

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（第 3 次）

2019 年 8 月

I．再生可能エネルギーの主力電源化に向けて	2
1. 本小委員会におけるこれまでの検討と中間整理（第3次）の位置付け.....	2
2. FIT 制度の下で顕在化した課題と再エネ政策の再構築に当たって.....	3
II．電源の特性に応じた制度	6
1. 電源の特性に応じた制度構築に向けた論点整理.....	6
(1) 主力電源化に向けた2つの電源モデルと政策の方向性.....	6
(2) 需給一体型の再エネ活用モデルの促進.....	11
2. 既認定案件の適正な導入と国民負担の抑制.....	15
(1) 事業用太陽光発電の未稼働案件へのこれまでの対応.....	15
(2) 既認定案件への今後の対応.....	16
III．適正な事業規律	19
1. 太陽光発電設備の廃棄等費用の確保.....	19
2. 安全の確保.....	21
IV．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	23
1. 次世代電力ネットワークの在り方.....	23
2. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた適切な出力制御の在り方.....	25
V．その他当面の課題への対応	29
1. 太陽光発電の法アセスと運転開始期限.....	29
2. 再エネ電源に対する発電側基本料金の課金の在り方.....	30
3. 再エネ海域利用法の運用における既存系統の活用の在り方.....	33
VI．今後の検討に向けて	38
委員等名簿	39
開催実績	40
参考資料	43

I. 再生可能エネルギーの主力電源化に向けて

1. 本小委員会におけるこれまでの検討と中間整理（第3次）の位置付け

（第1フェーズ）

本小委員会では、2017年12月の設置以降、「第1フェーズ」として、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、「コスト低減＋長期安定」が再生可能エネルギーの「主力電源化」をもたらすことを打ち出すとともに、系統制約の克服に向けた論点について集中的に議論を行い、2018年5月に中間整理（第1次）を取りまとめ、その内容を第5次エネルギー基本計画（2018年7月3日閣議決定）に反映した。

（第2フェーズ）

続いて、2018年8月以降、「第2フェーズ」として、第5次エネルギー基本計画を踏まえた2030年の絵姿、更には2050年も見据えながら、再生可能エネルギーを社会に安定的に定着した主力電源としていくためのアクセルを踏むため、また、一連の自然災害から投げかけられた電力システムのレジリエンス強化に向けた論点や、九州エリアにおいて行われた本土初となる再生可能エネルギーの出力制御など、新たな視点に対応するため、①コストダウンの加速化とFITからの自立化、②長期安定的な事業運営の確保、③系統制約の克服／適切な調整力の確保に係るアクションプランの着実な実行、④再生可能エネルギーの産業競争力の強化を軸に、現行制度下での政策対応について更に論点を深掘りし、2019年1月に中間整理（第2次）を取りまとめた。

（第3フェーズの中間整理に当たって）

その後、2019年4月以降、「第3フェーズ」として、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会（以下「脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会」という。）における電力インフラの総合的な検討と並行しながら、2020年度末までに行われ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（平成23年法律第108号。以下「FIT法」という。）の抜本見直しに向け、①電源の特性に応じた制度の在り方、②適正な事業規律、③次世代ネットワークへの転換を軸に、再生可能エネルギーの主力電源化に向けてFIT制度そのものを含めた政策措置の在り方について議論を進めてきた。同時に、現行FIT制度をより適切に運用していくために必要な対応についても検討を進めてきた。

中間整理（第3次）では、第3フェーズで検討を深めてきた事項について、FIT制度の抜本見直しと再エネ政策の再構築に向けて、論点ごとに、これまでの議論の方向性を取りまとめるとともに委員等から頂いた主な指摘事項を整理した。また、現行FIT制度の適切

な運用に向けて、委員の間で合意や認識の共有が得られた事項について、第 1 次及び第 2 次の中間整理と同様、現状を整理し、詳細にわたる検討等が必要となる事項については、アクションプランを明確にした。なお、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ることとしている。

2. FIT 制度の下で顕在化した課題と再エネ政策の再構築に当たって

（再生可能エネルギーの性質）

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、長期を展望した環境負荷の低減を見据えつつ活用していく重要な低炭素の国産エネルギー源である。また、分散型エネルギーシステムの拡大によるエネルギー需給構造の柔軟性向上や、災害時・緊急時における近隣地域のレジリエンス向上、地域活性化にも資するエネルギー源でもある。

（世界的な再生可能エネルギーを取り巻く状況）

再生可能エネルギーを取り巻く状況は、近年、大きく変貌してきている。再生可能エネルギーは従来、エネルギー安全保障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。さらに、エネルギー、経済成長と雇用、気候変動等に関する持続可能な開発目標（SDGs）を掲げる「持続可能な開発のための 2030 アジェンダ」の国連での採択や、世界全体で今世紀後半に温室効果ガス的人為的な排出量と吸収源による除去量との均衡の達成を目指すとする「パリ協定」の発効により、世界的に脱炭素化へのモメンタムが高まっており、再生可能エネルギーを積極的に調達しようとするといった需要家ニーズの多様化とも相まって、再生可能エネルギーへの投資が強力にけん引されている。

（固定価格買取制度の導入とこれまでの制度改正）

我が国においても、再エネ導入を強力に促進するために国民負担を伴う特別の措置として、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。）が導入された。FIT 制度により、発電事業への新規参入者を含めて再生可能エネルギーに対する投資が呼び込まれ、再生可能エネルギーは急速に導入が拡大した。しかし、導入から数年が経過した段階で、太陽光発電への導入偏重、初期の高価格案件の未稼働といった問題が生じ、国民負担が著しく増大することとなった。これらの問題に対応するため、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制が両立されるよう、2016 年に FIT 法を改

正し、コスト効率的に適切な量を導入するための入札制の導入や、未稼働案件の防止や適切な事業実施を確保するための事業計画認定制度の創設などの対応を行った。

（足下で顕在化している課題）

改正 FIT 法の成立から 3 年を経た現状を確認すると、再生可能エネルギーの導入が更に進展した一方で、依然として、発電コストは国際水準と比較して十分に低減したとは言えず、国民負担の増大の一因となっている。2015 年に策定された長期エネルギー需給見通しにおける 2030 年度のエネルギーミックス（再エネ導入水準（22～24%））について、これを達成する場合の FIT 制度における買取費用総額を 3.7～4.0 兆円程度と想定しているが、2019 年度の買取費用総額は既に 3.6 兆円程度に達すると見込まれている。今後、再生可能エネルギーの導入を更に拡大していくに当たり、適正かつ効果的に各電源の新規開発を促進しながら国民負担を抑制していくことが必要不可欠である。

また、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つつあり、再生可能エネルギーの適地偏在性への対応や、再生可能エネルギーの大量導入を支えるネットワーク整備や運用が求められている。加えて、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り、系統運用への影響拡大を抑えるためにも、電力市場における需給の状況に応じた行動を再エネ発電事業者が自ら取ることを促していくことも重要である。

さらに、小規模の FIT 電源を中心に、既に導入されている電源の調達期間終了後の事業継続や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事業運営に対する懸念、地域との共生や発電事業終了後の設備廃棄を含めた責任ある事業実施に対する地元の懸念も明らかとなっている。今後は、初期の導入促進のみならず、再生可能エネルギーが、長期にわたり安定的に発電する電源として、地域や社会に受け入れられ、定着していくような取組が必要である。

（再生可能エネルギーの主力電源化に向けた FIT 制度の抜本見直しの検討）

FIT 法の施行から約 7 年が経過し、再生可能エネルギーの導入が拡大する一方で、上述のとおり、FIT 制度の下での課題が顕在化しつつある。FIT 制度は、再エネ導入初期における普及拡大と、それを通じたコストダウンを実現することを目的とした特別措置であり、FIT 法では、2020 年度末までに抜本的な見直しを行うこととされていることに鑑みれば、足下で顕在化しつつある、諸外国に比して高い発電コストやそれが一因となっている国民負担の増大、系統制約、長期安定的な事業運営への懸念といった課題に対処していく必要がある。それと同時に、再生可能エネルギーを調達しようとする需要家のニーズの多様化や、2020 年 4 月の送配電部門の法的分離により我が国の電力システムは新たなフェーズに入ること、容量市場や需給調整市場など市場機能を活用した電力システムの運用が本格化

していくことも踏まえながら、いわゆる「3E+S」の実現に向けて、中長期的なエネルギー政策の視点に立った上で検討を進めるべきである。

2018年に策定された第5次エネルギー基本計画においては、再エネ導入の長期的な方針として、他の電源と比較して競争力ある水準までのコスト低減とFIT制度からの自立化を図り、日本のエネルギー供給の一翼を担う長期安定的な主力電源としていくことが示されている。「3E+S」の原則の下、「再生可能エネルギーの主力電源化」という大きな目標の実現に当たっては、再生可能エネルギーが他電源と同様に電力市場に統合されていく電源となることが必要であり、先行してFIT制度を導入した諸外国においては再生可能エネルギーの電力市場への統合に向けて別の制度への移行が進んでいることも参考にしつつ、FIT制度の抜本見直しに取り組むことが必要である。

II. 電源の特性に応じた制度

1. 電源の特性に応じた制度構築に向けた論点整理

(1) 主力電源化に向けた2つの電源モデルと政策の方向性

FIT 制度の抜本見直しを行うに当たり、再生可能エネルギーそれぞれの電源ごとにコスト低減の状況や地域貢献の程度などの特性を有することに留意し、以下のように電源ごとの特性に応じた制度的アプローチを具体的に検討する必要がある¹。

電源① 競争力ある電源への成長が見込まれる電源（競争電源）

技術革新等を通じて、発電コストが着実に低減している電源、又は発電コストが低廉な電源として活用し得る電源（例：大規模事業用太陽光発電、風力発電）については、今後、更にコスト競争力を高め、FIT 制度からの自立化が見込める電源（競争電源）として、現行制度の下での入札を通じてコストダウンの加速化²を図るとともに、再生可能エネルギーが電力市場の中で競争力のある電源となることを促す制度を整備し、電源ごとの案件の形成状況を見ながら、電力市場への統合³を図っていくことが適切である。

具体的には、再エネ発電事業者自らが電力市場⁴を通じて電気を販売し、他の発電事業者と同様に、インバランスの調整や市場の電力価格、系統負荷等を意識した投資・発電を促しつつ、引き続き投資回収についての一定の予見性を確保できる仕組みを目指し、そのための補助の水準を順次縮小していくことにより、国民負担の抑制を図っていくことが適切である。

その際、適地偏在性が大きい電源については、需要地から離れた適地での系統制約が課題となっているため、導入ニーズを踏まえつつ、発電コストとネットワークコストのトータルでの最小化に資する形で、迅速に系統形成を図っていくことが重要である。

¹ 一部の委員から、いずれの電源モデルについても投資環境整備の観点が必要という指摘があった。

² 事業用太陽光発電については、小規模案件に十分留意しつつ、原則としてすべてを入札対象としていく必要がある。また、風力発電については、陸上風力発電・洋上風力発電を問わず、早期に入札制を導入していく必要がある。

³ 一部の委員から、電力市場への統合に向けては、市場側・制度側の対応も必要という指摘や、市場への統合という言葉には、再生可能エネルギーの自立化とコスト効率化という二つの側面が含まれており、区別が必要という指摘があった。

⁴ 電力を相対取引または卸電力取引市場を通じて販売することを指す。

また、開発段階の高いリスク・コストにより新規地点開発が課題となっている電源（例：大規模地熱発電、中水力発電）については、売電支援に偏重することなく、新規地点開発を促進していくことが適切である。

電源② 地域において活用され得る電源（地域活用電源）

需要地に近接して柔軟に設置できる電源（例：住宅用太陽光発電、小規模事業用太陽光発電）や地域に賦存するエネルギー資源を活用できる電源（例：小規模地熱発電、小水力発電、バイオマス発電）については、災害時のレジリエンス強化等にも資するよう、需給一体型モデルの中で活用していくことが期待され、その活用により資源・エネルギーの地域循環が実現するものである。このため、こうした側面を有する案件については、地域において活用され得る電源（地域活用電源）として優先的に導入を拡大しながら、コストダウンを促していくこと⁵が重要である。

具体的には、（i）自家消費（例：住宅や工場等の所内で活用する太陽光発電）や（ii）同一地域内における資源・エネルギーの循環（例：地域で集材した燃料を用いて発電し、熱電併給等を活用しながら、地域にエネルギーを供給する地域循環型のバイオマス発電）を優先的に評価する仕組みを前提に、当面は現行の FIT 制度の基本的な枠組みを維持しつつ、電力市場への統合については電源の特性に応じた検討を進めていくことが適切である。

また、地域活用電源については、地域におけるエネルギー政策以外の分野との共生を図るポテンシャルが見込まれる電源である。例えば、（i）地熱発電については、地域の温泉産業や温水を活用する一次産業との相乗効果が見込まれる。（ii）また、小水力発電については、地域の治水や農業との共生を図るポテンシャルが見込まれる。（iii）さらに、バイオマス発電については、高い国土保全等の多面的な価値のある森林から切り出される木材や、家畜からもたらされる糞尿、地域で排出される建設資材や廃棄物をエネルギーとして地域循環し、地域の持続可能な開発に貢献する価値が見込まれる。こうした他分野の価値を積極的に評価し、これを顕在化させていくという観点から、エネルギー分野以外の適切な行政分野との役割分担を考え、より深化した連携を進めていくことも必要である。

⁵ バイオマス発電については、現時点までに大量の大規模案件が FIT 認定を受けている中でも、燃料費の割合が大きく構造的に発電コストが高いという特徴に留意する必要がある。

<今後の詳細検討に当たって留意すべき委員・有識者からの主な指摘>

① 総論

- ✓ FIT 制度から別の制度に移行している国においても再生可能エネルギーの導入拡大は進む。FIT は初期段階では重要な役割を果たすが、今後は単に再生可能エネルギーの設備容量を増やすのではなく、電力システムに価値をもたらす再エネ発電設備を導入すべきではないか。
- ✓ 小規模を除き、FIT 制度から入札制（FIT 入札制や FIP 制度）へ完全に移行し、競争を促進すべきではないか。プレミアム変動型 FIP 制度は、報酬の見通しが立つことを踏まえれば融資適格な事業計画に対しては民間資金が入り、また、明確な導入目標があれば投資もされる。また、プレミアム変動型 FIP 制度では、通常はインバランスリスクを発電事業者がすべて負う。
- ✓ 新たな制度の検討に当たっては、FIP 制度の意味するところを整理することが必要ではないか。
- ✓ 再生可能エネルギーが自らの需給調整責任を負うような柔軟なシステムにすべきではないか。そして、需給調整市場への再生可能エネルギーの参入を進めるべきではないか。
- ✓ 再生可能エネルギーの需給を一致させるため、ゲートクローズを可能な限り実需給断面に近づけるべきではないか。
- ✓ 電気の価値が低いときに高価格で買い取り、下支えすることは政策として不適切。
- ✓ 非化石価値の市場取引の本格化を踏まえ、少なくとも競争電源については、非化石価値を発電事業者に帰属させた上で、あくまで投資回収の予見可能性確保のために、市場のボラティリティを緩和する最小限の手当てを用意すれば十分。電源の脱炭素化を最小限の国民負担で図る観点から、非化石価値とプレミアム・入札上限価格の関係を整理すべき。
- ✓ 投資環境の整備とは、リスクをゼロにすることではなく、事業者が色々なリスクを適切に判断できるようにすること。政府が、現状を踏まえて何をを目指しているのかを繰り返し打ち出すこと等により、優秀な事業者が残っていくことが重要なポイントではないか。
- ✓ 投資リスクが高い電源を持続可能なものとするため、FIP 制度への移行とともに、開発リスク低減など包括的な政策をとることが必要ではないか。
- ✓ 地産地消型や自家消費型を推進する上での制度上の障壁がないのか検討すべきではないか。
- ✓ 地域活用電源について、本来の趣旨に基づいて対象を厳格に規定するような制度設計を行い、不合理な者が現れないようにすべきではないか。

- ✓ 地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電はレジリエンスの観点からも重要な地域共生型の電源ではあるが、規模などによってはコスト競争力のある電源又はそれが見込まれる電源として整理した議論をする必要がある。

② 太陽光発電

- ✓ 太陽光発電は買取義務やインバランス特例をなくしていき、特別な政策補助策から卒業して、FIP 制度など市場連動型の制度に早期に移行させるべきではないか。
- ✓ 地域別に FIP 制度に移行していくなど、地域偏在性を踏まえ出力調整コストを減らすような戦略を取ることもあり得るのではないか。
- ✓ 小規模の事業用太陽光発電は、コストが電気料金水準まで低下していることや海外事例を踏まえると、長期的に維持継続して発電してもらうために需給一体型のモデルで成り立つものを支援することが適切。したがって、全量買取ではなく、余剰買取とするべきではないか。
- ✓ 住宅用太陽光発電については、現行では電気料金よりも買取価格の方が高いため、自家消費が少ない方が採算性が高いが、自家消費の方が有利になるような制度設計を考えるべきではないか。
- ✓ 太陽光発電の事業の集約化は事業規律の強化の観点から重要であるが、どのような方法があり得るのか。50kW 未満の区分について管理が難しくなっているが、これを管理できるようにするためにはどのようにすれば良いか。50kW 未満については経済的なインセンティブが働かないような制度に変えるべきではないか。

③ 風力発電

- ✓ コスト低減を加速化させるためには、入札制の活用が必要。欧州では、政府が予め設定した上限価格の半額程度で落札がされており、風力発電についても、早期に入札制を導入していくことがコスト低減に資するのではないか。
- ✓ 欧州では風力発電も買取義務は必要ない時期に差し掛かっており、日本でも FIP 制度に移行しても良いのではないか。風力発電全体の認定量が既に 10GW 近いことを踏まえれば、マーケットとしては十分に確立している。
- ✓ 導入量が増加すればコストは低減するという主張は全く説得力がない。欧州の事例を踏まえれば、4～5GW 程度導入されれば、FIP 制度へ移行しても良いのではないか。
- ✓ 風力発電は RPS 制度の下では 15 年間の買取期間を前提に、12 円/kWh 程度で導入が進んできており、既に FIT 認定容量は 10GW 近傍であることも踏まえれば、これ以上 FIT に依存することはコスト負担者として看過できない。追加的な補助策が必要であれば、FIP 制度等によって支援すべきではないか。

- ✓ 洋上風力発電について、国が多くの役割を担うことで事業者のコストが低減することは、コストの付け替えでしかないため、全体のコスト削減が必要。完全セントラル方式が導入されなければコストが低減しないのであれば、これ以上国民負担を増やしてまで導入すべきではなく、それまで洋上風力発電の導入を待つべき。
- ✓ 風力発電については、マスタープランが魅力的であるが、風力発電事業者として何を先駆けて実施でき、マスタープランがあるとどのように安く実現できるのか、といった進め方が問題である。
- ✓ 国内でメインの設備をほとんど作っていない中で、日本が世界で勝機がある分野は O&M だが、現在の O&M コストは非常に高い。

④ 地熱発電

- ✓ 地熱発電の一番のネックは、開発リスク・開発コストだが、長期安定電源として期待は大きいため、今後は FIT ではなく、開発支援に重点を置くことが適切ではないか。開発権の保証や系統接続の担保により開発が進むのではないか。
- ✓ 地熱発電は規模別で比較するとコストに大きな開きがあり、小規模案件は非常に高く FIT からの自立化が難しいと思われるため、支援は中規模以上の案件に注力すべきではないか。

⑤ 中小水力発電

- ✓ 中小水力発電は安定電源でコストも安く、調整電源としての役割も期待されるため、競争力のある電源と評価できる。したがって、そろそろ FIT 制度は不要ではないか。買取義務のない予見可能性のある FIP 制度へ移行できるのではないか。
- ✓ 中小水力発電は初期費用を支援することで、長期にわたって安価に発電することができるようになると考えられるため、FIT ではなく、開発支援にシフトするべきではないか。

⑥ バイオマス発電

- ✓ 大規模バイオマス発電について、国産材の比率を上げる取組の定量的な見通しはどの程度か。熱電併給は具体的にどのように実施するのか。電力市場に直接販売できる技術や能力をもっているのではないか。需要家によるパーム油発電への社会的評価は厳しいものになっていることを踏まえるべき。
- ✓ 小規模バイオマス発電について、木材生産システムの革新によって、燃料調達コストをどこまで下げることができるのか。

- ✓ バイオマス発電は、将来的に燃料調達が可能であるかは不透明であるため、FIT 制度で支援し続けるべきではないのではないか。食糧競合の観点からもバイオマス発電は問題になっている。
- ✓ FIT 卒業後も自立的に事業を行うためには熱電併給が重要であるが、発電コストについてはどの程度パフォーマンスが上がるのか。
- ✓ 林業振興や廃棄物処理はそれぞれの政策分野において支援するべきではないか。

(2) 需給一体型の再エネ活用モデルの促進

世界及び日本において、①太陽光発電コストの急激な低下、②イノベーション（デジタル技術）の発展と社会システム（電力システム）の構造転換の可能性、③電力システム改革の展開、④再生可能エネルギーを求める需要家とこれに応える動き、といった大きな変化が生じている。加えて、2019 年 11 月以降順次、FIT 買取期間を終え、投資回収が済んだ安価な電源として活用できる住宅用太陽光発電の卒 FIT 電源が大量に出現する見込みである。

こうした構造変化により、「大手電力会社が大規模電源と需要地を系統でつなぐ従来の電力システム」から「分散型エネルギーリソースも柔軟に活用する新たな電力システム」へと大きな変化が生まれつつあり、こうした変化を踏まえ、自家消費や地域内系統の活用を含む需給一体型モデルをより一層促進することを検討していくべきである。こうしたモデルの構築は、上位系統の負荷軽減のみならずレジリエンスや地域活性化の観点からも重要であり、民間の様々なサービスや EV を初めとした新たな分散型エネルギーリソースもあわせ、新たなビジネス創出の動きを加速化するための事業環境整備が必要である。本小委員会においては、特に発電と自家消費の需給の範囲ごとに家庭・大口需要家、地域の単位で、それぞれの論点と方向性について議論を行ってきた。

① 家庭・大口需要家

住宅用太陽光発電の価格低下による自家消費のメリットの拡大や卒 FIT 太陽光の出現により、今後は、自家消費や余剰電力活用の多様化が進んでいくことが期待される。自家消費率向上には ZEH が有効な施策の一つであるが、これまでの ZEH は、余剰売電を前提として普及していたことが課題となっており、今後、余剰売電のメリットが小さくなる中で、再エネ導入を一層拡大しつつ ZEH を普及させるためには、自家消費率向上に有効な機器の導入を支援し、余剰電力を売電ではなく他の住宅や EV など他の電力需要へ融通することも可能とするなど、新たな ZEH の在り方を検討すべきである。また、大手電力会社・新電力ともに余剰電力を狙った買取メニューを発表しており、余剰電力を活用する市場が活性化することが期待される。

事業用太陽光発電についても価格低下が著しく、RE100 加盟や ESG 投資等もあいまって、大口需要家においてもオンサイト発電の第三者所有サービスや、オフサイトの非 FIT 再エネ電源の活用など FIT を前提としない再エネ自家消費モデルが出始めてきている。

このような需要家側の需給一体型の再エネ活用モデルが出始めてきているところ、一層これらを推進すべく、今後対応すべき課題として主に以下について議論を行った。

(i) 再エネ価値の見える化（再エネ活用に対するインセンティブを高める取組）

社会的な企業価値の向上を志向して再エネ価値を求める事業者等が増加する中、再エネ価値については、これまでグリーン電力証書、J クレジット、非化石証書といった取引制度を通じて見える化がなされてきた。今後、再エネ活用について、特に自家消費分の再エネ価値の一層の見える化に向け、卒 FIT 太陽光の自家消費分を集約し、その再エネ価値を取引できる仕組みといったような制度の検討を進めていく。

(ii) 中核技術の普及

(a) PV&EV モデルの促進

EV は大容量の「走る電池」として注目されており、太陽光発電（PV）を搭載した住宅等と連系した PV&EV モデル（BCP、V2H、V2B、V2G など）が既に出始めてきている。政府目標等において、「2030 年までに新車販売に占める次世代自動車の割合を 5～7 割とすることを目指す」と設定されている。また、2019 年 6 月に経済産業省・国土交通省の合同審議会において取りまとめられた 2030 年度の乗用車燃費基準では、対象範囲として新たに EV・PHV を追加するとともに、2030 年の次世代自動車の普及目標と整合的な EV・PHV の新車販売台数に占める割合を 20%と設定するなど、極めて野心的な燃費向上の努力を製造事業者等に求めている。こうした目標に沿って EV そのものを普及させていくための導入支援やインフラ整備支援等の環境整備⁶を着実に進めるとともに、EV が運輸部門の低炭素化を促すのみならず再生可能エネルギーの出力変動を吸収するという価値にも着目し、日中の PV 発電の蓄電池として EV を活用する PV&EV モデルの普及を更に後押ししていくことが必要である。

そのため、住宅・建築物レベルでの取組に加え、建物単体で消費できなかった余剰電力を他の建築物や地域で融通するなどコミュニティレベルでの電力融通を行うモデル構築を進めていくとともに、PV の発電状況や系統の需給状況と連動し、EV へ充電する仕組みの構築等を図っていく必要がある。

⁶ 一部の委員から、EV についても引き続き技術の標準化や規制緩和について検討していくべき、という指摘があった。

（b）蓄電池の普及拡大

蓄電池は需給一体型モデルの促進に有効であるとともに、電力システムの安定化、レジリエンス等の観点から利用が拡大しており、これまでも技術開発、導入支援、制度整備等の対策を進めてきた。

更なる導入にはコスト低減が重要であり、従来の価格低減に向けた取組に加え、事業者の負担（系統連系協議、規制）を軽減すべく、認証・規制の見直しの必要性について議論してきたところ。具体的には、JET 認証対象機器の拡大（海外製品等）、国際標準や相互認証を検討する場の設置などの進捗があり、今後も引き続きこうした取組を強化する。

また、今後、次世代自動車の急速な普及が期待されるところ、安価な中古の車載用蓄電池を定置用蓄電池として活用していくことは有用であり、その実現に向けて、残存価値評価等に関するガイドラインの策定・標準化など具体的な対策を進めていく。

（c）VPP 等のエネルギー統合技術

卒 FIT 太陽光をはじめ、EV や蓄電池といった分散型エネルギーリソースの増加とともに、これらを統合して制御することにより新たなビジネスモデル（アグリケーションビジネス）が出現することが期待されており、これを実現するためのエネルギー制御技術の構築が重要となっている。従来のエネルギー制御技術はエネルギーを効率的に使用するため、需要側の最適化の観点から HEMS や BEMS/FEMS といった技術が開発されてきたが、今後は供給側の最適化の観点も含めて需給一体型の制御技術の構築が必要となっており、これまで検討が進んでいる送電レベルだけでなく、配電レベルも含め実証事業を通じて実装化を進めていく。

（iii）既存電力システム・制度との調和

上述のアグリケーションビジネスは、既存の電力システムでは想定されていない点が多いため、既存電力システム・制度と調和できるような環境整備を同時に進めていく必要がある。

具体的には、①リソース制御量を正確に把握するために必要な、より柔軟な電気計量を実現する制度の構築、②アグリゲーションビジネスや P2P 事業について、具体的な事業者や事業行為の定義付けや必要な規律の具体化といった事業環境整備、③電力需要量を抑制することで生み出させる電力量（ネガワット）と需要側機器による系統への逆潮流量（ポジワット）の双方とも調整力として活用するための環境整備（課題・対応策の特定、ロードマップの作成等）を進めていくべきである。

(iv) プラットフォームの形成

(i) ～ (iii) のような論点については引き続き解決策の検討を着実に進めていくとともに、需給一体型モデルに関係する事業者、自治体間でニーズ、シーズのマッチング等を行うプラットフォームを形成し、新たなビジネスの推進につなげていくことを検討すべきである。

② 地域

再エネ電源を自立的に活用する地域での需給一体的なエネルギーシステムは、エネルギー供給の強靱化（レジリエンス）、地域内エネルギー循環、地域内の経済循環などの点で有効である。そのため、地域の再生可能エネルギーをコジェネなどの他の分散型エネルギーリソースと組み合わせて利用するなど、地域レベルで再生可能エネルギーを需給一体的に活用する取組について、より取組を行いやすくするための仕組みの在り方や、他分野の政策との連携強化等について、上述のプラットフォームも活用しながら、更に検討を深めて行くことが重要である。

また、地域における分散型エネルギーシステムの構築については、自営線等の採算面や工事の大規模化が大きな課題となっている。こうした課題には、既存の系統配電線を活用し、電力を地域で面的に利用することを可能とする地域マイクログリッドの構築が有効であり、その制度的・技術的課題の整理を行い、事業環境整備につなげていく必要がある。

【中間整理（第3次）アクションプラン⁷】

- 引き続き、需給一体型の再エネ活用モデル推進に向けて、技術面、システム面、制度面の検討を着実に進めるとともに、需給一体的な再生可能エネルギーの活用により地域活性化を促すことを、他分野の政策との連携強化を含めて検討する⁸。

【➡資源エネルギー庁】

⁷ 現行 FIT 制度の適切な運用に向けた各項目について、本小委員会で整理された事項を枠内に「中間整理（第3次）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。

⁸ 一部の委員から、系統接続電源と分散型リソースの最適な組み合わせが実現されるよう、託送料金における基本料金比率の引き上げ等の再エネ大量導入を前提とした託送料金体系に係る環境整備が重要であるという指摘があった。

2. 既認定案件の適正な導入と国民負担の抑制

(1) 事業用太陽光発電の未稼働案件へのこれまでの対応

① 改正 FIT 法による措置

FIT 制度開始以降、事業用太陽光発電は急速に FIT 認定・導入量が拡大し、資本費などが低下したことにより、その調達価格の価格低減率は他電源に比べて非常に大きく、認定時に調達価格が決定する中で、大量の未稼働案件による歪みが顕著に現れている。具体的には、高い調達価格の権利を保持したまま運転を開始しない案件が大量に滞留することにより、①将来的な国民負担増大の懸念、②新規開発・コストダウンの停滞、③系統容量の空押さえといった課題が生じており、未稼働案件に適切に対応することで、国民負担の抑制や新規開発の促進が可能となる。

こうした未稼働案件に対しては、これまでも累次の対策が講じられてきた。改正 FIT 法では、原則として 2017 年 3 月末までに接続契約を締結できていない未稼働案件の認定を失効させる措置を講じ(事業用太陽光発電は、これまでに約 2,070 万 kW の失効を確認済み)、加えて、2016 年 8 月 1 日以降に接続契約を締結した事業用太陽光発電については「認定日から 3 年」の運転開始期限を設定し、それを経過した場合は、その分だけ調達期間が短縮されることとした。

【図 1】 事業用太陽光発電の未稼働案件の状況

	既稼働	未稼働	合計	
2012年度認定【40円】	1,203万kW	281万kW	1,484万kW	◎2012～2014年度 未稼働案件：約2,130万kW 運転開始期限なし 約940万kW 運転開始期限有無 未判明分 約490万kW 運転開始期限あり 約700万kW
2013年度認定【36円】	1,474万kW	1,164万kW	2,638万kW	
2014年度認定【32円】	562万kW	685万kW	1,248万kW	
2015年度認定【27円】	192万kW	157万kW	349万kW	◎2015年度 未稼働案件：約160万kW 運転開始期限なし 約80万kW 運転開始期限有無 未判明分 約20万kW 運転開始期限あり 約60万kW
2016年度認定【24円】	192万kW	363万kW	555万kW	
2017年度認定【21円】(※1)	86万kW	185万kW	272万kW	
2018年度認定【18円】	12万kW	94万kW	105万kW	-2016/8/1以降接続契約 ⇒ 運転開始期限（3年）を設定
合計(※2)	3,722万kW	2,929万kW	6,651万kW	

※1 2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。

※2 改正FIT法による失効分（2019年1月時点で確認できているもの）を反映済。

② 運転開始期限が未設定の未稼働案件に係る措置

改正 FIT 法の措置の対象外となった、2016 年 7 月 31 日以前に接続契約を締結した案件は、「早期の運転開始が見込まれる」として当時は運転開始期限が設定されなかった。しかし、その後 3 年経過した現在も未稼働のまま滞留している案件が多く存在している。FIT

法の趣旨に照らせば、太陽光パネル等のコストが年々低下している中で、運転開始期限がなく運転開始が遅れている事業に認定当時の調達価格を適用することは適切ではない。

このため、本小委員会における議論を踏まえ、既に運転開始準備段階に入っている案件以外については、認定当時のコストを前提にした高い調達価格ではなく、運転開始のタイミングに合わせて、改めて、その時点でのコストを反映した適正な調達価格を適用するとともに、早期の運転開始を担保するための措置を採ることとし、2019年4月1日、2012～2014年度認定案件に対する具体的な対応を施行した。なお、本案の施行に当たっては、取りまとめ後に政府が行ったパブリックコメントにおいて「対応案の発表から施行までの期間が短く予見可能性が十分でない」という意見が多数寄せられたことを踏まえ、開発工事に真に本格着手済みであることが公的手続きによって確認できる大規模事業(2MW以上)に限って適用除外⁹とし、大規模事業や条例に基づく環境アセスメントの対象事業に対しては当初の調達価格が維持される期限や運転開始期限の設定において猶予期間¹⁰を設けた。

(2) 既認定案件への今後の対応

① 2015年度認定の未稼働案件への対応の方向性

2018年10月の本小委員会においては、2012～2014年度認定案件に対する具体的な対応に加えて、11年ごとに措置の対象を拡大し、2015年度認定(29円・27円)案件については2020年4月1日、2016年度認定(24円)案件については2021年4月1日を施行期日とする方針が取りまとめられた。

他方で、2012～2014年度認定案件に対する措置の施行に際して講じることとした適用除外の設定や事業規模等に応じた猶予期間の確保は、パブリックコメントとして多数寄せられた「対応案の発表から施行までの期間が短く予見可能性が十分でない」との意見を考慮した措置であることを踏まえると、2015年度認定案件については、2018年10月の時点で具体的な案が提示されており、十分な予見可能性が確保されていると考えられることから、適用除外や猶予期間を設けることなく、予定どおり2020年4月1日を施行期日として同様の措置を講じることが適当である。

⁹ 原則として2018年12月5日時点で、既に工事計画届出が受理されている事業については適用除外とする。さらに、2018年12月5日時点で、開発工事本格着手済みだが工事計画届出が未受領の事業については、2019年9月30日までに工事計画が受理され、同年10月31日までに当該工事計画に係る電気工作物の設置工事に着手したことが確認できたものについても適用除外とする。

¹⁰ ①原則(2MW未満)：運転開始準備確認期限(系統連系工事着工申込み受領期限)2019年3月31日(期限内提出時の運転開始期限日2020年3月31日)、②猶予措置(2MW以上)：運転開始準備確認期限2019年9月30日(期限内提出時の運転開始期限日2020年9月30日)、③猶予措置(条例に基づく環境アセスメントの対象事業)：運転開始準備確認期限2020年3月31日(期限内提出時の運転開始期限日2020年12月31日)。運転開始準備の確認期限に間に合わなかったものについては、運転開始準備段階に入った時点の2年前の調達価格を適用するとともに、1年間の運転開始期限を設定する。

② 2015 年度認定の未稼働案件への具体的な対応

2015 年度に FIT 認定を受けた事業用太陽光発電（10kW 以上）のうち、運転開始期限が設定されていない（2016 年 7 月 31 日以前に接続契約が締結された）未稼働案件を対象として、以下の措置を講じることが適当である。

- 1) 以下の期限までに運転開始準備段階に入った（送配電事業者によって系統連系工事着工申込み¹¹が不備なく受領された）ものは、従来の調達価格を維持することとする。一方で、以下の期日までに系統連系工事着工申込みの受領が間に合わなかったものは、系統連系工事着工申込みを送配電事業者が受領した日を適用基準点とすることと、通常の場合には実態上「運転開始の 3 年前の年度の調達価格」が適用されることとのバランスを考慮し、運転開始準備段階に入った時点の 2 年前の調達価格を「適時の」調達価格として適用する。¹²¹³

FIT認定出力	（提出期限）※1	系統連系工事着工申込み の受領期限	運転開始期限※2
2MW未満	（2020/1末日途）	2020/3/31	2021/3/31
2MW以上	（2020/2末日途）		

※1) 2MW未満は件数が多く受領のための事務処理に時間を要することから、2ヶ月間程度の期間を確保できるよう実務上の提出期限を設定

※2) 着工申込みの受領が期限に間に合わなかった場合の運転開始期限は、最初の着工申込みの受領日から1年間

- 2) 系統連系工事着工申込みの受領日の 2 年前の年度の調達価格が適用されることを前提に、通常案件が「認定時の調達価格を適用＋運転開始期限 3 年」であることとのバランスを踏まえ、施行期日より前に着工申込みが受領されたものについては、今回の措置の施行期日から、施行期日以後に着工申込みが受領されたものについては、最初の着工申込みの受領日から起算して、1 年を運転開始期限とする。¹⁴¹⁵

¹¹ 系統連系工事着工申込みに当たっては、林地開発の許可等の主要な許認可の取得や、環境影響評価法又は条例に基づく環境影響評価における評価書の公告・縦覧の終了を要件とする。

¹² 例：2020 年度に系統連系工事着工申込みが受領された場合、2018 年度調達価格 18 円/kWh を適用。

¹³ 入札対象に該当する規模の案件であっても、当該年度の入札対象外規模の調達価格を適用。

¹⁴ 運転開始期限を超過した場合の取扱いについては、調達価格等算定委員会において「超過した分だけ月単位で調達期間を短縮するべき」との意見が取りまとめられており、これを尊重して経済産業大臣が決定する。

¹⁵ 系統連系工事着工申込み前であれば、既に運転開始期限が設定されている事業と同様に、調達価格を維持したまま太陽光パネルを変更できる仕組みとする。

③ 更なる既認定案件への対応策の検討

2016 年度に FIT 認定を受けた事業用太陽光発電（10kW 以上）のうち、運転開始期限が設定されていない（2016 年 7 月 31 日以前に接続契約が締結された）未稼働案件についても、2015 年度までと同様の措置を講じていくことが適当である。

また、今後、系統連系工事着工申込みの受領期限が到来した未稼働案件には、従来の調達価格は適用されず、その時点で運転開始する事業のコストを反映した適正な調達価格が適用されることとなる。そのような案件の中には、既に事業継続を断念している案件も一定程度出てくると見込まれるが、一部の案件は廃止届の提出を行わず滞留してしまう可能性がある。

このように、運転開始期限が設定されているものも含めた既認定案件について、長期にわたり事業が開始されないまま、FIT の認定及び接続契約を保持し、系統容量を押さえた状態が継続・放置されてしまうことは、再生可能エネルギーの導入拡大に当たり効率的な系統活用の阻害要因となるため、必要な措置を検討していく必要がある。

【中間整理（第 3 次）アクションプラン】

- 大量の未稼働案件による歪みが顕著に現れている事業用太陽光発電（10kW 以上）について、昨年度措置を行った 2012～2014 年度に FIT 認定を受けたものと同様に、2015 年度に FIT 認定を受けたもののうち、運転開始期限が設定されていない（2016 年 7 月 31 日までに接続契約を締結した）案件を対象に、
 - － 2020 年 3 月 31 日までに運転開始準備段階に入った（送配電事業者によって系統連系工事着工申込みが不備なく受領された）ものは従来の調達価格を維持し、間に合わなかったものは運転開始準備段階に入った時点の 2 年前の調達価格を適用する。
 - － 新たに運転開始期限（原則として 1 年間）を設定し、早期の運転開始を担保する。

【⇒資源エネルギー庁、一般送配電事業者（パブリックコメント実施、2019 年 8 月 2 日に原案どおり最終方針を提示済み。2020 年 4 月 1 日施行）】
- 2016 年度認定案件についても、2021 年 4 月 1 日を施行日として対象年度を拡大することを基本とする。

【⇒資源エネルギー庁（来年度にパブリックコメント等の必要な手続を経て実施）】
- 既認定案件について、FIT の認定及び系統容量が押さえられたまま放置されることのないよう、再生可能エネルギーの導入拡大と国民負担の抑制の観点から必要かつ適切な措置を検討する。

【⇒資源エネルギー庁】

Ⅲ. 適正な事業規律

2012 年の FIT 制度の導入を契機に、規模や属性も異なる様々な事業者による参入が急速に拡大してきた太陽光発電を中心に、安全面、防災面、景観や環境への影響、将来の設備廃棄等に対する地域の懸念や、FIT の認定事業者が、20 年間等の買取期間終了後も事業を継続するのか、さらには、発電事業終了後に再投資が行われて再生可能エネルギーの持続的な導入・拡大が図られるのかといった懸念が高まっている。

再生可能エネルギーが主力電源となるためには、可能な限り早期に、上記の懸念を解消し、地域と共生を図り地域に定着することや、一度 FIT の認定を受けた事業者は買取期間終了後も事業を継続すること、さらには、当該設備で発電できなくなった後には再投資がなされて、発電能力が維持・強化されることが不可欠であり、そうした責任ある長期安定的な事業運営が確保される環境を構築すること必要である¹⁶。さらに、事業用太陽光発電について、諸外国に比べても 50kW 未満の小規模太陽光発電事業の比率が非常に高い実態等を踏まえれば、適正な規律等によって、発電設備の維持管理や制御、インバランスの調整、設備の廃棄等の発電事業の運営コストについて、責任・能力ある事業者へ集約化を促すことで、事業の効率化・リスクの低減が図られ、FIT 買取期間終了後の事業継続や発電事業終了後の再投資の円滑な実施に繋がるとの視点も重要である¹⁷。

主力電源として、再生可能エネルギーを責任ある長期安定電源にするための適正な事業規律の確保が必要であり、まずは、喫緊の課題として、①太陽光パネル等の設備廃棄の費用確保のための制度整備を行い、その制度整備を通じて事業規律確保を図ること、そして、②電気事業法の安全規制の執行強化と規制自体の必要な見直し、を行っていく。

1. 太陽光発電設備の廃棄等費用の確保

太陽光発電事業は、参入障壁が低く様々な事業者が取り組んでおり、事業主体の変更が行われやすい状況にある。また、太陽光パネルには、パネルの種類によって鉛、セレン、カドミウム等の有害物質が含まれており、適切な処分方法があるが、発電事業の終了後、発電設備が放置・不法投棄される懸念がある¹⁸。こうしたリスクを低減するため、中間整理（第 1 次）において、発電事業者による廃棄等費用の確実な積立てを担保するための制

¹⁶ 一部の委員から、現在 FIT 認定を受けている事業者の想定利益率と、長期安定的に事業を行おうとする大規模事業者の想定利益率にミスマッチがあるという現状を踏まえて、想定利益率が低くても投資や再投資が進むような仕組みを検討することが必要ではないかという指摘があった。

¹⁷ 一部の委員から、廃棄問題を、効率的でアグリゲーションされた太陽光発電事業者を作ることパッケージで考えると、ポジティブなチャンスと捉えられて良いのではないかという指摘があった。

¹⁸ 一部の委員から、製造者でなければ太陽光パネルに含まれる成分も分からず、拡大生産者責任の観点から製造者が持つべき責任の在り方について、今後の取り上げ方を検討すべきではないかという指摘があった。

度（以下「本制度」という。）について検討を開始する旨のアクションプランを示した。中間整理（第２次）においては、本制度に関し、原則として外部積立てを求め、費用負担調整機関が源泉徴収的に積立てを行うことを基本とすること、長期安定発電の責任・能力を担うことが認められる事業者に対しては、内部積立てを認めることも検討すること、上記の方向性の下で、具体的な制度設計については、専門的視点からの検討の場を設けて引き続き検討する旨のアクションプランを示していたところ。

当該アクションプランに基づき、2019年４月、「太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するワーキンググループ」を立ち上げ、本制度の具体的な制度設計について専門的視点から検討を開始した。

同ワーキンググループにおいては、中間整理（第２次）で示した本制度の基本的な方向性を再確認するとともに、検討に当たっての原則として、①本制度の対象は、稼働・未稼働を問わず公平に、FIT制度開始以降に認定された10kW以上のすべてのFIT認定案件とすること、②コストや廃棄等の最小限化は未来志向で考えることを整理した。

その上で、この方向性及び原則に沿って、実態を踏まえて適切な制度設計を行う観点から、太陽光発電事業に関わる様々な立場の関係者（発電事業者、解体・廃棄物処理事業者、金融機関、地方自治体、買取義務者）に対するヒアリングを実施した。

「太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するワーキンググループ」において、積立金の金額水準・回数・時期、積立金の取戻し要件、発電事業者が倒産した場合への対応、制度移行における既存の積立てとの整理、特定契約との関係の整理、費用負担調整機関へのガバナンス・社会コスト、内部積立てに関する論点などについて、専門的視点から具体的な検討を進め、早期の結論を目指しつつ、法令上の措置が必要な場合には、FIT法の抜本見直しの中で具体化することを、引き続き検討していく。

<今後の詳細検討に当たって留意すべき委員・有識者からの主な指摘>

- ✓ 今後リユース等をしたとしても、最終的には廃棄せざるを得ないため、廃棄等費用をしっかりと確保できる制度にすべき。
- ✓ 不安の高まりへ対応するためのものであり、内部積立てについてはあまり緩くならないようにすべき。
- ✓ 内部積立てを認める場合には、ファイナンス的に有利になるであろうことも踏まえ、小規模事業者をアグリゲーションする等の条件を付けるべきではないか。

2. 安全の確保

FIT 制度の創設以降、小規模太陽光発電を中心に再エネ発電設備が急激に増加してきており、昨年は、自然災害に伴う社会的にも影響が大きな再エネ発電設備の事故が頻繁に発生し、小出力発電設備を含む再エネ発電設備関連の事故に対する社会的な関心が高まっている。こうした中、中間整理（第2次）では、以下のアクションプランを取りまとめた。

【中間整理（第2次）アクションプラン】

- 50kW 未満の太陽光発電設備について、電気事業法に基づく技術基準への適合性を確認する。【➡経済産業省産業保安グループ、資源エネルギー庁（速やかに実施）】
- 50kW 未満の太陽光発電設備について、電気事業法に基づく技術基準が定めた「性能」を満たすために必要な部材・設置方法等の「仕様」を設定・原則化する。
【➡経済産業省産業保安グループ（2018 年度中に検討開始）】
- 太陽光発電設備の斜面設置に係る技術基準の見直しを行う。
【➡経済産業省産業保安グループ（2018 年度中に検討開始）】

当該アクションプラン等に基づき、安全の確保に向けた取組及び検討を進めている。

具体的には、①50kW 未満の太陽光発電設備について、技術基準への適合性の確認に向けて、電気事業法に基づく立入検査を開始している。

また、②50kW 未満の太陽光発電設備について、技術基準が定めた「性能」を満たすために必要な部材・設置方法等の「仕様」を設定するため、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構において、アルミニウム合金製架台を用いた太陽電池モジュールの支持物の設計仕様を作成した。

さらに、③太陽光発電設備の斜面設置に係る技術基準に関しては、太陽光発電設備の斜面等への設置により土砂流出等が発生し、敷地外に被害を与えることが無いよう、支持物を施設することを求める規定の取り込みを、産業構造審議会 保安・消費生活用製品安全分科会 電力安全小委員会 新エネルギー発電設備事故対応・構造強度ワーキンググループにおいて検討した。

加えて、50kW 未満の太陽光発電設備等の小出力発電設備¹⁹の増加に伴って、事故が散見される状況に鑑み、同ワーキンググループにおいて、小出力発電設備の保安確保と規制の実効性の両立に向けた規制の在り方の検討も開始しようとしているところであり、引き続

¹⁹ 出力が 50kW 未満の太陽光発電設備、出力 20kW 未満の風力発電設備、出力 20kW 未満の水力発電設備（ダムを伴うものを除く）、出力 10kW 未満の内燃力を原動力とする火力発電設備、出力 10kW 未満の燃料電池発電設備（PEFC 又は SOFC）。但し、同一の構内に設置する上記の設備が電氣的に接続されそれらが設備の出力の合計が 50kW 以上となるものを除く。

き、安全確保の強化に向けて、検討や取組を進めていく。

【中間整理（第3次）アクションプラン】

- 太陽光発電設備の斜面設置に係る技術基準については新エネルギー発電設備事故対応・構造強度ワーキンググループの検討を踏まえて改正を行う。
【➡経済産業省産業保安グループ（2019年度中に改正予定）】
- 小出力発電設備について、設備数が飛躍的に増大していることを踏まえ、安全の確保について、新エネルギー発電設備事故対応・構造強度ワーキンググループにおいて検討を進める。
【➡経済産業省産業保安グループ（2019年度中に検討開始）】

Ⅳ. 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

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つつあり、再生可能エネルギーの適地偏在性への対応や、再生可能エネルギーの大量導入を支えるネットワーク整備・運用が求められている。系統制約の克服に向けて、これまで個別接続検討・電源接続案件募集プロセスの実施や、既存系統を最大限活用するための「日本版コネクト&マネージ」の検討・実施が進められてきたところであるが、再生可能エネルギーを主力電源化していくためには、系統の増強・整備を含めた更なる対策を講じていくことが必要である。

本小委員会の中間整理（第2次）でも、「系統整備・増強を含めた次世代ネットワーク形成」について本格的に検討に着手すべきであるとの方針を取りまとめたところである。これを受けて、脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会においても、再生可能エネルギーを主力電源化していくための系統増強の在り方について、再エネポテンシャルの地域偏在性に留意しつつ、検討が進められてきた。

FIT 制度の抜本見直しと再エネ政策の再構築に当たっては、系統制約の克服に向けて、①計画的な形成の在り方と②適切な出力制御の在り方を、同時に検討することが不可欠である。

1. 次世代電力ネットワークの在り方

我が国の電力系統整備状況は、再エネ電源の立地ポテンシャルを踏まえたものに必ずしもなっておらず、再生可能エネルギーの導入量の増加に伴い、系統制約が顕在化している。また、再エネ電源からの要請にその都度対応して系統整備を検討する現在の仕組みの下では、プロセスの長期化や非効率性といった課題が生じている。

既存系統の最大限の活用（「日本版コネクト&マネージ」）とともに、再生可能エネルギーの計画的かつ効率的な導入に資するような形で、地域間連系線をはじめとする電力ネットワークの構築や、潜在的な接続ニーズを踏まえて一般送配電事業者や電力広域的運営推進機関等が主体的かつ計画的に系統形成を行っていく「プッシュ型」の系統形成への転換を図っていくことが重要である。

「プッシュ型」の系統形成ルールへの転換を図るため、接続される事業者のニーズを反映し、迅速な系統連系を実現する仕組みである一括検討プロセスを検討すべきである。その際、

- 再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定プロセスと整合的なものとする
- 小規模安定再生可能エネルギーについて電源間のバランスの取れた導入を促す観点からの一定の配慮

など個別電源の特性を踏まえた円滑な導入に資するよう、検討を行う必要がある。

また、地域間連系線の増強及び費用負担の在り方について、

- 費用便益分析において、連系線増強による 3E の便益（安定供給強化・価格低下・CO₂削減）を定量化
- 増強費用について、価格低下・CO₂削減の便益分について原則全国負担、安定供給強化の便益分について地域負担とする
- 全国負担分のうち再エネ効果分については、FIT 賦課金方式の活用も選択肢の一つ

とする方向性で検討していくことが適切である。FIT 賦課金方式を活用する場合には、その適用条件について、今後、詳細を検討していくことが必要である。

加えて、「発電コスト+ネットワークコスト」の最小化という基本方針の下、必要な系統投資の促進と効率化を両立させる託送制度の在り方については、「脱炭素化社会に向けたレジリエンス小委員会」において、制度変遷及び現状制度に関する諸外国と日本の比較や、それを踏まえた託送制度の在り方を検討するに当たっての基本的な考え方の整理が行われたところ。今後、上記の整理を踏まえた制度設計の具体的な在り方について検討を進めるべきである。

<今後の詳細検討に当たって留意すべき委員・有識者からの主な指摘>

- ✓ 計画的な系統形成を行うためには、将来の電源構成やその際のネットワークの在り方について、何らかの将来像を示すことが必要。

- ✓ プッシュ型の系統形成については、発電コスト+ネットワークコストの最小化の考え方の下で、既存の系統容量がどのような場合に不足するのか分析した上で、既存系統を最大限活用しつつ、マスタープランも不断に見直しながら、効率的な系統増強をする必要がある。
- ✓ プッシュ型の系統形成にあたっては電源設備と流通設備を両輪としてとらえ、最適化を図っていくべきではないか。
- ✓ 系統増強費用は誰かが負担する必要があるものなのであれば、FIT 賦課金方式による負担の仕方は便益との関係が分かりやすく、適切である。

2. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた適切な出力制御の在り方

再生可能エネルギーの導入拡大に向けては、事業者間の公平性を確保しつつ、出力制御のオンライン化を通じた出力制御量の削減を行うことが重要であり、2019 年 4 月の新エネルギー小委員会系統ワーキンググループにおいても技術的な観点（将来的に現状の出力制御対象だけでは必要な制御量を確保できなくなり、系統運用に支障を来すおそれがある）から、こうした方向性について議論がなされたところである。

今後再生可能エネルギーの導入が進むにつれて、出力制御の頻度及び制御量が増加することが見込まれ、既存の制御対象事業者の制御回数が一層増加することから、事業者間の公平性を確保する必要がある²⁰。公平性確保の観点から、現行の運用においては当面の間、出力制御の対象外と整理されてきた 500kW 未満（以下、旧ルール 500kW 未満）の太陽光・風力²¹を出力制御対象に含めた場合には、発電所当たりの出力制御機会の低減効果が見込まれ、例えば、九州において現在制御対象となっている発電所の制御日数が約 3 割低減することが想定される。また、出力制御対象を拡大した場合、既存事業者のみならず、新規連系が見込まれる事業者の出力制御機会の低減にも寄与するため、新規の投資予見性が向上し、さらなる再生可能エネルギーの導入にプラスの効果が見込まれる。

また、オンライン制御は、オフライン制御に比べてより実需給に近い柔軟な調整が可能であり、必要時間帯のみの制御が可能であることから、出力制御量の低減効果が見込まれることに加えて、発電事業者にとっても機会損失の低減や手動制御による人件費削減等のメリットがある。オンライン制御の拡大は、系統安定確保の観点のみならず、再生可能エネルギーの最大限の導入の観点からも重要である。なお、本来であれば、送配電網の次世代化を見据え、電源の導入時期や規模を問わずオンライン制御を実施することが適切であるが、旧ルール事業者においてはオンライン機器の設置が義務化されておらず、これら事

²⁰ 「出力制御の公平性の確保に係る指針」（資源エネルギー庁）において、出力制御が 30 日等の上限を超えた場合には指定ルール事業者のみを制御することとしている。

²¹ 10kW 未満の太陽光を除き、一部エリアにおいて当面の間出力制御の対象外となっている新ルール 10kW 以上 50kW 未満の太陽光及び 20kW 未満の風力を含む。以下においても同様。

業者に対して直ちにオンライン機器設置を義務付けることは困難である。このため、経済的出力制御の手法を組み合わせることによって、出力制御の効率性と公平性の両立を図ることが適切である²²。

これらを踏まえ、①事業者間の公平性確保、②オンライン制御の拡大、③経済的出力制御といった各論点について議論を行い、方針を取りまとめた。

① 事業者間の公平性確保

旧ルール 500kW 未満の太陽光・風力は、過去の審議会において「当面の間は出力制御の対象外」とされ、系統運用に支障を来すおそれが生じた場合には出力制御が行われることが適当と整理されてきた²³。前述のとおり、旧ルール 500kW 未満の太陽光・風力を出力制御対象に含めた場合には、現在制御対象となっている既存事業者や新規連系が見込まれる事業者の制御日数が低減するとともに、新規投資の予見性が向上するため、さらなる再エネ投資にプラスの効果が見込まれる。

こうした点を踏まえ、事業者間の公平性を適切に確保する観点から、当面の間は出力制御の対象外と整理されてきた旧ルール 500kW 未満の太陽光・風力についても出力制御の対象とし²⁴、その際、同時期に認定を取得した旧ルール 500kW 以上の設備同様、30 日無補償ルールを適用することが適切である^{25,26,27}。

また、事業者間の公平性の確保、必要な制御量や調整力を確保していく観点から、東京・中部・関西のいわゆる「中三社地域」を含め、30 日等出力制御枠や指定電気事業者制度の見直し等についても、検討を行うべきである。

²² 委員からは、経済的出力制御は過渡的な措置であると位置付けるべきとの指摘があった。

²³ 「送配電システム制度検討会 第 1 ワーキンググループ報告書（2011 年 2 月 23 日）」。

²⁴ FIT 認定事業者は制度上、認定取得日や発電規模によらず「出力抑制に協力すること」とされており、各事業者においてもその旨を遵守することに同意したうえで事業計画書を提出している（FIT 法第 9 条第 3 項第 1 号、同施行規則第 5 条第 1 項第 4 号）。

²⁵ 太陽光及び風力の新ルール事業者はそれぞれ 360 時間無補償及び 720 時間無補償ルールが適用されていることから、一部エリアにおいて現在出力制御の対象外となっている新ルール 10kW 以上 50kW 未満の太陽光については 360 時間無補償ルール、20kW 未満の風力については 720 時間無補償ルールを適用。

²⁶ 補償ルールの適用に当たっては、実務上、契約記載内容の見直しを要する場合もあるため、円滑な契約見直しが進められるよう、制度的な対応も含め検討を進める必要がある。

²⁷ 各社契約要綱を介した契約については、原則、要綱改訂通知による契約の記載内容の見直しが適切と考えられる。過去の議論から、今回の検討事項は制度制定当初より予定されていた内容であるため、FIT 制度上何らの不利益変更を行うものではない。そのため本件に関する契約見直しも、本来の契約目的に反せず、かつ、変更の必要性、変更後の内容の相当性、変更に係る事情に照らし、合理的なものである。かつ前述のとおり FIT 法において、各発電事業者は出力制御に協力することが遵守事項に定められていることから、契約内容の見直しを受け入れ、遵守することが当然に想定される。なお、これに違反した場合には、FIT 法第十五条第二号に規定する認定取消事由に該当すると考えられるため、行政手続法に基づく適切な手続を経た上で認定取消を行う等の対応が考え得る。

② オンライン制御の拡大

オンライン制御の拡大は、上述のメリットが大きい一方で、現状では、発電事業者が自主的にオンライン化に対応するためのインセンティブが弱いことから、一般送配電事業者は必要な再エネ運用システムの整備を進めつつ、国や発電事業者の業界団体とともに、まずは特別高圧のオフライン事業者のオンライン化から順次促していくべきである。加えて、出力制御量の低減とオンライン化のメリットが両立するような出力制御の運用²⁸の見直しを含めた環境整備を進めていくべきである。なお、オンライン化を進めるに当たっては、引き続きサイバーセキュリティ対策にしっかりと取り組むことが重要である。

③ 経済的出力制御

先述のとおり、オンライン制御の導入拡大を進めていくべきであるが、直ちにすべての発電設備をオンライン化するのは制度運用上困難であることから、出力制御の公平性と実効性の両立を図ることからも、経済的出力制御の仕組みを導入すべきである。

具体的には、オフライン事業者が本来行うべきである出力制御分をオンライン事業者を実施させた上で、オフライン事業者が出力制御を行ったとみなして、オンライン事業者がその買取価格での発電を行ったものとして対価を受けるといった仕組みを引き続き検討していくべきである。

以上の施策の今後のスケジュールを検討するに当たっては、システム対応、契約上の実務、事業者への周知等の観点から、導入のタイミングの整合性を確保することで、より実効的かつ円滑な運用を図ることが必要である。

²⁸ 現状の出力制御の運用は、「出力制御の公平性の確保に係る指針」に基づき、オフラインとオンラインの出力制御の機会が一律になるように実施されているが、オンライン化は出力制御量の低減に資することに鑑み、オンライン化を促す方向で公平性に係る運用の見直しを適切に行う必要がある。

【中間整理（第3次）アクションプラン】

- オンライン化の推進に当たっては、一層の出力制御量削減に資する事業者間の公平性の在り方について系統ワーキンググループで検討する。
【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者（2019年度中に具体化）】
- 当面は出力制御の対象外とされてきた旧ルール 500kW 未満の太陽光・風力についても出力制御の対象としつつ、30 日無補償ルールを適用する。また、30 日等出力制御枠や指定電気事業者制度の見直し等、適切な出力制御の在り方について系統ワーキンググループで検討する。
【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者（2020年度中に具体化）】
- 経済的出力制御の実務的手法等について系統ワーキンググループで検討する。
【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者（2020年度中に具体化）】

V. その他当面の課題への対応

1. 太陽光発電の法アセスと運転開始期限

① 議論の背景と論点

2019 年 4 月、中央環境審議会総合政策部会環境影響評価制度小委員会において、太陽光発電事業に係る環境影響評価の在り方についての答申が取りまとめられ、系統連系（交流）ベースで 40MW 以上の太陽光発電事業を環境影響評価法に基づく環境アセスメントの対象となる「第一種事業」、30MW 以上の太陽光発電事業を地域特性によるスクリーニングを踏まえて環境アセスメントを行う「第二種事業」とすることが適当との方針が示された。これを受け、2020 年 4 月 1 日を施行期日として当該措置を実施するための政令が、2019 年 7 月に閣議決定された。

これまで、FIT 制度における太陽光発電の運転開始期限は「認定日から 3 年」が標準形とされてきたが、一部の大規模な太陽光発電事業が環境影響評価法に基づく環境アセスメント（以下「法アセス」という。）の対象となることを踏まえ、法アセス対象の太陽光発電の運転開始期限の在り方について議論が行われた。

② 法アセス対象の太陽光発電の運転開始期限

新たに法アセスの対象となる太陽光発電に対する運転開始期限は、以下の対応とすることが妥当である。

1) 法アセス対象の太陽光発電の運転開始期限（標準形）

運転開始済み太陽光発電事業のうち 70%超が認定から 2 年以内に運転を開始していること、条例に基づく太陽光発電の環境アセスメントの実績（全 3 件）で見ると、方法書手続²⁹から環境アセスメントの終了までに要する期間は最長で 2 年 3 ヶ月であり、法アセスの場合は、国の審査期間として更に+2 ヶ月程度（方法書平均 23 日+準備書平均 41 日）を要することを考慮し、法アセス対象の太陽光発電の運転開始期限は、「認定日から 5 年」とする。

2) 法アセスの施行期日より前に認定を受け、新たに法アセスの対象となる太陽光発電に対する経過措置

太陽光発電を法アセスの対象とする制度改正の施行期日が 2020 年 4 月 1 日となることを前提³⁰として、同日より前に FIT 認定を受け新たに法アセスの対象となる太陽光発電事業については、類型ごとに以下の経過措置を講じる。

²⁹ FIT 認定は、方法書手続開始以降に申請・取得することができる。

³⁰ 本小委員会の審議の時点では、当該措置を実施するための政令の改正案が環境省から意見公募手続（2019 年 5 月 10 日～6 月 10 日）に付されていたところ、2020 年 4 月 1 日を施行期日として当該措置を実施するための政令が、2019 年 7 月に閣議決定された。

		現在の運開期限	経過措置	考え方
2019認定		(最も遅い場合) 2023/3/31	➡ (最も遅い場合) (+ 2 年) 2025/3/31	・「認定日から5年」となるよう、運転開始期限を補正。
2018認定		(最も遅い場合) 2022/3/31	➡ (最も遅い場合) (+ 2 年) 2024/3/31	
2017認定		(最も遅い場合) 2021/3/31	➡ (最も遅い場合) (+ 2 年) 2023/3/31	
「旧FIT法認定」かつ 「運転開始期限 3 年」		(原則) 2020/3/31	なし	・ 2020/3/31が運転開始期限であることを踏まえれば、それまでには少なくとも電気事業法に基づく工事計画は届け出られている（法アセスの対象外となっている）べき。
未稼働2016		(価格維持の場合) 2022/3/31	なし	・ 2022/3/31時点で、既に認定日から5年以上経過している。
未稼働2015		(価格維持の場合) 2021/3/31	なし	・ 2021/3/31時点で、既に認定日から5年以上経過している。
未稼働 2012～14	条例アセス対象	(価格維持の場合) 2020/12/31	なし	・ 環境アセスメントの対象事業であることは既に考慮されている。
	条例アセス 対象外	(価格維持の場合) 2020/9/30 ➡ (価格変更の場合) 最初の着工申込み の受領日から1年 ➡ 2020/12/31と着工申込みの受領 日から1年を経過する日のいずれか 遅い方	(+ 3 月) 2020/12/31	・ 条例アセス対象事業の運転開始期限に合わせる。

【中間整理（第3次）アクションプラン】

- FIT 制度における太陽光発電の運転開始期限は「認定日から 3 年」が標準形とされてきたが、一部の大規模な太陽光発電事業が法アセスの対象となることを踏まえ、
 - － 法アセス対象の太陽光発電の運転開始期限（標準形）を、「認定日から 5 年」とする。
 - － 法アセスの施行期日（2020 年 4 月 1 日）より前に認定を受け、新たに法アセスの対象となる太陽光発電に対する経過措置として、2017～2019 年度に FIT 認定を受けたものに対して、「認定日から 5 年」となるよう運転開始期限を補正し、2012～2014 年度に FIT 認定を受けた未稼働太陽光案件の対象となるもののうち、条例による環境アセス対象外であったものに対して、条例アセス対象事業の運転開始期限と同様の措置を講じる。

【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者（パブリックコメント実施、2019 年 8 月 2 日に原案どおり最終方針を提示済み。2020 年 4 月 1 日施行）】

2. 再エネ電源に対する発電側基本料金の課金の在り方

① 発電側基本料金の導入に当たっての基本的な考え方

今後、電力需要の伸び悩みが見込まれる一方で、再生可能エネルギーの系統連系ニーズの増加等により、電源起因による送配電関連費用の増大が想定され、送配電設備の高経年化対策による送配電関連費用の増大も見込まれる中、将来にわたって託送料金を最大限抑制しつつ、質の高い電力供給を維持していくことが求められる。

これらの課題に対応するためには、系統利用者である発電側にも受益に応じた費用負担を求め、送配電網のより効率的な利用を促すことが適当であることを念頭に、電力・ガス取引監視等委員会「送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ」において、系統利用者である発電側に対して送配電関連費用のうち一部の固定費について新たに負担を求めること、kW 単位の基本料金（発電側基本料金）として課金すること、発電側基本料金を 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こと等が、2018 年 6 月の同ワーキング・グループの中間とりまとめにおいて決定されたところである。

発電側基本料金については、電源種を問わず、kW 一律で課金されるものであるが、再エネ電源に対する発電側基本料金の課金については、FIT 制度の趣旨も踏まえ慎重に検討する必要があることから、本小委員会においても議論を進めてきた。

② 再エネ電源に対する発電側基本料金の課金の在り方

再エネ電源に対する発電側基本料金の課金の在り方については、本小委員会においても議論し、FIT 買取期間中・買取期間終了後を問わず他の電源と同様の条件（kW 一律）で課金としつつも、FIT 買取期間中の電源については、発電側基本料金による追加コストを転嫁することが制度上困難であることから、（ア）FIT 認定を受けて既に調達価格が確定しているもの、（イ）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、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も議論いただくこととすること、また、現状においては、住宅用太陽光発電については、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こと等を考慮して対象外とする方針を、中間整理（第 1 次）でまとめた。また、近年急速に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、系統増強に伴う特定負担（系統接続時の初期負担）を抑制し、発電側基本料金によって後年度に kW 一律で回収することで、負担を平準化することが適当であるとの方針を中間整理（第 1 次）で取りまとめ、発電側基本料金の導入を前提として、一律 4.1 万円/kW とする一般負担上限額の見直しを 2018 年 6 月に行ったところ。

本小委員会の第 3 フェーズにおいては、FIT 制度の抜本見直しを含む再エネ政策の再構築に向けた議論を進めていく中で、既認定案件の適正な導入は極めて重要な論点であると整理し、これまでの議論を踏まえ、FIT 買取期間中の電源について、どのような場合に、どのような事業に対して調整措置が必要か議論を行い、以下のとおり論点を深掘りした。

(ア) 既認定案件

発電側基本料金の導入に当たり、FIT 認定を受けて既に適用される調達価格が確定している既認定案件への発電側基本料金の導入に当たっては、①調達価格の算定において、発電側基本料金は「事業が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用」としては考慮されていないこと、②発電側基本料金は、一般負担上限額の見直しによる再エネ発電事業者の初期費用負担の軽減が発電側基本料金の導入とセットで講じられた措置であること、③発電側基本料金による後年度負担に調整措置を講じてしまうと単純な国民負担の増加となり、その負担が需要家に転嫁されるようなことはあってはならないこと、④利潤配慮期間の調達価格が適用される FIT 電源については、既に制度上十分な配慮がなされている一方で、当該期間後の調達価格が適用される FIT 電源は相対的に調整措置の必要性が高いこと、といった視点や意見を提示しながら、本小委員会で議論を行った。

委員からは「一般負担上限の見直しによって、既に需要家の負担は増加している中で、発電側基本料金の調整措置を通じた FIT 賦課金の増加は許されない。」、「FIT 制度上は調達価格の想定コストより実際のコストが下がったとしても、既認定案件の調達価格を引き下げる制度になっていない。コストが増加したときのみ調整を行うことが本当に適切なのか。」、「少なくとも利潤配慮期間の案件で系統接続費用の負担が小さかった初期の案件については、調整措置は不要ではないか。」との意見があった。一方で、委員及びオブザーバーからは「既認定分について、事後的な制度変更による影響がないよう、一定の客観的試算を踏まえた上で調整措置の必要性や合理性について、デュー・プロセスに則って考える必要がある。」、「FIT 期間中は価格転嫁できず、既認定案件への調整措置が不可欠である。また特定負担が高い太陽光の案件は少ないため、一般負担上限の見直しの恩恵を受けられているケースは限定的である。」との意見もあった。

具体的な調整措置の要件定義や線引きの仕方や程度については、調達価格等算定委員会において議論いただくこととなるが、その際には本小委員会におけるこうした視点や議論を踏まえた検討を行うべきである。具体的には、原則、調達価格の算定において制度上追加的な利潤配慮³¹がなされていないものについては発電側基本料金による追加コストと同水準を調整する措置を置くことを検討することとし、詳細な調整措置の対象や調整の程度を決めるに当たっては、例えば系統接続の初期費用負担の大きさ等も考慮要素としつつ具体化すべきではないか。

³¹ 事業用太陽光発電における利潤配慮期間の調達価格：40 円・36 円・32 円・29 円。他の電源は、利潤配慮期間終了後も「供給量勘案上乗せ措置」として IRR が維持されたため、利潤配慮期間中の IRR も実態上、供給量を勘案したものだったと理解することが適当。

(イ) 新規認定案件

発電側基本料金の導入後に FIT 認定を受ける（適用される調達価格が決まる）ものについては、調達価格の算定や入札の上限価格の設定において、発電側基本料金をコストとしてどのように取り扱っていくかについて、調達価格等算定委員会で議論いただくことが適当である。具体的には、調達価格の算定において、発電側基本料金を「事業が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用」と扱うか、扱う場合はどのように算定に織り込むか、入札においては上限価格の設定に際して発電側基本料金のコストをどのように扱うか、といった取扱いについて整理する必要がある。

【中間整理（第3次）アクションプラン】

- 既認定案件に対する調整措置の要否の検討に当たっては、原則、制度上の利潤配慮がなされていないものについては調整措置を置くことを検討することとし、具体的な調整措置の要件や調整の程度については、例えば系統接続の初期費用負担の大きさ等も考慮要素としつつ、調達価格等算定委員会において議論を行う。
【→調達価格等算定委員会（発電側基本料金の導入までに）】
- 新規認定案件については、調達価格の算定や入札の上限価格の設定における発電側基本料金の取扱いについて、調達価格等算定委員会において議論を行う。
【→調達価格等算定委員会（発電側基本料金の導入までに）】

3. 再エネ海域利用法の運用における既存系統の活用の在り方

洋上風力発電は、海外において急激にコスト低下が進んでおり、大規模な開発も可能であることから、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制を両立する重要な電源であるが、一般海域の長期占用を実現するための統一的なルールや先行利用者との調整の枠組みが存在しなかったことなどの課題により、導入が進んでいない状況にあった。

このため、2019年4月1日、洋上風力発電の円滑な導入のため、海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」という。）が施行された。再エネ海域利用法は、一般海域の長期占用を実現するための統一的ルールとして、経済産業大臣及び国土交通大臣が促進区域を指定し、公募によって促進区域内の海域を最大30年間占有することができる事業者を選定する制度を確立するとともに、漁業や海運業等の関係者間で必要な協議を行うための協議会を設置できることとし、事業者の負担を軽減しつつ、海域の多様な開発及び利用、海洋環境の保全並びに海洋の安全の確保といった他施策との調和を図ることとしている。

再エネ海域利用法の円滑な施行に際しては、諸基準の具体化や手続の具体的な運用方法について技術的・専門的な見地から検討する必要があることから、2018年12月から、本

小委員会の下に設置された「洋上風力促進ワーキンググループ」及び交通政策審議会洋上風力促進小委員会の合同会議（以下「合同会議」という。）が開催され、その議論の結果が2019年4月に中間整理として取りまとめられた。この中間整理においては、再エネ海域利用法の運用に係る基本方針、促進区域の指定基準、占用公募の実施方法、事業者選定のための審査・評価手法、運用に係るスケジュール等についての基本的な考え方が示されるとともに引き続き検討すべき事項が整理されている。

再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定に当たっては、当該区域において系統接続の見込みがあることが必要である。洋上風力発電事業実施のための系統については、前述のとおり、将来的には、国が地域の風況・海象等を考慮して、望ましい容量を決定し、当該容量をプッシュ型であらかじめ確保することが可能な仕組みへ移行する方向で制度の検討を進めることとしている。他方、再エネ海域利用法施行当初の運用としては、事業者等が接続契約を既に締結しているか、系統接続を確保できる蓋然性が高い場合（暫定容量を確保済み等）であって、かつ、系統容量を確保している事業者が、占用公募の前提として系統を活用すること、及び他の事業者が選定された場合に当該系統容量を承継することを希望している場合に、系統接続の見込みがあるものと判断することとしている³²。今後、占用公募の時点で系統に係る契約の承継条件を明らかにしていく必要があるが、入札参加者の予見可能性を確保する観点から、系統に係る承継の条件に関する基本的な方針を整理して示すことが必要である。

本小委員会においては、合同会議において引き続き検討すべきとされた論点のうち、事業者等が確保している系統容量を公募において活用する場合に関し、他の事業者が選定された際の系統に係る契約等の承継条件³³について、以下のとおり、①承継の対象とすべき資産等の範囲、②系統に係る契約の承継の具体的条件、③複数の事業者が系統を確保している場合の取扱いという観点から検討を行った。

系統に係る契約等の承継に当たっては、系統に係る契約を締結していた事業者とこれを承継する事業者が、不当に利益を得、又は不当な不利益を被らないよう、その承継が客観的に見て公平な条件に基づいて行われることを担保することが重要である。また、入札参加事業者の予見可能性を確保し、適正な価格設定を可能とするためには、公募の開始時点で、以下に示した系統に係る契約や系統に付随する事業用資産等の承継条件を公募占用指針などに明示することが必要である。

³² 再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定に当たっては、当該区域において系統接続の見込みがあることが必要である（第8条第1項第4号）。合同会議においては、再エネ海域利用法の施行当初における運用として、既に事業者等が既に十分な系統容量を確保しており、かつ、当該事業者等が占用公募の前提として確保している系統容量を活用すること（他の事業者が選定された場合は当該事業者が系統に係る契約を承継すること）を希望している場合には、系統接続の見込みがあるものと判断するという考え方が示されている。

³³ 合同会議において、系統に係る契約の承継条件は、第1回の公募開始時までには明確にすべき論点として、引き続き検討することとされている。

① 承継の対象とすべき資産等の範囲

系統に係る契約等の承継条件の検討に当たっては、i) 公募占用指針において当然に承継の対象とすべき資産と、ii) 当然に承継の対象とはせず、当事者間の交渉に委ねるべき資産を区別して検討することが適当である。

i) 公募占用指針において当然に承継の対象とすべき資産

接続契約に記載される契約上の地位（系統接続容量、接続時期、工事費負担金に係る債務等³⁴）については、どの事業者が選定されたとしても確実に必要となることから、公募占用指針において承継を義務付けるべきである。

接続契約上の地位の承継を円滑に進めるためには、当該承継に係る当事者間の協議や、協議完了後の支払等を含めた手続きが、公募終了後、速やかに行われるための措置を講じること³⁵が適当である。

なお、i) 公募占用指針において当然に承継の対象とされる接続契約上の地位の承継と、ii) 当然に承継の対象とはせず、当事者間の交渉に委ねるべき資産等の承継に係る交渉は明確に切り分けられるべきであり、接続契約上の地位の承継を受ける事業者が ii) に係る交渉に応じないことを理由に、系統に係る承継を行う事業者が接続契約上の地位の承継を拒んだり、交渉を遅延したりすることはできないこととすべきである。

ii) 当然に承継の対象とはせず、当事者間の交渉に委ねるべき資産

⑦承継する系統容量に付随する事業資産等（自営線敷設のために必要な用地や自営線敷設ルート検討のために実施した調査の結果など）や、④系統に係る承継とは無関係のその他の事業資産については、どの事業者にも必要なものとはいえず、取得価格の金額の妥当性を確認することが困難な場合が多いことから、公募占用指針において当然に承継の対象とするのではなく、公募後に当事者間で承継の要否やその条件を交渉できることとするのが適当である。

このうち、⑦承継する系統容量に付随する事業資産等には、系統接続を実施する上で有用なものも含まれることから、系統の承継を受ける側の事業者が円滑な系統接続のために希望する場合には、原則として、付随する事業用資産等についても接続契約上の地位と合わせて承継されるべきである。

このため、円滑な系統の承継を担保するためには、系統容量を譲渡する側の事業者が、系統容量を譲り受ける側の事業者の事業を妨害する目的で系統に付随する事業資産等の承継を拒むことができないような仕組みとする必要がある。

³⁴ 電源募集プロセスの場合、工事費負担金補償契約上の地位や保証金も含む。

³⁵ 例えば、系統に係る契約の承継及びその譲渡対価の支払期限を事業者選定後 3 か月以内と設定することなどが考えられる。

また、公募に参加する事業者の予見可能性を確保するため、㊦系統に付随する事業用資産の内容や取得価格等については、公募参加者に対して事前に情報提供されるべきである。

② 系統に係る契約の承継の具体的条件

公募占用指針において承継が義務付けられる接続契約上の地位の具体的な承継条件を検討するに当たっては、系統に係る契約を締結していた事業者とこれを承継する事業者が、不当に利益を得、又は不当な不利益を被らないよう、その承継が客観的に見て公平な条件に基づいて行われることを担保することが重要である。

承継の具体的な条件を検討する上で考慮すべき費用としては、i) 送配電事業者に対する直接的支出、ii) 内部人件費、外注費等の諸経費、iii) これらの費用を運用できなかったことによる逸失利益がある。

このうち、i) 送配電事業者に対する直接的支出³⁶については、系統に係る契約を譲渡する事業者等が負担した支出の大半を占めるものであり、金額についても客観的に算出されていることから、その全額を承継価格に含めることが適当である。

次に、ii) 内部人件費、外注費等の諸経費についても、承継条件の中で一定程度考慮すべきであるが、こうした諸経費の水準は事業者によって異なり、個別に詳細な算定・評価をすることは困難であることから、事業者における実態等を踏まえ、工事費負担金（未払額を含めた総額）の1%を諸経費相当額として付加するのが適当である。ただし、諸経費の実態に鑑み、諸経費相当額は、促進区域ごとに750万円³⁷を上限とすべきである。

iii) これらの費用を運用できなかったことによる逸失利益の具体的な水準については、現状の金融市場における運用益が低水準であるという委員からの指摘も踏まえ、中期国債の利率を参考に、i) ii) の金額に年利0.1%の金額を付加することが適当である。

³⁶ 電源接続案件募集プロセスの場合、既に支払われた保証金を含む。

³⁷ 事業者ヒアリングによって把握された工事費負担金や平均的な外注調査費用の水準や、系統接続に係る一般送配電事業者との調整のための打合せや出張などの実態によれば、諸経費相当額は一定の水準までは工事費負担金の水準に概ね比例すると想定され、これらの金額水準を勘案すると、諸経費相当額としては工事費負担金（未払金を含めた総額）の1%が妥当と考えられた。他方で、一定の水準を超えると、上記の比例関係が薄れていくと考えられたところ、一部の委員から、内部人件費、外注費は規模に比例して増加するわけではないため、一定の上限を設定することが必要であるとの指摘があったことも踏まえ、諸経費相当額の実態を勘案し、750万円を上限額として設定した。

<算定式>

譲渡対価＝(i) 工事費負担金＋ii) 諸経費相当分) × iii) 運用利益率

$$\left(\begin{array}{l} \text{i) 工事費負担金…工事費負担金のうち既払分のみ} \\ \text{ii) 諸経費相当分…工事費負担金【総額】の1\%分（ただし上限750万円）} \\ \text{iii) 運用利益率 …i, ii)の合計金額に1.001（年利）の率を乗じる} \end{array} \right)$$

③ 複数の事業者が系統を確保している場合の取扱い

複数の事業者が同一の区域において系統を確保し、公募への活用を希望している場合には、公募占用指針にそれぞれの系統に係る情報を明示した上、公募に参加する事業者において利用する系統を特定し、これを前提に公募占用計画を作成することを求めることが適当である。

その上で、事業者が選定された際には、選定事業者の公募占用計画に記載された系統を活用することを求めるべきである。

なお、占用公募を行った結果として、系統を保有する事業者が海域を占用する事業者として選定されなかった場合、送配電等業務指針の連系承諾後に連系等を行うことが不可能又は著しく困難になった場合³⁸に該当し得、一般送配電事業者が連系等を拒むことができる事由に該当し得る³⁹ことには留意が必要である。

【中間整理（第3次）アクションプラン】

- 事業者等が確保している系統容量を再エネ海域利用法上の公募において活用する場合に関し、承継の対象とすべき資産等の範囲、系統に係る契約の承継の具体的条件、複数の事業者が系統を確保している場合の取扱い等について、公募占用指針などに明示する。

【→資源エネルギー庁（再エネ海域利用法に基づく公募開始時まで）】

³⁸ 送配電等業務指針（電力広域的運営推進機関）第105条第5号は、「連系承諾後に生じた法令の改正、電気の需給状況の極めて大幅な変動、倒壊又は滅失による流通設備の著しい状況の変化、用地交渉の不調（海域の占用が認められない場合を含む。）等の事情によって、連系承諾後に連系等を行うことが不可能又は著しく困難となった場合」に、一般送配電事業者は連系等を拒むことができると規定している。

³⁹ 再エネ海域利用法の規定を踏まえると、系統を確保している事業者の事業実施予定地が①促進区域の指定基準への適合性を評価する第三者委員会において、指定基準に適合しないと判断された場合、②関係行政機関の長との協議、関係都道府県知事からの意見聴取の結果、洋上風力発電の実施が不適切であるという意見が表明された場合、③公募により他の事業者が選定された場合（当該他の事業者が選定された場合を除く）などには、海域の占用が認められないものとして、系統連系拒否事由に該当し得ると考えられる。ただし、隣接する海域において事業が実施できる可能性もあるため、隣接する海域が将来的に促進区域に指定される見込みがあるか、電源線の延長により事業性が確保できるかなど、個別地点における状況を勘案して判断することとなる。

VI. 今後の検討に向けて

本小委員会においては、中間整理（第2次）以降、これまで約4ヶ月間にわたり、FIT制度の抜本見直しと再エネ政策の再構築、FIT制度の適切な運用のために必要な当面の対応について検討を行ってきた。前者については、世界が再生可能エネルギーの電力市場への統合に大きく舵を切る中、日本もそれに追いついていくための土台となる議論を積み重ね、政策の方向性を示すことができた。また、後者については、足下の課題に対して打つべき策を順次講じてきた。

再生可能エネルギーの主力電源化のためには、本小委員会で中心的に議論した再エネ電源自体への政策のみならず、電力ネットワーク政策などとも一体的に検討していくことが必須となる。このため、本小委員会においてこれまで議論してきた基本的な政策の方向性について整理し、他の審議会等へも報告・連携することで、エネルギー政策全体と整合性を確保しつつ更なる検討を進めることを目的として、ここに中間整理（第3次）を行った。

2020年度末のFIT法の抜本見直し期限まであと1年半余りと迫る中、引き続き総合的な政策パッケージの中で全体の整合性を確保しつつ、法律上の措置が必要なものについては抜本見直しの中で改革の方向性を具体化し、法律上の措置を伴わないものについてはできるところから着手し、今後も適切な場で集中的に議論を継続して主力電源化に向けて総合的に取り組んでいくことが必要である。

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）
副理事長・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長代行
新川 麻 西村あさひ法律事務所 パートナー
高村 ゆかり 東京大学未来ビジョン研究センター 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・相談員協会 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

大森 聡 電気事業連合会 事務局長
岡本 浩 東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長
川越 祐司 株式会社エネット 代表取締役社長
後藤 弘樹 日本地熱協会 理事
佐藤 悦緒 電力広域的運営推進機関 理事（第15回まで）
都築 直史 電力広域的運営推進機関 事務局長（第17回）
鈴木 聡 一般社団法人太陽光発電協会 事務局長
中島 大 全国小水力利用推進協議会 政策委員長
祓川 清 一般社団法人日本風力発電協会 副代表理事
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
森崎 育男 一般社団法人日本有機資源協会 専務理事
(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 13 回（2019 年 4 月 22 日）

- FIT 制度の抜本見直しと再生可能エネルギー政策の再構築について

第 14 回（2019 年 5 月 30 日）

- 再生可能エネルギー業界団体からのヒアリング
- 再生可能エネルギー政策の再構築に向けた当面の対応について

第 15 回（2019 年 6 月 10 日）

- 有識者からのヒアリング（海外の制度）
- 再生可能エネルギー政策の再構築に向けた当面の対応について

第 16 回（2019 年 7 月 5 日）

- 再生可能エネルギー政策の再構築に向けた当面の対応について
- 更なる再生可能エネルギー拡大を実現するためのエネルギー需給革新の推進について

第 17 回（2019 年 8 月 5 日）

- 中間整理（第 3 次）（案）について

(参考) 開催実績 フェーズ 1 (第 1 回～第 6 回)

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

(参考) 開催実績 フェーズ2 (第7回～第12回)

第7回 (2018年8月29日)

- 再生可能エネルギーの主力電源化に向けた今後の論点について

第8回 (2018年9月12日)

- コストダウンの加速化に向けた対応
- 住宅用太陽光発電設備の FIT 買取期間終了に向けた対応

第9回 (2018年10月15日)

- 自立の加速化と既認定案件による国民負担の抑制に向けた対応
- 再生可能エネルギー事業の長期安定化に向けた事業規律の強化と地域共生の推進

第10回 (2018年11月21日)

- 再生可能エネルギーの自立に向けた取組の加速化 (多様な自立モデルについて)
- 太陽光発電設備の廃棄対策について
- 出力制御の予見性を高める情報公開・開示について

第11回 (2018年12月26日)

- 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について
- 再生可能エネルギーの産業競争力について
- 中間整理 (第2次) (骨子案) について

第12回 (2019年1月17日)

- 中間整理 (第2次) (案) について

参考資料

＜参考＞ 再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の中間整理（第3次） 概要

