

購入・販売電力料について

2022年12月26日

中国電力株式会社

I . 購入・販売電力料（新たな市場等関連を除く）

1. 購入電力料の算定概要

- 購入電力料は、燃料価格上昇に伴う購入価格の上昇や、FIT買取費用の新規計上等により、現行原価と比較して2,806億円増加し、4,516億円となりました。

（億円、億kWh、円/kWh）

	申請原価（A）			現行原価（B）			差 引（A-B）		
	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価
水力	34	3	10.29	84	10	8.69	▲50	▲7	1.60
火力	3,320	162	20.55	1,568	224	7.01	1,752	▲62	13.54
新エネルギー等	1,194	73	16.44	58	5	11.53	1,136	68	4.91
取引所取引※1	▲32	5	—	—	—	—	▲32	5	—
合計※2	4,516	237	19.15	1,710	238	7.17	2,806	▲1	11.98

注1）現行原価は、託送費用相当を除く（以降同様）。注2）四捨五入の関係で、内訳と合計が一致しない場合がある（以降同様）。

※1 自社発電コストより安価な市場調達による発電費用の節減額。

※2 合計には、取引所取引に係る電力量を含まない。単価は、取引所取引に係る電力量・金額以外で算定。

【FIT買取費用再掲】

- ・JEPXが公表する至近1年間（2021年10月～2022年9月）における中国エリアの回避可能費用単価を用い、算定しております。

（億kWh、円/kWh、億円）

	買取電力量	単価※3	買取費用
太陽光	60	16.56	987
その他※4	9	20.34	184
合計	69	17.06	1,171

※3 太陽光は、主な発電時間である8時～16時。その他は、0時～24時。

※4 水力、風力、バイオマス発電。

他社購入における効率化の取り組み

- 契約先との協議を通じた基本料金の削減
- 調達先多様化による調達コスト低減

（億円）

2023	2024	2025	平均
▲35	▲32	▲30	▲32

2. 販売電力料の算定概要

- 販売電力料は、他の小売電気事業者への卸販売等の増加や、FIT売電収入の計上等により、現行原価と比較して1,643億円増加し、1,906億円となりました。

（億円、億kWh、円/kWh）

		申請原価 (A)			現行原価 (B)			差 引 (A-B)		
		金額	電力量	単価	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価
他 社 販 売 電 力 料	常時BU・卸販売※1	1,503	75	20.07	242	27	9.05	1,261	48	11.02
	FIT売電	321	13	23.92	—	—	—	321	13	23.92
	取引所取引※2	82	9	—	—	—	—	82	9	—
地帯間販売電力料※3		—	—	—	21	1	13.73	▲21	▲1	▲13.73
合計※4		1,906	88	20.66	263	28	9.24	1,643	60	11.42

※1 FIT売電以外の相対販売を含む。

※2 自社発電コストを上回る価格での市場販売による追加的な収益額。

※3 電力量は、RPSクレジットに係る電力量を含まない。単価は、RPSクレジットに係る電力量・金額以外で算定。

※4 合計には、取引所取引に係る電力量を含まない。単価は、取引所取引・RPSクレジットに係る電力量・金額以外で算定。

3. 卸電力取引所の活用について

- 発電費用の節減や追加的収益の獲得の観点から、売・買両面での卸電力取引所の活用による原価圧縮の効果額として114億円を原価に織り込んでおります。
- 具体的には、原価算定期間における需給バランスと過去の市場価格の実績※（365日×48コマ）をもとに、コマ毎にマッチングさせて約定量、約定価格及び効果額を、実際の運用条件も考慮しつつ想定しました。

※JEPXが公表する至近1年間（2021年10月～2022年9月）の中国エリアプライス。

《効果額の算定方法》

- ・ 購入・・・（自社発電コスト－約定価格）×買い約定量
⇒自社発電コストより安価な市場調達による発電費用の節減額
- ・ 販売・・・（約定価格－自社発電コスト）×売り約定量
⇒自社発電コストを上回る価格での市場販売による追加的な収益額

《効果額》

（単位：億円）

	2023年度	2024年度	2025年度	3年平均
購入	37	24	33	32
販売	71	100	75	82
合計	108	124	108	114

Ⅱ．購入・販売電力料（新たな市場等関連）

1. 購入電力料（新たな市場等関連）の内訳概要

- 新たな市場等に係る費用（他社購入電源費、非化石証書購入費）として、計352億円を原価に織り込んでおります。

（単位：億円）

	申請原価	算定概要
他社購入電源費	339	《容量拋出金》 ・電力広域的運営推進機関公表の試算値や、一般送配電事業者の供給計画・当社需要想定値をもとに、以下算式により算定。 容量拋出金（当社負担額） $= \text{容量拋出金（各エリア小売事業者負担額}^{\ast 1}） \times \text{当社需要比率}^{\ast 2}$ 《ダイヤモンド・リスpons（以下、「DR」）報酬》 ・調整力公募（電源Ⅰ'）、容量市場（発動指令電源）に係るDR提供事業者への報酬について、事業者との合意内容等を踏まえて、織り込み。
非化石証書購入費	13	✓「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」（以下、「エネルギー供給構造高度化法」）における当社中間目標値の達成などに必要な非化石証書の購入に要する費用を織り込み。
計	352	

※1. 電力広域的運営推進機関が公表する「容量市場メインオークション約定結果」の試算結果を参照。

※2. 一般送配電事業者の供給計画における最大3日平均電力と各エリアにおける当社の想定小売需要から想定。

【参考】非化石証書購入費算定における当社目標値の想定方法

■ エネルギー供給構造高度化法における当社の目標値については、以下の通り想定しました。

- ✓ 非化石電源比率（全国平均値）については、2030年の非化石電源比率44%以上とする目標値に対して直線的に漸増する前提とし想定（+1.79%/年×9年間）。
- ✓ FIT電源割合については、過去5か年の全国の需要電力量とFIT買取量実績から算定したFIT電源割合の増加傾向を踏まえ想定。

＜非化石比率の当社目標値の想定＞

（単位：％）

	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2030年度
非化石電源比率（A） （全国平均値）	27.9	29.7	31.5	33.3	35.1	44.0
FIT電源割合（B）	11.4	13.9	14.5	14.9	14.9	
当社目標値（A-B）			17.0	18.4	20.2	

2. 販売電力料（新たな市場等関連）の内訳概要

- 新たな市場等に係る収入（他社販売電力料）として、計342億円を原価に織り込んでおります。

（単位：億円）

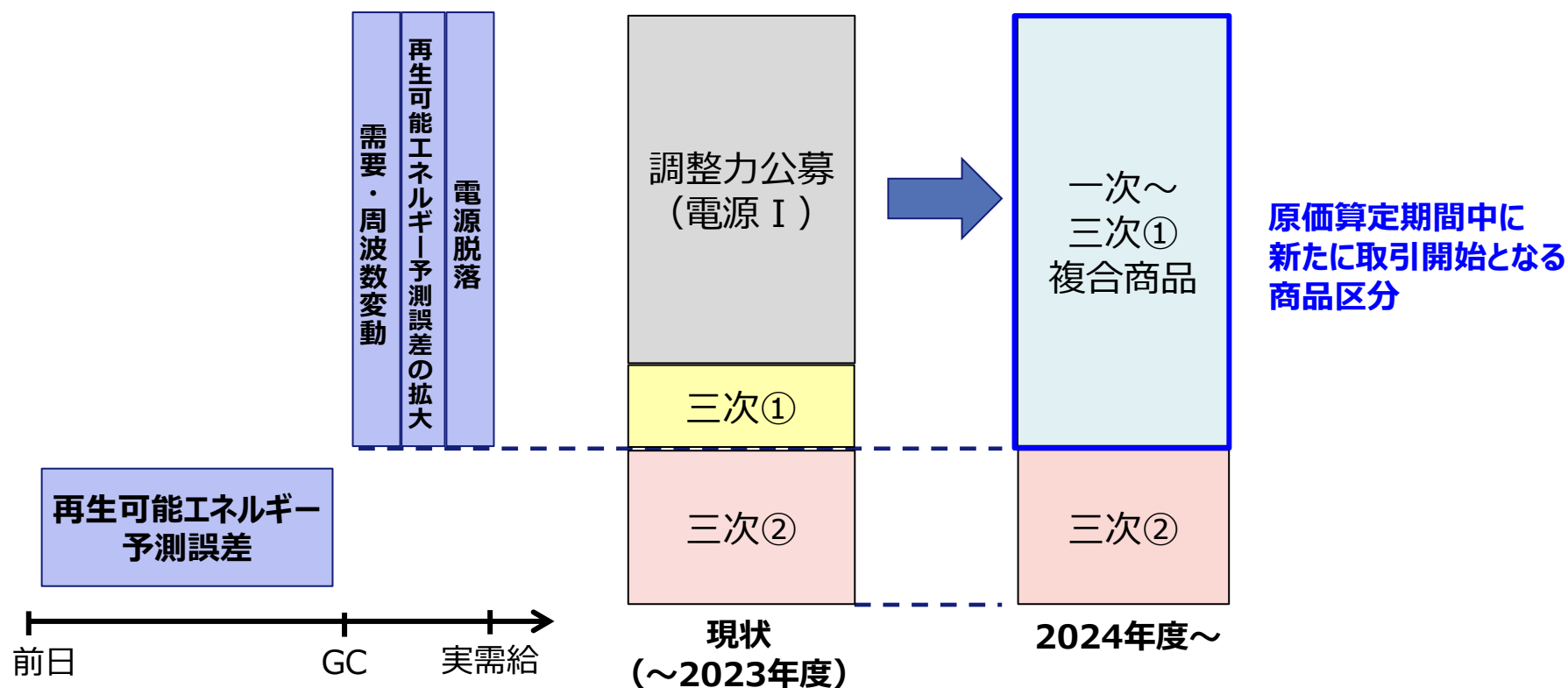
		申請原価	算定概要
他社販売 電力料	容量確保契約金額、 ブラックスタート機能 公募収入	238	«容量確保契約金額» ・2020年度、2021年度に実施された容量市場メインオークションの約定結果をもとに想定。 «ブラックスタート機能公募収入» ・2020年度、2021年度の公募結果をもとに想定。
	調整力公募収入	32	✓ 2022年度の公募結果をもとに想定。
	需給調整市場収入	71	✓ 次頁以降参照。
	計	342	

3. 調整力公募、需給調整市場の概要

- 現状、ゲートクローズ※1（以下、「GC」）から実需給までの間に発生する需要変動や周波数調整等に対応する調整力については、調整力公募や需給調整市場を通じて募集されます。
- 2024年度以降は、調整力公募が終了し、全ての調整力が需給調整市場を通じた募集に移行します。

※1. 30分コマごとの実需給の開始時刻1時間前。

【調整力公募と需給調整市場の変遷イメージ】



3. 調整力公募、需給調整市場に係る収入の算定概要

- 調整力公募や需給調整市場における電源に係るコストの回収や追加的収益を想定し、原価に織り込んでおります。
- 具体的には、調整力公募に係る収入については、2022年度の公募結果をもとに算定しております。
- また、需給調整市場の活用に伴う収入については、以下の通り算定しております。
 - ✓ 既に取り引実績のある三次調整力①、三次調整力②については、至近の約定実績をもとに算定。
 - ✓ 2024年度以降に取り引が開始される一次調整力～三次調整力①（複合商品）については、電源Ⅰ供出量と同規模の調整力を当社が供出・全量約定するとして、至近の三次調整力①の約定実績をもとに算定。

（単位：億円）

	2022年度 （見通し）	2023年度	2024年度	2025年度	3ヵ年平均
調整力公募※	96	97	—	—	32

※ 電源Ⅰ、電源Ⅰ'、ブラックスタート機能維持費の合計金額。

	2022年度 （見通し）	2023年度	2024年度	2025年度	3ヵ年平均
一次調整力～ 二次調整力②	—	—	81	81	55
三次調整力①	5	5			
三次調整力②	12	16	16	16	16
合計	17	21	96	96	71