

燃料価格等の採録期間変更を踏まえた 原価等の算定結果について

2023年4月4日
中国電力株式会社

1. 再算定にあたっての前提

- 燃料費等の採録期間変更に伴い、以下のとおり、前提を見直して原価等を再算定しております。

〔燃料価格・市場価格の変更〕

	当初申請(A)	今回補正(B)	差引(B-A)
燃料価格	2022年7～9月	2022年11月～2023年1月	
為替 (TTM)	137.1円/\$	138.8円/\$	1.7円/\$ 
原油 CIF	97,466 円/kl	82,572 円/kl	▲14,894 円/kl 
LNG CIF	142,803 円/t	132,509 円/t	▲10,294 円/t 
石炭 CIF	51,875 円/t	53,189 円/t	1,314 円/t 
卸電力市場価格	スポット市場実績 (2021年10月～2022年9月)	電力先物価格に基づく価格※ (2023年2月分)	
24時間平均	20.32円/kWh	17.85円/kWh	▲2.47円/kWh 
8～16時平均	16.52円/kWh	14.30円/kWh	▲2.22円/kWh 

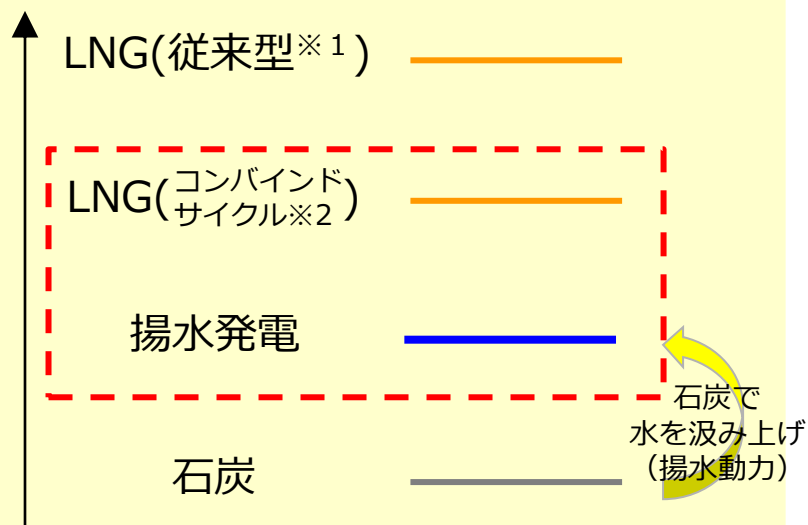
※電力先物24時間商品の平均値を、過去の1年の各月のコマ別のスポット市場実績価格により補正した値

2. メリットオーダーの見直し

- 見直しの結果、火力燃種間における限界費用の順位に変動はないものの、石炭火力とLNG火力の差が縮小することに伴い、石炭火力を用いて汲み上げた水を用いる揚水発電と、LNGコンバインドサイクルの順位が一部の時間帯において入れ替わるため、これに伴うメリットオーダーの見直しを行っております。

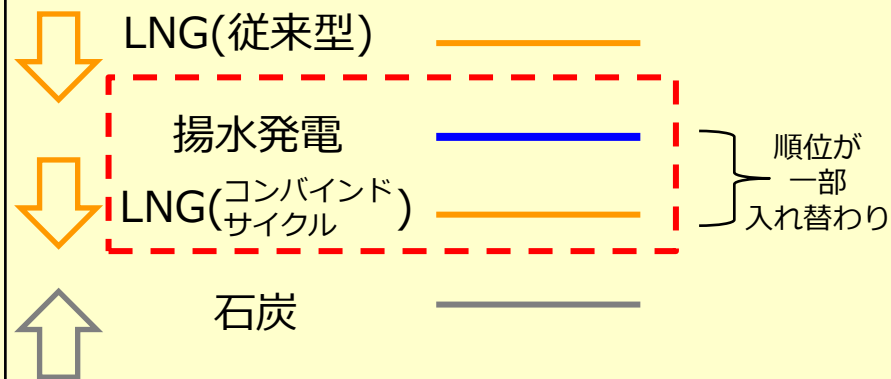
【当初申請(A)】

(限界費用)



【今回補正(B)】

(限界費用)



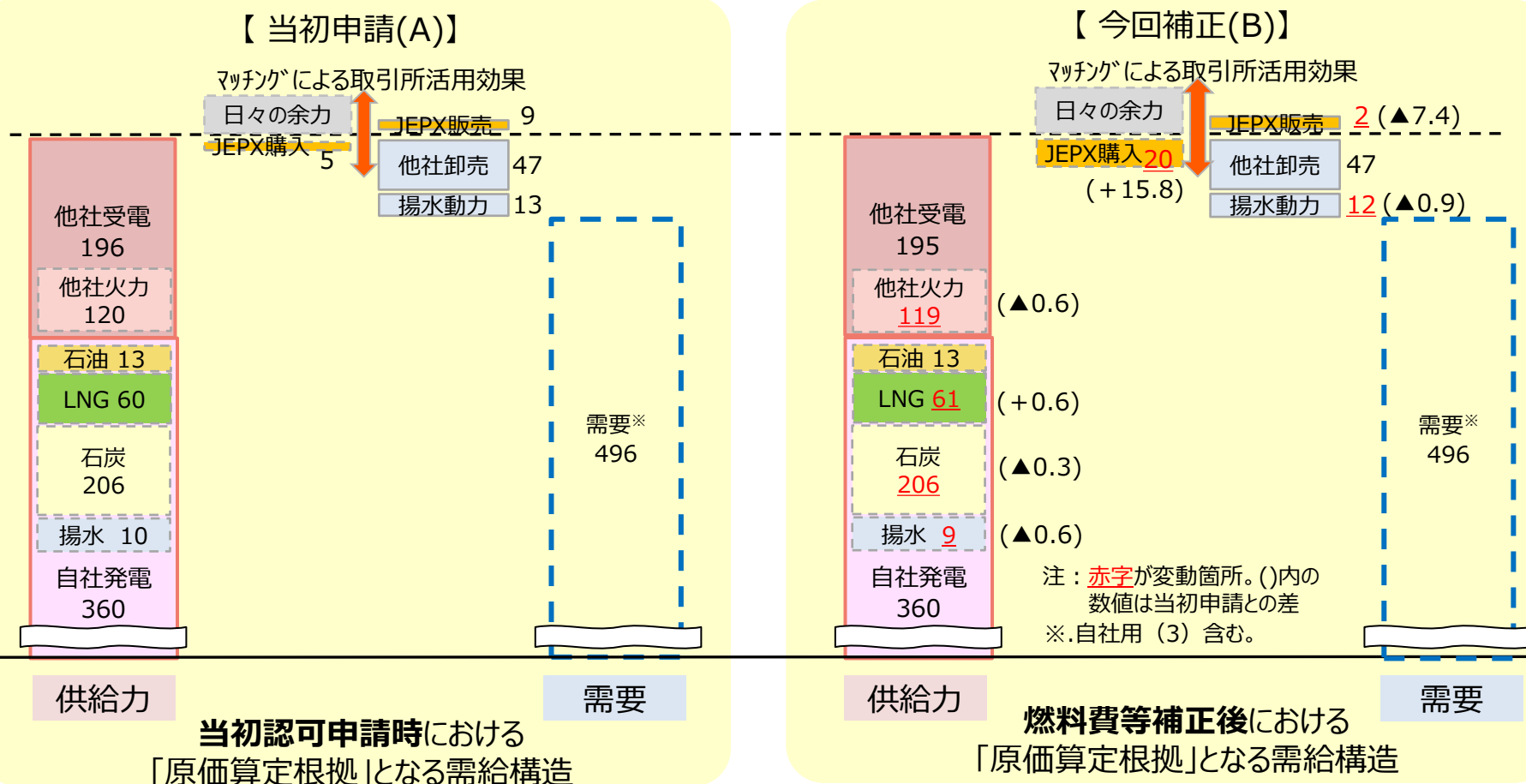
※1 LNG従来型（LNGコンベンショナル）：ボイラーで発生した蒸気をタービンに導き、蒸気タービンを回して発電する従来型の方式。

※2 LNGコンバインドサイクル：ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電設備。燃焼器でガスを燃やし、その燃焼ガスでガスタービンを回して発電し、さらにその高温ガスの排熱を回収し、蒸気を発生させ、蒸気タービンを回して発電する方式。

3. 需給計画の再算定結果（1/2）

- 見直しの結果、LNG火力と揚水発電の発電量が一部変動し、揚水動力とこれに要する石炭火力の発電量が減少しております。
- また当社は、卸電力取引所取引前の需給計画を策定したうえで、30分コマごとに限界費用とスポット市場価格とをマッチングさせ取引所の活用効果を算定しておりますが、再算定の結果、市場価格の低下などにより、販売量が減少する一方、購入量が増加しております。

（単位：億kWh、数字は全て送電端）



3. 需給計画の再算定結果（2/2）

【需給計画（取引前・送電端）】

（単位：億kWh）

			3か年平均 当初申請(A)	2023	2024	2025	3か年平均 今回補正(B)	差引 (B-A)	
供給電力量	自社電源	水力	35.8	34.4	35.3	36.0	35.2	▲0.6	
		火力	石炭	206.2	203.3	206.9	207.6	205.9	▲0.3
			LNG	60.3	67.3	46.0	69.4	60.9	0.6
			石油	12.9	13.8	11.1	13.9	12.9	－
			原子力	43.3	11.0	65.6	53.4	43.3	－
		新エネルギー等	1.5	0.8	1.5	2.2	1.5	－	
		小 計	360.1	330.6	366.3	382.4	359.8	▲0.3	
	他社電源	水力	3.3	6.0	1.9	1.9	3.3	－	
		火力	120.1	148.9	115.5	94.1	119.5	▲0.6	
		新エネルギー等	72.6	71.6	72.7	73.6	72.6	－	
		販売※	▲ 46.9	▲44.9	▲49.2	▲46.6	▲46.9	－	
		小 計	149.1	181.6	140.8	123.0	148.5	▲0.6	
	揚水動力量		▲ 13.1	▲12.0	▲11.8	▲12.7	▲12.1	0.9	
	合 計		496.1	500.2	495.3	492.7	496.1	－	

需要電力量			496.1	500.2	495.3	492.7	496.1	－
-------	--	--	-------	-------	-------	-------	-------	---

【スポット市場での取引マッチング】

取引所	購入	4.6	26.7	15.6	18.7	20.4	15.8
	販売	▲9.4	▲1.7	▲2.4	▲1.8	▲2.0	▲7.4

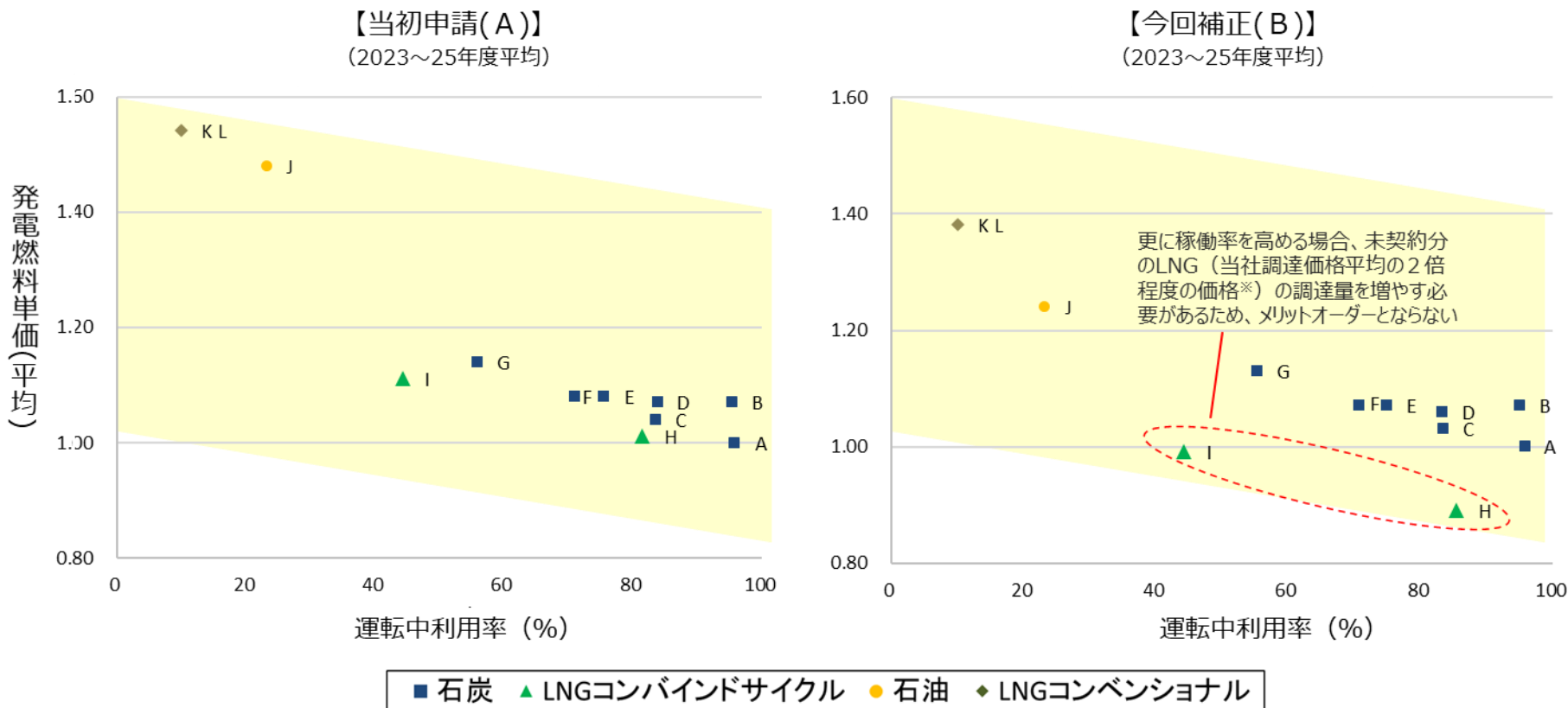
※.常時BU、卸販売等

注) 供給計画上は、スポット市場での取引マッチングは計上していない。

四捨五入の関係で合計が合わない場合がある（次頁以降同様）。

4. メリットオーダーによる火力発電電力量配分

- 見直しの結果、各火力発電所における発電単価の変動はあるものの、運転中利用率はほとんど変動していません。



注) 発電に使用する燃料や発電方式等が異なる場合は、号機単位で記載

注) 発電燃料単価は、総燃料費（他社分は総EC）÷総発電電力量で算出。また発電所Aの発電燃料単価を1.00とした時の相対関係により示している。
運転中利用率は、定期点検等に伴う計画停止を除く、設備を自由に使える期間において発電設備をどの程度利用したかを表す指標。

※今回原価において、未契約のLNG調達価格はJKM（日本・韓国スポットLNG価格:229,746円/t）で想定。
一方、既契約分を含む当社のLNG調達価格平均は121,721円/tで想定。

5. 燃料費の再算定結果

■ 燃料費は石炭系が増加した一方、ガス系および石油系は減少し、合計で20億円、原価が減少しました。

【火力燃料費の試算結果】（原価算定期間3か年平均値）

（億円、億kWh、円/kWh）

	当初申請(A)			今回補正(B)			差引(B-A)		
	金額	発電 電力量	単価	金額	発電 電力量	単価	金額	発電 電力量	単価
火力燃料費	5,437	296	18.38	5,417	296	18.29	▲20	0	▲0.09
石炭系	3,826	219	17.46	3,938	219	18.00	113	▲0	0.54
ガス系	1,248	62	20.07	1,163	63	18.50	▲86	1	▲1.57
石油系	363	14	25.12	316	14	21.86	▲47	－	▲3.26

注 発電電力量および発電単価は発電端。

6. 購入・販売電力料の再算定結果

■ 購入電力料は225億円の減少、販売電力料は151億円減少し、合計で74億円、原価が減少しました。

(単位：億円)

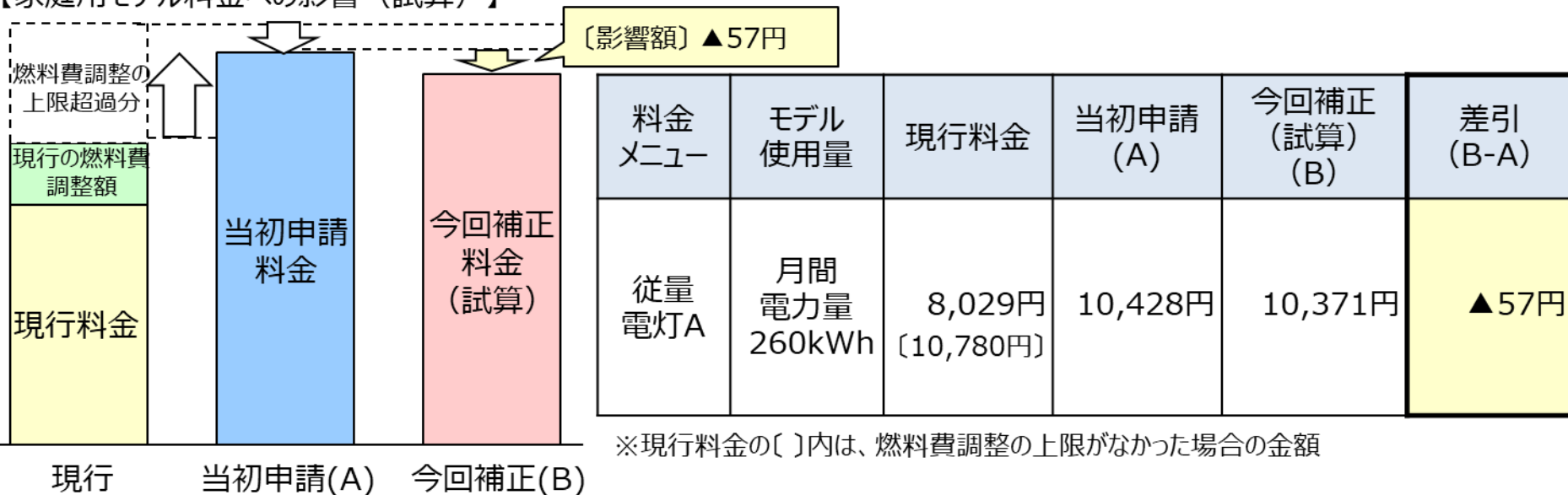
		当初申請 (A)	今回補正 (B)	差 引 (B-A)	主な増減
購 入 電 力 料	水力	34	32	▲2	・FIT買取費用の減
	火力	3,319	3,338	+18	・石炭火力からの購入費用増
	新エネルギー等	1,194	1,039	▲156	・FIT買取費用の減
	取引所取引活用効果※	▲32	▲118	▲86	・燃料焚き減らしメリットの増
	その他（容量市場等）	352	352	▲0	
	合計	4,868	4,643	▲225	
販 売 電 力 料	相対販売	▲1,503	▲1,454	+48	・常時BU・卸販売の販売収入減
	FIT売電	▲321	▲321	—	
	取引所取引活用効果※	▲82	▲12	+70	・販売メリットの減
	その他(容量市場・調整力等)	▲342	▲309	+33	・需給調整市場収入の減
	合計	▲2,248	▲2,097	+151	
購入・販売電力料 計		2,620	2,546	▲74	

※当社は、取引所取引マッチングにおける市場買いによる燃料費の焚き減らしメリット（限界費用－市場価格）を購入電力料、余力の市場販売によるメリット（市場価格－限界費用）を販売電力料に計上している。

7. 規制料金の平均値上げ率・モデル料金の試算について

- 規制料金の平均値上げ率は、30.59%となり、当初申請の平均値上げ率（31.33%）と比べて0.74%低下しました。
- また、家庭用モデル料金（260kWh/月）への影響について試算すると、1か月あたり57円の減少となります。

【家庭用モデル料金への影響（試算）】



- 補正後料金および影響額は、以下により算定した試算値。

補正後料金 = 申請料金 + 影響額

影響額（消費税等相当額を含む） = 補正による規制部門の原価の減少額 ÷ 規制部門の販売電力量 × モデル使用量

- 料金には消費税等相当額および再エネ賦課金（3.45円/kWh）を含む。
- 2022年11月～2023年1月の貿易統計価格に基づき、現行料金には燃料費調整額を含み、申請料金・補正後料金には燃料費調整額および離島ユニバーサルサービス調整額（離島ユニバーサルサービス調整額は2022年11月25日に認可申請した算定諸元により算定）を含む。
- 「電気・ガス価格激変緩和対策事業」による値引きを含まない。
- 現行料金には口座振替割引額を含む。