

その他の論点について②

2023年4月17日（月）

第42回 料金制度専門会合
事務局提出資料



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

1. 総論

2. 需要想定・供給力

3. 購入・販売電力料

4. 人員計画・人件費

5. 修繕費

6. 設備投資

7. その他経費

標準的な家庭における電気料金の試算結果

- 各事業者の当初申請と今回補正の内容に基づき、**標準的な家庭における電気料金**（使用量を30A・400kWh／月と想定）**の月額**を試算すると、以下のとおり。

	北海道	東北	東電EP	北陸	中国	四国	沖縄
現行	15,662円 39円/kWh	13,475円 34円/kWh	14,444円 36円/kWh	11,155円 28円/kWh	13,012円 33円/kWh	12,884円 32円/kWh	14,074円 35円/kWh
当初申請	20,455円 51円/kWh	17,601円 44円/kWh	18,431円 46円/kWh	16,158円 40円/kWh	16,959円 42円/kWh	16,276円 41円/kWh	19,418円 49円/kWh
改定率 (当初申請)	+31% (+32%※)	+31%	+28%	+45%	+30%	+26%	+38%
今回補正	19,479円 49円/kWh	16,595円 41円/kWh	16,811円 42円/kWh	16,268円 41円/kWh	16,871円 42円/kWh	16,242円 41円/kWh	19,066円 48円/kWh
改定率 (今回補正)	+24% (+26%※)	+23%	+16%	+46%	+30%	+26%	+35%

※改定率のカッコ内は、レベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を含めた数値。

燃料費調整制度における上限が無かった場合の料金水準①

- 現行料金における電源構成等を変更せず、平均燃料価格のみ「燃料費調整制度で料金に反映可能な範囲に係る上限」が無かったと仮定した場合の料金水準について、各事業者に試算を依頼したところ、その結果は以下のとおり。

事業者	標準モデル (30A・400kWh)								
	月額料金 (円)					改定率			
	現行	補正前		補正後		補正前		補正後	
		上限無し	今回申請	上限無し※1	今回申請※2	対現行	対上限無し	対現行	対上限無し
北海道※3	15,662	18,302	20,455 (20,714)	17,626	19,479 (19,738)	+31% (+32%)	+12% (+13%)	+24% (+26%)	+11% (+12%)
東北	13,475	17,115	17,601	16,807	16,595	+31%	+3%	+23%	▲1%
東電EP	14,444	17,588	18,431	16,492	16,811	+28%	+5%	+16%	+2%
北陸	11,155	14,303	16,158	14,183	16,268	+45%	+13%	+46%	+15%
中国	13,012	17,481	16,959	17,245	16,871	+30%	▲3%	+30%	▲2%
四国	12,884	16,348	16,276	16,168	16,242	+26%	▲0%	+26%	0%
沖縄	14,074	19,673	19,418	19,409	19,066	+38%	▲1%	+35%	▲2%

算出諸元については次ページを参照

(※1) 燃料価格を最新の貿易統計価格 (2022年11月～2023年1月の3ヶ月平均) に変更したことに伴い、平均燃料価格の採録期間を同期間に変更。

(※2) 数値は、第40回料金制度専門会合資料5より抜粋。

(※3) 北海道について、カッコ内はレベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を含めた数値。

燃料費調整制度における上限が無かった場合の料金水準②

- 「現行料金」と「（補正後）上限無し料金」の算出諸元は以下のとおり。

「現行料金」と「上限無し料金」の算出諸元（標準モデル／30A・400kWh）

事業者	燃料費調整額 算出諸元						燃料費調整額 [D×400kWh] [円]		約款料金 + 再エネ賦課金 [円]
	A 基準燃料価格 [円/kL]	B 平均燃料価格※ [円/kL]		C 基準単価 [円/kWh]	D 燃調単価 [円/kWh]		E 現行	F 上限無し	
	現行&上限無し	現行 (上限[A×1.5])	上限無し	現行&上限無し	現行 [(B-A)×C/1,000]	上限無し [(B-A)×C/1,000]			
北海道	37,200	55,800	80,700	0.197	3.66	8.57	1,464	3,428	14,198
東北	31,400	47,100	84,800	0.221	3.47	11.80	1,388	4,720	12,087
東電EP	44,200	66,300	88,400	0.232	5.13	10.25	2,052	4,100	12,392
北陸	21,900	32,900	79,900	0.161	1.77	9.34	708	3,736	10,447
中国	26,000	39,000	82,200	0.245	3.19	13.77	1,276	5,509	11,736
四国	26,000	39,000	80,900	0.196	2.55	10.76	1,020	4,304	11,864
沖縄	25,100	37,700	79,900	0.316	3.98	17.32	1,592	6,928	12,482

+

合計値

	月額料金 (円)	
	現行 [E+G]	上限無し [F+G]
北海道	15,662	17,626
東北	13,475	16,807
東電EP	14,444	16,492
北陸	11,155	14,183
中国	13,012	17,245
四国	12,884	16,168
沖縄	14,074	19,409

(※) 平均燃料価格は、2022年11月～2023年1月の3ヶ月間の貿易統計価格に基づき算出（採録期間は、各事業者とも、今回補正の燃料費採録期間と同じ）。

1. 総論

2. 需要想定・供給力

3. 購入・販売電力料

4. 人員計画・人件費

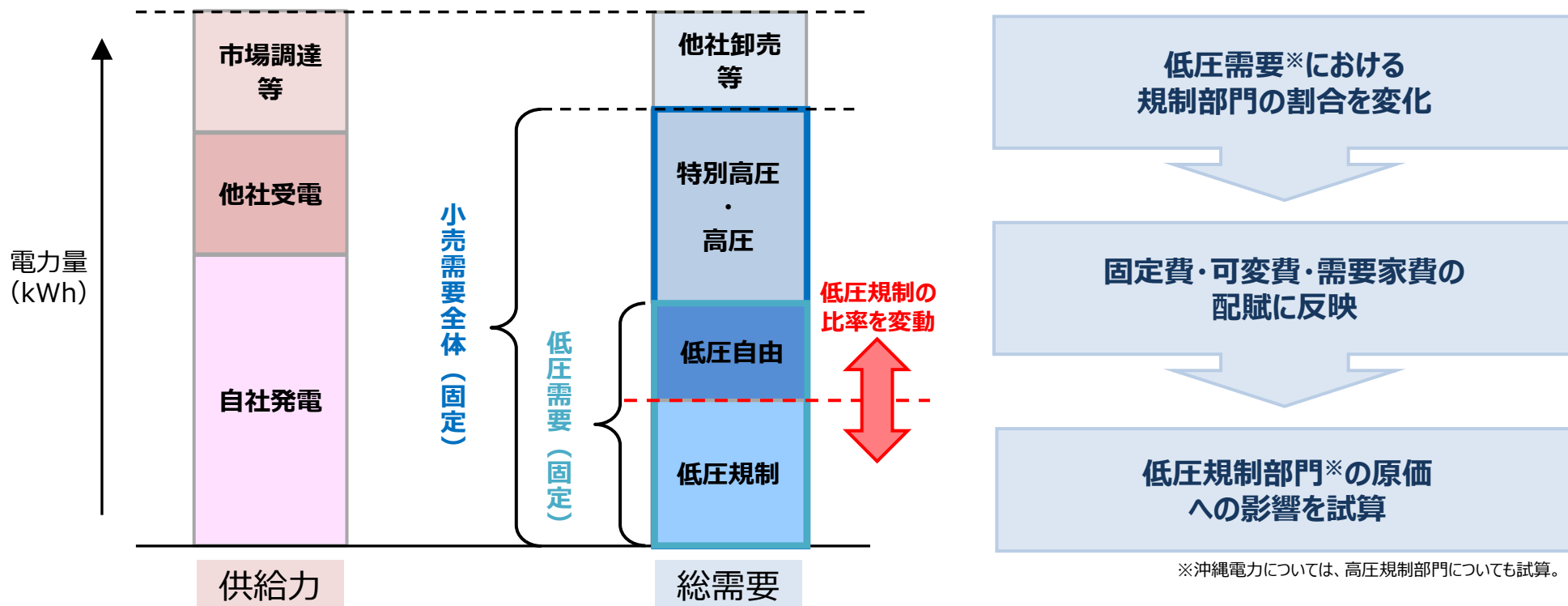
5. 修繕費

6. 設備投資

7. その他経費

低圧需要の規制部門と自由化部門の比率に関する試算

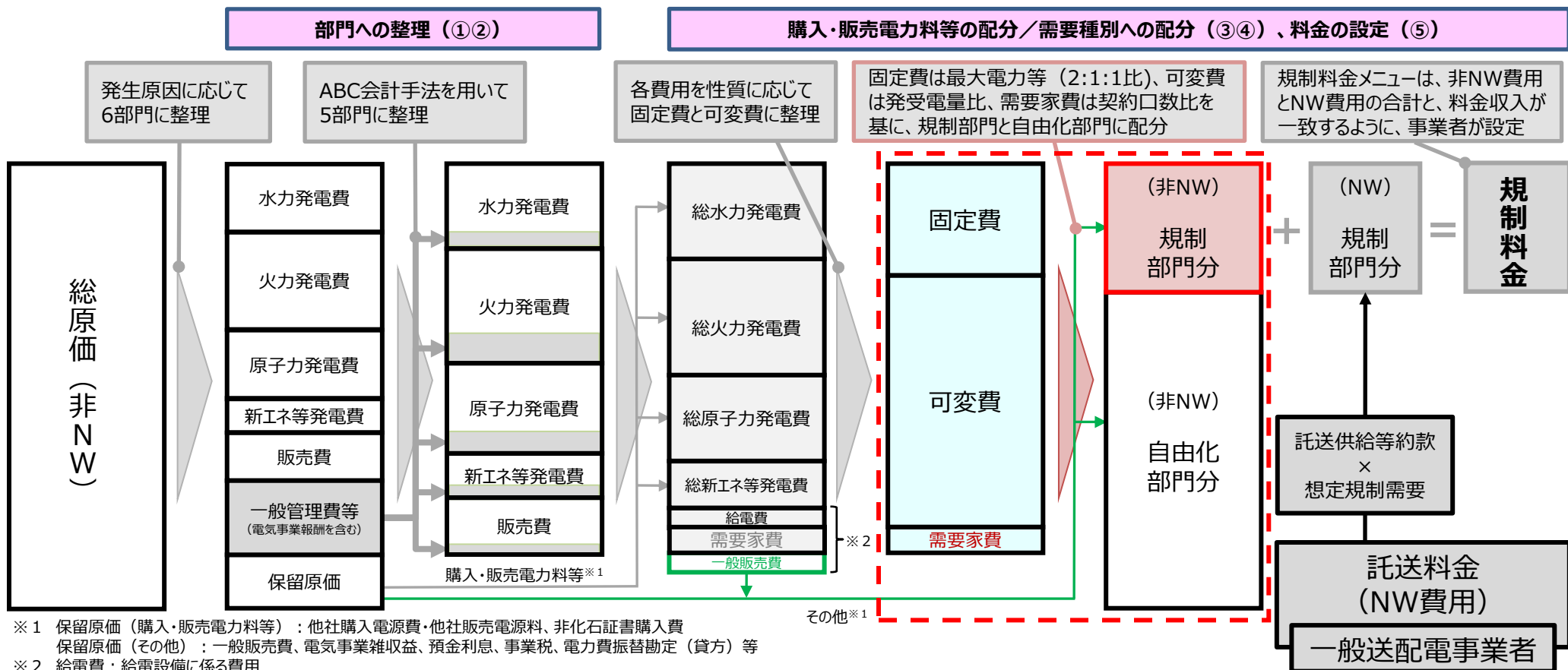
- 第33回会合において、低圧需要の規制部門の割合が変化した場合、コストドライバーと低圧規制に配賦される固定費がどのように変化するか確認すべき、との御指摘をいただいた。
- これを踏まえて、原価算定期間（3年間）の低圧需要について、一定の仮定の下で規制部門の割合を変化させ、原価算定期間の低圧規制部門の原価（託送分を除く）に占める固定費の割合の変化を確認した。
- その結果、低圧規制部門の割合が変化したとしても、低圧規制部門の原価に占める固定費の割合はほぼ変化せず、料金単価も概ね変化しないとの結果になった。



費用の配賦の概要

- みなし小売電気事業者（※）は、総原価（非ネットワーク（非NW）費用に限る）を**6部門へ整理（①）**した上で、**一般管理費等を他部門へ配分（②）**することで、5部門の費用に整理する。
- その上で、5部門の費用に対して、**購入・販売電力料等を配分（③）**する。さらに、各費用をその性質に応じて**固定費・可変費に整理した上で、規制部門と自由化部門の2需要種別に配分（④）**する。
- これらのプロセスを経て算定された規制部門分の非NW費用に、規制部門分のNW費用を加算した上で、電気の使用条件の差などを考慮して、**契約種別ごとの規制料金を設定（⑤）**する。

（※）沖縄電力は送配電部門との一体会社であり、NWを含む総原価から算定するなど、算定フローが一部異なることに留意。



※1 保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
保留原価（その他）：一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
※2 給電費：給電設備に係る費用
需要家費：調定及び集金に係る費用
一般販売費：その他販売に係る費用

試算結果①

- 規制部門の割合を変化させた場合の試算結果は、以下のとおり。

	規制部門の割合の増減	規制部門固定費 (百万円)	規制部門可変費 (百万円)	規制部門需要家費 (百万円)	規制部門合計 (百万円)	規制部門合計の 対再算定後原価 増減率	固定費の 対再算定後原価 増減率	需要電力量 当たりの単価 (円/kWh)
北海道電力	再算定後原価	34,917	76,752	13,206	124,875			30.93
	+ 5%	36,661	80,597	13,865	131,122	+5.0%	+5.0%	30.93
	▲ 5%	33,173	72,911	12,548	118,631	▲5.0%	▲5.0%	30.93
東北電力	再算定後原価	53,773	163,855	15,611	233,239			26.33
	+ 5%	56,435	172,029	16,391	244,855	+5.0%	+5.0%	26.33
	▲ 5%	51,108	155,654	14,830	221,593	▲5.0%	▲5.0%	26.33
東京電力EP	再算定後原価	190,641	630,256	65,348	886,245			27.58
	+ 5%	199,929	661,823	68,616	930,369	+5.0%	+4.9%	27.58
	▲ 5%	181,354	598,689	62,080	842,122	▲5.0%	▲4.9%	27.59
北陸電力	再算定後原価	12,339	25,896	5,938	44,174			26.74
	+ 5%	12,955	27,193	6,235	46,384	+5.0%	+5.0%	26.74
	▲ 5%	11,723	24,603	5,641	41,967	▲5.0%	▲5.0%	26.74

※ 数値は全て原価算定期間（3年間）の平均値。規制需要（kWh）の3年間平均値に対して+5%又は▲5%した数値を基に、各費用等の変化量を算定。

※ 需要電力量は使用端。

※ 端数処理の関係で合計値が一致しない場合がある。

試算結果②

- 規制部門の割合を変化させた場合の試算結果は、以下のとおり。

	規制部門の割合の増減	規制部門固定費 (百万円)	規制部門可変費 (百万円)	規制部門需要家費 (百万円)	規制部門合計 (百万円)	規制部門合計の 対再算定後原価 増減率	固定費の 対再算定後原価 増減率	需要電力量 当たりの単価 (円/kWh)
中国電力	再算定後原価	29,359	66,855	5,144	101,359			26.79
	+ 5%	30,831	70,201	5,402	106,433	+5.0%	+5.0%	26.80
	▲ 5%	27,941	63,512	4,887	96,340	▲5.0%	▲4.8%	26.81
四国電力	再算定後原価	18,689	31,866	4,959	55,514			25.54
	+ 5%	19,600	33,459	5,207	58,267	+5.0%	+4.9%	25.53
	▲ 5%	17,776	30,273	4,711	52,760	▲5.0%	▲4.9%	25.55
沖縄電力 (低圧)	再算定後原価	9,916	28,766	1,187	39,868			30.22
	+ 5%	10,411	30,205	1,246	41,862	+5.0%	+5.0%	30.22
	▲ 5%	9,420	27,328	1,127	37,875	▲5.0%	▲5.0%	30.22
沖縄電力 (高圧)	再算定後原価	5,720	16,422	7	22,148			28.41
	+ 5%	6,006	17,243	7	23,256	+5.0%	+5.0%	28.41
	▲ 5%	5,434	15,601	7	21,042	▲5.0%	▲5.0%	28.41

※ 数値は全て原価算定期間（3年間）の平均値。規制需要（kWh）の3年間平均値に対して+5%又は▲5%した数値を基に、各費用等の変化量を算定。

※ 需要電力量は使用端。

※ 端数処理の関係で合計値が一致しない場合がある。

【参考】試算に用いたコストドライバー①

- 試算に用いたコストドライバー（発受電量比、口数比、2:1:1比）は、以下のとおり。

	規制部門の割合の増減	発受電量比※		口数比		2 : 1 : 1 比		料金算定規則第9条第2項に基づく事業者設定基準※の適用の有無
		規制部門	規制部門以外	規制部門	規制部門以外	規制部門	規制部門以外	
北海道電力	再算定後原価	17.663%	82.337%	64.585%	35.415%	20.402%	79.598%	発受電量比 (自由化部門・規制部門ごとの発受電量における水力・火力・新エネルギー等発受電量の占める割合により算定。)
	+ 5 %	18.546%	81.454%	67.805%	32.195%	21.421%	78.579%	
	▲ 5 %	16.780%	83.220%	61.365%	38.635%	19.383%	80.617%	
東北電力	再算定後原価	13.299%	86.701%	70.957%	29.043%	14.488%	85.512%	発受電量比 (自由化部門・規制部門ごとの発受電量における水力・火力・原子力・新エネルギー等発受電量の占める割合により算定。)
	+ 5 %	13.963%	86.037%	74.505%	25.495%	15.205%	84.795%	
	▲ 5 %	12.633%	87.367%	67.410%	32.590%	13.770%	86.230%	
東京電力EP	再算定後原価	17.370%	82.630%	69.180%	30.820%	19.910%	80.090%	なし
	+ 5 %	18.240%	81.760%	72.640%	27.360%	20.880%	79.120%	
	▲ 5 %	16.500%	83.500%	65.720%	34.280%	18.940%	81.060%	
北陸電力	再算定後原価	6.534%	93.466%	53.182%	46.818%	7.144%	92.856%	なし
	+ 5 %	6.861%	93.139%	55.842%	44.158%	7.501%	92.499%	
	▲ 5 %	6.208%	93.792%	50.523%	49.477%	6.787%	93.213%	

※ コストドライバーの数値は、事業者の実情に応じて算定した数値を届け出ること、料金算定規則第9条第4項によらずに設定できる。北海道電力・東北電力の発受電量比は、他社との比較のために料金算定規則第9条第4項に則った参考値を記載。

【参考】試算に用いたコストドライバー②

- 試算に用いたコストドライバー（発受電量比、口数比、2:1:1比）は、以下のとおり。

	規制部門の割合の増減	発受電量比※		口数比		2 : 1 : 1 比		料金算定規則第9条第2項に基づく事業者設定基準※の適用の有無
		規制部門	規制部門以外	規制部門	規制部門以外	規制部門	規制部門以外	
中国電力	再算定後原価	8.333%	91.667%	47.046%	52.954%	10.510%	89.490%	発受電量比 (自由化部門・規制部門ごとの発受電量のうちの水力・火力・原子力・新エネルギー等発受電量の占める割合により算定。)
	+ 5 %	8.749%	91.251%	49.398%	50.602%	11.037%	88.963%	
	▲ 5 %	7.916%	92.084%	44.694%	55.306%	10.002%	89.998%	
四国電力	再算定後原価	10.020%	89.980%	56.279%	43.721%	12.018%	87.982%	なし
	+ 5 %	10.521%	89.479%	59.093%	40.907%	12.604%	87.396%	
	▲ 5 %	9.519%	90.481%	53.465%	46.535%	11.431%	88.569%	
沖縄電力 (低圧)	再算定後原価	22.336%	77.664%	65.521%	34.479%	26.260%	73.740%	なし
	+ 5 %	23.453%	76.547%	68.797%	31.203%	27.573%	72.427%	
	▲ 5 %	21.219%	78.781%	62.245%	37.755%	24.947%	75.053%	
沖縄電力 (高圧)	再算定後原価	12.751%	87.249%	0.383%	99.617%	15.148%	84.852%	なし
	+ 5 %	13.389%	86.611%	0.402%	99.598%	15.905%	84.095%	
	▲ 5 %	12.114%	87.886%	0.364%	99.636%	14.390%	85.610%	

※ コストドライバーの数値は、事業者の実情に応じて算定した数値を届け出ること、料金算定規則第9条第4項によらずに設定できる。中国電力の発受電量比は、他社との比較のために料金算定規則第9条第4項に則った参考値を記載。

1. 総論

2. 需要想定・供給力

3. 購入・販売電力料

4. 人員計画・人件費

5. 修繕費

6. 設備投資

7. その他経費

①各事業者の考え方の相違（委員からの御指摘事項に対する回答）

（御指摘事項）

事業者によって考え方や算定方法が異なる点について、なぜその方法を採用しているのか、説明していただきたい。

（事務局回答）

主要な論点に関する、各事業者の考え方の相違などの検討状況と、検討の方向性などは、以下のとおり。

項目	考え方や算定方法が異なる点	事務局・事業者からの説明	検討の方向性など
相対購入	効率化努力の織り込み方	事務局（第40回 資料8）	<ul style="list-style-type: none"> 経営効率化パートにおける議論を踏まえた、各社ごとの自社に対する効率化係数に基づいた効率化額を控除する。
	容量市場収入の控除の織り込み方	事務局（第39回 資料5）	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場収入の控除を織り込んでいない事業者に対して、容量市場全体の落札割合に基づいた確保金を控除する。
	原子力発電からの購入費用の織り込み方	事務局（第41回 資料6-1） 東北（第41回 資料6-1-1） 東京（第41回 資料6-1-3） 北陸（第41回 資料6-1-4）	<ul style="list-style-type: none"> 過去の査定方針を踏襲し、契約書原本等を確認した上で、共同プロジェクトと認められれば、原価に算入することを認めることが適当である。 他方で、事業者は契約の相手方に対して効率化努力を求めていく。 原価が増加している契約については個々に判断する。
	発電分離した小売会社におけるグループ内取引の考え方	事務局（第40回 資料8） 事務局（第41回 資料6-1） 東京（第41回 参考資料6-1-2）	<ul style="list-style-type: none"> 東電EPIによるJERAからの相対購入が電力スポット市場からの調達よりも効率的か、確認する。 東電EPIにおけるJERAからの相対購入について、他のみなし小売電気事業者の申請における相対購入と比較を行い、他社の方が効率的な場合には、その差分について東電EPIに効率化を求める。
相対販売	販売数量・販売価格の織り込み方	事務局（第40回 資料8） 北海道（第40回 資料8-1） 東京（第40回 資料8-2） 事務局（第41回 資料6-1）	<ul style="list-style-type: none"> 相対販売額が、その同量をスポット市場で販売した場合の収益（コマ単位で積算）を下回る事業者に対して差額を査定する。 一方で、相対販売額が、その同量をスポット市場で販売した場合の収益を上回ることが確認できれば、各々の考え方は異なっても良い。 沖縄では、負荷パターンを考慮した上で、購入電力料が販売電力料を上回る場合には、その差額の原価への織り込みは認めない。
取引所取引	市場価格の考え方（過去実績、電力先物価格、第三者予測値）	事務局（第37回 資料5） 事務局（第38回 資料6）	<ul style="list-style-type: none"> 電力先物価格（2023年2月における東京商品取引所における23年度各限月の価格）に統一する。
	マッチングにおける限界費用の考え方	事務局（第40回 資料8）	<ul style="list-style-type: none"> 多くの事業者において貿易統計価格（CIF）価格を採用していること、CIF価格がスポット価格を下回っていること等を確認する。
FIT購入	価格算定に用いるデータの粒度（コマ単位、月単位、年単位）	事務局（第40回 資料8） 北海道（第40回 参考資料2）	<ul style="list-style-type: none"> 年単位で算出している事業者に対し、月単位での算定を求める。 一方で、月単位で算定している事業者にコマ別の算定までは求めない。

②相対取引（購入のうちの原子力分）（前回の御議論を踏まえた方向性）

- 前回会合（第41回）において、相対購入のうちの原子力分について、現行原価に比べて原価が増加している契約に関し、個々にその理由を御確認いただいた。
- その際、北陸電力における敦賀2号からの購入電力料について、原価算定期間内（2023～25年度）に稼働が織り込まれていない中、運転期間延長認可に要する費用を他社購入電力料に織り込むことは妥当と考えられるか、御議論いただいた。
- この点について、運転期間延長に向け、法令に基づき、原価算定期間内における運転期間延長認可申請が必要となることを確認した上で、委員からは、**織り込まれている原価が効率的かという判断はあるが、再稼働を目指して生じているコストを除外することはできず、基本的には認める方向で考えるべき**、との御指摘があった。
- こうした御指摘を踏まえれば、**敦賀2号の運転期間延長認可に要する費用について、原価算入を認めることとしてはどうか**。一方で、その費用水準については、北陸電力が契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、**北陸電力自身と同等の効率化を求めることとしてはどうか**。

【参考】前回会合（第41回）における委員からの御意見

- 再稼働を目指しているもので、全て効率的な金額になっているかどうかの判断は難しいところだが、再稼働を目指してかけているコストを除外することはできないと思うので、基本的には認める方向で考えるべきではないか。（圓尾委員）

【参考】相対取引（購入のうちの原子力分） 北陸について

- いずれの契約についても、契約書原本等で契約の相手方との共同開発と認められ、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。
- 一方で、北陸電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、北陸電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額することとしてはどうか。
- また、敦賀2号（原電/停止中）については、現行原価に比べて原価が増加している。その理由について、事業者から、停止状態を安全に維持・管理するための費用に加えて、運転期間延長認可を得るために必要となる費用が増加するため、との説明があった。
- 修繕費のパートにおいて、原価算定期間内における再稼働が織り込まれていない原子力発電所における再稼働に係る費用が妥当か、との御指摘があったところだが、上記のように原価算定期間内に稼働が織り込まれていない原子力発電所における運転期間延長認可に要する費用を他社購入電力料に織り込むことは妥当と考えられるか。

③相対取引（購入）における寄付金などの取扱い

- 審査要領の「基本的な考え方」においては、「普及開発関係費（公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。）、寄付金及び団体費は原価算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。」とされている。
- 過去の査定方針では、こうした考え方について、他社からの購入電力料にも適用している。具体的には、「電気事業法第22条第1項の規定に基づき一般電気事業者等※が届け出た料金その他の供給条件に係る購入電力料等についても適用する」とされている。
※旧一般電気事業法に基づく、①一般電気事業者、②卸電気事業者（電源開発、日本原子力発電）、③卸供給事業者（共同火力、公営水力等）。
- 現在では、上記の卸供給条件に関する規定は存在せず、制度的にも実態としても、各事業者が購入電力料の内訳を費目ごとに確認することは困難である。一方で、①関係会社や、②共同プロジェクトと認められる原子力発電所からの購入については、購入電力料の内訳を把握し、上記の「基本的な考え方」に沿って、合理的な理由がない寄付金や団体費等が原価に算入されることが無いよう、確認する必要があると考えられる。
- 今回の申請において、**寄付金**については、**各事業者とも原価に織り込んでいない**ことを確認した。また、**普及開発関係費**については、**東北電力と東京電力EP**が、**団体費**については、**北海道電力と東京電力EP**が、それぞれ織り込んでいることを確認した（※詳細は次ページ以降に記載のとおり）。これらについて、原価への算入は認められるか。

【参考】相対取引（購入）における普及開発関係費

- 東北電力、東京電力EPにおいて、普及開発関係費として、発電所の理解促進のための費用を織り込んでいる。
- 東北電力、東京電力EPの申請原価は、現行原価より減少している。

(単位：百万円、単位未満四捨五入)

		東北電力				東京電力EP			
		申請原価 (A)	直近実績 【参考】	現行原価 (B)	増減 (A/B)	申請原価 (A)	直近実績 【参考】	現行原価 (B)	増減 (A/B)
発電所立地・エネルギー理解促進関連	情報提供（広告等）	66	66	77	86%	206	188	221	93%
	発電所施設見学会								
	地域共生活動								
	PR館の運営								
合計		66	66	77	86%	206	188	221	93%

	比較対象	主な増減理由
東北電力	直近実績	(増減なし)
	現行原価	効率化による費用減
東京電力EP	直近実績	発電所立地に係る理解促進活動関連費用の増
	現行原価	効率化による費用減

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

※「現行原価」：東北電力は2013年料金改定時、東京電力EPは2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】相対取引（購入）における団体費（1 / 2）

- 北海道電力、東京電力EPの購入電力料において、団体費を以下のとおり織り込んでいる。
- 北海道電力の申請原価は、現行原価より減少している。東京電力EPの申請原価は、現行原価より増加している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東京電力EP			
	申請原価 (A)	直近実績 【参考】	現行原価 (B)	増減 (A/B)	申請原価 (A)	直近実績 【参考】	現行原価 (B)	増減 (A/B)
団体費	10	10	10	±0%	1,258	2,289	0	-

	比較対象	主な増減理由
北海道電力	直近実績	防災資機材の維持管理等に係る費用の減（差異は百万円未満）
	現行原価	防災資機材の維持管理等に係る費用の減（差異は百万円未満）
東京電力EP	直近実績	原価織込対象の団体を限定したことによる減
	現行原価	分社化影響による費用増等

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

※「現行原価」：北海道電力は2013年料金改定時、東京電力EPは2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】相対取引（購入）における団体費（2 / 2）

- 北海道電力、東京電力EPの購入電力料に織り込まれている団体費は以下のとおり。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

事業者	契約先	団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	申請原価
北海道電力	北海道パワーエンジニアリング	苫小牧地区 共同防災組織	設立：1977年 ・北海道パワーエンジニアリング含む全11社	石油コンビナート等災害防止法により義務付けられた化学消防自動車などの防災資機材の維持管理など	石油コンビナート等災害防止法により義務付けられた設備を運用するために必要な経費であることから原価に算入。	10
東京電力EP	東京電力HD 日本原子力発電	原子力安全推進協会	設立：2012年11月 ・みなし小売電気事業者（9社※）・電源開発(株) など 【全129社・団体】 ※沖縄電力を除く。	原子力産業の活性化を図るため、科学的・合理的データに基づく原子力技術基盤の整備を進め、幅広い関係機関における活用を図るとともに電力会社等会員の自主保安活動の向上を支援	原子力安全や原子力産業の信頼回復に関わる重要な機関であり、原子力安全の向上にも貢献することから、原価に算入。	1148
東京電力EP	東京電力HD 日本原子力発電	原子力エネルギー協議会	設立：2018年7月 ・みなし小売電気事業者（9社※）・電源開発(株) など 【全19社・団体】 ※沖縄電力を除く。	事業者やメーカーなどの原子力産業界の知見・リソースを効果的に活用し、原子力の安全向上に関する課題へ対処	原子力安全や原子力産業の信頼回復に関わる重要な機関であり、原子力安全の向上にも貢献することから、原価に算入。	110

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第1節 基本的考え方

1. 電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、普及開発関係費（公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。）、寄付金及び団体費は原価への算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、これらの費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。また、電気の供給にとって優先度が低いものや、規制料金として回収することが社会通念上不適切なもの（交際費、政治献金、書画骨董等）については、原価への算入を認めない。

第2節 営業費

5. 一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

(1) 略

(2) 普及開発関係費については、インターネットやパンフレット等を利用した電気料金メニューの周知、需要家にとって電気の安全に関わる周知、電気予報等需給逼迫時の需要抑制要請といった公益的な目的から行う情報提供について、厳に必要なもののみ原価に算入することを認める。ただし、公益的な目的から行う情報提供であっても、販売促進としての側面が強いものに係る費用やイメージ広告に類似するものに係る費用については、原価への算入を認めない。オール電化関連の費用については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、原価への算入を認めない。P R館等の費用については、販売促進に係る応分の費用については、原価への算入を認めない。ただし、原価への算入を認めないとする費用であっても、合理的な理由がある場合には、当該費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。

(3) 寄付金については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、原価への算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、当該費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。

(4) 団体費については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、原価への算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、当該費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。

【参考】過去の査定方針（2014年 中部電力）

基本的な考え方

(1) 電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、普及開発関係費（公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。）、寄付金及び団体費は原価算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。また、電気の供給にとって優先度が低いものや、規制料金として回収することが社会通念上不適切なもの（交際費、政治献金、書画骨董等）については、原価算入を認めない。これらは、申請された原価に含まれる費用のうち、法令に基づき経済産業大臣がその費用の内訳に係る資料の提出を受けているもの（電気事業法第22条第1項の規定に基づき一般電気事業者等が届け出た料金その他の供給条件に係る購入電力料等）についても適用する。

④調整力に係る起動費（委員からの御指摘事項に対する回答）

- 前回会合（第39回）で、調整力ΔkW収入を構成する起動費の取扱いについて、以下の整理を事務局からお示した。
 - － 収入に見合う費用も同額発生することとなり、収支はニュートラルとなる。各社の申請上、当該費用を原価に織り込んでいないことから、控除収益としての織り込みは不要。
- この点に関し、委員から、「調整力市場に供出するための起動費は燃料費から除かれているのか確認すべき」との御指摘をいただいた。
- これを踏まえ、各事業者における調整力に係る起動費の織り込みについて確認した。

【参考】前回会合（第39回）における委員からの御意見

● 松村委員

次に、調整力市場に関してですが、事務局の整理は全くもつとだと思えます。機会費用、普通の経済学的な意味で言う機会費用に対応するものというのは、基本的に今言った市場との付き合いということをしていくということによって、機会費用部分というのは控除収益としてどのみち反映されるわけなのだから行って来いになって、ここで特に考えなくても同じになるはずだというのは全くそのとおりだと思えます。

1点よく分からなかった点があるので、その点は確認させてください。先ほどの事務局の説明では、起動費は原価にそもそも入っていないので、起動費というので入ってきたとすれば、その分は行って来いになるわけなので、依存しないというのは本当に正しいということをきちんと確認してください。つまり原価に入っている起動費の中には、本当に文字どおりkWhを供給するための起動費しか入ってなくて、燃料費というのを計算するときには、どれくらい燃料費が必要かというのを計算するときには恐らく起動費は入っていると思うんですが、起動に係る燃料費って入っていると思うんですけども、それは厳格に調整力市場に出す分の起動費は除かれているということはちゃんと確認してください。そうでなければ今の説明とインCONSISTENTになります。

もし除かれていないのだとすれば、先ほどの事務局の整理では駄目だということになるので、起動費相当の部分も控除するということを考えていただければと思います。

【参考】調整力ΔkW収入の取扱い

- 需給調整市場ガイドラインにて、大きな市場支配力を有する事業者に対して、各電源等のΔkW価格の登録に一定の規律が設けられており、次の式を満たすように算定することが妥当とされている。

ΔkW価格 ≤ 当該電源等の **逸失利益（機会費用）** + **一定額**

一定額 = 当該電源等の **固定費回収のための合理的な額**

（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合）

- ΔkWを構成する各要素について、原価算定上、以下のように取り扱うこととしてはどうか。

➤ **固定費回収のための合理的な額**

- **控除収益としての織り込みが必要。**

➤ **機会費用（起動費を含む）** ※スポット市場価格より限界費用が高い電源を追加並列する場合

- 収入に見合う費用も同額発生することとなり、収支はニュートラルとなる。各社の申請上、当該費用を原価に織り込んでいないことから、**控除収益としての織り込みは不要。**

➤ **逸失利益** ※スポット市場価格より限界費用が低い電源の出力を下げる場合

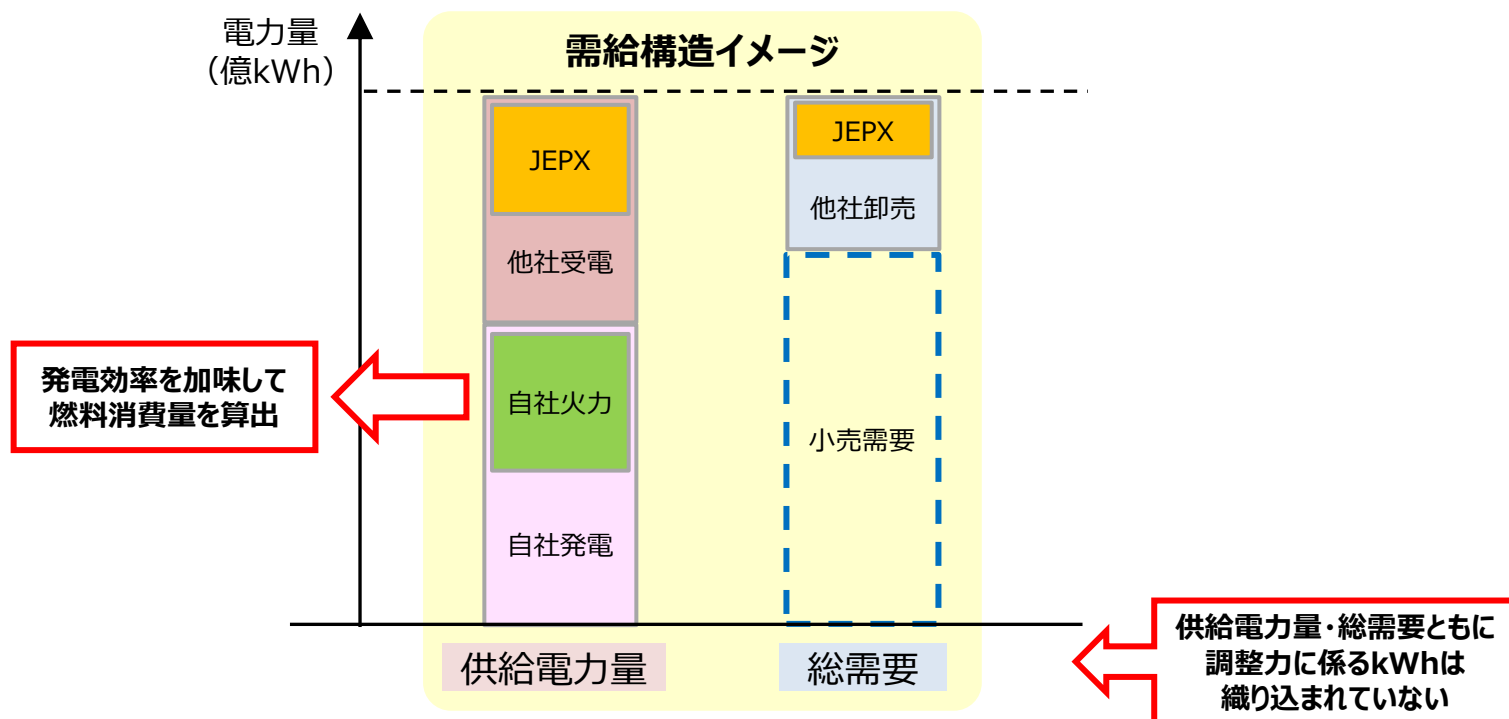
- 卸電力市場等で本来得られたであろう利益であり、**ΔkWを供出する場合と、ΔkWを供出せずに卸電力市場に全量供出する場合で、得られる利益はニュートラル**となる。
- このため、取引所取引におけるマッチングにおいて、**全ての電源を市場で取引する前提で算定している場合**には、**控除収益としての織り込みは不要。**
- 一方で、取引所取引におけるマッチングにおいて、**需給調整市場への供出電源を含めていない場合**には、**控除収益としての織り込みが必要。**この場合、**取引所取引におけるマッチングに需給調整市場への供出電源を含めて算定した結果と申請額とを比較して査定を行う。**

④調整力に係る起動費（燃料費の算定の考え方）

- 購入・販売電力料には、調整力に係る起動費が含まれていないことは確認済である。
- その上で、燃料費の中に調整力に係る起動費が含まれていないかという点について、各事業者は、燃料費の算定の前提として、小売需要と他社卸売に必要な自社火力の発電電力量から必要な燃料消費量を算出しており、調整力に係る起動に必要な燃料消費量は含まれていない。

【燃料消費量】 各社の需給バランス（マッチング後）において、供給電力量・総需要ともに調整力に係る発電電力量は織り込まれていない。その上で、供給電力量に含まれる自社火力による発電電力量を、発電効率で割り戻すことで、燃料消費量を算出。

【燃料費】 燃料消費量に燃料単価を乗じることで、燃料費を算出。



⑤調整力ΔkW収入（事業者からの指摘事項に対する回答）

- 前回会合（第39回）で、調整力ΔkW収入を構成する固定費回収のための合理的な額の算定方法について、以下のとおり、御議論いただいた。
 - 一次調整力～三次調整力①については、需要家にとって過大な負担となることを回避するため、託送料金に織り込まれる調整力費用と統合的な金額である必要がある。
 - 三次調整力②については2022年実績費値を基に算定する。
- この点について、事業者から、「一次調整力～三次調整力①と三次調整力②について、データの採録期間が異なるため、固定費回収額を重複して計上しないよう配慮していただきたい」との意見があった。
- 一方、一次調整力～三次調整力①の調達に要する費用については、託送料金の一部として需要家が負担しており、上述のとおり、需要家にとって過大な負担となることを回避するため、託送料金に織り込まれる費用と統合的な金額である必要があるとされたところ。
- また、三次調整力②の調達に要する費用についても、FIT賦課金の一部として、需要家が負担しており、同様に、需要家にとって過大な負担となることを回避するためには、FIT賦課金の算定に織り込まれる費用と統合的な金額であることが必要である。
- この点に関して、最新（2023年度）のFIT賦課金は、三次調整力②の2022年実績値等を基に算定されており、今般の料金審査においても、三次調整力②に係るΔkW収入を算定するに際しては、2022年実績値を基に算定することが、上記の考え方と整合的であると考えられる。
- これを踏まえ、前回御議論いただいたとおり、一次調整力～三次調整力①に係るΔkW収入は託送料金と統合的に、三次調整力②に係るΔkW収入は2022年実績値を基に、算定することとしたい。

※ なお、固定費回収が済んだ電源等についても、需給調整市場GLに定められている「一定額＝限界費用×一定割合」を調整力ΔkW収入として織り込むことが必要。
※ 東京電力EPについては、東京電力PGの託送料金織り込み額のうち、同社分を適用する。

【参考】前回会合（第39回）における事業者からの指摘事項

- 北海道電力 上野オブザーバー

当社の需給調整市場収益につきましては、申請時点の需給バランスを踏まえまして、供給力に活用する電源の固定費は小売料金から、そして調整力として期待する電源の固定費は需給調整市場から回収すべきとの考え方の下、反映しております。今回、一次から三次調整力の①について、お客様の過大な御負担を避ける観点から、ネットワーク託送料金原価への織り込み額を基本とする事務局方針が示されてございます。

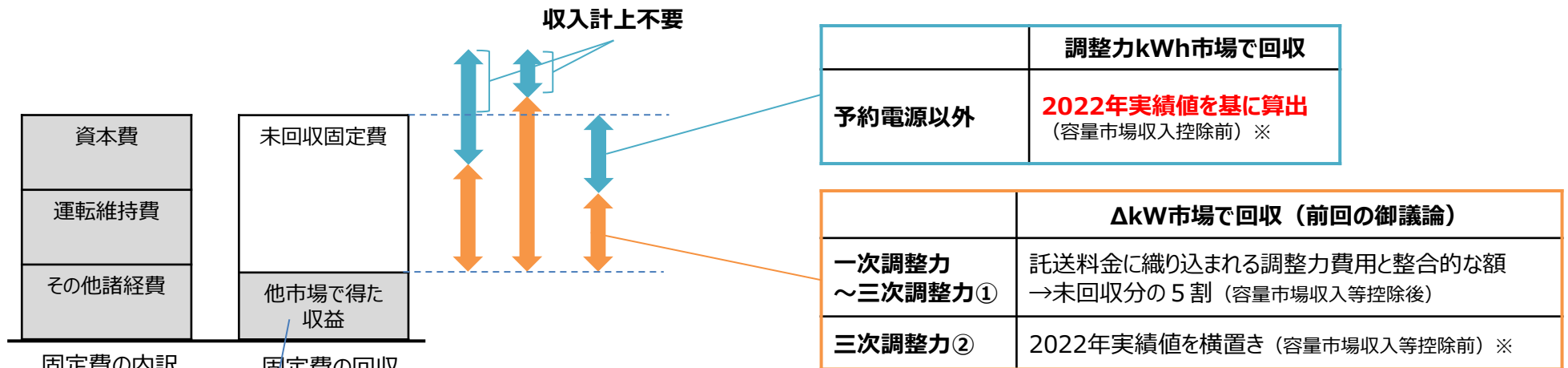
一方、三次調整力の②のほうなんですけれども、こちらにつきましては2022年1月から12月の実績を基に算定する方針が示されてございますが、一次から三次の調整力の①につきましては、ネットワーク託送料金原価で2021年度実績を基に算定されているということで、根拠とする観測期間がこちらは整合してございません。

この点に関しましては、電力需給調整力取引所が公開しております2022年度の上期取引実績がございますが、こちらによりますと**三次調整力の①の約定率が低い状況となっておりますため、その分、三次調整力②の固定費回収額が増加している、そちらに回っているんじゃないかという可能性があるかと思っております。このため、固定費回収額が重複した計上にならないように御配慮いただければ**など考えてございます。

⑥ 固定費回収のための合理的な額（調整力kWh収入）の算出方法

- 一次調整力～三次調整力②等として約定した電源（予約電源）以外の電源は、調整力kWh市場における固定費回収が見込まれるが、当該費用回収の合理的な額をどのように算出すべきか、整理する必要がある。
- この点に関し、調整力kWh収入を構成する固定費回収のための合理的な額は、2022年実績値を基に算出（容量市場収入等を考慮）することとしてはどうか。
- ただし、このように算定した未回収固定費が、各ユニットの未回収固定費を上回る場合には、過剰な回収となる可能性があるため、調整力kWh収入のうち、当該超過分は収入計上しないことを認めることとしてはどうか。

小売料金における未回収固定費の整理



※容量市場収入等は別途控除する。

電源 I、電源 I'、容量市場、ブラックスタート機能公募
スポット市場等からのkWh収益

1. 総論
2. 需要想定・供給力
3. 購入・販売電力料
- 4. 人員計画・人件費**
5. 修繕費
6. 設備投資
7. その他経費

出向者給与負担について（北海道電力）

- 前回会合（第41回）では、北海道電力が料金原価に算入した**北海道パワーエンジニアリング株式会社**（以下「同社」という。）への**出向者の給与負担**について、以下の御意見をいただいた。
 - ✓ 同社は、主力事業がプラントエンジニアリングであり、同社への出向者の41人中38人は、専ら北海道電力の定期事業者検査等に係る工事計画・検討・管理業務に従事している。これらの業務はグループ会社と一体となって工期日程の短縮等に取り組むことにより、安定供給を図っているものであることから、今回、原価算入した。同社への出向者38人は競争を阻害する事案に当たらないと思うので、原価算入を認めてもらいたい。【北海道電力】
 - ✓ 自由競争の環境にある発電・小売分野への出向者給与負担を認めない点は賛成するが、（同社への出向について）電気事業の遂行に必要なかつ有効と認められる出向先である場合は、委託費等の費目で費用が立っているのではないか。【北本委員】
- 事務局で北海道電力に聴取したところ、同社への委託費（発電所の運転管理など）が原価に算入されており、同社は電気事業の遂行に必要なかつ有効であると考えられる。
- 一方で、同社は発電事業者でもあるところ、同社への出向者の**41人中3人は同社の発電事業に従事**している。そのため、自由競争の環境にある発電・小売分野への影響を鑑み、**当該3人分の出向者給与については、規制料金の原価に算入しないこととしてはどうか。**

1. 総論

2. 需要想定・供給力

3. 購入・販売電力料

4. 人員計画・人件費

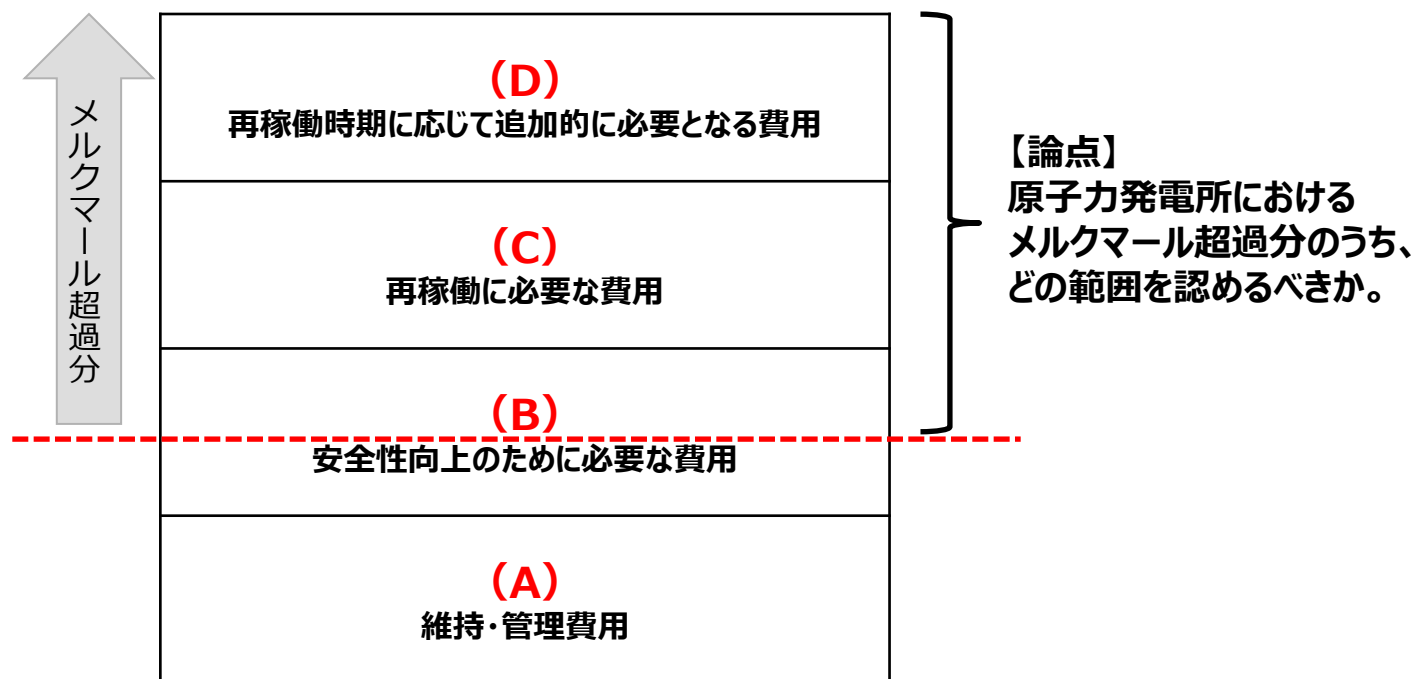
5. 修繕費

6. 設備投資

7. その他経費

泊発電所3号機に係る修繕費の取扱い①

- 前回会合（第41回）では、修繕費のメルクマール超過分の取扱いについて御議論いただいた。
- その結果、安全審査や、司法判断による仮処分差し止めなど、事業者の意志に関わらず、原子力発電所の停止が必要となり、メルクマールの水準が抑制されたことから、原子力発電所におけるメルクマール超過分は、原価算定期間中に再稼働を見込んでいる場合、例外的に認めるとの方向性が示された。
- その上で、原価算定期間中の再稼働が織り込まれていない北海道電力の泊発電所3号機のメルクマール超過分について、その取扱いが論点となるが、泊発電所3号機に係る費用を以下のA～Dの4つに分類した場合、メルクマール超過分には、Bの一部とC及びDが概ね該当する。



泊発電所3号機に係る修繕費の取扱い②

- 前回会合（第41回）において、泊発電所3号機に係る費用を料金原価に織り込むことの是非について、以下の御意見をいただいた。
 - ✓ A・Bは、恒常的に必要な費用であるとともに、C・Dについても電気事業の遂行に必要な費用であり、原価算入は必要だと考える。他方、原価算定期間に供給力として貢献しないことへの抵抗があることも理解する。総合的に勘案してDを認めないことも理解する。【安念委員】
 - ✓ A・Bともに原価算入することを支持する。再稼働準備を止めないのであれば、Cの原価算入を認めてもよい。Dについて、再稼働を十分な蓋然性をもって見通すことは難しいため、今回の原価算入を認めず、必要に応じ、値上げ申請する方法もある。【華表委員】
 - ✓ 泊発電所の再稼働はGX実現に向けた基本方針に沿うもので、AからCは認めて、Dは原価算定期間中に稼働が見込まれるなら原価算入を認め、そうでなければ認めないということ。【圓尾委員】
 - ✓ この議論は一般論としてC・Dの原価算入を認めるかどうかではない。修繕費のメルクマール超過分は本来認めないものであり、例外的に認めるとしたら、どのようなものかの議論である。仮にC・Dがメルクマールの範囲であれば認めるということ。【松村委員】
 - ✓ C・Dを認める意見が多く、本来は異論あるがBは認める。ただし、値上げ申請の局面でメルクマールを超えるものとしてC・Dを例外的に認めることは非合理であり、反対する。再稼働による値下げ届出で本費用を修繕に原価算入することに反対はしない。【松村委員】

泊発電所3号機に係る修繕費の取扱い③

- いただいた御意見を踏まえ、以下の方向性で整理することとしてはどうか。
 - ① A（維持・管理費用） 及び B（安全性向上のために必要な費用） については、安全性確保の観点から、料金原価への算入を認める。
 - ② 一方で、D（再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用） については、再稼働時期に係る不確実性も考慮し、料金原価への算入を認めない。
 - ③ その上で、C（再稼働に必要な費用） については、耐震評価や解析等の業務委託が継続的に行われており、再稼働に向けた取組を着実に進めていくため、料金原価への算入を認める。

1. 総論

2. 需要想定・供給力

3. 購入・販売電力料

4. 人員計画・人件費

5. 修繕費

6. 設備投資

7. その他経費

特別監査の結果（東京電力EP）

- 電気事業の運営にとって真に不可欠な設備と認められない不使用設備などが、料金原価に織り込まれていないか確認するため、事務局で、各設備などの詳細確認（特別監査）を実施した。
- 前回会合（第41回）で、各事業者に係る特別監査の実施結果をお示したが、東京電力EPについては、事務局で確認中の箇所があったところ、確認結果は以下のとおり。
- 東京電力EPは、発電設備が無く、業務設備のみを有するところ、不使用設備などは織り込まれていなかった。

	項目	内容（金額は3カ年平均額）
自主カット分	特定固定資産	・ リース資産（太陽光・蓄電池関連事業リース等） ▲11,388百万円
	建設中の資産	・ リース資産（太陽光・蓄電池関連事業リース等） ▲21百万円
特別監査を通じた論点	特定固定資産	・ 不使用設備などの織り込み無し

固定資産除却費に関する確認結果

- 固定資産除却費のうち、**多額の除却損が見込まれている場合**は、当初の想定どおりに固定資産が活用されずに除却される可能性が考えられるため、各事業者の確認を行った。
- 具体的には、各分野（水力・火力・原子力・新エネ・業務）で、原価算定期間（2023～25年度）に除却損の発生が見込まれる固定資産のうち、除却損の金額が多い案件について、合理的であるか確認を行った。
- その結果、**除却損が多額となった理由**として、例えば以下のようなものが挙げられ、**いずれも合理的であることを確認**した。
 - 火力発電所のボイラへの給水を予熱する装置（法定耐用年数：15年）について、8年が経過した時点で、詳細に肉厚測定を実施したところ、広範囲で摩耗が確認されたことから、2023年度の定期点検に合わせて、当該装置を除却することとなった。
 - 原子力発電所の排気筒（法定耐用年数：41年）について、新規制基準に対応するため、耐震補強が必要となったことから、一部の既設部材について、残存簿価があるものの除却することとなった。
- なお、一部の事業者は、個別の固定資産に対して除却損を見積もるのではなく、過去の除却損の発生率（＝除却損／設備投資額）を算定し、これに基づいて、原価算定期間中の除却損を一括で算定している。この場合について、事務局で、過去の除却損の発生実績を確認したところ、原子力発電所の新規制基準対応などの一部の例外を除き、当初の耐用年数より著しく早いタイミングで除却しているものが無いことを確認した。

1. 総論
2. 需要想定・供給力
3. 購入・販売電力料
4. 人員計画・人件費
5. 修繕費
6. 設備投資
- 7. その他経費**

東北電力の養成費におけるDX関連費用の内容

- 第39回会合で、東北電力からDX関連費用に係る説明があったところ、委員から、**全社員を対象とした研修の内容や費用内訳に関してご質問があったところ。**
- 事務局で東北電力に確認したところ、同社からは、全社員への教育のベースとなるプラットフォームを導入し、各階層に応じたコンテンツを提供し教育を行っている旨の説明があった（詳細は、参考資料8を参照）。

<全社員向けの教育コンテンツ例>

- ✓ プロジェクトマネジメント資格対策講座、クラウド資格取得対策
- ✓ IT系国家資格取得支援 等

<高度データアナリティクス人材・部門DX推進人材向けの教育コンテンツ例>

- ✓ AIエンジニア育成研修、データ分析実践研修、AIビジネス活用ワークショップ 等
- 養成費には、電気技術の能力向上や社員の基礎能力の向上を目的とする研修費用が計上されるが、**新規ビジネスの事業化を目的としたDX教育など、電気事業を運営する上で必要不可欠とは言えない研修については査定**することとしてはどうか。