

# 電力市場を歪める 容量市場と発電側課金

2024年2月13日

グリーンピープルズパワー（株）

竹村英明

# 目次

1. 容量市場は目的を果たせない制度
2. 容量市場の仕組み
3. 2024年度から始まる容量拠出金の徴収
4. 2027年度メインオークション結果
5. さらに拠出金を増やす脱炭素電源オークション
6. 非FIT再エネに打撃与える発電側課金

# 1、容量市場は目的を果たせない制度

容量市場の目的は、電気の安定供給でした。

2016年に電力自由化がスタートし、既存の大手電力（旧一般電気事業者）への「単独での」供給義務がなくなりました。誤解のないよう補足すると、電力供給義務は新電力を含む全小売電気事業者に課せられており、供給義務がなくなったわけではありません。

大手電力の小売は、そのユーザーに対する「供給義務」は、今も負っています。

ところが、供給義務がなくなった大手電力は発電所を作らないから、発電所建設のインセンティブを作らないと、10年後には発電所が不足し、日本は電力を賄えなくなるという「脅迫」的問題定義が行われました。それが「容量市場」を生み出す原動力になったのです。

こうして毎年、4年後の最大電力を賄える発電設備を入札により確保し、応札し落札した発電所（事業者）には容量確保契約金というご褒美を出すという制度がスタートしました。

しかし入札枠は日本の最大電力に厳気象需要や希頻度リスクまで加えた約1.8億kWに設定され、ほぼ日本中の運転可能な発電所が応札できる状態となりました。その結果、減価償却を終えた発電所が大量に「0円入札」し、建設コストの回収が必要な新規発電所は応札しても落札できない状態となりました。この制度では、新規発電所を増やすことができないのです！

当然、安定供給も確保できません。

# いろいろな市場の役割

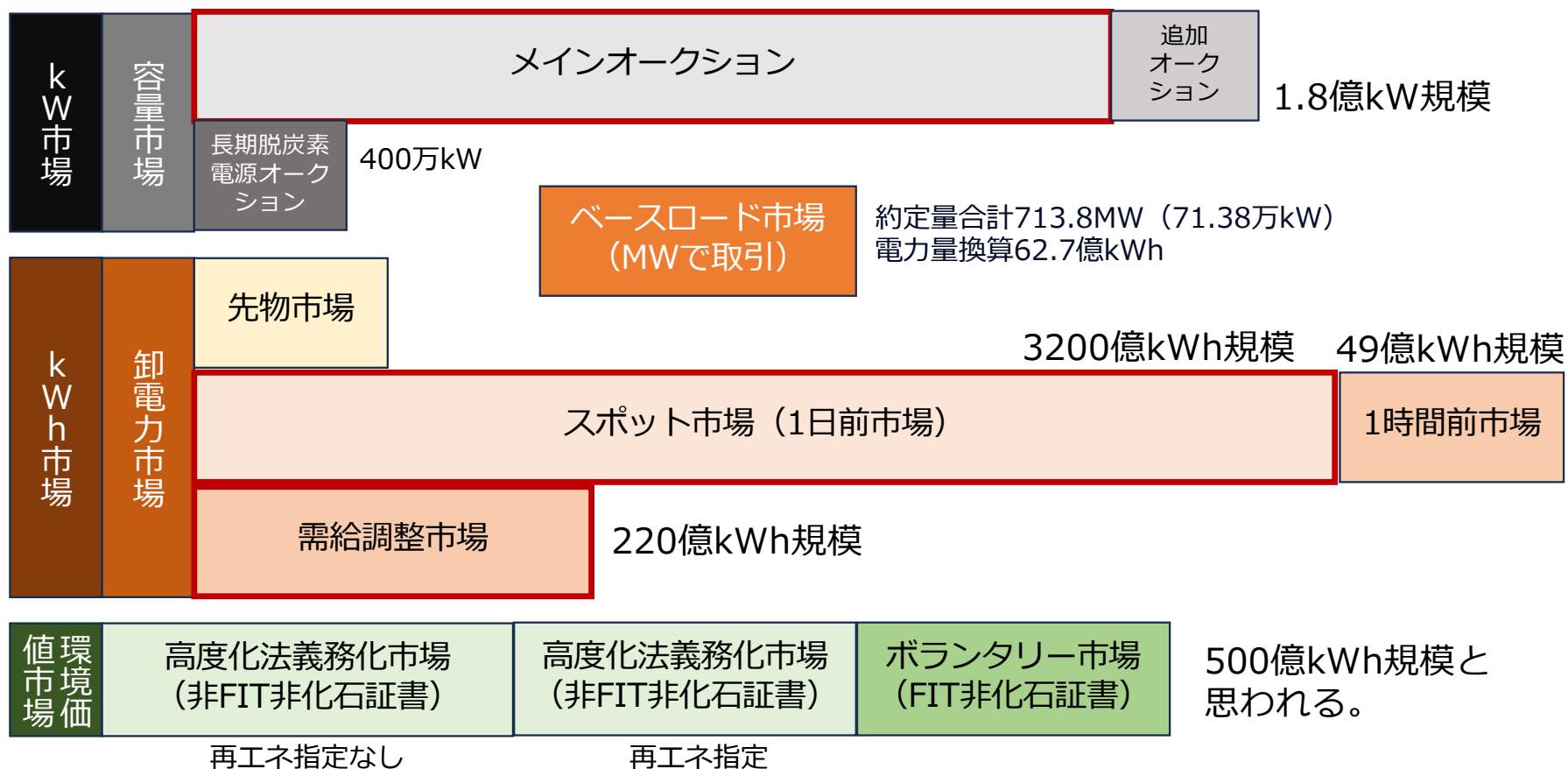
市場	役割	主な取引主体
容量市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>国全体で必要となる供給力 (kW価値) の取引</li> </ul>	広域機関
卸電力市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要家に供給するための電力量 (kWh価値) の取引</li> </ul>	小売電気事業者
需給調整市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>ゲートクローズ後の需給ギャップ補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力 (<math>\Delta</math>kW価値+kWh価値) の取引</li> </ul>	一般送配電事業者

「容量市場メインオークション約定結果 (対象実需給年度:2027年度)」より

容量市場・追加オークション	<ul style="list-style-type: none"> <li>容量市場の実際の取引開始の4年前に行われる、メインオークションとは別に、1年前に保管的に行われるオークション</li> </ul>
容量市場・長期脱炭素電源オークション	<ul style="list-style-type: none"> <li>容量市場のメインオークションとは別に、20年間の稼働を前提とした長期電源のオークション。容量市場の目標調達量の一部を、こちらに置き換えて行き、やがて全部を置き換える。</li> </ul>

このほかにベースロード電源市場、非化石価値取引市場などがあるが、発電所確保のインセンティブとは無関係。

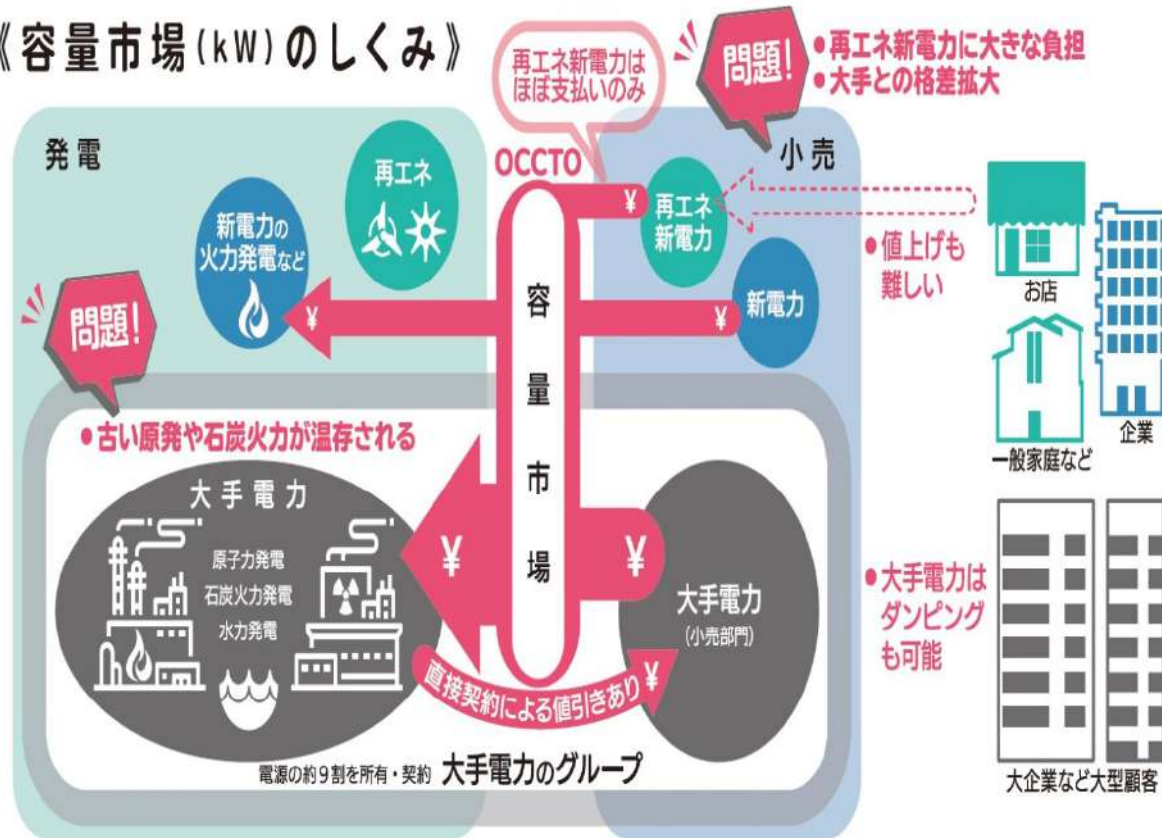
# 市場をもうちょっと整理してみましよう



図は筆者作成

## 2、容量市場の仕組み

### 《容量市場(kW)のしくみ》



容量確保契約金の元になる資金は全新電力から93%、送配電事業者から7%を徴収する「容量拠出金」です。

大手電力の小売部門も容量拠出金を負担しますが、容量確保契約金の大部分は大手電力の発電部門に入り、大手電力小売部門に容量確保契約金分の収入を差し引いた単価で小売します。対象は原発・火力発電です。

結果的に発電所を持たない新電力、容量市場に入札できない再生エネ発電所を保有している新電力は、お金を払うだけ。

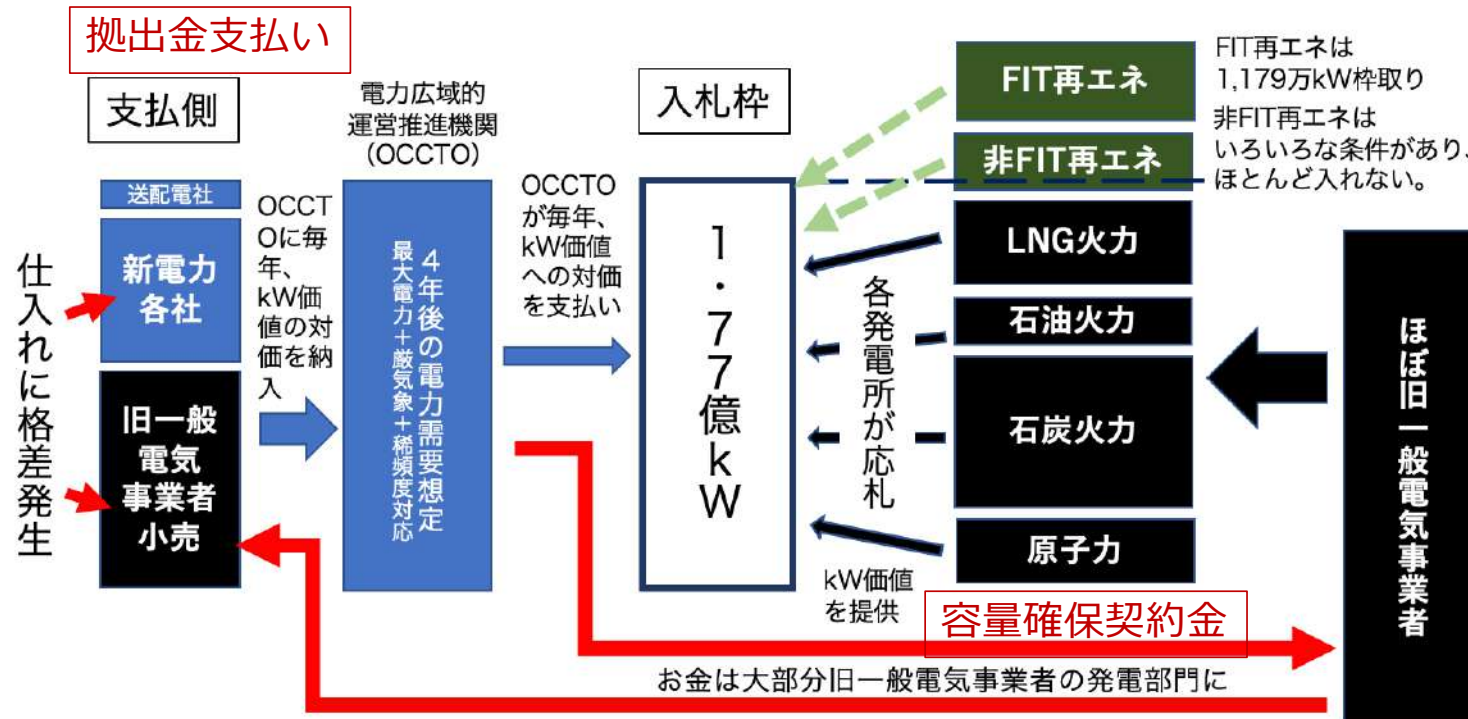
大手電力と新電力の間で「電気料金の原価」に大きな差が生じることになります。

つまり新電力の電気代のみ上がります！

eシフト「電力市場」リーフレットより

# もう一度、容量市場とは

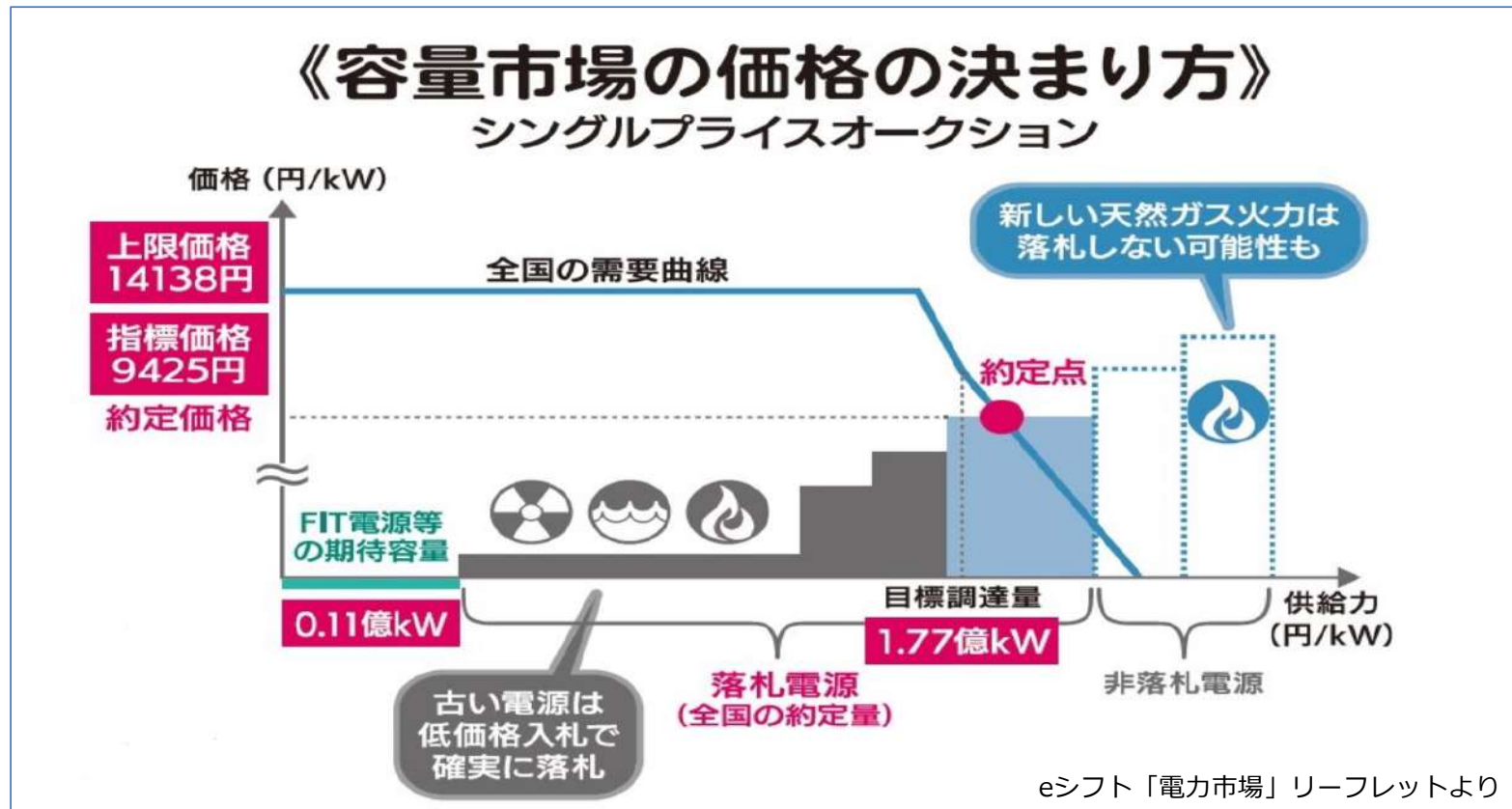
入札枠が、現在の「最大電力+緊急時用」の設備容量規模となったため、原発も石炭火力も、ほぼ全て「拋出金」をもらえることに。大手電力も拋出金を出すが、自分の発電所に戻ってくる。再エネ発電所はほぼ対象外とされ、再エネ新電力は「拋出金」を払うばかりだ。



図は筆者作成

相対契約であった場合は、基本料金分を値引きする既に容量価値としてもらっているから・・・との理由

# 容量市場入札決定の仕組み



大量のゼロ円入札。それでも約定価格がもらえる。



# 容量市場に応札できる電源

安定電源	変動電源		発動指令電源
	変動電源(単独)	変動電源(アグリゲート)	
計量単位の期待容量※ <sup>2</sup> が1,000kW以上の安定的な供給力を提供するもの	計量単位の期待容量※ <sup>2</sup> が1,000kW以上の供給力を提供するもののうち、自然変動電源に該当するもの	計量単位の期待容量※ <sup>2</sup> が1,000kW未満の電源のうち、自然変動電源を組み合わせ※ <sup>3</sup> することで、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供するもの	計量単位の期待容量※ <sup>2</sup> が1,000kW未満の電源・安定的供給力を提供できない自家発・DRなどを単独または組み合わせ※ <sup>3</sup> することで、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供するもの
(例) <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 火力、原子力、</li> <li>➢ 大規模水力（揚水式、貯水式、一部の自流式）</li> <li>➢ 地熱・バイオマス・廃棄物</li> </ul>	(例) <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 水力（一部の自流式）</li> <li>➢ 風力</li> <li>➢ 太陽光</li> </ul>	(例) <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ DR</li> <li>➢ 自家発</li> <li>➢ 蓄電池</li> <li>➢ その他</li> </ul>	



電力広域的運営推進機関  
Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

※1：離島とは電気事業法施行規則第3条の2で定める本土と系統が接続していない島を指します。

※2：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)

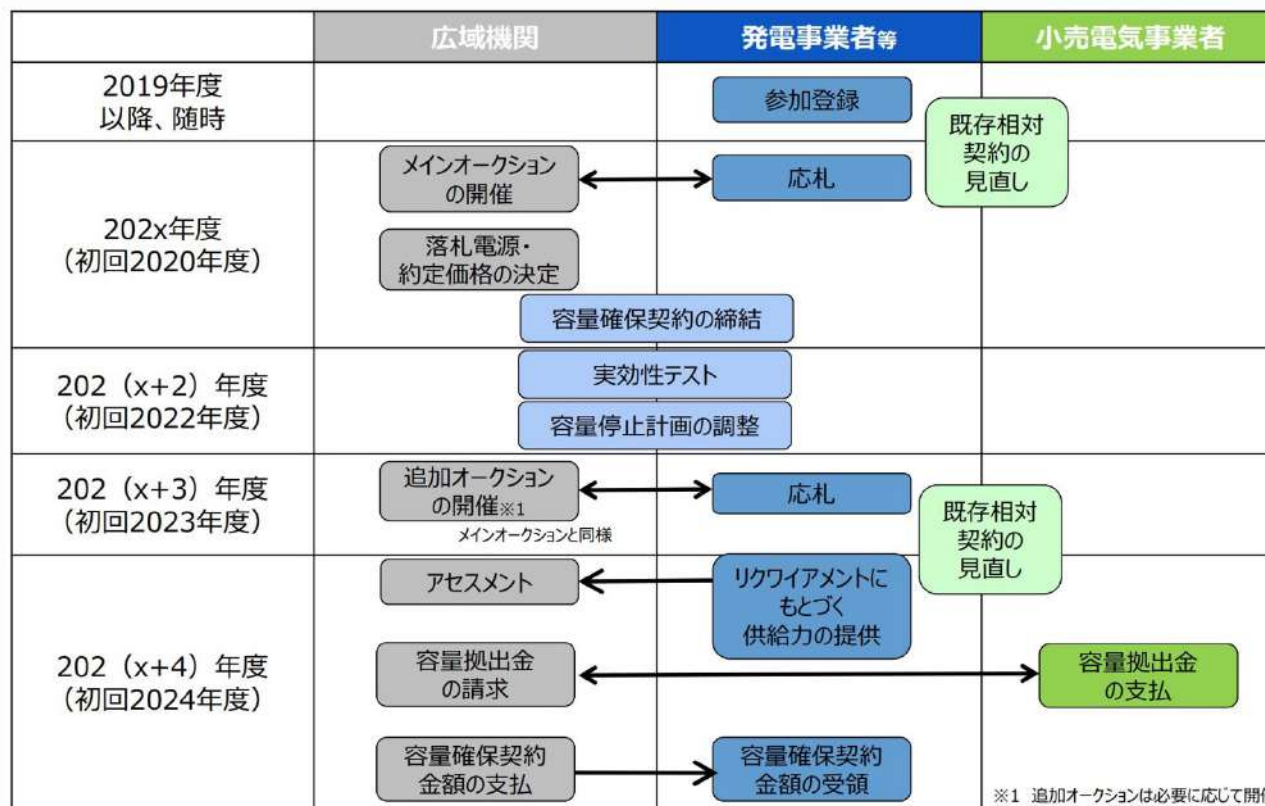
※3：組合せは同一供給区域内の電源等の組合せに限ります。

出典：電力広域的運営推進機関 容量市場 説明会資料

# 3、2024年度から始まる 容量拠出金の徴収

最初の入札実施▶

いよいよ取り立て開始▶



出典：電力広域的運営推進機関 容量市場 説明会資料

# GPPに届いた 請求書

## 容量拠出金 仮請求額通知書 (年間総額)

グリーンビーズパワー株式会社 部中  
 事業者コード: 4592  
 事業者区分 : 小売電気事業者

### 1. 容量拠出金仮請求額

容量拠出金仮請求総額[円] 9,312,888

容量拠出金仮請求額(年額)(調整前)[円]	9,312,888
調整額[円]	0
備考: エリア: 東京 / 7月: 1,048kW / 8月: 998kW / 9月: 933kW / 合計: 2,979kW	

小計[円] 9,312,888

(参考)

容量拠出金仮請求額(月額)[円] 実需給年度4月~2月	776,074
容量拠出金仮請求額(最終月額)[円] 実需給年度3月	776,074

9,312,888
9,312,888
0
kW / 合計: 2,979kW
9,312,888
776,074
776,074
東京
488,974,300,769
40,747,858,397
40,747,858,402
0.00

# GPPは容量拠出金相当額を料金に算入

GPPに請求された容量拠出金額

中部エリア：6,288円、月額524円。

東電エリア：9,312,888円。月額770,674円。

これは2023年度夏期（4月－9月）の最大電力を記録した日・時間のGPPの最大電力によって計算されます。

最大電力は約1 MWで、拠出金単価は約9200円と想定していましたが、予想通りの金額。

GPPの昨年度10月までの1年間の売り上げは432万kWhでしたので、年間販売量430万kWhとすると2.1657円/kWhで、2.1円/kWhを電気料金原価に参入することとしました。

実際にはこれに消費税が加わり、2.31円/kWhとなります。

ユーザーの皆様には、大変申し訳ありませんが、結構大きな値上げになります。

東電エナジーパートナーなど大手電力は原価算入しません。

大手電力発電部門は「容量確保契約金」を受け取った分、値引き販売をしなければならないことになっています。ほとんどを大手電力小売に相対契約で販売していますので、大手電力小売の仕入れ原価は大幅に下がるからです。

この制度は電力自由化のルールに反しています。

大手と他の新電力の価格差を公然と作り出していることになるのです。

# GPPは明細書に容量拠出金相当額を記載

○使用場所								
○使用期間	12月11日	～	1月10日	(31日間)	○検針日	1月16日	○次回検針予定日	2月14日
○主契約	○契約種別	スタンダードでんき		○契約電力	4.0 kW	○使用電力量	322 kWh	

ユーザーに負担  
をお願いします  
が、その原因が  
何であるかは明  
示します。

○使用明細					備考
料金項目	内訳				
主契約	基本料金	286.00 円	4.00 kW	1,144.00 円	
	昼時間	32.99 円	188.00 kWh	6,202.00 円	
	夜時間	33.97 円	134.00 kWh	4,551.00 円	
	容量拠出金相当額	2.31円	322kWh	743円	
	再生可能エネルギー賦課金	1.40 円	322.00 kWh	450.00 円	
	政府補助金	-3.50 円	322.00 kWh	-1,127.00 円	政府支援による値引き
合計				11,220.00 円	10%対象税込計

ユーザーにも一  
緒になっていた  
だいて、この  
「原因」を取り  
除くように活動  
していきたいと  
思います。

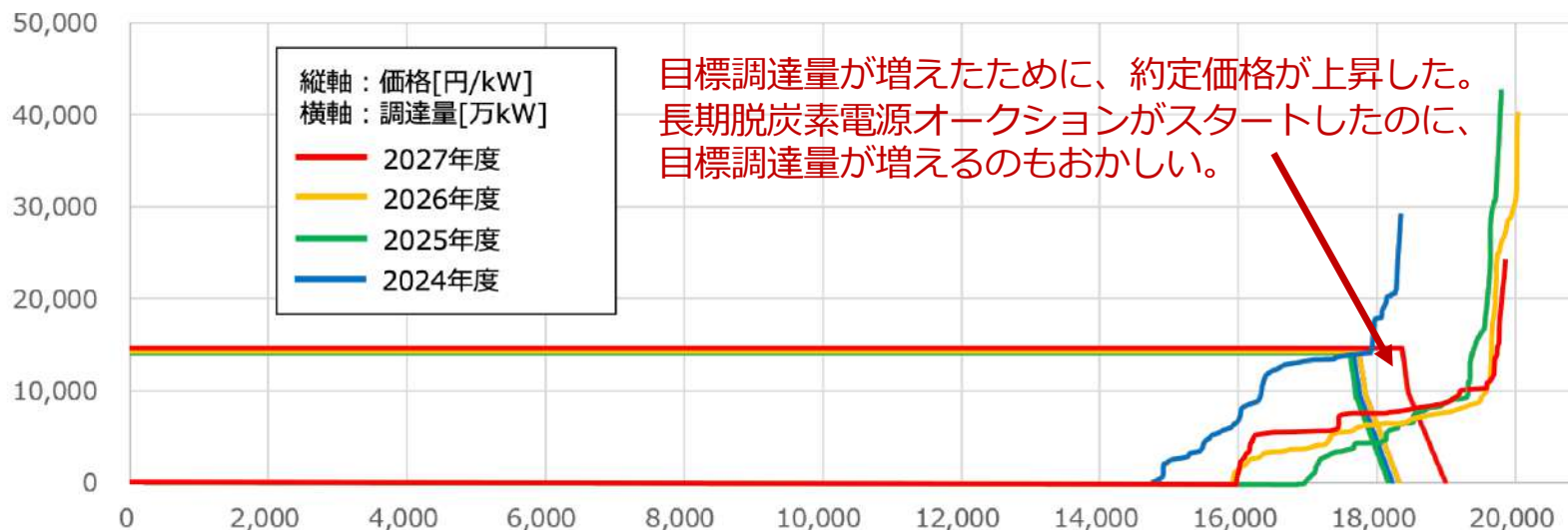
## 4、2027年度メインオークション結果

再び約定総額が上昇し、拠出金額が高騰しました。  
2027年には、kWあたり7500円以上の請求になると思われます。  
市場が安定しておらず、毎年どうなるかわからない状況です。

#	対象年度	約定総額	単価（東京）
1	2024	1兆5,987億円	14,137円/kW
2	2025	5,140億円	3,495円/kW
3	2026	8,425億円	5,834円/kW
4	2027	1兆3,139億円	9,555円/kW

## オークション結果の推移 (1)需要曲線と供給曲線 [2/2]

<容量市場メインオークションの供給曲線（スムージング処理後）と各諸元>



※【2025年度】発動指令電源の応札容量については、メインオークションにおける調達上限容量を超過した非落札電源の容量は除外している。  
【2026年度～】発動指令電源の応札容量については、調整係数反映後の容量とし、1,000kW未満となる電源等は除外している。

対象 実需給年度	NetCONE [円/kW]	目標調達量 [kW]	FIT電源等の期待容量 [kW]	追加オークションで調達を 予定している供給力[kW]	容量市場外の 見込み供給力控除量 [kW]
2024年度	9,425	177,468,513	11,789,258	-	-
2025年度	9,372	176,991,335	18,889,612	3,167,258	-
2026年度	9,557	178,295,201	21,087,676	3,180,694	-
2027年度	9,769	184,473,695	22,645,643	3,211,958	1,200,000

NetCONE（指標価格）：新規電源の建設及び維持・運営の総コストをコスト評価期間で均等化したコストから容量市場以外の収益を差し引いたもの。  
この1.5倍が上限価格とされている。

容量市場メインオークション約定結果 (対象実需給年度:2027年度) 2024年1月24日 電力広域的運営推進機関 より

2023年度実施 容量市場メインオークション(対象実需給年度:2027年度)の約定結果  
 (2)約定総容量、約定価格、約定総額 [1/2]

<約定結果>

	約定総容量	約定総額 (経過措置控除後)
全国	167,447,465kW	1,313,960,531,206円

<約定結果 (エリア) >

エリア	エリアプライス	エリア毎の約定容量	エリア毎の約定総額 (経過措置控除後)
北海道	13,287 円/kW	5,191,979 kW	60,176,545,943 円
東北	9,044 円/kW	17,733,376 kW	138,790,635,214 円
東京	9,555 円/kW	55,417,081 kW	463,229,457,889 円
中部	7,823 円/kW	23,234,464 kW	159,374,632,480 円
北陸	7,638 円/kW	4,569,798 kW	30,065,726,265 円
関西	7,638 円/kW	28,860,919 kW	192,877,597,024 円
中国	7,638 円/kW	8,377,605 kW	55,439,048,039 円
四国	7,638 円/kW	7,864,566 kW	51,712,866,174 円
九州	11,457* 円/kW	16,197,677 kW	162,294,022,178 円

※ マルチプライスでの約定あり

容量市場メインオークション約定結果 (対象実需給年度:2027年度) 2024年1月24日 電力広域的運営推進機関 より



2023年度実施 容量市場メインオークション(対象実需給年度:2027年度)の約定結果  
 (3)一般送配電事業者・小売電気事業者が負担する容量拠出金(試算)

エリア	容量拠出金 (試算)		(参考) H3需要想定※2
	一般送配電事業者	小売電気事業者	
北海道	53.0 億円	549.0 億円	498.2 万kW
東北	97.4 億円	1,053.9 億円	1,346.7 万kW
東京	419.9 億円	4,325.8 億円	5,493.0 万kW
中部	152.9 億円	1,582.1 億円	2,443.0 万kW
北陸	31.6 億円	327.6 億円	517.0 万kW
関西	166.6 億円	1,727.3 億円	2,726.0 万kW
中国	63.4 億円	657.2 億円	1,037.2 万kW
四国	29.8 億円	308.6 億円	487.0 万kW
九州	138.8 億円	1,454.8 億円	1,511.8 万kW
計	1,153.3 億円	11,986.3 億円	16,059.8 万kW

※1 算定方法については「<参考> 容量拠出金の算定方法 (p.18)」を参照。

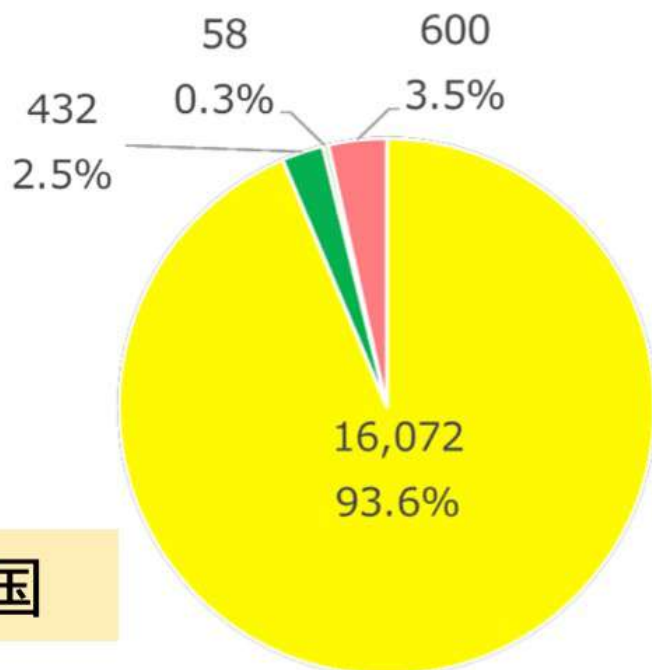
※2 メインオークション開催前に公表される最新の供給計画における実需給年度(第5年度)のH3需要(離島除き)

# 容量市場は脱炭素化に逆行する仕組み

電源等の区分別の応札容量

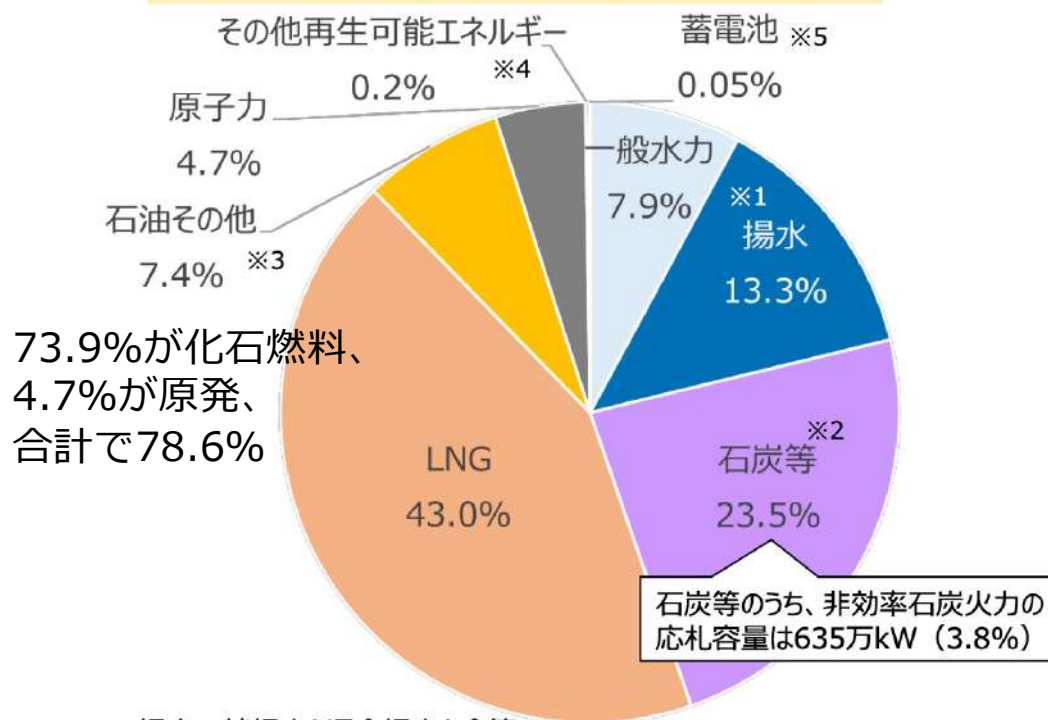
[単位：万kW]

- 安定電源
- 変動電源（単独）
- 変動電源（アグリ）
- 発動指令電源



全国

発電方式別の応札容量比率（全国）



- ※1 揚水：純揚水と混合揚水を合算
- ※2 石炭等：石炭とバイオマス混焼を合算
- ※3 石油その他：石油・LPG・歴青質混合物・その他ガスを合算
- ※4 その他再生可能エネルギー：太陽光・風力・地熱・バイオマス専焼・廃棄物を合算
- ※5 蓄電池：安定電源で蓄電池と登録されたものを集計

# 5、さらに拠出金額を増やす 長期脱炭素電源オークション



# 20年間「固定費」分の収入が保証される

## ①収入の水準



## ②収入の期間



「長期脱炭素電源オークションについて」 2024年1月31日 資源エネルギー庁 より

容量市場メインオークションの場合は、この1年のみだった。  
長期脱炭素電源オークションでは、20年間確保できるので、事実上「固定費」は回収できる。  
どんなに効率の悪い発電所でも、回収可能なので作られることになる。  
ランニング費用は別途、卸売市場などで回収できる。

# 対象は原発・CCS火力・水素・アンモニア？

- 昨年11月の会合では、長期脱炭素電源オークションを最大限活用し、電源のゼロエミ化をより一層促進していくため、**第2回以降のオークションに向けて、電源種毎の各論点**について御議論いただいた。
- 本日は、そうした電源種毎の各論点のうち、以下の論点について御議論いただきたい。

第86回制度検討作業部会  
(2023年11月29日) 資料5から抜粋

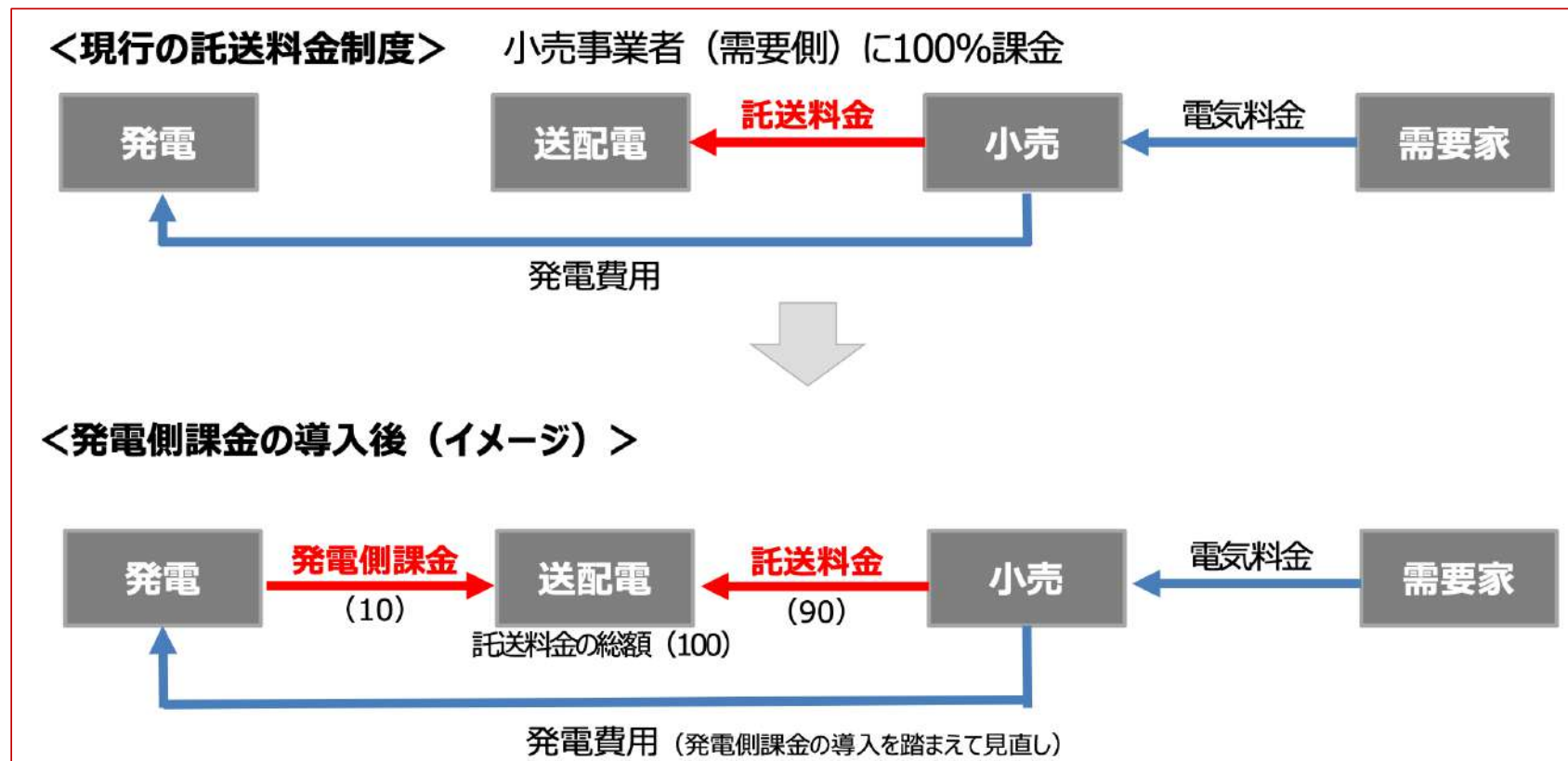
実質「石炭火力」

電源種	論点
水素・アンモニア (新設/既設)	① <b>上流側のコストのうち、固定費に当たる部分の扱い</b> ② 上限価格 ③ <b>事業者間の公平性</b>
合成メタン (新設/既設)	① 上限価格 ② リクワイアメント（設備の最低混焼率、燃料の混焼率） ③ 検討すべきタイミング
CCS付火力 (新設/既設)	① CCS事業への政府支援策と本制度との関係 ② 上限価格 ③ リクワイアメント（設備の最低CO2回収率、実際の混焼率） ④ 検討すべきタイミング
原子力 (既設)	① <b>具体的な対象範囲</b> ② 上限価格 ③ <b>事業者間の公平性</b>
水力 (新設/既設)	① <b>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</b>

なに！石炭と原発？

# 6、非FIT再エネに打撃与える発電側課金

100が90と10に分かれるだけだから、おんなじじゃん！と思うなかれ。



「発電側課金の導入について中間とりまとめ概要」2023年4月 電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合 より

## ①課金対象

- 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。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。

ここには書いてないが、揚水発電と蓄電池のkWhにも課金されない。

### 発電側課金の対象に関する基本的な考え方

### ただし、以下については課金対象外

10kW以上の  
非FIT風力  
太陽光発電



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

卒FITも  
10kW以上  
は対象



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

「発電側課金の導入について中間とりまとめ概要」2023年4月 電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合 より

# 発電側課金の課金単価等の概要

第51回料金制度専門会合  
資料3 (2023年12月20日)

- 申請された発電側課金の課金単価等は、以下のとおり。

課金単価は税込

## 申請された発電側課金の課金単価等

	北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力	全国平均
<b>kW課金単価 (円/kW・月)</b>	<b>110.00</b>	<b>93.04</b>	<b>87.01</b>	<b>80.42</b>	<b>93.47</b>	<b>97.98</b>	<b>85.02</b>	<b>92.73</b>	<b>85.10</b>	<b>69.95</b>	<b>89.47</b>
kW課金単価 (特別高圧系統のある離島) (円/kW・月)	-	80.83	-	-	-	-	76.98	-	79.57	67.60	-
kW課金単価 (特別高圧系統のない離島) (円/kW・月)	102.30	80.80	79.85	-	88.68	-	76.93	-	79.53	67.58	-
<b>割引A-1 (円/kW・月)</b>	<b>59.40</b>	<b>34.02</b>	<b>30.86</b>	<b>42.25</b>	<b>27.73</b>	<b>32.19</b>	<b>37.24</b>	<b>46.92</b>	<b>38.56</b>	<b>16.50</b>	<b>36.57</b>
<b>割引A-2 (円/kW・月)</b>	<b>19.80</b>	<b>13.73</b>	<b>11.44</b>	<b>17.60</b>	<b>9.82</b>	<b>11.55</b>	<b>13.56</b>	<b>14.66</b>	<b>15.86</b>	<b>8.51</b>	<b>13.65</b>
基幹系統接続電源	9.90	6.86	5.72	8.80	4.92	5.78	6.79	7.34	7.93	4.26	6.83
<b>割引A-3 (円/kW・月)</b>	<b>9.90</b>	<b>6.86</b>	<b>5.72</b>	<b>8.80</b>	<b>4.92</b>	<b>5.78</b>	<b>6.79</b>	<b>7.34</b>	<b>7.93</b>	<b>4.26</b>	<b>6.83</b>
基幹系統接続電源	4.95	3.43	2.86	4.40	2.45	2.89	3.39	3.66	3.97	2.13	3.41
<b>割引B-1 (円/kW・月)</b>	<b>42.90</b>	<b>46.77</b>	<b>48.99</b>	<b>33.36</b>	<b>60.95</b>	<b>60.35</b>	<b>39.69</b>	<b>39.97</b>	<b>39.74</b>	<b>51.07</b>	<b>46.38</b>
<b>割引B-2 (円/kW・月)</b>	<b>13.20</b>	<b>18.92</b>	<b>17.80</b>	<b>13.66</b>	<b>21.54</b>	<b>21.92</b>	<b>14.47</b>	<b>10.40</b>	<b>16.36</b>	<b>26.19</b>	<b>17.45</b>
<b>kWh課金単価 (円/kWh)</b>	<b>0.35</b>	<b>0.29</b>	<b>0.28</b>	<b>0.26</b>	<b>0.28</b>	<b>0.32</b>	<b>0.28</b>	<b>0.25</b>	<b>0.23</b>	<b>0.24</b>	<b>0.28</b>

- ※1 託送供給等約款においては、発電側課金の料金は系統連系受電サービス料金として記載されている。
- ※2 kW課金単価は、割引相当額付加単価込みの値。
- ※3 離島等供給約款適用地域のうち、基幹系統及び特別高圧系統が存在しない離島については、割引制度の適用除外地域とし、その他の割引制度適用地域における電源への割引の実施に伴う割引相当額付加単価を上乗せしないkW課金単価を適用する。基幹系統は存在しないもの、特別高圧系統が存在する地域は、割引Aの適用除外地域とし、その他の割引A適用地域における電源への割引Aの実施に伴う単価を上乗せしないkW課金単価を適用。
- ※4 需要地近接性評価割引制度と同様、基幹系統接続電源の割引単価は、特別高圧系統接続電源の割引単価の1/2とするため（割引A-1を除く）、基幹系統接続電源の割引A-2、A-3については、その他電源の同割引単価の半額適用となる（基幹系統以外の接続電源は、A-2、A-3についても全額適用となる）。
- ※5 需要地近接性評価割引制度の適用を受けていた電源（暫定措置のものは除く）については、経過措置として、引き続き割引対象とする。経過措置の期間は、その次の割引対象地域の見直し時までとし、当該期間中は、割引A-2・B-2を適用する（経過措置対象電源のうち、発電側課金の割引単価がA-2・B-2を下回る電源に対して、当該単価を適用）。



## 需要側託送料金の電圧別平均単価の概要

第51回料金制度専門会合  
資料3 (2023年12月20日)  
一部修正

- 変更認可申請がなされた需要側託送料金の電圧別の平均単価は、以下のとおり。
- 発電側課金の導入影響により、需要側託送料金における改定率は、特別高圧で▲6%～▲19%、高圧で▲5%～▲13%、低圧で▲3%～▲6%となっている。いずれの事業者においても高位電圧の方が改定率の減少幅が大きいのは、高位電圧ほど上位系統に係る費用の占める割合が大きいためである。

	(単位)	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
特別高圧	億円※1	81	378	1,533	741	152	855	345	99	479	58
	円/kWh※1	2.54	1.89	2.05	1.76	1.97	2.03	1.81	1.97	2.32	3.95
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲10.5% (▲12.9%)	▲18.5% (▲18.5%)	▲14.6% (▲14.2%)	▲15.0% (▲14.5%)	▲16.2% (▲17.0%)	▲14.7% (▲16.4%)	▲12.5% (▲12.0%)	▲17.6% (▲18.7%)	▲11.5% (▲12.6%)	▲6.2% (▲6.9%)
高圧	億円※1	571	1,296	3,576	1,633	428	1,907	810	421	1,224	187
	円/kWh※1	4.42	4.24	3.78	3.49	4.02	4.34	4.39	4.20	4.19	6.39
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲8.1% (▲10.0%)	▲12.2% (▲12.4%)	▲10.8% (▲10.4%)	▲10.7% (▲10.7%)	▲12.0% (▲12.7%)	▲10.5% (▲11.8%)	▲7.7% (▲7.6%)	▲12.6% (▲13.5%)	▲8.9% (▲10.0%)	▲5.1% (▲5.6%)
低圧	億円※1	1,228	2,700	8,485	3,469	755	3,836	1,813	909	2,981	419
	円/kWh※1	9.65	10.18	8.58	9.13	8.43	7.82	9.28	9.22	9.34	11.53
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲3.7% (▲5.0%)	▲5.3% (▲5.6%)	▲4.9% (▲4.9%)	▲4.0% (▲4.2%)	▲6.1% (▲6.9%)	▲4.6% (▲5.9%)	▲3.6% (▲3.7%)	▲5.1% (▲5.5%)	▲3.5% (▲4.6%)	▲2.9% (▲3.2%)
合計	億円※1	1,881	4,374	13,594	5,843	1,336	6,597	2,968	1,429	4,684	664
	円/kWh※1	6.52	5.67	5.06	4.60	4.89	4.88	5.20	5.73	5.73	8.27
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲5.4% (▲6.9%)	▲8.7% (▲8.9%)	▲7.8% (▲7.5%)	▲7.6% (▲7.6%)	▲9.3% (▲10.0%)	▲7.9% (▲9.1%)	▲5.9% (▲5.8%)	▲8.4% (▲9.0%)	▲5.9% (▲6.9%)	▲3.8% (▲4.2%)

※1 2024～2027年度平均。kWhあたり単価は、電圧別の託送原価を想定kWhで除することにより算定。

※2 現行のkWhあたり単価（2023～2027年度平均。算定方法は※1と同様）からの改定率。

※3 発電側負担原価を2:1:1比率で需要側の電圧別に配分したと仮定して算定した、電圧別平均単価の減少影響をもとに、改定率の内数を算定。 12

# 東電パワーグリッドの2024年度料金

接続送電サービス料金等は、以下のとおりといたします。(令和6年4月1日より適用、消費税等相当額を含みます。)

## ○接続送電サービス料金

契約種別			単位	料金単価 (消費税等相当額を含む)		差引	
				旧単価	新単価		
低圧	電灯標準接続送電サービス	基本料金	実量契約	1kW	230 円 67 銭	230 円 67 銭	±0 銭
			SB・主開閉器契約	1kVA	152 円 24 銭	152 円 24 銭	±0 銭
			SB契約：5Aの場合	1 契約	76 円 12 銭	76 円 12 銭	±0 銭
			SB契約：15Aの場合	1 契約	228 円 36 銭	228 円 36 銭	±0 銭
		電力量料金	1kWh	7 円 48 銭	6 円 97 銭	▲51 銭	
	電灯時間帯別接続送電サービス	基本料金	実量契約	1kW	230 円 67 銭	230 円 67 銭	±0 銭
			SB・主開閉器契約	1kVA	152 円 24 銭	152 円 24 銭	±0 銭
			SB契約：5Aの場合	1 契約	76 円 12 銭	76 円 12 銭	±0 銭
			SB契約：15Aの場合	1 契約	228 円 36 銭	228 円 36 銭	±0 銭
		電力量料金	昼間時間	1kWh	7 円 90 銭	7 円 36 銭	▲54 銭
夜間時間			1kWh	7 円 14 銭	6 円 64 銭	▲50 銭	
電灯従量接続送電サービス※1			1kWh	11 円 26 銭	10 円 76 銭	▲50 銭	

低圧の託送料金は電力量料金が平均50銭(0.5円)前後の値下がり。基本料金は下がらない。

# GPPの発電側課金負担額の算出



49.5kWの発電所

基本料金：49.5kW×87.01円（税込）

= 約4307円/月（①）

年間発電量：9万kWh /12ヶ月

= 7500kWh

電力量料金：7500kWh×0.28円（税込）

= 2100円/月（②）

① + ② = 6407円

6640円/7500kWh = 約0.85円（税込）

GPPの小売側託送料金は0.5円/kWh安くなるが、  
0.35円/kWh負担が増している。

# 非FIT再エネを供給する新電力の電気代が上がる ＞顧客が減る＞非FIT発電所は作れなくなる・・・

