

長期脱炭素電源オークションについて

2026年6月5日

資源エネルギー庁

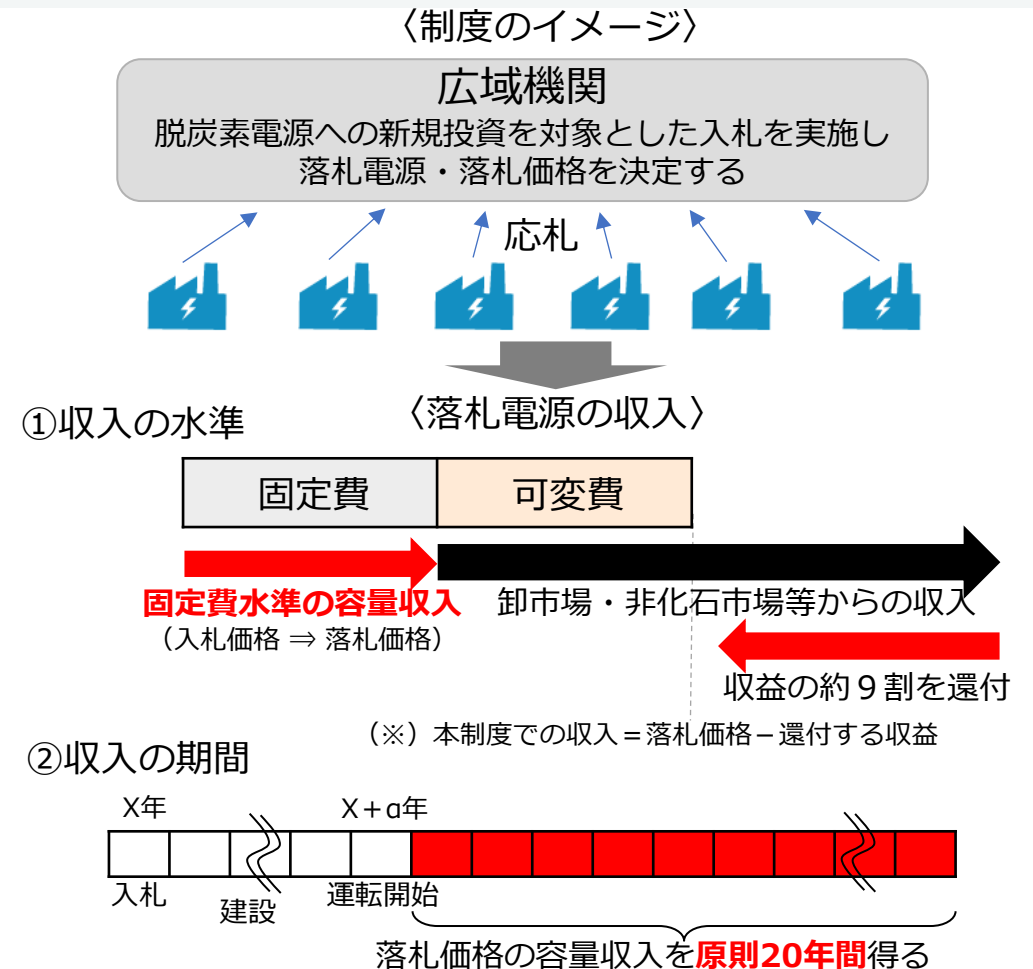
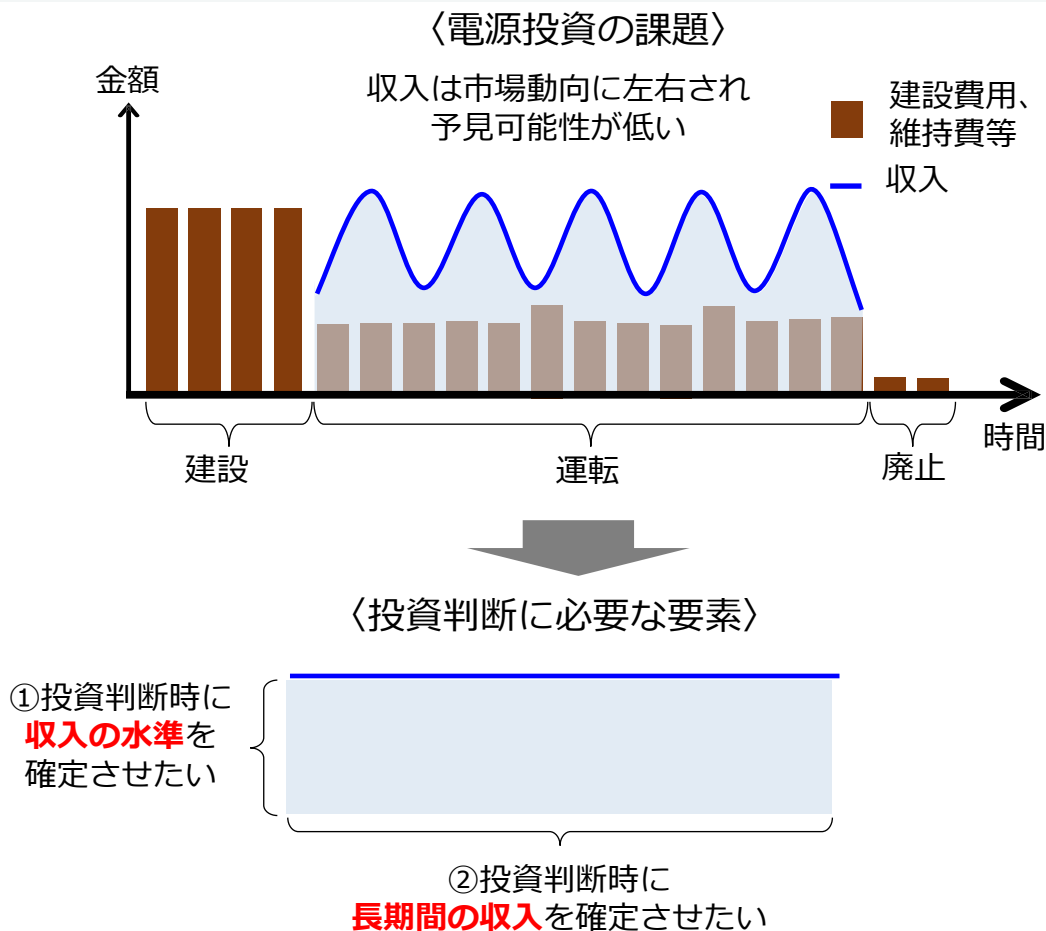
本日御議論いただきたい事項

- 本日も、前回に引き続き、来年1月に予定されている長期脱炭素電源オークションの第4回入札に向けた制度見直しをご議論いただきたい。本日も議論いただきたい論点は以下のとおり。

項目	論点
LNG	論点① 第4回入札のLNG専焼火力の募集量 論点② 供給力提供開始期限
LDES	論点③ 供給力提供開始期限
資本コスト	論点④ LNGとLDESの資本コスト 論点⑤ 全電源の資本コスト
相対契約の規律	論点⑥ 落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律

(参考) 長期脱炭素電源オークションの概要

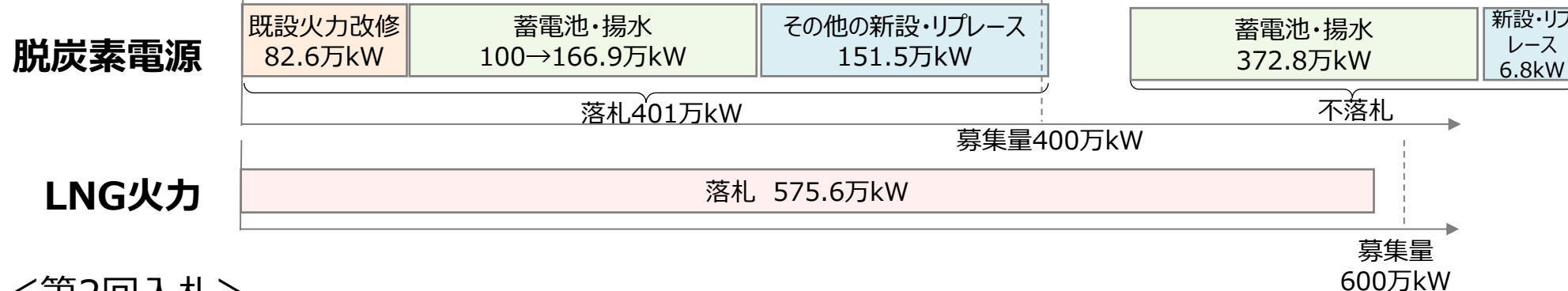
- 脱炭素電源への新規投資を促進するべく、脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度から開始。
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には固定費水準の容量収入を原則20年間得られることとすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。



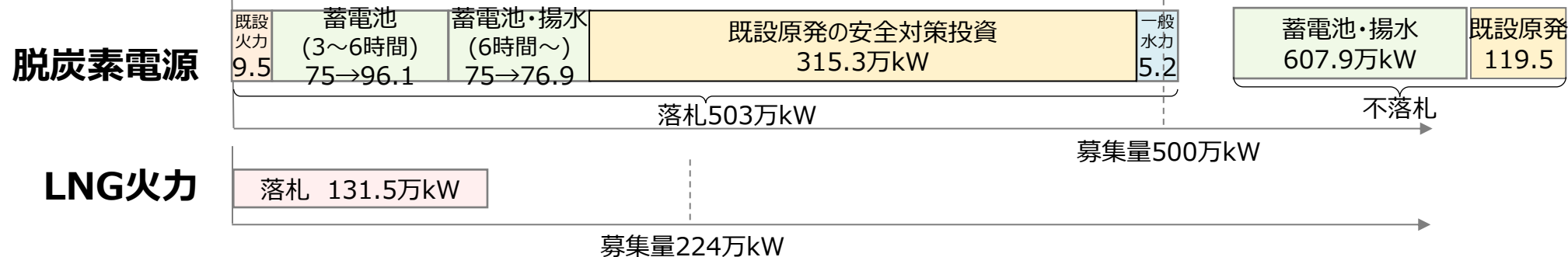
(参考) 過去3回の落札結果

- これまで3回の入札を実施し、脱炭素電源は合計1330万kW、LNG火力は合計1010万kWが落札。

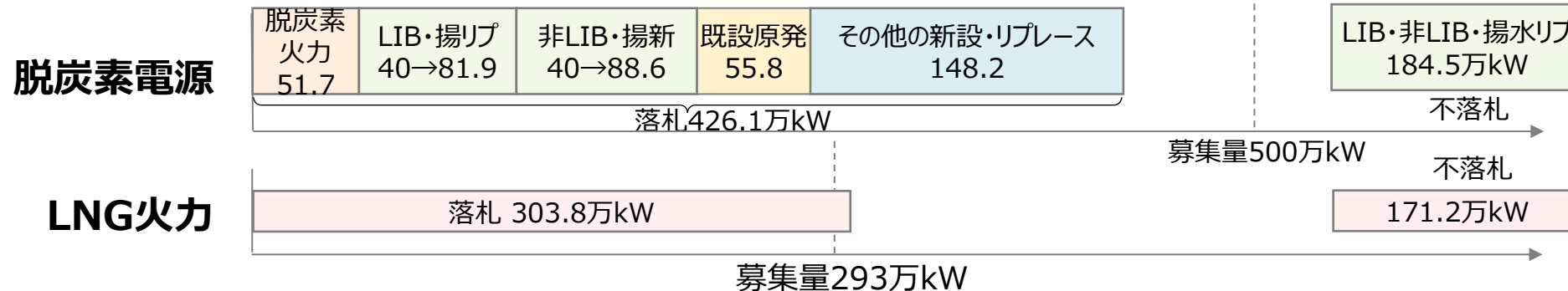
<第1回入札>



<第2回入札>



<第3回入札>



論点① 第4回入札のLNG専焼火力の募集量

- LNG専焼火力については、制度開始当初は、短期的な需給逼迫への対応として、3年間限定で募集を行うこととしていた。
- しかし、将来の需給バランスや脱炭素技術の進展の不確実性を踏まえ、本年3月の第112回制度検討作業部会において、第4回（2026年度）以降も当面の間は募集を継続する方針を議論いただいた。

第112回制度検討作業部会
(2026年3月4日) 資料3

論点① 第4回入札のLNG専焼火力の募集量

- 火力発電は、供給力、調整力、同期化力などの重要な役割を担っている一方で、稼働率の低下や脱炭素化に向けた社会的要請の高まりなど、事業リスクが増大している。こうした事業環境の中で、安定供給に必要な役割を担う火力発電の適切な新陳代謝を促しつつ必要な量を確保するためには、投資を政策的に後押しする必要がある。
- 特にLNG火力については、第7次エネルギー基本計画において、電源の脱炭素化に向けたトランジションの手段として活用する必要があるとされており、需給バランスの将来動向も見ながら、将来的な脱炭素化を前提とした新設・リプレースを一層促進することとされている。
- 長期脱炭素電源オークションにおけるLNG専焼枠については、初回オークション（2023年度）では募集量を2023～2025年度の3年間で600万kWとしていたが、落札結果や電力需要が増加傾向となる見通しが示されたことを踏まえ、第2回（2024年度）、第3回（2025年度）では計約400万kWの募集量とした。
- 他方、電力広域的運営推進機関が公表した将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書においては、2040年において需要が11,000億kWhへ拡大するシナリオ※では、厳気象などを考慮した一定の予備率確保を前提とすると、経年火力3,900万kWを全てリプレースしてもなお、必要な供給力が1,300万kW不足する結果となっている。
- こうした需給バランスや脱炭素技術の進展の不確実性を踏まえれば、LNG火力の新設・リプレースは当面不可欠であり、長期脱炭素電源オークションにおいて、LNG火力への電源投資を促進していくため、LNG専焼火力の募集を第4回（2026年度）以降も当面の間は継続することとしてはどうか。
- その上で、第4回以降のLNG専焼火力の募集量や募集を継続する期間については、2025年度のオークション結果も踏まえ、次回以降ご議論いただくこととしたい。
- なお、LNG専焼火力については、引き続き2050年のカーボンニュートラルの実現を前提としており、応札事業者には今後とも脱炭素化ロードマップの作成を求め、その内容を公表することが妥当ではないか。

※資源エネルギー庁が提示している見通しでは、2040年度の電力需要は0.9～1.1兆kWh程度とされている。

論点① 第4回入札のLNG専焼火力の募集量

- 電力広域的運営推進機関が2025年7月に公表した将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書では、**2040年において需要が11,000億kWhへ拡大するシナリオ※**では、厳気象などを考慮した一定の予備率確保を前提とすると、**経年火力を全て経年リプレイス（3,900万kW）**してもなお、**必要な供給力が（火力で補完すると仮定すれば）1,600万kW不足する結果**となっている。
※資源エネルギー庁が提示している見通しでは、2040年度の電力需要は0.9～1.1兆kWh程度とされている。
- 2040年において需要が11,000億kWhまで増大した場合でも安定供給を担保する観点から、**2040年までに3,900～5,500万kW程度のLNG専焼火力の新設・リプレイスを目指す**こととしてはどうか。
- その上で、火力発電の一般的な建設期間が7年程度であることを踏まえると、2050年カーボンニュートラルに向けた脱炭素化を見据え、2040年までに運転開始するためには2033年度頃までに建設を開始する必要がある。このため、**第4回入札（2026年度）からの7年間で合計3,900～5,500万kWの確保を目指すこととし、年間550万～800万kW/年程度の募集枠を設ける**こととしてはどうか。
- 足もとでは、**世界的なガスタービンへの需要の高まり**から、メーカーのリソースがひっ迫し、**ガスタービンの製造や発電所の建設が長期化**する傾向にある。2040年度までに必要な新設・リプレイスを実現するためには、なるべく**早期の投資決定や事業着手が重要**となっており、これまでの応札量の最大量が575万kW（第1回入札）であったことも踏まえ、**第4回入札（2026年度）では、600万kWを募集**することとしてはどうか。その上で、第5回以降は、550万～800万kW/年程度の幅の中で、第4回の応札状況や今後の電力需要の見通しの変化などを見極めつつ、随時判断することとしてはどうか。

(参考) 将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書①

- 将来の電力需給シナリオに関する検討会では、需要及び供給力それぞれ一定の幅を持ったモデルケースを設定した上で、その組み合わせによる需給バランスを複数のモデルシナリオとして提示。
- 2040年において需要が11,000億kWh（2019年比1.2倍）となるシナリオでは、GX/DXの進展に伴う需要増加と連動して再エネも2019年比2.5倍まで増加、また 原子力についてはkWh比率20%と設定。**

需要モデルケースの定性的説明 2040年11,000億kWhモデル 131

- 民生部門では人口減少が緩やかになることに加え、データセンター・半導体製造などDX関連産業の活性化、自動車の電動化などにより、DX・GXに起因する需要増加分が総需要の20%に迫るほど拡大し、電力需要は11,000億kWhとなる。

需要要素	モデル概要	需要(億kWh)	
全体	---	11,000	
需要	2019年度実績	8,800	
	民生部門	▲200	
	産業部門	+500	
	DX関連	デジタル・半導体産業	+1,000
		自動車産業	+500
	GX関連	鉄鋼業	+100
自家発・水素製造・DAC他		+300	

再エネモデルケースの定性的説明 2040年2.25億kWケース 248

- ほぼすべての新築戸建住宅で太陽光が導入され、事業用太陽光も適地減少の中でも足元実績相当での増加ペースが維持される。
- 加えて、陸上風力も過去の導入ペース以上に開発が加速し、洋上風力についても計画されている区域での開発が順調に進捗するなど、再エネの伸びは2019年度比で2.5倍まで拡大する。

供給力要素	モデル概要	供給力: 万kW (2019年度比)	
全体	---	22,500 (+13,800)	
再エネ	太陽光	併設型	7,000 (+5,800)
		事業用	8,500 (+4,100)
	風力	陸上	1,300 (+900)
		洋上	2,200 (+2,200)
	水力		2,500 (+300)
	バイオマス		900 (+450)
	地熱		100 (+50)

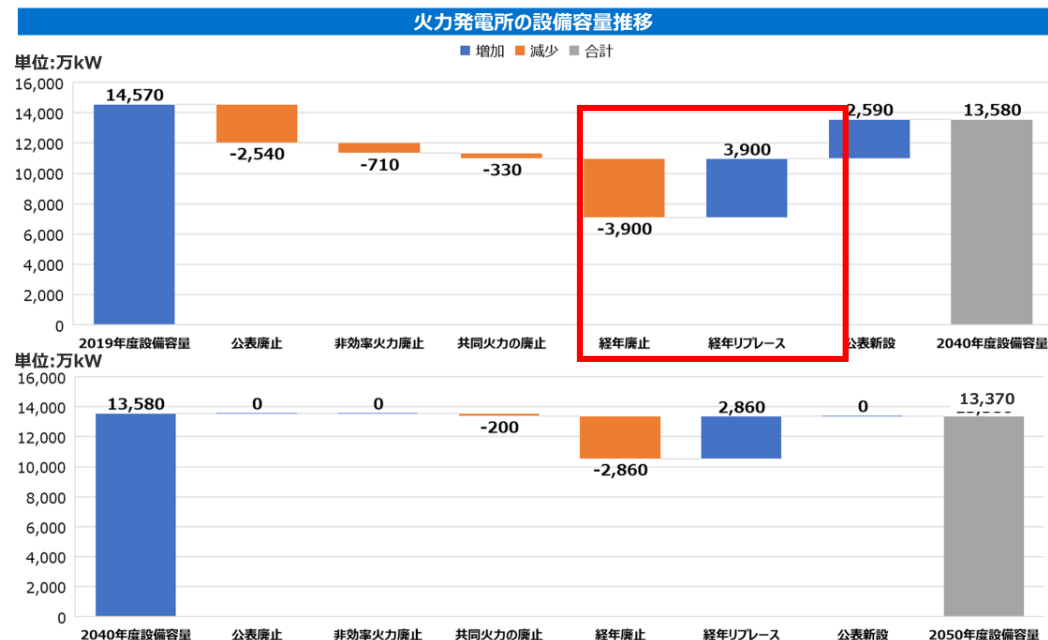
(参考) 将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書②

- 2040年において需要が11,000億kWhとなるケースでは、経年火力3,900万kWを全てリプレイスしてもなお、供給力が1,300万kW不足する結果となった。
- なお、本検討会における火力モデルケースでは、既に公表されている電源の新設・廃止などを考慮した上で、経年火力については、過去実績を踏まえて経年45年で廃止と設定され、大ケースではそれらがリプレイスされるものとして設定されている。

火力発電所の設備容量推移 | 大ケース

278

- 経年に伴うリプレイスをする火力大ケースでは、2019年度での14,570万kWから、2040年：13,580万kW、2050年：13,370万kWと、設備容量は横ばいで推移する。



2040④ 11,000億kWh | 火力すべて経年リプレイス

432

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

		2040 夏季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季
単位: 万kW		需要	点灯 17,600
供給力	設備容量	-	18,760
太陽光 (需要地併設型除く)	8,500	0%	0
風力	3,500	10%	350
一般水力	2,500	44%	1,100
バイオマス	900	80%	720
地熱	100	85%	90
原子力	3,300	76%	2,510
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,000	81%	810
石炭 (CCS)	3,020	82%	2,480
石炭 (CCS以外)	750	90%	680
LNG (CCS)	1,500	74%	1,110
LNG (CCS以外)	2,930	82%	2,400
LNG (専焼)	4,330	82%	3,550
石油 (CCS)	0	83%	0
石油 (専焼)	830	91%	760
共同火力 (CCS)	0	82%	0
共同火力 (CCSなし)	220	90%	200
予備率	-	-	6.6%
予備率13.9%との差分(万kW)	-	-	▲ 1,300
同上 (火力で補完する場合の設備容量)	-	-	1,600

kWhバランス

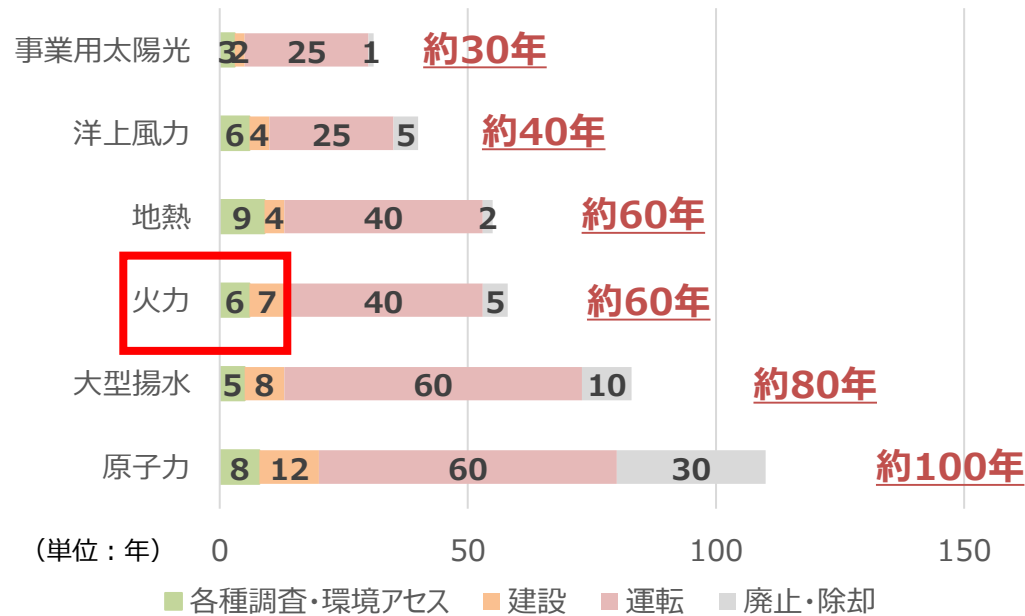
仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

		2040	
		設備容量	利用率 kWhバランス
単位: 億kWh		需要	- - 11,000
供給力	41,000	-	11,000
太陽光 (需要地併設型含む)	15,500	17%	2,310
風力	3,500	30%	920
一般水力	2,500	54%	1,180
バイオマス	900	73%	580
地熱	100	73%	60
原子力	3,300	76%	2,200
火力	15,180	33%	3,750

(参考) 電源の立ち上げに要する期間

- 各種調査・環境アセスや、建設に要する期間を踏まえると、**火力発電であっても運開までに一定の年数を要する。**

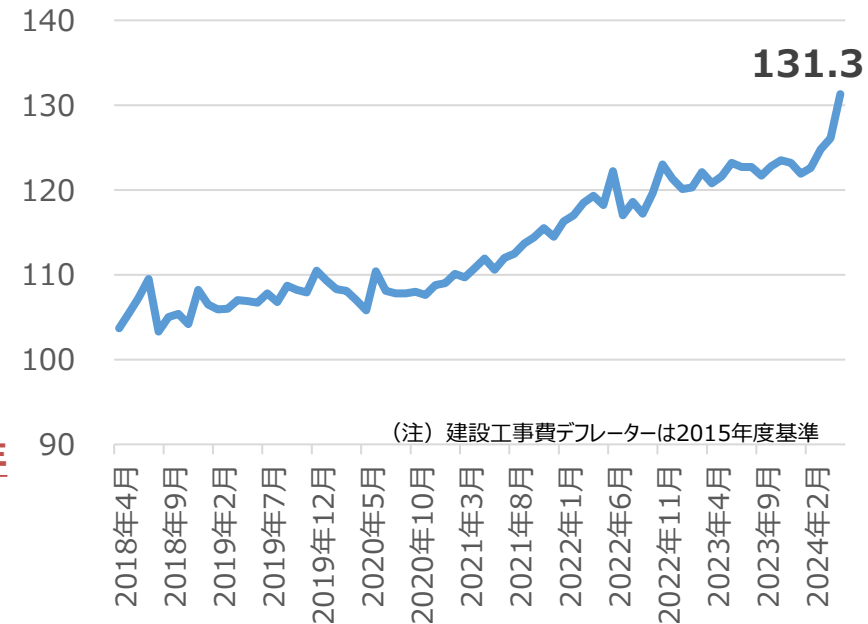
脱炭素電源の総事業期間 (イメージ)



⇒ 脱炭素電源の事業期間は、最大約100年以上に及ぶ長期的なものであり、**事業者の予見可能性を高めるには、市場環境の整備の検討とともに、事業期間中の収入・費用の変動に対応した支援策を検討する必要**がある。

(出所) 電力・ガス基本政策小委資料やFIT/FIP制度の運転開始期限の年数などを基に作成

電力分野の建設工事費デフレーター



⇒ 現行制度では支援価格が20年間固定となっているが、足元のインフレや賃金上昇などを受けて**建設工事費が上昇**する中、**事後的な費用の増加に備えた制度を検討する必要**。

(出所) 国交省HPの建設工事費デフレーターを基に作成。

論点② LNG専焼の供給力提供開始期限

- LNG専焼は、制度開始当初は、早期に供給力を提供開始できる新設・リプレース案件のみを対象とするため、供給力提供開始期限を6年に設定していた。

【論点④】今冬の需給ひっ迫を踏まえた対象電源の検討について

- 本年3月の東日本における電力需給ひっ迫の背景として、火力発電所の休廃止が増加していることが挙げられる。こうした中で、短期的な電力需給ひっ迫を防止していくためには、追加供給力公募を通じて既設の火力発電所を維持すること等の対策とともに、比較的短期に運転開始が可能な火力電源の建設を促進していくことが必要ではないか。
- この際、単に火力電源の新設案件を対象に追加した場合、①全くの新規案件まで対象とすると、建設リードタイムが長くなり、短期的に供給力に貢献することが期待できなくなる、②CO2排出量の多い石炭火力や石油火力も対象となる、といった課題が生じる。
- このため、①への対応として、後述する供給力提供開始期限を短く設定することにより、早期に供給力を提供開始できる新設・リプレース案件のみを、一定期間内に限り、対象とすることとしてはどうか。
- また、②への対応として、CO2排出量の多い石炭火力・石油火力は対象外とし、比較的CO2排出量が少なく、調整力としても期待できるLNG火力のみを対象としてはどうか。
- なお、LNG火力の新設・リプレース案件を対象とするに当たっては、2050年カーボンニュートラルとの関係を考慮する必要があるため、入札時点及び落札後の適時において、一定期間（※）経過後における論点①（アンモニア・水素混焼のための新規投資の取り扱い）の専焼化への道筋を同様に求めると共に、脱炭素電源とは別途募集量を設けることを今後検討してはどうか。

※詳細は別途要検討

供給力提供開始期限に係るリクワイアメント・ペナルティ

- 「2. 建設リードタイムの考慮」の論点でご提案したとおり、本制度措置では、建設リードタイムに十分配慮した制度設計とすることが必要。一方で、徒に供給力の提供開始を遅らせることは供給力確保の観点からは適切ではないことから、電源種ごとに供給力提供開始期限を設定し、それまでの間に供給力の提供を開始することをリクワイアメントとして求めることとしてはどうか。
- 具体的な供給力提供開始期限は、電源種毎の建設リードタイムの実態を踏まえ、以下のとおり設定することとしてはどうか。

電源種	供給力提供開始期限（案）
太陽光	5年（法・条例アセス済の場合：3年）
風力、地熱	8年（法・条例アセス済の場合：4年）
水力	12年（法・条例アセス済の場合：8年） <small>（多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを考慮）</small>
水素・アンモニア（専焼）、バイオマス 水素・アンモニア混焼のLNG、CCS火力 既設火力の改修（水素・アンモニア混焼、バイオマス専焼）	11年（法・条例アセス済・不要の場合：7年）
原子力	17年（法・条例アセス済の場合：12年）
蓄電池	4年
LNG（時限的に対象）	6年 <small>※21頁のとおり、早期に供給力を提供開始できる新設・リプレース案件のみを対象とするため、供給力提供開始期限を短く設定</small>

（出典）第67回制度検討作業部会（2022年6月22日）資料5

論点② LNG専焼の供給力提供開始期限

- 第2回入札では、プラントメーカーのリソースのひっ迫に対する懸念を踏まえ、応札案件を安定的に確保するため、供給力提供開始期限を2年延長し、8年と設定した。

論点③ 第2回入札のLNG専焼火力の募集量

第93回制度検討作業部会
(2024年5月27日) 資料3

- LNG専焼火力の募集量については、初回オークションの結果や、前回の募集量設定時からの状況変化として電力需要が増加見通しとなったこと等を踏まえ、5月27日の制度検討作業部会において、募集量を増加させる方向で検討を進めることとなった。
- 電力需要については、1月24日に電力広域的運営推進機関が公表した需要想定において、データセンターや半導体工場の新増設等による産業部門の電力需要増加により、全体として電力需要は増加傾向となる見通しが示された。
- 具体的には、足元2023年度から2030年度にかけて、年間の最大需要電力が461万kW増加すると見込んでおり、これに対応するための追加供給力を確保する必要があると考えられる。
- これに加え、太陽光の発電量が減少し予備率が低下する点灯帯における供給力は火力が中心であることを踏まえ、非化石電源の導入拡大を前提としつつ、更に安定供給に万全を期す観点から、400万kWを追加募集することとしてはどうか。
- なお、募集方法については、応札案件間の価格競争を促す観点から、2024年度・2025年度のオークションで200万kWずつ追加募集することとしてはどうか。また、23年度の残余分約24万kWについても、24年度オークションであわせて募集することとしてはどうか(合計募集量約224万kW)。
- また、供給力提供開始期限についても、延長する方向で検討を進めることとなった。
- LNG専焼火力への支援は、電力安定供給に万全を期すための緊急的な支援であることを踏まえ、短期での供給力提供を求めることが基本。他方、電力需要の見通しが増加に転じたことなどを踏まえると、安定的な供給力を中長期的に確保することの重要性も増している。
- また、発電事業者へのヒアリング等において、本オークションの結果等によるプラントメーカーのリソースのひっ迫に対する懸念の声が聞かれている。こうした情勢変化を踏まえ、引き続き応札案件を安定的に確保するため、供給力提供開始期限を2年延長し、8年と設定してはどうか。

8

論点② LNG専焼の供給力提供開始期限

- こうした中で、LNG専焼は、本日の論点①のとおり、将来の需要増に備え、中長期的に募集枠を設定していく場合、世界的なガスタービンニーズの高まりも助長して、メーカーのリソースが更にひっ迫するおそれがある。
- このため、中長期的に応札案件を安定的に確保するため、LNG専焼の供給力提供開始期限を、他の火力電源（水素・アンモニア・CCS・バイオマス）と同様の11年（アセス済の場合7年）に変更することとしてはどうか。

電源種	第4回入札の供給力提供開始期限
太陽光	5年（法・条例アセス済の場合：3年）後の日が属する年度の末日
風力、地熱	8年（法・条例アセス済の場合：4年）後の日が属する年度の末日
水力 （揚水式を含む）	12年（法・条例アセス済の場合：8年）後の日が属する年度の末日 多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを別途考慮
バイオマス専焼・水素混焼のLNG・水素専焼・アンモニア専焼 ・LNG専焼の新設・リプレース、 既設火力の改修（水素・アンモニア混焼、CCS、バイオマス専焼）	11年（法・条例アセス済・不要の場合：7年）後の日が属する年度の末日
原子力	17年（法・条例アセス済の場合：12年）後の日が属する年度の末日
蓄電池、LDES	4年後の日が属する年度の末日
LNG専焼火力	8年後の日が属する年度の末日

論点③ LDESの供給力提供開始期限

- 第3回入札から対象に追加した**LDES（長期エネルギー貯蔵システム）**は、系統から電気を受電してエネルギーとして貯蔵し、必要な時にタービンを回して発電を行う技術である。
- LDESの供給力提供開始期限は、蓄電池と同じ4年としていたが、実際の案件の検討を進めるにあたり、LDESは蓄電池と異なり、火力発電所と同等以上の敷地面積が必要となり、**火力発電所と同等の建設期間が必要**であることが判明してきたため、LDESの供給力提供開始期限を、現行の4年（蓄電池と同様）から、**7年に変更（環境アセスが無い火力と同様）**することとしてはどうか。

電源種	第4回入札の供給力提供開始期限
太陽光	5年（法・条例アセス済の場合：3年）後の日が属する年度の末日
風力、地熱	8年（法・条例アセス済の場合：4年）後の日が属する年度の末日
水力 （揚水式を含む）	12年（法・条例アセス済の場合：8年）後の日が属する年度の末日 多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを別途考慮
バイオマス専焼・水素混焼のLNG・水素専焼・アンモニア専焼 ・LNG専焼の新設・リプレース、 既設火力の改修（水素・アンモニア混焼、CCS、バイオマス専焼）	11年（法・条例アセス済・不要の場合：7年）後の日が属する年度の末日
原子力	17年（法・条例アセス済の場合：12年）後の日が属する年度の末日
蓄電池 LDES	4年後の日が属する年度の末日
LDES	7年後の日が属する年度の末日

(参考) 第3回入札から対象に追加したLDES

LAESの商用実証プラント
(廿日市エネルギー貯蔵発電所)

<長期エネルギー貯蔵システム> 第3回入札での対象への追加

- 系統から電気を受電してエネルギーとして貯蔵し、再度、系統に電気を逆潮する技術としては、既に「揚水発電」や「蓄電池」が本制度の対象となっている。
- これらと同様の機能を有する新技術として、長期エネルギー貯蔵を特徴とする電力貯蔵システム(LDES: Long Duration Energy Storage)が存在する。
- LDESは、**低コストで長時間容量のエネルギーを貯蔵可能・慣性力を提供可能**といった特徴を有し、再エネ普及拡大に伴い必要性が高まる技術であり、第3回入札以降の応札が想定される。
- このため、第3回入札では、「**長期エネルギー貯蔵システム**」として、「**揚水**」と同じ競争条件(募集上限、上限価格、最低応札容量、調整係数等*)で、**対象に追加**してはどうか。
※ 供給力提供開始期限は蓄電池と同じ4年。

第5回 定置用蓄電システム普及拡大検討会 2025年1月30日 資料3より抜粋

長期エネルギー貯蔵システムの分類と調査範囲

分類	概要	例
機械式	位置エネルギーや運動エネルギーにて貯蔵するシステムを示す。例えば、外部から調達した電気エネルギーにより重量物を持ち上げて位置エネルギーとして貯蔵し、必要な時に落下させることで電気エネルギーに変換するという機構となる。	<ul style="list-style-type: none"> 揚水 重力蓄電 CAES¹⁾、LAES²⁾ CO₂バッテリー
蓄熱式	熱エネルギーにて貯蔵するシステムを示す。例えば、固体媒体等の蓄熱材の熱容量を利用して熱エネルギーを貯蔵し、この熱を使用してタービンを駆動して電力を生成する機構となる。	<ul style="list-style-type: none"> 岩石蓄熱 PTES³⁾
化学式	化学結合の形成を通じて電気を貯蔵するシステムを示す。例えば、電気で作成した、高圧タンク等に貯蔵し、ガスを電気に変換する機構となる。	<ul style="list-style-type: none"> PtGTP⁴⁾
電気化学式	電気化学反応を利用してエネルギーを貯蔵・放出するシステムを示す。小容量のものから大容量のものまで幅広く実用化されている。	<ul style="list-style-type: none"> LiB レドックスフロー電池 ナトリウム-硫黄電池

分類	対象技術	メリット	デメリット
電気化学式	LiB	<ul style="list-style-type: none"> 技術が確立している 応答時間が早い 充電効率が早い(90%以上) 制度面での整理が進んでいる 	<ul style="list-style-type: none"> 容量劣化がある 耐用年数が短い 火災のリスクがある 希少資源を使用し資源制約が大きい場合がある
機械式	揚水 重力蓄電 CAES LAES CO ₂ バッテリー	<ul style="list-style-type: none"> 低コストで長時間kWh供給可能 慣性力提供が可能 耐用年数が長い 火災のリスクが低い 資源制約が小さい 	<ul style="list-style-type: none"> (他のLDESと比較して)充電効率が低い(50~85%程度) 熱利用による高効率化が可能(LAES) 立地制がある
蓄熱式	岩石蓄熱 PTES	<ul style="list-style-type: none"> 熱供給が可能 	<ul style="list-style-type: none"> 応答時間が遅い 充電効率が低い kWh単価が高い 技術成熟度が低い (他のLDESと比較して)充電効率が低い(50%程度)
化学式	PtGTP	<ul style="list-style-type: none"> 生成した水素を燃焼等他の用途に利用可能 	<ul style="list-style-type: none"> (他のLDESと比較して)充電効率が低い(30~40%程度)

注1 巨額投資型貯蔵システム
注2 海外での実証実験が予定されている
注3 レドックスフロー蓄電池を指す
注4 電気化学反応を利用し、ガスに電気を貯蔵するシステム
出典: LDES Council, "Net-zero power Long duration energy storage for a renewable grid", 掲載日: 2024年10月21日,
https://www.ldes-council.com/assets/pdf/LDES-brochure-F3-highRes.pdf, 筆者: M&P社

注: 本資料における「充電効率は出力電力/入力電力とする。
出典: 調査報告書のレビューに基づき、調査報告書提供

(出典) 第100回制度検討作業部会 (2025年2月26日) 資料4



(出典) 住友重機械工業HP

論点④ LNG専焼とLDESの資本コスト

- 本制度の応札価格に算入できる資本コストは、電源種毎の供給力提供開始期限の長さによって、電源種毎に4%～6%に設定している。
- これは、一般的には、建設リードタイムが長い電源種の方が、事業リスクは高くなるため。

第102回制度検討作業部会
(2025年4月23日) 資料4

<事業報酬率> 論点① 電源種別の事業報酬率の設定

- 発電事業者からは、投資先として、建設リードタイムが短くリスクも小さい電源種と、建設リードタイムが長くリスクも大きい電源種を比較した場合、後者への投資判断が困難、との意見がある。
- こうした意見を踏まえ、「電源種毎」のリスクを定量化し、電源種毎に事業報酬率を差別化して設定する方法も考えられるが、実際には電源種毎のリスクの定量化は非常に難しい。
- 一方で、「建設リードタイム」については、一般的には、長い期間を要する電源種の方が、事業リスクは高くなる。
- また、事業報酬率が同じであり、建設リードタイムが異なる投資先の候補がある場合、投下資本の早期回収の観点から、建設リードタイムが短い案件への投資が選択されやすいが、これでは、建設リードタイムの長い案件への投資が促進されず、エネルギーミックスの観点から望ましくない。
- したがって、多様な電源種への投資を確保するため、事業報酬率は5%をベースとして、建設リードタイム（供給力提供開始期限）が10年以上の長い案件はリスクプレミアムとして1%加算できるとし、5年未満の短い案件は1%減じることとし、下の表のとおりとしてはどうか。

※電源種毎に事業報酬を設定するのではなく、実際の案件毎の建設リードタイムによって事業報酬率を設定する方法も考えられるが、運転開始時期を無用に遅くするインセンティブが働くことから、不適切。

※電源種毎の上限価格も、下の表の事業報酬率（アセスが必要な電源種は高い方）で算定。

建設リードタイム (供給力提供開始期限)	～5年未満	5年以上10年未満	10年以上
事業報酬率 (税引前WACC)	太陽光・風力・地熱（アセス済）、 蓄電池、LDES 4%	太陽光、風力、地熱、 一般水力・揚水・水素・アンモニア・CCS・バイオマス（アセス済・不要）、LNG専焼 5%	一般水力・揚水、 水素・アンモニア・CCS・バイオマス、 原子力 6%

論点④ LNG専焼とLDESの資本コスト

- 論点②のとおり、LNGの供給力提供開始期限を11年（アセス済・不要は7年）に変更するため、**LNG専焼の資本コストは6%（アセス済・不要は5%）に変更**することとしてはどうか。
- また、論点③のとおり、LDESの供給力提供開始期限を7年に変更するため、**LDESの資本コストは5%に変更**することとしてはどうか。

建設リードタイム (供給力提供開始期限)	～5年未満	5年以上10年未満	10年以上
資本コスト (税引前WACC)	太陽光・風力・地熱（アセス済） 、蓄電池、 LDES 4%	太陽光、風力、地熱、 一般水力・揚水・水素・アンモニア・CCS・ バイオマス・ LNG専焼 （アセス済・不要）、 LNG専焼 LDES 5%	一般水力・揚水、 水素・アンモニア・CCS・バイオマス ・ LNG専焼 、原子力 6%

論点⑤ 全電源の資本コスト

- 本制度の応札価格に算入できる「資本コスト」の上限は、5%をベースとし、電源種の建設リードタイムに応じて4%~6%としている。
- この「5%のベース」は、容量市場メインオークションのNetCONEを算定する際の割引率（税引前WACC）の5%を用いており、これを最初に算定した際の他人資本コストは0.98%であった。

(3)事業報酬（資本コスト）

第65回制度検討作業部会（2022年5月25日）資料5

< ①入札価格に織り込める水準 >

- 現行容量市場のNet CONEを算出する際の割引率（税引前WACC）の5%と同様に、全電源種一律に税引前WACC5%を上限として、入札価格に織り込むことができることとしてはどうか。

第102回制度検討作業部会（2025年4月23日）資料4

<事業報酬率> 論点① 電源種別の事業報酬率の設定

- 発電事業者からは、投資先として、建設リードタイムが短くリスクも小さい電源種と、建設リードタイムが長くリスクも大きい電源種を比較した場合、後者への投資判断が困難、との意見がある。
- こうした意見を踏まえ、「電源種毎」のリスクを定量化し、電源種毎に事業報酬率を差別化して設定する方法も考えられるが、実際には電源種毎のリスクの定量化は非常に難しい。
- 一方で、「建設リードタイム」については、一般的には、長い期間を要する電源種の方が、事業リスクは高くなる。
- また、事業報酬率が同じであり、建設リードタイムが異なる投資先の候補がある場合、投下資本の早期回収の観点から、建設リードタイムが短い案件への投資が選択されやすいが、これでは、建設リードタイムの長い案件への投資が促進されず、エネルギーミックスの観点から望ましくない。
- したがって、多様な電源種への投資を確保するため、事業報酬率は5%をベースとして、建設リードタイム（供給力提供開始期限）が10年以上の長い案件はリスクプレミアムとして1%加算できることとし、5年未満の短い案件は1%減じることとし、下の表のとおりとしてはどうか。

※電源種毎に事業報酬を設定するのではなく、実際の案件毎の建設リードタイムによって事業報酬率を設定する方法も考えられるが、運転開始時期を無用に遅くするインセンティブが働くことから、不適切。

※電源種毎の上限価格も、下の表の事業報酬率（アセスが必要な電源種は高い方）で算定。

建設リードタイム (供給力提供開始期限)	~5年未満	5年以上10年未満	10年以上
事業報酬率 (税引前WACC)	太陽光・風力・地熱（アセス済）、蓄電池、LDES 4%	太陽光、風力、地熱、一般水力・揚水・水素・アンモニア・CCS・バイオマス（アセス済・不要）、LNG専焼 5%	一般水力・揚水、水素・アンモニア・CCS・バイオマス、原子力 6%

2020年度メインオークション需要曲線作成要領
(対象実需給年度：2024年度)

(2) 経済指標等

指標価格の算定に用いる経済指標等は以下のとおり。

項目	数値	算出式等
期待インフレ率 ^{※1}	0.26%	将来の物価上昇率の予測値における過去10年の平均値。 期待インフレ率 = 0.4 × 前年度のコアCPI変化率 + 0.6 × 前年度の期待インフレ率
インフレーション率	2.84%	発電コスト検証WGのコスト算定年（基準年）からNet CONE算定年までの物価上昇率の実績値。 インフレーション率 = $\frac{2019年(暦年)の総固定資本形成}{2014年(暦年)の総固定資本形成} - 1$ 基準年（2014年）：102.2%、2019年：105.1%
割引率（税引前WACC）	5%	割引率（税引前WACC） = $\frac{自己資本比率 \times 自己資本コスト}{1 - 実効税率} + 他人資本比率 \times 他人資本コスト$
自己資本比率	42.3%	2019年の資本金1億円以上の企業の自己資本比率の平均値。
自己資本コスト	6.7%	国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値。
他人資本比率	57.7%	1 - 自己資本比率
他人資本コスト	0.98%	日本銀行の貸出約定平均金利（新規・長期）における過去10年の平均値。
実行税率	27.2%	実効税率 = 法人税 × (1 + 地方法人税 + 法人住民税) 法人税 23.2%、地方法人税 10.3%、法人住民税 7%

※1 計算式は、「日本経済のリスクプレミアム（著者：山口勝業、東洋経済社）」を参考に設定。

論点⑤ 全電源の資本コスト

- 足下では金利が上昇局面に入っており、2025年の金利（日銀の貸出約定平均金利）は**1.41%まで上昇**しており、税引前WACCを5%と算定した際の他人資本コスト0.98%※1に比して約0.4%上昇している。
- こうした中で、**応札価格に算入できる資本コストのベースを5%のまま維持した場合**には、応札事業者にとっては**実質的な収益性が低下し、応札が困難となるおそれがある**。
- 落札事業者が適正水準の資本コストを確保できるようにするため、**第4回入札における資本コストのベース**は、5%に足下の金利上昇幅の0.4%を加算して**5.4%※2**とし、**電源種毎に4.4%~6.4%**としてはどうか。また、**第5回入札以降も、毎年の金利変動を反映して、資本コストを設定**してはどうか。

※1 0.98%は、2020年当時の過去10年間の金利の平均値。今般の資本コストの見直しにおいて、足下の金利を過去10年間の平均金利とすると、足下の金利上昇を反映できないため、2025年の1年間の金利1.41%との差分で算出している。

※2 小数点第2位を四捨五入。



第4回入札の資本コスト

建設リードタイム (供給力提供開始期限)	~5年未満	5年以上10年未満	10年以上
資本コスト (税引前WACC)	太陽光・風力・地熱 (アセス済) 、蓄電池 4% 4.4%	太陽光、風力、地熱、 一般水力・揚水・水素・アン モニア・CCS・バイオマス・LNG 専焼 (アセス済・不要)、 LDES 5% 5.4%	一般水力・揚水、 水素・アンモニア・CCS・バイオ マス・LNG専焼、原子力 6% 6.4%

(参考) 落札価格の自動補正

- 前頁の見直しに伴い、落札価格の自動補正における「金利補正」の式は、第4回入札では右下のとおりとなる。

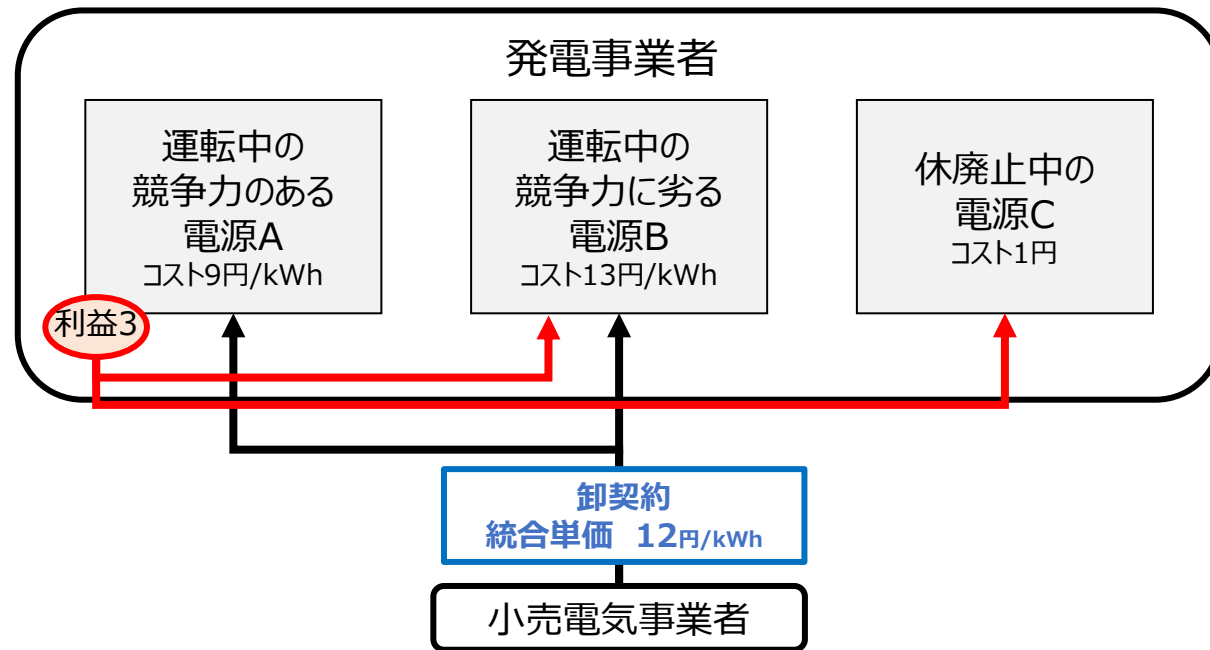
〈落札価格の自動補正（個別補正）の式〉

$$\begin{aligned}
 X \text{ 年度の容量確保契約金額} = & \text{(建設費 + 廃棄費用 + 系統接続費)} \times \frac{\text{供給力提供開始年度の前年度}^{\ast 1} \text{の建設工事デフレーター}}{\text{入札年度の前年度の建設工事デフレーター}} \\
 + & \text{運転維持費} \times \frac{X-1 \text{ 年の企業物価指数}}{\text{入札年度の前年の企業物価指数}} \quad \ast 1 \text{ 補正は 1 回のみ} \\
 + & \text{事業報酬} \times \frac{\text{供給力提供開始年度の前年度}^{\ast 1} \text{の建設工事デフレーター}}{\text{入札年度の前年度の建設工事デフレーター}} \\
 & \times \frac{5\% + (X-1 \text{ 年の金利} - \text{入札年度の前年の金利})^{\ast 2}}{\text{ベースのWACC (5\%)}} \quad \text{〈第4回入札の金利補正の式〉} \\
 + & \text{可変費 (水素・アンモニアの燃料費、CCSの輸送・貯留費用) の補正} \\
 & \quad \quad \quad \frac{5.4\% + (X-1 \text{ 年の金利} - \text{入札年度の前年の金利})}{\text{ベースのWACC (5.4\%)}}
 \end{aligned}$$

※2 小数点第三位を四捨五入。株式の期待収益率は「リスクフリーレート+β×リスクプレミアム」となり、ベースにリスクフリーレート（10年国債利回り）が内包されているため、金利変動分は他人資本比率分のみならず、自己資本比率分も含めた事業報酬全体を補正する。

論点⑥ 落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律

- 自由化されている発電事業において、発電した電気の売り方は、各発電事業者に自由がある。
- 発電事業者は、「運転中で競争力のある電源」、「運転中で競争力に劣る電源」、「休廃止中の電源」、といった様々な状態の電源を保有する場合には、通常、「運転中で競争力のある電源」の利益で、「運転中で競争力に劣る電源」や「休廃止中の電源」の費用の一部又は全部を回収している。
- その結果、「運転中で競争力に劣る電源」や「休廃止中の電源」の費用は、当該電源の所在エリアに限られず、「運転中で競争力のある電源」の電力を購入する幅広い小売事業者が負担している。



電源Aの利益の一部を、電源Bや電源Cのコストに充当

論点⑥ 落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律

- 発電事業者が本制度を使い電源を新設した後、当該電源が発電した電気や非化石価値を、市場や相対契約で販売することが想定されるが、**相対契約で販売する場合**に、意図的に特定の小売事業者に低い価格で販売し、他市場収益を発生させないようにすることで、還付を逃れることは適切ではない。
- こうした還付逃れを防止するため、**相対契約に対する規律**として、**「無差別規律」と「市場価格規律」のいずれかを満たすことをガイドラインで求めている。**

長期脱炭素電源オークションガイドライン（改定 2025年8月27日 資源エネルギー庁）

（6）実際の他市場収益の監視方法

実際の他市場収入（kWh 収入および非化石価値収入）を相対契約によって得ようとする場合は、意図的に他市場収益を発生させないようにして還付を回避することを防止するため、その相対契約自体が、**次の①と②のいずれかの規律を満たしているか**、契約締結時（相対契約に基づく供給開始前）に監視等委の監視を受ける必要がある。こうした規律が満たされていない場合は、実際の他市場収益の計算は、「スポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額⁵⁶」を元に行う。

① 無差別規律

中長期的な観点を含め、相対契約において発電から得られる利潤を最大化することが本制度に基づく他市場収益の適切な還付につながることを踏まえ、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し内外無差別に電力販売を行い決定された価格となっていること。また、社内・グループ内に小売部門が存在しない場合及び社内・グループ内の小売部門に販売しない場合には、社外・グループ外同士の取引条件を合理的に判断し無差別に電力販売を行い決定された価格となっていること。

② 市場価格規律

相対契約の価格も市場価格に影響を受け、最終的には市場価格に収斂することを踏まえると、市場価格の水準に比して不当に低くない水準以上であれば、第三者へ販売するのと同等の価格で販売していることが推定されるといえることから、当該水準以上であることを基本として設定した価格⁵⁷となっていること。なお、市場価格の水準に比して不当に低くない水準とは、以下のいずれかの価格とする。

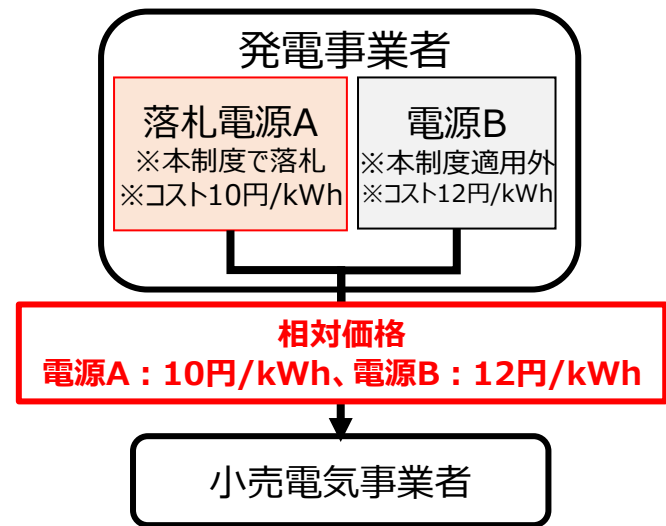
- ・相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格⁵⁸の平均価格⁵⁹
- ・相対契約の契約期間に含まれる各年度の市場価格の平均価格⁶⁰

⁵⁹ 例えば、ある時点で5年間の供給期間の相対契約を締結した場合には、その時点における過去5年間のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額（揚水、蓄電池、長期エネルギー貯蔵システム及びLNG火力の案件は、当該期間のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ）。

論点⑥ 落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律

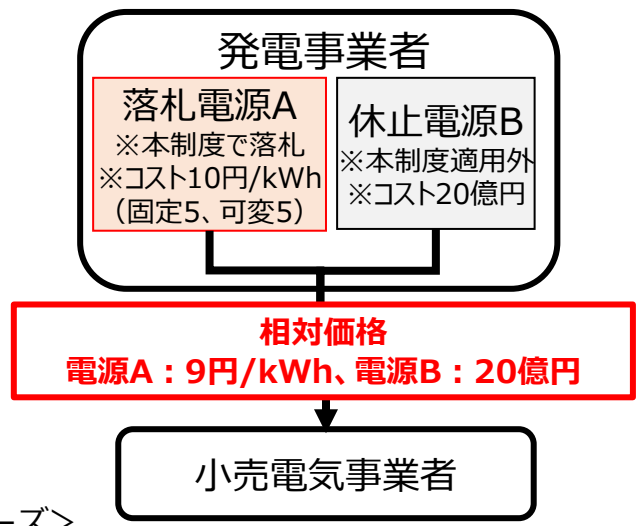
- こうした前提がある中で、本制度による落札電源が運転を開始し、「無差別規律」により相対契約で電気や非化石価値を販売していく場合に、ケース1のように**落札電源と非落札電源をセット（価格は別々の価格※1）で卸売りを**したり、ケース2のように**落札電源と休廃止電源の費用※2をセットで卸売りを**することも想定される。 ※1 実際の支払額は、電源毎の稼働実績（kWh）を踏まえて精算を行う。 ※2 定義は後述のとおり。
- このように、落札電源を、非落札電源や休廃止電源とセットで別々の価格で卸売りをする場合、**落札電源の利益を、非落札電源や休廃止電源の費用に充てることは、（当該費用の回収が可能になることで）さらなる新規投資に振り向ける原資を確保しやすくなるという発電事業の実態に沿っており、制度の趣旨にも整合的と考えられる一方で、他の電源に不当に利益を付け替えて、意図的に還付逃れを行うことは防止する必要**がある。

ケース1（価格は別々に設定）



<具体的なニーズ>
非落札電源Bが落札電源Aに比べてコスト高である場合に、落札電源Aと非落札電源Bの平均単価を前々頁のように統合単価として設定すると、落札電源Aが行う他市場収益の還付との関係で、**コスト回収漏れを生じる場合があるため。**

ケース2（休廃止電源の費用とセット）



<具体的なニーズ>
休廃止電源の費用は、通常は卸契約の対象費用に含めるのではなく、前々頁のように他電源の利益で回収しようとするが、他電源が「本制度の落札電源」の場合は、落札電源が行う他市場収益の還付との関係で、休廃止電源の費用を賄うことが困難となるため。

論点⑥ 落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律

- **本制度に基づく固定費支援は2027年度から実際に開始**され、他市場収益の還付も始まる※ことから、前頁のようなセットでの販売において、**不当な還付逃れを防止する具体的なルールを定める必要がある**。

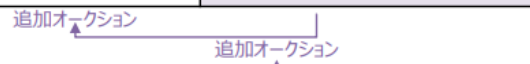
※実際の還付は、対象実需給年度の翌年度に実施

論点13 制度適用期間（本制度の導入直後に落札した電源の特例）

第70回制度検討作業部会
(2022年10月3日) 資料5

- 本制度は、足元の供給力低下の状況も踏まえ、2023年度に初回オークションを開始できるよう、制度の具体化を加速化させているところ。
- **2023年度に初回オークションを実施した場合**、蓄電池などの場合は、状況によっては**比較的早期に供給力の提供を開始する可能性**がある。
- 落札電源が供給力の提供を開始した場合は、前述のとおり翌年度から制度適用期間が開始し、運営主体である広域機関が、本制度の運用（小売電気事業者からの容量拠出金の徴収・発電事業者への容量確保契約金額の支払い・他市場収益の還付など）を行うこととなるが、こうした制度運用を滞りなく行うためには、**運用システムが必要**。
- 現行容量市場の運用システムは、4年程度（2020～2023年）の構築期間を要しているが、本制度の運用システムも、**最低限、2～3年程度の構築期間が必要**と考えられるため、2026年度内までは、本制度の運用を行うことは困難。
- **したがって、本制度の導入直後（2023年度～2025年度オークション）に落札した電源の制度適用期間は、早くとも2027年度以降とし、それよりも早期に供給力の提供を開始する案件は、現行容量市場（追加オークション）に参加することができる**こととしてはどうか。

2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	...
本制度の初回オークション ●		供給力提供開始 ●	現行容量市場に参加可能	本制度の制度適用期間 (20年を基本)	



本制度の運用システムの構築期間（2～3年程度）

論点⑥ 落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律

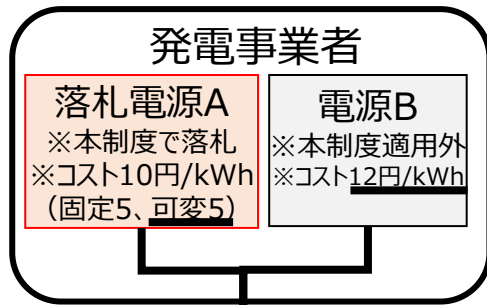
- 発電事業者が「無差別規律」の下で販売する際に、不当に利益の付け替えが行われると、意図的な還付逃れとして不適切であるため、ガイドラインに基づき電取委が相対契約締結前の監視を行う際に、各電源の相対価格の設定根拠を元に、以下（⇒部分）の確認を行うこととしてはどうか。
 - ケース3のように、落札電源Aの想定利益（相対価格）を不当に下げて、電源Bの想定利益（相対価格）を不当に上げる ⇒ 落札電源全体の想定利益よりも、非落札電源全体の想定利益の方が大きくない
 - ケース4のように、落札電源Aの想定利益（相対価格）を下げて、休廃止電源がコストより大きい収入を得ている ⇒ 休廃止電源がコストより大きい収入を得ていない

※想定利益の定義は、右下参照。

ケース3（価格は別々に設定）

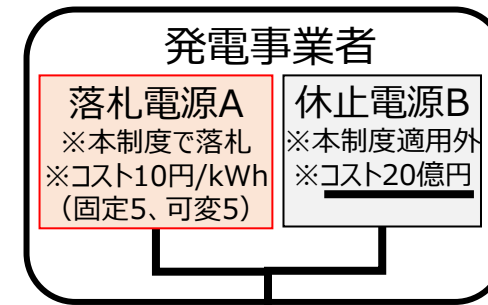
ケース4（休廃止電源の費用とセット）

<問題あり>
落札電源Aの還付を減らして、電源Bの利益を増やしている（想定利益A < B）



<問題なし>
想定利益 A ≥ B

<問題あり>
電源Aの還付を減らして、電源Bがコストより大きい収入を得ている



<問題なし>
休止電源のコストより大きくなっていない

相対価格

問題あり	落札電源A : 5円/kWh、電源B : 17円/kWh
問題なし	落札電源A : 9円/kWh、電源B : 13円/kWh

相対価格

問題あり	落札電源A : 8円/kWh、電源B : 30億円
問題なし	落札電源A : 9円/kWh、電源B : 20億円

(注) ケース3の問題ありケースでは、落札電源Aは、固定費は本制度の支援があるため、相対価格を可変費水準まで下げている。これにより、落札電源Aの他市場収益・還付額は0となるが、これ自体は、安い電源に全小売事業者がアクセス可能となり、公平性が確保されるため、意図的な還付逃れとは認められない。しかし、落札電源Aの利益を不当に下げ、電源Bの利益を不当に大きくする場合は、不当な利益の付け替えによる還付逃れとなる。

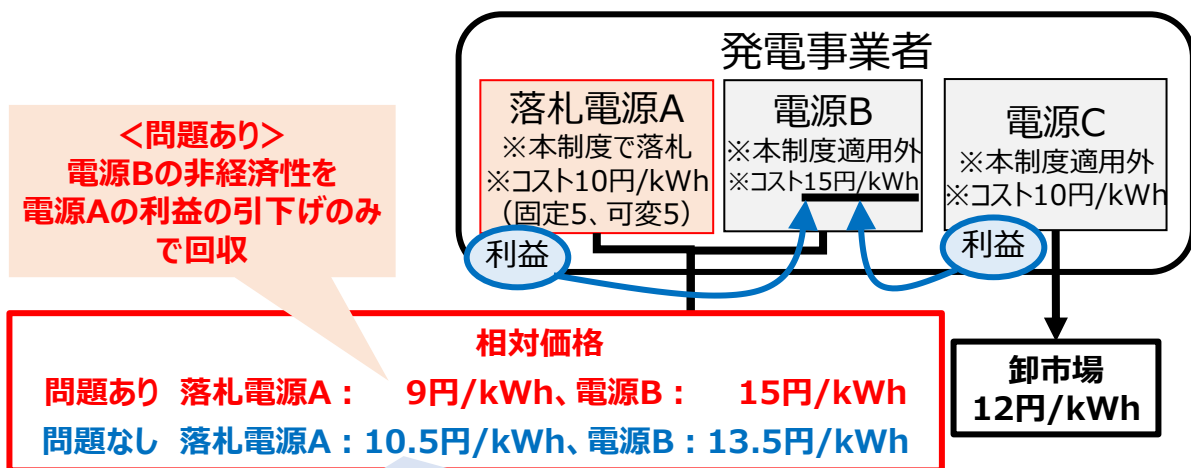
落札電源全体の想定利益 (円/kWh^{※1}) : 当該卸契約による想定収入 - 可変費^{※2}
 ※1 本制度に応札可能な送電端kWで発電する想定kW
 ※2 固定費は本制度の容量収入で回収するため、考慮せず。可変費は本制度からの容量収入で回収する部分は除く。
 非落札電源全体の想定利益 (円/kWh^{※3}) : 当該卸契約による想定収入 - (固定費^{※4} + 可変費)
 ※3 送電端kWで発電する想定kW
 ※4 固定費は、減価償却費、運転維持費及び金利から、容量市場 (Mx: 追加) の想定収入を控除した金額。

論点⑥ 落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律

- 落札事業者が他の稼働中電源Cを保有する場合、本制度がなければ、休廃止電源の費用や非経済電源※の非経済性は、他の稼働中電源Cも含めた発電事業全体で回収を図るものと考えられる。
- 一方で、本制度を利用した以下のような費用回収のやり方は、意図的な還付逃れであり不適切と考えられる。
 - ケース6で、落札電源の想定利益（卸価格）の引下げのみにより、休廃止電源の費用を回収すること
 - ケース5で、セットで販売する非落札電源の中に非経済電源Bが存在する場合、落札電源の想定利益（卸価格）の引下げのみにより、非経済電源の費用を回収すること
- このため、発電事業全体で適切に費用を回収する観点から、他の稼働中電源の利益も含めて休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性の回収を図ることを条件としてはどうか。

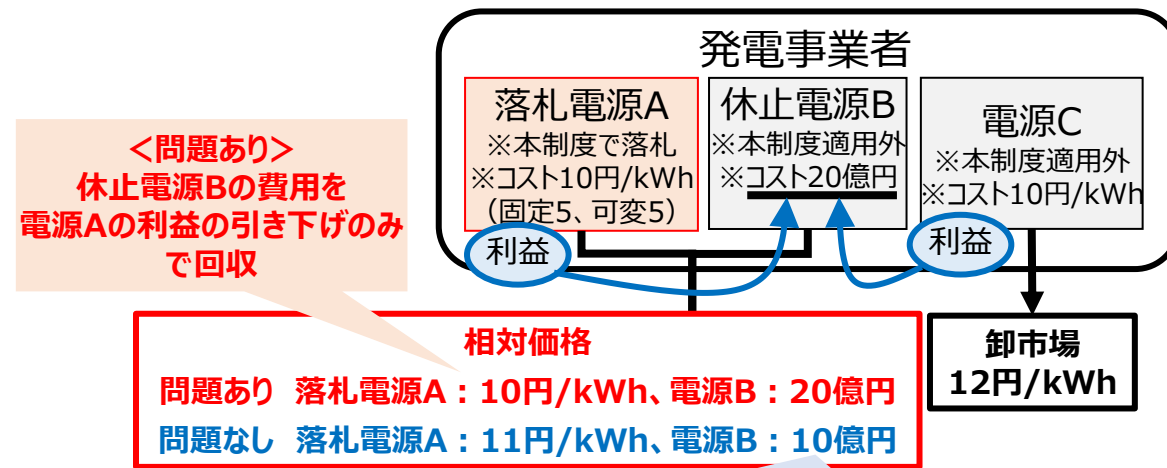
※ 次頁の定義のように、電源単体で販売した場合の想定利益がマイナスとなるコスト高の電源。

ケース5（価格は別々に設定）



<問題なし> 電源Bの非経済性は、電源AとCの利益で回収

ケース6（休廃止電源の費用とセット）



<問題なし> 休止電源Bの費用は、電源AとCの利益で回収

論点⑥ 落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律

- 具体的には、その卸契約で回収しようとする休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性が、「電源全体の利益」に占める「当該卸契約における電源の利益」の割合に収まるよう、以下のような限度額を超えないことを条件としてはどうか。

$$\text{限度額} = (\text{休廃止電源の費用} \cdot \text{非経済電源の非経済性}) \times \frac{\text{落札電源を含む卸契約の対象の稼働中電源の合計年間想定利益}}{\text{落札事業者が保有する稼働中電源全体の合計年間想定利益}}$$

(定義)

- 「休廃止電源の費用」とは、落札事業者が保有し、又は他社と共同開発（落札事業者が運転開始から運転終了まで一定量の受電を行うとともに、必要な費用を支払う前提で電源を建設すること。）を行った電源のうち、電気事業法の休廃止届出を行った電源や供給計画において長期停止とされている電源や既設原発の再稼働前の電源の、年間の減価償却費・維持費・除却費・金利を指す（共同開発電源の場合は落札事業者の受電比率に応じた費用に限る）。ただし、①事故の処理費用のように、例外的な事象によって発生した費用や、②過去に本制度の落札電源であり、廃止費用として算入していた金額のように、既に本制度とは別の発電事業者を対象とした費用回収制度（小売経過措置規制料金は、小売事業としての費用回収制度であるため、含まない）により回収している費用は除く。
- 「非経済電源の非経済性」とは、電源単体で販売した場合の想定利益がマイナスとなるコスト高の電源の、年間の当該想定利益。
- 「稼働中電源」には、休廃止電源（電気事業法の休廃止届出を行った電源、供給計画において長期停止とされている電源、既設原発の再稼働前電源）やTSO保有電源は含まない。
- 「落札事業者」には、株式・持分50%超を保有する発電事業の届出を行っている子会社を含む。当該子会社の孫会社以下も同様。
- 「想定利益」とは、各電源単体で販売した場合の想定利益（算式は以下）。過去の卸市場価格や相対契約の価格等を元に、事業者が合理的に算出。子会社・孫会社の電源の想定利益は、株式持分比率に限定。

落札電源の想定利益（円） : **想定他市場収入（kWh、ΔkW、非化石）－可変費**

※固定費は本制度からの容量収入で回収するため、ここでは考慮しない。

※可変費は、本制度からの容量収入で回収する部分は除く。

非落札電源の想定利益（円） : **想定他市場収入（kWh、ΔkW、非化石）－（固定費＋可変費）**

※固定費は、減価償却費、運転維持費及び金利から、容量市場（メイン・追加）の想定収入を控除した金額。

※非経済電源の想定利益は、限度額の算定式の分母・分子には含めない。

論点⑥ 落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律

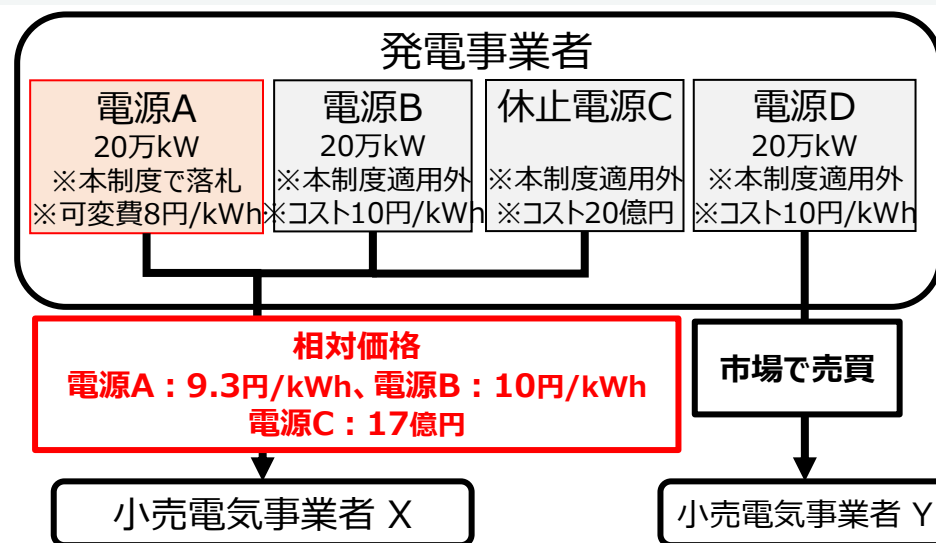
- 電取委は、前頁までの内容に従い、相対契約の締結前に求められる規律の確認を行った上で、制度適用期間における他市場収益の還付額の確認の際には、契約締結前に確認を行った内容（①落札事業者が保有する稼働中電源全体の想定利益の諸元としての合計kWh、②休廃止電源の合計費用、③非経済電源の合計非経済性）について、適切に事後監視を行うこととしてはどうか。
- その上で、①～③が、契約締結前の確認の際の説明と大きく乖離するような場合には、将来※の相対契約の内容を見直すことを求めることとしてはどうか。

※過去の実績まで否定することは、契約の安定性を阻害するため、将来分に限る。

- また、休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性が発生しなくなった場合には、自発的に契約の変更が行われるものと考えられる。他方で、仮に契約を変更せずに、落札事業者が、発生しなくなった休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性の回収を落札電源を利用して継続している場合には、発生しなくなった年度以降の当該回収分について、他市場収益の計算に加算し、還付を求めることとしてはどうか。

(参考) 不当な利益の付け替えに該当しない事例イメージ①

- 電源A～Cを含む相対契約で回収する休止電源Cの費用17億円は、限度額（休止電源Cのコスト20億円 × 30億円 / 35億円 = 17.1億円）を超えていない。（⇒P26の要件はクリア）
- 落札電源Aの想定利益（13億円）よりも非落札電源Bの想定利益（0億円）の方が大きくなっていない。（⇒P24の要件はクリア）

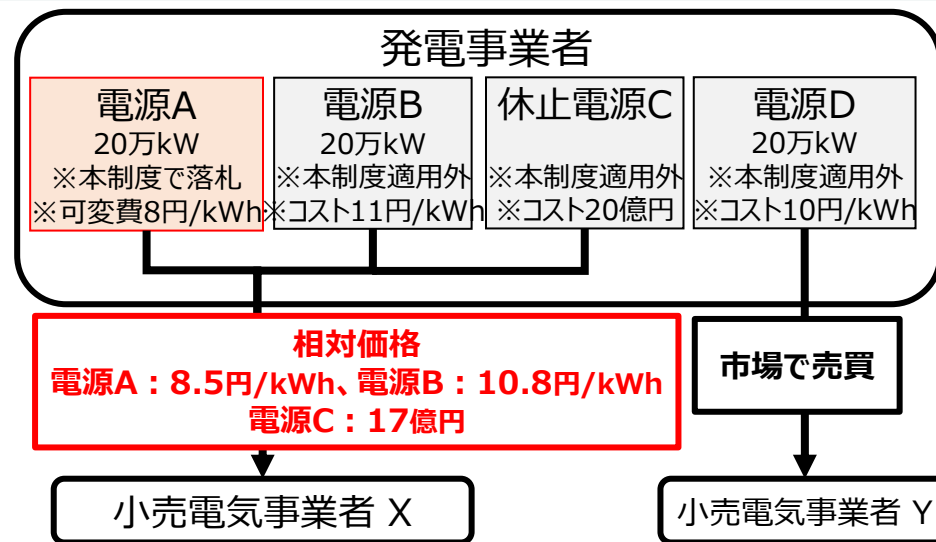


電源A・B・Dの想定kWhは、それぞれ10億kWh

	電源A	電源B	電源D
電源単体で販売した場合の想定利益 (例：市場価格10.5円/kWhと想定) (P26関連)	25億円 (= (10.5-8) × 10億kWh)	5億円 (= (10.5-10) × 10億kWh)	5億円 (= (10.5-10) × 10億kWh)
電源A～Cを含む卸契約による想定利益 (P24関連)	13億円 (= (9.3-8) × 10億kWh) ※還付後1.3億円	0億円 (= (10-10) × 10億kWh)	—

(参考) 不当な利益の付け替えに該当しない事例イメージ②

- 電源A～Cを含む相対契約で回収する非経済電源Bの非経済性3億円・休止電源Cの費用17億円（合計20億円）は、限度額（非経済電源B・休止電源Cのコスト25億円×25億円/30億円 = 20.8億円）を超えていない。（⇒P26の要件はクリア）
- 落札電源Aの想定利益（5億円）よりも非落札電源Bの想定利益（▲2億円）の方が大きくなっていない。（⇒P24の要件はクリア）



電源A・B・Dの想定kWhは、それぞれ10億kWh

	電源A	電源B	電源D
電源単体で販売した場合の想定利益 (例：市場価格10.5円/kWhと想定) (P26関連)	25億円 (= (10.5-8)×10億kWh)	▲5億円 (= (10.5-11)×10億kWh) ⇒休廃止電源の費用と同様に扱う	5億円 (= (10.5-10)×10億kWh)
電源A～Cを含む卸契約による想定利益 (P24関連)	5億円 (= (8.5-8)×10億kWh) ※還付後0.5億円	▲2億円 (= (10.8-11)×10億kWh)	-

電源Bは、電源Aとのセット販売により、非経済性▲5億円のうち、3億円を回収