

POST-FIT（固定価格買取制度後）に向けた 再生可能エネルギーの事業モデル転換

創発戦略センター シニアマネジャー 瀧口 信一郎

目 次

1. 電力の競争政策とエネルギーミックス
2. ドイツの再生可能エネルギー政策と4大電力の苦境
3. 電力自由化で求められる官製市場と競争市場のバランス
4. POST-FITに向けた再生可能エネルギーの事業モデル
 - (1) 再エネ調整型IPP事業
 - (2) 再エネ調整型PPS事業
 - (3) 需要地グリッド事業

要 約

1. 2015年7月に2030年の電源構成を決めるエネルギーミックスの方針が示され、再生可能エネルギー（再エネ）、原子力、石炭火力、LNG火力を20%台でバランスよく運営する方針が示された。一方、2016年4月に電力小売全面自由化が実現し、全国的な送配電網整備と併せ、電力業界の競争が加速する。現状ではメガソーラーの急速な増加が問題となっているものの、今後は自由競争的な民間市場と再エネ特措法（固定価格買取制度）による官製市場のバランスが課題となる。
2. ドイツでは、再生可能エネルギーの固定価格買取制度により、4大電力が戦略の転換を迫られている。再生可能エネルギーの優遇により、天然ガス火力や石炭火力の競争力が失われ、例えばE.ONは火力発電からの撤退を視野に入れた戦略転換を行った。
3. 固定価格買取制度は、電力会社（電力自由化前の一般電気事業者）を中心とする小売電気事業者を対象に、①再エネの送配電網への接続義務（優先接続）、②再エネからの電力の買取義務、③需要家への賦課金の請求の権利、を定めたものである。優先接続に加え再エネ電力の優先的な送配電網への受入れ（優先給電）ルールが重要となるが、東日本大震災後の再エネ導入の早期拡大機運のなかで、制度の詳細が曖昧なままスタートした面がある。再エネは、長期の持続的利用を可能にするため、自立した電源として適切な送配電網運用への対応が必要であり、通常あらゆる電源に求められる電圧調整、周波数調整といった要件に対応する必要がある。
4. 再エネは依然として導入拡大が必要な段階にある。電力システムにおいて必要不可欠な電源としての立場を獲得するため、変動制御に対応した責任ある電源として事業モデルを転換しなければならない。変動制御を仕組み化する場合、蓄電池・水素による貯蔵、あるいは、火力発電による調整を主体とした新たなエネルギーマネジメントモデルとして①再エネ調整型IPP事業、②再エネ調整型PPS事業、③需要地グリッド事業の導入を提案したい。再エネの真のコストの認識は再エネが中核的な電源となるための必須の条件であり、それを踏まえた再エネの導入拡大が望まれる。

1. 電力の競争政策とエネルギーミックス

わが国の電力システム改革は2012年の電力システム改革専門委員会の最終報告を踏まえ、2013年に閣議決定された2020年までの改革方針に則り順調に進んでいる。2015年4月の広域的運営推進機関設立による送配電網の広域運用の開始、2016年4月の小売全面自由化に加えて、懸案の発送電分離も2015年6月の改正電気事業法の成立で2020年4月から実施される。東日本大震災を契機に転換を迫られ、地域間で連携する新たなエネルギーシステムが具体化されつつある。

2016年4月の電力小売全面自由化で、電力会社の地域を越えた参入も進み、今後、電力会社間の競争が激しさを増す。すでに中部電力や関西電力の子会社による首都圏参入や東京電力による関西・中部地域への参入も行われている。競争政策を背景とした地域を越えたエネルギーシステムの形成が進む。

一方、2015年7月の総合資源エネルギー調査会・長期エネルギー需給見通し小委員会において、2030年時点を目途とした日本全体の発電設備構成を示すエネルギーミックスの方針が確定した（図表1）。LNG火力、石炭火力がそれぞれ27%、26%と中核的な役割を示すが、再稼働を前提とした原子力発電が20～22%を占めると同時に、国内自給率向上、CO₂排出量削減の観点から、再生可能エネルギー（再エネ）も22～24%と割合の増加の方向となった。急激に増加したメガソーラーに次いで、今後は供給変動が起こりにくく安定供給が可能な地熱発電、バイオマス発電を中心とした再エネは現状の約2%（水力発電を除く2013年度時点の数値）から13～14%と10%強もの増加が期待されている。今後、国民全体のコスト負担を押しさえつつ、エネルギーシステムを転換させ、目指すべきエネルギーミックスに到達することが求められる。

（図表1）2030年のエネルギーミックス

	2030年度	震災前10年間平均
LNG	27%	27%
石炭	26%	24%
再エネ	22%～24%	11%
水力除く再エネ	13%～14%	－
水力	9%程度	－
原子力	20%～22%	27%
石油	3%	12%

（資料）資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し 関連資料」2015年7月

（注）再エネと原子力を足すと44%となる。

電力自由化の競争環境下の電力会社（発電部門）は、競争下に置かれた上場企業として、顧客の維持・獲得が優先され、あるべきエネルギーミックスの達成だけを考えているわけにはいかない。ルールに則り発電のオペレーションを行い、企業としての収益基盤が脅かされる場合は、電力の供給責任を積極的に放棄する可能性もある。

現時点の一つの大きな問題は、再エネ特措法（固定価格買取制度）によるメガソーラーの急速な増加である。当初ドイツの2倍を超える水準で設定された買取価格により急増したメガソーラーは、今後、需要家の負担を押し上げる。また、制約なく認可すれば、エネルギーミックスで規定された割合を大幅に上回る可能性もある。メガソーラーは、夜に発電できず、晴天日の昼間には瞬間的に発電量が跳ね上がる。優先的な発電が認められれば太陽光発電からの電力が昼間に電力供給の50%を超え（2014年4月の最大電力114GWに対し太陽光発電協会の予想する2020年の太陽光の発電容量は66GW）、それによる変動が電力システムにリスクを与えることも想定される。

日本が国産エネルギーである再エネを拡大すべきことは論を待たないが、上述した観点を踏まえると、再エネのシェアが拡大した場合でも、電圧・周波数変動の問題を生じさせないためのルールの確立が必要である。すなわち再エネは制度に守られた立場から脱し、自立した電源とならなければならないので

ある。

2. ドイツの再生可能エネルギー政策と4大電力の苦境

ドイツでは、再エネの増加により、火力発電を主体とする電力会社が厳しい経営状況に置かれている。送配電網の電力受け入れにあたり、再エネを優先するため、稼働率の低下した火力発電の収益性が悪化しているのである。発送電が分離されたドイツでは、送電会社が再エネを買取り、どんなに価格が安くなろうとも市場などを通じてすべて販売しきらなければならない。そのため、卸電力価格が火力発電の限界コストを下回る事態が頻発し、火力発電の稼働が低下した。まずは天然ガス発電でその傾向が顕著となり、2014年には石炭発電の割合すら低下に転じている（図表2）。

化石燃料の火力発電は投資回収ができなくなるリスクが生じており、自由市場のなかで競争にさらされる電力会社は対応を迫られている。電力自由化以降のドイツでは8大電力が4大電力に集約され、寡占化が進んだが、電力会社が常に優位な地位を無条件に維持できるわけではない。再エネの優遇により、再エネ以外の電源、とくに化石燃料の火力発電主体の電力会社が割を食う形となり、RWEは2013年12月期に赤字に追い込まれ、E.ONも減益が続いた。

火力発電の採算悪化の問題は大手電力に

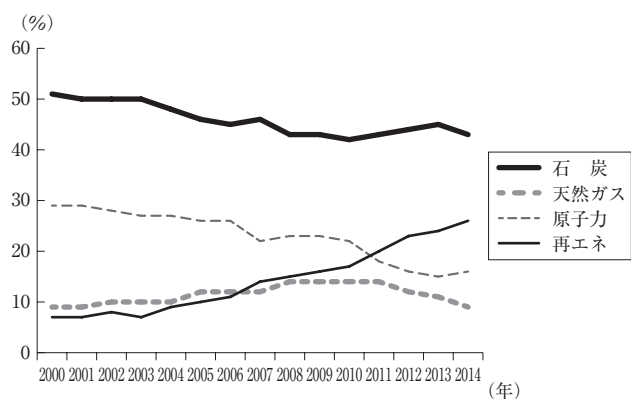
限らない。ドイツでは900社にのぼるシュタットベルケと呼ばれる地域密着型のエネルギー会社が熱と電力を供給しているが、熱と電力を作り出すための天然ガスのコージェネレーションの採算が悪化している。例えば、シュベールビッシュハル市のシュタットベルケは、市長とCEOが協力してコージェネレーションを整備し、熱の活用を徹底することで電力自由化を乗り切ってきたが、天然ガスコージェネレーションの電力販売の減少が収益性を悪化させ、事業を圧迫している。

同じ火力発電のなかでも、天然ガスより石炭が優先される傾向が出てきた。CO₂排出に対するコスト（排出権価格など）が低下し、石炭の経済的な優位性が高まったためである。こうした傾向はエネルギーシステム全体のCO₂排出量を増加させ、再エネ導入の効果を相殺する可能性がある。

風力、太陽光は季節、時間帯、天候で発電の変動が大きく、火力発電を常に待機させる必要があるため、たとえ採算性が低くても、火力発電を閉鎖することはできない。送電会社（TSO：Transmission System Operator）は再エネの発電量が急降下した際、5～15分で電力供給を増やすことができる火力発電により需給バランスを確保している。その分だけ、発電しない火力発電を待機させておかなければならず、電力業界全体の収益性を低下させる要因となっている。

この機能を担ってきたのが大手電力会社であるが、電力会社任せの構造は限界に達し、火力発電からの撤退の方針が表明されるようになった。E.ONは、地球温暖化対策により2050年に向けて化石燃料依

（図表2）ドイツの火力、再エネ、原子力の発電量割合推移



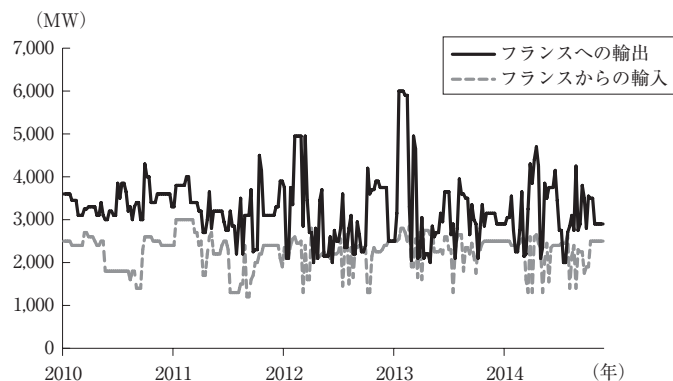
（資料）ドイツ連邦統計局

存リスクが高まるため、火力発電から可能な限り手を引くとし、2014年に再エネ中心の事業ポートフォリオへの転換を公表した。E.ONは、すでに火力発電所の閉鎖を開始している。E.ONはシステム全体の責任を取るリスクを放棄して、収益性の高い再エネ依存の事業モデルに転換したことになる。上場企業に対する株主からの収益への圧力が強いことも理由と考えられる。

火力発電の閉鎖は、高いと言われるドイツのエネルギーコストをさらに高め、産業界に打撃を与える可能性がある。大手電力会社を含むすべての事業者が、火力発電を放棄し再エネ依存を最大化する、という現状制度で利益を最大化する事業戦略を選択すると、化石燃料と再エネのバランスが崩れ、コストの大幅な増加とエネルギーシステム不安定化をもたらす可能性がある。

その影響はドイツ国内にとどまらず、フランスなど海外にも及ぶ可能性がある。欧州は電力統一市場に向けて、国境をまたぐ広域送電網の構築を行ってきた。再エネの買取義務を持つTSOは、夜間など電力消費が少ない時には発電コストより格段に低い価格で電力を販売することもあるため、卸電力市場に安価な電力を供給し、それが発電コストの低い原子力発電主体のフランスにも輸出されている（図表3）。ドイツの固定価格買取制度は、発電事業者からの買取価格と卸電力市場で販売された価格との差を再エネ賦課金として需要家に負担させる制度である。国内の需要が少ない場合でも発電し続ける再エネの電力は、低い価格で海外向けに販売されることになり、その場合、海外向けの低い販売価格は買取価格との差分をドイツ国民が負担することにつながる。再エネが拡大していけば、欧州のエネルギーミックスを安定的で低コストの電力で支えているフランスの原子力発電にも影響が出る。

（図表3）ドイツとフランスの電力輸出入（注）



（資料） RTE（フランス送電会社）開示データより日本総合研究所作成

（注） RTEで取引される週単位の送電容量NTC（Net Transfer Capacities）のデータを使用。

さらに問題となるのがポーランド、チェコ、スロバキアといったドイツから電力を輸入している東欧諸国である。ポーランドは石炭産出国であり、石炭火力発電により一定の発電容量を持つが、これらの東欧諸国全体で見ると電力は輸入超過となっている。ポーランドはEUの要求により石炭火力発電所の閉鎖と高効率火力発電の導入を余儀なくされているが、不透明な経済環境と規制環境、ロシアからの天然ガス輸入への依存から、発電所建設が遅滞し、2017年に電力不足に陥る可能性も指摘されている（注1）。ドイツの火力発電が撤退し再エネの導入量が大幅に増えた場合、ドイツから再エネ電力を購入することになるこれらの国々で送電網の運営が不安定となり、欧州の広範囲の電力システムに影響を与える可能性も否定できない。

（注1） ジェトロ・ワルシャワ事務所「ポーランド・インフラマップ（エネルギー分野）」2014年。

3. 電力自由化で求められる官製市場と競争市場のバランス

ドイツで起こった固定価格買取制度の競争市場への影響はこれから本格的な電力自由化を迎える日本も参考にすべきである。2014年9月に九州電力が発表した再エネの系統接続の保留はエネルギー関係者に大きな波紋を広げた。電力会社を批判する議論も多く見られたが、日本でも再エネの急激な増加が、エネルギーシステムの運営に影響を与えるリスクを冷静に見るべきである。官製市場である固定価格買取制度により大量に導入された再エネは、電力自由化に以下のような影響を及ぼし得る。

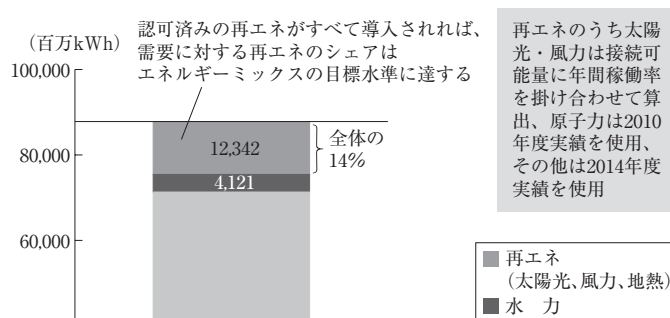
- エネルギーシステム全体への影響
 - ・送配電上の需給バランスの調整コストを上昇させる
- 発電への影響
 - ・火力発電やコージェネレーションの稼働を低下させ、収益性を悪化させる
 - ・天然ガスから石炭への移行を促しCO₂排出を促進する
- 小売への影響
 - ・電力会社をはじめとする小売事業者の収益性が低下する
 - ・再エネ変動のコストを負担する事業者が不利になり、官製市場依存が高まる

再エネの多い地域では需給バランスに影響を与える。現状九州電力管内で認可されている再エネがすべて導入されると（注2）、水力を除く再エネのシェアが14%となり、「総合エネルギー調査会」が目指すエネルギーミックスが達成される（図表4）。一方、九州電力は2015年8月に川内原子力発電所を再稼働させた。再稼働申請済みのすべての原子力発電所が再稼働した場合、約470万kWがベースロード電源として稼働する。九州電力は358万kWの水力発電を保有しており、これを止めることはコスト面からもCO₂削減の面からも考えられない。その状態で近い将来、917万kWの再エネが送配電網に接続され、原子力、水力、再エネがすべて稼働した場合を想定すると、瞬間的に約1,750万kWの供給力が生み出される（図表5）。九州電力管内の最大電力需要は1,412万～1,750万kW（注3）であるため、理論的には、化石燃料抜きで需要すべてを満たすことができる。その際、火力発電は変動調整するための電源として維持しなければならない。

一方、電力自由化に向けてコスト競争力の高い石炭火力が増設されていることから、日本でもドイツのように天然ガス火力発電の稼働が落ち、CO₂排出量に影響が出ることが想像できる。

現状の再エネ政策は再エネ発電事業者を優遇する一方、電力の変動調整に貢献する事業者の収益を低下させることに加え、こうした機能を有する小売電気事業者を育成する機会も逸することになりか

（図表4）九州電力の再エネ導入水準（認可済電源ベース）



（資料）九州電力開示資料、資源エネルギー庁「電力調査統計」をもとに日本総合研究所作成

ねない。

以上のような問題に対処するためには、政策的課題を前もって明らかにすることが大切である。そもそも固定価格買取制度は電力会社（注4）を中心とする小売電気事業者を対象に①再エネの送配電網へ接続義務（優先接続）、②再エネからの電力の買取義務、③需要家への賦課金の請求の権利、を定めたものである。固定価格買取制度は東日本大震災以前から検討されていたが、2011年の東日本大震災後に当時の菅政権の政治的意図もあり急遽導入の運びとなった。

再エネの迅速な普及のため、①優先接続に

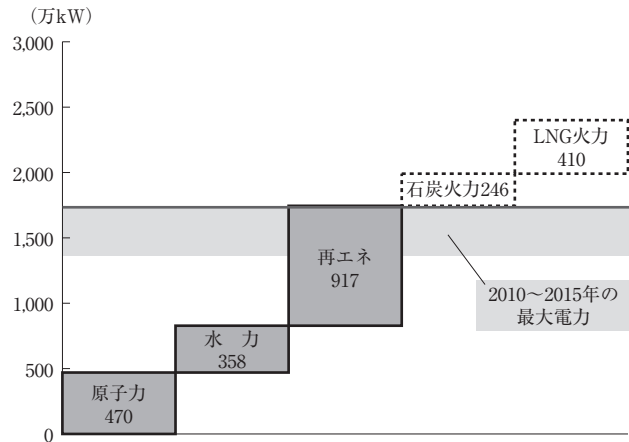
加え、再エネ電力の優先的な送配電網受入（優先給電）も実質的に認めた（注5）。当時はメガソーラーの早期導入による再エネ由来の電力の急速な拡大が課題であったため、優先給電の見直し時期を含めた取扱いが、十分検討されないままスタートを切ったという背景がある。

国産エネルギーであり、CO₂削減にもつながる再エネを早期に拡大するために買取価格を高く設定したことは必ずしも間違いとは言えない。固定価格買取制度には、コストの高い再エネの導入量を増やすことで、生産ノウハウの蓄積、技術開発、設置・施工の標準化等を加速させ、コスト低減にかかる時間を短縮する目的があるからである。固定価格買取制度を機に多くの事業者が参入し、こうした目的が一定程度達成されたことは事実である。また、欧米の例を見ても、競争市場に将来のエネルギーミックスを見据えた官製市場を組み合わせることがあってよい。将来の経済性を見据えたコスト低減のための時限措置はエネルギー政策で頻繁に行われる。しかし、当該措置のために要する財政負担とコスト低減のための技術や事業体制が加速されるメリットを十分に比較することが必要である。固定価格買取制度の導入においては、この点に関する慎重な検討が欠けていた。

買取価格以上に問題だったのは再エネに電圧・周波数変動制御の義務が免除されたことである。小売電気事業者が買い取る卸電力価格が化石燃料と同じ水準ならば、送配電網の優先的な利用と電力の供給が認められる再エネは激増する。そして、変動制御が行われない電力が送配電網に大量に流れた場合、送配電網の調整負担は電力会社（送配電部門）が担わなければならない。結果として、再エネ発電は優先的に収益を取れる一方、火力発電は、発電コスト順の利用や電力需給調整ルールなどに従わなくてはならないうえ、調整負担を負うことになる。

独立系発電事業者（IPP）は給電順位、周波数などの運転要件を順守し、特定規模電気事業者（PPS、注6）は30分同時同量というルールの下一定の責任を担い、顧客の需要量に合わせて±3%の変動幅で供給を行うなど、発電事業者に一定の責任を課するのが電力システムのルールである。PPSが再エネ発電を保有した場合は30分同時同量の範囲で変動を調整しなければならない。また、特定電気事業/特定供給により特定のエリアで電力供給を行う場合は、自前の電源を50%以上持つこと、送配電網への給電を

（図表5）九州電力の発電容量



（資料）九州電力開示資料をもとに日本総合研究所作成

(図表6) 電気事業者の送配電網接続にかかわる基本ルール

	位置付け	接続ルール
独立系発電事業者 (IPP)	電力会社に電力を供給する独立系発電事業者	給電順位、周波数などの運転条件を順守
特定規模電気事業者 (PPS)	小売自由化部門の参入者 (発電を行うことも可能)	30分間で需要と供給の量のずれを3%以内に調整
特定電気事業/特定供給	特定エリアで自営線を通じて電力供給を行う事業者	供給エリア内で需要の50%以上の自己電源を保有
自家発電	需要家自らの電力使用のための発電	逆潮流の制限など系統連系技術要件ガイドライン順守

(資料) 各種資料をもとに日本総合研究所作成

行う際は送配電網への悪影響がないような対策を取ること等で、事業者は調整負担を負っている。自家発電についても系統接続のガイドラインを順守することが義務付けられている。(図表6)。

しかしながら、再エネ由来の電力は、電圧・周波数制御に厳しい運転条件が付けられる火力発電と比較すると、制御に関する制約がほとんど課せられていない。設備的に見ても、火力発電はEDC(注7)運転(経済性に基づく優先順位での稼働)、AFC(自動周波数制御、注8)・ガバナーフリー(発電機回転自動調整)装置やDSS(起動停止、注9)装置の設置が義務付けられるのに対して(図表7)、再エネ発電は電圧・周波数調整の負担を逃れているのである。固定価格買取制度は再エネのkWhの単価ばかりに目が行き、送電線を共同利用するためのルールが欠落している。

(図表7) 独立系発電事業者としての再エネ発電と火力発電の比較(注1)

		再エネ発電	火力発電
販売価格		固定価格買取制度で定められる優遇的な価格	IPP電源入札により競争の結果決定される価格
運転条件	給電	優先接続で一定時間を除いて優先的に給電される	EDC運転(経済性に基づく優先順位で稼働)の要請(注2)
	周波数	周波数調整条件なし	AFC(自動周波数制御)・ガバナーフリー(発電機回転自動調整)装置設置の制約
	起動・停止	原則起動・停止操作なし	DSS(起動停止)装置設置の制約
期間		原則20年	原則15年
国内自給率		100%近い国内エネルギー源	100%近い海外輸入燃料
環境性		CO ₂ 排出なしで環境性向上に貢献	石炭・天然ガス・石油の燃焼によるCO ₂ 排出

(資料) 各種資料をもとに日本総合研究所作成

(注1) 再エネは固定価格買取制度、火力はIPP電源入札をもとに条件を設定。

(注2) 現状のIPPでは電力会社の中央給電司令室の指示に従う。

制度を曖昧にして再エネ電力を優先したことは一時的には合理的だった。固定価格買取制度以前は、変動の大きな電源を送配電網に接続する厳格な制約が、再エネ普及の妨げになっていたからである。しかし、再エネのシェアが一定レベルを超えると変動量を吸収できなくなるため、調整負担を他の電源や電網に押し付けるような制度は改善されなければならない。再エネを主体とした長期的、持続的なエネルギーシステムを創り上げるためには、再エネに対しても電力競争市場の基本ルールである安定的な(電圧、周波数変動の少ない)電力の供給を求めることが大切である。前述したように、IPPは送電網の安定運用のために設備利用率の低下を許容しており、LNG火力の場合、IPPの設備利用率は電力会社に比べて20%程度低い(図表8)。発電設備の能力だけ見れば稼働率を上げることは可能であるが、電

（図表 8）東京電力の基幹発電とIPPの設備利用率比較

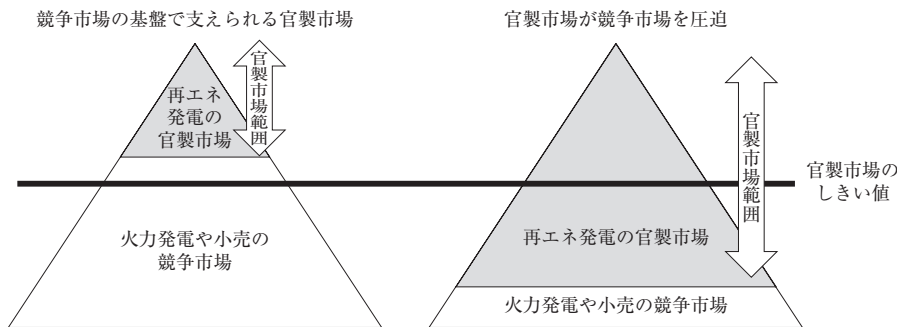
発電タイプ（注）	基幹発電	IPP	比較
ベース（石炭）	87%	85～97%	24時間稼働が前提ではほぼ差がない
ミドル（LNG）	76%	55～59%	小型IPPは20%以上稼働が低い

（資料）資源エネルギー庁
 （注）（ ）内は主に使用される電源。

力システム全体の安定性を維持するために、IPPに供給補完機能を求めるルールが設定されているのである。結果として、IPPは3～4割の収益機会を失っていることになる。

このように再エネの導入、およびエネルギーミックス形成のための政策は時間軸を踏まえて段階ごとに担うべき機能が変わるため、十分に検討されたロードマップに応じた制度設計が必要である。日本では固定価格買取制度の買取価格の修正が遅れ、国民負担が拡大せざるを得ない状況にある。再エネの調整負担に関する制度の修正が遅れば、調整コストが後追いの発生することになる（図表9）。

（図表 9）再エネ発電を含む適正な競争市場と官製市場のイメージ



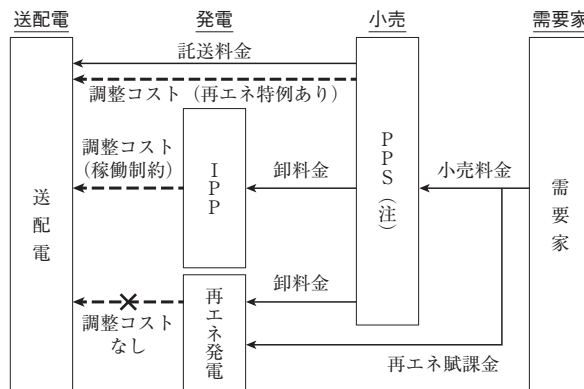
（資料）日本総合研究所

2016年に全面自由化が敢行される自由化市場において、際限なく調整負担を免除して再エネを優遇することは、公平な調整コスト負担の点で問題である。電力事業は、発電（電気の製造）、送配電（電気の運搬）、小売（電気の販売）というサプライチェーンのコストに加えて、需要量と供給量を瞬時に一致させるための調整コストが発生する点で他のビジネスと異なる。すなわち、どこかの発電所の稼働を止めたり、動かしたりすることで、効率を落とすという形で発電所が調整コストを負担する必要が生じる。また、揚水発電のような高コストの発電所を稼働させる必要も生じる。

電力料金は需要家が小売電気事業者に支払い、小売電気事業者が発電事業者に発電料金を支払う。この過程で利用している送電のコストは小売電気事業者から支払われるが、問題は需要と供給のバランスをとる調整コストを誰が負担するかである。現状は、電力会社（送配電部門）が調整負担を一手に担っており、再エネ発電事業者は調整コストを負担せず、小売電気事業者であるPPSは調整コストを実質的に回避している（注10、図表10）。適正な競争を行うためには、電力会社（送配電部門）が負担している調整コストを再エネ発電事業者、小売を行うPPSなどの事業者にも負担してもらう制度が必要である。

自由化市場では、非価格要素を含む需要家ニーズを起点に、安定的な電力を供給する小売事業者が競

(図表10) 電力供給にかかわる資金の流れ



(資料) 日本総合研究所作成

(注) 電力小売自由化後は現状の電力会社小売部門と一緒に小売電気事業者として再定義。

争し合うことが不可欠である。再エネ発電を強みとする小売電気事業者が出現するのは良いことであるが、調整を負担する小売電気事業者が割を食うようでは自由な市場は成り立たなくなる。ドイツは、調整負担の問題を放置したことで、大手電力会社が調整負担を放棄し、再エネ発電事業者に転じている状況と捉えることができる。

(注2) 優先給電により発電量すべてが送配電網に受け入れられることが前提。

(注3) 2010～2015年における数値。

(注4) 2016年4月1日に実施された電力小売全面自由化以前の一般電気事業者を指す。

(注5) 年間最大30日の出力制御が条件（現在は太陽光360時間、風力720時間など時間単位に変更）。

(注6) 2016年4月の電力小売全面自由化後に小売電気事業者と位置付けられているが、本稿では電力会社以外の新規小売参入者をPPSと表記する。

(注7) Economic load Dispatching Control

(注8) Automatic Frequency Control

(注9) Daily Start Stop

(注10) 例えば、PPSは発電量全体のごく一部の固定量を買取る契約を再エネ発電事業者と結ぶ。この場合、再エネ発電事業者はその他の発電量を電力会社にも買取ってもらうことで、発電量すべてを問題なく販売できる。

4. POST-FITに向けた再生可能エネルギーの事業モデル

前述した問題を踏まえ、日本が取り得る選択肢は、a) 将来起こり得る問題を国民に示したうえで現状の固定価格買取制度を継続する、b) 固定価格買取制度を廃止して新たな再エネ導入の制度を構築する、c) 現状の固定価格買取制度を活かして再エネ導入の枠組みを変える、の三つである。a) は問題を先送りさせるだけであるため、選択肢はb) かc) となる。また、b) は固定価格買取制度のメリットと学習効果を活かせなくなる可能性があるため、c) が現実的な選択肢となる（注11）。

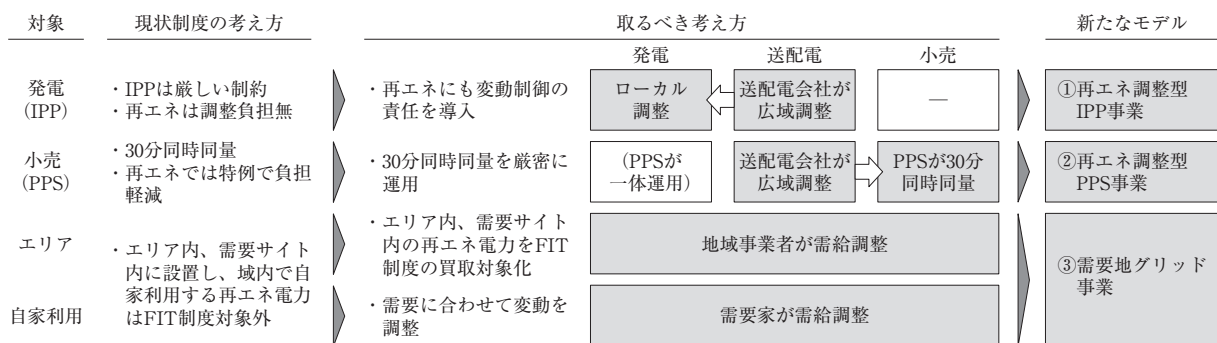
c) を選択する際に必要なのは、再エネ変動の調整コスト負担を発電側に求めるためのルールを導入である。固定価格買取制度により再エネのコストが下がり、賦課金の負担が小さくなくても、変動制御ができなければ再エネは依然として他の電源に依存したエネルギーであり続けるためである。

これは、再エネの変動を踏まえて適切な発電運営を行うことを意味するため、発電事業者には、エネ

ルギーマネジメント機能を備え電力を安定して供給できる能力が求められる。優先給電は、そうした条件を満たしたうえで認められるべきである。

COP21を経て、2030年のエネルギーミックスよりさらに踏み込んだ低炭素なエネルギーシステムが求められるようになった。そのためには、他の電源や送電運営に依存した現状の再エネ導入制度の枠組みから、再エネを自立した電源として位置付ける枠組みへと転じる必要がある。具体的には以下に述べる三つの方法が考えられる（図表11）。

（図表11） 変動調整を織り込む再エネ事業モデル



（資料）日本総合研究所作成

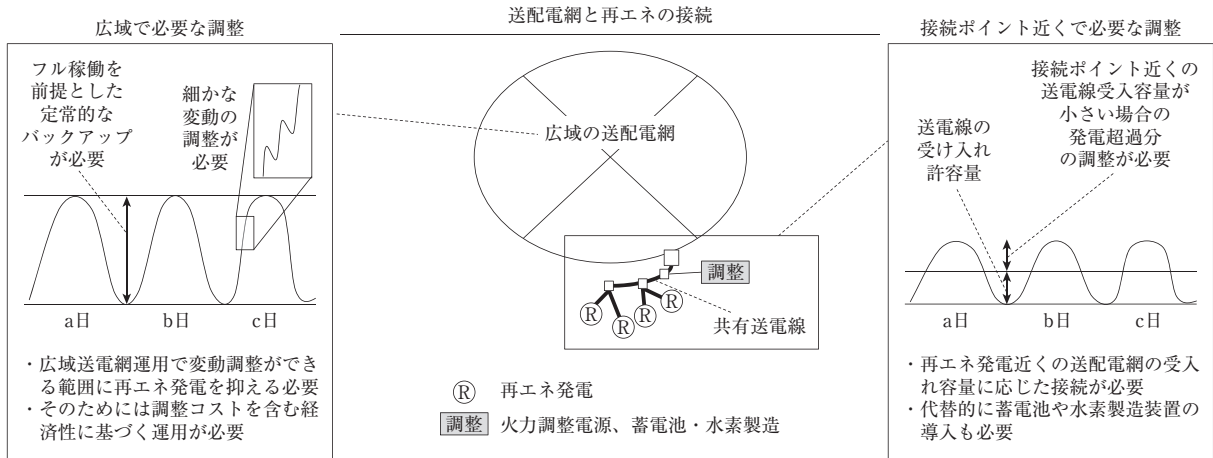
（1）再エネ調整型IPP事業

本事業は再エネの電力を、変動調整したうえで小売電気事業者あるいは卸電力取引所に販売する形態である。2017年4月から再エネの電力は送配電会社に販売することになるが、送配電会社を通じて最終的に小売会社や卸電力取引所に販売する。ここでIPP事業者に変動調整を負わせれば、送配電網の負担を抑えることができる。

変動調整の要件は、原則としてIPPに求められる要件に則る。その場合、複数の再エネの組み合わせで平準化を図ったうえで、再エネ発電事業者は分単位、時間単位の細かな変動を調整する必要が生じるため、IPP事業者には蓄電池や水素関連施設の運営、発電所の停止・再起動を行う技術力、調整コストを低減させるために複数の発電所をまとめて効率的に運営する能力が求められる。IPP事業者は変動要件を満たすため、調整用の電力を自ら調達し、調整コストを負担する。水力、バイオマス、地熱は安定しているため、周期的変動に対する特別な調整は必要ないが、風力発電と太陽光発電は調整負担が必要である。風力発電は広域の運用により、地域ごとの風況の差がならされるが、太陽光発電は場所によらず昼夜で同じように発電が行われ（注12）、変動が増幅する傾向があるため、調整負担が大きくなる。ドイツの例を見ても太陽光の変動が与える影響は火力発電の運用にまで影響するため、太陽光が風力より多くを負担するのは妥当と考えられる。

また、再エネは送配電網が十分に整備されていない山間部や過疎地域に賦存することが多いため、送電線の受入許容量が少ないことが予想される。その場合、複数の発電所で共有送電線を作る、受入許容量の多いポイントで送配電網に接続する、火力発電や蓄電池・水素製造装置を設置して制御機能を高め

(図表12) 再エネ調整型IPP事業の変動調整イメージ



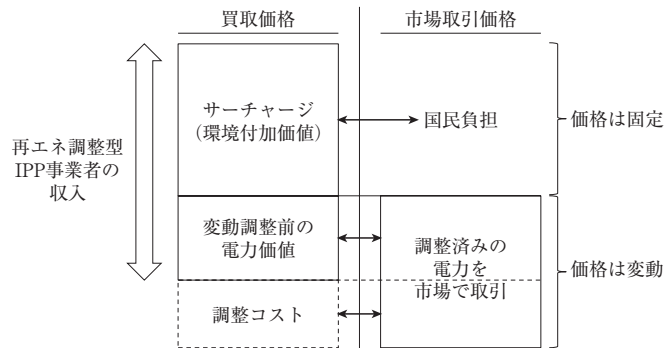
(資料) 日本総合研究所作成

る、といった工夫が必要となる(図表12)。

調整の要件は広域的運営推進機関が定めるのが適当である。なぜなら、広域で評価した方が平準化効果によりIPP事業者に求める調整負担が小さくなるからである。再エネの地域別の設置状況、天候状況等を踏まえて、広域運用の視点から、適正な自助努力をIPP事業者に求めることになる。

調整コストは調整用の電力を自ら調達するIPP事業者が負担する。したがって、現状の固定価格買取制度では再エネの買取価格の全額が固定されているが、新たな制度では再エネのサーチャージ(環境価値部分)のみを固定させ、電力そのものは一般の電力と同様の取引で価格を決定することになる(図表13)。この場合、IPP事業者が送配電網を通じて複数の発電所から電力を調達する必要があるため、一般の再エネ発電事業者とIPP事業者がバラシング(調整)グループ(注13)を形成して一つの発電所のように運営することを認める必要がある。

(図表13) 調整コストの市場取引への織り込み



(資料) 日本総合研究所作成

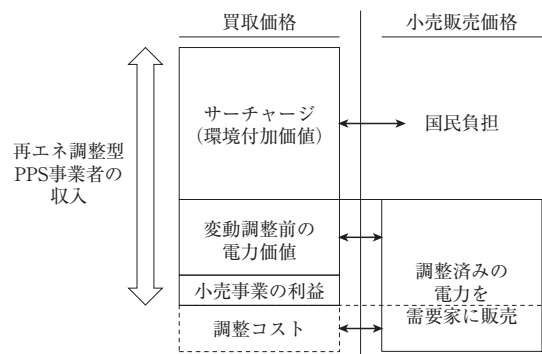
(2) 再エネ調整型PPS事業

本事業は再エネ調整型IPP事業者と同じく発電変動の調整を行うと同時に、需要側の調整を行い、需給調整力を高める形態である。発電と小売を担う事業者であるPPS事業者が変動調整に責任を持ち、需要側に働きかけて制御を行うことで、IPP事業者による発電の調整よりも効率的な運営が可能となり、送配電網運用側の需給調整負担を軽減できる。また、再エネの電力を取引所に売るよりも高値で需要家に直接販売し、需給双方の制御による調整コスト削減により利益を生み出すことができれば、PPS事業者としてのインセンティブが高まる。

PPS事業者に求められる要件は、再エネの変動調整を含めた30分同時同量を達成することである。30分毎に契約先の需要変動に対して、再エネを用いつつ±3%以内に需要と供給の差を制御するのである。小売を行う事業者には2016年4月の電力小売全面自由化以降30分同時同量の需給バランスを維持できなかった場合のペナルティ（インバランス費用）を軽減する特例措置（計画値同時同量制度、注14）があるが、調整コスト負担を明確にするためには供給実績ベースで同時同量を達成することが望ましい（注15）。

制度として具体化するには、PPS事業者の調整コスト削減の努力を引き出すことが必要である。それには、IPP事業者の場合と同様に、電力の価値そのものとサーチャージ（環境付加価値部分）を切り離し、電力そのものの販売をPPS事業者任せにすることで、サーチャージをPPS事業者自身の発電にも支払う仕組みが必要となる（図表14）。このことによりPPS事業者は需給調整を高める仕組みに積極的になるはずである。

(図表14) 小売事業における収入構造



(資料) 日本総合研究所作成

(3) 需要地グリッド事業

本事業は、都市部や産業集積地域といった需要地で再エネ発電を行って、需給双方の変動調整を行うことを前提として直接電力を供給する形態である。再エネ調整型PPS事業者と同様、再エネの活用と需要家への電力供給を一体的に調整するが、需要の動きをより正確に理解し、自ら制御できるため、よりきめ細かな調整が可能となる。本事業は、地産地消の推進を目指した再エネ発電事業に有効である。需要側の調整力を高めるための地域のスマートシステムをパッケージにできれば、再エネ導入を拡大する有効な手段となる。送配電網への影響を与えず、再エネ発電を展開できる意義もある。上述した送配電網上での調整コスト負担の仕組み導入は再エネ導入拡大のブレーキとなり得るし、PPS事業者がどこまで積極的に需要調整に踏み込むのか不安も残る。需要家の近くで再エネ発電を行い、変動を制御すれば、再エネ利用側の需要調整への意識を高め、調整の精度を高めることができる。

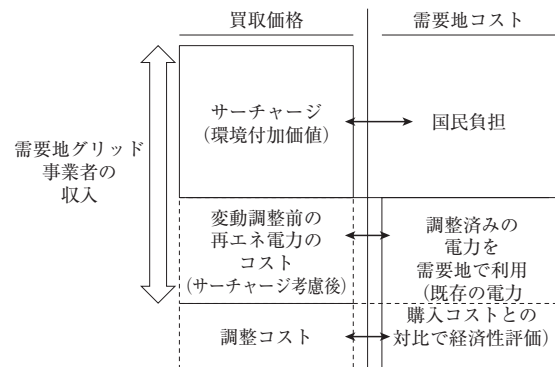
求められる要件は、需要側に供給する電力を安定させ、かつ、送配電網から必要となる電力を調達する際にその変動を一定の範囲内に抑えることである。その場合、需要側が電力小売会社との契約電力量を遵守することが必要となる。また、再エネの発電量の急激な低下を補うコージェネレーションなどの

分散型エネルギーシステムの導入が必要となる。

本事業の実効性を高めるには需要家へのインセンティブが必要である。現状では送配電網へ再エネで発電した電力を供給した場合にしか固定価格買取制度は適用されないが、自家利用への直接供給の場合にも固定価格買取制度上のサーチャージの付与を認めるのである（図表15）。自家利用は現状でも可能であるが、再エネ導入の経済的インセンティブ（サーチャージ）が使えないため、経済的インセンティブを自家利用等にも適用できれば導入が広がる可能性がある。

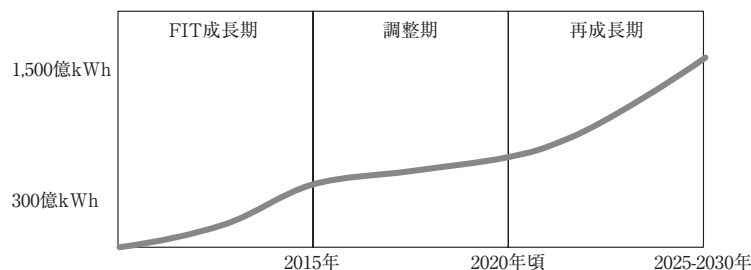
再エネはエネルギーミックスに欠かせないが、中核的な電源となるために自立した発電にならなければならない（図表16）。上記のモデルへの転換を求めれば、小売事業者、発電事業者が再エネ同士、火力発電、蓄電池、水素などで供給調整を行い、需要家にも調整を求めることが必要になる。その結果、再エネ事業の採算性が低下し、再エネ発電事業者の統合や発電設備の売却の動きが出ることになる。しかし、それは再エネが中核的な電源になるための必要なプロセスとして捉えるべきである。例えば、欧米では再エネのコストが天然ガス火力のコストを下回ったとの指摘があるが、調整をしない電力のコストと、再エネの調整負担を負って稼働率が下がった火力発電のコストを比べるのは本来意味がない。火力発電の収益低下分は再エネの調整コストであるためである。再エネが本格普及するには、再エネの真のコストを把握することが必要である。再エネの調整のための送電機能の強化のコストを把握する必要がある、蓄電池の増設等送電側の調整用の投資もしかりである。これらを含めた再エネの真のコストを認識せずに導入拡大を図れば、いずれ国民が過大な調整コストを負担することになる。真のコストの認識は再エネが中核的な電源となるための必須の条件と言える。そのうえで、分散型エネルギーの機能を活かし、ITによる効率的な需給調整システムが普及すればイノベーションが生まれ、日本の競争力を高めることにもつながる。

（図表15）小売事業における収入構造



（資料）日本総合研究所作成

（図表16）再エネのエネルギーミックス組み込みに向けたシナリオ



（資料）日本総合研究所作成

- (注11) 2016年の通常国会で再エネ特措法が改正され、入札制度の導入などが行われるが、さらに本格的な改正が必要である。
- (注12) 太陽光発電は地域毎の天候の違いで変動が均されることもあるが、全国的に快晴の場合は昼夜で大きな変動が引き起こされる。
- (注13) 複数の小売電気事業者と電力会社（送配電部門）が託送供給契約を結ぶ「代表契約者制度」と近い制度を想定する。
- (注14) 送配電事業者、あるいは、小売電気事業者が作成した発電計画に対してインバランスの有無を判断する制度。時々刻々と変化する再エネの電力供給量に左右されずに運営できるため、インバランス負担は大幅に低減される。
- (注15) 発送電分離を見据え、再エネの買い取りを小売電気事業者が買い取るのではなく、送配電事業者が買い取る制度改正が行われるが、再エネ発電の変動制御の責任主体を明確にするため、小売電気事業者が継続して再エネ電力の買い取りを維持すべきである。

(2016. 5. 25)

参考文献

- [1] 瀧口信一郎、井熊均 [2012]. 「地域に利益をもたらすPOST-FITの再生可能エネルギー事業」日本総合研究所、Research Report No.2012-002、2012年10月18日