

再生可能エネルギー政策の再構築 に向けた当面の対応③

（他委員会における検討事項に関する各種論点）

2019年7月5日
資源エネルギー庁

- 1. 再エネ導入拡大に向けた適切な出力制御の在り方**
2. 再エネ海域利用法における系統確保の在り方
3. 発電側基本料金に係る調整措置の考え方

議論の背景と論点

- 再生可能エネルギーの更なる導入拡大に向けては、事業者間の公平性を確保し、出力制御のオンライン化や経済的出力制御を通じた出力制御量の削減を行うことが重要である。本年4月の系統ワーキンググループにおいて、技術的な観点¹⁾ からもこうした方向性について議論がなされたところ。
- 九州をはじめとした再エネの導入拡大が進む中で、今後の対策の在り方として、**①オンライン制御の拡大、②事業者間の公平性確保、③経済的出力制御、について検討する必要がある。**

1) 将来的に現状の出力制御対象だけでは必要な制御量や調整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ことが指摘された。

<これまでの本小委員会及び系統ワーキンググループにおける主な御意見>

- 旧ルール適用案件の中の出力制御の対象となっていないものについても制御対象としていくべき。ただし、この措置を実効性あるものとするためには、既存契約との間で生じる実務的な課題に対して検討が必要。
- オンライン制御の拡大及び制御対象事業者の拡大は、電力の安定供給や事業者の公平性の観点から重要。
- 今後も出力制御量や機会の増加が想定されるため、制御対象事業者の拡大は必要。
- 将来的な出力制御量増加に備えて、出力制御対象事業者を拡大する必要性については理解。一方、九州だけでも旧ルール10kW以上500kW未満の事業者が6万件もいるので、契約に係る運用を軽減するための制度的手当や十分な時間の確保をお願いしたい。また、事業者団体にも適切な取組をお願いしたい。

- 太陽光・風力といった再エネは天候や日照条件等の自然環境によって発電量が変動する特性があるため、地域内の発電量が需要量を上回る場合には、電気の安定供給を維持するため、発電量の制御が必要。
- こうした場合、FIT法省令や電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針で定められた優先給電ルールに基づき、火力発電の抑制、揚水運転、地域間連系線の活用などを行い、それでもなお発電量が過剰となる場合には再エネの出力制御を実施することとされている。
- 九州本土では2018年度に計26日（1発電所あたり5～6日）の出力制御を実施。再エネ（太陽光・風力）の総発電量（制御量を含む）に占める制御量の割合は年度で0.9%（3月単体では6.4%）。足下でも太陽光発電の導入拡大が続き、今後出力制御量の増加が予想される中、出力制御量低減に向けた一層の対応が必要な段階。

＜九州出力制御実績（2018年度）＞

再エネ出力制御日数	計26日（うち、平日の制御が9日）
1 発電所あたりの累積制御日数	5～6日
出力制御率※1	0.9%
最大出力制御量	180万kW（2019年3月24日）
制御時の平均出力制御量※2	太陽光 71.2万kW 風力 1.2万kW

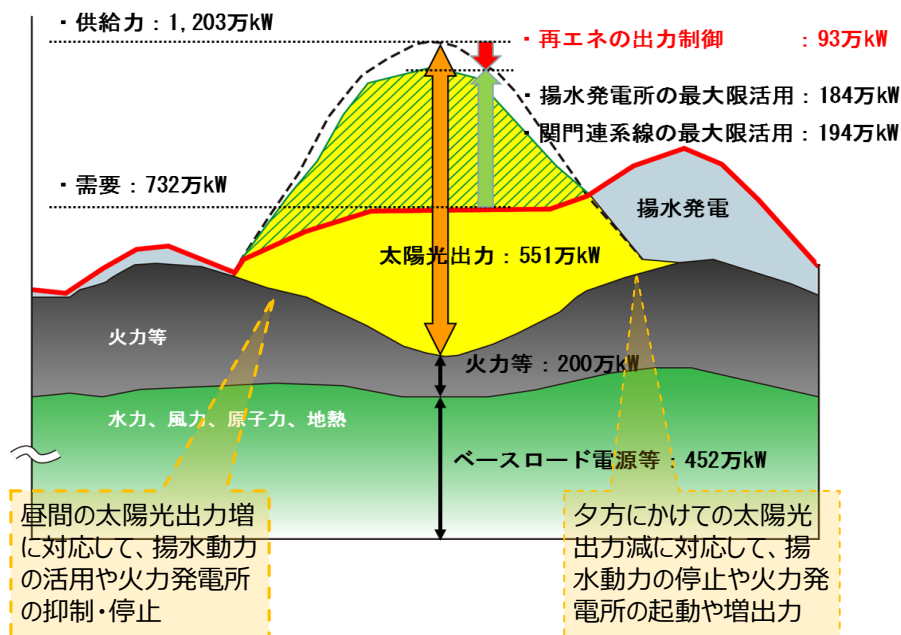
※1 再エネ（太陽光・風力）の制御量を再エネ発電量及び再エネ制御量で除した数値

※2 各制御日における出力制御最大量の合計を制御日数で除した数値

＜九州出力制御実績（2019年度）（6月末現在）＞

再エネ出力制御日数	計30日（うち、平日の制御が16日）
1 発電所あたりの累積制御日数	8～9日
最大出力制御量	257万kW（2019年4月7日）

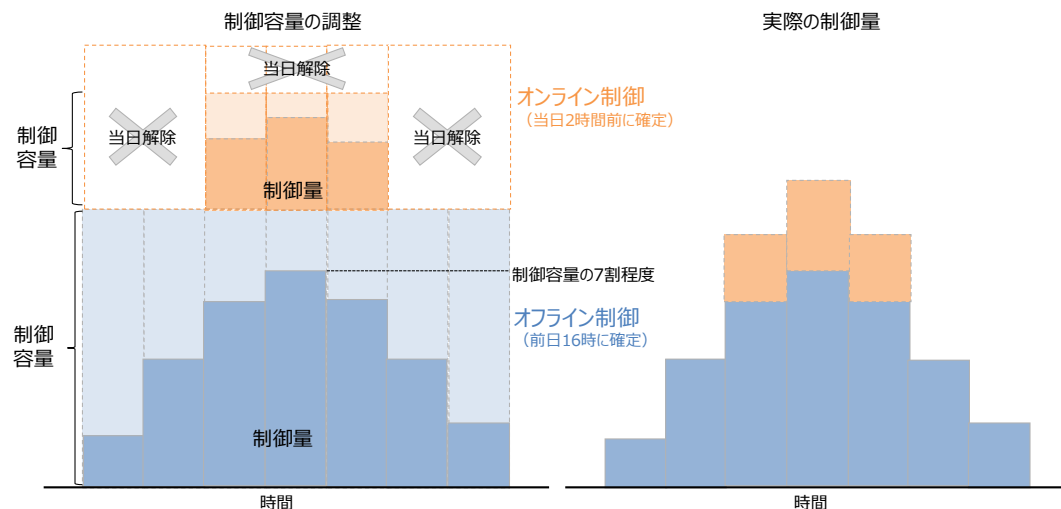
＜九州の電力需給イメージ（2018年10月21日の例）＞



① オンライン制御の拡大

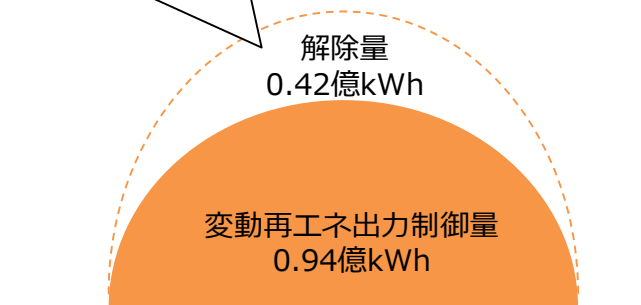
- 九州における**太陽光発電の導入量は866万kW**（2019年5月末時点）。このうち、現時点で出力制御の対象となっている太陽光は、導入量の約6割に相当する**約478万kW**（内訳：オフライン制御306万kW、オンライン制御172万kW）。
- 本年4月の系統ワーキンググループにおいて、電力広域的運営推進機関から、**九州における出力制御の運用実態（再エネの上振れ/下振れへの対応等）を踏まえ、系統の最適運用の観点からオンライン制御対象の拡大が不可欠**であるとの説明があった。また、オンライン制御はより**実需給に近い柔軟な調整が可能**であり、**必要時間帯のみ制御が可能**であることから、オンライン制御を活用することにより、**九州では約3割の再エネ制御量を削減**（2018年度実績）。
- **オンライン制御の拡大は再エネ制御量の一層の低減に加えて、発電事業者の機会損失の低減や人件費の削減にも資する**。他方、発電事業者任せでは十分にオンライン化が進展しない。こうした状況を踏まえ、**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はないか。**

＜オンライン／オフライン制御（イメージ）＞



＜九州における再エネ出力制御量（2018年度）＞

オンライン制御可能な発電所の
制御を当日解除することにより、
出力制御量を**31%削減**



【機会損失額の試算】

オンライン及びオフライン事業者の出力制御による機会損失額を以下の条件で試算した場合、その差は約40万円/年となる。

- ・発電容量：1,000kW
- ・買取価格：30円/kWh
- ・制御時間/回：オンライン4.5時間、オフライン7時間
- ・事業者あたりの制御回数/年：5回

②事業者間の公平性に関する検討

- 九州においては出力制御の頻度及び制御量が増加傾向にあり、既存の制御対象事業者の制御回数が一層増加すること、また、今後他エリアでも再エネの導入状況に応じて出力制御の可能性があることから、**事業者間の公平性¹⁾を確保する必要**がある。
- 公平性確保の観点から、当面の間出力制御対象外²⁾とされてきた事業者も同様に対象とした場合³⁾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、**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、**さらなる再エネ投資にプラスの効果**が見込まれる。
- 上記に加え、過去の審議会の議論も踏まえつつ、今後の出力制御の対象や補償ルールの適切な在り方を検討する必要があるのではないかと⁴⁾

<制御機会低減効果（九州のケース）>

	現在の出力制御対象発電所		対策後の出力制御対象発電所	効果
発電所数	約2.6万件	⇒	約9.1万件	+ 250%
設備容量	471万kW	⇒	682万kW	+ 45%
発電所あたりの制御日数	8.5日	⇒	5.9日	- 31%

（備考）発電所数、設備容量は2019年3月末時点の実績。制御実績は2019年4～6月の出力制御実績に基づく、事務局試算

- 1) 「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。
- 2) 「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）」において、500kW未満の太陽光・風力は「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、「当面の間」は出力制御の対象外とされている。
- 3) 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）
- 4) 「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）」において、規模に関わらず「一定の合理的なレベルの出力抑制まではあり得る」とされていた。同様の時期に契約を行った旧ルール500kW以上事業者には30日無補償ルールが適用されており、公平性の確保や国民負担の軽減という観点から旧ルール500kW未満事業者にも30日無補償ルールが適用される必要があるのではないかと。

- 旧ルール500kW未満事業者¹⁾に対して、実務上、**契約の記載内容の見直しを要する場合、契約の当事者双方にとって負担の少ない方法による見直しが必要**ではないか^{2) 3) 4)}。
- また、更なる再生可能エネルギーの導入を進めるにあたって、**将来にわたって出力制御量について事業者間の公平性を確保していく観点、必要な制御量や調整力を確保していく観点**からは、**中三社地域を含め、30日等出力制御枠⁵⁾の設定、指定電気事業者制度の在り方自体についての見直しも、系統ワーキンググループで検討**していくこととしてはどうか。

- 1) 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。
- 2) 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。
- 3) 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。
- 4) 要綱を介さない契約については仕組み上、改訂通知による見直しができないことから、個々に契約内容を当事者が確認する必要があり、今後の運用が、契約内容に円滑かつ適切に反映されるよう、制度的な手当てを含めて検討する必要がある。
- 5) FIT制度の下で電力会社が30日、360時間（太陽光）、720時間（風力）の出力制御の上限を超えて出力制御を行わなければ追加的に受入不可能となる時の接続量。

③ 経済的出力制御の導入による制御量の削減

- 再生可能エネルギーの更なる導入に伴い出力制御の回数の増加が今後見込まれるが、オフライン制御は発電事業者の発電機会損失や手動制御による人件費の発生・不確実性といった課題があり、**発電事業者の業務負担を抑えつつ、確実性が高く出力制御量も抑えられるオンライン制御の活用を促していく必要**がある。
- このため、オフライン事業者にとっての負担を軽減しつつ適切な出力制御を行う観点から、オンライン事業者がオフライン事業者の代理で制御を行い、**実態上の制御は全てオンラインで行うことを目指してはどうか。**また、それに当たっては、オフライン事業者が本来行うべきであった出力制御を実施したものとみなして買取費用相当額を清算し、オンライン事業者が代理制御分の追加収益を受けるといった**経済的出力制御の仕組みを構築することが必要ではないか。**
- これにより、**需給予測に応じた柔軟な調整が可能**であり、必要時間帯のみ制御が可能となることで、**国民負担を抑制しつつ再エネ制御量を削減し、再エネの最大限の活用が可能となるのではないか。**加えて、経済的出力制御に当たりオンライン事業者にメリットのある仕組みを構築することができれば、オンライン化の促進にもつながるのではないか。
- 経済的出力制御は、オンライン事業者の事業性に変更を加えず、オフライン事業者の業務負担軽減に資する仕組みであるが、**経済的出力制御の実務的手法やそれに伴う既存の出力制御システムの改修、発電事業者への周知等のスケジュールについて系統ワーキンググループで議論してはどうか。**
- また、**オンライン化を進めるに当たっては、インターネット経由でのサイバー攻撃に備える必要があるため、引き続きサイバーセキュリティ対策にも留意する必要。**

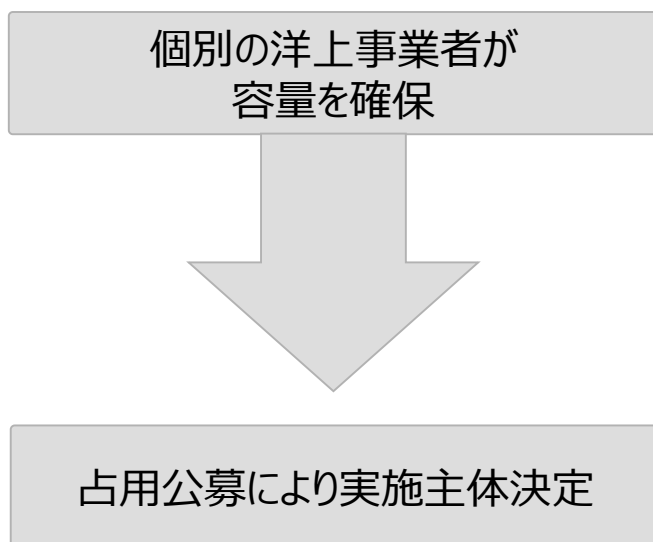
1. 再エネ導入拡大に向けた適切な出力制御の在り方
- 2. 再エネ海域利用法における系統確保の在り方**
3. 発電側基本料金に係る調整措置の考え方

再エネ海域利用法における系統確保の考え方

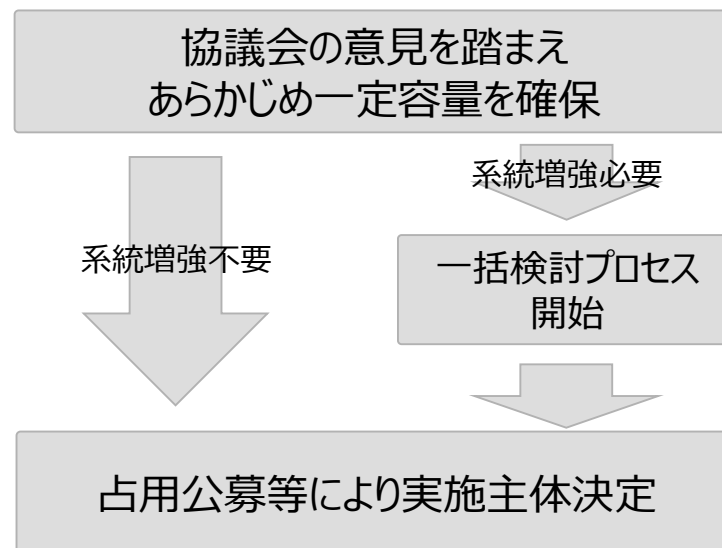
- 再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定に当たっては、当該区域において系統接続の見込みがあることが必要。洋上風力発電事業実施のための系統については、将来的には、国が地域の風況・海象等を考慮して、望ましい容量を決定し、当該容量をプッシュ型であらかじめ確保することが可能な仕組みへ移行することとしている。
- 他方、再エネ海域利用法施行当初の運用としては、事業者等が接続契約を既に締結しているか、系統接続を確保できる蓋然性が高い場合（暫定容量を確保済み等）であって、かつ、系統容量を確保している事業者が、占用公募の前提として系統を活用すること、及び他の事業者が選定された場合に当該系統容量を承継すること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。
- 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こととなるが、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。

（出典）第4回脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会 事務局提出資料2

＜現在のスキームイメージ＞



＜今後のスキームイメージ＞



(1) 系統に係る承継の対象とすべき資産等の範囲

＜①当然に承継の対象とすべきもの＞

- 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）については、どの事業者が選定されたとしても必要なものであり、公募占用指針において承継を義務付けることが適当である。 ※電源接続案件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。
- 接続契約に記載される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も含めた手続きが、公募終了後、速やかに行われることが必要ではないか（例：3ヶ月以内）。
- なお、①に係る承継と下記②に係る交渉は明確に切り分けるべき（系統に係る承継を受ける事業者が下記②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①に係る承継を拒んだり、交渉を遅延したりできないこととすべき）ではないか。

＜②当然に承継の対象とはせず、当事者間の交渉に拠るべきもの＞

- （ア）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（イ）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言えず、取得価格の金額の妥当性を確認することが困難である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はせず、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してはどうか。
- なお、公募に参加する事業者の予見可能性を確保する観点からは、（ア）承継する系統に付随する事業資産等の内容や取得費用については、公募参加者に対して事前に情報提供されるべきではないか。

(2) 系統に係る契約の承継の具体的条件

- 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。
- 系統に係る契約の承継の具体的条件を検討する上で考慮すべき費用のうち、①送配電事業者に対する直接的支出※については、その全額を承継価格に含めることが適当ではないか。
- ②内部人件費、外注費等の諸経費や、③これらの費用を運用できなかったことによる逸失利益については、客観的に算定することが困難であるが、承継条件を考える上で一定程度配慮し、送配電事業者に対する直接的支出に対して一定の利率を乗じた金額を付加することが適当ではないか。

※ 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。

(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ているかどうか。
- 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とを求めることとしてはどうか。
- 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ことに留意が必要。

【参考】送配電等業務指針（平成31年4月1日変更、電力広域的運営推進機関）
（連系承諾後に連系等を拒むことができる場合）

第105条 一般送配電事業者は、連系承諾後、次の各号に掲げる事情が生じた場合その他の正当な理由があれば、連系等を拒むことができる。

五 その他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

1. 再エネ導入拡大に向けた適切な出力制御の在り方
2. 再エネ海域利用法における系統確保の在り方
3. **発電側基本料金に係る調整措置の考え方**

発電側基本料金の調整措置の在り方

- 近年急速に系統制約が顕在化し、接続時の系統増強費用の増加が再生可能エネルギーの導入拡大を制約する課題となりつつある中で、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との御議論を踏まえ、発電側基本料金の導入を前提として、一般負担上限額の見直し（一律4.1万円/kWとする）を2018年6月に実施。これにより、再エネ発電事業者の初期負担が大幅に軽減。
- 今後導入される発電側基本料金については、電源種を問わずkW一律で課金するのが原則だが、FIT買取期間中の電源については、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、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においても議論いただくこととしていたが、以下のような視点や意見についてどう考えるべきか。
 - 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。
 - 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は、発電側基本料金の導入とセットであることを前提に講じられたものである。
 - 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るが、その負担が必要家に転嫁されるようなことはあってはならない。
 - 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。他方、当該期間後の調達価格が適用されるFIT電源は調整措置の必要性が高い。

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

【中間整理 (第1次) 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】

このアクションプランを踏まえ、2018年6月、電力・ガス取引監視等委員会の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WGは、系統利用者（発電設備設置者）に「系統利用の受益に応じた負担」を求めること等を内容とする「中間とりまとめ」を公表した。その後、電力・ガス取引監視等委員会は、この内容を踏まえた託送料金制度の見直しについて、経済産業大臣に建議を行ったところであり、2020年以降のできるだけ早い時期を目途に導入することを目指し、現在、発電側基本料金の導入等に必要な制度整備やスケジュールの具体化に向けた作業が進められていることを確認した。

また、FIT買取期間中の電源に係る調整措置の在り方については、発電側基本料金の具体的な水準や契約関係・導入時期等を見据えつつ、2019年度以降の調達価格等算定委員会において検討されることとなった。

②一般負担上限額の見直し

【中間整理 (第1次) 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効果についてモニタリングし、必要に応じて見直しを行う。
【⇒広域機関、資源エネルギー庁 (見直し施行後、定期的) 】

このアクションプランを踏まえて広域機関において審議やパブリックコメントの手続が行われ、2018年6月6日付けで、アクションプランに沿った内容の一般負担上限額の見直し・適用が実現したことを確認した。

- 発電側基本料金によってフローでの費用回収ができることを前提に、一般負担により行うことが原則とされている基幹送電線等の整備※において、稼働率の低い電源について、一般送配電事業者が負担する額の上限を引き上げ。 ※電源線等については、特定負担により整備することとされている。
- これに伴い、系統制約が顕在化する中で、増強費用が特に課題となる風力発電については、**イニシャルの負担が軽減され、フローの負担が増加する。（分割払い化）**
- 特にフローにおいては、FITの売電収入があるため、全体として見れば再エネ発電事業者の資金繰り面を支える効果が期待される。

	現状	今後
	(電源毎に異なる)	(電源によらず一律)
初期負担 の上限 (イニシャル)	太陽光 1.5万円/kW 陸上風力 2.0万円/kW 火力 4.1万円/kW	4.1万円/kW 例) 陸上風力 + 2.1万円/kW
発電側基本料金 (フロー)	なし	年間 1800円/kW程度 + 2.1万円/kWは約10数年分に相当 (金利補正後)

『分割払い化』

(参考) 送配電網の維持・運用費用の負担の低減に向けた託送料金制度の見直し¹⁷

第11回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会 資料4 (一部修正)

- 2018年6月、電力・ガス取引監視等委員会のWGは、系統利用者(発電設備設置者)に「系統利用の受益に応じた負担」を求めること等を内容とする「中間とりまとめ」を公表。電力・ガス取引監視等委員会は、この内容を踏まえた託送料金制度の見直しについて、経済産業大臣に建議。
- 2020年以降のできるだけ早い時期を目途に導入することを目指し、現在、発電側基本料金の導入等に必要な制度整備やスケジュールの具体化に向けた作業を進めているところ。

現状の託送料金制度とその課題

NWコスト抑制を 発電側に促す仕組みが不十分

- 送配電事業者は、発電所から系統に流れる**最大潮流(kW)**に応じて送配電設備を構築・維持・運用
 - ➡ 発電所の設備利用率向上は送配電網の効率的利用につながる
- 送配電設備の維持・運用費用等は基本的に**小売(需要)側のみ負担**(=託送料金として回収)
 - ➡ 現在、発電側は接続時の初期費用(特定負担)以外の費用を負担をしないため、需要地に近い電源など、系統の効率的利用に資するような電源への直接的な立地インセンティブがない

託送料金制度の見直しの主な方向性

送配電網の効率的な利用を促し、 発電・NWコスト全体の削減・最適化を図る

① 発電側基本料金の導入

- 発電側が系統コストに与える影響(逆潮kW)に着目し、発電側に応分の負担を求める(系統利用の受益に応じた負担)
- 発電側に設備利用率を向上させるインセンティブとなる
 - (注1) 発電側基本料金等の導入に当たって、託送原価(総額)は変えないことが前提
 - (注2) 発電側の負担(kW当たりの単価)としては、2015年度の全10社費用をベースに簡易試算すると、150円程度/kW・月が目安になると考えられる

② 立地地点に応じた発電側基本料金割引の導入

- 需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源について、発電側基本料金を割引く

【制度見直しに向けたスケジュール】

2020年以降のできるだけ早い時期を目途に導入することを目指す。ただし、関連する制度改革の進捗との整合性やシステム開発等の各事業者の準備期間等を適切に考慮する。