

残る論点について

2024年1月
資源エネルギー庁

- （１）2025年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- （２）調達価格等の設定における発電側課金の考慮（新規認定）
- （３）バランシングコストについて
- （４）2024年度のバイオマス発電の入札制における募集容量について

- (1) 2025年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) 調達価格等の設定における発電側課金の考慮（新規認定）
- (3) バランシングコストについて
- (4) 2024年度のバイオマス発電の入札制における募集容量について

(1) 2025年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額（案）

4

<2025年度の解体等積立基準額>

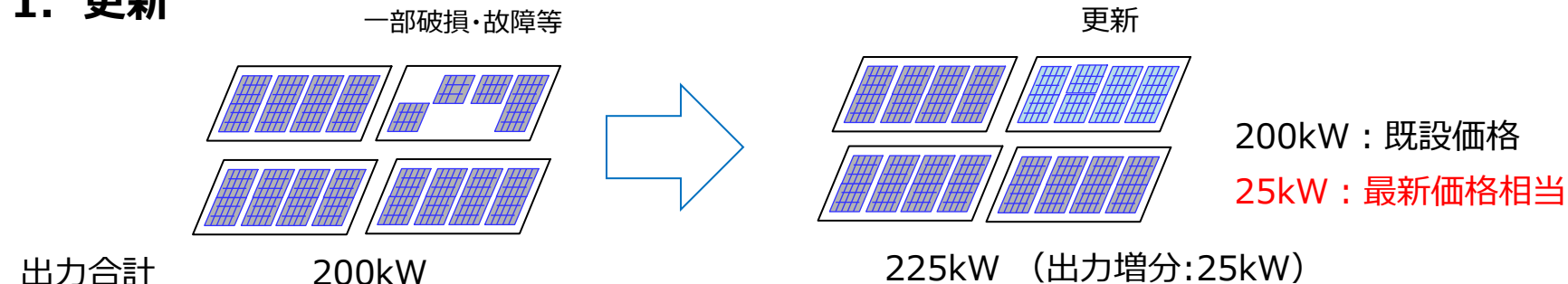
- これまでの本委員会では、2012～2023年度認定の解体等積立基準額について、各年度の調達価格・基準価格・入札上限価格における想定値（廃棄等費用、設備利用率等）に基づき、「想定設備利用率で電気供給したときに、調達期間又は交付期間の終了前10年間で、想定の上乗せ等を積み立てられるkWh当たりの単価」を設定した。
 - 2024年度認定の解体等積立基準額についても、同様の設定方法としつつ、低圧事業用太陽光については、1割以上の案件で、過去前年対比1割以上の設備利用率の低下が確認できており、背景として設備不良や管理不全が考えられるところ、こうした中においても廃棄等費用を適切に積み立てる観点から、調達価格・基準価格の想定値から1割減じた設備利用率に基づき、2024年度認定の解体等積立基準額を設定することとした。
 - 低圧事業用太陽光については、今年度においても約2割の案件で、過去前年対比1割以上の設備利用率の低下が確認されたところ、引き続き廃棄等費用を適切に積み立てていく必要があることを踏まえ、事業用太陽光発電の2025年度認定の解体等積立基準額については、引き続き2024年度と同様の設定方法に基づき設定することとしてはどうか。
 - なお、改正再エネ特措法（2024年4月施行）では、太陽光パネルの更新・増設を行った場合に、追加投資部分（増設分）にのみ最新価格相当を適用する（既設設備相当分は従来の価格を維持する）新たなルールを設定することとしている。これを踏まえて、更新・増設を行った場合の解体等積立基準額については、当初設備相当分は解体等積立基準額を維持し、増設分には最新の解体等積立基準額（当該増設に係る変更認定を受けた年度の認定案件に適用される額）を適用することとしてはどうか。（按分計算により基準額算定）
- ※ 積立開始のタイミング（運転開始後10年目）以降にパネルの増設が発生した場合には、積立開始から増設までの間の増設分の廃棄等費用について、増設の際の変更認定時に一括して原則外部積立を行う（廃棄等費用積立制度において内部積立を行うことができる要件を満たす者については、一括して内部積立を行うことを認める）こととしている。

太陽光パネルの増設・更新の促進（改正再エネ特措法による措置）

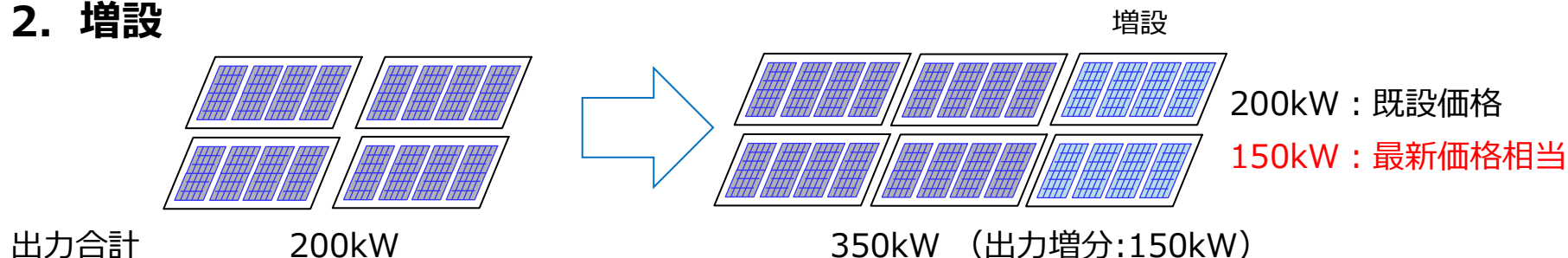
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第58回）（2023年12月19日）資料1を一部加工

- 改正再エネ特措法（2024年4月施行）では、**太陽光パネルの更新・増設**を行った場合に、**追加投資部分（増設分）にのみ最新価格相当を適用する（既設設備相当分は従来の価格を維持する）**こととする新たなルールを設定し、**再投資を促進**していく。

1. 更新



2. 増設



FIT/FIPにおける支援価格の在り方

【現行ルール】

- 設備単位で価格を付与
⇒更新・増設をした場合、全ての設備を最新価格に変更

地域共生・
適切廃棄が前提

【新ルール】

- 設備の一部に価格の付与が可能
⇒更新・増設をした場合、既設設備相当分の価格を維持し、追加投資部分（増設分）に最新価格相当（※）を適用

（※）当該増設に係る変更認定を受けた年度の認定案件に適用される価格

調達価格等算定委員会（第91回）（2023年12月26日）事務局資料より抜粋

■ 2025年度の想定値については、システム費用と同様に2024年度の想定値を据え置き、地上設置（10-50kW）21.3%、地上設置（50kW以上）18.3%、屋根設置14.5%としてはどうか。

※ なお、これまでの本委員会と同様に、設備利用率の想定値について、より効率的な事業の実施を促していくため、直近の設備利用率（50kW以上）におけるシステム費用のトップランナー水準と同水準に着目して設定することも考えられる。屋根設置／地上設置それぞれにおいて、直近の設備利用率（50kW以上）について、2024年度のシステム費用のトップランナー水準として用いたのと同水準（地上設置：上位15%水準、屋根設置：上位26%水準）を参照すると、その設備利用率は、地上設置（10-50kW）が21.4%、地上設置（50kW以上）が18.4%、屋根設置は14.6%となり、上記想定値と同水準。

買取期間	設備利用率（地上設置）：平均値				
	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上	2,000kW以上
2021年6月－2022年5月	16.8%	15.6%	15.7%	15.8%	16.7%
2022年6月－2023年5月	16.7%	15.6%	15.6%	15.6%	16.4%

買取期間	設備利用率（屋根設置）：平均値				
	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上	2,000kW以上
2021年6月－2022年5月	13.3%	13.1%	13.7%	14.2%	14.7%
2022年6月－2023年5月	13.2%	13.1%	13.7%	14.3%	14.2%

設備利用率（地上設置）				
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	24.17%	20.43%	20.32%	19.89%
10%	22.59%	19.20%	19.15%	18.92%
14%	21.64%	18.57%	18.54%	18.35%
15%	21.42%	18.42%	18.40%	18.25%
16%	21.20%	18.29%	18.27%	18.15%
20%	20.41%	17.82%	17.82%	17.77%
25%	19.49%	17.28%	17.31%	17.33%
30%	18.61%	16.82%	16.86%	16.90%
35%	17.83%	16.41%	16.47%	16.51%
40%	17.12%	16.04%	16.10%	16.15%
45%	16.50%	15.68%	15.74%	15.84%
50%	15.97%	15.33%	15.41%	15.53%

設備利用率（屋根設置）				
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	17.27%	17.78%	18.28%	18.66%
10%	16.03%	16.52%	17.01%	17.77%
15%	15.41%	15.76%	16.28%	16.90%
20%	14.97%	15.16%	15.67%	16.16%
25%	14.61%	14.69%	15.18%	15.69%
26%	14.55%	14.60%	15.10%	15.63%
27%	14.48%	14.52%	15.02%	15.55%
30%	14.31%	14.25%	14.78%	15.37%
35%	14.03%	13.91%	14.44%	15.08%
40%	13.78%	13.61%	14.10%	14.76%
45%	13.53%	13.35%	13.78%	14.42%
50%	13.29%	13.12%	13.53%	14.12%

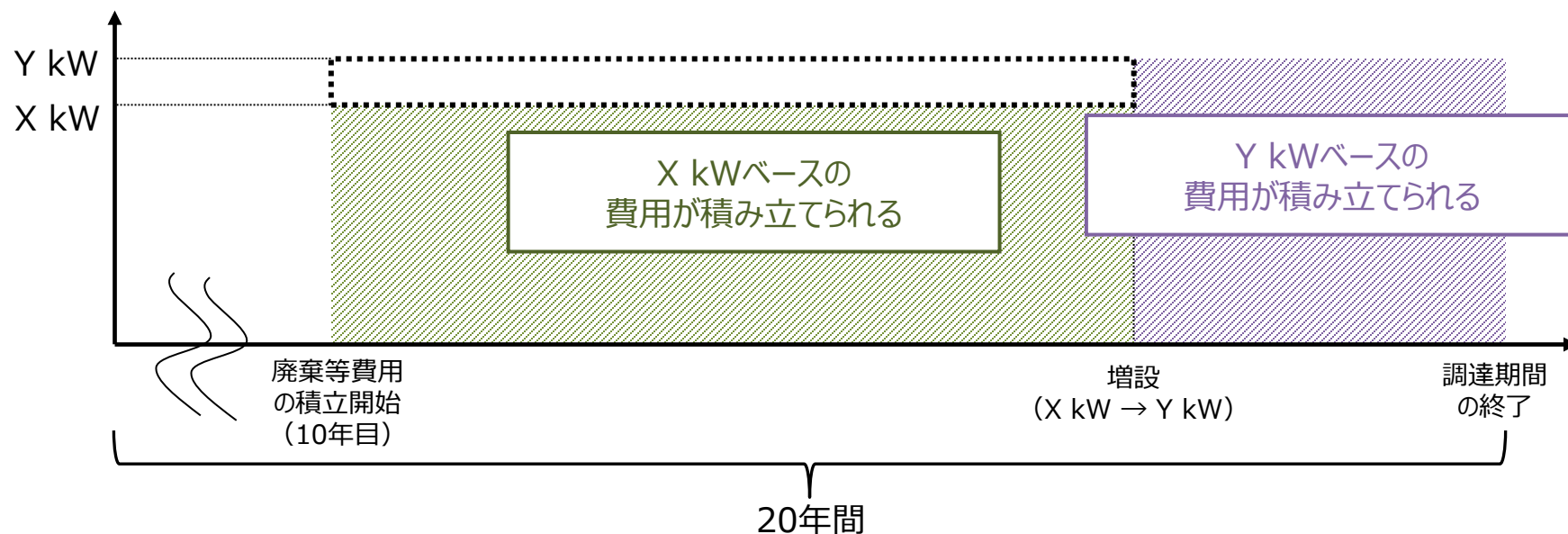
(参考) 更新・増設する太陽光パネルの適正廃棄

7

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（第55回）（2023年9月27日）資料1より抜粋・一部加工

- 再エネ特措法に基づく廃棄等積立制度では、積立開始のタイミング（運転開始後10年目）から調達期間の終了（運転開始後20年目）までの間、各時点での発電量に応じた額が、原則外部積立される仕組みとなっている。このため、積立てを行う期間中に、**パネルの増設**（下表：X kW→Y kWに増設）**が発生した場合、積立開始から増設までの間、増設分**（下表：（Y - X）kW）**の廃棄等費用が積み立てられないおそれがある。**
- こうした点を踏まえ、不足分については、**増設の際の変更認定時に一括して原則外部積立てを行う**（廃棄等費用積立制度において内部積立てを行うことができる要件を満たす者（※）については、一括して内部積立てを行うことを認める）こととすることとした。積立ての方法については、**廃棄等積立制度の方法に準拠**することとし、**仮に適切に積立てが行われない場合には、変更認定を行わない**こととした。

（※）内部積立金の総額が積立対象区分等に該当する再エネ発電設備の解体等に通常要する費用の額以上の額であることや、一年ごとに積み立てられている内部積立金の額を公表することに同意することなど、再エネ特措法施行規則において定める要件を充足することが必要。



(1) 2025年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額 (案)

8

認定年度※		調達価格/基準価格	廃棄等費用の想定額	想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額
2012年度		40円/kWh	1.7万円/kW	12.0%	－	1.62円/kWh
2013年度		36円/kWh	1.5万円/kW	12.0%	－	1.40円/kWh
2014年度		32円/kWh	1.5万円/kW	13.0%	－	1.28円/kWh
2015年度		29円/kWh 27円/kWh	1.5万円/kW	14.0%	－	1.25円/kWh
2016年度		24円/kWh	1.3万円/kW	14.0%	－	1.09円/kWh
2017年度	入札対象外	21円/kWh	1.3万円/kW	15.1%	－	0.99円/kWh
	第1回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	15.1%	－	0.81円/kWh
2018年度	入札対象外	18円/kWh	1.2万円/kW	17.1%	－	0.80円/kWh
	第2回入札対象	(落札者なし)	－	－	－	－
	第3回入札対象	落札者ごと	0.9万円/kW	17.1%	－	0.63円/kWh
2019年度	入札対象外	14円/kWh	1.0万円/kW	17.2%	－	0.66円/kWh
	第4回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	－	0.54円/kWh
	第5回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	－	0.52円/kWh
2020年度	10-50kW以外	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	－	0.66円/kWh
	10-50kW	13円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2021年度	10-50kW以外	11円/kWh	1万円/kW	17.2%	－	0.66円/kWh
	10-50kW	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2022年度	10-50kW以外	10円/kWh	1万円/kW	17.2%	－	0.66円/kWh
	10-50kW	11円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2023年度	10-50kW以外	9.5円/kWh	1万円/kW	17.7%	－	0.64円/kWh
	10-50kW	10円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2024年度	地上・10-50kW以外	9.2円/kWh	1万円/kW	18.3%	－	0.62円/kWh
	地上・10-50kW	10円/kWh	1万円/kW	19.2%	－	0.60円/kWh
	屋根・10kW以上	12円/kWh	1万円/kW	14.5%	30%	1.12円/kWh
2025年度	地上・10-50kW以外	(審議中)	1万円/kW	18.3%	－	0.62円/kWh
	地上・10-50kW	(審議中)	1万円/kW	19.2%	－	0.60円/kWh
	屋根・10kW以上	(審議中)	1万円/kW	14.5%	30%	1.12円/kWh

※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、

実際には、適用される調達価格/基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

※太陽光パネルを更新・増設する際は、当初設備相当分は解体等積立基準額を維持し、増設分相当には最新の解体等積立基準額を適用（按分計算により基準額算定）

本日、御議論いただきたい事項

- (1) 2025年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) 調達価格等の設定における発電側課金の考慮（新規認定）
- (3) バランシングコストについて
- (4) 2024年度のバイオマス発電の入札制における募集容量について

- 発電側課金に関しては、既認定FIT／FIP※については調達期間等の終了後から発電側課金の対象とし、**2024年度以降に新規に認定を取得したFIT／FIPについては調達価格・基準価格等の算定において考慮する**形で導入することとされている。

※ 発電側課金の導入前年度（2023年度）の入札で落札した場合（再エネ海域利用法は2023年度までに公募を開始した場合）を含む。

- 新規FIT／FIP（2024年度以降、新たにFIT／FIP認定を受ける案件）の**調達価格・基準価格等の算定における発電側課金の考慮**にあたっては、これまでの関係審議会における議論も踏まえ、昨年度の本委員会において以下の方向性で検討を進めることとしたところ。

- ① 発電側課金により発電事業者の費用負担が増えることを踏まえ、**発電側課金を「事業を効率的に実施する場合に通常要すると認められる費用」として扱う。**
- ② その際、調達価格や入札の上限価格が全国大で設定されてきていることから、エリア別ではなく**全国平均での発電側課金による費用負担の増加分を想定し、調達価格等の算定において考慮する**。なお、発電側課金による費用負担の増加分の想定にあたっては、**発電側課金での割引制度が意図する系統利用の効率化を促進する効果が発揮されるよう、割引制度の適用は考慮しないこととする。**

※ 発電設備の立地地点に応じて発電側課金の割引制度の適用額も異なるため、案件によっては課金額が全国平均での発電側課金による追加的な費用負担の増加分を下回ることもあり得る。

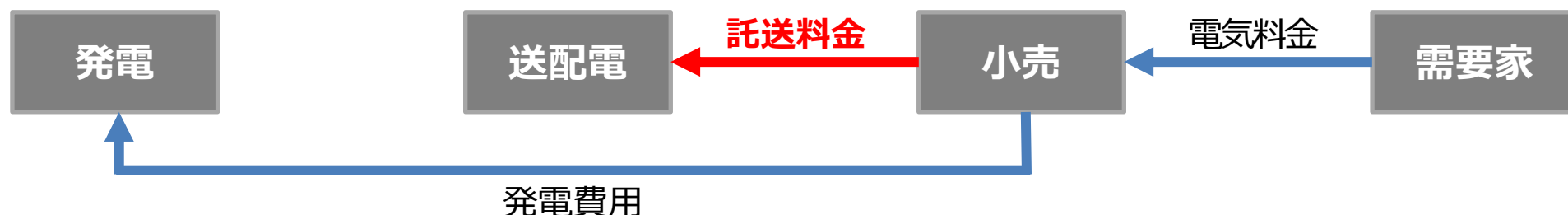
- **発電側課金の具体的な単価**について規定した**各一般送配電事業者の託送供給等約款**が、電力・ガス取引監視等委員会における審査を経て、2024年1月17日に**経済産業大臣により認可**された。これを踏まえ、調達価格等の算定において追加的に考慮する**費用負担の増加分**について検討する必要がある。
- なお、**既認定FIT／FIP**について認定出力が増加した場合には、適用される価格が最新価格等に変更されることとなる。**既認定FIT／FIPは、調達期間等の終了後から発電側課金の対象とされる**ことから、こうした価格変更の場合には、**発電側課金による費用負担の増加分を勘案していない調達価格等を別途設定し適用することが適当**と考えられる。

発電側課金の導入について 中間とりまとめ
(2023年4月) より抜粋

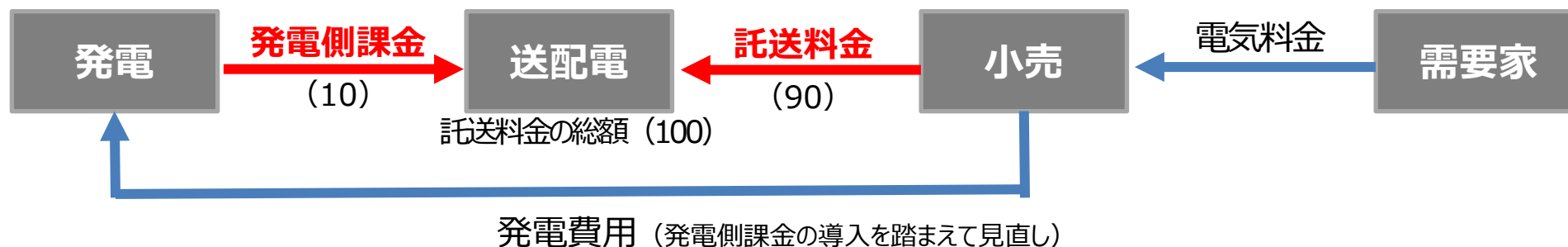
- 発電側課金は、システムを効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大に向けた系統増強を効率的かつ確実に行うため、現在、小売事業者が全て負担している送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、需要家とともにシステム利用者である発電事業者の一部の負担を求め、より公平な費用負担とするもの。

< 現行の託送料金制度 >

小売事業者（需要側）に100%課金



< 発電側課金の導入後（イメージ） >

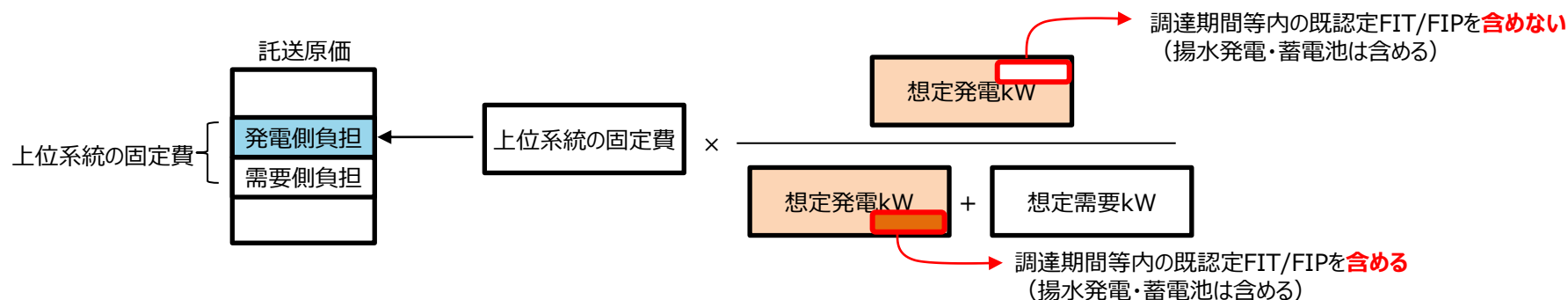


発電側課金の導入について 中間とりまとめ
(2023年4月) より抜粋

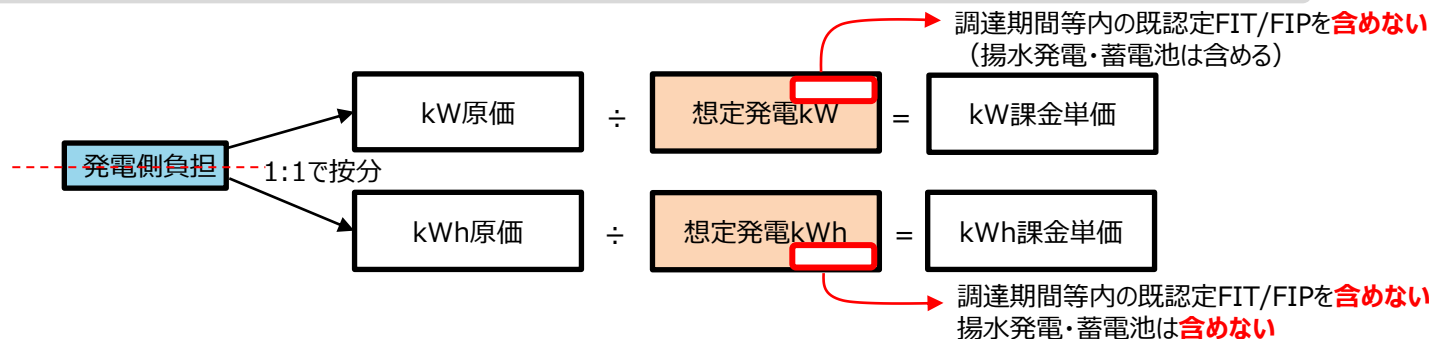
- 上位系統の固定費のうち、発電側の負担割合を定める際には、発電側と需要側の課金対象kWで按分する。その後、kW課金とkWh課金を1：1で算定する。
- 調達期間等内の既認定FIT/FIPに対しては調達期間が終了してから課金対象となることや、揚水発電・蓄電池についてはkWh課金が免除と整理されたことから、課金単価の設定方法としては、以下の図のとおりとする。

※ 発電側課金における規制期間とレベニューキャップ制度の規制期間は同じ期間とする（発電側課金の単価は5年で見直す。ただし、レベニューキャップ制度の第1規制期間（2023年度～2027年度）を踏まえ、発電側課金における第1期間は、2024年度～2027年度とする）。

ステップ1：上位系統の固定費のうち、発電側負担の原価の割合を以下により算出



ステップ2：発電側負担原価をkWとkWhの1：1で按分し、単価を算出



発電側課金の導入について 中間とりまとめ
(2023年4月) より抜粋

- 発電側課金については、**系統に接続し、かつ、系統側に逆潮させている電源全てを課金対象とすることを基本**とする。ただし、系統側への逆潮が10kW未満と小規模な場合は、当分の間、課金対象外とする。
- 発電側課金の導入が再エネの最大限の導入を妨げないよう、FIT電源等の取扱いについて、資源エネルギー庁の審議会において整理がなされた。**既認定FIT/FIP については、調達期間等が終了してから発電側課金の対象**にすること、また、新規FIT/FIPについては、調達価格等の算定において考慮し、非FIT/卒FITについては、事業者の創意工夫（相対契約等）の促進及び円滑な転嫁の徹底を行うこととされた。

発電側課金の対象に関する基本的な考え方

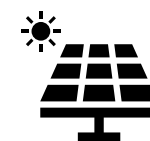


系統に接続し、かつ、系統側に逆潮させている電源全てを課金対象とする

ただし、以下については課金対象外



系統側への逆潮が10kW未満の電源



調達期間等内の既認定FIT/FIP

＜調達価格等の算定において考慮する対象＞

- 発電側課金については、系統に接続し、かつ、系統側に逆潮させている電源全てを課金対象とすることを基本とする一方、最大受電電力が10kW未満と小規模な電源であり、実際の逆潮が10kW未満の場合は、当分の間、課金対象外となっている。
- こうした取り扱いを踏まえ、2024年度以降の新規認定FIT／FIPについても、認定出力ではなく最大受電電力が10kW以上の場合のみ、調達価格等の算定において考慮することが適切である。
 - ※ 認定申請時に最大受電電力の値及び当該値を確認できる書類の提出を求めることで、費用負担の増加分を考慮する対象か否かを判断する。
 - ※ 非バイオマス燃料を混焼させるバイオマス設備は、非バイオマス部分も含めた最大受電電力が10kW以上である場合に発電側課金の対象となるが、具体的な費用負担増加分の考慮に当たっては、バイオマス部分のみを対象とする。
- また、発電側課金は、系統への逆潮kWに対応するkW課金と、発電設備の利用状況に対応するkWh課金の2つの方法で課金される。調達価格等の算定においては、kW課金とkWh課金それぞれについて、全国平均での費用負担増加分を考慮することとしてはどうか。

＜具体的な額の算定方法＞

- **kW課金**については、**認定出力及び設備利用率をもとに買取電力量を設定（※）**したうえで、**kWhあたりの単価に換算した額を、調達価格等において考慮すること**としてはどうか。その際、kW課金については、**発電側の逆潮kW（G）が需要側の託送契約kW（L）を上回る分（G-L）を対象として課金されるため、認定出力に全国における再生可能エネルギー発電設備が設置されている場所のG-L率（G-LとGの比率）の平均値を乗じた額を課金対象出力と想定**することとしてはどうか。

※ 調達価格等の算定において自家消費率を考慮している住宅用太陽光及び屋根設置太陽光については、自家消費率の想定値も考慮することが適切である。

- 全国の再生可能エネルギー発電設備55万件程度を対象に調査を行ったところ、G-L率の平均値は以下の通りであった。

電源	太陽光				風力				地熱		中小水力				バイオマス		
認定区分	10kW未満	10kW-50kW	50kW-250kW	250kW以上	陸上50kW未満	陸上50kW以上	着床式洋上風力	浮体式洋上風力	15,000kW未満	15,000kW以上	200kW未満	200kW-1,000kW	1,000kW-5,000kW	5,000kW-30,000kW	2,000kW未満	2,000kW-10,000kW	10,000kW以上
G-L率(%)	8.3	94.5	97.6	98.9	97.3	98.7	98.5	-	88.6	93.0	91.7	95.3	97.3	85.6	65.6	69.1	87.0
件数(件)	294,763	209,155	31,321	8,549	1,659	304	3	0	16	7	340	269	275	343	413	147	100

- **各電源種におけるG-L率の平均値は概ね同水準である一方、太陽光発電では事業用と住宅用で大きな差異が見られたことから、G-L率については、電源種ごとの平均値（住宅用太陽光：8.3%、事業用太陽光：95.0%、風力：97.5%、地熱：90.0%、中小水力：92.0%、バイオマス：69.6%）を、想定値として設定**してはどうか。
- また、設備利用率については、事業形態・エリア特性・出力制御の有無等によって発電設備ごとに差異はあるものの、**調達価格や入札の上限価格が全国大で設定されてきていることや、効率的な事業実施を促す観点から、想定値を用いること**としてはどうか。

※ また、緊急時の作業停止や設備故障時における出力制御など、送配電設備起因かつ出力制御の予見性がない場合は、kW課金の割引が手当てされる。

<具体的な額の算定方法（続き）>

- **kWh課金**については、**全国平均の単価を調達価格等において考慮すること**としてはどうか。
- また、**発電側課金も消費税の課税対象**であることを踏まえ、**発電側課金による費用負担増加分として見込まれる額に、消費税及び地方消費税の税率を乗じた額を加えた額を発電側課金相当額として考慮**する。
- 上記を踏まえ、発電側課金相当額は以下の式により算出することとしてはどうか。

$$\left\{ \frac{\text{kW課金単価〔円/kW/月〕} \times 12〔月〕 \times \text{認定出力} \times \text{想定G-L率〔kW〕}}{\text{認定出力〔kW〕} \times 8760〔h〕 \times \text{想定設備利用率}} + \text{kWh課金単価〔円/kWh〕} \right\} \times (1 + \text{消費税及び地方消費税の税率})$$

<その他の論点について>

- 発電側課金による費用負担の増加分を調達価格等において考慮する際は、下記のとおりとしてはどうか。
 - 調達期間・交付期間中に**発電側課金の単価が改定となった場合**については、当該単価に基づき**全国平均での費用負担増加分を再度算出し、単価が変更となった時点以降は新しい費用負担増加分の相当額を調達価格等において考慮**する。
 - 最大受電電力を超過して逆潮した場合に発電事業者が一般送配電事業者へ支払うこととなる**契約超過金**については、**最大受電電力を超過した逆潮を抑止するという制度趣旨**に鑑み、**調達価格等の算定においては考慮しない**。
 - FIP電源が**一時調達契約**による供給を行う場合も、発電側課金相当額は**最終的には一般送配電事業者への支払いに充当される**ことを踏まえ、一時調達価格の算出にあたり**百分の八十を乗じるのは基準価格から発電側課金相当額を除いた部分に限定**することとする。

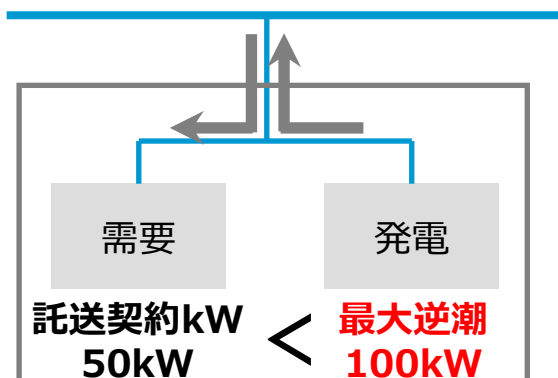
発電側課金の導入について 中間とりまとめ
(2023年4月) より抜粋

- 発電側課金に関しては、固定料金であるkW課金と従量料金であるkWh課金の2つの方法で実施。
- なお、揚水発電・蓄電池を経由した際の発電側課金の負担に鑑み、他の電源との公平性の観点から、揚水発電・蓄電池のkWh課金については免除することが、資源エネルギー庁の審議会において整理された。

kW課金

(固定料金)

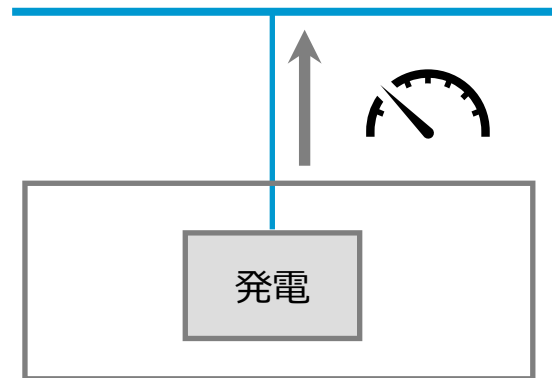
- kW課金の対象kWは、需要側の託送契約kWを上回る発電側の逆潮kW分。



kWh課金

(従量料金)

- kWh課金はメーター計測値によって把握する値を、対象電力量とする。



- (1) 2025年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) 調達価格等の設定における発電側課金の考慮（新規認定）
- (3) バランシングコストについて
- (4) 2024年度のバイオマス発電の入札制における募集容量について

（参考）FIP制度のバランシングコスト（案）

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（第58回）（2023年12月19日）事務局資料より抜粋・一部修正

- 現在、自然変動電源（太陽光・風力）のFIP認定事業者には、**バランシングコストが交付されている**。その額は、FIP制度が施行される2022年度の1.0円/kWhから、3年目までは0.05円/kWhずつ、4年目以降は0.1円/kWhずつ低減させることとしている（すなわち、**今年度（2023年度）は0.95円/kWh、来年度（2024年度）は0.90円/kWhが交付**）。
 - これは、自然変動電源については、FIP制度開始当初においては、**a)発電計画の作成、b)インバランスの精算、c)プロファイリングリスク等に係る技術やノウハウの蓄積が必要**となる点を踏まえた措置。
- （※）バランシングコストについては、基準価格のように、認定時期等に応じて交付期間（太陽光・風力：20年間）にわたって額が固定されるものではない。例えば、2022年度認定案件について、2022年度に交付されるバランシングコストは1.0円/kWh、2023年度に交付されるバランシングコストは0.95円/kWh、・・・と、交付されるバランシングコストの額は漸減していくこととなっている。
- 再エネ電源の電力市場への統合を促進する観点から、FIP制度の活用を促進していく必要があるが、2022年4月の制度開始からの一年半での認定量は、**新規認定・移行認定を合わせて約300件（約1GW）にとどまっており、一層の活用促進を促していく必要**がある。
 - また、資源エネルギー庁がFIP認定事業者（**既に運転開始済の変動電源の移行認定案件**）に対して調査を実施したところ、発電量予測・予測誤差への対応に要する費用が、**交付されるバランシングコストの額よりも高い**と回答した事業者が多い状況にある（下記参照）。とりわけ、**FIP制度に移行した当初は、特に費用が高くなる**との声があった。
 - 他方で、国民負担の抑制を図る観点からは、**事業者がインバランスを抑制させ、バランシングコストを低減するインセンティブを持たせる**ことが必要であり、特に、中長期的にみた場合に、**交付されるバランシングコストの額が着実に低減していくことが重要**である。

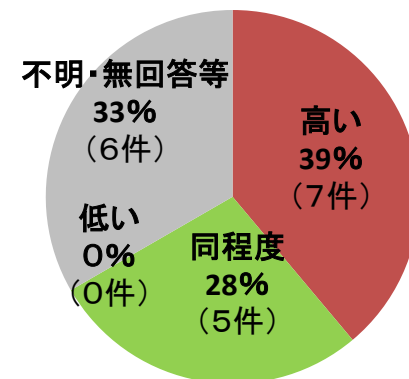
【調査事項】

発電量予測・予測誤差への対応に要する費用は、交付されるバランシングコストの額と比べて高いか/低い

【調査対象】

既に運転開始済の変動電源のFIP認定（移行認定）事業者31社（太陽光26社・風力5社）に電話調査にて実施（令和5年12月13日）。18社（太陽光13社・風力5社）から回答を得た。

【調査結果】



(参考) FIP制度のバランシングコスト (案)

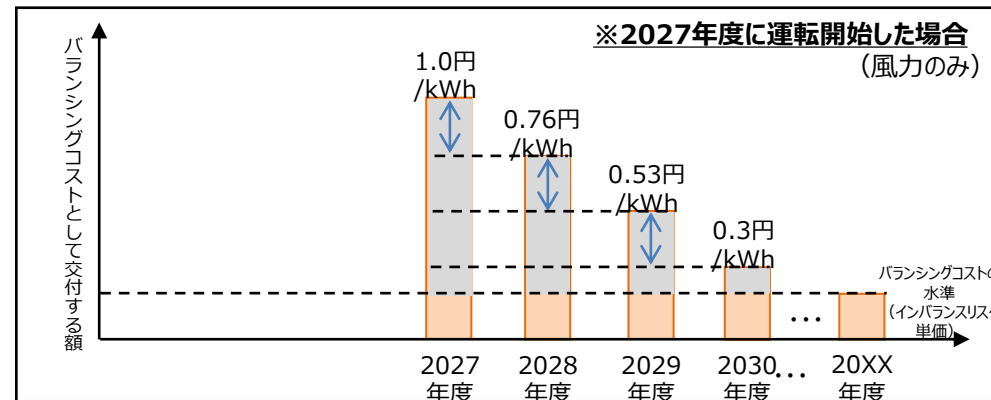
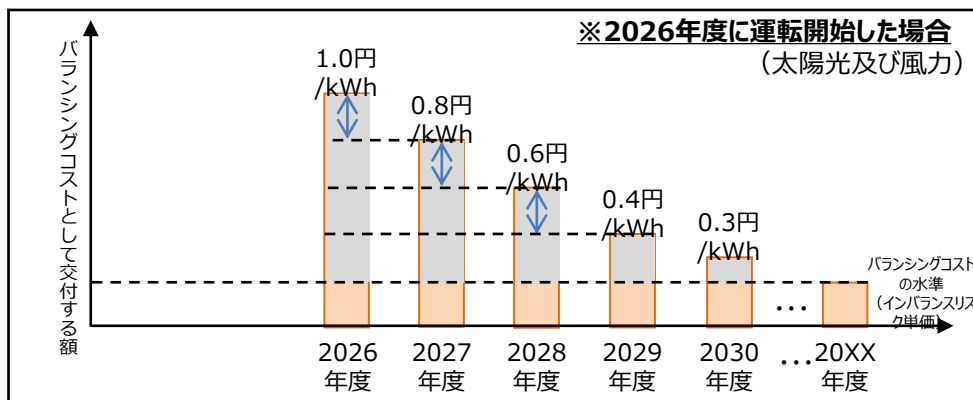
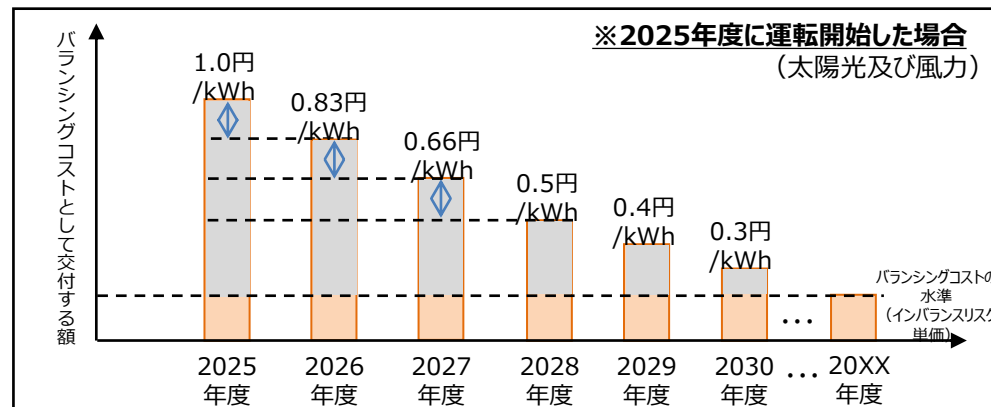
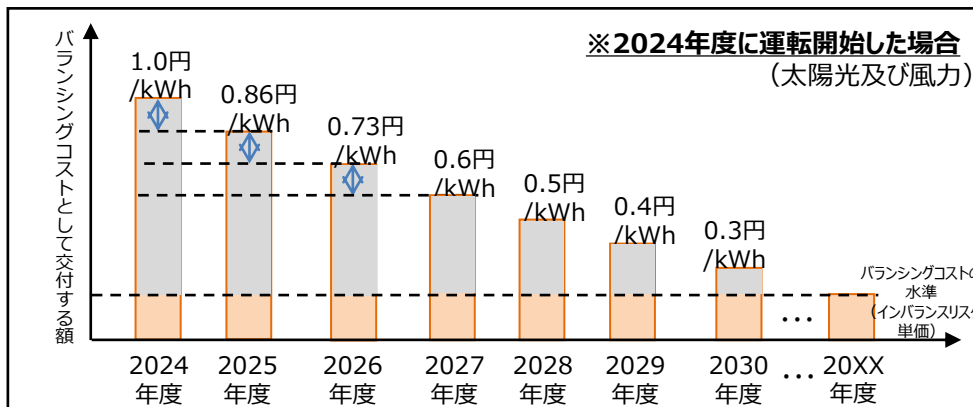
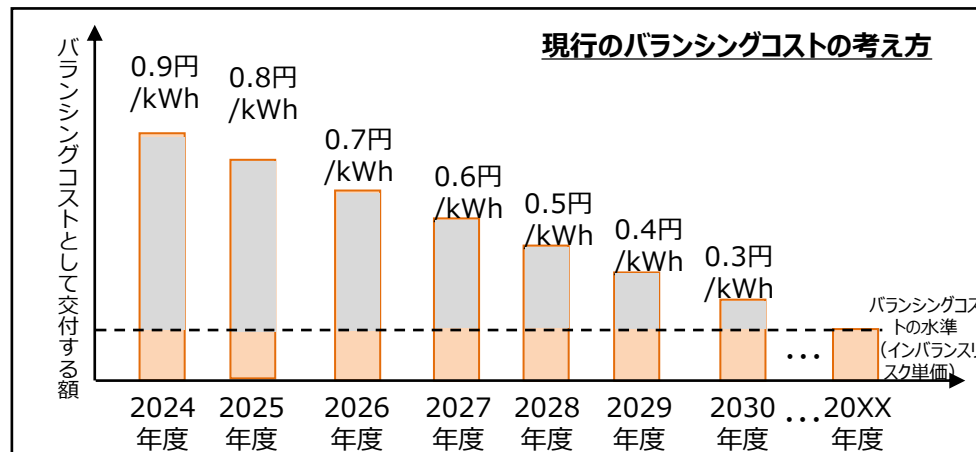
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第58回）（2023年12月19日）事務局資料より抜粋・一部修正

- 以上の点を踏まえ、事業者がバランシングコストを低減するインセンティブを持たせながらも、FIP制度の更なる活用を促進する観点から、例えば次のような制度とする方向で検討を行うこととしてはどうか。
 - FIP制度として運転を開始した当初は、発電計画の作成等に関して一定のコストを要する中で、必要なバランシングコストを交付し、FIP制度の活用を促進することが必要である。
 - このため、FIP制度として運転を開始した事業に交付するバランシングコストについて、運転開始初年度を1.0円/kWhとした上で、2年目・3年目については段階的に低減させ、4年目以降は現行制度において定められた額とすることとしてはどうか。段階的な低減については、1年目から4年目までに掛けての各年の低減額が均一となるように額を設定する（p.62参照）こととしてはどうか。
 - 上記の措置については、FIP制度の早期活用と迅速な運転開始を促進する観点（例：現行制度における太陽光発電・風力発電の運転開始期限は、それぞれの原則的なケースで、3年・4年）や、2030年度のエネルギーミックスの実現に向けて再エネ導入を加速させる観点を踏まえ、
 - 太陽光発電については、2024～2026年度までの3年間にFIP制度として運転を開始した事業に適用することとしてはどうか。
 - 風力発電については、2024～2027年度までの4年間にFIP制度として運転を開始した事業に適用することとしてはどうか。
- (※) 上記の詳細の検討は、FIP認定事業者が得るべき収益水準に関連することから、調達価格等算定委員会において行うこととしてはどうか。
- 併せて、発電量予測の精度向上・コスト低減を図るため、FIP制度を活用する再エネ発電事業者（アグリゲーター）、金融機関、研究機関、気象予測ビジネスを実施する民間企業等と連携して、具体的手法の検討を加速させることとしてはどうか。

(参考) FIP制度のバランシングコスト (案)

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
(第58回) (2023年12月19日) 事務局資料より抜粋・一部修正

21



(参考) 大量導入小委員会 (第58回会合・12月19日) における委員等の指摘事項 22

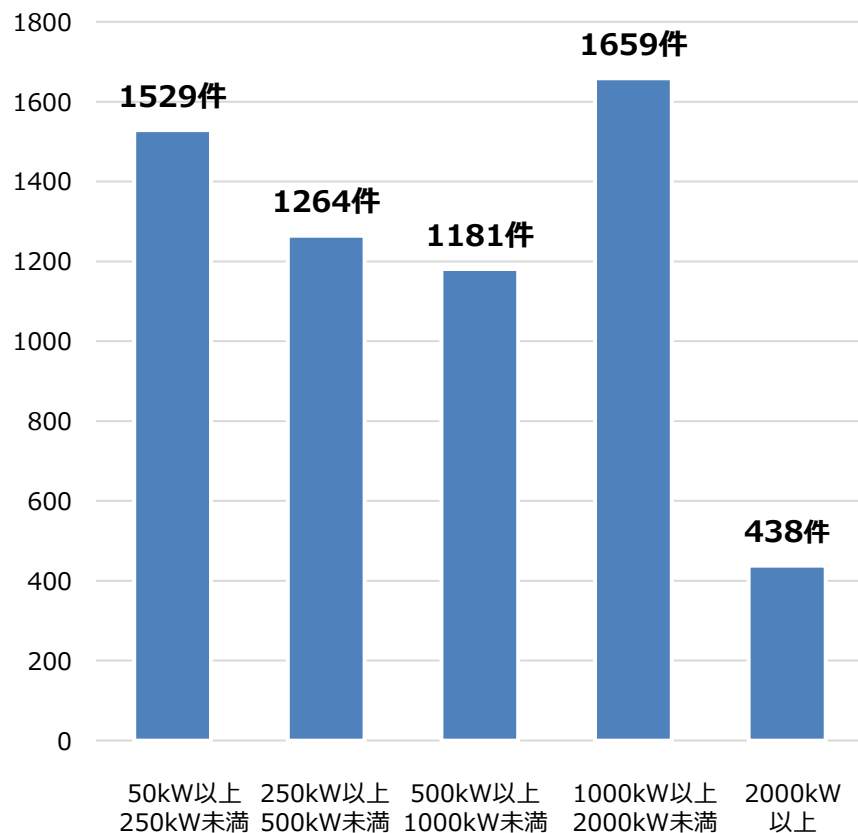
- 事務局案は、現行のバランシングコストの制度に比べ、より早期にFIP制度に移行・参入するインセンティブを高める仕組みとなっており、事務局案に賛同する。
- 事務局案は、FIP移行に当たって、発電事業者が発電量予測等を行うことに伴い生じる負担を軽減する提案であり、違和感はない。
- 事務局案は合理的だが、今後バランシングコスト低減につながるノウハウが民間に浸透していく方法については、継続的に検討してもらいたい。
- FIP移行を促す効果がどれだけあるのかという点については論点となり得る。
- バランシングコストは、電源種やプロジェクト規模により大きく異なるため、この点にも留意が必要。
- バランシングコスト見直しについては、事業者の実態をさらに詳しく把握し、引き続き、本委員会（大量導入小委員会）でも議論が必要。

FIP制度への移行に関するアンケート調査

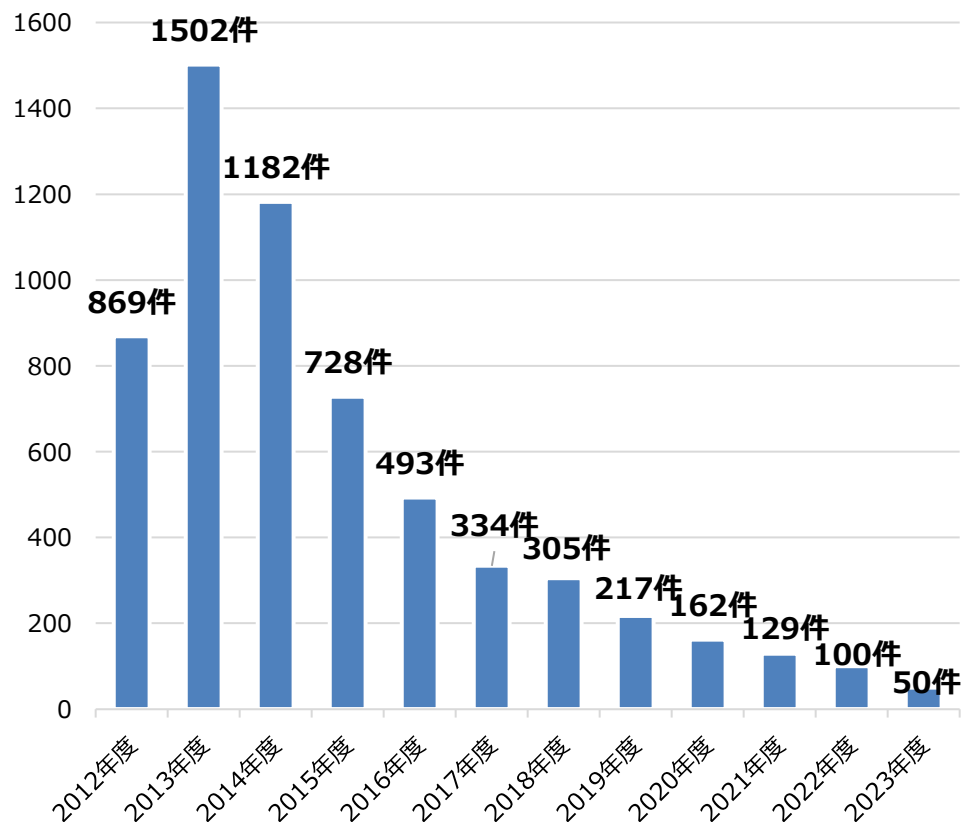
- 資源エネルギー庁では、FIP制度への移行に関する情報収集のため、2024年1月11日～17日の期間で、運転開始済の変動電源のうち、FIT認定を受けている案件（35,448件）に対して、メールでのアンケート調査を実施。
- このうち、6,071件（太陽光5934件、風力137件）から回答を得た（回答率17.1%）。

<回答案件のプロファイル>

【認定出力】



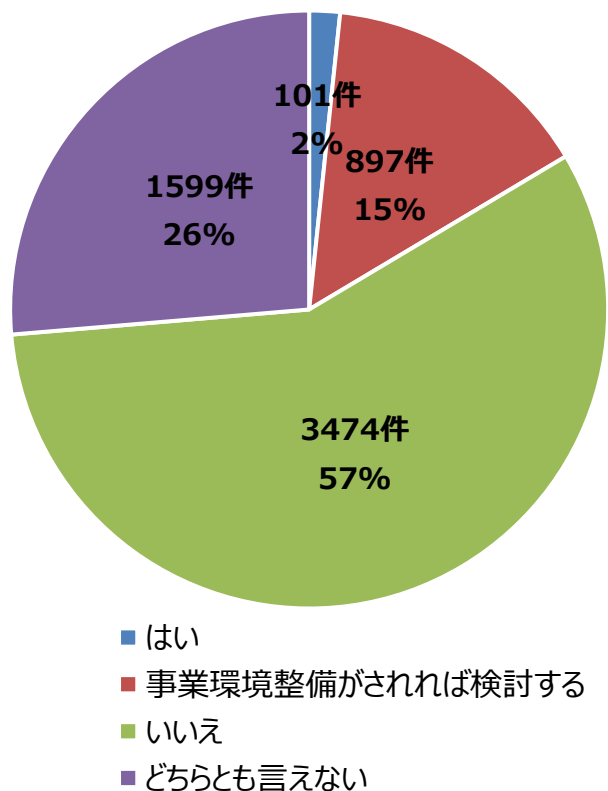
【認定年度】



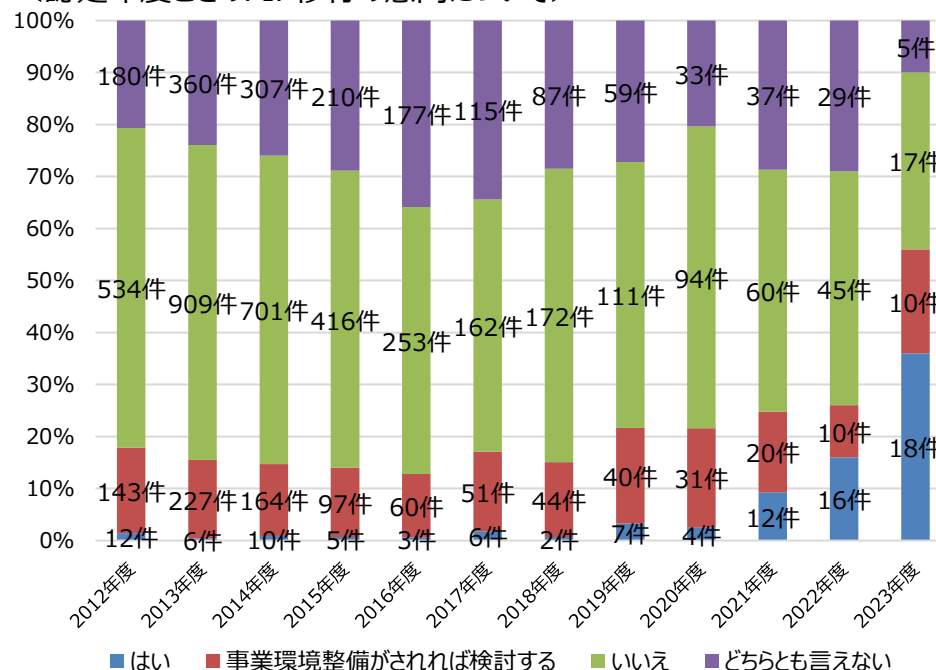
FIP制度への移行に関するアンケート調査（結果①）

- 現時点におけるFIP制度への移行の考えの有無について質問したところ、「いいえ」と回答した件数は57%であった一方、「事業整備がされれば検討する」と回答した件数は15%存在している。また、「はい」と回答した件数も100件を超えている。
- 特に、認定年度が新しくなればなるほど、FIP制度への移行に前向きな回答が多い傾向にあった。

Q. 現在、FIPへの移行を考えていますか。



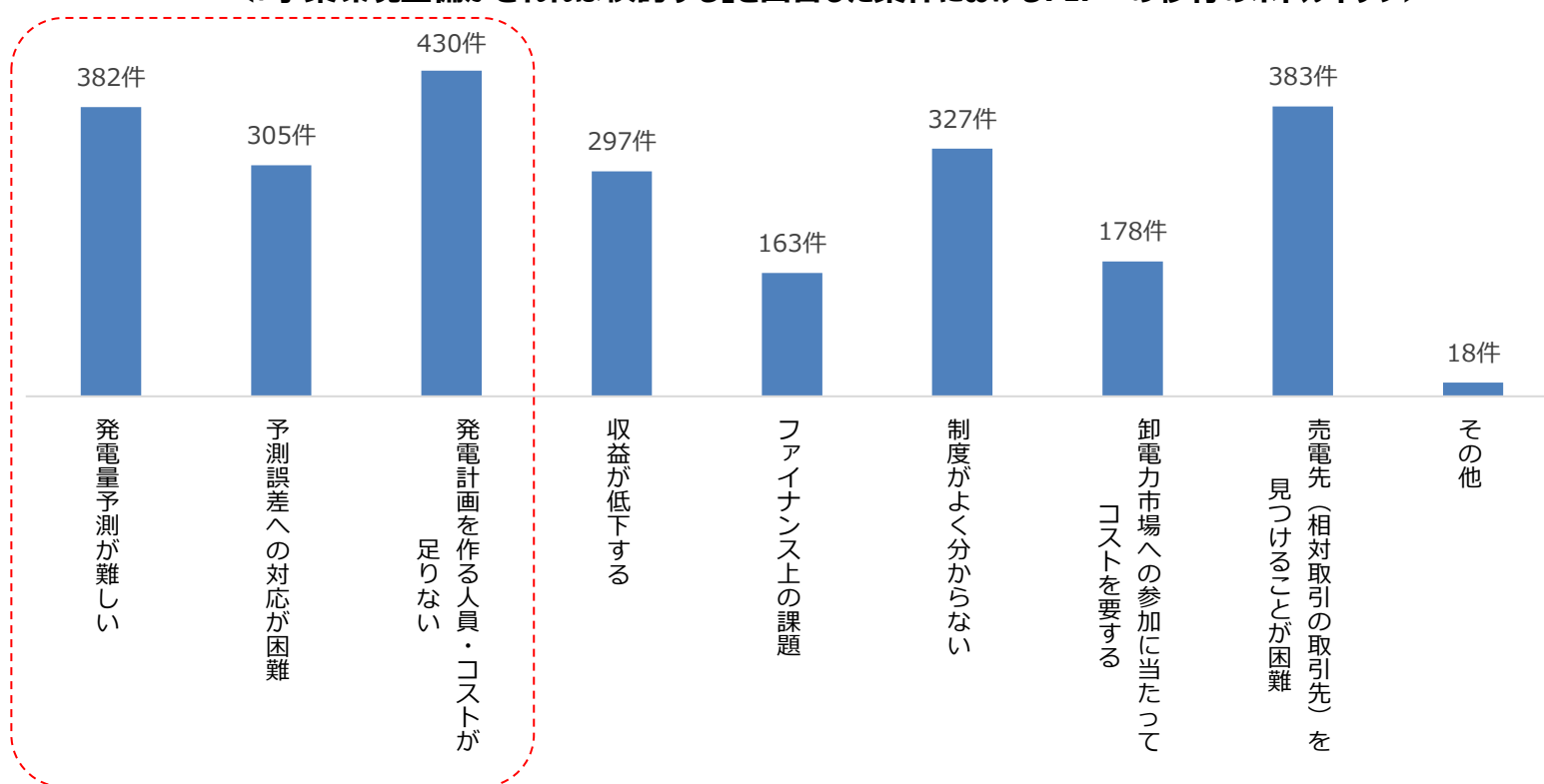
＜認定年度ごとのFIP移行の意向について＞



FIP制度への移行に関するアンケート調査（結果②）

- 現時点におけるFIP制度への移行の考えの有無について、「事業環境が整備されれば検討する」と回答した案件に対して、**FIPへの移行のボトルネックについて質問した（複数回答可）**ところ、以下の回答が多かった。
 - **発電量予測が難しい**
 - **予測誤差への対応が困難**
 - **発電計画を作る人員・コストが足りない**
- この結果を踏まえると、FIP制度の活用を更に促進していくためには、**発電事業者側において、発電量予測・予測誤差への対応・発電計画の策定等を効率的に実施するための方策等を検討していく必要がある。**

＜「事業環境整備がされれば検討する」と回答した案件におけるFIPへの移行のボトルネック＞



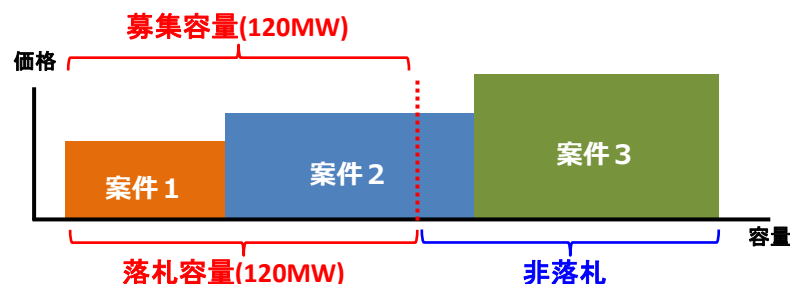
- (1) 2025年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) 調達価格等の設定における発電側課金の考慮（新規認定）
- (3) バランシングコストについて
- (4) 2024年度のバイオマス発電の入札制における募集容量について

(4) 2024年度のバイオマス発電の入札制における募集容量 (案)

27

- バイオマス発電の2024年度における入札の募集容量については、前回の審議会において、これまでの入札で入札容量が募集容量を大きく下回る傾向であるものの、入札参加申込容量は第5回及び第6回を除いて各回とも100MWを超えており、この中には、設備容量112MWの大規模案件を予定する事業計画も存在することから、こうした大規模案件が落札できる可能性も維持するため、120MWを据え置くとの事務局案を提案したところ。
- 一方で、委員から「基本となる募集容量は小さくしつつ、大規模設備の入札があった場合には、一定規模まで募集容量を拡大するといった考え方もあり得る」との意見があった。
- 直近2回の入札件数が0件であることを踏まえれば、事業者間の価格競争を促し、費用効率的な案件の導入を促進する観点を踏まえた募集容量の設定が重要となる。また、潜在的に想定される大規模案件の規模より募集容量を小さく設定したとしても、大規模設備の入札があった場合には募集容量を一定程度拡大するという措置を講じることで、大規模案件の導入が阻害されるおそれはない。
- こうしたことを踏まえ、来年度のバイオマス発電の入札制における募集容量について見直しをしてはどうか。具体的には、
 - 基本となる募集容量については、過去に落札のあった入札回の落札容量（第1回：35MW、第3回：2MW、第4回：51MW）の平均値（29.3MW）を踏まえ、30MWとしてはどうか。
 - その上で、バイオマス発電の入札に限り、30MWを超える入札があった場合には、低価なものから順に並べた際に30MWのラインにまたがっている入札者の入札容量が全て落札されるように、募集容量を拡大する（この結果、当該入札者は、入札容量全体について落札できることとなる）こととしてはどうか。ただし、拡大する募集容量の上限は、過去に設備容量112MWの大規模案件を予定する事業計画も存在したことを踏まえ110MWを上限（すなわち、30MWに加えた全体の上限は140MW）としてはどうか。
- なお、バイオマス発電の入札については、入札件数が0件の状況が続いている中で、案件の組成状況を踏まえた今後のあり方について、来年度の本委員会で改めて制度の検討をすることとしてはどうか。

＜2023年度のバイオマス発電の入札制イメージ＞



＜2024年度のバイオマス発電の入札制イメージ＞

