

# 広域機関の設立を機に新たな民間送電投資を

創発戦略センター シニアマネジャー 瀧口 信一郎

## 目 次

1. 広域機関設立を受けた送電網整備
2. 電力会社の送電投資の制約
3. 新たな民間送電投資
  - (1) 送電線整備の原則論
  - (2) 民間送電投資の事業構造
4. 欧州送電網整備からの示唆
  - (1) 補完的な送電事業の形成
  - (2) リスクを勘案した事業構造
  - (3) 収入リスクを左右する料金体系
5. 日本における送電投資の制度設計への提言
  - (1) 制度設計の方向性
  - (2) スキーム

## 要 約

1. 2013年11月13日に改正電気事業法が成立し、地域間送電等を担う広域的運営推進機関（広域機関）が、国のガバナンスの下で設立されることが決まった。広域機関が発電地と消費地を柔軟に結べるようになれば、地域間の電力のやり取りや風力発電等の再生可能エネルギーの利用が活発化すると予想される。そのため、北海道と東北を結ぶ北本連系線、東西の50Hz-60Hzの周波数変換装置、東北と東京を結ぶ相馬双葉幹線などの地域間連系線、あるいは、北海道西岸や東北の日本海側など、各地で送電網の増強が必要となる。地域間送電線のほか、遠隔地にあることが多い再エネの発電所からの接続線の整備は、3兆円規模とも想定される一大事業である。
2. 今後必要な送電整備は個別電力会社の管轄外のため、電力会社の総括原価方式は、有効に機能しない可能性が高い。しかも、電力自由化を控えて、回収不能になる可能性のある送電投資に電力会社は消極的になる。したがって、送電網が広がらない恐れがある。
3. 北海道・東北で既存送電網への風力発電の接続線整備に関し、民間事業者による送電事業が経済産業省の支援を受けて開始された。民間企業である三井物産・丸紅・ソフトバンクの企業連合、ユーラスエナジーが主体となり、固定価格買取制度を活用した利用料で送電を行うという、新たな事業形態であり、画期的な枠組みと言える。ただし、新たな送配電網の広域運用における位置づけが明確でなく、コスト削減を促す競争原理が働いていないという課題がある。それには民間企業が安心して投資できる事業環境を用意することが欠かせない。民間企業は補助金で資金的なハードルを下げるだけでなく、事業リスクを下げることに関心がある。巨額の資金が必要となる送電投資では、投資リターンはそれほど高くなくても、事業基盤が安定し、確実に投資資金を回収できることが、事業実施の大前提となるからだ。
4. 欧州では、新たな民間主導の送電投資がすでに進んでいる。EU委員会が電力指令により、広域運用の制度を整備し、日本の広域機関に類似したENTSO-eというEUの送電網協調機関が送配電網整備計画を策定し、公表している。事業実施環境がEUや各国規制機関により整備されたうえで、海外企業を含む民間企業が、規制ラインという固定価格に基づく事業、あるいは、マーチャントラインという自由価格に基づく事業を実施している。
5. このEUの仕組みは、日本でも大いに参考になる。日本での制度設計においては、①政策的位置付けの明確化、②政府による制度作り、③事業主体と送電事業者の役割とガバナンスの明確化、④民間企業の参入促進に関する方針の明確化、⑤開かれた事業環境の整備、という五つのポイントを踏まえることが必要だ。地域経済を再興させる基盤整備として送電線整備を位置付け、とくに北海道・東北・九州など風・火山の自然地帯の地域資源開発等の施策を、公的主体が事業を主導し、その実施は民間企業に委ねるPFI（Private Finance Initiative）スキームと同様に、広域機関が責任を持ち、民間企業が資金調達し、運用・維持・管理を行う形態を具体化すべきである。広域運用の送電網整備の柔軟性を高めるためにも今、新たな民間送電投資が必要とされている。

## 1. 広域機関設立を受けた送電網整備

広域機関（広域的運営推進機関）の設立が、2013年11月13日の改正電気事業法の成立を受けて確定した。広域機関は、震災で顕在化した不十分な地域間連系の強化など、送電網の再整備を進めるとともに、電気事業者の公正な競争環境の整備、地域間電力融通による需給バランスの改善、地域的に偏在する再生可能エネルギーの送配電線接続促進など、全国レベルでのエネルギー資源の有効活用と送電網一体運用を実現することを目的とする。

こうした目的を踏まえた送配電網の再整備には、大きく二つの観点が重要となる。

第1は、北海道・本州間連系設備（北本連系線<sup>きたほん</sup>）など、地域間融通を促すための連系線の整備である。電力会社の管内を越えた電力融通の仕組みを整えて初めてダイナミックな広域運用が実現できる。例えば、北海道では、風力発電など再生可能エネルギー導入と他地域への供給が容易になることに加え、柔軟に稼働調整できる発電設備の少ない電源構成を他の地域によって補完することができる。具体的には、北海道と東北を結ぶ北本連系線の整備、震災直後に課題が顕在化した東日本の送電網の東北と東京を結ぶ相馬双葉幹線による増強、さらに、東西の50Hz-60Hzの周波数変換装置、中国、四国、九州を結ぶ西日本の送電網強化が求められる。北本連系線についてはすでに60MWから90MWへ増強する方針が示されているが、経済産業省は、2012年4月の地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会・中間報告書において、長期的に300MWまで増強する必要があるとの見解を示している。

第2は、再生可能エネルギーを導入するための送電網の整備である。再生可能エネルギーの本格普及には、再生可能エネルギー資源が豊富だが送電インフラが十分でない地域と需要の大きな地域を結ぶことが必要となる。そのためには、数10km～100kmといった比較的長距離の送電網を整備する必要がある。北海道、東北では、稚内などの北海道北端、根室などの北海道東部、青森から山形にかけての東北の日本海側など、各地で送電網の増強が想定される。例えば、山形では、山間部における風力適地があるが、送電網の整備が行われていないため、風力発電の建設が進まない状況にある。陸上での風力発電適地の開発が進んでも、九州地方、中国地方など洋上風力発電の大きなポテンシャルを抱えた地域では追加的な送電線整備のニーズが生まれる。

上記の経済産業省の研究会では、50Hz-60Hzの周波数変換装置を90万kW増強し、北海道・東北における風力発電を中心に合計約590万kW（注1）を導入するためには、1兆3,020億円～1兆5,250億円の費用を要するとされている。ネットワーク全体での評価が必要なため、単純化はできないが、さらに90万kWの増強と言われる50Hz-60Hzの周波数変換装置、風力発電など1,200万kWを導入するための送電線（注2）を想定すると、約3兆円の費用が必要となる（図表1）。これらの整備をいかに効率的かつ公正に行うかが問われることになる。

（注1）2011年度の風力導入受付において、北海道で187万kW、東北で324万kWの応募があり、北海道では、固定価格買取制度に関して、90万kWのメガソーラー導入の申し込みが存在したことを踏まえた発電容量。

（注2）2010年のエネルギー基本計画で示された176億kWhの風力発電による電力供給で、20%の稼働率で1,000万kWの発電容量。590万kWの2倍程度の風力発電等の再生可能エネルギーが導入される想定。

(図表1) 送電網整備の想定

		場 所	現 状	最低限の必要性	更なる増強
地域間	地域間 連系線	北本連系 東北東京間連系	90万kW (注1) 500kV (相馬双葉幹線)	180万kW (5,000億円) (注2) 500kV (第2連系線(700億円) (注2))	連系線の倍増 (5,700億円と想定)
	周波数 変換装置	東京・中部間	120万kW	90万kW (1,320~3,550億円) (注3)	90万kW (1,320~3,550億円)
地域内接続線		北海道 東北 九州・中国 の各地	—	北海道全域 (2,000億円) 東北基幹系統 (3,300億円) 青森・岩手・秋田 (700億円)	北海道・東北の 更なる増強と 中国・九州での増強 (6,000億円と想定)
				1兆3,030億円 ～1兆5,250億円	概算 1兆5,000億円程度

(資料) 経済産業省「地域間連系等の強化に関するマスタープラン研究会・中間報告書」などをもとに日本総合研究所作成

(注1) 現状の60万kWに対し、早期に増強予定の30万kW(電力系統利用協議会)を現状容量に算入。

(注2) 経済産業省「地域間連系等の強化に関するマスタープラン研究会」(早期に30万kW増強予定で、風力・太陽光発電590万kW導入時に180万kW必要)。

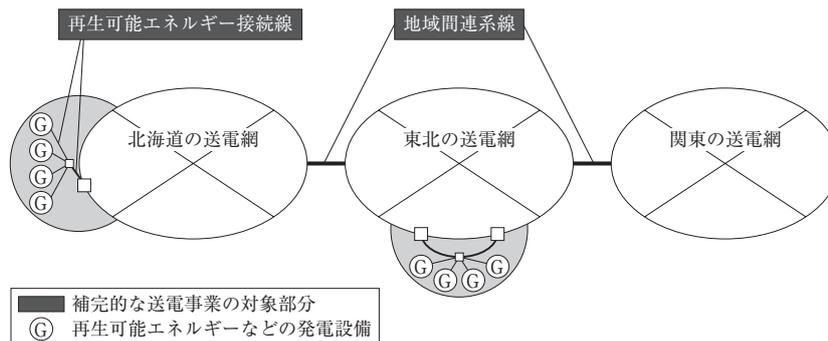
(注3) 経済産業省「地域間連系等の強化に関するマスタープラン研究会」。

(注4) 例えば北海道(宗谷、留萌、石狩)、青森県(下北、津軽)、秋田県(沿岸部)、山形県(酒田・庄内地区)など。

## 2. 電力会社の送電投資の制約

電力会社による送電投資は本論の冒頭に示した送電線整備の目的を十分に満たせない可能性が高い。なぜなら、これまで電力会社は管轄地域内の供給責任を果たすために、総括原価の下で、管轄地域内における送電投資を行ってきたのに対し、今後必要な送電投資は、管轄地域の外側の地域間連系線、あるいは、既存の送配電網に再生可能エネルギーをつなぐ接続線が対象となるからだ(図表2)。

(図表2) 補完的な送電事業の対象



(資料) 日本総合研究所作成

2016年から始まる小売全面自由化や発送電分離への対処を勘案すると、電力会社が従前の管轄地域外への投資を行うことは想定しにくい。電力会社としては、発送配電小売一貫体制で行われる小売全面自由化の段階では、地域間競争はなるべく抑えたいという意識が働くことは容易に想像がつく。自由化に伴い投資資金が回収できなくなる事態の発生を避けなくてはならないからだ。加えて、2011年度以降、電力会社の財務力は悪化しており、短期的な収益を生まないうえ、地域間競争を余儀なくされる送電線

---

投資に経営資源を投じることは、株主からの賛同も得にくいだろう。

仮に、電力会社による投資が可能であっても、電力価格へのコスト上乗せが自動的に認められる総括原価方式による送電線投資は、入札の無い公共工事に近く、コスト抑制メカニズムが働かないため、自由化の趣旨にそぐわない。

### 3. 新たな民間送電投資

#### (1) 送電線整備の原則論

今後の膨大な送電線投資を考慮すると、自由化の趣旨に沿って、効率的な送電線の整備を行うには、電力システムの再構築における送電線整備の位置づけを明確にしたうえで、政策資金の配分を最適化する必要がある。

新たな民間送電投資に当たっては、四つの原則が重要となる。すなわち、①広域運用原則、②キャッシュフロー原則、③地域選定原則、④民間競争原則である。

一つ目の広域運用原則については、新たな送電線投資は広域機関を中心とする全国レベルの広域運用の基盤整備の一環として、明確に位置付けられるべきである。

二つ目のキャッシュフロー原則については、送電線の投資は、送電線の利用率により賄われ、当該利用率は発電事業者のFITの割り増し分を含めた発電収入から賄われるべきである。

三つ目に地域選定原則については、投資効率が良いところから整備を進めるのが基本となる。今回の送電投資の対象は、送電網が整備されれば、有利な発電事業が期待できる地域であるため、FITの割り増し相当分が投資に回せるはずだ。

四つ目の民間競争原則については、政策資金の投入に当たっては、競争環境の下、どの程度政策資金を下げうるかについて、創意工夫がなされるべきである。電力会社の送電事業にも、国の補助事業にも、十分な民間企業間の競争がないことが問題である。インフラ整備については、PFI等の分野において政府が枠組みを作ったなかで、民間事業者が創意工夫を競う枠組みが構築されており、送電線投資に当たっても、こうした知見が活用されるべきである。また、その際には国内外の投資家を幅広く募り、送電投資を開かれたものとし、幅広く民間投資を招き入れる政策姿勢が重要だ。

#### (2) 民間送電投資の事業構造

経済産業省は10年間で3,100億円の予算を準備して、事業費の半額を補助することにより、北海道の北部名寄地区、青森県の下北・津軽半島、秋田県の沿岸、山形県の酒田・庄内地域での風力発電の接続線整備の支援を始めた。第一弾として2013年10月に、北海道の稚内、宗谷、留萌において、三井物産・丸紅・ソフトバンク連合、ユーラスエナジーが北海道電力と共同した送電線整備事業を支援することが発表された。風力発電の日本有数の適地である一方、送電網が脆弱な地域において、固定価格買取制度からの収入を原資に、民間企業が主体となって、既存の送配電網に風力発電を接続するための送電線を整備しようとする事業である（注3）。政府が資金的な支援を行うことで、投資のハードルが下がれば、送電網投資の一つの起爆剤になり得る。

ただし、現状では民間企業が積極的に送電投資を検討する環境にない。商社、エネルギー会社、金融

機関、投資家、外資系企業など送電投資に興味を持つ主体は多いものの、政府と民間事業者の間で投資リスクを適切に配分するための制度的枠組みが存在しないからだ。政府は、自らの指揮の下、民間企業が適切なリスクを取って事業に参入できる枠組みを確立すべきだ。

民間事業者の事業投資は、リスクの範囲が明確かつ有限であることが求められる。前述した送電事業はこうした状況にない。そこで、以下では公共が一定のリスクを取ることで事業の外枠を固め、民間事業者が切磋琢磨する市場を形成することを検討する。

(注3) 経済産業省「総合資源エネルギー調査会総合部会・電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会（第3回）」資料、経済産業省ニュースリリース2013年10月21日。

#### 4. 欧州送電網整備からの示唆

##### (1) 補完的な送電事業の形成

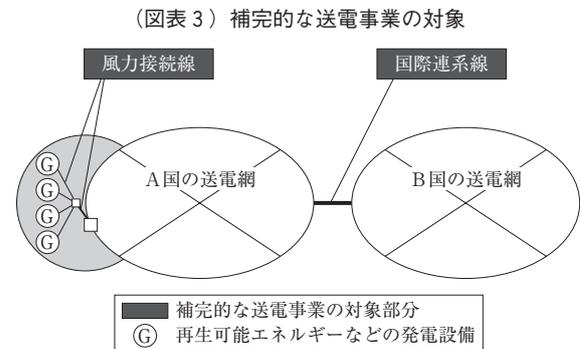
先行して広域送電網の整備を進めている欧州では、国際連系線や風力発電の接続線において、多様な事業者がオープンに参画できる仕組みが整備され、従来の送電事業を補完する新たな市場が形成されつつある。国内の送電網がEU全体の広域送電網に進化し、再生可能エネルギーを最大限に受け入れるため、隙間となっている国際連系線や風力発電の接続線などを整備する送電事業が出現しているのだ（図表3）。

こうした事業の特徴は、民間事業者が取るべきリスクと取らないリスクが峻別されていることだ。民間事業者は有限責任の下、国際連系線や風力発電の接続線に資金を投じることが可能となっている。海外企業を含めた第三者が参加することも保証されており、多様な事業者が競争する入札制度も活用されている。

投資家の視点からは、事業リスクがどのように分担され、どの程度のリターンを取れるかについての見極めが不可欠となる。そのためには、政策リスク、通常レベルを超える自然リスクといった民間事業者では管理できないリスクと事業運営にまつわるリスクを適切に配分することが欠かせない。事業基盤が政策的に担保され、需要が確保され、送電網と適切に連系させるために、電力会社（送電会社）の協力も必要となる。

##### (2) リスクを勘案した事業構造

EUでは広域運用の制度が整い、送電線整備の方針が示されたうえで、個別事業が検討される構造にある。EU委員会をトップとするEU統合市場の形成を目指すことを前提に、一定の枠組みのなかの公的な事業の権利をEUが民間事業者に与えるという考え方だ。具体的には、ACERというEU規制機関が制度を整備し、ENTSO-eという送電網協調機関が送電投資計画を承認する（例えば参考文献[3]参照）。



(資料) 日本総合研究所作成

民間事業者は、規制機関が送電投資計画に沿って公募する公的な枠組みのなかで投資を行い、送電線管理を行っている。そのために、公的機関が一定のリスクを負い、送電会社による送電運用が保証され、民間事業者は制度的に担保された枠組みのなかで事業権を与えられる。

新しく作られる送電線の運用は、ネットワーク化された送配電網全体の運用の一部であることから、TSOと呼ばれる送電会社が担っている。民間事業者は送電投資を行ったうえで、TSOの運用の下で送電線の整備、維持、管理を行う。

こうした事業構造のなかで、様々なリスクをどのように配分するかについて、以下に示すような枠組み作りが進んでいる（図表4）。この内、政府が整備すべき事項については、政府がリスクを取ることになる。

①制度リスク

- ・ 国どうしの電力融通が制度化されている
- ・ 10年間の送電線の整備計画が承認済である

②許認可リスク

- ・ 明確な許認可基準が開示（第三者参画の方針を含む）されている
- ・ 環境アセスと送電整備のための用地の確保失敗時の補てんがある

③自然リスク

- ・ 想定し得ないリスクについて補完される

④技術リスク

- ・ 品質基準が明確になっている

⑤建設リスク

- ・ 標準的な仕様に基づく建設基準が明確になっている
- ・ それを前提として、定められたスケジュール内で適切な設計・調達・建設が行われる

⑥収入リスク

- ・ 一定稼働を保証する規制やマーケットが整備、あるいは計画されている
- ・ 指定された条件下で収入獲得の努力がなされる

⑦オペレーションリスク

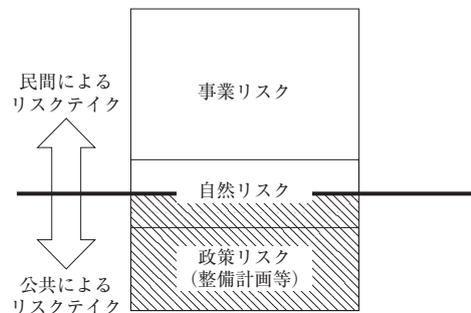
- ・ 電力会社による適切な送電線の接続・運用が行われる
- ・ 送電線の適切な維持・メンテナンスが行われる

（注）下線は民間事業者が担うリスク

①の制度リスクについては、EUでは欧州統合市場の理念の下、EU委員会のEU電力指令により広域運用を目指すことが明確に示され、具体的な制度設計、EU内の連携組織の形成、送電網整備の計画の策定が行われている。

②の許認可リスクについては、規制機関の公表する文書で明確に規定される。EUが直接的、あるい

（図表4）公共と民間のリスク配分の考え方



（資料）日本総合研究所作成

は、各国の規制機関を通じて間接的に民間企業に対してリスクを保証している。海外企業を含めた第三者による参画も、EUでは認められており、実際に海外企業による投資が行われている。

環境アセスの実施、建設反対への対応は欧州でも大きな問題である。民間企業には、通常のプロセスを履行すれば、リスクを抱えなくて済む構造が担保されている。想定できない反対運動などで計画がとん挫した場合は、費やしたコストの補てんが送電料金制度のなかで保障される。

③の自然リスクについては、一般に想定されるレベルの災害時の損害については保険等により担保することができる。一般に想定されるレベルを超える自然災害等による損失は規制機関を通じて補填される。

④の技術リスクについては、採用できる送電効率等の品質基準が開示されており、遵守が求められる。

⑤の建設リスクについては、政府が示した基準に則り、事業者が責任を持ったうえで、建設会社などとの契約により、リスクの分担が図られる。

⑥の収入リスクについて、民間事業者に、最低レベルの収入が保証されたうえで、一定の稼働まで収入の上振れが認められている。

⑦の送電システムとしてのオペレーションリスクについては、送電網の管理・運営に関するノウハウを持つ送電会社にオペレーションを任せる構造が定着している。一方、送電会社は民間事業者の送電線が送電会社の送配電網に確実に接続し、末端に発電設備を接続することを可能としなければならない。

### (3) 収入リスクを左右する料金体系

送電事業の収入は、発電会社・小売会社・送電会社などの送電線の利用者が支払う利用料から賄われる。また、発電会社が送配電網につながるまでのコストを負担し、他国からの電力を買う際の国際連系線のコストを小売会社が負担する。送電会社が電力の供給を完結するために自ら電力を調達する際には、これらのコストを負担することがある。

EUでは、送電線所有者の収入構造により、規制ラインとマーチャントラインの2つの事業形態がある。規制ラインにおいては、最低の収入リスクが補完される代わりに料金が規制され、収入増が制約される一方、マーチャントラインについては、基本的に料金収入は自由となる（図表5）。

(図表5) EUの送電投資の分類

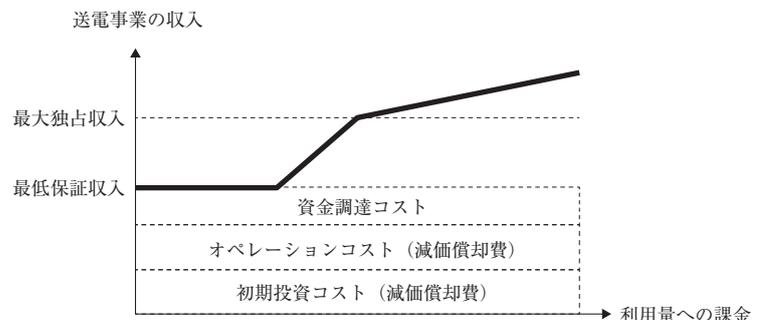
主 体	対象送電線	コスト回収	投資主体	オペレーター
電力（送電）会社	国内送電網 交流国際連系線	送電会社のグリッド全体の 送電料に組み込み	TSO	TSO あるいは、 TSOと投資に参加する 事業者による制御と の組合せ
多様な民間企業	直流国際連系線 直流国内連系線 再エネ接続線	規制料金により投資回収	事業者社 インフラ・ ファンド	
		送電容量を送電会社、 あるいは、 発電会社/小売会社に 切り売り	事業者社 プライベート・ エクイティ	

(資料) 各種資料より日本総合研究所作成

規制ラインでは、(風力発電など) 特定の発電事業が対象となるものの、発電所の建設スケジュール、稼働率などのリスクを伴うため、民間事業者のリスクが限定される構造となっている。発電会社・小売会社などに対しては送電単価(託送料、注4)を設定したり、送電線の利用権(容量)の売買市場を組成(注5)して利用量に応じた課金を行う一方、送電事業者にはコストに基づく送電線の利用料が設定され、最低限の利用量を保証している。一般的になりつつある形態は、下限(ミニマムチャージ(フロア))と上限(キャップ)を設ける料金体系である(注6)。すなわち、EUの指示の下、各国の規制機関が規制ラインの稼働率を想定し、一定以上の送電線の稼働率が確保できるよう施策を講じたうえで、送電事業者に対して最低限の稼働率を保証する。以降は稼働率が上昇するに従い、民間事業者の収入も増加するが、一定レベルを超えて稼働した場合の収入増については、各国の規制機関が徴収する。こうした事業モデルでは、民間事業者は稼働率上昇とコスト削減に関する経営努力により一定レベルまで収益を上げることができる(図表

6)。規制機関側でも、入札などを通じて送電線を適切に建設、運用すれば、リスクを一定以下に抑えることができる。また、こうした事業に多様な民間企業の参画を促せば、政策のコストや送電線利用者のコストを削減することが可能である。EUでも多額の送電投資が必要となっており、コストの抑制は重要なポイントだ。

(図表6) 最低保証・最大収入設定のある料金体系イメージ



(資料) 各種資料を参考に日本総合研究所作成

マーチャントラインの送電線利用料金は規制対象外となっており、民間事業者が自由に設定できる。政府が事業の枠組みを作らない場合でも、十分な需要が期待できるケースに適したモデルといえる。EUでは、電源構成の違い、需給バランスの違い、経済格差などから電力価格が国ごとに大きく異なるため、国際連系線を通じた送電により発電事業者や小売事業者が価格の裁定を取り収益を拡大できることが、マーチャントラインが求められる背景だ。EUと各国の規制機関が認可することで、こうした事業機会を作り出すことができる。接続する二つの国の送電会社が共同投資する事業形態が代表的だが、第三者が投資するケースも増えている。

収入リスクについては、民間事業者が、送電線の利用権(容量)を発電会社・小売会社などに販売することでコントロールできる。そのためには、マーチャントラインには、より高い値段で利用権を販売するため、容量をオークションする機能が必要となる。実際、イギリスとオランダを結ぶ送電線 BritNedは、オークション機能を立ち上げている。

マーチャントラインにおいては、民間企業は収入リスクを取り、送電利用権の販売収入を直接手にすることで、送電投資のリターンを極大化することができる。二つの国における市場価格を分析し、国際送電の料金を上乘せしても発電事業者や小売事業者が採算を取れることが判明すれば、リスクを取って送電線の投資を行うことができる。マーケット分析能力が鍵を握る送電投資と言える。実際に、2国間

を結ぶ海底ケーブルなどでは、送電事業者が高い投資リターンを得ていると言われる。

日本企業がかかわった送電投資としては、2012年にドイツの1,200kw、総資産1,200億円の洋上風力発電向けの海底送電線に対して、三菱商事がオランダの送電会社TENNET（テネット）と共同出資を行い、200億円（49%のシェア）を拠出した例がある。

イギリスでは、洋上風力からの接続線を発電事業者や送電会社でない第三者が所有し、規制ラインながら、一定の収入の上振れが（収入の上限を課せられたうえで）許容される、OFTO（Offshore Transmission Owners）という制度も整備されている。ここでは、送電価格に競争的な条件を出した事業者が送電投資の権利を得ることができるようにすることで、投資家層を積極的に拡大する政策を採っている。

（注4）例えば、イギリスでは、輸送コストの理論をベースにした（National Grid, Charging for Integrated Onshore - Offshore Networks Industry Discussion Report, June 2013）設定を行っている。

（注5）容量を関係者に割り当てる機能として、送電会社による協調組織（CASC/CAO）が組成されている。

（注6）イギリスのOFTO（Offshore Transmission Owners）制度

## 5. 日本における送電投資の制度設計への提言

### (1) 制度設計の方向性

日本においても、送電投資の効率性を高め、多くの事業者が参加できる新たな送電事業の投資スキームを確立すべきだ。欧州の経験に学び、公共と民間が取るリスクを明確化した事業の枠組みを作れば、民間企業が適切なリスクを取ることが可能になる。詳細については、日本とEUの違いを踏まえつつ、具体化すればよい。「3. 新たな民間送電投資」に示した原則と、EUの経験を踏まえると、日本の制度設計では以下の五つのポイントが重要になる。

- ① 政策的位置付けの明確化
- ② 政府による制度作り
- ③ 事業主体と送電事業者の役割とガバナンスの明確化
- ④ 民間企業の参入促進に関する方針の明確化
- ⑤ 開かれた事業環境の整備

①については、EUでは欧州統合市場を作ることを目指し、電力についても地域間格差をなくす市場を形成することを第一義としている。そのために、広域運用を行うENTSO-eという送電網協調機関が創設された。

日本では、電力システム改革を通じて、以下の三つの目的で送電網の広域運用が行われることになっている。

- ・災害などのリスクを踏まえた広域融通
- ・広域融通による再生可能エネルギーの導入拡大
- ・競争環境の整備

この実現のためには、より具体的な政策目的が必要となる。

- ・再生可能エネルギーという地域資源の発掘
- ・災害時に限らない定常的な需給バランスの広域化
- ・広域運用での新たな役割の担い手の明確化

再生可能エネルギー資源の発掘は、地域に眠っている自然資源の発掘ともいえる。日本には海に囲まれた風況、火山による地熱、隆起した山々による木材資源等の自然条件の特徴がある。こうした自然資源がある地域は、高齢化・過疎化が進む地域と重なる。この豊かな自然資源を生かして地域のエネルギー事業を立ち上げれば、再生可能エネルギーの導入を促進し、地域経済の活性化に資することができる。

再生可能エネルギーを最大限活用するには、発電の変動性を吸収するため定常的に需給バランスを広域化しなければならない。そのためには、電力会社管轄を結ぶはざ間のエリアの送電線整備とその運用を強力に推し進める政策が求められる。

これらを実現するためには、政府、広域機関、民間事業者の役割を明確にする必要がある。

②については、以下の制度作りが求められる。

- ・政府による送電需要の予測と個別送電事業の整備計画策定
- ・民間投資が可能な事業の枠組み作り

まず政府が地域間、再生可能エネルギーからの送電を含め、全国の送電需要予測を行ったうえで、これに基づき、送電線整備計画を策定し、どのような送電線を整備するかを示し、整備計画に責任を持つ。ここで定義された事業が実施されるかどうか確定した段階で、民間企業は事業参画を検討できる。欧州ではEU送電網協調機関（ENTSO-e）が行っている送電線整備計画を、日本では広域機関が行う必要がある。これは広域機関の設立目的にも定められていることだ。

また、EU規制機関（ACER）あるいは各国規制機関（英Ofgemなど）が送電投資の制度を構築しているように、政府が民間送電投資を制度化する必要がある。住民の反対、環境規制で事業が立ち行かなくなるリスクなど、基盤となる事業環境については政府が保証することで民間の参画意欲が高まる。適切な枠組みのなかで競争メカニズムが働けば、政府のリスクテイクの負担により大きな経済的効果が得られるという理解も必要だ。

③については、地域資源の発掘など公的な意味合いの強い日本の送電網整備では、公共サービスでPFI（Private Finance Initiative）を活用した事業が検討されているのと同様に、政府の支援、信用の担保、権限の付与を前提として、広域機関が事業を整備していくのが適している。高速道路では、主体となる国が整備計画を固めたうえで、道路の利用料をベースに民間企業が手がける事業形態を構築している。地域レベルでも、公共が道路整備を計画したうえで、事業の運営は民間に任せる形態が検討されている（注7）。

新たな送電事業の実施にあたり、政府・公的機関は以下のような役割を担う必要がある。

- ・国で定められた事業遂行の責任
- ・事業を円滑に立ち上げるための枠組み作り
- ・事業を市場に委ねるための調整
- ・民間企業の事業の監視
- ・公的機関としてリスクを取るための財政的担保

④については、EU同様、民間企業に幅広く門戸を開くことを原則とすべきだ。幅広い分野から民間企業が参加することで、資金調達を多様化できる。また、様々な能力やアイデアを持つ事業者が参画することで、競争が起こり、事業が活性化し、コスト低減も期待でき、それが他の送電事業の指標にもなる。公的な性格に埋没しがちな送電事業への民間活力を導入することで、活力のある市場を形成することができる。そのためには、政府の信用を背景に民間が取るべきリスクを明らかにし、競争メカニズムを働かせることが必須となる。

海外からも幅広く投資家を呼び込むことを想定すれば、外国為替および外国貿易法（外為法）による外資規制にかかわる姿勢を明確にしておく必要がある。外為法に基づく外資規制は、エネルギーの安全保障を脅かす存在を排除することを目的としている。かつてTCI（The Children's Investment fund）という投資ファンドが、J-Powerへの投資割合を10%以上に引き上げることが認められなかったことがある。財務省と経済産業省の見解によれば、J-Powerの原子力発電の安全保障問題が主な理由とされた（注8）。送電網もエネルギー安全保障の問題が絡むため、議論が起こる可能性がある。事前に、外資参入の割合などの基準を明確にすべきだ。

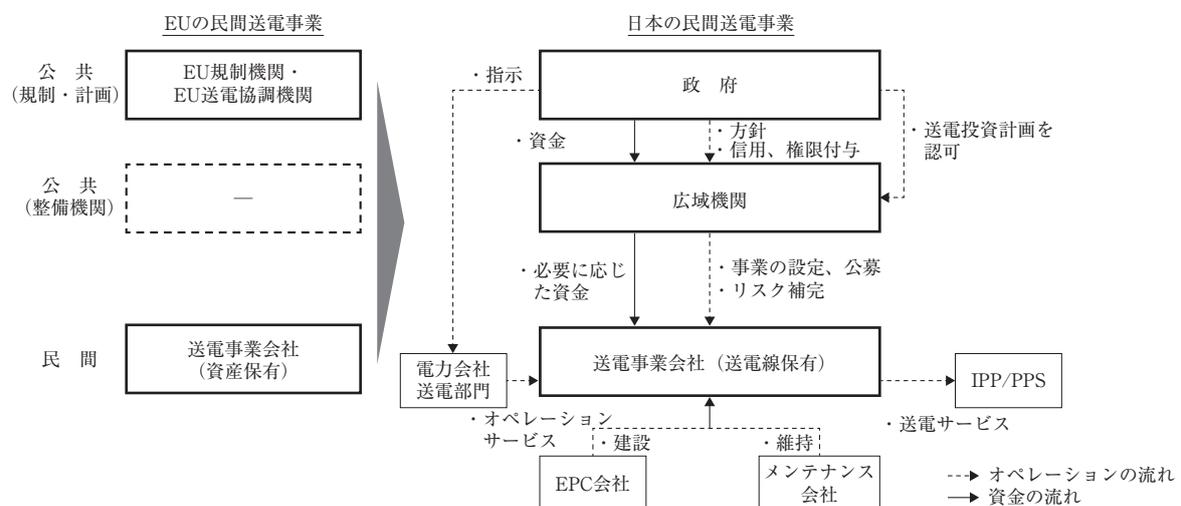
⑤については、一見公的負担が生まれるように映るが、公的主体の事業、競争性のない事業の効率性の欠如を回避するため、事業を市場メカニズムに組み込んだほうが効率的との理解を共有すべきだ。多様な民間企業の競争によるコスト削減メカニズムがなければ、3兆円規模の投資が大きく膨らんでいく可能性がある。政府・公的機関は民間事業者が活躍できる枠組みを作り、事業を監視する役割が求められる。

(2) スキーム

上記の方向性を事業として実現するためには、以下のような事業スキームが考えられる（図表7）。

まず、全国的な送配電の広域運用の実現を考えると、新たな送電線整備の責任は広域機関が担う。広域送電網の運用の責任を広域機関が負っているのが、日本のEUとの違いである。広域機関は、認可法

(図表7) 民間送電投資スキーム案



(資料) 日本総合研究所作成

---

人として経済産業省の監督下に置かれ、国のガバナンスの下に事業を営むこととなっている。

PFI事業と同様、送電線整備事業の発注者となる整備主体についても、広域機関が務めることが想定できる。ただし、広域機関は電力会社など民間企業が参加する協調組織であり、行政の発注機関になりえない可能性がある。広域機関は政府の送電線整備計画の策定と運用に集中し、別の公的機関が整備の任に当たることも考えておかなければならない。

民間事業者は広域機関が発注する事業の受託者として、資金調達を行って送電線を整備し、効率的な事業運営を行う。過去の日本におけるPFIは自治体など公的な機関によるファイナンスが中心であったが、国の資金への依存を最大限抑制するため、海外を含めた様々な民間資金を中心とする事業を目指す。収入の最低保証や大自然災害の補償など政府によるリスクテイクも想定すると、整備を行う公的機関は、政府からの財政的な裏付けを得る必要がある。全国の送電網の利用料のなかから、そのための原資を確保するといった構造も考えられる。

日本では地域ごとに電源ポートフォリオに決定的な差がなく、EUのように国際間の電力価格差を利用した事業が期待できないため、規制ラインと同様の事業スキームが中心となる。

こうした構造の下、発注者である広域機関、受注者となる送電事業者がリスクを分担することになる。それぞれのリスクの内容と分担の考え方を整理すると以下の様になる。

#### ①制度リスク

- ・ 政府が送電線整備の枠組みを制度化する
- ・ 広域機関は送電網の整備計画を定める

#### ②許認可リスク

- ・ 投資を行う外資の参入も含めて事業者の属性を定義する。その際、広く投資家を募るため、事業者の制限を緩和する
- ・ 環境アセスや用地確保にかかわる想定外のリスクは広域機関が担う

#### ③自然リスク

- ・ 一般に想定しうるリスクについては保険を含めて、事業者がリスクを担う
- ・ 一般の想定を超えた大自然災害のリスクは一部政府が分担する

#### ④技術リスク

- ・ 広域機関が技術基準と基本要件を決める
- ・ 送電事業者は詳細な使用を決め、調達を行う

#### ⑤建設リスク

- ・ 標準的な仕様に基づく建設基準を明確にする
- ・ 定められたスケジュール内で適切な設計・調達・建設を行う

#### ⑥収入リスク

- ・ 広域機関が自ら作成した需要予測に基づき、収入の最低保証を行う
- ・ 民間事業者が送電線の稼働率向上のため、営業努力を行い、需要が上積みされた場合、広域機関に分配する

- ・発電会社、小売会社、送電会社など利用者が利用料を支払う

⑦オペレーションリスク

- ・民間事業者が運用・維持管理を行う
- ・民間事業者は電力会社（将来的には送電会社）に運用を委託する

震災での経験を踏まえ、広域運用の必要性を認識して、日本として広域機関を設立したことは意義深い。広域機関の設立は、特定の電力会社に依存しない、柔軟で競争性のある市場を作ることが前提となっているはずだ。一方で、送電分野にも膨大な投資が行われ、ここにいかにも市場メカニズムを取り込むか、という問題意識は十分とは言えない。送電事業が、競争性のある発電市場の基盤となると同時に、市場資金を呼び込み、自らも競争性のある市場となることが、自由化後の電力市場をより魅力的なものとするであろう。

そのためには、政府が主導して基盤となる制度作りを行い、広域機関が事業主体となり、幅広い民間企業が参加できるような新たな送電投資のスキームを具体化し、全国での広域運用、再生可能エネルギー推進など電力システム改革が力強く進展するように、制度整備を進めることを求めたい。

(注7)「民間事業者による有料道路事業の運営に関する検討会報告書」愛知県、2012年12月27日（ここでは投資は道路公社が行うことで検討が進んでいる）。

(注8)「TCIファンドに対する命令について」財務省・経済産業省、2008年5月13日。

(2014. 3. 19)

参考文献

- [1] 井熊均 [1997]「『公的事业』への市場原理の導入」Japan Research Review、1997年8月号
- [2] 井熊均 [2005]「公共マーケット・ビジネス」日刊工業新聞社
- [3] 瀧口信一郎 [2013]「電力システム改革のさきがけとしての広域運用機関」JRIレビュー2013 Vol.9, No.10、2013年9月17日
- [4] 株式会社日本総合研究所 [2011]「再生可能エネルギー普及の基盤となる透明性の高い広域送電網」JRIレポート：東日本大震災 日本の復興・再生に向けて・次世代のエネルギー政策③、2011年7月15日