アジア国際送電網研究会

中間報告書

2017 年 4 月

目次

はじめに: どうして今、アジアで国際送電網なのか 1

第1章:国際送電網の基本的考え方 2

第1節　送電網と電力の国際貿易 2

第2節　国際送電網の目的 3

第3節　国際送電網を巡る外交関係 4

第4節　欧州における近年の国際送電網の増加の背景 5

第2章:欧州における国際送電網の現状と課題 8

第1節　欧州における国際送電網の歴史的経緯 8

第2節　国際送電網が推進される背景 10

第3節　国際送電網の運用方法、投資形態、建設計画 11

第4節　欧州各国から見た国際送電網による便益 13

第5節　欧州各国の事例 15

第3章:北東アジアの国際送電網の現状と可能性 22

第1節　北東アジアの基本情報の整理 22

第2節　北東アジアにおける相互補完性と便益:電源構成、価格、需給パターン 24

第3節　北東アジアにおける国際連系の事例 30

第4節　日本を取り巻く国際送電網構想:構想から現実の計画へ 34

第4章:日本における国際送電網の可能性と今後の検討課題 38

第1節　日本の電力システムと国際送電網 38

第2節　国内の系統運用の課題と電力システム改革の必要性 40

第3節　国際連系に向けた国内の電力システムの改革提案 42

第4節　日本が国際送電に取り組む際の法制度上の検討事項 44

おわりに 50

はじめに: どうして今、アジアで国際送電網なのか

日本では、国際送電網についてほとんど知られていない。そもそも存在しないし、近い将来そのようなものが実現するとも思われていない。しかしそれは、世界的に見れば特別なものではなく、今後さらに増えていくことが確実視される。そして何といっても、現在の日本、アジアにとって必要不可欠なのではないか。この国際送電網について調査し、アジアにおける可能性について提言するのが、アジア国際送電網研究会の目的である。

当研究会は、電力系統やエネルギー政策の研究者、自然エネルギーの専門家、関連する企業関係者などによって構成される。自然エネルギー財団を事務局として 2016 年 7 月に設置され、アジアでの国際送電網の可能性について様々な観点から忌憚のない議論を重ねてきた。2017 年1月から2月にかけて、欧州の送電会社（TSO）や政府機関などへの視察も行った。その中間的な整理が本報告書である。

今どうしてアジアで国際送電網が必要なのか。第1にそれは、経済合理的である。アジアでも様々な財が日々国境を超えて当たり前のように貿易されているが、電力についても安いところから高いところへ輸出するのは、経済原則にかなっている。

第2にそれは、安定供給に寄与する。電力では需要と供給を一致させることが極めて重要だが、狭い範囲より広い範囲の方が柔軟に需給調整に対応できる。異なる特徴を持った電源構成を補完し合い、予備力を共有することもできる。

第3にそれは、自然エネルギーの大量導入を側面支援する。日本でも広域運用という言葉が聞かれるようになってきたが、国際送電はその究極形態であり、風力や太陽光による発電の出力変動への効果的な対応策となる。

これらの理由から欧州などでは以前から国際送電網が一般的であったが、日本ではそうではなかった。それには我が国特有の背景や事情があったわけだが、2011 年の東京電力福島第1原子力発電所事故（東電福島原発事故）以降、日本を取り巻くエネルギー環境は劇的に変化しつつある。政府は電力システム改革を推進し、2020 年までの発送電分離が法定され、また太陽光発電などの導入が急拡大している。中国などでも自然エネルギーへの投資が目覚ましい。これらの変化のすぐ先に来るのが、国際送電網なのである。

このような認識に基づき本報告書では、国際送電網の考え方や欧州の事例、アジアにおける可能性や課題などをできる限り客観的に整理する。第1章では、改めて国際送電網の基本的な考え方や目的を確認する。第2章では、国際送電網が特に進んでいる欧州の事例を取り上げ、その具体的な仕組みを理解する。第3章では、我々が関心を持つ北東アジアについて、電力関連の基礎情報を確認した上で、数少ない国際連系線の事例や近年の新たな動きについて紹介する。最後に第4章で、日本の現状を確認した上で、今後の可能性や検討課題を整理する。

第1章：国際送電網の基本的考え方

本章では、国際送電網の基本的な考え方を整理する。国際送電網について検討する場合には、多くの点において国内の送電網一般に共通する便益や費用の考え方が応用できる。すなわち、拡大市場による競争の活性化、広域運用による安定供給、特に自然エネルギーの変動性への対策といった目的を挙げることができる。これらを確認した上で、電力を国際的に貿易することに起因する問題についても整理する。

第1節　送電網と電力の国際貿易

日本国内には 10 万 km を超える送電網があり[1]、各電力会社の地域内そして地域間を繋いでいる。送電網がなければ電気を消費者の元まで送り届けることはできず、そのネットワークは安定供給の最重要の基盤である。送電網に限らず一般にネットワークには外部性が働くため、原理的にはつながっている供給者や消費者が多ければ多いほど、そこから得られる便益は増す。特に電力においては需給バランスが重要であり、時々刻々と変化する需要と供給を正確に一致させなければならない。そのため、送電システムは原則として大きければ大きいほど効率性が高くなるとともに、結果的にネットワークの強靭性が増すのである。

送電網を建設する際に、経済合理性は重要である。ネットワークは大きいほどよいといったが、過疎地や海をまたいで長距離の送電網を敷くと、経済合理性が低くなることもある。日本の 10 電力会社の中で、沖縄のみ本土と繋がっていないが、これは余りにも遠距離（鹿児島市から那覇市まで 650km）で建設コストが高過ぎるからと考えられる。しかしもう少し距離が短ければ、沖縄の電力市場が大きければ、あるいは沖縄の向こうに更に巨大な市場がつながっていれば、投資回収が可能かもしれない。と同時に電気事業では、一般にエネルギー安全保障や環境適合性を満たすことも求められる。エネルギー自給率の向上や国内的な安定供給、エネルギーの低炭素化といった観点も踏まえて、総合的な費用と便益から送電網の必要性が判断されるべきであろう。

その上で国際送電網とは、国境を越えて電力をやりとりするための送電線から成るネットワークを指す。個別には、国家間をつなぐという意味で国際連系線と呼ぶことが多い。海を超える場合には通常海底ケーブルとなるが、技術的には国内の送電網と同じと考えてよい[2]。したがって、発電所や消費者との関係で必要性があれば、つまり送電の需要があれば、国内か国際かを問わず送電網を建設することになる。

では、国内送電網と国際送電網の最大の違いは何かというと、やはり国境をまたぐことに起因する制度的な面にあるだろう。グローバル化の時代とはいえ、国が違えば様々な制度や仕組みが異なる。送電網の技術規格[3]、事業主体、規制制度、監督官庁が異なる。電力の貿易をするということは、取引制度はもちろん通貨や関税の違いにも留意が必要であろう。

---

1 電気事業連合会ウェブサイト「電気事業 60 年の統計」。2010 年度末時点。
2 日本国内にも、北本連系線などの海底送電ケーブルが複数存在する。
3 日本国内でも、東日本と西日本では周波数という技術規格が異なるが、周波数変換所を通した直流送電により地域間連系線が敷かれ、電力の取引が行われている。

とはいえ、だから国際連系が不可能ということではない。膨大な量の通常の財が、日々国境を超えて、技術規格や規制制度、通貨をまたいで貿易されている。公益事業の分野でも、天然ガスはパイプラインを通して貿易され、通信は海底ケーブルを通して世界中をつないでいる。そして電力分野でも、欧州や北アメリカ大陸などでは国際送電網を通した貿易が日常的に行われている。

実際に諸外国でどの程度の電力の貿易が行われているかを見たのが、図1である。各国内の年間の発電電力量に対する輸入電力量の割合を輸入率、輸出電力量の割合を輸出率とした。欧州は全体として輸入率 11.3%・輸出率 11.2%であり、世界的に見ても国際連系が活発なことがわかる。その中で、デンマークはともに 30%を越える一方、輸入率が高いベルギーやイタリア、輸出率が高いフランスやノルウェーといった特徴がある。その他の地域では、米国や中国、ロシアは輸出入ともに1%前後と非常に低い。これには、国内市場が非常に大きいという要因もあるだろう。日本や韓国は国際連系をしていないので、ともに0%であり、明記していない。このように地域によって幅はあるものの、電力も貿易が可能なのであり、一定の条件の下では十分に合理性があると認識することが、議論の出発点となる。

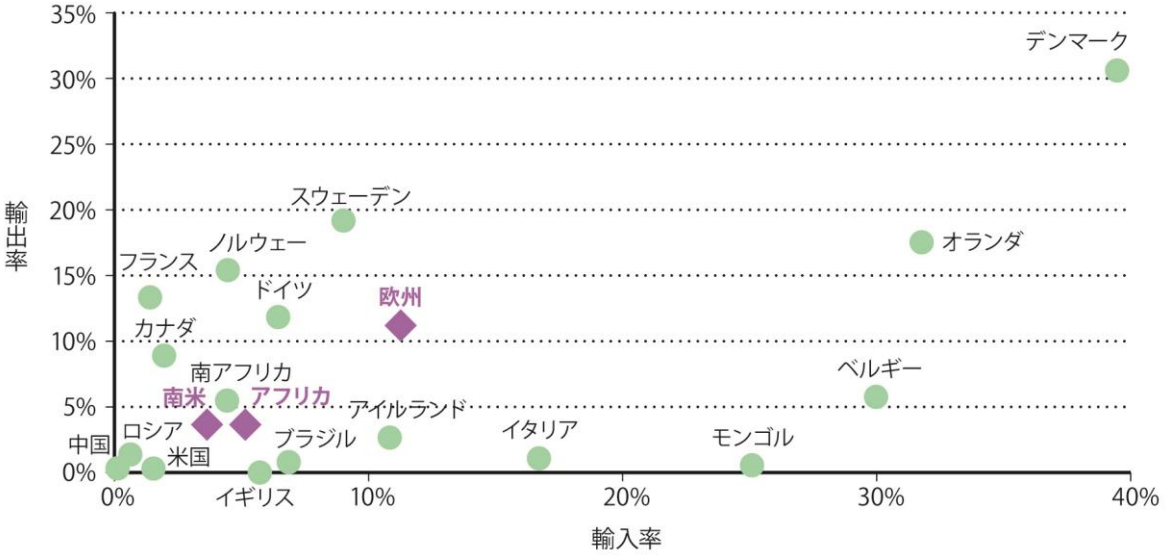


図1　主要国・地域の電力輸出率と輸入率（2014 年度）

出所 IEA, Electricity Information 2016 より自然エネルギー財団作成
ここでいう「欧州」とは「OECD 欧州」を、「南米」とは「非 OECD アメリカ」を指す。

第2節 国際送電網の目的

ではどうして国際送電網が必要なのか、その目的を改めて3点に整理したい。

第1に、国際競争による経済効率性の向上である。端的に言えば、電力価格の高い国が安い国から輸入すれば、価格が下がる。その価格差が大きければ大きいほど、価格平準化効果は大きくなり、貿易の便益は大きくなる。これは、あらゆる貿易の基本的な機能であろう。また通常の財がそうであるように、市場規模を拡大すればするほど経済効率性は向上する。沖縄の例について考えた通り、大きな市場を持つ国家間のほうが、国際連系の効果はより高くなるのである。

そうすると価格が安い国では高騰につながり損をすると思われるかもしれないが、必ずしもそうではない。まず、競争力のある発電事業者は海外へと市場を拡大できる。安い電力の輸出が新たな産業となるのである。さらに、平均価格とは別に、時間帯や状況に応じて電力価格は細かく変動する。ある国が相対的に安い時間帯もあれば高い時間帯もある。市場がつながることにより取引規模が大きくなり、競争の結果両国ともに電力価格が下がることも珍しくない。こうして全体として見れば、消費者も供給者もウィン・ウィンの関係になれるというのが、自由化の狙いである。また、電力は貯蔵が難しい一方で瞬時の輸送が容易であるため、貿易による便益が大きくなることも重要である。

第2に、広域運用による電力の安定供給への寄与である。ネットワークが大きくなり、多くの発電所と消費者を統合できれば、一般に需給バランスは容易になる。一部で突発的な変動が起きても、それに対応する柔軟性が高くなる。特に電源構成や需給パターンが異なる国家間をつなぐ場合には、補完性が高い。いざという時の予備力も共有できる。

これにはマイナス面もある。ネットワークの一部で停電が起きると、それが広域で波及しやすい。これを避けるには、複数の送電会社間の調整や意思疎通の緊密化などが不可欠である。国際か国内かを問わず、情報通信技術の進歩も受けて、広域的な系統運用能力の強化が世界的に進められている。

第3に、出力変動対策として効果的であり、自然エネルギーの導入に寄与する。風力や太陽光の割合が増えることは、天候などに応じて供給パターンのブレが大きくなることを意味し、系統運用上の挑戦となる。前述の通り、国際連系は究極の広域運用であり、一般に安定供給に寄与するが、これは特に変動電源が多くなった場合に効力を発揮する。「平滑化効果」という言葉がある通り、1つの風車より多数の風車、風車だけより太陽光や水力などとも足し合わせた方が、出力変動は緩和される。水力発電大国のノルウェーと風力発電大国のデンマークの間で、大量の電力の輸出入が行われていることは有名である（図1）。それは結果的に気候変動対策となる上、エネルギー自給率の向上にも寄与する。

第3節　国際送電網を巡る外交関係

国際送電網が国内送電網と決定的に異なるのは、やはり国境をまたぐという点であろう。例えば国交すらない国とは、事業上の政治的リスクが高過ぎ、あらゆる貿易を大規模に行えない。石油の輸入において中東にリスクがあるように、電力の貿易においても相手が政治的に安定した友好国であることが望ましい。これは、エネルギー安全保障上の重要な論点といえる。

では、外交関係が安定している国としか国際連系すべきでないかといえば、エネルギー安全保障の概念はもう少し複雑である。第1に、安全保障の基本原則はリスク分散であるため、多様なオプションの1つとして国際送電網を持つことは、程度の問題があるにせよ、外交関係の良し悪しと関係なくリスク低減に寄与すると考えられる。例えば、日本は中東から大量の石油や天然ガスを輸入し、発電にも利用している。ここに隣国との国際連系線による電力貿易というオプションを加えることで、万が一中東からの化石燃料の輸入が途絶えた時の備えになる。

第2に、その規模も重要である。日本全体の最大電力需要（156GW：電力10社計、2015 年度、電力調査統計）の半分に達するような巨大連系線を建設し、隣国からの電力輸入に常時依存するとすれば、極めてリスクが高くなる。しかし、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。むしろ、1国だけでなく複数の国と複数の連系線でつながり、輸出と輸入の双方をすれば、リスクは下がり、上記と同じ理由でむしろ安全保障が高まるだろう。

第3に、このような経済取引は互恵的な関係をもたらすことがもっと注目されるべきであろう。欧州では、域内で戦争をし合っていた第二次世界大戦前から国際送電網はあったし、戦後は市場統合を政治的に推進することで、平和を維持してきた。その象徴の1つが国際送電網だった。国際貿易などにより経済的相互依存を深めれば、お互いの便益が大きくなり、長期的に良好な外交関係を導くという考えが背景にあるのである。

その上で、電気事業制度やエネルギー政策が近い国どうしの方が、国際連系を進めやすいだろう。一方が厳密な法定独占で、他方では市場競争が進んでいる場合、2つのシステムを接続するには様々な制度上の調和が必要となる。あるいは両国とも自然エネルギーの比率が高いからこそ、国際送電網の価値を共有しやすくなる。

ここまでの議論をまとめれば、次の条件を満たす場合に特に国際送電網の便益は高まると考えられる。第1に、二国間あるいは多国間において、時間帯別や季節別も含む市場価格の差が大きい場合である。第2に、電源構成や需給パターンの相互補完性が高い場合である。第3に、規模の大きな市場を接続する場合である。換言すれば、価格差や電源構成の違いが相対的に小さくても、大きな市場同士を接続する場合には全体としての効果が大きくなる。第4に、変動性自然エネルギーの割合が大きい場合である。第5に、関係国の電力制度に近似性があり、協力体制を築ける場合である。

第4節　欧州における近年の国際送電網の増加の背景

欧州では、以前から国際連系が一般的であった。欧州には陸続きの先進国が多いため、相対的に国際連系線の距離や費用を抑えられる上、ある程度市場が大きい（人口密度が高い）国が多く隣り合っているため、電力貿易の便益が高いといった条件が揃っていた。さらに第二次世界大戦以降は外交関係が極めて安定していた上、欧州委員会という超国家機関が域内の市場統合を推進してきた。電力もその例外ではなかった。これら地理的、歴史的条件が国際連系の重要な背景となったことは間違いないだろう。

図2はその欧州における国境を超える送電量の推移を示している。歴史的に増え続けており、国際送電網が存在しているだけでなく、使われてきたことがわかる。特に1990年代後半から大きく伸びているが、この背景として3つの環境変化が考えられる。

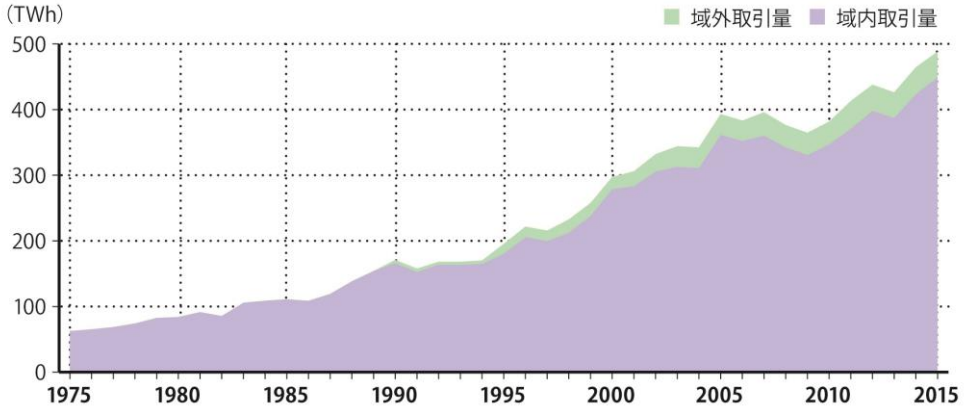


図2　欧州における国際送電量の推移

出所：ENTSO-e, Statistical Yearbook 2011, Statistical Factsheet 2015 より自然エネルギー財団作成

第1に電力自由化の進展である。欧州の電力自由化は、1990 年のイギリスにおける国営独占電力会社の分割・民営化から始まった。新規参入を促し、市場での自由取引を活性化させるとともに、引き続き自然独占である送電事業は分離された。その後同様の改革が北欧やドイツなどにも波及した。そもそも独占・発送電一貫体制の下では、国際連系は進みにくい。既存電力会社は国外から新規参入者や安い電力が入ってくることに難色を示すだろうし、主役となるべき送電部門は、地域単位の安定供給に責任を持たされているため、国境を超えた広域運用を進める誘因は弱かった。しかし、電力自由化はより大きな市場を求め、国境を超えた電力取引を促した。それは国際送電網の活用を要求し、独立した送電会社がその役割を担った。その結果が、図 2 なのである。

第2に自然エネルギーの導入拡大である。1980 年代からデンマークは風力発電の導入を政策的に進め、ドイツは2000 年から本格的な固定価格買取制度（FiT）を開始した。図3・図4の通り、2000 年代後半からその成果が顕著に現れ始めた。そうすると出力変動対策が必要になり、電力システムには「柔軟性」が求められるようになった。その最も効率的で相対的に安価な手段とされたのが広域運用であり、国際送電であった。日本では変動対策としてよく蓄電池が挙げられるが、欧州の送電会社はコストの観点から送電網の広域運用や送電網の拡充を優先させている。

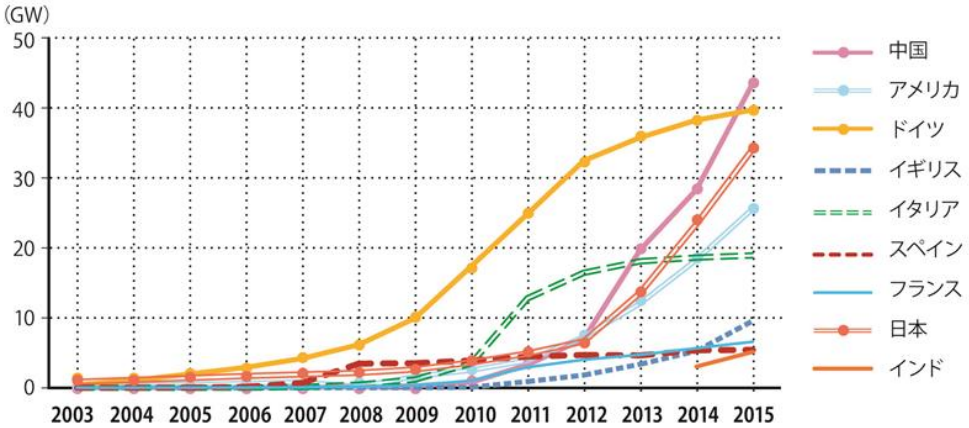


図 3　主要国の太陽光発電の累積設備容量

出所：IEA, Trends in photovoltaic applications 2016 より自然エネルギー財団作成

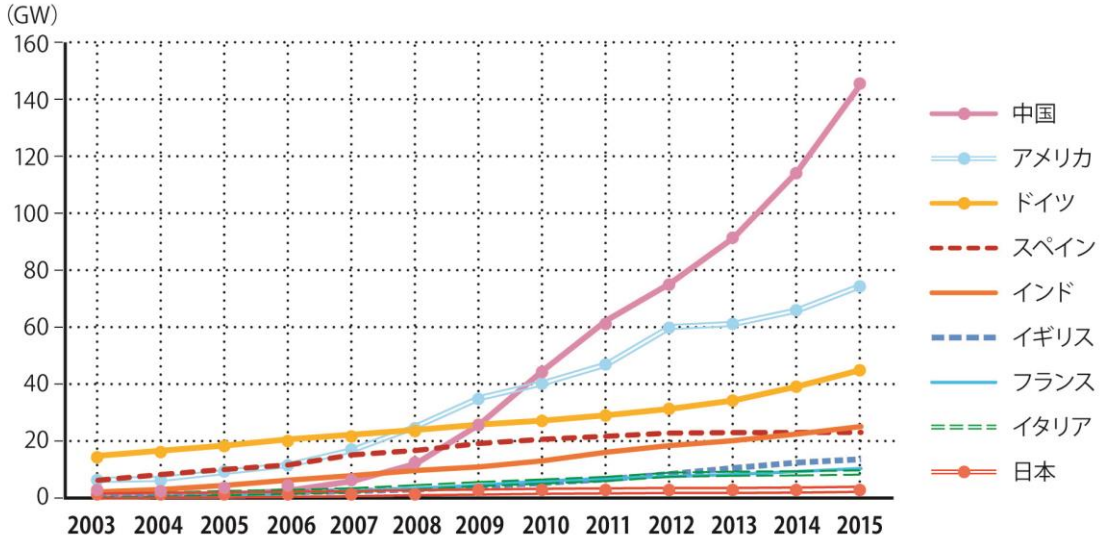


図4　主要国の風力発電の累積設備容量

出所：Global Wind Energy Council, Global Wind Report 2015 より自然エネルギー財団作成

第3の環境変化が、送電関連技術の進歩である。2000 年頃から高圧直流（HVDC）送電技術などが飛躍的に進歩し、これまでより低コストで、より少ない送電ロスで長距離送電が可能になった。送電網の建設には費用も時間もかかるが、欧州では電力市場が国境を超えてつながっているため、送電部門においても一定のコスト低減が進んだと考えられる。そして情報通信技術の革新とも相まって、多数の分散型電源を接続しても、国境を超えた送電網を維持することが容易になってきたのである。

こうして欧州では、国際送電網は一般的なものとなった。2017 年3月時点で世界最長の海底送電ケーブルは、ノルウェーとオランダをつなぐ NorNed であるが、この全長は 580km に及ぶ。これよりさらに長い国際連系線の計画[4]も進んでいる。国際連系線を含む送電事業は、欧州では安定的に利益を生み出す成長産業となっているのである。第2章では、欧州における国際送電網の具体的事例を取り上げ、その目的や仕組み、便益と費用について考えてみる。

4 例えば、ノルウェーとイギリスをつなぐ NSL（2021 年完成予定）の全長は 720km に及ぶ。

第2章：欧州における国際送電網の現状と課題

本章では、第1章の議論を踏まえ、国際送電網の先進地域である欧州について、具体的に見ていく。欧州で国際送電網が推進されてきた歴史的経緯や近年の背景要因を確認した上で、具体的な運用方法や投資形態、計画立案について説明する。またこれを各国の立場から見れば、様々な便益や戦略的な目標をもって取り組んでいることがわかる。

第1節　欧州における国際送電網の歴史的経緯

欧州の国際送電網の歴史は 100 年前にまで遡る。北欧では 1915 年にデンマークとスウェーデン間で国際連系線が[5]、欧州大陸では 1920 年にフランス、スイス、イタリアを結ぶ約 700km の国際連系線が建設されている[6]。その後、第二次世界大戦の結果、限られたエネルギー資源を有効に活用することを目的として、欧州各国の国際連系が本格的に開始され、国際的な電力取引が拡大した。

1951 年には、ベルギー、旧西ドイツ、フランス、イタリア、ルクセンブルク、オランダ、オーストリア、スイスによって電力共同体組織（UCPTE、その後 UCTE に再編）が設立され、電力供給の相互依存度を高めることで再び欧州内で大きな戦争を招かないよう、国際送電網の増強に積極的に取り組むことになった。また、1963 年に北欧諸国によって NORDEL が、フランス・スペイン・ポルトガルによって UFIPTE が設立され、国際連系が進められた。

現在では、欧州各国は国際送電網によって密接につながっている。同期系統地域は、欧州大陸系統、北欧系統、イギリス系統、バルト系統に分かれているが、各地域間は直流送電によって互いに非同期で連系されており、電力の取引が可能となっている。図5は、2015 年の各国間の電力の潮流量を示したものである。非常に大きな電力の流れが、従って貿易が、国境を越えて発生していることがわかる。

5 Fortum, Maintaining electricity security across the Nord Pool market
https://www.iea.org/media/workshops/2016/esapworkshopvii/Ilyukhin.pdf
6 UCTE, The 50 Year Success Story。主にスイスの水力発電を活用するためとのこと。

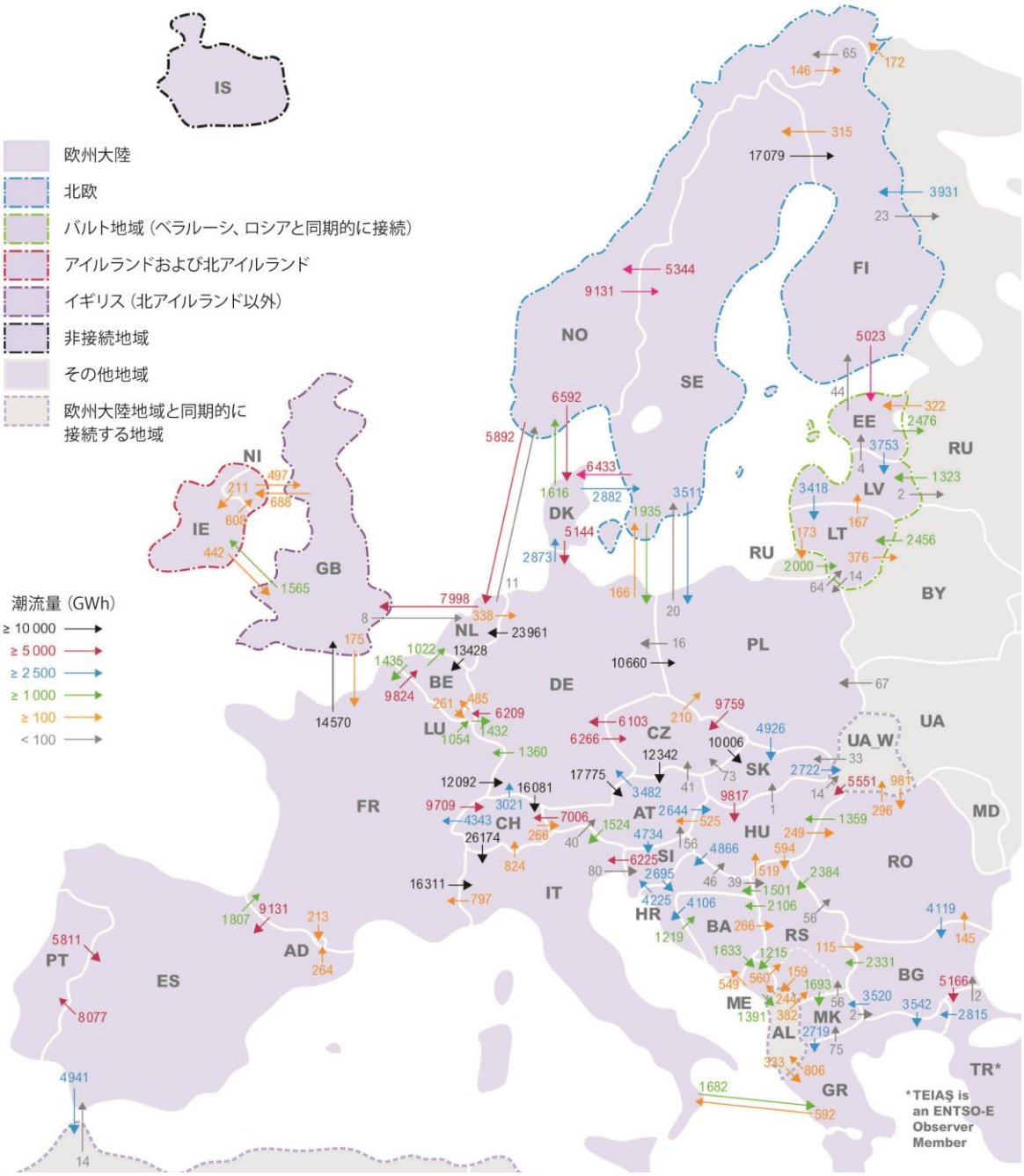


図5　欧州各国間の電力潮流状況（2015 年）

出所　ENTSO-e, Statistical Factsheet 2015 より引用[7]
（凡例等の和訳は自然エネルギー財団による）

このような欧州の国際連系の発展の背景には、統一市場構築に向けた国際的な取り組みがある。1957 年に設立された欧州経済共同体（EEC）では、関税同盟の結成、人・資本・サービスの自由な移動および共通市場の形成が目標として掲げられ、さらに欧州に単一市場を形成する構想が提示されていた。そして、1987 年の単一欧州議定書において、域内市場統合を 1992 年末までに完成することが明記され、単一市場に向けた動きが加速した。

7 https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2015_web.pdf

そのための具体的な取り組みとして、1992 年のマーストリヒト条約に盛り込まれた、汎欧州ネットワーク（TEN）の構築が挙げられる。この TEN プログラムを受けて、1996 年に欧州の共通利益にかなうインフラ整備プロジェクト（PCIs: Project Common Interests）が選定された。PCIs に選ばれれば、インフラ整備に関する各国の許認可手続きが迅速化され、EU の TEN 予算からの財政的支援や欧州投資銀行からの融資の面で優遇される。現在も、ENTSO-e によって、2 年ごとに 10 か年ネットワーク開発計画（TYNDP）が策定され、その中で連系線の増強プロジェクトの費用便益分析が実施され、それを基に PCIsが選定されている。

このように欧州では、欧州大の統一市場構築を目標の一つとして、国際連系線の増強に取り組んでいる。各国は、発電設備容量の 10%を超える国際連系線を整備する目標に 2002 年に合意しており、この目標をさらに 15%へ拡大することを議論している。

第2節　国際送電網が推進される背景

1章4節でも触れたが、近年の欧州で国際送電網が推進されてきた第1の背景は、電力自由化に伴う卸電力取引市場の統合の進展である。欧州各国では、1990 年代から卸電力取引市場が開設され、さらに各市場の国際的な統合が進められている。例えば北欧では、1993 年にノルウェーで卸電力取引所が設立され、1996 年にはスウェーデンとの世界初の国際的な取引市場に発展した。これが、ノルドプールである。その後、1998 年にフィンランド、2000 年にデンマークも参加した。ノルドプールは、2005 年にドイツのコンタック地域（Kontek）からの市場参加も可能としている。さらに 2010 年から 2013 年にかけて、バルト三国（エストニア、ラトビア、リトアニア）へと拡大した。こうして 2014 年以降は、前日スポット市場において「市場連結（Market coupling）」という仕組みによって、欧州の統一プールを形成した取引が行われている。

国際的に連結された電力市場は、発電設備の広域的なメリットオーダー[8]による運用を可能とし、スポット価格は欧州大で単一に決定される。これが、全体の電力コストの低減をもたらす。しかしこれは、欧州大で取引を成立させるために十分な国際連系線の容量が存在することを前提としている。実際には、国際連系線のボトルネックの存在によって、欧州大の電力取引を物理的に実現できない状況が発生している。連系線が不足した地域では、欧州大の単一価格と異なるエリアプライスで電力が取引される。各地で発生しているエリアプライスを解消し、より効率的な統一市場による広域メリットオーダーの実現に向け、現在も国際送電網の増強が欧州全域で推進されている。

第2の背景は、自然エネルギーの電力系統への統合である。出力変動への対策として、欧州では送電網が提供する「柔軟性」の価値が高く評価されている。例えばアイルランドの送電会社である Eirgrid は、イギリスとアイルランドをつなぐ国際連系線である East West Interconnector（EWIC）を 2013 年に運転開始した。この連系線の当初の目的は、アイルランド国内で導入が増加していた風力発電の余剰な電力をイギリスへ輸出することであった。これが変動対策になり、さらなる風力発電の導入が可能になる。

8 競争的電力市場における給電順位のこと。原則として限界費用が低い電源から順に給電され、市場取引されていくことで、経済効率性を実現する。

このような想定のもと、EWIC にはアイルランドの便益が大きいと想定され、Eirgrid の 100％出資によって建設された。

しかし実際には、EWIC を通した電力取引は、アイルランドとイギリスの間で双方向に発生し、イギリスの卸電力取引価格の低下にも貢献した。EWIC は、アイルランド国内の風力発電の系統統合に貢献するだけでなく、イギリスにも便益をもたらす結果となった。

また第3の背景として、高圧直流送電ケーブルの技術革新が、電力取引の選択肢を国際的に拡大してきた点がある。第 1 節で言及したように、欧州には欧州大陸の UCTE や北欧の NORDEL など複数の同期エリアが存在していた。高圧直流送電技術の進展により、この同期エリア間を非同期で連系し、電力取引を行うことが可能となった。また、海底ケーブルの技術が進展し、経済合理的な費用で海を渡る長距離送電が可能になったことも、電力取引の選択肢を広げた一因であったと考えられる。近年の高圧直流送電ケーブルのプロジェクトのコストは多くが公開されており、表1に電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）が整理した大規模直流送電事業のコストを示す。後述の BritNed や NorNed の事例では、これらの総コストが、主に連系する卸電力取引の市場価格差による収入によって十分回収可能な水準であることが示されている。

表1　大規模直流送電の主な海外事例

NO.	プロジェクト		亘長 (km)	海峡等横断部 (km)	送電方式	系統側電圧 (kV)	直流電圧 (kV)	送電容量 (MW)	稼働年	変電設備コスト	送電線コスト	総コスト	万円/MW・km (参考)※
1	SAPEI	イタリア	435	420	他励式	400	±500	1,000	2011	$180m	€400m	€750m	20
2	BritNed	英国～オランダ	259	250	他励式	400 380	±450	1,000	2011	€220m	$350m	€600m	26
3	Nemo Link	英国～ベルギー	141	130	自励式	400 380	±400	1,000	2019	―	―	€500m	40
4	Estlink 2	エストニア～フィンランド	171	145	他励式	330 400	450	650	2014	€100m	$180m	€320m	32
5	NorNed	オランダ～ノルウェー	583	580	他励式	380 300	±450	700	2008	$270m	€51m	€600m	17
6	Fenno-Skan 2	スウェーデン～フィンランド	196	194	他励式	400	±500	800	2011	$170m	€150m	€315m	23
7	Skagerak 4	デンマーク～ノルウェー	243	140	自励式	400 300	±500	700	2014	$180m	€87m	―	17
8	Nord.Link	ドイツ～ノルウェー	623	516	自励式	380 420	±525	1,400	2019	$900m	€500m	€1.5―2.0b	20～26

※114.0円/€、103.8円/$で換算（10/19日現在の為替レート）

出所　電力広域的運営推進機関、第 18 回広域系統整備委員会、資料1「広域系統長期方針の策定について」（2016 年 10 月 25 日、広域系統整備委員会事務局）。

第3節　国際送電網の運用方法、投資形態、建設計画

元々国際送電網は、特定の事業者の電源調達という目的から始まったが、近年は卸電力取引の市場連結や自然エネルギーの系統統合といった、欧州レベルの政策目的に大きく影響されるようになっている。その結果、国際送電網の運用方法や投資形態もまた変化している。

1）運用方法

国際連系線を通した電力取引は、従来は事業者間の相対契約に基づいて実施されていた。しかし、上述した卸電力取引の市場連結の拡大に伴って、国際連系線の運用方法は、2000 年代に直接オークション（Explicit auction）へ移行し、さらに近年は間接オークション（Implicit auction）という市場を通した取引へと移行している。現在の欧州では、直接オークションと間接オークションを組み合わせて国際連系線が運用されている。

例えば、イギリスとフランスを繋ぐ IFA（HVDC Cross channel）は、1986 年から運転されている。当初は契約にもとづいて利用権が EDF へ配分されていたが、2001 年以降は直接オークションによって利用権を割り当てている。国際連系線の利用者はオークションによって利用権を確保し、国際的な電力取引を実施することができる。

オランダとノルウェーを繋ぐ NorNed は、2007 年に運転を開始した。当初は直接オークションによってその利用権を割り当てていたが、2011 年に間接オークションへ移行した[9]。間接オークションでは、国際連系線の容量は前日スポット市場の取引に応じて活用されるため、エリア間の市場取引をより一体的に実施し、より効率的な連系線の運用に資することが期待される。

2）投資と収益

欧州の国際連系線は、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からの収入を得ることができる。電力価格差の大きい国の間では、特に大きな送電権収入や混雑収入が期待されることから、国際連系線事業への投資のインセンティブが生じている。これらの収入源を組み合わせて投資回収が行われるが、投資形態によって以下のように分類できる。

第1に商業スキーム（Merchant scheme）と呼ばれる投資形態では、国際連系線の出資事業者が連系線の使用料を相対契約等によって定めたり、連系線容量の使用権の直接オークションを行ったりすることで投資を回収している。この商業スキームは、現在主に英国と他国を繋いでいる国際連系線で採用されている。商業スキームでは、国際連系線の使用料の設定などに自由度が高いことがメリットであるが、もし連系線利用の需要が少ないと、投資回収が困難になる可能性があり、出資事業者はこのようなリスクを負うことになる。

第2の投資形態である規制スキーム（Regulated scheme）では、国際連系線のへの投資が、国内送電事業と同様に規制事業として実施されている。規制下にある国内送電事業では、出資事業者が持つ資産価値、減価償却、維持管理コストと、規制によって定められた利益率によって事業の必要収入が計算され、託送料によって回収している。規制スキームでは、各国系統運用者が国際連系線へ投資する際も、国内の送電網と同様に、託送料によって回収することが可能となっている。規制スキームでは、これによ

9 https://brage.bibsys.no/xmlui//bitstream/handle/11250/169003/Ubbe%202011.pdf?sequence=1

って投資のリスクを回避できることがメリットである。しかし、連系線が結ぶ市場間の価格差によって追加的な混雑収入が得られた場合も、規制下の利益率を上回ることは許されず、託送料の低減や新規の送電線の建設の原資とすることが定められている。規制下の利益率は欧州各国で異なるが、これによっては連系線への投資のインセンティブが起きにくいとの指摘もある。

第3に、イギリス式の規制スキームである Cap and Floor がある。イギリスでは、国内の託送料を計算する際の前提となる資産に、国際連系線を含めることが認められていない。そのため、これまで国際連系線への投資に第1の商業スキームが用いられていた。しかし、2003 年の第2次電力指令以降、欧州委員会は規制スキームを推奨し、商業スキームは例外的にしか認められなくなっている。そこで、イギリス式の規制スキームとして Cap and Floor が採用されるようになった。このスキームでは、事前のコスト分析を基に、運用開始から 25 年間の収入の上限と下限（Cap and Floor）が決定されている。その範囲内で、商業スキームをベースとして出資事業者が国際連系線の使用料を契約等によって定めたり、連系線容量の使用権の直接オークションを行ったりすることで、投資を回収している。そして、この上限を超えた収入は、系統運用者を通して託送料金の削減に活用され、消費者に還元される。もし収入が下限に満たない場合には、各送電会社が託送料金から徴収し補てんする仕組みとなっている。

3）建設計画

欧州における国際送電網の建設計画においては、ENTSO-e が大きな役割を果たしている。ENTSO-e は、域内のすべての送電会社が参加し、前述した UCTE や NORDEL 等各地域の協調機関を統合する形で、2009 年に設立された。欧州大での市場統合の促進や国際連系機能の強化のために協力することを目的としており、前述の TYNDP の策定などの役割を担っている。

TYNDP では、加盟各国の計画を元に、すべての事業について費用便益分析(Cost-Benefit Analysis)を行い、各事業の国際的な影響や実施する関係国の費用配分を、各国規制機関の協力の下で明らかにする。この費用便益分析の際には、市場の統合や自然エネルギー拡大の大幅な進展など、欧州共通の目標の実現に向けたシナリオを前提に分析が行われる。これに基づき、特に欧州大の観点から便益の高い事業が、2 年毎に PCIs として認定される。PCIs に認定された事業は、各国の許認可や財政支援において優遇される。多くの PCIs プロジェクトは経済性が高いものの、中には支援が必要な事業もあり、そのようなプロジェクトを支援するために 58.5 億ユーロの財源（2014 年から 20 年）が確保されている。

ENTSO-e はこの他に、系統運用に関する統一ネットワーク規程(Network Codes) を各国の送電会社の協力のもと策定する役割を担っている。その一方で、運用実務面での国際的な協調は、CORESO をはじめとした Regional Security Coordinators が担っている。

第4節　欧州各国から見た国際送電網による便益

本章 1 節で紹介したように、欧州の国際送電網は欧州統一市場の実現や自然エネルギーの系統統合に向けて、欧州大で推進されてきた。その一方で、当然各国の置かれた状況は様々であり、各国における国際送電網による便益も多様である。本節では、1章2節・3節で整理した国際送電網の目的や

条件に沿って、便益の具体的なあり方について検討したい。

第1に、各国の卸電力取引の価格差はどの程度あるのだろうか。図6は、2014年から2015年にかけての前日スポット市場の年平均価格を比較したものである。北欧（ノルドプール）で最も安く、イギリスで最も高い。オランダやベルギーで比較的高く、ドイツやフランスでは比較的安くなっている。一般に、スポット価格の高い国では、より安価な国との連系を強化することで価格低下が期待される。一方でスポット価格は時々刻々と変化し、季節や日による変動パターンは国によって異なる。実際の取引では、変動するスポット価格によって売り手と買い手の国が変化し、相互に便益を受けることが期待される。

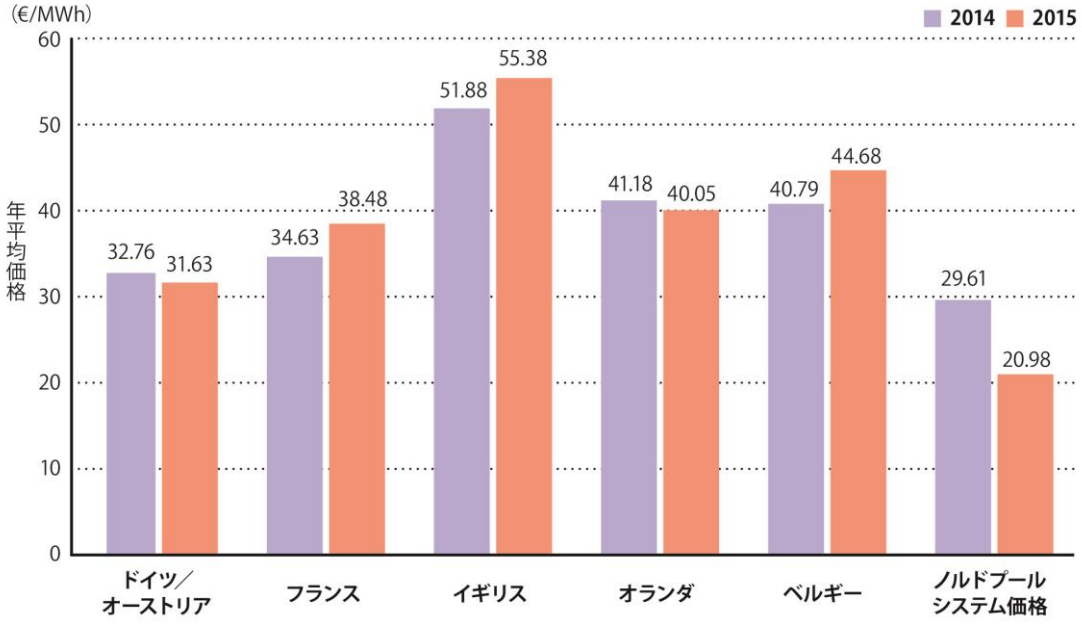


図6　前日スポット価格（年平均）の比較

出所：EPEX, “Press release”, Nordpool spot “Elspot prices”, APX, “Annual Report 2014”より自然エネルギー財団作成

第2に、欧州では電源構成の相互補完性が高く、供給力を相互に利用しあっている。例えばオランダの電源構成はガス火力の比率が高いため、国際連系線を通した電力取引によって、ノルウェーの水力やフランスの原子力からより安価な電力を輸入することを可能としている。同時に、オランダがガス火力の調整力をもとに、ノルウェーやフランスの供給力を補うこともある。また前述の NEMO Link は、近い将来におけるイギリスの石炭火力や古い原子力の停止の見通しを受けた、大陸からの供給力確保が建設の要因の一つになっていることが指摘されている。

第3に、各国の電力需要の1日における需給パターンの違いや時差が、国際連系線の便益を生んでいる。例えば需要パターンについては、欧州大陸では電力需要が午前6時前に上昇を始めるが、イギリスでは午前 6 時以降（共に現地時間）に上昇を始める傾向がある。さらに、両者の間には1時間の時差があるため、需要パターンの違いは大きくなる。スポット価格の平均値に大きな差がなかったとしても、時間帯別の価格差によって国際連系線の便益が生まれている可能性がある。

第4に、自然エネルギー、特に変動電源の割合が高まっているため、これを系統へ統合する手段として国際連系線の利用が加速されている。例えばデンマークは、2015年7月9日から10日にかけて最大

で需要の140%を風力で供給した。この間、デンマークは最大で約700MWの電力を輸出したが、翌日7月 11 日に風力の出力が減少に転じて供給力が不足すると、電力取引は輸入に転じ、最大で 2,000MWの電力を輸入した[10]。前述のアイルランドの EWIC もこれに該当する事例であり、改めて次節で詳述する。

このように、国際送電網によって期待される便益は各国の状況に応じて異なる。表2は、これら便益について、イギリス、ノルウェー、デンマーク、オランダの立場から整理したものである。高い電力価格、電源構成の変化、安価な電力の輸出、再エネの変動対策といった、各国が抱える課題や戦略的目標のために、国際連系線の役割が期待されているのである。また、国際連系線による便益は、連系国双方にもたらされていることも注目される。例えばデンマークとドイツは、共に大量の風力発電を抱えるため、相互に輸出入することが需給バランスに寄与している。またこれらの限界費用が低い電力は、前日スポット市場の価格を押し下げ、(連系線が混雑しない範囲で)その便益は周辺国へも波及している。

表2　国際連系によって各国に期待されている主な便益
(HVDC ケーブルの事例、水色が運転中、それ以外は建設中または建設予定)

国	課　題	相手国との連系によって期待される主な便益			
		英国	ノルウェー	デンマーク	オランダ
英国	火力や原子力発電の比率が高い。将来的なこれらの代替が課題。北欧、欧州大陸と比較して卸売電力価格が高い。	–	安価な水力 NSL	安価な余剰風力 Viking Link	安価な電力 BritNed
ノルウェー	98%の電力を水力によって供給。水力発電は非常に安価な一方で、渇水時の供給力確保が課題。	渇水時の供給力 NSL	–	渇水時の供給力 安価な余剰風力 Skagerrak	渇水時の供給力 安価な時間帯のガス火力 NorNed
デンマーク	風力発電の最大出力は時間帯別で需要を上回る。風力発電利用の最適化が課題。	調整力向上 Viking Link	安価な水力 調整力向上 Skagerrak	–	調整力向上 COBRAcable
オランダ	主に、ガスや石炭火力によって電力を供給している。周辺国(ドイツやフランス)と比較して卸売電力価格が高い。	供給力向上 BritNed	安価な水力 NorNed	安価な余剰風力 COBRAcable	–

第5節　欧州各国の事例

本節では、欧州の中からイギリス、アイルランド、オランダ、フランスの4カ国を取り上げ、国際連系線による便益や活用状況を個別に示す。これらの国は、1)高い電力価格を背景として多くの国際送電線の建設計画をもつイギリス、2)風力発電容量の有効活用法の一つとして連系線を利用するアイルランド、3)近隣の複数国との連系線を有し欧州の電力取引のハブとなっているオランダ、4)大規模な原子力発電を有するフランス、というそれぞれ異なる特徴を持っている。各国の事例からは、それぞれの目的で建設された連系線が、実際に各国の電力需給に便益をもたらしていることがわかる。

10 自然エネルギー財団, 自然エネルギーの導入拡大に向けた系統運用―日本と欧州の比較から―, http://www.renewable-ei.org/activities/reports_20160303.php

1）イギリスにおける国際連系線の便益

イギリスでは、高い電力取引価格と将来的な石炭や古い原子力の停止による電源構成の変化を背景として、2002 年に欧州で合意された国際連系線の建設目標（発電設備容量の 10%）の達成に向けた大幅な増強計画を掲げている（図 7）。このような増強計画の背景には、これらの連系線がイギリスに便益をもたらすという試算がある。イギリスの送電会社である National Grid のレポートでは、1GW の新規の国際連系線がイギリスのスポット価格を1～2％低下させると試算されている。さらに、現状の4GW の国際連系線に対して 10%目標に相当する8～9GW の国際連系線を実現した場合に、電力消費者に対して年間 10 億ポンドの便益が見積もられている。

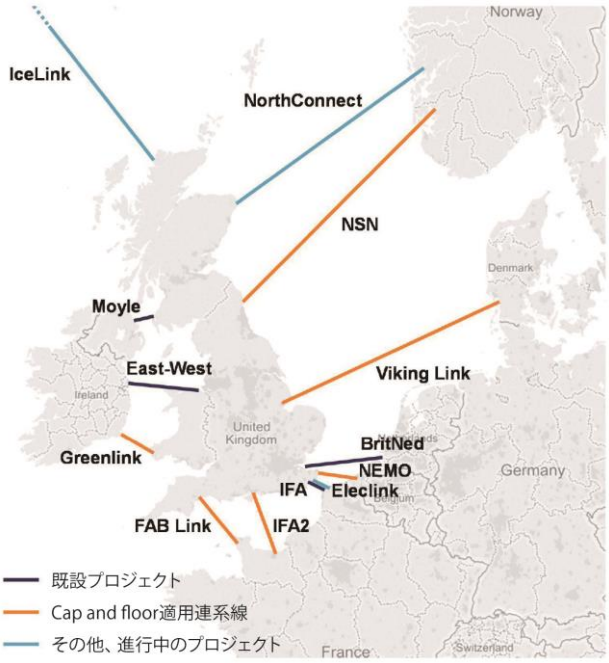


図7　イギリスで計画されている国際連系線プロジェクト
出所：Pöyry, “Costs and Benefits of GB Interconnection”より引用
（凡例の和訳は自然エネルギー財団による）

イギリスとオランダを繋ぐ BritNed では、イギリスの高い電力価格によって活発な電力取引が行われており、好調な売り上げを記録している。図 8 は、BritNed における売り上げと経費の推移を示している。1 GW の設備容量を有し、2011 年から運転を開始しているが、総事業費€6 億に対して、2015 年の売り上げが€2 億 500 万に達している。

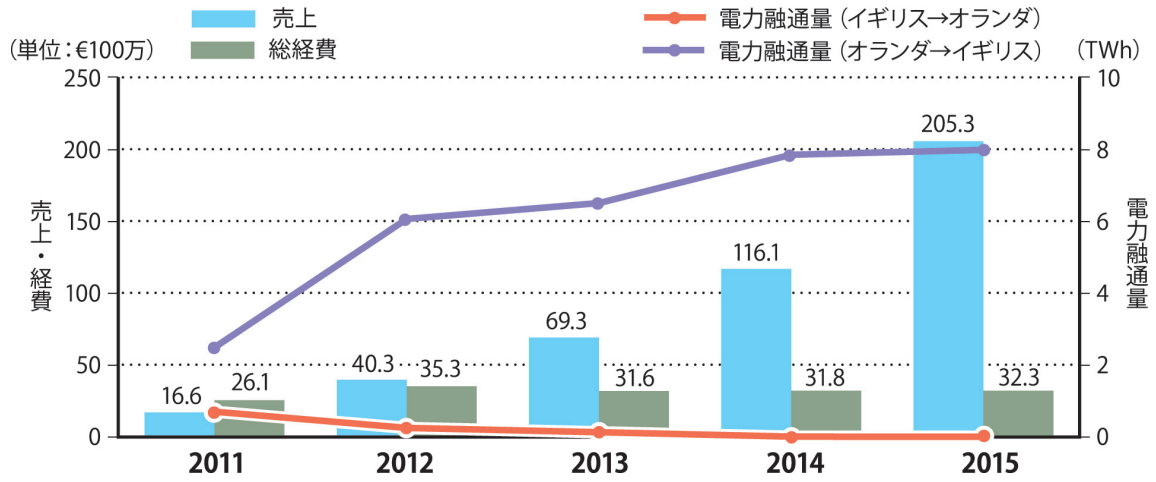


図8　BritNed の売上と経費

出所：BritNed 年次報告書 2012-2015 及び ENTSO-e Statistical Factsheet より自然エネルギー財団作成

2）アイルランドにおける国際連系線の便益

アイルランドは地理的に風力に恵まれており、大きな風力発電の容量を既に有している。アイルランドではこれを背景に、前述の EWIC の建設を進めてきた。またアイルランドはイギリスと同様に欧州大陸各国と比較してスポット価格が高いため、イギリスと国際連系線でつながり、さらに欧州大陸とつながることで、電力価格差の解消や供給安定性の向上が期待されている。現在、フランスとの国際連系線（Celtic interconnector）の建設が計画されている。

アイルランドでは風力発電を安定して運転しているが、余剰も発生しており、これを連系線によって輸出できることが便益となる。図 9 は、アイルランドにおける電力需要と風力発電の出力、そして連系線を通した電力輸出入の時間別推移を示したものである。アイルランドの風力発電は、2017 年 1 月 11 日の午前に 2,798MW の出力を記録した。この時の電力需要は、3,451MW にとどまっていた。アイルランドでは、周波数維持のための火力の最低出力として約 1,000MW から 1,400MW の運転が必要であるといわれており、連系線によって 579MW を輸出することで、周波数維持のために必要な火力発電の最低出力分が確保されていることがわかる。そのために EWIC が大きな役割を果たしているのである。

EWIC は、第 3 節で示した投資形態としては規制スキームがとられている。EWIC の所有・運営会社の親会社である EirGrid（アイルランド国営送電会社）の年次報告書によると、2015 年の総収入€7,080 万のうち、託送料による収入（€3,810 万）と容量のオークションによる収入（€2,280 万）が主な収入源となっている[11]。その結果、2015 年の税引き前利益は€3,230 万であった。EWIC の総工費は€5 億 6350 万（このうち€1 億 1,000 万については欧州連合からの補助金）に対して、高い収入と利益が得られていることがわかる[12]。

11 EirGrid pls Annual Report 2015 p75.
http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/3760_EirGridAnnRep2015_Eng_WEB.pdf
12 なお、EWIC の事業収入はすべてアイルランド側に帰属する。Commission for Energy Regulation, “East West Interconnector Revenue Requirement Public Information Note,” 2012 年9月7日。
http://www.cer.ie/docs/000628/cer12149.pdf

アイルランドは、今後 2020 年までに 40%の電力を自然エネルギーでまかなう目標を実現しながら、風力発電の出力抑制を年間5％程度に抑えることを目指している。そのためには、時間別で最大 75%を風力発電でまかなえるようにする必要があるという。国際連系線は、風力発電を有効に活用するための重要なツールの一つと位置づけられている。

イギリスやアイルランドは、北欧や欧州大陸と比べれば国際連系への取り組みはやや遅かった（図1）が、それには島国であることが影響していたかもしれない。しかしながら、自然エネルギーの大量導入や海底送電ケーブルの技術革新といった背景の影響を受けて、近年急速に国際連系線の拡充を急いでいる。国際送電網は、島国であっても可能であるし、便益は大きいのである。

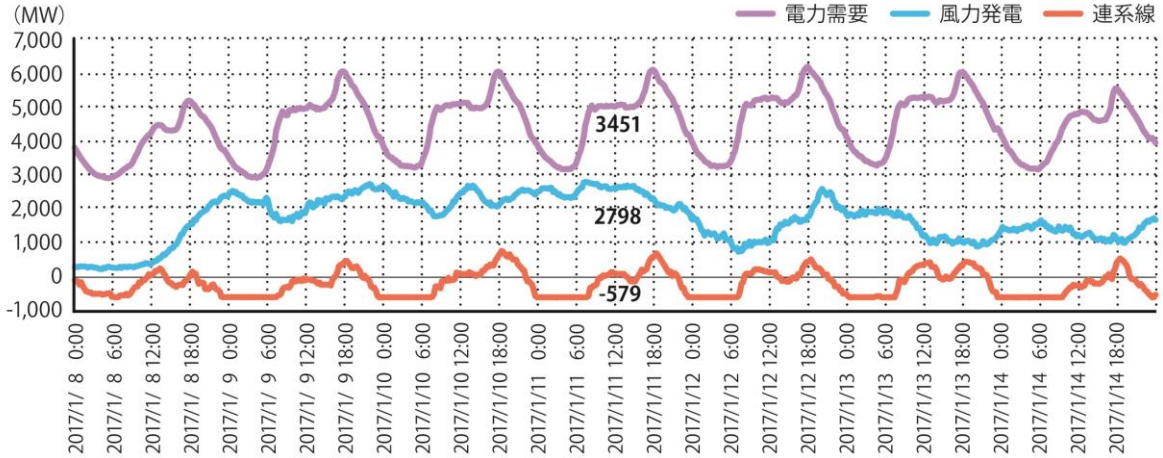


図9　アイルランドにおける電力需要、風力発電、連系線の実績
（期間 2017 年 1 月 8 日～14 日、15 分ごとのデータ）
出所：Eirgrid ウェブサイトデータより自然エネルギー財団作成

3）オランダにおける国際連系線の便益

オランダは、国際連系によって世界で最も隣国と相互に接続された国の一つである。既にノルウェーとの NorNed、イギリスとの BritNed や、ドイツやベルギーとの陸上の国際連系線を有している。さらなる強化も計画されており、ドイツとの陸上の連系線である Wesel が 2017 年に、デンマークとの海底ケーブルである COBRAcable が 2019 年に運転開始を予定している（表2）。

オランダがこのように多くの連系線を有している背景には、国内で発電設備を増強するのではなく、フランスとの連系線を増強し、フランスの原子力発電へのアクセスを可能にすることを選択した政治的な判断があったといわれている。しかし現在は、国際連系線を用いて電源構成や電力価格の異なる欧州大陸西部とイギリス、北欧を繋ぐ“Electricity Hub”として、重要な役割を果たしている。

オランダのスポット価格は、イギリスより安価であるが、フランスやドイツといった国よりは高い。その一方で、国際連系線を通してオランダから取引可能なノルドプールのスポット価格はフランスやドイツよりさらに安い。そこでオランダは、ノルウェーから安価な電力を輸入するため NorNed を活用し、ドイツとの陸上の国際連系線もまた主に電力輸入に用いている。その一方で、BritNed は主にイギリスへ電力を輸出するために活用している。オランダでは、このようなノルウェーやドイツからの電力の輸入が一つの要因とな

って、2014 年の電力価格は 2013 年比で 20%減となっており、オランダの消費者も国際的な電力取引の恩恵を受けていると指摘されている[13]。図 11 は、オランダの各月の国際的な電力融通状況（時間別の融通量を月ごとに集計）を示したものである。これによれば、オランダではノルウェーやドイツなどスポット価格が安価な地域から多くの電力を受け入れ、自国で消費するとともに、イギリスやベルギーなど電力の高い国へ送電していることがわかる。

なお市場取引によるこのような電力の流れは、通過電流（Transit flow）と呼ばれる。大きな通過電流は、自国の電力消費に用いられることなく、国内の系統混雑を誘発する可能性がある。一方で、オランダのようにドイツとイギリス、さらにノルウェーにおいて価格差が生じている場合には、国際連系線の運用によって混雑収入を得ることができる。混雑収入は託送料の低減やさらなる系統増強の原資となる。

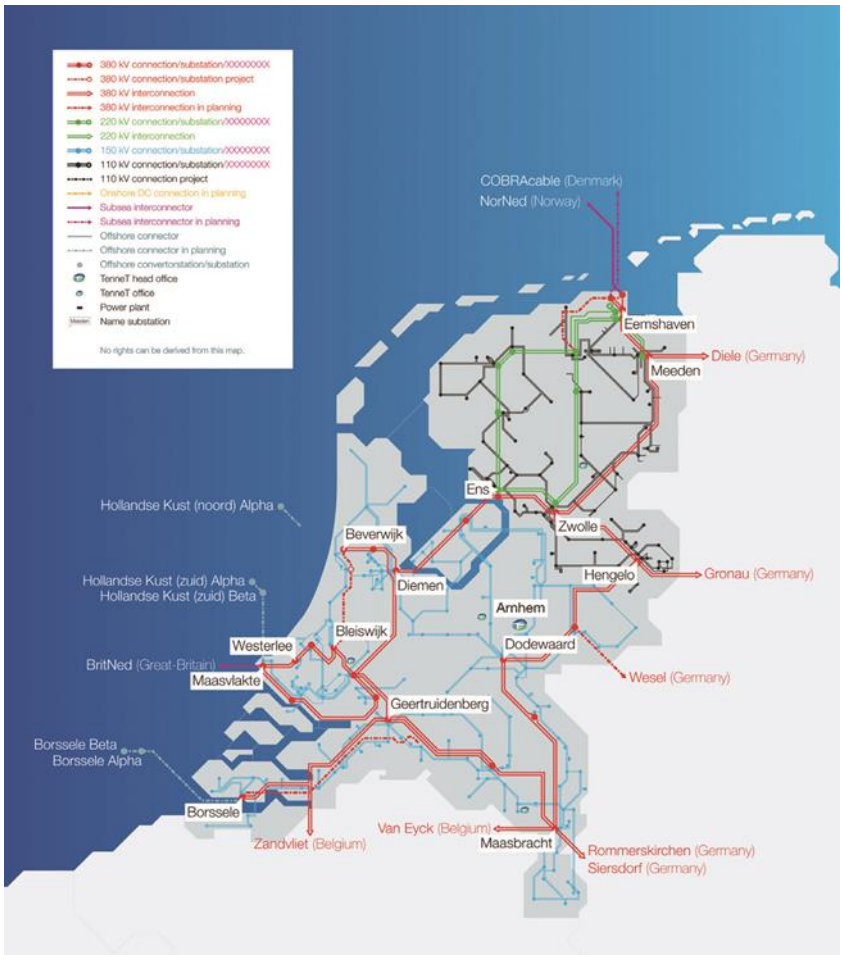


図 10　オランダの連系線の概要図

出所:Tennet, Gridmap Netherlands.

13 Tennet ウェブサイト,
http://www.tennet.eu/news/detail/electricity-prices-in-the-netherlands-decrease-by-over-20-percent-in-2014/

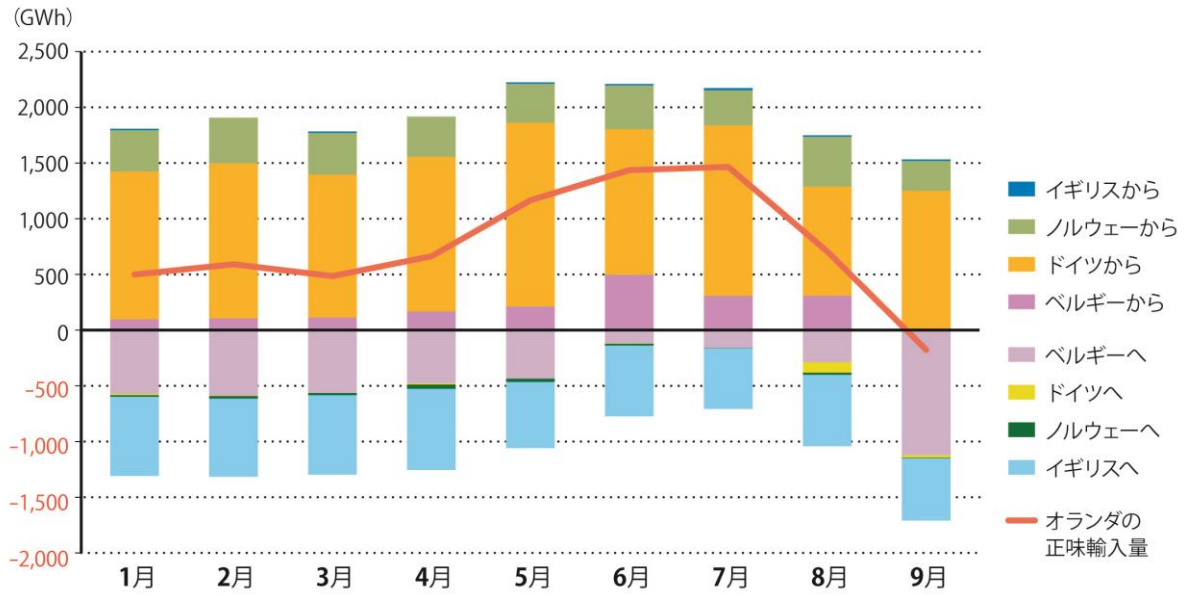


図 11　オランダにおける 2016 年各月の電力融通状況（時間別の国際融通量を月ごとに集計）
出所：ENTSO-e Transparency platform の Cross-border physical flow データより自然エネルギー財団作成

4）フランスにおける国際連系線の便益

フランスのスポット価格は、欧州の他の国と比較して安価となっており、これだけを見ると国際連系による便益が発生しにくいように思える。しかし主要な供給源である原子力発電に問題が生じると、一基当たりの規模が大きいこともあり、スポット価格が上昇しやすい傾向があり、このような場合には国際連系線によって供給力確保の面で便益を得ている。

一つの例として、図 12 では、2016 年 11 月 8 日におけるフランスと周辺国との電力潮流状況と、前日スポット市場の価格を示している。この日フランスでは原子力発電からの供給が限られていたため、スポット価格が午後 6 時に非常に高くなった（€850/MWh）。その結果、フランスはベルギー、ドイツ、イタリア、スペイン、スイスから7GW 以上の電力を輸入している[14]。このように、国際連系線は電力価格の高価な国が安価な電力を受け取るだけでなく、連系された双方の国の供給力の向上に貢献していることがわかる。

14 なお、この時でもイギリスのスポット価格は 871 ユーロ／MWh とフランスの価格を上回っていたため、フランスからイギリスに 2GW の電力が輸出されている。

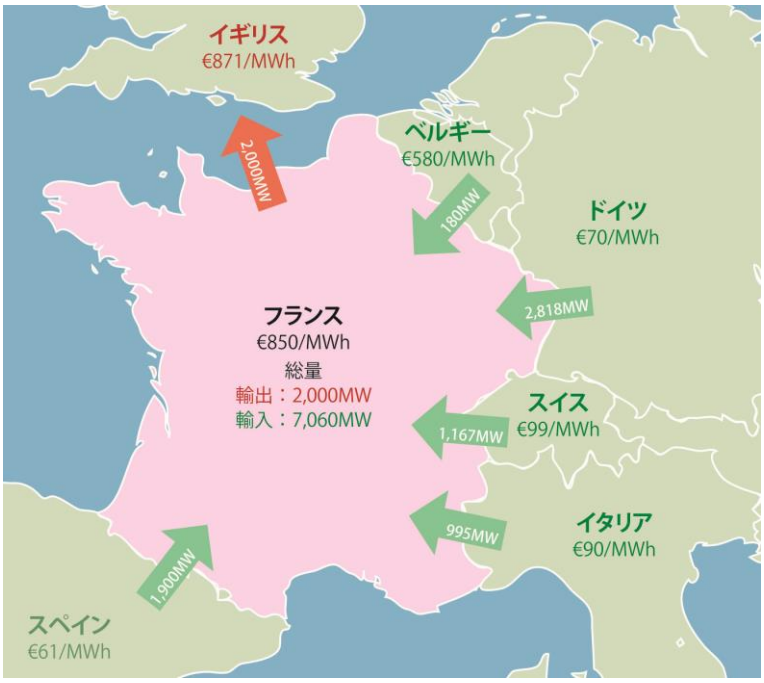


図 12　フランスにおける電力取引と前日スポット価格（2016 年 11 月 8 日）
作成：自然エネルギー財団

またフランスは、ドイツ、オーストリア、オランダ、スイスといった周辺国との短期予備力（Primary Reserve）の国際的な共有スキームに 2017 年 1 月より参加している。これによって、従来国内で確保していた予備力の一部を国外から調達することが可能となり、国際連系線の役割はさらに拡大している。

第3章：北東アジアの国際送電網の現状と可能性

前章では、国際送電網の意義、国際連系によって得られる様々な便益について、欧州における事例を検討してきた。本章では、日本を含む北東アジア（日本、中国、韓国、モンゴル、ロシア）における国際送電網の可能性について検討する。北海道の宗谷岬からロシアのサハリンまでの距離は約 43km、福岡市から韓国の釜山市までの距離は約 200km に過ぎない。前述の NorNed が 580km であることを踏まえれば、まずは物理的に国際連系線を検討するに値する。そして両国の先には、中国やモンゴルがある。この北東アジアにおいて、欧州と同様の便益や相互補完性が期待できるのか、各国のエネルギー関連の基本情報を確認した上で、既存の国際連系線や最近の国際送電網の構想について分析する。

第1節　北東アジアの基本情報の整理

国際連系を推進する対象地域として北東アジアを見るとき、最大の特徴は、「大規模需要地（経済活動の中心地）」が隣接していることであろう。まず経済規模を見ると（表3）、北東アジアでは中国（2015 年ドル換算名目 GDP 世界 2 位）、日本（同 GDP 世界 3 位）、韓国（同 GDP 世界 11 位）という相対的に大きな国が隣接する。日中韓モンゴルの四か国で、アジア地域の発電量の 76%、電力消費量の 77%を占める[15]。

表 3：北東アジア各国の基本情報（2015 年）

	GDP（単位：10億ドル） カッコ内は一人あたりGDP （単位：1,000ドル）	人口 （百万）	発電電力量 TWh	CO_2 排出量 百万トンCO_2
中国	8,909　(6.5)	1,376	5,811	9,154
日本	5,986　(47.2)	127	1,036	1,208
韓国	1,267　(25.0)	50	522	649
モンゴル	12　(3.9)	3	5	18
ロシア	1,616　(11.0)	143	1,063	1,483
北東アジア全体	17,790　(~10.5)	1,699	8,437	12,512
世界全体	74,889　(10.2)	7,349	24,098	33,508
北東アジアシェア	20-25%	20-25%	30-35%	～37%
出所	World Bank ＊2010年のレート	United Nations	BP、モンゴルのみIEAで2014年の数値。	BP、モンゴルのみIEAで2014年の数値。

出所：各国政府機関・国際機関の情報をもとに自然エネルギー財団作成

次に、国際連系を検討する前提として、各国の電力産業（発電、送電、小売り、市場、電力貿易）の現状について理解する必要がある。国際連系線を運用する送電会社は、発電事業から独立しているか（発送電分離の状況）、価格を形成する卸電力取引市場は存在するのか、など各国の制度によって国際連系・電力貿易のための前提条件が異なる（表 4 参照）。

15 IEA, Electricity Information 2016

第1に、各国とも発電部門に外資を含む民間参入が可能である。第2に、日本以外の各国は発送電分離が完了しており[16]、系統運用の主体は国営送電会社である。日本は 2020 年までの法的分離プロセスが進行中である。第3に、北東アジアには二章で紹介したノルドプールのような国際的な卸電力取引市場は存在しないが、日韓露[17]には卸電力取引市場があり、各国で市場自由化に向けた取り組みが進められてきた。第4に、電力貿易を行うのは、中国とモンゴルでは国営送電会社、ロシアでは電力商社（実質上の国営・独占）インターラオである。韓国では電力貿易の実績はないが、国営の韓国電力公社が主体となる可能性が高い。

このように、欧州と比べれば電力自由化の歩みは遅いものの、日本以外の国では送電会社が独立しており、国際連系にも積極的な姿勢を示している。国営ということもあり、各国政府間で合意すれば、異なる規制や制度を調整することは可能だろう。

表 4：北東アジア各国の電力産業・市場の構成（2016）

	発　電	送　電	配　電	小売り	卸電力取引市場	電力貿易
中国	国営企業 （5大電力：発電設備容量で全体の5割超） 地方政府所有企業 民間企業	国営送電会社 （中国国家電網公司：中国全土の88%を占める地域で送配電網管轄） ＊一部地域は別会社管轄 ＊一部発電所と需要家の直接取引あり			なし	国営送電会社 （中国国家電網公司） ＊一部地域は別会社管轄
日本	大手電力事業者 （発電設備容量約8割） 独立系発電事業者　等	2020年までの発送電法的分離プロセス進行中。 ＊「東京電力パワーグリッド」社はすでに分離		小売電気事業者	あり 全需要の 2～3%	実績なし
韓国	国営企業 （韓国電力公社グループ：発電設備容量75%） 民間企業	国営送電会社 （韓国電力公社）			あり[18] 約 95%	実績なし
モンゴル	国営企業 民間企業	国営送電会社 （The National Transmission Company）	国営配電・小売会社 民間配電・小売会社		なし[19]	国営送電会社 （The National Transmission Company）
ロシア	国営企業 （発電設備容量6割超） 民間企業	国営送電会社[20] （ロスセチグループ）	国営配電会社 （ロスセチグループ） 民間配電会社	国営小売会社 （ロスセチグループ） 民間小売会社	あり[21] 約 97% （2015）	国営電力商社 （インターラオ）

出所：各国政府機関・国際機関の情報をもとに自然エネルギー財団作成

16 韓国と日本は法的分離。中国、ロシア、モンゴルは所有権分離。
17 ロシアには卸電力取引市場があるが、ロシア極東は「非価格ゾーン」とされ卸価格を政府が規制しているため、実質上市場価格は存在しないといえる。
18 韓国卸電力取引市場（KPX）は、強制型プール市場であり、 発電事業者は KPX への電力卸売が義務づけられているため、市場取引量は多い。しかし取引は、KPX の価格評価委員会が定める規制料金がベースとなり、実質上自由な卸売市場価格は存在しない。
19 モンゴルには、実際の発電量と給電指令所が示す電力供給計画の差分を発電所間で取引する「スポット市場」（2006 年導入）、計画を超えた余剰発電分をオークションで取引する「オークション市場」（2007 年導入）がある。しかし、これらは発電所間の取引であり、需要家が参入し自由に取引できる市場ではない。

第2節　北東アジアにおける相互補完性と便益：電源構成、価格、需給パターン

第2章では、欧州の国際連系において、各国の電源構成、価格レベル、需給パターンに差があり、相互補完性が得られていることが分かった。以下、北東アジア地域について、国際連系の前提条件となる相互補完性がどの程度ありうるか考えてみたい。

1）電源構成

北東アジア各国の現状の電源構成（発電電力量ベース）を見ると、各国ともに 6 割以上を火力発電に依存していることがわかる（図 13）。そして特に中国（6 割以上）とモンゴル（9 割以上）の石炭依存度の高さが目立つ。

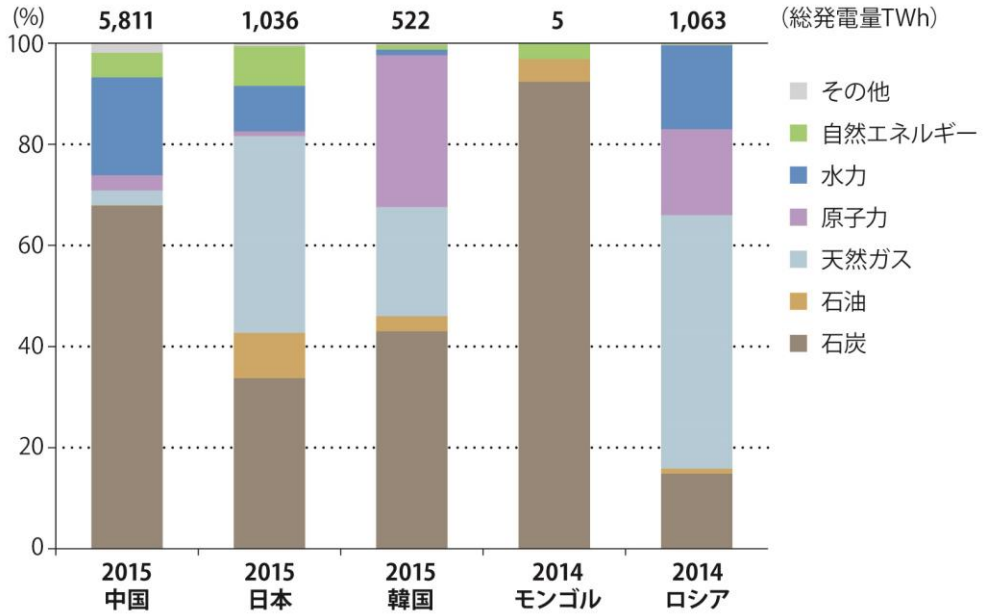


図 13：北東アジア諸国の電源構成（発電電力量ベース）

出所：CEC “Annual Data”, IEA “Statistics by countries” “Electricity Information 2016,” BP “Statistical Review of World Energy 2016”より自然エネルギー財団作成

この現状からは、北東アジア各国間の電源構成の補完性は高くないように見える。しかし各国で積極的に純国産の自然エネルギーへの投資が進められている（図 14）。深刻な大気汚染問題や、自然エネルギーの導入・運用コストの著しい低下を背景に、この動きはさらに加速することが期待される。

20 ロシア極東では国営電力企業ルスギドログループが発送電・配電一体の事業を独占している。
21 ロシア極東では地方政府が規制料金を適用しており、実質上自由な卸売市場価格は存在しない。

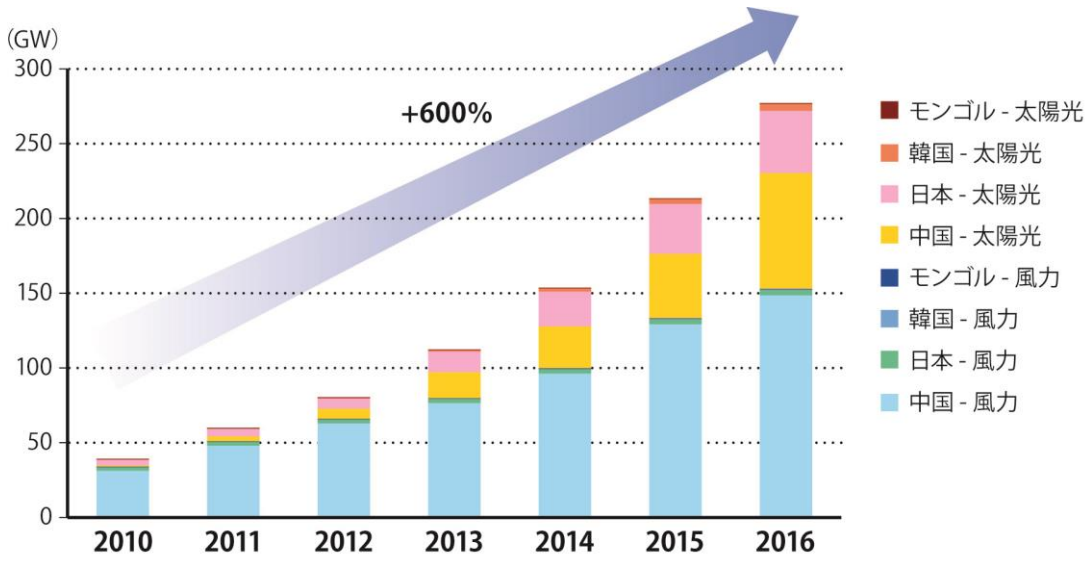


図 14：北東アジア諸国における風力・太陽光の累積発電設備容量（2010－2016）

出所：IRENA, Renewable Capacity Statistics 2017 より自然エネルギー財団作成

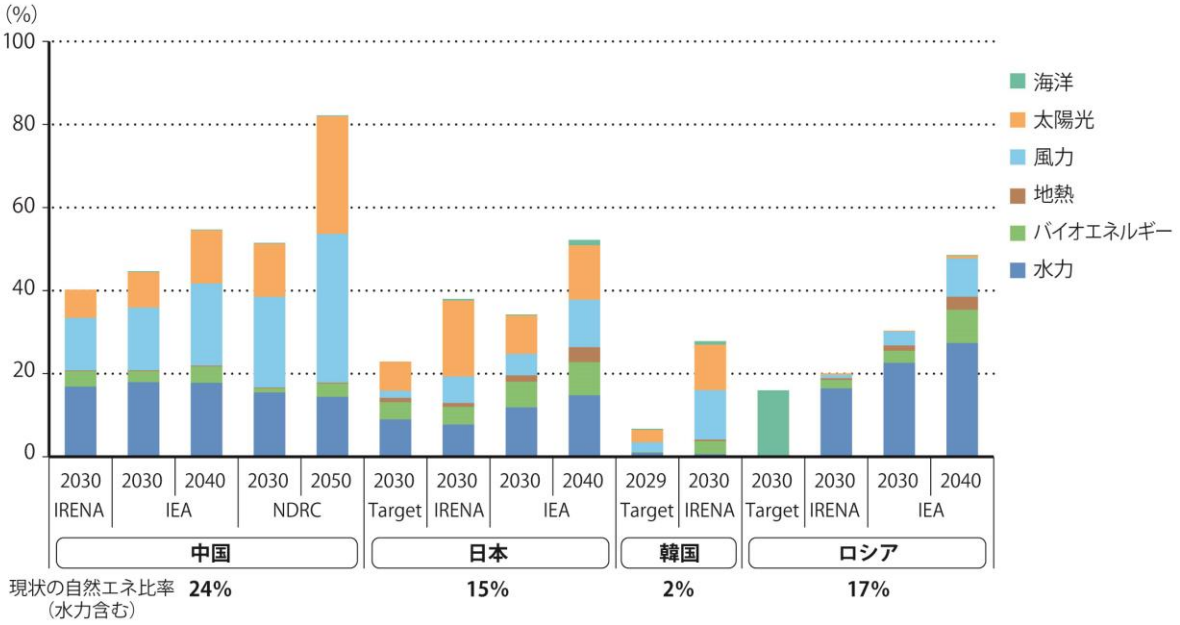


図 15 北東アジア将来の電源構成予測（2030 年～2050 年）

出所：IRENA (REmap 2016), IEA (WEO 2016 – 450 scenario),
NDRC (China RE Outlook 2016 – High Penetration scenario)より自然エネルギー財団作成

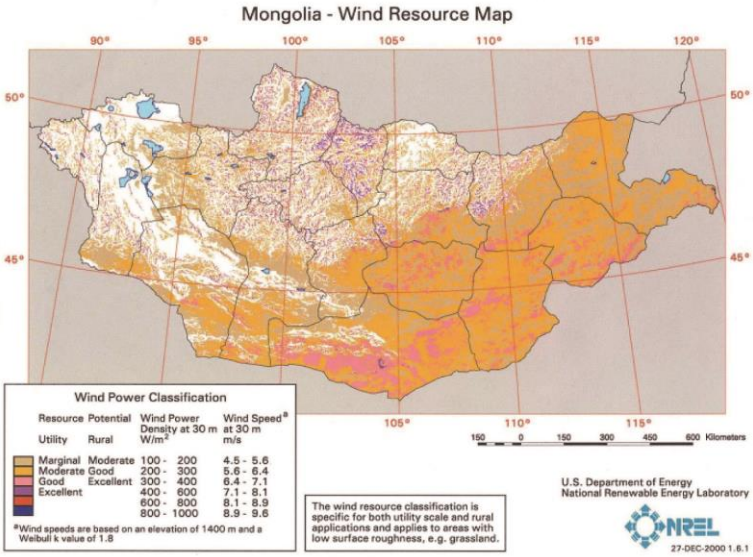
各国際機関が発表した将来予測（2030～2050 年）によれば[22]、2030 年に北東アジア各国で発電電力量の 30～50%が自然エネルギーによって供給される見通しである（図 15）。2050 年までの期間で見ると、

22 IRENA の Remap は、持続可能なエネルギー需給の未来を実現するための各国の自然エネルギー拡大ポテンシャルを考慮したシナリオ、IEA の 450Scenario は、2050 年までの気温上昇を 2℃未満に抑えることを想定した将来予測である。これら国際機関が提示する複数のシナリオの中でも、より自然エネルギーの導入が拡大することを予測したシナリオを取り上げている。

中国で発電電力量の80%が自然エネルギーとの予測もある（NDRC）。また2015年4月に中国の能源研究所は[23]、2030年に発電電力量の53%を、2050年に86%を自然エネルギーで供給できるという報告書を発表している[24]。さらに中長期的には、中国の風力、日本の太陽光、ロシアの水力といったように、各国で主力となる自然エネルギーに地域ごとの特徴、差が見えてくる。

北東アジアにおける自然エネルギーによる電力供給のポテンシャルを考えるにあたって、モンゴルの存在は特に重要である。南部のゴビ砂漠周辺地域を中心に、風力発電・太陽光発電のポテンシャルが高く評価されてきた。例えば 2001 年の米国立再生可能エネルギー研究所（NREL）の報告[25]では、モンゴル南部から中部に風力発電の適地が広がっており、年間 10,673 TWh の発電ポテンシャルがあるとしている。さらに 2016 年の国際再生可能エネルギー機関（IRENA）の報告書[26]は、上述の NREL の評価は当時のタービン（高さ 40m）を前提にしたものであり、最新のタービン（100m）で再評価し、上方修正が必要であると指摘した。また太陽光発電のポテンシャルについては、国連アジア太平洋経済委員会（UNESCAP）が 2008 年の報告書[27]で年間 2,200TWhと評価しているが、その後前述の IRENA 報告書（2016）では 4,777TWh と上方修正されている。単純に合計すれば、10,673 TWh（風力）＋4,777TWh（太陽光）で、15,000TWh 以上の発電ポテンシャルがある。これは 2015 年時点の中国（5,693TWh）と日本（949TWh）の総需要の合計よりもはるかに大きい。将来的にモンゴルが豊富な自然エネルギーを活用して、近隣諸国に電力を供給することが期待されている。

23 能源研究所は、中国政府の重要な経済政策、エネルギー政策を策定する国家発展改革委員会の傘下にある研究機関である。
24 “The China 2050 High Renewable Energy Penetration Scenario and Roadmap Study” (2015)
25 NREL：Wind Energy Resource Atlas of Mongolia　August 2001
26 IRENA “Mongolia Renewables Readiness ASSESSMENT” March 2016
27 APCTT UNESCAP (2008)：Mongolia: Renewable Energy Report, Asian and Pacific Centre for Transfer of Technology



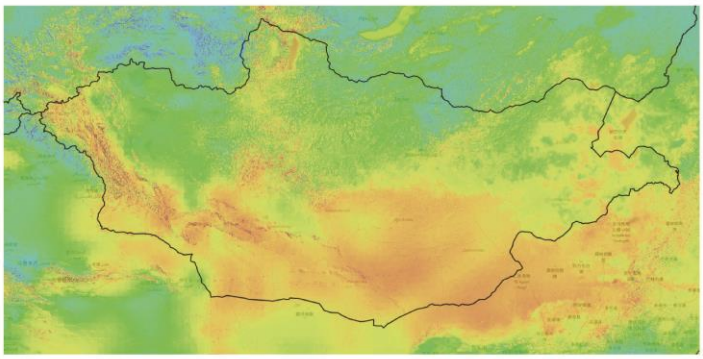


図16：モンゴル風力発電ポテンシャル（上）と太陽光発電ポテンシャル（下）

出所：NREL“Wind Energy Resource Atlas of Mongolia”（August 2001），IRENA “Mongolia map – solar and wind data”.

このように北東アジアは、経済規模の大きな国が隣接しているだけでなく、自然エネルギーによる発電ポテンシャルの高い地域でもある。アジア各国で拡大していく自然エネルギーを最大限に活用するために、アジア全域で電力を融通しあう系統の柔軟性が求められており、国際送電網の必要性が高まっている。

2）電力価格差

図 17 は、2015 年時点での北東アジア各国・各地域の家庭向け電気料金を示したものである。日本の 23 セント/kWh という料金水準の高さが目立つ。モンゴル、中国の一部、ロシア極東の料金は日本の 3 分の1以下である。同じ国のなかでも中国は沿海部よりも内陸部（西部や北東部）の料金が低く、ロシア極東ではモンゴル・中国・日本など周辺国と接する南部地域が相対的に低い[28]。このように、国の間だけでなく、連系対象地域の間にも価格差があることに注意する必要がある。

28 なおロシアでは 2016 年末の電力法改正により、極東の各地域の小売電力価格を全国平均に引き下げるための予算措置を行うことが定められた。ロシア西部とシベリアの産業向け料金を 1.3％引き上げ、その財源で極東の電力料金を全ロ平均（5.3 セント/kWh）まで引き下げる方針である。

図 17：北東アジアにおける家庭向け電力小売り価格の差（米ドル／kWh、2015 年時点）
出所：IEA “Energy Price and Taxes 2017”, NEA “price information”, ERC “Resolution 199 of 2015”, Energo24 “electricity tariff data 2015”, Newtariffs “electricity tariff regional data 2015”より自然エネルギー財団作成

しかし、小売り料金を比較する際には、各国で適用されている補助金を考慮しなければならない。中国、モンゴル、ロシアでは産業向け（および商業向け）の電気料金を高く設定し、その分家庭向け電気料金を低く抑える補助金制度が適用されている。韓国では逆に、製造業支援の観点から産業向け電気料金が低く抑えられてきた。

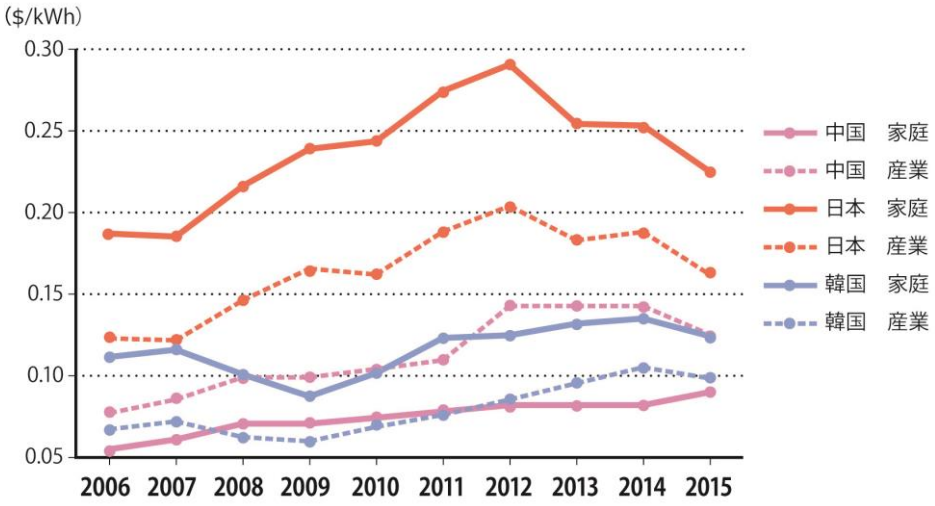


図 18：日中韓の年平均電力小売り価格の変化（2006～2015）
出所：BNEF “Power Prices”, IEA “World Energy Outlook 2016” “Energy Prices and Taxes 2017”より自然エネルギー財団作成

図 18 は日本、中国、韓国それぞれの部門別電力小売価格の推移を示したものである。補助金だけでなく、各国の電源構成や発電コストなど複数の要因によって電力小売り価格の差が生じ、その幅が時期によって伸縮している。例えば 2008 年に原油価格およびガス価格の高騰を受けて、日本では産業用・家庭向けともに電力価格が高騰している。それに対して同様に輸入燃料に依存している韓国では、補助金により小売価格は据え置かれている。中国に関しては、日本に比べて発電部門の輸入原油・ガス

への依存度が低い。主な燃料である石炭価格の高騰により、2008 年に中国でも電力小売り価格は上昇したが、同時期の日本に比べれば緩やかな上昇である。

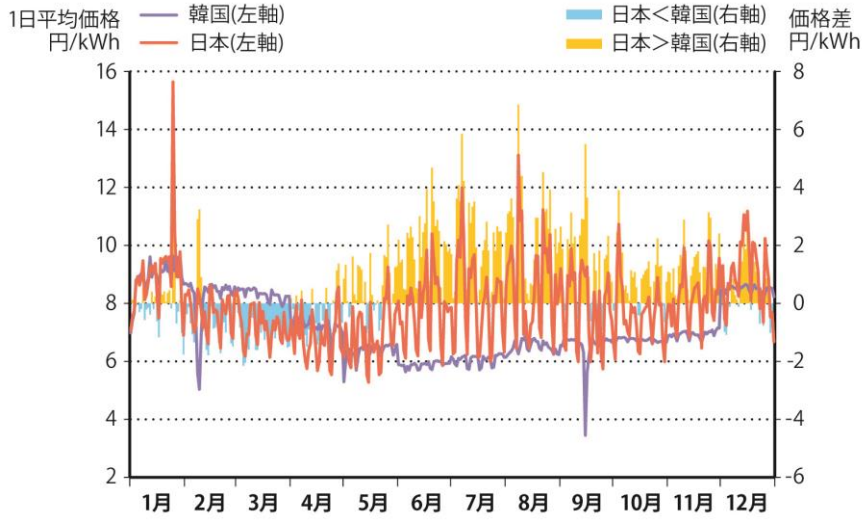


図 19：日本と韓国の前日スポット市場における価格（システムプライス一日平均）の変動(2016 年)
出所：日本卸電力取引所「取引情報」, EPSIS “System Marginal Prices”より自然エネルギー財団作成

小売り価格は補助金などの影響を受けるのに対して、より実質的な価格を比較するには、卸電力取引の市場価格を見るべきであろう。図 19 では、日本及び韓国の卸電力取引所のスポット価格の季節変動を比較した。両国とも化石燃料に乏しく、電源構成も比較的類似しており、年平均のスポット価格も近い。しかしその変動を細かく見ていくと、時期によって大きな価格差が生じていることがわかる。例えば 2016 年 8 月には、最大で約 6 円/kWh の価格差が生じている。また、時期によっては日本の価格が韓国の価格を下回ることもある（2016 年 2～4 月など）。日韓を結ぶ国際連系線があれば、このような価格差が生じたタイミングで、価格の低い地域から高い地域に安価な電力を供給する選択肢が生まれる。

3）需給パターン

北東アジア諸国の電力需給パターンを見ると、特徴的な違いが明らかになる。日本、中国、韓国は、夏と冬の年2回の電力需要のピークがあるのに対し、モンゴルとロシア（シベリアと極東）ではピークは冬だけである。モンゴルやロシアでは、夏場に発電容量の余裕が生じ、隣国のピーク需要のために電力を供給することが可能である。また同じ冬のピークでも、モンゴル、ロシアではすでに 10 月から電力需要が著しく高まるのに対し、日中韓ではより緩やかに 11 月に入ってから需要が高まる。

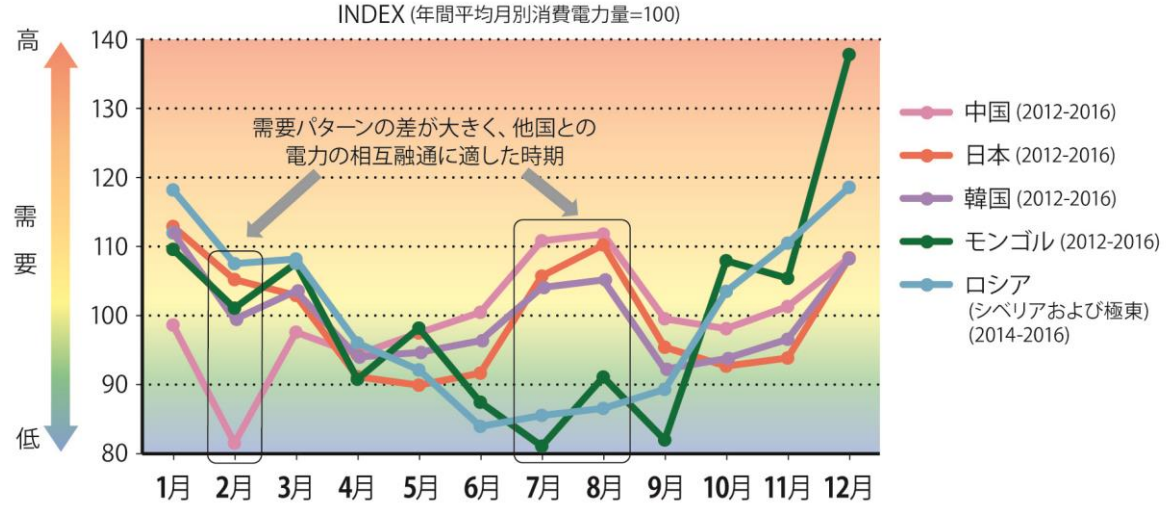


図 20：北東アジア各国の消費電力量の月別推移

出所：NBS "Monthly Data Energy, Electricity" [29], CEC "Monthly data", IEA "Monthly Electricity Statistics", Mongolia Statistical Information Service"Industry-Production of major commodities", SO-UPS "Daily generation and consumption of electricity in Far East and Siberia Energy Systems"より自然エネルギー財団作成

また各国のピーク時間帯にも差がある（日本時間で比較）。韓国では冬場のピーク時間帯は午前であり、日本、モンゴル、ロシアでは夕方以降である。さらに、その夕方以降のピーク時間帯も時差の影響で1～2 時間のずれが生じる。北東アジア諸国間を結ぶ国際送電網があれば、このような地域間の需給パターンの差を考慮して、発電容量に余裕のある地域から、需給がひっ迫している地域へ相互に融通できる。

表 5：冬のピーク時間帯　各国比較

	冬ピーク		
	月	日	時間帯（日本時間）
日本	12～2月	平日	17～19時
韓国	12～2月	平日	9～11時
モンゴル	12～1月	平日	19～21時
ロシア（極東およびシベリア）	1～2月	平日	20～21時

出所：経済産業省電力需給検証小委員会資料（2014-2015），KPX, SO-UPS "Hourly consumption data in Far East and Siberia Energy Systems", National Dispatch Center of Mongolia "Daily demand data 2016"より自然エネルギー財団作成

第3節　北東アジアにおける国際連系の事例

2017 年現在、北東アジアではロシア―中国、モンゴル―ロシア、モンゴル―中国の間に二国間の国際連系線があり、電力貿易が行われている。本節では、各連系線の詳細を紹介する。

29 中国については 12 月の電力消費情報のみ、CEC の monthly data で確認ができないため、NBS の同時期の発電データで代用。

図 21：北東アジアの既存国際連系線地図

作成：自然エネルギー財団

1）モンゴル：足りない電源分をロシア、中国から輸入

モンゴルは北部国境がロシアのシベリア地域と接しており、国際連系線を通じてロシアから電力を輸入している。これは冬場のピーク時に北中央部の供給力が足りなくなるためである。また南部のオユトルゴイ銅鉱山での電力需要を満たすため、隣接する中国の内モンゴル自治区から輸入している[30]。この結果、モンゴルでは近年電力の輸入依存度が高く、2015 年には国内の総発電量 5,513GWh に対して、約 4 分の 1 に当たる 1,417GWh を輸入している（図 22）。

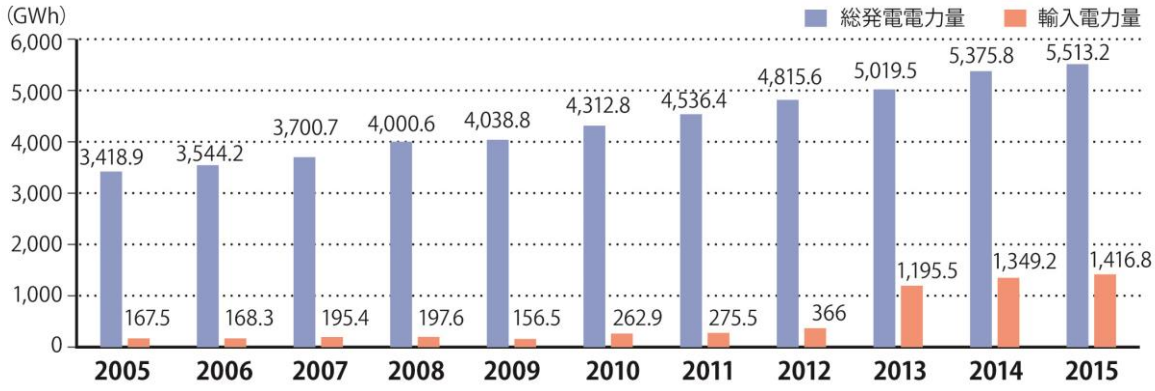


図 22　モンゴルの総発電電力量と輸入電力量の推移

出所：Mongolia National office of Statistics より自然エネルギー財団作成

このロシアおよび中国との国際連系によって、モンゴルは電源の足りない時期（冬場のピーク）および足りない地域（南部鉱山地域）に、隣国の電源を活用して電力を供給することができる。モンゴルは、国際連系線を活用することで、冬のピーク時だけのために余剰の発電容量を抱えることを避けることができ

30 なお、このモンゴル南部の国際連系線については、中国側は送電会社の中国国家電網公司ではなく、内モンゴル自治区の地方政府が管轄する垂直統合型の電力事業者「内モンゴル電力会社（Inner Mongolia Power (Group) Co., Ltd.）」が所有・運用を担当している。

る。また国内での発電所の整備を待たずに南部の鉱山プロジェクトに着手できたのは、中国からの電力輸入のおかげである。

しかし、ロシアと中国から購入する電力の価格は、比較的高く設定されている。2015 年のモンゴルにおける家庭用小売価格が約 6 米セント/kWh であるのに対し、報道によれば中国からオユトルゴイ銅鉱山向けの輸入価格は約 10 米セント/kWh である（2014 年のデータ）[31]。輸入コストは、モンゴルにとって財政上の負担となっている。今後は、豊富な自然エネルギーポテンシャルを活かして、モンゴルからも電力を輸出する方向で国際連系を活用することが望まれる。

2）ロシア極東ー中国東北部：隣国の水力発電を共同活用

ロシア極東アムール州から中国東北部の黒竜江省へ、アムール河を横断する国際連系線を通じて電力輸出が行われている（図 23）。2011 年に 500kV 高圧送電線が完成してから、それまで年間 1,000GWh 以下であったロシアからの輸出量が、近年 3,000GWh を超えるレベルに増加した。

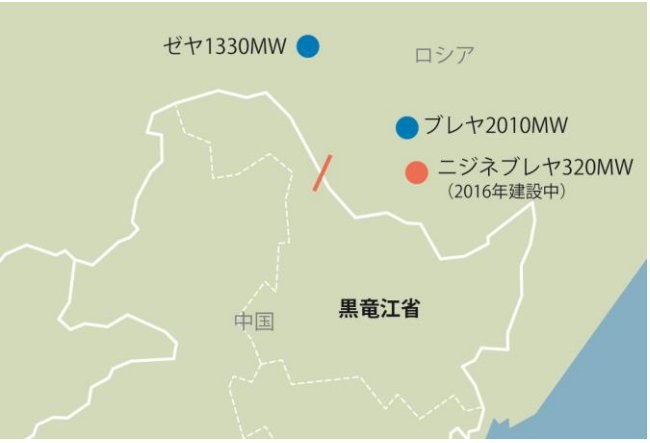


図 23：ロシア極東―中国東北部間国際連系線と水力発電所の位置
作成：自然エネルギー財団

黒竜江省は、発電設備容量に占める石炭火力の比率が高く（76％）、大気汚染も深刻である。この連系線はアムール河流域のゼヤ水力発電所（設備容量 1,330MW）に接続されており、ロシア極東の自然エネルギーを活用して中国へ電力供給を行うものである。中国東北部にとっては、石炭火力を増やさずに電力需要をまかなう選択肢となる。他にもアムール河流域にはブレヤ水力発電所（同 2,010MW）があり、建設中のニジネブレヤ（同 320MW）などの水力発電プロジェクトもある。アムール州の人口は約 80 万人で、域内だけでは大きな電力需要は見込めない。中国東北部への供給にロシア極東の水力発電を活用できれば、両国にとって電源構成の違いに基づく便益が得られる。

31 http://mad-intelligence.com/should-we-keep-importing-electricity/

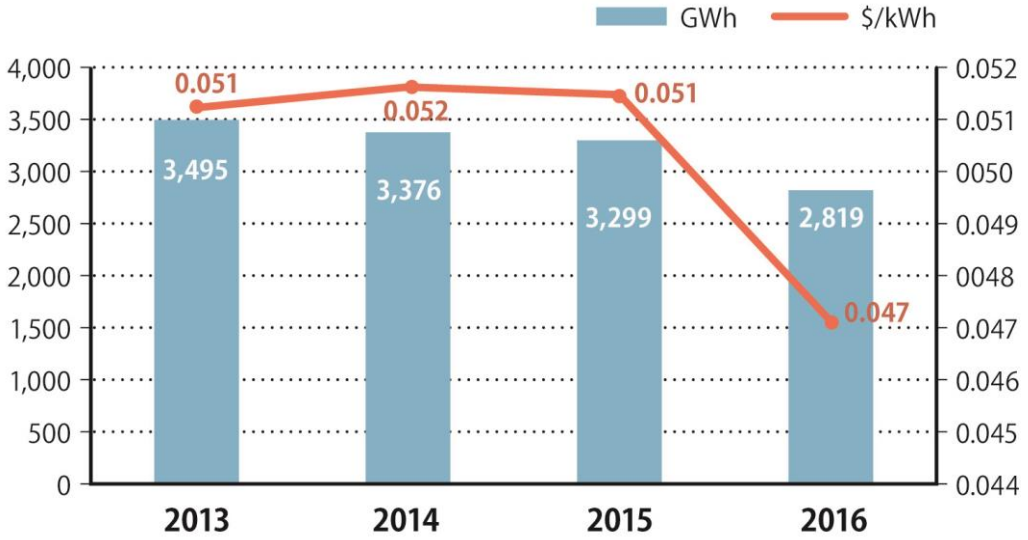


図 24　ロシアから中国への電力輸出量と輸出価格
出所：ロシア連邦税関統計より自然エネルギー財団作成

露中の電力貿易では、輸出先の黒竜江省のオングリッド価格（発電所からの公定販売価格）に応じて輸出価格が決まる契約となっており、近年輸出価格の低下を背景に、ロシア側が輸出量を減らしている（図 24）。長期契約に基づく相対取引であり、価格も1年ごとに設定されるため、市況に合わせて価格を柔軟に見直すことも難しい。今後は、発電コスト、需給の状況を反映して柔軟な価格設定ができる取引の仕組みが求められる。

以上をまとめると、北東アジアの既存の国際連系については、次のように課題を整理できる（表6）。第1に、ピーク需要のために隣国の電源を活用するなど一定の便益はあるが、一方通行の輸出が主で、需給パターンの差を考慮した相互融通はできていない。第2に、二国間（二者間）の長期相対契約であるため、価格が国の力関係によって決まり、発電コストや需給実態を反映した価格設定や取引ができていない。第3に、ロシアの対中国電力輸出では水力発電が活用されているが、現状は必ずしも自然エネルギーの広域での活用を主目的としてはいない。したがって、需給パターンの差や電源構成による発電コストの違いなどを最大限に活用すれば、北東アジア地域で国際連系を通じて得られる便益は大きい。そのためにも、低コストの自然エネルギーの優先的な活用、実際の需給に基づいて柔軟に価格を見直す取引制度の構築が必要になる。

表6：北東アジアの国際連系の現状と課題の整理

	現　状	求められる方向性
1	電源の足りない国への一方通行の輸出	需給パターンの違いに基づく相互融通
2	二者間・二国間の長期相対取引	複数の主体が参加したスポットを含む市場取引
3	火力発電を輸出に活用する計画もあり	自然エネルギーを主力にした輸出入

作成：自然エネルギー財団

第4節　日本を取り巻く国際送電網構想：構想から現実の計画へ

第3節の通り、北東アジア地域には二国間の国際連系線が複数存在するが、その運用の規模は限定的であり、国際送電網と呼べるネットワークには成長していない。一方で 2000 年代以降、各国の研究機関が北東アジアにおける国際連系の構想を発表している（表7）。

1）研究機関によるアジアにおける国際送電網構想

2002 年には、韓国電力技術研究所とロシア科学アカデミー付属エネルギー・システム研究所（ESI）が、「北東アジア電力システム統合プロジェクト」を提案した。この構想では、韓国とロシアの研究機関が共同で、ロシア極東から北朝鮮を通じ韓国と連系線をつなぐ計画が検討されている[32]。またハンス・ザイデル財団は、2009 年以来モンゴルおよび中国の砂漠地帯の太陽光を活用し、中国沿海部、北朝鮮、韓国に電力を供給する「ゴビテック構想」を提案している（2011 年以降より日本への接続も提案）。

そして、2011 年 3 月の東電福島原発事故とそれによってもたらされた電力危機は、日本にとっても大きな転機となった。自然エネルギー財団は、自然エネルギーを軸にした「アジア・スーパーグリッド」を提唱してきた。モンゴルの太陽光発電・風力発電を主な供給源とし、中国、韓国、ロシア、日本を国際送電網でつなぎ、自然エネルギーのアジア全域での活用を目指すものだ。

図 25：アジア・スーパーグリッド
作成：自然エネルギー財団

また民間の協議体である日本創生会議は、その第一回提言として「アジア太平洋州電力網構想」を提案している[33]。この目的には、不安定電源とされてきた自然エネルギーの課題を国際連系により克服し、エネルギー連携によるアジア・パートナーシップを確立することが掲げられた。

32 Sergei Podkovalnikov POWER GRID INTERCONNECTION IN NORTHEAST ASIA:PERSPECTIVES FROM EAST RUSSIA.
33 日本創成会議 第1回提言「エネルギー創成」～アジア大洋州電力網（エネルギー版TPP）構想の実現を～ 2011 年 10 月 7 日。

表7：アジアにおける国際送電網構想の例

構想名	構想者	構想年
北東アジア電力システム統合プロジェクト North East Asian Electrical System Ties	韓国電力技術研究所、ロシアESI	2002年
ゴビテック構想 Gobitech	ハンス・ザイデル財団ソウル支部等	2009年
アジア・スーパーグリッド Asia Super Grid	自然エネルギー財団	2011年
アジア太平洋州電力網構想 Asia Pacific Power Grid	日本創生会議	2011年

出所：Electric Power Grid Interconnections in Northeast Asia, Asia Pacific Energy Research Centre, 2015 Jaeyong Yoon, KERI, 2016 などをもとに自然エネルギー財団作成

2）企業によるアジアにおける国際送電網構想

ここまで紹介したものは主に研究機関による提案で、まさに「構想」という性格が強い。一方で国際連系プロジェクトの推進主体となる企業も、その実現に向けた調査を行ってきた。例えばすでに 2000 年代前半に、ロシア極東サハリンの火力発電所を、北海道経由で新潟まで海底送電線でつなぐ「日露パワーブリッジプロジェクト（Power Bridge Project）」の調査内容が発表されている（図 26）[34]。これは、丸紅、住友電工、ロシア「統一電力システム」（2008 年に解体された垂直統合型独占企業）によって行われた事業可能性調査である。ここでは、2010 年から2GW、2012 年から4GW の送電を開始するというスケジュールが提案されていた。2017 年現在、このプロジェクトは実現していないが、ロシア極東の電力を日本へ輸出する構想は、現在も複数の企業により検討が続けられている。

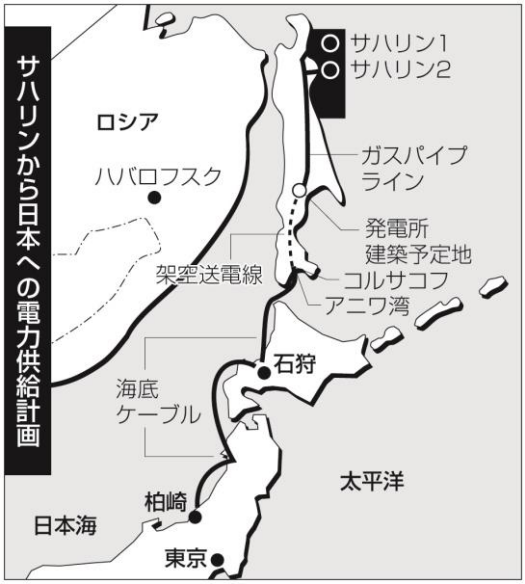


図 26：日露 Power Bridge Project ケーブルルート

出所：『京都議定書』と北東アジアエネルギー・資源・環境・経済圏」畑良輔　SEI テクニカルレビュー2005 年9月

34 畑良輔「『京都議定書』と北東アジアエネルギー・資源・環境・経済圏」 SEI テクニカルレビュー　2005 年 9 月。

さらに2011年以降になると、北東アジアの電力会社・送電会社が主体となって、国際送電網構想が打ち出されるようになった。前述のアジア・スーパーグリッド構想などを受けて、これに連動する形で、アジアの主要な送電会社がそれぞれ自らのアジアにおける国際電力網構想を打ち出すようになった。

例えば 2014 年には、韓国電力公社がロシアの研究機関スコルテックなどとの協力の下、「北東アジアスーパーグリッド」構想を提示した。蓄電技術やスマートグリッドを組み合わせた高効率の電力需給システムで、日中韓露モンゴルをつなぐ Smart Energy Belt というコンセプトを打ち出している[35]。さらに 2016 年に東京で行われた国際会議で、韓国電力公社は「北東アジア電力連系線構想」として北東アジア諸国をつなぐ国際送電網のビジョンを提示している（図 27）。

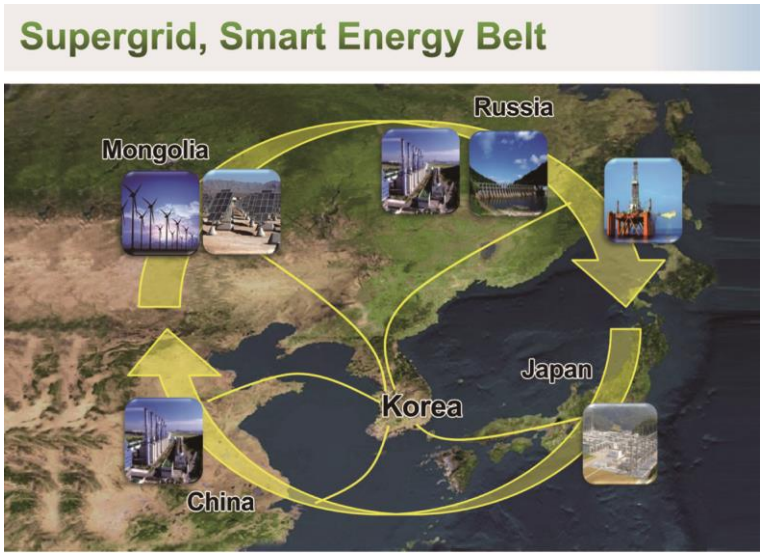


図 27：韓国電力公社「北東アジア電力連系線構想」
出所：チョ・ファンイク 韓国電力公社社長、講演資料（2016 年 9 月 9 日）

また、2015 年には、世界最大の送電会社である中国国家電網公司（SGCC）が、「グローバル・エネルギー・インターコネクション（GEI）」構想を発表した。これは、世界を高圧送電網でつなぐという壮大な構想である（図 28）。2020 年までに合意形成、2030 年までに各大陸内での送電網形成、2040 年までに大陸間送電網形成、2050 年までに全世界規模の送電網形成を完了するというタイムスケジュールを提示している。またこの GEI 構想では、太陽光、風力など自然エネルギーの最大限の活用という目的を前面に押し出しており、前述の「アジア・スーパーグリッド」とも重なる。そして世界送電網実現の 2050 年というターゲットは、パリ協定の目標ともつながるものだ。

35 HWAN-EIK CHO “Smart Energy Belt towards de-carbonization of Asia” 2016.09.09.

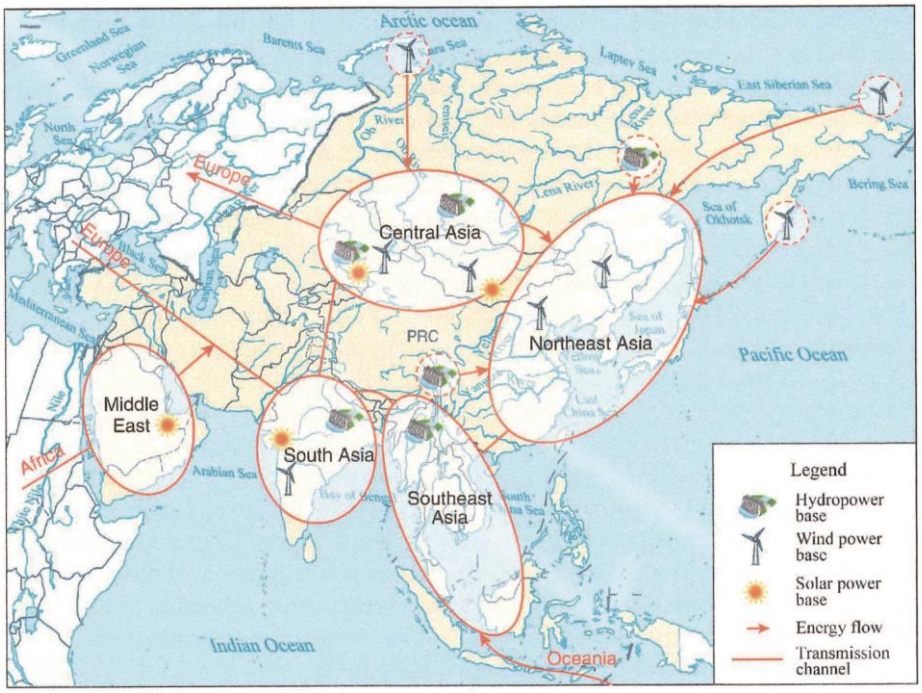


図 28：GEI 構想におけるアジアの国際送電網

出所：国際非営利団体“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)”公式サイト

2016 年 3 月には、この GEI 構想の実現に向けた国際的非営利団体“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)”が、設立された。GEIDCO は各国の研究機関、関係企業が参加し、自然エネルギーの活用のために世界的な送電網の構築を目指すものである。2016 年 3 月 30 日に北京で行われた国際会議（“Global Energy Interconnection – meeting the global demand with green and clean alternatives”）の場では、日本のソフトバンクグループ、中国国家電網公司、韓国電力公社、ロスセチ（ロシア国営送電会社）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た。日本のカウンターパートとなる中国国家電網公司、韓国電力公社、ロスセチは、アジア諸国間の国際連系が実現すれば、自ら運用にかかわる直接のプレイヤーである。これら企業から実現に向けたロードマップが出されたことは、アジア国際送電網構想が新たな段階に入ったことを示している。

また日本にとっては、ロシア政府から具体的な提案がなされていることも注目に値する。2016 年 9 月に極東ウラジオストクで「東方経済フォーラム」が開催され、その総会でプーチン大統領自らが、「ロシア、日本、韓国、中国の企業による、我々の国を結ぶ電力スーパーリング創設に向けたイニシアチブを支持します」と表明した。そしてプーチン大統領は、政府間協議のワーキンググループを設立することを提案している。

このように 2016 年以降、アジア国際送電網構想の実現に向けた企業主体の動きが加速している。最近の動きを見ると、これまでの構想と比較して、国際連系の当事者が直接関わり、政府間合意や事業の具現化を目指し、また自然エネルギーの活用を大きな目的の1つと位置付けるようになっている。欧州のような超国家機関をもたないアジアにおいて、どのように国境を超えた調整を行なっていくか、今後の展開が注目される。

第4章：日本における国際送電網の可能性と今後の検討課題

最後の第4章では、これまでの議論を踏まえ、日本の電力システムの現状を確認した上で、国際送電網の実現へ向けた可能性を検討する。国内改革の必要性を提言した上で、今後の具体的な検討課題を整理する。

第1節　日本の電力システムと国際送電網

日本には国際送電網が存在しないが、それはなぜだろうか。第1に島国であることは、確かに大きな物理的な障壁となってきただろう。それは、中国やロシアが陸続きの周辺国と国際連系していることからもわかる。第2に北東アジアの外交関係が、欧州と比べれば安定的でなく、経済統合などの動きに乏しいことも挙げられるだろう。これら以外の論点として指摘したいのは、日本の既存の電力システムのあり方である。

日本に限らず多くの国において、1990 年代までの電力システムは法定独占が常識であった。規模の経済性が強く働く電力分野では、予め政府が供給企業を限定し、発電、送電、小売りの一貫体制で、一定の地域における事業を独占させることが、経済合理的であった。しかし1990年代以降多くの先進国においてこの体制は崩れ、市場競争を前提とするとともに、送電会社が独立（発送電分離）した。このような電力自由化に始まる一連の改革が、1章や2章で見たように国際連系を加速させたのである。

対照的に、日本ではその歩みは遅かった。1995 年から段階的に自由化が進められたものの、安定供給を優先するという理由から発送電分離は実施されず、市場競争も進まなかった。事業法で地域単位の需給バランスに責任を持つことを義務付けられている電力会社に、広域運用や国際連系を期待することは難しかった。

さらに、日本では自然エネルギーの導入が限定的であることも、国際連系にマイナスに働いたと思われる。確かに系統運用を預かる立場からすれば、自然エネルギーの変動性は難しい問題であり、この積極的な導入に協力する誘因は低かった。国の政策としても自然エネルギーの優先順位が高くない中で、変動対策として国際連系線の建設を手がけようという機運が盛り上がることはなかった。

しかし東電福島原発事故を経て、日本でも本格的な電力システム改革が進みつつある。2011 年の東日本での計画停電の反省から、地域を超えて電力を融通し合う広域運用の必要性への認識が高まるとともに、デマンドレスポンスなどの観点からも自由市場の活用が求められた。また、自然エネルギーの導入が不可避となり、このための送電網の開放や変動対策が求められるようになった。

こうして政府は 2013 年4月に「電力システムに関する改革方針」を閣議決定し、2015 年の広域機関の設置や 2016 年の小売り全面自由化、2020 年までの発送電（法的）分離などを進めている。国内の地域間連系線の有効活用は急務であり、広域運用やさらなる拡充の必要性が日常的に議論されるようになっている。送電事業は今後とも規制部門であるものの、全国的な見地から送電網の建設計画が立てられ、適切な投資回収メカニズムが整備されれば、欧州のように合理的な形での拡充や運用が期待でき

るだろう。このようにようやく日本でも、国際送電網を実現する環境が整いつつあるのである。

一方でこのような新たな事業環境は、既存の電力会社に対して非常に難しい経営方針の転換を求めている。とはいえ今後日本でも、地域ごとに電源構成の違いが顕在化し、電力会社によって事業の力点に違いが出てくることは、間違いないだろう。既に東京電力は発送電分離を実施し、2016 年 4 月には送電会社である東京電力パワーグリッドが誕生している。電力の小売り全面自由化やガス自由化も受けて、業界を横断した合従連衡も起きつつある。世界的に見れば、国境を越えた競争が活性化する中で、自然エネルギーの発電や送電の分野は継続的に成長産業となっている。日本でも、国際送電網を契機として国内市場の競争が活性化されるとともに、海外市場への展開が促進されれば、大きなビジネスチャンスがもたらされ、日本の電力産業の国際競争力の強化にもつながる。

では、日本に国際送電網は必要なのか。3章での考察の結果を改めて整理すると、第1に、日本の電力価格は国際的に見て極めて高く、ロシアなどの安い電力を輸入する誘因は高い。韓国との間にも、時間帯によって価格差があることがわかった。第2に電源構成については、現状の補完性は大きくない。しかし日本や中国では自然エネルギーの拡大が目覚ましく（図2、図3）、また極東ロシアやモンゴルのポテンシャルは莫大である。国際連系線がつながれば開発が加速され、これが自然エネルギーの変動対策にもなる。第3に市場規模については、日本、中国、韓国は極めて大きな電力市場であり、これらがつながれば欧州や北米を超える規模となり、価格調整や相互補完性の効果は圧倒的に大きくなるだろう（図 29）。

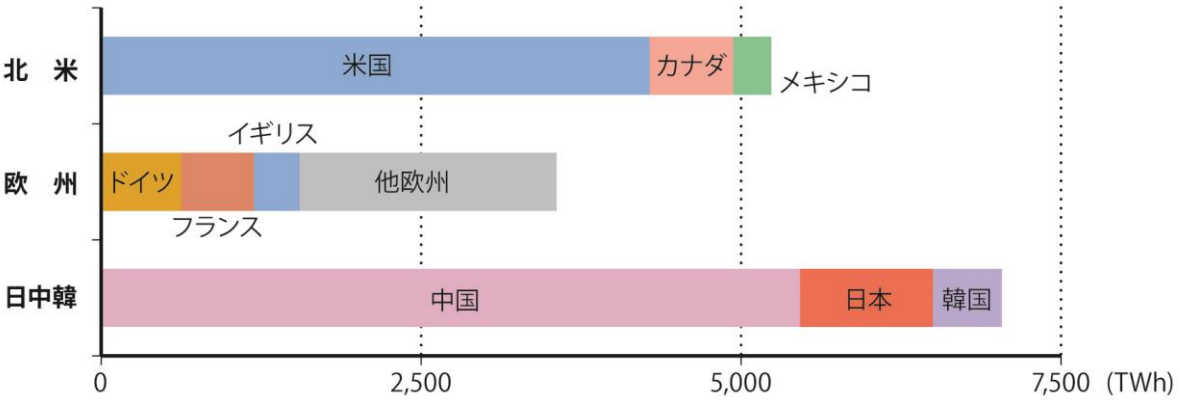


図 29　北東アジア、欧州、北米の電力市場規模（2013 年度）

出所：IEA, Energy Balances of OECD Countries 2015,
Energy Balances of Non-OECD Countries 2015 より自然エネルギー財団作成

外交関係についていえば、確かに日本は周辺諸国と様々な課題を抱えている。歴史的経緯から国民感情も複雑である。とはいえ北東アジアにおける国際協調の必要性は論を待たず、例えばロシア政府からは、前述の通り具体的に国際連系線の計画が提案されている。世界的に自然エネルギーが大量導入される時代において、むしろ国際連系を進めることが相互依存関係を深め、外交関係の発展に寄与する可能性は高い。また電力自由化については、いずれの国も比較的後発だが、国営電力会社の国が多いこともあり、各国政府が本腰を入れれば国際連系と歩調を合わせた迅速な国内制度改革が可能かもしれない。

第2節　国内の系統運用の課題と電力システム改革の必要性

日本が国際送電網を建設し、さらに本報告書で紹介したような便益を最大化させるには、これを受け入れる国内の電力システムの更なる改革が必要である。日本の電力システムは、従来、原子力などの長期固定電源を主体とした一極集中型の需給運用を前提として構築・運用されてきた。しかし近年の自然エネルギーの導入拡大、すなわち分散型の発電設備の拡大を受けて、従来の系統運用方法の課題が明らかになっている。特にここでは、系統運用における「先着優先」の問題を取り上げたい。

1）系統接続・系統利用における先着優先

そもそも発電設備は、その電力を消費者に届けるために一般送配電事業者が所有する送電網に接続する必要がある。しかし近年、自然エネルギーの導入拡大を受けて、発電設備の接続に大幅な遅れが生じている。これは、自然エネルギー発電設備の系統利用の申し込みが増加したことで、各地の電力系統の容量が不足したためである。系統増強工事には長い時間を要し、さらに接続を申し込んだ発電事業者が高額な費用を負担しなければならない。このための時間と費用を理由に、接続をあきらめる事業者もいる。現在、このように系統増強が必要となる地域が全国的に発生している（図 30）。

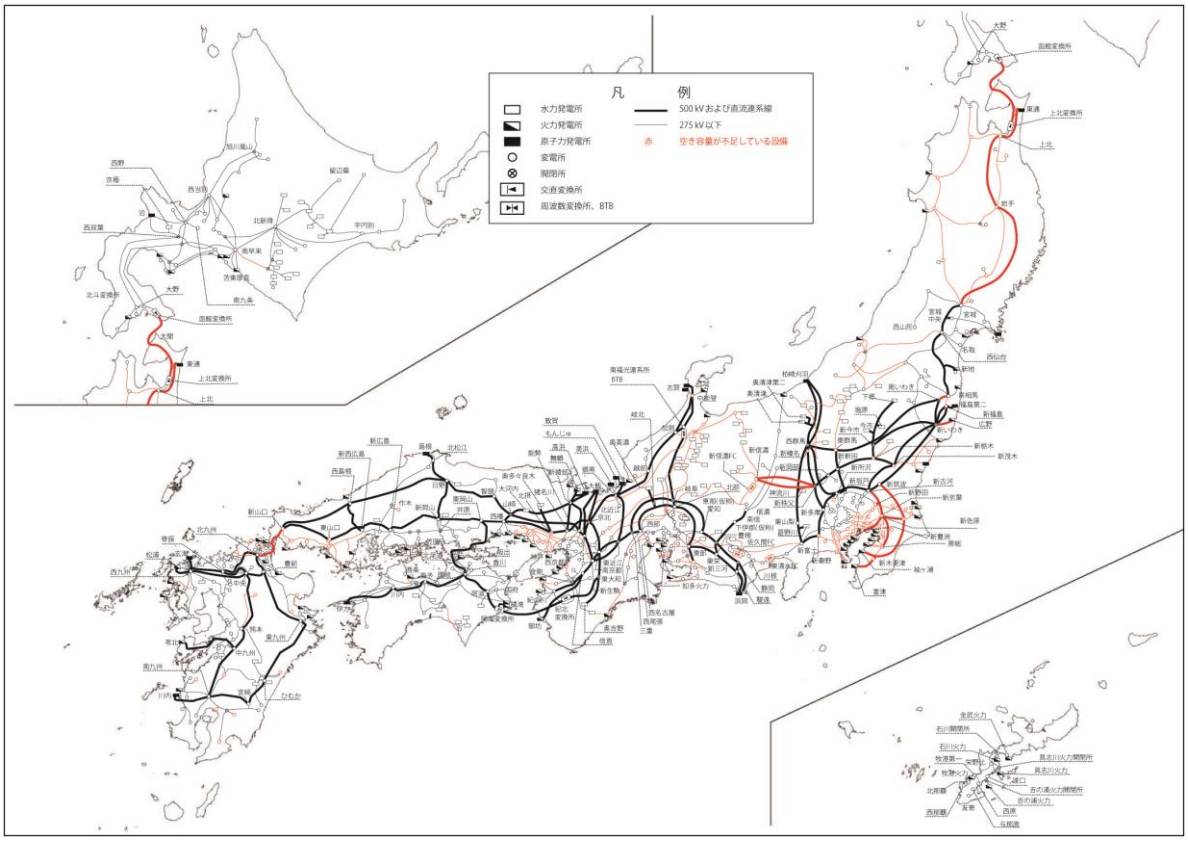


図 30　日本の系統制約発生状況

出所：電力広域的運営推進機関

（図中赤で示した系統では空容量が不足しており、新規の連系のために系統増強といった対策が必要となる）

このような新規事業者の系統利用を阻害しているのが、系統利用における「先着優先ルール」である。このルールは、先に系統接続した発電設備に対して、常に最大出力での系統利用（給電）を保証してい

る。これにより既存の発電所は、40 年といった長期間でも系統を利用し電力を消費者に届けることが可能となり、投資の不確実性を低減できる。一方で、後発の事業者が系統接続する場合には、既存事業者の系統利用を妨げないことが条件となり、残りの空容量を利用することになる。そして空容量が不足する場合には、費用を負担した上での系統増強が要求される。その結果、後発の発電設備がたとえ安価に発電できても、それを消費者に届けることができず、新規電源への移行を阻害する。したがって先着優先ルールは、新規事業者に厳しいルールとなっている。

2）広域運用における先着優先

地域内での先着優先の問題は、広域運用においても見られる。系統に接続された電力は、その一般送配電事業者の営業エリア（例えば東北電力エリアなど）で消費されるだけでなく、他地域（東北電力エリアに隣接する東京電力エリアなど）に送電されることで、より多くの消費者の利用が可能となる。このような電力の広域運用は、各一般送配電事業者間の地域間連系線を通して実施される。

近年、この地域間連系線の利用においても空容量が不足し、新たな自然エネルギー電源の受け入れが困難になっている。原子力発電のような長期固定電源の中には、地域間連系線を通して複数の電力エリアへ供給を行う広域電源として活用されているものがある。地域間連系線の利用権は、先着優先の考え方の下、このような広域電源へ割り当てられてきた。さらに、利用権は 10 年といった長期間で割り当てられ、更新されてきた。この積み重ねによって、連系線の空容量は少なくなっている。ここに自然エネルギーなどの利用希望が殺到した結果、系統増強が必要になっている。このように、地域間連系線についても先着優先ルールによって既存事業者の利用を保証することで、後発の事業者の利用が制約され、新規電源の広域運用を、したがって自然エネルギーの導入を阻害する要因となっている。

この地域間連系線の利用における先着優先の考え方は、見直しが決まっている。具体的には、「間接オークション」の導入が予定されている。これにより、原則として全ての連系線容量がスポット取引に応じて割当てられ、効率的な広域運用が実施される。先着優先ルールの廃止により、既存事業者と新規事業者間の不公平性の改善が期待されるとともに、地域間連系線の利用率が高まることが期待される。

しかし問題も残されている。間接オークションを導入すれば、広域運用は前日スポット市場を通して実施されるため、すべての参加者が市場の価格変動のリスク、さらには市場分断（エリアプライス）の発生リスクを負うことになる。そのため経過措置として、従来先着優先で連系線容量を保証されていた既存事業者[36]は、このエリアプライスによる追加的な費用に対して、日本卸電力取引所から無償で 10 年間にわたって補償を受けられる予定である（間接的送電権）。そのため先着優先で容量を確保していた事業者は、新規事業者と比較してリスクの少ない有利な立場での取引が可能となる。間接オークションの導入後も、新規事業者に対して公平な環境が整備されているとは言い難い。

3）先着優先ルールの国際連系線への影響

36 小売事業者に対して経過措置は付与されるが、従来の連系線を用いた電力取引先として指定していた発電事業者と継続して契約することが前提となる。

系統接続・系統利用における先着優先ルールは、国際連系線の運用にも影響する可能性が高い。まず、国際連系線の国内の接続ポイントにおける接続の可否は、先着優先ルールに基づいて既存の発電所による系統利用を除いた空容量によって判断される。そして空容量が不足する場合には、接続ポイントから先の系統増強工事が必要となり、そのためにプロジェクト全体が遅れ、増強費用の負担によって国際送電事業全体のコストが高くなる可能性がある。

次に国際連系線を通じた広域運用における先着優先ルールに関しては、現在検討されている間接オークションが導入された場合、輸入された電力は接続したエリアにおいて消費されるほか、主に前日スポット市場を通して他のエリアに送電されることとなる。しかし、これまで先着優先で連系線容量を確保してきた既存事業者には、スポット取引における価格変動やエリアプライスのリスクについて、10 年間は補償を受けられる見込みである。つまり、国際連系線で輸入した電力より、既存電源の方が市場取引を行う上でのリスクが低減され、不公平な競争が強いられる可能性がある。

第3節　国際連系に向けた国内の電力システムの改革提案

2節で見たように、先着優先に基づく系統運用は、既存電源の運用の不確実性を低減する一方で、新規電源は前日スポット市場において不利な条件での競争が強いられる可能性がある。その結果として、本報告書で述べたような国際連系による便益が実現されないかもしれない。また、そもそも日本の前日スポット市場の規模は小さいため、これを拡大することや、国際連系線を受け入れる国内送電網の拡充も急務であろう。これらの観点から、国内の電力システム改革について、以下の具体的な提案を行いたい。

1）先着優先ルールの改革

第1に、先着優先で確保された系統容量の妥当性を検証することである。現状の空容量不足は、先着優先ルールに基づく、既存設備による過大な連系容量確保が原因の可能性がある。広域機関では、メリットオーダーにもとづく運用を想定して国内系統の潮流を試算した場合に、図 30 に示したような系統混雑の大部分が解消することを指摘し、既存設備のより効率的な運用が課題の一つと指摘している。

第2に、空容量不足時の運用面での対策である。先着優先ルールでは、空容量が不足する際に系統増強を求めているが、これは新規の系統接続を著しく遅らせてしまう。これに対して例えばイギリスでは、従来の系統接続ルールでは、日本と同様に空容量が不足する場合には系統増強が条件となっていた。そこで 2011 年より、空容量が不足する場合でも系統増強前に新規の接続を許可するようルールを変更し、それによって潮流が系統容量を上回るリスクは、太陽光や風力の出力抑制や火力の再給電といった運用面の対策（混雑管理）によって対処している。そして長期的には、系統増強工事が完了し、設備面から系統容量不足を解消することが期待されている。

第3に、より公平な広域運用の実現である。日本ではこれまで先着優先の相対契約による広域運用を行ってきたが、今後、間接オークションが導入され、主に前日スポット市場を通した広域運用が行われることになる。しかしながら現状の議論では、既存電源に対して 10 年間の経過措置（エリアプライスを補償

する間接的送電権）が与えられ、新規事業者と比較してリスクの少ない有利な立場での取引が可能となる見込みである。これを是正するには、①既存事業者の間接的送電権を有償とする、②新規事業者がオークションによって取得可能な間接的送電権の十分な枠を確保するなどの対策が必要である。

2）卸電力取引の活性化

日本には9つの入札エリアが存在し、各エリアでの入札に対して全国での取引のバランスをとるために地域間連系線の空容量を用いる。広域運用も含めて各地で売買のバランスが取れている場合は、全国のスポット価格は同一となる。しかし、地域間連系線の空容量が足りず、特定のエリアで生じた売買のインバランスが解消されない場合、そのエリアは市場分断され、独自の価格であるエリアプライスが発生する。

そもそも日本では、この前日スポット市場における取引量が少ないことが、大きな課題となっている。日本全体のスポット取引量は 15.4TWh であり、日本全体の電力需要に占める割合は約2%にとどまっている（2015 年度）。これに対して、例えば1GW の国際送電が実現した場合、BritNed では年間約8TWhの電力がオランダからイギリスへ輸出されている。つまり国際連系による電力輸入量は、日本の電力需要全体と比較すると非常に小さいが、前日スポット市場取引量と比較すると非常に大きい。さらに、輸入された電力が連系したエリアで取引されることを考慮すると、連系されたエリアでは売り入札が大きく増加し、エリアプライスを頻繁に引き起こす可能性がある。そのため、国際連系線を含めた多くの電力が経済合理性にもとづいて前日スポット市場で取引されるよう、卸電力取引市場の取引量の拡大が必要である。

さらに日本では、エリアプライスが発生した際の市場間値差収益の扱いが議論すべき課題の一つである。前日スポット市場においてエリア間の市場分断が発生した場合、卸電力取引所は売買量をエリア間で調整するため、安い価格のエリアで入札された電力を、地域間連系線を通して高い価格のエリアに送電して売ることになる。この結果、市場間値差収益（＝エリアプライスの価格差(円/kWh)×連系線融通量（kWh））が生じる。これは、欧州における混雑収入に該当する。

この市場間値差収益は、これまで「市場間値差積立金」として日本卸電力取引所に積み立てられ、必ずしも有効に活用されてこなかった。しかし、2 章3節2）で紹介したように、欧州ではこの市場分断によって生じる市場間値差収益は、国際連系線の収入源の一つとなっており、託送料の低減や新規連系線への投資に用いられるなど、送電事業の活性化に寄与している。日本でも市場間値差収益の利用の在り方について見直し、送電事業者が市場間値差収益を系統増強への投資に活用できるようにすることが必要であろう。

3）送電網の抜本的な拡充と送配電事業の再編・統合

最後に、より長期的な対策として、下記の2点を検討する余地があるだろう。まず、国内の送電網の抜本的な拡充である。広域機関は、全国大での送電網の整備及び更新に関する方向性を整理し、2017 年 3 月に「広域系統長期方針」を策定した。ここでは、政府が想定する 2030 年の電源構成を前提として

いるが、近年の自然エネルギーの拡大、特に国外で発生している太陽光発電や風力発電の大幅なコスト低下を考慮すれば、その環境は大きく変化する可能性が高い。国内の系統整備計画を巡る前提条件が大きく変化する中で、また北東アジアにおける国際送電網構想を踏まえつつ、経済合理的な次世代の電力システムの在り方について、抜本的な見直しが必要である。

欧州では、ENTSO-e のとりまとめによって、欧州大の国際的な電力市場の連結の強化と大幅な自然エネルギーの導入拡大を前提として、系統増強計画（TYNDP）が検討されている。また、海底送電ケーブルのコストが低下し、国際的な電力市場での取引が活発化したことで、700km を超える高圧直流（HVDC）による長距離送電も事業採算性の高いビジネスとなっている。日本においても HVDC の長距送電ケーブルによって、国際連系線の接続ポイントや自然エネルギーのポテンシャルが高い地域と都市の電力需要を繋ぎ、国内送電網の新たな屋台骨となる長距離・高圧直流送電網を検討すべきである。

もう1点は、送配電事業の本格的な再編・統合である。現在広域機関では、地域間連系線の運用、連系線のマージンの在り方、地域を越えた調整力の活用方法などが検討されている。これらは系統運用の合理化に向けた重要な論点であるが、そもそもの問題は、系統運用が 10 もの地域に分割されていることに起因している。日本では、これまで各一般送配電事業者による 10 の供給区分に従って、各地域内の運用と域外の運用が行われてきた。しかし本来、送電事業は全国一体で運用されたほうが、運用技術面からも事業基盤をより強固にするという面からも合理的である。

今後、発電から送電、小売りまでの垂直統合体制が、発送電分離によって解体されていく中で、送配電事業の再編・統合は当然取り組むべき課題となる。送配電事業の地域を超えた統合によって、広域運用が円滑化されるだけでなく、送配電網への投資を促進することも期待される。2016 年 12 月に提出された東京電力改革・1F 問題委員会の提言においても、送配電事業の再編・統合が提言されている。

第4節　日本が国際送電に取り組む際の法制度上の検討事項

では、今後日本が国際連系に実際に取り組むに際し、法制度上具体的に何をしなければならないだろうか。国際連系は、法制度の異なる国の間で系統運用や電力取引を行うことを意味する。したがって、それらを円滑に進めるには、関係する国や企業等の協力を得て、異なる制度の調整が必要である。また、現在の日本の電気事業に関連する法体系は国際連系を前提としていないため、これを可能とするための制度整備が求められる。以下では，国際間の調整と国内法の整備それぞれの観点から、主要な検討事項を概観する。

1）国際間の調整―制度に対する認識の共有化と協力関係

まず、国際連系線の敷設や所有・運用について見てみたい。国土の周りを海で囲まれている日本の場合、敷設する国際連系線は海底ケーブルになる。海底ケーブルの敷設は、領海の外であっても各国に敷設の自由がある（海洋法に関する国際連合条約第 57 条、第 79 条、第 87 条参照）。また海底ケーブル敷設の相手方として想定されるロシアや韓国との間は、両国の排他的経済水域があるのみなので、

ロシアあるいは韓国との間で敷設の合意ができれば、同条約上は特段の問題なく敷設が可能であろう。なお、日本周辺には電気通信用の光ファイバーケーブルが多数敷設されている（図 31）。送電線と通信ケーブルは技術的には異なるものの、同条約上は「海底ケーブル」（submarine-cable）としてほぼ区別なく取り扱われており[37]、日本にも海底ケーブル敷設に関する一定の経験の蓄積があるといえるだろう。

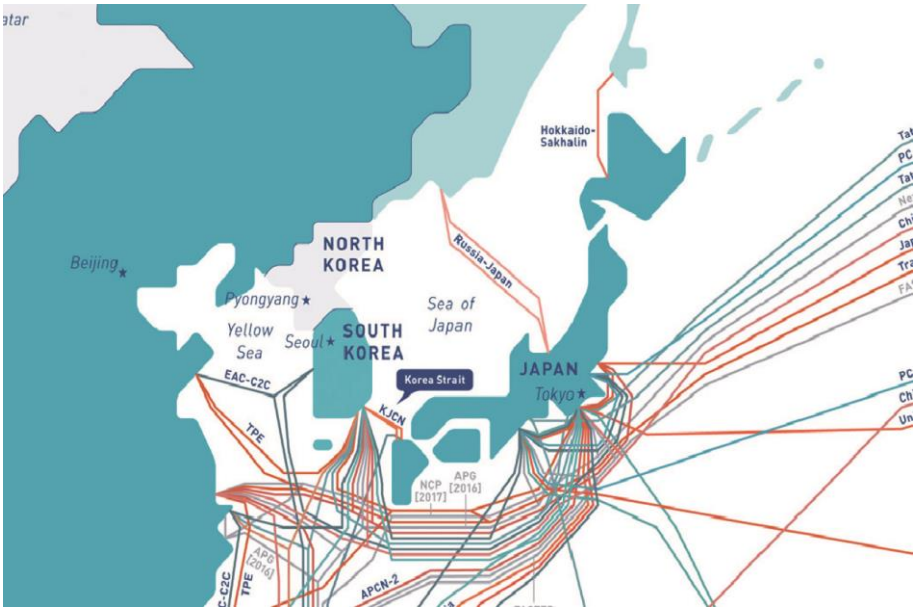


図 31　日本周辺の海底通信ケーブル

出所：TeleGeography Submarine Cable Map 2016.　http://submarine-cable-map-2016.telegeography.com/

国際連系線の所有・運用のあり方についても、関係国間の合意が必要であろう。国際連系線を誰が所有し、運用するかは、国ごとに法規制が異なる可能性がある。また、送電事業は日本も含め外資規制の対象である国が多く、外国企業による投資の可否を判断するのは政府である。したがって、誰が所有・運用するか（合弁企業の設立か契約上のジョイントベンチャーによるか、等）については、関係国の政府レベルでの認識共有が必要となろう。そのほかにも、国際連系線の利用料金の定め方、収益及び保守管理費用の分配、利潤の使途に関する規制の有無、国際連系線の容量割当方法等を定める利用ルールなども決めなければならない。これらの事項は、各国の法制度が異なる場合には関係国間、そうでない場合には関係企業間で検討されることとなる。

次に、国内送電網への接続に関する協力関係が求められる。国際連系線を通過した電気は、接続先の国内の送電網に流れ込む。電圧や周波数を維持し電力を安定的に供給するためには、つながっている送電網の運用者間での協調や情報交換が欠かせない。したがって、国際連系線の運用主体とその接続先となる国の送電会社間の協力関係が不可欠である。

電力取引の枠組みについては、その調和が求められる。電力取引の形態としては、相対取引と市場取引の双方が考えられる。どちらを中心とするかは各国の便益に大きく影響するため、各国間の認識共

37 Douglas R. Burnett, Robert C. Beckman, and Tara M. Davenport “Submarine Cables, The Handbook of Law and Policy” p320.

有が不可欠だろう。仮に、輸出入電力の市場への拠出を強制的なものとする場合には、法規の整備が必要になると考えられる。また、市場取引の参加資格、取引する商品、取引に用いるシステムの制度設計等も関係国間や事業者間での検討が必要だ。さらに、市場取引の監視のため、各国の規制機関の権限や協力関係の構築についても検討の余地がある。

そして最後に、紛争解決手段を定めておくことも有用だろう。国際連系線の所有・管理や電力取引をめぐっては、他分野の投資や貿易と同様、様々な紛争が生じることが想定される。当事者となる企業が国際契約で決定するのでもよいし（国際仲裁が一般的と思われる）、国家間合意で紛争解決手段を定めることも考えられる[38]。

2）諸外国の国際合意などの例

諸外国では、国際連系を開始するにあたり、国家（国家機関）が主体となった合意（MOU 等）が締結される例も多い。欧州は EU 基本条約の下 EU 指令や規則による共通の法的枠組みがあり、加盟国間で国際連系線の設置のための基本的事項を合意する必要性は高くないが、具体的な制度改革やスケジュール目標について、加盟国間の合意文書にまとめられる例がある。その他の地域は、欧州のような超国家的な法的枠組はないが、二国間での合意や、地域の経済協力の枠組の下で多国間合意を形成して国際連系を実現している。後者には、国際連系線敷設や電力取引の意義を確認するものや、関係国の今後の協力関係等を約束する内容などがみられる。

以下は、諸外国の合意の一例である。

38 なお、国際契約の不履行が国の政策変更等を原因とするものである場合、国を訴えることも想定されうる。一定の要件を備えることが前提となるが、二国間投資協定やエネルギー憲章条約は企業が直接相手国を訴える手続を規定し、WTO は国どうしが当事者となる紛争解決手続を設けている。

表8　国際連系に係る国際的合意の事例

国名	合意例	合意内容の一例
アイルランド／イギリス	All-Island Energy Development Framework (2004.11) [39] Memorandum of Understanding between the Government of the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland and the Government of Ireland THE SINGLE ELECTRICITY MARKET (SEM) ARRANGEMENTS (2006.12) [40]	統一電力市場の創設及びルールの策定
米国／カナダ	Principles for an electric reliability organization that can function on an international basis (2005.8) [41] 米国の北米電力信頼度協会（NERC）が策定した規準をカナダ連邦及び各州がMOU等で承認 [42]	広域運用のためのルール共通化
米国／メキシコ	Principles to promote the reliability and security of the interconnected power system of the United States of America and the United Mexican States (2017.1) [43]	広域運用のためのルール共通化に向けた協力関係
フランス／イギリス／アイルランド	FRANCE-UK-IRELAND ELECTRICITY REGIONAL INITIATIVE WORK PLAN 2011-2014 (2011.11) [44]	広域運用のためのルール共通化に向けた作業とスケジュール
中国／ロシア	Memorandum about mutual understanding between Ministry of Energy of Russian Federation and China National Energy Administration for development of Power Grid sector (2010.9) [45]	政府機関同士の協力
南部アフリカパワープール(SAPP)参加国	Southern African Power Pool 創設に向けた　The Intergovernmental Memorandum of Understanding (1995.8) [46]	紛争解決手段の指定

出所：各合意文書等をもとに自然エネルギー財団作成。

3）国内法体系の整備

日本の電気事業に関する法体系は国際連系を想定していないため、法令や規則の改正等の検討が必要となる可能性が高い。検討すべき事項は多岐にわたるが、ここでは、国際連系事業に対する規制（ライセンス）、海底送電線の敷設に対する規制及び電力の市場取引を中心に課題を整理したい。

第1に、国際連系事業に対する規制（ライセンス）についてである。国際連系線を、地域間連系線と同

39 http://www.seai.ie/Renewables/Renewable_Energy_Policy/Policy_Initiatives/15_allislanddevelopmentframework23-11-04.pdf
40 https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/272399/7002.pdf
41 http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/ircp/ero/Bilateral_Principles.pdf
42 Energy and Mines Ministers' Conference "After the Blackout:Implementation of Mandatory Electric Reliability Standards in Canada" (2015.7),p11, http://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/www/pdf/publications/emmc/15-0137%20EMMC-After%20the%20Blackout-e.pdf
43 https://www.ferc.gov/legal/mou/2017/01-07-2017-mou-eng.pdf
44 Final FUI regional Work Plan 2011-2014 http://www.acer.europa.eu/en/electricity/regional_initiatives/pages/work-programmes-2011-2014.aspx
45 http://minenergo.gov.ru/node/1528（ロシア語）
46 United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Divison for Sustainable Development "Multi Dimensional Issues in International Electric Power Grid Interconnections"(2006) p78, Donal T 0'Leary,Jean-Pierre Charpentier and Diane MIinogue, "Promoting Regional Power TradeThe Southern African Power Pool" (1998.6) http://documents.worldbank.org/curated/en/655871468778519634/pdf/multi-page.pdf

様に考えるとすれば、現行法上の送電事業のライセンス（電気事業法第 27 条の 4）が活用できるように思われる。ただし現状の規定では、海外との接続に関する規定はなく、これを追加することが考えられる。参考になる制度として電気通信事業法がある。同法では、国際・国内の区別のない「電気通信事業者」のライセンスがあり（同法第 9 条）、外国政府や外国法人等との間で電気通信業務に関する重要な事項について協定等を締結する場合には、総務大臣の認可を受けなければならない旨を定めている（同法第 40 条、同法施行規則第 27 条）。

もう1つの考え方は、国際連系に特化した新たなライセンスを設けることである。例えば、「国際送電事業」という節を新たに立て、ライセンスの詳細を規定する。

なお、諸外国では、事業法上明文で国際送電事業ライセンスと送電事業ライセンスを別々に設けている国（イングランド・ウェールズ、アイルランド等）と、特段の区別のない国（北アイルランド、フランス、米国、カナダ等）がある。後者の場合でも、国際送電事業を営むことが特例事項として個別のライセンス内容に記載されている場合や、国際連系線の設置や国際電力取引に別途政府の許可を求める国もある。国の既存の制度や政策に応じたさまざまな規制の仕方があり得る。

第2に、海底送電線の敷設に関する規定についてである。電気事業法には、海底送電線の敷設に関する特別の規定はない。しかしながら、漁業法に水底電線の敷設に関する規定がある（同法 39 条1項）し、また実際にも、海底送電線の敷設例は日本国内にも複数あり、規定の不存在が敷設の障害とはならない。なお電気通信については、電気通信事業法に、漁業権との調整や海底ケーブル保護等に関する規定があり（同法 140 条ないし 143 条）、また有線電気通信法には、許可のない国際通信ケーブルの設置禁止規定がある（同法 4 条）。電気事業法に同様の規定を設けることは考えられよう。

第3に、電力の市場取引への海外からの参加を確保する必要がある。現在の日本卸電力取引所で、電力の国際的な取引は可能だろうか。日本が海外から電力を輸入する場合には、海外の発電事業者あるいは電力商社が、電力の売り手として市場に参加することが考えられる。また海外へ電力を輸出する場合には、海外の小売事業者や電力商社が、電力の買い手として市場に参加することが想定される。

日本卸電力取引所で取引するには、その会員であることが原則だが（一般社団法人日本卸電力取引所取引規程第6条本文）、その資格の主要なものは、海外の事業者や商社を契約対象とすることを想定していない（同取引所会員規程第2条第1号ないし第3号参照）[47]。そのためこれらが会員資格を得る道は、同取引所が「適格と認めた」（同第2条第4号）場合に限られることとなる。海外の事業者や電力商社の参加を明示的に認めるためには、こうした規程類の変更を検討する必要がある。

なお、掲示板取引は会員以外でも参加可能である（上記取引規程第 67 条）。電力を日本に輸入する場合は、一定の要件の下で日本卸電力取引所を利用することが可能である。

47 これらは、一般送配電事業者との間の接続供給契約あるいは発電量調整契約の締結が前提となっている。そして、一般送配電事業者の約款は、海外の事業者や商社を契約の相手方とすることを想定していない。例えば、東京電力パワーグリッド株式会社託送供給等約款（平成 28 年 4 月 1 日実施）第 8 項「契約の要件」。
http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/notification/pdf/yakkan2804-j.pdf

第4に、関税について規定する必要がある。電力も財であり関税の対象となりうる。しかしながら、現在の日本の関税定率法では電力の項目がないため、これを法律で規定する必要がある。なお、多くの国で電力に対する関税率は0％である[48]。

以上のように、国際連系に取り組むに当たっては、様々な法制度上の検討事項がある。海外では法制度の違う国が合意・調整を経て国際連系を進めており、法制度が異なるからといって国際連系ができないわけではないし、法制度は国の意思決定の下で変更が可能なものであるから、目指す方向に従って柔軟に考えていくことが求められる。現在、国内で進められている電力システム改革の動向をにらみつつ、また北東アジア諸国の法制度も見据えながら、今後さらに具体的な検討を進めていく必要がある。

48 世界 178 の国・地域のうち、電力の関税率が 0％の国・地域は 119 である。なお、関税の設定のない国・地域は、日本を含め9である。（WorldTariff を基に自然エネルギー財団調べ、2017 年 2 月現在）。
https://ftn.fedex.com/wtonline/jsp/wtoMainUL.jsp

おわりに

ここまで検討してきた通り、一般的に国際送電網には高い経済合理性があり、技術的にも国内の送電網と比べて格別の困難さがあるというものではない。それは、欧州で国際送電網の長い歴史があることが実証している。さらに欧州だけでなく東南アジアや南アジアなどでも国際連系線が活用されており、今後世界的に自然エネルギーが拡大していくことも踏まえ、世界各地で建設計画が多数ある。北東アジアにおいて、日本において、国際送電網を建設できない、運用できない絶対的な理由は存在しないと言ってよかろう。

確かにこれまでは、日本でも北東アジアでも国際送電網の必要性は低かったかもしれない。しかし、今や自然エネルギーについては中国が世界一の導入量を誇り、ロシアやモンゴルにも膨大なポテンシャルがある中で、日本がどの隣国とも連系していない状況が続くことに対して、認識を改めるべきではなかろうか。21世紀こそ、北東アジアからアジア全域、さらに世界規模で、電力の貿易が行われる時代になるのではなかろうか。日本以外の北東アジア諸国から、それらの送電会社や電力会社から、この地域をつなぐ国際送電網構想が提案されている事実を、重く受け止めるべきであろう。

日本は島国だから国際送電網は現実的ではないのだという固定観念を改め、それが現在の日本にとっても、アジア諸国にとっても必要であり、究極的には世界規模のエネルギー問題の解決に寄与しうることを、我々が認識できるかどうかが問われている。

同時に、日本が具体的な国際送電網プロジェクトを開始する上での最大の課題は、やはり国家としての意思にあると思われる。国際送電の実現が政府の確固たる意思となり、他国政府との公式な議論が始まることがプロジェクトの実現に必要である。

こうした課題を踏まえ、今後は具体的な国際連系線の建設計画を想定しつつ費用と便益を定量的に示し、様々な課題やリスクもさらに整理する必要があろう。と同時に、その実現のために必要な日本の政策的な対応案をさらに具体的に検討することも求められる。また、今回は欧州の先進事例を中心に扱ったが、北米や東南アジアなどの事例も参考にし、アジア全域との関係も考察すべきだろう。このような客観的かつ具体的な論点を幅広く提示することにより、初めて固定観念を改めることができるのではないか。

本中間報告書では、日本にとって馴染みが薄い国際送電網の基本的な考え方や便益を、包括的に整理できたと自負している。まずは、これを出発点として、今後国内において日本を含むアジアの国際送電網に関する活発な議論が起きることを期待したい。

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 社会学科 教授
委員	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	東京電力ホールディングス株式会社 常務執行役 経営技術戦略研究所長
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　中間報告書

2017 年 4 月

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