

発電側基本料金の調整措置について

2019年12月
資源エネルギー庁

本日御議論いただく事項（発電側基本料金の調整措置）

第46回調達価格等算定委員会
(2019年9月24日) 事務局資料より抜粋

● 複数年度価格設定

- FIT制度の抜本見直しにおいては、再エネの地域活用を促す要件や新制度の詳細設計が議論されることとなるが、一定の結論が得られるまでには早くとも年度末まで時間を要する状況にある。こうした中で、**複数年度価格設定を行っているリードタイムの長い電源は、抜本見直しの議論を踏まえて慎重に検討することが事業者の予見可能性の確保に繋がることから、今年度の本委員会では、取扱いの方向性を議論することとし、未決の2021年度・2022年度の取扱いについては、具体的な調達価格の算定は原則行わず、方向性のみ議論することとしてはどうか。**

● 発電側基本料金の調整措置

- **発電側基本料金の調整措置**について、昨年度の本委員会では、施行時期までに時間があるため今年度以降に検討を行うこととされた。こうした中で、①今年8月の再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会の中間整理（第3次）では、本委員会に対して、**詳細な調整方法の検討が要請**されている。また、②今年9月の電力・ガス取引監視等委員会の関係審議会では、発電側基本料金については、**2019年度目途でシステム開発に必要となる制度の詳細設計について検討し、システム整備期間等を経て2023年度に導入することを目指す**とのスケジュールが提示されている。
- 発電側基本料金の制度趣旨等も踏まえた上で、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会における**中間整理を踏まえて、調整の在り方を決定すべきではないか。**

1. 発電側基本料金の制度概要と経緯について
2. 発電側基本料金の調整措置について

発電側基本料金について

(背景と基本的な考え方)

- 発電側基本料金の背景としては、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二重の増加等により、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。こうした中で、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、再生可能エネルギーの導入拡大等の新たな課題にも対応していくことが求められていることが挙げられている。
- そのような中で、現行制度上、送配電関連設備の費用は、基本的に、小売電気事業者（需要側）のみが託送料金にて負担している。
- 送配電関連設備は基本的に最大潮流（kW）に対応できるよう整備されていることも踏まえ、公平・適切な費用負担を実現し、送配電網の効率的な利用を促すことが適当であることを念頭に、系統利用者である発電側にも、送配電関連費用に与える影響（受益）に応じて、その費用の一部についてkW単位で負担を求めることとされた。

(検討の経緯及び現状)

- 電力・ガス取引監視等委員会の審議会（送配電網の維持・運用費用の在り方検討WG）において発電側基本料金の検討がなされ、第5次エネルギー基本計画（2018年7月3日閣議決定）にて発電側基本料金の導入の決定がなされた。
- 今年9月の電力・ガス取引監視等委員会の審議会（制度設計専門会合）において2019年度目途でシステム開発に必要となる制度の詳細設計について検討し、システム整備期間等を経て2023年度に導入することを旨とするスケジュールが提示され、現在、詳細設計が進められているところである。

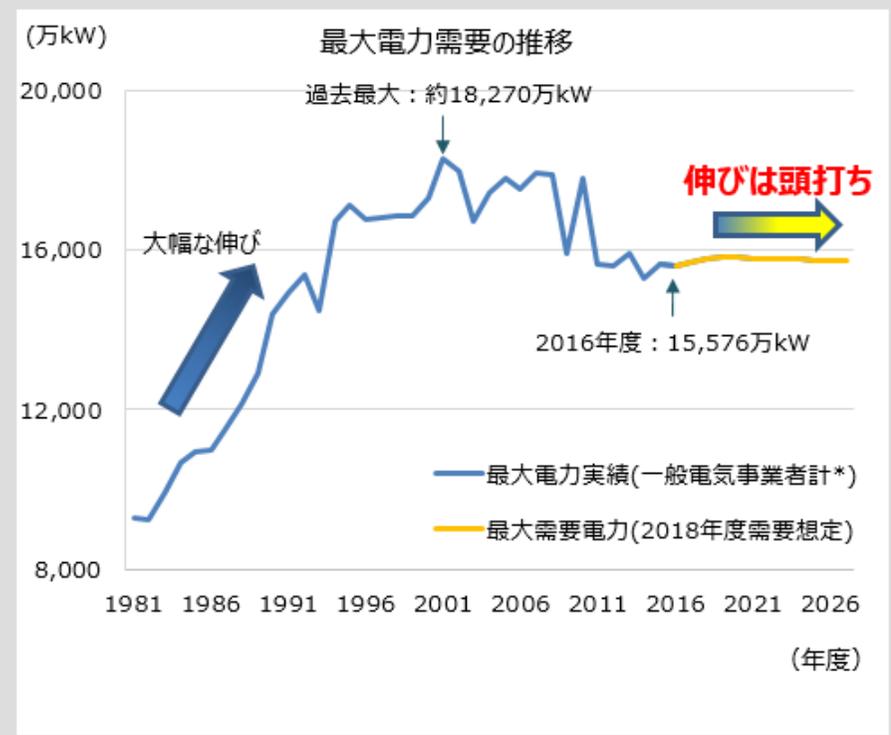
電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門
 会合 (第21回) (2017年8月28日)
 事務局資料より抜粋

背景①：電力需要伸び悩みと再エネ連系ニーズ拡大

- 2030年時点の電力需要は、徹底した省エネルギーを推進することにより、2013年度とほぼ同レベルと見込まれている。
- こうした中で、導入が拡大する再エネ電源に対応するため送配電網の増強が必要。
 → 送配電設備の稼働率は大きく低下 = 新たなコスト増要因

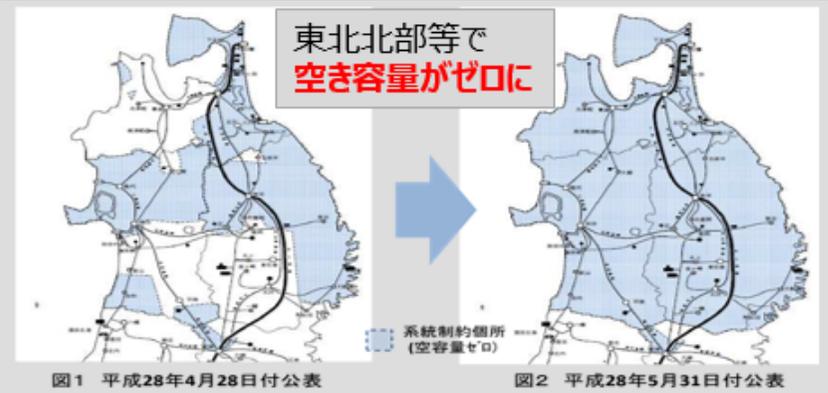
系統電力需要の減少

大震災前後から、需要は減少傾向



(出典) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」等より作成

接続容量の急増



<2030年における再生可能エネルギー電源の導入見込み量>

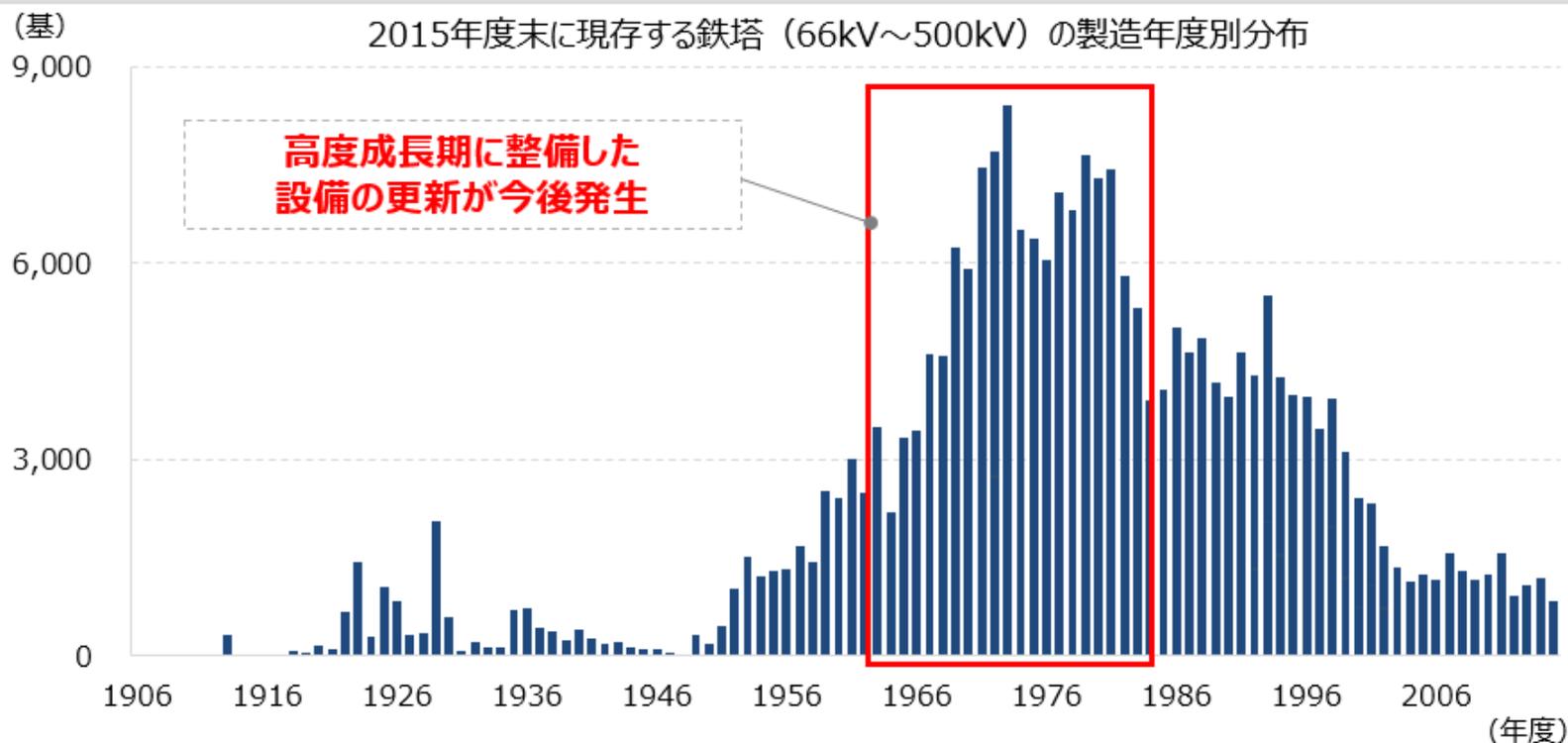
種別	設備容量 (万kW)		C:現状からの増加率
	A:2030年断面	B:現状	
地熱	約140~約155	52	170~200%
水力	4,847~4,931	4,650	4~6%
バイオマス	602~728	252	140~190%
風力(陸上)	918	約270	240%
風力(洋上)	82		-
太陽光(住宅)	約900	約760	20%
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340	310%
再エネ合計	12,989~13,214	7,324	77~80%

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門
会合（第21回）（2017年8月28日）
事務局資料より抜粋

背景②：送配電網の高経年化

- 我が国の電力系統（送配電網）は、今後、高度経済成長期に整備した設備の更新に多額の資金が必要。

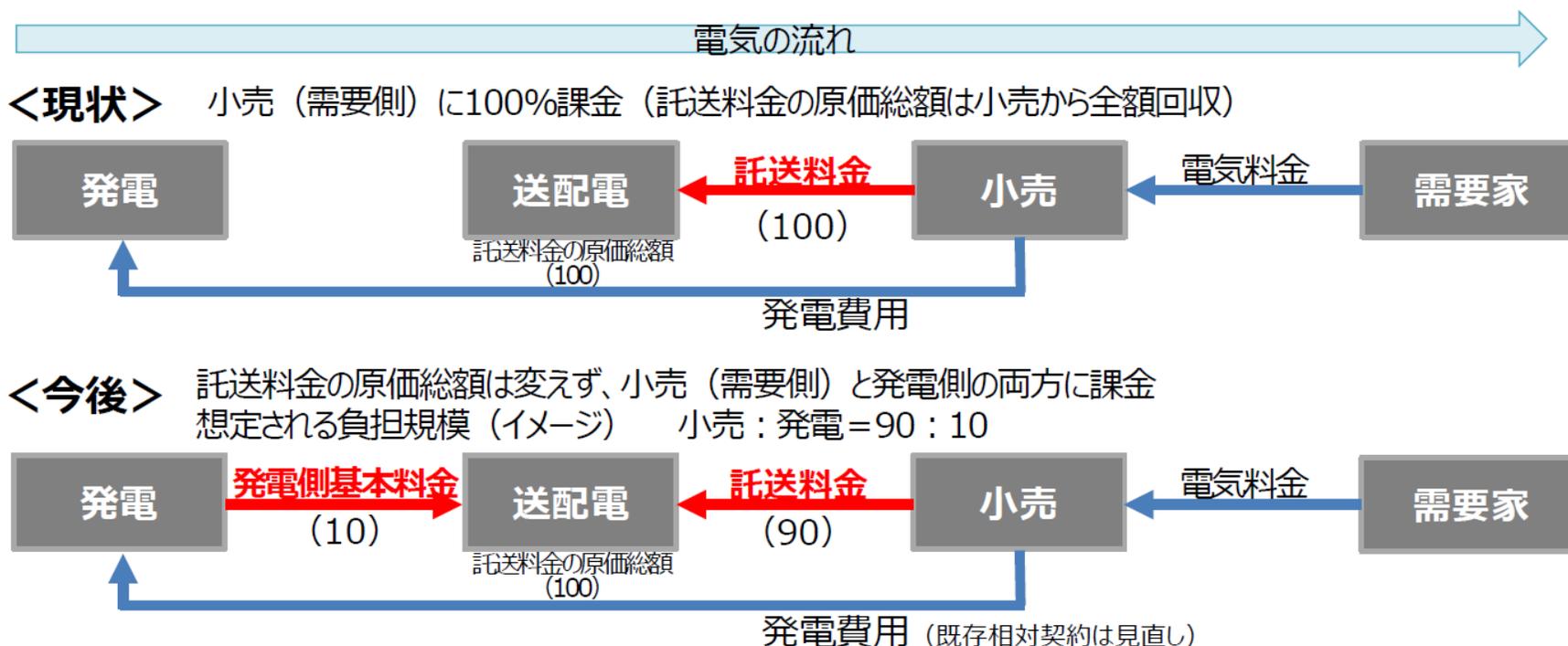
送配電網の設備更新投資



(出典) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」より作成

(参考) 発電側基本料金の基本的な考え方

- 現行制度上、送配電関連設備の費用は、基本的に、小売電気事業者(需要側)のみが託送料金にて負担。(※1)
- 送配電関連設備は基本的に最大潮流(kW)に対応できるよう整備される場所、系統利用者である発電側にも、送配電関連費用に与える影響(受益)に応じて、その費用の一部についてkW単位で負担を求めることで、公平・適切な費用負担を実現。これにより、送配電網の効率的な利用を促進(電源の設備利用率の向上等)。(※2)



(※1) 発電側は系統への接続時の初期費用を別途負担しているが、当該費用は託送料金原価には含まれていない

(※2) 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。

発電側基本料金の導入時期及び今後の進め方について

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門
会合（第41回）（2019年9月13日）
事務局資料より抜粋

- 送配電WGの中間とりまとめでは、発電側基本料金について「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」としていた。また、資源エネルギー庁の審議会においても、発電側基本料金については2020年度以降なるべく速やかに導入することとなり、その詳細検討が速やかに進められることが必要と提示されている。
- 一般送配電事業者におけるシステム開発や発電・小売間の既存相対契約の見直し等に要する期間等を踏まえて検討した結果、3年程度は時間を要することから、発電側基本料金については、**2023年度に導入することを目指すこととする。**
- ただし、この導入時期については、資源エネルギー庁における託送料金制度改革等の見直し議論など、**関連する制度改革の進捗との整合性を図るべく、必要に応じて柔軟に見直すこととする。**
- 今後、2023年度の導入を目指し、本制度設計専門会合において、システム開発に必要な制度設計や、容量市場など他の制度改革との関係で整理が求められる事項を優先しつつ、検討を進めていくこととする。

【スケジュール（イメージ）】

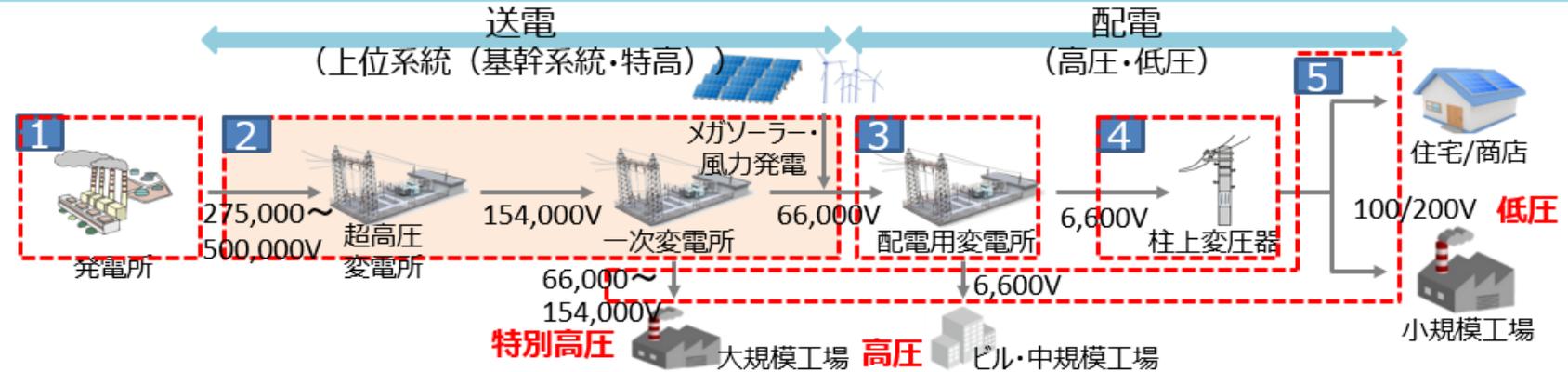


電力・ガス取引監視等委員会
制度設計専門会合（第42回）
（2019年10月18日）
事務局資料より抜粋

発電側基本料金の対象費用イメージ（電力10社合計）

- 発電側・需要側の両方で等しく受益していると考えられる上位系統に係る費用のうち固定費について、発電側と需要側の課金対象kWで按分。

※ 発電側の負担規模は全10社の託送料金原価の1割程度と想定される。
 ※ 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。



託送原価 (億円)	離島供給費	給電費	アンタラーサービス費	送電費	受電用変電費	高圧配電費	配電用変電費	低圧配電費	需要家費	保留原価等	合計
656		835	1,773	10,594	3,753	2,201	10,807	4,250	6,076	3,883	44,835

(注) 上記原価は2015年度実績でいずれも可変費を含む（発電側基本料金の課金対象原価は、上記②（1兆4347億円）のうち固定費のみ）

現状の費用負担	小売電気事業者	
発電側基本料金導入後	小売電気事業者	小売電気事業者

<簡易試算>

- ・ 上位系統に係る費用のうち固定費(10社計) = 1兆4,208億円
- ・ 需要側の託送契約kW = 486GW、発電側のkW(設備容量ベース) = 292GW
 ⇒ 発電側の負担規模(発電側基本料金の対象原価)
 = 1兆4,208億円 × 292 / (486 + 292) = 5,333億円 (託送料金原価の1割程度)
 kW当たりの単価 = 150円程度/kW・月

(注) 簡易な試算であることに加え、事業者によって送配電関連費用の構成や料金算定の根拠となる発電側及び需要側のkW構成等が異なるため、実際の負担水準は異なる可能性がある点に留意する必要があります。

電力・ガス取引監視等委員会
制度設計専門会合（第44回）
（2019年12月17日）
事務局資料より抜粋

(参考) 発電側基本料金の水準について

- 発電側基本料金の水準については、2015年の全10社費用をベースに簡易に試算した結果として、平均単価（150円程度/kW・月）及び割引単価を目安として提示している。また、これらの単価については、全10社ベースの簡易な試算であることに加え、事業者によって送配電関連費用の構成や料金算定の根拠となる発電側及び需要側のkW構成、発電側の立地状況等が異なるため、実際の負担水準は異なる可能性がある点に留意する必要があると説明してきたところであるが、一方で、事業者からは、来年度に予定されている容量市場の入札や今後の事業計画の参考情報として、発電側基本料金の水準をより詳細に提供してほしいとの声が上がっている。
- 発電側基本料金の課金対象kWについては、需要側の託送契約kWを上回る発電側の逆潮kW分としているところ、現時点では、需要側の託送契約kWと発電側の逆潮kWを紐付けてシステム管理していないため、これらを考慮して課金対象kWを算出することはできない(システム開発が必要)。こうした制約の中で、現時点で可能な範囲で、エリア別にみた発電側基本料金の平均単価を簡易に試算したところ、以下のとおり。

全10社ベースでみた平均単価：150円/kW・月

エリア別でみた平均単価：123～169円/kW・月(注)

(注) エリア別でみた平均単価の最小額及び最大額を示している。

なお、全10社ベースでみた平均単価及びエリア別でみた平均単価ともに、2015年(年度)時点の情報を用いて簡易に試算したものであり、実際の負担水準は、今後の発電側及び需要側kW構成の変化等により異なる可能性がある点に留意する必要がある。

(※) 発電側基本料金については、立地地点（送配電関連費用に与える影響）に応じて、その負担額を軽減する措置（割引）が講じられることとなっている。発電側基本料金の負担水準については、割引の有無等によっても変わりうる点に留意する必要がある。

一般負担上限見直しについて

- 当初、特高・高圧に接続する再エネ事業者は、**基幹システムの増強にかかる費用は特定負担のみ**であった。
- 再生可能エネルギー等の分散型電源の導入拡大などにより、下位系統に電源が多数連系することとなり、不特定多数が利用する電力系統における送配電等設備の増強や設置が必要となったことを踏まえ、資源エネルギー庁において「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針」（費用負担ガイドライン）を策定（2015年11月6日）、電力広域的運営推進機関において、**一般負担（電源種別の設備利用率に応じた上限額あり）も適用**された。
- 一般負担上限見直しについては、資源エネルギー庁において検討がなされ、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**であるとされた。
- このため、**発電側基本料金の導入により、電源種を問わずkW一律で課金されることを前提として、電源種ごとに傾斜が設けられていた系統接続時の初期費用の一般負担上限についてもkW一律に見直された**。また、発電側基本料金の導入によって系統コスト回収の確実性が高まると考えられることから、**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（一律4.1万円/kW）が適用**された。この結果、太陽光や風力等の系統接続時の初期負担は軽減されている（**2018年6月以降に接続契約申込みをした案件、同月以降に電源接続案件募集プロセスにおいて優先系統連系希望者が決定した案件**）。
- 実際に、**東北北部エリアの募集プロセス**では、資源エネルギー庁の試算によると、**総額約1500億円の系統増強費用のうち、再エネ事業者が負担する約700億円が**、一般負担上限見直しにより、**全額一般負担**となると見込まれており、**再エネ事業者の初期負担は大幅に軽減**されている。

(参考) 『発電側基本料金』と『一般負担上限の見直し』のパッケージ

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会（第3回）
（2018年5月15日）事務局資料より抜粋

- 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、全体としてみれば風力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
初期負担 の上限 (イニシャル)	(電源毎に異なる) 太陽光 1.5万円/kW 陸上風力 2.0万円/kW 火力 4.1万円/kW	(電源によらず一律) 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』

第46回調達価格等算定委員会
(2019年9月24日)事務局資料より抜粋

再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
中間整理(第3次)より抜粋して作成

<既認定案件への調整措置に関する委員・オブザーバーからの意見>

- 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。
- 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。

<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)】

1. 発電側基本料金の制度概要と経緯について
2. 発電側基本料金の調整措置について

小売を通じた調整措置について

- これまでのFIT電源に対する発電側基本料金に関する検討では、「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」（再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会の中間整理（第3次））ことを念頭に、特に既認定のFIT電源に対して、調整措置を検討する必要性が指摘されていた。
- 他方で、電力・ガス取引監視等委員会の審議会において発電側基本料金の詳細設計が深化したところ、小売買取については、調達価格とは別に価格を上乗せするという工夫をすることにより、他電源と同様にFIT電気事業者と小売電気事業者間で発電側基本料金の転嫁について適切な協議を行うべき対象に含まれるという案が提示された。すなわち、
 - 発電側における…増額想定分や、小売電気事業者が負担する…減額想定分等の情報を適切に共有し、公平を旨として協議を行い、相対契約に基づく取引金額を見直す
 - 発電側基本料金の導入による託送料金の減額分は、取引価格に適切に充当されるべき
 - 仮に事業者間での転嫁についての協議が不適切であった場合等においては、既存相対契約の見直しに関連する紛争解決の仕組みを利用することができる

ことを基本的な考え方とした既存相対契約見直し指針の骨子案の対象として、他の電源とともにFIT電源も含まれることが提示された。
- これにより、FIT電源についても、他の電源と同様に、
 - 発電側基本料金の導入による増額想定分等を踏まえた公平な協議が行われるとともに、
 - 少なくとも託送料金減額分（全国平均0.5円/kWh^{※1} ※2）については転嫁に充当されることが可能となった。また、仮に協議が不適切な場合等においては、既存相対契約の見直しに関連する紛争解決の仕組みを利用することも可能である。
- このとおり、これまでの調整措置の議論は、FIT電源は転嫁ができないという前提の下で議論がされてきたが、他の電源と同様に、FIT電源についても転嫁を通じた調整が行えることとなった。

※1 小売の託送料金減額分の全国平均0.5円/kWhは、一般送配電事業者全10社の託送原価総額と全国の需要電力量から機械的に試算したもの。実際には、地域によって託送原価等が異なるため、大幅ではないにしても違いが生じうるもの。

※2 発電側基本料金の導入によって、スポット市場の価格が上昇した場合、回避可能費用が上昇し、小売側における転嫁の原資が託送料金減額分より減少するのではないかと指摘がある。

電力・ガス取引監視等委員会
制度設計専門会合（第44回）
（2019年12月17日）
事務局資料より抜粋

発電側基本料金の転嫁(需要側託送料金の減額分の取扱い)

- 前回ご議論いただいた既存相対契約見直し指針の骨子案では、発電側基本料金の導入による託送料金の減額分(下図X円)は、卸料金(発電と小売間の取引価格)に適切に充当されるべきとの基本的な考え方を提示。
- この基本的な考え方は、電源種に関わらず相対契約を締結している全ての電源に適用すべきと考えられる。制度上、調達価格が固定されているFIT電源についても、その調達価格とは別に価格を上乗せすることで転嫁することとしてはどうか。
- FIT電源にかかる調整措置(注)については、下図のような転嫁の考え方も踏まえ、調達価格等算定委員会でご議論いただくこととしてはどうか。

(注) 調達価格が固定されているFIT電源については、発電側基本料金の追加コストを転嫁することが制度上困難であるとして、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で議論することとされている。



(※) 新取引価格の設定に際しては、発電側基本料金の負担額と需要側託送料金の減額分等の情報を踏まえて、公平を旨として協議を行う必要がある。それに加えて、FIT電源については、回避可能費用（スポット市場価格）の上昇や買取主体である小売に上記X円とY円に差分が生じた場合の取扱い等を考慮する必要がある。

(参考) 発電側基本料金に関する既存相対契約見直し指針（骨子案）

2019年11月15日
制度設計専門会合 資料4抜粋

3. 基本的な考え方

- ✓ 既存契約には、基本料金と従量料金を支払う二部料金制となっているもの、従量料金のみを支払うもの等様々な契約形態が存在するが、いずれの契約形態においても、発電側基本料金が卸料金に適切に転嫁されるよう、本指針の基本的な考え方に則って、既存契約の見直しに向けて、事業者間で誠実かつ適切に、協議が行われることが望ましい。
- ✓ 具体的には、発電側基本料金の制度趣旨を踏まえ、以下の考え方に沿って協議することが求められる。
 - 契約当事者は、各当事者が試算した発電側における発電側基本料金の増額想定分や小売電気事業者が負担する託送料金の減額想定分等の情報を適切に共有し、公平を旨として協議を行い、相対契約に基づく取引金額を見直す。
 - 特に、小売電気事業者における需要側託送料金の減額分については、発電側基本料金の制度趣旨を踏まえると、卸料金への転嫁に充当されるべきである。また、小売電気事業者においては、発電側基本料金の転嫁を受け入れられない事情を含め、転嫁に関わる情報を発電側に明らかにするとともに、詳細に説明を行うことが望ましい。
 - なお、発電側基本料金については、その他の市場（容量市場等）からの回収も想定される。事業者間の協議においては、必要に応じて、それらの市場からの回収見込みに関する情報も適切に考慮する。(注)

(注) その他の市場からの回収分については、発電側基本料金にかかる既存契約見直し協議とは別途協議を行うことも想定される。

4. 既存契約の見直しに関連する紛争解決の利用

賦課金による調整措置について（検討に当たっての基本的な考え方） 18

- FIT電源についても他の電源と同様に、発電事業者側の負担増分について転嫁による調整が行われることとなったが、小売電気事業者の取引状況等によっては託送料金減額分（0.5円/kWh）以上の部分については十分な転嫁が行われず、**転嫁水準に差異が生じる**可能性がある。
- こうした状況において、**追加的に賦課金による調整措置を講じる**ことにより、**小売電気事業者からの円滑な転嫁**を促し、**より確実・十分な転嫁を実現していく**という考え方もある。
- ただし、調整措置のために**賦課金を活用**することは、短期的には**小売電気料金が引き下がらない可能性もある中で**、電気利用に係る**国民負担の増加を招きかねない**。このため、**賦課金による追加的な調整措置を行うか**、行う場合にはその**対象・水準**をどうするかについては、**慎重に検討**すべきではないか。

<参考：賦課金による調整措置を検討するに当たって留意すべき事項>

- 転嫁は託送料金減額分（0.5円/kWh）に限ったものではなく、指針においても発電側における増額想定分等を踏まえた公平な協議を行うこととなっている。理論上、**小売の負担減額と発電の負担増額が総額としては一致**するものとされている中で、例えば、設備利用率の高い電源に対して負担分を転嫁してもなお残る余剰減額分（例えば、同じ小売が地熱等から購入している場合、負担増分0.3円/kWhを転嫁してもなお、託送減額分0.5円/kWhに対して0.2円/kWhが余剰）等を原資として託送料金減額分以上の**上乗せ転嫁が可能となっている**と考えられる。
- これは**FIT電源に限らず、他の設備利用率が低い電源（例えば石油火力：平均設備利用率13%で、発電側基本料金の発電量換算1.6円/kWh）等の非FIT電源でも同様の電源があり**、これらには小売からの転嫁以外に**特段の調整措置は設けられていない**。
- なお、**設備利用率が高いと想定されるFIT電源（バイオマス、地熱、中小水力）**では、発電側基本料金の発電量換算での**負担額が、小売電気事業者の託送料金減額分（0.5円/kWh）の範囲内**と考えられる。

- FIT既認定案件（2019年6月末時点）に目安金額（1,800円/kW/年）を乗じた負担規模（マクロ）
 - 既稼働案件（43GW） 約770億円/年 × 20年 = 約1兆5,000億円
 - 全既認定案件（83GW） 約1,500億円/年 × 20年 = 約3兆円

※当分の間、発電側基本料金を求めないこととされている10kW未満の小規模電源（住宅用太陽光など）は除く。
- 設備利用率に応じた発電量あたりの負担規模例（ミクロ）
 - 太陽光（事業用） 設備利用率14%⇒1.5円/kWh、17%⇒1.2円/kWh
 - 風力 設備利用率23%⇒0.9円/kWh、26%⇒0.8円/kWh、30%⇒0.7円/kWh
 - バイオマス 設備利用率78%⇒0.3円/kWh
 - 中小水力 設備利用率45%⇒0.5円/kWh
 - 地熱 設備利用率77%⇒0.3円/kWh
- 小売の託送料金減額分（全国平均0.5円/kWh）を控除した後の負担規模
（マクロ） ※ 設備利用率を太陽光14%、風力23%、その他調達価格の想定設備利用率で試算
 - 既稼働案件（43GW） 約480億円/年 × 20年 = 約1兆円
 - 全既認定案件（83GW） 約830億円/年 × 20年 = 約1兆7,000億円

（ミクロ）

 - 太陽光（事業用） 設備利用率14%⇒1.0円/kWh、17%⇒0.7円/kWh
 - 風力 設備利用率23%⇒0.4円/kWh、26%⇒0.3円/kWh、30%⇒0.2円/kWh
 - バイオマス・中小水力・地熱 調達価格の想定設備利用率⇒なし

- **賦課金による調整措置を行う場合におけるその対象・水準**の検討にあたっては、適性な利潤、長期未稼働によるコスト低減、接続時の系統増強負担といった観点から、**発電事業者の事業状況をきめ細かに踏まえた制度設計**するという考え方がある。
- 一方で、制度が複雑になりすぎることを回避し、よりシンプルで公平な制度とするために、**対象に関わらず一律に調整措置の水準を設定**するという考え方がある。
- 他の電源との公平性なども含め、電力システム全体の中で導入される制度として、どのように考えるべきか。

<参考：発電事業者の事業状況の観点>

(適正な利潤)

- 利潤配慮期間内の事業用太陽光発電については、**例外的**に、最初期の導入時のリスクやその他様々なリスクの発生を見込み、適正な利潤に**更なるIRR**が上乘せされ調達価格が設定されている。
- 特に2014年度認定までは、価格設定時に想定している一部費用(**運転維持費等**)について、**実績と想定が乖離**しており、想定時よりも年間維持コストが低い。こうした状況をどのように考えるか。

(長期未稼働によるコスト低減)

- **認定から運転までの期間**が、価格設定時の想定よりも長い案件については、価格設定時の想定コストよりも低い初期コストで事業実施が可能となっている。こうした状況をどのように考えるか。

(接続時の系統増強負担)

- 発電側基本料金の導入を前提に一般負担の上限見直しが先行的に行われたように、**系統接続時の初期負担と接続後の負担の在り方は、セットで見直すことが適当**とされている。
- 制度上、**特別高圧・高圧**の事業用太陽光発電は**基幹系統増強について一般負担上限超過分の負担が求められる**(2015年11月までは全額特定負担)が、**低圧**の事業用太陽光発電については、こうした負担が原則**求められていない**。こうした状況を、どのように考えるべきか。

(送配電買取と小売買取の公平性)

- FIT制度の買取義務者は、FIT制度創設当初は小売電気事業者であったが、改正FIT法以降は送配電事業者である。
- 小売買取との公平性を踏まえ、送配電買取の場合への調整措置を考えるべきではないか。

(スポット市場価格 (= 回避可能費用) の上昇)

- 発電側基本料金の導入によって、スポット市場の価格が上昇した場合、回避可能費用の上昇を通じて、小売の転嫁原資が減少すると同時に、国民負担が低減する。この規模を見積もることができれば、賦課金からの補填による調整措置の原資となりうるのではないか。

■ 定期報告から得られた運転維持費の実績値と調達価格算定時の想定値を比較（事業用太陽光発電10kW以上）したところ、**特に2012年度～2014年度認定案件では、運転維持費の実績値が想定値を平均して3,500円/kW/年ほど下回っており、想定値と実績値に大きな乖離がある**（発電側基本料金の平均単価は1,800円/kW/年）。

<運転維持費の想定値と実績値比較（事業用太陽光10kW以上）>

