

令和 4年度

質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業

インドネシア国・エネルギー最適化に資する送電
線整備への民間資本活用に関する調査事業
報告書

令和 5 年 2 月 28 日

関西電力株式会社

目 次

1	調査の概要	5
1.1	調査の背景・経緯	5
1.2	調査の目的と対象地域	5
1.2.1	調査の目的	5
1.2.2	調査対象地域	5
1.3	調査方法	6
1.4	調査体制	6
1.4.1	体制	6
1.4.2	スケジュール	7
2	インドネシアの現状および課題	9
2.1	社会経済の概況	9
2.2	インドネシア電力セクターの概況	10
2.2.1	インドネシア電力セクターの組織構造	10
2.2.2	電力市場	11
2.2.3	世界的な送電事業における連系線の動向（国際連系線、電源線、供給線）	14
2.2.4	HVDC、HVAC送電技術とその投資コスト、再エネ普及との関係性	19
2.2.5	インドネシアにおける送電線設備と連系線の必要性	20
2.2.6	PLNの財務状況と送電投資コストについて	22
3	インドネシアの法制度上の事業可能性の検討	26
3.1	送電セクターへの民間投資に係る現行の規制状況	26
3.1.1	Law 30/2009による電気事業の分類	26
3.1.2	事業モデル	28
3.1.3	事業構造	31
3.1.4	送電線容量の利用・料金に関する IUPTLUライセンス	31

3.1.5	MEMR 10/2022に基づく価格の承認手続き:	32
3.1.6	通信・マルチメディア用送電線	33
3.1.7	ローカルコンテンツの使用	33
3.1.8	送電部門に関する電力法/規制の発展の可能性	34
3.2	PLNの調達プロセス	34
3.2.1	官民パートナーシップ	34
3.2.2	2015年大統領規則第38号	34
3.3	PLN調達ガイドライン	37
3.3.1	2017年大統領規則第14号	38
3.4	主要なプロジェクトライセンスおよび承認	40
3.4.1	空間利用活動の適合性	40
3.4.2	環境承認	46
3.4.3	水中設置許可証	49
3.4.4	送電線の開発に関する補償	53
4	他国における民間の送電事業参入に関する法制度例	55
4.1	本節の目的	55
4.2	英国の送電部門の規制枠組み	55
4.2.1	インターコネクター制度	56
4.2.2	OFTO制度	58
4.2.3	規制制度への参加	59
4.2.4	OFTO制度への参加	61
4.2.5	収益モデル	63
4.2.6	OFTOの収益モデル	68
4.3	ドイツにおける送電セクターの規制枠組み	71
4.3.1	送電セクターの規制枠組み	71
4.3.2	一般的な義務とその背景	71
4.3.3	TSOの分離・認証	72
4.3.4	送電料金設定	74
4.3.5	新規のインターコネクターの適用除外	77
4.3.6	送電事業の計画の承認の基準	78

4.4	インドネシア送電セクターに対する民間投資による便益と課題	81
4.4.1	送電案件の融資の検討	81
4.4.2	プロジェクトファイナンスとコーポレートファイナンスの比較	81
4.4.3	インドネシアにおける送電プロジェクトのリスクと資金調達の問題	82
4.4.4	契約条件の想定と課題	82
5	インドネシアの現地関係者との協業	92
5.1	ワークショップ	92
5.2	法務・商務・技術検討ワーキング	99
6	総括	109
6.1	まとめ	109
6.2	今後の課題	112

【略号一覧】

略号	英語およびインドネシア表記	日本語表記
ACOD FLOOR	Actual Cost of Debt Floor	融資コストフロア
AETI	Asia Energy Transition Initiative	アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ
AEMO	Australian Energy Market Operator	豪州エネルギー市場オペレーター
AMDAL	Analisa Mengenai Dampak Lingkungan	計画中の事業、活動による環境への影響の詳細検討に関する文書
BAFO	Best And Final Offer	最終オファー
BAPPENAS	Ministry of National Development Planning	国家開発企画庁
BBSP	Central Public Service Survey and Testing Center for Electricity	エネルギー鉱物省の独立行政法人
BLT	Build, Lease, Transfer	建設・リース・譲渡(方式)
BMT	Build, Maintenance, Transfer	建設・保守・譲渡(方式)
BOT	Build, Operation, Transfer	建設・運転・譲渡(方式)
BUMD	Badan Usaha Milik Daerah	地域所有企業
BUMN	Badan Usaha Milik Negara	国営企業省
COC	Cost of Capital	資本コスト
CUSC	Connection and Use of System Code	接続および使用のシステムコード
DEN	Dewan Energi Nasional	国家エネルギー審議会
DSO	Distribution System Operator	配電システムオペレーター
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	欧州送電系統運用者ネットワーク
EPC	Engineering, procurement, and construction	設計・調達・建設
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	連邦エネルギー規制委員会
FPA	Final Project Assessment	最終プロジェクト評価
GCA	Government Contracting Agency	政府契約機関

IIGF	Indonesia Infrastructure Guarantee Fund	インドネシアインフラ保証基金
IPA	Initial Project Assessment	初期プロジェクト評価
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
ISO	Independent System Operator	独立システムオペレーター
ITO	Independent Transmission Operator	独立送電オペレーター
ITT	Invitation to Tender	入札募集
IUJPTL	Izin Usaha Jasa Penunjang Tenaga Listrik	電気事業支援免許
IUPTLS	Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Sendiri	自身のために使用するための電力供給ライセンス
IUPTLU	Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Umum	電力補助事業ライセンス
KKPR	Konfirmasi Kesesuaian Kegiatan Pemanfaatan Ruang	空間利用活動の適合性の確認
KUD	Koperasi Unit Desa	村落協同組合
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources	エネルギー鉱物資源省
MOEF	Ministry of Environment and Forestry	環境森林省
MOF	Minister of Finance	財務省
MOMF	Ministry of Marine Affairs and Fisheries	海事漁業省
MOT	Ministry of Transportation	運輸省
NEP	Netzentwicklungsplan	ドイツの 10 カ年のネットワーク開発計画
NETS	Network for Electronic Transfers	全国送電システム
NGESO	National Grid Electricity System Operator	国有電力系統事業者
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets	英ガス電力市場監督局
OFTO	Offshore Transmission Owner	洋上送電所有者
OSS	Online Single Submission	オンライン申請
PCI	Projects of Common Interest	共通関心案件
PKKPR	Persetujuan Kesesuaian Kegiatan Pemanfaatan Ruang	空間利用活動の適合性に関する承認
PKKPRL	Persetujuan Kesesuaian Kegiatan Pemanfaatan Ruang Laut	海洋空間利用活動の適合性に関する承認
PLN	Perusahaan Listrik Negara	インドネシア電力公社
PPP	Public Private Partnership	官民パートナーシップ
RAB	Regulated Asset Base	規制資産ベース
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik	電力供給事業計画
SOE	State owned enterprise	国有企業
SPPL	Surat pernyataan pengelolaan lingkungan	事業の環境影響の管理および監視を実施する能力についての宣言書
TEP	Technology, Economics and Policy	EU の第三次エネルギー・パッケージ
TSO	Transmission System Operator	送電システム運営会社
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan	送電線 10 年開発計画
UKL-UPL	Usaha Pengelolaan Lingkungan-Usaha Pemantauan Lingkungan	環境管理および監視プロセスを概説する標準文書様式
VIU	Vertically Integrated Undertaking	垂直統合企業

1 調査の概要

1.1 調査の背景・経緯

インドネシアはASEANで最大の電力需要を誇っており、電力設備の開発が積極的に行われてきた。しかしながら、電源開発の中心は再生可能エネルギーを含め、ジャワ島が中心となっており、その他の島においては、未だ低効率な石炭火力やディーゼル等による発電が多くを占めており、エネルギーコスト、電力信頼度、CO2削減の観点において、最適化が図られていない。また、気候変動に伴う洪水や地滑りなどの災害が発生しており、気候変動問題への対応として脱炭素化が課題となっており、インドネシアのジョコ・ウィドド大統領は、COP26 首脳会合にて2030 年までにインドネシアの温室効果ガスの排出をネットで低下させ、2060 年までのカーボン・ニュートラルの達成目標を示した。

そのため、インドネシアにおいてはエネルギー最適化、エネルギーセキュリティ向上、脱炭素促進を目的として、ジャワ島を中心に島間の連系構想が構想されているものの、建設費が高額な海底ケーブルを必要とするため、インドネシア国営電力会社のPT. PLN (Perusahaan Listrik Negara (以下、PLN)) の負担が大きく計画通り進んでいない。多くのエネルギーポテンシャルを有するスマトラ島、スラウェシ島もあることから、インドネシア国内島間連系線では、ジャワースマトラ連系線、ジャワバリ連系線、国際連系線では、スマトラマレーシア、スマトラシンガポール連系線等島間、および周辺国との国際連系線なども多数計画されているが、未だに実現していない状況。

財政余力の厳しいPLNの状況も踏まえ、このたび民間資本活用における送電線事業の事業可能性を調査することで、制度案検討の促進を図るもの。

1.2 調査の目的と対象地域

1.2.1 調査の目的

かかる状況をふまえ、本事業可能性調査では、尼国全体のエネルギー最適化に資する島間連系を促進させるために、財務面のインパクトを抑える BOT 方式といった制度づくりを官民が連携し、構築・展開していくことを目的とする。

1.2.2 調査対象地域

尼国全土を対象とした。

1.3 調査方法

尼国における送電分野はPLN下での規制事業であり、事業開発・運営を進めていることから本調査検討にあたっては、PLNをはじめ、尼国政府の理解、協力が不可欠である。よって、本事業可能性調査では、先進国類似事例の紹介や、想定される便益などを丁寧に説明し、密にコミュニケーションを図り、関係箇所と協調して進めていくことを想定している。具体的には、以下の通り。

① 商務検討ワーキンググループ、技術検討ワーキンググループの設立・共同検討

尼国関係者と協調して進めていくため、2つのワーキンググループを立ち上げ、ゴール設定、課題の抽出、解決策の検討、日本の質の高い技術の適用など、密な連携で制度づくりに取り組んでいく。

② リーガルアドバイザー(再委託者)との協業による、制度の問題点、解決策の策定

上記ワーキングに加え、尼国の電力セクターに精通したリーガルアドバイザーと協業し、制度設計における問題点、解決策の策定など、第三者の目を積極的に取り入れ、慎重に検討を進める。また尼国だけでなく、ASEAN地域への制度導入拡大の検討を実施する。

③ エネ鉦省、日本政府関係者を含めたワークショップの開催

本取り組みは、日本政府が2021年5月の「日ASEANビジネスウィーク～toward Innovative and Sustainable Growth～」で発表したアジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ(以下“AETI”という)に大きく貢献する取り組みであることから、尼国政府および、日本政府の関係者によるワークショップを開催し、相互理解を図ることで検討を加速させていく。

1.4 調査体制

1.4.1 体制

調査体制は図1-1のとおり。関西電力(以下、関西)を主体に、関西電力送配電、および委託先のLinklatersと本調査を実施した。

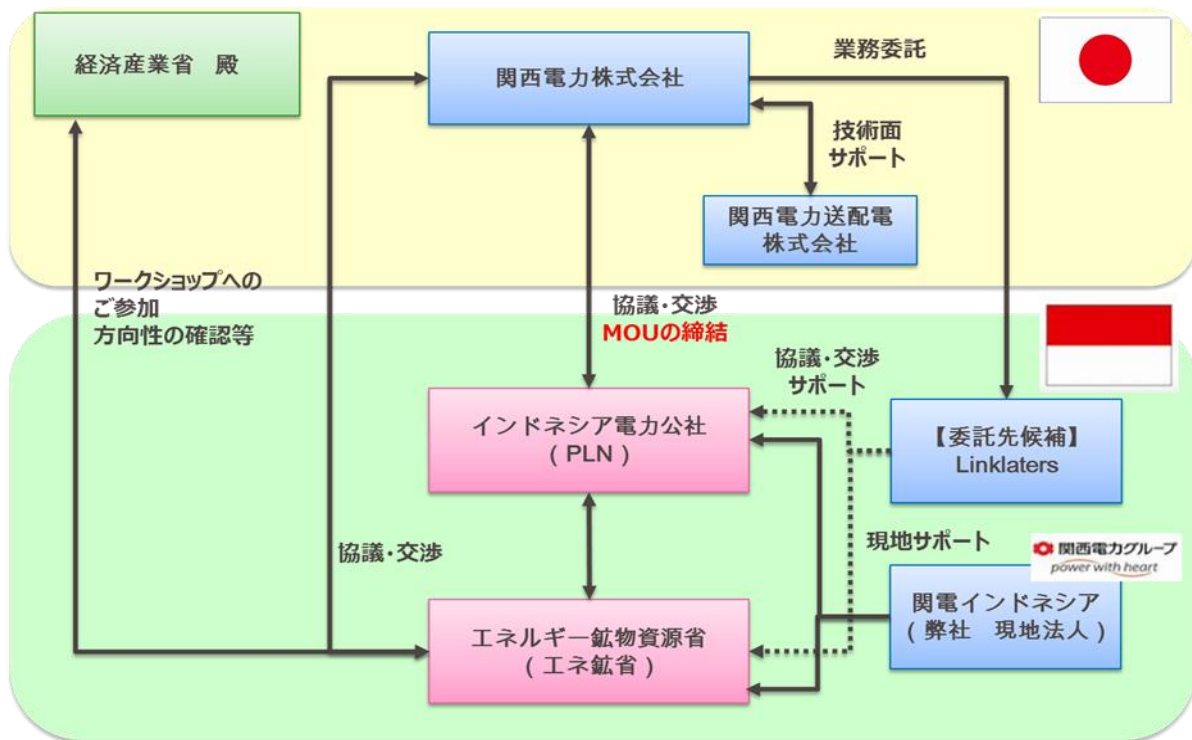


図1-1 実施体制図

1.4.2 スケジュール

1.3において記載した調査方法に基づいて、下記のスケジュールにて実施。途中、PLNの組織改正により、担当部署の再整理、および経緯の再説明等一部手戻りが発生したが、尼国政府、日本政府関係者を交えたワークショップの開催、および法務・商務・技術検討ワーキンググループを実施に至った。

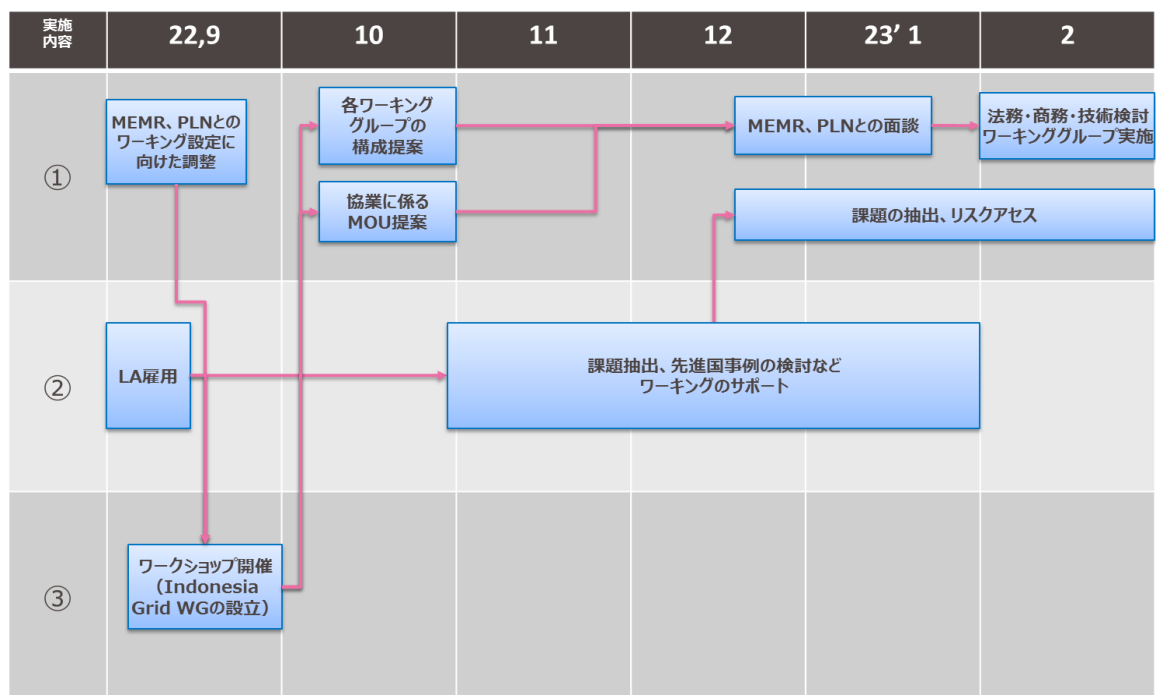


図1-2 スケジュール

2 インドネシアの現状および課題

2.1 社会経済の概況

インドネシアはアジア大陸とオーストラリア大陸の間に位置し、インド洋と太平洋の間に囲まれた赤道近辺の広大な海域にある約17,500の島々からなる世界最大の島嶼国で、主な島にジャワ、スマトラ、スラウェシ、カリマンタン、バリ、パプアがあり、国土面積は約192万km²と日本の約5倍である。ジャワ人、スンダ人、マドゥーラ人等マレー系、パプア人等メラネシア系、中華系、アラブ系、インド系等の約300におよぶ多様な民族で構成され、2020年のインドネシア政府統計では、世界第4位の約2億7000万人の人口を擁しており、ジャワ島西部に位置する首都ジャカルタは、人口約1,000万人のインドネシア最大の都市である。(ジャワ(56%)、スマトラ(22%)、スラウェシ(7%)、カリマンタン(6%)、バリ(6%)、パプア(3%)) また、インドネシアでは宗教選択の自由が掲げられており、国が認めた5つの宗教(イスラム教(87%)、プロテスタント(7%)、カトリック(3%)、仏教(2%)、ヒンズー教(2%))が信仰されている。

外貨の積極的な導入と石油をはじめとした豊富な天然資源を背景として、インドネシア経済は大きく成長し、特に1989年から1996年にかけては年率6%~7%の連続成長となった。しかし、1997年に起きたアジア通貨危機をきっかけとして大きく後退し、1998年には経済成長率-13%まで落ち込んだため、インドネシア政府はIMFとの合意に基づき、銀行部門と企業部門を中心に経済構造改革を断行した。政治社会情勢および金融の安定化、個人消費の拡大を背景として、2005年以降の経済成長率は、世界金融・経済危機の影響を受けた2009年を除き、5%後半~6%台という比較的高い成長率を達成しており、2010年には一人あたりGDPが3,000ドルを突破したが、経常収支の赤字化や通貨安もあり、輸出促進による収支改善が課題である。2020年前半から2021年前半までの経済成長率は新型コロナウイルスの影響により、アジア通貨危機以来のマイナス水準となっていたが、2021年後半からプラス成長を維持し、2021年は輸出入額共に過去最高記録を樹立しており、一人あたりGDPは4,349ドルとなった。インドネシア経済が中長期的に持続的な発展を遂げるために、ジョコ大統領は「1. 教育・制度の質を高め、社会保障改革を加速することで、生産性、革新性、競争力を備えた優れた人材の質を向上」、「2. エネルギー、食料、コネクティビティ、情報通信技術(ICT)の分野における経済変革の基盤となるインフラ設備の開発を加速」、「3. 官僚改革と規制の簡素化を実現」、「4. 輸出を軸とした高付加価値の川下産業による経済活動を増加し、産業活性化を促進」と「5. インドネシアにおけるグリーンエコノミーの開発と発展を促進」を重要項目として掲げている。

またジョコ政権は、2019年9月に、インドネシアの首都機能をジャカルタからカリマンタン島に移転させることを正式決定した。現在インドネシアにおいては、行政や経済機能がジャカルタに一極集中しており、市内

周辺などによって慢性的な渋滞、地盤沈下や洪水問題が発生しているため、行政機能を東カリマンタンへ移転することで、こういった問題を解決しようとするものである。

移転費用については、現状466兆ルピアにのぼる見通しであり、新首都への移転作業は2024年から開始する予定である。

2.2 インドネシア電力セクターの概況

2.2.1 インドネシア電力セクターの組織構造

インドネシアの電力セクターにかかわる行政組織は、エネルギーの開発および利用分野における統合政策の策定を担当する国家エネルギー審議会(DEN)、国家の開発政策・計画の策定・調整を担う国家開発企画庁(BAPPENAS)、資源・エネルギー分野全般を所掌するエネルギー鉱物資源省(MEMR)、国有電力会社PLNを所有・管理する国営企業省(BUMN)、予算を承認する財務省(MOF)がある。電気事業は、発電をPLNと独立系発電事業者(IPP)が担い、送配電と小売を基本的にPLNが担うが、PLNの電力系統と連系していない地域においては、オフグリッドで村落協同組合(KUD:Koperasi Unit Desa)が担っている。

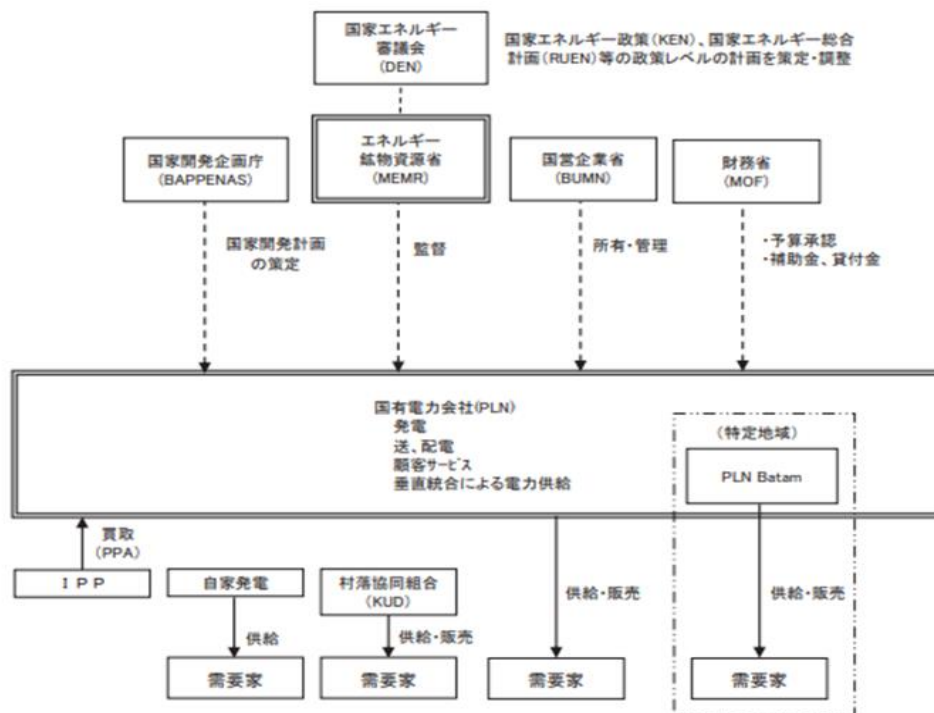


図2-1 電力セクターにかかわる行政組織と電気事業体制

出典:海外電力調査会 海外諸国の電気事業 インドネシア共和国(2022)

2.2.2 電力市場

インドネシアにおける電力需要は、2012年の販売電力量1,740億kWhから、経済成長に応じて堅調に拡大し、2021年には約1.5倍の2,551億kWhとなった。今後は2030年にかけて年平均成長率4.9%での需要拡大が見込まれており、地域別では、電力需要が集中するジャワ・バリ系統では、2021～2030年の電力需要の年平均増加率が4.0%、最も高い成長率はマルク・パプア・スサトゥンガラ地域の8.5%で、続いてカリマンタン地域の7.8%、スラウェシ地域の6.9%、スマトラの6.6%であり、需要規模は小さいものの、インドネシア東部地域が高くなる見込みである。

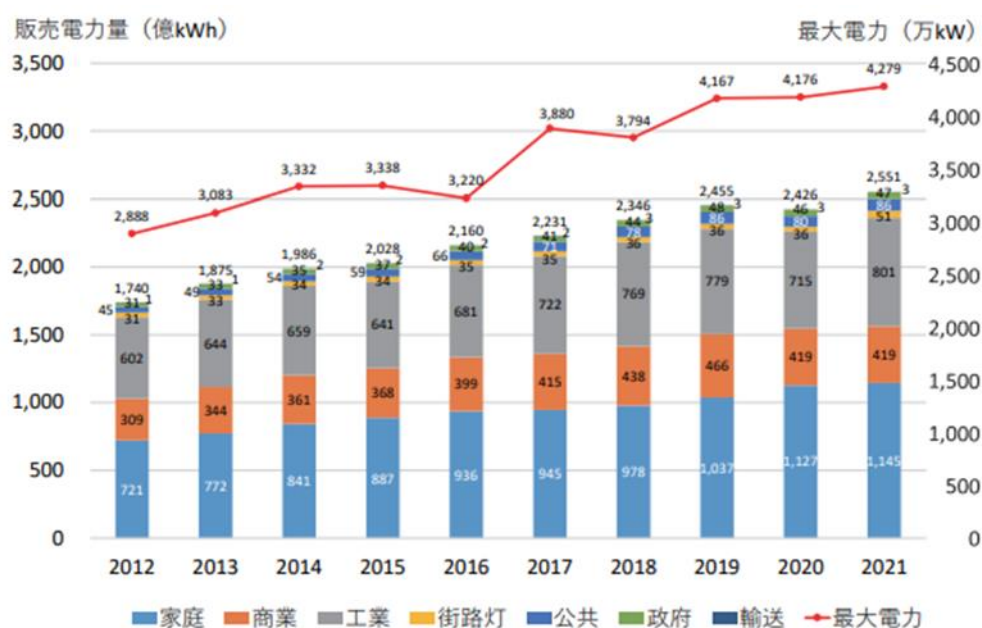


図2-2 用途別販売電力量と最大電力の推移

出典：海外電力調査会 海外諸国の電気事業 インドネシア共和国(2022)

電化率は順調に向上しており、2021年で99.45%に達し、政府は目標である電化率100%に向けて、PLNと協力して電化率が比較的低い東スサトゥンガラ州やマルク州、パプア州等で系統整備や電源開発を進めている。

2021年における電源別発電電力量の構成比は、石炭火力65.7%、ガス火力19.4%、水力6.8%、再エネ5.7%、ディーゼル2.2%であり、石炭火力への依存が依然として高く、また外島部ではディーゼルの割合が高く、全体の22%を占めている。

インドネシアは2060年ネットゼロを目標として掲げ、MEMRが2030年以降の電源開発シナリオを検討しており、2060年の電源容量は5億8,700万kW(2021年:7,453万kWの約8倍)で、太陽光を中心とした新エネ・再エネのみによる電源構成を想定している。電源開発のシナリオとしては、2030年までの新設

電源容量は4,058万kWで、再エネが51.6%（水力25.6%、地熱8.3%、太陽光11.5%、その他6.2%）、火力が48.4%（石炭火力34.1%、ガス火力14.4.%）である。2030年以降は新設電源を新エネ・再エネに限定して、特にポテンシャルが大きい太陽光を中心とした再エネ比率を増加し、それに伴って蓄電池や水素による電力貯蔵システムを大量導入することで、安定供給を維持させる方針である。石炭火力は段階的に廃止予定であり、2056年までに全石炭火力を廃止すると公表している。なお原子力発電は、現時点で商用運転しているものはなく小型実験炉があるのみだが、シナリオでは系統安定化を目的として2049年に初号機を導入し、2060年までに3,500万kWとする計画である。



図2-3 PLN の発電電力量と購入電力量

出典:海外電力調査会 海外諸国の電気事業 インドネシア共和国(2022)

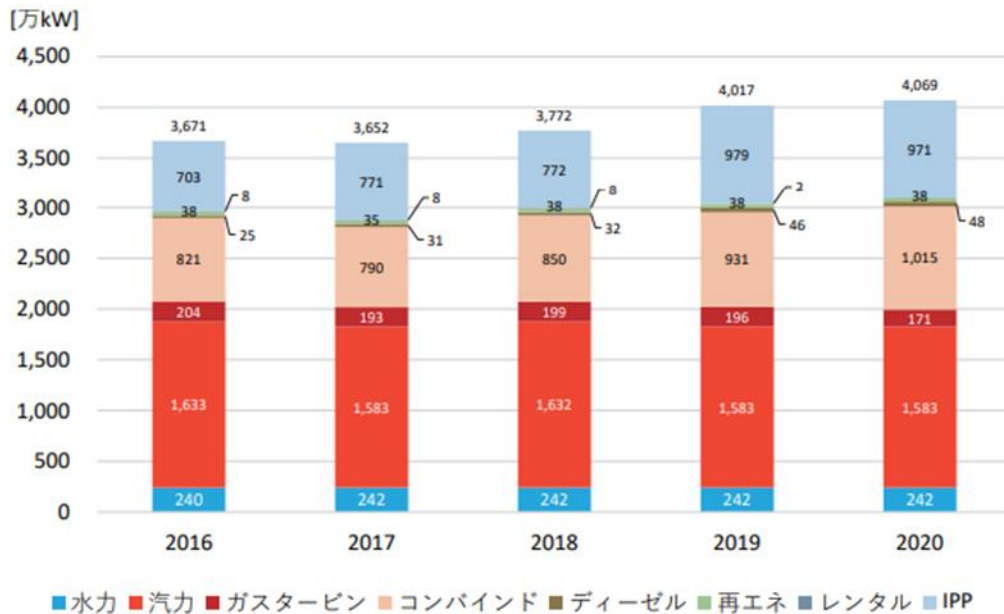


図2-4 地域別の電源別発電設備容量推移(PLN 系統接続分) ジャワ島

出典:海外電力調査会 海外諸国の電気事業 インドネシア共和国(2022)

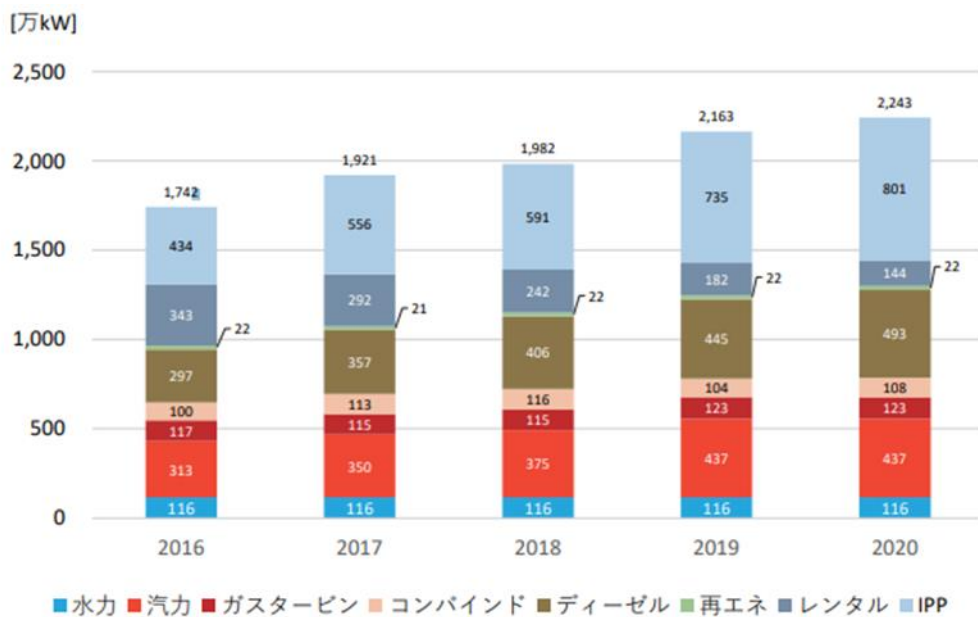


図2-5 地域別の電源別発電設備容量推移(PLN 系統接続分) 外部島

出典:海外電力調査会 海外諸国の電気事業 インドネシア共和国(2022)

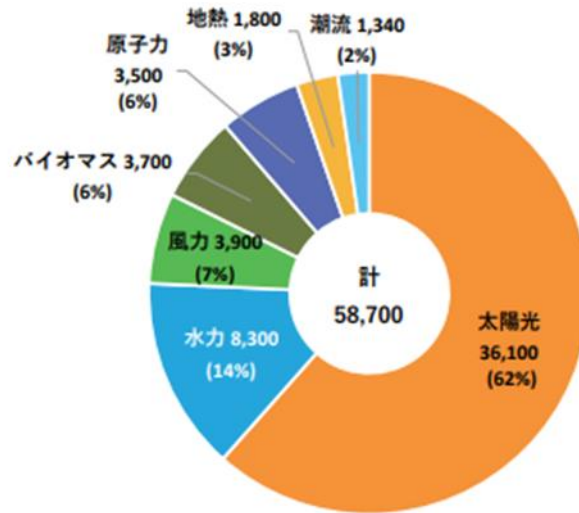


図2-6 2060年の発電設備構成計画 (単位: 万kW)

出典: 海外電力調査会 海外諸国の電気事業 インドネシア共和国 (2022)

2.2.3 世界的な送電事業における連系線の動向 (国際連系線、電源線、供給線)

世界中でエネルギーの最適化、脱炭素の促進、エネルギーセキュリティ向上などを目的として、国際連系線など送電線に対する投資が積極的に推進されている。特に欧米諸国などを中心に、多国間を接続する国際連系線や、洋上風力の電源を送電する電源線などの普及が図られている。それぞれ各エリアの特徴を述べると、以下のとおりである。

【欧州】

欧州においては、国家間のエネルギー最適化する目的で国際連系線が多数設置されており、相互融通レベルを10%以上とする目標などを定め、国際連系線を促進している。また英国においては、英国の規制機関OFGEMによる連系線導入を2030年までに18GWと定め、主に海底ケーブルを用いた国際連系線の導入を図っている。

欧州においては、主に欧州送電事業者ネットワーク(ENTSO-E)によるTYNDPに基づき国際連系線を建設してゆくが、交流送電線により多国間連系を行っており東欧、北欧地域を中心に他国間ネットワークの構築が進んでいる。

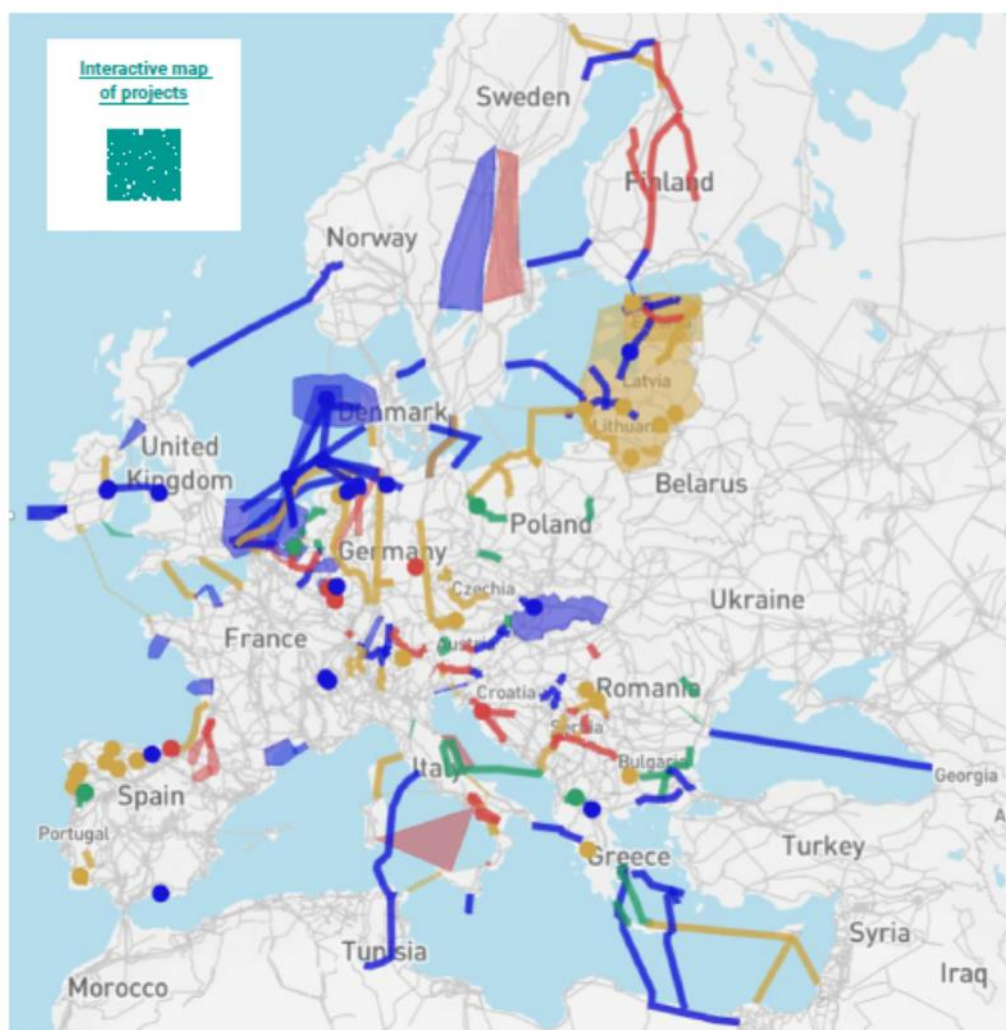


図2-7 2022年TYNDPでの連系線マップ(緑-建設中、黄-許認可済、赤-許認可前、青-計画中)

出典: High-Level Report TYNDP 2022

例えば英国をベースに、2021年1月においてIFA2(1GW)、2021年10月においてノルウェーとの国際連系線 North Sea Link(1.4GW)や、デンマークとの国際連系線Viking Link(1.4GW)やドイツとの国際連系線Neuconnect(1.4GW)などが運開もしくは建設している。

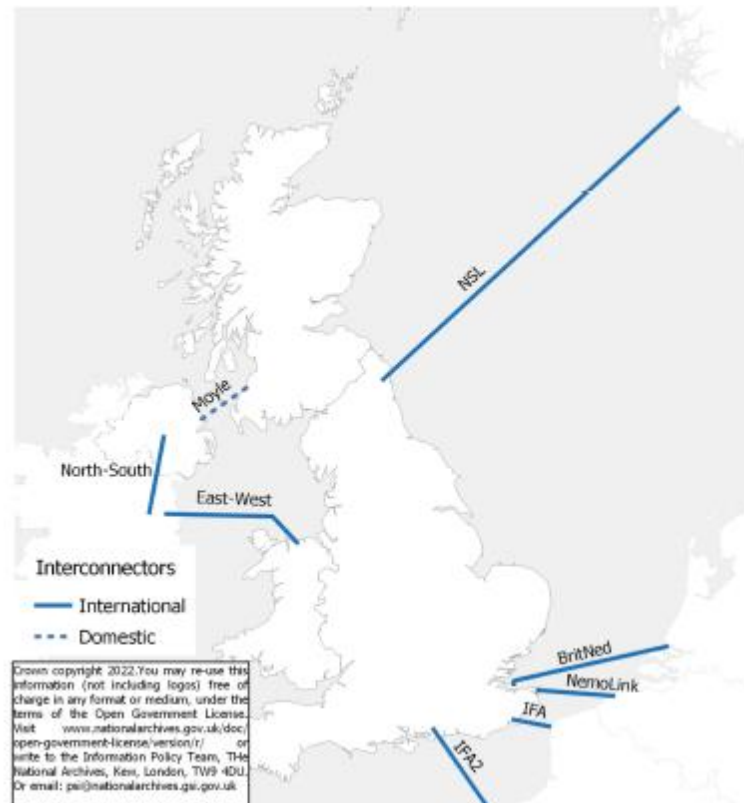


図2-8 英国における既存連系線

出典： Electricity interconnectors in the UK since 2010

洋上風力の導入に対して英国・欧州は積極的であり、2030年には50GWの導入目標を掲げている。英国では洋上風力送電線は、電源線として設置されている。

ドイツ、オランダ、デンマークにおいても2030年を目標に数十GWの風力発電を導入予定であり、それに付随する電源線が建設される予定である。またその他の周辺国においても、至近のエネルギー価格の高騰などを受け、積極的に導入が期待されている。

【北米】

地域内での系統混雑を解消する上で、連邦エネルギー規制委員会 (FERC) が管理を行っており、Oeder890、1000条に基づき地域内基幹系統送電線の増強を図っている。また北米、カナダ間の国際連系線の建設も行われており、近年においては、カナダ・ケベック州と米国・ニューヨーク州を結ぶ直流送電線の建設が行われており、2026年の運開を目指している。

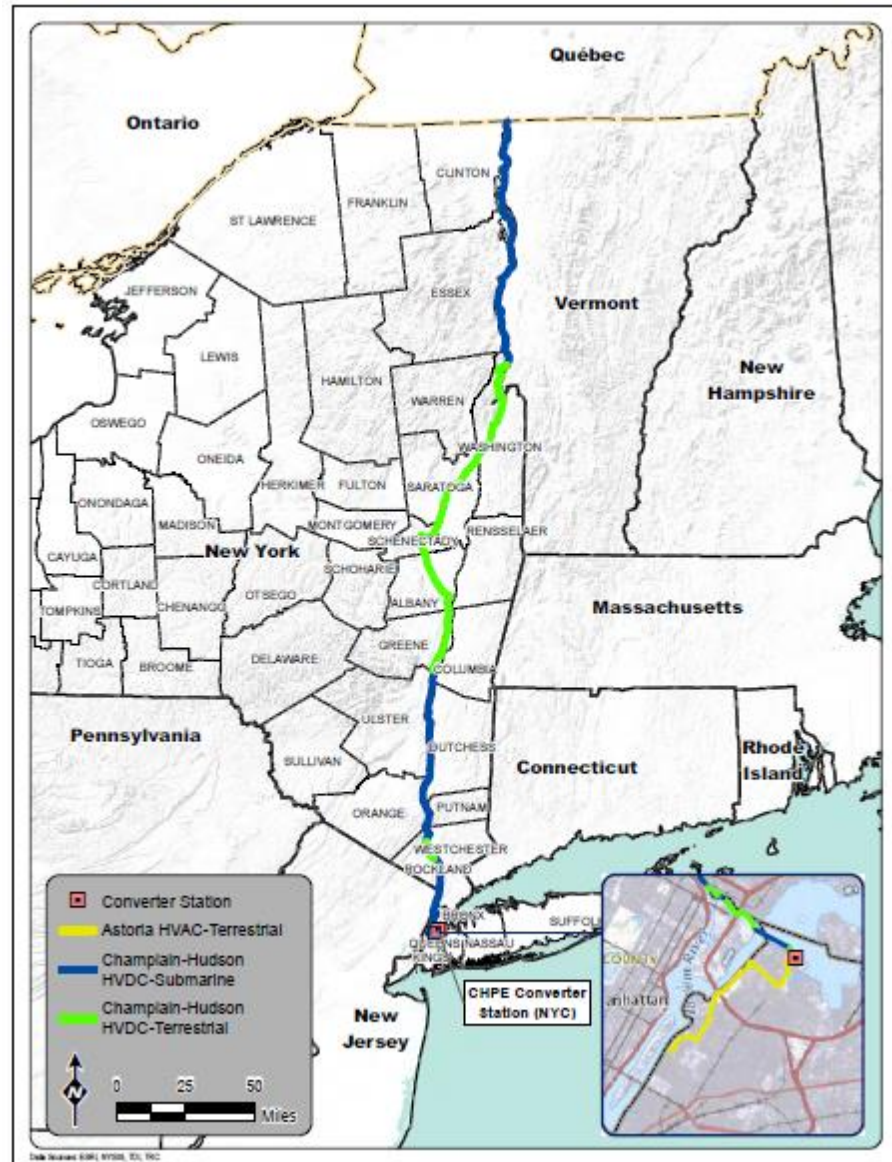


図2-9 CHPEケーブルルート図

出典： Champlain Hudson Power Express HP

また米国のニューヨーク州およびニュージャージー州においては、洋上風力用の送電線整備が計画されており、ニューヨーク州9GW、ニュージャージー州7.5GWの風力発電の導入を目指し、開発が推し進められている。

【豪州】

豪州エネルギー市場オペレーター (AEMO) の計画委より、国内送電線の増強を図っている。連系線としては、例えば、2002年に運開したオーストラリア南部とビクトリア州を連系する陸上直流連系線であるMurraylinkや2003年に運開したタスマニア州の水力発電を本土に送電するBasslinkなどがある。



図2-10 Basslinkケーブルルート図

出典: Basslink HP

また南東部などにおいては今後洋上風力の開発が計画されており、付随する海底ケーブル送電設

備の建設が進むものを思われる。

【中東】

中東地域においても連系線の導入は盛んであり、クウェート、サウジ、バーレーン、カタール、UAE、オマーンを繋ぐネットワークに加えて、サウジ、エジプトなど更にネットワークを拡大してゆく動きが見られている。

また洋上のオイルガス設備を、従来の発電設備から海底ケーブルを用いた送電設備に切り替える動きもあり、UAEにおいては、UAEにおいては陸上から洋上に海底ケーブルを通した供給設備に関する計画が進んでいる。

【アジア】

アジアにおける連系線としては、タイとマレーシアを結ぶ連系線やマレーシアとシンガポールを結ぶ送電線などがある。これは直流連系により連系されている。

国内連系線ではマレーシア半島とサラワク州を結ぶプロジェクトSarpenや、インドネシア島間を連系するプロジェクトが計画されているが、長距離の海底ケーブルが必要となっている。

2.2.4 HVDC、HVAC送電技術とその投資コスト、再エネ普及との関係性

送電設備を考える際に、交流送電および直流送電設備が必要となるが、その選択基準としては送電距離が基準となっている。架空送電においては距離400～500km、海底ケーブルにおいては距離50km程度が交流、直流を選択する上での基準となっている。

交流送電設備においては、変電設備、交流送電設備(架空送電線、ケーブル)によって構成されるが、長距離・大容量化に比例して、そのコストは増大する。また海底における設備(海底ケーブル、洋上変電所)などによっては、コストが大幅に上乗せされることになる。また一般的に連系線は、大容量、長距離であること多く、付随する調相設備など更なるコストが必要となる。

直流設備においては、交直変換設備、直流送電設備(架空送電線、ケーブル)となる。一般的に直流変換設備は、交流変電設備よりも同容量ではコストがかかり、長距離でのロス等を考慮することによって交流送電よりもコストが優位になる。また直流設備のみならず、接続する先の交流設備のアップグレードも必要になってくる。



図2-11 自励式直流変換器図

出典： Hitachi Energy HP

変電設備、変換所のコストは容量に依存するものの数百MUSDレベルのコストがかかる。また架空送電設備および海底ケーブルにおいては、距離に依存するものの数百MUSDレベルのコストがかかるため、総合的に投資コストは数百MUSD、bnUSDレベルを必要とする。多額の投資コストを必要とするため世界レベルにおいても送電線投資が十分でなく、送電線における渋滞を引き起こしているのが現実である。

再生エネルギー導入においては、既存送電線に対して新たな潮流となることが多く新規の送電投資を必要とすることが多い。例えばドイツにおいては、北部洋上に風力設備が設置されているが南部需要地に対して南北の送電線の渋滞問題により十分な電力を届けることができていない。そのため、南北の連系線投資が必要となっている。また洋上風力そのものに対しても洋上から陸上へ電力を供給するために、洋上設備と海底ケーブルといった送電設備が必要となっており、再エネ導入において送電線投資は欠かせない。

また再生エネルギーにおいては、時々刻々と発電能力が変動するため、その変動抑制のため送電線を増強する必要がある。特に地域毎の日射量や風況により発電用が変動する際や時差によりピーク出力が変動する際においては、2つの地点を連系することによって変動を抑制する方向に潮流が流れる。

ゼロカーボン社会を実現させるためには再生エネルギー発電の導入が不可欠であり送電性投資と両輪となっているが、実際は投資が不十分であり導入に制約がかかっているというのが実情である。

2.2.5 インドネシアにおける送電線設備と連系線の必要性

インドネシアにおいて、電源の最適化、エネルギーセキュリティの向上、再生化エネルギー最適化を目的として、島間連系が考えられている。インドネシアにおいてはスマトラ島、ジャワ島、スラウェシ島、

カリマンタン島、バリ島、パプアニューギニア島などがあるが、それぞれについては電力供給について島内で完結しているのが現状である。

しかしながら、それぞれに対して島間連系を実施すれば、インドネシアにおける電源を有効活用することに繋がり、同国における便益性を向上させるものと考えられる。連系においては、それぞれの連系線に対する投資額や運転コストに対して、それぞれの連系線がどれだけの便益を有するか評価する必要がある。とりわけ脱炭素社会への貢献は重要なファクターであり、総合的に優先順位をつけ判断してゆく必要がある。

インドネシア国は特に水力電源や太陽光発電において高いポテンシャルを有しているが、その発電エリアは偏在しており、需要と供給がマッチングしていない。そのため、高い発電能力を有する島と、化石燃料の比率が高い島（例えばジャワ島など）を連系することにより、電源設備の最適化が行われ、ゼロカーボン社会の実現につながる。

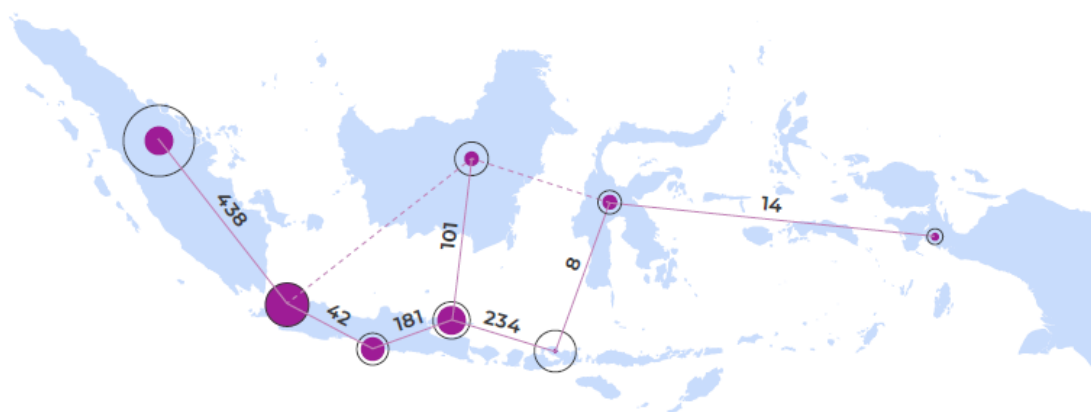


図2-12 インドネシアにおける島間連系イメージ

出典： IESA, Deep decarbonization of Indonesian's energy system: A pathway to zero emission by 2050

またインドネシアにおける島間は数百~千kmの亘長に渡るものであり、投資コストも大きなものとなる。今後、インドネシアにおけるエネルギーの最適化を図る上で重要な送電線となるが、そのコストの負担が大きな課題となってくるものと考えられる。そのためこういった巨額投資を実現させるためには、PLN単独での投資形態を分析したうえで、プロジェクトファイナンス等の活用による促進など様々なオプションを考える必要があるものと考えられる。

具体的な計画としては国内送電線としてはジャワ島とスマトラ島を結ぶジャワ―スマトラ島連系線や、ジャワ島とバリ島を結ぶジャワ―バリ送電線などが計画されている。また国際連系線としては、スマトラ島とマレーシアを結ぶスマトラ―マレーシア連系線、スマトラ―シンガポール連系線などがある。

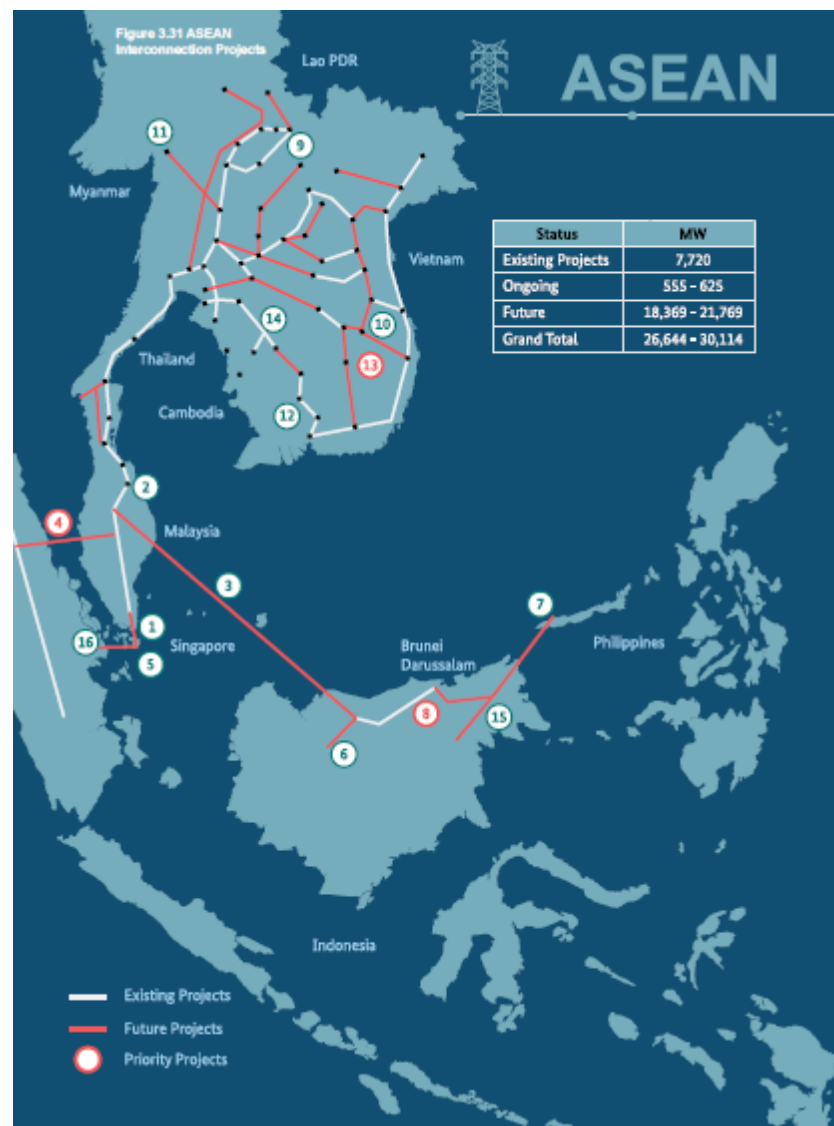


図2-13 アジアにおける構想段階連系線プロジェクト

出典: The 7th ASEAN Energy Outlook

2.2.6 PLNの財務状況と送電投資コストについて

PLNの2022年の損益計算書を見ると収入が211兆ルピアであるが、そのうち支出が175兆ルピアである。実際利益は36兆ルピアとなるが、補助金が収入の26兆ルピアを占めており、大部分が国からの下支えによる収益となっている。

	Catatan/ Notes	2022 (Enam Bulan / (Six Months)	2021 (Enam Bulan / (Six Months)	
PENDAPATAN USAHA				REVENUES
Penjualan tenaga listrik	37	150,550,915	140,489,125	Sale of electricity
Penyambungan pelanggan	23	382,480	202,187	Customer connection fees
Subsidi listrik Pemerintah	38	26,189,358	24,552,648	Government's electricity subsidy
Pendapatan kompensasi	16	31,226,832	8,883,059	Compensation income
Lain-lain	39	3,310,867	1,791,540	Others
Jumlah Pendapatan Usaha		211,660,232	175,918,557	Total Revenues
BEBAN USAHA				OPERATING EXPENSES
Bahan bakar dan pelumas	40	69,073,657	53,640,475	Fuel and lubricants
Pembelian tenaga listrik	41	58,593,770	50,897,066	Purchased electricity
Sewa	42	1,930,876	2,224,947	Lease
Pemeliharaan	43	9,790,204	10,362,312	Maintenance
Kepegawaian	43	11,660,290	12,613,758	Personnel
Penyusutan aset tetap	6	19,467,134	18,778,576	Property, plant and equipment depreciation
Penyusutan aset hak-guna	7	1,270,402	1,324,135	Right-of-use assets depreciation
Lain-lain	45	3,694,740	2,055,967	Others
Jumlah Beban Usaha		175,481,073	151,897,296	Total Operating Expenses
LABA USAHA		36,179,159	24,021,261	OPERATING PROFIT
Penghasilan (beban) lain-lain - bersih	47	326,290	1,839,326	Other income (expense) - net
Keuntungan (kerugian) kurs mata uang asing - bersih		(5,346,581)	(4,427,163)	Gain (loss) on foreign exchange - net
Penghasilan keuangan		482,687	483,920	Financial income
Beban keuangan	46	(9,729,130)	(11,674,858)	Financial cost
LABA SEBELUM PAJAK		21,912,425	10,242,486	PROFIT BEFORE TAX
BEBAN PAJAK	48	(4,532,334)	(3,618,665)	INCOME TAX EXPENSE
LABA PERIODE BERJALAN		17,380,091	6,623,821	PROFIT FOR THE PERIODE

図2-14 2022年PLN損益計算書

出典： PLN HP

そのためPLNの収支状況は長年厳しい状況が続いており、財務上は補助金により黒字収支を続けているためバランスシート上では債務超過となっていないものの、補助金依存による体質なため健全な状態とは言えずバランスシートの拡大を出来る限り避けるべきと考える。

また海底ケーブルを用いた連系線の投資コストに関しては、通常bn USD単位の投資金額となるため、1社のみでの投資になると非常に負担が大きい。既にPLNは1,421兆ルピアの電力資産を貸借対照表にて計上しており、島間連系を達するためには、更なる拡大につながる。そのためPLN単体での設備投資よりも、外資を含めたコンソーシアム上での投資などを活用すると負担を軽減することが可能となる。

	Catatan/ Notes	30 Juni/ June 30, 2022	31 Desember/ December 31, 2021	
LIABILITAS JANGKA PENDEK				CURRENT LIABILITIES
Utang usaha				Trade payables
Pihak berelasi	31	16,849,070	20,566,633	Related parties
Pihak ketiga	31	32,799,395	27,338,123	Third parties
Utang pajak	33	3,122,471	1,998,768	Taxes payable
Biaya masih harus dibayar	34	6,343,918	6,528,616	Accrued expenses
Uang jaminan langganan	35	16,137,957	15,584,069	Customers' security deposits
Utang biaya proyek	36	2,725,945	114,546	Project cost payable
Pendapatan ditangguhkan	23	932,426	740,907	Deferred revenue
Liabilitas derivatif	56	-	107,271	Derivative liabilities
Utang jangka panjang jatuh tempo dalam satu tahun				Current maturities of long-term liabilities
Penerusan pinjaman	24	2,827,986	2,920,412	Two-step loans
Utang kepada Pemerintah dan lembaga keuangan				Government and non-bank
Pemerintah non-bank	25	750,000	1,960,686	Government financial institution loans
Utang sewa	26	3,843,423	4,570,040	Lease liabilities
Utang bank	27	37,527,850	26,841,397	Bank loans
Utang obligasi dan sukuk ijarah	28	5,611,134	5,420,392	Bonds payable and sukuk ijarah
Utang listrik swasta	29	489,625	457,545	Electricity purchase payable
Utang KIK - EBA	28	149,972	569,578	KIK - EBA loans
Liabilitas imbalan kerja	50	10,579,477	10,320,993	Employee benefits liabilities
Utang lain-lain	32	17,433,884	20,498,504	Other payables
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek		158,124,533	146,538,480	Total Current Liabilities
JUMLAH LIABILITAS		640,114,570	631,609,333	TOTAL LIABILITIES
JUMLAH EKUITAS DAN LIABILITAS		1,639,844,171	1,613,216,456	TOTAL EQUITY AND LIABILITIES

	Catatan/ Notes	30 Juni/ June 30, 2022	31 Desember/ December 31, 2021	
LIABILITAS DAN EKUITAS				LIABILITIES AND EQUITY
EKUITAS				EQUITY
Ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk				Equity attributable to owners of the parent
Modal saham - nilai nominal Rp1 per saham				Capital stock - par value of Rp1 per share
Modal dasar - 439,000,000 saham				Authorized - 439,000,000 shares
Modal dilempahkan dan disetor penuh				Subscribed and paid-up
145,536,096 saham pada 30 Juni 2022 dan				145,536,096 shares, as at June 30, 2022 and
135,460,886 saham pada 31 Desember 2021.	21	145,536,096	135,460,886	135,460,886 shares, as at December 31, 2021.
Tambahan modal disetor	22	34,608	34,608	Additional paid-in capital
Penyertaan modal Negara dalam proses penerbitan saham	21	-	10,075,210	Stock subscription from Government in issuance process
Saldo laba				Retained earnings
Ditentukan penggunaannya	21	64,657,026	64,657,026	Appropriated
Tidak ditentukan penggunaannya	21	102,308,694	84,962,218	Unappropriated
Penghasilan komprehensif lain		686,150,432	685,408,045	Other comprehensive income
Ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk		998,686,856	980,597,993	Equity attributable to owners of the parent
Kepentingan non-pengendali		1,042,745	1,009,130	Non-controlling interests
Jumlah Ekuitas		999,729,601	981,607,123	Total Equity
LIABILITAS JANGKA PANJANG				NON-CURRENT LIABILITIES
Liabilitas pajak tangguhan	48	48,638,023	45,576,375	Deferred tax liabilities
Pendapatan ditangguhkan	23	16,527,468	13,271,056	Deferred revenue
Utang jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam satu tahun				Long-term liabilities - net of current portion
Penerusan pinjaman	24	29,152,970	31,778,793	Two-step loans
Utang kepada Pemerintah dan lembaga keuangan				Government and non-bank
Pemerintah non-bank	25	2,565,785	2,927,754	Government financial institution loans
Utang sewa	26	8,404,045	10,471,903	Lease liabilities
Utang bank	27	128,545,418	139,045,012	Bank loans
Utang obligasi dan sukuk ijarah	28	191,828,365	187,734,643	Bonds payable and sukuk ijarah
Utang listrik swasta	29	5,694,705	5,711,211	Electricity purchase payable
Liabilitas imbalan kerja	50	50,169,675	48,087,727	Employee benefits liabilities
Utang lain-lain	32	463,583	466,379	Other payables
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang		481,990,037	485,070,853	Total Non-current Liabilities

	Catatan/ Notes	30 Juni/ June 30, 2022	31 Desember/ December 31, 2021	
ASET				ASSETS
ASET TIDAK LANCAR				NON-CURRENT ASSETS
Aset tetap	6	1,421,041,143	1,427,058,358	Property, plant and equipment
Aset hak-guna	7	28,450,882	29,782,537	Right-of-use assets
Properti investasi	8	5,399,124	5,451,410	Investment properties
Investasi pada entitas asosiasi	9	7,248,478	8,547,447	Investments in associates
Investasi pada ventura bersama	9	14,584,325	11,263,392	Investments in joint ventures
Aset pajak tangguhan	48	194,340	284,705	Deferred tax assets
Piutang pihak berelasi	10	1,213,939	1,180,081	Receivables from related parties
Rekening bank dibatasi penggunaannya	11	4,323,817	4,861,882	Restricted cash in banks
Piutang lain-lain	17	2,335,449	1,145,978	Other receivables
Pajak dibayar di muka	19	14,039,830	17,112,377	Prepaid expenses and advances
Piutang dari Pemerintah	18	17,577,755	18,254,891	Receivables from Government
Aset tidak lancar lain	12	4,821,583	4,422,025	Other non-current assets
Jumlah Aset Tidak Lancar		1,521,228,465	1,527,305,081	Total Non-current Assets
ASET LANCAR				CURRENT ASSETS
Kas dan setara kas	13	28,454,337	37,968,399	Cash and cash equivalents
Rekening bank dibatasi penggunaannya	11	40,061	208,279	Restricted cash in banks
Investasi jangka pendek	14	912,374	297,720	Short-term investments
Piutang usaha				Trade receivables
Pihak berelasi	15	2,107,646	2,142,888	Related parties
Pihak ketiga	15	22,904,978	21,659,500	Third parties
Piutang dari pemerintah	18	44,445,000	8,300,000	Receivables from Government
Piutang lain-lain	17	1,418,373	1,249,818	Other receivables
Persediaan	18	14,450,712	10,393,419	Inventories
Pajak dibayar di muka	19	2,489,029	2,701,520	Prepaid taxes
Biaya dibayar di muka dan uang muka	20	998,285	808,968	Prepaid expenses and advances
Piutang pihak berelasi	10	118,947	183,088	Receivables from related parties
Aset derivatif	57	295,984	-	Derivative assets
Jumlah Aset Lancar		118,615,706	85,911,375	Total Current Assets
JUMLAH ASET		1,639,844,171	1,613,216,456	TOTAL ASSETS

図2-15 2022年PLN貸借対照表

出典: PLN HP

ファイナンスコストとしては借入主体の信用力に比例するため、PLNの信用力をベースとした借り入れ(Moody's Baa2)よりも、外的資本などを活用したプロジェクトファイナンス等で設備投資を行うと信用力をを用いて借入コストを低減できる等、単独出資よりも効率的に大型インフラ整備を図ることができる。加えて債務増大による信用力低下を防ぐことも可能となり、借入コスト増大も防ぐことが可能となる。

現状インドネシア送電セクターにおいてはPLNの単独投資となっているが、プロジェクトファイナンスなどを活用した投資形態を考慮する必要がある。

3 インドネシアの法制度上の事業可能性の検討

3.1 送電セクターへの民間投資に係る現行の規制状況

インドネシアの電力セクターを規制する主要な法令として、GR 14/2012に基づく、Law 30/2009がある。その後、包括法の制定に伴い、電力セクターに対する一定の規定を規制するGR 25/2021を導入された。さらに、電気事業の免許取得手続、電力販売、国境を越えたインターコネクター等の技術的事項を管理するために、大統領、大臣、局長レベルで追加の規制が制定されている。地域自治の原則に基づいて地方政府には、電力規制を発行することが可能となっており、Law 30/2009には、国が電力供給を管理し、国及び地方公共団体が実施すべきこと、また、国及び地方公共団体による上記の電気の供給の実施は、国有(PT PLN)又は地方自治体所有の電気供給事業者が行うべきとの記載があり、PLNには、最終顧客への電力供給、配電の独占権利はなく、インドネシア全土で、公共の利益のために電力インフラを整備する優先権を有しているのみである。

民間の事業者や共同組合が電気事業を行うためには、公益電気供給事業許可書であるIUPTLU(Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Umum)を付与される必要があるが、PLNに与えられている「最優先権」が優先される。

一般的に、PLNの事業対象は発電、送電、配電、販売であり、その範囲はインドネシア全域であることから、他のIUPTLU保有者の事業地域を除き、PLNは垂直統合された形で送電網を所有・運用している。IPPの設備とPLNが保有するグリッドとを結ぶための送電設備が必要な場合、IPPにて土地取得・設計・開発・建設まで実施し、試運転が完了したタイミングでPLNへ移管される。

3.1.1 Law 30/2009による電気事業の分類

Law 30/2009に基づいて、電気事業は下記のとおり分類されている。

- (1) 公共の利益のための電気の供給
 - (i) この区分に属する事業の範囲は、次のとおり。
 - a. 発電
 - b. 送電
 - c. 配電
 - d. 電力の売買

(ii) 公益目的の電気事業の提供は、発電所の建設・運営から最終需要家への送電・配電・販売までの一貫した事業活動として行うことができる。また、最終顧客への電力の配電および/または販売における事業活動は、1つの「事業分野」に限定される。

(iii) 公益目的の電気事業を営む事業者は、MEMRがオンラインにて提供するOnline Single Submission System(以下、OSSシステム)により発行する公益電気供給事業許可書であるIUPTLUを有していなければならない。

(iv) 発電の場合、IPPと電力購入者との間の電力購入契約(以下、PPA)に基づいて販売される必要がある。

(v) 送電線事業は、発電源から配電系統又は最終消費者への送電、又は系統間の送電を行う事業である。

(2) 自社権益のための電力供給

事業活動の区分は、電力事業が主たる事業を支援するために行われる場合であって、他の事業者が電力を供給する場合は、例えば供給を受ける事業者が専属的に使用する場合でも、対象外となる。自己の利益のために選択的供給を行うために必要なライセンスは、発電容量によって、以下の通り異なる。

(i) 単一電力システムにおける総容量が500kWを超える場合は自家発電事業許可の Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Sendiri(以下、IUPTLS)が必要。

(ii) 単一電力システムにおける総容量が500kW以下である場合は、MEMRへの報告。

IUPTLSは、OSSシステムを通じて、MEMRまたは知事により発行される。(どちらによって発行されるかは、以下で説明)

(3) 電気事業支援

(i) コンサルティング、建設、点検、電気の設置等の発電を支援するサービス提供の事業。

-
- (ii) 電気事業支援に係るサービスを提供する事業者は、OSSシステムを通じてMEMRより、電気事業支援免許のIzin Usaha Jasa Penunjang Tenaga Listrik(以下、IUJPTL)の発行を受ける必要がある。

3.1.2 事業モデル

(1) 海外からの投資の制限

ポジティブリストと呼ばれる現行の外国人所有制限では、基本的にすべての事業分野が投資対象として開放されているが一部中央政府によってのみ実施可能という形で制限されている領域がある。また、開放されているが、外国人の所有制限、現地投資家の参加、およびライセンスの取得など、一定の条件が付与されている事業分野もある。

具体的には現行のポジティブリスト上、1MW以下の発電事業に関しては協同組合や小規模事業者、中小企業者にのみ開放されている。かつては、「ネガティブリスト」として、1-10MWまでの発電事業については、海外投資家の株式所有率は49% (地熱発電の場合は67%)に制限されており、現地法人とのパートナーシップが義務付けられていた。また、10MWを超える発電、送電および配電については、官民パートナーシップ(PPP)が前提とされていた。現在のポジティブリストにおいて、これらの事業は現在海外投資家に対して100%開放されている。

一方、考慮すべきこととして、中/低圧電力設備の建設および設置については、零細、中小企業にのみ開放されており、これらの事業は海外投資家に対して閉ざされている。実際には、中/低圧電力設備の設置を実施が必要場合は、第三者の零細、中小企業へ任命することで対応が可能。

(2) 考えられる海外投資スキーム

これまでは、PLNが送電網の開発および運営の中心的役割だったこともあり、送電インフラに対する民間事業者による投資はインドネシアでは一般的ではなかった。しかしながら、PLNの現在の財政面での制約を考慮すると、PLNとの協業により送電網の開発とインターコネクターの強化にむけた、系統連係インフラも含む送電インフラへの民間投資の機会は可能であると予想される。

現行の規制を踏まえた民間投資の参画スキームについては以下の通り。

- (i) PLNの財政面での制約を考慮すると、2021年のRUPTLに基づく送電網の開発は、PLN以外の第三者による建設、運営の下、最終的にPLNへ所有権が移転されるBOTスキーム、

もしくは途中の運営期間をリースという形で実施するBLTスキーム、および電力託送を通じて、民間主体によって実施するという事も検討可能である。BOTおよびBLTスキームでは、土地の取得および通行権の許諾を含む、民間主体による送電網の建設および資金提供(投資)が可能となる。

(ii) BOTスキーム

BOTスキームでは、PLNが決定した技術仕様および設計に基づき、民間企業が資金を拠出し、送電線を建設する。工事に伴い、PLNからの派遣指示又は運用管理を踏まえた、民間主体による送電線の運用・保守を行う。送電線は、運営権が与えられた期間の終了時にPLNに移管される。民間企業は、送電線利用者であるPLNから支払いを受ける。

(iii) BLTスキーム

BLTスキームでは、後にPLNがリースされ運営する送電線事業に対する融資、建設の権利が民間事業者に付与される。工事完了後の運転開始時には、PLNは送電線の運転・保守を行い、民間事業者はPLNから賃借料の支払いを受ける。民間事業者は、リース期間の終了時に、設備をPLNに移管する。賃借料は、送電線建設の費用、融資コストも含め合理的な投資収益を賄うものとする。

(iv) 共同での送電線・電力託送利用

品質基準と電力システムの信頼性を達成、および顧客への電力供給を目的に、ライセンスを保有する事業者は送電線を共同で利用することが可能となっている。条件は以下の通り

a. 以下のライセンス保有事業者が共同で利用することが可能:

- ① 統合IUPTLU
- ② 送電線用IUPTLU
- ③ 配電線用IUPTLU
- ④ 送電線を保有するIUPTLS

-
- b. 送電線の所有者は、特定の事業区域にで制限することなく、他者に送電線にアクセスする機会を与えなければならない。
 - c. 送電線用IUPTLUの所有者は、送電線システムの間を相互的に接続し、(ア)統合IUPTLU、(イ)発電用IUPTLU、(ウ)IUPTLS保有者に送電線を貸与することが可能。電力系統間の連系に関連して、電力託送のスキームを用いた送電線の操作は次のようになる:
 - ① ローカル・システム内で最大のシステムを操作するシステム操業者(即ち、PLN)
 - ② 配電用の事業区域の所有者
 - d. 送電線のアクセス及び共同利用は、MEMR又は各地域の知事が定める送電線又は配電線の容量及びグリッドコードに従うものとする。なお、これまでのところ、MEMRや知事が定めたグリッドコードは確認できていない。
 - e. 設備利用を希望する事業者は、送配電を共同で利用することができるよう、MEMR又は関係地域の知事に対して、届け出なければならない。
 - f. リース価格は、両当事者間で交渉されるが、最終的なリース価格は、MEMRまたは知事の承認が必要となる。リース価格の支払いに関しては、インドネシアルピアまたは外貨建てとすることが可能。
 - g. 共同利用に関する協定は、当事者間の締結前にMEMRまたは知事の承認を得る必要がある。

なお、現行規則は、送電網の開発のための構造を上記に記載する構造に限定するものではなく、民間事業者による、建設、保守を実施したのち、最終的にPLNへ所有権が移転されるBMTのような他の構造も策定することが可能。このBMTスキームは、PLNの調達ガイドラインに基づいて認められたスキームであり、民間事業者が電力インフラの資金調達、開発、保守に責任を負う。民間事業体は、運営権が与えられた期間中、送電線を維持し、期間の終了時に送電線所有権を移転する。PLNによる支払いは、保守料金および固定賃料を対象とするものとする。

3.1.3 事業構造

ここでは、送電線または連系線開発のための典型的な構造について述べる。

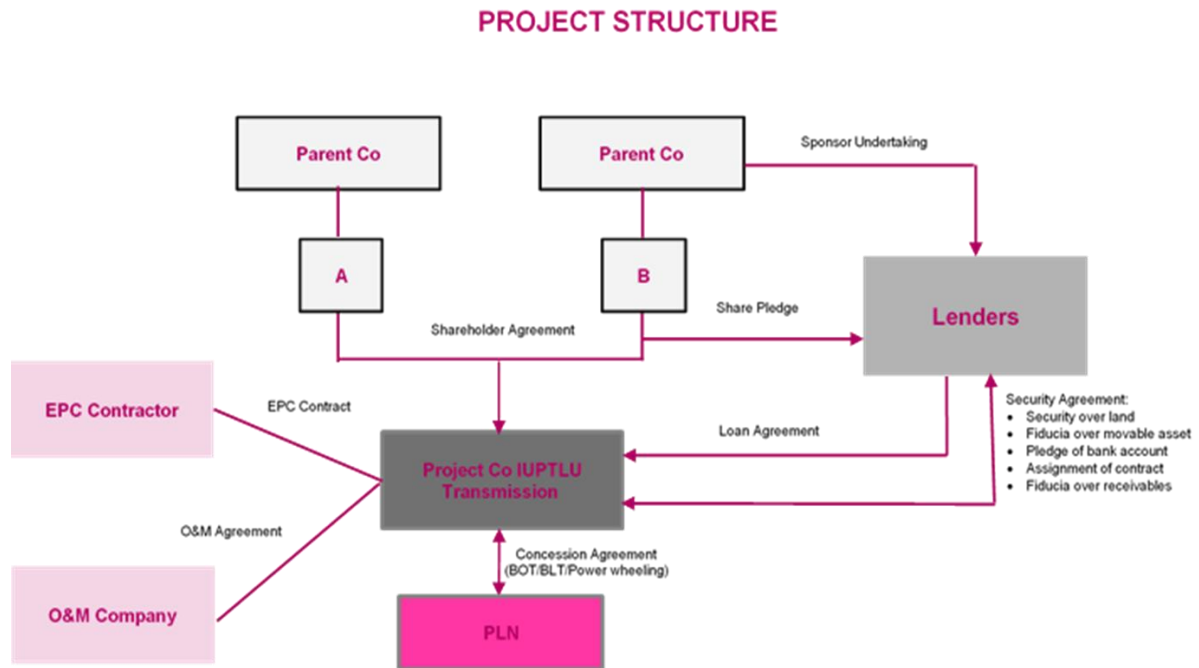


図3-1 事業構造例

出典: Linklaters 報告書

3.1.4 送電線容量の利用・料金に関する IUPTLU ライセンス

事業者が送電事業を行うためには、送電用 IUPTLU を取得する必要がある。IUPTLU の内容は以下の通り

- (1) プロジェクト会社は、以下の事項に関する申請書を提出:
 - (i) 事業可能性調査(財務、運転、系統連系、スケジュール)
 - (ii) 送電線の使用に関する送電線提供者と利用者間の契約書 (BOT 方式を想定した場合、これが PLN との BOT 契約にあたる。) そして、MEMR 又は総裁に承認を受けている利用価格。
- (2) IUPTLU は、事業エリアを規定する必要ない。また、インドネシア全域を事業エリアとする PLN

からの承認を必要としない。

- (3) 送電に関するIUPTLUは、最大30年間有効であり、関連する契約の期間に応じて延長可能となっている。

3.1.5 MEMR 10/2022に基づく価格の承認手続き

IUPTLUの保有者であり、また、PLNや第三者に電力を販売するIPPを有する事業者は、送電線の使用に関して、事務的・技術的・財務的要件を満たしていることを証明するための申請書をMEMRまたは地方の知事に対して提出する。要求されている内容は具体的に下記のとおり

- (1) 事務的事項
 - (i) 送電線用IUPTLUの事業会社を保有する会社の概要、および事業番号
 - (ii) Letter Of Intent
 - (iii) 事業構造(送電用IUPTLUを持つ事業会社のスポンサーおよび親会社等含む)
 - (iv) 技術的事項
 - a. 送電線容量
 - b. 立地箇所及び接続点
 - c. Availavility/Capacity factor
 - d. 技術仕様書
 - e. 送電線の商業運転予定日
 - (v) 財務的、契約的事項
 - a. 送電線の使用価格
 - b. 契約期間
 - c. 関係者含めた全体事業スキーム
 - d. 財務モデルと金融情報

電気局長又は知事は、実地調査が可能な完全な上記申請書を受理した後、7営業日以内に申請書の評価を実施し、追加の根拠資料の提出を求める。

評価結果を踏まえて問題がない場合、評価完了後から7営業日以内に、MEMRまたは知事が送

電線使用について承認する。承認後、送電線使用に関する契約書は、承認を受けてから30営業日以内に署名される必要があり、IUPTLUの事業区域保有者は、契約締結日から5営業日以内にMEMRまたは総裁にその旨を報告しなければならない。

IUPTLUの事業区域保有者は、送電線の利用できる状態になり次第、電力局長を通じてMEMRに報告しなければならない。

MEMR 10/2022では料金の算定方法について規定はない一方、国際的には実証済みの先例が存在する。これについては後程詳述する。

ここで言及する料金とは、プロジェクトファイナンスを可能にするためのものであり、従来の託送料金とは異なり、別途送電契約に基づく送電に関する料金設定が必要となる。

3.1.6 通信・マルチメディア用送電線

また、電気通信やマルチメディア・情報処理等の目的のために送電線を使用することも可能。但し、電気供給の妨げにならず、また、送電用IUPTLU保有者に承認を得る必要がある。電気供給以外の目的で利用できるものは、以下の通り

- (1) 送電の鉄塔、送電線が通る土地
- (2) 送電線上の光ファイバー(電気供給等に影響ない事が条件)
- (3) 電線(周波数及び仕様の差を考慮し、影響がない事が条件)
- (4) 監視制御や、データ取得(SCADA等)を目的とした試験用ケーブル

3.1.7 ローカルコンテンツの使用

Law 30/2009では、IUPTLUおよび電力支援サービスのライセンス保有者は、現地事業者の利用を優先することが義務付けられている。産業省(Ministry of Industry) が発行する規則により、現地事業者に対する最低限の持分保有割合の要件が規定されることがある。これら要件を遵守しない場合、行政上の観点から申請が下りないことになる。

3.1.8 送電部門に関する電力法/規制の発展の可能性

MEMRはPLNの事業計画であるRencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik(以下、RUPTL)の修正を通常、毎年規定する。RUPTLには、PLNによる送電線の開発計画が含まれており、PLNは、RUPTLに基づく送電線の開発の入札プロセスを実施する。なお、現状、民間主体による送電線開発の促進等を考慮した、特別な規制案の存在は確認できていない。

3.2 PLNの調達プロセス

3.2.1 官民パートナーシップ

Public Private Partnership (以下、PPP)は、民間企業によって、公共インフラを提提供する際に一般的に採用されるスキームである。PPPスキームは、以下の目的を意図される

- (1) 民間参画によるインフラ整備への継続的な資金供給
- (2) 公正な競争による公共サービスの量、質及び効率の向上
- (3) インフラ整備の運営・維持管理の質的向上
- (4) 財務諸表(P/L、B/S)からのオフバランス (公共セクター目線)

3.2.2 2015年大統領規則第38号

政府が2015年3月20日に発効した、インフラ提供における政府と企業間の協力に関する2015年大統領規則第38号 (以下、PR 38/2015)を制定した。PR 38/2015では、政府と事業体間の協力が、コンセッション契約 (Kerjasama Pemerintah Dengan Badan Usaha)を通じて実施されることが規定されている。

PR 38/2015では、PLNを含む国有企業 (以下、SOE)/地域所有企業(以下、BUMD)が政府の契約機関(GCA)として事業の入札を行うことができる。ただし、関連部門の法律および規則により、公共の利益のためにインフラを調達するSOE、および BUMDに義務付けられていることが条件となっている。Law 30/2009は、SOE (即ちPLN)が公共の利益のために電力インフラを調達することができ、したがってPPP規則の下でGCAとして機能することができることが明示的に認められている。

GCAは、PR 38/2015の規定に基づき、プロジェクト企業の資本コスト、運営コスト、利益を含む投資収益の形態を決定することができる。投資家の投資収益は、以下の通り

-
- (1) 送電線利用者からの利用料
 - (2) 送電線の利用可能状態維持に対する支払い(Availability payment)
 - (3) 現行の法令に反しない範囲での、他の支払い方法

PR 38/2015には、事業者からの提案に基づく入札 (Unsolicited bids)に関する規定もある。PR 38/2015に従う 入札 の基準は下記のとおり

- (1) 関連部門のマスタープランと技術的に合致・統合される内容
- (2) 経済的、財務的に実現可能
- (3) 提案者(投資家)が、案件の実施に十分な財政的能力を有している
- (4) 入札の提案者に対する報酬に関して、PR 38/2015では、以下の通りとなっている
 - (i) 入札評価における10%の追加ポイント
 - (ii) 追加提案権
 - (iii) 案件で発生する知的財産権に対する支払い
- (5) GCAの提案に基づき、財務大臣、関係する大臣および、地方の長は、案件の財政的実現可能性と実効性を向上させるため、税制上の優遇措置等について下記のような形式で承認することが可能
 - (i) 政府が設立した、インドネシアインフラ保証基金(以下、IIGF)は、SOEが100%所有し、政府保証の付与、および対応に関する単一窓口としての機能がある。IIGFによる保証は、事業に応じた特定のリスクを補償するものであり、通常、政府の措置/不作為に起因するGCAの不履行を補償するものになる。

(ii) IIGFはまた、最終的にGCA に対する親保証を実施することができる。また、大規模案件に関しては、財務大臣も、共同保証を行うことが可能。

(iii) IIGFが提供する政府保証の一般的構造を以下の図のとおり



図3-2 政府保証構造

出典:インドネシアインフラ保証基金 HP

(6) PR 38/2015では、以下の条件を満たす場合、直接指名による事業者の選定が認められており、コンセッション契約上、以下のような一定の条件が存在する。

(i) 既存インフラの拡張を、当該インフラの保有者が実施する場合

(ii) 実施可能な会社が1社しか存在しない新技術でのみ作業を行うことができる場合

(iii) コンセッション契約の実施に必要な土地(全部または一部)を事業者が取得している場合

(iv) 事業者の事前資格審査で、1社しか入札参加社がない場合

PPPスキームは、プロジェクトに対する政府の支援と政府の保証を得ることで重要な利点を有しているが、このスキームを実施する上で重要な課題の1つは、PPP調達プロセスが、従来の公共調達と比較して、一般的にはより長く、より高コストとなることである。

PPPスキームでは、GCAが入札プロセスを開始する前に、強固な要件と詳細なプロセスを定めており、そこには、暫定的な事業形態の準備、市場調査、土地調達と再定住計画、リスク分析、IIGFとの保

証契約、初期の環境・社会評価が含まれる。

他方、入札プロセスを理解し、実施するための調達チームの能力がまだ醸成されていない可能性も高く、入札プロセスが想定より遅延するリスクをスケジュールに織り込む必要がある。

PPPスキーム実施のプロセスは一般的に以下の通り

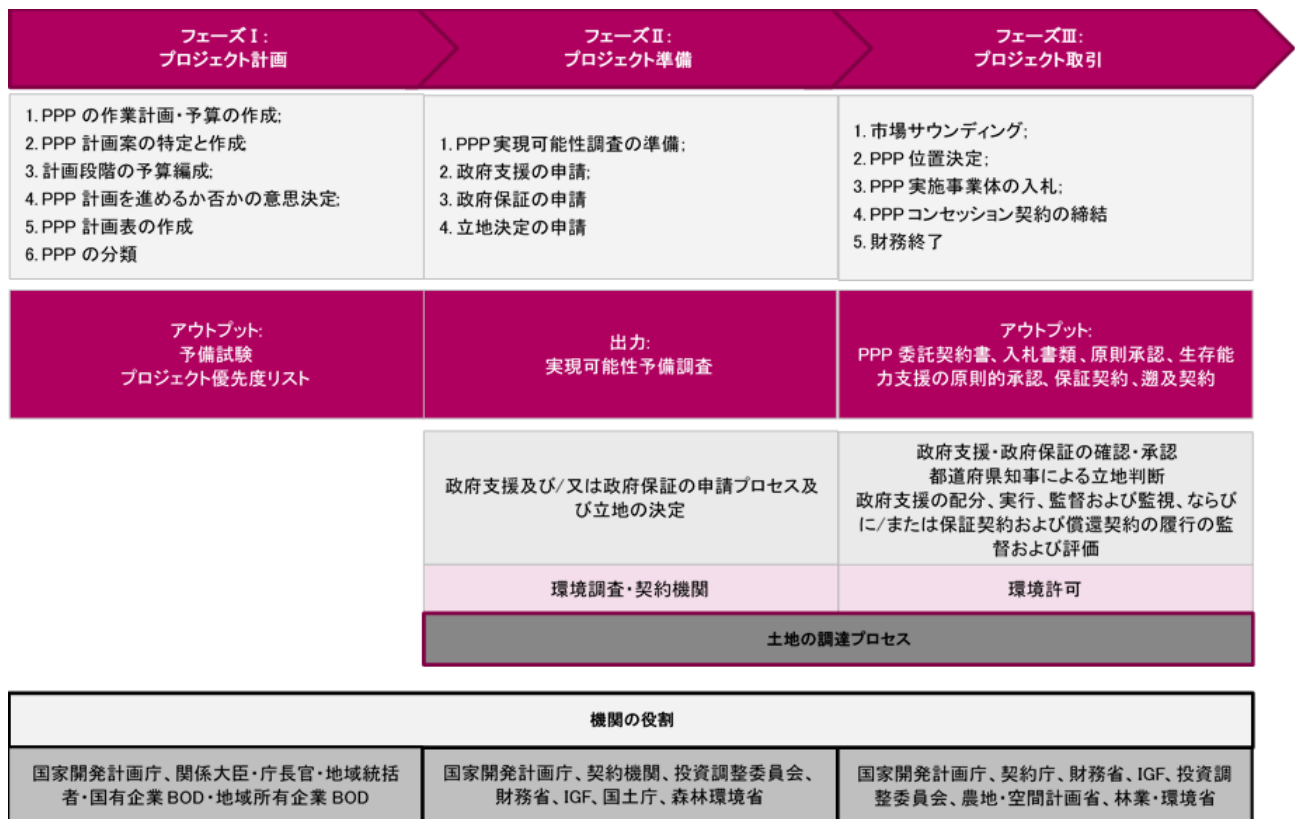


図3-3 PPPスキーム実施のプロセス

出典:Linklaters報告書より関西作成

3.3 PLN調達ガイドライン

原則として、PLNなどSOEは、企業価値を最適化する目的で、国有企業大臣規則No. PER-03/MBU/08/2017(以下、MSOME03/2017)に基づき様々な事業者と協力することができる。事業者の対象には、(ア)国有企業の子会社、(イ)国有企業の関連会社、(ウ)その他の当事者、があたる。

MSOE03/2017をベースとする、国有企業大臣規則No. PER-07/MBU/04/2021によって規定される国有企業と事業者との協力に関して、一般的に国有企業所有率等、最低要件は存在しない。しかし、電力供給のセクションにおいて、実際のところ、合併事業はPLNの子会社を通じて行われることが多い。民間事業者は

PLNの直接的または間接的な「子会社」に投資することになる中、PLNの子会社は少なくとも51%をPLNが所有することになるため、民間事業者の出資率は実質49%に制限されることになる。しかしながら、この構造は電力供給セクションについてであり、送電線インフラの開発においては明確に定められていない。

3.3.1 2017年大統領規則第14号

送電線を含む電力インフラの整備は、RUPTLに基づき、PLNが実施する。2017年大統領規則第14号(以下、PR 4/2016)、および、電気インフラの開発促進に関する2016年大統領規則第4号において、以下の場合、PLNが単独で送電線の開発を行うことを規定している

- ✓ PLNがエクイティおよび低コストの資金調達手段を有している場合
- ✓ 建設リスクが低い場合

PR 4/2016では、電力インフラの開発・整備により発生したPLNの借入金の返済を政府が保証するなど、電力インフラの加速化の枠組みの中で、支援を実施している。他方、これは関連するコンセッション契約に基づく民間事業者に対するPLNの義務を保証するものではなく、PLNが担う融資返済に対してPLNに保証が付与されることを意味する。

MEMR規則10/2022を確認する限り、送電線のリースに関して、一般的に規制された調達プロセスは存在しない。但し、調達プロセスは関連する国有企業、つまりPLNの内部調達手続きに従う必要があり、これは、すべての国有企業に適用されるMSOME規則8/2019の一般的なガイドラインに従うことを意味する。PLNの現行の内部調達手順は、ベースとなるMEMR 1/2006が直近に取消されたことを考慮すると、新しい規定が策定されるまで、MEMR 1/2006に沿ったものとなっている事が推察され、それを踏まえた調達手段は以下の通りとなる

(1) 調達手段

(i) 競争入札

これは最も一般的な方法であり、基本的にはこれが採用される。この競争入札は、PLN、または他の案件責任者によって設立された入札委員会によって組織される。

(ii) 直接選択

(iii) 直接指名

(2) 調達の一覧的手順

(i) 事務・財政・技術上の要件を設定するための入札準備、および見積りの調査

(ii) 事業者の財務的・技術的観点における事前資格審査(競争入札、直接選抜、直接指名いずれの選択をと会わず実施)

(iii)提案依頼書

(iv)合意済みの契約条件、料金(計算方法含む)を含む、裁定者への関心表明書の発出

(v)下記を含んだコンセッション契約の締結

- a. PLNによる承認
- b. MEMRによる料金の承認
- c. 事業者間の特別目的会社の設立
- d. 融資期間における複数の履行保証

(vi)下記を含んだ融資契約の発効

- a. EPC契約
- b. コンセッション契約により要求される保険付保方針
- c. 融資契約
- d. 外国投資承認
- e. リーガルレビュー(PLN向けと、事業会社向け)
- f. 土地およびサイト使用の権利
- g. 建設期間をカバーする履行保証

(vii) 運転開始

PLNの調達ガイドラインには、BMT(建設、保守および移転)のスキームにより、コンセッション期間の終了時に、電力インフラはPLNに譲渡される一方、資金調達、建設および運転を民間事業者に移行することを承認している。

上記の調達ステップを完了するにあたり、期限は特段設けられていない。期間を含む調達方法の条件は、上記原則やPLNの方針、および入札委員会が適用する要件等に基づいて、都度規定されるものと想定される。

PLNの調達ガイドラインを入札のベースとして使用することによる主な利点は、PPPにおける調達プロセスと比較して、事業者選定までのプロセスが比較的迅速であることである。これは、他の(政府等)利害関係者との相互作用が少なく、遵守するしなければならないプロセスが少なくなるためである。しかし、PLNの調達ガイドラインを通じて選定されたことが、政府による支援、および保証が得られることを指すわけではないことに留意が必要である。

3.4 主要なプロジェクトライセンスおよび承認

3.4.1 空間利用活動の適合性

(1) 陸上の場合

- (i) 空間利用活動の適合性の確認(Konfirmasi Kesesuaian Kegiatan Pemanfaatan Ruang、以下、KKPR)

KKPRは、提案の対象の地域が、その地域が持つ空間計画(地域/都市で計画されている空間計画)に沿っている場合に、発行される。¹

KKPRは、OSSシステムを通じて申請され、KKPR取得の手順は以下の通り

- a. OSSシステムへの申請 - 提出書には、最低下記事項を織り込む必要がある

- ① 位置座標、土地区画の番号
- ② 事業に必要な領域
- ③ 土地所有に関する情報
- ④ 事業種類

対象地域内に建物を建築する場合

- ⑤ 建物の階数

¹ GR 21/2021 の第 102 条

⑥ 建物の計画面積。²

- b. 申請書類の確認 - OSSシステムにより、提出された申請に問題がないか確認する。
- ① 申請に問題がない場合、OSSシステムは、申請に関連する非租税歳入に対する請求書を発行する。申請者は、OSSシステムに記載された手順に従って支払いを実施。支払完了後、申請者は支払った証拠をOSSシステムへの添付を実施。
- ② 申請内容が不十分な場合、提出された書類が申請者に返却される。³
- c. 審査 - OSSシステムが支払完了を確認後、OSSシステムにより、該当領域の空間計画と照らし合わせて、申請内容が査定される。
- d. 発行 or 却下 - 審査の結果、KKPRの発行または却下が実施される。決定までの期間は、申請・支払完了後から1営業日以内。発行されたKKPRは、3年間有効となる。

4

(ii) 空間利用活動の適合性に関する承認(Persetujuan Kesesuaian Kegiatan Pemanfaatan Ruang (以下、PKKPR))

この承認目的はKKPRと同じであるものの、提案された場所で空間計画がまだ計画されていない場合には、この承認手続きとなる。⁵空間利用活動の適合性の承認は、OSSシステムを通じて実施され、土地の特性や事業地域を考慮して決定される。

PKKPRの取得手順は以下の通り

² BPN 規則 13/2021 第 7 条

³ BPN 規則 13/2021 第 7 条

⁴ BPN 規則 13/2021 第 9 条

⁵ GR 21/2021 第 106 条

-
- a. OSSシステムへの申請 - 提出書には、最低下記事項を織り込む必要がある⁶
 - b. 位置座標、土地区画の番号
 - c. 事業に必要な領域
 - d. 土地所有に関する情報
 - e. 事業種類
 - f. 建築技術計画 and/or 基本設計

対象地域内に建物を建築する場合

- g. 建物の階数
- h. 建物の計画面積

さらに、その事業活動が原水及び/又は浄水の水質に影響を及ぼす場合、申請書には次の事項を含める必要がある

- i. 原水および/または浄水の利用計画。⁷

(iii) 事業が以下に規定する免除地域に所在する場合は、申請人はOSSシステムにその旨を記載する必要がある。

- a. 申請書類の確認 - OSSシステムにより、提出された申請に問題がないか確認する。⁸
 - ① 申請に問題がない場合、OSSシステムは、申請に関連する非租税歳入に対する請求書を発行する。申請者は、OSSシステムに記載された手順に従って支払いを実施。支払完了後、申請者は支払った証拠をOSSシステムへの添付を実施。

⁶ BPN 規則 13/2021 第 11 条

⁷ BPN 規則 13/2021 第 11 条

⁸ BPN 規則 13/2021 第 11 条

② 申請内容が不十分な場合、提出された書類が申請者に返却される。⁹

b. 審査 or 自動交付 - PKKPR申請は、以下の査定免除区分のいずれかに該当するか次第で査定の対象となる場合とならない場合がある¹⁰

- ① 工業又は観光業の許可を受けた地域
- ② 法律で定められた特別経済地域
- ③ 隣接する土地区画での既存事業所の拡張。ただし、(ア)異なる申請者に対してKKPRが発行されていないこと、(イ)提案された空間利用が既存の空間計画と同一または沿っている内容であること、(ウ)提案された場所における空間計画が既存の空間計画と同一であること、(エ)提案された土地面積が既存の事業活動と同等またはそれ以下であること、が条件となる
- ④ 計画された事業および/または土地利用活動の地域が、別の事業者または個人にKKPRが発行された土地の区画にあり、関連する土地区画がその後、申請者により賃貸、売却、もしくは所有されている
- ⑤ 提案された区域及び/又は土地利用活動が、地方政府や開発機関によって提案された区画であり、かつ、提案内容が関係当局又は開発機関の基本計画に則っており、かつ、いかなる既存の空間計画とも矛盾しない
- ⑥ 提案された事業及び/又は土地利用活動地域が、政府によって決定された石油及びガス区域内

審査が必要な場合、農務省・空間計画・国土庁(BPN)の空間局長は、都市・地方、省、島、国レベルで、関連地域の空間計画に対して、審査を実施する。この審査には、現地調査が含まれることがある。この審査では、地元の土地事務所の技術的見解も考慮する。地方土地事務所は、非租税歳入の申請と受領から10日以内に技術的な考慮事項を発行する。¹¹

⁹ BPN 規則 13/2021 第 7 条

¹⁰ BPN 規則 13/2021 第 13 条

¹¹ BPN 規則 13/2021 第 14 条

-
- c. 発行 or 却下 – 審査の結果、PKKPRの発行または却下が実施される。決定までの期間は、申請・支払完了後20営業日以内とする。発行されたPKKPRは、3年間有効となる。¹²

(2) 洋上の場合

水域、沿岸水域及び管轄地域において行われる事業活動については、海洋空間利用活動の適合性に関する承認(Persetujuan Kesesuaian Kegiatan Pemanfaatan Ruang Laut(以下、PKKPRL))を得る必要がある。¹³

PKKPRLはOSSシステムを通じて申請される。PKKPRLは、海事漁業大臣または知事または行政府が発行することができ、また、海事漁業大臣(MOMF)または知事/行政府が指定された期間内にPKKPRLを発行しない場合、OSSシステムにより発行される。PKKPRLを取得する手順は以下のとおり

- (i) OSSシステムへの申請 - 提出書には、MOMF規則28/2021に規定されている様式での使用提案を含む下記事項を織り込む必要がある。

a. 申請者情報。

申請者の名称

会社又は事業名称

住所

税識別番号

携帯番号

事務所の電話番号又はファックス番号

電子メールアドレス

b. 活動計画

主たる活動及び支援活動

事業目的 or 非事業目的

¹² BPN 規則 13/2021 第 15 条

¹³ GR 21/2021 第 106 条

国家戦略プログラムであるか否か

- c. 少なくとも3つの座標点を持つ緯度と経度を含むロケーションマップ
- d. 建設・設置計画・支援施設等を含む施設計画
- e. 必要とする海洋地域
- f. 申請地周辺の海洋情報
- g. 申請地域の深さ等海洋情報
- h. 生態系、水路学、海洋学による周辺状況に関する現在のデータ

(ii) 審査 - 海事漁業省は、すべての必要書類が完成した後、14営業日以内に提出書類を審査する。この審査には、当該活動が戦略的性質を有し、及び/又は広範な影響を有する場合、現地調査及び/又は海洋漁業大臣との協議を実施することができる。¹⁴¹⁵

(iii) 承認または却下 – 審査の結果により、PKKPRL申請は受理または却下される。¹⁶

PKKPRL申請が承認された場合、OSSシステムは、申請に関連する非租税歳入に対する請求書を発行する。申請者は、請求書発行後から21営業日以内に、OSSシステムに記載された手順に従って支払いを実施。支払完了後、申請者は支払った証拠をOSSシステムへの添付を実施。

PKKPRL申請が却下された場合、すべての必要書類が完了してから14営業日後に却下の旨が発行される。

(iv) 発行 - 発行は、支払った証拠がOSSシステムに提出されてから6営業日以内に行われる。発行されたPKKPRLは、(ア)申請者の事業または非事業ライセンスが終了するまで、または(イ)関連する事業または非事業ライセンスが発行されていない場合、2年間有効と

¹⁴ MOMF 規則 28/2021 第 124 条

¹⁵ MOMF 規則 28/2021 第 126 条

¹⁶ MOMF 規則 28/2021 第 128 条

3.4.2 環境承認

環境ライセンスである*Persetujuan Lingkungan*(以下、環境承認)は、インドネシアの事業活動を行うにあたり、環境に影響を及ぼすすべての事業者に義務付けられている。ただし、本環境承認は、下記AMDALまたはUKL-UPLを必要とする事業活動に適用され、その場合は環境承認も事業許可の要件の一つとなる。環境承認の有効期限は、対象となる事業ライセンスの有効期限と一致する。

環境承認は、当該前提となる文書が関係当局により受領または審査された後に限り、効力を有するものとする。各事業活動が環境に与える影響のレベルに基づいて、これらの前提となる文書は以下のように区別される

(1) AMDAL

AMDALは、計画中の事業、活動による環境への影響の詳細検討に関する文書である。AMDALの対象となる活動リストが政府から発行されている。AMDALの作成は、事業の環境アセスメントの様々な側面、すなわち、事業計画のアセスメント、パブリック・コンサルテーション及び技術評価に関するいくつかのステップから構成される。AMDALは、最も包括的な環境文書であり、環境に重大かつ基本的な影響を及ぼし、または及ぼす可能性のあるあらゆる種類の事業または活動に必要とされる。¹⁹

AMDALの取得が必要な事業者は、自社の事業活動から生じる環境への影響に関する調査を実施し、その調査結果をAMDALの文書として作成する必要がある。AMDALの文書に関する調査および文書の作成は、通常、自社が任命する環境コンサルタントが実施する。AMDALの承認を得るには、AMDALの文書を関係当局に提出する必要がある、AMDALの承認は、環境承認の発行のベースとなる。

事業活動の場所や事業ライセンスの発行箇所に応じて、AMDALの承認は、下記の機関により

¹⁷ MOMF 規則 28/2021 第 129 条

¹⁸ MOMF 規則 28/2021 第 133 条

¹⁹ GR 22/2021 第 27 条

発行される²⁰

(i) 環境森林省(MOEF)

- ① 事業ライセンスが中央政府により発行されている
- ② 州を横断する地域及び/又は州の海岸線の12海里を越える場所

(ii) 知事

- ① 事業ライセンスが州政府によって発行されている
- ② 州を横断する地域及び/又は州の海岸線から12海里以内の場所

(iii) 市長/地方政府

- ① 事業ライセンスが市長および地方の管轄区域から発行されている

AMDALプロセスの全体的な流れと期間は以下の通りである²¹

- (i) パブリック・コンサルテーション - 計画されている活動により影響を受ける者は、計画された活動および/または事業の発表から10営業日以内に計画に対する提案、反応および意見を提出する権利を有する
- (ii) 配慮事項の作成-関連する政府当局による配慮事項の確認は、配慮事項の要望を受領後10営業日以内に完了するものとする
- (iii) 技術報告書の作成は60～180営業日以内に完了するものとする²²
- (iv) 環境評価チームによるMOEF、知事、または市長/地方政府への提案を含む技術報告書文書の内容に関する評価は、技術報告書文書の最終版を受領した日から50営業日以内に完了するものとする

²⁰ GR 22/2021 第 49 条、第 79 条及び MOEF 規則 18/2021 第 56 条

²¹ GR 22/2021 第 28 条、第 38 条、第 42 条、第 48 条および第 49 条。

²² 環境分析と提案された事業内容によって左右される。

-
- (v) AMDAL承認(環境承認として有効とする)の発行は、環境評価チームによる勧告の受領から10営業日以内に発行されるものとする

(2) UKL-UPL

UKL-UPLは、一連の環境管理および監視プロセスを概説する標準文書様式である。AMDAL対象外で環境に影響を及ぼす事業活動は、UKL-UPL様式を作成し、関係当局に提出しなければならない。当該提出物は、環境承認発行時に審査され、承認される。

UKL-UPL様式の提出には、計画中の事業活動に関連する様々な環境側面、すなわち、廃棄物処理、排出レベルおよび有害廃棄物管理に関する術書類を添付するものとする。

UKL-UPLの申請書審査は、5～7営業日以内に完了し、その後、関係当局は、当該審査に基づき環境承認を発行する。²³

UKL-UPLは、事業活動の場所や事業ライセンスの発行当局に応じて、下記の機関により発行される²⁴

(i) MOEF

- ① 事業ライセンスが中央政府により発行される
- ② 州を横断する地域及び/又は州の海岸線の12海里を越える場所

(ii)知事

- ① 事業ライセンスが州政府によって発行される
- ② 州を横断する地域及び/又は州の海岸線から12海里以内の場所

(iii)市長/地方政府

- ① 事業ライセンスが市長および地方の管轄区域から発行される

(3) SPPL

SPPLは、事業者が事業の環境影響の管理および監視を実施する能力についての宣言書である。SPPLを作成するために必要な事業活動の対象は、AMDALおよびUKL-UPLの対象外の事業

²³ GR 22/2021 第 61 条及び第 62 条

²⁴ GR 22/2021 第 57 条および第 62 条

活動である。

SPPLは、最も直接的な環境文書であり、環境に大きな影響や影響を与えない活動を行う小規模事業者にのみ適用される。そのため、SPPLはいかなる当局によっても審査される必要はなく、SPPLは、自動的かつ即時に有効となるMOEライセンス・システムに提出することで完了する。²⁵

AMDAL、UKL-UPLまたはSPPLの取得が必要な事業、活動のリストは環境森林大臣規則2021年第4号に規定されており、送電線事業は、送電線の電流電圧により以下のように分類される

送電の種類	AMDAL	UKL/ UPL	SPPL
架空送電(DC)	> 230 kV	35 kV ≤ 電流電圧 ≤ 230 kV	< 35 kV
架空送電(AC)	> 230 kV	35 kV ≤ 電流電圧 ≤ 230 kV	< 35 kV
ケーブル	> 230 kV	35 kV ≤ 電流電圧 ≤ 230 kV	< 35 kV
海底ケーブル	> 230 kV	35 kV ≤ 電流電圧 ≤ 230 kV	< 35 kV
高電流メインバスバー	> 230 kV	35 kV ≤ 電流電圧 ≤ 230 kV	< 35 kV
GIS メインバスバー	> 230 kV	35 kV ≤ 電流電圧 ≤ 230 kV	< 35 kV
HVDC 変換所	> 230 kV	35 kV ≤ 電流電圧 ≤ 230 kV	< 35 kV

表3-1 各環境承認の送電線の電流電圧

出典: Linklaters 報告書より関西作成

3.4.3 水中設置許可証

船舶・海運に関連する以外の建物、設備の建設、設置許可に関しては、以下の水中建設許可、および水中工事許可により認められている。²⁶

(1) 水中建設許可

このライセンスは、行政上及び技術上の要件を満たした正確な申請に基づき、海上運送局長により発行されるもので、事業会社による取得が要求されている。本ライセンスを取得手続きは以下の通り

- (i) 申請-運輸省(MOT)規則129/2016に定められた様式での申請が必要であり、この様式に

²⁵ GR 22/2021 第 66 条

²⁶ MOT 規則 129/2016 第 59 条

は下記、行政上及び技術上関連する下記事項を織り込む必要がある:²⁷

- a. 会社定款の写し
- b. 納税者識別番号の写し
- c. 会社所在地の写し
- d. 取締役会からの委任状
- e. 次の事項に関する声明書
 - ① 資産の所有に対する責任
 - ② 建物または設置期間中における第三者への損失が生じた場合の責任
 - ③ 利用期間終了後に建物および設置物の撤去
 - ④ 使用されなくなった建物または設置物の解体に必要となる資金の預け入れ
- f. パイプまたはケーブルの設置がインドネシアの領域内での使用を意図しておらず、インドネシアの海域、排他的経済水域、および大陸棚のみを通過する場合
 - ① 設置物所有者の外国事業者と設備の責任者のインドネシア企業との間の協力・指名契約
 - ② 他の省庁から異議、および勧告がないことの声明書
 - ③ 設置管理機関から異議および勧告がないことの手簡
 - ④ 建設/設置の所有者/運営者からの異議または勧告のないことの手簡
- g. 以下、技術調査報告書
 - ① 建物又は施設の地理的位置
 - ② 水深
 - ③ 水路データ
 - ④ 地下油の種類及び状態に関する情報
 - ⑤ 決定された揚陸地点の座標
- h. 建物および設置物の設計および技術的計算
- i. 活動スケジュール

-
- j. 作業工程とテクニカル分析
 - k. 建物および設置物が通過する最寄りの港湾管理者からの安全航海に関する提案
 - l. 地元航海区からの提案
 - m. 関係当局により批准されている環境調査、もしくは文書
 - n. 交差する既存設備所有者、利権保有者、および利害関係者から異議がないことの書簡。

(ii) 審査及び決定 - MOTは、提出書類を7営業日以内に査定し、承認又は却下の決定を行う。²⁸

建物又は施設の所有者である事業会社は、管理上及び技術上の要件を満たすことに加えて、使用されなくなった場合の当該建物又は施設の解体の保証として、必要となる資金を預け入れなければならない。預け入れ金額は海上交通局長が決定する。

建築物、施設の建設/設置は、水中建設許可の交付後12ヶ月以内に行われるものとする。この期間は、技術的内容を考慮の上、海上輸送局長の承認を条件に、延長することが可能。

(2) 水中工事許可

水中工事許可は、事業会社が選任し、水中工事を実施する請負業者によって申請され、請負業者名義で付与される。水中工事許可取得の手順は以下の通り²⁹

- (i) 申請-MOT規則71/2013に定められた様式での申請が必要であり、この様式には下記、行政上及び技術上関連する作業項目を織り込む必要がある
 - a. 事業のスケジュール
 - b. 作業方法
 - c. 作業員
 - d. 作業設備
 - e. 作業区域がわかるマップ
 - f. 雇用契約書の写し及び/又は雇用主からの意向書

²⁸ MOT 規則 129/2016 第 62 条

²⁹ MOT 規則 129/2016 第 59 条

-
- g. 事業者ライセンスのコピー
 - h. 乗組員名簿および作業船の一覧表、有効な船舶証明書/運航書類のコピー
 - i. 取締役会からの委任状

(ii) 審査及び決定 - MOTは、提出書類を7営業日以内に審査し、承認又は却下の決定を行う。発行後、水中工事許可証は6ヶ月間有効となる。³⁰

(3) 空気ダクト送電ケーブルの工事ライセンス

送電線が海域上に建設される場合、本建設ライセンスが必要となる。このライセンスは、行政上及び技術上の要件を満たした正確な申請に基づき、海上運送局長により発行されるものである。本ライセンスを取得に関する手順は以下のとおり

- (i) 申請-運輸省(MOT)規則129/2016に定められた様式での申請が必要であり、この様式には下記、行政上及び技術上関連する下記事項を織り込む必要がある³¹
 - a. 会社定款の写し
 - b. 納税者識別番号の写し
 - c. 会社所在地の写し
 - d. 技術チームによる現地調査報告書
 - e. 取締役会からの委任状
 - f. 次の事項に関する声明書
 - ① 資産の所有に対する責任
 - ② 空気ダクトケーブル工事期間中に起因する第三者への損失が生じた場合の責任
 - ③ 利用期間終了後に空気ダクトケーブルの撤去
 - ④ 使用されなくなった空気ダクトケーブルの解体に必要な資金の預け入れ
 - g. 以下、技術調査報告書
 - ① 空気ダクトケーブルの位置

³⁰ MOT 規則 71/2013 第 20 条

³¹ MOT 規則 129/2016 第 61 条

-
- ② 水路データ
 - ③ 地下油の種類及び状態に関する情報
 - ④ 決定された地理座標

- h. 設計および技術的計算
- i. 活動スケジュール
- j. 作業工程とテクニカル分析
- k. 建物および設置物が通過する最寄りの港湾管理者からの安全航海に関する提案
- l. 最寄りの空港管理者からの安全飛行に関する提案
- m. 地元航海区からの提案
- n. 決定されたクリアランスにおける提案
- o. 関係当局により批准されている環境調査、もしくは文書

(ii) 審査及び決定 - MOTは、提出書類を7営業日以内に査定し、承認又は却下の決定を行う。³²

空気ダクト送電ケーブルの設置は、海上交通局長が定める水上のクリアランスエリアを考慮しなければならない。

空気ダクト送電ケーブルの建設及び/又は設置は、空気ダクト送電ケーブルの工事許可証の交付後12ヶ月以内に行われるものとする。この12ヶ月の期間は、海上輸送総局の承認を条件として延長することができる。

3.4.4 送電線の開発に関する補償

補償の付与に関する規則について、送電用のIUPTLU所有者に対して規定されたものではなく、PLN、事業エリアを有するIUPTLUの所有者、および特定施設を建設するためのIPPに対してのみ規定されている。しかし、送電用のIUPTLU保有者が、他と同一の性質を有していることから、送電用のIUPTLU所有者の補償を提供するための根拠としても使用することが可能と考えられる。

上記に基づけば、送電用のIUPTLU所有者は、送電線設置による資産の経済価値悪化に対して、

³²

送電線の設置区域の位置する土地、建物および植生の所有者に補償しなければならず、事業会社は、調査を実施し、土地、建物、および植生の所有者を特定しなければならない。事業会社は、所有状況に関する確認が完了後、14営業日の期間、現地の役場での公表を求められる。検証結果に対する異議申立は、公表から21営業日以内に事業会社に提出しなければならず、事業会社は、異議申立を受領後14営業日以内に再検証を実施しなければならない。

補償の付与は、公共との社会化を伴わなければならない。補償は、各所有者に1回のみ支払われ、当該資産のその後の所有者は、当該補償を受ける権利を有さない。

補償額は、MEMRが承認した登録鑑定評価に基づき、MEMRが規定する算式を用いて、決定される。決定された補償金の価格は、6か月間有効。

4 他国における民間の送電事業参入に関する法制度例

4.1 本節の目的

本節の目的は、民間投資による送電資産の開発と運用が活発な欧州の規制枠組みを紹介し、インドネシアでの送電事業制度の確立へ役立てるものである。

4.2 英国の送電部門の規制枠組み

イギリスでは、送電資産の開発と運用における民間投資を奨励しているが、一方で、このような重要なインフラの適切な監視と管理を確保している。

主要な法律の下で、送電資産の所有と運用には、投資しようとする者が遵守しなければならないライセンスが必要となる。このライセンス制度は、独立した規制当局であるOfgemによって管理・執行されている。ライセンスの条件に基づき、ライセンス保有者は、関連する送電資産を開発し、運営するための規制された収入源を得る権利を有する。

陸上送電網は、独自に区別された陸上送電区域内で高圧装置を建設・維持することが許可されている陸上送電所有者3社が所有・運営している(認可を受けた独占企業として運営している)。また、流通ネットワークの所有・運営については、ライセンスを受けた流通ネットワーク事業者による地域独占が存在する。これらの陸上の送配電網の枠組みは、本報告書の範囲外である。

英国の送電部門の規制枠組みとして、以下の点に焦点を当てる

洋上送電所有者(以下、OFTO)体制:英国領海(再生可能エネルギーゾーンを含む)の洋上発電資産を陸上の全国送電システム(以下、NETS)に接続する洋上送電資産に適用される

インターコネクター制度:2カ国の送電網を結ぶ国境を越えた送電資産に適用される。

OFTO体制の下ではこれまで、5回の入札が完了し、6～9回の入札が進行中である。この中で、25以上のOFTOプロジェクトが開発、運営されている。さらに、OFTO制度により「今日までに消費者を8億ポンド以上抑えた」と述べられている。³³

現在、本節に記載のインターコネクター制度の下で、現在開発、運営されている9つのインターコネクター

³³ [海上送電\(OFTO\) - 海上送電の入札およびプロジェクト | Ofgem \(Link\)](#)

がある。(Ofgemによってまだ評価されていない開発中インターコネクターは除く)³⁴

これら2つの規制制度の主な特徴は、以下で記載する。

4.2.1 インターコネクター制度

(1) 規制の枠組み

電力用インターコネクターは、近隣諸国の電力系統をつなぐ高圧ケーブルである。これにより、風力発電や太陽光発電などの余剰電力を各国間で取引・共有することが可能となる。これにより、過剰な再生可能エネルギーを市場間で取引できるようになり、より効率的な電力システムが構築される。

インターコネクターは、消費者が、異なる市場を越えた電力へのアクセス(およびその取引)を可能にすることによって、より安価で多様かつ安全な電力供給へのアクセスを確保する上で、重要な役割を果たす。したがって、イギリスでは、インターコネクター市場への民間投資を奨励し、イギリスとその近隣諸国(例えば、フランス、オランダ、ベルギー、アイルランド、ドイツ、ノルウェー、デンマーク)との間の電力インターコネクターを増加させるために、電力インターコネクター設備の所有と運営に関する規制制度が導入されている。

法律では、インターコネクターの運転に関して、ライセンスなしでの参加を禁止し、Ofgemが規制当局としてインターコネクター免許を付与するための枠組みを定めることにより、規制の枠組みを規定している。³⁵³⁶

Ofgemは、どの案件がインターコネクターライセンスを付与されるべきかを評価する責任があり、ライセンス付与を希望する事業者は、設定された期間内で申請の実施が求められる。

(2) インターコネクターライセンス条件

インターコネクターライセンスには、以下が含まれる

- (i) 利用規約: インターコネクターの運営に参加する許可、ライセンスの有効期間、ライセンスの譲渡、終了及び取消

³⁴ [インターコネクター](#)[Ofgem (Link): Nemo Link, IFA2, NSL, VikingLink, Greenlink, GridLink, NeuConnect, NorthConnect, および FAB Link。]

³⁵ 1989 年電気法 4

³⁶ 1989 年電気法 6

(ii) 標準条件: インターコネクター事業の独立性を確保するための条件であり、全てのインターコネクター事業者に適用される義務。具体的には電気インターコネクター事業のための個別の勘定を維持し、また、インターコネクター事業を維持しかつ運営することができることを確保するための十分な原資をライセンス所有者が維持する要件等がある³⁷

(iii) 特別条件: 個々のライセンス保有者特有のものであり、主に当該インターコネクターに適用される収益モデルに関連するものがある。

規制当局として、Ofgemはライセンス条件の遵守を保証する責任を負う。

(3) 収益支援

インターコネクターは、インターコネクターの利用者に混雑収益(congestion revenue)を請求することにより、卸電力市場において収益を生み出す。混雑収益は、インターコネクターの両端における市場間の価格差によって発生する。

すべてのインターコネクターの送電容量は、市場ベースの方法、すなわち、オークション、および規制されたインターコネクターの取引を通じて市場に配分される。

インターコネクターのビジネス構造として、①市場ルートと②規制ルートの2つの一般的なルートがある。

市場ルートの下では、収益水準は規制されていない一方、運営者に対しての収益保護が存在しない。市場ルートでは、運営者は収入のリスク(アップサイドとダウンサイド)にさらされることになる。通常は、可能な限り収益性を高めつつもリスクを抑えるべく、下記の規制ルートから特定の規制要件の適用除外のみ申請することになる。

規制ルートは、インターコネクターへの民間投資を支援するために開発されたスキームである。規制ルートでは、運営者が運転期間中に稼ぐことのできる金額を規制し、運営者に最低リターン(以下、Floor)と潜在的アップサイド(以下、Cap)を付与するCap and Floor regimeを提供する。詳細は本報告書の(収益モデル)を参照。

³⁷

4.2.2 OFTO制度

(1) 規制の枠組み

陸上送電網への接続を必要とする英国の洋上風力発電所の成長に伴い、英国では、OFTOによる海上送電資産(OFTO資産)の構築、所有、操作方法を管理する規制枠組みが導入された。これは、OFTO資産の開発と運営における競争と民間投資の増加を主な目的としたものである。

インターコネクター事業者と同様に、法律により、ライセンスなしで送電に参加する活動(OFTO資産の所有と運営を含む)を禁止している。したがって、OFTO資産の所有権および運営に参加するには、関係規制当局であるOfgemから送電ライセンスを取得する必要がある。

OFTO資産の場合、送電ライセンスは、競争入札プロセスを通じてOfgemにより付与される。Ofgemは、法律で義務付けられているように、競争入札プロセスを規定した規則を作成し、各新規入札ラウンドの前に追加のガイダンスを公表している。

OFTO資産の開発案件は、次の2つのモデルのいずれかによって構成される

(i) 発電事業者建設モデル:

発電事業者(実際には、洋上風力ファームの開発者)は、その発電資産をNETSに接続するOFTO資産のすべての設計および建設作業を引き受ける。そして、OFTO資産の建設および試運転が完了し次第、Ofgemは、OFTO資産を売却するための競争入札プロセスを実施する。

落札者(OFTO)は、OFTOのライセンスを付与され、Ofgemが決定する経済的かつ効率的な建設費用を、OFTO資産が売却および譲渡された際に発電事業者に支払う。

その後、OFTOは、ライセンスに基づきOFTO資産を運営し、その見返りとして、規制された収益を受け取る。

(ii) OFTO建設モデル

OFTOは、OFTO資産の設計および建設作業、ならびに操作、保守および解体を行う。

OFTOは、再びライセンスを付与され、規制された収益を受け取る。

今日まで、すべてのOFTOが発電事業者建設モデルを採用しているため、本報告書では発電事業者建設モデルに焦点を当てている。適格要件および入札プロセスに関する詳細は、本報告書の(規制制度への参加)を参照。

(2) OFTOライセンス条件

インターコネクターライセンスと同様に、OFTOライセンスには以下が含まれる

(i) 利用規約:ライセンスの地域、ライセンスの有効期間、終了及び取消

(ii) 標準条件: インターコネクター事業の独立性を確保するための条件であり、全てのインターコネクター事業者に適用される義務。具体的には電気インターコネクター事業のための個別の勘定を維持し、また、インターコネクター事業を維持しかつ運営することができることを確保するための十分な原資をライセンス所有者が維持する要件等がある

(iii) 修正標準条件:OFTOのみに適用される特定事項であり、OFTOに支払われる収益の計算、インセンティブ付与およびその調整等

(iv) 特別条件:特定のライセンス保有者に適用

(3) 収入の流れ

OFTOライセンスの下、OFTOは「規制資産ベース」(RAB)モデルに基づいて計算された25年間の規制収入を受け取る。

4.2.3 規制制度への参加

インターコネクター事業への参画の流れは以下の通り

(1) 応募(アプリケーションウィンドウ)

Ofgemは、「アプリケーションウィンドウ」プロセスとそこでの評価を通じて、Cap and Floor regimeの適用させるべき案件を確定させる。Ofgemは、ライセンス付与を希望する事業者に対して期間内、または「アプリケーションウィンドウ」内での申請を実施するよう求める。これは、経済的で効率的な案件のみがCap and Floor regimeの恩恵を受けられるよう、Ofgemが異なるインターコネクター案件を正當に評価し比較できるようにすることを目的としている。「経済的で効率的な」コストに焦点を当てることは、Ofgemの役割として重要な部分である。案件は、Cap and Floor regimeの下で事業開発者が受け取る収益支援が最終的に電力消費者によって支払われるため、インターコネクターの建設及び運営コストが効率的であり、かつ経済的であることを実証する必要がある。したがって、Ofgemにとっては、消費者が適切な費用のみを負担し、その価値に見合う便益を享受することが重要となる。

申請期間中に申請が行われると、Ofgemはプロジェクト評価プロセスを主に2段階で実行する

(i) 案件が有益であり、消費者の利益になるかどうかに焦点を当てた初期プロジェクト評価 (IPA)。その後、原則として、Cap and Floor regime を案件に適用するか否かの決定が下される。

(ii) Ofgemが対象案件の効率的かどうかを含む詳細なコスト評価を行い、それをベースに案件の暫定的なCap and Floorの価格レベルを通知する最終的な案件評価(FPA)。

上記の各評価段階の概要は以下のとおり。³⁸

(2) 初期プロジェクト評価(IPA)

IPAでは、申請されたインターコネクター案件が消費者、生産者、電力市場全体にどのような影響を与えるか、経済的・定性的評価を含めた案件評価の実施を目的としている。IPAの評価を受けるために、案件はインターコネクターライセンスを取得し、かつ、建設完了後にインターコネクターを系統に接続するための国有電力系統事業者(以下、NGESO)との接続契約を締結することを含めた、一定の適格基準を満たさなければならない。

IPA申請の一環として、申請する案件は、主要マイルストーン、費用便益、社会福祉分析のために案件に関する一連の詳細な案件情報も提出しなければならない。IPAプロセスは、通常、関連する応募期間の終了から9カ月間実施される。

IPAが完了し、認められた場合、案件は一定の条件(プロジェクト固有の条件を含む)を前提として、Cap and Floor regimeの規制上の承認を受ける事ができる。この条件は、案件が最終的な規制上の承認を受けるために遵守されなければならない。

(3) 最終プロジェクト評価(FPA)

FPAにて、OfgemはCap and Floor regimeを案件に適用する事に対する最終承認を与え、案件の暫定的なCap and Floorの価格レベルの設定を実施する。FPAに適格であるためには、インターコネクター案件は、IPA決定時にOfgemに設定されたすべての条件を遵守していることを実証しなければならない。

案件は、IPA決定から3年以内にFPAを提出し、案件のコスト、技術設計、その後の調達プロセス、および案件のリスク管理戦略に関する詳細な情報をOfgemに提供する必要がある。これを受け

てOfgemは、案件固有の詳細分析を行い、インターコネクターの開発、建設、運転、保守および解体に関連する経済的および効率的なコスト、および案件の適切な暫定のCap and Floorの価格レベルを計算に必要な財務的パラメータを評価する。

FPA評価は通常6～9カ月以内に完了する。しかし、OfgemがFPA時に提供された情報の分析により、IPA決定時の根拠が実質的に変更されたと判断した場合、Ofgemは、案件に対して改めてIPAの実施するよう要求することができる。上記重要な変更には、3年を超えるFPA申請の遅延も含まれる。

(4) 法定相談及びライセンスの変更

OfgemのFPA決定後間もなく、またはFPAプロセスと並行して、Ofgemは、Cap and Floor regimeを実施するために必要な、ライセンス保有者のインターコネクターライセンスに特別な条件を追加するために、ライセンスの変更に関する法定協議を実施する。

案件がFPA段階でCap and Floor regimeに関する最終的な規制上の承認を得た時点で、Ofgemは、Cap and Floor regimeに関連するインターコネクターライセンスの部分について有効となり、案件はCap and Floor regimeの恩恵を受け始める。通常、この指示は、暫定的なCap and Floor regimeの金額レベルが確定したと同時にOfgemによって発行される。

4.2.4 OFTO制度への参加

(1) 入札ラウンド

OFTO資産の所有と運用への参加は、企業が特定のオフショア・ネットワークのOFTOになるためのライセンスを入札する競争入札プロセスを通じて行われる。英国の法制度の下、Ofgemは競争入札プロセスを管理するための二次法を制定する権限を与えられており、入札プロセスを管理するためのガイダンスに基づく規則を発行している。

上述のとおり、ここでは、発電事業者建設モデルを前提とする入札ラウンドに適用される基準とプロセスに焦点を当てている。

(2) 適格案件

入札規程によれば、入札に参加できるのは「適格案件」のみである。発電事業者建設モデルに関する適格案件とは、案件開発者が以下の基準を満たす案件を指す

- (i) OFTO資産が維持されるための海底リース契約を締結している

-
- (ii) OFTO資産の建設および維持に必要なすべての同意および財産権を取得しており、当該同意または財産権が落札者に譲渡可能であることが保証されている
 - (iii) 送電施設の建設が完了、または送電施設の建設に必要なすべての契約を締結し、当該契約が落札者に譲渡可能であることが保証されている
 - (iv) OFTO資産を系統に接続するための二者間契約をNGESOと締結している
 - (v) 送電施設を建設するための資金調達を確保している
- 定期的に、Ofgemはその時点で「適格案件」ごとに新しい入札ラウンドを開く。

(3) 入札プロセス

発電事業者建設モデルにおける入札プロセスは、現在、以下のとおり

- (i) 事前資格審査: 入札者はその経験と能力に関する概要情報を提出する。Ofgemは、入札者から提出された情報に基づき、適格入札者のショート・リストを決定する。
- (ii) 入札募集(以下、ITT): ITTの目的は、当該案件の優先入札者を特定することにある。この段階では、OFTO資産の開発者(発電設備とOFTO資産の両方を建設する開発者)は、OFTO資産の譲渡のための売買契約書の草案を提出する必要がある、データルームを設置して、OFTO資産に対する投資決定および入札を行えるように、契約、リース、保証、資産および負債に関する情報を含めた情報を用意する。各入札者によって提出された入札の評価は、提出された収益ストリームを含めて評価される。入札者は、売買契約のマークアップに基づいて、入札者による入札収益ストリームが売買契約に基づく支払いの実施が十分であるように、ITT入札を行うことを要求される。
- (iii) ベストオファーおよび最終オファー(以下、BAFO): もしOfgemがITT段階で優先入札者を特定できない場合、Ofgemは、候補となる適格入札者の小規模グループに対し、修正した上での再入札およびBAFOプロセスの開始時に公表される一連の基準に照らして評価される追加情報を提出するよう求める。
- (iv) 優先入札者: ITTフェーズまたはBAFOフェーズ後に優先入札者が発表された後、開発者および優先入札者は、OFTO資産の譲渡に関する売買契約の最終条件に合意するために交渉する。優先入札者とOfgemは、ライセンス供与の条件および入札収益ストリーム

に対するさらなる修正に合意する。

- (v) 落札者:優先入札者に選ばれた場合、最終落札者となる前に、入札者はOfgemが要求する一定の要件を満たさなければならない。これらの事項には、とりわけ、OFTO資産の資金調達のための財務上の緊密な議定書の作成、および(a)規制上の要件、(b)OFTO資産の移転に必要な契約およびその他の取決め、(c)財産権、同意およびライセンス、(d)資金調達に関する取決め、および(e)運用上の取決め、これらが整備されていることの確認が含まれる。OFTO資産の資金調達プロセスに参加する貸し手は、(x)すべての必要な融資契約が合意されており、(y)必要な貸し手内の投資意思決定の最終承認が得られていることをOfgemに通知しなければならない。

(4) 法定相談及びライセンスの付与

Ofgemは、上記の落札者が要件が満たしていることを確認すると、洋上送電ライセンスの変更案に関する法定公衆との協議を開始し、これは最低28日間実施される。変更は、OFTO特有の規定をライセンスに組み込むために必要である。

この協議の後、Ofgemは最終的に洋上送電ライセンスを付与すべき落札者を決定する。ただし、Ofgemは、落札者および資格を有するすべての入札者に通知を公表した日および落札者に洋上送電ライセンスを付与する予定日から少なくとも10営業日の「停止」期間を設定する必要がある。

発電者建設モデルにおいて、OFTO資産は、入札プロセスで合意された売買契約に従い、OFTO資産の開発責任者が落札者であるOFTOに譲渡しなければならない。その見返りとして、OFTOは、Ofgemによって決定されたOFTO資産の開発および建設に関連して負担すべき、または負担すべきであった経済的かつ効率的な費用を開発責任者に対してに支払う。

この譲渡は、OFTO資産の資産が送電可能になった時点から(試運転後)18ヶ月以内に行われなければならない。この期間の後、開発責任者(発電事業者)がOFTO資産間の送電事業に参加することは禁止される。

4.2.5 収益モデル

インターコネクターの収益モデルは下記のとおり

(1) Cap and Floor regime

英国のインターコネクター事業者の収益は、Ofgemが統括するCap and Floor regimeによって決

定される。Cap and Floor regimeにおける重要な原則は

(i) Floor: Floor収益がフロア量を下回る場合、必要条件を満たすことを条件に、Floorレベルまでの金額がライセンス保有者に支払われる

(ii) Cap: 収入がCapを上回る場合、超過分は送電料金の削減により、電力消費者に還元される

これにより、投資家は、リターンに上限がかかるものの、最低限のリターン水準を得ることができ、投資家は、リスクとキャップとフロアの間における収入最大化を目指すことになる。また、売上高が上限を超えた場合には、消費者にさらなる便益をもたらす可能性もある。

Floor額は、NGESOによってインターコネクター事業者を支払われ、NGESOは、送電線利用者によって支払われる送電線使用料を通じて、これらの支払いに必要な資金を提供する。これらの料金は電力供給者から電力消費者に転嫁されるため、最終的にCap and Floor regimeの資金調達コストを負担するのは電力消費者となる。

インターコネクター設備(ケーブル)が国境を跨ぐ性質を考慮すると、通常、「分割規制モデル」として規制され、インターコネクター事業に関連するコストおよび収益は、英国とインターコネクター設備が接続される他の国との間で等しく分割される。Cap and Floor regimeに従って規制されるのは英国部分のみであり、分割された残りはインターコネクターが接続される他国の規制制度によって決定される。

(2) CapとFloorの計算

(i) CapとFloorの設定

Ofgemは、インターコネクターの暫定的な収益のCapおよびFloorを設定する責任を負い、これは、Ofgemによる、インターコネクターの開発、建設、運営、維持、資金調達および解体に関連する費用の見積もりを反映する。これらの暫定な設定は、インターコネクター事業者の資金調達のための融資調達プロセスの完了後にOfgemによって決定され、公表される。Floorに関して、ライセンス保有者は、その収益を想定上の負債コストに基づく「想定Floor level」、または「実際のFloor level」(競争的市場アプローチにより実現した実際の負債コストに基づく、ACOD Floor)を選択することができる。ACOD Floorは、ライセンス保有者が貸し手に対する融資債務とFloor レベルが一致するように、より柔軟性を高めることを可能にする。

(ii) CapとFloorの調整

一旦設定されると、暫定的なCapおよびFloorのレベルは、その後、インターコネクターライセンスの特別ライセンス条件に明記された多くの調整要素に従って調整される。インターコネクターライセンスに規定されている主な調整は、以下の通りである

- a. **建設後レビュー調整:** インターコネクターの建設段階の終了に向けて、Ofgemは、インターコネクターの建設費用の最終評価を反映させるために、暫定的なCapおよびFloorレベルを調整する必要があるかレビュー(「建設後レビュー」)を実施する。調整条件が決定された後は、Cap and Floor regimeは、調整条件が固定されたままとなる。この段階での評価対象は、FPAにて不確実と見なされるコスト、もしくはFPAで評価されていないコストに限定される。
- b. **運営費用再レビュー調整:** 建設後レビュー審査段階において、インターコネクターの全運営費用を決定するものである。インターコネクターライセンスの特別ライセンス条件は、ライセンス保有者またはOfgemのいずれかの要求により、建設後レビューで行われた評価と比較して、インターコネクターの運転および維持に必要な経済的かつ効率的な費用の再評価を踏まえ、この価値を調整することができるメカニズムを規定する。この再レビューは、一度しか実施する事ができず、インターコネクターの試運転が完了してから少なくとも10年間は実施する事ができない。
- c. **廃止措置費用調整:** CapおよびFloorのレベルは、(ア)建設後レビュー段階での評価、および(イ)その後の再評価、インターコネクターの廃止措置に関連する法的要件、ならびにそのような要件に関連する経済的および効率的なコストの間の差を踏まえ、調整される。事業会社は、解体費用の削減または増加があることを(インターコネクターライセンスの特別ライセンス条件に記載されたパラメータに基づいて)検討し、かつ、証拠となり得る状況において、再評価を要請する必要がある。
- d. **所得調整事象:** Cap and Floor regimeが適用されているインターコネクター会社の収益は、Ofgemの同意を得ている不可抗力事象の結果、Floorの価格の5%を超える費用および経費の増減が引き起こされた場合、調整することができる。

(iii) 業績インセンティブ

特別なライセンス条件は、インターコネクターの利用可能性に伴う財務的サポートをライセンス保有者に提供する。実際の利用可能性が、ライセンス内に規定された最低利用可能性のターゲットである80%の稼働時間を下回る場合、ライセンス保有者は、Ofgem(消費者)から一時的支援の形で、Floorの支払いの全部または一部を受領することを選択することができ、その場合、その後の収入がFloorを上回った場合、受けた支援額の返済が要求される。これにより、事業者はFloorまで支払いを受け続けることが保証される(また、債務の返済を満たすことができる)。

(iv) 収益の計算

所得は、特別なライセンス条件に従って毎年計算(4月～3月)され、簡単には、インターコネクター事業から得られる総収益から、一定の市場関連費用を差し引いたものになる。総収入には、英国の容量市場の収入、および英国におけるアンシラリーサービスの提供に伴い、受領した収入が含まれる。

(v) Cap and Floor の適用

収益は、各年度の終了時にCapおよびFloorのレベルと比較され、ライセンスに規定された方法に基づき、収益に対して調整を行う必要があるかを決定する。調整としては下記のとおり:

- a. Capを上回っていた場合、インターコネクターの収益は下方修正されている;
- b. Floorよりも低い場合、インターコネクターの収益は上方に調整される
- c. CapとFloorの間にある場合、調整は行われない。

Cap and Floor Revenue Adjustmentに基づき、評価年度における最終金額が決定する。

(3) 収入ストリームの流れ

下記の図は、Cap and Floor regimeにおける当事者間の主要な支払フローを要約したものである

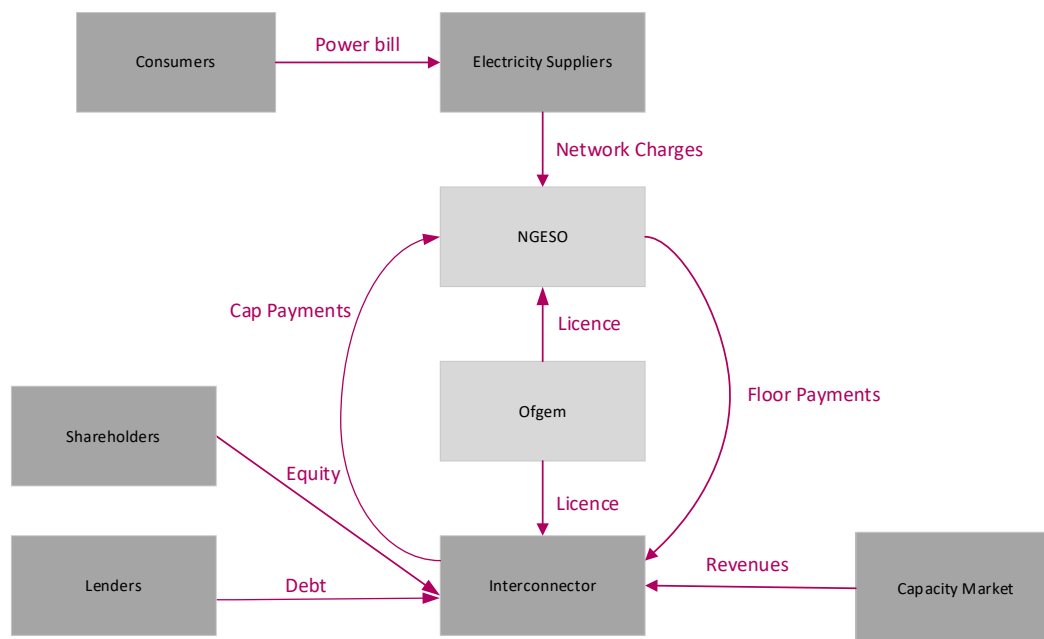


図4-1 Cap and Floor regimeにおける支払フロー

出典: Linklaters報告書

インターコネクターライセンス保有者とNGESOとの間の支払いは、ライセンスの規定およびシステムコードの接続および使用(以下、CUSC)に基づいて行われる。CUSCは、NGESOが管理する業界コードであり、NETSに接続して使用するための契約上の枠組みを提供する。

Interconnector Cap and Floor Revenue Adjustmentがプラスの場合、インターコネクターの収益は上方修正され、支払いはNGESOからライセンス保有者に支払われる。

Interconnector Cap and Floor Revenue Adjustmentがマイナスの場合、インターコネクターの収益は下方修正され、支払いはライセンス保有者からNGESOに支払われる。

ライセンス保有者は、前年の収益に関し、NGESOにInterconnector Cap and Floor Revenue Adjustmentの結果を通知しなければならない。ライセンス保有者はまたはNGESOは、調整が発生する場合、会計年度(4月に始まる)にわたり、当該金額を均等な月次分割払いで支払う。従って、調整による支払いは、実際には収益の査定が実施された時点から2年後に行うことになる。

NGESOは、供給者が支払うべき送電料金を調整することで、ライセンス保有者への支払うための資金を用意する。Interconnector Cap and Floor Revenue Adjustmentを反映させた料金を、消費者への請求することになる。NGESOは、消費者がライセンス保有者に支払うべき金額を支払うか、または送電料金が減ることで、消費者はライセンス保有者から恩恵を受けることができるように、送電料金

を調整する。

4.2.6 OFTOの収益モデル

(1) 収益ストリームの計算

洋上送電ライセンスに基づき、OFTOは、OFTO資産が送電システムに利用可能な状態を維持・保証するために、25年間の規制収入を受け取ることができる。OFTOは、送電資産が使用については制御できない(使用は、洋上の発電事業者の発電状況に依存する)ため、収益は、実際の使用ではなく、OFTO資産の利用可能性に依存する。

この収益ストリームのための規定、およびそれに適用される計算および調整は、各洋上送電ライセンスの修正標準条件に規定されている。概して、収益の流れは以下のとおり

- (i) **基本収益**: OFTOが競争的に入札し、入札プロセスにおいてOfgemが評価・設定した収益ストリーム。

発電事業者建設モデルの下でのOFTO案件では、入札者は、収入としてどの程度インフレをかけたいのか入札に含めることが求められる。収入の割合が異なる入札を均等に比較するために、入札プロセスの各段階の前にOfgemが発表するインフレ想定と割引率を用いて、正味現在価値への換算が実施される。

また、OFTOに支払われる基本収益をライセンス供与の段階で調整することができる。基本収益に関して、ライセンス付与前の入札段階ではライセンス保有者が想定する市場金利(金利swap、小売価格指数swap rate、giltレート、指数連動gilt rateなど)にて計算されるが、ライセンス付与のタイミングで決定される実際の市場金利へ反映するよう調整することができる。変更は、各ライセンス保有者がライセンス付与の前に作成し提出した市場金利調整方法書に従って、Ofgemにより決定されるものとする。

特定のOFTO案件について、Ofgemがライセンス協議プロセスの開始する前に、OFTO資産の開発および建設にかかる費用の最終評価を完了できない場合がある。この場合は、修正標準条件に、(a) 入札段階で想定した送電システムの開発及び建設に関連する費用のOfgem見積もりと、(b) 実際の送電システムの開発及び建設に関連する費用との差額を踏まえ、ライセンス付与時に基本収益を調整(増額、減額両方)をOfgemが決定できるような仕組みを含めておく。

- (ii) **パススルー費用**: 財務計算を行う際、OFTOは、その時点で確定できない費用も想定して

算出しなければならない。よって、洋上送電ライセンスの修正標準条件にて、OFTOが様々な証拠と費用の最小化要件を満たすことを条件として、事前にパススルー費用として定義していたものをNGESOに転嫁することを認めている。

例えば、パススルー費用には、法的要件の変更に伴い変更されるOFTO資産の解体費用、Ofgemが請求するライセンス料の支払いに際してライセンス保有者が負担する費用、OFTO資産の建設のための海底のリースを取得する費用、および一定の状況においての不可抗力事象が含まれる。

- (iii) 業績インセンティブ:例えば、修正標準条件には、業績に応じてOFTOの年間基本収入の10%減少する罰則が含まれている。OFTOが業績目標を達成できない場合、OFTOは年間基本収入の最大10%が減少させられる。他方、このメカニズムには、後の年の実績に応じて相殺される条項も含まれている。

(2) 収入ストリームの流れ

以下の図は、OFTOの収益モデルにおける当事者間の主要な支払いフローを要約したものである

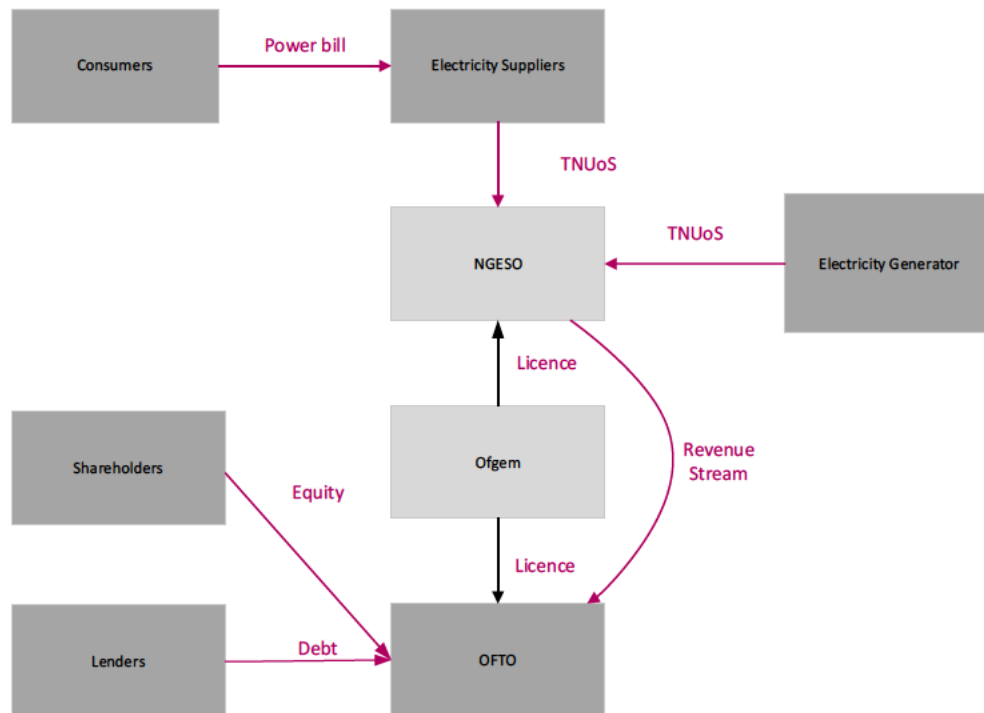


図4-2 OFTO収益モデルにおける支払いフロー

出典:Linklaters報告書

OFTOに支払われる収入は、OfgemとのNGESOのライセンス条項、およびシステム操業者送電所有者規定(以下、STC)に基づき、NGESOが支払う。STCは、NGESO (送電システム操業者)と送電システム所有者(OFTOなど)との関係を定義する業界コードである。

収益ストリームは、NETSの利用者が支払うべき特定の料金の一部、すなわち送電利用料金(以下、TNUoS料金)を通じて、NGESOによって資金提供される。TNUoS料金は、送電系統の設置・維持費用を回収するために、NGESOによって発電事業者および供給者に課徴される。

収益ストリームはNGESOによって、定期的な月々の支払いとして支払われるか、または毎月以外の場合、OFTOの請求書から30日以内に支払われる。

4.3 ドイツにおける送電セクターの規制枠組み

4.3.1 送電セクターの規制枠組み

一般的に、ドイツの送電規制枠組みの基本的な設定は、欧州連合(「EU」)の規則に従っている。EUは過去数十年間にわたって詳細な規則を制定しており、その規則は加盟国において直接適用されるか、加盟国が国内法で実施する必要がある。³⁹⁴⁰⁴¹

4.3.2 一般的な義務とその背景

欧州のルールは、一般に、民間の市場参加者(エネルギー生産者、貿易業者、ネットワーク事業者のようなインフラ事業者)が活発であり、顧客獲得のために競争し、消費者に低価格を提供する競争環境の「自由化」エネルギー市場を目指している。

1990年代半ばまで、ヨーロッパの電力市場は独占的な垂直統合企業(「VIU」)によって独占的に支配されていた。発電、送電、配電、および販売を、しばしば国営の大企業であり、小規模な民間企業に市場アクセスを提供していなかった。1996年、EUは、2009年の第三次エネルギー・パッケージ(以下「TEPという)において、競争可能性がある市場を徐々に開放し、エネルギー市場の自由化を開始した。このパッケージは、潜在的に競争の対象となる活動を分離(アンバンドリング)する事により、送電を管理する企業が他の市場参加者を差別する可能性と、独占的で非競争的な電力・送配電活動を排除することを目的とした規則が導入されている。さらに、TEPは、ネットワーク事業者が従わなければならない一般原則を以下のように規定している

- 第三者のアクセスを差別なく認めること(すなわち、誰もが、送電網を使用することができることを意味する)。
- 非差別的で透明性のある送電料金(価格は基本的に各顧客で同じであり、国の規制当局の承認を得る必要がある)。

国境を超えるインターコネクターの運営者は、一定の条件の下で、第三者にアクセスまたは料金設定を許可するために、アンバンドリングの義務の免除を申請することができる。

³⁹ 電力セクターは、Electricity Regulation (EU) 2019/943 (「ElecReg」)。

⁴⁰ 電力セクターの主な法律は、Electricity Directive (EU)2019/944 (「ElecDir」)。

⁴¹ 中核となる基準は、ドイツエネルギー産業法(Energiewirtschaftsgesetz – “EnWG”)であり、これに多数の条例と決定が補足されている。

ネットワーク事業者は、ネットワークシステムの運用・維持・拡大を行うとともに、経済的に合理的である限り、市場の実際のニーズに合わせた投資を行う義務を負う。また、必要に応じて、第三者をグリッドに接続し、ネットワークを強化する義務も負う。

TEPの導入により、ドイツの4つの大規模電力VIU、すなわちE.on Vattenfall, RWE, EnBWは、送電システムの運営を新規送電システム運営会社(「TSO」)であるAmprion, 50Hertz Transmission, Tennet, TransnetBWに分離した。これらは現在、ドイツの送電網を共有しており、これは、1つのTSOのみが送電網を操作しているほとんどのヨーロッパ諸国とは違っている。これら4つのTSOは、ドイツの送電網を運用、維持、および必要に応じて拡張する責任を負う。彼らは、規制されたネットワーク料金を通じてその費用を回収することができ、これはまた、主要グリッドへの洋上ウインドファームの接続、インターコネクターの計画、建設、運営を含む、ネットワークに必要な強化もカバーする。ただし、いわゆる独立型のインターコネクターについて、計画、建設及び運用も可能である一方、現行の欧州及びドイツの法的枠組みでは、独立型インターコネクターの取扱いに関して十分に設計されていない点に留意が必要である。⁴²

4.3.3 TSOの分離・認証

TEPの重要なテーマの1つが、ガスおよび送電ネットワークの所有権または少なくとも管理を、分離するように設計する事である。これらの「アンバンドリングルール」の意図は、送電ネットワークが透明性を持ち、かつ非差別的に運用されることを保証することであり、すべての利害関係者は、ネットワークへのアクセスおよびネットワークの使用に関して同等の扱いを受ける権利がある。送電業務におけるアンバンドリング要件は、主に欧州電力指令で規定されており、ドイツの EnWG に移行されている。

(1) 完全所有権の分離

分離要件は、EUのガスおよび送電網資産の支配または「権利」の行使と、ガスおよび電力の生産および供給資産における「権利」の支配または行使とを分離することを目的とする。

基本原則として、一方における「何らかの権利」の支配または行使は、他方に対する支配または「何らかの権利」の行使を排除し、一方の当事者が双方を支配する(または一方を支配し、他方の当事者において「何らかの権利」を行使する)場合、一方の当事者を売却(「分離」)することが要求され

⁴²

2010 年、E.on はドイツの 40%をカバーするネットワークをテネットに販売。パテンフォールはまた、同社のネットワークをベルギーのグリッド事業者である Elia と IFM に販売。RWE の子会社であるアンブリオンは、2011 年 9 月に Commerzbank 周辺の投資家グループに売却された。TransnetBW のみが EnBW の完全子会社であるが、EnBW の活動から分離されている。

る。⁴³

これまで、BNetzAとEU委員会とのケースバイケースの評価として、総市場容量と比較して発電/生産能力がわずかである発電資産への投資は利益相反にならないと認めてきた。これを踏まえ、潜在的に相反する投資および関連する活動を評価する際には、影響を受ける市場の地理的状況も重要にある。地理的に近い活動ほど、利益相反のリスクは大きくなり、特に、関連する活動が同一の管轄区域内で行われる場合に当てはまる。対照的に、海外への投資であれば、発電/生産および供給に対する多額の投資も、EUのエネルギー市場における利益相反にはならないとされる場合もある。

(2) 代替案: ISO及びITO

TEPは、完全な所有権分離よりも、少し緩和された代替手段を提供しているが、これらは、TEPが可決された2009年9月3日時点で関連ネットワークがVIUに属していた場合にのみ適用されると決定した。EU加盟国は、完全な所有権分離要件を履行する義務があるが、国内のガス・電力ネットワークに対して、以下の措置の1つまたは複数を実施する選択肢がある。

(i) 独立システムオペレーター(以下、ISO)

この選択肢の下で、ネットワークはVIUによって所有され続けることができますが、委員会によって承認された独立所有のシステムオペレーターによって管理される必要がある。

(ii) 独立送電オペレーター(以下、ITO)

VIUがネットワークを所有し、運用することは可能であるが、その運用は、関連する発電、生産、供給業務から完全に独立して運用することを保証するための、厳しい規則に従う必要がある。

ITOモデルでは、投資家に完全な所有権の分離よりも柔軟にポートフォリオを構築することを可能にし、例えばTSOおよび発電または供給活動で過半数の持分を保有することを可能にしている。しかしながら、ネットワーク運用と発電または供給活動との間で無差別性を確保するために、所有構造におけるこのような柔軟性は、TSOの独立した管理者による独立した日々の管理および投資計画に関する厳格な要件によって調整がなされている。完全所有権

⁴³ 「支配」は、アンバンドリング要件において広く定義され、事実上、直接的、間接的または共同支配、および TSO の資産などに関する一定の契約上の権利を含む、決定的影響力を行使する可能性を付与するあらゆる形態の利益が対象となっている。

の分離は、株主にTSOに対する完全な支配権を付与するのに対して、ITOの株主は、TSOに対する非常に限定的な影響力のみ行使することができる。

ITOモデルは、コンソーシアムがTSOの支配的持分を取得する場合(例えば、TSOのような戦略的投資家と金融投資家、または複数の金融投資家のコンソーシアムで構成される)に、(たとえ投資家1人だけが発電または供給活動を保有していたとしても)唯一利用可能な所有権分離を満たす選択肢となる可能性がある。

(3) 認証

上記の規則は、EU内に所在するすべてのTSOが国の規制当局、すなわちドイツのBNetzAによって適合していることを証明されなければならないという要件がある。各認証申請書は、最初に原案としてNRAが発行し、欧州委員会送付され、意見が求められる。TSOが欧州外の第三国企業によって支配されている場合、連邦経済エネルギー省は、当該認証がドイツまたは欧州連合における供給の安全を脅かす可能性があるかどうかを追加的に評価しなければならない。

インターコネクターもTSOに該当するため、その運営者も法的な認証要件の対象となる。

4.3.4 送電料金設定

ネットワークが効率的に運営され、ネットワーク事業者の独占的地位から生じる不当な利益を避けるために、ドイツは、2009年にインセンティブ規制を導入した。この規制は、基本年度に発生する一定の規制費用に基づく報酬を設定しており、ネットワーク料金により発生する年間最大収益を設定するために使用され、5年間の各規制期間について、グリッド事業者間で効率評価に応じて調整される。

(1) 収入Cap

インセンティブ規制の枠組みの下で、BNetzAは、規制期間の各年において、TSOがそのネットワーク料金を決定するための基礎となる事前の収益上限を定義している。⁴⁴

規制期間の期間は5年毎となっている。TSOの収益上限を決定するために、BNetzAは、規制期間の開始の3年前に費用基準を決定する。その際、比較により最も費用効率の高いTSOを特定し、(ア)基準年の費用、(イ)一般的な価格変化、および(ウ)規制期間中により効率化が可能なTSO個々の義務を踏まえ、規制期間の各年の収益上限を設定する。規制期間中、ネットワークオペレーター

⁴⁴ インセンティブ規制の制度は、TSOのみならず、約700の流通ネットワーク事業者を含むすべてのドイツのグリッド事業者にも適用されるが、小規模なネットワーク事業者は、やや簡単な手続きを選択することができる。

の利益は固定されるため費用効率化を図ることで、その分が更なる利益とすることが可能となる。最終的に、そこで発生した便益は、翌規制期間の基準年における費用基準の引き下げにより、顧客に反映される。なお、基準年以降の調整は、法律で明確に規定されている所定の種類の費用についてのみ対象となる。

(2) 費用基準

収益Capの計算の開始点は、規制期間開始の3年前である基準年の原価基準である。BNetzAは、ネットワーク運営に関連し、構造的に比較できる効率的なネットワーク運営者の費用を踏まえ、費用を決定する。その際、基準年のみに適用された特別な事象を除いた費用のみを考慮する。これには、貸借対照表上、経費に相当する資本および営業支出(TOTEX)、減価償却費、株主資本利益等が当てはまる。

(i) 減価償却費

運用に必要な資産の減価償却費は、ネットワークコストを決定する際のコスト項目として考慮される。一旦減価償却された資産に対して、消費者が2回支払う事態を防止するために、資産は、例えば所有権の変更後等、通常の会計基準ではそうであったとしても、収益上限を決定する目的で再考慮されないことがある。また、条例において様々なネットワーク資産の標準的な経済的耐用年数も規定されている。

(ii) 株主資本利益率

費用基準のもう1つの重要な部分として、本質的資本に適用される株主資本利益率(以下、RoE)である。TSO全体の貸借対照表における実際の資本割合にかかわらず、RoEレートは本質的資本の最大40%の部分にのみ適用される。本質的資本のその他は、超過資本とみなされ、国内の発行されている特定の確定利付証券に基づく(より低い)金利が適用される。

RoEは、規制期間ごとにBNetzAによって設定され、基本金利と起業家的リスク・プレミアムが含まれる。2006年1月1日以前に有効化された資産(旧資産)は、インフレも考慮されるため、より低いRoEを受け取ることになる。RoEの決定については、法律に詳細が示されているが、BNetzAは、RoE率に算定に必要な要素および方法を決定する裁量権を有する。⁴⁵

インセンティブ規制が導入されて以来、RoE率は、低金利に伴い、定価傾向にある:

	1 st RP	2 nd RP	3 rd RP	4 th RP
新規資産	9.21%	9.05%	6.91%	5.07%
旧資産	7.8%	7.14%	5.12%	3.51%
資本超過分	— ⁴⁶	4.18%	3.03%	2.02%

表4-1 RoEの変遷

出典:Linklaters報告書より関西作成

(3) 個別効率係数

ネットワーク運営者の費用が収益Capにどの程度反映されるかは、BNetzAが運営する同等のネットワーク運営者の効率性ベンチマーキングに基づいて、各ネットワーク運営者に設定される効率係数にも左右される。この目的のために、BNetzAは、各ネットワークのコストベースをネットワーク運営者の支出指標(供給エリア、接続された顧客数、または環境指標等)と比較した後、最も効率が高いネットワーク運営者を100%効率的であると見做し、それと比較して効率の低いオペレーターに対して、低い効率係数(60%以上)を割り当てる。100%効率的であると見做されたTSOの費用は、次の規制期間中に影響を受けず、全額が完全に回収可能な費用として、収益Capに反映される。効率係数が100%を下回るネットワークオペレーターは、規制期間の終わりまでに100%効率のTSO水準を満たすために、100%効率のTSOを上回るコストの部分(非効率的なコスト)を低減するよう取り組んでいくこととなる。これまでの3回の規制期間において、TSOは一般的にDSOよりも高い効率スコアに達しており、BNetzAはTSOが100%効率的であるとみなした。

(4) 部門別生産性係数

TSOの収益Capは、消費者物価指数の変化に応じて毎年調整される。さらに、送電部門が含まれる部門経済と経済全体との間の生産性と開発コストの違いを反映することを目的とした部門別生産性係数(Xgen係数)が適用され、Xgen係数が高いほど、より低い収益Capにつながることになる。

(5) 規制口座

インセンティブ規制制度では、計画された収益と実際に達成された収益との間の乖離を是正するために、規制上の勘定が必要である。これは、各ネットワーク運営者が収益Capとして与えられてい

⁴⁶ 最初の規制期間については、資本超過分の制度はまだ導入されていない。

る総収益を確実に受け取ることができるようにすることにある。

特に、送電線利用量は、料金計算のために想定される送電線利用量と異なる可能性があり、実際に実現した総収益は、BNetzAが事前に決めた収益Capとは(プラス、マイナスどちらにも)異なる可能性がある。これらの差異は、規制当局にて把握され、差異が発生した後の3年間の収益Capの計算に考慮される。

(6) 投資措置

2021年7月31日まで、TSOは、送電網の拡張または再構築のために投資が必要な場合、基準年以降に発生した費用で、次の規制期間前に受けることができなかった報酬を申請することができた。それにより、これら投資措置に関連する費用の追加により、承認されたときの規制期間中のTSOの年間収益Capが増加する。その後、投資措置に関連する費用は規制資産ベースの一部となり、さらに、タイムラグを伴わずに直接収益Capに反映されていた。

2021年7月31日以降、改正が施行され、第4次規制期間の終わりまでにこの投資措置は段階的に廃止され、既にDSOに適用されている資本コスト(以下、CoC)制度に置き換えられることとなった。

(7) 資本コスト制度

2021年7月31日に発効したARegVの改革では、CoCの年次調整が導入され、収益CapがCoCの変化に合わせて調整されるようになった。

TSOは、基準年以降に行われた新規投資を考慮に入れるために、毎年CoCの追加申請を行うことができる。資本コスト制度の対象は主に、運用上必要な資産の取得および生産コスト、持分および借入資本に対する利息、および税に基づいて計算された減価償却額の合計から成る。承認されたCoCと実際に発生したCoCとの差異は、その後、規制当局の口座を通じて確認される。

さらに、各規制期間の開始時に、費用レユーの一部としてCoCの控除が決定される。CoCは、(ア)減価償却費、(イ)株主資本利益率、(ウ)取引税、(エ)借入資本利息の費用の合計であり、基準年のCoCは、減価償却費等の実施に伴い年々減少する。

4.3.5 新規のインターコネクターの適用除外

原則として、純粋な専用線ではないすべての送電線、即ち発電事業者と電力消費者を直接接続するものは、欧州とドイツのエネルギー規制の対象となり、その後、所有権分離、料金設定、および第三者アクセス義務の対象となる。インターコネクターの場合、下記の要件が累積的に満たされている場

合、これらの義務の全部または一部免除が可能となる

- 電力供給の競争を促進する投資
- 投資に伴うリスクの水準が、適用除外が認められない限り見合わないようなものであること
- インターコネクターの所有者と運営者が、少なくとも法的には異なること
- インターコネクターの利用者に料金が課されること
- インターコネクターの資本又は運転費用の一部が、インターコネクターが接続されている送電、又は配電システムの使用料金に含まれていないこと
- 適用除外により、競争や国内電力市場の機能、およびインターコネクターが接続されている規制システムの効率性を阻害しないこと

免除の申請は、ドイツNRA、BNetzAに提出する必要がある。BNetzAは、免除を付与し、免除の容量に上限を課すかどうか等の裁量権を有する。免除される場合、その期間は通常20年または25年を超えない期間に限定される。手続き時、BNetzAは欧州委員会を関与させなければならず、委員会が決定書案の変更を要請した場合、BNetzAはそれを遵守する必要がある。

4.3.6 送電事業の計画の承認の基準

新規送電線に対するドイツの流れは、当局による免許/入札プロセスではなく、TSOによる送電案件の計画である。送電案件の計画は、TSOによって提案され、規制当局によって承認される一般的なネットワーク開発計画に適合する必要がある。

ネットワーク開発計画に基づいて必要な投資は、インセンティブ規制規則に基づいて割り当てられた収益Capにより設定されたネットワーク料金を通じて回収することができる。

(1) ドイツにおける送電網の整備

公衆の関与を確保した上で、エネルギー規制が送電網の拡張がに従っていることを保証するために、法的に定義された枠組みの中で特定の手順に従う。ドイツの法律では、TSOは10カ年のネットワーク開発計画(Netzentwicklungsplan,(以下、NEP))を策定することが義務付けられている。NEPは、安全で信頼性のある系統運用のために、ドイツの超高压送電網のニーズに基づく最適化、強化、拡張に必要な措置を示している。これには、洋上送電線およびインターコネクターへの投資が含まれる。

NEPとその基本であるシナリオの枠組みは、4つのTSOによって2年ごとに策定されるものとする。NEP計画の策定は、異なる関係者と責任者が関与する複雑なプロセスとなっている。

定期的な繰り返されるプロセスのより、変化するフレームワーク条件をネットワーク計画に組み込むことが可能となっている。

- 出発点は、4 つの TSO によって書かれたシナリオの枠組み (Szenariorahmen) であり、ドイツにおける再生可能エネルギー、従来型エネルギー、負荷時のエネルギー消費の分野で予想される展開を説明しています。この草案は、BNetzA の承認の対象であり、BNetzA は公衆との協議結果も踏まえ検討する。
- 承認されたシナリオの枠組みは、TSO によるネットワーク開発計画の最初の草案 (Netzentwicklungsplan)の基礎となっている。ネットワーク開発計画の最初の草案は、審査のために BNetzA に引き渡され、公衆に提示される。公衆からの意見を踏まえ、TSO は、最初の草案を修正し、2 番目の草案を BNetzA に提出するものとする。さらに、BNetzA は環境負荷報告書を作成する。

最終協議手続きでは、NEPの最終草案と環境影響報告書について公衆への相談を行うことができ、この協議の結果を踏まえて、BNetzAはTSOのネットワーク開発計画を確認する。

- 少なくとも 4 年ごとに、BNetzA は確認されたネットワーク開発計画と環境報告書を連邦政府に提出する。連邦経済エネルギー省は、この 2 つの規定に基づき、連邦要件計画(連邦政府の法律案)を作成し、この連邦要件計画では、特別高圧送電網の拡張の必要性を規定している。法の採択に伴い、エネルギーの必要性和当該措置の緊急性が確立さ、これに基づき、具体的な計画手順、具体的には連邦政府の部門計画/地域計画および計画承認を開始することができる。

(2) 欧州大での送電網の取り扱い

ドイツのエネルギーネットワークは、他国のエネルギーネットワークと結びついているため、国境を越えて欧州のエネルギーネットワークに影響を与え、また、欧州の他地域でのエネルギーネットワークの拡大がドイツのネットワークに影響を与える。

欧州のエネルギーネットワークを強化することを目的とした案件は、拘束力はないものの、欧州10カ年ネットワーク開発計画(TYNDP)に含まれる。

欧州のエネルギーネットワークに特に重要な案件は、共通関心案件 (PCI)と呼ばれ、案件の優先

順位が高いため、関係加盟国は、これらの案件を可能な限り国家的意義の高いものとして、許可付与プロセスにおいて適切に扱うことが義務付けられている。そういった案件は研究や金融商品に対する助成金という形で財政支援を受けることができ、また、案件が市場や規制の枠組みで資金調達できない場合、取り組みに対する財政支援の資格を得ることもできる。⁴⁷

プロジェクトが、持続可能性とエネルギー削減に大きく貢献し、市場統合および供給の安全性に貢献する場合、インターコネクターがPCIの対象となる可能性がある。

ネットワーク運営者または民間事業者は、PCIの提案を提出することができ、提案は審査プロセスを経て、最終的に欧州委員会によって決定される。

⁴⁷

Cf. Trans-European Energy Infrastructure (EU) 2022/869 の指針に関する規則。

4.4 インドネシア送電セクターに対する民間投資による便益と課題

本報告書の3.のとおり、現行規制上、系統連係インフラも含む送電インフラへの民間投資は妨げられないことが、確認された。他方、実際にインドネシアの民間投資による送電インフラ事業を実施していくには、4.3で説明された欧州の制度等と比較して、未整備の部分が存在する。本節では、主に民間投資におけるリスク管理や商務面の観点から、送電セクターへの民間投資に係る課題等を説明していく。

4.4.1 送電案件の融資の検討

- (1) 資金調達の検討。
- (2) 民間企業が送電線案件を実施できるようするには、案件ベースで融資がつく必要がある。
- (3) 商業銀行や輸出信用機関からの融資が期待される一方で、送電線案件の成功には、PLNとインドネシア政府からのコミットメントとサポートが不可欠。

4.4.2 プロジェクトファイナンスとコーポレートファイナンスの比較

以下では、プロジェクトファイナンスと典型的なコーポレートファイナンスの長所と短所について、一般的なメリット・デメリットを示す

	プロジェクトファイナンス	企業財務
メリット	・スポンサーのバランスシートへの影響なし ・大規模かつ長期の資金調達が可能 ・ノンリコースファイナンス ・高いレバレッジ(少額の出資金) ・レンダーのデュー・デリジェンスに伴う、建設コストとスケジュールの適切な管理	・資金調達に要する時間の大幅な短縮 ・低金利 ・制限が比較的少ない ・定期的な支払義務なし(エクイティ・ファイナンスの場合)
デメリット	・案件の制度構築に要する時間の長期化 ・企業金融よりも高い金利 ・案件に対する様々な制限、およびレンダーへの報告要件	・リコースファイナンス ・より短い融資期間の可能性 ・案件の構造のバラツキが少ない

表4-2 プロジェクトファイナンスとコーポレートファイナンスの比較

出典: Linklaters 報告書より関西作成

4.4.3 インドネシアにおける送電プロジェクトのリスクと資金調達の問題

(1) 総論

(i) アプローチ内容

本報告書の4.3で、英国におけるインターコネクター事業及びOFTO事業の資金調達に関して説明を実施した。このセクションで議論された内容の多くは重要であり、本セクションでは、インドネシアの送電案件に関連する問題に焦点を当てるとともに、インドネシアの送電プロジェクトのプロジェクトファイナンスで生じるであろう他の課題についても検討する。

インドネシアには民間企業が実施する送電線プロジェクトが現状存在しないため、本セクションでは、インドネシアのインフラ整備の課題に加えて、英国での資金調達の状況をインドネシアに関連する範囲で検討し、インドネシアの送電案件の潜在的な資金調達に関する問題を分析する。

(ii) インドネシアの案件・リスク配分に関する最近の状況

過去数年間にわたり、PLNは電力購入契約のテンプレートをPLNにとって好ましい条件とするよういくつかの変更を試みている。例えば、事業者側が負う系統リスクの量の増加、みなし委託支払いの払い戻し、およびPLNのための「再交渉オプション」条項等がある。

これらは、PLNがIPPとのPPAに関して求めたものであり、PLNと民間送電事業者との間でのコンセッション契約(又は送電契約)には存在しないが、民間送電事業者とのコンセッション契約に関しても同様のリスクアロケーションアプローチが取られる可能性がある。

最近の電力プロジェクトの先例に基づき、PLNとのコンセッション契約の交渉において生じる可能性のある問題を以下のセクションで述べる。

(2) グリッド依存

送電案件は、PLNの送電系統への接続に依存するため、PLNと送電案件事業者間のネットワーク接続に適用されるインタフェースルールを確立し、送電案件事業者が所有し運用する送電線がPLNの送電系統への接続できる状況を確保することが重要となる。

4.4.4 契約条件の想定と課題

前述のとおり、現在インドネシアにおいて、PLNと民間送電事業者との間でのコンセッション契約(又

は送電契約)は存在しない。ここでは、PLNとIPP(発電事業者)との間でのコンセッション契約を参考に、送電事業において想定される契約上の条件を整理し、また、それを踏まえた課題について述べる。

(1) 規制体制

送電資産が重要なインフラストラクチャーであることを踏まえ、民間セクターの事業会社が所有し運営する送電資産の体制は、民間セクターへの投資を促進するために、安定的かつ事前に定められた収入となるスキームが求められる。送電セクターの体制は、送電資産の継続的な運用と保護を確保するための規定とプロセスを策定する必要がある。

PLNと送電事業会社との間のコンセッション契約により、民間の送電事業が実施されることが予想されるため、送電事業の資産の所有権と運用は、当該コンセッション契約の条件に従って行われる必要がある。

このような送電プロジェクトにおける貸し手は、コンセッション契約が貸付期間中に終了するリスクを考慮し、これを緩和する方策を資金調達スキームの中に織り込むことが期待される。また、送電案件事業会社がコンセッション期間中に課される条件を順守するよう管理していくことが重要となる。

(2) 契約期間全般

PPAの場合、PLNは通常、一定期間の中で、一定のマイルストーンを達成することを要求する。マイルストーンの性質は、最近の判例に基づく、融資契約の発効時期、および商業運転開始時期に期限が設定されており、達成できなかった場合、PLNは予定されている賠償額の請求、履行保証の要求、および最終的にPPAを終了する権利を有することになる。

上述のとおり現在送電事業に関して規定されたものはないが、民間の送電事業が実施された場合、PLNが同様のアプローチで、送電案件の建設および運営に関連して、同様のマイルストーン達成を要求してくることが予想される。

(3) 収益の確実性

貸し手は送電案件における収益の確実性を求め、発電事業者の発電状況にかかわらずPLNによるテイク・オア・ペイ方式またはアベイラビリティ・ペイメント方式を求める。テイク・オア・ペイ方式もしくはアベイラビリティ・ペイメント方式であれば、送電案件事業会者の運営する送電資産が利用可能である限り、PLN側の送電システムのトラブルに影響を受ける事はない。

貸し手は、テイク・オア・ペイ方式またはアベイラビリティ・ペイメント方式に基づく収入ストリームで、案件に係る融資返済義務を果たせるような融資構造とする必要があり、また、インデックスや収

益調整に対しても対処可能な仕組みとする事も重要とある。

(4) 建設リスク

英国の規制セクションでの説明のとおり、英国のOFTO用発電事業者建設モデルの下では、洋上風力案件の送電線の建設は洋上風力発電案件の融資によってカバーされている。インドネシアの場合、民間セクターによるインドネシアの送電線開発が英国の発電事業者建設モデルと合致しないことを前提とした建設リスク分析が必要となる。送電案件事業会社は、一般的に、コンセッション契約に基づき、EPC請負業者による遅延/不履行に対して責任を負い、その結果、送電事業運営会社は、支払いを受けられず、また、PLNに対しては予定されている損害賠償金を支払わなければならないリスクが発生する。通常、これらのリスクはEPC契約に基づき、可能な限りEPC請負業者に移転される。

もし、IPPプロジェクトのPPAと同様のリスク配分が送電線プロジェクトに採用された場合、この一般原則には、送電案件事業会社が救済を利用できる下記、特定の例外が適用される可能性がある

- (i) コンセッション契約の基づく、時間的、および支払い猶予の救済
- (ii) 以下の理由で試運転を実施できない場合
 - a. PLNまたはその他の政府機関による正当な理由なしに行われた作為・不作為
 - b. PLNが所有する系統連系システムまたはその他の施設による不可抗力の事態

上記の場合であれば、送電案件事業会社が委託要件を満たしたものとみなされ、PLNから契約容量に対する対価の支払いを受ける事ができる。しかし、PLNのグリッドシステムが損傷し、修理が必要な場合、上記は、合意された年間および総猶予期間内に修理が完了しない場合にのみ適用される。

また、貸し手は、案件の商業運転に至らないことに関連するリスクを軽減するものとして、スポンサーからの完成保証または債務返済の引受けを要求する可能性がある。インドネシアでは民間主導の送電線案件が実施されておらず、貸し手は国内の送電線案件に関してリスクを回避できる事の確認(実績)ができるまで保守的なアプローチをとることが予想される。

(5) 為替リスク

インドネシアの法律では、ルピアによる送電案件事業会社とPLN間の支払いが義務付けられて

いる。その結果、コンセッション契約に基づくすべての料金の支払いは、ルピアで行われる。料金は米ドルと連動することが予想されるところ、債務返済及びその他の米ドル建て債務を満たすために、送電線案件事業会社は、料金を米ドルに換算する責任を負うこととなる。しかし、PLNは最近、インドネシア中央銀行から、IPPを米ドルで支払う承認を得ていると理解しており、この承認が送電事業に対する支払いにも適用されることを想定しているが、もし、適用されない場合、ルピアでの支払いを外貨に転換し返済する事の保証を、貸し手から要求される可能性がある。

(6) 保証構造

貸し手は、通常のプロジェクトファイナンスと同様、送電事業会社の資産の実質的なすべての資産に対する保証を要求する。このようなコンセッション契約に対する保証の付与には、PLNの同意を得る必要があり、PLN同意書を受領する。PLN同意書を通じて、事業会社の資産と収益、潜在的な保証の実施、貸し手の介入権などに関する保証にに対してPLNの同意が求められる。

しかし、インドネシア政府は、インドネシアにとって極めて重要なインフラである送電線の安定的かつ継続的な運用に影響を及ぼす送電資産に関して、第三者が最も実行力を持つ事に懸念を抱く可能性があり、PLNの同意書の下で、これらの懸念に関する条件を追加されるリスクがある。

その一つの可能性として、PLNが送電事業会社への過半数の出資参加を要求する場合、コンセッション契約およびその他の資産に対する保証について、世界銀行とインドネシア政府の間の融資契約におけるネガティブ・プレッジ条項に違反することとなる。

(7) 土地

通常、土地の取得はPLNとのPPAに基づく事業会社の責任であるため、送電案件に関しても送電案件事業会社の責任の下、取得を求められると予想される。インドネシアの土地取得は、特にインドネシアの農村地域において、(ア)土地が林地であり、開発活動の制限を受ける可能性、(イ)および対象の土地が関連する土地登記所に登録されない可能性があり、その場合は、土地に対して抵当権が発行されるまでに時間がかかる、等の理由で非常に時間がかかるリスクがある。特に、送電プロジェクトに必要な土地、海洋、空間計画権の重要性を考慮すると、「国家戦略プロジェクト」としての指定は、プロジェクトの開発を加速させるのに役立つ。

(8) 政府保証

大規模電力案件は、インドネシアの規制の下で政府保証の対象となっている。これは、各案件に

代わり、PLNが申請するものである。貸し手は、送電案件に関するコンセッション契約に基づくPLNの義務に関して、インドネシア政府から何らかの支援を必要とする可能性がある。他方、PLNが発行した最近のいくつかのPPAとRfPでは、PLNの支払い義務に関して、PLNの信用のみに基づいて融資が実施されている。他方、PLNが送電案件に関して、コンセッション契約に基づくPLNの義務について、政府保証を要求する可能性が高いと予想しており、政府保証の必要性は、調達プロセスの決定に影響を与え、調達プロセスに要する期間と手順に影響を与える。

(9) 不可抗力リスク(政府不可抗力事由以外)

(i) 送電案件事業会社に影響を及ぼす不可抗力事由(政府不可抗力事由以外)

a. 商業運転開始日前

送電案件事業会社が商業運転開始前に不可抗力事由により影響を受ける場合、送電案件事業会社は、その履行義務から免除されるものとし、遅延を最小限に抑えるために、事業会社の能力や状況を踏まえ、マイルストーン スケジュールが公平に調整される。

PLNおよび送電案件事業会社は、重大な完了遅延を引き起こす不可抗力事由が発生した後で、案件に保険が付保されていない、もしくは付保できなかった場合、一定期間の誠意ある交渉の後に解決策が合意されない場合に、解約金を支払わずに、コンセッション契約を共同で終了することができる。

b. 送電資産の試運転

送電案件事業会社に影響を与える不可抗力事由により、送電案件事業会社が契約に基づく容量試験を実施できない場合、契約に基づく支払いを受ける事はできない。

c. 商業運転開始日以降

送電案件事業会社が商業運転開始日の後に不可抗力事象の影響を受けた場合、送電案件事業会社はその履行義務から解放される。

PLNおよび送電案件事業会社は、重大な完了遅延を引き起こす不可抗力事由が発生した後で、案件に保険が付保されていない、もしくは付保できなかった場合、一定期間の誠意ある交渉の後に解決策が合意されない場合に、解約金を支払わずに、コンセッション契約を共同で終了することができる。

(ii) 送電プロジェクト会社に影響を及ぼす政府不可抗力事由

a. 商業運転開始日前

送電案件事業会社が、商業運転開始前に政府の不可抗力事由により影響を受ける場合、送電案件事業会社は、その履行義務から免除されるものとし、遅延を最小限に抑えるために、事業会社の能力や状況を踏まえ、マイルストーン スケジュールが公平に調整される。

また、政府による不可抗力事由の発生は、トリガーイベントメカニズムに基づき、費用等価格調整を実施する事が可能。

送電事業案件会社は、コンセッション契約を終了することができ、PLNは、政府の不可抗力事象が案件の建設または商業運営日を長期間遅延させる場合、コンセッション契約に基づいて決定された購入価格を支払う。

b. 送電資産の試運転

送電案件事業会社が、政府による、正当な理由なく何らかの行為または不作為等により、契約に基づく試運転を実施できない場合、送電資産は、契約上の瑕疵はないものとし、PLNから実際のアベイラビリティに基づく支払いを受ける事ができる。

c. 商業運転開始日以降

送電案件事業会社が政府の不可抗力事由により契約に基づく容量を提供できない場合、送電案件事業会社が送電可能な場合、送電資産は利用可能とみなされるものとし、PLNは契約容量に対する支払を継続するものとする。

また、政府による不可抗力事由の発生は、トリガーイベントメカニズムに基づき、費用等価格調整を実施する事が可能。

送電事業案件会社は、コンセッション契約を終了することができ、PLNは、政府の不可抗力事象により案件の運営を長期間再開できない場合、コンセッション契約に基づいて決定された購入価格を支払う。

(iii) PLNに影響を及ぼす不可抗力事由に関する送電案件事業会社への救済

a. 送電資産の試運転

PLNの系統システムまたは他のPLN所有施設に影響を及ぼす不可抗力事由により、

送電案件事業会社が契約に基づく試運転を継続的に実施できない場合、送電資産は委託されたものとみなされ、PLNから、実際のアベイラビリティに基づいて契約上の支払いを受ける事ができる。ただし、PLNのグリッドシステムが損傷し、修理が必要な場合、上記は、合意された年間および総猶予期間内に修理が完了しない場合にのみ適用される。

b. 営業開始日以降

PLNに影響を及ぼす不可抗力事由によりPLNが契約容量を使用することができない場合でも、送電案件事業会社が提供できる状態であった場合、利用可能とみなされ、PLNから契約に基づく支払を受ける事ができる。しかし、PLNのグリッドシステムが損傷し、修理が必要な場合、上記は、合意された年間および総猶予期間内に修理が完了しない場合にのみ適用される。

(10) トリガーイベント

(i) トリガーイベントには、以下が含まれる

- a. 尼国政府機関の法的要件の採択、制定もしくは適用、またはその適用の変更により、コンセッション契約に定めるものとは異なる環境要件の順守。
- b. 尼国政府機関の法的要件の採択、制定もしくは適用であって、本契約の日付には存在しないか適用されないもの、または政府機関によるそのような法的要件またはその適用の変更。

- (ii) トリガーイベントが発生した場合、PLNまたは送電案件事業会社のいずれかが、それに起因する費用および価格の調整を請求することができ、それに関して専門家が同意または決定した場合、コンセッション契約に基づく価格は調整が実施される。調整は、費用が発生しなかった場合に送電事業案件会社が得られる正味税引き後利益と同等の経済性を確実に得られるように実施される。

(11) 法律変更リスク

(i) 環境法

送電事業者は、尼国政府の環境規制を遵守しなければならない。それに関する法律の変

更は、上述のとおりトリガーイベントとなる。この場合、送電案件事業会社がトリガーイベントにより課される要件を満たすために送電の制限している場合は、利用可能であるとみなされ、PLNから、トリガーイベントの範疇とみなされる限り、契約に基づく容量に対する支払いを継続して受ける事ができる。

(ii) 重大な悪影響

送電案件事業会社の事業に重大な悪影響を及ぼし、救済が不可能な法律の規制上の変更がある場合、PLN が(必要に応じて、インドネシア政府の支援を受けて)解約金を支払う必要がある。

(12) 債務不履行リスク

(i) 送電案件事業者債務不履行

- a. PLNは、事業会社非是正事項(以下、Project Company Non- Remedial Event)が発生した場合、コンセッション契約を解除することができる。
- b. PLNが、Project Company Non- Remedial Eventによりコンセッション契約を終了した場合、PLNは、コンセッション契約に従って決定された購入価格で送電資産を購入する選択権を有する。
- c. PLNがProject Company Non- Remedial Eventにより送電資産を購入する選択肢を行使する場合、購入価格は、銀行融資債務からスポンサーが保証している資本を引いた額に等しい。(マイナスの場合は0)

(ii) PLN債務不履行

- a. 送電案件事業会社は、PLN非是正事象(以下、PLN Non-Remedial Event)が発生した場合、コンセッション契約を終了することができる。
- b. PLN Non-Remedial Eventにより、送電案件事業会社がコンセッション契約を終了した場合、PLNは、コンセッション契約に従って決定された購入価格で送電資産を購

入しなければならない。

- c. PLN Non-Remedial Eventにより、PLNが、商業運転開始日前に送電案件を購入する必要がある場合、購入価格は、銀行融資債務に、スポンサー既出資分もしくはスポンサーの出資保証分の少ない方の金額を加え、更にスポンサーの出資額に対して規定されている利率を乗算した金額を加えた合計額に等しい。
- d. PLN Non-Remedial Eventにより、PLNが商業運転開始日後に送電案件を購入する必要がある場合、購入価格は、送電案件およびコンセッション契約の残存期間の割引後の将来の資本コスト回収料金、および 銀行融資債務の合計に等しい。

(13) 終了

PLN PPAの場合と同様に、PLNとの送電案件のコンセッション契約には、終了時の取り決めが規定され、事業会社は以下のによる終了以外のすべての終了状況において、少なくとも債務返済を可能とする補償を受け取る権利が含まれていると予想される。

IPPにおける最近の進展として、銀行業務の観点から重要なことは、PLNがプロジェクト資産を取得するのではなく、プロジェクト会社の株式を取得することを選択する権利をPLNに含めることであった。融資可能性の観点から重要な IPP の最近の進展は、PLN が案件資産を取得する代わりに、事業会社の株式取得を選択することを指向し始めたことです。これにより、貸し手は、以前よりも株式担保契約の執行可能性に焦点を当てるようになった。

(14) 譲渡制限

通常のPPAと同様に、コンセッション契約(またはスポンサー契約)には、指定された各スポンサーが送電案件事業会社の特定の割合の株式を直接または関連会社を通じて保有する特定の要件が含まれることが想定される。IPP の場合、この制約は通常、商業運転開始後 (多くの場合は商業運転開始後 5 年後)以降、徐々にスポンサーの売却権利が与えられていく。また、場合によっては、案件の継続性を維持するために多数の株式を保有する「リード スポンサー」または少なくとも 1 社の「初期スポンサー」を必要とする等の制限がかかる場合がある。インドネシアでは、まだ送電案件のコンセッション契約の先例はなく、送電線は国にとって重要なインフラであるため、PLNは、送電資産の場合には、PPAとは異なる譲渡制限の制度を設定する可能性がある。

(15) 準拠法および紛争解決

コンセッション契約は、インドネシア法に準拠する。大規模インフラストラクチャー・プロジェクトのコンセッション契約では、通常、契約に基づく紛争解決メカニズムとして国際仲裁(ICC仲裁など)が採用されている。

(16) 言語

インドネシアの言語法により、外国投資家が当事者である場合、すべてのコンセッション契約はバハサ語と合わせて、二言語で署名されなければならない。大規模インフラ・プロジェクトに対するコンセッション契約は、通常、英語を使用される二言語で行われる。

5 インドネシアの現地関係者との協業

上記、インドネシア送電線事業の規制状況の確認・整理と並行して、本調査検討に協同してもらうため、送電分野の事業開発・運営を担うMEMR、およびPLNとの会合を現地ジャカルタにて実施した。協業に向けた本活動は経産省が主導するワーキンググループの一つであり、関西が主査を務める脱炭素系統WGと目的を同じくするものであり、同WGと併せて実施したものである。実施活動は、まず本調査検討の目的について、理解を促し、また、Indonesia Grid Workingについて説明の上、実施体制に関する認識の共有を図った。その後、ワークショップの場でインドネシア送電線事業への民間資本の参入可能性について、規制状況の整理、想定される便益、先進他国の送電線事業スキーム事例の紹介および、Indonesia Grid Workingの設立を実施し、その後、Indonesia Grid Workingに基づくワーキングにて、検討状況の共有を実施した。

5.1 ワークショップ

事前のMEMR・PLNとの協議内容、およびその後の検討結果を踏まえ、以下のとおり、MEMRおよびPLNに対して、インドネシア送電事業への民間投資の促進に関するワークショップをLinklatersと共に実施。

開催日時	2022年9月20日(水) 10時30分～15時00分
会場	JS Luwansa Hotel 3階会議場、およびオンライン
出席者	【MEMR】 Wanhar 局長、Senda センター長、Hanat 調整官他 計10数名 【PLN】 Rilanto 課長他 計約10名 【METI(省エネルギー・新エネルギー部国際室)】 星野 昌志 室長、速水 大介 国際専門職、田渕 信太郎 係長 【世界省エネルギー等ビジネス推進協議会】 村上 基房 常務理事、鈴木 正幸 マネジャー 【在インドネシア日本国大使館】 西本 裕志 大使 【NEWJEC・ジャカルタ事務所】 伊藤 誠治 所長 【関西電力(国際事業本部)】 福島 敏 事業開発部長、杉本 崇行 チーフマネジャー、坂田 丞 マネジャー、松尾 健司 リーダー、関小田 明里 担当

	【Kansai Electric Power Indonesia(KEPID)】 島田 尊 社長、大鳴 哲雄 副社長、Sek Kin Wai マーケティングマネージャー Neisha Ajani 氏 【関西電力送配電(配電部国際グループ)】 山陰 大亮 マネージャー
議題	- 開会の挨拶 •METI 星野 昌志 室長 •MEMR Wanhar局長 - 関西電力プレゼンテーション •Indonesia Grid WG •Evaluation method of interconnector - Linklatersプレゼンテーション •Overview of Indonesian Regulatory Framework •Business models •Licensing and tariff •Procurement Process •Project Finance vs Corporate finance •Transmission project financing considerations •Key project licenses and approvals •Case Studies on Private Sector Investment in Other Countries
関係者からの主なコメント	○関西電力プレゼンテーション [MEMR/Wanhar局長] ・ 関西電力とのMOUの締結は何かを拘束するものではなく、送電線事業の拡張に関する最善策を議論するためのもの。MEMRとMETIの間でMOUを締結しており、本WG並びに関西電力よりの提案は同MOUに基づく一つの施策との理解。(PLNに対して)関西電力からの提案を誤解する事なく協力するように。 [MEMR/Senda センター長] ・ スマトラ-バタムビンタンの連系線では、ビンタン側に、大きな電力需要のポテンシャルが見込まれており、良い案と考える。また、スラウェシにも工業エリアとしての需要がある。カリマンタン-スラウェシという案も良いのではないかと考える。カリマンタンは良く雨が降り水力ポテンシャルが大きいと考える。 [MEMR/Pramudya調整官] ・ 発電計画を担当しており、データを提供するだけでなく、Technical Teamにメンバーとしても参加したいと考えている。 ・ 発電・送電の計画ドラフトも作っており、スマトラ-カリマンタ だけではなく、カリマンタン-ジャワ、カリマンタン-スラウェシなども検討中。我々も参加しより良くできていければと考える。

	[関西電力] ・ 4つ以外の候補を提案して頂き感謝。カリマンタン-スラウェシもケーススタディとして考慮していきたい。なお、当社はスラウェシにおいても水力発電所の検討を進めている。 ・ 既に検討中の案件についても共有して頂き、Technical working groupにて参加して頂けることを歓迎。共同検討していけたらと考えている。 ○Linklatersプレゼンテーション [関西電力] ・ 大型プロジェクトでは返済は米ドル建て(一部ユーロ建て)となる。現地通貨から外国通貨への転換保証が必要との理解。 ・ ファイナンスは最重要との理解。民間資金を活用することで、インドネシア政府は外貨借入を抑えつつプロジェクトを推進できるメリットがある。 ・ 関西電力としてはPPPが最善と考えているが、Financial Teamで詳細検討、議論して結論を出していきたい。 [MEMR/Riski Cahya氏] ・ インドネシアでは発電、送電、配電の全てをPLNが独占している。欧州とは状況の異なると思うので、欧州方式が適用可能か、Technical teamsで検討していきたい。
--	---



図5-1 ワークショップ(発表の様子(1))



図5-2 ワークショップの様子(発表の様子(2))



図5-3 ワークショップの様子(MEMR/Wanhar局長(手前左)とMEMR/Senda センター長(手前右))

ワークショップでは下記資料にて関西、Linklatersから説明の上、Indonesia Grid Workingの設立を実施。MEMRからはワーキングへの積極的な参加と、インドネシア連系線事業の検討に関する協働の姿勢を得た。また、ワーキングによるパイロットプロジェクトの共同検討に向けて、PLN、関西、およびMEMR内の組織である再エネ省エネ調査センター(以下、BBSP)間での基本合意書(MOU)の締結が提案された。

配布資料(表紙を添付)

【関西プレゼンテーション】

・表紙



図5-4 ワークショッププレゼン資料(1)

・アジェンダ

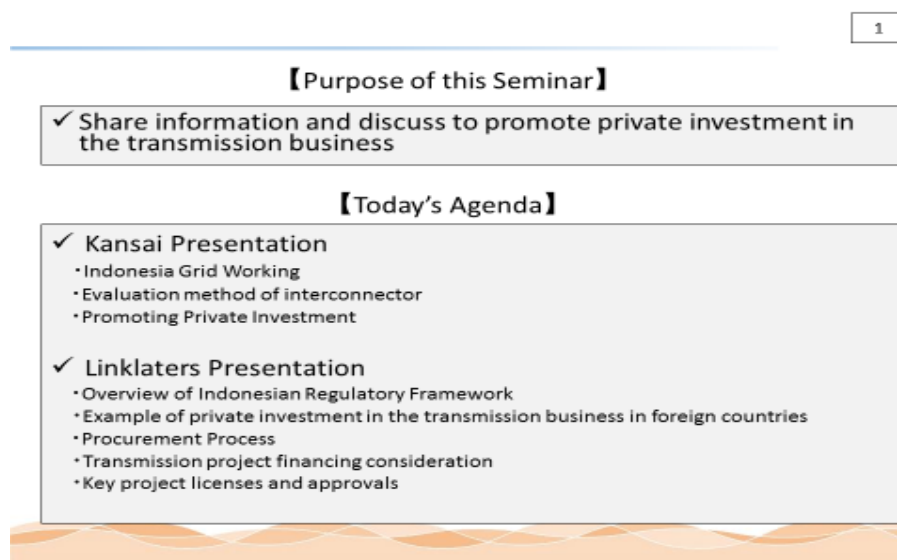


図5-5 ワークショッププレゼン資料(2)

・Indonesia Grid Working の構造、メンバー説明

2

【Indonesia Grid Working】



図5-6 ワークショッププレゼン資料(3)

・連系線の優先順位付けの手法説明

12

【Evaluation method of interconnector】



図5-7 ワークショッププレゼン資料(4)

【Promoting Private Investment】



図5-8 ワークショッププレゼン資料(5)

【Linklatersプレゼンテーション】

・表紙



図5-9 ワークショッププレゼン資料(6)

Chapter



図 5-10 ワークショッププレゼン資料(7)

5.2 法務・商務・技術検討ワーキング

9月のワークショップを踏まえ、法務・商務・技術の各側面から検討を実施。本来、ワーキングでは、ワークショップで提案されたMOUを締結の上、BBSP、PLNとの共同検討を予定していたが、PLNの組織改正に伴う担当部署の再整理、および経緯の再説明等一部手戻りが発生し、時間を要したため、今回のワーキングでは関西の検討結果を以下のとおり、MEMRおよびPLNに対して共有した。

開催日時	2023年2月24日(金) 8時30分～10時30分
会場	WYNDHAM Casablanca Jakarta 2階会議場
出席者	【MEMR】 Senda センター長、Hanat 調整官他 計6名 【PLN】 Ova副社長、Warsono副社長他 計4名 【NEWJEC・ジャカルタ事務所】 伊藤 誠治 所長 【関西電力(国際事業本部)】 坂田 丞 マネジャー、松尾 健司 リーダー、関小田 明里 担当 【Kansai Electric Power Indonesia(KEPID)】 島田 尊 社長、大鳴 哲雄 副社長、Sek Kin Wai マーケティングマネジャー Neisha Ajani 氏 【関西電力送配電(配電部国際グループ)】 山陰 大亮 マネジャー
議題	1. 開会の挨拶 ・KEPID 島田 尊 社長

	2. 関西電力プレゼンテーション •Regulation workshop •Commercial workshop •Technical workshop
関係者からの主なコメント	○Regulation workshop [MEMR/Senda センター長] ・連系線候補のコストとベネフィットを比較し、どの候補がパイロットプロジェクトにふさわしいか検討していきたい。 [PLN/Ova 副社長] ・島ごとの電力需要や再エネ発電ポテンシャル、タリフも考慮したうえで、パイロットプロジェクトを選定したい。例えば、カリマンタン島は再エネポテンシャルが、スラウェシ島は溶鉱炉があり電力需要が豊富である。 ・再生エネルギーの導入は環境面のみならず、コスト削減等のファイナンス面も含むものであり、2つの側面をCBA検討では考慮して欲しい。 [MEMR/Hanat調整官] ・まず化石燃料の削減が重要であり、それを後押ししてゆく再生エネルギーの導入量を検討していくことかと考えられる。基本的にジャワバリ島は化石燃料依存であり、スマトラ島、カリマンタン島やスラウェシ島は再生エネルギーポテンシャルが高い。こうした特徴を生かした連系線を考えるべきで、ジャワ島－カリマンタン島、ジャワ島-スラウェシ島の連系も一つのオプションと考える。 ・島間連系を行う上で、海底ケーブルの島間だけでなく、島内の系統整備も一つの課題である。ファイナンス、コマーシャルの検討に合わせて、こういった技術的なFSも必要と考える。 ・インドネシアでは既にスマトラ島でBMTスキームを開始しており、この実績も考慮すべきと考える。 [関西電力] ・連系線を検討するうえで重要なのは、電力需要が大きく火力の割合が高い島と、水力など再エネポテンシャルが高く他島にも電力融通できる島を把握することである。CBAを実施した5つの連系線候補以外にもジャワ島-カリマンタン島、ジャワ島-スラウェシ島も適しており、候補に含めることは可能である。 ・CBAでは既存系統へ連系線可能性も考慮する必要がある。パイロットプロジェクト選定後には、更なる詳細なFSを実施することで既存系統への影響も検討したい。 ○Commercial workshop [MEMR/Senda センター長]

	・ドル、ユーロ、円以外にインドネシアルピアに基づく支払も可能と考えるが、どうか。 ・EPCコントラクターやレンダーは基本的に欧州、日本となると思われるが、インドネシアのローカル企業を使うことは可能か。 [関西電力] ・基本的にハードカレンシーがベースと考えるが、検討項目の一つとして考える。 ・海底ケーブル案件については、基本欧州を中心としたEPCとなると思われるが、一部インドネシアのローカル企業を用いることを検討することは可能と考える。またファイナンスのローカル採用についても必要に応じて検討を行う。 ○Technical workshop [MEMR/ Hanat調整官] ・DGE、MEMRでは2026年においては溶鉱炉増に伴い新たにバタン島300MWとビンタン島300MWで需要増加を見込んでおり、また2030年までにバタン島で750MW、2031にビンタン島で2800MWまで需要が増加すると見込んでいる。このデータをできればCBAの検討に生かして欲しい。 [関西電力] ・バタン島とビンタン等の需要増加について承知した。検討に反映させていきたい。
--	--



図5-11 ワーキング会場の様子(1)



図5-12 ワーキング会場の様子(2)



図5-13 ワーキング会場の様子(3)

ワーキングでは下記資料にて関西から検討状況の共有を実施。MEMRからは内容に対する確認やコメント等積極的な参加の姿勢が見受けられた。また、PLNからは、関西の検討内容に対して、PLNが実施している送電網強化に係るstudyを踏まえたコメントがあり、関係者間で状況の共有および、検討を実施できた。

配布資料(表紙を添付)

【法務ワーキング】

・表紙

The First Regulation Workshop of
Promoting Investment by Various Business Schemes in
the Transmission Business in Indonesia



24th February 2023



図5-14 ワーキングプレゼン資料(1)

・Indonesia Grid Working の概要

Outline of Indonesia Grid Working



図5-15 ワーキングプレゼン資料(2)

1st Regulation Team Workshop



図5-16 ワーキングプレゼン資料(3)

UK Example (OFTO)



図5-17 ワーキングプレゼン資料(4)

【商務ワーキング】

・表紙

The First Commercial Workshop of
Promoting Investment by Various Business Schemes in
the Transmission Business in Indonesia



24th February 2023



図5-18 ワーキングプレゼン資料(5)

・融資構造

4

【Finance Structure】



図5-19 ワーキングプレゼン資料(6)

【Regulatory Framework】



図5-20 ワーキングプレゼン資料(7)

【Indonesia Financial Regulatory Framework】



図5-21 ワーキングプレゼン資料(8)

【技術ワーキング】

・表紙

**The First Technical Workshop of
Promoting Investment by Various Business Schemes in
the Transmission Business in Indonesia**
【Technical Team】



24th February 2023



図5-22 ワーキングプレゼン資料(9)

・インドネシアの連系線評価

1

【Evaluation of interconnector in Indonesia】



図5-23 ワーキングプレゼン資料(10)

【*Introduction of HVDC transmission system*】



図5-24 ワーキングプレゼン資料(11)

6 総括

6.1 まとめ

2060年までのカーボン・ニュートラルの達成がインドネシア政府から発表されている。実現に向けては石炭や天然ガス等化石燃料への依存度が高い電源構成の再エネへのシフト、およびそれを支える送電網の整備が不可欠となる。島間連系線を含む、多数の送電網整備が必要な中、その促進を実施していく上で、送電事業を現状管理・運営するPLN単独での実施は財政上も含め、課題が多い。

本調査を通じて、インドネシアの送電事業に関する、規制面について調査を実施した。結論として、現在の規制上、外資含む民間事業者のインフラ事業への参画に関して、障害になるものはない事が確認できた。また、投資事業に関する枠組みとなる規制も確認でき、まだ途上ではあるものの民間資本によるインフラ投資を基盤が形成されつつあり、インドネシアとして民間投資を推進する方向性が見て取れた。

具体的に、電力供給の目的によって必要なライセンスは変わり、民間企業も含め、公共の利益のための電気の共有に関する送電事業への参画には、IUPTLUがライセンスとして主に必要であり、その要件はまとめると以下の通りとなる。

番号	区分	要求事項	関係法令
1	行政上の要件	1. 事業情報 2. 租税識別番号 3. 財務能力の詳細	- GR 14/2012 - MEMR Regulation 05/2021
2	技術的要件	1. 電力供給事業に係る下記、事業可能性調査 (a) 財務的実現可能性調査 (b) 運用可能性調査 (c) ネットワーク相互接続性調査 2. 電気設備の位置・配置; 3. 単線図 4. 事業活動の区分及び能力 5. 工事の予定及び期日 6. 運用スケジュール・日付	- GR 14/2012 - MEMR Regulation 05/2021
3	環境要件	該当する環境承認(AMDAL、UKL-UPL、または SPPL)。	- GR 14/2012 - GR 22/2021
4	追加要件	送電網の貸与に関する協定 ⁴⁸	- GR 14/2012 - MEMR Regulation 05/2021

表6-1 IUPTL要件

また、併せてPR/4/2016にて、経済成長支援を目的として、電力インフラの開発を加速させる大統領令が発行されており、PLNは電力インフラの開発を加速する責任を負っている。RUPTLに基づく政府からの委託に基づき、PLNが実施する事になるが、これらの開発は、PLN単独で行うことも、PLNが一定の基準を適用した決定に基づき、PLN子会社やIPPとの協力を通じて行うこともできる。PLN単独実施か、その他事業者との協力となる要件は下記のとおり。

⁴⁸ 送電のみ

番号	ケース	条件
1	PLNによる単独実施	✓ PLNが、低コストの資金調達源を手配する財務能力がある ✓ 建設リスクの低い ✓ 燃料供給がある可能性 ✓ ピーク負荷に制御に機能する発電所 ✓ 独立装置の開発 PLN単独による電力インフラ整備の実施は、発電所、送電、配電、変電所、その他の支援施設を対象となる。
2	IPP等その他事業者との協力による実施	✓ 多額の資金が必要 ✓ 土地取得プロセスが必要等、相応な建設リスクがある ✓ 燃料供給のリスクが高い ✓ 新・再生可能エネルギーによる発電所 ✓ 既存のIPP発電所の拡張 ✓ 対象地域で発電所の開発を希望するIPPが既に存在する。

表6-2 電力インフラの開発におけるケース紹介

そして、PR 38/2015の大統領令として「政府-企業間のインフラ提供における協力」が制定されている。

PR 38/2015には、コンセッション契約を通じて、政府と事業体間の協力、つまり民間事業者がインフラ事業に参加できること、またそれに関連する事項が下記のとおり明記されている。

- GCA が、事業の入札を通じてハードインフラ、および社会インフラを提供することができる事
- 資本コスト、運営コスト、利益を含む投資収益の形態
- 外国のスポンサーが、PPPプロジェクトの入札に関して、応札した後でのインドネシアの法人会社の設立の許可

PR 38/2015では、投資収益の形態についても定義され、民間事業者による投資事業を考慮した位置づけとなっている。また、SPVの新しい定義も導入され、外国のスポンサーが、入札に成功するまで、インドネシアにてSPVを設立する義務を負うことなく、入札プロセスに参加することを可能にしており、一般的なPPPの構造とも整合し、外国投資をサポートする位置づけとなっている。

6.2 今後の課題

インドネシア送電事業に関する規制の調査を通じて、外資を含む民間事業者のインフラ事業への参画は、現行規制上可能であり、投資事業の枠組みとなる規制の存在も確認できた。他方、送電事業に関しては、発電事業とは異なり、まだ規制がほとんど整備されておらず、当然、民間投資による送電事業が実施された実績もない。民間投資スキームの枠組となるものはあるものの、送電事業にフォーカスした具体的な事項は定まっていなかった。

例えば、送電事業における収益構造について、形態はあるものの、事業スキームや報酬が具体化していない。民間事業者が参入していく上で、確実性の高い収益性が必須である一方、公共事業としての安定性とコストを支払う事にある最終消費者に大きな負担とならない、バランスの取れた報酬率の設定を今後検討していく必要がある。また、プロジェクトにおいて大きなリスクの一つである建設に関して、建設遅延が発生した際の救済措置等も設定されておらず、民間事業者、およびプロジェクトが融資を受けるにあたり、大きなハードルになる可能性が高い。また、外資の目線に立てば、インドネシアルピアはハードカレンシーではないため、為替変動リスクをヘッジする方策等も検討が必要と考える。

上記のように想定されるリスクにまだ想定できていないリスクも含めると、多くのリスクの存在が予想される。現行規制上、実施していく上での制約がない事は確認できており、こういったリスクの抽出と規制内容を固めていく上においては、パイロットプロジェクトとして実際に案件を一つ組成し、検討を実施する事が重要と考える。実際に実施していく上においては、インドネシア国内で様々ある送電線建設計画の中から、コスト、経済性、環境面を踏まえインドネシアへの便益という観点での優先順位付けしていく事が肝要。順位付けを実施していく上においては、各島、地域における需要・供給の想定および電源構成等も必要になり、こういった情報を国営電力であるPLNから共有してもらう必要がある。本調査にてジャカルタで実施した、現地関係者であるMEMR・PLNとのワークショップ、およびワーキングにおいて、政府であるMEMRからは本検討を後押しするポジティブな反応を多く得る事ができた。他方、PLNからはワーキングにて検討状況に対するPLN自身の検討状況を共有する等、一定程度検討に協力的な姿勢が見えたものの、本協業に関して、必要性やPLN側の実施メリットを問う声も上がっていた。実施のメリットは、現在掲げられているカーボン・ニュートラル政策、その実現に必要な大規模送電網の構築に対して、MEMR・PLN等電力セクターの財政・マンパワー不足をカバーできるという点が大きいが、財政面を憂慮するMEMRと、潜在的な事業機会の喪失を危惧するPLNとの間の意識の違いによるところが想定される。検討を進めていくためには、インドネシアの電力情報を持つPLNからの情報提供が不可欠であり、今後PLNの理解を得るための活動がより一層重要となる。現在、BBSP,PLNとのパイロットプロジェクト検討に

向けたMOU締結の協議を実施中であり、まずはこの締結に向けて取り組みを継続し、共同検討の体制を強固なものとしていきたい。

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業（インドネシア国・エネルギー最適化に資する送電線整備への民間資本活用に関する調査事業報告書）

委託事業名

受注事業者名： 関西電力株式会社

頁	図表番号	タイトル
10	図2-1	電力セクターにかかわる行政組織と電気事業体制
11	図2-2	用途別販売電力量と最大電力の推移
12	図2-3	PLN の発電電力量と購入電力量
13	図2-4	地域別の電源別発電設備容量推移（PLN 系統接続分） ジャワ島
13	図2-5	地域別の電源別発電設備容量推移（PLN 系統接続分） 外部島
14	図2-6	2060 年の発電設備構成計画（単位：万kW）
15	図2-7	2022年TYNDPでの連系線マップ（緑-建設中、黄-許認可済、赤 - 許認可前、青 - 計画中）
16	図2-8	英国における既存連系線
17	図2-9	CHPEケーブルルート図
18	図2-10	Basslinkケーブルルート図
20	図2-11	自励式直流変換器図
21	図2-12	インドネシアにおける島間連系イメージ
22	図2-13	アジアにおける構想段階連系線プロジェクト
23	図2-14	2022年PLN損益計算書
25	図2-15	2022年PLN貸借対照表
36	図3-2	政府保証構造