

総合資源エネルギー調査会

省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会

中間整理（案）

2018年5月

1. はじめに	2
1. 検討の背景.....	2
2. 本小委員会におけるこれまでの検討と中間整理の位置付け.....	2
2 – ①. 再生可能エネルギーの主力電源化に向けて	4
I. コスト競争力の強化	4
1. 国際水準を目指した徹底的なコスト低減.....	4
2. 自立化に向けた FIT 制度の在り方.....	6
II. 長期安定的な発電を支える事業環境整備	7
1. FIT 認定の運用見直し.....	7
2. 太陽光パネルの廃棄対策.....	9
3. FIT から自立した再生可能エネルギーの新たな活用法.....	10
4. 住宅用太陽光発電に係る 2019 年以降の FIT 買取期間終了を契機とした対応.....	12
5. 立地制約のある電源の導入促進.....	14
2 – ②. 再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築	17
III. 系統制約の克服	18
1. 日本版コネクト&マネージ.....	18
2. 需給バランス制約による出力制御における経済的調整.....	20
3. 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示.....	21
4. 系統アクセス業務等の改善.....	25
5. 再エネ大量導入時代における NW コスト改革.....	27
6. ルール整備を補完する仕組み.....	33
7. 2030 年以降を見据えた次世代電力 NW システム.....	33
IV. 適切な調整力の確保	35
1. 再生可能エネルギー・火力の調整力向上（グリッドコードの整備）.....	35
2. エリアを越えた柔軟な調整（地域間連系線の活用）.....	36
3. 調整の必要性を減らす取組（FIT インバランス特例の見直し）.....	36
4. 新たな調整力の活用（上げ DR の制度整備）.....	37
5. 調整力のカーボン・フリー化.....	38
3. 主力電源化に向けた電源ごとの対応	40
1. 急速なコストダウンが見込まれる電源.....	40
2. 地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源.....	43
4. 包括的な取組	47
委員等名簿	48
開催実績	49
参考資料	50

1. はじめに

1. 検討の背景

再生可能エネルギーを取り巻く状況は、大きく変貌してきている。再生可能エネルギーは従来、エネルギー自給率と環境面でメリットがあるものの、経済面では課題があった。しかし、世界的には、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い発電コストが急速に低減し、他の電源と比べてもコスト競争力のある電源となってきており、それがさらなる導入につながる好循環が生じている。我が国においても、2012年7月に再生可能エネルギーの固定価格買取制度（以下「FIT制度」という。）が導入されて以降、太陽光発電を中心に再生可能エネルギーの導入が急速に進んだが、一方でその発電コストは国際水準と比較して依然高い状況にあり、国民負担の増大をもたらしている。2015年7月に策定された長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）においては、2030年度の再生可能エネルギー導入水準（22～24%）を達成する場合のFIT制度における買取費用総額を3.7～4.0兆円程度と見込んでいるが、2018年度の買取費用総額は既に3.1兆円程度に達すると想定されており、再生可能エネルギーの大量導入に向けて国民負担の抑制が待ったなしの課題となっている。

また、再生可能エネルギーの導入拡大が進むにつれ、従来の系統運用の下での系統制約が顕在化しており、再生可能エネルギーの出力変動を調整するための調整力の確保も含め、再生可能エネルギーを電力系統へ受け入れるコストも増加傾向にある。さらに、小規模電源を中心に既に導入されている電源について将来的な再投資が滞るのではないかとといった長期安定的な発電に対する懸念に加え、地域との共生や発電事業終了後の設備廃棄に対する地元の懸念も明らかとなってきている。

エネルギー政策は、安全性を前提とし、安定供給、経済効率性、環境への適合を達成する、いわゆる「3E+S」の原則の下で進めていくべきであり、再生可能エネルギーが直面するこうした変化の中で、2030年度に向けて、更にはその先も見据えた、再生可能エネルギー政策のかじ取りが求められている。

2. 本小委員会におけるこれまでの検討と中間整理の位置付け

再生可能エネルギーは、発電時に温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源であり、その最大限の導入と国民負担の抑制との両立を図りながら、2030年度のエネルギーミックスの着実な達成を目指さなければならない。そのためには、前述の課題や懸念を克服しながら、再生可能エネルギーをコスト競争力のある「主力電源」化し、その大量導入を持続可能なものとする必要がある。こうした基本認識の下、本小委員会では、①コスト競争力の強化（発電コストの低減）、②長期安定的な発電を支える事業環境整備、③系統制約の克服、④適切な調整力の確保という4つの論点を軸に、再生可能エネルギーの大量導

入とそれを支える次世代電力ネットワークの在り方について、政策対応の具体化に向けた検討を行ってきた。

なお、本小委員会の議題は多岐にわたる一方で、再生可能エネルギーについて足下で生じている課題には速やかな対応が求められるものもあることから、各議題について、本小委員会で合意が得られた事項は、個別にパブリックコメント等の必要な手続を経た上で、順次、実施に移すことを求めていくこととした。

本中間整理は、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会において第 5 次エネルギー基本計画の検討が行われている中、約 5 ヶ月間にわたり本小委員会で集中的に検討を進めてきた再生可能エネルギー政策に関する事項をエネルギー基本計画に反映するべく、中間的に整理を行うものである。委員の間で合意や認識の共有が得られた事項について、現状どのような進捗状況にあるのかを整理し、詳細にわたる検討等が必要となる事項については、今後、関係行政機関等において、誰がどのようなスケジュールで進めていくことになるのか等のアクションプランを明確にすることにより、再生可能エネルギーの主力電源化と次世代電力ネットワークの構築に向けた今後の道筋を示している。

2-①. 再生可能エネルギーの主力電源化に向けて

エネルギーミックス（2030年度）の再生可能エネルギー比率22～24%を着実に達成するとともに、その後も再生可能エネルギーが持続的に普及拡大し、主力電源として大量に導入されていくためには、再生可能エネルギーが自立した電源となる必要がある。

この「自立化」に向けては、少なくとも2つの条件をクリアする必要がある。1つ目は、他の電源と比較して競争力のある水準までコストを低減させることである。欧州等に比べ発電コストが高い中でこれだけ再生可能エネルギーの導入が拡大しているのは、FIT制度が様々なリスクを極小化し投資回収を保障していることによるところが大きい。しかしながら、これはあくまで国民負担によって支えられた過渡的な措置であり、将来的にはFIT制度等による支援が無くとも、再生可能エネルギーが電力市場の中でコスト競争に打ち勝ち、自立的に導入が進むようにしなければならない。このため、電源ごとの課題にきめ細かく対応していくとともに、コスト低減と自立化を促すため、投資リスクの軽減に資する環境整備も含めた制度・運用を構築していくことが必要となる。

もう1つは、我が国のエネルギー供給の大きな役割を担う責任ある電源として、長期安定的な電源となることである。電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（以下「FIT法」という。）の施行から間もなく6年となるが、事業計画の熟度が低いままFIT認定を取得し買取価格を確定させた上で長期間未稼働となったり、発電設備のメンテナンスや事業終了に備えた準備がおろそかになるなど、適正な発電事業が行われない事態や、将来的な太陽光パネルの廃棄等に対する懸念が顕在化している。2019年からはFIT制度の買取期間が終了する電源が発生し始めるが、その後も発電が継続され、更には再投資が行われる環境を整備していかなければならない。また、太陽光発電に偏重した導入が進む中、エネルギー安定供給の観点からは、洋上風力発電や地熱発電など立地制約による事業リスクが高い電源も含め、バランスの取れた導入を促進することも重要である。このため、現行制度において事業者のモラルハザードを生じかねない仕組みなどについては適正な規制強化等を行う一方、立地制約等の事業実施上の制約を緩和していくなど、再生可能エネルギーをめぐる規制や制度のリバランスを進め、再生可能エネルギー発電事業が長期安定的な電源として適正に実施される事業環境を整備していくことが重要である。

I. コスト競争力の強化

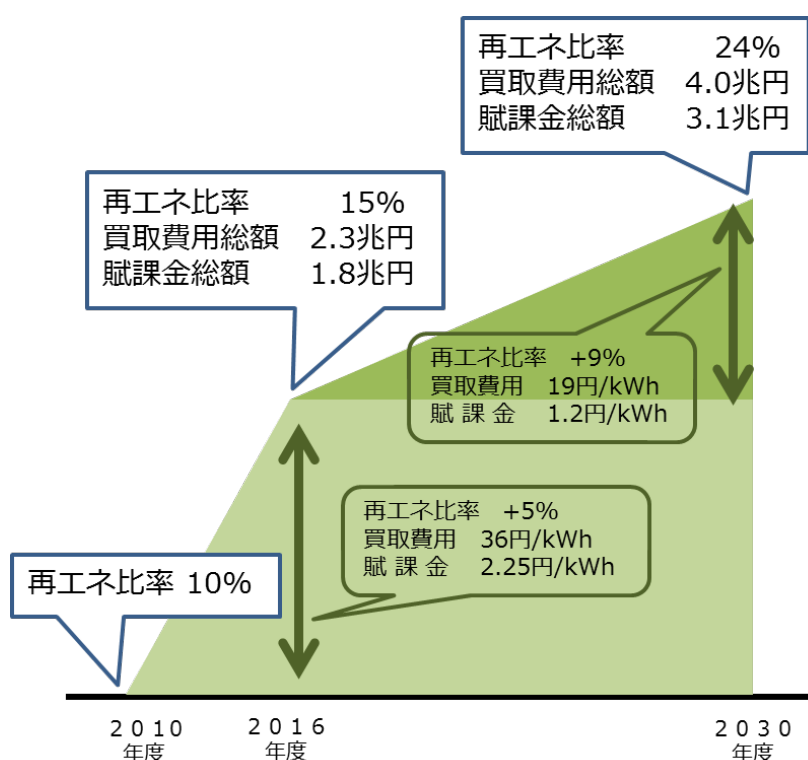
1. 国際水準を目指した徹底的なコスト低減

世界的には、再生可能エネルギーの発電コストは大幅に低下してきている。我が国においても、FIT制度導入当初（2012年度）は40円/kWhであった事業用太陽光発電の調達価格

が 2018 年度には 18 円/kWh まで低下するなど、一定の発電コスト低減が見られるが、海外と比べるとまだ高い状況にある。

2010 年度に約 10% だった我が国の再生可能エネルギーの電源構成比率は、FIT 制度の導入により、2016 年度には約 15% となった。2016 年度の FIT 制度による賦課金総額は約 1.8 兆円であることから、電源構成比率 5% 程度の再生可能エネルギーの導入拡大を実現するために、これまでに約 2 兆円/年の国民負担を費やしたことになる。今後エネルギーミックスの水準を達成するためには、年額約 1 兆円の追加的な国民負担で電源構成比率 7~9% 程度の再生可能エネルギーを新たに導入していく必要がある。こうした状況も踏まえると、再生可能エネルギーを主力電源とするためには、自立化に向けて他の電源と比較して競争力のある水準まで発電コストを引き下げることが必須となる。発電コストの低減に向けて、FIT 制度においては競争を通じてコスト低減を図る入札制度の拡大や中長期の価格目標の設定を行うとともに、研究開発やポテンシャルある土地の有効利用等を総合的に進めていく必要がある。

【図 1】 FIT 制度による国民負担の推移¹



¹ 2016 年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース。2030 年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が 2030 年度と 2016 年度が同一と仮定して算出。kWh 当たりの買取金額・賦課金は、(1) 2016 年度については、買取費用と賦課金については実績ベースで算出し、(2) 2030 年度までの増加分については、追加で発電した再生可能エネルギーが全て FIT 対象と仮定して機械的に、①買取費用は総買取費用を総再エネ電力量で除したものとし、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

【アクションプラン²】

- 電源ごとの課題に対応する（後述）とともに、引き続き、改正 FIT 法で新たに導入された仕組みの活用を進める。具体的には、入札制の活用によって競争を促進するとともに、中長期価格目標に向けてトップランナー方式での価格低減を図る。

【➡資源エネルギー庁】

- 多用途・低コストのペロブスカイト型太陽電池や着床式・浮体式洋上風力の低コスト施工法、超臨界地熱発電など、ゲームチェンジャーになりうる革新的な技術開発を進める。【➡資源エネルギー庁、関係省庁】
- 大規模な開発を進めるため、一般海域や、地域と共生する再生利用困難な荒廃農地の活用など、ポテンシャルある土地の有効利用を進めるとともに、最新設備の導入による発電設備の高効率化や再投資の促進にも取り組む。【➡資源エネルギー庁、関係省庁】

2. 自立化に向けた FIT 制度の在り方

FIT 制度は、国民負担の下で、価格変動リスクを固定価格によって、オフテイカー（引取り手）リスクを長期買取義務によって保証する、再生可能エネルギー導入初期の市場創出のための措置である。我が国においては、FIT 制度導入直後は太陽光発電の認定が急速に増加し、制度開始後 5 年間は太陽光発電に偏重した導入が進んだ。

FIT 制度で先行する欧州においては、再生可能エネルギーの普及拡大の裏側で国民負担の増大が進む中、直近期間の導入量に応じて価格低減率が変動する Sliding-scale、市場価格での取引にプレミアムを上乗せして支援する Feed-in Premium や卸電力市場への直接販売制、買取価格を競争入札により決定する仕組みを導入するなど、再生可能エネルギーを市場競争の中で自立的に普及させていくための制度改正を重ねて来ている。そうした中で、他の電源と同等かそれ以下の入札価格を付ける太陽光発電や風力発電プロジェクトが出てくるなど、FIT 制度から自立する事例が見られ始めている。

我が国においても、賦課金総額が年々増加する中（2018 年度は約 2.4 兆円／年となる見込み）、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図るため、2017 年 4 月に改正 FIT 法が施行され、入札制の導入（当初は大規模太陽光発電を対象）や中長期価格目標の設定が行われた。足下では、2018 年度から入札制の対象が大規模バイオマス発電にまで拡大されるとともに、2017 年度の調達価格等算定委員会において、一般海域の利用ルール開始に合わせて、当該ルールが適用される洋上風力発電について入札制に移行させ

² 各項目について、本小委員会で整理された事項を枠内に「アクションプラン」として記載し、それぞれ検討・実施主体を明記している。色分けについては、青：既に実施済み・継続実施中のもの、緑：具体的なスケジュールが決まっているもの、赤：基本的な考え方が整理されており今後詳細を議論していくもの、としている。

るとの意見が取りまとめられた。これを受け、価格入札制を採用した再エネ海域利用法案が2018年3月9日に閣議決定され、国会に提出されたところである。

今後は、欧州など先行する諸外国における制度の動向も参考にしながら、入札制、卸電力市場への直接販売、導入量や時期に応じて自動的に買取価格が低減する仕組み、卸電力市場（前日・当日市場）や電力システム改革に伴い整備される市場との連動等のツールを組み合わせ、マーケットベースでの自立的な普及への移行を促す仕組みを検討していくべきである。その際、太陽光発電や風力発電のように、一定程度導入が進んでいる、又は導入が拡大していくことが見込まれる段階に至っているような「急速なコストダウンが見込まれる電源」と、地熱発電や中小水力発電、バイオマス発電のような「地域との共生を図りながら緩やかに自立に向かう電源」といった電源ごとの性質の違いに応じ、それぞれに適切な制度を構築していく必要があり、FIT法附則第2条第3項に規定されたFIT法の抜本見直しの期限（2020年度末まで）に向け、検討を進めていくべきである。

【アクションプラン】

- 再生可能エネルギー電源を、①急速なコストダウンが見込まれる電源と②地域との共生を図りながら緩やかに自立に向かう電源を切り分け、入札制や卸電力市場への直接販売等の手法を組み合わせながら、自立化への橋渡しとなる仕組みを構築するべく、今後検討していく。

【➡資源エネルギー庁（FIT法の抜本見直しは、法律上2020年度末までに実施）】

II. 長期安定的な発電を支える事業環境整備

1. FIT認定の運用見直し

FIT制度の創設後、太陽光発電の認定量が増えるにつれ、認定を取得した後に長期間稼働しない、いわゆる「未稼働案件」の発生が問題となった。未稼働案件は、稼働が遅れることにより「再生可能エネルギーの最大限の導入」を妨げる上、適用される調達価格（FIT認定時に確定）が想定するコストよりも安く太陽光パネル等の調達が可能となることから、結果として「国民負担の抑制」にも反するおそれがある。このため、太陽光発電については、これまで土地・設備の確保について報告徴収・聴聞の手続を経て認定の取消しを行ったり、土地・設備の確保に関する条件付き認定をした上で、一定期間内にこれらを確保できなければ当該認定を失効させるといった措置を講じ、未稼働案件の防止を図ってきた。また、2017年4月にはFIT法を改正し、送配電事業者との接続契約を認定の要件にすることで、より確度の高い案件だけを認定する仕組みを構築した。あわせて、2016年度までに認定された案件

については、原則として2017年3月末までに接続契約を締結できなければ認定が失効するといった措置も講じてきた。

しかしながら、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制との両立を図り、再生可能エネルギーが責任ある長期安定的な電源となるためには、こうした法律上の措置だけでは必ずしも十分ではない。これまでは、太陽光発電について他の電源に先行して制度運用ルールの適正化を行ってきたが、今後は太陽光発電以外の電源についてもコスト低下局面を迎えることが想定されることから、未稼働案件による国民負担の増大を抑制するため、電源共通の適正な運用ルートを構築する必要がある。こうした考え方の下、以下3点の運用ルートを太陽光発電以外の電源にも導入するべきである。

(1) 運転開始期限の設定

太陽光発電については、未稼働の問題が顕在化し再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両面からの課題が発生していたことから、2016年8月1日以降に送配電事業者と接続契約を締結する案件に対して、認定日から3年(10kW未満の太陽光発電については1年)という運転開始期限を設定し、未稼働案件の防止を図ってきた。

上記のような問題意識を踏まえ、今後コスト低下局面を迎える他の電源についても、運転開始の遅延による過剰な国民負担を抑制するため、2018年度以降に認定する案件に運転開始期限を設定することが適当である。運転開始期限は、各電源の開発の特性に応じて、風力発電は4年³、地熱発電は4年³、中小水力発電は7年⁴、バイオマス発電は4年とするべきである。また、環境アセスメント手続の合理化・迅速化が進められていることも踏まえ、その進捗も含め実態に応じて適宜見直しを行うことが必要である。

(2) 出力増加時の価格変更

太陽光発電については、認定から時間が経過した認定案件(未稼働案件を含む)が、設備コストが低下した時点で発電出力を増加させることによる過剰な国民負担を抑制するため、認定後に発電出力を増加する場合には、運転開始前後を問わず、適用される調達価格がその変更時点の価格に変更になる、というルールとなっていた。⁵

他方で、風力・地熱・中小水力・バイオマスについては、運転開始前に発電出力を10kW以上かつ20%以上増加させる場合には、調達価格がその変更時点の価格に変更になるが、運転開始後であれば、発電出力を増加させても調達価格は維持されるルールとなっていた。

今後は、太陽光発電以外の電源についてもコスト低下局面を迎えることが予想されることから、過剰な国民負担を抑制するため、2018年度からは、太陽光発電と同様に既認定案

³ 環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な案件は、8年。

⁴ 多目的ダムに併設されるものについては、ダム建設工事の遅延期間を考慮することとする。

⁵ ただし、10kW未満の設備であって、変更後の出力も10kW未満である場合は、価格変更なし。

件も含め、発電出力を増加する場合には、運転開始前後を問わず、調達価格をその変更時点の価格に変更すべきである。

(3) 土地の確保を証する書類

発電設備の設置場所の使用権原を有することは、認定基準の1つとして電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則（以下「FIT法施行規則」という。）に規定されている。この点、これまで風力・中小水力・地熱・バイオマスについては、認定申請時に賃貸借契約書や地上権設定契約書等の正式書類を提出できない場合でも、認定取得後一定の猶予期間内に当該書類を提出することを前提に認定が行われていた。

今後は、これらの電源について、より確度の高い案件だけを認定するべく、猶予期間を付して認定を行う条件として、認定申請時に土地の所有者等による設備の設置場所の賃貸又は譲渡証明書を求めるべきである。

【アクションプラン】

- 風力・中小水力・地熱・バイオマスについても、2018年度以降新たに認定を受けるものは、運転開始期限を設定する。
【→資源エネルギー庁（2018年4月1日施行で法令整備済み）】
- 風力・中小水力・地熱・バイオマスについても、FIT認定後に発電出力を増加させる場合には、運転開始前後を問わず、調達価格をその増加させた時点の価格に変更する。
【→資源エネルギー庁（2018年4月1日施行で法令整備済み）】
- 風力・中小水力・地熱・バイオマスについても、設備の設置場所の権原証明について、認定申請時に、土地の所有者等による設備の設置場所の賃貸又は譲渡証明書を求める。
【→資源エネルギー庁（2018年度認定申請分より運用開始済み）】

2. 太陽光パネルの廃棄対策

太陽光発電設備は、太陽光パネルの製品寿命（25～30年）を経て、事業が終了する2040年頃に、大量の廃棄物が排出される見込みである。こうした将来の太陽光パネルの大量廃棄をめぐって、様々な懸念が広がっており、特に事業の終了後に太陽光発電事業者の資力が不十分な場合や当該事業者が廃業してしまった場合、太陽光パネルが放置されてしまったり、不法投棄されてしまうのではないかと懸念がある。この懸念を払拭するために、発電事業者による廃棄等費用の積立てを担保するために必要な施策（例えば、第三者が外部で積立てを行う仕組み）について、検討を開始すべきである。また、並行して、すぐに来ることから着手すべく、現行FIT制度の運用の中で、廃棄費用の積立計画と進捗状況の報告を

義務化し、その状況を公表するとともに、悪質な事例が生じた場合には、報告徴収・指導・改善命令を行うことを検討するべきである。

また、不適切な廃棄処理により、太陽光パネルに使用されている有害物質が流出・拡散されるのではないかと懸念がある。有害物質が適正に処理されるよう、昨年12月に太陽光発電協会が策定した「使用済太陽電池モジュールの適正処理に資する情報提供のガイドライン」に基づき、太陽光パネルメーカー及び輸入販売業者は産廃事業者に積極的に情報提供を行っていくべきである。

さらに、産業廃棄物の最終処分場のひっ迫を解消し、資源の有効利用を図るためには、太陽光パネルのリユース・リサイクルを促進することが必要である。他方、太陽光パネルについては、大量廃棄は足下で現実には発生していないこともあり、リユース・リサイクル・処分の実態把握が進んでいない。そのため、正確な実態把握を基にした政策検討を行うため、環境省・経済産業省共同で、まずはコストも含めた基礎的・包括的な実態調査を行いつつ、義務的なリサイクル制度の必要性を検討するべきである。

【アクションプラン】

- 発電事業者による廃棄費用の積立てを担保するための施策について、検討を開始する。
【⇒資源エネルギー庁（2018年度中を目途に結論を目指す）】
- 同時に、現行FIT制度の執行強化にも取り組み、
 - 廃棄費用の積立計画・進捗状況の毎年の報告を義務化し、
 - それを認定事業者の情報として公表するほか、
 - 必要に応じて報告徴収・指導・改善命令を行う。【⇒資源エネルギー庁（2018年度中）】
- 太陽光パネルに使用されている有害物質について、「使用済太陽電池モジュールの適正処理に資する情報提供のガイドライン」に基づき、産廃事業者に積極的に情報提供を行っていく。【⇒太陽光パネルメーカー及び輸入販売業者（着手済み）】
- リサイクルについて、まずは環境省と経済産業省が共同で実態把握を行っていく。
【⇒環境省、資源エネルギー庁（着手済み）】

3. FIT制度から自立した再生可能エネルギーの新たな活用法

FIT制度からの自立化を進めていくためには、FIT買取期間が終了し、投資回収が済んだ再生可能エネルギー電源を活用するビジネスモデルを確立するとともに、将来的には、FIT制度が無くとも再生可能エネルギー事業への新規投資の採算が取れるような事業環境を整備していく必要がある。本小委員会においては、家庭用蓄電池システムの活用、ZEH（net Zero Energy House）よりも自家消費率向上を目指したZEH+やZEB（net Zero Energy Building）

など需要家側の再エネ活用モデルと、非化石価値など再生可能エネルギーとしての付加価値の活用や、蓄エネルギー技術を用いた変動再エネ電源の計画発電、再生可能エネルギーで発電された電気を水素に変換して販売する Power-to-Gas など供給側の再エネ活用モデルを例に議論を行った。⁶

自家消費を中心とした需要家側の再エネ活用モデルについては、例えば、「家庭等において蓄電池等と組み合わせながら、経済的インセンティブを伴った形で再エネ自家消費モデルを促進していくためには、どのような環境整備が必要か」、「各家庭で発生する太陽光発電の余剰電力を小売電気事業者等が集めて活用する新たなビジネスの創出に向け、競争的な環境を整備するためどのような仕掛けが必要か」、「大口需要家がオフサイトの再エネ電源を自家消費し、電力供給のベースとするモデルを成立させるには、どのような環境整備が必要か」といった論点について、引き続き検討を進めていくべきである。また、売電を中心とした供給側の再エネ活用モデルについては、「RE100 などの需要側の再エネニーズが高まる中、再生可能エネルギーとしての付加価値を見える化し、それを活用しながら売電するモデルが競争力を持つようになるためには、どのような環境整備が必要か」、「FIT インバランス特例が存在しない中、現在の計画値同時同量を前提とすると、どのように売電スキームを成立させるか」、「Power-to-gas 等の新たな売電モデルをどのように実現していくか」といった観点も含め検討を進めていくべきである。

本小委員会で採り上げた論点や事例以外にも、民間の創意工夫の中からイノベーションが生まれ、新たなビジネスが出てくることが期待されるため、今後は、具体的なビジネスモデルを収集しつつ、それぞれ課題を整理し、必要な事業環境整備について検討を進めていく必要がある。

【アクションプラン】

- 再エネ活用モデルを大きく①自家消費を中心とした需要家側の再エネ活用モデル、②売電を中心とした供給側の再エネ活用モデルに分類・整理し、必要な事業環境整備について検討を進める。【➡資源エネルギー庁】

⁶ 近年、RE100 など再生可能エネルギーとしての付加価値に着目した需要家側のニーズが世界的に盛り上がりつつあり、一部の委員からは、「こうした付加価値の活用に当たり個別電源をトラッキングしたいというニーズに応えることも検討するべきではないか」、「消費者がこうした付加価値を認知できるようにすることで、再エネ需要を喚起していくべきではないか」といった指摘もあった。

4. 住宅用太陽光発電に係る 2019 年以降の FIT 買取期間終了を契機とした対応

(1) 基本的な考え方

2009 年に開始された余剰電力買取制度の適用対象である住宅用太陽光発電設備は、2019 年以降順次、10 年間の買取期間を終えることとなる。FIT 制度による買取期間が終了した電源については、法律に基づく買取義務は無くなるため、①電気自動車や蓄電池と組み合わせることなどにより自家消費をすることや、②小売電気事業者やアグリゲーターに対し、相対・自由契約で余剰電力を売電することが基本となる。こうした環境変化は、住宅用太陽光発電設備を設置している需要家にとっては、自家消費型のライフスタイルへの転換を図る契機となり、小売電気事業者やアグリゲーターにとっては、新たな供給力と需要を獲得するビジネスチャンスとなる。したがって、買取期間の終了とその後の対応について、官民一体となって広報・周知を徹底することが重要である。

他方で、FIT 買取期間終了後の新たな市場環境下でも、完全な自家消費が難しい中、小売電気事業者やアグリゲーターとの売電契約の切替が滞ってしまった場合や売電契約を締結していた小売電気事業者やアグリゲーターが倒産してしまった場合等に、一時的に余剰電力の買い手が不在（無契約での逆潮流）になるケースが生じる可能性もある。こうした場合に、無契約だからという理由で余剰電力の系統への逆潮流ができないように解列すると、住宅用太陽光発電設備の場合は、屋内の配線状況によっては小売供給まで遮断される懸念があるなど、需要家に対して過大な不利益をもたらし得るため、当該余剰電力については一般送配電事業者に引受けを要請すべきである。

ただし、一般送配電事業者による引受けはあくまで一時的・例外的な措置であるべきであり、小売電気事業者やアグリゲーターによる再生可能エネルギーを活用したビジネスが促進されるような設計であることが重要である。また、住宅用太陽光の余剰電力は小売電気事業者やアグリゲーターにとって有効な電源として活用されることが期待される一方で、一般送配電事業者は売り手と買い手が決まっている電気を運ぶこと（託送供給）をその業務とするものであるとともに、買い手不在の余剰電力は周波数調整の負担を増す可能性があることも踏まえれば、一般送配電事業者による引受けは無償とすることが適当である。

【アクションプラン】

- 買取期間の終了とその後のオプション（①自家消費、②相対・自由契約による売電）について、官民一体となって広報・周知を徹底する。

【➡資源エネルギー庁、電力その他関係業界（2018 年度から本格的に実施）】

- 一時的に余剰電力の買い手が不在となった場合には、住宅用太陽光の余剰電力を、一般送配電事業者が無償で引き受けることを要請する。

【➡一般送配電事業者から了承あり】

なお、引受量の増大によって一般送配電事業者の負担が増加し支障が生じ得る場合には、必要に応じて仕組みを見直すべきである。今後は、消費者保護の観点にも十分留意しながら、住宅用太陽光発電設備の設置者たる需要家が求める情報を適時適切に届けられるよう官民一体となって広報戦略を展開するとともに、余剰電力を一般送配電事業者が無償で引き受ける場合の細則を整備していく必要がある。

(2) 逆潮流・計量に関する論点

従来は、一需要家内に FIT 認定設備と非 FIT 認定設備が併設される場合には、FIT 制度に基づく買取量（逆潮流量）を正確に計算するため、非 FIT 認定設備からの逆潮流は禁止されていた（FIT 法施行規則第 5 条第 2 項第 5 号ロ）。これによって、①FIT 認定設備と非 FIT 認定設備が併存するケースや、②按分計量を行っている FIT 認定設備の一部が非 FIT 化するケース（2019 年以降）において、逆潮流ができない事象が発生することとなっていた。

2019 年以降、住宅用太陽光発電設備の FIT 買取期間が順次終了していく中で、これらを競争力ある電源として有効活用していくためには、こうした場合において非 FIT 認定設備からの逆潮流を可能とすることが望ましい。実証の結果、特定の配線の下で新たな計量方法（差分計量）を適用することによって、FIT 認定設備からの逆潮流量と非 FIT 認定設備からの逆潮流量をそれぞれ計量することが技術的に可能であることが確認された。したがって、FIT 設備と併設される自家発電設備等についても、新たな計量方法（差分計量）を適用することで、逆潮流を認めるべきである。

他方で、段階的に太陽光発電設備を増設した場合など、買取価格が設備ごとに異なる場合に、既に取り用メーターと証明用メーターを用いて按分計算を行い（按分計量）、各逆潮流量及び賦課金額を算出している実態がある。これらを踏まえ、FIT 認定設備の電気と非 FIT 認定設備の電気を区分する計量方法の整理については、以下のとおりとするべきである。

- 既に複数の FIT 認定設備を保有し按分計量を行っている需要家において、設備の一部が非 FIT 化した場合、
 - ①買取者が同一の場合は、按分計量の継続又は差分計量への移行を選択する。
 - ②買取者が異なる場合は、差分計量へ移行する。
- 差分計量の運用開始後、買取価格が異なる FIT 認定設備を新たに追加する場合は、当初から差分計量を適用する。

【アクションプラン】

- FIT 設備と併設される自家発電設備等についても、新たな計量方法（差分計量）を適用することで、逆潮流を認める。

【➡資源エネルギー庁（2018年4月1日施行で法令整備済み）】

【➡一般送配電事業者（2019年11月までのなるべく早期に実施に移せるようシステム等の準備）】

上記の基本的なケース以外の複雑なシステム構成も論理的には考えられるが、事例としては僅少であると考えられる。差分計量に対応するため、一般送配電事業者による大規模なシステム改修が必要になるところ、数が少ない事例にも広範に適用できるように更なるシステム対応を行う場合、社会コストが過剰になる可能性があると考えられる。そのため、複雑なケースのためのシステム対応は行わないこととするべきである。

また、一般送配電事業者と需要家の役割分担については、一般送配電事業者はこれまでスマートメーターの調達・設置を専ら行ってきた経験・実務・調達能力がある一方、差分計量によって FIT/非 FIT 認定設備からの逆潮流量を区分し、その電力取引を行うことでメリットを享受するのは需要家である。そのため、システム改修やメーターの設置・運用などは一般送配電事業者が実施し、配線工事の手配やメーターに関する費用は需要家が実施・負担するべきである。また、その他の運用上の役割分担の在り方についても、この考え方に基づいて判断するべきである。

5. 立地制約のある電源の導入促進

現行の FIT 制度では、政府は長期・固定価格での買取を保証する一方で、立地地点の選定・調整については専ら事業者が役割を担っており、大量導入やコスト低減のポテンシャルがあったとしても、立地制約による事業リスクが高い場合には、結果的に発電コストが下がらず、将来的にも何らかの支援措置なしでは導入が進まない可能性がある。

このため、立地制約のある電源の導入促進を図るために事業環境整備を行っていく必要がある。この点、これまでも、関係省庁と協力して例えば環境アセスメントの迅速化等に取り組んできており、引き続き、取組を継続していくべきである。⁷

また、洋上風力発電（着床式）については、欧州では、①実証・実用化初期～成長期（1990～2005年頃）、②拡大期・成熟期（2005～2015年頃）、③競争期（2015年頃～）を経て発展してきた。特に近年、年1～2GWと急激に導入量が拡大しており、落札価格が10円/kWh未満の案件や市場価格（補助金ゼロ）の案件が出るなど、急速に競争力ある電源となってい

⁷ 個別電源ごとの対応は、P.40以降に記載する。

る。この背景としては、①制度的要因（周到な入札による事業者の開発リスク低減、有効な競争環境創出）、②技術的要因（風車・建設インフラの大型化、信頼性向上）、③経済的要因（洋上風力産業、サプライチェーン成熟によるリスク低下）が指摘されている。

一方、我が国のこれまでの洋上風力発電の導入実績は、国の実証事業により建設された6基（約2万kW）にとどまるものの、2016年の港湾法改正によって長期占用のルールが整備された港湾区域においては、港湾管理者が事業者を決定し、環境アセスメント手続中の案件も増える等、事業者による計画の具体化が進んでいる。また、よりポテンシャルの大きい一般海域においても、政府において利用のルール化の検討に本格的に着手した2017年以降、環境アセスメント手続中の案件が増加し、事業者による計画の具体化が進んでいる。これらを踏まえると、我が国は、欧州で言うところの実証・実用化初期～成長期の段階にあると考えられる。

我が国において洋上風力発電は、大きな導入ポテンシャルとコスト競争力を合わせ持ち、再生可能エネルギーの最大限の導入拡大と国民負担の抑制の両立において重要な電源として位置づけられるものである。この導入を図るため、欧州の洋上風力発電に関する取組も参考にしつつ、一般海域の利用のルール整備や系統制約への対応・関連手続の迅速化と、価格入札も組み合わせた洋上風力発電の導入促進策（いわゆる「セントラル方式」）を講じ、我が国よりも大きく先行する欧州の経験・知見を官民一体となって活用し、導入拡大に当たっての課題を解決することができれば、欧州で言うところの競争期へ直接移行することが可能となると考えられる。

具体的に解決すべき課題としては、①一般海域は海域利用（占用）の統一ルールがなく、都道府県条例による占用許可は通常3～5年と短期にとどまるため、中長期的な事業の予見可能性が低く、資金調達が困難、案件組成を阻害されていること、②海運や漁業等、先行利用者が存在するが、洋上風力導入に係る調整のルールが不明確であり、先行利用者と洋上風力の導入に関して意見を調整する仕組みがないこと、③FIT 価格が欧州と比べ36円/kWhと高額であり、国内に経験ある事業者が不在であり、高コストであること、④系統に空き容量がなかったり募集プロセス手続中であったりするため、促進区域を指定しても、系統の接続枠が確保できる見込みに欠けること、⑤洋上風力の整備・運転開始までの期間が長期にわたり、環境アセスメント等、その他の関連制度でも洋上風力発電の促進を図る必要があること、が挙げられる。

こうした課題に対し、①については、FIT 買取期間（20年間）とその前後に必要な工事期間を合わせ、十分な占有期間を担保し、事業の安定性を確保すること、②については、促進区域の指定・事業の実施に係る関係者間の協議の場である協議会を設置して関係者を特定し、地元調整を円滑化する仕組みを構築すること、更に区域指定の際に関係省庁とも協議し、環境・海上交通等、他の公益上の必要性との整合性を確認しつつ、事業者の予見可能性を向上させ、負担を軽減すること、③については、価格入札制を採用し、競争を促してコス

トを低減すること、④については、本小委員会での議論も踏まえ系統制約の克服に取り組み、その成果を洋上風力発電にも活用すること、⑤については、環境アセスメント手続の迅速化等、関連制度について洋上風力発電の促進につながるよう、関係省庁と連携すること、といった対応を講じることにより、欧州と比較しても遜色のない制度を整備し、洋上風力発電の導入拡大を図っていくべきである。

【アクションプラン】

- 環境アセスメントの迅速化等について、引き続き関係省庁と連携する。
【➡資源エネルギー庁、関係省庁】
- 洋上風力発電について、①海域利用のルール整備、②系統制約への対応、③関連手続の迅速化、④価格入札を組み合わせた導入促進策を、いわゆる「セントラル方式」として講じていくことにより、導入促進を図る。
【➡関係省庁（再エネ海域利用法案を今通常国会に提出：2018年3月9日閣議決定）】

2-②. 再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築

我が国の電力系統は、これまで主として大規模電源と需要地を結ぶ形で形成されてきており、再生可能エネルギー電源の立地ポテンシャルのある地域とは必ずしも一致していない。そのため、FIT 制度の導入等により再生可能エネルギーの導入量が拡大するにつれて、系統制約が顕在化しつつある。再生可能エネルギーの大量導入のためには、この系統制約を克服するための包括的な取組（新・系統利用ルール）が重要となる。

系統の増強には多額の費用と時間が伴い得るものであることから、まずは既存系統を最大限活用していくことが有効であり、海外の事例も参考にしつつ、一定の条件の下で系統への接続を認める等の「日本版コネクト&マネージ」の仕組みを具体化していくべきである。こうした取組を通じて既存系統を最大限に活用してもなお系統制約が解消されない場合、系統増強が必要となる。系統接続の費用における発電事業者の負担の在り方の見直しや、系統増強等にかかるコスト削減の徹底等を通じて再生可能エネルギー導入に係る社会コスト最小化を図るべきである。この結果、発電事業者が系統接続するにあたって必要となる負担の軽減にもつながる。この他にも、事業の予見性を向上させるための情報公開・開示や事例集作成等によるルール整備を補完する仕組みの構築等、系統制約の克服に向けて包括的な対応を進めていくことが必要である。

さらに、2030 年以降を見据え、人口減・需要減といった構造的課題を踏まえつつ、我が国の電力系統を再生可能エネルギーの大量導入等の環境変化に適応した次世代型のネットワークへと転換していくため、コスト削減を進めつつ、必要な投資が行われる環境整備を進めていくべきである。

また、電力系統の運用に当たっては需給バランスを一致させる必要性があるため、自然変動再エネ（太陽光・風力）の導入が拡大することで、その出力変動を調整し得る「調整力」を効率的かつ効果的に確保することが、国際的にみても、大量の再生可能エネルギーを電力系統に受け入れるための課題になってきている。当面は、火力発電や揚水発電による調整が中心となるが、再生可能エネルギーの導入に係る社会コストを最小化しつつ、いかに広域的かつ柔軟な調整が可能な環境を整備するかが鍵となる。将来的には、蓄電技術の導入によって調整力の脱炭素化を進めていくことも重要であり、それぞれの課題を整理しながら、道筋を描いていく必要がある。

Ⅲ. 系統制約の克服

1. 日本版コネクト&マネージ

既存系統の最大限の活用に向け、想定潮流の合理化、N－1電制、ノンファーム型接続からなる「日本版コネクト&マネージ」については、本小委員会の立ち上げに先立って、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）において検討が進められていた。本小委員会では、これらの検討状況も踏まえ、関係者間での課題に関する調整が済んだものから、着実に実現していくという基本方針に合意した。また、今後、既存系統の最大限の活用のために、更なる取組を検討すべきであり、今後の検討体制については、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国で行い、技術的な内容を含む詳細検討は広域機関において行うべきである。

（1）想定潮流の合理化

送電線の空き容量について、これまでは系統に接続する電源がフル稼働する前提で計算されていたが、過去の実績をもとに、各電源の将来の稼働の蓋然性評価を行い、より精緻な最大潮流を想定して算出する手法である「想定潮流の合理化」については、その考え方について整理ができたことから、2018年4月から全国的に導入がなされたところである。今後、「想定潮流の合理化」によって、空き容量がどの程度増加したのか、について定量的に評価し、効果が公表されることが期待される。

【アクションプラン】

- 2018年度から、想定潮流の合理化の考え方にに基づき空き容量の算定を行う。

【→広域機関、一般送配電事業者（2018年4月1日から適用済み）】

（2）N－1電制

落雷等の事故時には電源を瞬時に遮断する装置を設置することを条件に、緊急時用に確保している送電線の容量の一部を平常時に活用する「N－1電制」については、N－1電制適用（電制装置設置者と費用負担者を分ける本格適用）による機会損失の費用負担の在り方について議論となった。かかる論点については、広域機関における検討結果も踏まえ、「N－1電制」導入後の新規接続電源が負担（案1）、「N－1電制」による新規接続電源が属する系統に接続する事業者が負担（案2）、一般負担（案3）の3案がある中で、様々な意見が出されたが、本小委員会の「日本版コネクト&マネージ」の検討における基本的な方向性である、「適用可能なものから速やかに導入していく」という前提に立てば、後述の先行適用との継続性を考慮し、案1に基づいて詳細な制度設計を進め、運用を開始し、その後必要に

応じ見直していくことが適当である。今後、電制装置設置者と費用負担者を分ける本格適用についても、運用開始に向けた詳細設計を検討・実施すべきである。

また、発電事業者からの早期接続の要請も踏まえ、「N-1電制」を前提として接続する新規電源を電制対象者とするケース（電制装置設置者と費用負担者が一致）については、先行的に適用することとし、2018年度上期末までに詳細ルールを取りまとめられるよう、技術的検討を急ぐべきである。

【アクションプラン】

- 電制装置設置者と費用負担者（N-1電制を前提として接続する新規電源）が一致するケースは、技術的な検討が済み次第、先行適用する。
【⇒広域機関、一般送配電事業者（2018年度上期末までに）】
- 運用と経済（費用負担）を分ける本格適用については、まずは「新規電源の特定負担とする案」で詳細設計を進め、運用を開始し、その後必要に応じて見直していくとの基本的方向性で検討する。【⇒広域機関、資源エネルギー庁】

（3）ノンファーム型接続

他の電源が稼働している間など、システムの混雑時には出力制御することを前提とした新規の接続を可能とする「ノンファーム型接続」については、ノンファーム電源の優先給電ルール上の取扱いや、ファーム電源の事業予見性の在り方等、基本的な方向性を含む様々な論点があり、関係者間の合意形成、システムの構築、実施に至るまで相応の時間がかかると想定されるが、可能な限り早期実現を目指し、スケジュール感を示しつつ、鋭意検討を進めるべきである。

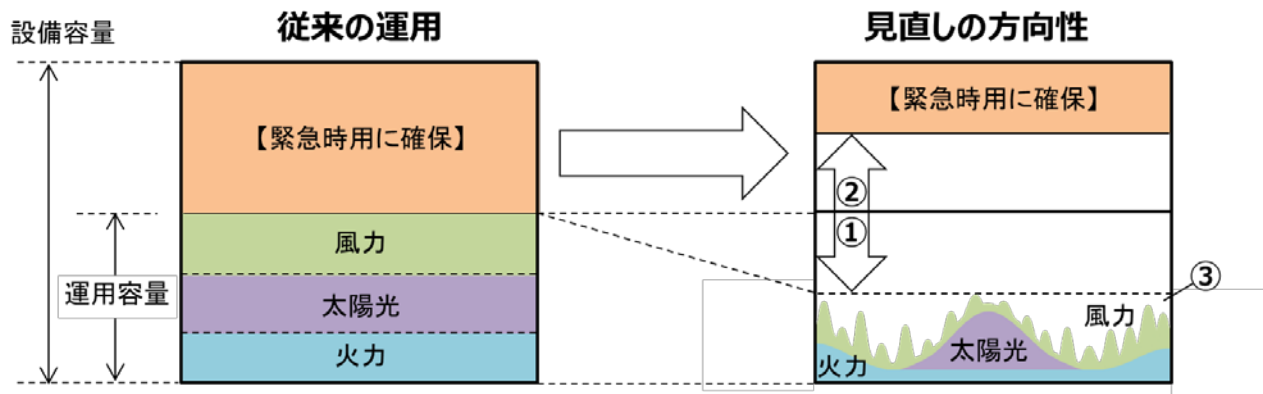
【アクションプラン】

- 関係者間の合意形成、システムの構築、実施に至るまで相応の時間がかかると想定されるが、可能な限り早期実現を目指し、スケジュール感を示しつつ、鋭意検討を進める。
【⇒広域機関、資源エネルギー庁】

【図2】日本版コネクト&マネージ

- 既存システムの最大限の活用のため、従来の運用を見直し、①～③の領域を活用。
- 詳細ルールを検討の上、順次運用に反映。

	従来の運用	見直しの方向性
①空容量の算定	全電源フル稼働	実態に近い想定 (火力はメリットオーダー、再エネは最大実績相当)
②緊急時用の枠	半分程度を確保	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、枠を開放
③出力制御前提の接続	通常は想定せず	混雑時の出力制御を前提とした、新規接続を許容



2. 需給バランス制約による出力制御における経済的調整

エリア全体の需給バランス制約による出力制御については、「出力制御の公平性の確保に係る指針」(平成29年3月資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部)に基づき、発電事業者間の公平性及び効率的な出力制御のための柔軟性を確保することが求められている。これを踏まえ、一般送配電事業者は、必要に応じて出力制御ルールの事業者ごとにグループ分けを行った上で、年度単位で出力制御の機会が均等となるように順番に出力制御を実施することし、手続の公平性を確保している。一方、主に中小規模の太陽光設備には中央給電指令所から直接制御指令を受ける機能がなく、前日段階で制御指令を受けることから、予測誤差を踏まえ、より多くの発電設備に対して制御をかけなければならない。

このため、実際の出力制御は、直前であっても出力制御が可能な大規模の再生可能エネルギー設備等に対して指令を行うことで、出力制御範囲を抑制するとともに、追加収益・逸失利益を経済的に調整するといった手法等について、具体的な検討を行っていくことが重要である。こうした手法を活用することにより、今後、出力制御が起きる際に、住宅用太陽光発電設備等の小規模電源の出力制御頻度を減少させ、物理的な制御の実運用を効率化できる可能性がある。一方で、経済的調整の実現に向けては、①追加収益・逸失利益の算定方法、②費用調整の実務、③買取価格の異なる電源間の調整(収支不一致の調整)等の実務上の課題をクリアする必要がある。

なお、経済的調整の仕組みは、需給バランス制約への対応だけでなく、N-1電制やノンファーム型接続における対応にも関係するとの指摘もあったところであるが、他の場面における展開や考え方の整合性も含めた検討が求められる。

【アクションプラン】

- 経済的調整制度を導入するため、①追加収益・逸失利益の算定方法、②費用調整の実務、③買取価格の異なる電源間の調整（収支不一致の調整）等について実務的な検討を行う。

【→資源エネルギー庁】

3. 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示

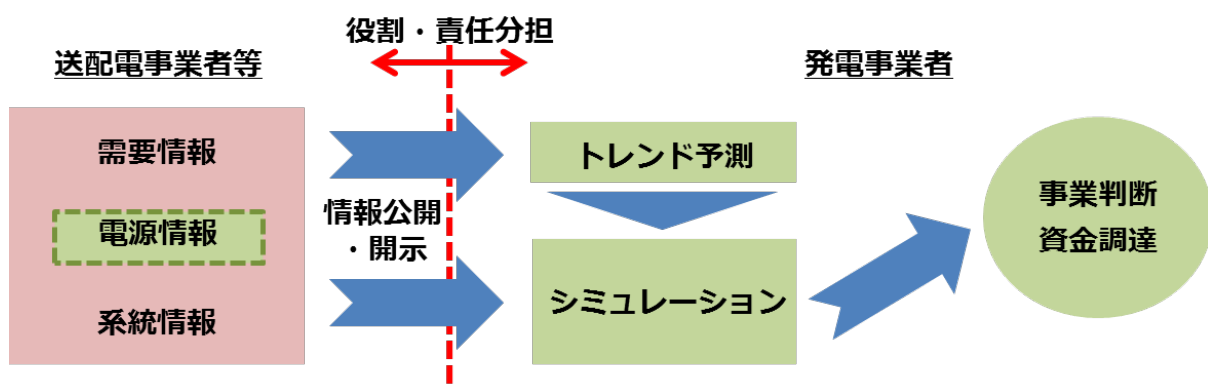
(1) 基本的な考え方

再生可能エネルギーの導入拡大によって系統制約が顕在化するにつれ、出力制御が実施される可能性が高まってきている。こうした中、発電事業の収益性を適切に評価し、投資判断と円滑なファイナンスを可能とするため、事業期間中の出力制御の予見可能性を高めることが、再生可能エネルギーの大量導入の実現に向けて極めて重要である。

一方で、発電事業者の事業判断の根拠となる出力制御の見通しを送配電事業者が示そうとすると、安定供給重視の万全の条件とする、見通しよりも高い出力制御が現実が発生する事態を確実に避ける、といった観点から見積り自体が過大となるおそれがある。

したがって、一般送配電事業者や広域機関が基礎となる情報を公開・開示し、それを利用して発電事業者やコンサルタント等が出力制御の見通しについて自らシミュレーションを行い、事業判断・ファイナンスに活用する、という形になるよう役割・責任分担を見直すべきである。その際、シミュレーションの精度を高めるために必要な情報が適切に公開・開示されるようにするべきである。

【図3】 情報公開・開示の基本的な考え方



(2) 需給バランス制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報

事務局が実施した再エネ事業者、コンサルタント及び金融機関へのヒアリングや、広域機関の実施したアンケート調査の結果、追加的な情報公開・開示によって需給バランスによる出力制御のシミュレーションの精度向上が期待できるものが複数挙げられた。特にニーズが高い情報としては、例えば、九州電力がエリア内の電源について、接続・申込ステータスの詳細区分や30日等ルール対象と指定ルール（無制限・無補償）対象の内訳など、先行して情報公開を進めている事例が指摘された。こうした情報については、トレンド分析の観点から過去一定期間分の月次データ（数値）を月次更新するなど、各一般送配電事業者が統一した形で情報公開を進めることが重要である。

また、①一般送配電事業者各社が公開している情報の区分・粒度・表現等にばらつきがあるため、各社が統一した情報の整理・公開ができないかといった声や、②過去に公開したデータは削除せず、バックナンバーとして継続的に公開できないかといった意見、③情報の利用者にとってアクセスしやすい場所に情報を集約できないかといった要望など、（一部又は全部の）一般送配電事業者が既に公開・開示している情報の提供方法について、形式的な改善を求める声も多く挙げられた。こうした声を実現していく取組はもちろんのこと、公の場での継続的なフォローアップも重要である。

【アクションプラン】

- シミュレーションの精度向上に向けて活用ニーズが大きいと考えられる情報は、少なくともトップランナーの取組の水準に合わせた情報公開・開示を進め、まずは利用者が情報にアクセスできるようにする。【→一般送配電事業者】
- 既に公開・開示されている情報も含めて、系統情報の利用者にとってアクセスしやすい・利用しやすい形となるよう、情報公開・開示の方法について、地道な改善を進める。【→一般送配電事業者、広域機関】
- 情報公開・開示の状況については、審議会等の場で定期的にレビューしていく。【→資源エネルギー庁（2018年度中目途）】

(3) 送電容量制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報

送電容量制約（系統混雑）による出力制御の見通しを高めることは、日本版コネクト&マネージの下で行う再生可能エネルギー発電事業の収益性判断と資金調達に不可欠である。また、足下では、東北北部エリアの電源接続案件募集プロセスにおいて、系統増強工事完了までの暫定連系中の出力制御の見通しが事業判断に当たって重要な要素となっている。

こうした系統シミュレーションに必要な情報のうち、まずは「需要に関する情報」や「送配電に関する情報」だけでも、足下で求められている出力制御の予見可能性向上に資すると考えられることから、対応可能なものから公開・開示を行うべきである。

【アクションプラン】

- ①地点別需要実績（需要カーブ）、②154kV以上の系統構成と潮流（実績・計画）^{8,9}について、広域機関で取りまとめることも含め公開を前提とした準備を進める。
【➡資源エネルギー庁、広域機関、一般送配電事業者（2018年度中を目途に一定の具体化）】
- 並行して、まずは必要性の高いエリアから速やかに一般送配電事業者が公開・開示することとする。【➡一般送配電事業者（速やかに対応）】

系統シミュレーションに必要な情報のうち「電源に関する情報」については、一部の発電事業者から、特に30分コマ単位で個別電源の発電出力実績を公開・開示することについて、競争への影響に対する懸念が示された。具体的には、個別電源の稼働・停止パターンと卸電力市場のスポット価格をコマごとに突き合わせることで個別電源の限界費用を推定され、相対卸供給契約における価格交渉において不利益を被るおそれがある、といったものである。

他方で、欧州等では個別電源の過去の発電出力実績を30分又は1時間単位で公開している国が多いことから、「欧州等では競争上の懸念が生じない（又は小さい）ため公開できるが、日本では競争上の懸念が大きいため開示すらできない」という結論を導くような、背景となる制度や市場構造の相違があるのか否かについて整理を行った。考え得る相違点としては、欧州における発電出力実績の公開は、電力市場の統合・透明化や競争促進の観点から実施されているものであり、本小委員会における議論（系統混雑による出力制御の予見可能性を高める）とは出発点が異なること（＝目的の相違）や、欧州の系統構成はメッシュ形である一方、日本は串形であることから連系線制約による卸電力市場の市場分断が生じやすく、特に北海道や九州では、個別電源の限界費用をより特定しやすい可能性があること（＝系統構成・市場構造の相違）等が挙げられた。こうした相違点は、過去の発電実績との照合による限界費用の特定のしやすさに「程度の差」をもたらす可能性がある一方で、これをもって「欧州では公開できるが、日本では開示すらできない」と結論づけるに足る相違であるとは言い難い、との評価に至った。

電源に関する情報は、系統シミュレーションの精度を高め日本版コネクト&マネージの効果（＝既存系統の活用）を最大化する観点から政策的必要性が大きい一方、前述の「経営上重要な情報であり競争への影響が懸念される」との声や、公安上の問題にも十分な配慮が必要である。こうした点を踏まえ、目的と手段のバランスの取れた対応を行うという考え方の下、電源に関する情報については、以下のとおり取り扱うべきである。

⁸ 電源線に1ユニットの電源しか接続していない場合の電源線潮流については、電源に関する情報の取扱いも踏まえて検討を行う。

⁹ 66kV以下の地点別需要及び潮流については、変圧器2次側母線単位に集約する。

- 情報の提供先を追跡できるよう、利用者・利用目的を限定した「開示」とするべきである。具体的には、
 - 開示対象者（利用者）については、当該系統に接続した場合の出力制御の見通しについてシミュレーションを行うという本小委員会における検討の目的に鑑み、系統に接続しようとする発電事業者（発電事業を行おうとする者を含む）に限定するべきである。¹⁰
 - その際、「目的外利用の禁止」や「ペナルティ」を含む秘密保持契約（NDA）を締結するべきである。
 - 開示請求を行うことができるタイミングや回数については、ファイナンスの実態を踏まえ、少なくとも接続時のシミュレーションに用いる最初の1回だけに限定はしないことが適当である（ファイナンス上の制約も加味しながら、詳細は引き続き検討）。
- 154kV以上の系統に接続する電源については、以下の情報を開示するべきである。
 - 過去の発電出力実績（匿名、系統構成とセット、シミュレーションに活用できる範囲で開示情報の時期を工夫（リアルタイムの情報とはしない、例えば3ヶ月前～14ヶ月前の1年間）、30分又は1時間単位、電源種・設備容量等のスペック）
 - 電源の新設・停止・廃止計画

【アクションプラン】

- 開示請求を行うことができるタイミングや回数、NDAに盛り込むべき条項やNDA締結に当たってのガイドライン、発電出力実績の時間単位や開示対象期間、66kV接続電源の取扱い¹¹など一部の詳細は引き続き検討としつつ、必要な規程等の改正も含め、速やかに準備を進めていく。
【→資源エネルギー庁、一般送配電事業者、広域機関（2018年度中に結論を得る）】

一方、議論の中では、「電源に関する情報についても、原則『公開』であるべき」とする意見や、「より規模の小さい再生可能エネルギー電源についても広く情報を公開すべき」、「系統に接続しようとする発電事業者だけでなく、研究機関等も含め多くの人が情報を活用しシミュレーションを行えるようにすることが、今後の電力市場にとって重要」との意見もあった。この点、今回の議論の目的とは異なる目的の下で公開を求めていくという議論は否定されるものではなく、また、今回の目的の範囲でも、競争上の影響を評価しながら、開示の在り方について然るべきタイミングで検証していくべきことを確認した。他方、「情報

¹⁰ NDAの範囲内でシミュレーションをコンサルタント等に委託し、情報を提供することは可能とする。

¹¹ 66kVの系統に接続する電源については、具体的な系統構成上の立地を明らかにしないことも選択肢としつつ、その他は同様の情報を開示する方向で検討する。

公開・開示に関する全体のポリシーについて合意が得られない、データに関する共通の技術仕様が決まっていない等の理由で情報の公開・開示が進まないといった事態は避けるべきであり、可能なものから速やかにアクセスできるようにすべきである」との意見もあった。

4. 系統アクセス業務等の改善

(1) 工事費負担金の分割払い

現行ルール（経済産業大臣の認可を必要とする広域機関の送配電等業務指針）では、工事費負担金については、契約後に一括して支払うのが原則となっており、この例外として「工事が長期にわたる場合」には、分割払いを含む支払条件の変更について「協議を求めること」が可能となっている。¹²

他方で、東北地方北部の募集プロセスの例のように、工事期間が10年以上となることが確実な場合などにおいても、工事費負担金の一括支払いを求めることは事業者の負担が大きく、また、支払条件の変更に係る一般送配電事業者との協議についても、どのような場合に分割払いが可能となるのかが必ずしも明らかにはなっていない。

このため、分割払いが認められる基準を明確にするべく（例えば、工事の設計を切り分けることが可能な場合など）、広域機関及び一般送配電事業者において送配電等業務指針の内容を明確にするための検討を進めるべきである。この際、分割払いで工事を進める際に、信用リスクに対する備えが十分になされていないと、当該工事完了前に事業者都合による支払が不能となった場合には、工事をする一般送配電事業者がその分を負担せざるを得ない可能性もあることに留意が必要である。

【アクションプラン】

- 分割払いが認められる場合の基準を明確にするべく、ルール化に向けて具体的な検討を進める。【➡広域機関、一般送配電事業者（2018年度早期に）】

(2) 工事長期化への対応

新たに系統に接続するために系統増強工事が必要となる場合において、工期が長期にわたり、結果として接続に要する時間が長すぎる、といった声が再エネ事業者等から挙げられている。この背景には、再エネ関連設備自体の工事の増加に加え、送配電等設備の高経年対策工事等も増加傾向にあり、工事に従事する人手不足が顕在化しているという構造的課題があるが、可能な限り迅速な系統への接続を可能とするため、具体的な方策について検討を行うべきである。

¹² 送配電等業務指針第103条第2項は「工事費負担金は、原則として、一般送配電事業者が連系等に必要な工事に着手するまでに、一括して支払うものとする。但し、系統連系希望者は、連系等に必要な工事が長期にわたる場合には、一般送配電事業者に対し、支払条件の変更について協議を求めることができる。」と規定している。

【アクションプラン】

- ①北海道における特定目的会社（SPC）の事例のように、事業者自らが工事を実施する事例の拡大
 - ②増強工事完了までの間、暫定的に連系を可能とする方策の活用拡大
 - ③工事の効率化や生産性向上策等、全国大で限られた人材を最大限に活用するための方策
- について検討を行う。【➡一般送配電事業者】

（3）系統容量の開放に向けた対応

現行ルール（経済産業大臣の認可を必要とする広域機関の送配電等業務指針）では、系統容量は、接続契約申込みの受付時点をもって暫定的に確保されることになっているが、接続契約申込み後、契約締結に至らなかったり、工事費負担金が支払われないなどの理由により、長期間にわたり発電事業が開始されていない案件が散見される。このような長期間運転しない案件が確保している系統容量を開放できれば、新規の電源が接続できることになる。

資源エネルギー庁と広域機関が、系統容量の開放に向けた取組及び課題について一般送配電事業者を対象に調査を行った結果、一定の手続を経た上で、工事費負担金の未入金が続いている場合、接続契約を解除し、系統容量を取り消すという取組は、現行ルール（送配電等業務指針や関連する規程）に基づき、ある程度実施されていることがわかった。

また、工事費負担金契約の契約期限や入金期限が繰り返し延長されるようなケースは、客観的な判断基準に基づいて系統容量開放の手続を進めることが比較的容易であると考えられるが、例えば、送配電等業務指針においては「連系承諾後に連系等を拒むことが『できる』」事由として定められているにとどまり、判断基準も必ずしも明確ではないことから、一般送配電事業者は契約解除等の判断がしにくいという実態も判明した。

当該実態を踏まえ、滞留する案件により確保されている系統容量を取り消す取組を円滑かつ迅速に進めていくため、送配電等業務指針等に規定する基準や手続を標準化・明確化するとともに、一定の事由に該当する場合には原則として連系等を拒み、系統容量を取り消すよう規定の改正を行うべきである。

【アクションプラン】

- 滞留している案件が抑えている系統容量の開放については、工事費負担金の契約や支払いに関する部分を中心に、広域機関の「送配電等業務指針」など現行ルールの明確化や、容量を取り消す手続の標準化を進める。
- 【➡広域機関、一般送配電事業者（2018年度早期に）】

5. 再エネ大量導入時代における NW コスト改革

(1) 基本方針

「再生可能エネルギーの最大限の導入」と「国民負担の抑制」を両立するためには、再生可能エネルギーの導入に係るコストを可能な限り引き下げつつ、システムを始めとした必要な投資が行われることが必要となる。このため、発電コストとネットワーク (NW) コスト (系統・調整力) のトータルでの最小化を実現するシステムへの移行が重要となる。この結果、再エネ事業者にとっての「接続費用が高い」という問題を解決することにも資する。

このため、系統への接続に必要な費用を抑制することは喫緊の課題であり、今後、再生可能エネルギーの導入の拡大等に伴い増大する NW コストを最大限抑制するため、既存 NW 等に係るコストについては、安定供給の維持を前提としつつ、徹底的なコスト削減を促す仕組みを構築すべきである。その上で、再エネ大量導入をはじめとした NW を取り巻く環境変化に的確に対応し、次世代 NW への転換を実現するためには、未来に向けた投資を促進する制度環境整備も同時に進めることが不可欠である。その際、未来に向けた投資を行うに当たっても、徹底的なコスト削減が図られる仕組みとすべきである。また、発電事業者も NW コストを意識した事業展開を行うためのインセンティブを確保すべきである。

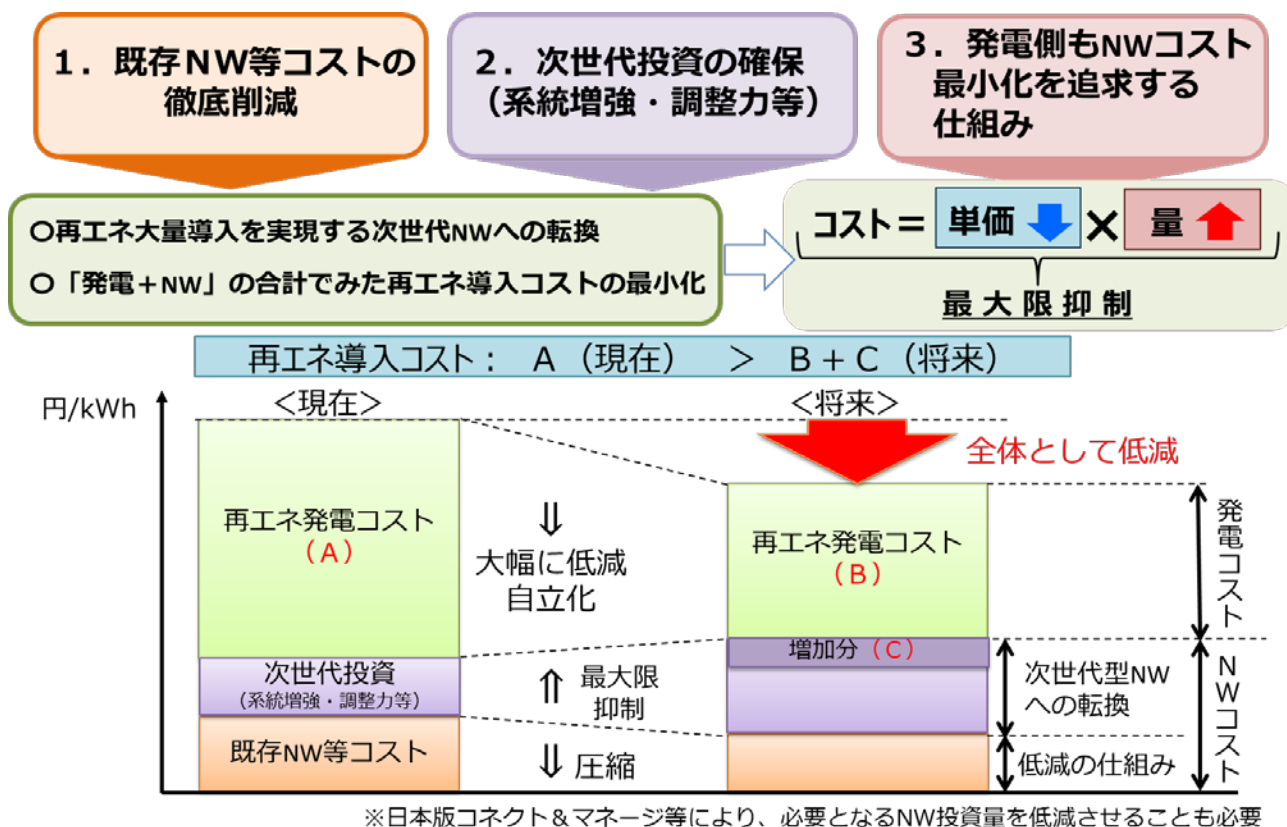
これらの基本的な課題認識については、本小委員会においても賛同が得られた。今後、下記に記載する具体的な方策について検討を深め、順次実行に移していくべきである。

【アクションプラン】

- 再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制を両立し、系統接続費用を抑えていくため、
 - ①既存 NW 等コストの徹底的なコスト削減
 - ②次世代 NW 投資の確保
 - ③発電側も NW コスト最小化を追求するインセンティブの確保を基本とする政策パッケージを検討する。
- 再エネ大量導入を実現する次世代 NW への転換に向け、「発電+NW」の合計でみた再エネ導入コストを最小化する。
- 短期・中長期の論点を切り分けて整理し、関係する機関や審議会等とも連携しながら、パッケージの実現に向け検討を進めていく。

【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】

【図4】 電力ネットワークコスト改革に係る3つの基本方針（概念図）



(2) 既存NWコスト等の徹底的なコスト削減

再生可能エネルギーの最大限の導入を図りつつも、国民負担を抑制していく観点から、再生可能エネルギーの導入拡大等に伴い増大するNWコストを最大限抑制するため、既存NW等のコストを徹底して削減すべきである。具体的には、まずは、「調達改革と情報開示」パッケージとして、①各社間や海外、自営線等と比較を行い、仕様等について標準化、②この際、IEC等への準拠や競争入札の拡大も併せて追求、③各社に具体的な仕様や価格水準を含む調達に関する国への情報開示を求め、標準化された仕様等に準拠できない場合は、合理的な説明を求める仕組みの検討（Comply or Explain原則）、④各社の自主的ロードマップの提出と取組状況の確認（定期的なプレッジ&レビュー）する仕組みの検討、⑤信頼性と効率性を両立するための社内外の安全基準の設定の仕方の検討を行うことが必要である。この際、これらの取組も前提としつつ、標準化した仕様等に基づく料金査定と事後評価の厳格化を図るとともに、既存NWコスト等の不断の効率化を促す託送料金制度についても検討を行うべきである。

【アクションプラン】

- 海外の制度や他の産業の仕組みも参考としつつ、まずは再エネ大量導入に関連した設備（接続増強関連等）から、徹底的なコスト削減を実現する方策を検討する。
- 各社の調達改革と仕様等の標準化によるコスト削減を促進するため、一般送配電事業者各社間や海外事業者との調達状況等の比較や、ベンチマークの設定、情報開示を行うとともに、不断の効率化を促す託送料金制度についても検討する。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】

（3）次世代 NW 投資の確保

人口減少等に伴う需要減少要因、高経年化対策等の構造的課題に加え、再エネ大量導入に対応するための系統増強・調整力確保を始めとした環境変化への対応が必要となる。

具体的な構造的課題・環境変化として、まず、将来の需要増が見込まれる時代であれば、投資をしても料金収入も増加するため、収支全体の中で投資分を吸収することができ、料金の値上げをすることなく長期投資が可能であるが、構造的需要減少下の時代においては、需要増に伴う料金収入の増加が見込めず、中長期視点での投資が困難となる可能性がある。また、再生可能エネルギーには適地偏在性があり、その立地ポテンシャルと需要規模・既存系統構成との間にズレが生じるため、再生可能エネルギーの導入が各地で大量に進むことで、発電所と系統の対応関係が複雑化するとともに、系統増強の必要性といった系統制約が顕在化してきている。更には、自然変動電源の導入量の拡大に伴い必要となる調整力の確保や、分散型電源等の増加に伴う NW 利用率の更なる低下といった課題がある。また、分散型電源等が増加すると、NW の利用率が更に低下し得る一方、系統設備はピーク時を想定して維持・整備する必要があるところ、①現行では小売側だけが託送料金を負担しているため、発電側には効率的な発電を行う制度上のインセンティブが働かないこと、②託送費用に占める固定費と可変費の割合と料金回収に占める託送料金の基本料金と従量料金の割合にミスマッチがあること、といった課題もある。

これらの課題認識も踏まえ、次世代 NW へ転換するために、海外の先進事例も参考にしながら、コストを最大限抑制しつつ、再エネ大量導入への対応や長期視点での投資を促進する制度環境の整備が必要となる。具体的には、既存 NW コスト等と次世代投資の「切り分け」を行い、次世代投資を促進する託送料金制度の在り方について検討するべきである。この際、再生可能エネルギーの適地偏在性により、系統増強が必要な地域の電力会社が大部分の増強コストを負担し、結果的に再生可能エネルギーの入る地域の電気料金だけが上昇し得るという課題への対処についても検討する必要がある。また、自然変動電源の導入が拡大する中、「ピーク需要の 7%」という調整力確保基準の定量的検証と負担の在り方や、揚水発電の設備維持を図る方策も含め、適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みも検討するべきである。さらに、分散型電源等が増加すると、NW の利用率が更に低下し得

る一方、ピーク時を想定して整備される系統設備が将来にわたって維持・更新されるための託送制度の見直しも検討するべきである。その際、日本版コネクト&マネージ等により、必要となる NW 投資量自体を低減させることも重要である。

【アクションプラン】

- 既存 NW コスト等と次世代投資の「切り分け」を行い、海外の先進事例も参考にしつつ、次世代投資を促進する託送料金制度の在り方について検討する。
【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】
- 再生可能エネルギーの適地偏在性により、系統増強が必要な地域の電力会社が大部分の増強コストを負担し、結果的に再エネの入る地域の電気料金だけが上昇し得るといった課題への対処について検討する。【⇒資源エネルギー庁】
- 自然変動電源の導入が拡大する中、適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みを構築する。【⇒資源エネルギー庁、広域機関、電力・ガス取引監視等委員会】
 - 全国大で調整力を広域的にかつ最適に活用するための仕組み（需給調整市場）
 - 「ピーク需要の7%」という調整力確保基準の定量的検証と負担の在り方
 - 揚水発電の設備維持を図る方策
- 分散型電源等が増加すると、NW の利用率が更に低下し得る一方、系統設備はピーク時を想定して維持・整備する必要があることも踏まえ、現行の託送料金が抱える課題に対応する方向で託送料金制度の見直しを行う。
【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】

(4) 発電事業者のインセンティブの確保

発電コストと NW コストのトータルで最小とするためには、一般送配電事業者のみならず発電事業者の協力が不可欠であり、発電事業者も NW コストを意識した事業展開を行うためのインセンティブを確保する必要がある。具体的には、既に導入済みの系統増強における一部特定負担方式に加え、発電側基本料金等を導入するとともに、再エネ事業者の負担とのバランスを取る観点から、一般負担上限の見直しを行う等、系統を効率的に活用するための仕組みを導入するべきである。

①再生可能エネルギー電源に対する発電側基本料金の適用の考え方

上記のような観点から、再生可能エネルギー電源についても、他の電源と同様に、kW 一律で課金することを原則とするべきである。他方、FIT 電源は、FIT 制度による買取期間中はあらかじめ定められた固定価格で買い取られるため、他の電源と異なり、発電側基本料金による追加コストを転嫁することができない制度となっている。このため、発電側基本料金の導入に当たっては、FIT 買取期間中・終了後を問わず他の電源と同様の条件で

課金することを基本としつつ、①FIT 認定を受けて既に調達価格が確定しているもの、②発電側基本料金の導入後に FIT 認定を受ける（調達価格が決まる）ことになるもの、それぞれについて、どのような場合に FIT 買取期間中の調整措置が必要か、検討するべきであるが、具体的な調整措置の在り方については、調達価格等算定委員会等において議論される必要がある。

また、住宅用太陽光発電設備について、系統に連系されている電源は公平に課金するという原則に従えば課金の対象とするべきといった意見もあったが、一般家庭が設置するものであること、送配電網の維持・運用にかかる追加費用を生ずる効果は限られていると考えられること等に鑑み、現状においては発電側基本料金の対象外とすることが適当である。

【アクションプラン】

- 再生可能エネルギー電源に対しても、他の電源と同様、FIT 買取期間中・終了後を問わず、kW 一律で課金する仕組みを導入する。
【→電力・ガス取引監視等委員会（2020 年以降できるだけ早期を目途に導入を目指す）、資源エネルギー庁】
- FIT 買取期間中の電源については、価格転嫁ができないことを踏まえ、どのような場合に、どのような調整措置が必要か、調達価格等算定委員会等において議論を行う。
【→調達価格等算定委員会等（発電側基本料金の導入までに）】
- 住宅用太陽光発電設備については、現状においては発電側基本料金の対象外とする。
【→電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁】

②一般負担上限額の見直し

再生可能エネルギーの導入拡大により系統制約が顕在化し、接続時の系統増強費用が増加しつつある中、発電側基本料金を導入する場合には、発電事業者が負担すべき系統コストについて、系統接続時の初期負担と系統接続後の負担の在り方をセットで見直すことが適当である。具体的には、発電側基本料金の導入によって、系統に接続している電源が系統コストの一部を kW 一律で負担していくことになるのであれば、現在は需要家への負担の平準化を図る観点や効率的な設備形成の観点から設備利用率に応じて電源種ごとに傾斜が設けられている系統接続時の初期費用の一般負担上限についても kW 一律とし、負担を平準化することが適当である。

見直し後の一般負担の上限額については、広域機関において 2016 年に上限額を設定した際に活用した、過去に一般負担で実施することが許容されてきた NW 増強工事費の実績データの平均値 1.1 万円/kW をベースとすべきといった意見を含め、様々な意見が出された。この点、2016 年の上限額設定時に基準額を 4.1 万円/kW とした考え方は、①当該実

績データの最大値であり、②上限額設定前の託送供給約款における「承諾の限界」の規定を適用した事案の実績（約 6 万円/kW～約 11 万円/kW）以下であったこと、がある。上限額設定後、募集プロセスで基幹系統増強工事の kW 当たりの最低入札負担金単価がこの金額を超えたものはなく、これらの基準と関連して大きな環境変化はないと言えることから、引き続き 4.1 万円/kW を基準額とすることに妥当性はあり、この際、kW 一律という考え方に立てば、一律 4.1 万円/kW とすることが適切とする事務局の見解が示された。本小委員会では、委員からの様々な意見を踏まえつつ、今後、まずは事務局の提案をベースとして、広域機関において審議等を行い決定することとした上で、見直し後の系統設備形成の状況をモニタリングしていくべきであることを確認した。

また、見直し後の一般負担の上限額の適用時期については、足下でも「接続に必要な負担が大きい」といった声も多くあることから、広域機関において一般負担の上限額の見直しを決定次第、速やかに施行すべきである。その際、費用負担ガイドラインを策定した際の整理等も踏まえ、施行後に接続契約の申し込みを行う案件（募集プロセス案件においては、施行後に開札に伴う「優先系統連系希望者」が決定するもの）から適用の対象とすべきである。なお、接続検討の申し込み段階で、発電事業者は現行制度下での事業検討を行っていることから、適用に際して、施行時に既に接続検討の申し込みが正式に受理されている案件（募集プロセス案件においては、応募がされている案件）において、現行の一般負担上限額が見直し後の kW 一律の額よりも高い電源については、現行の一般負担の上限額を適用すべきである。

また、発電側基本料金については、電力・ガス取引監視等委員会に設置された送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討 WG の中間取りまとめ案では、導入時期について「2020 年以降できるだけ早い時期を目途に導入することを目指す」としている。この点、①足下でも「接続に必要な負担が大きい」といった声も多くあること、②一般負担の上限額の見直しによって送配電事業者にとってのインシヤルコストが増加するが、発電側基本料金の導入によって、コスト回収の確実性が高まると考えられることから、一般負担の上限額の見直しについては、発電側基本料金の導入を前提としつつ、発電側基本料金の導入前に稼働する案件についても、見直し後の一般負担の上限額を適用すべきである。

【アクションプラン】

- 発電側基本料金の導入を前提に、一般負担の上限額も kW 一律とする方向で見直す。
- その際、見直し後の上限額については、現状の額を決めた際と大きな環境変化はないと考えられることから、引き続き 4.1 万円/kW を基準額とし、この適用時期については、広域機関において決定次第、即施行とする。【→広域機関】
- 上限額見直し後の系統設備形成の状況について、モニタリングを行っていく。
【→広域機関、資源エネルギー庁（見直し施行後、定期的に）】

6. ルール整備を補完する仕組み

現場の実態に対応し、ルール整備を補完するための仕組みとして、以下について検討を行うべきである。

(1) 事例集の作成・継続的な改定

再生可能エネルギーの接続等に係るルールの運用について、これまで現場で生じていた問題や、関係機関への相談を具体的なプラクティスとして積み上げ、事例集を作成・改定するべきである。これによって、再エネ事業者、一般送配電事業者双方にとってのルールの解釈に係る相場観を形成し、円滑な事業化に寄与すると考えられる。

(2) 相談・紛争処理機能の強化

これまで関係機関（資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関）で行われていた相談・紛争処理機能について、関係機関間の連携の深化など、更なる強化策を検討するべきである。

(3) 情報発信機能の強化

再生可能エネルギーの接続等に係る様々なルールについて、ワンストップのポータルサイトを創設するなど、発電事業者にとってユーザーフレンドリーな情報発信機能を強化するべきである。

【アクションプラン】

- ルール整備を補完する仕組みとして、事例集の作成・継続的な改定、相談・紛争処理機能の強化、情報発信機能の強化について検討する。
【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2018年度中に一定の具体化）】

7. 2030年以降を見据えた次世代電力NWシステム

2030年以降も見据えれば、目下の課題である再生可能エネルギーの大量導入に加え、人口減少等に伴う需要減少要因、高経年化対策等の構造的課題の顕在化、蓄電池や水素等の次世代型調整力等における技術革新やデジタル化の進展等、NWを取り巻く様々な環境変化が発生することが想定される。例えば、足下においては電力需要は伸び悩んでいるが、将来的にEVの導入拡大等に伴ってエネルギー需要全体でみた電化が進展すれば、低炭素化・脱炭素化の進展と並行して電力需要が拡大する可能性もある。これらの環境変化は不確実性・非連続性を含んでいるため、正確な予測は困難であるが、都度都度の見直しを行う前提の下、次世代の電力NWシステムの在り方を描き、そこからバックキャストして必要な投資

は何かを考え、そのために必要となる制度・政策を講じていくことを追求すべきである。大きな方向性としては、送電と配電それぞれにおいて求められる機能・役割に変化が生じつつ、全体として「広域化（例えば、送電レベルでの全国大での最適運用）」「分散化（例えば、配電レベルでの多様なプレーヤーの参画）」が進展していく可能性が高いと考えられる。既存のNWから、こうした次世代型のNWに転換していくに当たっては、発電コストとNWコストの合計でみた再エネ導入コストを最小化しつつ、必要な投資が行われる環境整備を進めていくことが重要である。その際、NWの負担の在り方についても改めて検討することも必要である。

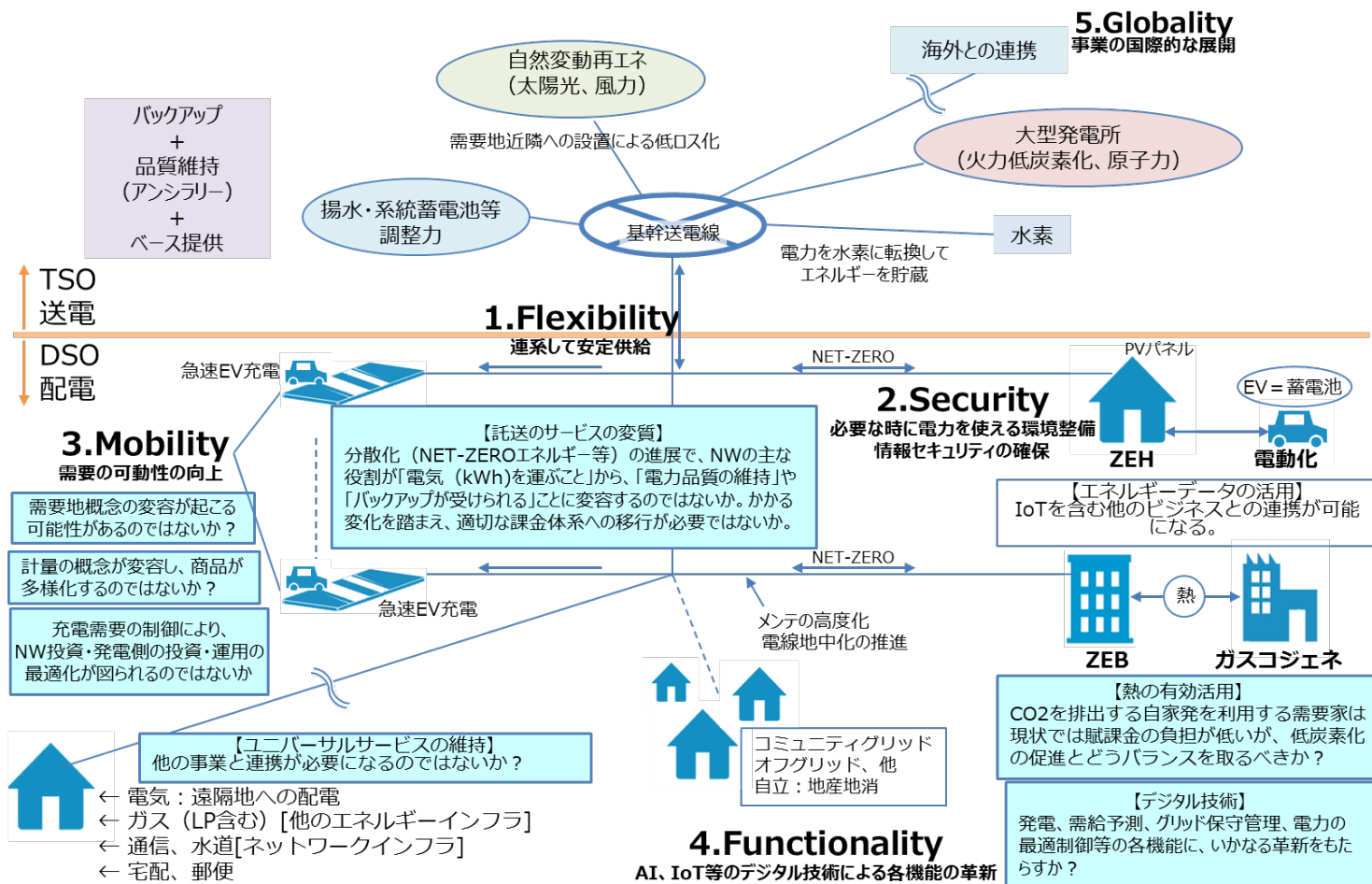
本小委員会では、次世代NWの在り方について、将来の電力NWの絵姿とともに、これを構築するためのコストを誰が、どのように負担していくのか、について様々な意見が出され、次世代NWのシステム等について検討を進めていくことが必要との認識が確認された。

【アクションプラン】

- 将来の電力NWの絵姿とともに、これを構築するためのコストを誰が、どのように負担していくのか、継続的に議論を行う。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】

【図5】 Beyond 2030の電力NWシステム（「分散化」「広域化」）（イメージ）



IV. 適切な調整力の確保

1. 再生可能エネルギー・火力の調整力向上（グリッドコードの整備）

自然変動再エネ（太陽光・風力）の導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動、予測誤差、電力の低需要期における需給バランス等に対応するための調整力の必要性が高まっている。例えば、北海道エリアでは、風力発電の出力変動に対応可能な調整力が不足しているため、風力発電設備（出力 20kW 以上）は、蓄電池等を通じた短周期及び長周期の出力変動対策を講じることが前提となっている。国際エネルギー機関（IEA）によれば、自然変動再エネの導入率に応じて、電力システムで求められる対応が高度化するとされており、日本においても、今後、風力発電が有する制御機能や柔軟性を有する火力発電・バイオマス発電の調整力としての重要性がますます高まっていくことが想定される。また、風力発電の制御機能を有効に活用することによって、蓄電池の必要量やそれに要するコストを低減しつつ、効率的な風力発電の導入拡大を進めることができる。

将来的には、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらないグリッドコードを実現していくことが望ましいが、再生可能エネルギーの大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であることを踏まえ、まずは新規の風力発電が具備すべき調整機能（出力抑制、出力変化率制限等）や火力発電・バイオマス発電が具備すべき調整機能（最低出力、自動周波数制御（AFC）機能、日間起動停止運転（DSS）等）を特定し、その具体的水準を定める必要がある。また、既存の火力発電・バイオマス発電についても、再生可能エネルギーの大量導入時代に適切に対応できるよう、同様の調整機能を具備することを促していくとともに、これらの検討を踏まえつつ太陽光発電等、他の電源についても併せて検討していく必要がある。

【アクションプラン】

- 風力のグリッドコード整備については、スピード感をもって成案化を進め、まずは全国大で適用可能な要件の早期ルール化・適用開始を目指す。
【⇒資源エネルギー庁、日本風力発電協会、一般送配電事業者（1～2 年程度でルール化／2021 年度以降順次導入）】
- 火力発電及びバイオマス発電については、調整における「柔軟性」を確保するため、先行して協議が行われている九州・四国に限らず、全国大で、最低出力や出力変化速度などの要件について具体的な検討を進める。
【⇒資源エネルギー庁、一般送配電事業者、発電事業者】
- 太陽光発電など他の電源のグリッドコードについても、並行して検討を進める。
【⇒資源エネルギー庁】

2. エリアを越えた柔軟な調整（地域間連系線の活用）

需給調整市場については、2020 年度目途で広域的な調整力の運用等を開始することを目指して、資源エネルギー庁、広域機関、電力・ガス取引監視等委員会において、一体的な検討が進められている。調整力の広域的な調達、広域的な運用には、エリア間で調整力に値差がある状況において安価な調整力が有効活用できる、広域的な調達・運用することによってエリア間で売り手間の競争が期待できる、といったメリットがある。

他方、調整力を広域的に調達した場合、実運用で確実に発動できるよう連系線の容量確保が必要となるため、連系線の混雑が頻繁に発生するような状況においては、卸電力取引に与える影響についても考慮する必要がある。また、調整力の広域的な運用を卸電力取引後の空き容量の範囲で行うのか、あらかじめ枠取りをしておくのか、といった論点もある。

このような状況を踏まえつつ、より効率的な需給運用に資する調整力の広域的な調達・運用を実現するための連系線のさらなる活用方策について検討する必要がある。なお、北本連系線では、既に実証枠として 4 万 kW を確保し、風力発電等の出力変動に対応可能な調整力が不足する北海道エリアへの調整力として活用することとしている。今後の検討に当たっては、広域機関において詳細検討を行い、その検討状況や検討結果を踏まえ、国において基本的な方向性や重要な論点に係る議論を行うべきである。

【アクションプラン】

- 調整力の広域的な調達、広域的な運用を行うメリットに鑑み、卸電力取引に影響があり得ることも踏まえた上で、連系線にあらかじめ一定の枠を設けることの是非も含め、連系線の一層の活用方策について詳細検討を行う。

【➡広域機関、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会（需給調整市場の検討と併せて議論）】

3. 調整の必要性を減らす取組（FIT インバランス特例の見直し）

社会コストを最小化しつつ、再生可能エネルギーの大量導入を実現するためには、自然変動電源（太陽光・風力）に起因するインバランスを可能な限り減らし、その解消に必要な調整力を最小化する必要がある。

FIT 制度と計画値同時同量制度の整合性を保つため、FIT 発電事業者の代わりに一般送配電事業者又は小売電気事業者が発電計画を作成し、インバランスリスクを負う「FIT インバランス特例制度」が設けられており、現状では、FIT 電源（太陽光・風力）の大半を、一般送配電事業者が計画作成を行う FIT インバランス特例制度①が占める。FIT インバランス特例制度①の下では、前日 10 時入札のスポット市場で小売電気事業者が市場調達を計画的に行うことができるよう、一般送配電事業者は発電計画を前々日 16 時に策定し、小売電気事

業者に通知している。一方、自然変動電源は、天候予測の精度等によって、ほぼ必然的に予測誤差によるインバランスを発生させている状況であり、エリアインバランスの大半を太陽光の予測外れが占めている。

今後、再生可能エネルギー（特に太陽光）の導入拡大が進むにつれ、インバランスが一層増大する可能性がある中、市場メカニズムを活用しながら、発電計画と発電実績とのギャップを縮減し、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくするための対策（発電量の予測精度向上、発電計画の通知時期を可能な限り実需給断面に近づける等）を検討する必要がある。¹³なお、発電計画の通知時期を前々日 16 時から当日早朝に変更した場合、予測誤差に一定程度の改善が見られるが、誤差そのものは依然として大きいことに留意は必要である。

【アクションプラン】

- 再生可能エネルギーを最大限導入していく観点からも、一般送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担を考慮しつつ、計画策定を実需給断面に近づけることの是非や発電量の予測精度向上等、再生可能エネルギーに起因するインバランスを減らすための具体的な検討を進める。

【→資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関】

4. 新たな調整力の活用（上げ DR の制度整備）

前述のとおり、自然変動電源である太陽光発電や風力発電の導入拡大に伴い、調整力を効率的かつ効果的に確保することが重要となる。特に、昼間の太陽光発電等による供給過剰に対しては、現在は揚水式水力発電が用いられているが、今後は需要を制御することにより電力の需給バランスを調整するディマンドレスポンス（DR）の一種として、いわゆる「上げ DR」の活用が期待されている。

このため、上げ DR の普及に向けて、技術の確立に加え、制度整備のための検討を進めるべきである。例えば、電気料金型 DR の普及に当たっては、再生可能エネルギーの供給過剰時に卸電力取引価格が下がる等、マーケットメカニズムが働くことに加え、調達コストに小売電力単価が連動する料金メニューの導入が進むことが期待される。また、インセンティブ型 DR の活用に向けては、供給過剰となるタイミングに合わせて需要が引き上げられる必要があり、再エネ事業者や小売電気事業者、一般送配電事業者間の連携などの仕組みづくり

¹³ FIT インバランス特例制度の在り方については、主に電力・ガス基本政策小委員会において議論されており、2018 年 3 月 12 日の同小委員会において、昨今の技術革新や新規事業の展開を踏まえ、コスト削減の観点から、一定範囲の再エネ予測変動分の調整は発電・小売電力事業者が行うこととする方が望ましいとの方向性が示されている。

が必要となる。より短い調整力として活用するためには、今後整備が予定されている需給調整市場において上げ DR が活用されるよう、必要な技術要件の整理と技術実証を並行して進めるべきである。

また、現行のエネルギーの使用の合理化等に関する法律（以下「省エネ法」という。）に基づく関係法令では、再生可能エネルギーが供給過剰な時間帯であっても電気の需要を引き上げる行為は不利な評価を受ける可能性がある。このため、上げ DR が発動された際に余剰となっている再生可能エネルギー由来の電気を積極的に利用する行為を省エネ評価において適切に勘案する仕組みについて検討を進める必要がある。

【アクションプラン】

- 普及に向けては制度面やビジネスモデルなどの面で課題があり、具体的に活用が期待されるケースを念頭に、必要な対策の在り方について検討を進める。

【→資源エネルギー庁】

- 省エネ法上の扱いについても並行して検討を進める。

【→資源エネルギー庁（2018年度中）】

5. 調整力のカーボン・フリー化

今後、再生可能エネルギーの導入が更に進めば、現状、火力発電や揚水発電等によって提供されている調整力が不足する可能性がある。こうした中、需要家側に設置される分散型エネルギーリソースを活用したバーチャルパワープラント（VPP）や系統安定化用途の蓄電池、更に将来的には電力を水素として貯蔵・利用する Power-to-Gas 技術等が次世代の調整力として期待されており、また、これらはカーボン・フリーな調整力として、温暖化対策としても有効である。

これらの新たな技術を用いた次世代型調整力の活用に向けては、研究開発・実証を進めるとともに、ユースケースやビジネスモデルを特定するなど、官民で将来ビジョンを共有しつつ取組を進めることが重要である。例えば、VPP については、前述の需給調整市場で活用されるよう、必要な技術要件の整理やサイバーセキュリティの確保と技術実証を並行して進めるべきである。また、蓄電池については、現状ではコストが高く、また一般送配電事業者、再エネ事業者、小売電気事業者、需要家等、立場に応じて異なる要求に対応する必要がある。このため、具体的な活用用途を想定した上でコスト目標を設定し、複数用途での活用などを含めコストダウンに向けた取組を進めるべきである。Power-to-Gas 技術については、水素製造原価となる再生可能エネルギーの調達コストの低減が前提となるが、大規模・長期間のエネルギー貯蔵が可能である、あるいは、電力としてのみならず燃料として再生可能エ

エネルギーを活用可能であるといった特徴を踏まえ、水素ビジネスの発展とともに実装に向けた取組を進めるべきである。

【アクションプラン】

- カーボン・フリーな次世代型調整力（バーチャルパワープラント（VPP）、蓄電池、Power-to-Gas（水素）等）については、課題や検討のステージも様々だが、実用化に向けて研究開発・実証を着実に進めるとともに、将来への道筋を描くため、再エネ導入拡大に応じたユースケースやビジネスモデルの特定など、継続的な議論を行う。

【→資源エネルギー庁】

3. 主力電源化に向けた電源ごとの対応

1. 急速なコストダウンが見込まれる電源

太陽光発電と風力発電については、世界的に特に低コストで導入が拡大していることから、我が国においても今後より一層のコスト低減を進め、他の電源と比較して遜色ない競争力のあるコスト水準としていくことが期待される。同時に、日本のエネルギー供給の大きな役割を担う責任ある長期安定的な電源として成熟していくことが求められる。

(1) 太陽光発電

太陽光発電については、エネルギーミックスにおいて、2030年度に6,400万kW（住宅用：900万kW、事業用：5,500万kW）を導入することとされている。FIT制度開始以降、事業用を中心に急速に認定量が増加し、FIT制度開始前の導入量とFIT認定量を合わせた容量は7,730万kW¹⁴（住宅用：1,000万kW、事業用：6,730万kW）となり、エネルギーミックスの水準を超えている。他方、導入量は4,240万kW（住宅用：970万kW、事業用：3,260万kW）にとどまっており、着実に増加しているものの、エネルギーミックスの水準に向けては道半ばである。特に事業用では未稼働案件が多く、FIT認定案件のうち運転開始済の案件の割合は4割程度となっている。

また、発電コストについては、FIT制度における買取価格が制度開始以降着実に低下し、住宅用・事業用ともに、当初と比べるとおよそ半減した。一方で、諸外国と比べると、発電コストは依然として高い水準にある。こうした中、コスト低減を促すため、FIT制度上の中長期価格目標（住宅用：2020年度以降早期に売電価格が電力市場並み、事業用：2030年発電コスト7円/kWhなど）が設定されている。

さらに、太陽光発電は、(i) 電力ネットワークに接続することによる最適運用を基本としつつ、自家消費や需要家に近接したところで小規模に発電を行うこともできる電源であること、(ii) 発電コストが世界的に低下していることを踏まえると、日本でも今後急速なコストダウンが期待され、コスト競争力を高めることができれば、大型電源として市場売電を行っていくことも可能な電源である。

こうした太陽光発電の現状や電源の特性に鑑みると、2030年以降を見据えた太陽光発電の将来像として、電力ネットワークに接続した最適運用を基本としつつ、①自家消費や蓄電池を活用した需要地近接の地産地消電源として活用する小規模電源と、②コスト競争力が特に高い大型電源として市場売電される大規模電源という、大きな2つの方向性を目指していくべきである。

¹⁴ 導入量・FIT認定量は2017年9月末時点。旧法下で認定を受けたものの、電力会社との契約を締結できず、2017年4月以降に失効になっている案件は含まれている。以降の導入量・FIT認定量についても同様である。

この将来像を実現するため、入札制活用や中長期価格目標に向けたトップランナー方式による競争・効率化の促進、ゲームチェンジャーとなりうる技術の開発（多用途・低コストのペロブスカイト型太陽電池等）や一定規模のポテンシャルある土地利用（再生利用困難な荒廃農地の活用等）を通じて、高コスト（機器・工事費）の是正を図っていく必要がある。また、長期安定的な電源となるためには、FIT 制度の買取期間が終了した住宅用太陽光発電の活用や将来発生するパネル廃棄問題への対応を進めていくべきである。さらに、現在の FIT 認定案件や導入案件の大半（件数ベース）を 10～50kW の小規模太陽光発電が占めるところ、こうした規模の案件も含めて、高コストを是正しつつ長期安定的な電源としていくことが求められる。このため、例えば、太陽光発電所の安全性や収益性等について適切かつ明確に評価可能なガイドライン等を活用することにより、メンテナンスの適正化を図るとともに、今後拡大が想定される運転開始済みの発電事業の取引（セカンダリー取引）の活性化を促進することが重要である。

【アクションプラン】

<発電コストの低減に向けた取組>

- 改正 FIT 法で新たに導入された仕組みの活用を進める。具体的には、入札制の活用によって競争を促進するとともに、中長期価格目標に向けてトップランナー方式での価格低減を図る。【➡資源エネルギー庁】（再掲）
- 多用途・低コストのペロブスカイト型太陽電池など、ゲームチェンジャーになりうる革新的な技術開発を進める。【➡資源エネルギー庁、関係省庁】（再掲）
- 大規模な開発を進めるため、再生利用困難な荒廃農地の活用など、ポテンシャルある土地の有効利用を進める。【➡資源エネルギー庁、関係省庁】（再掲）

<事業環境を整備するための取組①（2019 年以降の FIT 買取期間終了関係）>

- 買取期間の終了とその後のオプション（①自家消費、②相対・自由契約による売電）について、官民一体となって広報・周知を徹底する。
【➡資源エネルギー庁、電力その他関係業界（2018 年度から本格的に実施）】（再掲）
- 一時的に余剰電力の買い手が不在となった場合には、住宅用太陽光の余剰電力を、一般送配電事業者が無償で引き受けることを要請する。
【➡一般送配電事業者から了承あり】（再掲）

<事業環境を整備するための取組②（太陽光パネルの廃棄対策等関係）>

- 発電事業者による廃棄費用の積立てを担保するための施策について、検討を開始する。
【➡資源エネルギー庁（2018 年度中を目途に結論を目指す）】（再掲）
- 同時に、現行 FIT 制度の執行強化にも取り組み、
 - 廃棄費用の積立計画・進捗状況の毎年の報告を義務化し、
 - それを認定事業者の情報として公表するほか、

- 必要に応じて報告徴収・指導・改善命令を行う。

【➡資源エネルギー庁（2018年度中）】（再掲）

- 太陽光パネルに使用されている有害物質について、「使用済太陽電池モジュールの適正処理に資する情報提供のガイドライン」に基づき、産廃事業者に積極的に情報提供を行っていく。【➡太陽光パネルメーカー及び輸入販売業者（着手済み）】（再掲）
- リサイクルについて、まずは環境省と経済産業省が共同で実態把握を行っていく。

【➡環境省、資源エネルギー庁（着手済み）】（再掲）

<事業環境を整備するための取組③（その他）>

- 小規模太陽光発電設備の再投資を促進するため、太陽光発電協会で検討されている発電所の価値を評価するためのガイドライン（評価ガイド）の活用により、メンテナンスの適正化を図り、またセカンダリー取引を促進する。

【➡資源エネルギー庁、太陽光発電協会】

（2）風力発電

風力発電については、エネルギーミックスにおいて、2030年度に1,000万kWを導入することとされている。FIT制度開始以降、陸上風力発電を中心に認定量が増加し、FIT制度開始前の導入量とFIT認定量を合わせた容量は950万kWとエネルギーミックスに迫る水準となっている。他方、系統制約、環境アセスメント、地元調整等の開発段階での高い調整コストなどが課題となり、導入量は340万kWにとどまっている。

また、世界では、発電コストが急速に低下している。特に洋上風力発電については、欧州において、海域利用ルール整備とともに入札制度を導入することによって、買取価格が短期間で急速に低減したり、補助金なしで導入される案件が登場するなど、コスト効率的な導入が進んでいる。他方で、我が国の発電コストは高止まっており、FIT制度上の中長期価格目標（陸上風力発電・着床式洋上風力発電：2030年発電コスト8～9円/kWhなど）の実現に向け、欧州のベストプラクティスを取り入れつつ、コスト低減のための取組を強化していくことが求められる。

さらに、風力発電は、大規模に開発できればコスト競争力のある電源であり、欧州の知見も活用しつつ、コスト競争力を高めることができれば、大型電源として市場売電されることが可能な電源である。

こうした風力発電の現状や電源の特性に鑑みると、2030年以降を見据えた風力発電の将来像として、コスト競争力が特に高い大型電源として市場売電される方向性を目指していくべきである。

この将来像の実現に向けて、入札制活用や中長期価格目標に向けたトップランナー方式による競争・効率化の促進、大規模開発可能な土地利用の推進、洋上風力の低コスト施工等の技術開発・実証等によって高コストを是正し、また、系統制約の克服を進めていくべきで

ある。さらに、環境アセスメントの迅速化や、洋上風力の導入促進のための海域の長期占有や利害調整の円滑化に係る一般海域のルール整備等、制度面での事業環境整備を進める必要がある。

【アクションプラン】

＜発電コストの低減に向けた取組＞

- 改正 FIT 法で新たに導入された仕組みの活用を進める。具体的には、入札制の活用によって競争を促進するとともに、中長期価格目標に向けてトップランナー方式での価格低減を図る。【➡資源エネルギー庁】（再掲）
- 大規模な開発を進めるため、農林地と調和・共生した立地等、ポテンシャルある土地の有効利用を進める。【➡資源エネルギー庁、関係省庁】（再掲）
- 革新的な技術によるコスト低減や導入拡大を進めるため、引き続き、洋上風力発電の低コスト施工法等の技術開発や実証実験を推進する。【➡資源エネルギー庁】（再掲）

＜事業環境を整備するための取組＞

- 環境アセスメントの迅速化等について、引き続き関係省庁と連携する。
【➡資源エネルギー庁、関係省庁】（再掲）
- 海域の長期占有や利害調整を円滑に進めるため、洋上風力発電の一般海域利用ルールの整備を進める。
【➡関係省庁（再エネ海域利用法案を今通常国会に提出：2018年3月9日閣議決定）】（再掲）

2. 地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源

地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電については、地域に賦存する資源を活用しながら、コスト低減に資する取組を進めることで、地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源となる。こうした電源は、分散型エネルギーとして重要な役割を果たすとともに、地域活性化にも資することから、多面的な推進を図っていくことが重要である。

（1）地熱発電

地熱発電については、エネルギーミックスにおいて、2030年度に140～155万kWを導入することとされている。一方で、FIT制度開始前の導入量とFIT認定量を合わせた容量は60万kW、導入量は53万kWにとどまっている。また、発電コストについては、FIT制度における買取価格が海外と比べて高く（15,000kW未満：40円/kWh、15,000kW以上：26円/kWh）、技術開発等を通じたコスト低減を進めていくことが必要である。

さらに、地熱発電は、(i) 地域に賦存する地下の蒸気や熱水を活用することで、分散型エネルギーとして地域に密着した形で事業を実施することができるエネルギー源であり、また、(ii) 今後コスト低減に資する取組を進めることで、ベースロード電源としての価値を活かしつつ、中長期的には競争力ある自立化した電源として、市場売電を中心に導入を進めていくことが可能な電源である。

こうした地熱発電の現状や電源の特性に鑑みると、2030年以降を見据えた地熱発電の将来像として、地域に密着しつつ、中規模のベースロード電源として市場売電される方向性を目指していくべきである。

この将来像の実現に向けて、新規の大型開発を促進するためのポテンシャル調査や、開発リスク・開発コストを低減するための技術開発、地元理解の促進等の支援などを実施することで、コスト低下に向けた道筋を明確化するとともに、系統制約の克服や、地熱資源の適正管理等に向けた制度検討を進めていく必要がある。

【アクションプラン】

<発電コストの低減に向けた取組・事業環境を整備するための取組>

- 国立・国定公園等においてポテンシャル調査を実施する。【➡資源エネルギー庁】
- 開発リスク・開発コストの低減に向けて、地熱資源の探査精度向上や掘削効率の改善等に関する技術開発の推進や、地元理解の促進等の支援を行う。【➡資源エネルギー庁】

(2) 中小水力発電

中小水力発電については、エネルギーミックスにおいて、2030年度に1,100～1,170万kWを導入することとされている。一方、FIT制度開始前の導入量とFIT認定量を合わせた容量は990万kW、導入量は970万kWとなっており、初期リスクや建設コスト等の課題から、新規地点の開発が十分に進んでいない状況にある。また、発電コストについては、FIT制度における買取価格が高止まりしており（200kW未満：34円/kWh、200kW以上1,000kW未満：29円/kWhなど）、技術開発等を通じたコスト低減を進めていくことが必要である。

さらに、中小水力発電は、(i) 小河川や農業用水などを活用しつつ推進することで、分散型エネルギーとして地域に密着した形で事業を実施することができるエネルギー源であり、また、(ii) 今後コスト低減に資する取組を進めることで、コスト面でもバランスのとれた分散型エネルギーとなり得る電源である。

こうした中小水力発電の現状や電源の特性に鑑みると、2030年以降を見据えた中小水力発電の将来像として、地元の治水目的などと合わせた地域密着での事業実施、既設導水路を活用した再投資（リプレース）などを通じて、緩やかにFIT制度からの自立化を図り、地域資源等と合わせた多面的な推進を目指していくべきである。

この将来像の実現に向けて、最新設備導入による高効率化や既設導水路活用した再投資（リプレース）の促進等を通じたコスト低下に向けた道筋の明確化、系統制約の克服を進めていくべきである。また、開発リスクや開発コストが高いことから、流量等の立地調査や地元理解の促進等について支援を実施して開発リスクを低減し、新規地点の開拓を進めていくことが不可欠である。加えて、地域密着で事業を実施していくという観点では、治水機能との調和を図りつつ、既存ダムも含めた一層の導入拡大を図っていくことが重要である。

【アクションプラン】

＜発電コストの低減に向けた取組・事業環境を整備するための取組＞

- ビックデータを活用した既存ダムの運用効率の向上、最新設備の導入による発電の高効率化や再投資（リプレース）の促進に取り組む。
【➡資源エネルギー庁、関係省庁】（再掲）
- 開発リスクや開発コストの低減に向けて、流量等の立地調査や地元理解の促進等の支援を行う。【➡資源エネルギー庁】

（3）バイオマス発電

バイオマス発電については、エネルギーミックスにおいて、2030年度に602～728万kWを導入することとされている。2017年度に輸入材を中心とした大規模な一般木材等バイオマス発電のFIT認定量が急増したことにより、FIT制度開始前の導入量とFIT認定量を合わせた容量は1,510万kWとなっており、エネルギーミックスの水準を超えている。一方、導入量は350万kWとなっており、FIT認定案件のうち運転開始済の案件の割合は1割以下にとどまっている。なお、未利用材や一般廃棄物発電等、一般木材等バイオマス発電以外については、FIT認定量・導入量ともに緩やかに増加している。

バイオマス発電のコストは、燃料費がその大半を占めることが大きな特徴である。こうした中、輸入材を中心とした大規模な一般木材等バイオマス発電のコストは、海外と比べても高く、2018年度よりFIT制度において入札制を導入するなど、コスト低減を図っているところである。また、その他の未利用材やメタン発酵バイオガス発電等についても買取価格が高止まりしており（2,000kW未満の未利用材：40円/kWh、メタン発酵バイオガス発電：39円/kWhなど）、燃料の集材の効率化等を図りながら、コスト低減を進めていくことが必要である。

さらに、バイオマス発電は、(i) 地域に賦存する木質や廃棄物を始めとしたバイオマスを活用しつつ推進することで、分散型エネルギーとして地域密着で事業を実施することができるエネルギー源であり、また、(ii) 今後コスト低減に資する取組を進めることで、コスト面でもバランスのとれた分散型エネルギーとなり得る電源である。

こうしたバイオマス発電の現状や電源の特性に鑑みると、2030年以降を見据えたバイオマス発電の将来像として、地域の農林資源及び廃棄物資源等と合わせた多面的な推進を目指していくべきである。

この将来像の実現に向けて、入札制の活用や既存の燃料調達経路を活用した再投資（リプレース）の促進等によるコスト低下に向けた道筋の明確化を進めていくべきである。また、燃料の安定調達や持続可能性については、輸入材利用を中心としたFIT認定量が急増する中で、2018年度のFIT認定申請分より認定基準に基づく厳格な確認が行われている。こうした取組等を通じ、引き続き、燃料の安定調達と持続可能性の確保を図っていくことが重要である。

【アクションプラン】

＜発電コストの低減に向けた取組＞

- 改正FIT法で新たに導入された仕組みの活用を進める。具体的には、入札制の活用によって競争を促進する。【➡資源エネルギー庁】（再掲）
- 再投資（リプレース）の促進による既存の燃料調達経路を活用した燃料費の低減にも取り組む必要がある。【➡資源エネルギー庁、関係省庁】（再掲）

＜事業環境を整備するための取組＞

- 輸入材利用を中心としたFIT認定量の急増も踏まえ、FIT認定に当たって燃料の安定調達や持続可能性を確認するため、認定基準に基づく厳格な確認を行う。
【➡資源エネルギー庁（2018年度認定申請分より運用開始済み）】
- マテリアル利用も含めた地域内エコシステムの構築等、農林業政策の供給網構築支援と連携したエネルギー利活用を推進する。【➡農林水産省、資源エネルギー庁】

4. 包括的な取組

本小委員会においては、再生可能エネルギーを取り巻く状況が大きく変化する中、我が国において如何に自立した再生可能エネルギーを大量導入していくか、という観点から議論を重ねて来たが、成長する海外のマーケットにも目を向ける必要がある。国際的には、Vestas（再エネメーカー）や Iberdrola（発電事業者）といったグローバル企業が世界の電力・再生可能エネルギー市場をリードしているが、現状、我が国においては伍して戦える国際競争力ある主体が不足している。再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取組を着実に進めていくとともに、こうした取組を通じて、再エネメーカーや発電事業者のみならず、再生可能エネルギーを活用した新たなビジネス、系統運用技術や次世代型調整力など、様々な側面から国際競争力あるグローバル・プレーヤーが生まれてくるよう、産業政策の観点からも事業環境整備を行っていくことが重要である。

また、再生可能エネルギーの大量導入によって物理的に電力ネットワークに接続する電源が増加し、更には日本版コネクト&マネージの本格適用によって系統運用が複雑化してくると、物理・IT 両面でのシステムの相互接続性を確保すると同時に、適切なサイバーセキュリティ対策の重要性が増してくると考えられる。制度の検討と並行しながら、状況の進捗に応じた対策を着実に進めていく必要がある。

総合資源エネルギー調査会
省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会
委員等名簿

委員長

山地 憲治 公益財団法人地球環境産業技術研究機構（RITE）
理事・研究所長

委員

岩船 由美子 東京大学生産技術研究所 特任教授
江崎 浩 東京大学大学院情報理工学系研究科 教授
荻本 和彦 東京大学生産技術研究所 特任教授
小野 透 一般社団法人日本経済団体連合会
資源・エネルギー対策委員会企画部会 委員
新川 麻 西村あさひ法律事務所 パートナー
高村 ゆかり 名古屋大学大学院環境学研究科 教授
辰巳 菊子 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント協会 常任顧問
長山 浩章 京都大学国際高等教育院 教授
松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授
松本 真由美 東京大学教養学部附属教養教育高度化機構
環境エネルギー科学特別部門 客員准教授
圓尾 雅則 SMBC 日興証券株式会社 マネージング・ディレクター

オブザーバー

岡本 浩 東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長
後藤 弘樹 日本地熱協会 理事
斎藤 稔 一般社団法人日本風力発電協会 副代表理事
佐藤 悦緒 電力広域的運営推進機関 理事
武田 勉 株式会社エネット 代表取締役社長
棚沢 聡 東京ガス株式会社 電力事業部長（第4回）
中島 大 全国小水力利用推進協議会 事務局長
日置 純子 電力・ガス取引監視等委員会事務局
ネットワーク事業制度企画室長
増川 武昭 一般社団法人太陽光発電協会 事務局長
丸山 隆久 J X T G エネルギー株式会社
執行役員電力事業企画部長（第4回）
森崎 育男 一般社団法人日本有機資源協会 専務理事
八代 浩久 電気事業連合会 事務局長

（五十音順・敬称略）

総合資源エネルギー調査会
省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会
開催実績

第1回（2017年12月18日）

- 再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題と次世代電力ネットワークの在り方
- 住宅用太陽光発電に係る2019年以降のFIT買取期間終了を契機とした対応について

第2回（2018年1月24日）

- 系統制約の克服に向けた対応について（その1）
- FIT発電事業の適正化について

第3回（2018年2月22日）

- 系統制約の克服に向けた対応について（その2）
- 立地制約のある電源の導入促進について
- 2017年度のFIT認定審査について

第4回（2018年3月22日）

- 系統制約の克服に向けた対応について（その3）
- 2030年以降を見据えた再生可能エネルギーと次世代電力ネットワークの在り方について

第5回（2018年4月17日）

- 系統制約の克服に向けた対応について（その4）
- 中間整理（骨子案）について

第6回（2018年5月15日）

- 中間整理（案）について

検討の視点と今後の対応 ～再エネの主力電源化に向けて～

日本の課題

今後の対応

再生可能エネルギーの主力電源化

発電コスト

- ・ 欧州の2倍
- ・ これまで国民負担2兆円/年で再エネ比率+5% (10%→15%)
→今後+1兆円/年で+9% (15%→24%)が必要

事業環境

- ・ 長期安定発電を支える環境が未成熟
- ・ 洋上風力等の立地制約

再エネの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築

系統制約

- ・ 既存系統と再エネ立地ポテンシャルの不一致
- ・ 系統需要の構造的減少

⇒

- ・ 従来の系統運用の下で、増強に要する時間と費用が増大
- ・ 次世代NW投資が滞るおそれ

⇒

- ・ 変動再エネの導入拡大
- ・ 当面は火力で調整
- ・ 将来は蓄電の導入によりカーボン・フリー化

国際水準を目指した徹底的なコストダウン

**規制のリバランス
長期安定電源化**

「新・系統利用ルール」の創設
～ルールに基づく系統の開放へ～

入札制・中長期目標による価格低減
(大規模太陽光に加え、2018年度以降、入札対象を大規模バイオマスや洋上風力に拡大)

ゲームエンジンとなりうる技術開発 (仮想的な代替型太陽電池等)

自立化を促す支援制度の在り方検討 (海外の先進手法の検証)

洋上風力のための海域利用ルールの整備
(再エネ海域利用法案を今通常国会に提出)

適正な事業実施／地域との共生

- ・ 運転開始期限を2018年度から全電源に
- ・ 太陽光パネル廃棄対策の検討開始
- ・ 地熱資源の適正管理等に向けた制度検討

新たな再エネ活用モデル／再投資支援
(2019卒FITの取扱い決定、太陽光評価ガイドの活用)

既存系統の「すき間」の更なる活用
(日本版コネクスト&マネージ)

- ・ 2018年度から、実態ベースの空容量算定、平時における「緊急枠」の先行活用
- ・ 混雑時の出力制御前提の系統接続は、検討加速化

再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革
(「発電 + NW」コストの最小化・次世代投資へ検討開始)

徹底した情報公開・開示 (トップランナー水準の地域の取組を全国で、よりきめ細かな開示)

紛争処理システムの構築 (関係機関の連携強化)

火力の柔軟性／再エネ自身の調整機能確保
(風力発電等への適用の検討加速化)

市場機能／連系線／新たな調整機能の活用
(具体的な検討加速)

競争力ある蓄電池開発・水素の活用
(コスト目標を目指した検討・アクションの加速化)

系統制約の克服に向けた対応の全体像

＜発電事業者の声・指摘＞

「つなげない」
(送電線の平均利用率が
10%未満でもつなげない)

「高い」
(接続に必要な負担が大きすぎる)

「遅い」
(接続に要する時間が長すぎる)

＜実態＞

「送電容量が空いている」のではなく、
停電防止のため一定の余裕が必要

- 50% = 「上限」(単純2回線)
- 「平均」ではなく「ピーク時」で評価

欧州の多くも、日本と同様の
一部特定負担 (発電事業者負担)

- モラルハザード防止のため、大半の国は
一般負担と特定負担のハイブリッド

増設になればどの国でも
一定の時間が必要

- ドイツでも工事の遅れで南北間の送電
線が容量不足

再生可能エネルギー大量導入に対応する「新・系統利用ルール」の創設

(送配電事業者との個別ケースごとの対応 → ルールに基づく系統の開放へ
海外のベストプラクティスの積極的な導入)

＜対応の方向性：「5つの柱」＞

【1】実際に利用されていない送電
枠の「すき間」の更なる活用
(= 日本版コネクト&マネージ)

【2】費用負担の見直し・分割払い
【3】コスト削減徹底 (接続費用のコス
ト検証、託送制度改革)

【4】手続の迅速化
【5】情報の公開・開示の徹底
(事業の予見性向上)

① 各機関でルール化、② 事例集・ガイドラインの策定、③ 紛争処理システムの構築

資源エネルギー庁

電力・ガス取引監視等委員会

電力広域的運営推進機関