アジア国際送電網研究会

第２次報告書

概要版

2018年6月

アジア国際送電網研究会

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

「アジア国際送電網研究会」（事務局 自然エネルギー財団）

2016年7月設置　研究会開催13回、2017年1–2月 欧州調査実施

2017年4月 中間報告書発表

2017年9月 北米調査実施

アジア国際送電網研究会　委員名簿

大山 力	横浜国立大学 大学院工学研究院 教授	（座長）
高橋 洋	都留文科大学 地域社会学科 教授	（座長代理）
橘川武郎	東京理科大学大学院経営学研究科 教授	
斉藤 哲夫	東京大学 生産技術研究所 特任研究員	
新岡 卓	欧州ビジネス協会 エネルギー委員会 委員長	
三輪 茂基	ソフトバンクグループ株式会社 CEOプロジェクト室 室長 SBエナジー株式会社 代表取締役社長	
大野 輝之	公益財団法人 自然エネルギー財団 常務理事	
岡本 浩	東京電力パワーグリッド株式会社　取締役副社長	（オブザーバー）
田中 伸男	公益財団法人 笹川平和財団 会長	（顧問）

目次

1．北東アジアにおける国際送電網への取り組み

2016年以降、アジア国際送電網計画は、研究機関による構想の段階から、関係国を代表するエネルギー企業による事業化に向けた段階に入った（2017年4月 中間報告書）。その後、関係各国のアジア国際送電網の実現に向けた動きは積極性を増している。

1）2017年5月に発足した韓国ムン・ジェイン政権は、エネルギー転換を主要政策に掲げ、アジア全域で自然エネルギーを利用する、北東アジア・スーパーグリッド構想を推進。「大統領諮問北方経済協力委員会」 (The Presidential Committee on Northern Economic Cooperation）を設立。

2）2017年4月27日の日露首脳会談後、プーチン・ロシア大統領はロシアと日本を送電線でつなぐ「日露電力ブリッジ」が議題の一つであったことを強調。

3）2017年12月13日の中韓ビジネスフォーラムで、「グローバル・エネルギー・インターコネクション発展協力機構（GEIDCO）」、中国国家電網公司および韓国電力の協力合意に署名。アジア国際送電網のなかで、まず中国–韓国の国際連系プロジェクトの実現を推進する、とした。

4）この中韓連系は、モンゴル–中国–韓国–日本の国際連系プロジェクトの枠内で推進することが示されており、日本や他の周辺国との連系が次の段階として前提となっている。

2. 国内の電力システム改革をめぐる状況

１）発送電分離の進行状況

2016年4月、東京電力は、法的分離を行い、送配電部門（東京電力パワーグリッド）を別会社化。中部電力は、同年同月に法的分離の準備段階として社内カンパニー制度を導入。その後九州電力（2017年4月）、中国電力（2017年10月）、東北電力や四国電力、北海道電力（2018年4月）がカンパニー制を導入。一方、2017年6月、中部、北陸、関西の各社は、送配電事業での連携を発表、運営の効率化や設備形成の最適化、需給調整の協力を推進している。

２）小売り全面自由化の成果

2017年12月時点で旧一般電気事業者以外に440の小売電気事業者が登録され、これらの市場占有率は小売り全体で12.6%、低圧需要のみで7.5%に達した。2018年3月末時点の低圧分野での累計のスイッチング件数は、全国で710万件。一定程度競争が進みつつある。

３）市場制度改革の状況

前日スポット市場は、前年度比2倍以上と大幅に伸びているが、全消費電力量の1割に満たない水準であり、更なる拡大が必要。

2018年5月に非化石価値取引市場開始。自然エネルギー由来とそれ以外（原子力）とを区別した非化石証書をオークションにて取引することとなった。将来的には、電力貿易における環境価値の取引とも関係する。

3. 国内の広域運用と系統接続問題

先着優先の問題：日本では、すでに系統に接続されている発電設備は最大出力での送電が保証されている。一方で、新規の接続希望があった場合に空容量が不足すれば、既存事業者の系統利用を妨げないように、新規参入事業者に対して系統増強が求められる。しかし、現実の需給バランスでは、既存電源が最大出力で発電を続けることはない。現在、広域機関では、域内系統の空容量が不足した場合に、増強工事の完了を待たずに接続を可能とする「コネクト＆マネージ」の導入を検討している。

表1:「日本版コネクト＆マネージ」の取り組み

取り組み	既存ルール	新たなルール
想定潮流の合理化	接続する電源の設備容量の合計値を基に、空容量の有無を評価	実際に発電し得る出力のシミュレーションを行い、予想出力の合計値から空容量の有無を評価
N-1電制	電力系統に一つの事故が発生しても、発電・送電が維持できるように電力系統を整備	系統事故発生時に電源を制御できる仕組みを導入することで、より多くの発電設備の接続を可能とする
ノンファーム型接続	各発電所が同時に大きな出力を記録しても、合計出力が送電容量を上回らないよう余裕をもって系統を整備	既存電源が大きな出力を記録した際に、新規電源が出力抑制を受け入れるのであれば、系統増強を待たずに接続を容認

出所:自然エネルギー財団作成

1. 北米の電力システムと国際送電網

米加間では１世紀前から電力の貿易が行われており、2016年時点で37の国際連系線がある。NERC（北米電力信頼度協議会）ルールの下で、一体的な系統運用を実施している。北米では、州政府が国際連系線の建設を政策的に推進（欧州：欧州委員会や各国政府が自然エネルギーの意欲的な導入目標を掲げ国際連系線を推進）。連邦政府はエネルギー安全保障などの観点から州際及び国際の電力取引に責任を持つ。米・DOEや加・国家エネルギー委員会（National Energy Board）が、国際連系線の建設を技術的な観点から審査、連邦政府として認可を与える。

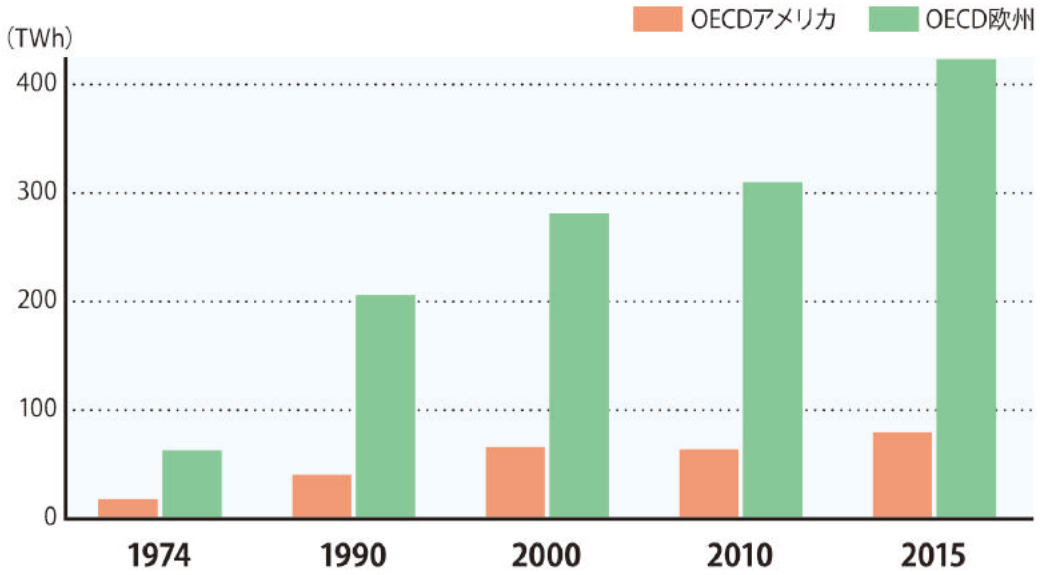
カナダ：世界第2位の水力発電量（国内の59.4%）。年間発電電力量の11.3%の電力を米国へ輸出。

米国：世界第2位の風力と太陽光の設備容量、自然エネルギーの市場を牽引。

米国・カナダとISO

出所：ISO/RTO Councilウェブサイト、2018年5月23日。http://www.isorto.org/about/default

北米と欧州の輸出電力量の推移



出所：IEA, Electricity Information 2017をもとに自然エネルギー財団作成。

2. 北米の国際連系線の計画事例

マサチューセッツ州：2020年までに1990年比25%の温室効果ガス削減目標達成に向け、州政府は2017年3月に電力小売事業者と共に年間約9.45TWhのクリーンエネルギー発電を調達する提案を公募。46のプロジェクトが提案された。

◎**採択事業 New England Clean Energy Connect (NECEC)**：メイン州の233kmの架空送電線の増強と一部新設（320kV, HVDC）により、ケベック州からマサチューセッツ州へ、水力による最大1.2GWの電力供給を提案。増強費用は9.5億ドル 。大統領認可を2017年9月に申請。

ニューヨーク州：2030年までに州の電力消費の50%を自然エネルギーでまかなう目標達成に向け、2017年6月に長期契約で自然エネルギー電力を調達する公募を実施。公募結果は2018年夏に公開予定。

◎**提案事業例 Champlain Hudson Power Express (CHPE)**：1GWのHVDCケーブルにより、ケベック州からシャンプレーン湖、ハドソン川、ハーレム川、イースト川を通り、ニューヨーク市クイーンズ地区へと、水力とその他の自然エネルギー電力の提供を計画。315kmの水底部と220kmの地下埋設部からなる。事業主体は、Blackstoneの子会社のTDI(Transmission Developers Inc.)。事業費22億ドル。年間8.3TWhの自然エネルギー電力が供給され、30年間の運転によって500億ドル近い便益がもたらされると試算。

北米事例からの示唆

1）国際送電網は欧州だけでなく北米でも一般的

　北米の場合には、陸続きという地理的利点もあるが、近年では海底・湖底・河底の国際連系線も見られる。

2）欧州とは異なり、連邦政府ではなく州政府が大きな役割を果たす

　州政府が独自に自然エネルギーの導入目標を設定し、その環境価値に注目した電力取引が国境を超えて増加

3）発電と組み合わせた商業スキーム的な投資回収モデルが多い

　歴史的にカナダに自然エネルギー電力の供給余力が大きいことも影響しているが、世界的な自然エネルギーのコスト低減や長距離送電の技術的進歩が近年のプロジェクトを推進

1. 国際連系線の建設ルートの設定

※日露・日韓ともに直流2GWの連系を想定

表2：日露連系のシナリオ

	電源	需要地
ロシア側	・アムール川流域既存水力 ・サハリン島南部新設風力	・サハリン島部 ・極東大陸部
日本側	・北海道の新設風力	・関東エリア

表3：日韓連系のシナリオ

	電源	需要地
韓国側	・韓国の新設自然エネルギー ・将来的にモンゴル・中国からの自然エネルギーも想定	・主に韓国南部および韓国首都
日本側	・九州の太陽光	・関西エリア

表4：机上調査における参照データー覧

調査項目	海底ルート検討	接続地点・陸揚げ地評価
漁業権・保護区域等	海洋台帳	海洋台帳 NEDO洋上風況マップ
地質	産業技術総合研究所 「地質図Navi」、他	産業技術総合研究所「地質図Navi」、他
水深	日本海洋データセンター、他	-
土地利用状況	-	航空写真など
日本国内の送電容量	-	各電力会社系統マップ

出所:自然エネルギー財団作成

1．国際連系線の建設ルートの設定

接続地点の選定

ロシア側：サハリン南部コルサコフ変電所周辺

韓国側：プサン周辺（古里原発、サムチョンポ火力発電所周辺など送電容量を見て検討

日本側の接続地点は複数選定

日露連系：稚内（北海道）、石狩(北海道）、柏崎(新潟県）

日韓連系：舞鶴(京都府）、松江(島根県）、伊万里(佐賀県）

表5：日本側接続地点選定のための要素

観点	評価内容	参照データ
1．ロシア・韓国の接続地点との近接性	最短の海底送電線	Google Earth等
2．国内需要地（首都圏・関西）との近接性	2GW連系線の日本側接続後、国内需要地への最短の送電線	国土地理院マップ等
3．国内需要地への送電アクセス	2GW連系線の日本側接続後、国内需要地への送電に十分な容量が確保できる。	一般送配電事業者の送電容量データ等

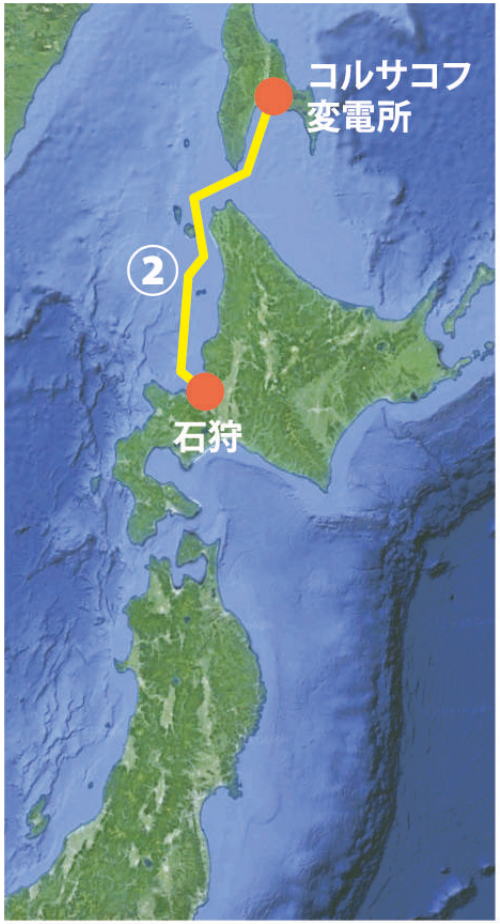
出所:自然エネルギー財団作成

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

1.国際連系線の建設ルート

日露連系ルートの設計

・水深400mを超えないルート（欧州の先例NorNed最大水深410m）
・沿岸の漁業権エリアをできる限り迂回し、海底地形図で確認できた岩場を避ける



＜ロシアー本州＞

①サハリンー柏崎

1,255km/最大水深300m

＜ロシアー北海道＞

②サハリンー石狩

455km/最大水深300m

③サハリンー稚内

161km/最大水深100m以下

出所:自然エネルギー財団作成

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

1.国際連系線の建設ルート

日韓連系ルートの設計

・水深400mを超えないルート（欧州の先例NorNed最大水深410m）
・沿岸の漁業権エリアをできる限り迂回し、海底地形図で確認できた岩場を避ける

＜韓国ー本州＞

①プサンー舞鶴

627km/最大水深200m

②プサンー松江

372km/最大水深150m

＜韓国ー九州＞

③プサンー伊万里

226km/最大水深120m

出所:自然エネルギー財団作成

1.国際連系線の建設ルート

ルート設計結果

・日露連系は最短で161km、日韓連系は最短で226km。最大水深は300m以下。
・欧州では、NorNedのように、距離が500km超で、最大水深が400mを超える海底送電線が存在する。また地中海のSAPEIプロジェクト(イタリア本土とサルディーニャ島を結ぶ海底送電線)の最大水深は1,500mを超える。
・本研究会で検討した最長ルート「サハリン－柏崎」は1,255㎞となるが、欧州にはスコットランドとアイスランドをつなぐ1,070㎞の海底送電線建設計画もある（IceLink）。
・これらの先例を考慮すれば、本節で検討した日露、日韓の国際連系線の建設条件は、物理的には特別困難とは言えない。

表6：日韓・日露連系ルートのまとめ

日露			日韓		
ルート	延長距離	最大水深	ルート	延長距離	最大水深
サハリン–柏崎	1,255km	300m	プサン–舞鶴	627km	200m
サハリン–石狩	455km	300m	プサン–松江	372km	150m
サハリン–稚内	161km	100m以下	プサン–伊万里	226km	120m

出所:自然エネルギー財団作成

第3章：日露・日韓の国際連系線の建設ルートと建設費用

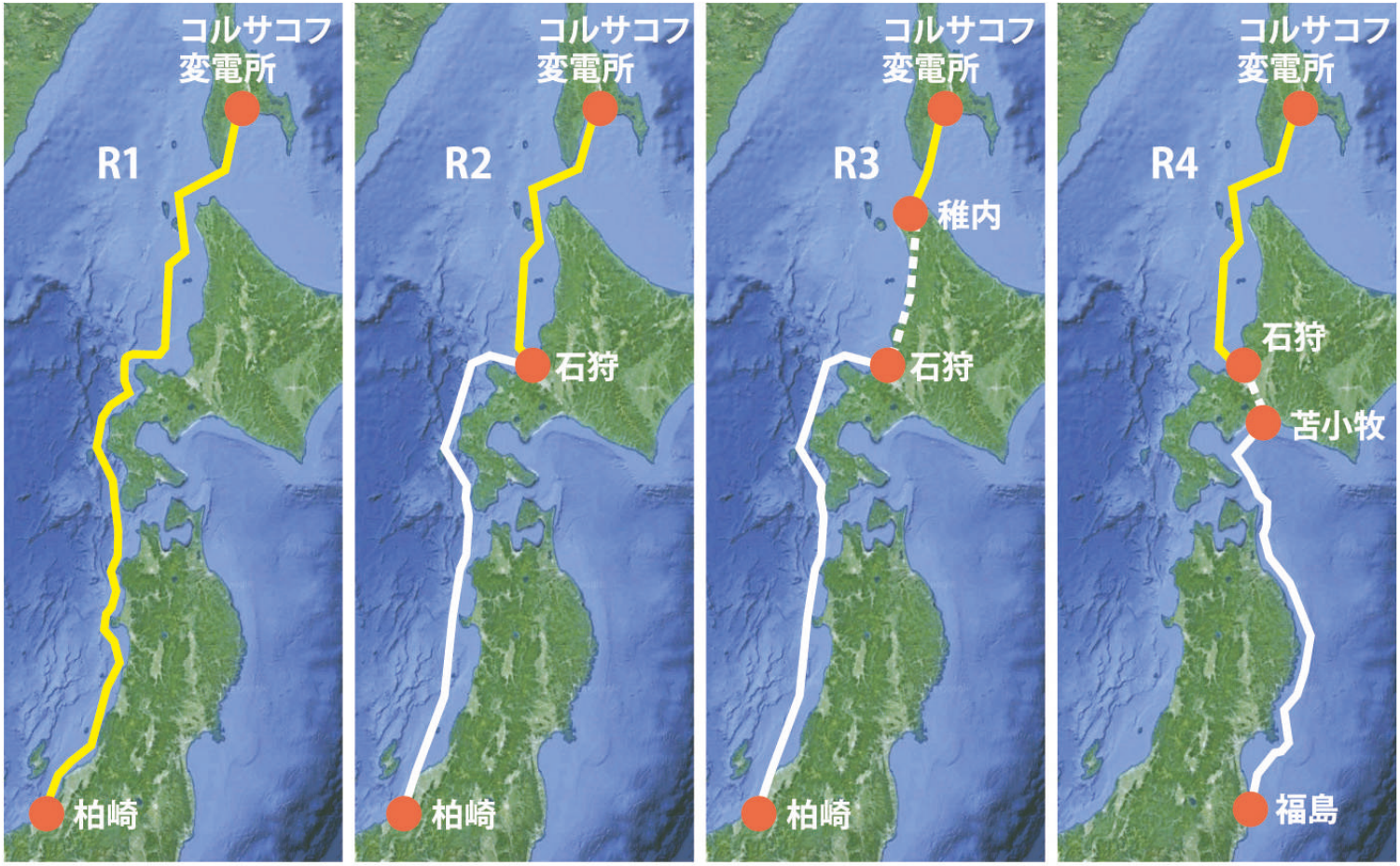
自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

1.国際連系線の建設ルート

ロシアから本州の需要地につなぐルートの全体像

・日露連系について、北海道接続後に関東エリアへつなぐため、4つのルートを選定。

・R2、R3、R4では北海道に陸揚げ、交直変換機を設置、道内の風力発電を受電。



R1 サハリン－柏崎

1,255km

R2 サハリン－石狩－柏崎

1,255km

R3 サハリン－稚内－石狩－柏崎

1,258km (161+297+800km)

R4 サハリン－石狩－苫小牧－福島

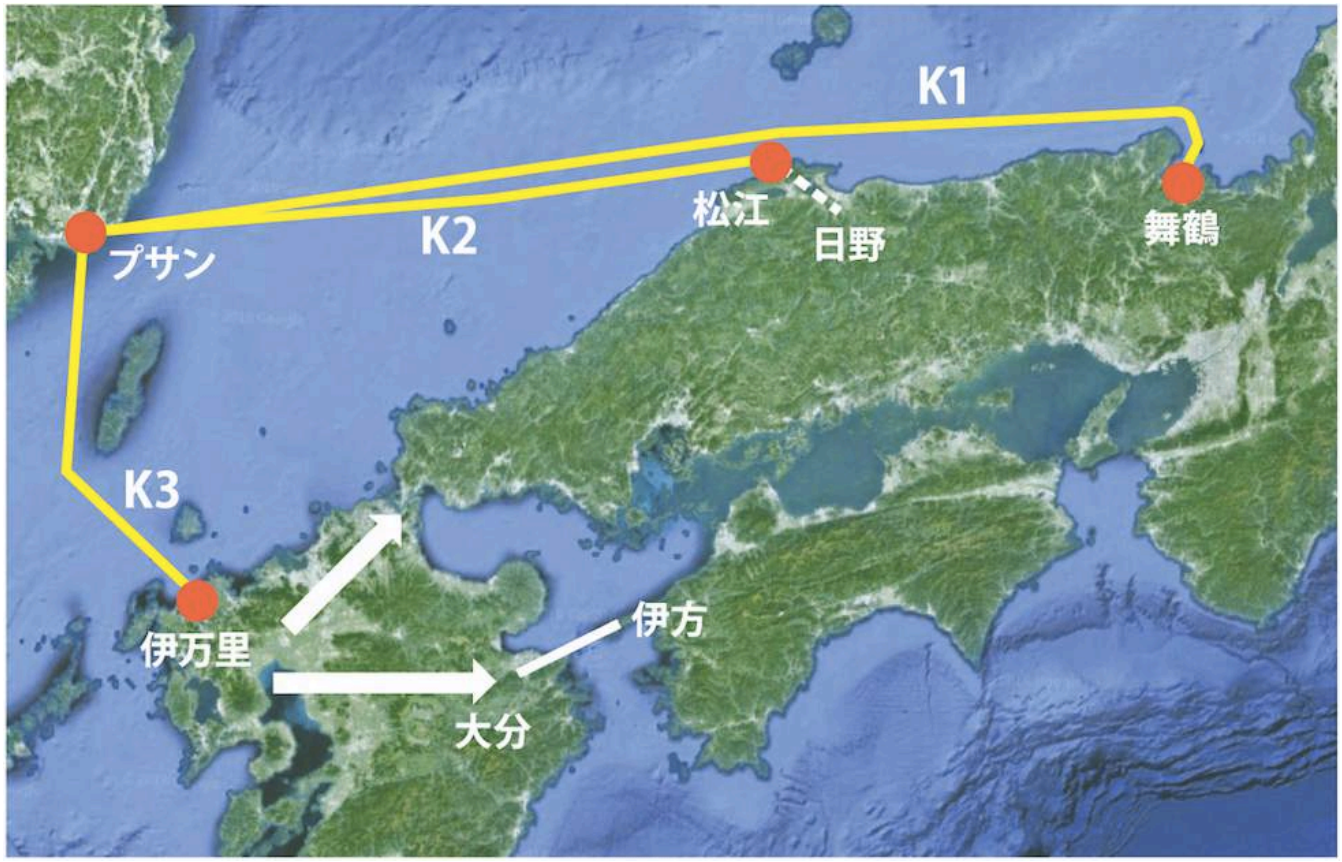
1,246km (455+108+683km)

出所:自然エネルギー財団作成

1.国際連系線の建設ルート

韓国から九州～本州の需要地につなぐルートの全体像

・日韓連系について、九州接続後に関西エリアへつなぐためのルートを検討。
・以下K1からＫ３までの3つのルートを選定。
・K3では九州に接続後、１GW分を中国エリアを通じて関西エリアへ、
もう１GW分を四国エリアを通じて関西エリアへ送る。九州－四国間の連系線新設が必要。



K1 プサン－舞鶴
627km

K2 プサン－松江（→関西）
372km
＋松江～日野間 41km増強

K3 プサン－伊万里（→関西）
（中国・四国エリア経由）
226km
＋大分～伊方間70km新設

出所:自然エネルギー財団作成

2. 建設費の試算

表7：建設費単価等の検討

項目	条件/参照元	理由
主回路構成	双極1回線、導体帰路方式	・現状１条２GWの大容量送電線は製造されていないため、そしてケーブル障害時の耐性を保つため、1GWの本線を2条使用する双極を想定。 ・帰路は、欧州では大地を利用した方式が一般的であるが、日本の既存設備(北本連系線・阿南紀北直流幹線)に倣い、導体を使用した方式。
海底線	欧州コストデータ、MIケーブル	・日本での直流海底線の実績が少ないため、先行して長距離直流海底線が既に多く敷設されている欧州で比較的最近のコストデータを参照。 ・ケーブル種類は、欧州等の長距離海底線で一般的に使用されているMI(Mass Impregnated)ケーブル。 ・帰線を本線としても使用できる可能性を持たせるため、ケーブルは同一仕様3条とし、2条の場合の1.5倍の単価。
交直変換機	ENTSO-E	・各エリア内での送電は交流で行われている為、国際連系の両端等に交直変換機が必要になる。 ・ENTSO-Eの2011年のデータを参照した。交直変換機の種類は、近年一般的に採用されているVSC(電圧源コンバーター)の使用を想定。VSCは従来使われてきたCSC(電流源コンバーター)と比較して、自励式でシステム全体を簡略化しやすい。 ・主回路構成を双極としているため、1箇所あたり1GWを2台設置し、送電容量2GWを満たす構成とする。
架空線	トーマツ	・トーマツの資料「送電線工事費用と期間に関する考察」（2012）内の架空線建設コストデータを参照。 ・同資料中の±250kV直流架空線の単価をもとに、±500kV直流架空線の単価を、鉄塔の費用が増額になると仮定して算出。
地中線	広域機関	・広域機関の「送変電設備の標準的な単価の公表について」（2016年3月29日）から、土木工事を含む地中線単価を参照。 ・AC33kVから275kVのデータを元に、DC±500kVの工事費単価を算出した。

出所:自然エネルギー財団作成

2. 建設費の試算

以上の検討による結果をまとめる。海底線の単価は架空線の半分以下、地中線の3分の1以下であり、最も安価である。近年欧州で長距離直流海底線が盛んに敷設されて価格競争が起こっていることも一因であろう。また、国内の架空線の単価は欧米の2倍以上であり 、日本固有の事情が働いていると考えられる。

表8：建設費単価等の検討結果

項目	単価	参照元	備考
海底線	2.93億円/km	欧州における直流海底送電線プロジェクト(SAPEI, MON.ITA, NordLink, North Sea Link)	DC±500kV、送電容量2GW、MIケーブル、3条、各ケーブル個別埋設
交直変換機	157億円/台	ENTSO-E 2011	VSC 1,250MW 500kV下限値
架空線	6.64億円/km	トーマツ送電線工事費データ(2012)	DC 500kVの単価を推計
地中線	9.15億円/km	広域機関・標準的単価(2016年3月29日)	DC 500kVの単価を推計

出所:自然エネルギー財団作成

2. 建設費の試算 まとめ

送電容量2GWの国際連系線の建設費は、国内増強部分も含めて**日露ルートで4,305億円から5,730億円、日韓ルートで2,024億円から2,465億円**となる。日露ルートでは、海底送電線を長距離敷設して需要地に近い地点に接続するルートの方が、建設費は安価だが、北海道で陸揚げして各地の自然エネルギー電源と接続した場合には、その後の国内ルートを地域間連系線として活用するなど複合的便益も期待できる。

表9：日露連系建設費の全体像（国内ルート含）

ルート	条件	交直変換機	国際分	国内分	総額
R1 サハリン–柏崎	すべて海底線	4台	4,305億円	-	4,305億円
R2 サハリン–石狩–柏崎	すべて海底線	6台	1,961億円	2,658億円	4,619億円
R3 サハリン–稚内–石狩–柏崎	陸上は架空線	6台	1,100億円	4,630億円	5,730億円
R4 サハリン–石狩–苫小牧–福島	陸上は地中線	6台	1,961億円	3,303億円	5,264億円

表10：日韓連系建設費の全体像（国内ルート含）

ルート	条件	交直変換機	国際分	国内分	総額
K1 プサン–舞鶴	すべて海底線	4台	2,465億円	-	2,465億円
K2 プサン–松江–日野	松江–日野は増強	4台	1,718億円	306億円	2,024億円
K3 プサン–伊万里/大分–伊方	すべて海底線	8台	1,290億円	833億円	2,123億円

建設費の総額への影響は限定的だが、必要と思われる追加検討コスト項目として、① その他の敷設関連費用：敷設船の艤装・解体等に関する費用、② 運転維持(O&M)：一般的に、建設費用の総額に対して年間当たり1～3%程度、③ ルート調査：調査内容や距離にもよるが、場合によっては数十億円以上、④ 資材価格の変動：ケーブルの導体である銅等の価格は、原料価格相場にて変動、⑤ 漁業補償等：陸揚げ点近傍等にて漁業が行われている場合、補償を行う場合がある、
⑥ 環境アセスメント、などがある。

出所:自然エネルギー財団作成

1．投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

国際連系線におけるビジネスモデル：アジア国際送電網研究会中間報告書および欧州・北米調査、先行研究などから、国際連系線の投資回収方法は、以下四類型（およびその組み合わせ）に分類される。

表11：国際連系線投資回収のためのビジネスモデル類型

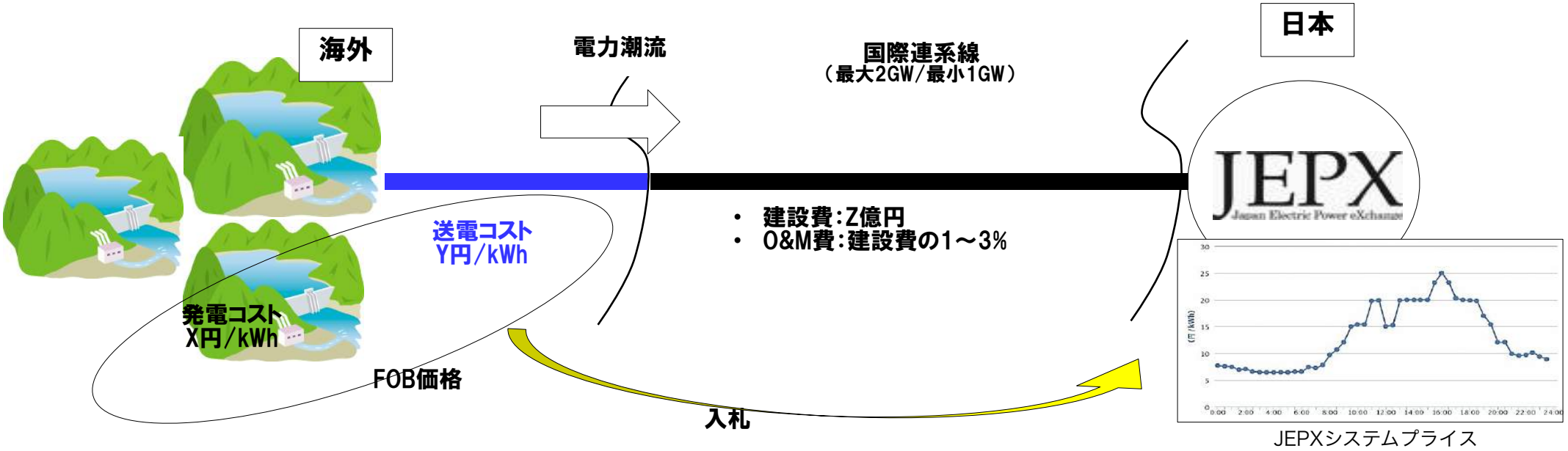
投資回収モデル	内容	事例
1）売電モデル	特定の発電所や供給者から特定の需要家・市場への電力供給プロジェクトの一環として送電線を敷設し、売電収入によって送電線の投資回収が行われる。	ロシア–中国間 カナダ–米国間
2）託送料金モデル	国際連系線の建設費および維持費は、送電事業者の総括原価とみなされ、事業エリア内の全需要家が送電費用に対する託送料金を負担することで投資を回収する。	Skagerrak 4（デンマーク–ノルウェー間）
3）送電権販売モデル	送電事業者は、発電事業者や小売電気事業者等に対し、送電線を利用する権利を販売し対価を得る。	欧州地域市場間 北米PJM
4）混雑収入モデル	市場連結（Market Coupling）している市場間に敷設された送電線に送電混雑（市場分断）が発生した際、送電事業者は「卸電力取引価格の値差×実際の送電電力量」を収入として得る。	

出所:自然エネルギー財団作成

1．投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

1）売電モデル：試算の前提条件

海外の発電所もしくはサプライヤから日本市場への一方向の電力供給および販売を想定して試算。投資回収は、電力販売に伴って得られる収入によって行う。



JEPXシステムプライス

出所:自然エネルギー財団作成

1．投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

1）売電モデル：試算結果　（日露ルート）

※試算では、発電コストをX（円/kWh）、送電コストをY（円/kWh）とし、その合算X+Y（円/kWh）を原価（FOB価格）としてJEPXへ入札。入札値と原価との差額で建設費Z（億円）を回収。なお、JEPXの約定値は、日本側接続地点の2016年および2017年データを使用。

試算条件

投資回収期間	25年
O&M率	初期投資費用の1～3%
供給電力	最小１GW、最大２GW
JEPX価格	2016年および2017年の各１年分（30分毎）
FOB価格設定値	5～9円/kWh（1円毎）

表12：日露ルート　売電モデル試算結果　（単位　IRR %）

FOB 価格設定値	5円/kWh	6円/kWh	7円/kWh	8円/kWh	9円/kWh
【R1】サハリン–柏崎（売電市場：JEPX東京エリア、建設コスト：4,305億円）					
1GW	2.3～7.1 %	-1.3～4.3 %	-5.6～1.2 %	-11.4～-2.3 %	最大 -5.2 %
2GW	12.9～18.0 %	8.4～13.7 %	4.1～9.1 %	0.3～4.6 %	-3.9～1.3 %
【R2】サハリン–石狩-柏崎（売電市場：JEPX東京エリア、建設コスト：4,619億円）					
1GW	1.3～6.2 %	-2.3～3.6 %	-6.8～0.5 %	-13.9～-3.0 %	最大 -5.9 %
2GW	11.7～16.6 %	7.3～12.5 %	3.1～8.2 %	-0.7～3.8 %	-4.9～0.6 %
【R3】 サハリン–稚内–石狩–柏崎（売電市場：JEPX東京エリア、建設コスト：5,730億円）					
1GW	-1.6～3.8 %	-5.5～1.3 %	-11.6～-1.6 %	最大 -4.9 %	最大 -8.0 %
2GW	8.1～12.8 %	4.2～9.3 %	0.2～5.5 %	-3.7～1.6 %	-8.8～-1.4 %
【R4】 サハリン–石狩–苫小牧–福島（売電市場：JEPX東京エリア、建設コスト：5,264億円）					
1GW	-0.4～4.7 %	-4.2～2.2 %	-9.4～-0.8 %	最大 -4.2 %	最大 -7.1 %
2GW	9.5～14.3 %	5.4～10.5 %	1.4～6.5 %	-2.5～2.5 %	-7.1～-0.6 %

※赤枠は各条件において試算した結果のIRR中央値が正の範囲

出所:自然エネルギー財団作成

1. 投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

1）売電モデル：試算結果　（日韓ルート）

※試算では、発電コストをX（円/kWh）、送電コストをY（円/kWh）とし、その合算X+Y（円/kWh）を原価（FOB価格）としてJEPXへ入札。入札値と原価との差額で建設費Z（億円）を回収。なお、JEPXの約定値は、日本側接続地点の2016年および2017年データを使用。

試算条件

投資回収期間	25年
O&M率	初期投資費用の1～3%
供給電力	最小１GW、最大２GW
JEPX価格	2016年および2017年の各１年分（30分毎）
FOB価格設定値	5～9円/kWh（1円毎）

表13：日韓ルート　売電モデル試算結果　（単位　IRR %）

FOB 価格設定値	5円/kWh	6円/kWh	7円/kWh	8円/kWh	9円/kWh
【K1】 プサン–舞鶴（売電市場：関西エリア、建設コスト：2,465億円）					
1GW	4.0～13.8 %	-1.2～10.1 %	-7.8～6.6 %	最大3.5 %	最大0.7 %
2GW	15.3～29.7 %	8.5～23.0 %	2.4～17.3 %	-3.1～12.5 %	-9.5～8.5 %
【K2】 プサン–松江-日野（売電市場：中国エリア、建設コスト：2,024億円）					
1GW	6.8～17.4 %	1.4～13.0 %	-4.5～9.2 %	-13.0～5.7 %	最大2.7 %
2GW	19.7～36.3 %	11.8～28.2 %	5.1～21.5 %	-0.4～15.8 %	-5.7～11.3 %
【K3】 プサン–伊万里/大分–伊方（売電市場：九州エリア、建設コスト：2,123億円）					
1GW	5.7～15.6 %	0.3～11.5 %	-5.7～7.9 %	-16.6～4.7 %	最大1.7 %
2GW	17.9～33.0 %	10.4～25.5 %	4.0～19.3 %	-1.3～14.2 %	-6.9～9.9 %

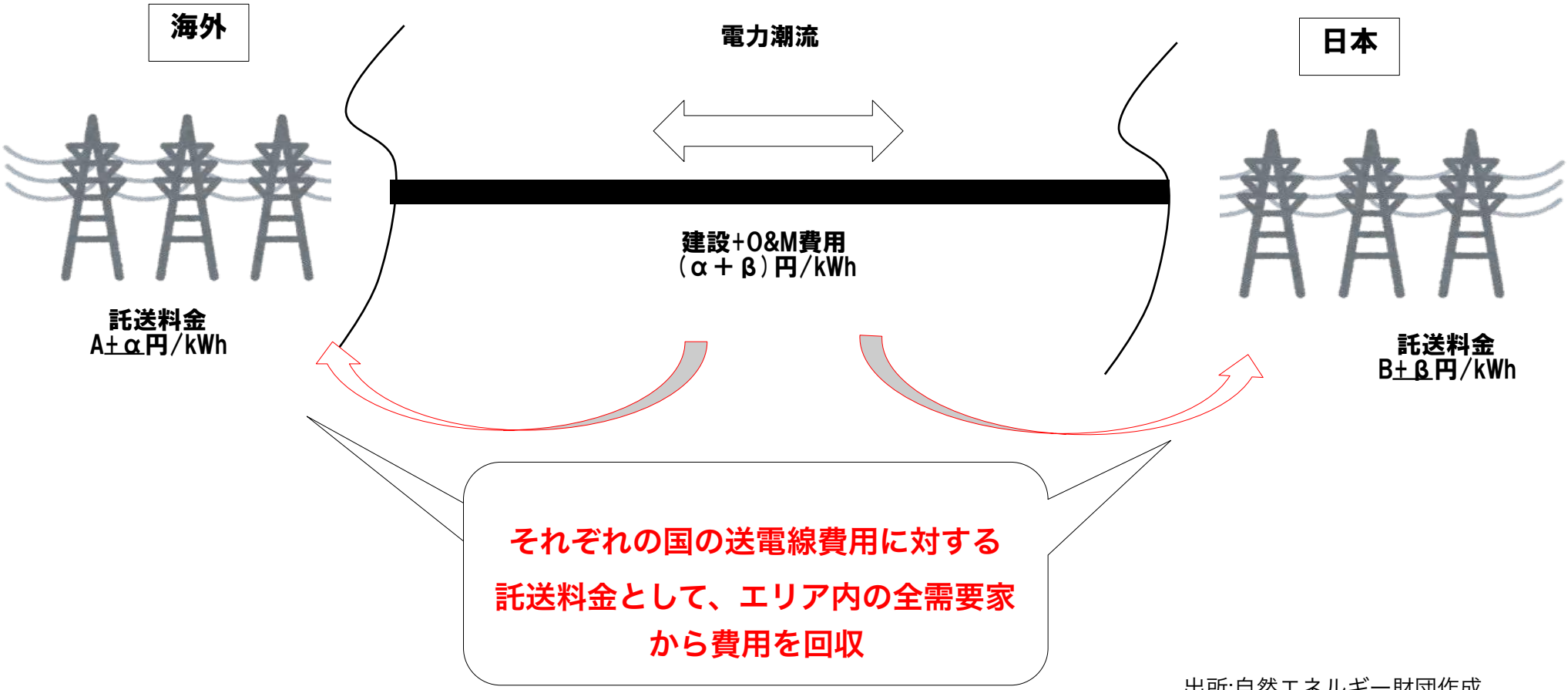
※赤枠は各条件において試算した結果のIRR中央値が正の範囲

出所:自然エネルギー財団作成

1．投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

2）託送料金モデル：試算の前提条件

国際連系線の建設費用およびO&M費用を、海外の送電事業者と日本の送電事業者（今回は一般送配電事業者を想定）が負担すると想定。投資回収は、それぞれのエリアにおける送電費用に対する託送料金に加算して行う。



出所:自然エネルギー財団作成

自然エネルギー財団 RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

1. 投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

2）託送料金モデル：試算結果（日露ルート・日韓ルート）

試算条件

投資回収期間	25年	
O&M率	初期投資費用の1～3%	
託送料金設定値	0.06～0.10円/（0.01円毎）	
日本側負担割合	国際分の50%と国内分の100%との合計	
電力需要量	東京電力管内	2,899億kWh
	関西電力管内	1,486億kWh
	中国電力管内	602億kWh
	九州電力管内	857億kWh

表14：日露ルート託送料金モデル試算結果（単位IRR %）

託送料金設定値	託送料金負担エリア（電力需要量）	0.06円/kWh	0.07円/kWh	0.08円/kWh	0.09円/kWh	0.10円/kWh
【R1】サハリン–柏崎（建設コスト4,305億円）	東京電力パワーグリッド管内（2,899億kWh）	1.9～5.0 %	4.0～6.8 %	5.9～8.5 %	7.7～10.1 %	9.3～11.7 %
【R2】 サハリン–石狩-柏崎（建設コスト：4,619億円）		-5.5～-0.4 %	-3.1～1.1 %	-1.3～2.4 %	0.3～3.7 %	1.7～4.8 %
【R3】 サハリン–稚内–石狩–柏崎（建設コスト：5,730億円）		-13.6～-3.7 %	-9.1～-2.3 %	-6.5～-1.0 %	-4.6～0.1 %	-3.1～1.1 %
【R4】 サハリン–石狩–苫小牧–福島（建設コスト：5,264億円）		-8.4～-2.0 %	-5.6～-0.5 %	-3.6～0.8 %	-1.9～1.9 %	-0.5～3.0 %

表15：日韓ルート　託送料金モデル試算結果　（単位　IRR %）

託送料金設定値	託送料金負担エリア（電力需要量）	0.06円/kWh	0.07円/kWh	0.08円/kWh	0.09円/kWh	0.10円/kWh
【K1】 プサン–舞鶴（建設コスト：2,465億円）	関西電力管内（1,486億kWh）	0.4～3.8 %	2.5～5.5 %	4.4～7.1 %	6.0～8.6 %	7.6～10.0 %
【K2】 プサン–松江-日野（建設コスト：2,024億円）	中国電力管内（602億kWh）	-18.9～-4.4 %	-11.1～-3.0 %	-8.0～-1.8 %	-5.9～-0.7 %	-4.2～0.3 %
【K3】 プサン–伊万里/大分–伊方（建設コスト：2,123億円）	九州電力管内（857億kWh）	-12.3～-3.4 %	-8.4～-2.0 %	-5.9～-0.7 %	-4.1～0.4 %	-2.6～1.5 %

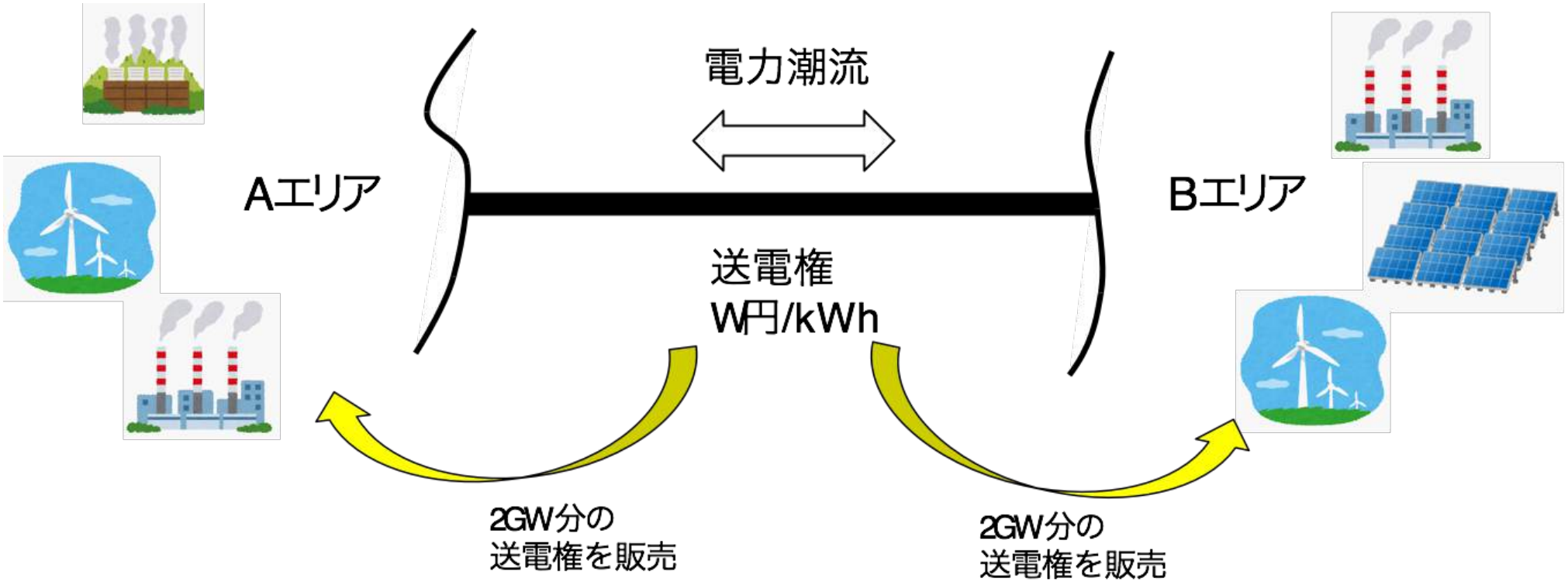
※赤枠は各条件において試算した結果のIRR中央値が正の範囲

出所:自然エネルギー財団作成

1．投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

3）送電権販売モデル：試算の前提条件

国際連系線を用いて電力を送電する権利を、接続先両国の発電事業者ないしは小売電気事業者への販売を想定して試算。投資回収は、送電権の販売収入から行う。



出所:自然エネルギー財団作成

1. 投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

3）送電権販売モデル：試算結果（日露ルートと日韓ルート）

試算条件

投資回収期間	25年
O&M率	初期投資費用の1～3%
設定送電権	一方向あたり２GW
年平均送電権価格設定値	0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0円/kWh

表16：日露ルート　送電権販売モデル試算結果　（単位　IRR %）

年間平均送電権価格設定値	0.2円/kWh	0.4円/kWh	0.6円/kWh	0.8円/kWh	1.0円/kWh
【R1】サハリン–柏崎（建設コスト4,305億円）	最大　-11.0 %	-15.1～ -4.0 %	-5.1～ 0.2 %	-1.0～2.6 %	2.0 ～ 5.1 %
【R2】 サハリン–石狩-柏崎（建設コスト：4,619億円）	最大　-12.0 %	最大　-4.6 %	-6.3～ 0.9 %	-1.9～1.9 %	1.1～ 4.3 %
【R3】 サハリン–稚内–石狩–柏崎（建設コスト：5,730億円）	最大　-15.7 %	最大　-6.7 %	-10.7～ -2.9 %	-5.1～ -0.2 %	-1.8～ 2.0 %
【R4】 サハリン–石狩–苫小牧–福島（建設コスト：5,264億円）	最大　-14.0 %	最大　-5.9 %	-8.7～ -2.1 %	-3.8～ 0.6 %	-0.7～ 2.9 %

表17：日韓ルート　送電権販売モデル試算結果　（単位　IRR %）

年間平均送電権価格設定値	0.2円/kWh	0.4円/kWh	0.6円/kWh	0.8円/kWh	1.0円/kWh
【K1】 プサン–舞鶴（建設コスト：2,465億円）	最大　-5.2 %	-2.9～ 1.3 %	2.7～ 5.6 %	6.7 ～ 9.2 %	10.2～ 12.5 %
【K2】 プサン–松江-日野（建設コスト：2,024億円）	-12.5～ -3.4 %	-0.1～ 3.3 %	5.4～ 8.0 %	9.8 ～12.1 %	13.7～ 15.9 %
【K3】 プサン–伊万里/大分–伊方（建設コスト：2,123億円）	-14.4～ -3.9 %	-0.8～ 2.8 %	4.7～ 7.4 %	9.0～ 11.4 %	12.8～ 15.0 %

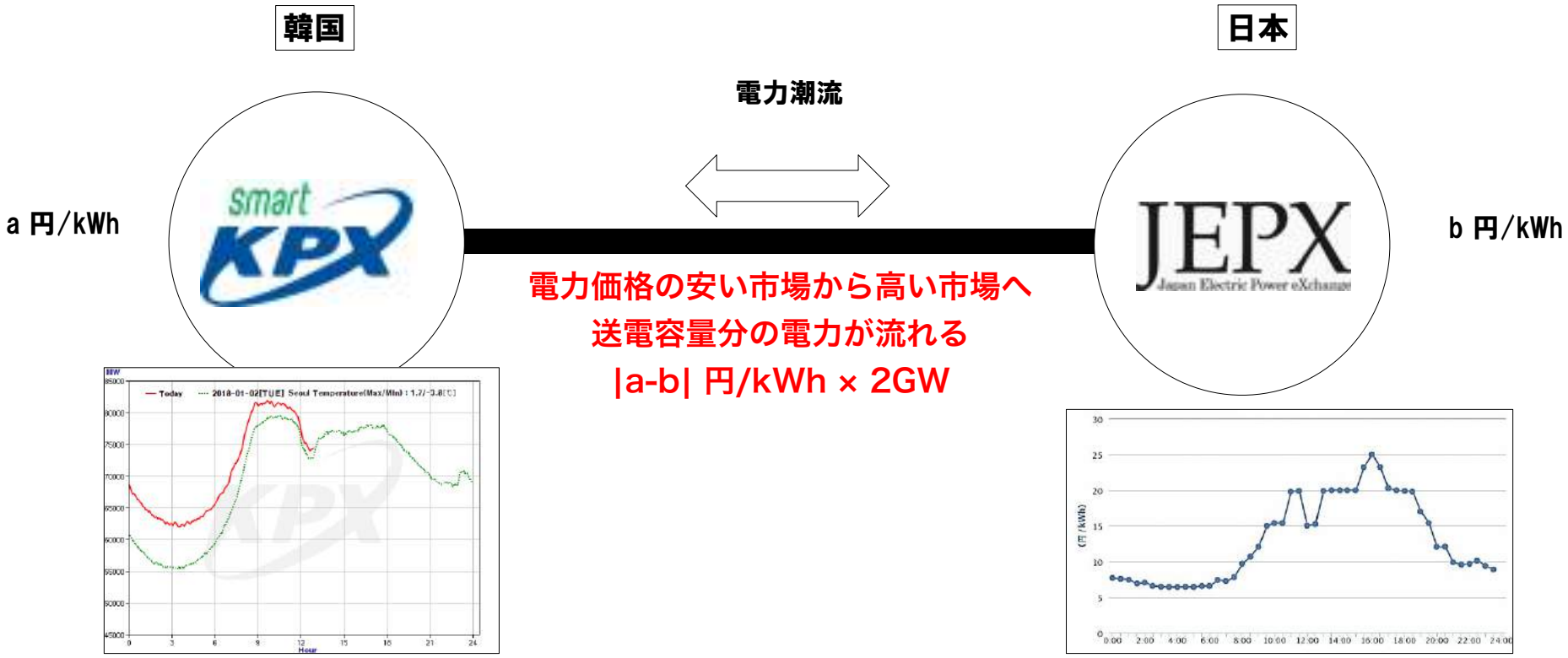
※赤枠は各条件において試算した結果のIRR中央値が正の範囲

出所:自然エネルギー財団作成

1．投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

4）混雑収入モデル：試算方法

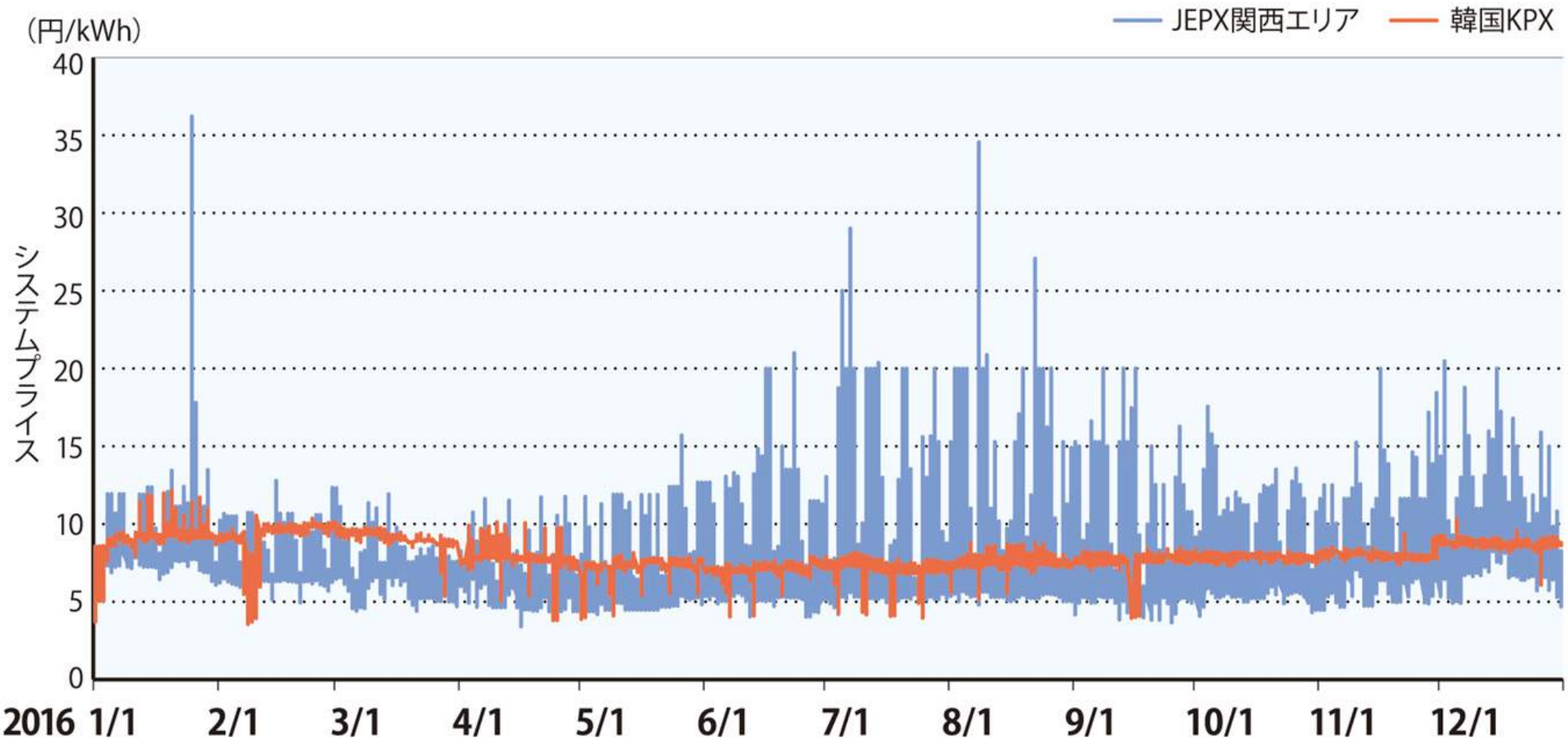
国際連系線によって、日本と韓国の卸電力市場が連結し、市場値差によって電力が流れることを想定して試算。投資回収は、市場値差に対して実際に流れた電力量を市場を介して得ることで行う。



出所:自然エネルギー財団作成

1. 投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

4）混雑収入モデル：試算方法　（日韓ルート：両市場の約定価格の例）



出所:自然エネルギー財団作成

1．投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

4）混雑収入モデル：試算結果　（日韓ルート）

試算条件

投資回収期間	25年
O&M率	初期投資費用の1～3%
年間平均設備利用率	50%, 75%, 100%
為替換算	取引日前日の仲値を採用
JEPX価格	2016年および2017年の各1年分（30分毎）
他国市場価格	JEPXと同日同時間の約定データ

表18：日韓ルート　混雑収入モデル試算結果　（単位　IRR %）

連系線設備利用率	日本側取引市場	50%	75%	100%
【K1】 プサン–舞鶴 （建設コスト：2,465億円）	JEPX関西エリア	0.0～ 5.1 %	5.5～ 10.2 %	9.9～ 14.8 %
【K2】 プサン–松江-日野 （建設コスト：2,024億円）	JEPX中国エリア	2.6～ 7.4 %	8.5～ 13.2 %	13.4～ 18.5 %
【K3】 プサン–伊万里/大分–伊方 （建設コスト：2,123億円）	JEPX九州エリア	2.3～ 6.9 %	8.1～ 12.5 %	12.9～ 17.6 %

※赤枠は各条件において試算した結果のIRR中央値が正の範囲

出所:自然エネルギー財団作成

1．投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

まとめ

国際連系線のビジネスモデルを整理した上で、投資回収について分析を実施した。

1）海外の発電所やサプライヤから電力を調達し、日本国内で販売する**「売電モデル」**の場合、安価な電力を調達できれば、国際連系線の投資回収が可能である。

※ただし、電力調達価格や日本側の市場環境による収益性への影響が大きいことに留意が必要

2）国際連系線を一般送配電事業者等が投資し、建設コストを託送料金で回収する**「託送料金モデル」**の場合、需要家の負担額はおよそ0.1円/kWh前後となる。

3）国際連系線を利用する送電権を販売して建設コストを回収する**「送電権販売モデル」**の場合、現状では、送電権価格の予想が難しいため投資回収が可能かどうか不明な点がある。

4）国際連系線によって市場連結が起こり、市場値差と実際に流れた電力量との積を市場を介して得る**「混雑収入モデル」**の場合、比較的低い設備利用率であっても投資回収が可能である。

※ただし、両国の卸電力取引価格は均衡に近づくと共に、制度変更や新たな市場連結時の特別な取り決め等によって収益性が変化することから、混雑収入モデルを採用するには送電線投資者に加え、市場運営者、政府等規制機関も含めた丁寧な議論が必要。

2. 国際連系の便益の評価

表19：エネルギー分野で行われた、投資回収以外の便益も考慮した費用便益分析の先行研究

便益	経産省(2015)	広域機関(2017)	環境省・三菱総研(2015)	経産省・みずほ情報総研(2016)	地球環境産業技術研究機構(2014)	電力中央研究所(2015)	大槻(2017)	(参考) ENTSO-E CBA1.0
1. 火力発電所の燃料費削減		○	○	○	○	○	○	○
2. 既存発電所の設備費削減					○	○		△
3. 経済効果（GDP & 雇用）			○	○				
4. GHG削減			○	○	○	○	○	○
5. エネルギーセキュリティ向上（自給率/備蓄費用低減効果）			○	○	△			
6. 原発リスク費用の低減					○			
7. 原発立地交付金の低減					○			
8. 自然エネルギーの拡大	○						○	○
9. 送電事故や送電線計画の未実施に対する強靭性/柔軟性								○
10. 全体の送電喪失の低減								○
費用	**経産省(2015)**	**広域機関(2017)**	**環境省・三菱総研(2015)**	**経産省・みずほ情報総研(2016)**	**地球環境産業技術研究機構(2014)**	**電力中央研究所(2015)**	**大槻(2017)**	**(参考) ENTSO-E CBA1.0**
1. 火力発電所の稼働率低下に伴う発電効率の悪化による燃料費の増加	○		○					
2. 火力発電所の起動停止回数増加に伴う燃料費の増加	○		○					
3. 揚水発電所の改良工事費用	○							
4. 系統増強費用	○	○	○				○	○
5. 蓄電池導入費用	○		○					
6. 新規電源（自然エネルギー発電所の買取費用を含む）の投資費用				○	○	○	○	

出所:自然エネルギー財団作成

2. 国際連系の便益の評価まとめ

昨年度のアジア国際送電網研究会の中間報告書および先行研究から、本研究会として考慮する便益を整理した。

便益１：卸電力価格の低下による、電気料金の低下
便益２：予備力共有に伴う、電力の安定供給の向上とアンシラリー費用の低減
便益３：電力網の広域運用に伴う、自然エネルギー電源の出力変動緩和および導入拡大

副次的便益１：

・自然エネルギー電源の増加による火力発電所の停止、また、それに伴う燃料費低減、設備維持費低減、CO2排出量低減、エネルギー自給率の向上

・自然エネルギー電源の増加および電気料金の低下による、国内総生産（GDP）増加、産業競争力増加、雇用拡大

副次的便益２：

・国際関係の改善および深化

3. 国際連系のための法的枠組み

1）国際送電事業とライセンスの考え方

検討した投資回収モデルの実現を念頭に、国内で必要な事業ライセンスを検討

1．現行の事業ライセンスの適用可能性
一般送配電事業ライセンス及び送電事業ライセンスによって国際送電事業が可能。
託送料金モデルおよび売電モデルのいずれも採用し得る。

2．ライセンスの新設可能性
国際送電が託送供給の定義に該当しない場合や、特別の規制を課す場合（例：外資規制）などは、ライセンスの新設が合理的。

表20：一般送配電事業・送電事業ライセンスと投資回収モデル

投資回収モデル		一般送配電事業ライセンスの場合	送電事業ライセンスの場合	参考制度
託送料金	直接的	・主体となる一般送配電事業者が託送料金から回収	×	広域系統整備における一般負担
	間接的	・主体となる一般送配電事業者は、他の一般送配電事業者から回収 ・他の一般送配電事業者は託送料金から回収	・主体となる送電事業者は、一般送配電事業者から回収 ・一般送配電事業者は託送料金から回収	
売電	直接的	▲	▲	再エネ特措法の卸供給
	間接的	・主体となる一般送配電事業者は、連系線利用者から回収 ・連系線利用者は売電収入から回収	・主体となる送電事業者は、連系線利用者から回収 ・連系線利用者は売電収入から回収	広域系統整備における特定負担

出所:自然エネルギー財団作成

3. 国際連系のための法的枠組み

2）二国間の国際連系枠組み

世界の国際連系線で行われている投資枠組みを調査。その結果、投資枠組みは、接続する両国の電気事業法制、外資規制、税制等を考慮し決定されていることを把握。

表21：国際連系線と関係国の連系枠組み例

		国際連系線名 （)は計画段階		国際送電事業者（投資者）
一方国	1社	East West Interconnector	海	Eirgrid Interconnector DAC（アイルランド）
		Skagerrak 1～3	海	Statnett（ノルウェー）※
両国	合弁1社	BritNed	海	BritNed Development Ltd.（英/蘭合弁）
		(Le Golfe de Gascogne) (Baixas-Santa Llogaia)	海 陸	INELFE（仏/西合弁）
	2社	Skagerrak 4	海	Statnett （ノルウェー）ケーブル北半分 Energinet （デンマーク）ケーブル南半分
		中国・ロシア	陸	FGC （露）ロシア領内 SGCC（中）中国領内
		(Hertel -New York Interconnection) (Champlain Hudson Power Express)	湖及び陸	Hydro-Québec（加）カナダ領内 TDI New England（米）米国領内

※ デンマーク側は、Skagerrak 1～3のリース料を支払い、運転維持費用の2分の1を負担している。

出所:自然エネルギー財団作成

日露連系・日韓連系の連系枠組みを検討するにあたっての考慮点

（ロシア）・国際連系実績があり、連邦法の枠組みあり
・サハリンは連邦法制の例外であるため、サハリン地域の法整備の方向性が日露連系の枠組みに影響

（韓国）・国際連系のための法制度はないため、今後、韓国内の法整備の中で同時に議論

第２次報告書 まとめ

◎　日本が国際連系線を建設することは物理的・技術的に可能であり、陸揚げ後の国内ネットワークとの接続にも大きな問題がない。

◎　2GWの国際連系線の建設費用は、日本国内の系統拡充の費用まで含めても、2,000億円強（日韓）から6,000億円弱（日露）の範囲内であり、十分に回収可能である。

◎　法的枠組みについては、更なる検討が必要であるものの、既存の送電関連事業ライセンスでも一定の対応は可能である。国際送電事業ライセンスを新設する選択肢もある。

◎　外交関係の改善も含めて、さまざまな社会的便益が想定され、日本の電力システムがより柔軟で強靭なものへと進化することに貢献しうる。

自然エネルギーの飛躍的なコスト低減と大量導入は、世界的なエネルギー転換の一断面であり、不可避の現象である。これの鍵となるのが国際送電網である。

2018年に発表された資源エネルギー庁の「エネルギー情勢懇談会提言」・「エネルギー基本計画」では、『国際連系線を活用した再生可能エネルギー拡大という戦略』について言及された。北東アジアの国際情勢が大きく変わろうとしている中で、日本政府も今こそ検証から行動へ移すことが求められる。