アジア国際送電網研究会
第２次報告書

2018 年 6 月

目次

はじめに **1**

第 1 章：最近の国際送電網と電力システム改革を巡る状況 **2**

第 1 節：北東アジアにおける国際送電網への取り組み 2

第 2 節：国内の電力システム改革を巡る状況 3

第 3 節：国内の広域運用と系統接続問題 5

第 2 章：北米における国際送電網への取り組み **7**

第 1 節：北米の電力システムと国際送電網 7

第 2 節：北米の国際連系線の事例 10

第 3 章：日露・日韓の国際連系線の建設ルートと建設費用 **14**

第 1 節：国際連系線の建設ルート 14

第 2 節：建設費の試算 24

第 4 章：国際連系線のビジネスモデル・便益と法的枠組み **30**

第 1 節：投資回収のためのビジネスモデルと試算結果 30

第 2 節：国際連系の便益の評価 41

第 3 節：国際連系のための法的枠組み 45

おわりに **52**

はじめに

アジア国際送電網研究会は、2016 年 7 月に設置され、国際送電網の基本的な考え方や世界的な動向についてまとめた「中間報告書」を、2017 年 4 月に公表した。

この中で、国際連系を通して電力の貿易を行うことは、極めて経済合理的であり、かつ自然エネルギーが大量導入される時代の安定供給の重要な手段となることを指摘した。だからこそ欧州では、国際連系線の建設が一種のブームとなっている。他方、北東アジアでは一部の例を除けば国際連系線は一般的でない。それにはどのような背景があり、日本にとってどのような課題があるかを整理して示した。

その後当研究会は、北米などの動向を調査すると共に、日本が国際連系線を建設する際の具体的なルートや費用を議論してきた。これらの成果をまとめたのが、この「第 2 次報告書」である。

第 1 章では、国際送電網を巡るこの 1 年程度の間の状況を整理する。国際送電網の拡大は、世界的なエネルギー転換の一断面であり、電力システム改革の一手段と位置付けられる。このような認識の下、中国や韓国の国際送電網への最近の取り組みや、国内における電力システム改革の進捗状況を概観する。

第 2 章では、北米における国際送電網の動向を整理する。国際送電網は米加間でも 1 世紀以上の歴史があり、主要なものだけで 37 の国際連系線が存在する [1]。とはいえ欧州と比べると、超国家機関や国家（連邦）政府が国際連系線の建設を推進するという要素は薄く、近年では州政府や送電会社以外の企業が商業ベースで様々な計画を進めている。このような状況やその仕組みは、北東アジアにとっても参考になる。

第 3 章では、日本が韓国やロシアと国際連系線を建設する際のルートを具体的に検討する。日本で国際連系線といっても、どこに敷設するのか、それにどの程度の費用がかかるのか、具体例や数値を示さないままでは、実感が湧いてこないだろう。海外の事例を参考にしつつ、日本についてより実践的な建設ルートを日露と日韓について複数示し、その費用のシミュレーションを行う。

第 4 章では、第 3 章を受けて、各建設費用を回収するためのビジネスモデルを検討する。託送料金からの回収、売電収入からの回収など、複数のモデルを示す。更に、社会的な便益に関する分析を行った上で、国際送電事業に必要なライセンスなどこれらを実現する法的枠組みを確認する。

このように当研究会は、北東アジアの国際送電網の具体的かつ実践的な検討の段階に入ってきている。1 年前の「中間報告書」と併せてお読みいただき、前向きな議論の題材として頂ければ幸いである。

---

[1] Canadian Electricity Association, The North American Grid 2016. 2016 年現在。

第 1 章：最近の国際送電網と電力システム改革を巡る状況

当研究会の「中間報告書」が発表されてから 1 年が経過した。この間、北東アジアにおける国際送電網への取り組みや、日本国内の電力システム改革も動きつつある。本章では、この第 2 次報告書の前提となる 2017 年頃から 2018 年 5 月現在にかけての内外の状況を整理する。

第 1 節：北東アジアにおける国際送電網への取り組み

中間報告書でも述べた通り、2016 年以降アジア国際送電網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。同年 3 月に日本のソフトバンクグループ、中国国家電網公司（中国国家電網）、韓国電力公社（韓国電力）、ロシア国営送電会社ロスセチの間で、国際送電網の推進のための調査・企画に関する覚書が締結されている。

この状況において、各国政府の後押しや意思決定が今まで以上に求められている。前述の覚書の締結以降も、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。以下、2017 年以降の各国の動きを振り返ってみたい。

2017 年 5 月就任以来、韓国のムン・ジェイン大統領は、エネルギー転換を主要政策に掲げ、自然エネルギー比率を高める方針を示した。その関連で、ムン大統領はアジア全域で自然エネルギーを共有する、北東アジア・スーパーグリッド構想を熱心に推進してきた。

2017 年 9 月にロシア・ウラジオストクで開催された東方経済フォーラムにおいて同大統領は、関係各国の首脳に対し、北東アジアにおける国際送電網構築に向けた議論を開始するよう呼びかけた。ムン大統領は、北東アジアにおける経済協力を推進するため、大統領諮問北方経済協力委員会（The Presidential Committee on Northern Economic Cooperation）を立ち上げている。同委員会の主要課題の一つには、北東アジア各国を送電線でつなぐ国際連系の推進が挙げられた。

この韓国からの提案に対して、ロシアも積極的に国際連系の実現に向けた取り組みを進めている。ロシアのガルシカ極東発展大臣は、2017 年 11 月に訪韓し、韓国電力と「電力ブリッジ」計画を審議した。これは、ロシアと韓国の電力システムを大容量の送電線で結び、ロシアからの電力供給を行うプロジェクトである。

ロシアから日本との国際連系を求める提案も続いている。2017 年 4 月 27 日の日露首脳会談後、共同記者会見において、プーチン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した。この後、同年 10 月に訪日したドボルコビチ・ロシア連邦副首相も「日露電力ブリッジ」計画について、合理性のあるプロジェクトとして評価している [2]。

---

[2] 2017 年 10 月 1 日、京都での STS フォーラム出席時のコメント。2017 年 10 月 1 日付 Rueconomics 記事「電力ブリッジは日露双方に便益がありうる」。https://rueconomics.ru/278903-vice-premera-energomost-mozhet-byt-vygoden-i-yaponii-i-rossii

2016 年 3 月に設立された、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）も、具体的なプロジェクトを通じて、アジアでの国際連系を推進するスピードを速めている。GEIDCO は世界中を高圧直流送電網で結び、自然エネルギーを国際共有することを目指し設立された非営利組織で、中国国家電網の元代表劉振亜（リュウ・ゼンヤ）氏が会長を務める。

2017 年 12 月 13 日に、ムン韓国大統領の中国訪問中に開かれた中韓ビジネスフォーラムでは、GEIDCO が中韓国際連系について、中国国家電網および韓国電力と協力合意に署名した。この合意は、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していくというものだ。そのために三者は、意思決定、調査、事業計画、プロジェクト調整に協力する意向である [3]。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。

第 2 節：国内の電力システム改革を巡る状況

中間報告書でも指摘した通り、国際送電網を実現するには、これを受け入れる国内の電力システムの制度改革も更に進める必要がある。日本の電力システム改革は 2012 年から始まり、現在も進行中である。本節ではこの 1 年程度の間の改革の進展状況を確認する。

1） 発送電分離の進行状況

欧州で国際送電網を主導しているのは、中立的な送電系統運用者（TSO）である。2015 年の電気事業法の改正により、日本では 2020 年までに送電網の法的分離を行うことが法制化された。これを踏まえ、東京電力は 2016 年 4 月にいち早く法的分離を行い、送配電部門（東京電力パワーグリッド）を別会社化した。同年同月に中部電力は、法的分離の準備段階として社内カンパニー制度を導入した。その後カンパニー制の導入の動きは、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）へと広がっている。

一方で中部電力、北陸電力、関西電力は、2017 年 6 月に送配電事業での連携を発表し、運営の効率化や設備形成の最適化、需給調整の協力を進めている。その前月の 5 月には、東京電力が再建計画において「2020 年代初頭に他社と共同事業体を設置する」と明記したが、当研究会が中間報告書で提言したような「送配電事業の再編・統合」には至っていない。これらの動きが、送電事業の更なる広域化と中立化につながることを期待したい。

[3] 2017 年 12 月 18 日付 GEIDCO プレスリリース参照。
http://www.geidco.org/html/qqnyhlwen/col2017080776/2017-12/18/20171218140633784710541_1.html

2） 小売全面自由化の成果

電力システム改革のもう 1 つの柱である小売全面自由化から、2 年が経過した。電力調査統計によれば、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、この内 12 月の販売実績がない者を除くと 345 社に上る。これらの市場占有率は小売全体で 12.6%、低圧需要のみで 7.5%に達する[4]。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、全国で約 710 万件、最多の東京電力管内で約 349 万件となっており、2017 年 3 月末からの 1 年間で 2 倍以上に増えている（電力広域的運営推進機関：以下、広域機関）。一定程度競争が進みつつあると評価できるが、これに対して旧一般電気事業者も顧客を取り返すべく価格競争に出ているとの指摘もあり、政府には適切な競争促進策を講じることが望まれる。

3） 市場制度改革の状況

競争促進策の 1 つが、中間報告書でも提言した「卸電力取引の活性化」である。前日スポット市場については、前年度比 2 倍以上の大幅な伸びを示しており（図 1）、一定の評価ができよう。これには、2017 年度から始まった旧一般電気事業者によるグロス・ビディングや[5]、自然エネルギー電力の送配電事業者による買取の影響もあると思われる。それでも全消費電力量の 1 割に満たない水準であり、更なる拡大が望まれる。

他方、取引価格については、太陽光による電力の流入もあり、2014 年度から下落傾向が続いていたが、2016 年度以降は化石燃料の高騰なども受けて上昇傾向を示している。市場分断による地域間の格差も出ており、小売競争にも影響が及んでいると見られる。

図 1：日本卸電力取引所（JEPX）の四半期別約定量とシステム価格の推移

出所：日本卸電力取引所ウェブサイト「スポット市場取引結果」をもとに自然エネルギー財団作成。

[4] 小売電気事業者に特定送配電事業者の販売電力を加えた数値。

[5] グロス・ビディングとは、旧一般電気事業者が自ら発電した自社利用分の電気を一旦卸電力取引市場に売り出し、必要量を買い戻すことを指す。卸電力取引市場の活性化に有効と考えられ、2017 年度から旧一般電気事業者による自主的取り組みが始まった。

一方で、新たな市場制度改革の議論が進められている。2018 年 5 月に始まった非化石価値取引市場については、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。自然エネルギー電力が有する環境価値を顕在化させ、消費者・消費企業がそれを利用できるようにすることには、意義があると考えられる。自然エネルギーの中の電源の区別については今後の検討課題とのことだが、早期に実現されることを期待したい。これは、将来的に電力貿易における環境価値の取引とも関係してくる。

更にベースロード市場については、新電力にとって安価な電力を調達できると期待する声もあったが、その効果は不透明と言わざるを得ない。現状の制度設計の議論では、未稼働電源も含む発電平均コストから容量市場での収入を控除したものを上限とするとのことから、旧一般電気事業者らによる入札価格が高止まりする恐れがあり、約定量が少なくなることが懸念されている。そもそも欧州などでは、自然エネルギー電力の大量導入によりベースロード電源という概念が消滅する方向に進んでおり、このような独自の市場設計がどれだけ競争促進に寄与するか注視する必要があろう。

第 3 節：国内の広域運用と系統接続問題

電力システム改革の中でも、広域運用や系統接続のあり方については、近年様々な問題が発生している。自然エネルギーの発電設備の増加に伴い、接続の申し込みに際して基幹系統の「空容量」がゼロと報告されている地域が全国に多く存在する。そのため、国際送電網の接続検討の際にも、既存系統の増強が必要になったり、その増強工事によって接続に時間がかかったりする可能性が考えられる。その一方で、全国の基幹系統の利用率は低いという指摘もなされており、接続手続きの改善の必要性が指摘されている。そこで本節では、現状の系統接続の問題と、その改善策について述べる。

1） 従来の先着優先ルールの課題

国内の系統接続において、基幹系統側の空容量がゼロとなっている背景には、「先着優先」の系統利用ルールがある。先着優先ルールの下、既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、系統増強が求められている。この工事費の一部は新規事業者の負担となり、また工事の完了まで待たなければならない。

しかし現実の需給バランスを考えると、例えば太陽光発電からの出力が大きくなれば、火力発電の出力が抑制されるため、これが最大出力することはない。従って、既存電源の最大出力での系統利用を保証しながら、新規電源のために系統増強することは、新規参入者の系統接続を困難なものとするだけでなく、過大な系統整備につながり、更なる利用率の低下を招く恐れがある。

2） 日本版コネクト＆マネージ

そこで広域機関では、「コネクト＆マネージ」と呼ばれる新たな系統利用ルールの導入を検討している。これは、すでに英国で実施されている系統接続の考え方であり、域内系統の空容量が不足した場合にも、増強工事の完了を待たずに接続を可能とする。ドイツでも、優先接続と再給電（redispatch）を活用して同様の手法が実施されており、これらを参考に、「日本版コネクト＆マネージ」と呼ばれる一連の取り組みが議論されている（表 1）。

この「日本版コネクト＆マネージ」の導入により、系統接続問題の緩和が期待されている。しかし、これらの取り組みは、系統事故時や系統潮流が過大となった際の調整方法として、既に接続されている火力発電や自然エネルギー電源の出力抑制は行わず、今後新たに接続される電源の抑制を前提としている。その結果、十分な調整力が確保できない恐れがあると共に、新規電源だけに過大な抑制が発生する可能性がある。

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。

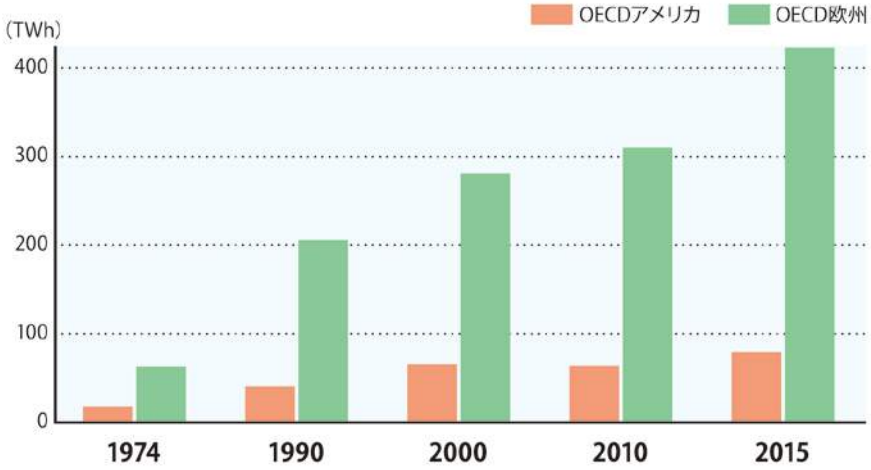
先行している英国やドイツでは、既存電源を含めた調整によって、より柔軟で経済的な系統潮流の制御が可能となっている。同様に「日本版」でも、既存電源を含めた潮流制御のルールとすべきであろう。今後、国際連系線の接続を想定する場合にも、既存電源と新規電源を区分せず、各時間帯でより経済的な形で電力が系統に流れるような仕組みとすべきである。そのためには、潮流制御に参加した場合に生じ得る経済的損失の補償のあり方など、より既存電源が参加しやすい仕組みを検討することも必要となるだろう。

このように既存系統の有効活用による広域運用は極めて重要である。そして同時に、国内外で送電網への投資を拡大すべきことは、中間報告書でも指摘した通りである。第 4 章で触れる費用便益分析も踏まえ、合理的な形で内外の送電網を拡充し、広域運用を実現していくべきであり、国際送電網はその 1 つの柱として位置付けられる。

第 2 章：北米における国際送電網への取り組み

近年世界的に国際送電網を利用した電力の貿易が増加しているが、その中でも欧州に次ぐのが北米である（図 2）。特に米加間では 1 世紀前から電力の貿易が行われており、2016 年時点で 37 の国際連系線でつながれている [6]。他方でその取り組みのあり方は、欧州とは異なるようだ。本章では、当研究会による 2017 年 9 月の現地調査を踏まえ [7]、北米における国際送電網への取り組み状況を整理する。

図 2：北米と欧州の電力取引量の推移



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

第 1 節：北米の電力システムと国際送電網

1） 北米の電力システムと電力貿易

北米、即ち米国、カナダ、メキシコは、国の数は少ないが、巨大電力市場である。カナダは、世界第 2 位の水力発電量を誇り、これが国内の 59.4%を占める自然エネルギー大国である。米国は電源ミックスの割合としては小さいものの、風力は世界第 2 位、太陽光は世界第 2 位の設備容量を誇り、自然エネルギーの市場を牽引してきた（IEA, Electricity Information 2017／BP Statical Review of World Energy 2018）。

そもそも 1994 年から自由貿易協定が結ばれている通り、北米地域は国際的に市場統合が進んでいる。特に米国とカナダは 9,000km に迫る世界最長の国境線で接し、カナダの需要地のほとんどがこの国境線近くに存在することから、国際連系線を使って電力を貿易することに、大きな合理性がある。このような中で、相対的に見ればカナダは水力などの供給力に余裕があるため、年間の発電電力量の 11.3%に当たる電力を米国へ輸出する、世界有数の電力輸出国である（IEA, Electricity Information 2017）。逆にアメリカは世界最大の電力輸入国であるが、国内市場が世界第 2 位の規模を誇るため、その割合は 1.9%に止まる。とはいえこれらの貿易量は、継続的に増加し

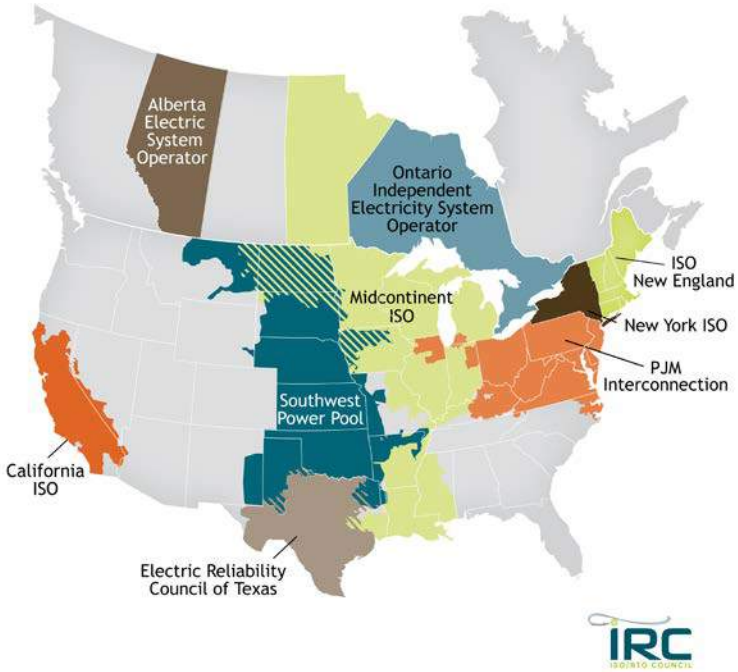
[6] 前掲注 1。

[7] カナダの IESO、Hydro One、Emera Energy（ボストン事務所）、米国の ISO-NE、NYISO、連邦エネルギー省（DOE）、米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）などを訪問し、意見交換した。

てきた（図 2）。

実際に米加は類似した市場制度を採用し、北米電力信頼度協議会（NERC）ルールの下で一体的に系統運用されてきた。送電事業の機能分離を採用している州が多く、ISO（独立系統運用機関）が系統運用と取引市場に責任を持っている。一方で自由化せずに発送電一貫体制を維持している州もある。そもそも両国は連邦制を採用し、電気事業については多様性があり、州政府の権限が強いという背景も共通している。その中でカナダのオンタリオ州（IESO）は、米国のニューヨーク州（NYISO）や中西部（MISO）と、ケベック州（発送電一貫の Hydro-Québec）はニューイングランド（ISO-NE）などと緊密に連系している（図 3）。米国の MISO に至っては、カナダのマニトバ州も管轄する、国際的 ISO である。

図 3：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

なお、メキシコの米国との電力輸出量・輸入量は、それぞれ 2015 年に 7.31TWh、0.39TWh に止まり、米加間と比べれば圧倒的に少ない。共にメキシコ国内の発電電力量の 1%に満たず、米墨間の市場統合は進んでいない[8]。例外的にバハ・カリフォルニア州のみ、米・カリフォルニア州の CAISO が国境を超えて直接的に系統運用を行っている。

[8] この要因として、メキシコでは長らく発送電一貫体制が維持され、変動性自然エネルギーの導入量が少ない（10.8TWh, 発電電力量の 3.4%）ことが挙げられる。しかし、2014 年にメキシコ政府が電力制度改革を決定したことにより、今後の変化が期待される。

2） 米加間の国際連系線の建設手続きと州政府の役割

欧州において、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、そのために不可欠な国際連系線の建設を政策的に推進している状況と比べれば、北米でこれらを主導しているのは州政府と言えよう（表 2）。例えば、ニューヨーク州は 2030 年の自然エネルギー電力の割合を 50%に高める目標を掲げ、またオンタリオ州は元々水力発電が過半を占めていたが、脱石炭火力を決めたため、今後風力などの自然エネルギーを増やす計画になっている。

表 2：欧米の電力システムと国際連系線の位置づけ（代表的なイメージ）

	発送電分離の類型	系統運用者	国際連系線 投資主体	自然エネルギー 推進政策主体
北米	機能分離	ISO	商業的事業者	州政府
欧州	所有権分離	TSO	TSO	中央政府

出所：自然エネルギー財団作成。

特に米国側には、カナダの膨大な自然エネルギーの供給力に期待する声が強い。例えばマサチューセッツ州政府やニューヨーク州政府は、州内の自然エネルギー電力の比率を高めるために、隣接するカナダの水力や風力による電力の輸入を考えている。このため国際連系線も合わせて建設し、発電と送電をパッケージにして輸入する計画が複数進んでいる。次節ではその具体例を紹介する。

他方、米加共に連邦政府が電源ミックスのような目標を掲げて、市場介入することは基本的にない。それは各州政府が判断すべきこととの役割分担が根付いており、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。そのため、国際連系線の建設に際しては、米・DOE や加・国家エネルギー委員会（National Energy Board）が、技術的な観点から審査し、連邦政府としての認可を与える役割を担っている。

このため、国際連系線を建設する事業主体も欧州とは対照的である。欧州は所有権分離を採用した国が多く、国営などの TSO は中央政府の自然エネルギー導入政策も踏まえて、国際連系線の建設に積極的である。一方で北米は機能分離を採用しているため、送電網を所有しない ISO が、国際連系線の建設を主導することはない。また送電網を所有する送電会社は、自ら運用できないため、投資に比較的慎重である。そもそも変動性の自然エネルギー電力の割合が未だ低く、カナダには出力調整可能な水力の割合が極めて高いため、欧州と比べれば広域運用など変動対策の必要性が低いことも影響していよう。これらの背景の下、近年国際連系線は商業ラインとして建設されることが多い。

事業者が国際連系線を建設する際には、上記の連邦政府の認可以外に、環境アセスメントなどの観点から地元州政府の認可も必要である。また、系統運用は各担当 ISO が行うため、これとの調整も必要になる。原則として、国境を挟んで両国間で国際連系線の所有・管理責任を分担する。

第 2 節：北米の国際連系線の事例

本節では、近年の米加間の国際連系線のプロジェクトのうち特徴的なものとして、マサチューセッツ州とニューヨーク州による自然エネルギー電力の調達の事例を紹介する。それぞれについて、州政府や応募した関係各社のウェブサイト上の発表資料などを基にして、プロジェクトの概要や狙いを説明する。

1） マサチューセッツ州の自然エネルギー電力の調達プロジェクト

マサチューセッツ州は、2020 年までに 1990 年比 25%の温室効果ガス削減目標を設定している（Climate Protection and Green Economy Act）。この実現のため、2016 年に改訂されたエネルギー多様化法（An Act to Promote Energy Diversity）に基づいて、2017 年 3 月に州政府は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電力を調達する提案を公募した。この公募では、クリーンエネルギー発電（水力や太陽光、風力など自然エネルギー源の単体または組み合わせ）による電力供給を、関連する送電コストも含む形で費用対効果の高い長期契約として提案するように求めた。この募集は 2017 年 7 月に締め切られ、46 のプロジェクトが提案された。

2018 年 1 月 25 日にマサチューセッツ州が発表した入札結果では、Northern Pass Hydro プロジェクト（事業者は Eversource）が選定された。同プロジェクトは、ケベック州から米国のニューハンプシャー州の約 309km（192 マイル）において、直流と交流の 2 区間の送電線を新設し、1,090MW の水力の電力をマサチューセッツ州へ供給する計画である。送電線の 80%以上を公道の下に埋設するか、既存の架空送電線路を増設することを計画している。Eversource は、2017 年 11 月に DOE から大統領認可（Presidential Permit）を得ていた。

しかしこの入札後、送電線が通るニューハンプシャー州において、エネルギー施設の立地選定、計画、運営などを評価・承認する委員会（Site Evaluation Committee）は、州の観光産業・ビジネスへの影響を懸念し、Northern Pass Hydro プロジェクトを満場一致で否決した。これを受けてマサチューセッツ州は、2018 年 3 月 28 日に次点の New England Clean Energy Connect（NECEC）プロジェクトとの交渉に移ることを決めた。

以下では、メイン州の架空送電線敷設によってケベック州から水力発電による電気を供給する NECEC プロジェクトと、カナダのニューブランズウィック州と海底高圧直流（HVDC）ケーブルで接続し、風力と水力の電力を組み合わせて供給する Atlantic Link の 2 つを詳細に紹介する。後者については、2017 年 9 月の Emera へのヒアリングにも依拠している。

2） New England Clean Energy Connect プロジェクト

NECEC は、米国のニューイングランドやニューヨーク州で電力・ガス事業を展開する Avangrid の子会社である Central Maine Power によって提案されているプロジェクトである。Avangrid は、世界的な電力会社であるスペインの Iberdrola のグループ企業であり、米国内で 6.5GW の自然エネルギーの発電設備を有している。同プロジェクトは、メイン州の 233km（145 マイル）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 の電力供給を提案している。この増強費用は 9.5 億ドルとされている [9]。Central Maine Power は、本プロジェクトの大統領認可を 2017 年 9 月に申請している。

NECEC プロジェクトの特徴は、ケベック州とマサチューセッツ州をより短い距離でつなぐルートを提案していることである。既存系統を活用することで、系統増強とそれによる環境影響を低減している。接続ポイントとなるルイストン変電所では、自然エネルギー電力の受け入れ時の系統信頼性の向上のため、既に 14 億ドルの増強工事が完了している。更に、大きな水力資源を有する加・Hydro-Québec と協力していることもあり、マサチューセッツ州へ提供する電力価格を抑えることが可能になっている。

なお Hydro-Québec は、マサチューセッツ州の提案募集に対して、NECEC プロジェクト以外にも Northern Pass Hydro プロジェクト、Clean Power Link プロジェクト（TDI New England）にも、パートナーとして協力している [10]。

3） Atlantic Link プロジェクト

Atlantic Link（図 4）は、カナダのノバスコシア州のガス・電力会社である Emera が提案しているプロジェクトである。ニューブランズウィック州のコールソン湾からマサチューセッツ州のプリマスまでの約 604km（375 マイル）に海底 HVDC ケーブルを敷設し、風力と水力によって年間約 5.69TWh の電力を 2022 年末から 20 年間の固定価格で供給することを提案している。

同プロジェクトの第 1 の特徴は、マサチューセッツ州へ供給する電力として、風力の大幅な活用を計画していることである。Emera は 2017 年 7 月の提案提出に先立って、2017 年 1 月にカナダから調達する電源を募集しており、ニューブランズウィック州とノバスコシア州のウィンドファームから併せて約 1.2GW を選定した。これらは、同プロジェクトにおいて供給される電力の約 70%を占める。更に、ニューファンドランド・ラブラドール州とニューブランズウィック州の水力から、それぞれ年間 1.1TWh と 0.46TWh の供給を受けることを予定している。

---

[9] The Portland Press Herald ウェブサイト、2018 年 3 月 13 日。https://www.pressherald.com/2018/03/13/1-billion-cmp-transmission-project-ready-to-go-forward/

[10] RTO Insider ウェブサイト、2017 年 7 月 27 日。https://www.rtoinsider.com/hydro-quebec-clean-energy-46741/

図 4：Atlantic Link プロジェクトの概要

出所：Emera Energy ウェブサイト、About the Atlantic Link. 2018 年 5 月 23 日。
https://www.atlanticlink.com/the-project/

第 2 の特徴は、600km を超える長距離の海底 HVDC ケーブルによる送電を計画していることである。Emera へのヒアリングによると、同プロジェクトでは、送電距離の長さや利害関係者との合意形成など総合的な検討の結果、陸上の架空線より海底ケーブルの方が工事期間も短く経済合理的と判断された。また海底ケーブルの陸揚げポイントには、2019 年 6 月に稼働停止予定のピルグリム原子力発電所の近傍が計画されており、既存系統の空容量を活用する。更に、本提案における海底ケーブルの利用率は 65%の見込みであり、残りの容量はカナダからの自然エネルギー電力の調達の拡大や、両地域の系統の信頼度の向上などにも活用可能としている。

Atlantic Link プロジェクトの事業費は、風力発電や水力発電と海底ケーブル敷設費用を含めて 20 億ドルである。これを回収するマサチューセッツ州への提案価格（20 年間の固定単価）は、ガス火力よりは高いものの、競争力のあるものになったという。Emera はマサチューセッツ州への入札に先立って、2017 年 12 月に国際連系線の建設に関する大統領認可を申請している。前述の入札の結果、Emera は落札できなかったものの、引き続きプロジェクトの推進を表明している。

4） ニューヨーク州の自然エネルギー電力の調達プロジェクト

ニューヨーク州は、2014 年にアンドリュー・クオモ州知事の主導によって策定された「エネルギー改革計画（Reforming the Energy Vision）」の下、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という野心的な目標（Clean Energy Standard）を設定している。この目標の達成に向けて、ニューヨーク州エネルギー研究開発局 （NYSERDA : New York State Energy Research and Development Authority）とニューヨーク州電力公社（NYPA：New York Power Authority）は、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した。

2017 年 6 月のクオモ州知事の発表によると、この公募を通して 15 億ドルの投資を行い、年間 2.5TWh に相当する大規模の自然エネルギー電力を調達するという。具体的には、NYSERDA が州内の自然エネルギー電力を公募し、NYPA が送電や州外からの調達などを含めたより広いスキームで募集した結果、200 を超えるプロジェクトの提案があった。2018 年 3 月に NYSERDA の公募結果が公表され、州内の 22 の太陽光発電、3 つの風力発電、1 つの水力発電の合計 26 の事業が選定された。NYPA による公募結果は 2018 年夏の公表が予定されている。

Champlain Hudson Power Express（CHPE）は、NYPA による公募に応じたプロジェクトの一つである。1GW の HVDC ケーブルによって、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している。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.）である。2017 年の PA Consulting Group による調査報告では、CHPE の 22 億ドルの事業費に対して、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いう [11]。同プロジェクトは、ニューヨーク州による 2030 年の自然エネルギー導入目標の設定以前から検討されており、建設に必要な大統領認可などが取得されている。

本章をまとめると、北米の事例からは以下の示唆が得られるだろう。第 1 に、国際送電網は欧州だけでなく北米でも一般的である。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。第 2 に、近年の国際連系線の拡大の背景に、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している。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えている。第 3 に、発電と組み合わせた商業スキーム的な投資回収モデル（売電モデル：後述）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ということもあるが、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も影響していると言えるだろう。

[11] TDI ウェブサイト、2018 年 5 月 23 日。http://www.chpexpress.com/pa_analysis.php

第 3 章：日露・日韓の国際連系線の建設ルートと建設費用

中間報告書で指摘したように、日本は隣国（ロシア、韓国）との国際連系線を建設するに当たり、地理的に比較的有利な位置にある。欧州には、ノルウェーとオランダを結ぶ NorNed のように、600km 近い海底送電線が 10 年前から存在する。それに対して北海道の宗谷岬からサハリンまでの距離は約 43km、福岡市から韓国のプサン市までの距離は約 200km に過ぎない。

本章では、まず第 1 節で日露、日韓の国際連系線を建設するに当たり、どのようなルート設計が可能か検討し、最適と評価できるルートを複数提案する。次に第 2 節で、設計したルートごとに海底ケーブルや交直変換機を含む投資コストの試算を行う。

第 1 節：国際連系線の建設ルート

1） 建設ルートの考え方

日露と日韓の国際連系線のルートを考えるに当たり、これらを建設する目的を明確にする必要がある。言い換えるならば、それぞれの国のどの電源を使って、どの需要地に電力を届け、どのようなメリットを得るのかというシナリオの設定が欠かせない。当研究会では、日露・日韓連系について次のようにシナリオを設定してルートの検討を行った（表 3 および表 4）。

表 3：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

出所：自然エネルギー財団作成。

日露連系については、主にロシア極東の豊富な自然エネルギーによる電力を合理的な価格で日本の需要地に供給することを目指す。具体的には、アムール川流域の既存水力発電所[12]を活用し、日本の需要地である本州（関東エリア）までクリーンな電力を供給するシナリオである。または風力発電の適地と評価されるサハリン島南部に、新規に風力発電施設を建設する計画もある[13]。またこの国際連系線を通じ、北海道内の風力による電力をロシアに輸出することも可能である。更に北海道経由で本州まで連系線を伸ばす場合には、この国内ルートは北海道の風力などの電力を本州の需要地に供給する地域間連系線として活用することもできる。

[12] アムール州には、ゼヤ（1,330MW）、ブレヤ（2,010MW）など大規模水力発電所が稼働しているが、近年の設備利用率は 50%に満たない。更に合計 2GW 近い水力発電所の建設計画がある。

[13] ロシア連邦エネルギー庁の資料によれば、サハリン島南部に 3GW の風力発電施設を建設する計画がある（Кожуховский, И., ”Интеграционные энергетические проекты на Евразийском пространстве”, 18 апреля 2017. 参照）。

表４：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圏
日本側	・ 九州の太陽光など	・関西エリア

出所：自然エネルギー財団作成。

日韓連系の場合には、日露連系のように相手国内の特定の既存電源を前提としているわけではない。今後韓国で新設される自然エネルギー電源や、現在進められている中国–韓国、中国–モンゴルの国際連系の発展を見据え、中長期的にモンゴル–中国–韓国が送電線で結ばれ、韓国経由で中国・モンゴルの自然エネルギー（主にモンゴルの太陽光、風力）による電力の輸入が可能となった場合も想定する。また、日本国内、特に九州の太陽光による韓国への電力輸出も主要な目的の一つとして位置付けられる。韓国の電力市場規模は比較的大きいため（IEA によれば 2015 年の消費電力量 495TWh）、日韓、更に中国まで加えれば、世界最大の電力市場が成立しうる。これも日韓連系の重要な目的となる。

連系線の容量については、対象国からの自然エネルギーによる供給力、日本国内の需給への影響などを考慮し、プロジェクトの初期段階として、日露・日韓連系共に直流で 2GW を想定する[14]。

2） ルート設計のための机上調査の方法と参考データ

ルート設計では、前述のシナリオに基づいて両国の接続地点を選定し、それらを結ぶ海底送電線のルートを引くことになる。

今回日露連系では、ロシア側の接続地点をサハリン南部コルサコフ変電所付近（P.19 図 7）に[15]、日韓連系では韓国側の接続候補地を広くプサン周辺（P.19 図 8）に設定した。韓国南部では、今後サムチョンポ石炭火力発電所、コリ原子力発電所などの稼働停止が予測される。具体的な韓国側の接続地点の選定に当たっては、それら発電施設向けに使われてきた送電施設や変電所の活用を検討しうる[16]。

---

[14] 中間報告書では「通常の国際連系線の容量は 1GW 程度であり、これを数カ所建設しても、日本の最大需要の 2.3 パーセントにしかならず、安定供給上問題があるとは思えない」と指摘した。

[15] 現状、サハリン島部とロシア極東大陸部は送電線でつながっていないが、90 年代からサハリン島を通じて日本とロシアの大陸部を結ぶ送電線の建設が議論されてきた経緯がある。

[16] コリ原発 2、3、4 号基の容量は約 2.4GW（1 号機はすでに廃炉決定）、サムチョンポ石炭火力発電所は約 3.2 GW である。これらの発電所の稼働が止まれば、送電容量に大きな空きが生じる。

原則的に送電線のルートは、建設コストの低減の観点から最短距離であることが望ましい。しかし、必ずしも接続地点間を直線で結ぶルートを引けるとは限らない。例えばロシア側の接続地点をサハリンの最南端（宗谷岬から 43km）に設定すれば、日露連系の海底送電線の長さを短縮できる。しかし今回ロシア側の接続地点をコルサコフ変電所付近としたのは、変電所の立地を考慮すると共に、その先の岬付近の波の状況、流氷などの状況が建設に適さず、より波の穏やかな湾内を選ぶべきとの判断による。

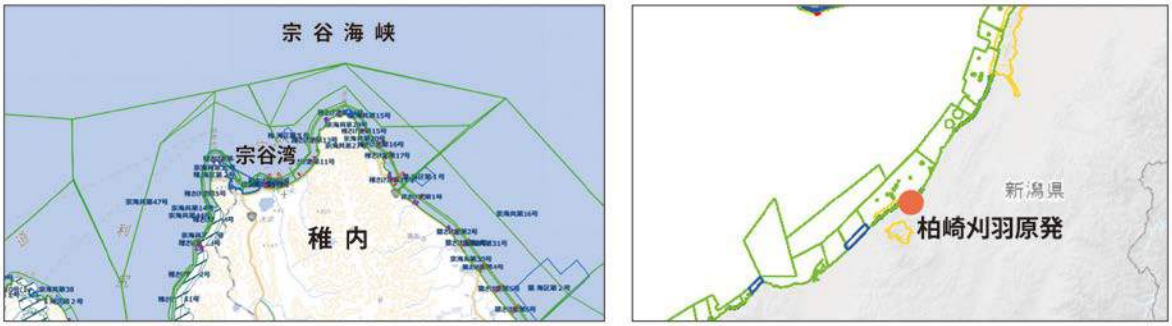
このように接続地点の選定や地点間を結ぶルートの設計に際して、周辺地域の地理的状況や対象海域の水深、環境保護区や漁業エリアなど複数の要因を考慮する必要がある。本報告書では、公開されているデータ（表 5）を確認し、できる限り上記要因を考慮した[17]。例えば、図 5 に示した洋上風況マップや海洋台帳のデータを活用することで、接続地点周辺の漁業エリアの設定状況、保護区の立地、水深、既存通信ケーブルの敷設状況等を確認できる。

表 5：机上調査における参照データ一覧

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、他
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。

図 5：机上調査における参照データ例 1



出所：NEDO“NeoWins（洋上風況マップ）” http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/index.html
海上保安庁「海洋台帳」http://www.kaiyoudaichou.go.jp/KaiyowebGIS/ をもとに自然エネルギー財団作成。

[17] 本格的にルートを決定するにあたって、海底送電線建設事業者は海底調査を実施するが、これは数億から数十億円のコストがかかるといわれている。

3） 日本側接続地点の選定

上記の相手国側の接続地点から日本側のどこにつなぐかで、国際連系線のルートは大きく変わってくる。日本側の接続地点の選定は、ロシア（サハリン島南部）や韓国（プサン周辺）の場合よりも更に詳細に行った。本調査では、以下の 3 つの観点（表 6）から最適なルート設計を考慮し、日露連系については、稚内（北海道）、石狩（北海道）、柏崎（新潟県）、日韓連系については、舞鶴（京都府）[18]、松江（島根県）、伊万里（佐賀県）の各 3 つを接続地点として選定した。

表 6：日本側接続地点選定のための観点

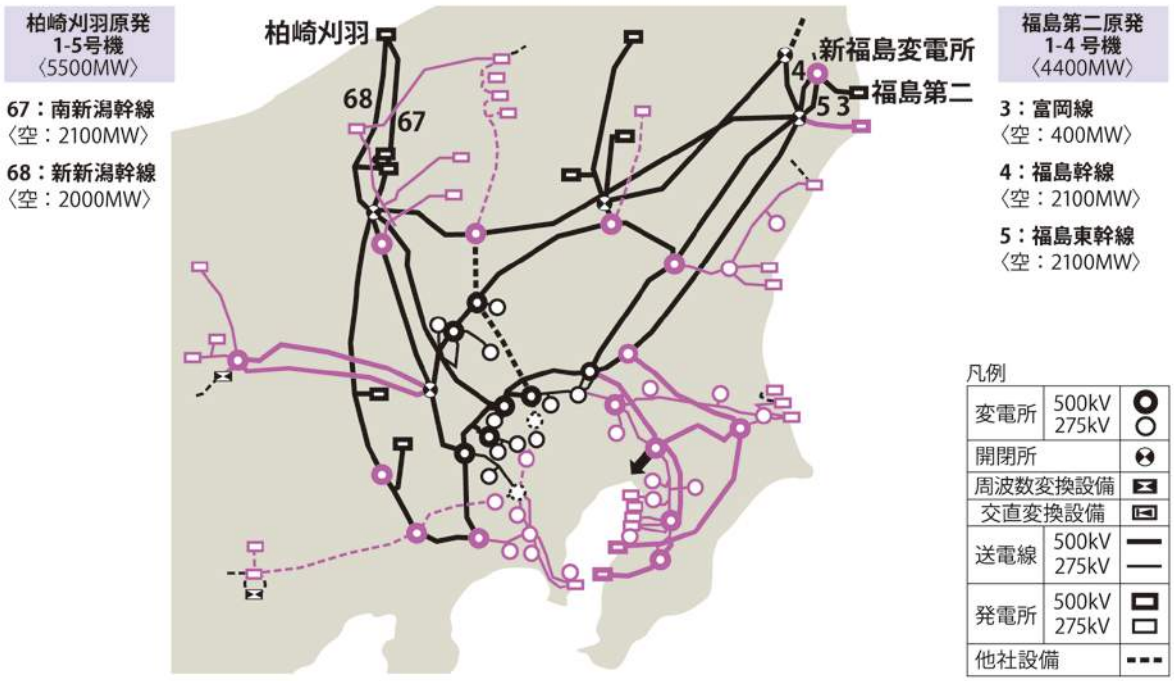
観点	評価内容	参照データ
1） ロシア・韓国の接続地点との近接性	海底送電線の長さをできるだけ短くできる。	Google Earth 等
2） 国内需要地（首都圏・関西）との近接性	日本に接続した後の、国内需要地への送電線の長さをできるだけ短くできる。	国土地理院マップ等
3） 国内需要地への送電アクセス	2GW の連系線が日本に接続した後、国内需要地への送電に十分な容量が確保できる。	一般送配電事業者の送電容量データ等

出所：自然エネルギー財団作成。

上記の表 6 の 3 つ全ての観点について高評価になる接続地点はない。例えば北海道と九州は、観点 1 からは高評価だが、関東エリア・関西エリアという本州の需要地から遠く、観点 2 や 3 からは評価が低くなる。反対に、柏崎や舞鶴は需要地に比較的近く、かつ需要地につながる既存国内送電線の容量があり（図 6）、2 や 3 の観点からは評価が高いが、相手国の接続地点からの海底送電線の距離が長くなるというデメリットもある。

[18] 例えば日韓連系では、嶺南変電所（福井県）付近に接続しても関西の需要エリアに近く、既存送電線の活用が期待できる。しかし嶺南変電所付近の沿岸地域は国定公園エリアや岸壁が広がっており、これらを避ける観点から本報告書では舞鶴を接続地点とした。

図 6：机上調査における参照データ例 2



出所：東京電力パワーグリッド「空容量マッピング～275kV 以上の電力系統」（2017 年 10 月 2 日）
http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/index-j.html をもとに自然エネルギー財団作成。

更に、それぞれの接続地点において、実際に連系線の陸揚げが可能な地理的条件があるか、交直変換機を設置するだけの土地を確保できるか、国立公園など保護区と重複していないかなど、評価項目を設定して[19]「陸揚げ地点」の確認評価も行った。

4） 日露・日韓連系の建設ルート

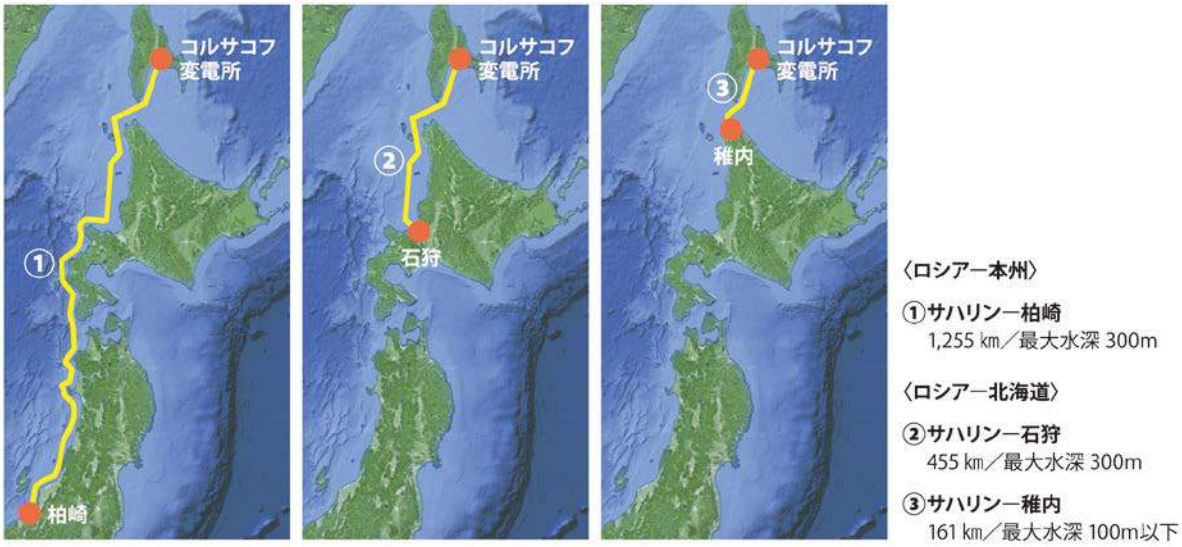
このように、机上調査によって両国の接続地点を選定した後に、これらを結ぶルートを設計することになる。この際に海底地形図を参考に、海底ケーブルの敷設が困難な岩場や水深の深い海域、沿岸の漁業エリアをできるだけ避けるなど、複数の要因を考慮しながらルートを設計した。

その結果、日露連系については以下の 3 ルートを選定した（図 7）。最も距離の長い①サハリン–柏崎ルートは 1,255km となる。このルートは海底送電線の延長が長くなる半面、直接本州の需要地に近い地点に接続するという強みがある。北海道沖には水深が 1,000m を超える海域が広がっているが、本調査では最大 400m を超えない深さのルートを検討した[20]。また、海洋台帳のデータによれば、北海道沿岸には漁業権の設定された海域が広がっており、できるだけそこを迂回するルートを検討した（なお本州に入ると、漁業権の設定された海域は狭くなる）。これらの検討により、水深については、結果的に最大 300m 以内に収められるようルートを設計できた。

[19] 陸揚げ地の確認評価項目の設定に際し、専門家ヒアリングや通信ケーブルの敷設時に考慮されている条件を参考にし、海側では地質、地形、漁業エリア、陸側では津波リスク、道路アクセスなどを複合的に検討した。

[20] 前述のノルウェーとオランダを結ぶ海底送電線 NorNed はノルウェー沿岸で最大水深 410m に達する。

図 7：日露連系ルート

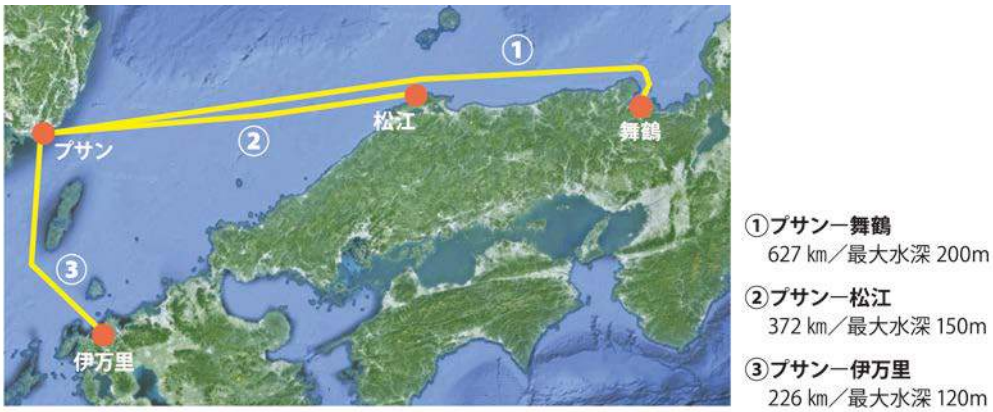


出所：Google Earth の情報をもとに自然エネルギー財団作成。

②サハリン–石狩ルートは 455km、③サハリン–稚内ルートは 161km と比較的短くなる。しかしこれらの場合には、北海道に接続した後の道内および北海道–本州間の国内送電線ルートが更に必要になる。これについては後ほど検討を行う。

次に、日韓連系については以下の 3 ルートを選定した（図 8）。この場合、日露連系に比べて特別深い海域を通ることはなく、最大水深でも 200m 程度である。そのため、水深よりも漁業権エリアや岩場の迂回などを優先して接続地点間を結ぶルートを設計した。

図 8：日韓連系ルート



出所：Google Earth の情報をもとに自然エネルギー財団作成。

最長ルートは①プサン–舞鶴の 627km だが、関西の需要地まで近い地点に接続できることが強みである。②プサン–松江ルートでは、海底の延長距離が 372km と短くなるが、やはり関西の需要地へのアクセスを確保しやすい地点に接続できる。最短の③プサン–伊万里ルートは 226km と短いが、関西の需要地へのアクセスという意味では、九州接続後の国内送電線ルートの検討が必要になる。

このように、日露連系は最短で 161km、日韓連系は最短で 226km であり、双方最大水深は 300m 以下に収まる（表 7）。欧州では NorNed のように延長距離が 500km を超え、最大水深が 400m を超える海底送電線が 10 年前から存在する。本報告書の最長ルート「サハリン–柏崎」は 1,255km となるが、欧州にはアイスランドとスコットランドを結ぶ 1,070km の海底送電線計画（IceLink）もある。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。これらを考慮すれば、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 7：日露･日韓連系のルートのまとめ

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。

5） 日本接続後の国内ルートの検討

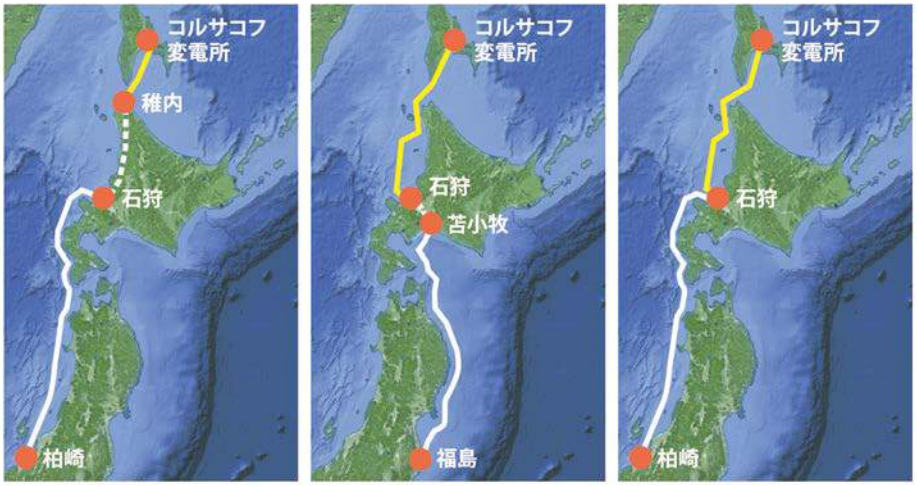
ここまでに設計した国際連系ルートのうち、北海道接続ルートや九州接続ルートでは、国内の需要地（関東エリア・関西エリア）につなぐために、国内ルートの確保が必要になる。これは、国際連系線自体の長さに影響すると共に、北海道や九州に陸揚げして基幹系統に接続することで、各地域内の自然エネルギーの変動対策になるという便益をもたらす。なお、これら国内ルートも全て直流送電と想定した。

第 1 に日露連系について、北海道接続後に関東エリアへつなぐためのルートを検討した。稚内接続ルート（図 7 の③）では、国際連系線部分は最も短くなる一方で、稚内から北海道を経由して柏崎までつなぐことになる（図 9 左）。稚内から石狩までを架空線とし、この間に交直変換機を 2 基分設置し、道北の風力などによる電力を受けられるようにする。石狩から先は、海底送電線で柏崎へつなぐ。

石狩接続ルート（図 7 の②）では、石狩から福島へつなぐ場合（図 9 中央）と柏崎へつなぐ場合（図 9 右）の 2 つを考えた。前者については、北海道内を苫小牧周辺まで地中線でつなぎ、この間に交直変換器を置いて道内の基幹系統に接続した上で、苫小牧から海底送電線で福島へつなぐ。

この結果、道内の陸上部分を短くできる上、福島–東京間の基幹送電網につなぐことができるといった特徴がある。後者については、サハリンから柏崎に至る直行ルート（図 7 の①）とほぼ同じだが、一度石狩に陸揚げすることで道内の基幹系統とつなぎ、そこから石狩–柏崎の海底送電ルートを引く。

図 9： 日露連系ルートの国内部分



出所：Google Earth の情報をもとに自然エネルギー財団作成。

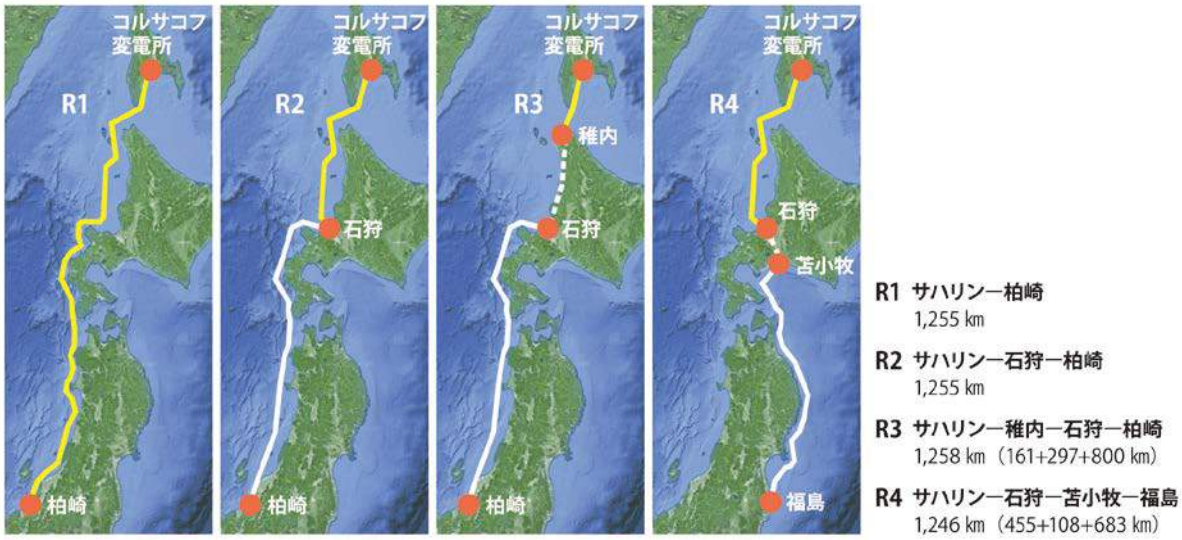
これら国内ルートについてまとめたのが、表 8 である。これらの検討の結果、サハリンを起点として本州の需要地につなぐルート（国内ルート部分含む）として、R1～R4 の 4 つを選定した（図 10）。

表 8：日露連系ルート国内部分、各区間の位置及び亘長

	区間		km	種別
北海道内	稚内	石狩	297	架空線又は地中線
地上送電線	石狩	苫小牧	108	架空線又は地中線
北海道･本州間	石狩	柏崎	800	海底線
海底送電線	苫小牧	福島	683	海底線

出所：自然エネルギー財団作成。

図 10：ロシアから本州の需要地につなぐルートの全体像



出所：Google Earth の情報をもとに自然エネルギー財団作成。

第 2 に日韓連系については、九州エリア・中国エリアに接続した後、需要地である関西エリアへ電力を供給するための国内ルートの設定について検討した。各エリア内に関しては空き容量を充分に活用し、不足している区間のみ増強する原則で設計している。また、地域間連系線に関しては、間接オークションを前提に送電容量を確保できる[21]と想定する。

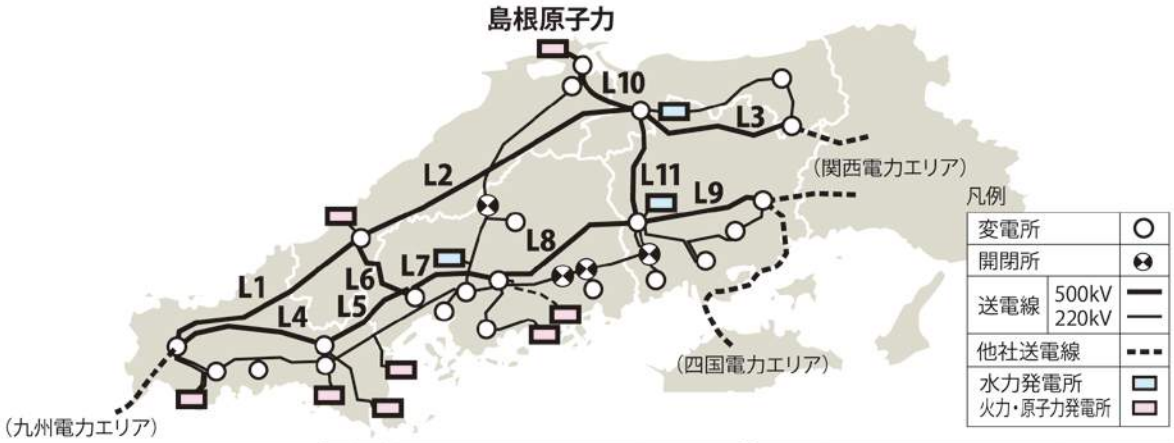
問題となるのは、韓国から九州に 2GW の容量で接続する際（図 8 の③）に、九州から関西に電力を送る国内ルートである。このルートでは、九州・中国エリア間の連系線の容量に制約がある。当研究会では、同地域間連系線（約 270 万 kW）が間接オークションで運用されると仮定し、韓国から九州を通じて入ってくる電力を、少なくとも 1GW 分は隣接する中国エリアに送ることが可能とした。現状の中国エリア内の送電容量を確認する限り、九州から送られてくる電力を受け入れる空き容量は 1GW 程度に止まる[22]。韓国から九州に入る 2GW の電力の内、もう 1GW 分の送電容量の確保が求められる。

そのため、もう 1 つのルートとして九州エリアと四国エリアをつなぐ地域間連系線を設定し、四国エリア経由で 1GW 分の電力を関西エリアに供給するルートを提案したい。四国エリア内の送電容量、四国・関西エリア間の連系線の容量を確認すると、現状でも九州・四国エリア間の連系線さえあれば、1GW の電力を九州から四国経由で関西エリアに供給することは可能と評価できる（図 11）。

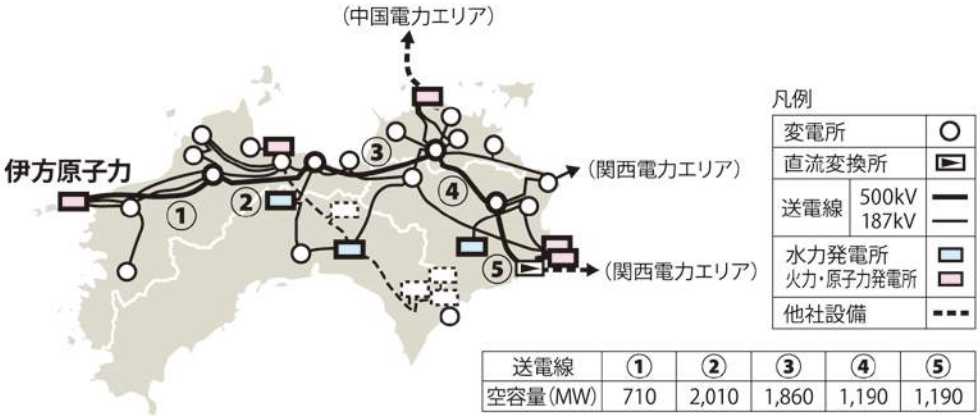
[21] 間接オークションで地域間連系線が運用されれば、燃料費がかからない自然エネルギー電力が、優先的に連系線を流れる（メリットオーダー）想定になる。

[22] 図 11 に示された通り、各社系統容量マップを見ると、中国エリア、四国エリアそれぞれ 500kV 送電線で約 1GW ずつの空き容量を確認できる。

図 11：中国エリアおよび四国エリアの既存送電容量の確認



	送電線名	空容量		送電線名	空容量
L1+L4	中国西＋新山口幹線	948 MW	L10	北松江幹線	1,155 MW
L1+L5	中国西＋東山口幹線	1,227 MW	L11	日野幹線	3,206 MW
L2+L7	中国中＋新西広島幹線	1,287 MW	L6	西島根幹線	4,027 MW
L2+L8	中国中＋新広島幹線	1,376 MW	L3, L9	中国東幹線, 新岡山幹線	―

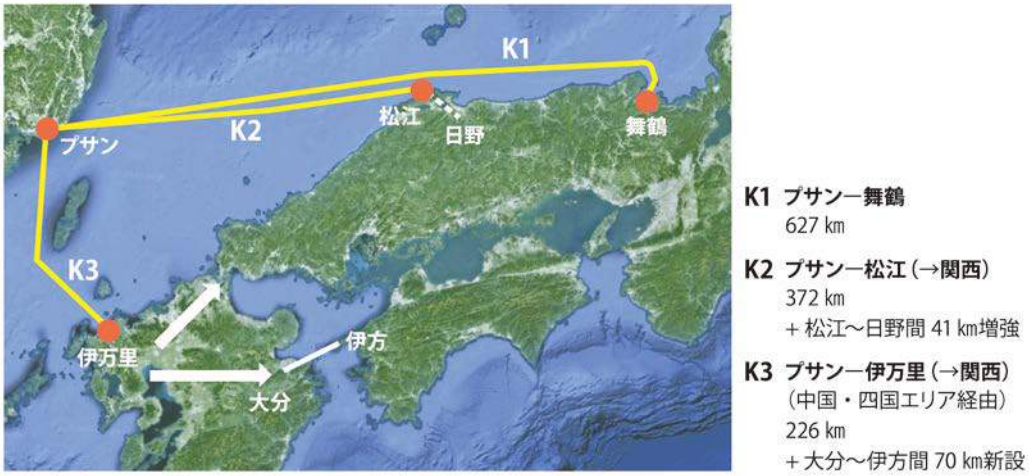


送電線	①	②	③	④	⑤
空容量(MW)	710	2,010	1,860	1,190	1,190

出所：中国電力株式会社「系統空容量マップ（220kV 以上）」（2017 年 12 月 19 日）
http://www.energia.co.jp/retailer/keitou/access.html
四国電力株式会社「系統空容量マップ・運用容量（187kV 以上系統）」（2017 年 12 月 26 日）
http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/tender/index.html をもとに自然エネルギー財団作成。

一方、中国エリア接続ルート（P19.図 8 の②）の場合、松江で陸揚げしてから関西エリアへ電力を供給するために、空き容量が足りない区間を一部増強する必要がある。このような検討に基づき、日本国内の増強区間を含む日韓連系ルート K1～K3 を図 12 に示した。このように、既存の連系線を有効活用した国内ルートを設計できれば、九州接続ルート（K3）の場合でも国内送電線の増強部分は数十 km で収まる可能性がある。

図 12：韓国から関西エリアの需要地につなぐルートの全体像



出所：Google Earth の情報をもとに自然エネルギー財団作成。

第 2 節：建設費の試算

前節でのルートの検討結果に基づき、日露連系と日韓連系それぞれについて建設費を試算する。ルートによっては日本の陸揚げ点から国内の需要地までのルートの増強が必要になるため、当該国内ルートの試算も行う。そして、国内送電線も含む国際連系の全体像を提示する。また、追加検討コスト項目に関しても整理する。

1） 建設費単価の設定

建設費を試算するに当たり、最初に建設費単価を設定する。前述の通り送電容量を 2GW とし、送電損失をより少なくすること及び周波数管理が各エリアで可能となるよう、国内ルートも含めて交流送電ではなく直流送電とする。また、建設費の多くを占める海底線及び交直変換機の単価と共に、日本国内の送電線の建設費と比較する観点から、架空線及び地中線の単価も設定する。その際の条件や参照元、それらの理由を表 9 にまとめる。なお、連系線の全体構成を規定する主回路構成や交直変換機の種類等に関しては、専門家や事業者からも情報を収集した。

海底線は、双極 1 回線の導体帰路方式の主回路構成とし、導体帰路を含め同一仕様 3 条とする。海底線の建設費単価は、欧州における直近の複数の直流海底線プロジェクトで電圧が同様のもののコストデータから、送電容量の違いや導体帰路の有無による条数の違いを考慮し算出した。その結果、海底線の建設費単価は、2.93 億円/km となった [23]。交直変換機は VSC 方式を採用し、1GW 級 1 台の単価を 157 億円とする。架空線の単価に関しては、±500kV の直流送電線で 6.64 億円/km とし、地中線の単価に関しては、9.15 億円/km とする。

---

[23] この建設費単価は、欧州のエネルギー規制機関間協力庁（the Agency for the Cooperation of Energy Regulators）の報告書 ACER, “Report on Unit Investment Cost Indicators and Corresponding Reference Values for Electricity and Gas Infrastructure”, August 2015.が示す 250～500kV の直流海底線プロジェクトの四分位範囲の最大値から算出される 2.01 億円/km を上回っている。また National Grid のデータ（National Grid, “Electricity Ten Year Statement”, 2015）から、本報告書の検討対象と同一条件を想定して算出される下限値 2.54 億円/km から中央値 3.51 億円/km の間に入ることが確認できる。

表 9：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	・ケーブル障害時の耐性及び大容量ケーブル製造の観点から、本線を 2 条使用する双極とする。 ・帰路は、欧州では大地を利用した方式が一般的だが、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とする。
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中で、日本より先行して長距離直流海底線が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示した公開情報を収集し、算出する。 ・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）ケーブルとする。 ・欧州のプロジェクトでは、通常ケーブルは同一仕様 2 条となっているが、日本では帰線設置のため 3 条の設置を求められる可能性がある。このため、帰線を本線としても使用できる可能性も考慮し、同一仕様 3 条とし、2 条の場合の 1.5 倍の単価とする。
交直変換機	ENTSO-E	・各エリア内は交流送電であるため、国際連系線の両端等に交直変換機が必要になる。ENTSO-E の資料”Offshore Transmission Technology 2011”を参照した。 ・交直変換機の種類は、自励式でシステム全体を簡略化しやすいこともあり、近年一般的な VSC（電圧源コンバーター）を採用した。CSC（電流源コンバーター）の場合、容量・電圧の仕様が VSC と同一でも価格が異なる場合がある。 ・主回路構成を双極としているため、1 箇所当たり 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	・トーマツが 2012 年 3 月に総合資源エネルギー調査会の地域間連系線等の強化に関するマスタープラン検討会で示した「送電線工事費用と期間に関する考察」のデータを参照した。 ・±250kV の直流架空線の単価から、±500kV の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した。
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した。 ・AC33kV から 275kV のデータを元に、DC±500kV の建設費単価を算出した。

出所：自然エネルギー財団作成。

以上の検討による建設費単価を表 10 にまとめる。この結果、海底線の単価は架空線の半分以下、地中線の 3 分の 1 以下となり、最も安価である。この格差は、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と考えられる。また、国内の架空線の単価は欧米の 2 倍以上であり [24]、日本固有の事情が働いているためと考えられる。

[24] The Institution of Engineering and Technology, “Electricity Transmission Costing Study”, January 2012, Western Electricity Coordinating Council, “CAPITAL COSTS FOR TRANSMISSION AND SUBSTATIONS　Recommendations for WECC Transmission Expansion Planning”, October 2012.に示された架空線コストおよび、広域機関「送変電設備の標準的な単価の公表について」2016 年 3 月より架空線コストの下限値で比較。

表 10：建設費単価の設定

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[25], MON.ITA[26], NordLink[27], North Sea Link[28]）	DC±500kV、送電容量 2GW、MI ケーブル、3 条、各ケーブル個別埋設の場合を想定して計算
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） 日露連系の費用試算

日露連系に関して、前節で検討した 3 つの国際ルート（図 7）について、海底線及び交直変換機の費用、そして建設費総額を表 11 にまとめた。次に国内ルートの増強費用についてまとめたのが、表 12 である。陸上区間に関しては、架空線もしくは地中線が考えられる。今回は、山間部が多い稚内から石狩までを架空線とし、都市部が多い石狩から苫小牧までを地中線とした。

表 11：日露連系（国際ルート）の建設費

区間	亘長	海底線	交直変換機	合計
サハリン−柏崎	1,255km	3,677 億円	628 億円（4 台）	4,305 億円
サハリン−石狩	455km	1,333 億円	628 億円（4 台）	1,961 億円
サハリン−稚内	161km	472 億円	628 億円（4 台）	1,100 億円

出所：自然エネルギー財団作成。

[25] Prysmian, 2006 年 6 月 6 日付プレスリリース。https://www.prysmiangroup.com/en/en_2006-400M-contract-Italy.html

[26] 2012 年 10 月 31 日付 Your Cable and Wire News 記事 http://www.yourcableandwirenews.com/prysmian%2C+some+%E2%82%AC400+m+contract+for+montenegro-italy+power+link_31854.html

[27] NEXANS, 2015 年 2 月 12 日付プレスリリース。https://www.nexans.com/Corporate/2015/1502_Nexans-Stanett_NordLink_GB.pdf

[28] Prysmian, 2015 年 7 月 14 日付プレスリリース。https://www.prysmiangroup.com/en/en_2015_PR_HVDC-NO-UK.html

表 12：日露連系（国内ルート）の増強に係る建設費

区間	陸上亘長	海底亘長	交直変換機	合計
	架空線/地中線	海底線		
稚内−柏崎	297km	800km	314 億円（2 台）	4,630 億円
（陸上：架空線）	1,972 億円	2,344 億円		
石狩−福島	108km	683km	314 億円（2 台）	3,303 億円
（陸上：地中線）	988 億円	2,001 億円		

出所：自然エネルギー財団作成。

以上から、国内ルートの増強も含めた全体像を表 13 に R1〜R4（図 10）としてまとめる。サハリンから柏崎へ直行するルートに比べ、北海道内を経由するルートは、主に陸上線のコストのため 1.1〜1.3 倍程の建設費がかかる。一方で前節でも述べたように、道北の風力発電を活用できる可能性がある。

表 13：日露連系建設費の全体像

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

出所：自然エネルギー財団作成。

3） 日韓連系の費用試算

日韓連系に関して、前節で検討した 3 種類のルート（図 8）について、各海底線及び交直変換機の費用、そして建設費総額を表 14 にまとめる。

表 14：日韓連系（国際ルート）の建設費

区間	亘長	海底線	交直変換機	合計
プサン−舞鶴	627km	1,837 億円	628 億円（4 台）	2,465 億円
プサン−松江	372km	1,090 億円	628 億円（4 台）	1,718 億円
プサン−伊万里	226km	662 億円	628 億円（4 台）	1,290 億円

出所：自然エネルギー財団作成。

表 15：日韓連系（国内ルート）の増強に係る建設費

区間	亘長	海底線/架空線	交直変換機	合計
大分−伊方（海底線）	70km	205 億円	628 億円（4 台）	833 億円
松江−日野（架空線）	41km	306 億円	-	306 億円

出所：自然エネルギー財団作成。

次に、国内ルートの増強費用についてまとめたのが表 15 である。前節の通り、九州エリアに陸揚げした際に四国エリアとつなぐ海底線と、中国エリアに陸揚げした際の陸上区間（松江～日野）の架空線の増強に係る建設費を試算した。なお、この区間の海底線の送電容量は、想定では 1GW であるが、計算の便宜上他と同様に 2GW で試算した。また、架空線の増強に係る建設費の単価は、AC500kV のためトーマツのデータ（表 10）をそのまま引用し、7.46 億円/km とした。

続いて、国内ルートの増強も含めた日韓連系に関して、全体像を表 16 に K1～K3（図 12）としてまとめる。九州エリアに陸揚げした場合、九州内の自然エネルギーの活用や四国・中国エリアの既存送電網の活用も期待できる。

表 16：日韓連系建設費の全体像

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

出所：自然エネルギー財団作成。

4） 追加検討コスト項目の整理

上記建設費の検討は、ケーブルの材料を含む敷設建設費及び交直変換機に基づいた。ここでは、建設費の総額への影響は限定的であるが、必要と思われる追加検討コスト項目を整理しておく。

① その他の敷設関連費用

敷設船の艤装・解体や、状況に応じて陸揚げエリアの弧状推進工法（HDD 工法）・既設パイプライン及びケーブル等との交差箇所の防護・浚渫工事・浅海部用の敷設バージ等に関する費用が必要になる。

② 運転維持（O&M）

一般的に、運転維持費用として建設費用の総額に対して年間当たり 1～3%程度 [29]かかる。

[29] 広域機関広域系統整備委員会「東京中部間連系設備（FC）に係わる計画策定プロセスについて」（2015 年 8 月 24 日）参照。

③ ルート調査

ルート設計に先立ち、ルート調査を行う必要がある。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かかることもある。

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する可能性がある。

⑤ 漁業補償等

特に陸揚げ地点近傍にて漁業が行われている場合、漁業協同組合等へ補償を行う場合がある。

⑥ 環境アセスメント

環境省が洋上風力発電所等に関して海底ケーブルに対する環境アセスメントを検討中であり、同様に国際連系線に対して環境アセスメントが必要になる可能性がある。

5） 建設費試算のまとめ

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。一方、国内 10 電力会社の送配電及び変電設備の年間投資額は、1993 年度から 2015 年度の 23 年間のデータ[30]によると、1990 年代は概ね 3 兆円程度であり、徐々に下がった後に 2004 年度以降は概ね 1 兆円程度となっている。23 年間の平均年間投資額は約 1.8 兆円であり、上記の金額を投資回収期間の 25 年間で除すれば、国内 10 電力会社の平均年間投資額に対して国際連系線の建設費は日露ルートで最大 1.3%、日韓ルートで最大 0.5%となる。

また、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、建設費は安価となった。その一方で、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。投資回収と便益の検討に関しては、第 4 章で述べる。

[30] 電気事業連合会 「設備投資額の推移（10 電力計）」http://www.fepc.or.jp/library/data/infobase/pdf/06_l.pdf

第 4 章：国際連系線のビジネスモデル・便益と法的枠組み

本章では、第 3 章において検討した日露・日韓の国際連系ルートにビジネスモデルを設定し、投資回収の見通し、社会的便益が発生する可能性、そしてこれらを実現するための法的枠組みを議論する。第 1 節では国際連系線の活用が進んでいる地域のビジネスモデルを整理し、日露・日韓の各ルートに適用した場合の収益性試算を行う。第 2 節では、国際連系線によって生じると想定される社会的便益を、先行研究の整理に基づき検討する。最後に第 3 節では、第 1 節において検討したビジネスモデルを成立させるための法的枠組みについて整理する。

第 1 節：投資回収のためのビジネスモデルと試算結果

中間報告書では、国際連系線の敷設目的として、(1) 市場連結に伴う経済効率性の向上、(2) 広域運用による電力の安定供給、(3) 自然変動電源に対する出力変動緩和、の 3 点を挙げた。一方、国際連系線への投資者は、上記目的とは別に何らかの方法で投資回収を行う必要がある。そこで本節において、世界で行われている国際連系線を活用したビジネスモデルを踏まえた上で、国際連系線の投資回収を試算する。

1) 国際連系線におけるビジネスモデルの整理

中間報告書において、欧州の国際連系線で行われているビジネスモデルに、①直接オークションや企業間契約に基づく送電権収入、②連系する 2 つのエリア間の前日スポット市場の価格差による混雑収入、③規制料金である託送料金からの収入、の 3 つがあることを指摘した。また、北東アジアでは国境をまたいだ長期相対契約に基づく電力取引が行われていることも示した。

それらに加え、昨年実施した北米調査（第 2 章）の結果、特定の電源からの電力を特定の需要地に国境を越えて供給するプロジェクトの一環として、必要となる国際連系線が敷設されていることもわかった。これは、国際連系線であるもののいわゆる“電源線”のような扱いであり、電力の販売対価から送電線投資を回収するビジネスモデルが採られている。また、他の先行研究[31]も参考にすると、国際連系線のビジネスモデルを表 17 に示す 4 つに類型化できる。すなわち、「混雑収入モデル」、「送電権販売モデル」、「託送料金モデル」、「売電モデル」である。

[31] 広域機関「地域間連系線の利用ルール等に関する調査（平成 28 年度下期海外調査）最終報告書」(2017)。広域機関，日本卸電力取引所「地域間連系線利用ルール等に関する勉強会中間とりまとめ」(2016)。有限責任監査法人トーマツ「平成 26 年度新エネルギー等導入促進基礎調査（再生可能エネルギー導入拡大のための広域連系インフラの強化等に関する調査）業務報告書」(2015)。R.Poudineh, A.Rubino,“Business model for cross-border interconnections in the Mediterranean basin”, EL19, The Oxford Institute for Energy Studies Paper. 2016.

第 1 に「混雑収入モデル」とは、欧州各国間や、欧州および北米の国内市場において、市場連結が行われている場合に適用される投資回収手法である。市場間を結ぶ連系線に混雑が発生すると市場運営者によって市場分断処理が行われる。ただし、物理的に敷設された連系線には市場分断処理とは関係なく電力が流れるため、流れた電力量と市場間値差の積を、市場運営者を通して連系線敷設者が得られる仕組みとなっている。言い換えれば、連系線容量に十分な余裕があり、市場分断が発生しない場合、本手法によって連系線投資を回収することは難しい。従って、欧米において「混雑収入モデル」による投資回収が目論まれる場所は、市場分断が頻繁に生じていると言える。

表 17：国際連系線について実施されているビジネスモデルの整理

投資回収モデル	内容	事例
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。	・ 欧州地域市場間 ・ 北米 PJM
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。	
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） ・ ロシア－中国間
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

出所：自然エネルギー財団作成。

第 2 に「送電権販売モデル」は、古くから用いられている投資回収方法の一つであり、発電事業者や小売事業者等が一定の送電容量（送電する権利）を確保する代わりに、対価を連系線保有者に支払う。送電権は卸電力取引市場の連結を伴わずとも設定でき、例えば、英仏連系線において仏・EDF が長期的に送電権を確保していた例などがある [32]。一方、市場連結が進むと市場間をまたいだ電力供給契約が生まれる。そのような状況において市場分断が発生した場合、発電事業者は市場を超えて電力供給できず、供給契約をした市場において別途電力を調達し売り渡す必要が生まれる。そこで、このような事象を回避する手段として送電権が活用されている。

[32] R. Inderst, M. Ottaviani, “Cross Border Electricity Trading and Market Design: The England-France Interconnector”, London Business School reference CS-04-008. 2004.

送電権には大きく分けて物理的送電権（PTR）と金融的送電権（FTR）があるが、前者は市場分断時に流れた実電力量の一部を送電権保有者のものとする考え方に対し、後者は市場分断による損失を補填する考え方に基づいている。従って、PTR は送電容量以上の設定は原則難しいが、FTR の場合はそれ以上の設定も可能となる。また、送電権の販売手段としては、連系線保有者が直接販売する直接オークション方式や、市場を介して販売する間接オークション方式など、連系線運用者や市場に応じて設定されている。

第 3 に「託送料金モデル」は、広く各国の国内送電線建設に用いられる投資回収方法であり、国際連系線に適用されている事例も多い。送電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負担する送電費用に対する託送料金により、投資が回収される。そのため、投資費用や託送料金は政府等により厳しく規制される体制となっている。

第 4 に「売電モデル」は、特定の発電所や供給者から需要地に向け、基本的には一方向に電力を送るための送電線敷設であり、投資は電力販売の対価として回収される。そのため、安価な電源を保有する地域から大需要地向けに国際連系線を敷設する事例が観察される。例えば、カナダから米国へは 100 年以上にわたって電力輸出が行われているが、本ビジネスモデルを適用した国際連系線が複数存在する。なお、これらビジネスモデルは地域や制度に合わせ、適宜組み合わされ運用されている。

一方で、国際連系線への投資形態としては、中間報告書でも述べた通り、商業スキームと規制スキームの 2 種類があることも知られている。商業スキームとは国際連系線投資者による収益事業として位置付けられるものであり、欧州では英国を中心に、また米国などでも採用されている。商業スキームは性質上、託送料金モデルは採用されにくく、それ以外のビジネスモデルとなる。一方、規制スキームは収益に対して何らかの公的規制が課される。代表例が託送料金モデルであるが、これは国内の一般的な送電事業と同様、各国の政府等により規制されたビジネスとなる。なお、混雑収入モデルを採用し得るのは、卸電力取引市場が一定程度整備され、市場連結が行われている地域となる。従って、国際連系が行われていない地域同士において、国際連系線を新設し、混雑収入モデルによって投資回収するには、送電線の敷設に加え、市場間の取り決めや場合によっては国家間の合意なども必要になる。

2） 試算条件および方法

本試算では、日露間および日韓間の国際連系線への投資を想定する。投資回収評価は、内部収益率（IRR）法によって実施する。IRR とは、投資プロジェクトにおいて正味現在価値がゼロとなる割引率であり、任意に設定される割引率以上になった場合、投資価値があると判断できる。収益については税引き前とし、費用については初期投資ならびに O&M 費を考慮する。なお、公共事業投資における割引率は一般に 4%程度と考えられており、国際連系線を公共の福祉に資するインフラとすれば、4%以上が投資判断の一つの目安と考えられる[33]。ビジネスモデルは、第 3 章で設定した日露連系 4 ルートと日韓連系 3 ルートについて、いずれも売電モデル、託送料金モデル及び送電権販売モデルを想定し、日韓連系のみ混雑収入モデルも想定する。これは、ロシア極東には混雑収入モデルをシミュレーションし得る卸電力取引市場が存在しないためである。

第 1 に日露連系の場合、売電モデルにおいて、ロシアの電力は JEPX 東京エリアに入札され販売されるとする。一方、日韓連系の場合、中国やモンゴルからの電力が韓国を経由して、日本側接続地点の JEPX 市場、すなわち、JEPX 関西エリア、JEPX 中国エリア、JEPX 九州エリアに入札され販売されるとする。日本側への電力売り渡しは FOB 価格で設定し、JEPX 価格と FOB 価格との差が送電線投資主体の収益と考える。なお売電モデルの今回の試算では、日本からロシアや韓国への電力潮流による収益は考慮しない。また、検討期間は 2016 年と 2017 年の 1 年単位の分析で複数年比較を実施する。これは、電力小売の全面自由化が行われる 2015 年までの JEPX 取引量が少ないことを考慮したためである。売電モデルにおける試算条件を表 18 に示す。

表 18：国際連系線の投資回収における試算条件（売電モデル）

投資回収期間	25 年[34]
O&M 率	初期投資費用の 1～3%[35]
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）

出所：自然エネルギー財団作成。

[33] 田中広滋、『費用便益の経済学的分析—環境と公共分野の理論』（2003）、中央大学出版部、p. 39.

[34] 商業スキームとして運用される BritNed の規制免除期間は 25 年、日本の変電所等の法定耐用年数は 22 年である。その他、各種メーカーヒアリングなども踏まえ、本試算では回収期間を 25 年と設定した。

[35] 広域機関広域系統整備委員会「東京中部間連系設備（FC）に係わる計画策定プロセスについて」（2015 年 8 月 24 日）に示された、連系設備および変電所関連設備の工事費に対する年間運転維持費用として 2.3%、送電線の工事費に対する年間維持費として 1.5%を参考に設定した。

第 2 に託送料金モデルについては、日本側接続地点の一般送配電事業者が敷設費用および O&M 費用を負担するとし、その額は表 13 および表 16 で示した費用のうち、国際分の 50%と国内分の全額の合計とする。そして、各一般送配電事業者は託送料金としてエリア内の需要家から回収すると想定する。なお、残り分は接続国の送電事業者等が負担する。表 19 に託送料金モデルの試算条件を示す。回収期間と O&M 率については、売電モデルの場合と同じとする。

表 19：国際連系線の投資回収における試算条件（託送料金モデル）

託送料金設定値	0.06～0.10 円/kWh（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 [36]	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

出所：自然エネルギー財団作成。

第 3 に送電権販売モデルについては、送電権がどの程度の価格で取引されるのかを現時点の市場環境から予測することは難しいことから、欧州の事例などを参考にした設定例に基づき試算する。FTR については送電混雑によって発生する損失を補う種類の送電権であることから、市場連結されていない状況で議論するのはいささか性急であり、本試算では PTR を想定する。PTR の場合、発行できる送電権総量は、原則的に送電容量を基準として設定されることから、表 20 の試算条件とする。なお、表中の平均送電権価格は、A 国から B 国への送電権価格と、B 国から A 国への送電権価格との年間平均である。回収期間および O&M 率については、他のモデルと同様とする。

表 20：国際連系線の投資回収における試算条件（送電権販売モデル）

設定送電権	一方向当たり 2GW
年間平均送電権価格設定値	0.2、0.4、0.6、0.8、1.0 円/kWh

出所：自然エネルギー財団作成。

第 4 に混雑収入モデルについては、厳密には市場連結後、市場分断がどの程度発生するかのシミュレーションが必要である。ただし、市場連結を行っていない現状を市場分断されているとみなすことも可能であることから、卸電力取引市場が運営されている日本と韓国について、それぞれの取引価格から簡易的に試算する。そこで、日韓連系に限って表 21 の条件に基づき、混雑収入モデルの試算を行う。回収期間および O&M 率については、他のモデルと同様である。

[36] 各社の託送料金計算に用いられた電力需要量データ。例えば東京電力管内の場合、東京電力パワーグリッドが平成 28 年の託送料金認可申請時に用いた平成 24～26 年度需要平均値は、特別高圧 820 億 kWh、高圧 1,022 億 kWh、低圧 1,057 億 kWh であり、本試算ではそれら合算値を需要量とした。

表 21：国際連系線投資回収における試算条件（混雑収入モデル）

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

出所：自然エネルギー財団作成。

3） 日露連系における試算結果

日露連系における投資回収の試算結果を、前述のビジネスモデル毎に示す。売電モデルの結果を表 22 に、託送料金モデルの結果を表 23 に、送電権販売モデルの結果を表 24 に示した。表中の試算結果の幅は、2016 年と 2017 年の JEPX 市場価格および O&M 率の設定値の影響である。

第 1 に売電モデルの場合、系統容量を 1GW のみ使うとすると、IRR 中央値が正となるのは概ね FOB 価格が 5～6 円/kWh 以下の場合であるが、2GW 使うことができれば収益性は改善する。すなわち、売電モデルは FOB 価格と送電線の設備利用率によって収益性が変動するビジネスモデルであることがわかる。また、O&M 費 1%当たりの IRR への影響は約 1%程度であるのに対し、2016 年と 2017 年の市場価格の違いは IRR に約 2%の影響となった。これは、本試算においてロシアから調達した電力の全てを JEPX に入札し販売するとしたためであるが、仮に日本側での販売価格を相対契約で固定できれば、価格変動による影響を少なくできる可能性もあり、実際は個別ケースに応じて収益性は異なると想像される。

第 2 に託送料金モデルの場合、IRR 中央値が正となる範囲は、R1 ルートでは 0.06 円/kWh 以上、R2 ルートでは 0.08 円/kWh 以上、R3 および R4 ルートでは概ね 0.10 円/kWh を上回る値となった。ただし、R1 ルートは、日本領海・排他的経済水域部分がロシア側部分より長いもののロシア側についても 50%の建設費を負担する前提で試算しているため、仮に R1 ルートについて日本側全額負担とした場合、IRR が正となる託送料金の範囲は R3 および R4 と同様、0.1 円/kWh 前後と見積もられる。従って、東京電力管内の全需要家が電気料金の 0.5%前後を負担すれば、国際連系線によってロシアの電力を輸入可能となることがわかった。

表 22：日露連系･売電モデル試算結果

（赤枠：中央値が正の範囲）

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 %

出所：自然エネルギー財団作成。

表 23：日露連系･託送料金モデル試算結果

（赤枠：中央値が正の範囲）

単位：IRR（%）

託送料金設定値	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）	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 %

出所：自然エネルギー財団作成。

また、R2 から R4 のルートはいずれも北海道内に交直変換機を設置し、北海道電力管内で発電された電力を東京電力管内に送電することも可能と設定したが、場合によっては東京電力管内の需要家に加え、北海道電力管内の需要家からの託送料金回収も考えられ、kWh あたりの負担が軽減される可能性もある。いずれの場合であれ、託送料金負担額以上の便益を需要家が得られるのであれば、本ビジネスモデルを用いた国際連系線敷設は十分にあり得ると言える。

第 3 に送電権販売モデルでは、R1 ルートについては年間平均で 0.8 円/kWh 以上、R2 から R4 については年間平均 1.0 円/kWh 以上の送電権価格が付けば、IRR が正となった。参考として欧州の直接オークション形式で取引される送電権価格を見ると、約定価格が高い場合、年間平均価格は 0.65 円/kWh 程度となっているが、通常は 0.26 円/kWh 以下（1 ユーロ 130 円換算）である。なお、PTR、FTR を問わず、市場連結が進んだ市場間に敷設された連系線に設定される送電権は、市場をまたぐ電力供給契約に対し市場分断時の損失をヘッジする手段であって、送電権購入者は市場分断のリスクに対して費用を支払っている。すなわち、日露間でそのような状況が生まれるには、市場整備や自由化などに一定の期間が必要と考えられる。

また、国際連系線への投資者が長期固定の送電権を販売し対価を得ることも考えられる。その場合、任意の電源から電力を供給する事業者は、調達価格に送電権価格を加えた価格で売電することから、当該ビジネスモデルは本報告書の分類では売電収入モデルに含まれる。

表 24：日露連系･送電権販売モデル試算結果

（赤枠：中央値が正の範囲）

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 %

出所：自然エネルギー財団作成。

4） 日韓連系における試算結果

日露連系と同様、日韓連系について売電モデル、託送料金モデル、送電権販売モデルについて投資回収を試算した結果を表 25 から表 27 に示す。

第 1 に売電モデルでは、想定 3 ルートに応じて入札する JEPX エリアが異なるため、収入額も異なった。九州エリアに入札する K3 ルートとそれ以外では、IRR に最大 2%（2017 年の場合）の差が生じたが、これは日本国内の市場分断による。また検討年の違いについて、2017 年の西日本全体の卸電力取引価格が 2016 年に比べて高値で推移したため、2016 年と 2017 年の結果で IRR10%前後の違いが生まれた。このように、日韓連系の売電モデルにおける IRR 試算結果は、表 22 で示した日露連系の売電モデルに比べて変動幅が大きい。なお、O&M 率 1%は IRR1%に影響した。それでもなお、日本の卸電力取引市場の状況が現行程度で、韓国側からの電力供給が 6 円/kWh（K1 ルートの場合）もしくは 7 円/kWh（K2 および K3 ルートの場合）以下の場合、売電モデルによる国際連系線の敷設は投資回収面から十分検討に値する。ただし、日露連系の場合と同様、収益性に影響を与える要因も多く、実際のビジネスを行う上では、相対契約などによって価格変動による影響を少なくすることも重要と考えられる。

表 25：日韓連系･売電モデル試算結果

（赤枠：中央値が正の範囲）

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 %

出所：自然エネルギー財団作成。

第 2 に託送料金モデルでは、日露連系と比べて投資回収が若干不利になる。これは、本試算における投資主体を一般送配電事業者と想定した結果、それぞれ関西電力管内、中国電力管内、九州電力管内の全需要家がその費用を負担することになるため、需要家の多い東京電力管内に比べて単位当たりの負担が大きくなるためである。それでも、K1 ルートであれば 0.06 円/kWh 以上で IRR 中央値が正となる（表 26）。もし、国際連系線による便益を享受する範囲を複数エリアや 60Hz エリア全体などと考えられれば、託送料金モデルで想定する費用負担はより小さくなるため、実際に託送料金モデルを選択する場合には、その受益範囲の設定が重要となる。

表 26：日韓連系･託送料金モデル試算結果

（赤枠：中央値が正の範囲）

単位：IRR（%）

託送料金設定値	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）	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）	-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）	-12.3～-3.4 %	-8.4～-2.0 %	-5.9～-0.7 %	-4.1～0.4 %	-2.6～1.5 %

出所：自然エネルギー財団作成。

なお、日韓連系でも国際分の建設費を両国で折半する前提に立ったが、もし日本側が全額負担すれば、託送料金は設定値の 2 倍となる。しかし、日韓連系の 3 ルートはいずれも日露連系のような殆どが日本国内部分といった状況ではないことから、欧州等で実績のある折半負担は、十分に可能と考えられる。

第 3 に日韓連系の送電権販売モデルについては、建設費が日露連系に比べて低いため、ルートによっては年間平均価格 0.4 円/kWh 程度で IRR が正となる場合がある。ただ、それでも現行の欧州における送電権取引価格と比べると高い。送電権価格は実際に市場状況や発電予備率から影響を受けるため、現行で予測するには不透明な要素は多いものの、混雑収入モデルの付随要素として収益を得る手段になり得る可能性は示された。

表 27：日韓連系･送電権販売モデル試算結果

（赤枠：中央値が正の範囲）

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 %

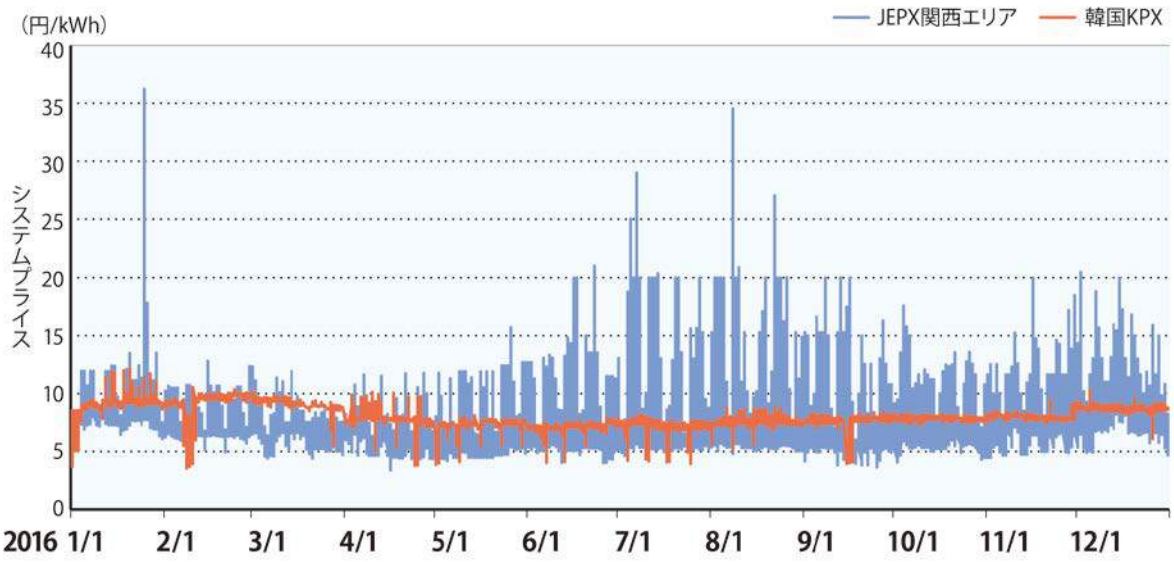
出所：自然エネルギー財団作成。

最後に、日韓連系については混雑収入モデルの参考試算も実施した。韓国の卸電力取引所 KPX はコストベース・プール制を採用しており、政府の発電コスト評価委員会が決めた電源別の発電コストで KPX に入札される [37]。これに対して日本の JEPX 前日スポット市場では、各電源は限界費用を考慮しながら任意の価格で入札される。このように、日韓の卸電力取引市場の考え方は現時点で異なっている。その結果、2016 年の日韓の各市場のシステムプライスを示すと（図 13）、日本の価格変動が韓国より大きいことがわかる。この価格差が混雑収入となる。また、時間帯によっては、韓国からの電力の流れと日本からの流れの双方向が考えられることもわかる。

以上の前提に立ち、日韓の市場価格差と実際に流れると想定された電力量との積を収入として参考試算した結果を表 28 に示す。混雑収入モデルを適用した場合、今回想定したいずれの日韓連系ルートも投資回収見込みがあり、仮に設備利用率が 50%程度であっても運用できる可能性が示された。ただし、実際に市場連結した場合、両国の電力価格は相互作用により近づくことが想定され、表 28 の通りの収益がそのまま得られるわけではないことに留意が必要である。とは言え、両市場を結ぶことが一定の経済的収益を生み出す可能性がある。

[37] 木船久雄「韓国における電気事業の再編」『名古屋学院大学論集 社会科学篇』42 巻 2 号、2005、pp.13-39.

図 13：日韓間の各市場価格の一例 [38]（2016 年）



出所：JEPX および KPX データをもとに自然エネルギー財団作成。

表 28：日韓連系･両国の卸電力取引市場の価格差収入が得られるとした場合の参考試算結果

（赤枠：中央値が正の範囲）

単位：IRR（%）

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

出所：自然エネルギー財団作成。

5） 試算結果の考察

以上、国際連系線への投資者の立場から、投資回収に有力なビジネスモデルを議論した。その結果、日露連系、日韓連系のいずれについても、安価な電力を調達できれば、売電モデルの成立見込みがあることがわかった。一方で、電力調達価格や日本側の市場環境が収益性に大きな影響を与えるため、確実なビジネスを行うには長期の相対契約などが求められることも示唆された。

また、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場合、各管内の全電力需要で按分すると、送電線建設コストは 0.1 円/kWh 前後となることがわかった。従って、託送料金を負担する需要家にとって託送料金に見合う便益があり、投資への理解が得られれば、託送料金モデルによって建設される可能性が示された。

[38] 日本側の卸電力取引価格については、関西エリア以外に中国エリアと九州エリアの価格データを上記の売電モデル試算において活用したが、グラフ上はほぼ同じに見えるため、一例として関西エリアを掲出した。

送電権販売モデルについては、送電権価格の予想が難しいため投資回収が可能か不明な点が多い。欧米でも、混雑収入モデルと一体的に運用される事例があり、現状では送電権販売のみで投資を回収するには課題がある。従って、市場連結後に国際連系線運用者が収入の一手段として送電権販売を行うか、売電モデルに近い形で長期の送電権販売を行うことが、本モデルによって投資回収をする上での現実的な選択肢と考えられる。

最後に、混雑収入モデルについて、卸電力取引市場が整備されている日本と韓国を現行制度のまま連結し、市場間価格差を連系線投資者が受け取れると想定した場合の参考試算を行った。その結果、その時々の値差によって連系線を利用できるため収益機会が売電モデルに比べて多く、比較的低い設備利用率であっても投資回収が可能となることがわかった。ただし、実際に市場連結した場合には、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である。

第 2 節：国際連系の便益の評価

第 1 節冒頭で言及した通り、一般に国際連系は、経済効率性の向上、広域運用による安定供給、自然エネルギーの出力変動緩和という、3 つの主たる便益を有する。適切な送電投資を積み重ね、ネットワークを拡充することは、電力システム全体の便益を増加させる。これは、国際連系線に限った話ではなく、国内の一般的な送電網にも該当し、投資回収に止まらない公共的な意義がある。本節では、このような連系線がもたらす便益の評価に関し、先行研究を踏まえた上で、今回の対象である日露・日韓連系線における便益の評価について議論する。

1） エネルギー分野における費用便益分析例

費用便益分析は、公共投資等によって生じる社会全体の便益とそれにかかる費用との比を評価する手法である。わが国でも治水事業や高速道路建設など多くの分野で用いられており、近年はエネルギー分野でも適用事例がみられる。そこではじめに、わが国のエネルギー分野において行われた費用便益分析を俯瞰する。先行研究について整理した結果を表 29 に示す。表中の「○」は当該分析において検討された項目、「△」は考慮された項目、無印の部分は検討および考慮されていないことを表す。

表 29：国内外において行われたエネルギー分野における費用便益分析例

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。

経済産業省資源エネルギー庁は、総合資源エネルギー調査会の中で自然エネルギーの導入に対する系統安定化費用を検討している[39]。そこでは、(1) 既存火力発電や揚水発電を使った周波数調整、(2) 系統強化、(3) その他、市場機能の活用や出力制御機能付きパワーコンディショナーシステム、蓄電池による周波数制御、などが系統安定化対策として挙げられ、追加費用が検討された。とりわけ系統強化については、北海道に 2.7GW、東北地方に 3.2GW の風力発電が導入され、それを需要地（東京電力管内）まで送電する場合、9,000 億円程度の費用が必要となり、これを計 5.9GW の風力発電によって負担した場合、9 円/kWh 程度となると算出した。

[39] 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会長期エネルギー需給見通し小委員会発電コスト検証ワーキンググループ「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(2015)。

広域機関では、2017 年 3 月に公開した広域系統長期方針において、日本の地域間連系線に電力融通制約が無くなるような増強を想定し、2013 年度および 2014 年度の自然エネルギーの発電状況に対する火力発電所の燃料費抑制効果等を試算した [40]。それによると、連系線増強費が年間 770 億円程度となるのに対し、燃料費削減効果は年間 220～230 億円程度とされた。ただし、火力発電の燃料費削減効果以外の便益は考慮されなかった。

環境省・三菱総合研究所、経済産業省・みずほ情報総研が実施した、自然エネルギーの導入に伴う費用便益に関する研究では、いずれも便益として経済波及効果、火力発電所における燃料費削減効果、化石資源輸入低減効果、温室効果ガス排出量抑制効果、エネルギー自給率向上効果などが検討された [41]。費用についてはそれぞれ想定が異なり、系統増強費用を含んでいる場合や、自然エネルギーへの投資を費用として捉えている場合もある。他に、地球環境産業技術研究機構 [42]や電力中央研究所 [43]、大槻 [44]なども、自然エネルギーの導入に係る諸費用とそれに対する便益の分析を行っている。また、費用便益分析ではないものの、世界銀行が 2010 年に実施した地域間の電力市場統合が進む要因調査では、「供給予備力の確保によるピーク電力に対する設備投資の抑制」、「市場規模の拡大による大規模電源導入による規模の経済性の発生」、「電力市場の統合による競争の促進」などが指摘された [45]。

これらエネルギー分野における費用便益分析の先行研究に対し、当研究会では国際連系線の投資を起点として発生する便益で整理する必要があると考え、それを実施している欧州の ENTSO-E による費用便益分析 [46]も参考にした。図 14 は ENTSO-E の費用便益分析の考え方を整理した図であるが、送電線敷設に伴う便益として「社会厚生」や（電力の）「安定供給」に加え、「自然エネルギー電源の統合」を設定している。そして、それら便益を定量化できない場合でも、一つの判断材料として定性的評価を行っていることがわかった。

---

[40] 広域機関「広域系統長期方針」2017 年 3 月。

[41] 三菱総合研究所「平成 26 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書」（2015）。みずほ情報総研「平成 27 年度新エネルギー等導入促進基礎調査　再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」（2016）。

[42] 公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究グループ「電源別発電コストの最新推計と電源代替の費用便益分析」(2014)。

[43] 岡田健司・丸山真弘「欧州における発送電分離後の送電系統増強の仕組みとその課題」（2015）、電力中央研究所研究報告書 Y14019。

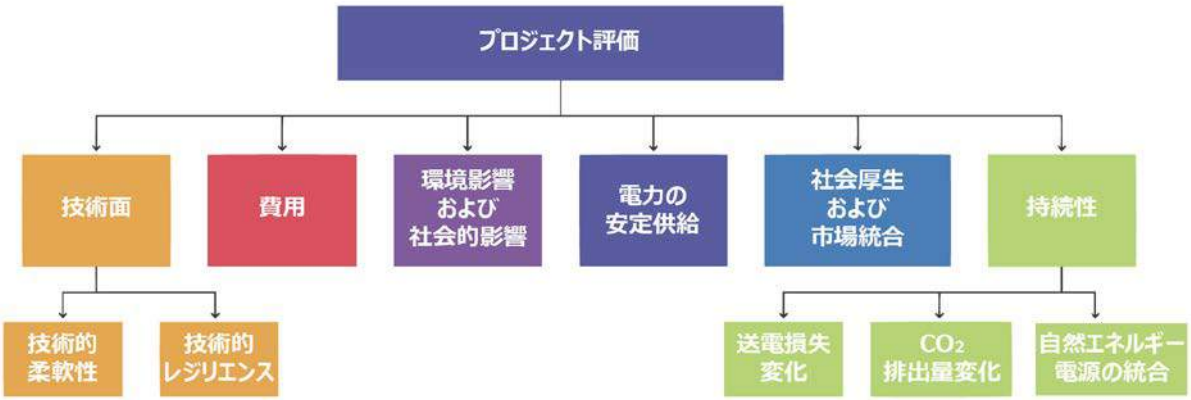
[44] Otsuki, T., “Costs and benefits of large-scale deployment of wind turbines and solar PV in Mongolia for international power exports”, Renewable Energy, 108, 2017, pp.32-335.

[45] Economic Consulting Associates Limited,“The Potential of Regional Power Sector Integration: Literature Review” 2010. http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/BN004-10_REISP-CD_The%20Potential%20of%20Regional%20Power%20Sector%20Integration-Literature%20Review.pdf

[46] ENTSO-E, “Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” 2017. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/events/Workshops/CBA/131114_ENTSO-E_CBA_Methodology.pdf

以上、エネルギー分野における費用便益分析の先行事例を整理した結果、国際連系線には多様な便益があること、日本の事例は定量的に示せるものなど限定的な分析に止まるものが多いこと、などがわかった。本報告書では、ENTSO-E の考え方を踏まえつつ、中間報告書で指摘した 3 点（経済効率性の向上、電力の安定供給、自然変動電源の拡大に対する出力変動緩和）を便益の柱とし、項を移して日露・日韓連系線の敷設により発生する便益を具体的に整理する。

図 14：ENTSO-E における送電線増強に対する費用便益分析の考え方



出所： ENTSO-E ウェブサイト（https://preview.entsoe.eu/publications/tyndp/）をもとに自然エネルギー財団作成。

2） 日露・日韓の国際連系線によって発生する便益の考え方

第 1 の便益である経済効率性の向上については、当研究会で想定した日露・日韓連系シナリオでは、ロシア、モンゴル、中国等から安価な自然エネルギー電力を日本に輸入することを想定したため、JEPX のシステム価格の低下が期待でき、国内の電気料金の低下に貢献する可能性が考えられる。一般論として、送電混雑等に伴う市場分断が発生している場合、新たな送電線が敷設されると、より安価な電源が活用され、生産および消費のいずれのセクターにおいても余剰が増加する。日露連系の場合、低価格電力が供給されることにより、日本側では消費者余剰の増加が、ロシア側では発電所の設備利用率が向上することで生産者余剰の増加が期待できる。また、R2～R4 ルートのように日露連系を北海道経由とする場合、北海道と東日本間の市場分断をより少なくし、国内での電力価格の低下をもたらす可能性を加えられる。そして日韓連系の場合は、両国の卸電力取引価格の差異を縮小させ、結果的に市場価格を低下させる効果が期待される。

第 2 の便益である電力の安定供給については、国際連系線は送電ネットワークをより広域化することから、北東アジアにまたがる予備力の共有が可能となる。2011 年の東日本大震災の際には、多数の発電所の停止に伴う計画停電に陥ったが、海外の電源も加えた広域運用が実現すれば、このような事態が避けられる可能性が高まる。またこれは、北東アジア全体の電力システムのコスト低減にも寄与する。

第 3 の便益に関しては、国際連系線によってもたらされる広域運用は、自然エネルギー電源の出力変動緩和に効果的であり、北東アジアにおける自然エネルギーの導入拡大に寄与する。例えば、第 3 章第 1 節で示したアムール川流域の既存水力は、北海道の風力発電や太陽光発電の出力変動対策に有効利用できるだろう。また九州地方などにおいて太陽光発電が大量に導入された結果、出力抑制の可能性が高まっているが、余剰電力を韓国などへ輸出できれば、九州地方の安定供給と自然エネルギー導入の両立も可能となるだろう。

これら主たる便益に加え、国際連系線の便益は中長期的に他の便益へも波及するだろう。例えば自然エネルギーの導入増加は段階的に火力発電所の停止をもたらし、燃料費や設備維持費の低減、CO2 の排出削減、エネルギー自給率の向上に貢献する可能性がある。これは日本だけでなく、例えば深刻な大気汚染に苦しむ中国にとっても重要な便益となりうる。また、自然エネルギーで発電する地域では投資が増え、電力を輸入する地域では電気料金の低減が生じる結果、国内総生産（GDP）の拡大や産業競争力の強化、雇用拡大に及ぶと考えられる。

また、間接的かつ長期的ではあるものの、国際関係の改善および深化の可能性も指摘しておく。電力貿易は経済的相互依存関係を深めさせ、外交関係に更なる発展をもたらすことが期待される。隣国との電力貿易に対して、日本では安全保障上の観点から懸念の声が強いが、1952 年に結成された石炭鉄鋼共同体から始まる欧州統合の歴史[47]は、むしろエネルギーの相互依存が平和をもたらす可能性を示唆している。自国の各地域を基盤としながら、ネットワークでつながることを要するという特徴を有する自然エネルギーの拡大は、北東アジアにおけるエネルギーを通した新たな外交関係を模索する契機となるのではなかろうか。

第 3 節：国際連系のための法的枠組み

中間報告書では、国際連系を実現する国際間の調整と国内法の整備について概括的に考察し、主要な検討項目を整理した。本節では、この整理を踏まえつつ、本章第 1 節で検討した投資回収モデルを実現する視点から、国内法、とりわけ電気事業の運営に対する規制を中心に、国際送電事業にまつわる法的枠組みに検討を加える。その上で、二国間で行われる連系枠組みの具体的なイメージにも触れる。

1） 国際送電事業とライセンスの考え方

本報告書では、国際連系線に投資し、維持・管理し、何らかの方法で投資回収することを、国際送電事業と定義する。欧州で一般的な所有権分離や法的分離においては、その事業者が同時に系統運用も行うことが多いが、北米で一般的な機能分離においては、系統運用のみ ISO が担当する。

[47] 島田悦子『欧州経済発展史論』（1999）日本経済評論社によると、欧州石炭鉄鋼共同体による共同市場の設立は、短期的には外貨制限や関税などを撤廃し、鉄鋼製品および原料品の大規模かつ合理的な域内取引を、長期的には市場統合や政治的統合への動きをもたらした。

電気事業法は、発電や送電といった電気事業の種類に応じてライセンスを付与し、事業別の規制を課している。従って、国際連系の実現にはこれに付与すべき事業ライセンスを考える必要がある。現在の電気事業法には、一般送配電事業、送電事業、特定送配電事業の 3 つの送電関連ライセンスがあるが、いずれも国際連系を想定したものではない。とはいえ、欧州には、フランスやスウェーデン、デンマークなど、国際送電事業を TSO がその事業の延長として行っている例がある。また日本の電気通信事業法のように、国内・国際の区別のない事業ライセンスを定め、国際的な契約関係等に別途の許認可制度を設けている例もある。そこで、まずは現行法上のライセンスで国際送電事業を行う可能性を検討する。

上記の 3 つのライセンスのうち、ごく狭い地域の送配電を想定する特定送配電事業は、国際連系には不向きであろう。他方、一般送配電事業及び送電事業の両ライセンスについては、国際送電事業が現行法上の託送供給（振替供給と接続供給、電気事業法 2 条 1 項 4 号、5 号参照）に該当すれば、国際送電事業も運営可能と考えられる。しかし該当するかは、国際連系線上の送電契約の主体や国際連系線の両端で行う電力の調整の法的位置づけなど、国際合意の内容に応じて変わる。以下では、該当するとの前提で議論を進め、該当しない場合については 5）国際送電事業の新設で触れる。

第 1 に一般送配電事業者は、自らの供給区域の電力の安定供給に責任を持ち、そのために送電線を敷設し、維持・運用している。その送電線は以前から供給区域外でも敷設可能であり（電気事業法 24 条）、また近年は広域運用の拡大による供給区域を超えた安定供給への要請が高まっている。従って、国際連系線がこの役割に合致するものである限り、一般送配電事業者が既存事業の一環として国際送電事業を行うことは可能だろう。

第 2 に、送電事業ライセンスによる国際送電事業もありうる。相手国を 1 エリアあるいは電源と考えれば、国際連系線は地域間連系線あるいは発電施設とネットワークを結ぶ送電線と同様の役割を果たし、事業内容が一般送配電事業者への振替供給となりうるからである。

これら 2 つの送電関連事業ライセンスには、業務に関する規制（託送供給義務等）や、電気工作物の保安、環境保護に関連する規制など、さまざまな規制が付随する。そのうち、第 1 節で検討した投資回収モデルの実現に密接な関係があるものに、兼業規制と差別的取扱の禁止がある。

兼業規制は、送電関連事業者は原則として発電・小売事業を営んではならない（2020 年 4 月 1 日施行の電気事業法 22 条の 2 以下及び 27 条の 11 の 2 以下）という発送電分離に関わるものであり、送電関連事業者自身による売電モデルが可能か問題となる。また、差別的取扱の禁止との関係では、売電モデルの前提となる送電権の安定的確保のため、送電線の一定容量を特定の事業者に優先的に割り当てることが認められるか問題となる。

そこで以下では、これら 2 つの規制を念頭に置きながら、一般送配電事業及び送電事業のライセンスについて、第 1 節で有力とされた託送料金モデルおよび売電モデルの可能性を検討する。

2） 一般送配電事業ライセンスと託送料金モデル

一般送配電事業ライセンスによる国際送電事業については、託送料金モデルによる投資回収を想定できる。国際連系線を通常の一般送配電事業の一環と位置付ければ、総括原価方式による料金設定と需要家全体からの徴収の仕組みを活用できる。

この場合、一般送配電事業者は自らの供給区域からの託送料金に依存するため、第 1 節で検討した通り、国際連系線の接続地域によって需要家 1 人当たりの負担が大きく異なってくる。第 2 節で議論したような、国際連系線の便益の地域的な広がりを考慮すれば、複数の供給区域の需要家が負担することが望ましいとの考えも成り立つ。

現行の電気事業制度の下でも、例えば近年増強が進められている東京中部間連系設備については [48]、中部電力が事業者となる東清水地点周波数変換器の増強費用を、沖縄電力を除く全国 9 エリアの一般送配電事業者が負担することになっている。中部電力以外の一般送配電事業者 8 社は、中部電力に周波数変換器の工事費負担金や利用料を払う形になり、その原資は各地の託送料金によって賄われる。これは、当該連系設備増強が大規模災害に伴う広域的な電源停止リスクへの対応であり、9 エリア全体の安定供給に寄与する、従って 9 エリアの需要家に広く便益があると評価されたことによる。「間接的な託送料金モデル」と呼ぶに相応しい形態であり、国際送電事業の託送料金モデルを考える際に参考になるだろう。

3） 一般送配電事業ライセンスと売電モデル

他方、一般送配電事業ライセンスの場合、売電モデルとの親和性は低い。一般送配電事業者自らが発電や売電まで行い、国際連系線の投資を回収することは、兼業規制に抵触すると思われるからである。実際に、欧州では送電事業者に対する兼業規制は一般的であり、それらが自ら電力取引を行って投資を回収するモデルは基本的に想定されていない。

一方で日本の電気事業法には電力の卸売に関する特段の規定がなく、一般送配電事業者の卸売は妨げられないようにも見える。また実際に一般送配電事業者自身が電力の卸売を行っている例として、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（以下、再エネ特措法）に基づいた電力の卸供給がある。しかし、兼業規制の趣旨に鑑みれば、再エネ特措法に見られるような特段の必要性や制度の簡素化といったメリットが仮に国際送電事業に該当するとしても [49]、自由な価格設定が可能な卸売は当然には認められないと考えられる。

---

[48] 広域機関「東京中部間連系設備に係る広域系統整備計画」2016 年 6 月。

[49] 一般送配電事業者による買取制度に移行した理由について、経済産業省総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力基本政策小委員会（第 3 回）資料 6「再生可能エネルギー固定価格買取制度における買取義務者の変更について」参照。
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/kihonseisaku/pdf/003_06_00.pdf

このように一般送配電事業ライセンスの下での直接的な売電モデルは難しいとしても、「間接的な」売電モデルといえる投資回収方法が考えられる。それは、現行制度上の広域系統整備における「一般負担」と「特定負担」の枠組みに基づく。すなわち、広域機関の送配電等業務指針などによると、広く供給区域内の需要家に便益がある場合には、一般送配電事業者が送電線の費用を負担し（一般負担）、個別の電力取引によって個別の事業者や需要家に利益がある場合には、当該事業者等が負担する（特定負担）こととされている。

例えば近年の東北東京間連系線の設備増強において、本来これを所有する東北電力（一般負担）だけでなく、増強を希望する応募者などが部分的に負担する（特定負担）ことに決した[50]。この場合、特定負担者とは自然エネルギーなどの新規発電事業者が該当し、売電収入によってこの費用を回収することになる。特定負担者は部分的に費用を支払う代わりに、広域機関の認定の下で連系線の容量を長期安定的に確保できる。これが、連系線同時建設電源に関する電力供給契約に係る「認定契約制度」（広域機関業務規程 144 条、送配電等業務指針 209 条以下）[51]である。差別的取扱の禁止との関係を見ると、この連系線増強プロセスは、広域機関が主宰して広く応募者に開かれており（広域機関業務規程 57 条、送配電等業務指針 40 条ほか）、手続の面で非差別的な取扱いを保障していると考えられる[52]。この制度を応用すれば、一般送配電事業者が主体となる国際連系線を利用して、間接的に売電モデルを実現することが可能と言えよう。

なお、この認定契約制度は、電力供給契約の期間すべてで系統容量の優先確保ができる点で、投資回収にはよいものの、市場メカニズムを用いた効率的な容量割当の考え方と齟齬があることは否めない。優先割当となる割合が系統容量全体に比して高くなるほど市場支配力が高まり、市場操作の危険性も上がる。あくまで先着優先ルールの下での制度であり、系統容量割当の間接オークションへの移行後は、今後の検討課題とされている。国際連系線について、一定の優先割当を認める制度を構築するとしても、その条件や範囲、期間等の検討が不可欠である。

---

[50] 広域機関「東北東京間連系線に係る広域系統整備計画」2017 年 2 月。

[51] ただし、故障によるルート断の場合など、電力を流すことが必ず担保されているわけではない。また、必ず認定されるとも限らず、これまでに認定申請があったものの認定が得られなかった例がある。広域機関「連系線運用に係わる認定契約の審査結果について」2015 年 7 月 29 日。
https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/files/20150729_ninteikeiyaku_shinsakekka_R1.pdf

[52] このような考え方は、米国の連邦エネルギー規制委員会（FERC）が送電線に対するオープンアクセスの例外を認める際の基準や、欧州における第三者アクセスの例外を認めた事例にも見られる。アメリカ合衆国の例につき、FERC, "Allocation of Capacity on New Merchant Transmission Projects and New Cost-Based, Participant Funded Transmission Projects", 142 FERC ¶ 61,038 (2013) (Policy Statement)。

欧州の例につき、European Commission, Commission Decision on the exemption of ElecLink Limited under Article 17 of Regulation (EC) No. 714/2009 for an electricity interconnector between France and Great Britain (28 July 2014) C(2014)5475 final

4） 送電事業ライセンスと投資回収モデル

送電事業ライセンスについても、まず国際連系線を託送料金モデルで投資回収する場合を考える。送電事業者は供給区域を持たないため、一般送配電事業者のように直接的に託送料金で回収することはできない。しかし、その連系線を一般負担の対象とすることはありうる。前述の東京中部間連系設備のうち、送電事業者である電源開発（J-POWER）の設備増強がその例として挙げられる。佐久間地点周波数変換器は電源開発が所有するが、その増強費用は一般送配電事業者から支払われる工事費負担金や利用料によって賄われる。一般送配電事業者はその費用を各供給区域の託送料金から回収することになり、東清水地点周波数変換器の場合と同様に、間接的な託送料金モデルが実現されると言えよう。

次に売電モデルについても、前述の特定負担の考え方を応用することで、間接的に実現可能と考えられる。前述の広域系統整備の例では、送電事業者の連系線で特定負担となった例はないが、送配電等業務指針などにおいて、特定負担を認めるか否かについてライセンスによる区別を設けていない。従って、送電事業者の国際連系線について特定負担が認められれば、間接的な売電モデルの実現は可能であろう。

なお、間接的な売電モデルにおいては、送電事業者だけでなく一般送配電事業者についても、自ら国際送電事業の主体となりつつ、特定負担の考え方に基づいて売電も行うことが可能であろう。ただしこの場合には、法的分離の下での兼業規制の考え方に照らし、グループ内で担当企業を分け、行為規制を含む各規制をクリアした上で、送電事業と売電事業を別々に行う必要がある。

以上の、国際送電事業に係るライセンスと投資回収モデルとの関係についての議論を整理したのが、表 30 である。一般送配電事業ライセンスの場合、最も馴染みのある直接的な託送料金モデル以外に、複数の関係者が負担する間接的託送料金モデルや、特定負担の考え方を応用した間接的売電モデルによって、投資回収が可能である。送電事業ライセンスの場合も、概ね同様の投資回収モデルを利用できそうである。

表 30：一般送配電事業･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。

5） 国際送電事業ライセンスの新設

ここまでの議論において、一般送配電事業ライセンスの場合と送電事業ライセンスの場合の違いとして、前者を新たに取得することが難しい点を指摘できる。現在一般送配電事業者ではない新規参入者が国際送電事業を行いたい場合には、送電事業ライセンスを申請することで、直接的託送料金モデル以外の方法で投資回収できそうである。換言すれば、新規参入者は直接的託送料金モデルを採用できない（表 30）と考えるべきであろう。

このような状況を踏まえ､2 つの既存ライセンスとは異なる新たな｢国際送電事業ライセンス｣を設ける選択肢が考えられる。当該ライセンスは政策意図に応じて柔軟な設計が可能である。直接的売電モデルを容認してもよいし[53]、広域的な託送料金からの回収にしてもよい。国際連系線の案件に応じて複数のビジネスモデルから選択できるようにする考え方もあろう。そして前述の託送供給の解釈の問題について、2 つの既存ライセンスが該当しない場合には、国際送電事業ライセンスを新設することにより解決できる。

そもそも、国際送電事業への規制は他国との調整も必要であり、国内の送電関連ライセンスとは異なる外資規制などもあり得る。このように考えれば、別個の制度とした方が適切で、かつ今後も機動的な修正が可能という考え方も成り立つ。そしてこのライセンスであれば、あらゆる事業者が申請することができる。ただしこの場合には、法改正が必要となる。

6） 二国間の国際連系枠組み

これまで国際送電事業を行うための日本側のライセンスの議論をしてきたが、実際の事業においては相手国があることであり、相手国の法制度や商慣習に応じて様々な調整が必要となる。どの事業者が国際送電事業に携わるか、どの投資回収方法を選択するかは、接続する両国の電気事業法や外資規制、その他一般的な会社法制や税制、各種行政手続き等を考慮して決定される。

そもそも諸外国の連系枠組みは、大きく 3 つに分類できる（表 31）。第 1 に国際送電事業を一方の国が行う枠組み、第 2 に両国が関与するが両国企業出資の合弁会社 1 社が統合的に行う枠組み、第 3 に両国が関与してそれぞれから認可された 2 社が行う枠組みである。更に第 3 については、1 つの国際連系線の費用を単純に折半する場合と、自国の領域内の部分を各々担当する場合に分けられる。どれを選択するかは、各国の法制度やビジネスモデルを勘案して決定される。

[53] 中国国家電網はこのようなビジネスモデルで事業を行っている。

表 31：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

出所：各種資料をもとに自然エネルギー財団作成。

※ 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。

日本が取り組む国際連系について言えば、本報告書で議論してきた通り、相手国は当面ロシアと韓国が考えられる。ロシアは、欧州諸国や中国、モンゴルなどと国際連系を行ってきた歴史があり、そのための法制度も整備されている。一方で本報告書が検討してきた陸揚げ地であるサハリン地域は、連邦法制の特例地域とされ、大陸ともつながっておらず、国営のルスギドロ社が発送電を独占している。従って、日露連系においては、大陸側の連邦法制を基本としつつ、必要に応じてサハリンに関する法制度を改正し、日露間で調整を行うことになるだろう。

韓国は、日本と同様に国際連系をしておらず、国内に閉じた法制度になっている。国営の韓国電力が送電・配電・小売の各事業を独占しており、強制プールの卸電力取引市場が存在し、送電事業への外資規制もある。従って、日韓連系においては、韓国電力が中心的なプレーヤーになることはほぼ間違いないが、既存の法制度をどのように改正するかに大きく依存する。

では、実際にどのような事業者が携わり、どのような投資回収モデルを採用するか、両国間の協力関係はどうなるかといった、具体的な連系枠組みのあり方については、相手国とも議論を行った上、今後さらに詳細を検討していきたい。

おわりに

本報告書では、北米の国際送電網の状況に関する調査などを踏まえ、日本とロシアや韓国との国際連系線のルートを詳細に検討し、その建設費用や投資回収方法をシミュレーションし、定量的に示した。また、その場合に得られる社会的な便益やこれを実現する法的枠組みについても考察した。

そこから得られる示唆は、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ということである。また、2GW の国際連系線の建設費用は、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ことがわかった。

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こと、国際送電事業ライセンスを新設する選択肢があることもわかった。中長期的には、対象国と政策協調を進める中で、市場連結的な仕組みへと発展することを想定する余地もあろう。これによる外交関係の改善も含めて、様々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ことも、確認できた。日本にとって、国際送電網は机上の空論ではないのである。

一方で、北東アジアにおいて国際送電網を実現しようという機運は、日本において高まっているとは言い難い。中韓などが具体的に実現に向けて動き出していることと比べると、関係国との格差は拡大しているのが実情である。その背後には、国内における電力システム改革の停滞や自然エネルギー導入の遅れという背景もあるだろう。

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。これの鍵となる国際送電網の拡充も世界的現象であり、各国・各地域が各々の事情を踏まえながらも積極的に取り組んでいる。2018 年 4 月 10 日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」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が、「日本にとって様々な課題があり、丁寧に検証しなければならない」との指摘に止まった。

折しも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を強く期待したい。それは、取り組めない課題ではなく、極めて効果的で実現可能な手段だからである。そしてそれは、自然エネルギーの拡大や電力の安定供給に寄与するのみならず、日本経済に新たなイノベーションを、北東アジアに新たな国際関係を生み出すことにもつながるだろう。

当研究会としては、この第 2 次報告書で触れられなかった論点について、今後更に検討を重ね、日本にとって現実的な国際送電網のあり方に関する実践的な議論を更に盛り上げて行く所存である。

アジア国際送電網研究会

座長	大山 力	横浜国立大学大学院　工学研究院　教授
座長代理	高橋 洋	都留文科大学　地域社会学科　教授
委員	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
オブザーバー	岡本 浩	東京電力パワーグリッド株式会社　取締役副社長
顧問	田中 伸男	公益財団法人 笹川平和財団　会長

アジア国際送電網研究会　第２次報告書

2018 年 6 月 初版
2018 年 7 月 改訂

問合せ先

公益財団法人 自然エネルギー財団
〒105-0003 東京都港区西新橋 1-13-1 DLX ビルディング
TEL：03-6866-1020 FAX：03-6866-1021
E-mail: info@renewable-ei.org