(図 2-9)

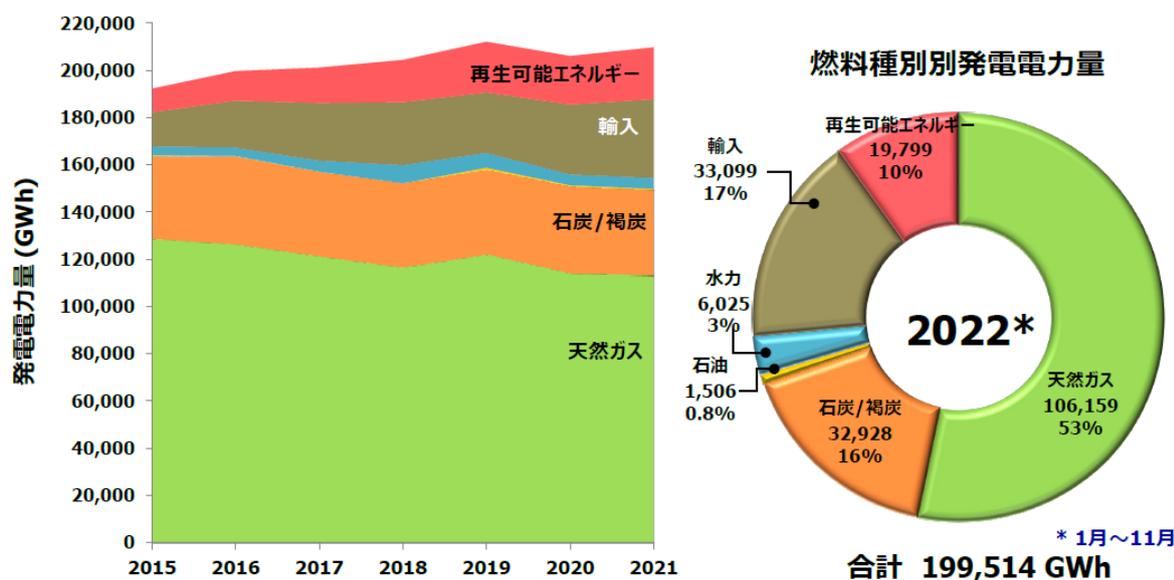
前述の通り、今後の発電設備容量は、PDP2018 における総合計は踏襲しつつ設備種別毎の内訳が一部修正された PDP2018Rev1 において、2017 年の 46,090MW から 2037 年には 77,211MW に増設することが計画されている。



出所：EPP0, MOE 資料を調査団日本語訳

図 2-9 事業者区別発電容量比率

また 2022 年（1 月～11 月累計）の燃料種別による発電電力量を見ると、天然ガスの割合が 53% と最も高く、次いで輸入（17%）、石炭・褐炭（16%）、再生可能エネルギー（10%）、水力（3%）と続いている（図 2-10）。化石燃料による発電の比率は、年々下がってきているものの約 70% であり、脱炭素化の実現と世界情勢不安からの化石燃料費高騰なども受けて、タイ政府は、発電燃料としての天然ガスへの依存を減らして、再生可能エネルギーへのシフトを加速させる方針である。



出所：EPPO, MOE 資料を調査団日本語訳

図 2-10 燃料種別による発電電力量

再生可能エネルギー導入目標に関しては、AEDP2018 において、2037 年における最終エネルギー消費量（電気、熱、バイオ燃料）に占める再生可能・代替エネルギー比率を 30% とすることが設定されており、PDP2018Rev1 における再生可能エネルギー発電開発では、2018 年の 9,391MW（19.6%）から、2037 年には 28,004MW（36.3%）と約 3 倍に容量を増加させることが計画されている。（表 2-7）

表 2-7 PDP における再生可能エネルギー発電開発計画

再生可能エネルギー発電	発電容量 (MW)	
	2018 年	2037 年
バイオマス	1,765	4,694
バイオガス	346	1,565
太陽光	2,573	14,754
風力	1,353	2,989
水力	3,069	3,174
廃棄物	284	828
地熱	0.3	0.3
合計	9,391	28,004

出所：PDP2018Rev1 より調査団作成

2.5 再生可能エネルギー

2037年までに最終エネルギー消費量（電気、熱、バイオ燃料）に占める再生可能・代替エネルギー比率を30%とする方針を受けた AEDP2018 においては、最終年度目標値を AEDP2015 から約50%増加させるとともに、家庭や産業におけるいわゆるプロシューマー（Prosumer）の増加への対応やコミュニティ支援などの観点から、下記のような点について AEDP2015 から計画変更されている。（表 2-8）

- ① 太陽光：最終年度の設備容量を、AEDP2015 における 6,000MW（2036年）から、AEDP2018 では 14,864MW（2037年）に見直し。また、AEDP2015 では言及されていなかった浮体式太陽光設備が取り上げられた。
- ② バイオマス：最終年度の設備容量を、AEDP2015 における 5,570MW から、AEDP2018 では 5,790MW に見直し。
- ③ コミュニティ廃棄物：最終年度の設備容量を、AEDP2015 における 500MW から、AEDP2018 では 900MW に見直し。

表 2-8 AEDP における再生可能エネルギー発電計画の見直し

再生可能エネルギー発電	発電容量 (MW)	
	2036年 (AEDP2015)	2037年 (AEDP2018)
太陽光	6,000	12,139
浮体式太陽光	-	2,725
バイオマス	5,570	5,790
風力	3,002	2,989
バイオガス	1,280	1,565
コミュニティ廃棄物	500	900
産業廃棄物	50	75
大容量水力	376	308
水力	2,906	2,920
合計	19,684	29,411

出所：AEDP2018 より調査団作成

2.5.1 再生可能エネルギー導入促進政策

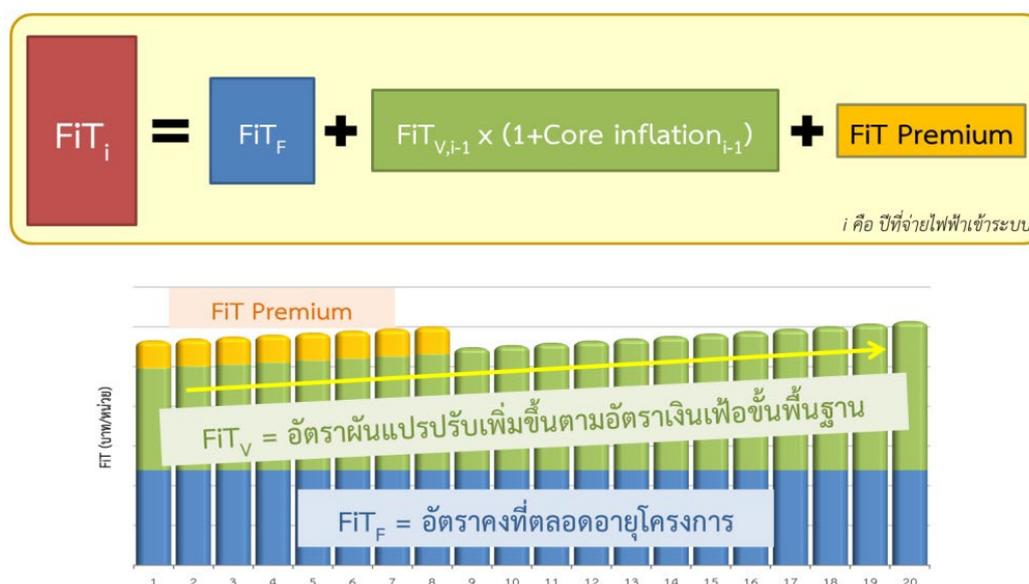
タイ政府は、1992年以降 SPP や VSPP などの制度化により民間事業者の発電分野への参入を進めてきたが、特に再生可能エネルギーの利用促進を図るため、様々な導入促進政策を採用してきた。

最初に導入された政策は、2007年から導入された、再生可能エネルギー利用の発電事業者からの買電料金に一定額のインセンティブを上乗せする Adder 制度で、利用する再生可能エネルギー種別に応じて、インセンティブの額や給付期間（7年または10年）が決められていた。

次の政策は、2013年に Adder 制度に代わって導入された固定価格買取制度 (Feed-in Tariff, FiT) であり、まずは屋根設置型太陽光発電に導入され、翌年に対象を他の再エネ全般に拡大した。FiT 制度による買取価格は、①FiTF：発電所の建設、運用費用により計算される固定価格、②FiTV：燃料となる廃棄物やバイオ燃料の価格上昇を見越して計算される変動価格、③FiT Premium：廃

棄物やバイオマス・バイオガスなど政策的プロジェクトへの加算（当初の 8 年間）や、南部国境地域（ヤラー県、パッターニー県、ナラーティワート県、ソクラー県のチャナ郡、テーパー郡、サバーヨーイ郡、ナータウィー郡）支援として加算（通期）される特別価格、の 3 要素で構成されている（図 2-11）。太陽光で 25 年間、その他の再生可能エネルギー（埋立廃棄物除く）で 20 年間、FiT 価格で売電することができる。また、2014 年にはバイオマス・バイオガス発電を行う VSPP を対象に入札による FiT 参入の公募も行い、2017 年には、より安定的な再生可能エネルギー電力を調達するために、複数の再生可能エネルギー源を組み合わせることで発電を行い、供給義務条件も付加された SPP の公募も行っている。

また、再生可能エネルギーへの投資を促す優遇措置としては、タイの投資委員会（Board of Investment、BOI）が、再生可能エネルギー発電への投資事案に対して、8 年間の法人税の免除や機械の輸入に対する関税の免除など、税制面での優遇措置を行っている



出所：EPPO, MOE Web サイト

図 2-11 バイオ燃料発電の場合の FiT 価格構造

2.5.2 再生可能エネルギー発電事業者の状況

(1) SPP（小規模発電事業者）

SPP は、1992 年に導入された、売電設備容量が 10MW を越えて 90MW 以下で、コジェネレーション発電または従前から使用されてきた燃料以外（代替・再生可能エネルギー）で発電を行う事業者である。発電された電力は EGAT に売電される（余剰電力を直接顧客に売電することも可能）。本制度の開始は、国内の代替エネルギーや副次産物の利用を促進し、国の発電設備への投資軽減も目的とされた。

SPP の EGAT との契約形態としては、①25 年の長期契約であるが、ピーク期間の供給義務などの制約を負う固定型契約（Firm contract）と、②5 年未満の短期契約であるが、ピーク期間の供給義務などの制約を負わない非固定型契約（Non-Firm contract）の 2 種類が設定された。また、

2017年には、前述の通り、より安定的な再生可能エネルギー電力を調達するために、複数の再生可能エネルギー源を組み合わせて発電を行い、年間を通じた供給義務条件も付加されたハイブリッド固定型契約（Hybrid Firm contract）が導入されている。2022年には、年間を通じた供給義務を負うが、発電する時間帯条件を緩めた部分固定型契約（Partial-Firm contract）も導入されている。

2022年のSPPの状況は、コジェネレーションSPPでは96%が固定型契約であるのに対して、再生可能エネルギーSPPでは84%が非固定型契約である。また、再生可能エネルギーSPPのうち、固定型はバイオマス発電のみであり、非固定型では、風力が最も容量が大きく、次いでバイオマス、太陽光の順となっている（表2-9）。

(2) VSPP（極小規模発電事業者）

VSPPは、2002年に導入された、売電設備容量が1MW以下で、主に再生可能エネルギーで発電を行う事業者である（2007年に売電設備容量が10MW以下の事業者を対象として拡大された）。発電された電力は、EGATの送電系統を経由せずに直接MEAとPEAの配電網に接続して売電される。本制度の開始は、より小規模な事業者の参入を促すことで、国内のエネルギー資源の有効活用、海外からの燃料調達抑制、環境保護を実現し、国の発電設備への投資軽減も目的とされた。

接続契約としては、2017年に、3月から6月の期間を含む6か月間に供給義務条件が付加（残りの6か月間はNon-Firm）された準固定型契約（Semi-Firm contract）も導入されているが、2022年の状況としては、VSPPはほぼすべてが非固定型契約で配電公社と接続している。太陽光が最も容量が大きく、次いでバイオマス、バイオガスの順となっている。また、再生可能エネルギー（バイオマス）を利用したコジェネレーション事業者も1社（5MW）いる（表2-9）。

表 2-9 稼働しているSPPとVSPPの燃料種別(2022)

燃料種別		SPP 売電容量 (MW)		VSPP 売電容量 (MW)	
		固定型	非固定型	非固定型	未確認
再生可能エネルギー	バイオガス	0	0	341	0
	バイオマス	489	449	1,141	0
	水力	0	22	1	0
	太陽光	0	436	2,280	0
	廃棄物	0	165	179	23
	風力	0	1,421	53	0
	その他	0	14	5	0
	再エネ合計	489	2,507	4,000	23
コジェネレーション	化石燃料	5,965	278	58	0
	再エネ	0	0	5	0
	コジェネ合計	5,965	278	63	0
総合計		6,454	2,785	4,063	23
		9,239		4,086	

出所：ERC 資料より調査団作成

最新の FiT 制度での募集状況については、2022 年から 2030 年の間での調達について、2022 年 5 月に NEPC が価格を承認し、2022 年 9 月に ERC が概要を公表して事業者を募集している。（表 2-10）

表 2-10 最新の FiT 契約概要(2022-2030)

再生可能エネルギー	発電事業者及び契約形態	FiT(パーツ/kWh)	期間
バイオガス（排水/廃棄物）	SPP/VSPP Non-Firm	2.0724	20 年
風力	SPP/VSPP Non-Firm	3.1014	25 年
地上設置型太陽光	SPP/VSPP Non-Firm	2.1679	25 年
地上設置型太陽光+蓄電池（BESS）	SPP Partial-Firm	2.8331	25 年

※南部国境地域でのプロジェクトには Fit Premium が 0.50 パーツ/kWh 追加される

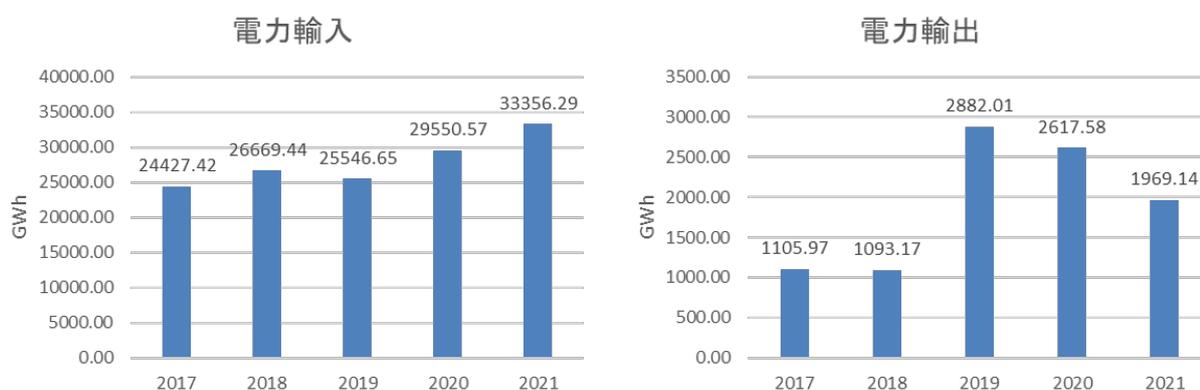
出所：ERC 資料より調査団作成

2.6 電力輸出入

タイは、近隣のカンボジア、ラオス、マレーシアに電力を輸出、ラオス、マレーシアから輸入しており、電力の輸入は、発電容量の 12%、発電電力量の 17%を占めている。輸入に比べて輸出は少なく、また、輸入量が 2019 年と比較して 2021 年に約 30%増加しているのに対して、輸出量は約 32%減少している（図 2-12）。

輸入の多くはラオスからであり、輸入契約している発電設備容量の 95% (5,935MW) がラオスとの契約分である（表 2-11）。ラオスからの電力購入は両国政府間で調印された電力協力に関する覚書（Memorandum of Understanding (MoU) on power cooperation）に基づくもので、現在の MoU は、2016 年に調印され、タイはラオスから 9,000MW の電力を購入する内容となっている。

タイはミャンマーからも電量を調達する MoU を締結していたが、2010 年に失効している。再締結が検討されてきたが、ミャンマーの政情不安等もあり、実現は遅れている。



出所：：EPPO, MOE 資料をもとに調査団作成

図 2-12 タイにおける電力輸出入(GWh)

表 2-11 タイにおける電力輸入先

発電所	国	設備容量 (MW)
Theun - Hinboun Hydropower Plant	Lao PDR	434
Huay Hoh Hydropower Plant	Lao PDR	126
Nam Theun 2 Hydropower Plant	Lao PDR	948
Nam Ngum 2 Hydropower Plant	Lao PDR	597
Xayaburi Hydropower Plant	Lao PDR	1,220
Nam Ngiep 1 Hydropower Plant	Lao PDR	269
Xe-Pian - Xe-Namnoy Hydropower Plant	Lao PDR	354
Hongsa Thermal Power Plant	Lao PDR	1,473
Nam Theun 1	Lao PDR	514
Thai - Malaysia HVDC Transmission Lines	Malaysia	300
Total		6,235

出所：：EGAT Annual Report 2021 をもとに調査団作成

2.7 電力料金

タイにおける電気料金は、配電公社の電気料金単価に基づいて計算される電気の使用料金、自動料金調整メカニズム（Automatic Tariff Adjustment Mechanism (Ft)）と呼ばれる仕組みに基づいて計算される変動料金、および付加価値税（Value Added Tax, VAT）からなっている。Ft 料金は、燃料費や政府方針に基づく支出などの変動コストを吸収するためのもので、4 か月ごとに ERC が見直しを行っている。配電公社の電気料金は下記の通り。（表 2-12）

表 2-12 配電公社の電気料金

料金種別	通常料金		時間帯別料金*1			
	供給電圧	料金単価	供給電圧	料金単価		
住宅用		使用量 150kWh/月以下		12kV 未満	基本料金	24.62 バーツ/月
		従量料金	8.19 バーツ/月		従量料金	
		1 - 15kWh	2.3488 バーツ/kWh	オンピーク	5.7982 バーツ/kWh	
		16 - 25kWh	2.9882 バーツ/kWh	オフピーク	2.6369 バーツ/kWh	
		26 - 35kWh	3.2405 バーツ/kWh	12-24 kV	基本料金	312.24 バーツ/月
		36 - 100kWh	3.6237 バーツ/kWh		従量料金	
		101 - 150kWh	3.7171 バーツ/kWh		オンピーク	5.1135 バーツ/kWh
		151 - 400kWh	4.2218 バーツ/kWh		オフピーク	2.6037 バーツ/kWh
		400kWh 超	4.4217 バーツ/kWh			
		使用量 150kWh/月超				
		基本料金	24.62 バーツ/月			
		従量料金				
		1 - 150kWh	3.2484 バーツ/kWh			
		151 - 400kWh	4.2218 バーツ/kWh			
		400kWh 超	4.4217 バーツ/kWh			
小規模一般用	12kV 未満	基本料金	33.29 バーツ/月	12kV 未満	基本料金	33.29 バーツ/月
		従量料金			従量料金	
		1 - 150kWh	3.2484 バーツ/kWh		オンピーク	5.7982 バーツ/kWh
		151 - 400kWh	4.2218 バーツ/kWh		オフピーク	2.6369 バーツ/kWh
		400kWh 超	4.4217 バーツ/kWh			
	12-24kV	基本料金	312.24 バーツ/月	12-24 kV	基本料金	312.24 バーツ/月
		従量料金	3.9086 バーツ/kWh		従量料金	
					オンピーク	5.1135 バーツ/kWh
					オフピーク	2.6037 バーツ/kWh
中規模一般用	12kV 未満	基本料金	312.24 バーツ/月	12kV 未満	基本料金	312.24 バーツ/月
		デマンド料金	221.50 バーツ/kW		デマンド料金	
		従量料金	3.1751 バーツ/kWh		オンピーク	210.00 バーツ/kW
					オフピーク	0 バーツ/kW
					従量料金	
					オンピーク	4.3297 バーツ/kWh
				オフピーク	2.6369 バーツ/kWh	
	12-24kV	基本料金	312.24 バーツ/月	12-24 kV	基本料金	312.24 バーツ/月
デマンド料金		196.26 バーツ/kW	デマンド料金			
		従量料金	3.1471 バーツ/kWh		オンピーク	132.93 バーツ/kW
					オフピーク	0 バーツ/kW
					従量料金	
					オンピーク	4.1839 バーツ/kWh
					オフピーク	2.6037 バーツ/kWh
	69kV 以上	基本料金	312.24 バーツ/月	69kV 以上	基本料金	312.24 バーツ/月
		デマンド料金	175.70 バーツ/kW		デマンド料金	
		従量料金	3.1097 バーツ/kWh		オンピーク	74.14 バーツ/kW
					オフピーク	0 バーツ/kW
					従量料金	
					オンピーク	4.1025 バーツ/kWh
					オフピーク	2.5849 バーツ/kWh

料金種別	通常料金			時間帯別料金*1		
	供給電圧	料金単価		供給電圧	料金単価	
大規模一般用	12kV 未満	基本料金 デマンド料金 オンピーク*2 部分ピーク*2 オフピーク*2 従量料金	312.24 バーツ/月 332.71 バーツ/kW 68.22 バーツ/kW 0 バーツ/kW 3.1751 バーツ/kWh	12kV 未満	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	312.24 バーツ/月 210.00 バーツ/kW 0 バーツ/kW 4.3297 バーツ/kWh 2.6369 バーツ/kWh
	12-24kV	基本料金 デマンド料金 オンピーク*2 部分ピーク*2 オフピーク*2 従量料金	312.24 バーツ/月 285.05 バーツ/kW 58.88 バーツ/kW 0 バーツ/kW 3.1471 バーツ/kWh	12-24 kV	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	312.24 バーツ/月 132.93 バーツ/kW 0 バーツ/kW 4.1839 バーツ/kWh 2.6037 バーツ/kWh
	69kV 以上	基本料金 デマンド料金 オンピーク*2 部分ピーク*2 オフピーク*2 従量料金	312.24 バーツ/月 224.30 バーツ/kW 29.91 バーツ/kW 0 バーツ/kW 3.1097 バーツ/kWh	69kV 以上	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	312.24 バーツ/月 74.14 バーツ/kW 0 バーツ/kW 4.1025 バーツ/kWh 2.5849 バーツ/kWh
特定事業用*3	12kV 未満	基本料金 デマンド料金 従量料金	312.24 バーツ/月 276.64 バーツ/kW 3.2009 バーツ/kWh	12kV 未満	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	312.24 バーツ/月 210.00 バーツ/kW 0 バーツ/kW 4.3297 バーツ/kWh 2.6369 バーツ/kWh
	12-24kV	基本料金 デマンド料金 従量料金	312.24 バーツ/月 256.07 バーツ/kW 3.1471 バーツ/kWh	12-24 kV	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	312.24 バーツ/月 132.93 バーツ/kW 0 バーツ/kW 4.1839 バーツ/kWh 2.6037 バーツ/kWh
	69kV 以上	基本料金 デマンド料金 従量料金	312.24 バーツ/月 220.56 バーツ/kW 3.1097 バーツ/kWh	69kV 以上	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	312.24 バーツ/月 74.14 バーツ/kW 0 バーツ/kW 4.1025 バーツ/kWh 2.5849 バーツ/kWh

料金種別	通常料金			時間帯別料金*1		
	供給電圧	料金単価		供給電圧	料金単価	
非営利組織用	12kV 未満	基本料金 従量料金 1 - 10kWh 10kWh 超	20.00 パーツ/月 2.8031 パーツ/kWh 3.8919 パーツ/kWh	12kV 未満	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	312.24 パーツ/月 210.00 パーツ/kW 0 パーツ/kW 4.3297 パーツ/kWh 2.6369 パーツ/kWh
	12-24kV	基本料金 従量料金	312.24 パーツ/月 3.5849 パーツ/kWh	12-24 kV	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	312.24 パーツ/月 132.93 パーツ/kW 0 パーツ/kW 4.1839 パーツ/kWh 2.6037 パーツ/kWh
	69kV 以上	基本料金 従量料金	312.24 パーツ/月 3.4149 パーツ/kWh	69kV 以上	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	312.24 パーツ/月 74.14 パーツ/kW 0 パーツ/kW 4.1025 パーツ/kWh 2.5849 パーツ/kWh
農業灌漑用		基本料金 従量料金 1 - 100kWh 100kWh 超	115.16 パーツ/月 2.0889 パーツ/kWh 3.2405 パーツ/kWh	12kV 未満	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	204.07 パーツ/月 210.00 パーツ/kW 0 パーツ/kW 4.3297 パーツ/kWh 2.6369 パーツ/kWh
				12-24 kV	基本料金 デマンド料金 オンピーク オフピーク 従量料金 オンピーク オフピーク	204.07 パーツ/月 132.93 パーツ/kW 0 パーツ/kW 4.1839 パーツ/kWh 2.6037 パーツ/kWh
仮設電源用		従量料金	6.8025 パーツ/kWh			

*1 オンピーク：月曜日～金曜日の午前 9:00～午後 10:00

オフピーク：月曜日～金曜日の午後 10:00～午前 9:00、および、土日祝日（振替休日と Royal Ploughing Day を除く）の午前 0:00～午後 12:00

*2 オンピーク：毎日の午後 6:30～午後 9:30

部分ピーク：毎日の午前 8:00～午後 6:30（オンピーク時の最大需要電力を越える需要にのみ適用）

オフピーク：毎日の午後 9:30～午前 8:00

*3 特定事業用料金表の通常料金は、TOU メーターが設置されるまでの暫定料金

出所：MEA Website を基に調査団作成

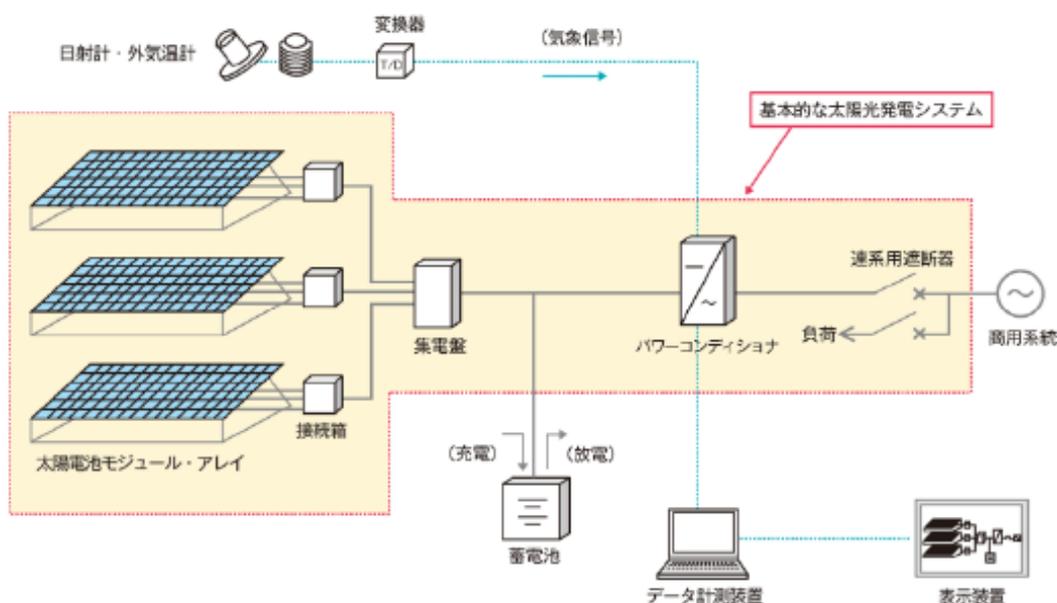
第 3 章 島嶼向け分散型エネルギーシステムへの適用可能性のある技術

3.1 太陽光発電

3.1.1 技術

(1) 太陽光発電システム

太陽光発電システムの主要構成要素を次図に示す。



出所 NEDO 再生可能エネルギー技術白書第 2 版より抜粋

図 3-1 太陽光発電システム構築例

太陽光発電システムは、太陽電池モジュール・アレイ、接続箱、集電盤、パワーコンディショナ（インバータ）などで構成される。ピークカットや防災用を目的とする際には、充放電用の蓄電池を設置する。発電管理を目的として発電電力量や日射量などを計測・記録する場合は、日射計・外気温計、データ計測装置、表示装置などを設置する。

太陽光発電システムは、複数の太陽電池モジュールから構成され、系統への接続有無により系統連系形太陽光発電システム、または独立形太陽光発電システムとなる¹。系統連系形太陽光発電システムでは、インバータが太陽電池アレイによる直流出力を交流出力に変換して系統に電力を供給する。代表的なインバータの変換効率は 95～99%である。ほとんどのインバータは、最大出力追従制御機能を装備している。この機能は、太陽電池アレイの最大電力が供給できるよう、常にインバータ出力を調整する。インバータはアレイ全体に対して 1 基が設置されることもあり、太陽電池モジュールの「ストリング」毎に複数のインバータが設置されることもある。また、一般に「AC モジュール」と呼ばれるインバータを内蔵した太陽電池モジュールは、電力系統に

¹ IEA (2019) “PVPS Trend in Photovoltaic Applications 2019”

直接接続でき（系統運用者が承認している場合）、特定の市場において重要な役割を果たしている。

一方で、独立形太陽光発電システムでは、日射量が低い時間帯におけるエネルギー供給のために蓄電池が必要である。チャージコントローラは、蓄電池を最適充電状態（SOC）に維持するために利用され、要求される電力量をユーザーに供給する他、過放電または過充電から蓄電池を保護する。チャージコントローラの中には、太陽光発電システムの発電電力を最大化するために最大出力追従制御機能を一体化したものもある。交流電力が必要な場合には「独立形インバータ」を用いて通常の交流機器に電力供給することが可能である。

(2) 太陽光電池の分類

太陽電池の種類は、材料や厚み、接合数（接合面の数）、動作原理などで分類される。次表に代表的な種類について示す。

表 3-1 太陽光電池の分類

分類	区分	種類	特徴
シリコン系	結晶系	多結晶シリコン	<ul style="list-style-type: none"> 現在の太陽電池の主流 単結晶より安価であるが効率が低い
		単結晶シリコン	<ul style="list-style-type: none"> 160～200 μm 程度の薄い単結晶シリコン 多結晶より高価だが、性能や信頼性に優れる
	非晶質系	薄膜系シリコン	<ul style="list-style-type: none"> アモルファスシリコンを使用したもので、シリコン層の厚みを薄くできる 大面積で量産可能であるが効率は低い
その他	化合物系	CIGS 系	<ul style="list-style-type: none"> 銅、インジウム、ガリウム、セレンの4つの元素の化合物による半導体 高効率が期待される
		CdTe 系	<ul style="list-style-type: none"> カドミウムとテルルを原料とする薄膜型 省資源で量産可能であり低コスト
	有機物系	色素増感型	<ul style="list-style-type: none"> 酸化チタンに吸着した色素が光を吸収し発電 低コスト化の可能性
		有機半導体	<ul style="list-style-type: none"> 有機半導体を用いて、塗布のみで作成可能 低コスト化の可能性

出所 NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版を基に調査団作成

(3) 設置場所

太陽光発電システムは設置場所によっても分類される。太陽光発電システムの主な種類と特徴を次表に示す。

表 3-2 太陽光発電システムの種類と特徴

設置分類	特徴	主に使用される太陽電池
地上設置型	<ul style="list-style-type: none"> • 平地に設置されるタイプでありメガソーラーが代表例 • 架台に固定するため、モジュールにはガラス基板が用いられる • 広い土地に設置されるため、発電効率が中程度であっても、トータル発電コストが安くなる太陽電池が用いられる傾向にある • 1軸式または2軸式の追尾式架台によりパネルを常に太陽の方向に向けることで収集エネルギーを高めることができる 	<ul style="list-style-type: none"> • 結晶シリコン系 • 薄膜シリコン系 • 化合物系
屋根置き型	<ul style="list-style-type: none"> • 住宅やビル等の屋根に設置されるタイプ • 架台に固定するため、モジュールにはガラス基板が用いられる • 設置面積に限られるため、発電効率の高い蓄電池を使用し、設置面積当たりの発電量を大きくすることが求められる 	<ul style="list-style-type: none"> • 結晶シリコン系 • 化合物系
水上型	<ul style="list-style-type: none"> • 地上設置型と異なり整地や造成が不要 • 周辺からの影の影響を受けにくい • 水面からの冷却効果によりモジュールの温度上昇が抑制され、実発電量の増加が見込まれる • フロート架台や水上作業に要するコストは高い 	<ul style="list-style-type: none"> • 結晶シリコン系
建物一体型	<ul style="list-style-type: none"> • 住宅やビル等の屋根材や外壁材等と太陽電池モジュールが一体化したタイプ • デザイン性に優れていることや、屋根材とモジュール部材の共有による設備費の削減が見込まれる • シースルータイプのガラス基板を用いることで、発電と採光・遮光が両立できるガラス建材としても活用が可能 • フレキシブル基盤を用いることにより、建物の曲面に沿った設置も可能 	<ul style="list-style-type: none"> • 薄膜シリコン系 • 化合物系

出所 NEDO『再生可能エネルギー技術白書第二版』を基に調査団作成

3.1.2 コスト

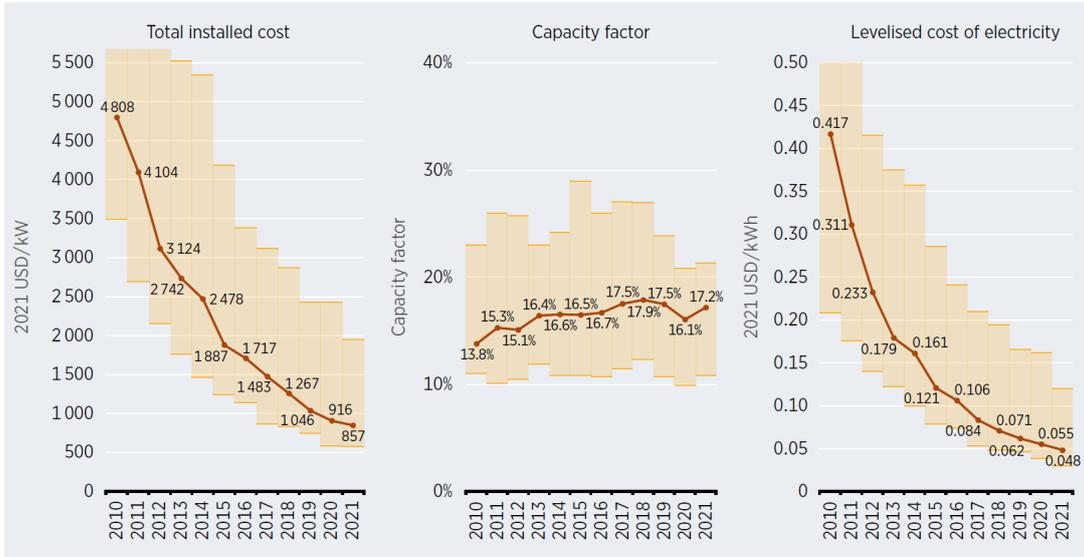
IRENA の調査報告書「Renewable Power Generation Costs in 2021²」によると、2010年から2021年にかけて、太陽光発電の世界的な均等化発電原価(LCOE)は80%低下し0.048 USD/kWhとなっている。

これは、主として結晶シリコンモジュール価格の低下に起因するものと考えられる。太陽光発電モジュール価格の低下とシステムコストバランスの継続的な逡減は、太陽光発電によるコスト削減に寄与している。一方で、競争入札が再エネ市場の国際化に伴って台頭してきたことも価格低下のもう1つの主要要素である。

また、容量ベースでのコストについて2021年の世界的な加重平均総設置コストは857 USD/kWhとなっており、2009年12月から2021年12月までの間に91%低下している。

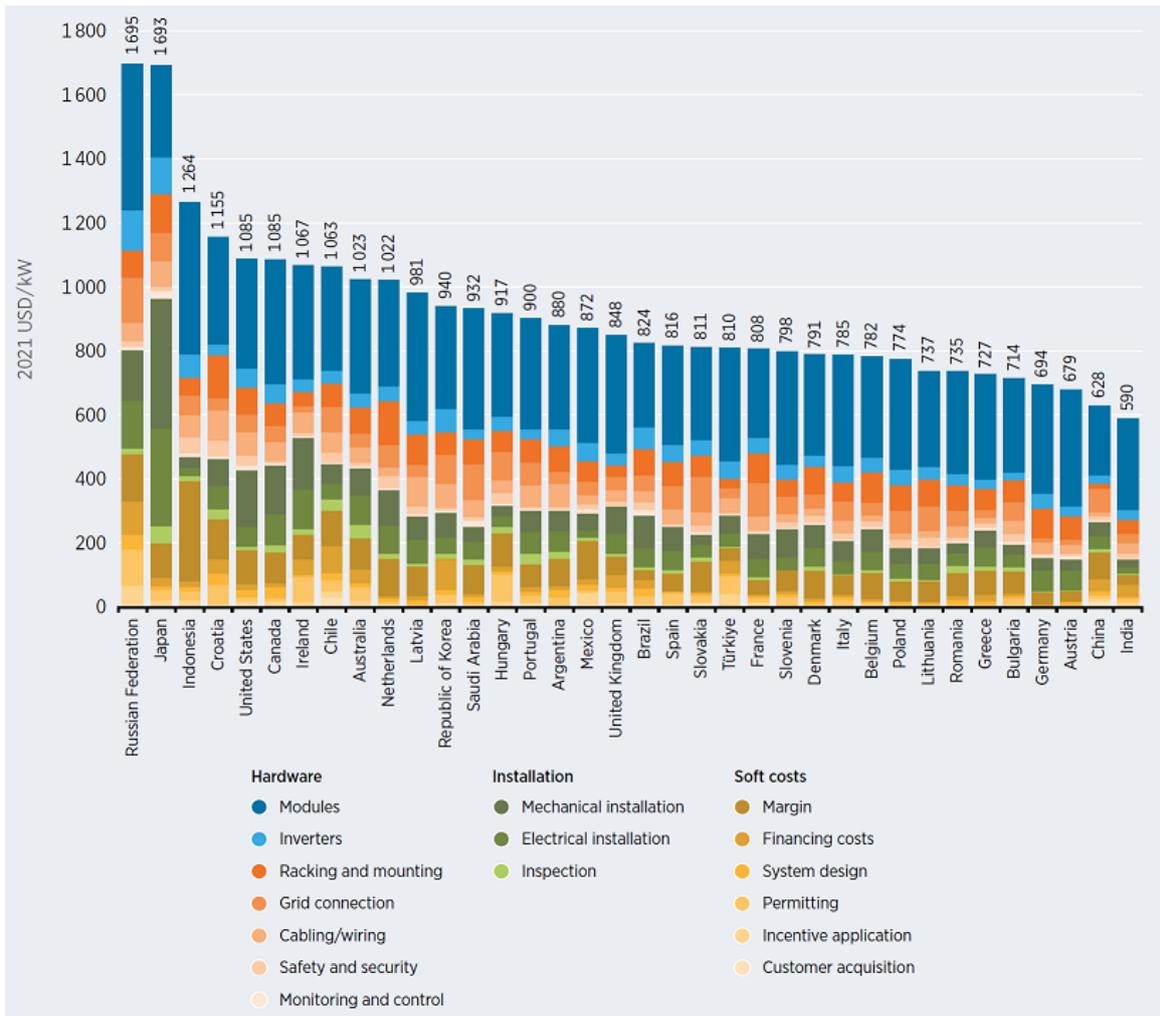
各主要市場での推移を図3-3に示す。最もコストが低いのがインドであり、2021年に590 USD/kWh、次いで中国(628USD/kWh)、オーストリア(679USD/kWh)となっている。最もコストが高かったのはロシアの1,695 USD/kWhであった。

² <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>



出所 IRENA (2022) “Renewable Power Generation Costs in 2021”

図 3-2 太陽光発電(PV)の加重平均総コスト、設備利用率、LCOE の推移(2010年～2021年)



出所 IRENA (2022) “Renewable Power Generation Costs in 2021”

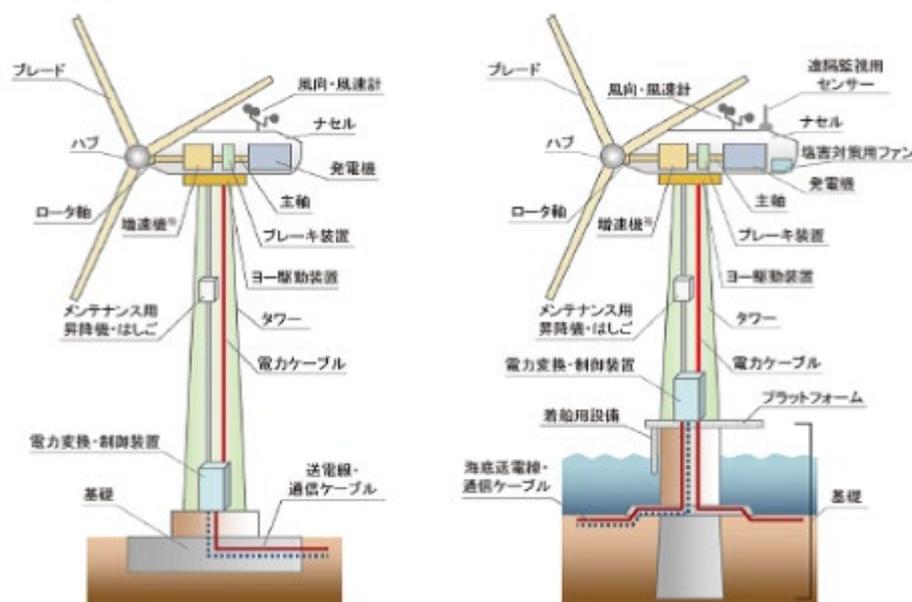
図 3-3 国別大規模太陽光システムの設置コスト(2021年)

3.2 風力発電

3.2.1 技術

(1) 風力発電システム

代表的な陸上および洋上風力発電機の構成を以下に示す。風力発電は、風力エネルギーを電気エネルギーに変換するものであるが、変換過程としては、風の運動エネルギーを風車（風力タービン）の回転という動力エネルギーに変え、その回転を歯車等で増速した後、または直接発電機に伝送し電気エネルギーに変換する。風力発電システムは、風力エネルギーを機械的動力に変換するロータ系、ロータから発電機へ動力を伝える伝達系、発電機等の電気系、システムの運転・制御を司る運転・制御系および支持・構造系から構成される。



出所 NEDO (2008) 『風力発電導入ガイドブック』

図 3-4 風力発電機の主要な構成要素(左:陸上風力 右:洋上風力)

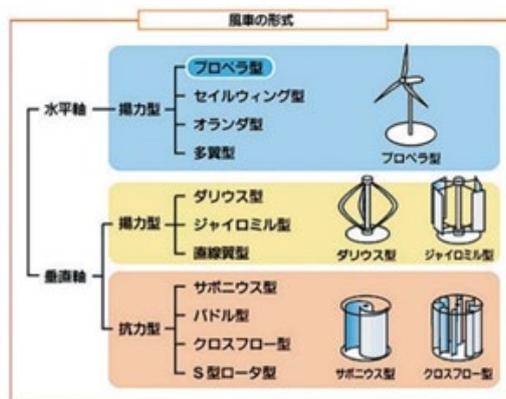
表 3-3 プロペラ式風力発電システムの構成

構成要素		概要
ロータ系	ブレード	回転羽根、翼
	ロータ軸	ブレードの回転軸
	ハブ	ブレードの付け根をロータ軸に連結する部分
伝達系	動力伝達軸	ロータの回転を発電機に伝達する
	増速機	ロータの回転数を発電機に必要な回転数に増速する歯車装置
電気系	発電機	回転エネルギーを電気エネルギーに変換する
	送電ケーブル	発電機からの電力を送電する
	電力変換装置	直流、交流を変換する装置（インバーター、コンバータ）等
	変圧器	系統からの電気、系統への電気の電圧を変換する装置
	系統連系保護装置	風力発電システムの異常、系統事故時に設備を系統から切り離し、系統側の損傷を防ぐ保護装置
運転・制御系	出力制御	風車出力を制御するピッチ制御あるいはストール制御
	ヨー制御	ロータの向きを風向きに追従させる
	ブレーキ装置	台風時、点検時等にロータを停止させる
	風向・風速計	出力制御、ヨー制御に使用されナセル上に設置される
支持・構造系	ナセル	伝達軸、増速機、発電機等を収納する部分
	タワー	ロータ、ナセルを支える部分
	基礎	タワーを支える基礎部分

出所 『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』を基に調査団作成

(2) 風車の分類

風車は、回転軸の方向によって「水平軸風車」と「垂直軸風車」に、作動原理によって「揚力形風車」と「抗力形風車」に大別することができる。水平軸風車は、風車の回転軸が風向きに対して平行（一般的には、回転軸が地面に対して水平）となるタイプで、プロペラ型、セイルウィング型、オランダ型、多翼型等がある。一方、垂直軸風車は、風車の回転軸が風向きに対して垂直（一般的には、回転軸が地面に対して垂直）となるタイプで、作動原理で見ると、ダリウス型、直線翼型（ジャイロミル）等は揚力形風車に、サボニウス型、パドル型、クロスフロー型、S型ロータ型等は抗力型風車に分類される。



出所 『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』より抜粋

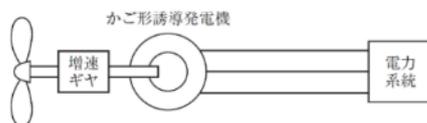
図 3-5 風車の種類

現在、売電事業を目的に設置される中型以上の風車は、水平軸型風車の1つであるプロペラ型が主流となっている。

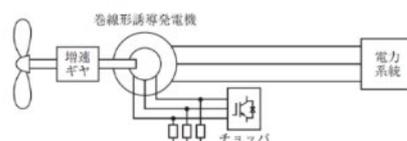
① 発電方式による分類

現在用いられる 100kW 級以上の発電用風力発電機の方式は、以下に示す 4 つの方式に分類できる。

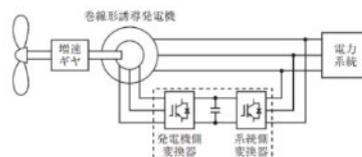
タイプ A：
誘導発電機直結方式



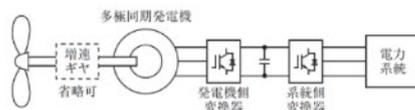
タイプ B：
誘導発電機の 2 次抵抗制御方式



タイプ C：
誘導発電機の 2 次励磁制御方式



タイプ D：
同期発電機による直
流リンク方式



出所 電気学会『電気工学ハンドブック第 7 版』を基に調査団作成

図 3-6 風力発電における発電機の形式

同図から明らかなように、風力発電システムでは発電機として誘導発電機を用いることが多い。タイプ C とタイプ D は風車の回転数を変化させることができることから可変速機と呼ばれており、近年導入される風力発電システムはタイプ C およびタイプ D が採用されることが多い。タイプ C およびタイプ D は無効電力を制御することができ、慣性力を持たせることができるため、系統安定化に貢献することができる。なお、それぞれの方式の比較を次表に示す。

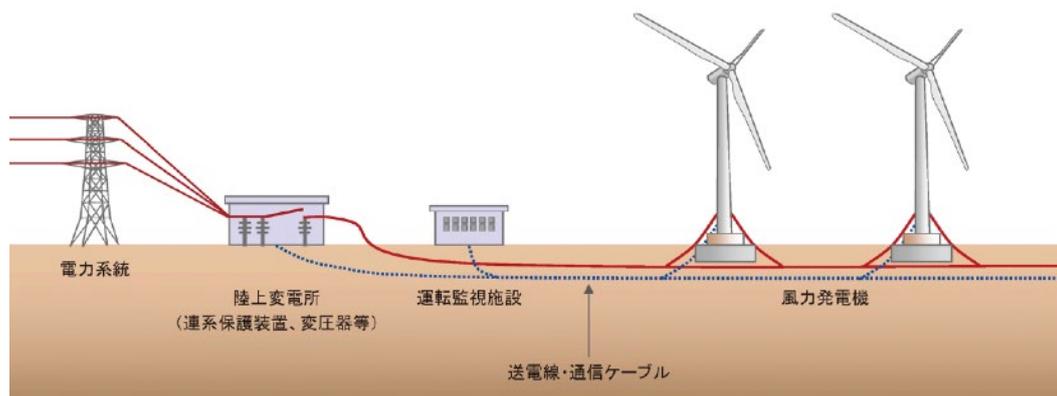
表 3-4 風力発電における発電機の形式比較

	タイプ A 誘導発電機直結	タイプ B 2 次抵抗制御	タイプ C 2 次励磁制御	タイプ D DC リンク
	定速機	部分可変速機	可変速機	可変速機
構造	単純	2 次抵抗の制御回路必要	パワエレ回路必要	パワエレ回路追加・増速機省略可
出力変動対応	秒オーダーの変動大	変動は一部抑制	秒オーダーの変動除去	秒オーダーの変動除去
無効電力対応	力率改善用キャパシタが必要	力率改善用キャパシタが必要	制御可能	制御可能
突入電流対応	ソフトスタータ必要	ソフトスタータ必要	—	—
出力制御対応	—	2 次抵抗制御装置が必要	発電機定格出力の部分容量のインバータが必要	発電機定格出力の容量のインバータが必要

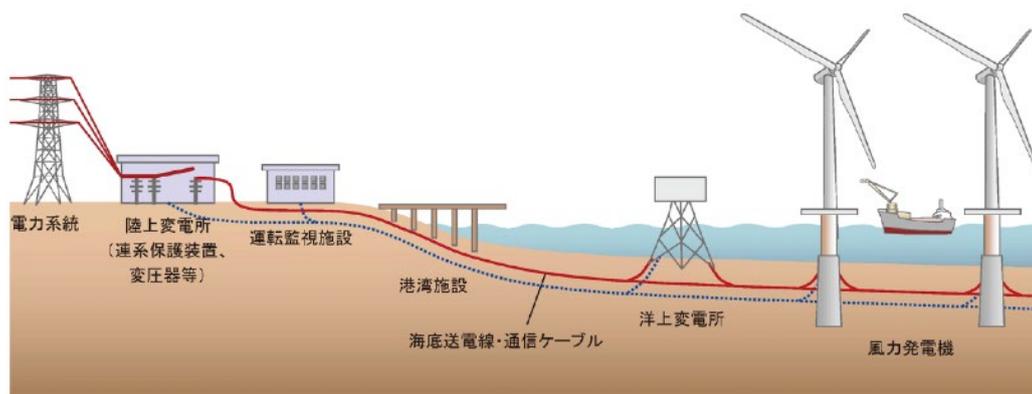
出所 電気学会『電気工学ハンドブック第 7 版』を基に調査団作成

(3) 設置場所

風力発電所の設置場所は陸上と洋上に分類することができ、洋上風力に関しては、さらに着床式と浮体式に分類することができる。着床式は概ね 50m 以下の水深に用いられ、浮体式はそれより深い水域で用いられる。陸上と比較して洋上は風況が安定しているが、海底送電ケーブル、港湾施設、洋上変電所など追加的な設備が必要となることに加え、設備に浸水対策や塩害対策が必要となることから、陸上風力と比較して、設備コストが高くなることが免れない。



(a) 陸上ウィンドファーム



(b) 洋上ウィンドファーム

出所 『NEDO エネルギー白書第 2 版』

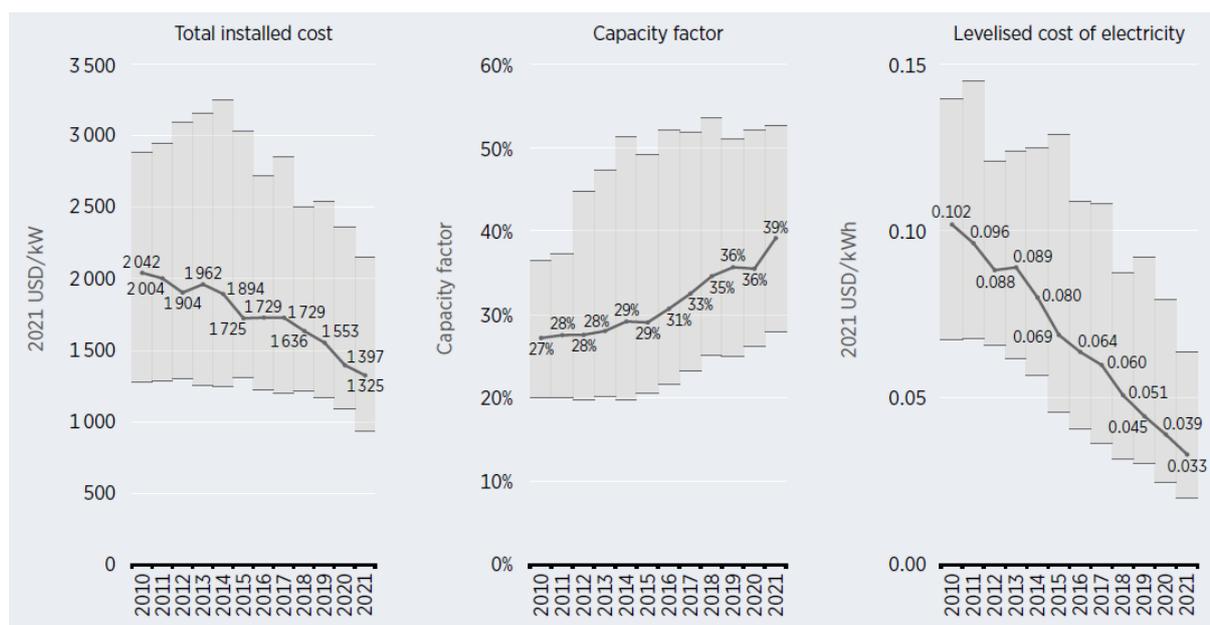
図 3-7 陸上と洋上ウィンドファームの構成

3.2.2 コスト

(1) 陸上風力

IRENA の調査報告書「Renewable Power Generation Costs in 2021」によると、2021 年時点における陸上風力発電プロジェクトの LCOE は、0.033 USD/kWh で、2020 年比で 15% 低下している。また 2010 年の 0.102 USD/kWh と比較すると 68% 低下したことになる。陸上風力発電のコストの低下は、総設備コストの継続的な逓減と平均設備利用率の改善によるものである。

一方、加重平均総設置コストはインドが 926USD/kW と最も低く、インドの設置コストは 2010 年から 53% 低下している。ブラジル、中国はそれぞれ 1,150USD/kW と 1,157USD/kW で、2010 年から 2021 年の間にブラジルは 58%、中国は 26% 低下している。



出所 IRENA (2020) “Renewable power generation costs in 2021”

図 3-8 陸上風力発電の加重平均総コスト、設備利用率、LCOE の推移(2010 年～2021 年)

表 3-5 陸上地域別風力発電システムの設置コスト

	2010			2021		
	5th percentile	Weighted average	95th percentile	5th percentile	Weighted average	95th percentile
	(2021 USD/kW)					
Africa	1,440	1,667	3,145	1,149	1,892	2,924
Central America and the Caribbean	2,618	2,776	2,922	1,583	1,583	1,583
Eurasia	2,534	2,534	2,534	888	1,349	1,738
Europe	1,832	2,517	3,671	1,127	1,623	2,182
North America	1,962	2,563	3,329	1,079	1,388	2,325
Oceania	3,176	3,647	4,010	1,136	1,256	1,371
OtherAsia	1,920	2,606	2,860	1,232	1,545	2,260
Other South America	2,513	2,739	2,863	1,146	1,663	2,292
Brazil	2,461	2,734	3,008	842	1,150	1,960
China	1,311	1,554	1,819	968	1,157	1,514
India	927	1,415	1,673	755	926	1,057

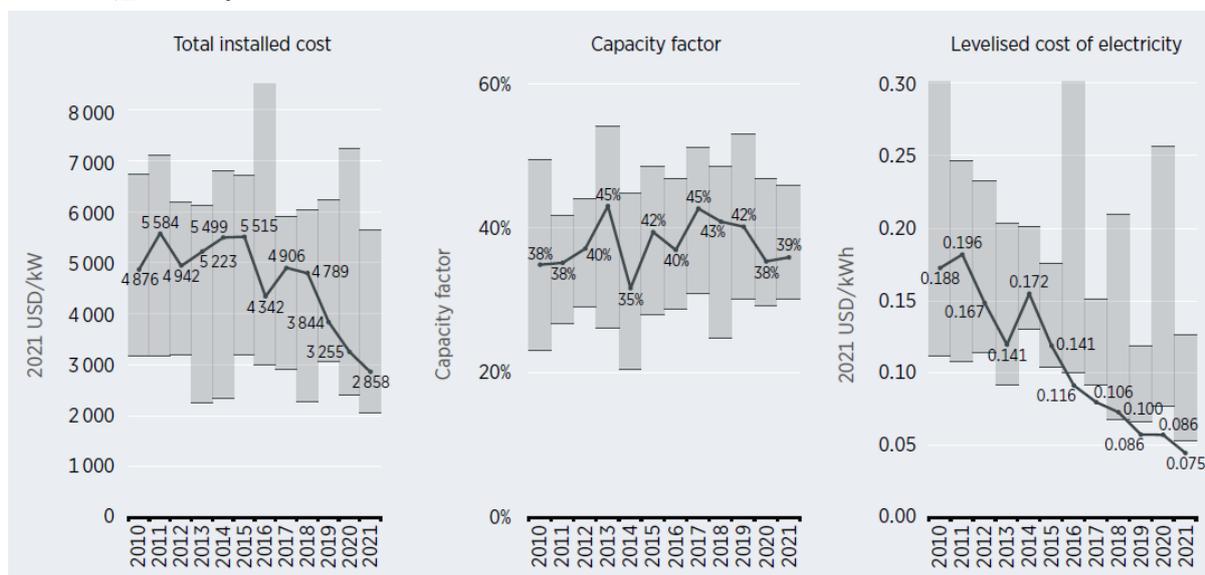
出所 IRENA (2020) “Renewable power generation costs in 2021”

(2) 洋上風力

世界の洋上風力の設置容量は 2010 年から 2021 年の間に 3.1 GW から 55.7 GW に 11 倍となった。2021 年には新たに 21.3 GW が建設された。そのうち中国で 17.4GW 建設され、ヨーロッパで 2.9GW 建設され世界の設置容量は 60%増加した。

前出の IRENA 調査報告書によれば、2021 年の LCOE は 0.075USD/kWh で、2010 年と比較すると 60%低下している。コスト削減の背景には、風力タービン技術の向上、洋上風力の大規模化によるスケールメリットなどが挙げられる。ヨーロッパでは新たに建設されたプロジェクトの LCOE の加重平均は 2020 年から 2021 年の間に 0.092 USD/kWh から 0.065 USD/kWh に低下した。

一方、加重平均総設置コストは 2010 年から 2021 年の間に 4,876 USD/kW から 2,858 USD/kW に 41%低下した。



出所 IRENA (2020) “Renewable power generation costs in 2021”

図 3-9 洋上風力発電の加重平均総コスト、設備利用率、LCOE の推移(2010 年～2021 年)

表 3-6 洋上風力地域別風力発電システムの設置コスト

	2010			2021		
	5th percentile	Weighted average	95th percentile	5th percentile	Weighted average	95th percentile
	(2021 USD/kW)					
Asia	2,981	4,680	5,240	1,859	2,876	6,917
China	2,912	4,638	5,152	2,406	2,857	3,474
Japan	5,113	5,113	5,113	5,201	5,550	6,030
Republic of Korea*	n.a.	n.a.	n.a.	5,238	6,278	7,317
Europe	3,683	4,883	6,739	1,859	2,775	6,917
Belgium*	6,334	6,334	6,334	3,371	3,545	3,876
Denmark	3,422	3,422	3,422	2,289	2,289	2,289
Germany*	6,739	6,739	6,739	3,603	3,739	4,452
Netherlands**	4,299	4,299	4,299	1,695	2,449	6,424
United Kingdom	4,225	4,753	5,072	2,363	3,057	6,495

出所 IRENA (2020) “Renewable power generation costs in 2021”

3.3 蓄電システム

3.3.1 技術

(1) 蓄電システム（バッテリー）

太陽光発電や風力発電などの割合が増大するにつれて、これらの変動性再エネを効率的かつ信頼性の高い方法で電力システムとして運用するためには、より柔軟なシステムが求められる。バッテリーによる電力貯蔵システムは、電力を迅速に貯蔵・保管・放出することにより、電力システムの柔軟性を向上させる大きく注目されている技術である。揚水型水力発電所などの従来の電力貯蔵システムとは異なり、バッテリーは地理的条件に制約されないことやサイズの柔軟性という利点があるため、必要な場所に設置でき、その拡張も容易である。ユーティリティ規模のバッテリー電力貯蔵システムの技術レベルは、数 MWh～数百 MWh の容量を実用化するレベルに達している。系統に設置される代表的な蓄電システムの構成と構成要素を次に示す。

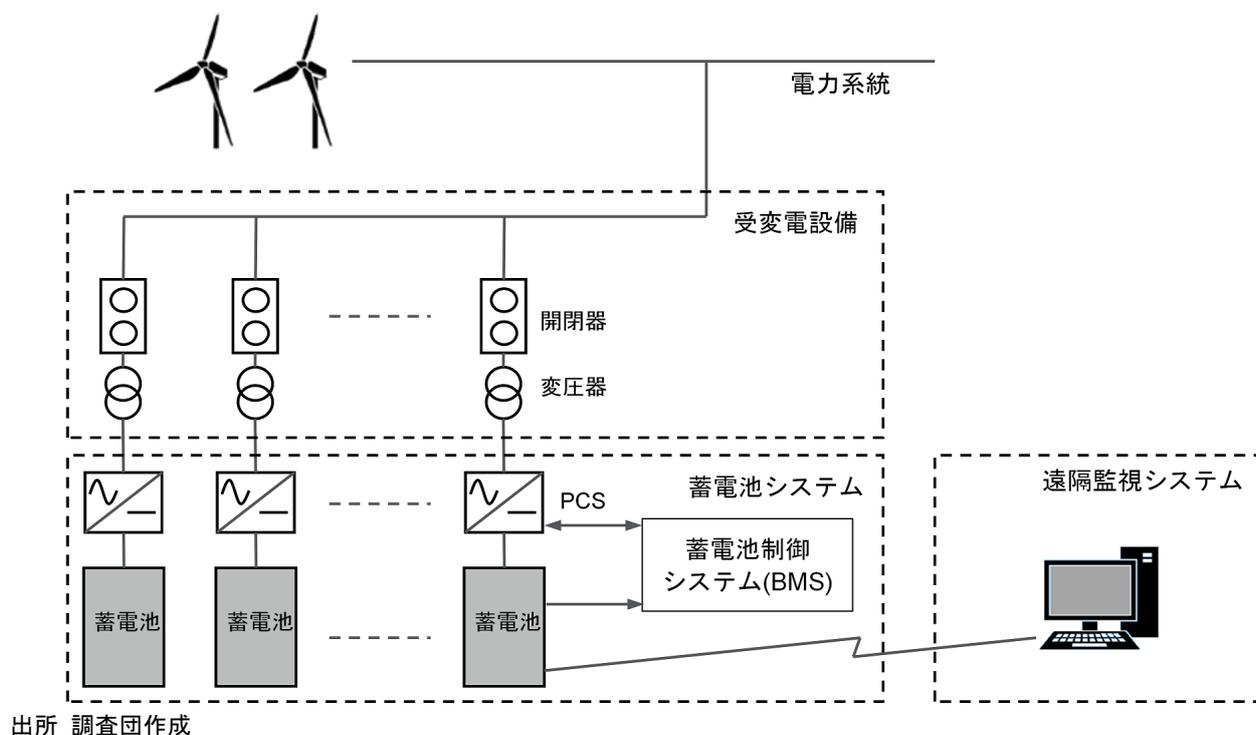


図 3-10 蓄電システムの主要な構成要素

表 3-7 蓄電システムの構成

構成要素		概要
蓄電池システム	セル	蓄電池の最小単位
	モジュール	セルを束ねてモジュールにしたもの
	蓄電池制御システム (BMS)	蓄電池の充放電管理・制御、異常監視、保護を行うシステム
	PCS	直流・交流を変換する装置
受変電設備	変圧器	系統からの電気、系統への電気の電圧を変換する装置
	系統連系保護装置	風力発電システムの異常、系統事故時に設備を系統から切り離し、系統側の損傷を防ぐ保護装置
運転・制御系	蓄電池遠隔監視システム	蓄電システムの監視・制御を行うシステム
支持・構造系	キュービクル	蓄電システム、受変電設備を格納する
	基礎	キュービクルを支える基礎

出所 調査団作成

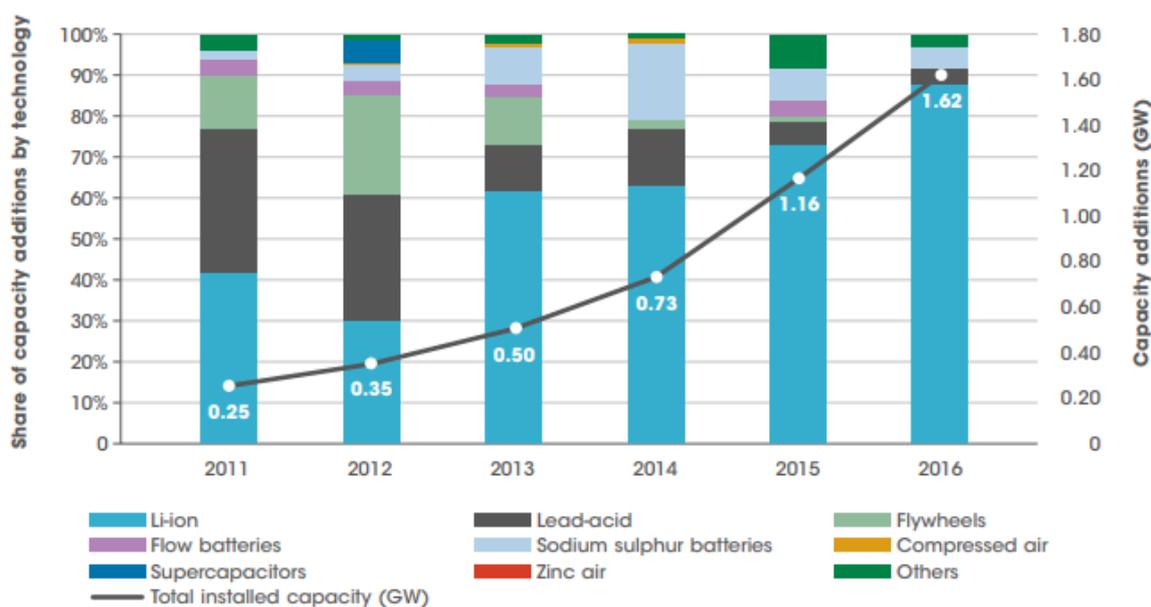
(2) 蓄電池の分類

以下に系統で使用される代表的な蓄電池を示す。現在は、リチウムイオン電池が最もコスト競争力に優れ、IRENA によると、系統に接続して用いられる蓄電池の 8 割以上をリチウムイオン電池が占めている。

表 3-8 各種蓄電池の比較

蓄電技術	リチウムイオン電池	鉛蓄電池	NaS 電池	レドックスフロー
大容量化実績	数百～数千 kWh 級	1MWh 級	200MWh 級	1MWh 級
レート特性	最大 3C	最大 1C 程度	0.2C～最大 0.5C 程度	最大 1C 程度
充放電効率	94～96%程度	75～87%程度	90%程度	80～90%
寿命	3,500 サイクル程度 (カレンダー寿命で約 10 年)	4500 サイクル程度 (カレンダー寿命で約 15 年)	4500 サイクル程度 (カレンダー寿命で約 15 年)	3,000 サイクルともいわれるが、セパレータの寿命に依存して 5 年程度
体積エネルギー密度	約 140～210Wh/L	約 40～80Wh/L	約 140～170Wh/L	-
重量エネルギー密度 (実効)	約 120Wh/kg	約 35Wh/kg	約 110Wh/kg	約 6～20Wh/kg
技術レベル	実用	実用	実用	実用

出所 『NEDO エネルギー白書第二版』



Note: GW = gigawatt
Source: IEA (2018); Sandia Corporation (2018)

出所 IRENA (2018) “UTILITY – SCALE BATTERIES”

図 3-11 リチウムイオンバッテリーの設置容量の推移

(3) 設置場所および用途

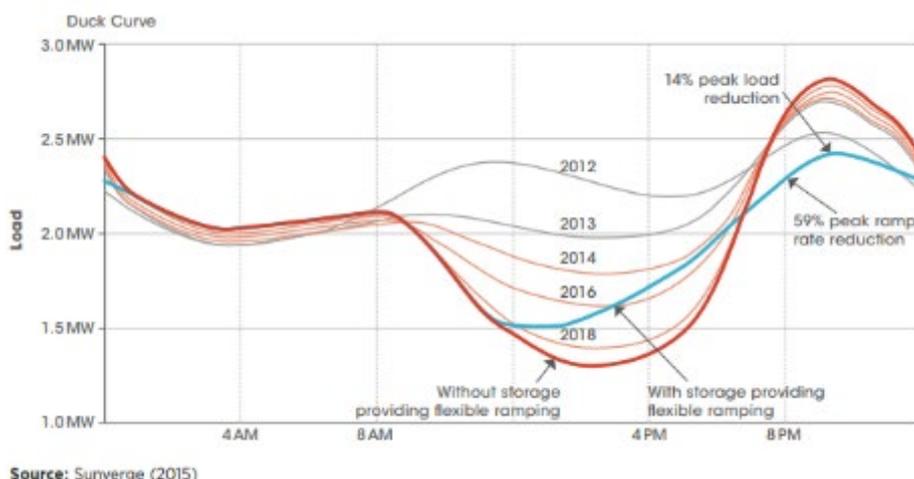
以下にシステムで使用される代表的な蓄電池の設置場所とそれぞれの主な用途を示す。

表 3-9 システム用大型蓄電池の設置場所と主な用途

設置場所	役割	パワー用途	エネルギー用途
システムへの設置	システム運用サポート	アンシラリーサービス (周波数調整、電圧調整)	負荷平準化
	再エネ発電機への併設	出力変動の抑制	出力変動の抑制(長期: タイムシフト、出力平準化)
需要家への設置	産業用/家庭用	出力変動の抑制 (短期: 配電線の電圧調整等)	出力変動の抑制 (長期: タイムシフト、出力平準化)
電動車両の活用	システムとの連系/住宅との連系	V2H(Vehicle to Home), V2G(Vehicle to Grid), G2V(Grid to Vehicle)	

出所 『NEDO エネルギー白書第二版』を基に調査団作成

特に、太陽光発電が大量に導入されると、電力負荷曲線の形状がいわゆるダック曲線となる。すなわち、太陽光パネルが発電する日中は電力システムへの負荷需要が減少し、夜になると負荷需要が大きく増加する現象であり、これらの対策として蓄電システムの活用が期待される。

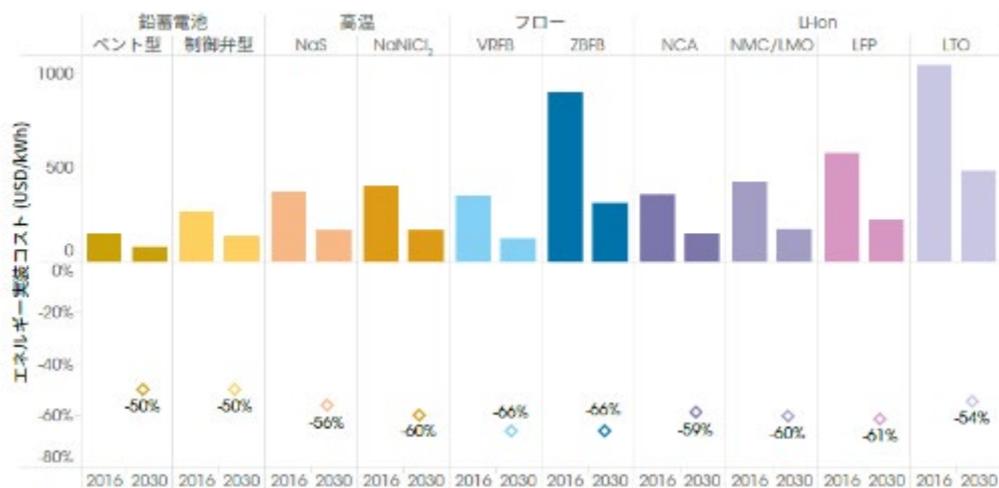


出所 IRENA “UTILITY – SCALE BATTERIES”

図 3-12 バッテリー貯蔵システムによるダック曲線の緩和

3.3.2 コスト

電力貯蔵技術にはコスト削減の大きな可能性がある。例えば、IRENA の調査報告書「Electricity Storage Cost 2017 Summary」によると、据置形リチウムイオン電池の総実装コストは、2030 年までに 54%～61%下がる可能性がある³。ドイツでは、小規模のリチウムイオン電池システムの総実装コストは 2014 年第 4 四半期から 2017 年第 2 四半期にかけて 60%低下している。経済規模と技術の改善により資材の必要量が減少していることがコスト削減を推進している。IRENA の見解によると、リチウムイオン電池の寿命は 2030 年までに約 50%伸び、可能なフルサイクル数は 90%も伸びる可能性があるとしている。



出所 IRENA (2018) “Electricity Storage Cost 2017 Summary”より抜粋

図 3-13 バッテリー貯蔵システムの実装エネルギーコストの動向予測

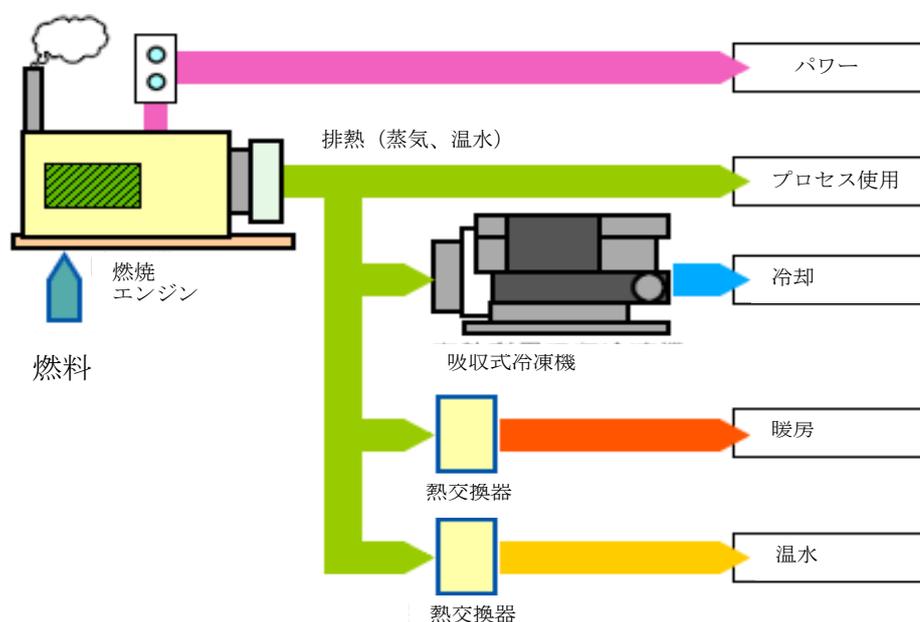
³ その後予想より早い低下傾向が見られたため、2019年3月のBloombergの予測では2030年に約65%まで下がると思われる。

3.4 コージェネレーション

3.4.1 概論

コージェネレーション（CHP（Combined Heat and Power）と呼ぶこともある）は、内燃機関（ガスタービン、ガスタービンなど）や外燃機関（蒸気タービンなど）を使って、電気と有用な熱を同時に発生させるもの。コージェネレーションは、発電時に発生する無駄な熱を生産的に利用することで、燃料や熱をより効率的に利用することができる。

ACEJ（一般財団法人コージェネレーション・エネルギー高度利用センター）のホームページでは、代表的なコージェネレーションを次のように紹介している。



出所 ACEJ

図 3-14 代表的なコージェネレーション

3.4.2 コージェネレーションの種類

産業・業務部門におけるコージェネレーションは、電気、熱、冷却の需要によって設計される。一般的には、熱と冷房の需要によって設計される。発電は、余剰電力が系統に供給されることを前提に、その需要に対して設計されることがある。

また、コージェネレーションシステム的设计には、使用する燃料、メーカーのラインナップ、建物の規模、熱供給の目的（蒸気、高温水、低温水）等、多くの要因がある。

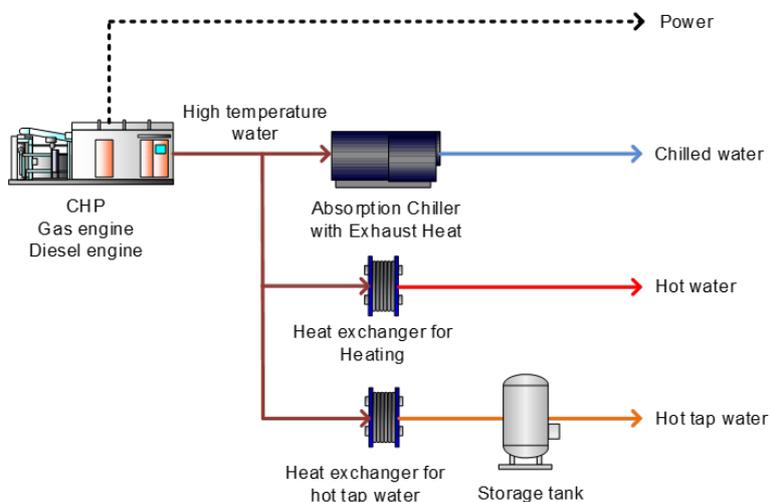
コージェネレーションにおける発電機は、堅牢性、容量、燃料など、現場の状況に合わせて選択される。電力分野では、通常、ガスタービンは発電目的にのみ使用され、熱回収を伴う大規模な発電所（コンバインドサイクル・ガスタービン）として使用される。

コージェネレーション用の発電機の種類と簡単な構成は以下の通り。

表 3-10 コージェネレーションにおける発電機の種類

	Internal Combustion Engine		Electro Chemical Type	
	Gas Engine	Gas Turbine	Diesel Engine	Fuel Cell
	 (Source:Yanmar)	 (Source:Mitsui E&S)	 (Source:Yanmar)	 (Source:Fuji Electric)
Fuel	LNG, LPG, Biogas	LNG, Kerosene	Heavy oil, diesel, Kerosene	LNG, Biogas, Pure Hydrogen
Heat recovery	Steam 0.8-0.9 Mpa Hot water 80-90 degC	Stem 0.8-0.9 Mpa	Stem 0.8-0.9 Mpa Hot water 80-90 dec C	Hot water 60-90 deg C
Power generation	135-10,780 kW	295-50,800 kW	60-2.900 kW	3.5, 4.2, 100kW
Power generation efficiency	26-50%	23-40%	32-42%	40-50%
Combined efficiency	70-80%	80%	70-85%	84-95%
features	-High power generation efficiency compared to the turbine	-Smaller and lighter than the same capacity of engine -Low vibration	-Wide range of the lineup -Applicable without LNG or LPG	-High generation efficiency -Low noise & vibration

出所 調査団作成



出所 調査団作成

図 3-15 ガスエンジン(ディーゼルエンジン)CHP

3.5 島嶼マイクログリッド

島嶼においては、従来ディーゼル発電により電力が供給されることが多かったが、近年はディーゼル発電単独よりも PV と蓄電システムを組み合わせた発電システムに経済優位性があるサイトが多くなってきている。今後、島嶼部においても発電コストの低減と GHG 削減を目的として、島嶼マイクログリッドの導入が進むと考えられる。

図 3-14 に 2016 年に運転を開始した米国領サモア・Ta'u 島における分散型エネルギーシステム（設備容量 PV 1.4MW、蓄電池：6 MWh）の事例を示す。従来、この島はディーゼル発電により電力を供給されていたが、このプロジェクトにより電力を変動型再エネでほぼ 100%供給することができるようになったと報告されている。



出所 American Samoa Power Authority⁴

図 3-16 島嶼マイクログリッド事例(Ta' u Island)

3.6 SHS (Solar Home System)

SHS (Solar Home System)はオフグリッドシステムとも呼ばれ、スタンドアロンで電力を供給するシステムで基本的に PV パネル、小容量の蓄電池、バッテリーコントローラで構成される。SHS により灯油ランプによる室内空気の汚染を減少させ、夜間に労働や勉学を行うことができるようになり、情報へのアクセスを向上させる。SHS のサービスプロバイダの中には、電力サービスだけではなく、テレビ、ラジオ、照明器具をパッケージとして提供する事例もある。民間企業を中心に様々なサービスが展開されている。図 3-15 に Azuri Technoloties Ltd.社が提供しているソーラーホームシステム (Solar Home System、SHS) を事例として示す。なお、SHS と同様のオフグリッドシステムとして、図 3-16 に示す農業用途の太陽光灌漑用ポンプ等も近年普及が進んでいる。

⁴ <https://www.aspower.com/>



出所 写真左：丸紅株式会社プレスリリース 5、写真右：Azuri Technologies Ltd. ウェブサイト 6

図 3-17 SHS(Solar Home System)の事例



出所 Solar Magazine⁷

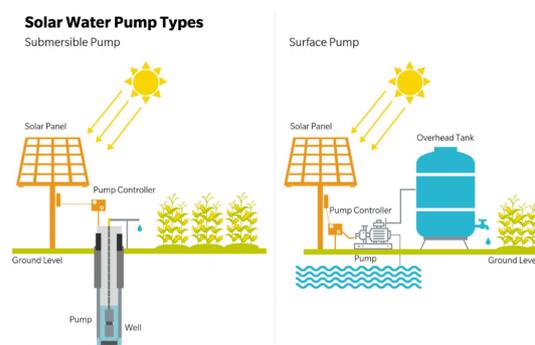


図 3-18 農業用途の太陽光灌漑用ポンプの事例

⁵ 2019年6月3日、丸紅株式会社プレスリリース、英国 Azuri Technologies Ltd 社への出資参画を通じた
アフリカ未電化地域におけるソーラーホームシステム販売事業への参入についてより、

<https://www.marubeni.com/jp/news/2019/release/20190603J.pdf>

⁶ <https://www.azuri-group.com/>

⁷ <https://solarmagazine.com/solar-water-pumps/>

3.7 需要側省エネ技術

本節では需要側のエネルギー効率化技術について紹介する。

3.7.1 LED 街路灯

(1) 概論

日本では夜間の明るさを抑えるために、省エネ型の調光式照明器具が一部で導入されている。国土交通省は「LED 照明・トンネル照明の導入に関するガイドライン」を策定し、多くの LED 街路灯が開発・導入されている。LED 街路灯は、現在一般的に使用されている HPS（高圧ナトリウム）照明器具や CHM（セラミックメタルハライド）照明器具に比べて約 45%の省エネ効果があるだけでなく、長時間の寿命があるためメンテナンス費用がかからないというメリットがある。また、LED は調光性能にも優れているため、調光可能な LED 街路灯を使用すれば、夜間に必要最低限の明るさにすることで、さらなる省エネを実現することも可能である。

表 3-11 日本における省エネ型照明

Group	A	B	C	D
Fixture				
Lamp type	Mercury lamp	High pressure sodium vapor lamp	Ceramic metal halide lamp	LED
Efficiency	55 lm/W	114 lm/W	114 lm/W	70-80 lm/W
Power Consumption	470W	285W	285W	158W
Lamp life	12,000 h	24,000 h	24,000 h	60,000 h
Reduce illuminance	possible	possible	possible	Possible

出所 岩崎電気

(2) 適用事例

日本で採用されている LED 照明の例を紹介する。



出所 岩崎電気

図 3-19 石川県輪島市鎌谷谷塚田線都市計画道路
(白熱灯 22W LEDioc LED 電球 G)



出所 岩崎電気

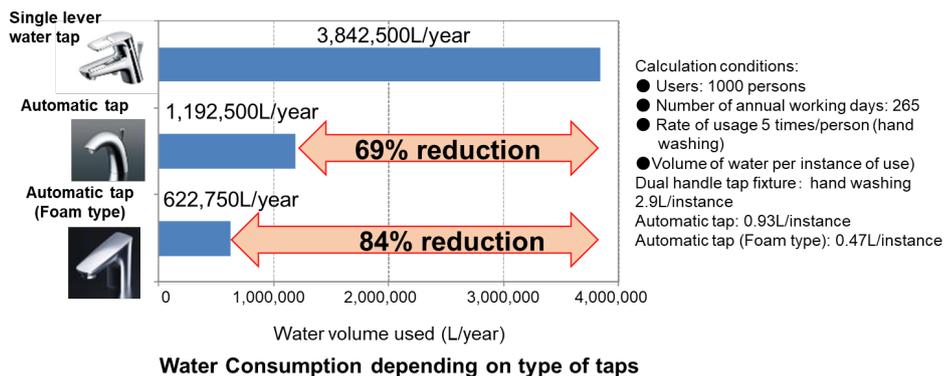
図 3-20 千葉県千葉市花見川団地
(LEDioc AREA GENERO)

3.7.2 自動水栓

自動水栓は水の消費量を節約することが可能。島嶼地域では水を製造するためエネルギーコストが高いため、水の消費量を削減する技術は有用である。

Automatic Water Taps

- ◆ Compared with a conventional manually operated tap, an automatic water tap can drastically reduce the volume of water used.
- ◆ Sink units in toilets in Japan generally have automatic water taps to save water.



出所 調査団

図 3-21 自動水栓の効果(例)

第 4 章 パヤム島におけるエネルギーおよび電力系統の現状

4.1 一般情報

パヤム島は面積約 16.6 km²を有し、ラノー港から約 30km に位置している。人口は約 500 世帯で、約 30 の宿泊施設やリゾートがある。パヤム島はラノー県の重要な観光地であり、観光客が増加とともに、エネルギー需要が増加している。コミュニティが島全体に点在している。

DEDE からの要請書によると、現在、パヤム島は民間企業により電力が供給されており、電源のほとんどをディーゼル発電に依存しており、電気料金は 21 Bhat/kWh となっており、島の需要家の電気料金の負担が非常に大きい。水道料金についてもディーゼルによるポンプで各所に供給しているため、20 Bhat/unit となっており、住民の負担が大きい。近年まで、一部の需要家では 18:00～22:00 の間のみ電力が供給されていたが、現在では 24 時間電力が供給されている。

一部の住居やリゾートでは小型のディーゼル発電機を自家発電として所有している。政府はソーラーホームシステム (Solar Home System) を提供することで援助しているが、島のすべての世帯に電力が供給できていない。

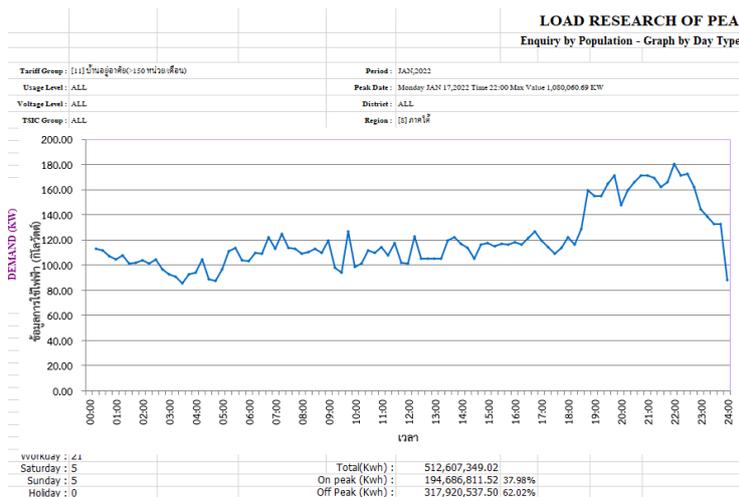
現在、太陽光発電システムの導入プロジェクトが実施されており、エネルギーコストの低減に寄与している。また、島民へのトレーニングも実施されており、システムのメンテナンスや基本的な保守ができるようにするための施策が行われている。

4.2 エネルギー需要

要請書によるとエネルギー需要はほとんどが電気であり、熱需要はないとのことであった。なお、PJ Power は発電実績データを公開しておらず、DEDE (Department of Alternative Energy Development and Efficiency) にもデータを提供していないため、DEDE は PEA (Provincial Electricity Authority) の公開しているロードプロファイル¹に基づき検討を進めている。DEDE の想定値ではパヤム島のピーク需要は 280kW、年間電力消費量は 1,051,428kWh とされている。図 4-1 に PEA が公開している負荷プロファイルの一例 (2022 年 1 月の一般家庭の例) を示す。

図 4-2 に DEDE から提供されたパヤム島の需要家マップを示す。西部の Morgan Village は無電化村となっているが、その他の地域は電化されている。一部のリゾートは PJ Power の電力を購入せず自家発 (ディーゼル発電) で発電している。

¹ <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/>



出所 PEA

図 4-1 PEA による負荷プロファイル(2022 年 1 月の一般家庭の例)



出所 DEDE

図 4-2 パヤム島需要家の状況

4.3 電源設備

パヤム島は電力のほとんどをディーゼル発電に依存している。パヤム島唯一の民間電気事業者である PJ Power の発電設備も 100%ディーゼル発電である。なお、PJ Power の電力供給実績、単線結線図、電源に関する詳細な情報は民間企業の秘密情報としてタイ政府にも開示されていないため、調査団も PJ Power の電力設備に関する詳細な情報は得ることはできなかった。

なお、3 章で紹介したコージェネレーションについては、PJ Power は既設の発電機に排熱回収装置を設置すれば理論的には温水などを近隣に供給することは可能であるが、温水の供給エリアは、ロスや送電ポンプの設備、電気代まで考慮すると基本的に範囲は限定され、引き取り先は多く見込めず、事業としては成立が難しいと思われる。



図 4-3 PJ Power 発電所（出所: GoogleEarth）



図 4-4 PJ Power Office 外観

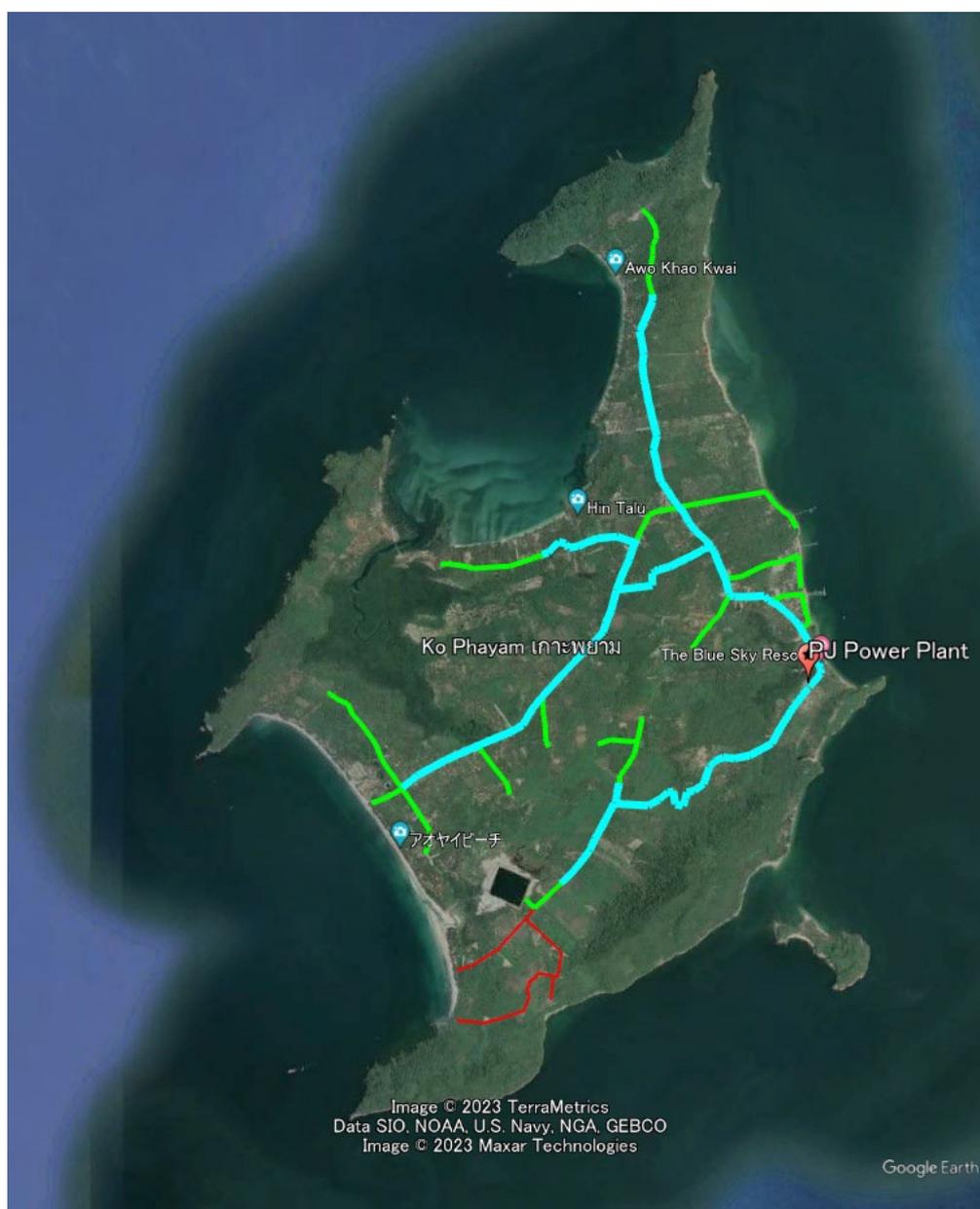


図 4-5 PJ Power ディーゼル発電所

4.4 配電系統

PJ Power からは配電線系統図が提供されなかったため、島内のルートを確認し、配電系統を確認した。水色線は HV(3 Phase 4 wires 22kV)と LV(3 Phase 4 wires 400V)が敷設されているルート、緑線は LV のみが敷設されているルート、赤線は自営線 (400V) が敷設されているルートである。

確認できた柱上変圧器はすべて容量 100KVA であった。PJ Power の設備は良くメンテナンスされているように見えた。一部の需要家が自営線を敷設していた。自営線は工事が雑であり、危険な箇所も散見された。



出所 調査団作成

図 4-6 パヤム島の配電線



図 4-7 柱上変圧器(100kVA)



図 4-8 HVとLVが敷設されているルート



図 4-9 電力量計



図 4-10 自営線の敷設されているルート

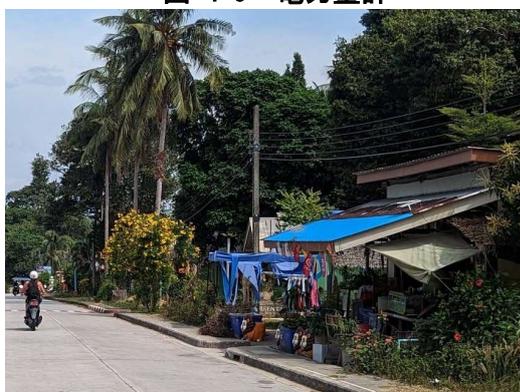


図 4-11 LVのみ敷設されているルート

4.5 既存の再生可能エネルギー設備

4.5.1 公共施設の再生可能エネルギー設備

一部の公共施設には過去、政府の資金で太陽光発電や風力発電設備が設置されたが、メンテナンスがなされておらず稼働していなかった。2009年に DEDE により、ソーラーパネルが建設されたが(図 4-14)、メンテナンスされておらず稼働していなかった。2010年には国家放送通信委員会が基本的な通信サービス(学校における電話およびインターネット)を提供するためにソーラーパネルと蓄電システムを組み合わせたオフグリッドシステム(図 4-13)を建設したが、その後、風力発電設備(図 4-16)も追加されたが、現在は稼働していない。2010年から建設されたソーラーシステムの概要を以下に示す。

なお、病院に設置されていたソーラーパネルは稼働していた。

ソーラーシステムの概要

- 5,200Wp 単結晶ソーラーパネル (130Wp×40 枚) (製造者: Solartron、型式: SP130E)
- ベント式鉛蓄電池(2VDC/60kWh) ×24 個(12 直列接続の 2string)
- Wind/Solar Hybrid Charger Controller (製造者: ENGELEC、型式: WWS) × 5 台
- Stand Alone インバーター (220VAc/20kW) (製造者: LEONICS、型式: APOLLO S-210 series) × 1 台
- 電力量計 × 1 台



図 4-12 津波避難センター屋上より学校側を撮影



図 4-13 ソーラーパネル(2011 年建設)

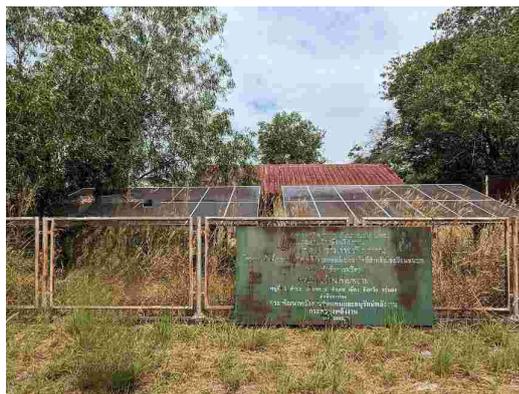


図 4-14 ソーラーパネル(2009 年建設)



図 4-15 蓄電池(2011 年建設)



図 4-16 破損した風力タービン



図 4-17 パヤム島の病院



図 4-18 病院に設置されたソーラーパネル



図 4-19 病院の電気設備建屋

4.5.2 民間通信会社の再生可能エネルギー設備

島内には民間の携帯電話会社（DTAC/AIS/TRUE）により基地局が設置されており、島内のほとんどの場所で携帯電話を使用することができる。これらの携帯電話基地局の電源は自家発として設置された太陽光パネル、蓄電池、ディーゼル発電機と PJ Power からの電力供給を組み合わせている。



図 4-20 携帯電話基地局用電源設備

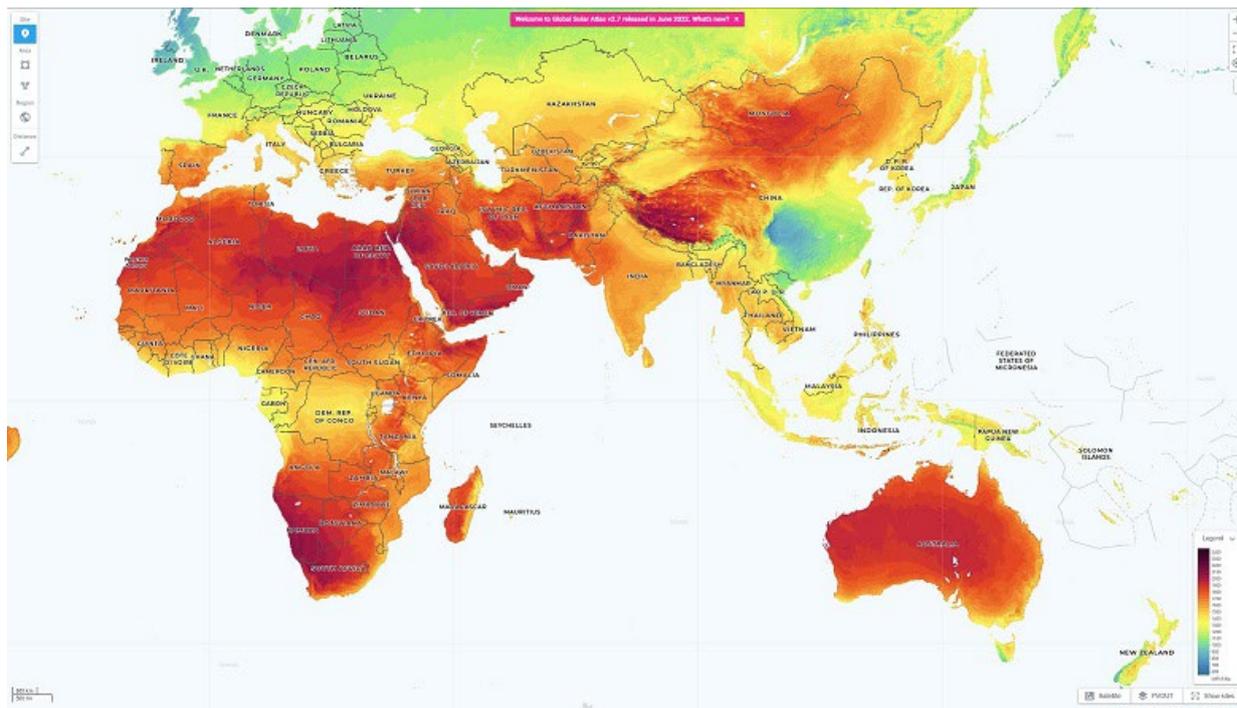


図 4-21 携帯電話基地局のソーラーパネル

4.6 再生可能エネルギーポテンシャル

4.6.1 太陽光

Global Solar Atlas²によると、パヤム島の太陽光の斜面全天日射量は約 1,800kWh/m² である。アフリカ、オーストラリア等と比較するとポテンシャルは低いが、地上設置型の 1MW 太陽光で年間約 1.4GWh の発電が可能でポテンシャルが大きいと言える。一方、6月～10月は雨季の影響で発電量が低下するため、留意が必要である。



出所 Global Solar Atlas

図 4-22 太陽光ポテンシャルマップ

なお、Global Solar Atlas のシミュレーションによると、パヤム島で比較的広い設置面積が確保できる貯水池に 1MWp のフローティングソーラーを設置した場合の年間発電量は 1.353GWh となった。結果を図 4-23 に示す。

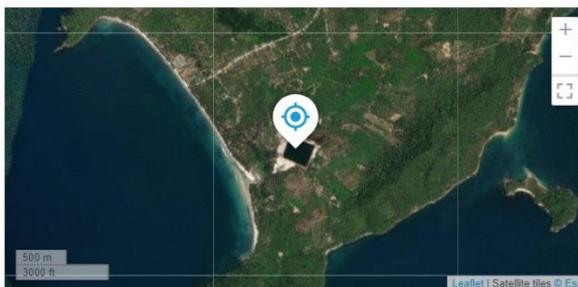
² <https://globalsolaratlas.info/>

Map data

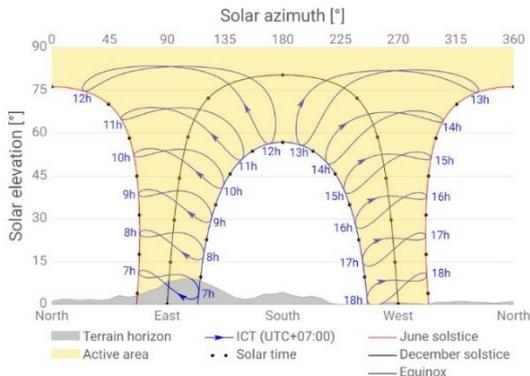
Per year

Direct normal irradiation	DNI	1303.3	kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	1816.6	kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	828.5	kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	1851.5	kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	12 / 180	°
Air temperature	TEMP	27.3	°C
Terrain elevation	ELE	8	m

Map



Horizon and sunpath



PVOUT map



PV system configuration



Pv system: **Floating large scale**
 Azimuth of PV panels: **Default (180°)**
 Tilt of PV panels: **12°**
 Installed capacity: **1000 kWp**

Annual averages

Total photovoltaic power output and Global tilted irradiation

1.353

GWh per year

1847.7

kWh/m² per year

Monthly averages

Total photovoltaic power output



Average hourly profiles

Total photovoltaic power output [kWh]



Average hourly profiles

Total photovoltaic power output [kWh]

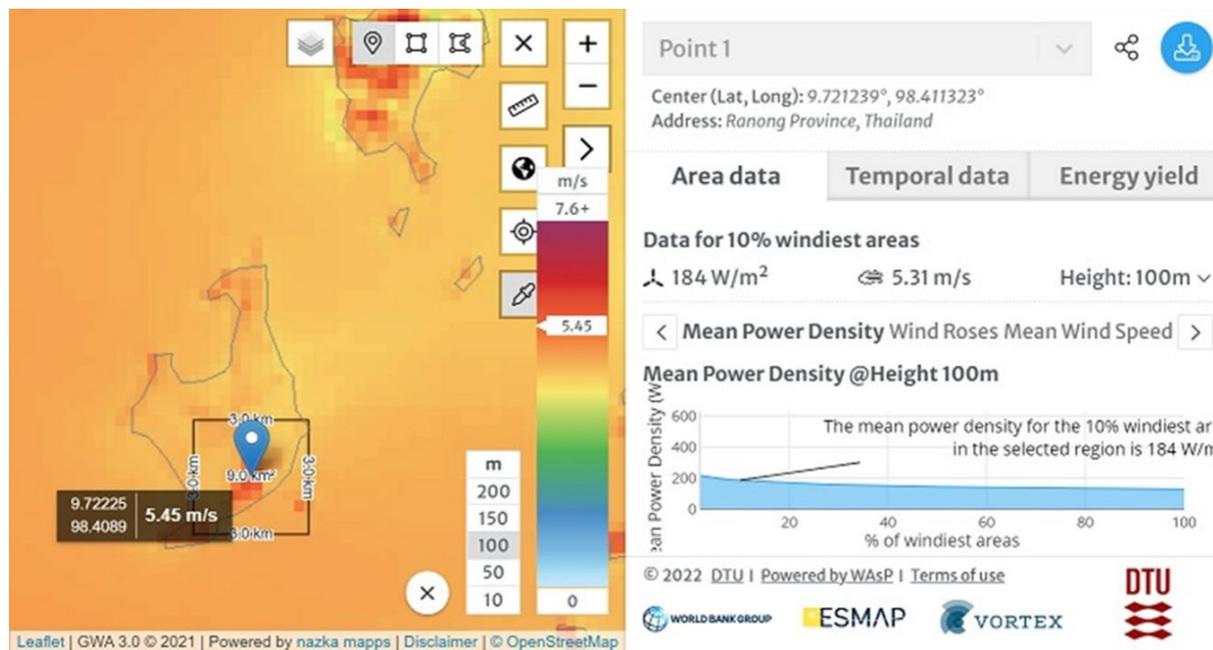
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
0-1													
1-2													
2-3													
3-4													
4-5													
5-6													
6-7				0	5	11	11	7	4	5	7	3	0
7-8	52	57	87	111	95	81	71	72	88	110	107	79	
8-9	228	247	263	274	213	162	160	181	199	231	247	233	
9-10	390	426	434	434	343	264	272	320	307	351	375	379	
10-11	518	567	571	544	416	360	341	376	408	446	472	489	
11-12	598	655	661	624	475	415	401	432	473	497	523	551	
12-13	621	686	691	648	488	433	425	454	481	500	521	562	
13-14	589	662	657	604	451	413	407	435	453	450	472	518	
14-15	510	588	569	495	369	355	350	380	397	374	386	433	
15-16	386	460	441	345	255	257	264	279	315	272	267	313	
16-17	233	295	261	194	150	162	163	171	159	132	140	172	
17-18	78	117	100	71	61	71	75	74	56	32	28	39	
18-19	1	6	6	4	4	8	10	6	2				
19-20													
20-21													
21-22													
22-23													
23-24													
Sum	4,205	4,765	4,741	4,353	3,333	2,991	2,946	3,184	3,343	3,400	3,542	3,767	

出所 Global Solar Atlas

図 4-23 Global Solar Atlas による貯水池フローティングソーラーのシミュレーション結果

4.6.2 風力

Global Wind Atlas³によると、パヤム島周辺は地上高 100m において平均風速 4~5 m/s 程度である。ポテンシャルはそれほど高いとは言えず、島の需要規模、メンテナンス性の観点から現時点は、風力は検討対象から除外する。



出所 Global Wind Atlas

図 4-24 パヤム島周辺の風力ポテンシャルマップ

³ <https://globalwindatlas.info/>

4.7 貯水池(Ao Yai Reservoir)

貯水池（Ao Yai Reservoir）は、パヤム島南部に位置しており、2011 年に Royal Irrigation Department（RID）が建設され、島内の水源となっている。現在、島内の水供給事業の運営は Cooperative Water Group に移管されている。

貯水池の大きさは、幅 200m×長さ 200m×深さ 3m であり、貯水タンク(10m ×10m×3m)まで 2 台のディーゼルポンプを使用し水をくみ上げ、島内に供給している。

貯水池は十分な広さがあり、浮体式ソーラーパネルを設置するのに適していると考えられる。また、貯水池の周囲には樹木がなく、空地になっている箇所もあった。中には、PV を設置するのに十分なサイズの空き地もあり、日当たりも問題ないため、そこに PV を設置することも考えられる。



図 4-25 貯水池 (Ao Yai Reservoir)



図 4-26 ポンプ施設



図 4-27 ポンプ施設



図 4-28 2 台のディーゼルポンプ
ディーゼルポンプは Cummins Engine Compony. Inc.製、型式 6BT 5.9-C、150 馬力である



図 4-29 燃料タンク(200L×2)
燃料タンクは 200L が 2 台設置されている。

4.8 その他参考情報

島内の民家には、ソーラーパネルが設置されている家もあり、SAO によると、タイ政府が 600W を上限に提供しているとのことであった。また、PV を設置した家庭には、毎月 50 バーツが支給されている。島内の主要道路には街灯があり、村役場 (Subdistrict Administrative Organization, SAO) が電気代を PJ Power に支払っている。なお、パヤム島内の移動手段は、自動二輪車とトゥクトゥクで、自動車はほとんど使用されていない。運輸部門もほとんど化石燃料を使用している。



図 4-30 島内の街灯

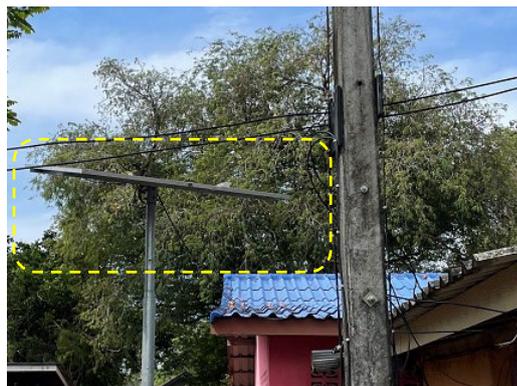


図 4-31 民家に設置されたソーラーパネル

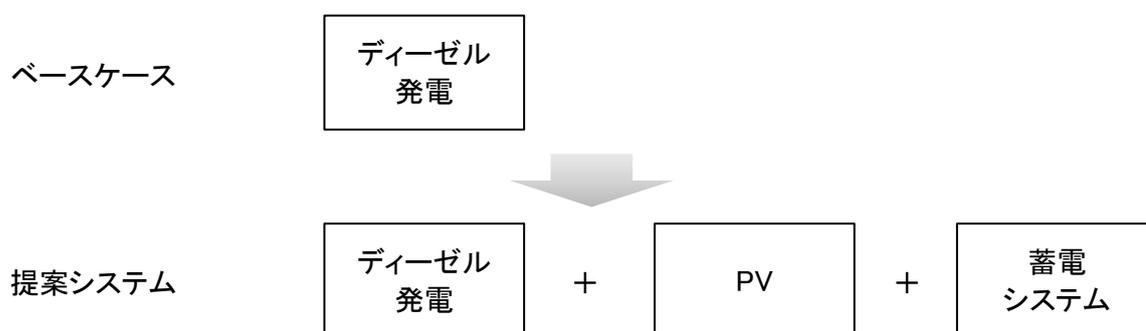


図 4-32 ホテル所有のトゥクトゥクとバイク

第 5 章 パヤム島における分散型エネルギーシステムの提案

5.1 提案する分散型エネルギーシステム

現在、パヤム島の電力はすべてディーゼル発電で供給されている。現状を変更しないディーゼル発電 100%のエネルギーシステムをベースケースとする。一方、提案システムは太陽光、蓄電システム、ディーゼル発電を組み合わせたハイブリッドシステムとする。経済性の評価はベースケースと提案システムの発電コストの比較により、プロジェクトの実施により削減された発電コストを便益とする。風力については風況および需要規模から経済合理性がないため検討から除外した。



出所 調査団作成

図 5-1 提案システムとベースケース

5.2 プロジェクトの評価の計算条件

経済内部収益率 (Economic Internal Rate of Return, EIRR)¹をプロジェクトの評価指標とした。また、プロジェクトの評価期間は機器の寿命 (太陽光 30 年、蓄電池 10 年) を考慮し 30 年間とした。また、正味現在価値 (Net Present Value, NPV) および正味現在コスト (Net Present Cost, NPC) の計算のために使用する社会的割引率 (Social Discount Rate) は近年のタイの長期金利を参考に 3% とした。

表 5-1 計算条件

項目	値
プロジェクト期間	30 年
社会的割引率	3%

¹ NPV=0, すなわち、経済的便益と費用の現在価値の合計が等しくなるような割引率を経済内部収益率 (Economic Internal Rate of Return, EIRR) という。

5.3 需要データ

需要データは PJ Power の協力が得られなかったため、DEDE から提供されたピーク需要 280kW、年間電力消費 1,051,428kWh と PEA が公開している Load Reserch of PEA²の日負荷曲線³とをもとに想定されるデータを図 5-1 のとおり生成した。

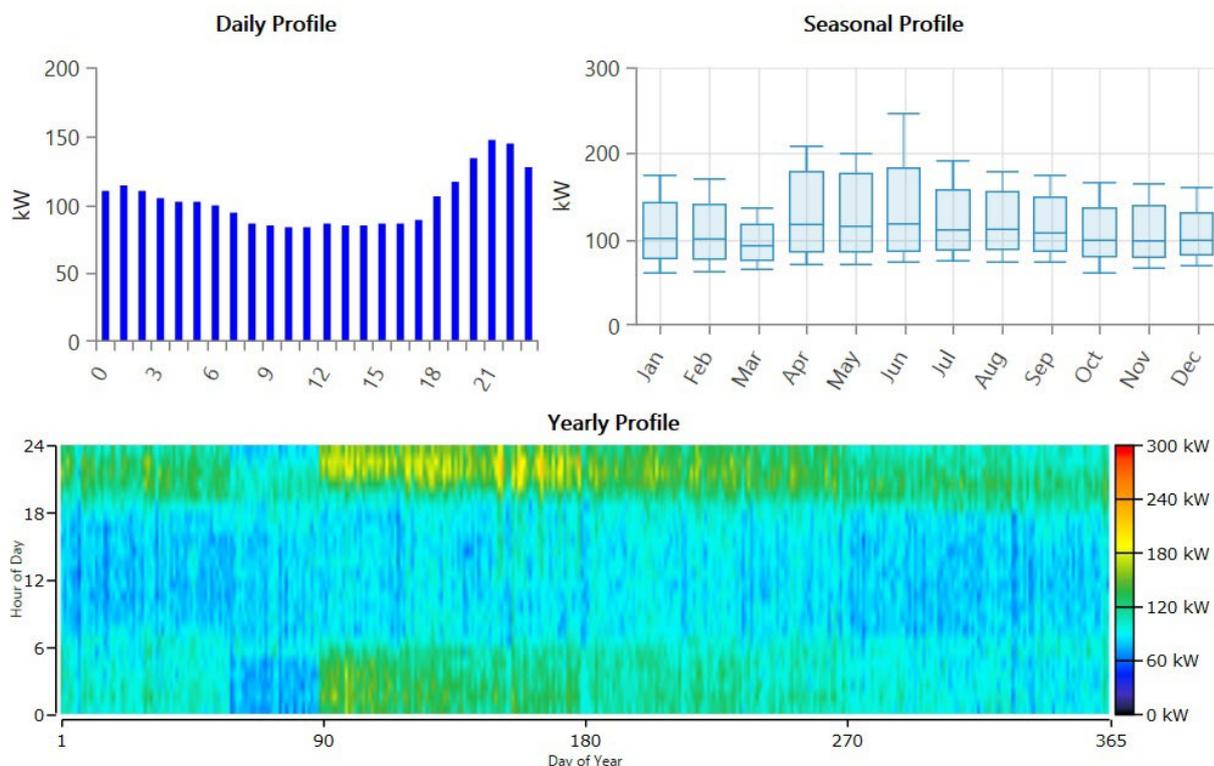


図 5-2 生成したパヤム島の需要データ

² <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/en/index.php>

³ Customer type:Residential <150 kWh の 2020 年のデータを使用

5.4 各機器のパラメータ

各機器のパラメータは過去作成された調査報告書をベースに以下の通り設定した。

表 5-2 各機器のパラメータ

	Parameters	Values
Diesel generator	Minimum load	70%
	lifetime	20,000 hours
	Fuel curve	Intercept: 0.0417 l/hr Slope: 0.28 l/hr/kW
	Capital cost	400 USD/kW
	Replacement Cost	280 USD/kW
	O&M	0.11 USD/hour
	Diesel Fuel Price	0.88 USD/litre
Solar PV	Lifetime	30 years
	Capital cost	960 USD/kW
	Replacement cost	960 USD/kW
	O&M(PV & Inverter)	20 USD/kW/year
PV Inverter	Efficiency	98%
	Lifetime	10 years
	Capital cost	Included in PV costs
	Replacement cost	135 USD/kW
Battery	Battery technology	Li ion
	Capital cost	500 USD/kWh
	Replacement cost	350 USD/kWh
	O&M	12 USD/kWh
	Lifetime	Time: 10 years, throughput: 3,000 kWh
	Round-trip efficiency	90%
	Initial SOC	100 %
Minimum SOC	10%	

5.5 設備容量の計算

5.2 節、5.3 節、5.4 節のパラメータを計算条件として、需給シミュレーションソフトウェアにより、設定された需要を満足し、プロジェクト期間を通して、発電コストが最小になる設備構成を計算した（表 5-3）。

現状のパヤム島の発電システムであるディーゼルのみの発電システムにおいては LCOE (Levelized Cost of Electricity)は 65.7 Cent/kWh であったが、提案するハイブリッドシステムは太陽光発電が 1.472 MW、蓄電池が 2.420 MWh、ディーゼル発電機が 300kW の設備構成でコストが最小になり、LCOE が 24 Cent/kWh となった。

表 5-3 最適設備容量の計算

	PV (kW)	Genset (kW)	Li-ion (kWh)	Cost/NPC ⁴ (\$)	Cost/LCOE (Cent/kWh)	OPEX (\$/yr)	CAPEX (\$)
PV+BATT+Diesel	1,472	300	2,420	5.87 M	24.0	166,229	2,610,000
Diesel		300		13.6 M	65.7	686,881	120,000

⁴ Social Discount Rate=3%で現在価値に換算

5.6 需給シミュレーション

図 5-2 に年間の PV とディーゼル発電機の発電実績のシミュレーション結果を示す。PV の年間発電量は 2,232,200 kWh で、ディーゼルは 65,795 kWh となり、再エネ率は 93.7% となった。5 月～9 月は雨期の影響で PV の発電量が減少し、その結果、ディーゼル発電の運転実績が増加する。図 5-3 は 1 月のある一週間の需給シミュレーションである。上段は需要、ディーゼル発電機出力、PV 出力、蓄電池の充電(放電はマイナスで表される)を示している。下段は蓄電池の充電状態 SOC (State of Charge) を示している。この一週間では、ディーゼル発電機は一度も運転せず、PV と蓄電池のみで電力を供給している。

図 5-4 は最もディーゼル発電比率の高い 9 月のある一週間の需給シミュレーションの結果である。需要に対して PV の発電量が不足し、ディーゼルが頻繁に運転していることが分かる。

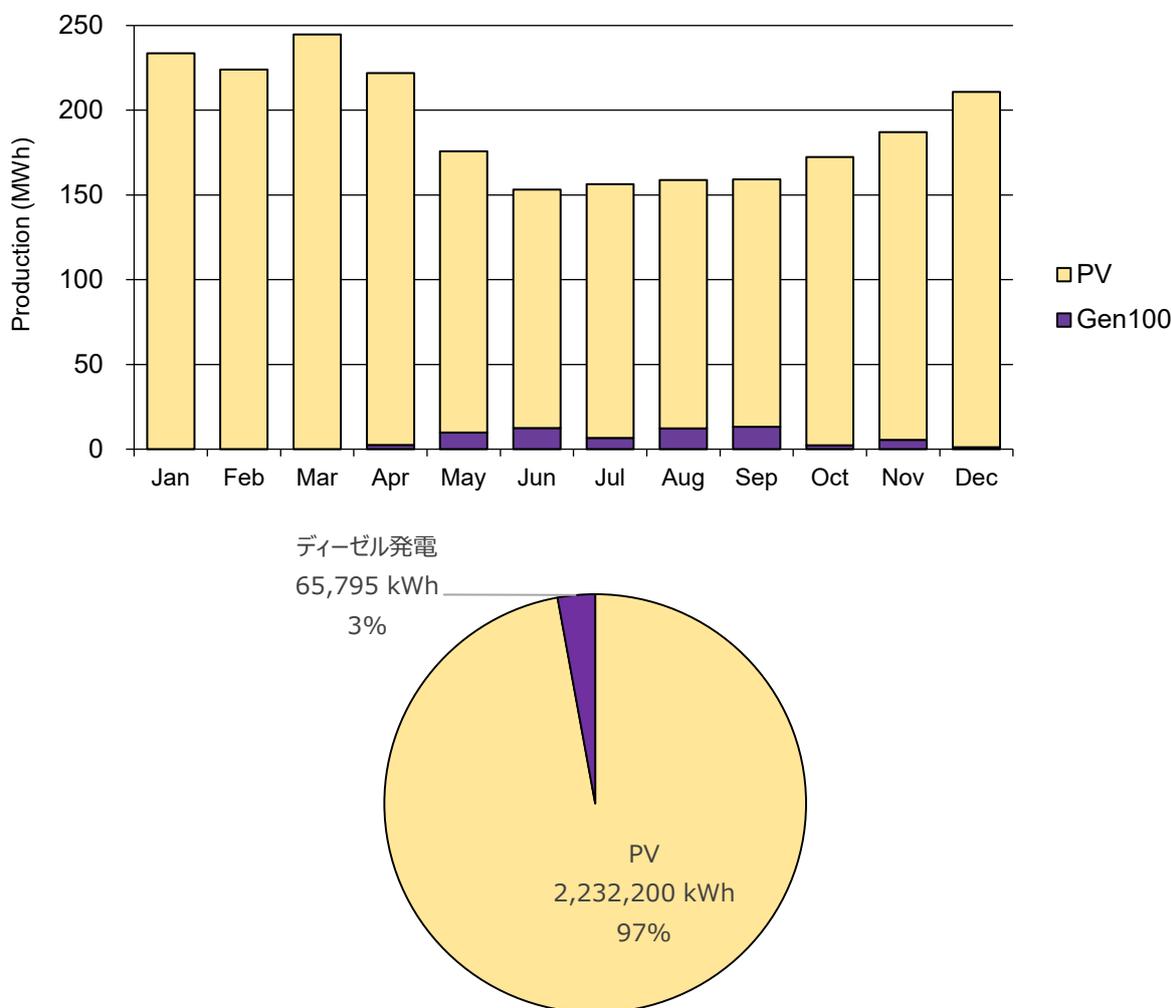


図 5-3 年間の発電量

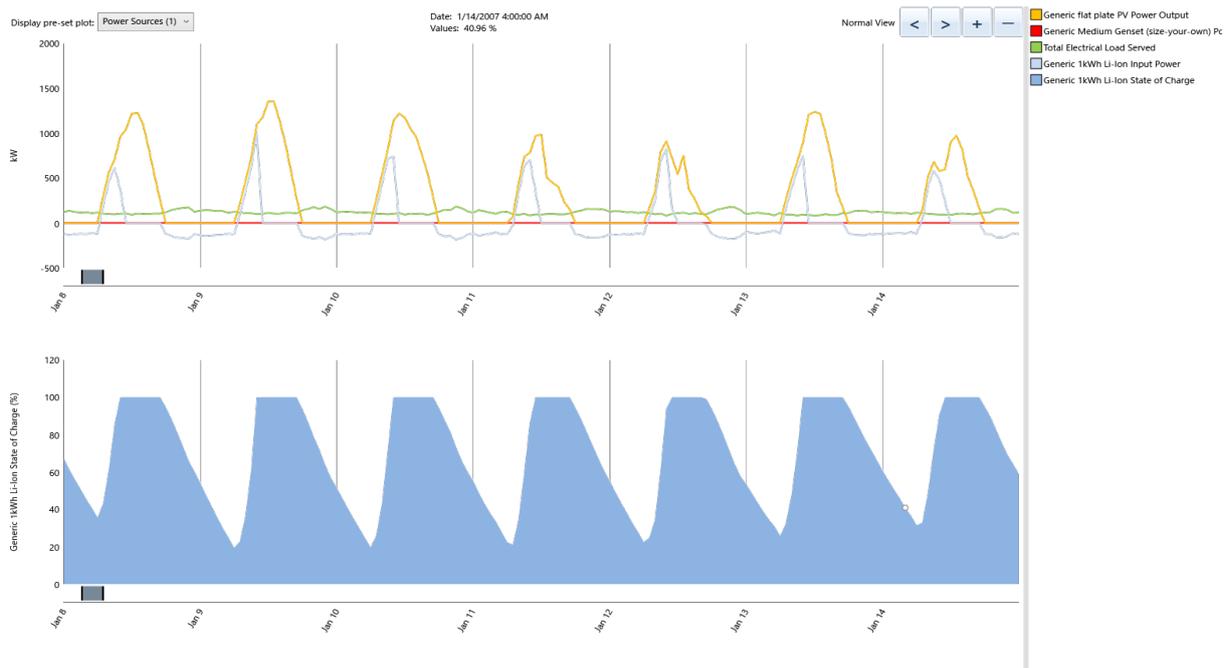


図 5-4 1月の週間需給バランスシミュレーション結果⁵

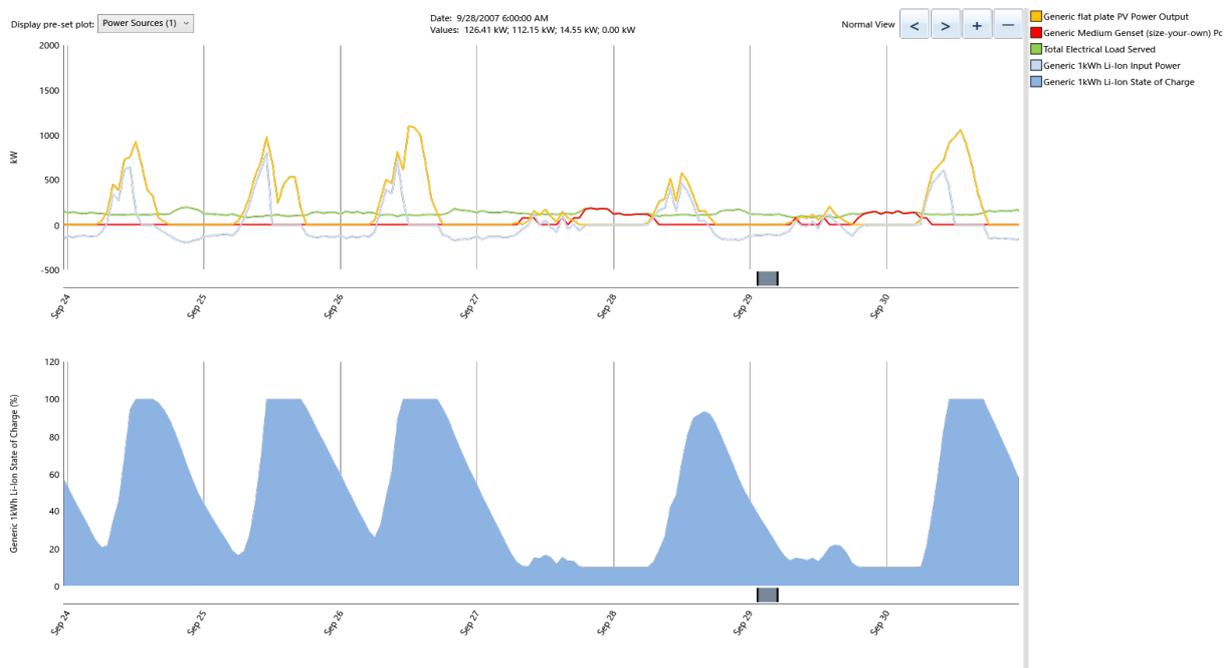


図 5-5 9月の週間需給バランスシミュレーション結果

⁵ 蓄電池 (Generic 1kWh Li-ion Input Power) は充電を正の方向としていることに留意されたし。マイナスの値をとる時、放電している。

5.6.1 ディーゼル発電機

ディーゼル発電機の年間の稼働シミュレーション結果を図 5-6に示す。ディーゼル発電の LCOE は 24.6cent/kWh となった。太陽光の発電量が少ない雨季の夜間に稼働が多い。

Power output from the Generic generator system, rated at 300 kW using Diesel as fuel, is 65,795 kWh/yr.

Capacity	300 kW	Generator Fuel	Diesel
Operational Life	33.4 yr	Generator Fuel Price	0.880 \$/L
Capital Cost	\$120,000	Maintenance Cost	19,767 \$/yr
Fuel Consumption	25,916 L	Electrical Production	65,795 kWh/yr
Hours of Operation	599 hrs/yr	Marginal Generation Cost	0.246 \$/kWh
Fixed Generation Cost	48.2 \$/hr		

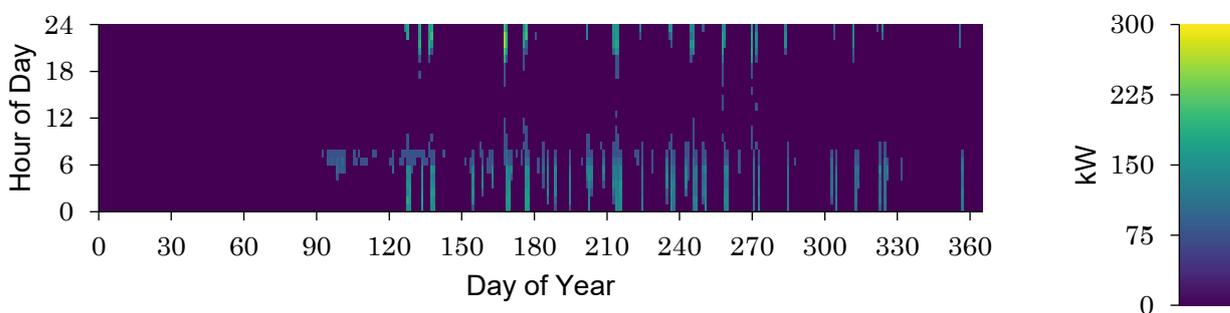


図 5-6 ディーゼル発電の年間の発電実績

5.6.2 太陽光発電

太陽光発電の年間の発電シミュレーション結果を図 5-7に示す。LCOE は 3.43cent/kWh となった。雨季に太陽光の発電量は低下する。

The Generic PV system has a nominal capacity of 1,472 kW. The annual production is 2,232,200 kWh/yr.

Rated Capacity	1,472 kW	Total Production	2,232,200 kWh
Capital Cost	\$1.41M	Maintenance Cost	29,441 \$/yr
Specific Yield	1,516 kWh/kW	LCOE	0.0343 \$/kWh
PV Penetration	212 %		

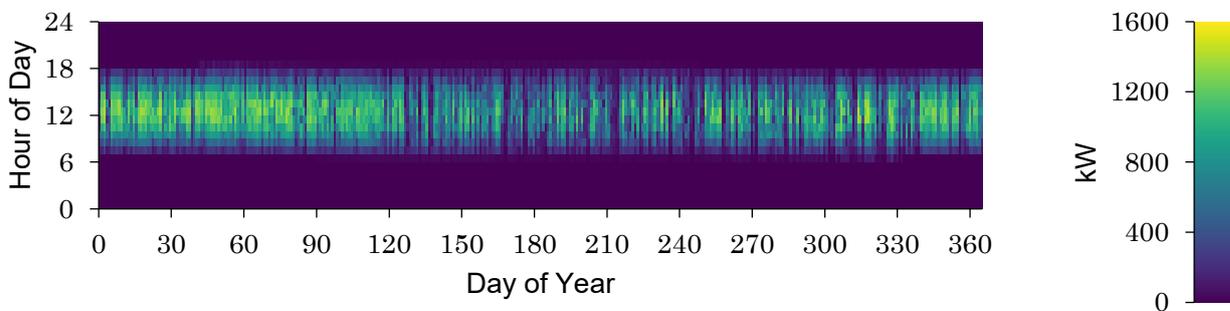


図 5-7 太陽光発電の年間発電シミュレーション結果

5.6.3 蓄電池

蓄電池 SOC (State of Charge) シミュレーション結果を図 5-8 に示す。7 時～18 時までには SOC を 100%まで充電し、日の入りから放電していることが分かる。年間のスループットは 623,754kWh となった。

The Generic storage system's nominal capacity is 2,420 kWh. The annual throughput is 623,754 kWh/yr.

Rated Capacity	2,420 kWh	Expected Life	10.0 yr
Annual Throughput	623,754 kWh/yr	Capital Costs	\$1.21M
Maintenance Cost	30,250 \$/yr	Losses	65,700 kWh/yr
Autonomy	18.2 hr		

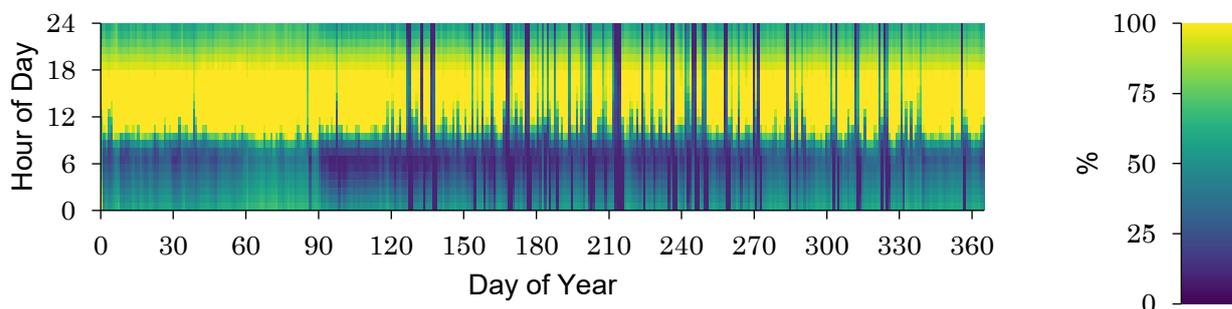


図 5-8 蓄電池の SOC の年間発電シミュレーション結果

5.7 経済性評価

経済性評価は現在のシステムであるディーゼル 100%をベースケースとし、提案システム（太陽光+蓄電池+ディーゼル）の経済性を評価した。

ハイブリッドシステムプロジェクトの投資効果は投資回収期間 4.53 年、EIRR 20.8%という結果となった。

Simple payback:	4.53 yr	Net Present Value:	\$13.1M
Return on Investment:	16.7 %	Capital Investment:	\$2.62M
Internal Rate of Return:	20.8 %	Annualized Savings:	\$525,464

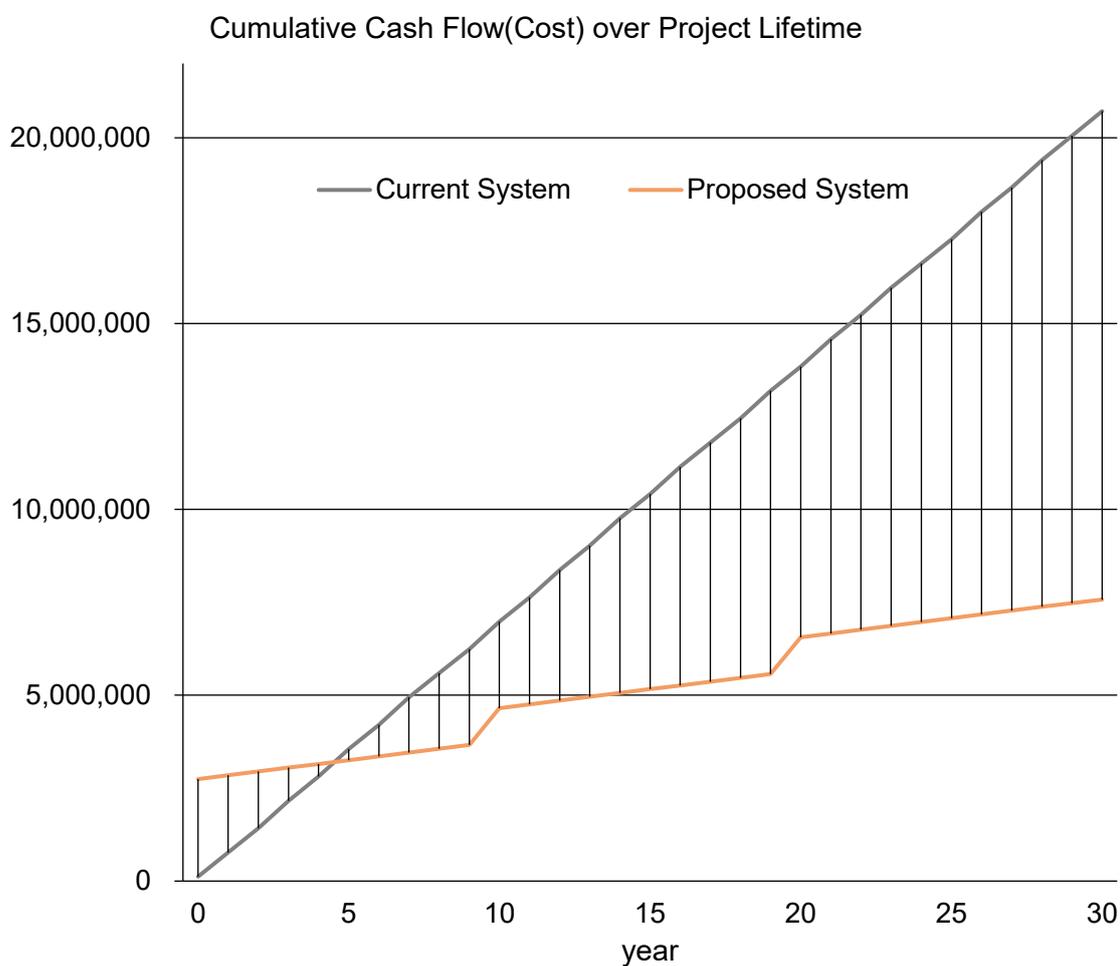


図 5-9 プロジェクト期間の累積キャッシュフロー(コスト)

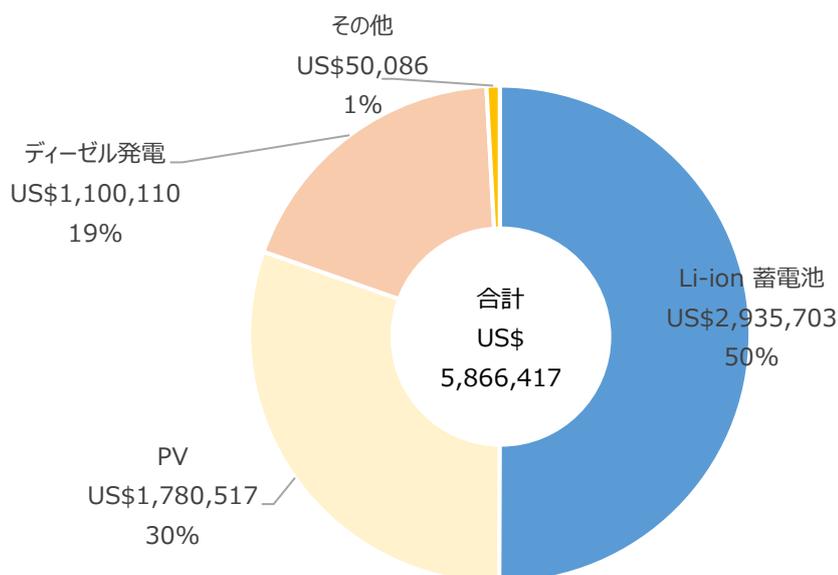


図 5-10 プロジェクト期間のコンポーネント別のコスト(現在価値換算値)

5.8 感度分析

(1) CAPEX

PV および蓄電池の CAPEX を -50%から+100%の間で変化させ、EIRR との感度分析を行った。PV の CAPEX が 100%上昇すると、EIRR は 20.8%から 14.4%に低下した。

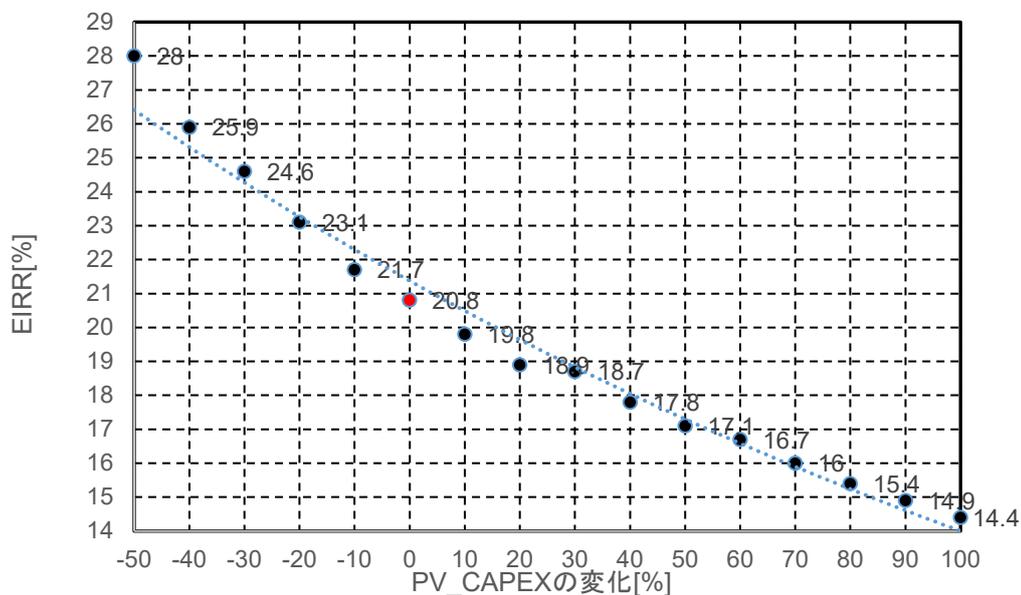


図 5-11 PV の CAPEX と EIRR の感度分析

蓄電池の CAPEX が 100%上昇すると、EIRR は 20.8%から 13.9%に低下した。

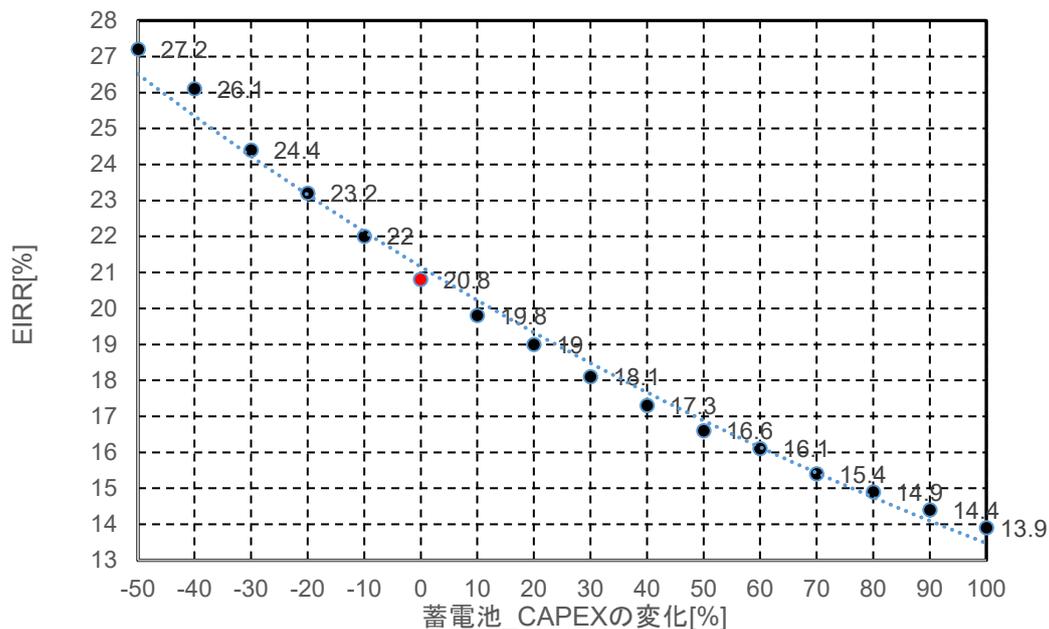


図 5-12 蓄電池の CAPEX と EIRR の感度分析

(2) 燃料費

燃料費を-50%から+100%の間で変化させ、EIRR との感度分析を行った。燃料価格が 50%低下すると、EIRR は 20.8%から 16.3%に低下した。

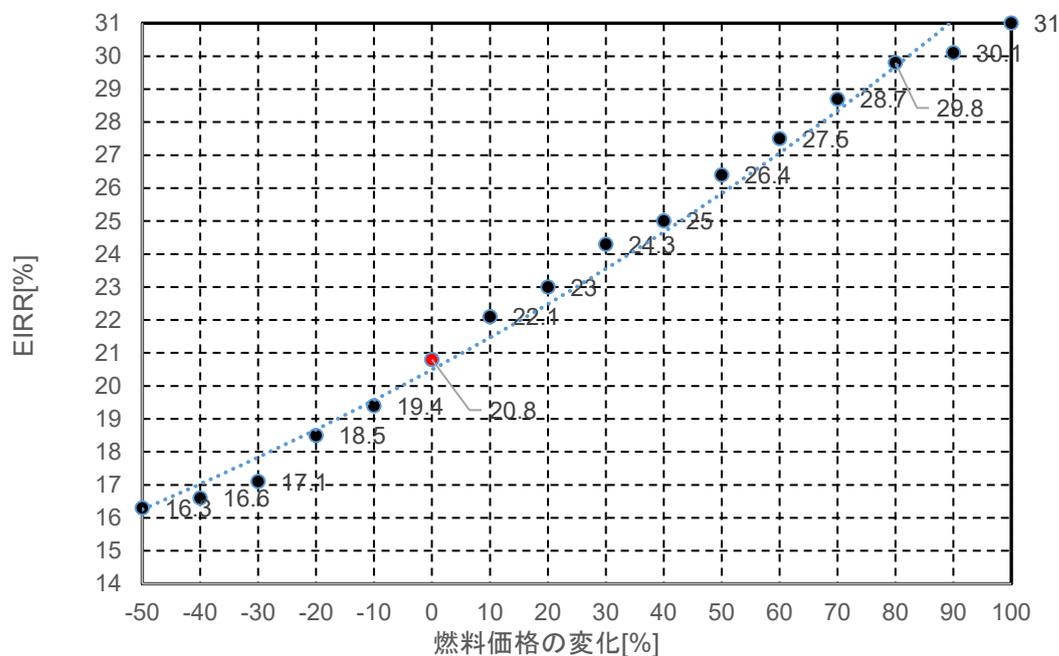


図 5-13 燃料価格の変化と EIRR の感度分析

5.9 GHG 削減量

需給シミュレーションの結果、提案システムを導入することにより、年間の燃料消費量は 403,934 L から 25,916 L に減少し、93%削減された。表 5-4 の通り GHG 等が削減できることが分かった。

表 5-4 GHG 等削減量(kg/年)

Quantity	ベースケース	提案システム	削減量
Carbon Dioxide	1,056,523	67,785	988,738
Carbon Monoxide	7,188	461	6,727
Unburned Hydrocarbons	291	18.7	272.3
Particulate Matter	28.8	1.85	26.95
Sulfur Dioxide	2,589	166	2,423
Nitrogen Oxides	575	36.9	538.1

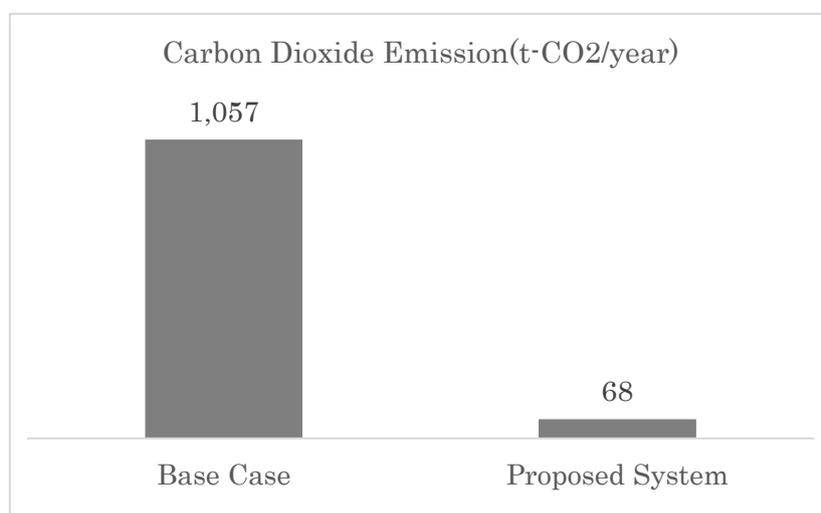


図 5-14 CO₂ 削減量

5.10 考察とまとめ

本章では、需給バランスシミュレーションを行い、最適な設備量を特定し、提案システムの経済分析をおこなった。従来のディーゼル発電では LCOE が 65.7 Cent/kWh であったが、提案したハイブリッドシステムは太陽光発電が 1.472 MW、蓄電池が 2.420 MWh、ディーゼル発電機が 300kW の設備構成でコストが最小になり、LCOE (Levelized Cost of Electricity)が 24 Cent/kWh となった。

ディーゼル発電をベースケースとして、提案システムの評価を行ったところ、提案システムの投資効果は投資回収期間 4.53 年、EIRR 20.8%という結果となり、経済的に効果のあるプロジェクトであることが分かった。

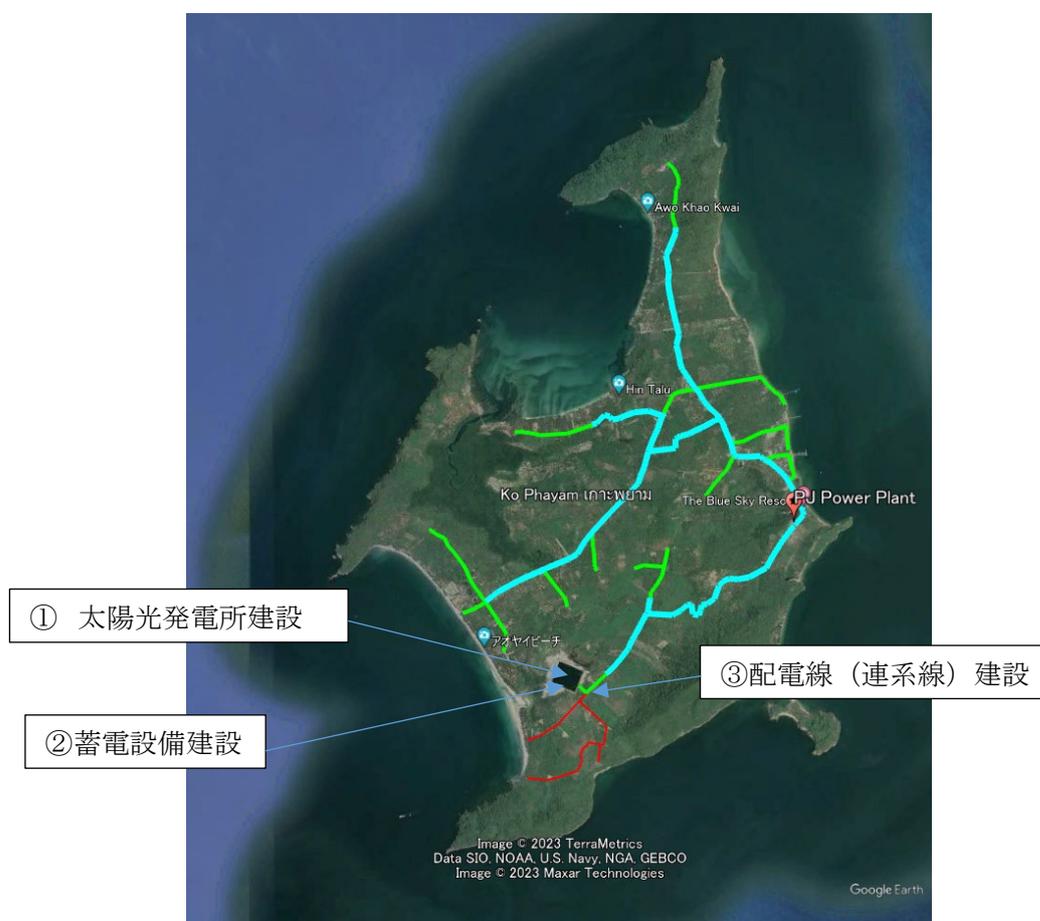
なお、ベースケースにおいては毎年 1,056 t-CO₂ の二酸化炭素が排出されたが、提案システムは 68 t-CO₂ となり、約 93%削減できることが分かった。

第 6 章 環境社会的側面

6.1 環境社会影響評価

6.1.1 プロジェクトのコンポーネント

プロジェクトのコンポーネントを貯水池への太陽光発電所(フローティング・メガソーラー)・蓄電設備建設、および太陽光発電所から高压配電線(水色のライン)までの配電線(連系線)建設として、国際協力機構環境社会ガイドライン¹での評価項目について、評価するとともに対応案を検討した。



出所 調査団作成

図 6-1 想定したプロジェクトコンポーネント

6.1.2 各コンポーネントの環境社会チェック項目と対応策

(1) 太陽光発電所

太陽光発電所建設に係る環境社会にかかる検討事項と対策案²を表 6-1 に示す。

¹ <https://www.jica.go.jp/environment/guideline/index.html>

² JICA環境チェックリスト 5.風力・太陽光発電の項目を適用

表 6-1 太陽光発電所建設に関する環境チェックリスト と各項目への対応案

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
1. 許認可・ 協議	(1)環境アセスメント及び環境許認可	(a) 環境アセスメント報告書 (EIA レポート) 等は作成済みか。 (b) EIA レポート等は当該国の公用語又は広く使用されている言語で書かれているか。 (c) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか (未承認の場合、承認予定年月を「具体的な環境社会配慮」の欄に記載すること)。 (d) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (e) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。 (f) ガイドライン別紙 2 記載の項目は網羅されているか (プロジェクトが与えうる影響に応じて範囲及び詳細さのレベルは調整されうる)。 (g) 対象プロジェクトの全スコープ、累積的影響、派生的・二次的影響、不可分一体事業について、環境社会配慮確認を行なったか。	環境アセスメントおよび環境許認可を適切に得る。
	(2)地域住民への説明・協議	(a) 現地ステークホルダーの分析と特定を適切に行なっているか。 (b) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて意味ある協議を確保するプロセスを通じて現地ステークホルダーへ適切な説明を行い、理解を得ているか。 (c) 現地ステークホルダー協議について、参加者の性別等の属性を含む協議記録が作成されているか。 (d) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容等に反映させたか。	地域住民への説明は SAO を通じて、公聴会を開催することができる。適切に現地ステークホルダーと協議を行い、プロジェクトの内容に反映させる。
	(3)代替案の検討	(a) プロジェクト・計画の複数の代替案の範囲が適切か。 (b) 環境・社会に係る項目及び必要に応じて温室効果ガス総排出量を削減する観点から、技術面・財務面・環境社会配慮面で実現可能な代替案は検討されているか。 (c) プロジェクトを実施しない案との比較は行っているか。	代替案として、ディーゼル発電および海底ケーブルによる本土との連系がある。適切に比較評価する。
2. 汚染対策	(1)水質	(a) 雨水排水は、当該国の排出基準等を満たすか。 (b) 排水により当該国の環境基準等を満たさない区域が生じるか。 (c) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	貯水池への影響の可能性があるため適切評価する。
	(2)廃棄物	(a) 施設稼働に伴って発生する廃棄物は当該国の規定に従って適切に処理・処分されるか (風力発電の場合ブレードや鉄塔等、太陽光発電の場合パネル等の、リサイクル・処分方法についても「具体的な環境社会配慮」の欄に記載)。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	パネルの廃棄・リサイクルについて検討する。工事により発生する廃棄物は少ないが適切に処分・リサイクルを行う。
	(3)土壌汚染	(a) サイトの土壌は、過去に汚染されたことがあるか。 (b) 土壌を汚染しない対策がなされるか。 (c) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	サイトの土壌は過去に汚染されたことはない想定される。プロジェクトによる土壌汚染はほとんどないと想定される。

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
	(4)騒音・振動	(a) 騒音は当該国の基準等を満たすか。 (b) 風力発電では、騒音の予測評価の結果、周辺住民等への影響は想定されるか（特に、学校や病院等のセンシティブ・レセプターへの影響）。 (c) 洋上風力の場合、騒音の予測評価の結果、水中生物への影響は想定されるか（特に、海洋哺乳類や騒音に脆弱な魚類等への影響）。 (d) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	建設中は工事による騒音の発生する可能性がある。建設後の騒音は軽微。
3. 自然環境	(1)保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。 (b) プロジェクトが保護区に影響を与えるか。 (c) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	プロジェクトサイトは保護区に該当しない。工事期間において工事車両が保護区を通過するが影響は軽微
	(2)生物多様性	(a) プロジェクトサイトは、原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等）を含むか。 (b) プロジェクトサイトは、当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) プロジェクトは、重要な生息地または重要な森林の著しい転換または著しい劣化を伴うもので、生物多様性への重大な影響が懸念されるか。懸念される場合、生物多様性への影響に対応する適切な対策はなされるか。 (d) 風力発電施設（風車）は貴重な鳥類の生息地や渡り鳥の飛行コースを考慮して設置されるか。 (e) その他生物多様性への重大な影響が懸念される場合、生物多様性への影響を減らす対策はなされるか。 (f) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	プロジェクトサイトは生態学的に重要な生息地を含まない。工事期間において工事車両が生態学的に重要な生息地を通過する可能性があるが、影響は軽微
	(3)水象	(a) 施設の設置による水系の変化は生じるか。流況、波浪、潮流等に悪影響を及ぼすか。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	施設の設置による水系の変化は生じない。工事期間においての影響は軽微
	(4)地形・地質	(a) プロジェクトによりサイト周辺の地形・地質構造が大規模に改変されるか。 (b) 山中や斜面に施設の設置や盛土をする場合、地滑りや土砂災害を引き起こす可能性について検討されたか。 (c) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	サイト周辺の地形・地質構造は大規模に改変されない。工事期間の負の影響も想定されない。

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
4. 社会環境	(1)住民移転・ 用地取得	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転を伴う用地取得は生じるか。生じる場合は、用地取得規模や住民移転規模を記載。 (b) 移転による影響を最小限とする努力がなされるか。その他の用地取得や生計手段の喪失は生じるか。 (c) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。 (d) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。 (e) 補償金の支払いは移転前に行われるか。 (f) 補償方針は文書で策定されているか。 (g) 移転住民のうち特に女性、子ども、高齢者、貧困層、障害者、難民・国内避難民、マイノリティなどの社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。 (h) 合意される補償内容は文書で対象者に説明され、移転住民について移転前の合意は得られるか。 (i) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。 (j) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。 (k) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	プロジェクト実施に伴う住民移転・用地取得は伴わない。
	(2)生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への負の影響はあるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。 (b) シェドーフリッカーによる影響は想定されるか（特に、陸上風力発電の場合）。 (c) プロジェクトによる取水（表流水、地下水）や排水の放流が、既存の水利用、水域利用に影響を及ぼすか。 (d) プロジェクトは、生態系サービス（供給・調整）に負の影響を及ぼし、コミュニティの健康と安全に影響を及ぼすか（特に当該サービスに依存する先住民等）。 (e) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	プロジェクトによる住民への負の影響は想定されない。 工事期間において工事車両の通行等による影響が想定されるが、影響は軽微であり、緩和策は用意可能。
	(3) 社会的弱者	(a) 女性、子ども、高齢者、貧困層、障害者、難民・国内避難民、マイノリティ等の社会的弱者に対して、適切な配慮がなされるか。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	工事による負の影響は軽微
	(4)文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	プロジェクトサイトに考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等はない。
	(5)景 観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し負の影響を及ぼすか。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	プロジェクトサイトに特に配慮すべき景観はない。

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
	(6)少数民族、先住民族	(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 (b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。 (c) 必要な場合、先住民族計画が作成、公開されているか。 (d) 少数民族・先住民族に対し十分な情報が提供された上で、自由な事前の合意を得られるように努めているか。 (e) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	プロジェクトサイトは少数民族、先住民族の居住地域から離れている。
	(7)労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働安全衛生に関する法律が守られるか。 (b) 労働災害・事故防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 (c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。	プロジェクト実施において当該国の労働安全衛生にかかる法律を遵守するとともに、労働災害・事故防止に係る安全対策をおこなう。
	(8)地域社会の衛生・安全・保安	(a) プロジェクトに伴う作業員等の流入により、疾病の発生（HIV 等の感染症を含む）等の衛生面等における負の影響はあるか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 (b) プロジェクトに伴う作業員等の流入により、治安の悪化等地域社会の安全等における負の影響はあるか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 (c) 相手国等が、プロジェクトの形成・実施にあたり雇用する保安要員やその他の安全確保のための要員を用いる場合には、予防と自己防衛目的を除き警備能力の行使を行わないよう、適切な措置が講じられるか。 (d) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	工事期間は作業員の流入が想定されるが、軽微であり、適切な緩和措置を実施する。
5. その他	(1)モニタリング	(a) 上記の環境・社会の項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 (b) 当該計画の項目、方法、頻度等はどのように定められているか。 (c) 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。 (d) 事業者から所管官庁等へのモニタリング結果等の報告の方法、頻度等は規定されているか。 (e) 環境社会配慮に係る苦情処理メカニズムが整備されるか。	工事期間はモニタリングが必要と想定される。
6. 留意点	(1) 他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合は、送变电・配電に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（送变电・配電施設の建設を伴う場合等）。	送配電に係るチェックリストも評価する。
	(2) 環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境処理、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。 (b) 一定量を超える温室効果ガスの発生が見込まれる事業では、事業実施前に温室効果ガス総排出量を推計しているか。	越境・地球規模の環境影響についても確認する。温室効果ガスはプロジェクトの実施により減少すると想定される。

(2) 蓄電設備

蓄電設備建設に係る環境社会にかかる検討事項と対策案³を表 6-2 に示す。

表 6-2 蓄電設備建設に関する環境チェックリストと各項目への対応案

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
1. 許認可・協議	(1)環境アセスメント及び環境許認可	(a) 環境アセスメント報告書 (EIA レポート) 等は作成済みか。 (b) EIA レポート等は当該国の公用語又は広く使用されている言語で書かれているか。 (c) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか (未承認の場合、承認予定年月を「具体的な環境社会配慮」の欄に記載すること)。 (d) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (e) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。 (f) ガイドライン別紙 2 記載の項目は網羅されているか (プロジェクトが与える影響に応じて範囲及び詳細さのレベルは調整されうる)。 (g) 対象プロジェクトの全スコープ、累積的影響、派生的・二次的影響、不可分一体事業について、環境社会配慮確認を行なったか。	環境アセスメントおよび環境許認可を適切に得る。
	(2)地域住民への説明・協議	(a) 現地ステークホルダーの分析と特定を適切に行なっているか。 (b) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて意味ある協議を確保するプロセスを通じて現地ステークホルダーへ適切な説明を行い、理解を得ているか。 (c) 現地ステークホルダー協議について、参加者の性別等の属性を含む協議記録が作成されているか。 (d) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容等に反映させたか。	地域住民への説明は SAO を通じて、公聴会を開催することができる。適切に現地ステークホルダーと協議を行い、プロジェクトの内容に反映させる。
	(3)代替案の検討	(a) プロジェクト・計画の複数の代替案の範囲が適切か。 (b) 環境・社会に係る項目及び必要に応じて温室効果ガス総排出量を削減する観点から、技術面・財務面・環境社会配慮面で実現可能な代替案は検討されているか。 (c) プロジェクトを実施しない案との比較は行っているか。	代替案として、ディーゼル発電および海底ケーブルによる本土との連系がある。適切に比較評価する。
2. 汚染対策	(1)大気質	(a) バイオマスエネルギー等の燃焼を伴う発電施設の場合、発電所操業に伴って排出される硫黄酸化物 (SOx)、窒素酸化物 (NOx)、煤塵等の大気汚染物質は、当該国の排出基準等を満たすか。 (b) その他の大気汚染物質は、当該国の排出基準等を満たすか。大気質に対する対策は取られるか。 (c) プロジェクトに起因する大気汚染物質により、当該国の環境基準等を満たさない区域が生じるか。 (d) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	蓄電設備の運転による大気汚染物質の大気への放出はない。

³ JICA,環境チェックリスト 6.その他発電の項目を適用

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
	(2)水質	(a) 発電施設等からの排水（温排水を含む）は当該国の排出基準等を満たすか。 (b) 廃棄物処分場からの浸出水は当該国の排出基準、環境基準等を満たすか。 (c) 生活排水及び雨水排水は、当該国の排出基準等を満たすか。 (d) 排水により当該国の環境基準等を満たさない区域が生じるか。 (e) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	蓄電設備による排水はない。工事期間の排水は適切に管理する。
	(3)廃棄物	(a) 施設稼働に伴って発生する廃棄物は当該国の規定に従って適切に処理・処分されるか（特にバイオマスエネルギー）。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	当該国においては、リチウムイオン電池の廃棄に係る法整備は現時点ではないが、適切に処分・リサイクルを行う。
	(4)土壌汚染	(a) サイトの土壌は、過去に汚染されたことがあるか。 (b) 土壌を汚染しない対策がなされるか。 (c) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	サイトの土壌は過去に汚染されたことはない想定される。プロジェクトによる土壌汚染はほとんどないと想定される。
	(5)騒音・振動	(a) 騒音、振動は当該国の基準等を満たすか。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	建設中は工事による騒音の発生する可能性がある。建設後の騒音は軽微。
	(6)地盤沈下	(a) 大量の地下水汲み上げにより地盤沈下が生じる恐れがあるか。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	蓄電設備による地下水のくみ上げはない。
	(7)悪臭	(a) 悪臭源はあるか。悪臭防止の対策はとられるか。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	蓄電設備による悪臭の発生は軽微。
	3. 自然環境	(1)保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。 (b) プロジェクトが保護区に影響を与えるか。 (c) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。
	(2)生物多様性	(a) プロジェクトサイトは、原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等）を含むか。 (b) プロジェクトサイトは、当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) プロジェクトは、重要な生息地または重要な森林の著しい転換または著しい劣化を伴うもので、生物多様性への重大な影響が懸念されるか。懸念される場合、生物多様性への影響に対応する適切な対策はなされるか。 (d) その他生物多様性への重大な影響が懸念される場合、生物多様性への影響を減らす対策はなされるか。 (e) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	プロジェクトサイトは生態学的に重要な生息地を含まない。工事期間において工事車両が生態学的に重要な生息地を通過する可能性があるが、影響は軽微
	(3)水象	(a) 施設の設置による水系の変化は生じるか。流況、波浪、潮流等に悪影響を及ぼすか。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	施設の設置による水系の変化は生じない。工事期間においての影響は軽微
	(4)地形・地質	(a) プロジェクトによりサイト周辺の地形・地質構造が大規模に改変されるか。 (b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	サイト周辺の地形・地質構造は大規模に改変されない。工事期間の負の影響も想定されない。

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
4. 社会環境	(1) 住民移 転・用地取 得	<p>(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転を伴う用地取得は生じるか。生じる場合は、用地取得規模や住民移転規模を記載。</p> <p>(b) 移転による影響を最小限とする努力がなされるか。その他の用地取得や生計手段の喪失は生じるか。</p> <p>(c) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。</p> <p>(d) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。</p> <p>(e) 補償金の支払いは移転前に行われるか。</p> <p>(f) 補償方針は文書で策定されているか。</p> <p>(g) 移転住民のうち特に女性、子ども、高齢者、貧困層、障害者、難民・国内避難民、マイノリティなどの社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。</p> <p>(h) 合意される補償内容は文書で対象者に説明され、移転住民について移転前の合意は得られるか。</p> <p>(i) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。</p> <p>(j) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。</p> <p>(k) 苦情処理の仕組みが構築されているか。</p>	プロジェクト実施に伴う住民移転・用地取得は伴わない。
	(2)生活・生 計	<p>(a) プロジェクトによる住民の生活への負の影響はあるか。必要場合は影響を緩和する配慮が行われるか。</p> <p>(b) プロジェクトによる取水（表流水、地下水）や排水の放流が、既存の水利用、水域利用に影響を及ぼすか。</p> <p>(c) プロジェクトは、生態系サービス（供給・調整）に負の影響を及ぼし、コミュニティの健康と安全に影響を及ぼすか（特に当該サービスに依存する先住民族等）。</p> <p>(d) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	プロジェクトによる住民への負の影響は想定されない。工事期間において工事車両の通行等による影響が想定されるが、影響は軽微であり、緩和策は用意可能。
	(3) 社会的 弱者	<p>(a) 女性、子ども、高齢者、貧困層、障害者、難民・国内避難民、マイノリティ等の社会的弱者に対して、適切な配慮がなされるか。</p> <p>(b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	工事による負の影響は軽微
	(4)文化遺産	<p>(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。</p> <p>(b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	プロジェクトサイトに考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等はない。
	(5)景 観	<p>(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し負の影響を及ぼすか。</p> <p>(b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	プロジェクトサイトに特に配慮すべき景観はない。

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
	(6) 少数民族、先住民族	<p>(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。</p> <p>(b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。</p> <p>(c) 必要な場合、先住民族計画が作成、公開されているか。</p> <p>(d) 少数民族・先住民族に対し十分な情報が提供された上で、自由な事前の合意を得られるように努めているか。</p> <p>(e) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	プロジェクトサイトは少数民族、先住民族の居住地域から離れている。
	(7) 労働環境	<p>(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働安全衛生に関する法律が守られるか。</p> <p>(b) 労働災害・事故防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。</p> <p>(c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。</p> <p>(d) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	プロジェクト実施において当該国の労働安全衛生にかかる法律を遵守するとともに、労働災害・事故防止に係る安全対策をおこなう。
	(8) 地域社会の衛生・安全・保安	<p>(a) プロジェクトに伴う作業員等の流入により、疾病の発生（HIV 等の感染症を含む）等の衛生面等における負の影響はあるか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p> <p>(b) プロジェクトに伴う作業員等の流入により、治安の悪化等地域社会の安全等における負の影響はあるか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p> <p>(c) 相手国等が、プロジェクトの形成・実施にあたり雇用する保安要員やその他の安全確保のための要員を用いる場合には、予防と自己防衛目的を除き警備能力の行使を行わないよう、適切な措置が講じられるか。</p> <p>(d) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	工事期間は作業員の流入が想定されるが、軽微であり、適切な緩和措置を実施する。
5. その他	(1) モニタリング	<p>(a) 上記の環境・社会の項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。</p> <p>(b) 当該計画の項目、方法、頻度等はどのように定められているか。</p> <p>(c) 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。</p> <p>(d) 事業者から所管官庁等へのモニタリング結果等の報告の方法、頻度等は規定されているか。</p> <p>(e) 環境社会配慮に係る苦情処理メカニズムが整備されるか。</p>	工事期間はモニタリングが必要と想定される。
6. 留意点	(1) 他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合は、送変電・配電に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（送変電・配電施設の建設を伴う場合等）。	送配電・太陽光に係るチェックリストも評価する。
	(2) 環境チェックリスト使用上の注意	<p>(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境処理、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。</p> <p>(b) 一定量を超える温室効果ガスの発生が見込まれる事業では、事業実施前に温室効果ガス総排出量を推計しているか。</p>	越境・地球規模の環境影響についても確認する。温室効果ガスはプロジェクトの実施により減少すると想定される。

(3) 配電線

太陽光発電所建設に係る環境社会にかかる検討事項と対策案を表 6-3 に示す。

表 6-3 配電線建設に関する環境チェックリスト⁴と各項目への対応案

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
	(1)環境アセスメント及び環境許認可	<p>(a) 環境アセスメント報告書 (EIA レポート) 等は作成済みか。</p> <p>(b) EIA レポート等は当該国の公用語又は広く使用されている言語で書かれているか。</p> <p>(c) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか (未承認の場合、承認予定年月を「具体的な環境社会配慮」の欄に記載すること)。</p> <p>(d) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。</p> <p>(e) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。</p> <p>(f) ガイドライン別紙 2 記載の項目は網羅されているか (プロジェクトが与えうる影響に応じて範囲及び詳細さのレベルは調整されうる)。</p> <p>(g) 対象プロジェクトの全スコープ、累積的影響、派生的・二次的影響、不可分一体事業について、環境社会配慮確認を行なったか。</p>	環境アセスメントおよび環境許認可を適切に得る。
	(2)地域住民への説明・協議	<p>(a) 現地ステークホルダーの分析と特定を適切に行なっているか。</p> <p>(b) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて意味ある協議を確保するプロセスを通じて現地ステークホルダーへ適切な説明を行い、理解を得ているか。</p> <p>(c) 現地ステークホルダー協議について、参加者の性別等の属性を含む協議記録が作成されているか。</p> <p>(d) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容等に反映させたか。</p>	地域住民への説明は SAO を通じて、公聴会を開催することができる。適切に現地ステークホルダーと協議を行い、プロジェクトの内容に反映させる。
	(3)代替案の検討	<p>(a) プロジェクト・計画の複数の代替案の範囲が適切か。</p> <p>(b) 環境・社会に係る項目及び必要に応じて温室効果ガス総排出量を削減する観点から、技術面・財務面・環境社会配慮面で実現可能な代替案は検討されているか。</p> <p>(c) プロジェクトを実施しない案との比較は行っているか。</p>	配電線の代替ルートについても評価を行う。
	(1)水質	<p>(a) 盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって周辺河川下流水域の水質が悪化するか。</p> <p>(b) 生活排水及び雨水排水は、当該国の排出基準等を満たすか。</p> <p>(c) 排水により当該国の環境基準等を満たさない区域が生じるか。</p> <p>(d) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	配電線建設にともなう水質の悪化は軽微。
	(2)廃棄物	<p>(a) 施設稼働に伴って発生する廃棄物は当該国の規定に従って適切に処理・処分されるか。</p> <p>(b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	工事により発生する廃棄物は少適切に処分・リサイクルを行う。

⁴ JICA,環境チェックリスト 7.送変電・配電の項目を適用

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
	(3) 土壌汚染	(a) サイトの土壌は、過去に汚染されたことがあるか。 (b) 土壌を汚染しない対策がなされるか。 (c) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	サイトの土壌は過去に汚染されたことはない想定される。プロジェクトによる土壌汚染はほとんどないと想定される。
	(1) 保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。 (b) プロジェクトが保護区に影響を与えるか。 (c) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	プロジェクトサイトは保護区に該当しない。工事期間において工事車両が保護区を通過するが影響は軽微
	(2) 生物多様性	(a) プロジェクトサイトは、原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等）を含むか。 (b) プロジェクトサイトは、当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) プロジェクトは、重要な生息地または重要な森林の著しい転換または著しい劣化を伴うもので、生物多様性への重大な影響が懸念されるか。懸念される場合、生物多様性への影響に対応する適切な対策はなされるか。 (d) 野生生物及び家畜の移動経路の遮断、生息地の分断等に対する対策はなされるか。 (e) 事業実施に伴う森林破壊や密猟、砂漠化、湿原の乾燥等は生じるか。また、外来種（従来その地域に生息していなかった種）、病害虫等が移入し、生態系が乱される恐れはあるか。 (f) 未開発地域に建設する場合、新たな地域開発に伴い自然環境が大きく損なわれるか。 (g) その他生物多様性への重大な影響が懸念される場合、生物多様性への影響を減らす対策はなされるか。 (h) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	プロジェクトサイトは生態学的に重要な生息地を含まない。工事期間において工事車両が生態学的に重要な生息地を通過する可能性があるが、影響は軽微
	(3) 地形・地質	(a) 送配電線ルート上に土砂崩壊や地滑りが生じそうな地質の悪い場所はあるか。ある場合は工法等で適切な処置がなされるか。 (b) 盛土、切土等の土木作業によって、土砂崩壊や地滑りは生じるか。土砂崩壊や地滑りを防ぐための適切な対策がなされるか。 (c) 盛土部、切土部、土捨て場、土砂採取場からの土壌流出は生じるか。土砂流出を防ぐための適切な対策がなされるか。 (d) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	サイト周辺の地形・地質構造は大規模に変更されない。工事期間の負の影響も想定されない。

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
	(1) 住民移転・用地取得	<p>(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転を伴う用地取得は生じるか。生じる場合は、用地取得規模や住民移転規模を記載。</p> <p>(b) 移転による影響を最小限とする努力がなされるか。その他の用地取得や生計手段の喪失は生じるか。</p> <p>(c) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。</p> <p>(d) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。</p> <p>(e) 補償金の支払いは移転前に行われるか。</p> <p>(f) 補償方針は文書で策定されているか。</p> <p>(g) 移転住民のうち特に女性、子ども、高齢者、貧困層、障害者、難民・国内避難民、マイノリティなどの社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。</p> <p>(h) 合意される補償内容は文書で対象者に説明され、移転住民について移転前の合意は得られるか。</p> <p>(i) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。</p> <p>(j) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。</p> <p>(k) 苦情処理の仕組みが構築されているか。</p>	配電線建設に伴い用地取得が必要になると想定される。住民移転を可能な限り低減し、適切に用地を取得する。
	(2) 生活・生計	<p>(a) プロジェクトによる住民の生活への負の影響はあるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。</p> <p>(b) 鉄塔等による電波障害は生じるか。</p> <p>(c) 送電線を建設することによる線下補償等が国内法に従い実施されるか。</p> <p>(d) プロジェクトは、生態系サービス（供給・調整）に負の影響を及ぼし、コミュニティの健康と安全に影響を及ぼすか（特に当該サービスに依存する先住民等）。</p> <p>(e) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	プロジェクトによる住民への負の影響は想定されない。工事期間において工事車両の通行等による影響が想定されるが、影響は軽微であり、緩和可能。
	(3) 社会的弱者	<p>(a) 女性、子ども、高齢者、貧困層、障害者、難民・国内避難民、マイノリティ等の社会的弱者に対して、適切な配慮がなされるか。</p> <p>(b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	工事による負の影響は軽微
	(4) 文化遺産	<p>(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。</p> <p>(b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	プロジェクトサイトに考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等はない。
	(5) 景観	<p>(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し負の影響を及ぼすか。</p> <p>(b) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	プロジェクトサイトに特に配慮すべき景観はない。

分類	項目	主なチェック事項	評価・対応案
	(6) 少数民族、先住民族	<p>(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。</p> <p>(b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。</p> <p>(c) 必要な場合、先住民族計画が作成、公開されているか。</p> <p>(d) 少数民族・先住民族に対し十分な情報が提供された上で、自由な事前の合意を得られるように努めているか。</p> <p>(e) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	プロジェクトサイトは少数民族、先住民族の居住地域から離れている。
	(7) 労働環境	<p>(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働安全衛生に関する法律が守られるか。</p> <p>(b) 労働災害・事故防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。</p> <p>(c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む。）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。</p>	プロジェクト実施において当該国の労働安全衛生にかかる法律を遵守するとともに、労働災害・事故防止に係る安全対策をおこなう。
	(8) 地域社会の衛生・安全・保安	<p>(a) プロジェクトに伴う作業員等の流入により、疾病の発生（HIV 等の感染症を含む）等の衛生面等における負の影響はあるか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p> <p>(b) プロジェクトに伴う作業員等の流入により、治安の悪化等地域社会の安全等における負の影響はあるか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p> <p>(c) 相手国等が、プロジェクトの形成・実施にあたり雇用する保安要員やその他の安全確保のための要員を用いる場合には、予防と自己防衛目的を除き警備能力の行使を行わないよう、適切な措置が講じられるか。</p> <p>(d) 工事により負の影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。</p>	工事期間は作業員の流入が想定されるが、軽微であり、適切な緩和措置を実施する。
	(1) モニタリング	<p>(a) 上記の環境・社会の項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。</p> <p>(b) 当該計画の項目、方法、頻度等はどのように定められているか。</p> <p>(c) 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。</p> <p>(d) 事業者から所管官庁等へのモニタリング結果等の報告の方法、頻度等は規定されているか。</p> <p>(e) 環境社会配慮に係る苦情処理メカニズムが整備されるか。</p>	工事期間はモニタリングが必要と想定される。
	(1) 他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合は、道路に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（アクセス道路が整備される場合等）。	太陽光発電所・蓄電設備に係るチェックリストも評価する。
	(2) 環境チェックリスト使用上の注意	<p>(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境処理、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。</p> <p>(b) 一定量を超える温室効果ガスの発生が見込まれる事業では、事業実施前に温室効果ガス総排出量を推計しているか。</p>	越境・地球規模の環境影響についても確認する。温室効果ガスはプロジェクトの実施により減少すると想定される。

6.1.3 環境社会配慮カテゴリ分類

JICA 環境社会ガイドラインによるプロジェクトのカテゴリ分類を表 6-4 に示す。同ガイドライン上の本プロジェクトのカテゴリ分類はカテゴリ C と想定される。

表 6-4 環境社会配慮上のプロジェクトの分類

分類	
カテゴリ A	<p>環境や社会への重大で望ましくない影響のある可能性を持つようなプロジェクトはカテゴリ A に分類される。また、影響が複雑であったり、先例がなく影響の予測が困難であるような場合、影響範囲が大きかったり影響が不可逆的である場合もカテゴリ A に分類される。</p> <p>影響は、物理的工事が行われるサイトや施設の領域を超えた範囲に及びうる。カテゴリ A には、原則として、影響を及ぼしやすいセクターのプロジェクト、影響を及ぼしやすい特性を持つプロジェクト及び影響を受けやすい地域あるいはその近傍に立地するプロジェクトが含まれる。影響を及ぼしやすいセクター・特性や影響を受けやすい地域は以下の通り、</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 影響を及ぼしやすいセクター例 以下に示すセクターのうち大規模なもの。 (1) 鉱山開発(石油・天然ガス開発を含む) (2) パイプライン (3) 工業開発 (4) 火力発電(地熱含む) (5) 水力発電、ダム、貯水池 (6) 送変電・配電(大規模非自発的住民移転、大規模森林伐採、海底送電線を伴うもの) (7) 河川・砂防 (8) 道路、鉄道、橋梁 (9) 空港 (10) 港湾 (11) 上水道及び下水・廃水処理(影響を及ぼしやすい構成要素を含むかもしくは影響を受けやすい地域に立地するもの) (12) 廃棄物処理・処分 (13) 農業(大規模な開墾、灌漑を伴うもの) 2. 影響を及ぼしやすい特性の例示 (1) 大規模非自発的住民移転 (2) 大規模地下水揚水 (3) 大規模な埋立、土地造成、開墾 (4) 大規模な森林伐採 3. 影響を受けやすい地域の例示 以下の地域又はその周辺。 (1) 国立公園、国指定の保護対象地域(国指定の海岸地域、湿地、少数民族・先住民族のための地域、文化遺産等) (2) 国又は地域にとって慎重な配慮が必要と思われる地域
カテゴリ B	<p>環境や社会への望ましくない影響が、カテゴリ A に比して小さいと考えられる協力事業はカテゴリ B に分類される。一般的に、影響はサイトそのものにしか及ばず、不可逆的影響は少なく、通常の方策で対応できると考えられる。</p>
カテゴリ C	<p>環境や社会への望ましくない影響が最小限かあるいはほとんどないと考えられる協力事業。</p>
カテゴリ FI	<p>JICA の融資等が、金融仲介者等に対して行われ、JICA の融資承諾後に、金融仲介者等が具体的なサブプロジェクトの選定や審査を実質的に行い、JICA の融資承諾(或いはプロジェクト審査)前にサブプロジェクトが特定できない場合であり、かつ、そのようなサブプロジェクトが環境や社会への影響を持つことが想定される場合、カテゴリ FI に分類される。</p>

6.2 環境社会配慮に関する法令と手続き

6.2.1 環境社会配慮に関する法令

タイの環境関連法令を表 6-5 に示す。1975 年の国家環境保全法（Enhancement and Conservation of the National Environment Quality Act）において、初めて開発プロジェクトの環境計画・管理のためのツールとして環境影響評価（Environmental Impact Assessment : EIA）制度が導入された。その後、同法は 1992 年に全面的に刷新され、国家環境保全推進法（Enhancement and Conservation of National Environment Quality Act : NEQA）となり、2018 年の改正を経て、タイの環境規制に関する最も基本的で包括的な法令となっている。また、EIA を必要とするプロジェクトの種類や規模を表 6-6 に示す。関連する手続き等の詳細は、同年の天然資源環境省告示（Notification of the Ministry of Natural Resources and Environment）に示されている。

また、コミュニティーに対し天然資源、環境健康の観点でに深刻な悪影響を及ぼす可能性のあるプロジェクトについては、環境健康影響評価（Environment and Health Impact Assessment : EHIA）を実施することが義務付けられている。EHIA に関してはタイの 2007 年憲法に初めて記載され、2017 年に策定された現在の憲法にも同様に規定されている。

さらに、環境保護区（Environmentally Protected Areas : EPA）内で実施するプロジェクトには、EIA もしくは初期環境調査⁵（Initial Environmental Examination : IEE）、あるいはその両方が義務付けられている。また、関連する手続きは EPA ごとに異なる。なお、同国の EPA に関しては天然資源環境省傘下の天然資源環境政策計画局（Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning : ONEP）の中の地域環境・特定地域部（Division of Community Environment and Specific Areas）が所管しており、天然資源環境省告示を通じて、EPA 指定地域が随時公布されている。

表 6-5 環境関連法令一覧

項目	分類	法令・規則	年	概要
環境影響評価 (EIA)	法令	Enhancement and Conservation of National Environment Quality Act (No. 2) B.E. 2561	2018	環境基本法。EIA の条件やプロセス、EIA の承認を得ずにプロジェクトを進めた場合の措置なども記載。
		Notification of the Ministry of Natural Resources and Environment on Projects, Undertakings, or Operations Required to Provide an Environmental Impact Assessment Report and Rules, Procedure, and Conditions in Providing an Environmental Impact Assessment Report	2018	EIA を必要とするプロジェクトの種類、規模及び EIA 報告書の構成や手続き等を規定。
		Notification of the Ministry of Natural Resources and Environment on Projects, Undertakings, or Operations Required to Provide an Environmental Impact Assessment Report and Rules, Procedure, and Conditions in Providing an Environmental Impact Assessment Report (No. 2) B.E. 2562	2019	EIA を必要とするプロジェクトの種類、規模を一部改正。
		Notification of the Ministry of Natural Resources and Environment on Projects, Undertakings, or Operations Required to	2021	同上。

⁵ EIA の簡易版で、環境対策を決定するための、プロジェクト開発段階の現状環境調査及び事前環境影響評価

項目	分類	法令・規則	年	概要
		Provide an Environmental Impact Assessment Report and Rules, Procedure, and Conditions in Providing an Environmental Impact Assessment Report (No. 3) B.E. 2564		
		Notification of the Ministry of Natural Resources and Environment on Projects, Undertakings, or Operations Required to Provide an Environmental Impact Assessment Report and Rules, Procedure, and Conditions in Providing an Environmental Impact Assessment Report (No. 4) B.E. 2564	2021	2018 年の告示に記載されている河川流域の定義を改正。
環境健康影響評価 (EHIA)	告示	Notification of the Ministry of Natural Resources and Environment on Projects, Undertakings, or Operations Which May Seriously Impact Natural Resources, Environmental Quality, Health, Sanitation, Life Quality of People in a Community that are Required to Provide an Environmental Impact Assessment Report and Rules, Procedure, and Conditions in Providing an Environmental Impact Assessment Report	2018	天然資源、環境の質、健康、衛生、地域社会の人々の生活の質に深刻な影響を与える可能性のあるプロジェクトで、EIA を必要とするものの種類、規模及び EIA 報告書の構成や手続き等を規定。
		Notification of the Ministry of Natural Resources and Environment on Projects, Undertakings, or Operations Which May Seriously Impact Natural Resources, Environmental Quality, Health, Sanitation, Life Quality of People in a Community that are Required to Provide an Environmental Impact Assessment Report and Rules, Procedure, and Conditions in Providing an Environmental Impact Assessment Report (No.2) B.E. 2562	2019	天然資源、環境の質、健康、衛生、地域社会の人々の生活の質に深刻な影響を与える可能性のあるプロジェクトで、EIA を必要とするものの種類、規模を一部改正。
有害物質	法令	Hazardous Substance Act, B.E. 2535	1992	有害化学物質管理の法的基盤を構築する法律で、有害物質の製造・輸入・輸出・保有を規制。
公衆衛生	法令	Public Health Act, B.E. 2535	1992	一般廃棄物や「健康に有害な影響を与える事業」を管理するもの。
労働安全衛生	法令	Occupational Safety, Health and Environment Act, B.E. 2554	2011	労働環境の安全衛生を守ることを目的に、使用者及び被雇用者の義務を規定。
省エネルギー	法令	Energy Conservation Promotion Act, B.E. 2535	1992	指定された工場や建物のエネルギー管理法を規定。

出所 調査団作成

表 6-6 EIA が必要なプロジェクト

No.	Type of Projects, Undertakings, or Operations	Size
1.	<p>Mining under the law on minerals:</p> <p>1.1 mining types as follows:</p> <p>1.1.1 coal mining;</p> <p>1.1.2 potash mining;</p> <p>1.1.3 rock salt mining;</p> <p>1.1.4 limestone quarry for cement industry;</p> <p>1.1.5 all types of metal mining;</p> <p>1.2 underground mining;</p> <p>1.3 mining types using explosives;</p> <p>1.4 all mining types located in the following areas:</p> <p>1.4.1 Class 1 Watershed Area designated by the Cabinet resolution;</p> <p>1.4.2 additional conservation forests designated by the Cabinet resolution;</p> <p>1.4.3 Ramsar Site;</p> <p>1.4.4 area within 2 kilometers from an ancient monument, archaeological site, historical site or historical park under the laws on ancient monuments, antiques, objet d'art and national museums, or a world heritage site inscribed on the World Heritage List according to the World Heritage Convention</p>	All sizes
2.	<p>Petroleum development under the law on petroleum:</p> <p>2.1 petroleum exploration by drilling;</p> <p>2.2 petroleum production except production in the exploration areas and production on land continuously as required in an environmental impact assessment report and the original production right ends when there is petroleum in residue, and there is no production change to be different from the beginning.</p>	All sizes
3.	<p>Petroleum and fuel pipeline transportation system, except:</p> <p>(1) onshore natural gas pipeline transportation system of which a maximum operating pressure is less than or equal to twenty bars and a pipeline diameter is less than or equal to sixteen inches for the entire project, in any area, except for the areas where the Cabinet resolution or the specific laws specify otherwise;</p> <p>(2) onshore natural gas pipeline transportation system of which a maximum operating pressure is more than twenty bars or a pipeline diameter is more than sixteen inches, which is entirely located in an industrial estate under the law on Industrial Estate Authority of Thailand</p>	All sizes
4.	<p>Industrial estate under the law on Industrial Estate Authority of Thailand or other similar projects or projects of land allocation for industrial development</p>	All sizes
5.	<p>Petrochemical industry using chemical process in production</p>	Production capacity of 100 tons per day or more
6.	<p>Petroleum refining industry</p>	All sizes
7.	<p>Natural gas separation industry or natural gas reforming industry as follows:</p> <p>7.1 natural gas separation;</p> <p>7.2 natural gas reforming by adjusting structure or changing status of gas to liquid;</p> <p>7.3 natural gas reforming by changing status of liquid back to gas, using sea water or natural water resources to provide heat in order to change the status</p>	All sizes
8.	<p>Chlor-alkali industry and industry using chlorine (Cl₂) or hydrogen chloride (HCl) as follows:</p>	Production capacity of each product, or combined, of 100 tons per day or more

No.	Type of Projects, Undertakings, or Operations	Size
	8.1 chlor-alkali industry using sodium chloride (NaCl) as a raw material to produce the production of chlorine (Cl ₂), sodium hydroxide (NaOH), sodium hypochlorite (NaOCl), hydrochloric acid (HCl), sodium carbonate (Na ₂ CO ₃) and bleaching powder; 8.2 industry using chlorine or hydrogen chloride as a raw material to produce the production of sodium hypochlorite (NaOCl), hydrochloric acid (HCl), sodium carbonate (Na ₂ CO ₃) and bleaching powder	
9.	Cement industry	All sizes
10.	Pulp mill industry	Production capacity of 50 tons per day or more
11.	Industry producing active ingredient or pesticide using chemical process in production	All sizes
12.	Chemical fertilizer industry using chemical process in production	All sizes
13.	Sugar industry as follows: 13.1 Producing raw sugar, white sugar or refined sugar; Producing glucose, dextrose, fructose or other similar products	All sizes Production capacity of 20 tons per day or more
14.	Iron or steel industry	Production capacity of each product, or combined, of 100 tons per day or more
15.	Non-ferrous metals smelting or dressing or melting industry	Production capacity of 50 tons per day or more
16.	Industry producing liquor, alcohol, including beer and wine: 16.1 liquor and alcohol industry; 16.2 wine industry; 16.3 beer industry.	Production capacity of 40,000 litres per month or more (calculated at 28 degrees) Production capacity of 600,000 litres per month or more Production capacity of 600,000 litres per month or more
17.	Central waste treatment plant only for industrial waste under the law on factory	All sizes
18.	All types of thermal power plants, except waste-to-energy plants. Waste-to-energy plants that are exempted shall not be located in the following areas: 18.1 Class 1 or Class 2 Watershed Area designated by the Cabinet resolution; 18.2 environmentally protected area under a Notification of Ministry of Natural Resources and Environment; 18.3 conservation forest areas under the Cabinet resolution; Ramsar Site designated by the Cabinet resolution;	Productivity of electricity of 10 megawatts or more
	18.5 areas where air pollution level exceeds 80 percent of the National Ambient Air Quality Standards.	
19.	Expressway system under the law on Expressway Authority of Thailand or other similar projects	All sizes
20.	Highway or road as defined by the law on highways, passing through the following areas: 20.1 wildlife sanctuaries or non-hunting areas under the law on wildlife conservation and protection; 20.2 national parks under the law on national parks; 20.3 Class 2 Watershed Area designated by the Cabinet resolution; 20.4 mangrove forest areas designated as national forests; 20.5 coastal areas within 50 meters of the highest natural sea-level rise; 20.6 areas in or within 2 kilometers from Ramsar Site or world heritage site inscribed on the World Heritage List according to the World Heritage Convention; 20.7 areas within 1 kilometer from an ancient monument, archaeological site, historic site or historic park under the	All sizes

No.	Type of Projects, Undertakings, or Operations	Size
	laws on ancient monuments, antiques, objects of art and national museums, except for those town planning roads under the law on town planning.	
21.	Rail mass transit system	All sizes
22.	Ports except projects, undertakings, or operations undertaken for national security under the law on National Security Council that are approved by the Cabinet	Capacity for vessels of 500 gross tons or more; berth length of 100 meters or more, but not up to 300 meters; or total port area of 1,000 square meters or more, but not up to 10,000 square meters.
23.	Recreational ports	Capacity for 50 vessels or more or total port area of 1,000 square meters or more
24.	Land fill in seas	Lower than 300 rai
25.	Construction or expansion of a structure around or in the sea: 25.1 groin, jetty, and training wall; offshore breakwater.	All sizes
26.	Aviation transportation system , only for construction or expansion of airports or temporary takeoff and landing areas for aircrafts under the law on air navigation.	Runway length of 1,100 meters or more, but not up to 3,000 meters.
27.	High-rise or extra large building under the law on building control with the locations or utilization purposes as follows: 27.1 located adjacent to a riverbank as indicated in Annex 2, seashore, lake, or beach, or near or in a national park or historical park, which may impact environmental quality; 27.2 buildings used for retail or wholesale business buildings used as an office or place of business of a private sector.	Height of 23.00 meters or more; or total floor area of all floors or of each individual floor area in the same building of 10,000 square meters or more
28.	Land allocation for residential or commercial purposes under the law on land development	500 land plots or more or total allocated area of more than 100 rai
29.	Hospitals or sanatoriums under the law on sanatoriums 29.1 in the case of being located within 50 meters from a river indicated in Annex 2, seashore, lake or beach; other types not specified in 29.1	30 in-patient beds or more 60 in-patient beds or more
30.	Hotels or resorts under the law on hotels	80 units or more or usable area of 4,000 square meters or more
31.	Residential building under the law on building control	80 units or more or usable area of 4,000 square meters or more
32.	Irrigation	Irrigated area of 80,000 rai or more
33.	All types of projects, undertakings, or operations located in the areas which the Cabinet's resolution designates as Class 1 Watershed Area , except the followings: 33.1 projects, undertakings, or operations for community development and land arrangement as approved by the Cabinet; 33.2 projects, undertakings, or operations in community forests under the law on community forests; 33.3 projects, undertakings, or operations of a government agency that had entered the area for benefits before this Notification took effect, and its actions have been consistent with the original objectives and did not expand the area to be different from the beginning.	All sizes
34.	Transbasin diversion as follows: 34.1 transbasin diversion of main river basins, with an exception of temporary diversion in the case of a disaster or where there is an impact on national security; 34.2 international transbasin diversion, with an exception of temporary diversion in the case of a disaster or where there is an impact on national security.	All sizes
35.	Sluice gate in principal rivers	All sizes

出所 Disivion of Environmental Impact Assessment Development HP⁶より調査団作成

⁶ https://eiadev.onep.go.th/Editor_Page.aspx?MenuId=30

表 6-7 EHA が必要なプロジェクト

No.	Type of Projects, Undertakings, or Operations	Size
1.	Land fill in seas or lakes outside existing coastlines, except if it is done for seashore restoration purpose	300 Rai or more
2.	Mining under the law on minerals as follows: 2.1 underground mining designed for subsidence after stopping operation without any suspension or refilling substituted material to avoid subsidence; mining of lead, zinc, or other metals using cyanide or mercury or lead nitrate in production process or other metal mines using arsenopyrite as associated mineral; 2.3 coal mining that transports coal mineral out of the area by motor vehicles; 2.4 marine mining.	All sizes All sizes Production capacity of 200,000 tons or more per month; or 2,400,000 tons or more per year All sizes
3.	Industrial estate under the law on Industrial Estate Authority of Thailand or other similar projects as follows: 3.1 more than one factory of industrial estate or other similar projects established to support petrochemical industry indicated in No. 4. or ironworks industry in No. 5.1 or 5.2, as the case may be; 3.2 industrial estate or other similar projects which area is expanded to support petrochemical industry indicated in No. 4. or iron smelting industry in No. 5.1 or 5.2.	All sizes
4.	Petrochemical industry as follows: 4.1 upstream petrochemical industry; 4.2 intermediate petrochemical industry as follows: 4.2.1 manufacturing chemical substances or using chemical substances in Carcinogens Group 1 as a raw material; 4.2.2 manufacturing chemical substances or using chemical substances in Carcinogens Group 2A as a raw material	All sizes; or production capacity expansion of 35% or more from the original capacity Production capacity of 100 tons or more per day; or production capacity expansion altogether of 100 tons or more per day Production capacity of 700 tons or more per day; or production capacity expansion altogether of 700 tons or more per day
5.	Metal smelting or melting industry as follows: 5.1 iron smelting industry; 5.2 iron smelting industry producing coke or using sintering process; 5.3 copper, gold, or zinc smelting industry 5.4 Lead smelting industry ; 5.5 metal melting industry (except iron and steel, and aluminum) ; 5.6 lead melting industry.	Mineral input for production of 5,000 tons or more per day; or mineral input for production altogether of 5,000 tons or more per day All sizes Mineral input for production of 1,000 tons or more per day; or mineral input for production altogether of 1,000 tons or more per day All sizes Production capacity (output) of 50 tons or more per day; or production capacity altogether of 50 tons or more per day Production capacity (output) of 10 tons or more per day; or production capacity altogether of 10 tons or more per day
6.	Manufacture, possession, or utilization of atomic energy from nuclear reactors	Generating power of 2 megawatts or more
7.	Central waste treatment plants or factories with a business of burying garbage or unused materials under the laws on factories that burn or bury hazardous waste, except burning in cement ovens using hazardous waste as raw material substitute or additional fuel	All sizes
8.	Aviation transportation system	Runway length of 3,000 meters or more.
9.	Ports	1) Berth length of 300 meters or more; or

No.	Type of Projects, Undertakings, or Operations	Size
		total port area of 10,000 square meters or more, except those ports used by people in daily life and for tourism; 2) Watercourse dredging of 100,000 cubic meters or more; 3) Loading and unloading hazardous materials or hazardous waste that are in Carcinogens Group 1, the total quantity of which is 25,000 tons per month or more or 250,000 tons per year or more
10.	Dams or reservoirs	Water storage of 100 million cubic meters or more; or water storage area of 15 square kilometers or more
11.	Thermal power plants as follows: 11.1 power plants using coal as fuel 11.2 power plants using biomass fuel 11.3 power plants using natural gas as fuel, applying co-thermal system type of combined cycle or cogeneration 11.4 nuclear power plants	Total electricity productivity of 100 megawatts or more Total electricity productivity of 150 megawatts or more Total electricity productivity of 3,000 megawatts or more All sizes
12.	Coke production	All sizes

出所 Disivion of Environmental Impact Assessment Development HP より調査団作成

6.2.2 環境影響評価制度

タイでは、天然資源環境省（Ministry of Natural Resources and Environment : MNRE）傘下の ONEP が環境影響評価制度を所管しており、ONEP から環境影響評価コンサルタントのライセンスを取得した事業者・組織のみに報告書の作成・提出権限が与えられている。なお、同ライセンスの申請書は、ONEP に提出されたのち、EIA コンサルタントのライセンス発行のための専門審査委員会（Expert Review Committee）によってレビューされる。

また、前述のとおり、同国の環境影響評価制度は EIA、EHIA 及び IEE に分類され、必要な手続きや報告書形態はプロジェクトごとに異なる。

6.2.3 プロジェクトの承認手続き

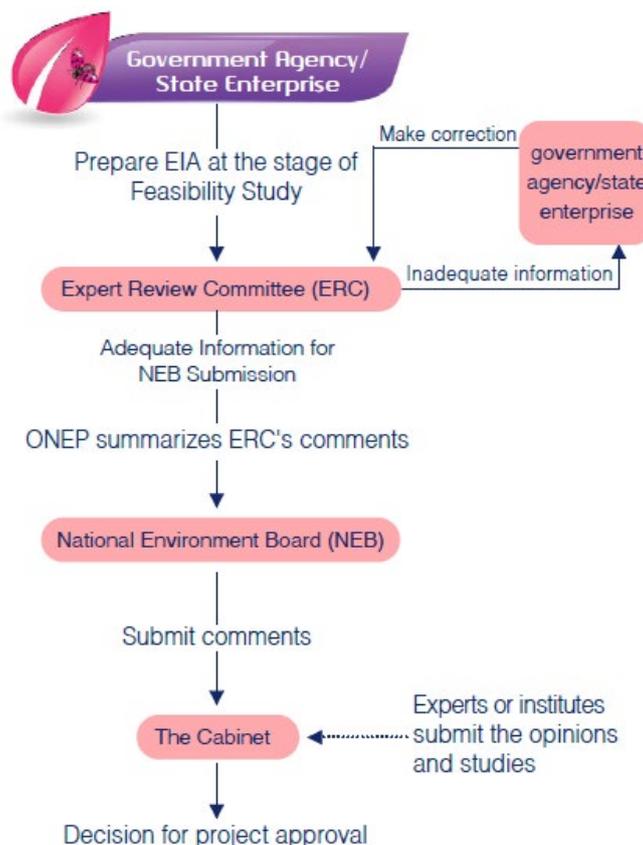
タイにおける EIA の承認手続きや提出時期等は、プロジェクトの種類によって異なる。プロジェクトは大きく 3 つに分けられ、それぞれの提出時期・提出先機関・承認機関は下記のとおり。

表 6-8 EIA の提出時期や関係機関(プロジェクト別)

種類	提出時期	提出先	承認機関
閣議決定を必要とするもの	内閣府へ事業認可を申請する前	国家環境委員会 (National Environment Board : NEB)	内閣府
政府による事業で、閣議決定やライセンス取得が必要ないもの	事業や予算の承認プロセス中	許認可管轄機関及び ONEP	Expert Review Committee
民間企業によるもの	プロジェクトごとに、天然資源環境省告示に指定されている時期に基づく	ライセンス発行機関及び ONEP	Expert Review Committee

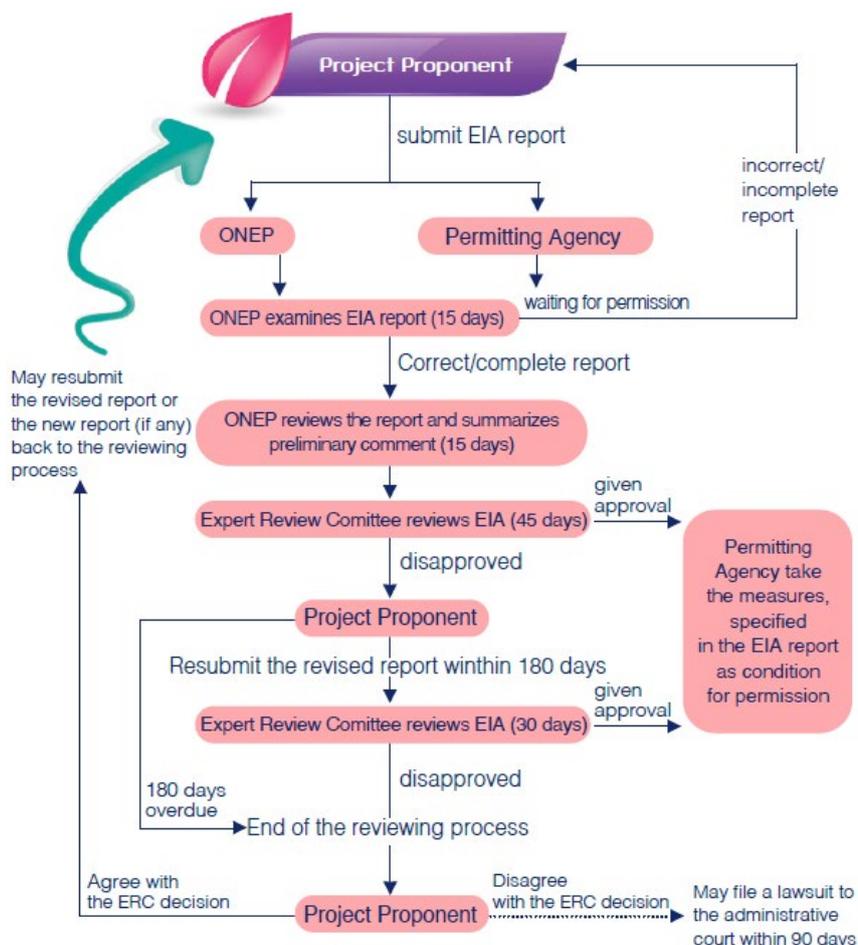
出所：Kadun & Partners HP より調査団作成

なお、EIA の承認プロセスについては、閣議決定の要否により大きく異なるが、閣議決定を必要としないプロジェクトにおいては、申請者が政府か民間かに関わらず、同様の手続きを踏むこととなる。閣議決定を必要とするプロジェクト及びその他のプロジェクトの EIA 承認プロセスを下記に示す。



出所 Environmental Impact Assessment in Thailand 4th edition

図 6-2 EIA の承認プロセス(閣議決定を必要とするプロジェクトの場合)



出所 Environmental Impact Assessment in Thailand 4th edition

図 6-3 EIA の承認プロセス(閣議決定を必要としないプロジェクトの場合)

6.2.4 本調査の提案システムにおける環境社会配慮に関する手続き

本調査の提案システム（太陽光：1.3 MW・蓄電池：300 kW-2.4 MWh・ディーゼル発電機：300 kW を組み合わせたハイブリッドシステム）は、EIA や EHIA に該当しない。ただし、IEE の提出は求められる可能性がある。ソーラーパネルの設置候補である貯水池は国立公園内に属していないが、パヤム島の一部のエリアは EPA における環境影響評価の手続きが必要となる国立公園内に属するため注意が必要である。なお、現在、タイでは標準化された蓄電池に関する技術基準や規制がない。そのため、本調査の提案システムの導入に当たっては、関係する規制機関との協議が必要になる。

第 7 章 まとめ

7.1 分散型エネルギーシステムの適用可能性について

パヤム島の電力は民間電気事業者の PJ Power および自家発電により供給されており、ほとんどの電力がディーゼル発電機で発電され、化石燃料の輸入に頼っている。電気料金は 21 Bhat/kWh と高くなっており、島の需要家の電気料金の負担が非常に大きい。これらの高い電気料金は政府機関も問題と考えており、再生可能エネルギーを中心とした分散型エネルギーシステム、海底ケーブルによる本土との系統連系が将来のエネルギーシステムとして検討されている。

本調査では DEDE (Department of Alternative Energy Development and Efficiency, MoE) の協力のもと、タイ国パヤム島における分散型エネルギーシステムの適用可能性について調査を実施した。DEDE から提供された需要データをもとに年間需要プロファイルを作成し、需給バランスシミュレーションを行い、最適な設備量を特定した。最適設備量は太陽光発電が 1.472 MW、蓄電池が 2.420 MWh、ディーゼル発電機が 300kW となった。

従来のディーゼル発電のみの発電システムにおいては LCOE (Levelized Cost of Electricity) は 65.7 Cent/kWh であったが、提案するハイブリッドシステムは、LCOE が 24 Cent/kWh となり大幅に発電原価が削減されることが分かった。ディーゼル発電をベースケースとして、30 年間の提案システムの投資効果の評価を行ったところ、提案システムの投資効果は投資回収期間 4.53 年、EIRR (Economic Internal Rate of Return) 20.8% という結果となり、経済的に効果のあるプロジェクトであることが分かった。なお、ベースケースにおいては毎年 1,056 t-CO₂ の二酸化炭素が排出されたが、提案システムは 68 t-CO₂ となり、二酸化炭素の排出量を約 93 %削減できることが分かった。

7.2 日本の支援の可能性

7.2.1 日本の資金支援スキーム

日本政府の開発援助と基本的に日本企業が関連する事業に使用できる JBIC による資金援助スキームに大別される。政府開発援助 (ODA) は、発展途上国を対象国とした資金援助スキームである。日本の ODA 資金援助スキームには、無償資金と有償資金援助 (円借款) がある。対象国の一人当たり国民総所得 (GNI) により、援助対象とできる資金スキームが異なる。

タイの場合には、世銀によると 2021 年で一人当たりの GNI は、7,090 USD/人であった。国連開発計画 (UNDP) による後発開発途上国 (Least Developed Countries: LDC) は、一人当たりの GNI は、1,018 USD/人である。

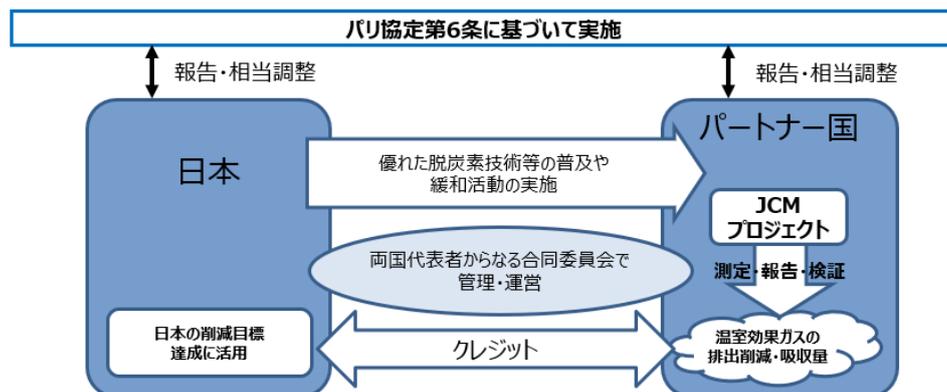
このことから、基本的にタイは、日本政府による電力分野 ODA の対象国とはなっていない。一方、地球温暖化対策に資する事業への日本政府の資金援助には、環境省による二国間クレジット (The Joint Crediting Mechanism: JCM) 、JBIC による事業開発等金融による支援¹がある。

¹ 地球環境保全業務 (Global action for Reconciling Economic growth and ENvironmental preservation :GREEN) においては、日本の先進的な環境関連技術の世界への普及にも留意しつつ、温室効果ガスの大幅な削減が見込まれる案件等に対し、国際機関や開発途上国の地場金融機関等とも連携しながら、地球環境保全効果に着目した支援を行っている。

7.2.2 二国間クレジット制度（JCM）

(1) JCM 事業概要

日本国政府は、途上国等への優れた脱炭素技術、製品、システム、サービス、インフラ等の普及や対策実施を通じ、実現した温室効果ガス排出削減・吸収への我が国の貢献を定量的に評価するとともに、我が国の NDC の達成に活用するため、JCM を構築・実施している。



出所 環境省資料「JCM 設備補助事業公募説明会」

図 7-1 JCM 補助事業の概要

(2) JCM の手続き

JCM の手続きは概ね以下のとおり。

- ① 想定するプロジェクトにおいて見込まれる温室効果ガス排出削減・吸収量を定量的に評価する JCM 方法論を作成し、両国政府により構成される合同委員会に提出する。
- ② 提案方法論が合同委員会で承認されれば、プロジェクト実施者はプロジェクト設計書（Project Design Document、PDD）を作成する。
- ③ 作成された PDD は、第三者機関（TPE）に委託して妥当性の確認を実施。TPE により PDD の妥当性が確認された後、合同委員会にプロジェクト登録申請を行い、申請が受理されればプロジェクトが登録される。
- ④ プロジェクト登録後、プロジェクトを実施するとともに、プロジェクト実施者によりモニタリングを行い、モニタリング報告書を作成する。
- ⑤ モニタリング報告書を TPE に委託し、実現した排出削減量を含む検証を行う。
- ⑥ TPE の検証後、プロジェクト実施者はクレジット配分率及び発行量を決定し、合同委員会にクレジット発行申請を行う。発行申請に基づき合同委員会がクレジット発行を両国政府に通知し、それに基づき両国政府がクレジットを発行する。



出所 炭素市場エクスプレス

図 7-2 JCM の手続き

(3) タイとの JCM

タイと日本の間では、二国間クレジット制度の構築・実施に係る覚書が 2015 年 11 月 19 日に署名されており、これまでに 51 件の実績がある。なお、PV 設置を含む JCM プロジェクトも 25 件採択されている。²

(4) JCM 設備補助事業（環境省）

JCM に関する二国間文書に署名している又は署名が見込まれる途上国等において、優れた脱炭素技術等を活用したエネルギー起源 CO₂ 排出を削減する設備・機器の導入を行う事業者に対し、導入費用（初期コスト）の一部（最大補助率 1 / 2）が補助される。設備等の導入後、プロジェクト登録、排出削減量の測定・報告・検証（MRV）を実施し、JCM クレジットの発行を行い、そのうち環境省が定める割合を、日本国政府の口座に納入する。

² <https://gec.jp/jcm/jp/projects/>

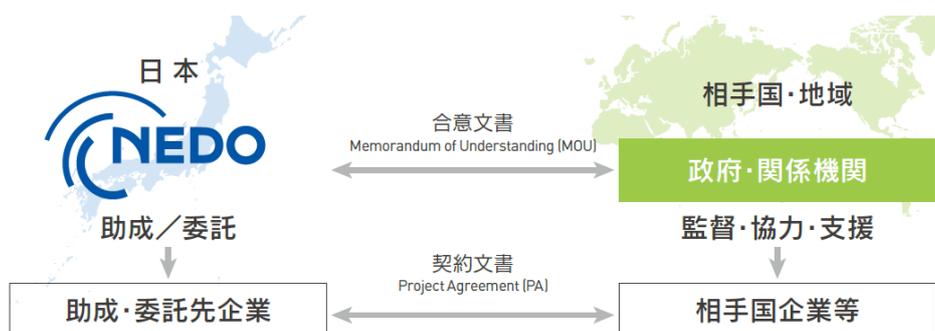
7.2.3 NEDO 国際実証事業

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（New Energy and Industrial Technology Development Organization, NEDO）は日本のエネルギー関連産業の国内外への展開と、国内外のエネルギー転換・低炭素化・脱炭素化を支援する国際実証事業を実施している。自社の持つエネルギー関連技術、低炭素技術・システムについて、海外環境での実証を通じてその有効性を検証し、技術の普及を目指す日本企業は以下の助成事業および委託事業により支援を受けることができる。

表 7-1 NEDO 国際実証事業

	事業名	事業の内容	事業の携帯
(1)	エネルギー消費の効率化等に資する我が国技術の国際実証事業	エネルギー関連技術の事業化に向けた技術実証	助成事業
(2)	民間主導による低炭素技術普及促進事業	低炭素技術・システムの有効性を実証し、温室効果ガスの二国間クレジット取得を目指す事業	委託事業

出所 NEDO,国際実証事業パンフレット（第2版）, 2022年3月



出所 NEDO,国際実証事業パンフレット（第2版）, 2022年3月

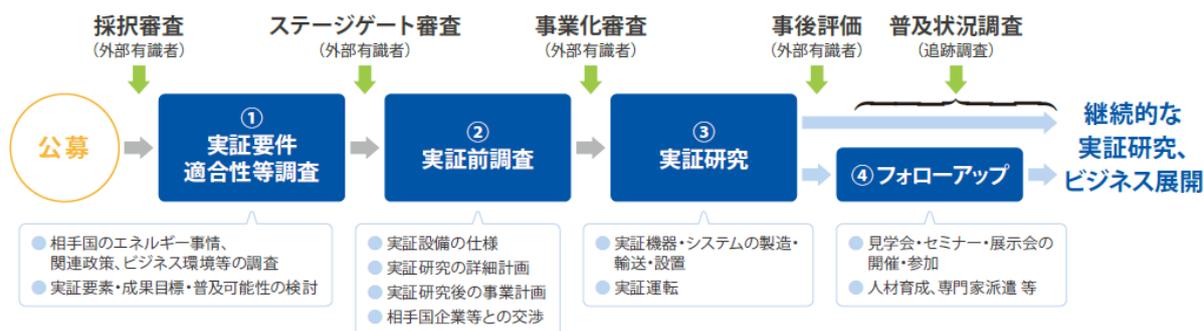
図 7-3 NEDO 国際実証事業の枠組み

(1) エネルギー消費の効率化等に資する我が国技術の国際実証事業

S+3E（安定供給、経済性、環境適合、安全性）の実現に貢献する日本の先進的技術の海外実証を通じて、実証技術の普及に結び付け、さらに、制度的に先行している海外のエネルギー市場での実証を通じて、日本への成果の還元を目指す。これらの取り組みを通じて、日本のエネルギー関連産業の普及展開、国内外のエネルギー転換・脱炭素化、日本のエネルギーセキュリティに貢献することを目的としている。対象国は本邦域外におけるすべての国・地域としている。対象技術分野は以下のとおりである。

- ①電力系統監視・安定化技術
- ②分散型エネルギーシステムの構築及び調整力向上に資する技術
- ③余剰電力のエネルギー変換技術
- ④電化の拡大に資する技術
- ⑤低コストな水素関連技術（水素製造、輸送・貯蔵、利用）

- ⑥メタネーション等、削減・代替効果が期待できるカーボンリサイクル関連技術
- ⑦持続可能なバイオ燃料・合成燃料生産技術
- ⑧ビッグデータ、AI、分散管理技術等を用いたスマートシティ関連技術
- ⑨運輸分野のエネルギー転換・脱炭素化に資する技術
- ⑩IoT・AI等を活用した産業・業務・家庭分野におけるエネルギー効率化技術
- ⑪従来型ではない先進的な再エネ技術
- ⑫その他、エネルギー転換・脱炭素化に貢献する技術



出所 NEDO,国際実証事業パンフレット（第2版）, 2022年3月

図 7-4 エネルギー消費の効率化等に資する我が国技術の国際実証事業スキーム

表 7-2 エネルギー消費の効率化等に資する我が国技術の国際実証事業の実施期間／実施形態

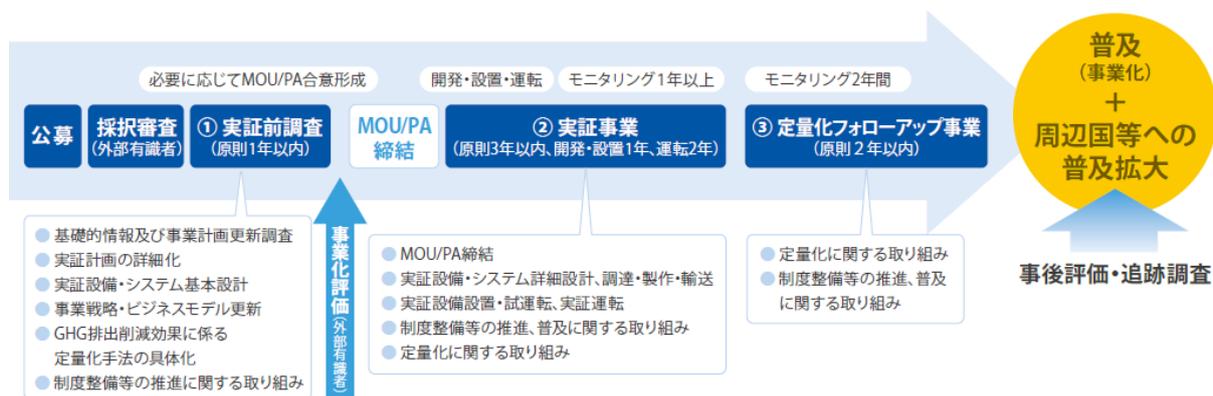
	調査	調査期間	実施形態	事業規模等
①	実証要件適合性等調査	1年以内	委託（労務費、その他経費等）※機械装置等費は対象外	1件20百万円以内
②	実証前調査	原則1年以内	助成（必要経費（労務費、その他経費、委託費・共同研究費）に以下の助成率を乗じた金額をNEDOが負担）※機械装置等費は対象外	・原則1件40百万円以内（実施者負担分を含む） 助成率：大企業 1/2、中小企業等 2/3
③	実証研究	原則3年以内（詳細設計～機器製作～輸送～据付～試運転～実証運転）	助成（必要経費（機械装置等費、労務費、その他経費、委託費・共同研究費）に以下の助成率を乗じた金額をNEDOが負担）	・原則1件40億円以内（実施者負担分を含む） ・助成率：大企業 1/2、中小企業等 2/3
④	フォローアップ	原則1年以内	助成（必要経費（労務費、その他経費、委託費・共同研究費）に以下の助成率を乗じた金額をNEDOが負担）※機械装置等費は対象外	・1件20百万円以内（実施者負担分を含む） ・助成率：大企業 1/2、中小企業等 2/3

出所 NEDO,国際実証事業パンフレット（第2版）, 2022年3月

(2) 民間主導による低炭素技術普及促進事業

海外において、今後普及が期待できる日本の低炭素技術・システムの有効性を実証し、温室効果ガス (GHG) の排出を削減する事業である。併せて二国間クレジット制度 (JCM) 等を通じ GHG 排出削減量を定量的に評価する。また、相手国の制度整備に日本政府と連携して取り組み、日本の低炭素技術・システムの一層の普及拡大を図る。これをもってパリ協定における目標達成に貢献することを目指す。対象国は、二国間クレジット制度 (JCM) パートナー国 (17 か国) 及び地球温暖化緩和策として対象技術分野に関する実証事業が有効な国 (ただし、外務省海外安全情報において、危険情報レベル 2 以上に指定されている地域は除く。) とされている。対象技術は、我が国が相手国側と協力しながら優位性を発揮し得る、「大規模な温室効果ガスの排出削減・吸収に寄与する低炭素技術・システム」のうち、以下を対象としている。

- ・ 各分野における ICT 等を用いた効率化・最適化に資する低炭素技術・システム
- ・ 先端技術等を用いたエネルギー利用高度化に資する低炭素技術・システム
- ・ 発電・送配電分野における高度化制御等により最適化・安定化等に資する低炭素技術・システム



出所 NEDO,国際実証事業パンフレット (第 2 版), 2022 年 3 月

図 7-5 民間主導による低炭素技術普及促進事業(委託事業)事業スキーム

表 7-3 民間主導による低炭素技術普及促進事業の実施期間／実施形態

	調査	調査期間	実施形態	事業規模等
①	実証前調査	原則 1 年以内	委託 (労務費、その他経費等) ※機械装置等費は対象外	1 件 40 百万円以内
②	実証	原則 3 年以内 (詳細設計～機器製作～輸送～据付～試運転～実証運転)	委託 (機械装置等費、労務費、その他経費等)	1 件 10 億円以内
③	定量化フォローアップ	原則 2 年以内	委託 (労務費、その他経費のうち、主たる経費のみ) ※機械装置等費は対象外 ※労務費とその他経費の一部	1 件 50 百万円以内

出所 NEDO,国際実証事業パンフレット (第 2 版), 2022 年 3 月