

# 電力市場をゆがめる官製市場

2024年12月16日

松久保 肇(原子力資料情報室)

# 前提

•



# 前提

- 日本の電源の8割は旧一電が保有または長期契約

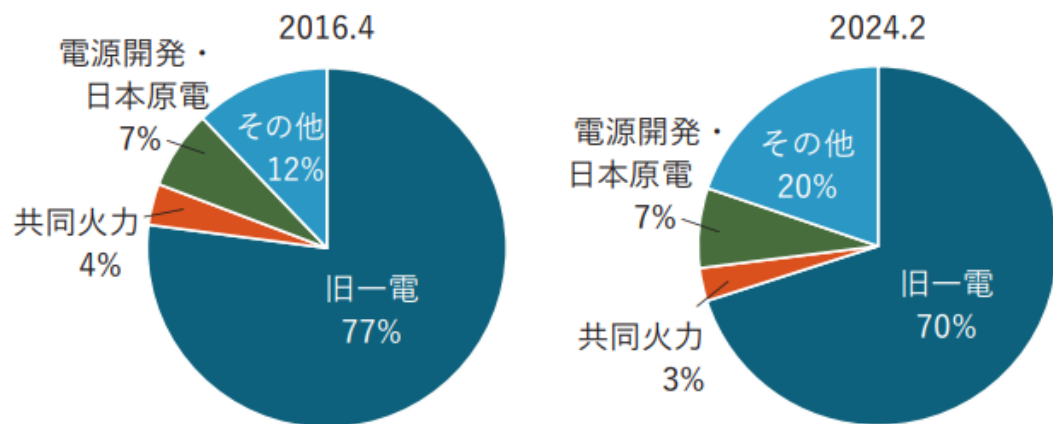
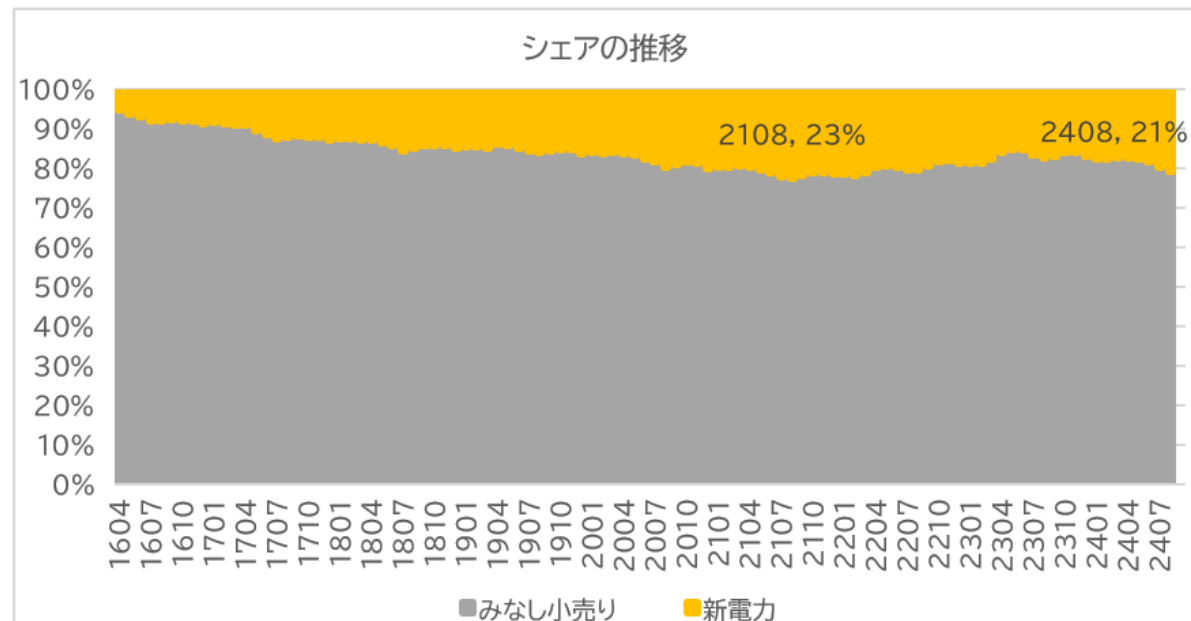
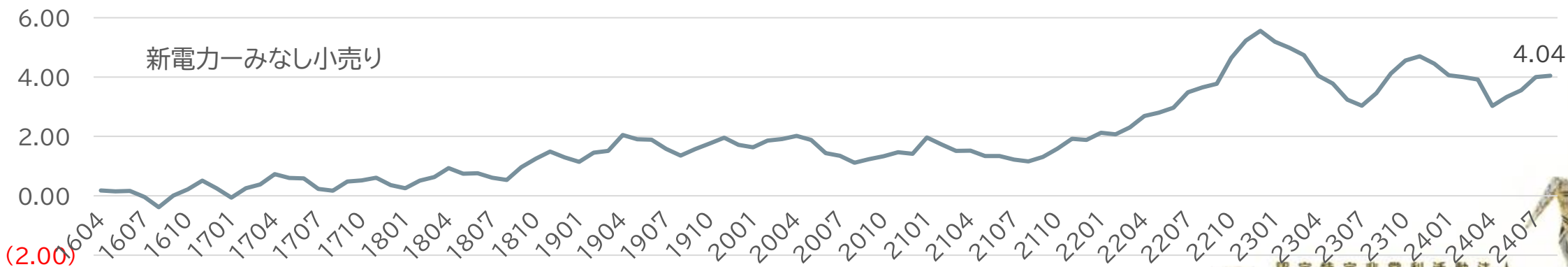
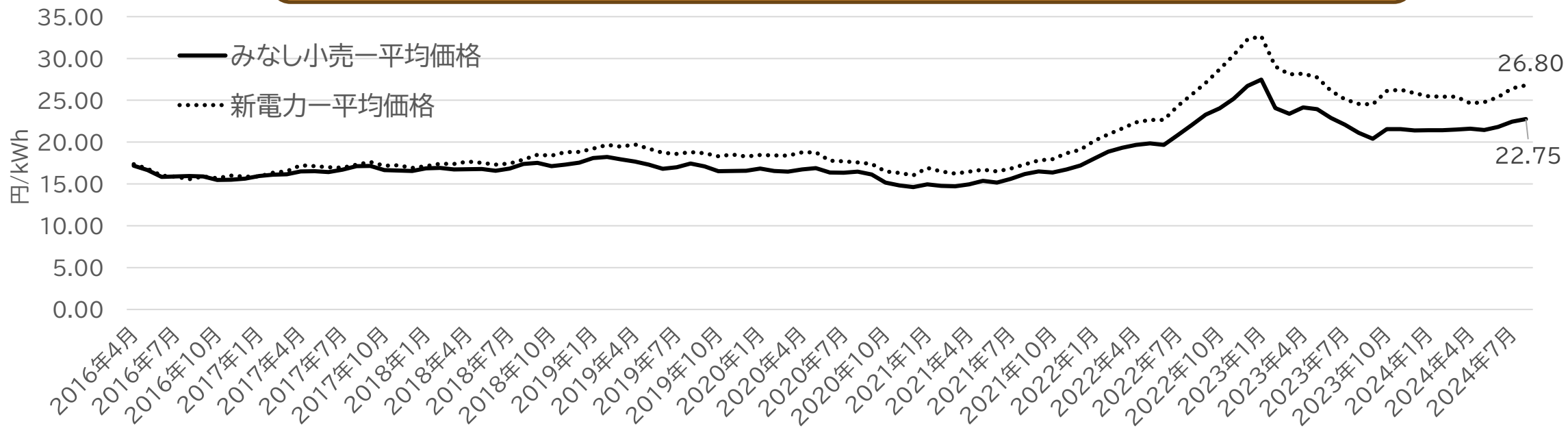


図2 電源所有量・電源所有割合  
(電力調査統計をもとに作成)

- 旧一電の販売電力量シェアは約8割



自由化当初、拮抗していた新電力と旧一電の販売価格は、2018年頃から徐々に差が広がった。現在の価格差は4円/kWh



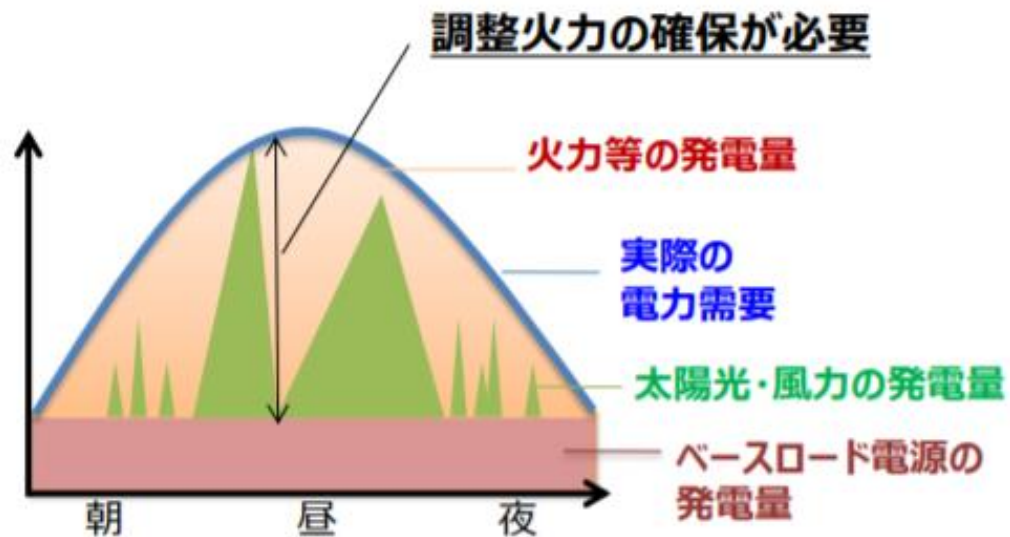
# 官製市場



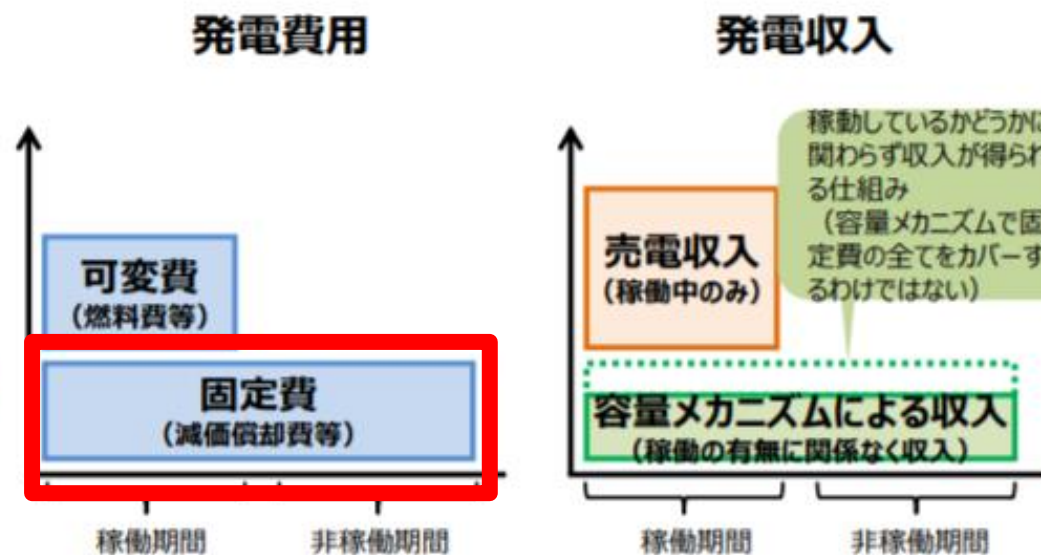
# 容量市場の創設

- 電力システム改革による卸電力取引の拡大にともない、電源の投資回収の予見性が低下。
- さらに、エネルギーミックスの達成に向け、太陽光・風力発電といった自然変動電源の導入のためにも、調整電源の必要性が高まっている。他方、調整力となる火力発電は再エネ拡大による稼働率低下が想定される。
- こうした中においても、事前に確保した容量（kW価値）に対して、稼働していない期間（kWh=0の期間）でも一定の支払いを行う仕組みである容量市場を導入することで、電源投資に関して、一定の投資回収の予見性を確保し、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力を確保することで、電気料金の安定化を図る。

## 電力需要と発電量のイメージ



## 容量メカニズムによる投資費用回収イメージ



## 【電力の価値を取引する市場および容量市場の構成】

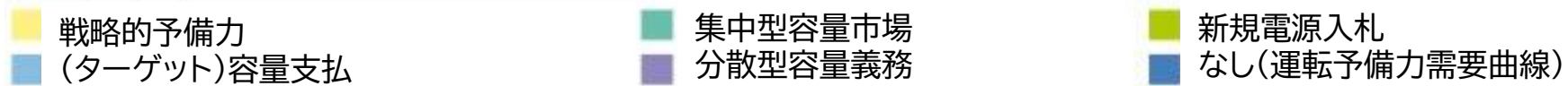
市場	役割	主な取引主体	容量市場を構成するオークション		概要
<div style="border: 1px solid red; padding: 2px;">2020年7月開設</div> 容量市場	国全体で必要となる「将来の供給力 (kW価値)」の取引	広域機関	容量オークション ※1	メインオークション	将来の一定期間における需要に対して必要な供給力を調達するため、実際に供給力を提供する年度の4年前に実施する
卸電力市場	需要家に供給するための電力量 (kWh価値) の取引	小売電気事業者		追加オークション	メインオークション実施後、必要と判断された場合に供給力を提供する年度の1年前に実施する
需給調整市場	ゲートクローズ後の需給ギャップ補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力 (ΔkW価値+kWh価値) の取引	一般送配電事業者		<div style="border: 1px solid red; padding: 2px;">2023年度創設</div> 長期脱炭素電源オークション	新規電源投資(リプレース、改修も含む)を促進し、長期にわたって脱炭素電源による供給力を調達するために実施する
				特別オークション	安定供給の維持が困難となることが明らかになった場合等に実施する

※1 将来の一定期間における需要に対して必要な供給力をオークションで募集する仕組み

[https://www.occto.or.jp/market-board/market/files/202309\\_youryou\\_syousaisetsumei\\_long.pdf](https://www.occto.or.jp/market-board/market/files/202309_youryou_syousaisetsumei_long.pdf)



# 多様な容量メカニズム

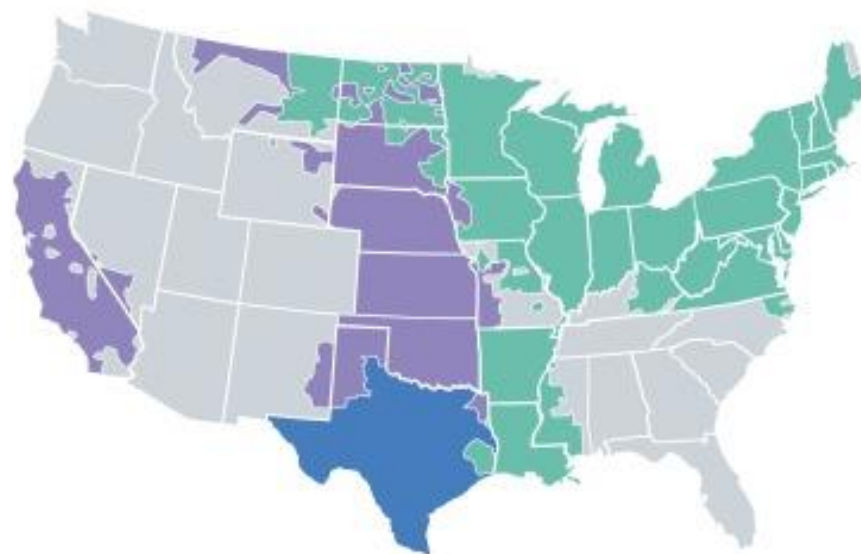


a)



b)

- もともと容量メカニズムはアデカシー(十分な供給力)確保のためのもの。電源維持費補填のためのものではない。
- 容量メカニズムには様々な種類があり、容量市場はその一つに過ぎない。





項目	メインオークション	長期脱炭素電源オークション
制度概要	一定の投資回収の予見性を確保し、将来の一定期間（単年度）における需要に対して必要な供給力を調達する	新規電源投資（リプレース、改修も含む）を促進し、長期にわたって脱炭素電源による供給力を調達する
参加登録資格	電気供給事業者であり、自らまたは他者が所有する電源等を用いて本オークションに応札する意思がある者であること	国内法人であり、自らが維持・運用する電源等を用いて本オークションに応札する意思がある者であること
対象電源	実需給年度（メインオークションの場合、応札の4年後）に供給力を提供できる電源など	脱炭素電源の新設・リプレースおよび改修（既設火力の脱炭素化への改修）における新規投資。 ただし、2023～2025年度はLNG専焼火力を含む
対象容量	1,000kW以上（期待容量ベース）	電源種別等に応じ <b>1～10万kW以上</b> （送電端設備容量ベース）
オークション方式	シングルプライス方式 ※地域間連系線に制約があり、各エリアの供給信頼度を経済的に確保するため、市場を分断して処理をすることがある	<b>マルチプライス方式</b>
供給力の提供期間	単年度	<b>原則20年</b> （20年より長期の提供期間を希望することも可能）
リクワイアメント <small>下線：本オークションのみに係るもの</small>	容量停止計画の調整、余力活用に関する契約の締結、供給力の維持、発電余力の市場応札、供給指示への対応	容量停止計画の調整、余力活用に関する契約の締結、 <b>供給力提供開始時期・供給力提供開始期限の遵守</b> 、供給力の維持、発電余力の市場応札、供給指示への対応、 <b>脱炭素燃料の混焼率、変動電源の年間設備利用率、脱炭素化ロードマップの遵守</b>
落札事業者の収入	容量確保契約金額	<b>容量確保契約金額 - 事後的な還付額</b> ※ ※他市場収益の約9割にあたる金額
監視対象	市場支配力を有する事業者の売り惜しみ、価格つり上げ	応札価格、他市場収益



# メインオーケシヨンの現状



## (参考)オークション参加対象となる電源等の詳細

オークション参加対象となる電源等

電源/DR	期待容量※1	電源種別	発電方式別	供計ガイドラインに基づく電源※2	供計ガイドラインに基づかない電源※2	
電源	計量単位 1,000kW以上	水力	一般（調整式・貯水式）	安定電源	発動指令電源	
			一般（自流式）	安定電源／変動電源（単独）※3		
			揚水※6	安定電源		
		火力	—			
		原子力	—			
		再生可能 エネルギー	風力・太陽光			変動電源（単独）
			地熱・バイオマス・廃棄物	安定電源		
	その他	蓄電池※5	発動指令電源			
	計量単位 1,000kW未満	水力		一般（調整式・貯水式）		発動指令電源
				一般（自流式）		発動指令電源／変動電源（アグリゲート）※4
				揚水		発動指令電源
		火力		—		
		原子力		—		
		再生可能 エネルギー		風力・太陽光		
地熱・バイオマス・廃棄物			発動指令電源			
その他	蓄電池	発動指令電源				
DR	—		—	—	発動指令電源	

※1：期待容量とは、「電源等情報として登録した設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量」です。（詳細は第3章で後述）

※2：供給計画の届出に係るガイドラインに沿って適切に供給計画に計上することが求められるため、供給計画に計上されている、もしくは供給計画に計上する見込みがある電源等が安定電源または変動電源に登録が可能です。また、供給計画に計上されていない、もしくは供給計画に計上する見込みがない電源等は発動指令電源に登録が可能です。なお、発動指令電源として落札した事業者は、発動指令電源の供給電力の計上内訳について、供給計画の別紙に記載して提出することが求められます。

※3：ダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は安定電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源（単独）となります。

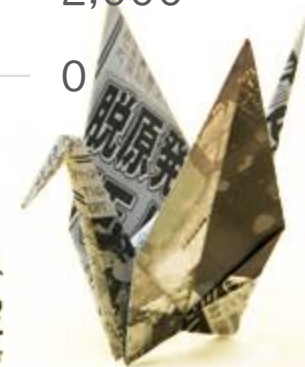
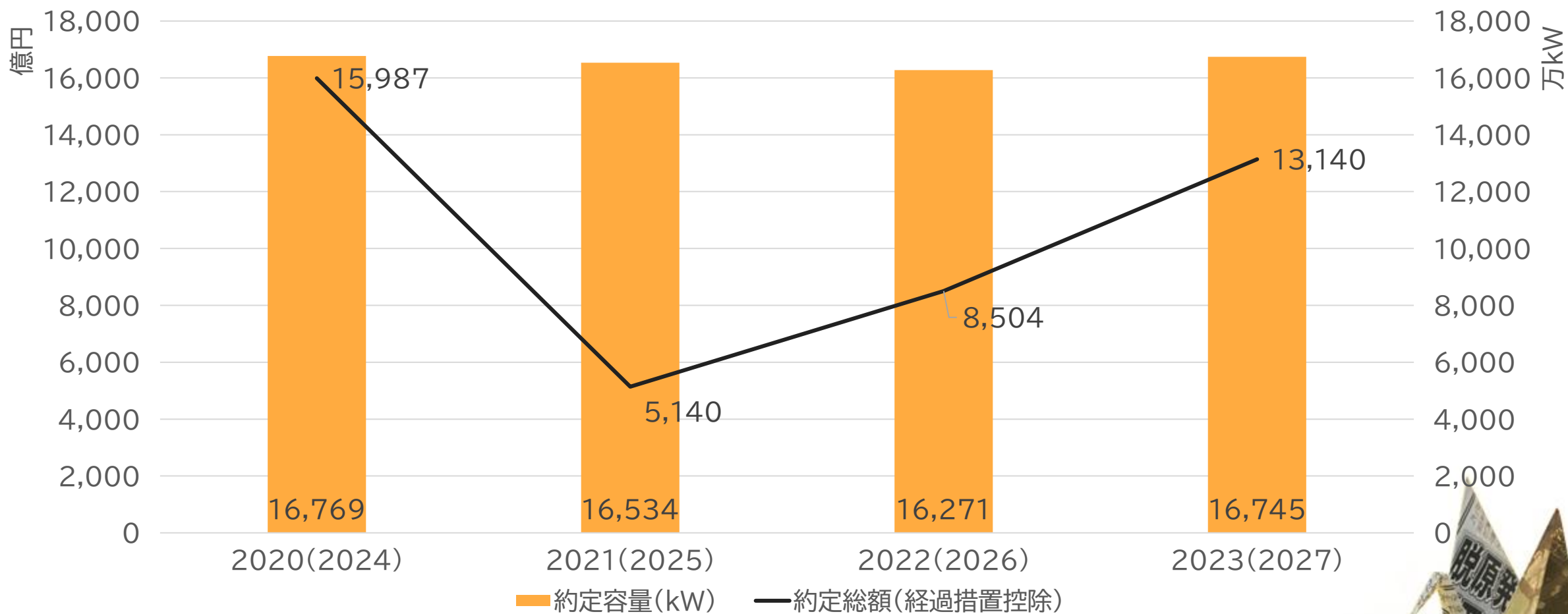
※4：供給計画においてダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は発動指令電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源（アグリゲート）となります。

※5：対象実需給年度：2027年度向けメインオークションより、計量単位で期待容量が1,000kW以上、放電可能時間が3時間以上の蓄電池は安定電源としての登録が可能です。

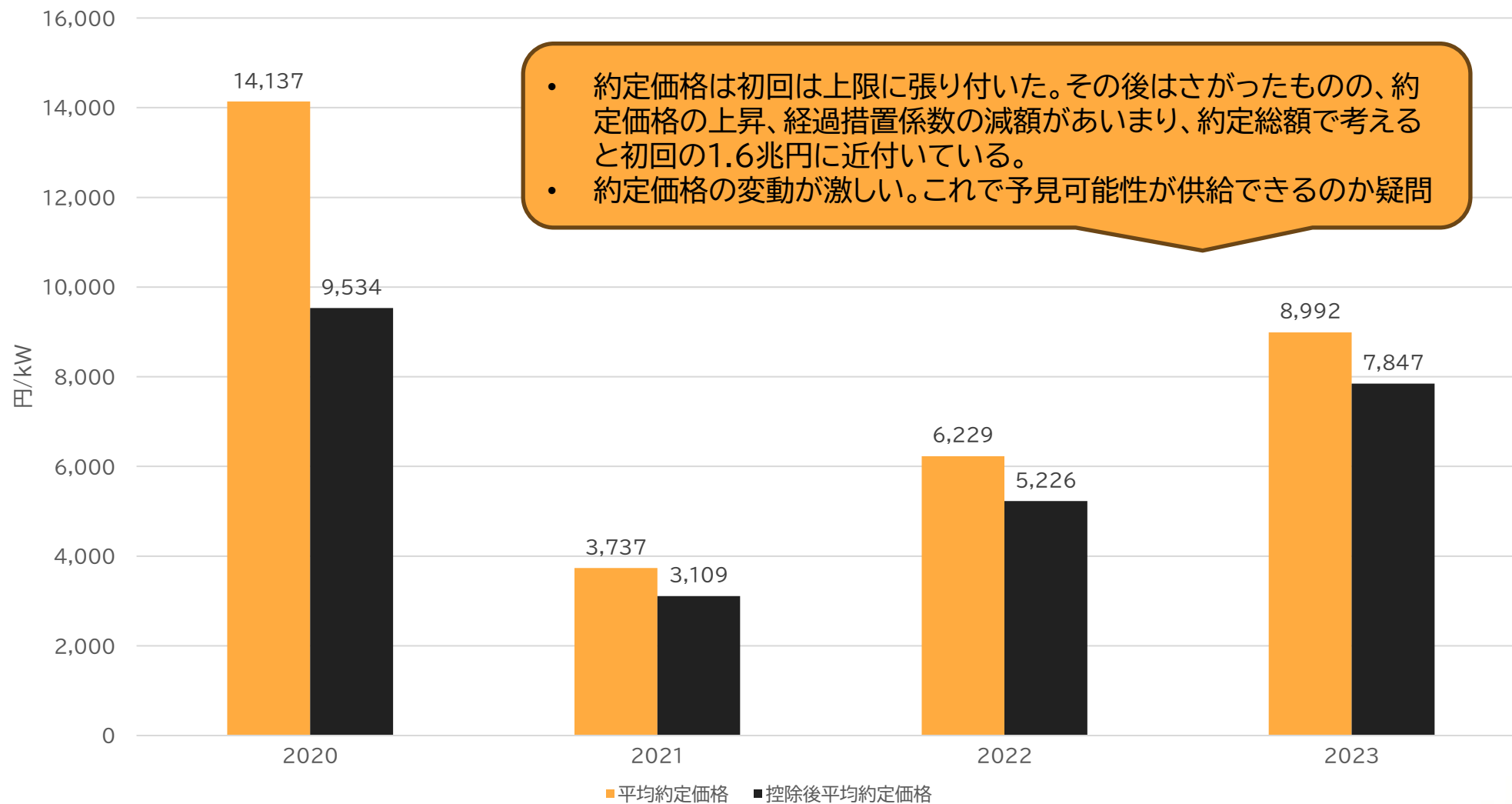
※6：揚水式は発電可能時間3時間以上に限ります。



## 容量市場約定総額と約定容量



### 約定価格と控除後約定価格

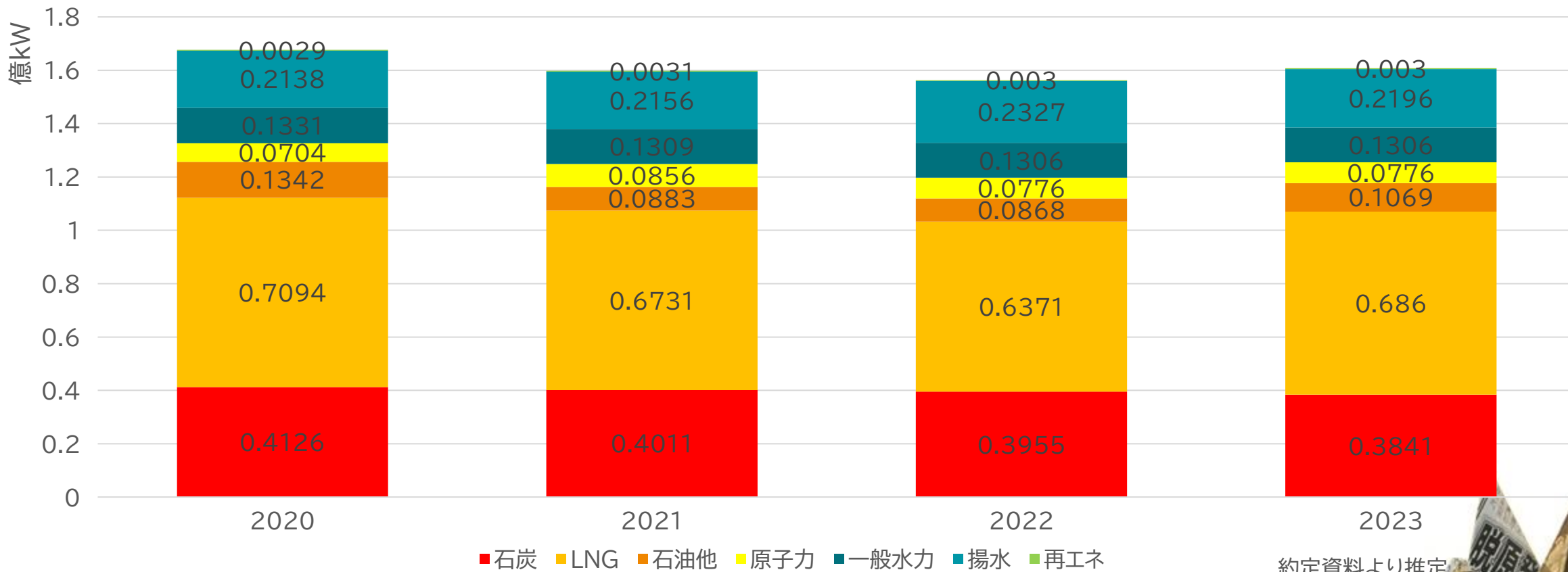


- 約定価格は初回は上限に張り付いた。その後はさがったものの、約定価格の上昇、経過措置係数の減額がいま、約定総額で考えると初回の1.6兆円に近付いている。
- 約定価格の変動が激しい。これで予見可能性が供給できるのか疑問

- 約定価格から経過措置係数かけた額が実際の約定価格になる。
- 当初の経過措置係数は58%、毎年-7%されていき、2027年度オークション(実需給年度2030年度)からは経過措置なし



# 電源種別約定量

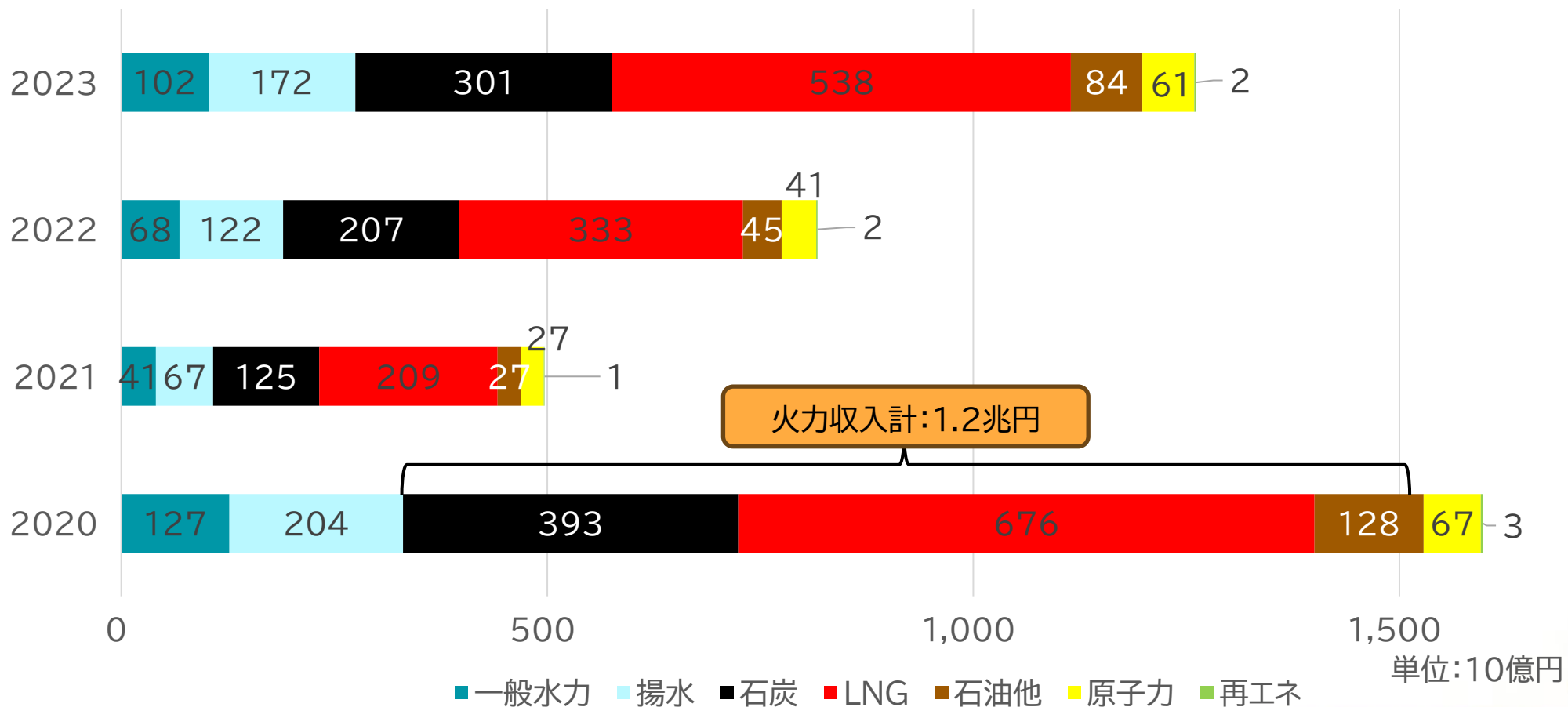


メインオークションでは7割以上は火力が約定



# メインオークション収入の7割は火力に

電源種別容量市場収入(推計)

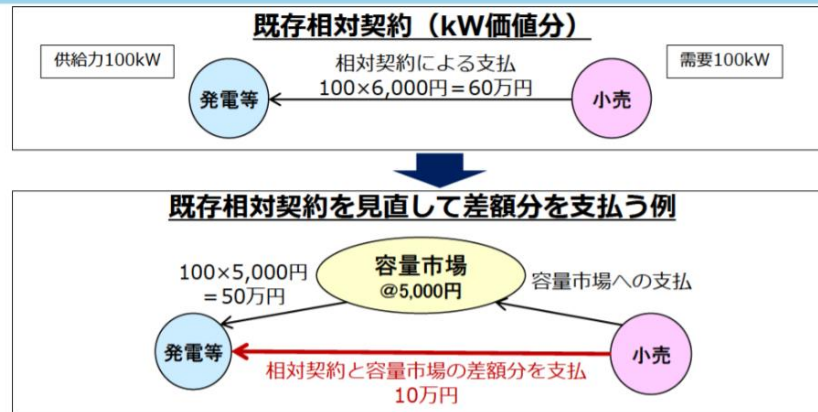


※各年度ごとの電源種別落札量と控除後約定価格をもとに計算した。ただし、落札しなかった発電指令電源はすべて揚水とみなした。また落札しなかったその他電源について差し引いていない。



## 既存の相対契約見直しの基本的な考え方

- 具体的には、容量市場創設の趣旨を踏まえ、適切な時期に以下の内容の措置を講ずることが望ましい。
  - 発電事業者等は、相対契約の対象となる全てのkW価値に対応する容量を容量市場に入札することに契約上合意する。
  - 容量市場に入札して落札された容量（kW価値）について、発電事業者等が容量市場から収入を得ており、既存相対契約においてkW価値に係る費用が支払われている場合は、既存契約を見直し、相対契約に基づく取引価格から容量市場から得られる収入額を差し引いた上で、発電事業者等が差額分を受け取る<sup>※1</sup>等の精算が行われるよう、事業者間で協議の上、既存契約の見直しを行う。



※1 相対契約と電源が一对一に対応しない場合(例：一つの電源と複数の契約が結びつく、複数の電源と一つの契約が結びつく等、差し引かれる収入額について協議が必要)

5

## 第6章 容量拠出金 (参考) 既存の相対契約について

90

- 容量拠出金は、相対契約の有無等に関わらず、全ての小売電気事業者等に容量拠出金をお支払いいただきます。相対契約を締結している小売電気事業者は相対契約による支出に加えて、容量市場への支出が追加的に発生することとなります。
- 既存の相対契約については、容量市場の趣旨を踏まえ、実需給期間までに適切に見直される必要があると考えられます。
- 契約見直しを行う際の考え方は、経済産業省の審議会で示されている既存契約の見直し指針<sup>※</sup>をご参考にしてください。

※見直し協議において、契約先電源の落札状況の把握が必要な場合は以下を参照ください。  
(広域機関ホームページ) 相対契約の協議を目的とした容量市場に関する情報開示  
<https://www.occto.or.jp/market-board/market/jouhoukaiji.html>

### 【相対契約を締結している場合の金銭の流れ】

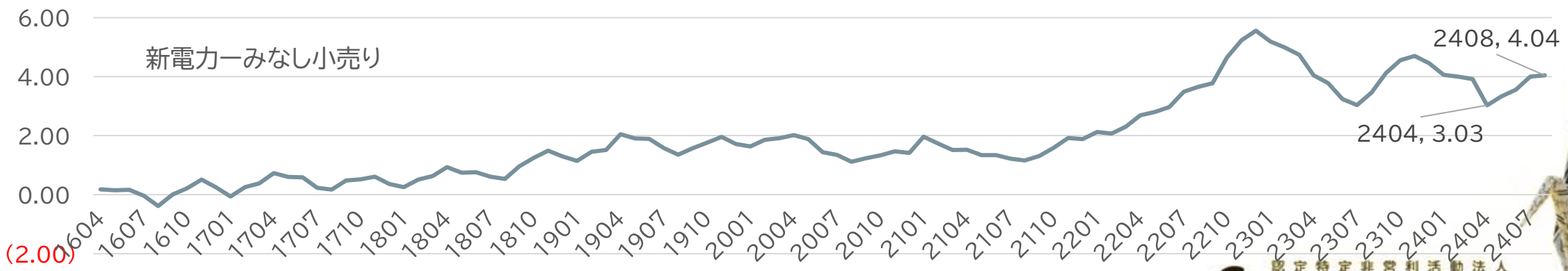
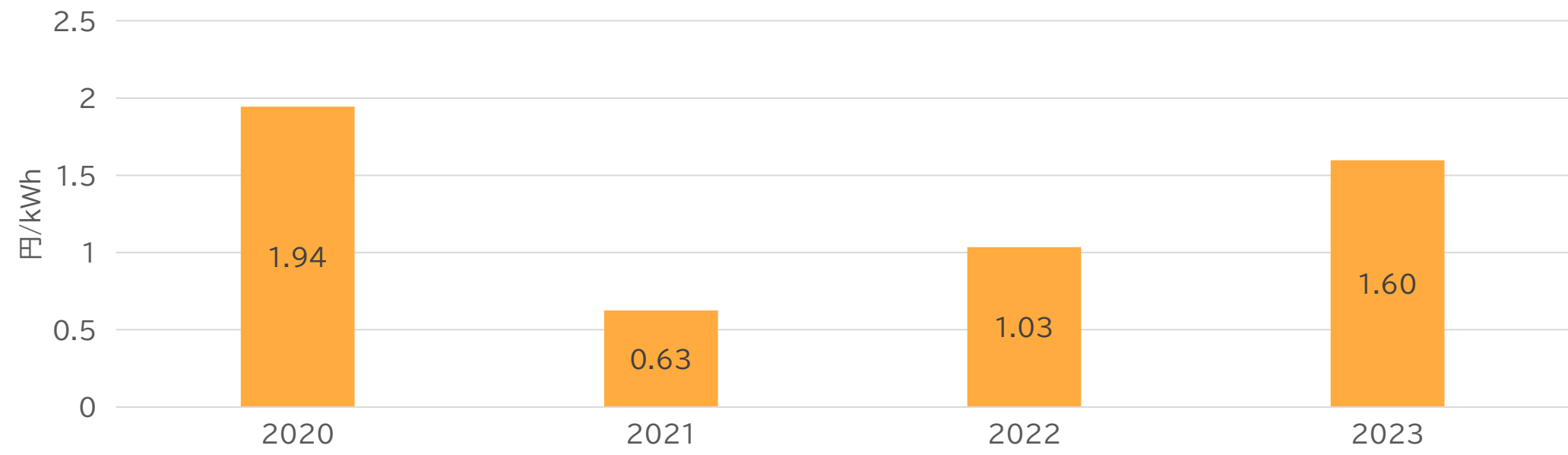


小売電気事業者は既存相対契約の見直しに応じて発電事業者等へ支払





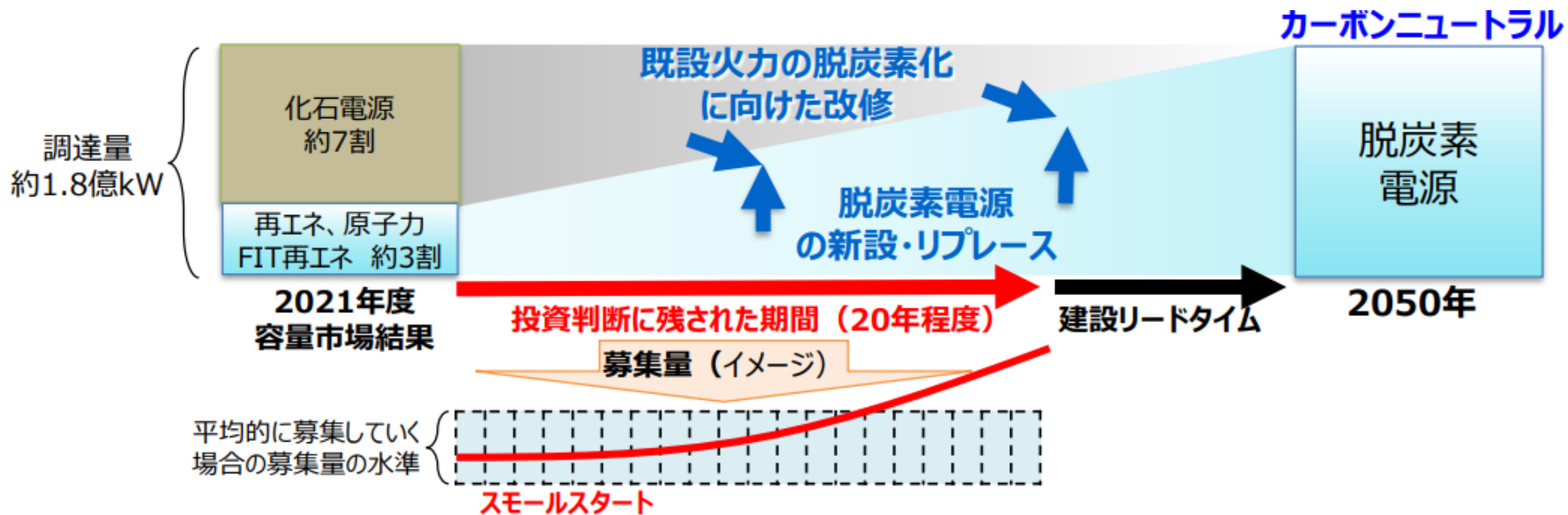
### kWh当り単価 (2022年度販売電力量で試算)



# 長期脱炭素電源オークション



# 長期脱炭素電源オークションの目的



[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/061\\_04\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/061_04_00.pdf)



- メインオークションの上限価格はNetCONEの1.5倍(1.4~1.5万円/kW)だが、長期脱炭素電源オークションでは電源別に設定され、高いものは10万円/kW。
- 応札下限容量はメインオークションが1000kWなのに対して、長期脱炭素電源オークションでは原則10万kW

電源種	専焼/混焼	参加可能な設備容量(万kW)	新設・リプレース/改修	上限価格 <sup>5)</sup> (円/kW)	供給力提供開始期限
太陽光	—	10	新設・リプレース	100,000	5年 (アセス済:3年)
風力 (陸上・洋上)	—	10	新設・リプレース	100,000	8年 (アセス済:4年)
蓄電池	—	1	新設・リプレース	55,308~74,690 <sup>6)</sup>	4年
揚水	—	1	新設・リプレース	100,000	12年 (アセス済:8年)
一般水力 (貯水式・調整式・流込式)	—	10	新設・リプレース	新設:72,916 リプレース:37,319	12年 (アセス済:8年)
地熱	—	10	新設・リプレース	新設:100,000 全設備更新型:97,104/地下設備流用型:58,262	8年 (アセス済:4年)
原子力	—	10	新設・リプレース	100,000	17年 (アセス済:12年)

水素 火力	専焼・ 10%以上 混焼	10(新設・リプレース) 5(改修)	新設・リプレース/ 改修	新設・リプレース: 48,662 改修:100,000	11年 (アセス済/不 要:7年)
アンモニア 火力	専焼・ 20%以上 混焼	5	改修	改修:74,446	11年 (アセス済/不 要:7年)
バイオマス 火力	専焼	10	新設・リプレース/ 改修	新設・リプレース: 100,000 改修:81,637	11年 (アセス済/不 要:7年)
LNG火力	専焼	10	新設・リプレース	36,945	6年

5) 上限価格は原則NetCONE価格(新規参入費用(Cost Of New Entry)から他市場収入を差し引いたもの)の1.5倍、10万円を超えるものは10万円を上限としている

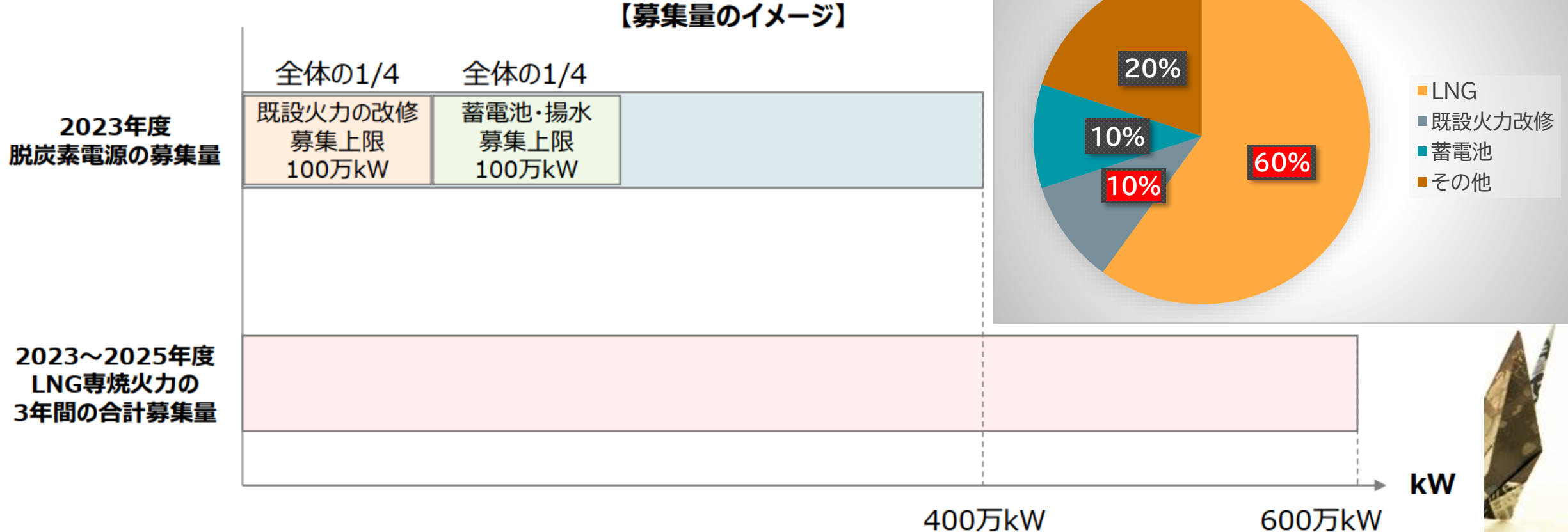
6) 上限価格は、電源が設置されたエリアによって、価格が異なる。(揚水・蓄電池共通) 北海道: 57,598円/kW/年、東北: 55,308円/kW/年、東京: 74,690円/kW/年、中部: 59,738円/kW/年、北陸: 56,101円/kW/年、関西: 60,761円/kW/年、中国: 56,477円/kW/年、四国: 55,826円/kW/年、九州: 60,595円/kW

LNGについては、供給力提供開始から10年後までの間に脱炭素化に向けた対応(改修のための本制度への応札等)を開始することや、2050年までの脱炭素化ならびに落札後6年以内の供給力提供開始を条件とする



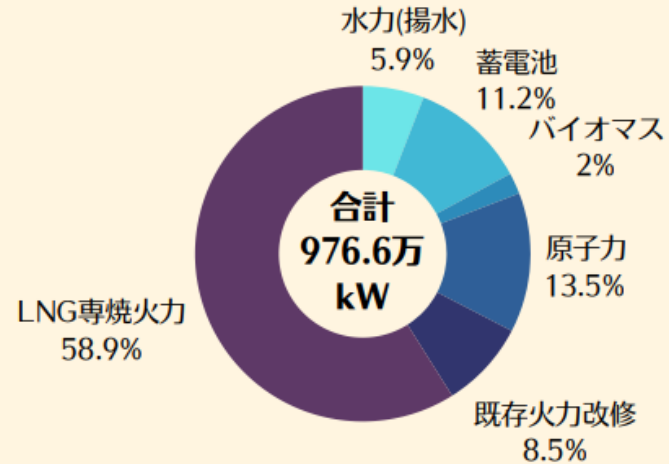
- 本オークション（応札年度：2023年度）における 脱炭素電源の募集量は400万kW※1になります。脱炭素電源の募集量400万kW※1のうち、既設火力の改修（アンモニア・水素混焼、バイオマス専焼）は100万kW※1、蓄電池・揚水式水力は合計で100万kW※1を募集量の上限とします。
- LNG専焼火力の 新設・リプレースの募集量は2023～2025年度の3年間で600万kW※1になります。

※1 応札容量ベース

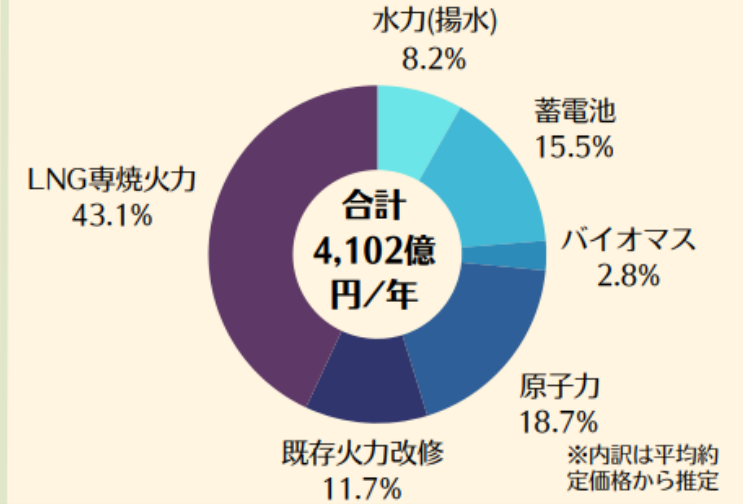


# 2023年度約定結果

約定量 **976.6万kW**

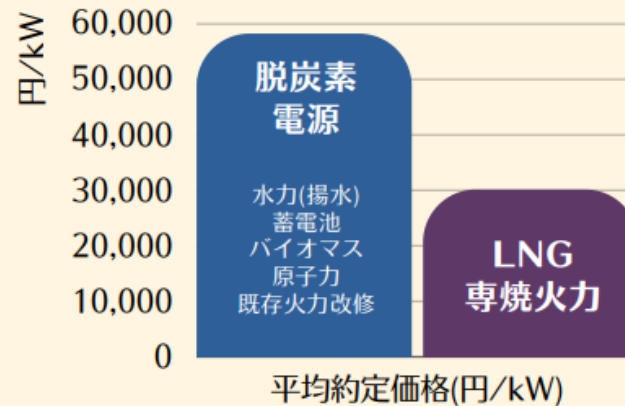


約定総額 **4,102億円**



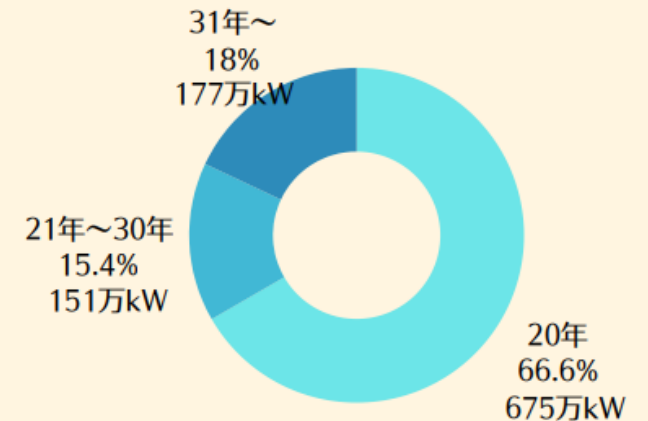
平均約定単価 (脱炭素電源)

**58,254円/kW**



平均制度適用期間

**25年**



※21~30年は25年、31年~は35年として平均値を算出



# 他市場収益の還付

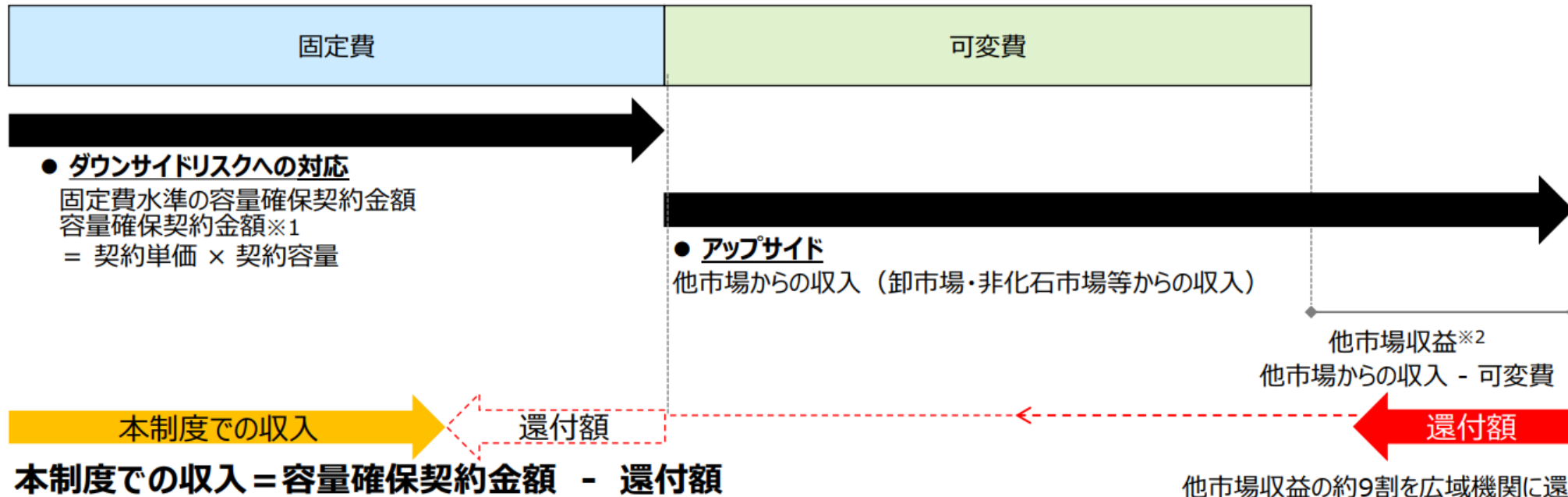
- 広域機関は、リクワイアメントの達成状況に応じて落札事業者へ容量確保契約金額を支払いますが、本制度では応札時に他市場収益を0とすることから、事後的に他市場収益の約9割の金額を広域機関に還付いただきます。
- なお、対象実需給年度における他市場収益がマイナスとなる場合、当該マイナスの金額は翌年度の他市場収益から減じ、その後の金額を翌年度の他市場収益とします。

(翌年度の他市場収益 = 他市場収入 - 可変費 - 前年度の他市場収益の赤字)のため、赤字が累積していくこともありうる

## 【落札事業者の収入イメージ】

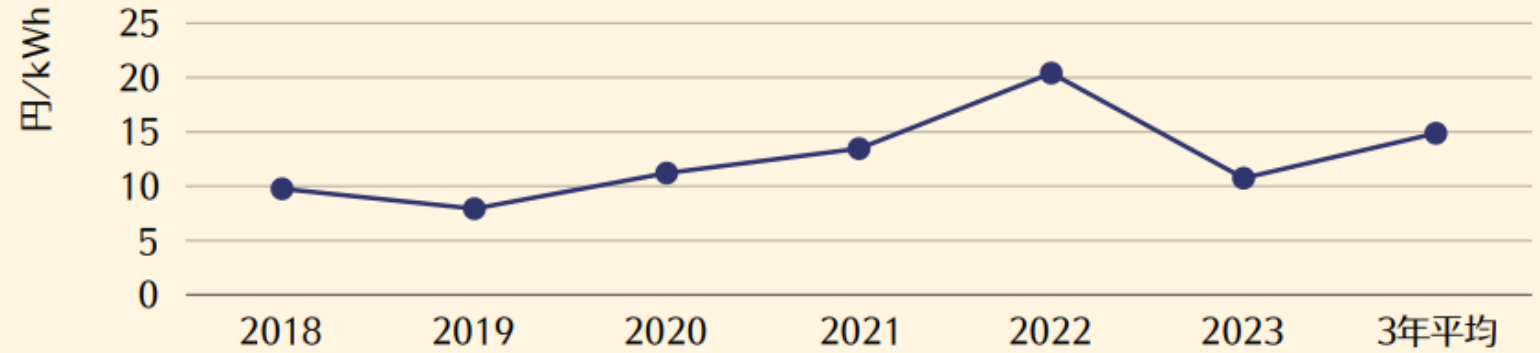
凡例

落札事業者の収入   
落札事業者の支払い 

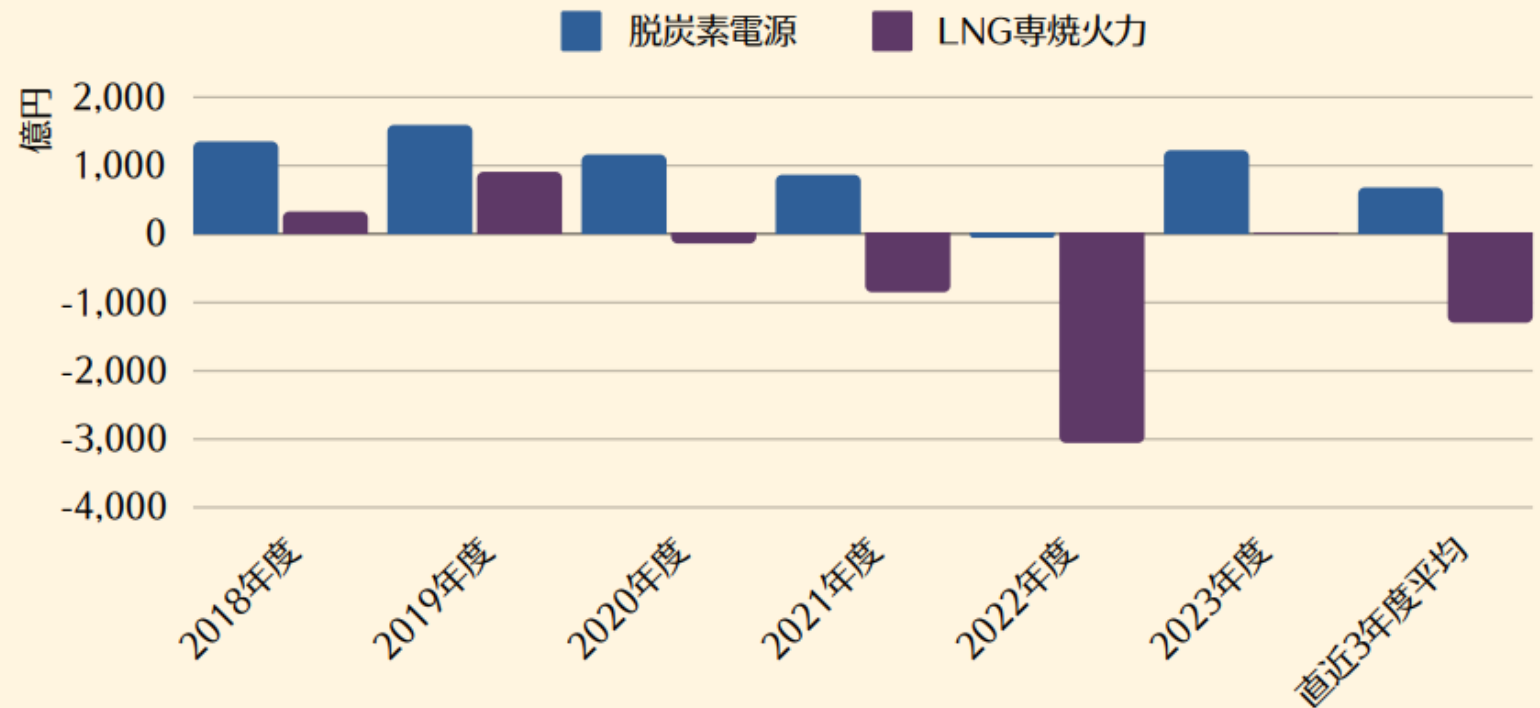


# 他市場収益の還付

## 電力市場価格（年度平均）



## 各年度の平均電力市場価格を用いて推定した還付後約定総額





# 2024年度オークションでの追加要件

- アンモニアの新設案件が追加
- 新規追加
- 新規追加
- 既設が新規追加
- 中小水力発電案件が追加

電源種	論点
水素・アンモニア (新設/既設)	<ul style="list-style-type: none"> <li>① 上流側のコストのうち、固定費に当たる部分の扱い</li> <li>② 上限価格</li> <li>③ 事業者間の公平性</li> </ul>
合成メタン (新設/既設)	<ul style="list-style-type: none"> <li>① 上限価格</li> <li>② リクワイアメント（設備の最低混焼率、燃料の混焼率）</li> <li>③ 検討すべきタイミング</li> </ul>
CCS付火力 (新設/既設)	<ul style="list-style-type: none"> <li>① CCS事業への政府支援策と本制度との関係</li> <li>② 上限価格</li> <li>③ リクワイアメント（設備の最低CO2回収率、実際の混焼率）</li> <li>④ 検討すべきタイミング</li> </ul>
原子力 (既設)	<ul style="list-style-type: none"> <li>① 具体的な対象範囲</li> <li>② 上限価格</li> <li>③ 事業者間の公平性</li> </ul>
水力 (新設/既設)	<ul style="list-style-type: none"> <li>① 3万kW以上10万kW未満の一般水力の新設・リプレース案件を新たに対象に追加</li> </ul>

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/086\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/086_05_00.pdf)

+蓄電池について、応札下限容量を1万kWから3万kWに引き上げ

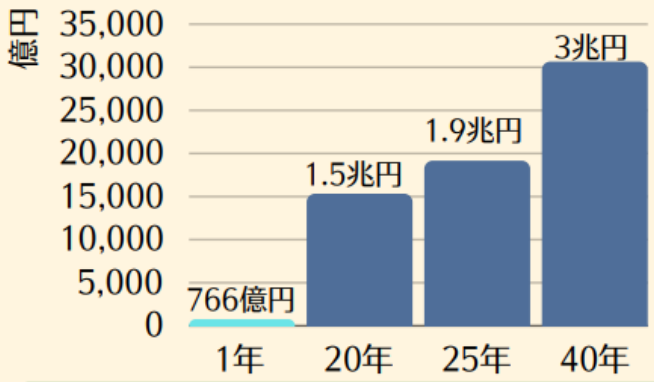


# 落札した島根原発3号機の収入推計

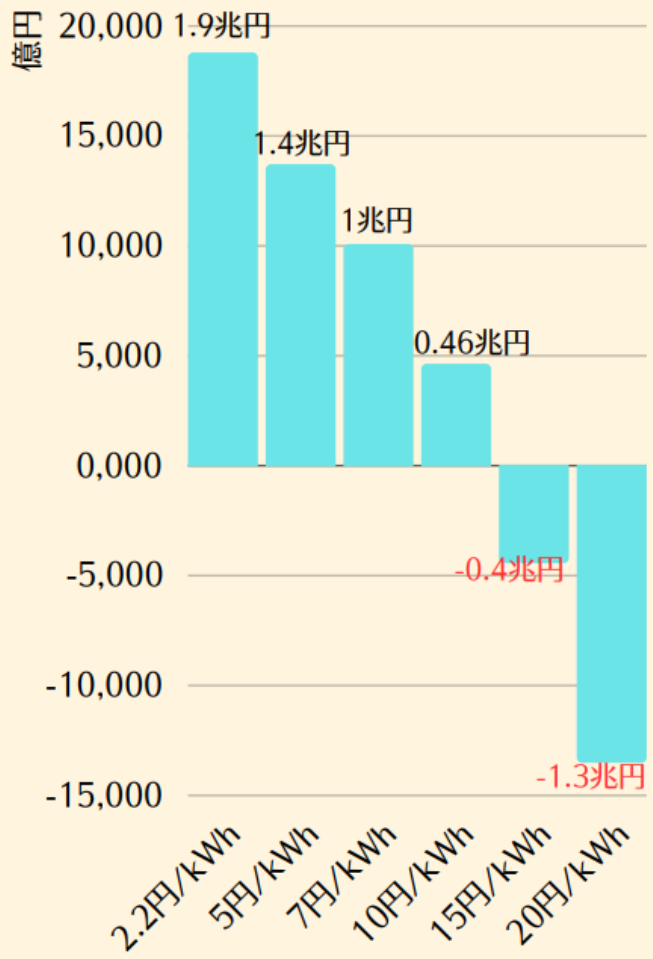
電源ごとに約定価格が異なるので、ここでは平均価格を使った

前提 約定価格58,254円/kW・非化石価値0.2円/kWh・可変費2.2円/kWh<sup>8)</sup>

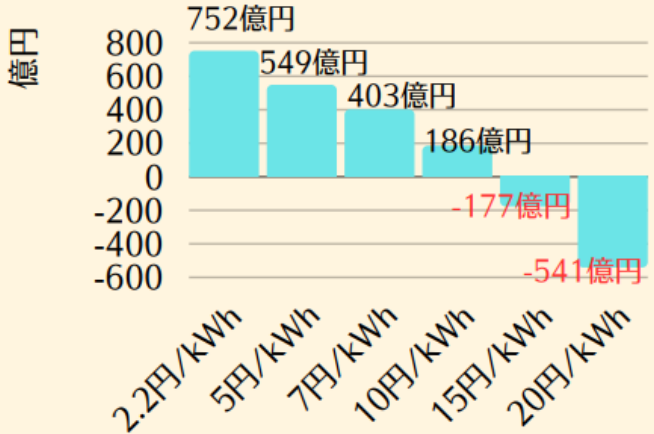
1年間の収入と制度適用期間全体での収入 (他市場収益還付除く)



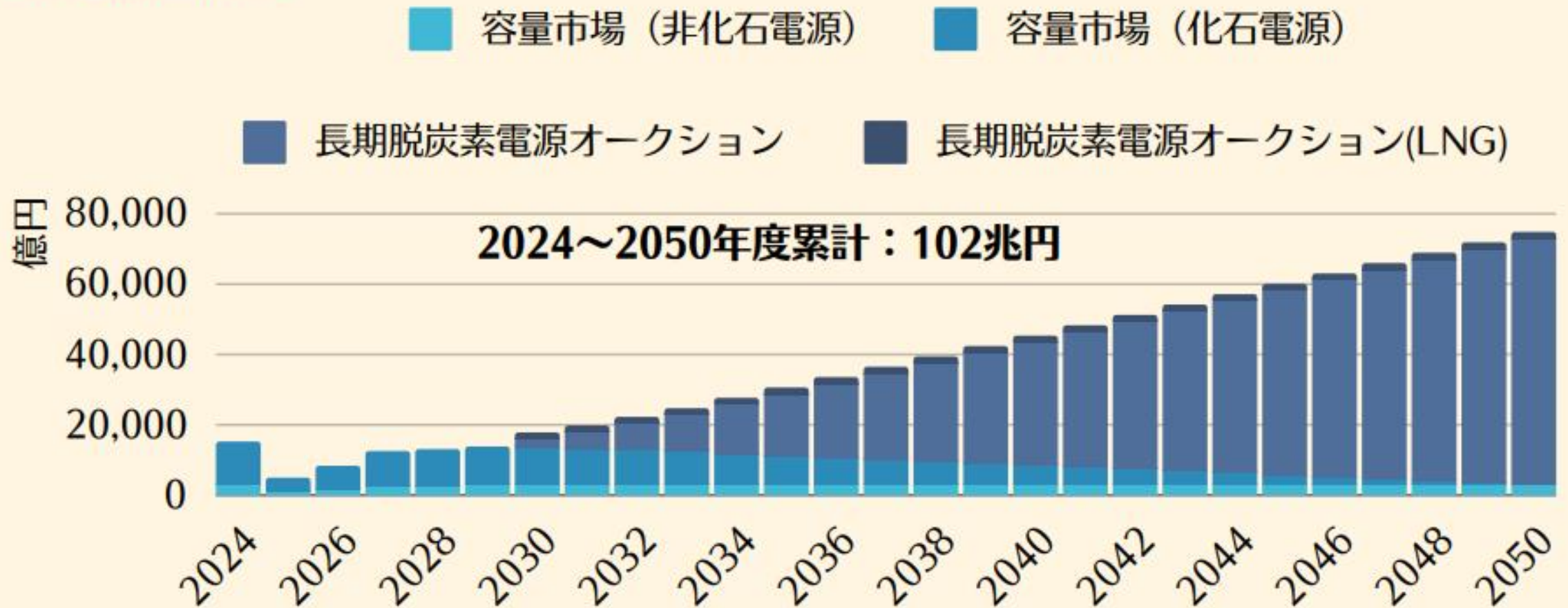
他市場収益還付後の制度適用期間 (25年と仮定) 全体での収入



電力市場価格別の他市場収益還付後の年間推定収入



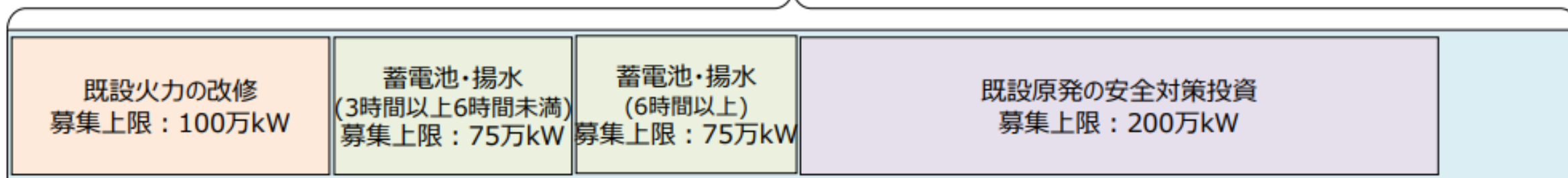
## 推定約定総額



※ 容量市場は2024年度以降は過去平均価格を約定価格とした。脱炭素電源オークションは2023年度平均約定価格で計算した。還付額は考慮していない

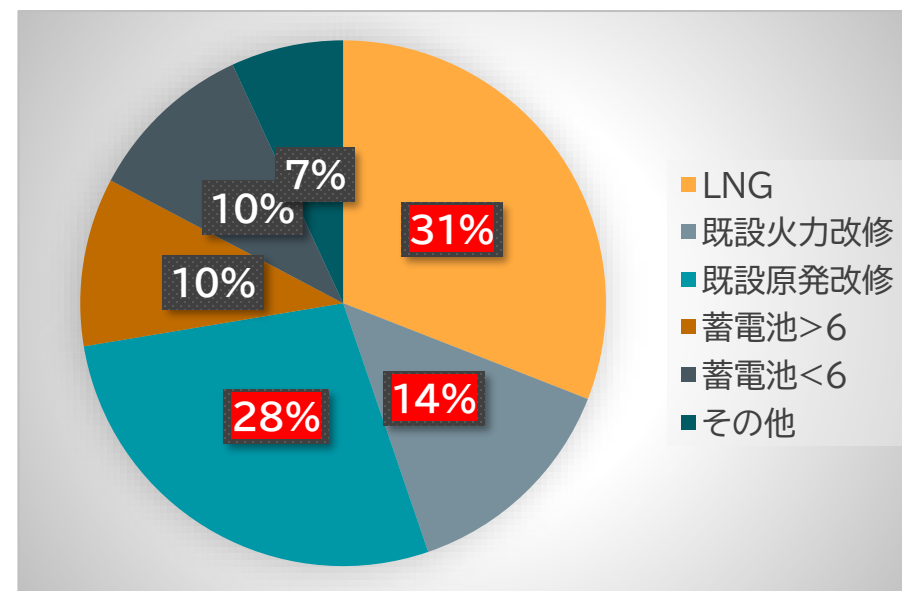
## 第二回では、さらに既設原発の回収費用も追加

第2回入札の募集量：500万kW



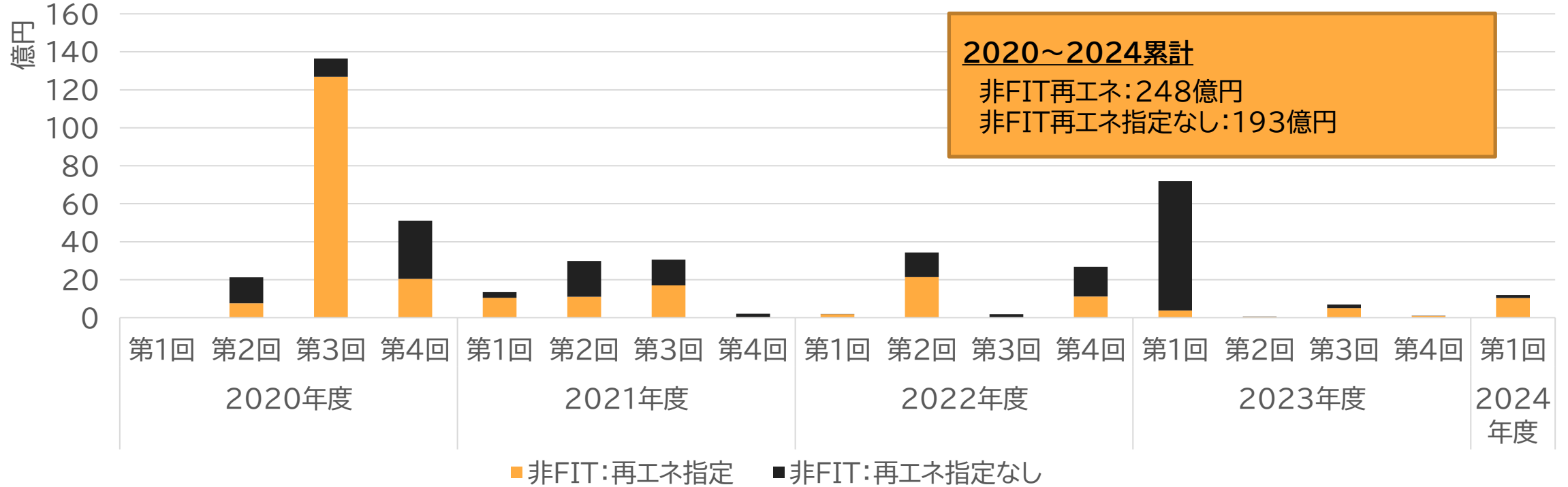
## さらにLNG火力は2年で合計424万kW追加募集

- 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)。



# 原発の非化石価値の購入を義務づける高度化法義務達成市場

高度化法義務達成市場 約定総額



市場	再エネ価値取引市場	高度化法義務達成市場	
証書の種類	(1)FIT証書	(2)非FIT証書 (再エネ指定)	(3)非FIT証書 (再エネ指定なし)
由来する電源	FIT電源	大型水力、卒FIT電源、 バイオマス	原子力、ごみ発電(廃プラ) ※今後、水素等も導入を検討

エネルギー供給構造高度化法は、年間販売電力量が5億kWh以上の小売電気事業者に対し、2030年度の販売電力量のうち44%以上を非化石電源とすることを求めている。高度化法義務には高度化法義務達成市場のみ

# RAB(Restricted Asset Base,規制資産ベース)モデル

施設への投資額をRAB(規制資産ベース)として、RABに報酬率を乗じた事業報酬+減価償却費+運転維持費等を規制料金で回収 → **総括原価方式の復活**

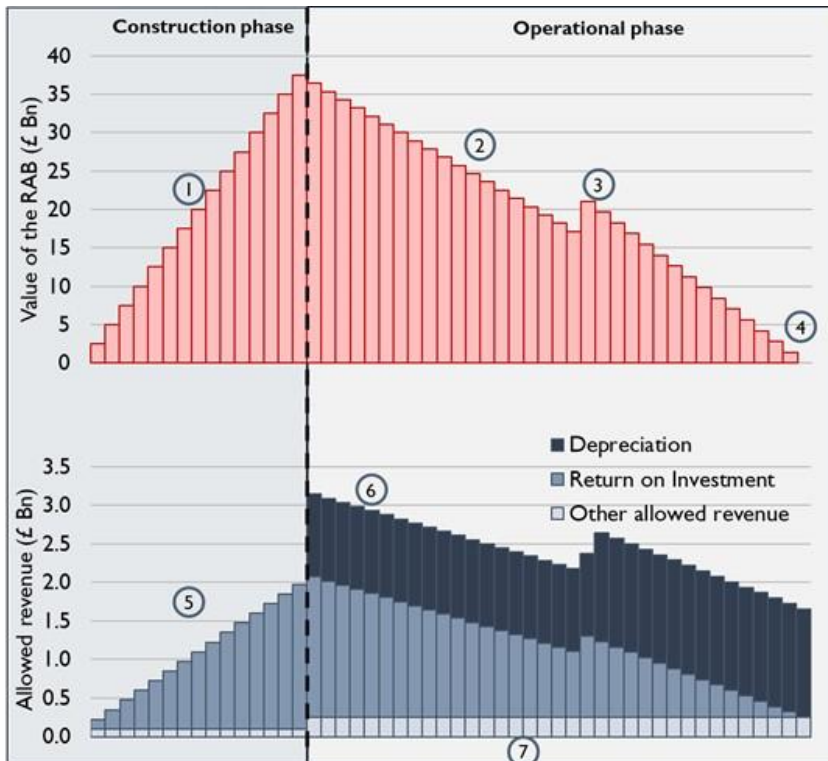
## RABの変化と規制料金の変化

### 建設中

投資額の増加とともに  
規制料金も増加

### 運転中

- ・減価償却分規制料金が増える
- ・減価償却でRABが減る分規制料金が減る
- ・改修などの追加投資分RABが増え、規制料金が増える

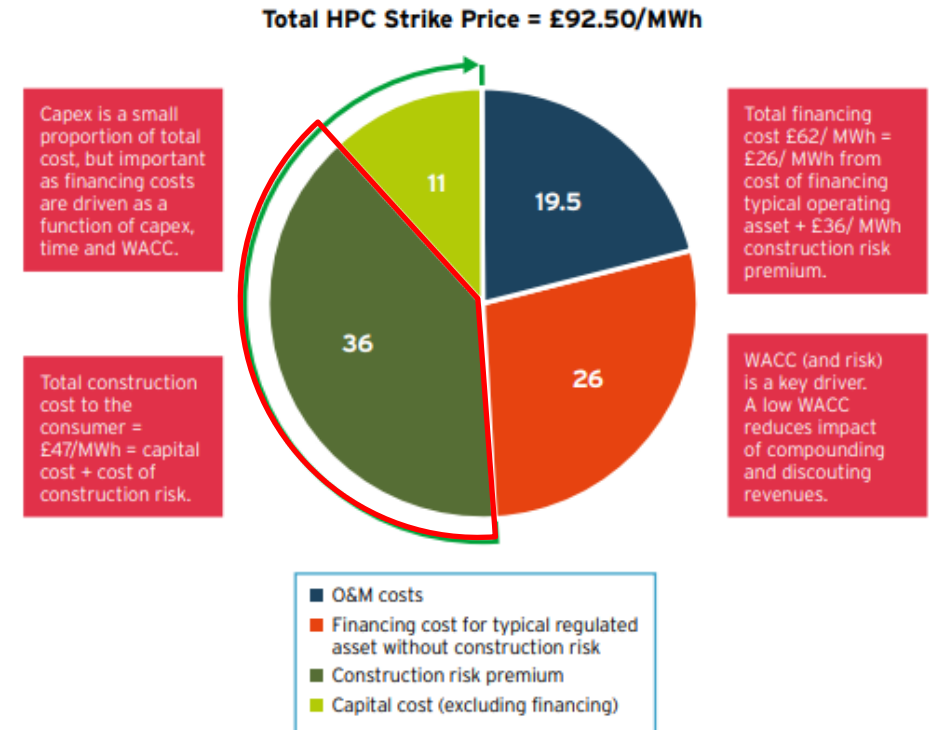


- ① The value of the RAB increases during the construction phase reflecting capital investment in the project.
- ② The RAB decreases during the operational phase reflecting depreciation.
- ③ Additional capital investment, such as the refurbishing of equipment to extend its operational life, can be added to the RAB during the operational phase.
- ④ Depreciation reduces the RAB to zero by the end of the economic lifetime of the project
- ⑤ Investors begin receiving a return on investment during the construction phase based on the size of the RAB and the initial weighted cost of capital.
- ⑥ During the operational phase investors recover their initial investment in line with a depreciation profile.
- ⑦ The allowed revenue also covers operating costs, contributions to the decommissioning fund, several other categories of cost, and adjustments to reflect any incentive schemes.

### 原子力業界の主張

リスクプレミアムが載っている分、資金調達コストが高くなっている。RABであれば、赤枠部分は不要だったはず

### Breakdown of the Hinkley Point C Strike Price

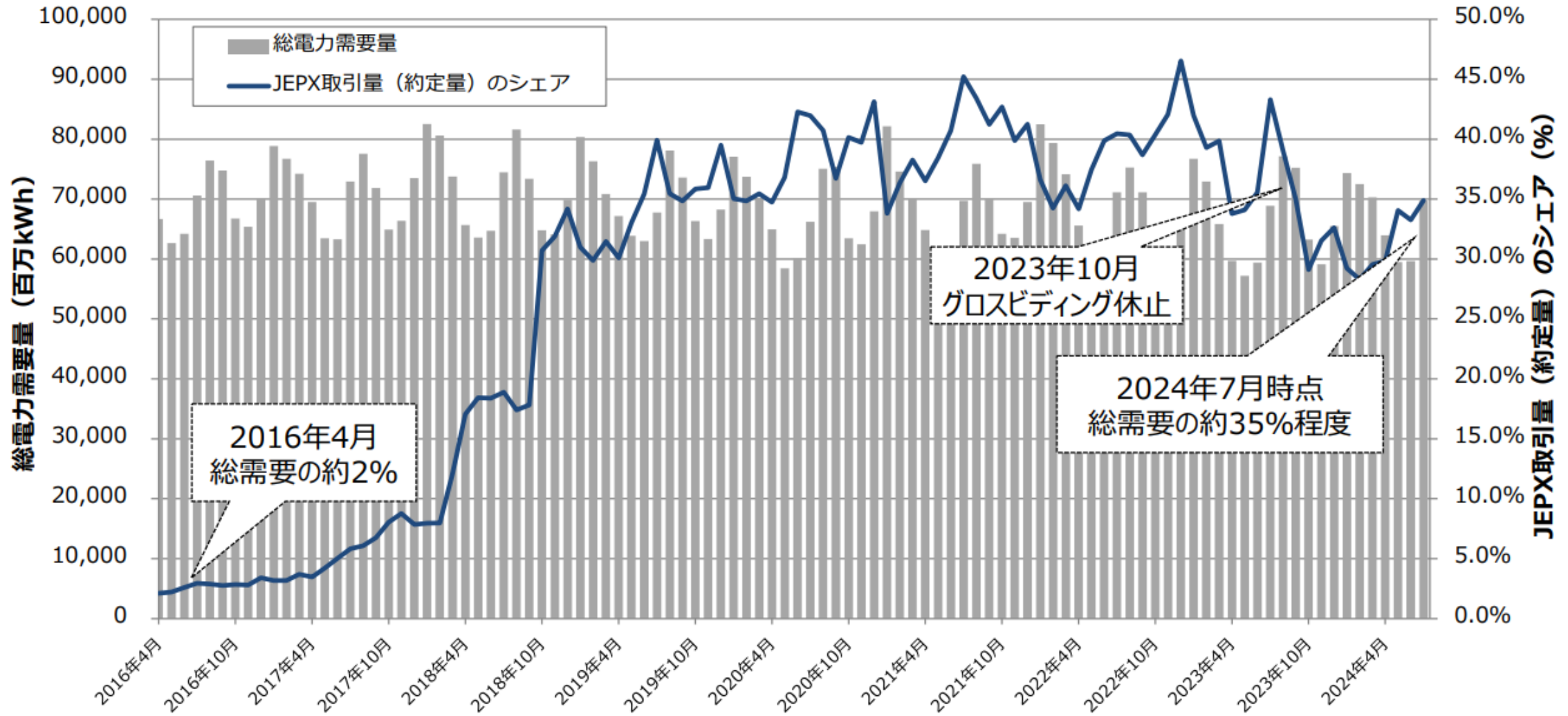


# 価格操作問題



## JEPXスポット市場は日本の総電力需要の4割の取引が行われる巨大市場

### JEPX取引量（約定量）のシェアの推移





# JERA事案概要

## 2024年11月11日 株式会社JERAに対する業務改善勧告

### 第2 勧告の理由

#### 1 前提となる事実

##### (1) JERA 株式会社（以下「JERA」という）におけるスポット市場への余剰電力供出量算定の状況

JERA は、東京エリアのスポット市場への余剰電力供出量の算定に当たり、停止する発電ユニット出力の一部に系統制約等の出力制約が生じた際、残りの出力を稼働させて供出することが可能な場合と、供出不可能な場合とを区分することができていなかった。そのため JERA は、停止する発電ユニットの出力につき一部でも出力制約が生じていたコマについては、当該発電ユニットの残りの出力を供出することができる場合も含め一律にスポット市場へ供出不可として入札量を設定していたことにより、スポット市場への未供出が生じていた（当該未供出につき、以下「本件未供出」という。）。一方、平成31年4月にJERAが東京電力フュエル&パワー株式会社から火力発電事業を承継するより前の平成29年6月には、スポット市場においてスマートブロック（ブロック入札の時間帯毎の入札量を可変させる仕組みをいう）機能が導入され、停止する発電ユニットであったとしても他の技術的又は物理的制約がない限り出力制約を差し引いた発電ユニット出力を供出することが可能となっていたにもかかわらず、JERAは、当委員会事務局の指摘に基づき同社が供出可能な停止する発電ユニットの余剰電力を合理的に供出することが可能となるようシステム改修を完了した令和5年10月まで、本件未供出を継続的に発生させていた。

本件未供出については、JERAの複数の職員から指摘があったことに加え、社内規程上は余剰電力の全量をスポット市場に供出すべきこととなっており、中部エリアにおける運用や新規電源にかかる供出量算定においては本件未供出と同様の未供出問題に対応していた。これらに鑑みれば、JERAにおいて早期に本件未供出を解消することが可能であったにもかかわらず、対応を遅延させていたことが認められる。

##### (2) 未供出状態に関するJERAの認識について

JERAにおいて東京エリアのスポット市場入札を所掌していた東日本プラント運用センターでは、平成31年4月の時点では本件未供出状態を認識していた職員が存在する上、遅くとも令和4年2月までには同センター所長が上記未供出状態を認識するに至っていた。

また、需給運用や需給にかかるシステムの開発を所掌する部署に所属していた職員に対してJERAが実施したアンケートによれば、余剰電力全量が市場に供出されていない場合の影響としては、市場価格の高騰につながるおそれがあるとの回答が大宗であった。



### (3) 当該 JERA の未供出状態による影響

仮に早期にシステムの改修を実施し、停止する発電ユニットの余剰電力を合理的に供出していたならば、試算のためのデータが現存する令和2年10月から令和5年10月までの3年余りにおいて、約54億kWhの売り入札が追加的になされていた可能性があり、そのうち約6億5千万kWhの売り入札が約定していた可能性がある。

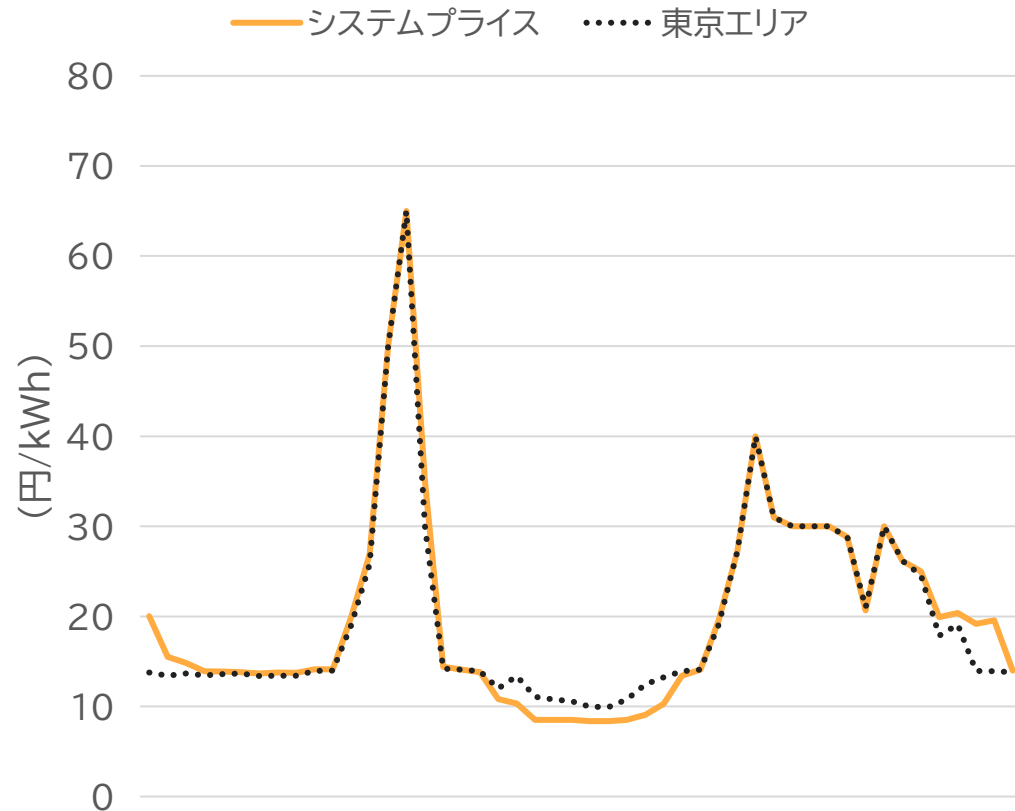
また、一定の試算に基づけば、当該未供出量がスポット市場に供出されていたとすれば、令和3年11月の特定のコマにおいては、約定価格が50円/kWh以上下落していた可能性もある。

さらに、JERAは本件未供出を生じさせると同時に、スポット市場へ売り入札を行う発電事業者であることから、本件未供出による約定価格の上昇により相応の利益をスポット市場から得ていたことも推察される。

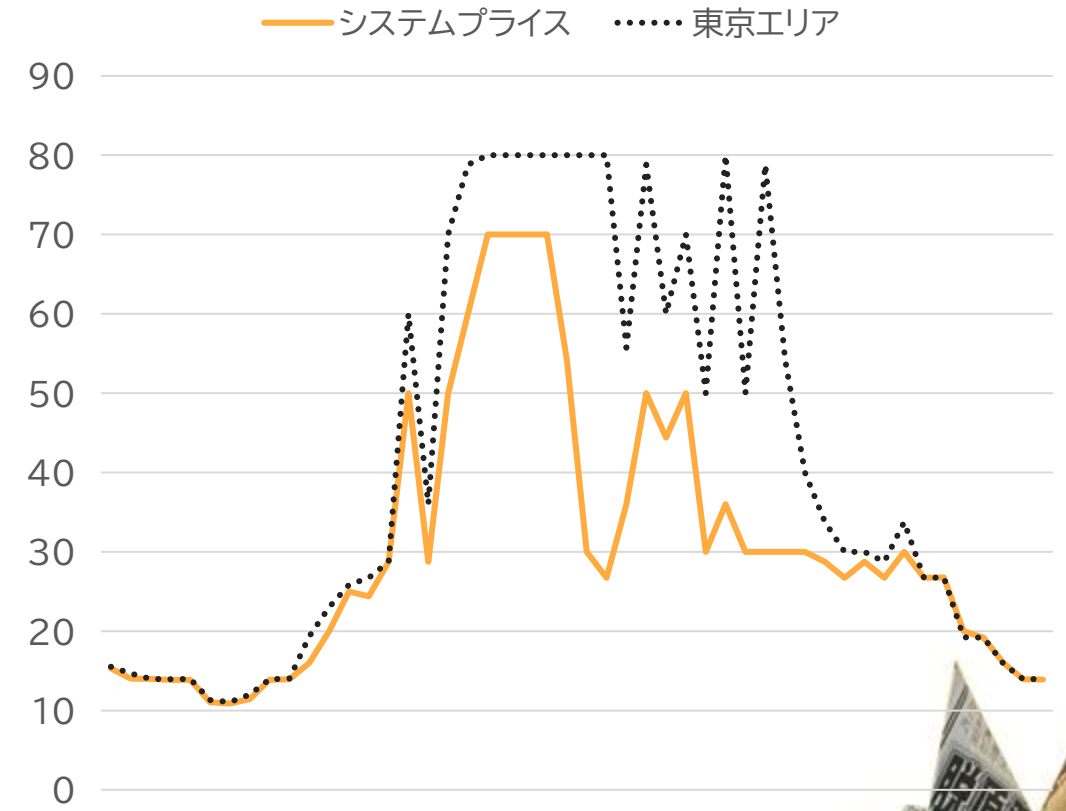


# 2021年11月中システムプライス50円/kWhを大きく上回った日

2021/11/17

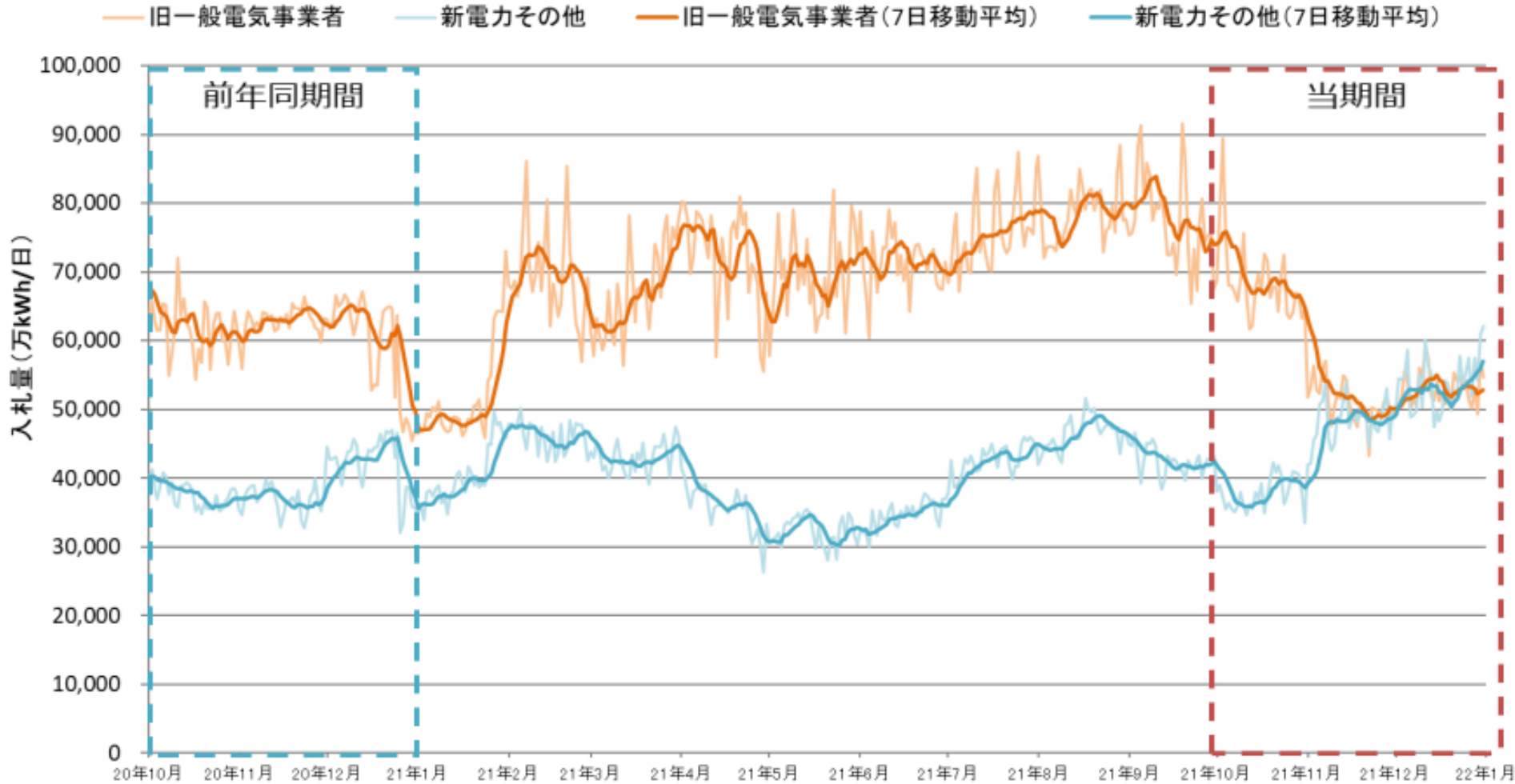


2021/11/22



**2021年10~12月の旧一電のスポット市場売り入札量シェアは55%**

**スポット市場 売り入札量の推移  
(2020年10月01日~2021年12月31日)**



**主要データ**

旧一般電気事業者による 売り入札量 (2021年10月~2021年12月)
530 億kWh
旧一般電気事業者による 売り入札量の前年同期対比 (対2020年10月~2020年12月)
0.9 倍
新電力その他の事業者による 売り入札量 (2021年10月~2021年12月)
428 億kWh
新電力その他の事業者による 売り入札量の前年同期対比 (対2020年10月~2020年12月)
1.2 倍

公益非営利活動法人

**資料情報室**

uclear Information Center

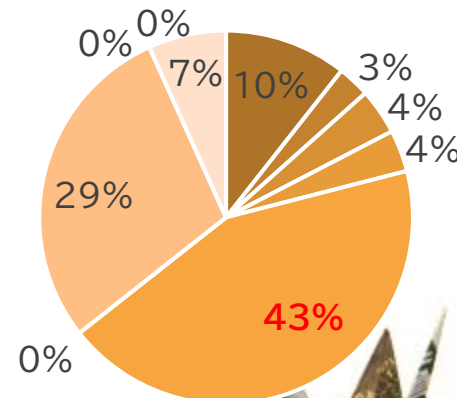
# 11月17日(水)受渡分 各社提出データ

【スポット市場価格】  
・システムプライス最高値: 65.00円/kWh(7時~7時半)

(単位: GWh)	北海道電力	東北電力	東京電力 エナジー パートナー	中部電力 ミライズ	JERA	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
①売り入札量(※1) = a-b-c	32.3	8.5	12.1	11.0	132.0	0.0	87.9	0.0	0.0	20.5
売り入札総量 a	40.9	21.8	62.6	44.3	132.0	27.7	89.2	0.9	15.1	85.2
GB高値買い入札量 b	3.9	8.0	13.0	32.2	0.0	14.4	0.0	0.0	7.2	50.1
間接オークション等売り入札量(※2) c	4.7	5.2	37.4	1.0	0.0	13.3	1.3	0.9	7.9	14.6
②実質買い約定量(GB及び間接オ以外の買い) = a-b-c	0.1	5.3	1.2	29.9	1.7	11.8	2.3	21.8	16.5	0.0
買い約定量 a	5.1	25.8	53.1	67.2	1.7	27.9	65.2	49.4	42.6	58.9
GB買い約定量 b	4.1	13.1	14.5	36.2	0.0	14.4	36.0	0.0	7.2	50.1
間接オークション買い約定量 c	0.9	7.4	37.4	1.1	0.0	1.7	26.9	27.5	18.9	8.7
③供給力(設備容量から出力停止等を控除もの)	119.5	215.8	630.0	349.6	833.8	91.1	399.3	198.3	85.1	269.9
出力停止等	79.2	226.8	64.4	0.0	728.1	86.4	244.0	101.0	29.1	189.7
④自社小売需要等 = a+b+c	74.1	202.5	551.5	313.9	663.9	102.6	291.8	158.3	77.0	215.4
需要見込み(自社小売分) a	63.9	197.9	482.6	307.3	0.0	87.5	261.8	138.3	66.2	194.4
需要見込み(他社卸分) b	9.1	3.7	58.3	6.5	663.9	14.7	30.0	16.6	8.7	17.4
需要(揚水動力等) c	1.2	0.9	10.6	0.0	0.0	0.4	0.0	3.4	2.1	3.7
⑤出力制約	13.1	6.7	63.4	21.7	37.9	0.2	16.9	39.2	23.6	34.8
⑥予備力	0.0	-1.9	3.0	3.1	0.0	0.0	2.6	1.4	0.7	2.0
⑦入札可能量(供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) =③-④-⑤-⑥	32.3	8.5	12.1	11.0	132.0	-11.7	87.9	-0.5	-16.2	17.7
⑧入札可能量と売り入札量の差 = ⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-11.7	0.0	-0.5	-16.2	-2.7
需要見込み(自社小売分 スポット時点) A	63.86	197.89	482.58	307.32	-(対象外)	87.53	261.77	138.33	66.2	194.35
需要見込み(自社小売分 前日17時時点) B	63.86	197.09	482.88	303.36	-(対象外)	87.42	262.61	140.35	66.3	197.55
需要見込み(自社小売分 GC時点) C	63.62	196.91	480.02	304.35	-(対象外)	87.36	262.61	138.34	66.2	197.85
需要実績(自社小売分 速報値) D	64.46	196.55	484.60	301.83	-(対象外)	87.78	260.03	138.90	65.0	195.91
乖離率(%) スポット時点見込み⇔実績(速報値) =(A-D)/D	-0.9%	0.7%	-0.4%	1.8%	-(対象外)	-0.3%	0.7%	-0.4%	1.9%	-0.8%
乖離率(%) GC時点見込み⇔実績(速報値) =(C-D)/D	-1.3%	0.2%	-0.9%	0.8%	-(対象外)	-0.5%	1.0%	-0.4%	1.8%	1.0%

## 売り入札量

- 北海道
- 東北電力
- 東京電力
- 中部電力
- JERA
- 北陸電力
- 関西電力
- 中国電力
- 四国電力
- 九州電力



※1 売り入札量: 既存契約等の特定の売り先が決まっているもの(クロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等)を控除したもの  
 ※2 間接オークション等売り入札量: 間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。  
 ※3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じる。  
 ※4 乖離率: 需要見込みおよび需要実績の日毎の合計値より算出  
 (出典) 各社提出データより事務局作成

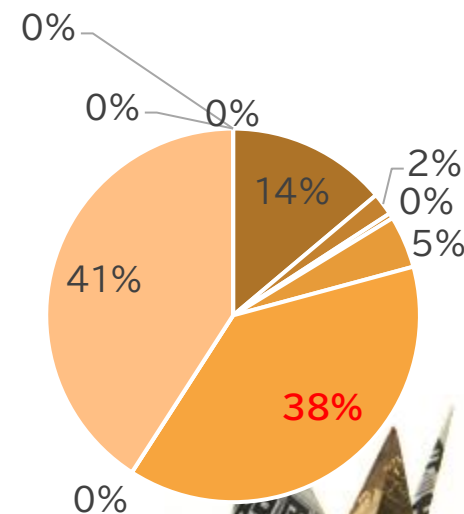
# 1月22日(月)受渡分 各社提出データ

【スポット市場価格】  
・システムプライス最高値: 70.01円/kWh(10時~10時半)

(単位: GWh)	北海道電力	東北電力	東京電力 エナジー パートナー	中部電力 ミライズ	JERA	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
① 売り入札量 (※1) = a-b-c	27.0	3.8	0.9	8.8	74.6	0.0	79.6	0.0	0.0	0.0
売り入札総量 a	33.8	20.1	61.2	42.4	74.6	31.8	81.6	1.1	15.1	96.2
GB高値買い入札量 b	2.1	10.6	23.1	32.7	0.0	14.4	0.0	0.0	7.2	81.6
間接オークション等売り入札量 (※2) c	4.7	5.7	37.2	0.9	0.0	17.4	2.0	1.1	7.9	14.6
② 実質買い約定量 (GB及び間接オ以外の買い) = a-b-c	0.0	1.1	1.2	32.0	0.8	13.1	0.1	26.4	12.1	1.0
買い約定量 a	3.1	22.2	61.5	67.9	0.8	29.2	43.8	54.1	38.9	91.4
GB買い約定量 b	2.2	13.2	23.1	34.7	0.0	14.4	17.0	0.0	7.2	81.6
間接オークション買い約定量 c	0.9	7.8	37.2	1.1	0.0	1.7	26.8	27.7	19.6	8.8
③ 供給力 (設備容量から出力停止等を控除もの)	116.9	205.6	638.8	331.9	803.4	92.7	390.5	183.1	80.6	256.2
出力停止等	81.4	231.9	53.9	0.0	759.5	72.7	224.2	104.3	31.8	184.8
④ 自社小売需要等 = a+b+c	75.8	197.5	567.7	293.3	706.6	103.6	290.7	159.0	74.9	219.4
需要見込み(自社小売分) a	66.5	189.6	484.1	286.6	0.0	84.8	260.8	140.9	66.2	201.1
需要見込み(他社卸分) b	9.3	3.3	61.8	6.6	706.6	18.8	29.9	17.0	8.7	18.0
需要 (揚水動力等) c	0.0	4.6	21.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.4
⑤ 出力制約	14.1	3.0	67.1	26.9	22.2	2.1	17.6	27.1	20.4	34.8
⑥ 予備力	0.0	1.3	3.1	2.9	0.0	0.0	2.6	1.4	0.7	2.0
⑦ 入札可能量 (供給力-自社小売需要等-出力制約-予備率) = ③-④-⑤-⑥	27.0	3.8	0.9	8.8	74.6	-13.1	79.6	-4.3	-15.3	0.0
⑧ 入札可能量と売り入札量の差 = ⑦-①	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-13.1	0.0	-4.4	-15.3	0.0
需要見込み (自社小売分 スポット時点) A	66.47	189.60	484.15	286.65	-(対象外)	84.76	260.76	140.94	66.2	201.05
需要見込み (自社小売分 前日17時時点) B	66.47	189.68	494.74	288.67	-(対象外)	85.04	260.75	140.86	66.2	201.60
需要見込み (自社小売分 GC時点) C	66.44	191.22	489.69	290.44	-(対象外)	84.72	260.73	140.39	65.8	203.40
需要実績 (自社小売分 速報値) D	68.14	191.00	490.75	290.63	-(対象外)	83.85	260.22	139.35	65.5	201.12
乖離率(%) スポット時点見込み⇔実績(速報値) =(A-D)/D	-2.4%	-0.7%	-1.3%	-1.4%	-(対象外)	1.1%	0.2%	1.1%	1.1%	0.0%
乖離率(%) GC時点見込み⇔実績(速報値) =(C-D)/D	-2.5%	0.1%	-0.2%	-0.1%	-(対象外)	1.0%	0.2%	0.7%	0.5%	1.1%

## 売り入札量

- 北海道
- 東北電力
- 東京電力
- 中部電力
- JERA
- 北陸電力
- 関西電力
- 中国電力
- 四国電力
- 九州電力



※1 売り入札量: 既存契約等の特定の売り先が決まっているもの(グロス・ピーディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等)を控除したもの  
 ※2 間接オークション等売り入札量: 間接オークション売り入札量に加え、BL市場、先渡市場での取引を行っている場合には、その約定分が含まれる。  
 ※3 本表では、日次での諸元の合計値から入札可能量を計算。コマ単位での入札可能量が負の際に、売り入札量がゼロとなる場合もあるため、日次での売り入札量と入札可能量の合計値には差異が生じうる。  
 ※4 乖離率: 需要見込みおよび需要実績の日毎の合計値より算出  
 (出典) 各社提出データより事務局作成



# JERAの売り入札に占めるシェア

- 売り入札量に占める旧一電全体のシェアが55%
- JERAの当該日における旧一電売り入札量に占めるシェアはおよそ4割
- $0.55 * 0.4 = 0.22$   
よって当該日のJERAの売り入札全体に占めるJERAのシェアは約2割と推定できる

## 疑問:

1. 巨大な売り入札を行っている事業者の入札行動を日本卸電力取引所・電力ガス取引等監視委員会はどう監視しているのか？
2. 日本卸電力取引所の職員数は11名(2024年3月末)。欧州の電力取引を行うEEXはほかの取引もおこなっているが、職員数800人以上。これで日本の電力取引所は十分な取引が可能なのか？
3. 日本卸電力取引所と電力ガス取引監視等委員会はどのような役割分担を行っているのか？

# 関電事案概要①

## 2023年12月26日 関西電力株式会社に対する業務改善勧告

### 第1 事案の詳細

関西電力株式会社は、令和4年12月26日受渡分、令和5年9月20日受渡分、及び、同月21日受渡分のスポット市場取引において、供給力の確保、及び、電源の経済差し替えを目的として買い入札を行った際、同社内のシステムにおいて本来意図していたものとは異なる過剰な量の入札案が策定されましたが、同社は当該過剰な買い入札案に気付かないまま、上記3日間で合計約51.7GWh分の過剰な買い入札を実行しました。過剰な買い入札が行われたコマは3日合計で33コマに及び、影響を与えたエリアは、合計9エリアであることが確認されました。また、過剰な入札量は、本来予定していた買い入札量の最大約21.4倍に及ぶものでした。

当委員会の調査によれば、過剰買い入札が行われたいずれの日においても、スポット市場の約定価格に影響が生じており、とりわけ、令和5年9月21日受渡分については、一定の試算に基づけば、コマによっては最大30円/kWh程度約定価格（関西エリアプライス）を上昇させ、システムプライスについても最大27円/kWh程度上昇させたことが確認されました。なお、当該コマにおいて適切な入札がなされた場合の関西エリアプライスの約定価格に比べて、約定価格を約2.5倍上昇させたと考えられます。

また、上記の過剰な買い入札に加えて、同社は、令和5年9月21日受渡分について、本来出力抑制が必要ない発電機があったにもかかわらず、出力抑制が必要なものと誤って認識したために合計21コマについて出力抑制を登録し、約1.1GWhの余剰全量の市場供出を行っていませんでした。この点に関して、一定の試算に基づけば、上記売り入札が適切に実施されていた場合に比して、上方に最大で2円/kWh程度、関西エリアプライスへの影響が生じたことが確認されました。

- ① 同社は、複数回にわたって大量の過剰買い入札を行った上、同日に余剰全量を市場に供出しなかったなど、同社のスポット入札業務への対応はこれまで発生した他の誤入札事案とは同一視できない程度にずさんなものであったこと、
- ② 同社のスポット市場において占める売買入札量の大きさや、令和3年から令和5年にかけて頻発した誤入札を受けて、監視等委事務局が各社向けに注意喚起を二度にわたって行っていたこと等に鑑みれば、同社には、誤入札を生じさせないように体制等を整備すべき高度の注意義務があったにもかかわらず、これを尽くさず本来予定していた買い入札量の最大21.4倍にも及ぶ量の過剰な買い入札を行ったことには重大な過失があること、
- ③ 過剰な買い入札によってスポット市場の約定価格を最大で約2.5倍の価格に上昇させるなど、スポット市場に著しく重大な影響を生じさせたこと

等からすれば、同社の誤入札については、電力の適正な取引の確保の観点から、業務改善勧告を行うことが相当と判断しました。





## 関電事案概要②

### 2023年6月「関西電力株式会社、中部電力ミライズ株式会社、中国電力株式会社、九州電力株式会社及び九電みらいエナジー株式会社に対する業務改善命令に係る報告書」

#### 2. 域外進出に係る意思決定について

関西電力は、2017年10月に行われた経営層が参加する会議において、特別高圧及び高圧並びに官公庁入札に関する中国・中部・九州エリアへの進出方針について議論を行い、方針を決定した。同会議においては、少なくとも以下の事項が記載された資料を用いた議論が行われ、了承された。

(管外販売の意義)

- 非対称規制により、現下の市場価格が可変費ベースで形成されていることが大きく影響しているという背景があり、さらに、再エネ導入の進展によりこの市場価格が一段と下落していくことが懸念される。
- 従って、①各社が(ベースも含めた)供給力の絞り込みを行い、需給構造の適正化、ひいては市場価格の適正化を実現することが重要(これにより、固定費を持たず、インバランスに依存するような新電力を市場から退出させるとともに、発電設備を有する関西電力の収益も一定程度改善することが期待)。

14

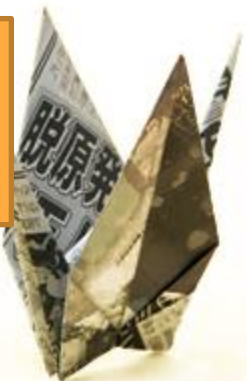
供給量の意図的な絞り込みをおこなうことで市場価格を吊り上げ、新電力を退出させる意図が露骨に記載されている

○また、②小売側においても相互参入の姿を見せることにより、非対称規制の撤廃を勝ち取ることが重要。電力間でエリアを跨いだ需要の持ち合いが進んでいることが望ましく、一時的にはお互いの身を削ることになり、相応の覚悟が必要となるが、適正な市場環境に移行させる上で必要なプロセスであるとの認識を深める必要。

(協調関係の維持)

- ①供給力の絞り込みや、②小売の相互参入といった取組は、健全な競争環境を作るという目的に最終的につながるものであるが、行き過ぎた競争は本意ではないため、経営レベルではしっかりとコミュニケーションを図り協調して進めてまいりたい。

市場への供給義務が緩和されるとともに可変費に頼らない制度(容量市場メインオークション・長期脱炭素電源オークション、さらにRABモデル)などが導入。旧一電の強化がはかられている。



- 余剰供給力は市場に全量入札するという義務はあるものの、「余剰」を監視することが極めて難しい。取引所は相対取引を把握しておらず、「適正な電力取引についての指針」において、インサイダー情報の公開が規定されているものの、出力低下などの規定は幅があるもので、これで監視できるものとは言えない。
- 相対取引の内外無差別化が求められている中、相対取引をすべて取引所取引に移行するべきではないか？
- 現状、電力取引は電気事業法に規定されているが、金融商品取引法上に規定されている罰則と平仄があっていない。少なくとも罰則規定を一致させるべき。たとえば現状ではJERAが市場価格つり上げで得た利益の還付は求められない。
- 被害者への賠償はどうなるのか？  
米国事例：カナダ・トロント・ドミニオン銀行の米国債市場での相場操縦事件  
民事罰として約1,260万米ドル、940万米ドルの刑事罰、470万米ドルの被害者補償金  
140万米ドルの没収金  
日本事例：SMBC日興証券の相場操縦事件  
法人に罰金7億円と追徴金約44億7千万円  
エクイティ本部の元副本部長：懲役1年6カ月執行猶予3年

