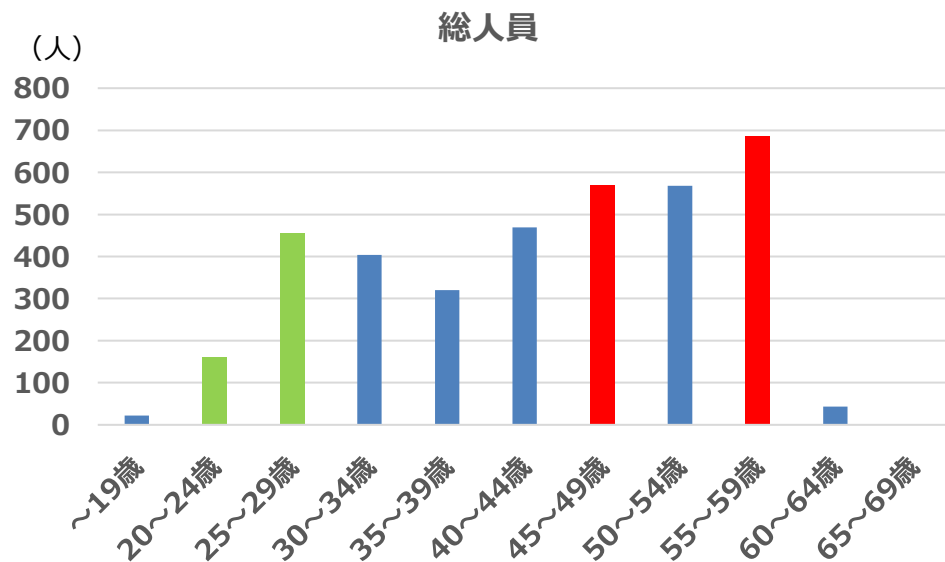
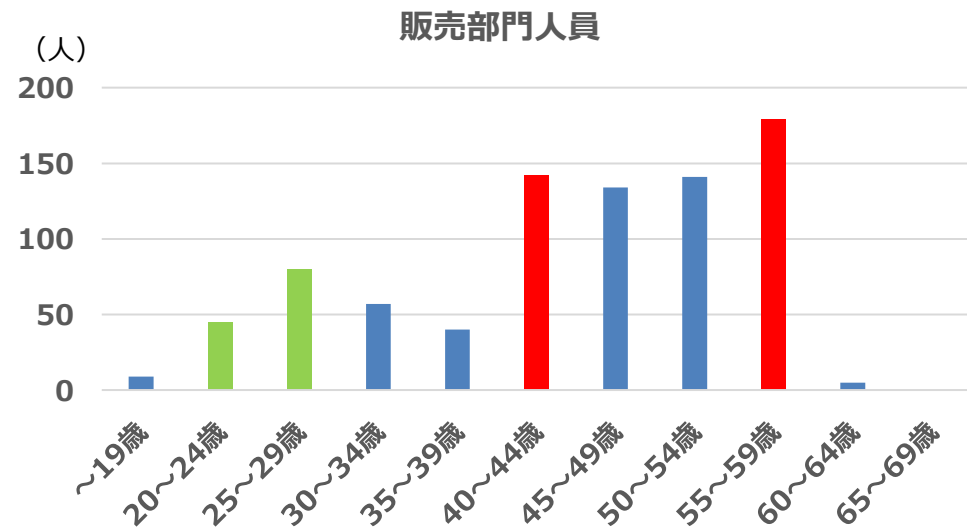
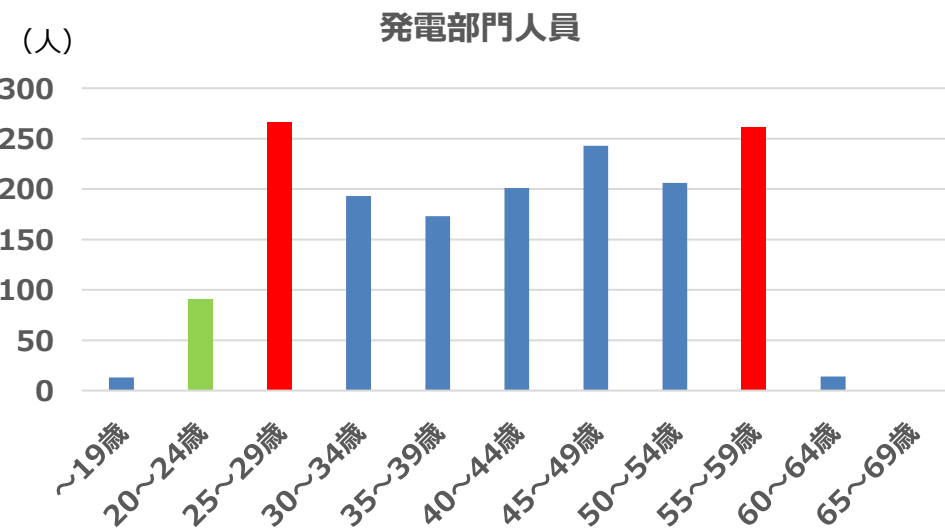


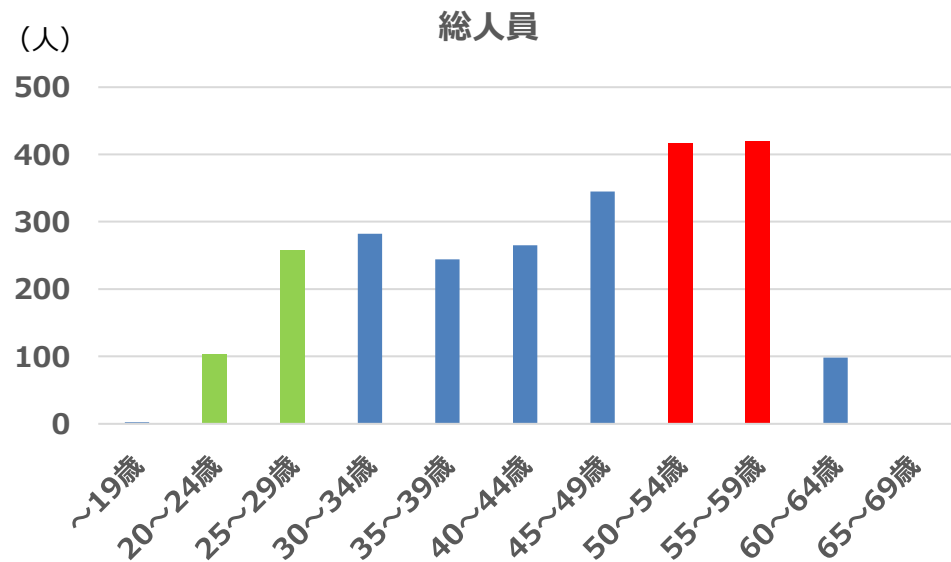
【参考 2】従業員の人員構成⑥（中国電力）



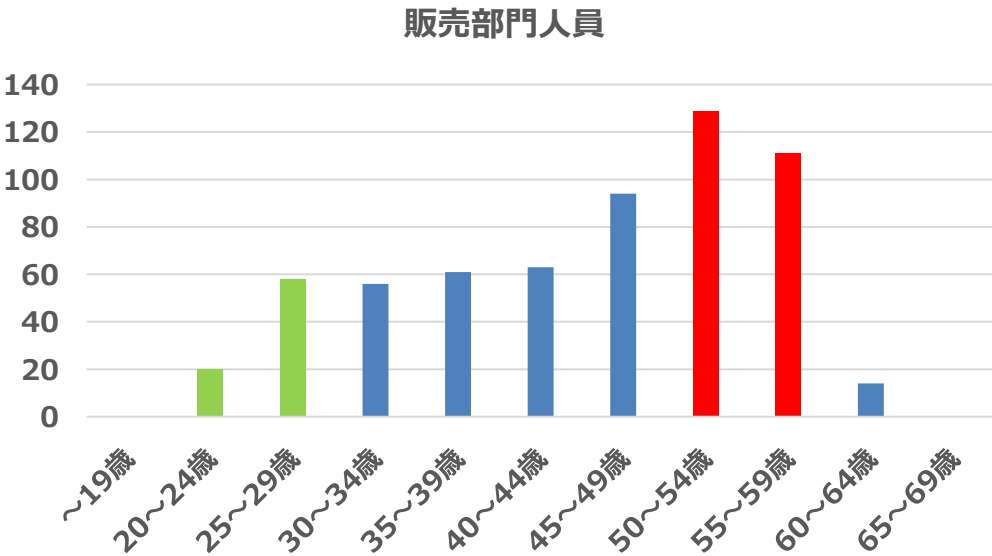
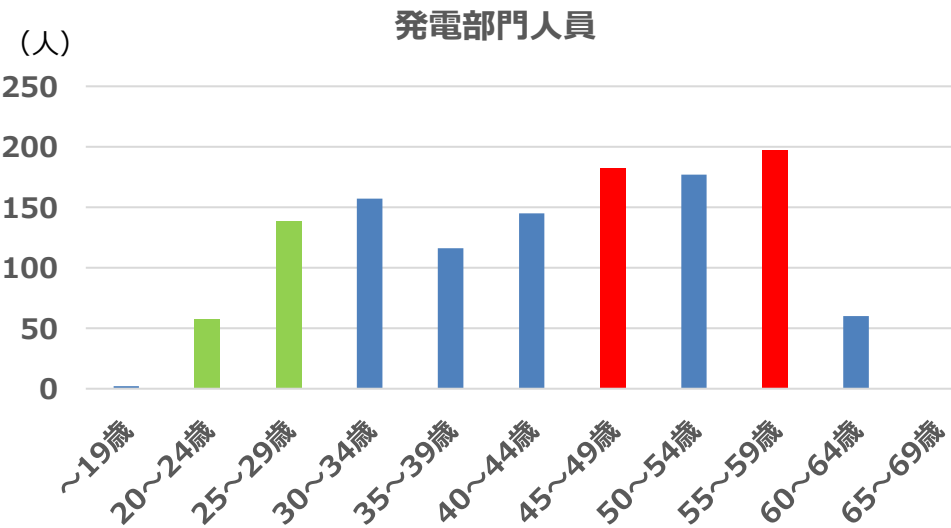
年齢	総人員							
	人員 (人)	割合 (%)	発電部門	割合 (%)	販売部門	割合 (%)	一般管理	割合 (%)
～19歳	22	1%	13	1%	9	1%	0	0%
20～24歳	161	4%	91	5%	45	5%	25	2%
25～29歳	456	12%	266	16%	80	10%	110	9%
30～34歳	404	11%	193	12%	57	7%	154	13%
35～39歳	320	9%	173	10%	40	5%	107	9%
40～44歳	469	13%	201	12%	142	17%	126	10%
45～49歳	570	15%	243	15%	134	16%	193	16%
50～54歳	568	15%	206	12%	141	17%	221	18%
55～59歳	685	19%	262	16%	179	22%	244	20%
60～64歳	43	1%	14	1%	5	1%	24	2%
65～69歳	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
合計	3,698		1,662		832		1,204	



【参考 2】従業員の人員構成⑦（四国電力）



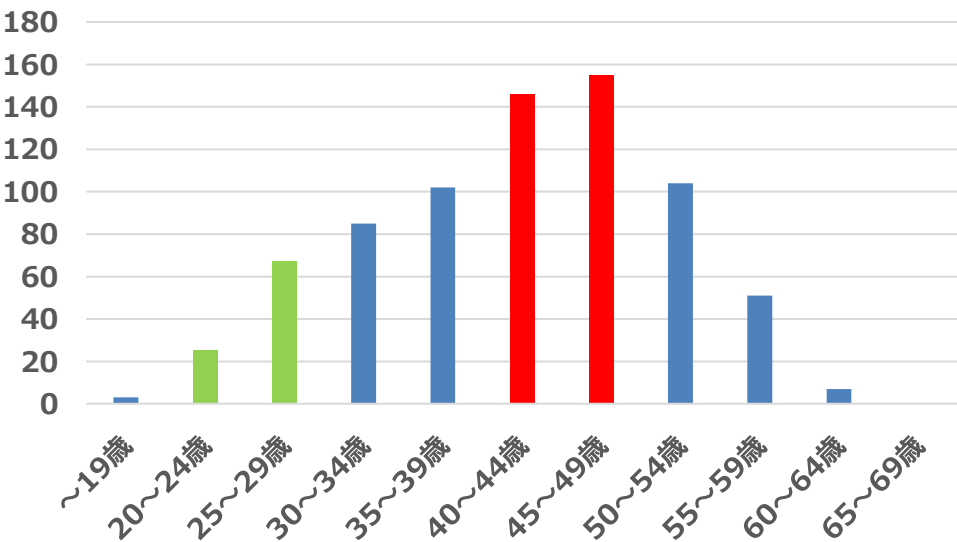
年齢	経費対象人員等							
	人員 (人)	割合 (%)	発電部門	割合 (%)	販売部門	割合 (%)	一般管理部門	割合 (%)
～19歳	2	0%	2	0%	0	0%	0	0%
20～24歳	103	4%	57	5%	20	3%	26	4%
25～29歳	257	11%	138	11%	58	10%	61	10%
30～34歳	282	12%	157	13%	56	9%	69	12%
35～39歳	244	10%	116	9%	61	10%	67	11%
40～44歳	265	11%	145	12%	63	10%	57	10%
45～49歳	345	14%	182	15%	94	16%	69	12%
50～54歳	416	17%	177	14%	129	21%	110	19%
55～59歳	419	17%	197	16%	111	18%	111	19%
60～64歳	98	4%	60	5%	14	2%	24	4%
65～69歳	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
合計	2,431		1,231		606		594	



※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層 ※2021年度末実績

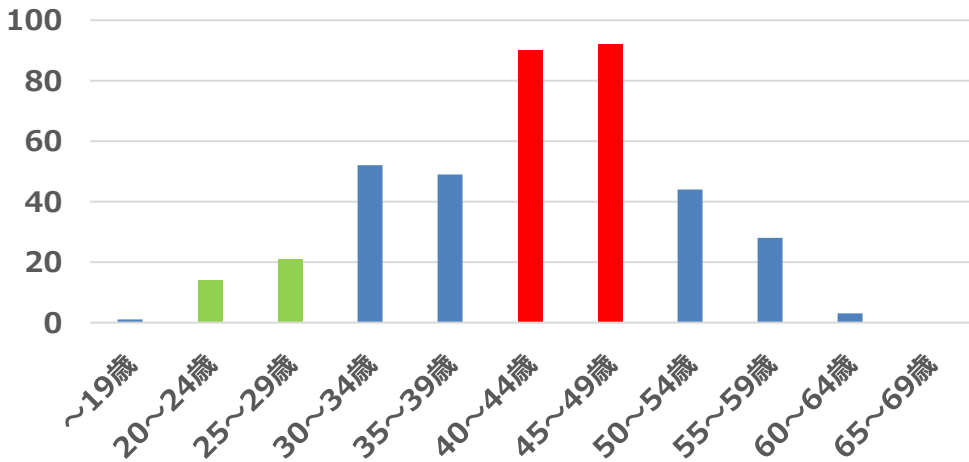
【参考 2】従業員の人員構成⑧（沖縄電力）

総人員

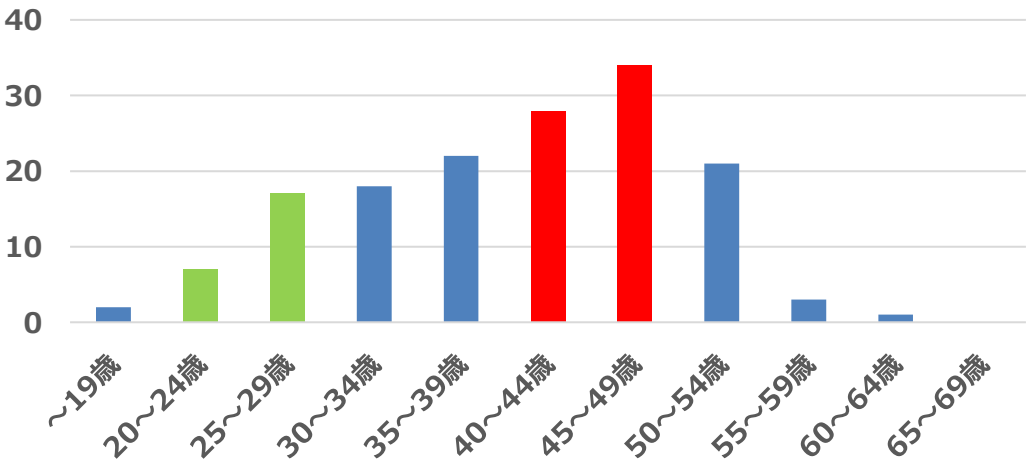


年齢	経費対象人員等							
	人員 (人)	割合 (%)	発電部門	割合 (%)	販売部門	割合 (%)	一般管理部門	割合 (%)
～19歳	3	0%	1	0%	2	1%	0	0%
20～24歳	25	3%	14	4%	7	5%	4	2%
25～29歳	67	9%	21	5%	17	11%	29	15%
30～34歳	85	11%	52	13%	18	12%	15	8%
35～39歳	102	14%	49	12%	22	14%	31	16%
40～44歳	146	20%	90	23%	28	18%	28	14%
45～49歳	155	21%	92	23%	34	22%	29	15%
50～54歳	104	14%	44	11%	21	14%	39	20%
55～59歳	51	7%	28	7%	3	2%	20	10%
60～64歳	7	1%	3	1%	1	1%	3	2%
65～69歳	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
合計	745		394		153		198	

発電部門人員



販売部門人員



※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層 ※2021年度末実績

審査における論点（人員計画）

- 人員計画については、料金審査要領に基づき、原価算定期間（2023～25年度）における採用者数・退職者数などを含めた経費対象人員数の妥当性を確認するとともに、1人当たりの生産性の水準についても、他のみなし小売電気事業者（今回、料金改定申請をしていない事業者を含む。）と比較することとなっている。
- 上記の事業者間比較を行うにあたり、一部の事業者では発電部門が分社化されているが、公平な比較を行う観点から、どのような手法を用いることが妥当か。
- また、1人当たりの生産性を比較する指標として、販売電力量・売上高・契約口数などを用いることが考えられるが、各種指標をどのように用いることが適当か。
- なお、過去の料金改定（2012～15年）と比較し、高年齢者雇用安定法に基づく従業員の再雇用が増加している。これを踏まえ、事業者間比較を行う際には、正社員と同等の勤務形態にある人員も含め、人員数の妥当性を確認することとしてはどうか。

審査の結果（人員計画）

- 発電部門の分社化など、各みなし小売電気事業者の事業形態の差異を考慮し、公平な比較を行う観点から、事務局で下記の様々な指標に基づき、各事業者の生産性を評価した。
- また、事業者間比較は、正社員と同等の勤務形態にある再雇用者・無期雇用者を含めて行った。
- その結果、東電EPは全指標で10社平均の水準を上回った。また、北海道・東北・中国は概ね他社平均の水準を上回った。
- 北陸・四国・沖縄は他社平均の水準を下回る場合があるが、小売販売電力量当たり販売部門人件費など、いくつかの指標では、他社平均の水準を上回った。
- これらを踏まえると、7事業者ともに、人員数が明らかに過剰な水準とは言えないと考えられる。

【総人員当たり販売電力量等】

	指標	北海道	東京	東北	北陸	中国	四国	沖縄
1	総人員当たり総販売電力量		-	○		○		
2	総人員当たり小売販売電力量		-	○		○		
3	総人員当たり売上高	○	-	○	○	○	○	○
4	総人員当たり契約口数	○	-	○		○		

【発電部門人員当たり発電電力量等】

	指標	北海道	東京	東北	北陸	中国	四国	沖縄
9	発電部門人員当たり発電電力量		-	○		○		
10	発電所当たり人員（水力）		-	○	○	○		-
11	発電所当たり人員（火力）	○	-			○		○
12	発電所当たり人員（原子力）		-	○	○		○	-
13	発電所当たり人員（新エネ）		-		○	○		-
14	認可出力当たり人員（水力）	○	-			○		-
15	認可出力当たり人員（火力）	○	-	○		○		
16	認可出力当たり人員（原子力）	○	-	○	○			-
17	認可出力当たり人員（新エネ）	○	-	○		○		-

【販売部門人員当たり販売電力量等】

	指標	北海道	東京	東北	北陸	中国	四国	沖縄
5	販売部門人員当たり総販売電力量	○	◎	◎		○		
6	販売部門人員当たり小売販売電力量	◎	◎	◎		◎		
7	販売部門人員当たり売上高	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
8	販売部門人員当たり契約口数	◎	◎	○		○		

【販売電力量等当たり人件費】

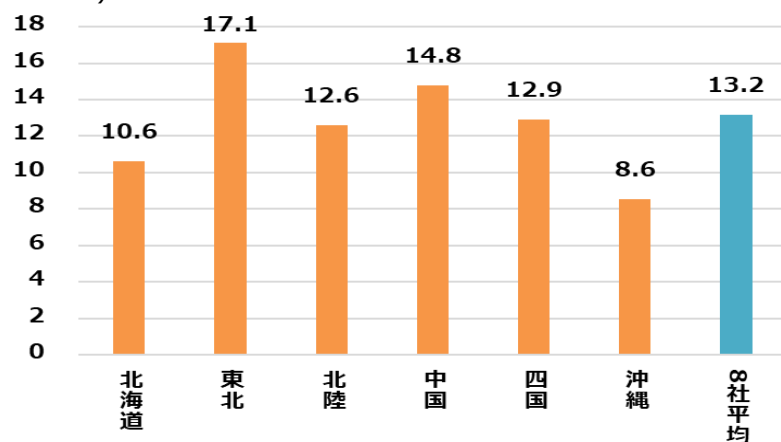
	指標	北海道	東京	東北	北陸	中国	四国	沖縄
18	総販売電力量当たり販売部門人件費	◎	◎	◎	◎	◎	○	
19	小売販売電力量当たり販売部門人件費	◎	◎	◎	○	◎	○	○
20	売上高当たり販売部門人件費	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
21	契約口数当たり販売部門人件費	◎	◎	◎		◎		◎
22	発電電力量当たり発電部門人件費		-	○	○	○	○	

※上記の表について、「◎」印は各指標の10社平均の水準を上回っているもの、「○」印は8社平均等（10社平均以外）の水準を上回っているもの。

【参考3】生産性の比較①（総販売電力量・小売販売電力量・売上高・契約口数／総人員数）

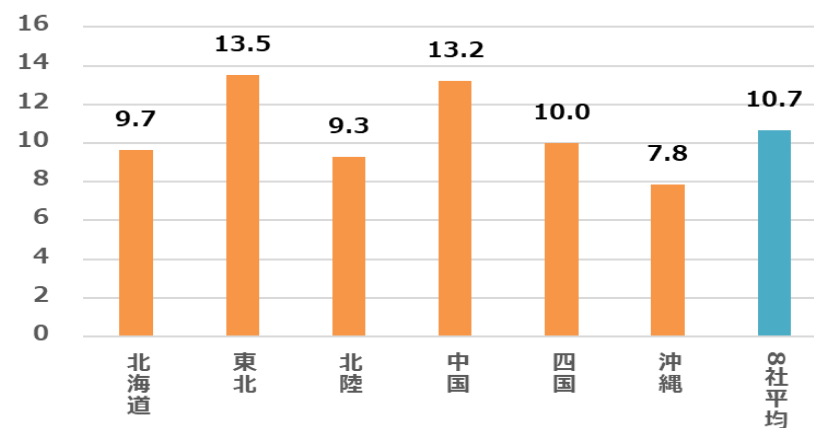
（1）1人当たり総販売電力量（卸含む）

（百万kWh）



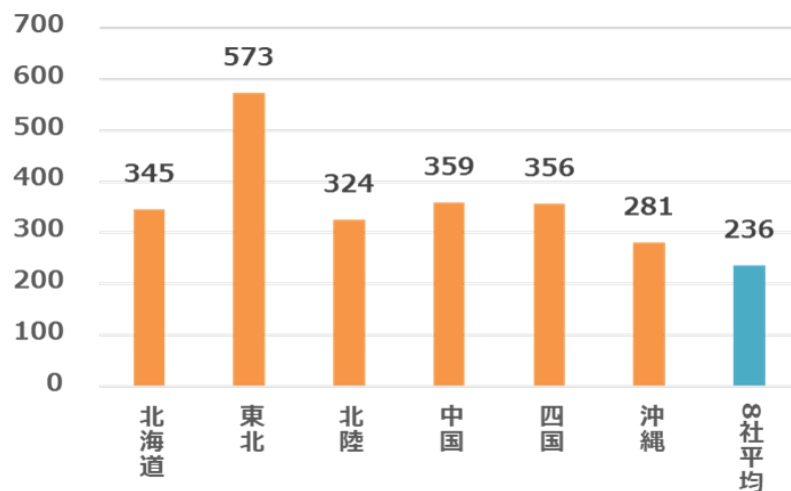
（2）1人当たり小売販売電力量（規制・自由部門）

（百万kWh）



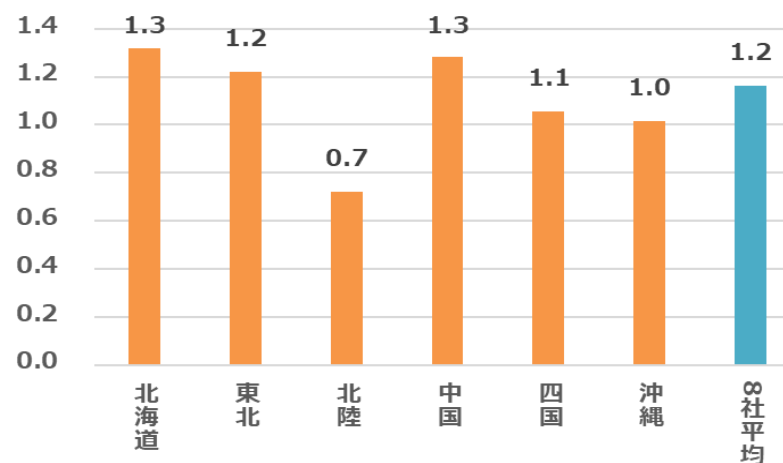
（3）1人当たり売上高

（百万円）



（4）1人当たり契約口数

（千口）



※東電EPは発電部門人員を有さないため、上記の比較には含めていない。

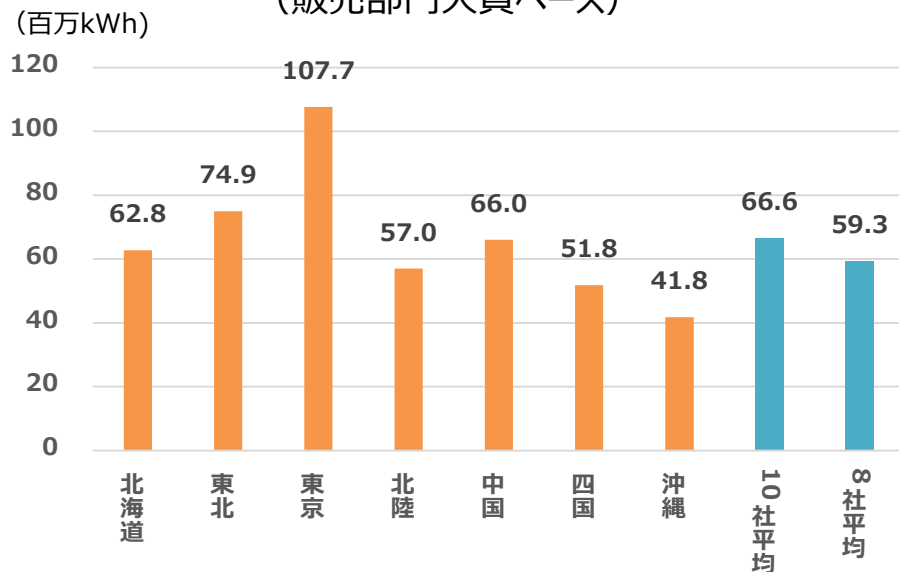
※東電EPを除く6事業者の値は、原価算定期間（2023～25年度）の3ヶ年平均。

※8社平均の値は、6事業者に加えて、関西・九州に対して2021年度の実績値を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

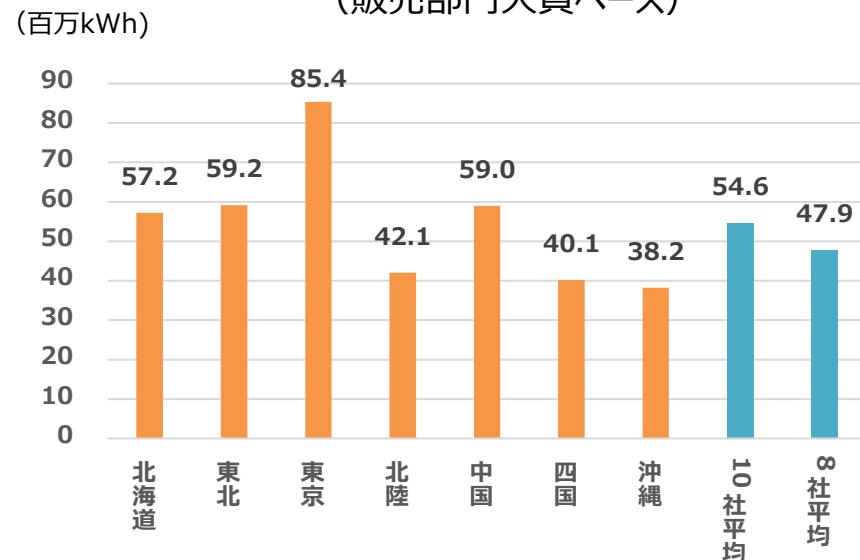
※総人員数は、経費対象人員数に再雇用者等の人員数を加えたもの。

【参考3】生産性の比較②（総販売電力量・小売販売電力量・売上高・契約口数／販売部門人員数）

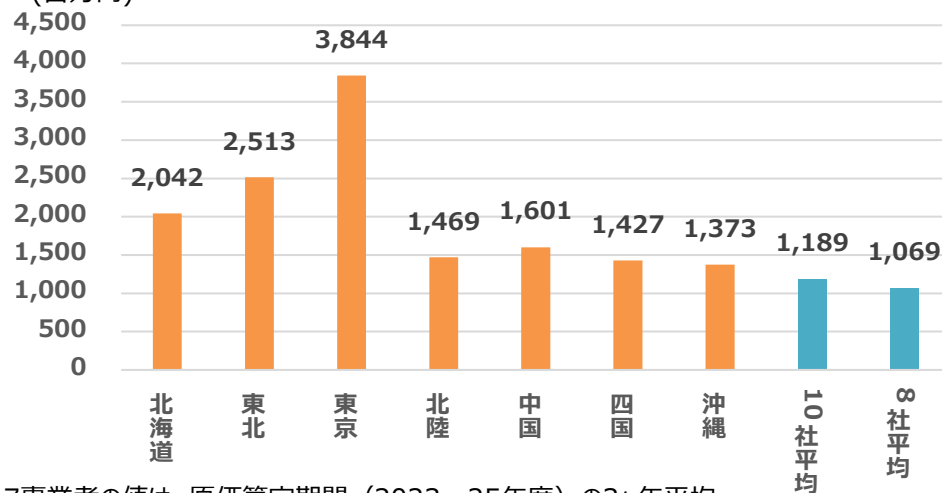
（1）1人当たり総販売電力量（卸含む）
（販売部門人員ベース）



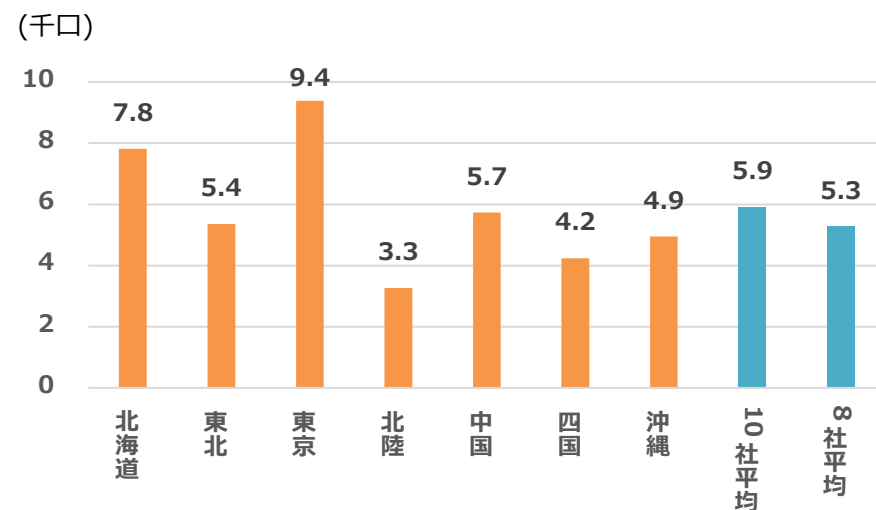
（2）1人当たり小売販売電力量（規制・自由部門）
（販売部門人員ベース）



（3）1人当たり売上高（販売部門人員ベース）
（百万円）



（4）1人当たり契約口数（販売部門人員ベース）



※7事業者の値は、原価算定期間（2023～25年度）の3ヶ年平均。

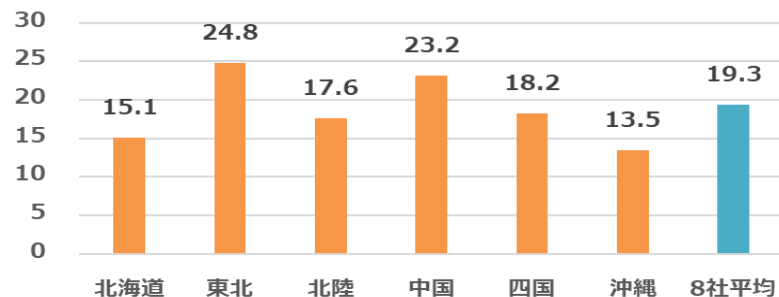
※10社平均及び8社平均の値は、7事業者に加えて、中部・関西・九州に対して2021年度の実績値を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

※販売部門人員数は、再雇用者・無期雇用者の人員数も含めたもの。

【参考3】生産性の比較③（発電電力量／発電部門全体の人員数、発電部門人員数／発電所数）

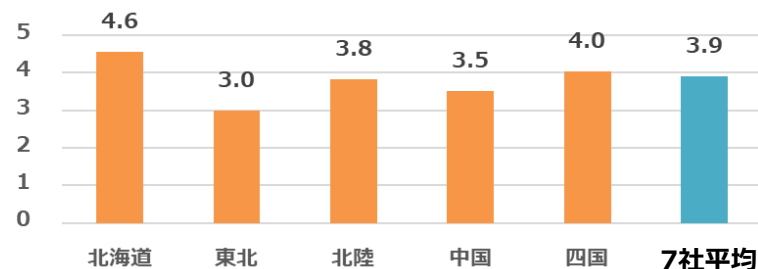
（1）発電部門人員数当たりの発電電力量

（百万kWh）



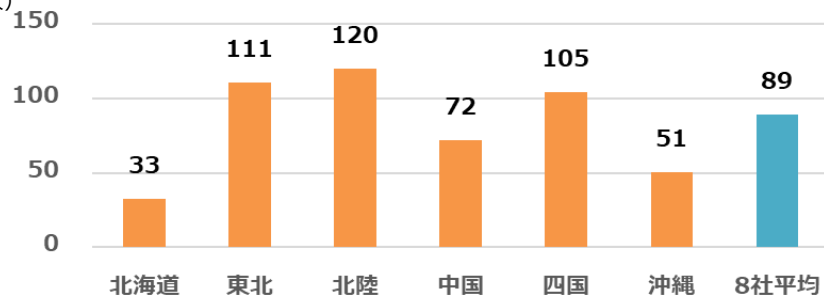
（2）水力発電所1か所当たり人員数

（人）



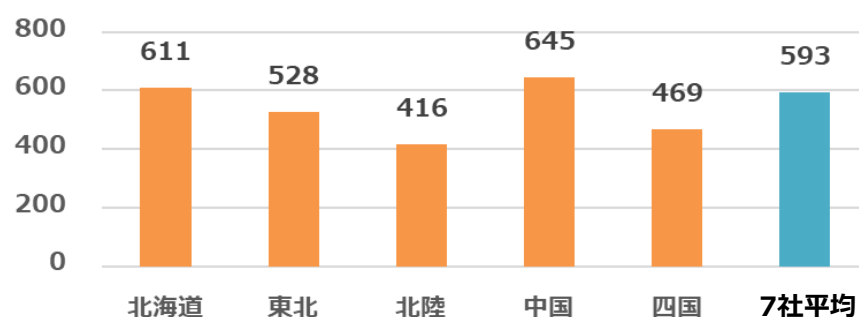
（3）火力発電所1か所当たり人員数

（人）



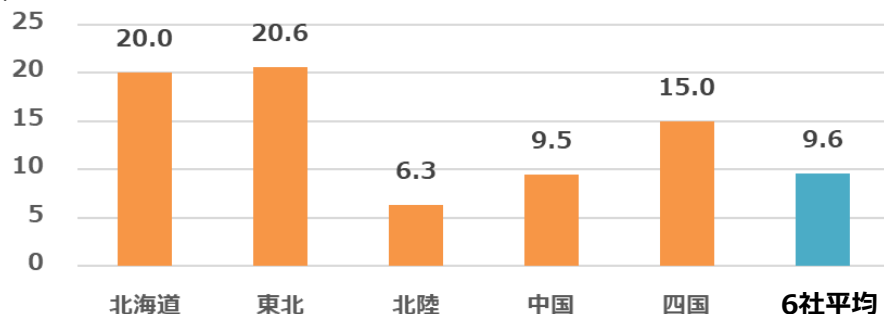
（4）原子力発電所1か所当たり人員数

（人）



（5）新エネルギー発電所1か所当たり人員数

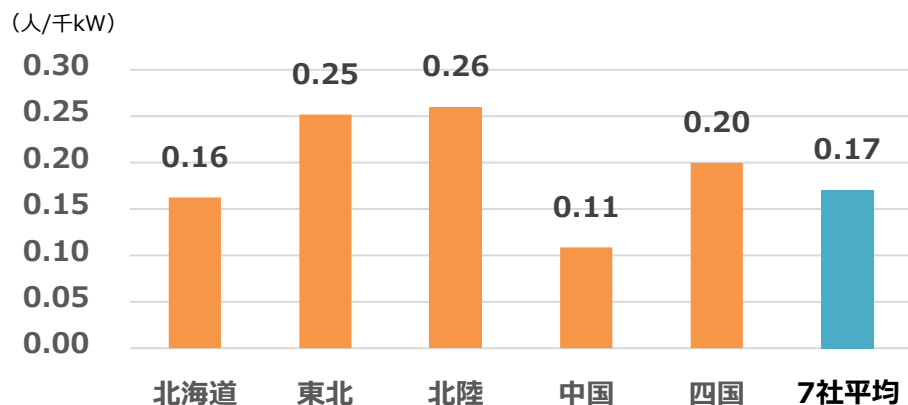
（人）



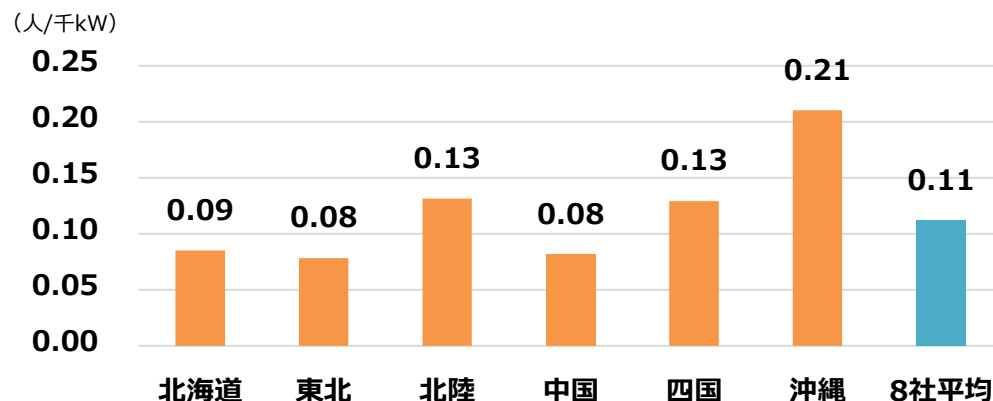
※東電EPは発電部門人員を有さないため、上記の比較には含めていない。
 ※東電EPを除く6事業者の値は、原価算定期間（2023～25年度）の3ヶ年平均。
 ※発電電力量の8社平均値は資源エネルギー庁のホームページより引用。
 ※発電部門人員数は、東電EP除く6事業者に加えて、関西・九州に対して実績値を事務局で聴取したもの。
 ※発電所数は資源エネルギー庁の統計値（2022年8月時点の値）。
 ※6社平均値・7社平均値・8社平均値は、2021年度実績値（水力及び原子力は沖縄、新エネルギーは関西・沖縄を除く。）。

【参考3】生産性の比較④（発電部門人員数／発電所の認可出力）

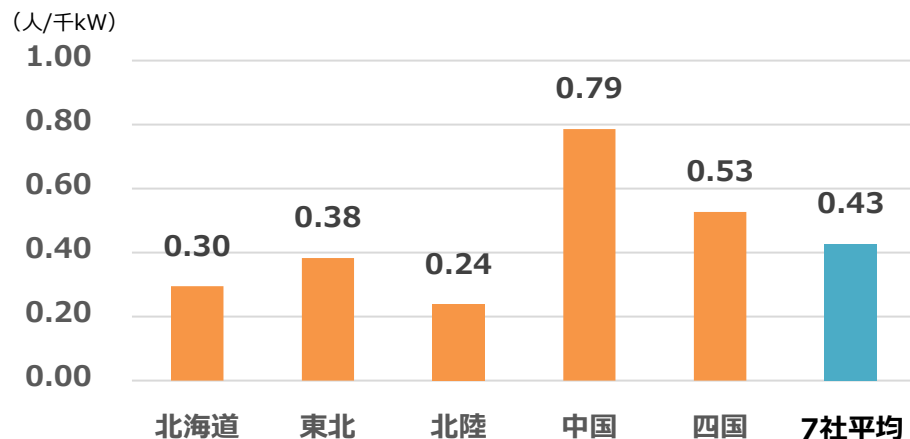
（１）水力発電所認可出力当たり人員数



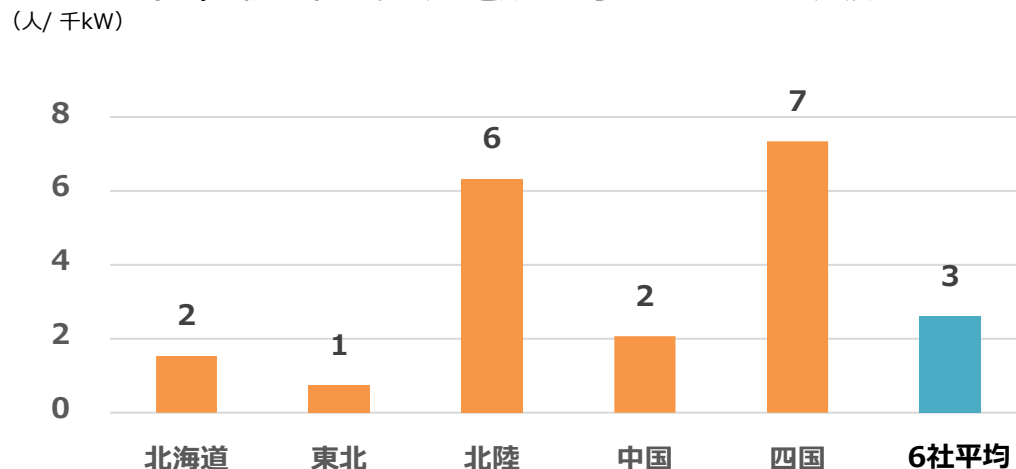
（２）火力発電所認可出力当たり人員数



（３）原子力発電所認可出力当たり人員数



（４）新エネルギー発電所認可出力当たり人員数



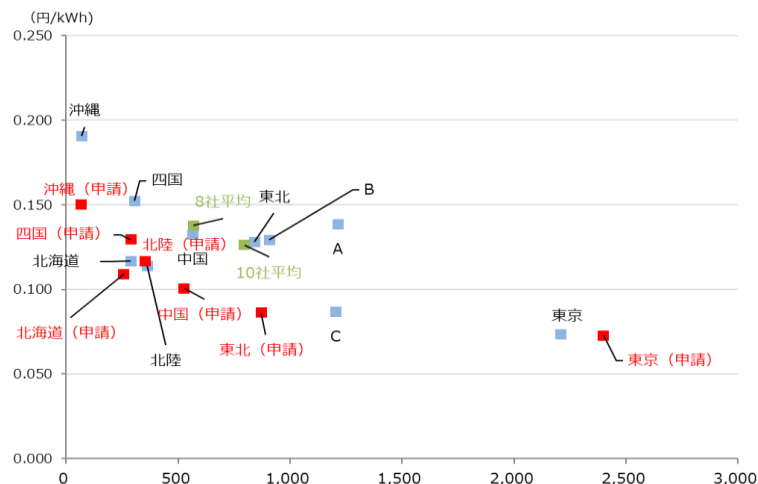
※東電EPは発電部門人員を有さないため、上記の比較には含めていない。

※東電EPを除く6事業者の値は、原価算定期間（2023～25年度）の3年平均。認可出力は資源エネルギー庁の統計値（2022年8月時点）。

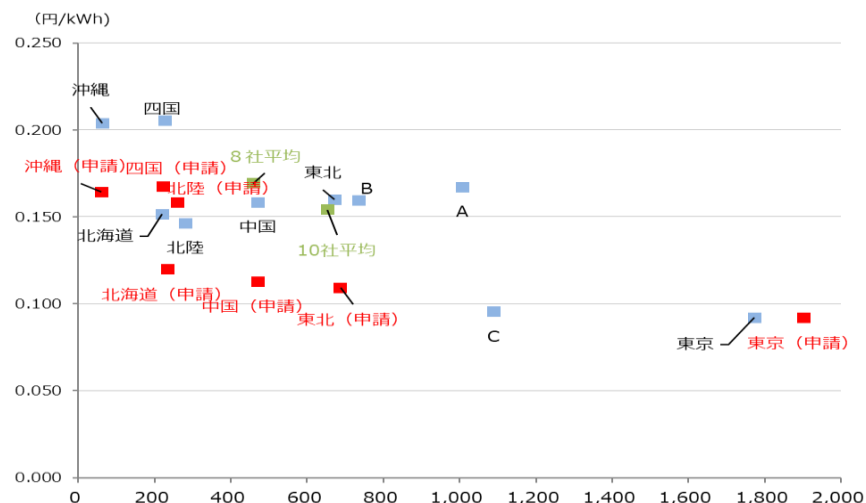
※上記の各事業者平均は2021年度実績値（水力及び原子力は沖縄、新エネは関西・沖縄を除く）。

【参考3】生産性の比較⑤ 分布図

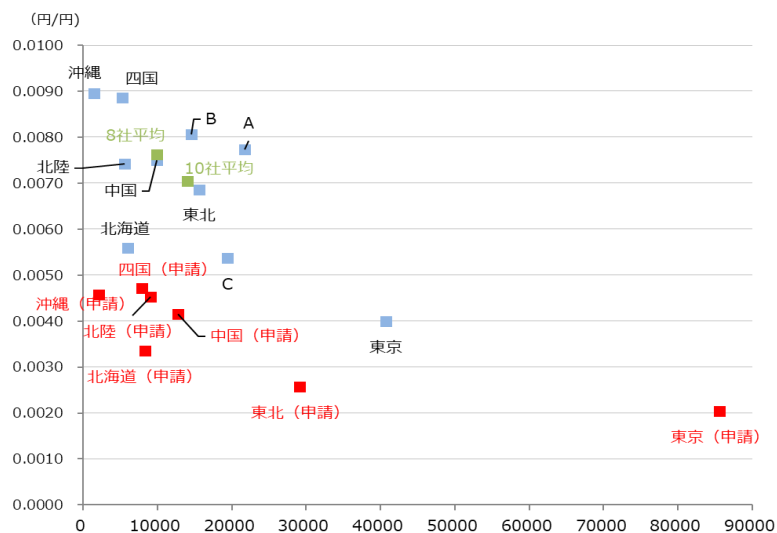
(1) 販売部門人件費（給料手当）／総販売電力量



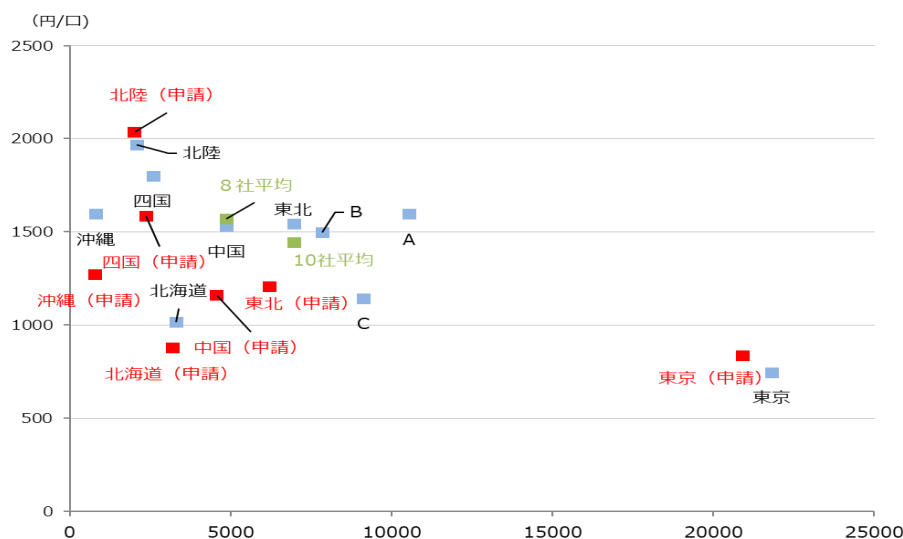
(2) 販売部門人件費（給料手当）／小売販売電力量



(3) 販売部門人件費（給料手当）／売上高



(4) 販売部門人件費（給料手当）／契約口数

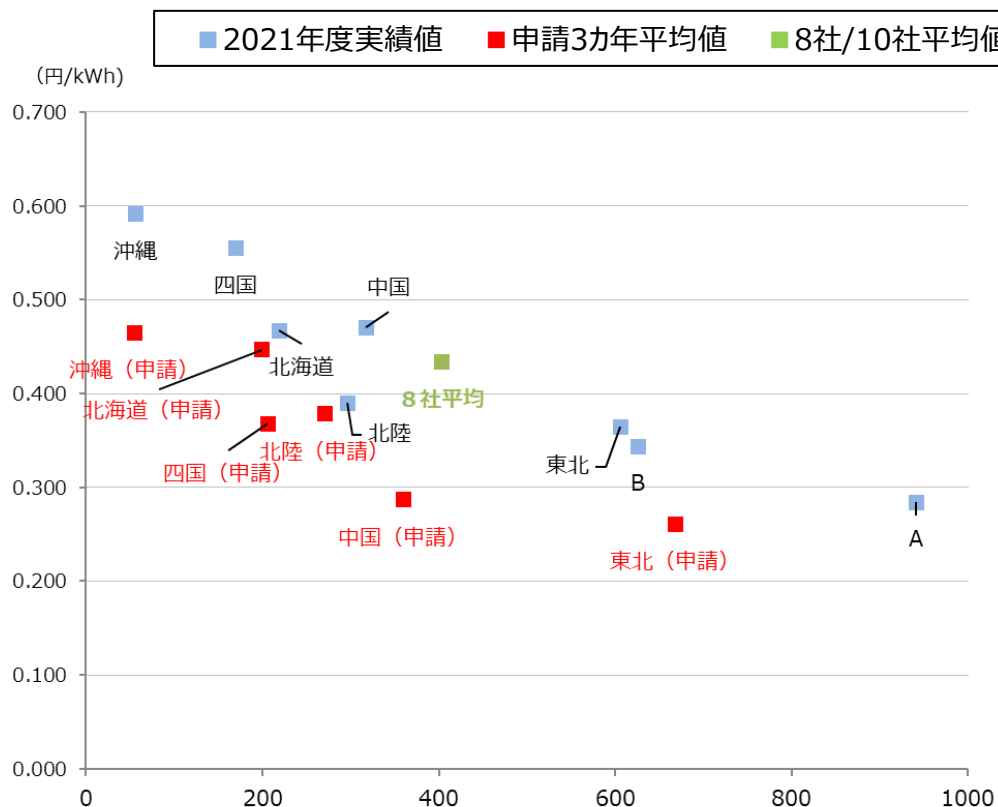


※2021年度実績は事務局より各事業者に実績を聴取したものです。

※人件費は、給料手当（東電EP・北陸・沖縄は給料手当＋雑給（再雇用者等分））に、販売部門人員比率を乗じた数字。

【参考3】生産性の比較⑥ 分布図

(5) 発電部門人件費（給料手当）／発電電力量



※東電EPは発電部門人員を有さないため、上記の比較には含めていない。

※2021年度実績は事務局より各事業者に実績を聴取したもの。発電電力量は資源エネルギー庁のホームページより引用。

※人件費は、給料手当（東電EP・北陸・沖縄は給料手当＋雑給（再雇用者等分））に、発電部門人員比率を乗じた数字。

【6－6． 人員計画・人件費】

①人員計画・人件費の概要

②人員計画

③人件費

過去の料金改定に織り込んだ人件費に係る効率化の達成状況

- 北海道電力・東北電力・東京電力EP・四国電力によれば、過去の料金改定（※）で料金原価に織り込んだ人件費の効率化について、当時の原価算定期間における達成状況は、以下のとおり。

※ 北海道電力・東北電力・四国電力の料金改定は2013年、原価算定期間は2013～15年度。東京電力EPの料金改定は2012年、原価算定期間は2012～14年度。

	効率化の織り込み	達成状況に関する事業者の説明
北海道電力	申請時点で織り込んだ目標額と査定額をあわせて、総額▲161億円の効率化額を織り込み。	- 未達 ➢ 期待運用収益率の引上げ（0%→2.0%）が2013年度の会計年度に間に合わなかったことや、社員年収水準の引下げが2013年度途中からの実施であったことなどにより、3カ年平均で▲149億円（12億円の未達）となった。 ➢ なお、2014年度：▲165億円、2015年度：▲163億円の2カ年については、それぞれ単年度で目標を達成している。
東北電力	人員数の削減分（9億円）を含め、321億円を削減。	- 未達 ➢ 「給料手当等の削減」、「福利厚生制度の見直し」は、「賞与の引き下げ」、「健康保険料の事業主負担割合」に関する部分で未達。従業員のモチベーション、採用への影響等様々な要素を勘案した労使交渉の結果として、一部未達。 ➢ なお、「役員給与の削減」、「退職金制度の見直し」、「委託検針・集金単価等の削減」等は達成。（人員数の削減含め効率化実績▲263億円）
東京電力EP	人員削減（210億円）や給与・賞与の削減（642億円）等により、人件費として1,024億円の削減を織り込み。	- 達成 ➢ 1,024億円の削減目標に対し、実績は1,428億円となり、403億円の深掘りを達成。 ➢ 「人員削減」「給与・賞与の削減」「退職給与制度の見直し」については、計画を上回る削減を達成。その他「福利厚生制度の見直し」等については、計画どおりの削減を実施。
四国電力	採用抑制や年収水準の大幅引き下げ等による効率化目標（▲97億円）に、出向者人件費の大幅査定等（▲39億円）を上乗せした合計（▲136億円）を織り込み。	- 未達 ➢ 採用抑制、転籍の拡大等により人件費の削減（原価比▲212人）等に取り組んだが、効率化額は▲97億円となり、39億円の未達。主な要因は以下2つ。 ① 年収水準を2013年度から大幅に引き下げたものの、若手離職者増加・採用応募者数の減少が顕著となったため、前回原価中に水準を一部復元。 ② 出向先人件費は、出向会社の業務運営に支障をきたさない範囲で段階的に出向者数を削減。 ➢ なお、足下の2021年度では、前回原価比▲162億円の効率化（▲136億円に対し、▲26億円深掘り）。

各事業者の申請概要（人件費）①

- 各事業者における人件費の各費目の申請額は以下のとおり。（次ページに続く）

単位：百万円（※単位未満は四捨五入）

	北海道			東北			東電EP			
	申請	現行原価 (2013-2015)	原価比	申請	現行原価 (2013)	原価比	申請	現行原価 (2012-14)	原価比	【参考】 現行原価 (2012-14) 発電部門含む
役員給与	243	104	139	265	135	130	122	-	122	0
給料手当	16,553	15,694	859	32,876	33,120	▲ 244	20,953	18,250	2,703	90,596
給料手当振替額	▲ 87	▲ 99	12	▲ 157	▲ 212	55	▲ 227	▲121	▲106	▲ 609
退職給与金	1,807	1,729	78	5,057	6,459	▲ 1,402	1,393	2,450	▲ 1,057	12,172
厚生費	3,381	2,942	439	6,519	6,710	▲ 191	3,385	3,312	73	16,927
法定厚生費	2,653	2,313	340	5,023	5,167	▲ 144	2,845	2,579	266	13,181
一般厚生費	729	629	100	1,496	1,543	▲ 47	540	733	▲ 193	3,746
委託集金費	0	0	0	0	1,382	▲ 1,382	0	3,365	▲ 3,365	3,175
雑給	1,018	427	591	1,323	961	362	440	366	74	1,873
人件費（合計）	22,916	20,798	2,118 (+10%)	45,882	48,554	▲ 2,672 (▲6%)	26,066	27,622	▲ 1,556 (▲6%)	124,134

※「申請」は、原価算定期間（2023～25年度）の3ヶ年平均値。

※「現行原価」は、一定の配分比率によって法的分離前の送配電部門の原価を除いたもの。

各事業者の申請概要（人件費）②

単位：百万円（※単位未満は四捨五入）

	北陸			中国			四国			沖縄		
	申請	現行原価 (2008)	原価比	申請	現行原価 (2008)	原価比	申請	現行原価 (2013)	原価比	申請	現行原価 (2008)	原価比
役員給与	174	201	▲ 27	175	312	▲ 137	228	133	96	105	216	▲ 111
給料手当	16,629	17,154	▲ 525	23,621	35,025	▲ 11,404	15,016	16,247	▲ 1,231	4,782	5,960	▲ 1,178
給料手当振替額	▲ 170	▲ 96	▲ 74	▲ 228	▲ 538	310	▲ 168	▲ 44	▲ 124	▲ 46	▲ 65	19
退職給与金	1,336	2,072	▲ 736	▲ 37	4,347	▲ 4,384	983	1,974	▲ 991	532	1,100	▲ 568
厚生費	3,330	2,665	665	4,792	6,234	▲ 1,442	3,020	3,394	▲ 374	831	810	21
法定厚生費	2,685	2,338	347	3,876	4,828	▲ 952	2,362	2,534	▲ 172	754	687	67
一般厚生費	646	327	319	916	1,406	▲ 490	658	861	▲ 202	77	123	▲ 46
委託集金費	0	0	0	0	0	0	10	283	▲ 273	205	104	101
雑給	2,833	691	2,142	800	308	492	461	489	▲ 28	205	555	▲ 350
人件費（合計）	24,134	22,687	1,447 (+6%)	29,124	45,689	▲ 16,565 (▲36%)	19,551	22,477	▲ 2,926 (▲13%)	6,613	8,680	▲ 2,067 (▲24%)

※「申請」は、原価算定期間（2023～25年度）の3ヶ年平均値。
※「現行原価」は、一定の配分比率によって法的分離前の送配電部門の原価を除いたもの。
※中国の「申請」における退職給与金のマイナス（▲）表示は、過年度の株式市場好転による年金資産運用収益を原価算定期間償却することを織り込んだもの。

役員数・役員給与①（申請概要）

● 各事業者における役員数・役員給与の申請額は以下のとおり。

		北海道					東北					東電EP			北陸				
		申請原価		現行原価			申請原価		現行原価			申請原価		現行原価	申請原価		現行原価		
		社内	社外	社内	社外	差	社内	社外	社内	社外	差	社内	社外 (HD)	前回改定時は 役員報酬を 原価不算入	社内	社外	社内	社外	差
人数	社内取締役（常勤）	8	0	11	0	▲3	8	0	15	0	▲7	4	0		5	0	11	0	▲6
	社外取締役（非常勤）	0	1	0	1	0	0	4	0	0	+4	0	2		0	4	0	0	+4
	社内監査役（常勤）	2	0	2	0	0	1	0	2	0	▲1	2	0		2	0	2	0	0
	社外監査役（非常勤）	0	4	0	3	+1	0	3	0	3	0	0	1		0	3	0	3	0
	合計	10	5	13	4	▲2	9	7	17	3	▲4	6	3		7	7	13	3	▲2
1人当たり平均（百万円）		20	8	18	8	-	20	12	18	8	-	20	- (原価不算入)		18	7	32	5	-

		中国					四国					沖縄				
		申請原価		現行原価			申請原価		現行原価			申請原価		現行原価		
		社内	社外	社内	社外	差	社内	社外	社内	社外	差	社内	社外	社内	社外	差
人数	社内取締役（常勤）	6	0	12	0	▲6	8	0	12	0	▲4	4	0	13	0	▲9
	社外取締役（非常勤）	0	1	0	1	0	0	0	0	1	▲1	0	2	0	1	+1
	社内監査役（常勤）	1	0	3	0	▲2	1	0	2	0	▲1	1	0	2	0	▲1
	社外監査役（非常勤）	0	3	0	4	▲1	0	5	0	3	+2	0	1	0	3	▲2
	合計	7	4	15	5	▲9	9	5	14	4	▲4	5	3	15	4	▲11
1人当たり平均（百万円）		20	8	43	14	-	20	9	18	8	-	20	5	21	5	-

【参考】国家公務員指定職の
年収概算（経済産業省試算）
(単位：万円)

	年収概算
指定職俸給表8号俸 (事務次官等)	2,317
指定職俸給表6号俸 (外局の長官等)	2,041
指定職俸給表4号俸 (内部部局の長等)	1,765
単純平均	2,041

※監査等委員会設置会社である北海道・東北・中国・四国は、現在、監査等委員である取締役が監査役と同様の職務を担っているため、監査等委員については、社内・社外・常勤・非常勤の区分に基づき、監査役の欄に整理。

※各社の「現行原価」の役員数は法的分離前の送配電分も含む。沖縄は、現在も一体会社であるものの、申請値は送配電分を除いた値。

※国家公務員指定職の年収は内閣総理大臣決定による。

※国家公務員指定職の年収概算は経済産業省によるものであり、調整額（令和3年12月のボーナス引き下げ額）及び令和4年人事院勧告は考慮していない。

役員数・役員給与②（審査における論点・審査の結果）

【審査における論点】

- 役員数は最大限の効率化努力を前提に、業務執行上、必要不可欠なものとなっているか。
- 役員給与について、料金審査要領などに照らして、適正な水準となっているか。

【審査の結果】

- 社内役員（取締役・監査役）について、それぞれの社内取締役を担当部門が割り振られていることを確認した。また、社内監査役の人数も、必要不可欠な範囲と考えられる。
- 社内役員の給与水準について、7事業者とも、料金審査要領に基づき、国家公務員指定職（平均）の給与水準となっており、適当である。
- 社外役員（取締役・監査役）を増員している事業者に関し、コーポレートガバナンスの強化との関係も踏まえ、役員の担務を個別に確認した。その結果、コーポレートガバナンス・コード（東証プライム市場の上場企業に求められている企業統治）への対応として、取締役会の3分の1以上を社外取締役としているが、社外取締役数の割合が過半数を超えている事業者はいなかった。また、ほとんどの社外役員は、取締役会における審議のみならず、指名・報酬委員会の委員なども担務しており、不適切な増員とは言えないと考えられる。
- 社外役員の給与水準について、東北・四国の1人当たり給与水準が、過去の託送料金や規制料金の査定水準（1人当たり800万円）よりも高い水準となっているところ、最大限の効率化努力を求めることとし、過去の査定水準を超える部分は、原価算入を認めない。

従業員 1 人当たりの年間給与水準①（申請概要：算定方法）

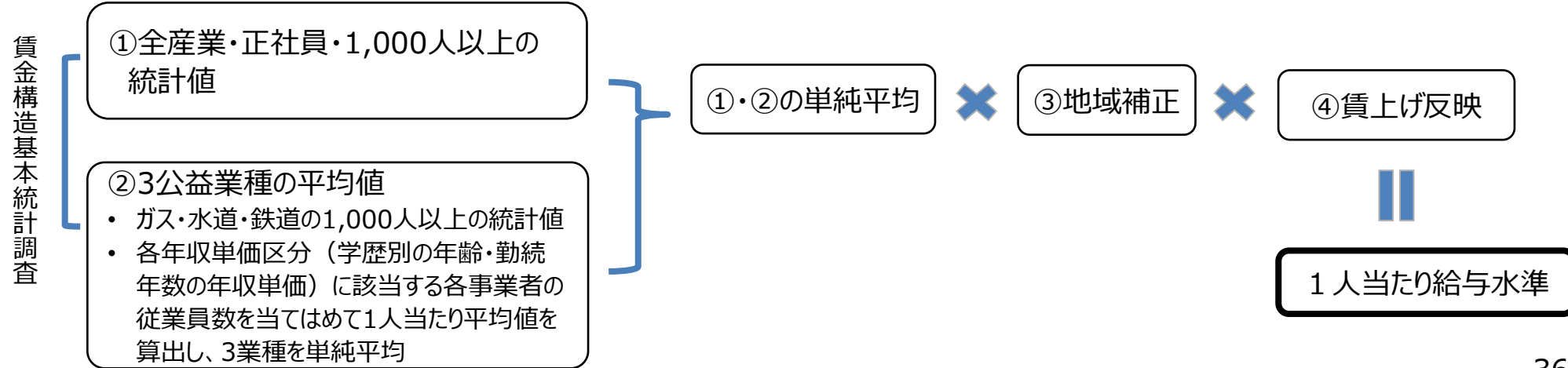
● 各事業者における従業員 1 人当たりの年間給与水準の申請概要は以下のとおり。

（単位：万円）

	申請原価	賃金構造 基本統計調査	3公益業種平均（各事業者補正值）				地域補正 係数	賃上げ反映
			ガス	水道	鉄道	平均		
北海道	619	578.5	720	584	642	649	1.008	-
東北	626	578.5	756	623	678	686	0.992	-
東電EP	744※1	-	-	-	-	-	-	3%：2023年度 1%：2024、2025年度
	(738) ※2：メルクマール値	578.5	783	644	716	714	1.142	-
北陸	641	598.5	745	575	671	664	0.974	1.5%/年度
中国	612	578.5	772	625	686	694	0.962	-
四国	640	598.5	782	607	699	696	0.989	-
沖縄	672	578.5	809	630	720	720	0.985	3%/年度

※1：東電EPは2021年度の1人当たり給与支給実績（現行水準）に超過労働給与として整理すべき当直手当・特別労働手当・特定勤務手当が含まれており、これらの手当を除いた場合の1人当たり給与水準は739万円となる。

【算定方法の整理】



従業員 1 人当たりの年間給与水準②（申請概要：統計の参照年等の差異）

- 料金審査要領などに基づいて算定する従業員 1 人当たりの年間給与水準について、各事業者によって、以下のとおり、統計値の参照年などの違いがある。（次ページに続く）

＜①各事業者における賃金構造基本統計調査（賃構調査）の参照年の違い＞

- **北海道・東北・東電EP・中国・沖縄は令和3年調査、北陸・四国は令和元年調査を参照。**北陸・四国によれば、賃構調査を行った厚生労働省の指摘（※）を踏まえ、新型コロナ禍の影響を受けていない令和元年調査を参照。（※令和2年及び令和3年調査の公表時に、新型コロナ禍の影響で令和元年以前と比べて要件を満たす労働者の割合が減少し、公表値もその影響を受けている可能性があるため、結果の活用にあたって留意が必要である旨を指摘。）

（単位：万円）

	ガス	水道	鉄道	平均	年度	
賃構調査 （全産業・正社員）				579	令和3年	北海道・東北・東京・ 中国・沖縄の参照値
				581	令和2年	
				599	令和元年	
3公益 業種平均	674	581	576	610	令和3年	北陸・四国の参照値
	651	578	589	606	令和2年	
	631	553	594	593	令和元年	

＜②3公益業種の平均値の算定に用いる従業員数の集計時点の違い＞

- 各事業者における集計時点は、以下のとおり。
- ✓ 北海道・東北・東電EP：2021年度末の実績値、北陸：2020年6月の実績値、中国・四国：2022年4月1日時点の実績値。
 - ✓ 沖縄：2023～25年の労務構成（想定値）を基に算定。

従業員 1 人当たりの年間給与水準③（申請概要：地域補正係数・賃上げの取扱い）

<③地域補正係数の算定方法の違い>

- 料金審査要領においては、消費者物価指数、人事院の「国家公務員給与等実態調査及び職種別民間給与実態調査の結果に基づく地域別の民間給与との較差」、厚生労働省の「賃金構造基本統計調査」等を参考に判断する旨の記載があるところ、各事業者は、以下の地域補正係数を適用。

	地域補正係数	地域補正係数の算定方法
北海道	1.008	令和3年消費者物価地域差指数の北海道値
東電EP	1.142	同社の都道府県別従業員数を、賃構調査2021（10人以上）の都道府県別平均年収の単価に当てはめて加重平均
東北	0.992	令和3年消費者物価地域差指数から、各拠点（東北地域及び東京）の同指数を従業員数で加重平均
北陸	0.974	人事院「地域別の民間給与との較差（2012年）」を採用し、「中部地域÷全国」で算定
中国	0.962	人事院「地域別の民間給与との較差（2012年）」に「令和3年消費者物価地域差指数」の伸び率を反映し算定
四国	0.989	令和3年消費者物価地域差指数の四国地方値
沖縄	0.985	令和3年消費者物価地域差指数の沖縄地方値

<④賃上げの反映の有無>

- 全産業向けの政府の賃上げ要請を踏まえ、東電EPは「2024年は3%、2025・2026年は1%」、北陸は「1.5%/年」、沖縄は「3%/年」の賃上げを料金原価に織り込み。

※岸田内閣総理大臣のコメント概要（2022.7.22 経団連 夏季フォーラム講演）

- ✓ 成長と分配の好循環を実現するための鍵は、持続的な賃上げである。
- ✓ 3%以上の賃上げを実現してもらいたい。
- ✓ 経済界の皆様方には、賃上げは次の成長への投資である、あるいは企業の社会的責任である。こうしたことを改めて御認識いただければと思う。
- ✓ 賃上げ税制、開示ルールの整備など、賃上げしやすい雰囲気醸成するため、政府としても総合的な取組を進める。
- ✓ 今後も今年以上の持続的な賃上げが求められる。

【参考】消費者庁における主なチェックポイント

消費者庁資料を
事務局で一部加工

公共料金等の新規設定や変更の協議に当たっての 消費者庁における主なチェックポイント

令和4年8月19日
消費者庁

①決定過程の透明性の確保

- ☐ 所管省庁の審議会等における審議過程が公表されているか

②消費者参画の機会の確保

- ☐ パブリック・コメント等の実施により、利用者等の意見を聴取しているか
- ☐ 所管省庁の審議会等において、消費者団体等を参画させているか
- ☐ 認可等の後、改定内容に関して消費者に分かりやすく丁寧な説明に努めることとしているか

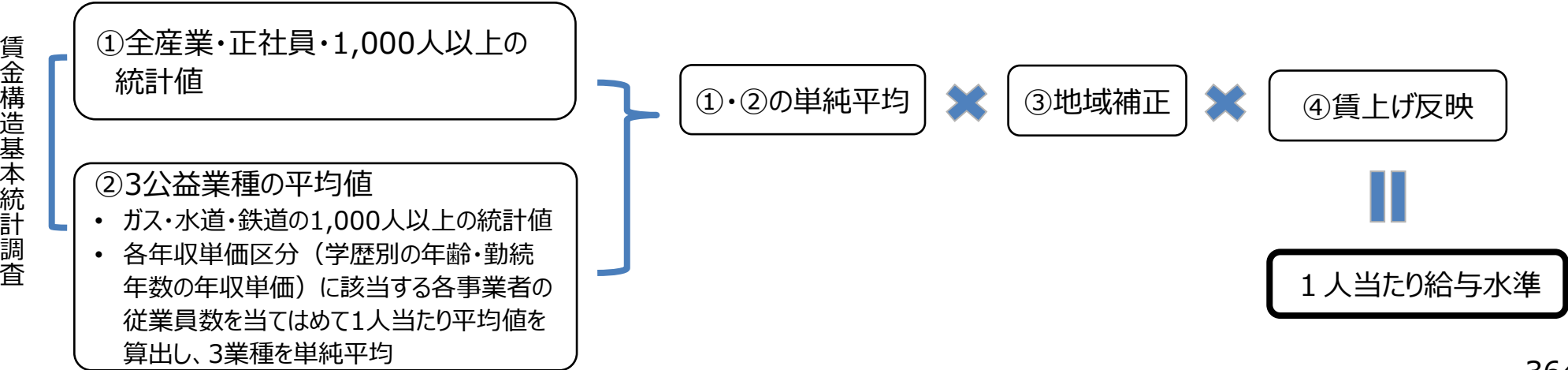
③料金の適正性の確保

- ☐ 法令等に基づいた適切な料金が算出されているか
 - ・ 能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものを超えていないか
 - ・ 不当な便乗値上げとなっていないか
 - ・ 料金の算定に賃上げが適正に見込まれているか
- ☐ 料金の算定基準等が公表されているか

従業員 1 人当たりの年間給与水準④（審査の結果①）

- 参照する統計値などの各論点について、以下のとおり整理する。
 - なお、地方議員を兼務している従業員について、議員活動分に対する給与については、7事業者ともに原価算入していないことを事務局で確認した。
- ✓ **整理 1**：下記①と②の統計値の参照年について、事業者の恣意性を排除する観点から、現時点における最新の2022年賃構調査（2023年3月17日に厚生労働省より公表）を参照する。
- ✓ **整理 2**：下記②の3公益業種の平均値の算定に用いる従業員数の集計時点について、事業者の恣意性を排除する観点から、最新の2022年度末の実績値を用いる。
- ✓ **整理 3**：下記③の地域補正係数の算定について、料金審査要領では、消費者物価地域差指数・賃構調査・人事院調査（※）などを参考にすることとなっているが、人事院調査は10年前のもので古く、直近の状況が反映されているとは言えないため、消費者物価指数又は賃構調査を参照することとする。また、賃構調査を用いる場合は、「1,000人以上」の統計値を参照する。
- ※国家公務員給与等実態調査及び職種別民間給与実態調査の結果に基づく地域別の民間給与との較差
- ✓ **整理 4**：賃上げの反映について、「エスカレーションについては、原則として認めない」という料金審査要領に従って認めない。（詳細は次ページ参照）

【算定方法の整理】



従業員 1 人当たりの年間給与水準⑤（審査の結果②：賃上げの取扱い）

- 今回の料金改定申請で、一部の事業者は賃上げ（最大3%／年）を織り込んでいるところ、料金審査要領においては、賃上げは原則として認められない。また、パブリックコメント（国民の声）では人件費の削減を求める声もあり、慎重な審査が必要である。
- 一方で、消費者庁における主なチェックポイントでは、「料金の算定に賃上げが適正に見込まれているか」が挙げられている。
- こうした中、料金審査要領の原則を尊重しつつ、以下のとおり査定する。
 - ① 料金審査要領の原則に基づき、厳格に査定を行うこととして、人件費のうち賃上げ分の原価算入を認めない。
 - ② 一方、2023年 3 月に、厚生労働省から最新の賃構調査（2022年）の統計値が公表されたことから、当該最新の統計値に基づく再算定を行い、原価上の人件費が、申請額を上回らない範囲で変わることは許容する（これは過去の審査とも整合的である。）。

【試算値：2022年賃金構造基本統計調査値に基づく従業員 1 人当たりの給与水準（2022年度末人員）】 （単位：万円）

	試算値	全産業・正社員・ 1,000人以上	3公益業種平均（各事業者補正值）				地域補正 ※1
			ガス	水道	鉄道	平均	
北海道	628	595.3	775	573	601	650	1.008
東北	632※2	595.3	815	605	638	686	0.992
東電EP	745	595.3	852	620	677	716	1.135
北陸	624	595.3	796	591	615	667	0.989
中国	635	595.3	826	607	640	691	0.988
四国	637	595.3	826	611	642	693	0.989
沖縄	644	595.3	860	616	660	712	0.985

※1：地域補正について、東電EPは賃構調査（2022年）を、その他事業者は消費者物価指数（2021年）を用いた数字（詳細は、第41回料金制度専門会合 資料7を参照）。
※2：東北について、機械的に試算すると636万円／人になるものの、人件費の申請額を上回らない範囲で許容することから、632万円／人となる。

従業員 1 人当たりの超過労働給与

【申請概要】

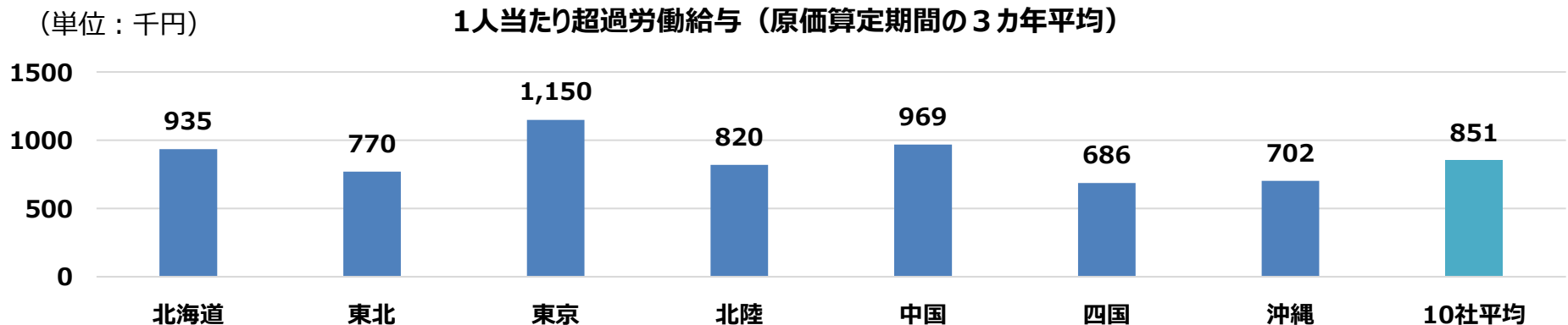
- 各事業者の従業員1人当たりの超過労働給与は、以下のグラフのとおり。

【審査における論点】

- 超過労働給与は、事業の性質や景気によって左右され、全産業との比較は適当ではないため、**他のみなし小売電気事業者と比較して査定**することとしてはどうか。また、超過労働給与に含める手当は、**どの範囲を対象**とするか。

【審査の結果】

- **みなし小売電気事業者10社平均（2021年度）の水準**と各事業者の申請額を比べた結果、**北海道・東電EP・中国が10社平均の水準を上回っており、この超過分は原価算入を認めない。**
- 超過労働給与に含める手当は、年間給与水準に含まれない、**「時間外手当」、「深夜手当」、「当直手当」、「特別労働手当」、「特定勤務手当」とする。**



※10社平均は2021年実績の平均値。

出向者給与負担①（申請概要）

- 各事業者が料金原価に算入した出向先及び人数は以下のとおり。（次ページに続く）

【北海道電力】24団体・事業者224名

出向先	人数
北電興業(株)	2
北海道パワーエンジニアリング(株)	41
北電総合設計(株)	2
ほくでん情報テクノロジー(株)	1
ほくでんサービス(株)	78
ほくでんエコエナジー(株)	5
北海道電力ネットワーク(株)	59
石炭資源開発(株)	1
日本原燃(株)	5
環境省	1
原子力発電環境整備機構	4
使用済燃料再処理機構	2
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1
森バイナリーパワー合同会社	3
北海道バイオマスエネルギー(株)	1
(株)ほくでんアソシエ	6
石狩LNG栈橋(株)	1
関西電力(株)	1
四国電力(株)	2
日本原子力発電(株)	3
一般社団法人電力中央研究所	1
一般社団法人海外電力調査会	1
原子力エンジニアリング(株)	2
(株)グリーンパワーインベストメント	1

【東北電力】26団体・事業者174名

出向先	人数
株式会社BWR運転訓練センター	1
株式会社ユアテック	6
株式会社東日本テクノサーベイ	2
株式会社東北開発コンサルタント	4
荒川水力電気株式会社	2
石炭資源開発株式会社	2
通研電気工業株式会社	3
株式会社トインクス	15
東北ポートサービス株式会社	1
東北ポール株式会社	2
東北計器工業株式会社	3
東北自然エネルギー株式会社	26
東北電機製造株式会社	2
東北電力エナジートレーディング株式会社	20
東北発電工業株式会社	22
東北緑化環境保全株式会社	1
日本原燃株式会社	15
東北電力ソーラーエチャージ株式会社	11
東北電力リニューアブルエナジー・サービス株式会社	13
鳥海南バイオマスパワー株式会社	5
一般財団法人省エネルギーセンター	2
一般社団法人海外電力調査会	3
原子力エネルギー協議会	1
原子力発電環境整備機構	7
使用済燃料再処理機構	3
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	2

※東京電力EPは、出向者給与を料金原価に算入していない。

出向者給与負担②（申請概要）

【中国電力】26団体・事業者210名

出向先	人数
株式会社エネルギー L & B パートナース	1
中電プラント株式会社	9
中電環境テクノス株式会社	15
株式会社エネルギー・コミュニケーションズ	2
株式会社エネルギー・ビジネスサービス	74
水島エルエヌジー株式会社	6
株式会社パワー・エンジニアリング・アンド・トレーニングサービス	20
株式会社アドプレックス	2
中国高圧コンクリート工業株式会社	1
瀬戸内共同火力株式会社	3
大崎クールジェン株式会社	37
株式会社エネルギー・スマイル	6
イー・ムル工業株式会社	2
一般財団法人エネルギー総合工学研究所	1
日本原燃株式会社	10
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1
日本エネルギー法研究所	1
一般社団法人日本電気協会	2
一般社団法人海外電力調査会	1
株式会社 BWR 運転訓練センター	1
一般財団法人日本エネルギー経済研究所	1
石炭資源開発株式会社	1
原子力発電環境整備機構	4
一般社団法人原子力安全推進協会	4
世界原子力発電事業者協会東京センター	3
使用済燃料再処理機構	2

【北陸電力】7団体・事業者15名

出向先	人数
使用済燃料再処理機構	2
石炭資源開発株式会社	1
北電テクノサービス株式会社	3
福井都市ガス株式会社	5
北陸電力ウィズスマイル株式会社	2
一般財団法人省エネルギーセンター	1
氷見ふるさとエネルギー株式会社	1

【四国電力】6団体・事業者43名

出向先	人数
四電エンジニアリング株式会社	17
四国計測工業株式会社	12
原子力発電環境整備機構	3
日本原燃株式会社	8
石炭資源開発株式会社	2
一般社団法人海外電力調査会	1

【沖縄電力】7団体・事業者12名

出向先	人数
沖縄グローバルシステムズ株式会社	2
FRT株式会社	4
一般社団法人日本電気協会	1
沖縄電力健康保険組合	2
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1
三菱パワー株式会社	1
一般財団法人電力中央研究所	1

出向者給与負担③（審査における論点・審査の結果）

【審査における論点】

- 各事業者が料金原価に算入した関係団体・企業への出向者の給与負担に関し、出向者の業務が、電気事業の遂行に必要かつ有効であると認められるものであるかどうか。
- また、他の電力会社や小売電気事業者などとの間で、自由競争の環境にある発電・小売分野の企業への出向となっていないか。

【審査の結果】

- 以下の関係団体・企業への出向者の給与負担は原価算入を認めない。（次ページに続く）

申請事業者	企業名	事業概要	出向者の業務	査定理由	過去の査定	グループ
北海道	環境省	地球環境保全、公害防止、自然環境の保護、整備その他の環境の保全等の環境問題を担当する行政機関	脱炭素に向けた取り組みを加速化するための「地域脱炭素移行・再エネ推進交付金」を活用した各事業に係る支援基準設定、寒冷地の脱炭素化に向けた取り組み検討業務	電気事業の遂行と密接に関連していると言い難いため		
北海道	関西電力株式会社	電気事業、熱供給事業、電気通信事業、ガス供給事業 等	原子力発電所における当直業務 等	みなし小売電気事業者のため		
北海道	四国電力株式会社	電気事業、情報通信事業、エネルギー事業、建設・エンジニアリング事業、電気機器等の製造、電気事業に関連する研究開発などの事業	原子力発電所における当直業務 等	みなし小売電気事業者のため		
北海道	北海道パワーエンジニアリング株式会社	火力発電による卸供給、火力・原子力発電設備の保守 等	北海道電力の火力発電設備の定期検査工事に関する業務等	発電事業届出事業者として届出をしている事業者のため、発電事業に従事する者は査定	○	○
北海道	ほくでんエコエナジー株式会社	水力発電による卸供給、水力発電設備の保守、新エネ関連事業 等	水力発電設備の保守・管理	発電事業届出事業者として届出をしている事業者のため	○	○
北海道	森バイナリーパワー合同会社	北海道茅部郡森町における地熱バイナリー発電事業	電気主任技術者としての電気工作物の工事、維持および運用に関する保安の監督等、ボイラー・タービン主任技術者としての電気工作物の工事、維持および運用に関する保安の監督等、発電設備の維持および運用、および自治体等との対応業務等	発電事業を行う事業者のため		
北海道	北海道バイオマスエネルギー株式会社	未利用間伐材を活用した小型分散型の木質バイオマス発電事業	設備の運用 管理、保全・改良に関する計画の立案、実施、評価 等	発電事業を行う事業者のため		
北海道	石狩LNG棧橋株式会社	石狩LNG基地のうちLNG運搬船からLNG燃料を受け入れる設備を当社と北海道ガスへ賃貸する事業	関係書類の決裁手続き、取締役会対応、関係箇所への提出資料の確認 等	ガス事業に寄与する業務もしているため		○
北海道	株式会社グリーンパワーインベストメント	再生可能エネルギーによる発電を含む発電事業全般	石狩湾洋上風力発電事業に係る開発および建設業務	発電事業を行う事業者のため		
北海道	原子力エンジニアリング株式会社	原子力発電所の建設、運転、保守、プラント廃止に関わるエンジニアリング	原子力発電所の再稼働に起動準備および運転再開後の運用等の支援業務	他のみなし小売電気事業者（関西電力）の子会社のため		

※「過去の査定」欄の「○」は、過去の料金改定審査で原価算入を認めたもの。「グループ」欄の「○」は、グループ企業に該当するもの。

出向者給与負担④（審査の結果）

申請事業者	企業名	事業概要	出向者の業務	査定理由	過去の査定	グループ
東北	東北自然エネルギー株式会社	・水力発電所の開発・運転・保守 ・地熱蒸気供給，地熱・水力発電事業 ・太陽光発電事業	・発電設備の工事計画策定・地点開発に係る自治体協議・発電設備保守業務，巡視点検，修繕工事・河川法許認可対応・地熱発電所蒸気基地の運営 ・発電所運転・業務品質管理 等	発電事業届出事業者として届出をしている事業者のため	○	○
東北	東北電力エナジートレーディング株式会社	・電力・燃料を中心としたエネルギー取引	・デリバティブを活用した燃料価格変動リスクへの対応 ・燃料トレーディングによる需給変動への対応	登録小売電気事業者として登録された事業者のため		○
東北	鳥海南バイオマスパワー株式会社	・バイオマス発電による電気供給事業	・外航船の受入・荷役、発電所までのトラック輸送、在庫管理等の管理業務	発電事業届出事業者として届出をしている事業者のため		○
東北	原子力エネルギー協議会	・原子力事業者に対する効果的な安全対策導入への提言	・同組織が行う，原子力産業界全体における共通の課題に取り組み，効果的な安全対策の導入を促す活動等を支援	電気事業の遂行に必要な不可欠とはいえないため。		
北陸	福井都市ガス株式会社	・都市ガス事業 ・小売電気事業の販売代理等	・保安関係業務・経営企画、料金企画、電気・ガスのセット販売	登録ガス小売事業者として登録された事業者のため		○
中国	株式会社エネルギー・ビジネスサービス	・中国電力分およびNW分の経理・労務等の間接業務	・中国電力分およびNW分の経理・労務等の間接業務の実施	NW業務従事者については発電・小売事業の遂行と密接に関連しているとはいえないため。		○
中国	水島エルエヌジー株式会社	・液化天然ガス受入基地運営事業、ガス導管事業	・LNG船受入、荷役、貯残管理およびLNG基地設備運用管理	特定ガス導管事業者として、届出された事業者のため		○
中国	瀬戸内共同火力株式会社	・火力発電事業	・火力発電事業の実施	発電事業を行う事業者のため		○
中国	日本エネルギー法研究所	・エネルギーに関する法的諸問題の調査研究等	・エネルギー関連法の研究業務、大学教授等の専門家により構成される研究班の幹事業務	電気事業の遂行と密接に関連しているとはいえないため。		
中国	一般財団法人日本エネルギー経済研究所	・国際エネルギー動向・情報についての収集、整理、分析 わが国のエネルギー市場、産業の動向分析等	・国際エネルギー動向についての情報収集・分析、エネルギー市場、産業の動向分析等	電気事業の遂行と密接に関連しているとはいえないため。		
沖縄	FRT株式会社	・データセンター(DC)事業 ・コンタクトセンター事業	・電気料金の調定、集金、未収管理業務等 ・ビル設備の計画保守管理（データセンター関連）	DC関連従事者については、電気事業の遂行と密接に関連しているとはいえないため。		○

出向者給与負担⑤（審査の結果：査定後の一覧）

● 各事業者の出向者給与負担の審査結果をまとめると、以下のとおり。（次ページに続く）

【北海道電力】			
査定後：15団体・事業者204名、申請：24団体・事業者224名			
出向先	人数	グループ会社	査定
北電興業(株)	2	○	
北海道パワーエンジニアリング(株)	41	○	× (うち発電事業に従事する3名分)
北電総合設計(株)	2	○	
ほくでん情報テクノロジー(株)	1	○	
ほくでんサービス(株)	78	○	
ほくでんエコエナジー(株)	5	○	×
北海道電力ネットワーク(株)	59	○	※1
石炭資源開発(株)	1		
日本原燃(株)	5		
環境省	1		×
原子力発電環境整備機構	4		
使用済燃料再処理機構	2		
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1		
森バイナリーパワー合同会社	3		×
北海道バイオマスエネルギー(株)	1		×
(株)ほくでんアソシエ	6	○	
石狩LNG栈橋(株)	1	○	×
関西電力(株)	1		×
四国電力(株)	2		×
日本原子力発電(株)	3		
一般社団法人電力中央研究所	1		
一般社団法人海外電力調査会	1		※2
原子力エンジニアリング(株)	2		×
(株)グリーンパワーインベストメント	1		×

【東北電力】			
査定後：22団体・事業者122名、申請：26団体・事業者174名			
出向先	人数	グループ会社	査定
株式会社BWR運転訓練センター	1		
株式会社ユアテック	6	○	
株式会社東日本テクノサーバイ	2	○	
株式会社東北開発コンサルタント	4	○	
荒川水力電気株式会社	2	○	
石炭資源開発株式会社	2		
通研電気工業株式会社	3	○	
株式会社トインクス	15	○	
東北ポートサービス株式会社	1	○	
東北ポール株式会社	2		
東北計器工業株式会社	3	○	
東北自然エネルギー株式会社	26	○	×
東北電機製造株式会社	2	○	
東北電力エナジートレーディング株式会社	20	○	×
東北発電工業株式会社	22	○	
東北緑化環境保全株式会社	1	○	
日本原燃株式会社	15		
東北電力ソーラーeチャージ株式会社	11	○	
東北電力リニューアブルエナジー・サービス株式会社	13	○	
鳥海南バイオマスパワー株式会社	5	○	×
一般財団法人省エネルギーセンター	2		
一般社団法人海外電力調査会	3		※2
原子力エネルギー協議会	1		×
原子力発電環境整備機構	7		
使用済燃料再処理機構	3		
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	2		

※1：北海道電力ネットワークはネットワーク業務に携わる人員は原価不算入であることを確認済。
※2：海外電力調査会は団体費との二重計上になっていないことを確認済。
※3：「査定」欄で「×」になっている出向先については、原価算入を認めない。

出向者給与負担⑥（審査の結果：査定後の一覧）

【中国電力】

査定後：22団体・事業者172名、申請：26団体・事業者210名

出向先	人数	グループ会社	査定
株式会社エネルギーL & Bパートナーズ	1	○	
中電プラント株式会社	9	○	
中電環境テクノス株式会社	15	○	
株式会社エネルギー・コミュニケーションズ	2	○	
株式会社エネルギー・ビジネスサービス	74	○	× (うちNW業務に従事する27名分※1)
水島エルエヌジー株式会社	6	○	×
株式会社パワー・エンジニアリング・アンド・トレーニングサービス	20	○	
株式会社アドプレックス	2	○	
中国高圧コンクリート工業株式会社	1	○	
瀬戸内共同火力株式会社	3	○	×
大崎クールジェン株式会社	37	○	
株式会社エネルギー・スマイル	6	○	
イームル工業株式会社	2	○	
一般財団法人エネルギー総合工学研究所	1		
日本原燃株式会社	10		
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1		
日本エネルギー法研究所	1		×
一般社団法人日本電気協会	2		
一般社団法人海外電力調査会	1		※2
株式会社BWR運転訓練センター	1		
一般財団法人日本エネルギー経済研究所	1		×
石炭資源開発株式会社	1		
原子力発電環境整備機構	4		
一般社団法人原子力安全推進協会	4		※2
世界原子力発電事業者協会東京センター	3		※2
使用済燃料再処理機構	2		

【北陸電力】

査定後：6団体・事業者10名、申請：7団体・事業者15名

出向先	人数	グループ会社	査定
使用済燃料再処理機構	2		
石炭資源開発株式会社	1		
北電テクノサービス株式会社	3	○	
福井都市ガス株式会社	5	○	×
北陸電力ウイズスマイル株式会社	2	○	
一般財団法人省エネルギーセンター	1		
氷見ふるさとエネルギー株式会社	1	○	

【四国電力】 査定後・申請：6団体・事業者43名

出向先	人数	グループ会社	査定
四電エンジニアリング株式会社	17	○	
四国計測工業株式会社	12	○	
原子力発電環境整備機構	3		
日本原燃株式会社	8		
石炭資源開発株式会社	2		
一般社団法人海外電力調査会	1		※2

【沖縄電力】

査定後：7団体・事業者11名、申請：7団体・事業者12名

出向先	人数	グループ会社	査定
沖縄グローバルシステムズ株式会社	2	○	
FRT株式会社	4	○	× (うちDC事業に従事する1名分)
一般社団法人日本電気協会	1		
沖縄電力健康保険組合	2		
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1		
三菱パワー株式会社	1		
一般財団法人電力中央研究所	1		

※1：エネルギー・ビジネスサービスはネットワーク業務に携わる人員分（かつ電気事業雑収益での戻し入れもない人員分）は原価算入を認めない。

※2：海外電力調査会、原子力安全推進協会、世界原子力発電事業者協会は団体費との二重計上になっていないことを確認済。

※3：東京電力EPは出向者給与を申請原価に算入していない。 ※4：「査定」欄で「×」になっている出向先については、原価算入を認めない。

相談役・顧問の秘書の給与

【申請概要】

- 東北・沖縄では、「相談役・顧問の秘書」と「役員の秘書」を兼任している者（東北：1名分、沖縄：2名分）の給与が原価（給料手当）に算入されている。

【審査における論点・審査の結果】

- 料金審査要領では、相談役・顧問に係る費用は原価への算入を認めないこととなっている。
- 「相談役・顧問の秘書」と「役員の秘書」を兼任している場合、それぞれの秘書の勤務状況を精査し、相談役・顧問に係る分と、役員に係る分を分けた上で、相談役・顧問の秘書分は原価算入を認めない。

【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）（抜粋）

第2章 「原価等の算定」に関する審査

第1節 基本的考え方

1. ～ 4. （略）
5. 従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの（相談役及び顧問等）に係る費用や宿泊施設、体育施設その他の厚生施設（社宅・寮等であって、電気事業を遂行するために必要と認められるものを除く。）に係る費用については、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し、原価への算入を認めない。
6. （略）

退職給与金：退職給付水準①（申請概要）

- 料金審査要領では、退職給与金について、人事院及び中央労働委員会の調査における労働者1,000人以上の企業の平均値を、退職給付水準（1人当たりメルクマール）として算定することとなっている。
- これを踏まえ、各事業者が算定したメルクマール及び原価算入した退職給付水準は以下のとおり。

①各事業者が算定した1人当たりのメルクマール

単位：万円（単位未満は四捨五入）

	参照統計	合計値
北海道 ・東北・ 中国・沖縄	人事院調査（R3）	2,409
	中央労働委員会調査（R3）【定年】	2,010
	平均値（1人当たりのメルクマール）	2,210
東電EP	人事院調査（H23・H28・R3の平均）	2,551
	中央労働委員会調査（H25・H27・H29の平均）【定年】	2,598
	平均値（1人当たりのメルクマール）	2,574
北陸	人事院調査（R3）	2,409
	中央労働委員会調査（R3）【42年】	2,037
	平均値（1人当たりのメルクマール）	2,223
四国	人事院調査（R3）	2,409
	中央労働委員会調査（R1）【定年】	2,679
	平均値（1人当たりのメルクマール）	2,544

②各事業者が原価算入した退職給付水準

単位：万円（単位未満は四捨五入）

	退職一時金	確定給付企業年金	合計（申請値）
北海道	778	1,432	2,210
東北	881	1,329	2,210
東電EP	1,553	989	2,542
北陸	1,131	1,092	2,223
中国	1,189	1,021	2,210
四国	901	1,643	2,544
沖縄	1,053	1,154	2,207

退職給与金：退職給付水準②（審査における論点・審査の結果）

【審査における論点】

- 退職給与水準（1人当たりメルクマール）を算定する際、各事業者によって、中央労働委員会調査の参照年・参照データ等が異なっているところ、どのように整理することが適切か。
 - また、東京電力EP・四国電力は、中央労働委員会の令和3年調査を外れ値（※）と考え、令和元年調査を参照しているが妥当か。
- ※ 集計社数が9社と少ないところ、最新の令和3年調査の平均値が、過去5回の調査（平成23年から令和元年）の平均値と比べて22%減少と大幅に引き下がっているため、これを外れ値と考えている。

【審査の結果】

- 事業者の恣意性を排除する観点から、現時点における最新の調査結果（令和3年調査）の「定年」の調査値を参照することとする。

退職給与金：年金資産の期待運用収益率

【申請概要・審査における論点】

- 料金原価上の年金資産の期待運用収益率は、中国電力の1.4%を除くと、他の事業者は2.0～3.0%の範囲で設定している。
- 各事業者が設定した期待運用収益率は、他の事業者の期待運用収益率と比較して妥当か。

【審査の結果】

- 2015年の託送料金の認可申請に係る審査では、当時の中国電力が、期待運用収益率を他の事業者と比較して低い水準の1.3%で設定していたところ、過去の料金改定審査における水準を踏まえ、料金原価上は2.0%で設定することを妥当とし、これらの収益率の差分について原価に反映する査定方針とした。
- 今回の料金改定審査についても、上記と同様の査定を行う。

【各事業者における年金資産の期待運用収益率】

	期待運用収益率
北海道	2.0%
東北	3.0%
東電EP	2.5%
北陸	2.0%
中国	1.4%
四国	2.0%
沖縄	2.3%

法定厚生費①（申請概要）

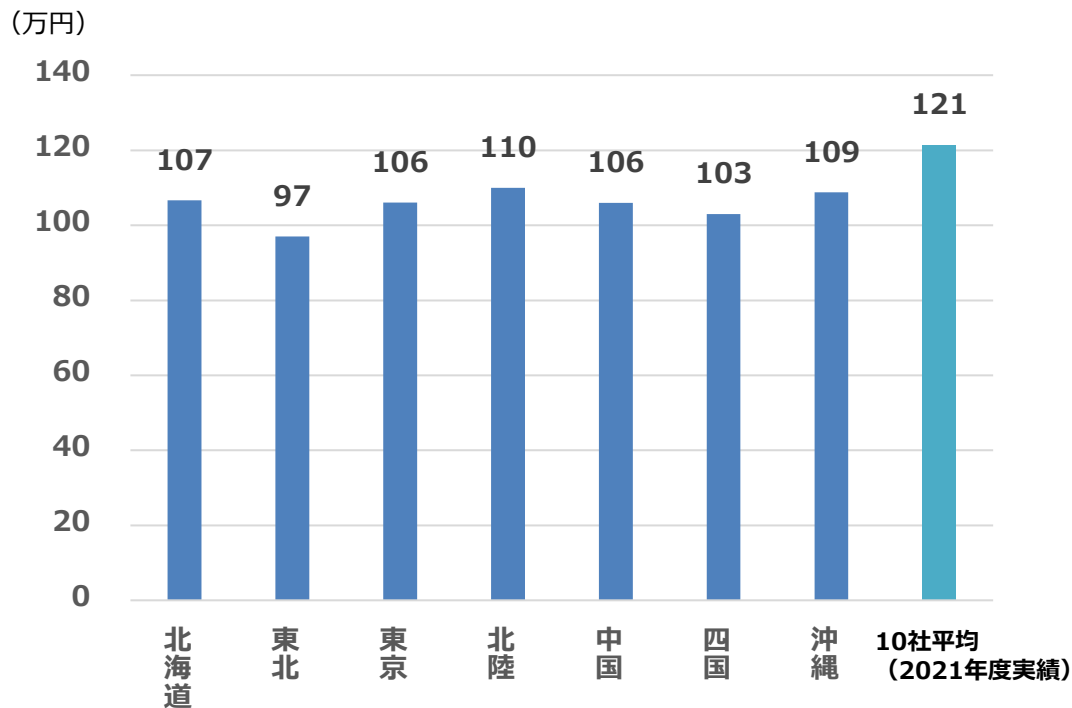
- 各事業者が、料金原価に算入した健康保険料の事業主負担割合及び1人当たり法定厚生費は以下のとおり。

【健康保険料の事業者負担割合】

	事業主負担割合
北海道	55.00%
東北	55.00%
東電EP	50.00%
北陸	54.91%
中国	54.94%
四国	55.00%
沖縄	58.76%
7社平均	54.80%
単一・連合	55%
電気・ガス・水道等	58%

※「単一・連合」、「電気・ガス・水道等」の値は、健康保険組合連合の健康保険組合の現勢（令和3年3月現在）より引用。

【1人当たり法定厚生費（原価算定期間3カ年平均）】



※ 東北電力より、法定厚生費の「労災保険料」の算定に用いる料率の誤りがあり、これによる原価への影響額は▲2,881千円（3カ年平均）との報告があった（1人当たり法定厚生費に変動は無い）。

※ 東京電力EPより、法定厚生費の算定における対象人員の算定誤りがあり、これによる原価への影響は▲7百万円（3カ年平均）との報告があった（1人当たり法定厚生費に変動はない）。

法定厚生費②（審査における論点・審査の結果）

【審査における論点】

- 健康保険料の事業主負担割合の法定下限は50%であるところ、単一・連合やガス・水道事業等における健康保険組合の事業主負担割合と比較して妥当か。
- 1人当たり法定厚生費は、他のみなし小売電気事業者と比較して妥当か。

【審査の結果】

- 健康保険法において、健康保険料の事業主負担割合の下限は50%であるところ、過去の料金審査では、2008年度以降、**毎年度0.35%ずつ低減**していく方針とされた。
- これを参考として、今回の料金改定申請についても、**過去に査定した事業主負担割合を適用し、そこから毎年度0.35%ずつ低減することを求める**（2023年度：51.04%、2024年度：50.69%、2025年度：50.34%）。
- また、1人当たり法定厚生費は、各事業者とも、みなし小売電気事業者の平均以下の水準であることを確認した。

【過去の料金審査における査定方針を基にした試算値】

年度末	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
負担割合	56.30	56.15	56.07	55.24	54.89	54.54	54.19	53.84	53.49	53.14	52.79

実績値 ▲0.35%/年

毎年度0.35%ずつ低減

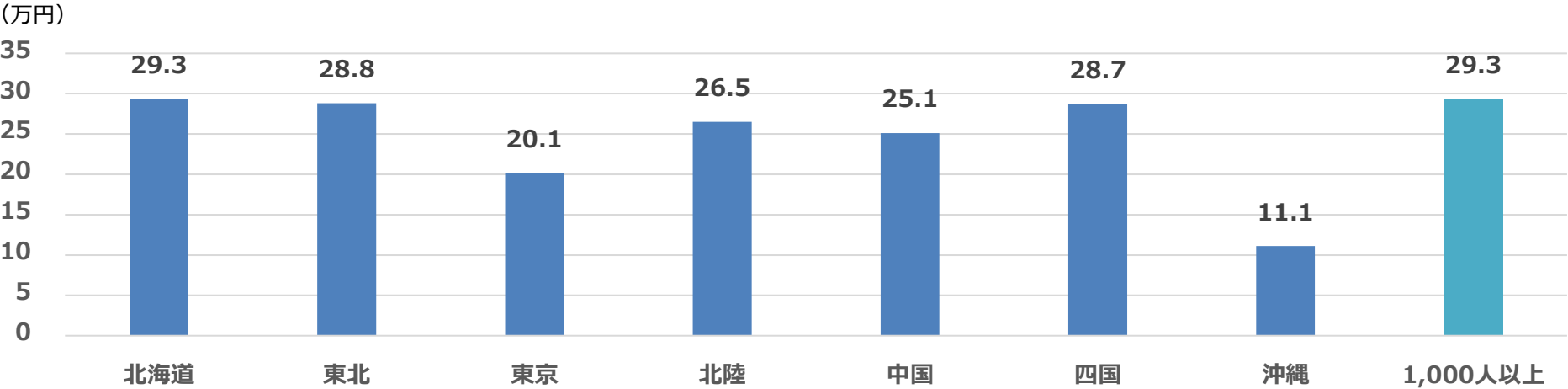
2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
52.44	52.09	51.74	51.39	51.04	50.69	50.34	49.99

⇐2026年度は、法定下限値の50%に到達する

一般厚生費①（申請概要）

- 各事業者が原価算入した1人当たり一般厚生費及び一般厚生費に算入している主なメニューは以下のとおり。

【1人当たり一般厚生費（原価算定期間 3 カ年平均）】



※「1,000人以上」は、日本経済団体連合会「第64回福利厚生費調査結果報告」の1,000人以上の平均値。

【各事業者が一般厚生費に算入している主なメニュー】

北海道	東北	東電EP	北陸	中国	四国	沖縄
・ カフェテリアプラン ・ 社宅・寮運営費 ・ 職場コミュニケーション活動費	・ 安全管理費 ・ カフェテリアプラン ・ 文化・スポーツ活動費助成	・ カフェテリアプラン ・ 家賃補助制度 ・ 衛生・安全管理費	・ 保険等補助 ・ 安全衛生管理費 ・ 文化体育費	・ イベント支援・クラブ・サークル支援 ・ 社宅・寮運営費 ・ 総合相談 ・ 福利厚生倶楽部	・ 住宅生活費 ・ カフェテリアプラン ・ 安全衛生管理費	・ 補償・見舞金 ・ カフェテリアプラン ・ 文化体育活動

一般厚生費②（審査における論点・審査の結果）

【審査における論点】

- 1人当たり一般厚生費について、日本経済団体連合会の「福利厚生費調査結果報告」の1,000人以上の平均値と比較して妥当か。
- 一般厚生費に算入している主なメニューについて、これまでの料金審査で、料金原価への算入を認めていないメニュー（宿泊施設、シンボリックスポーツ費用、持ち株奨励金等）が盛り込まれていないか。

【審査の結果】

- 1人当たり一般厚生費について、1,000人以上の平均値と比較したところ、北海道を除く6事業者が当該平均値を下回っており、北海道は当該平均値と同水準となっていた。
- 一般厚生費に算入している主なメニューについて、7事業者とも、これまでの料金審査で料金原価への算入を認めていないメニューを、申請原価に算入していなかった。

委託集金業務に係る費用

【申請概要】

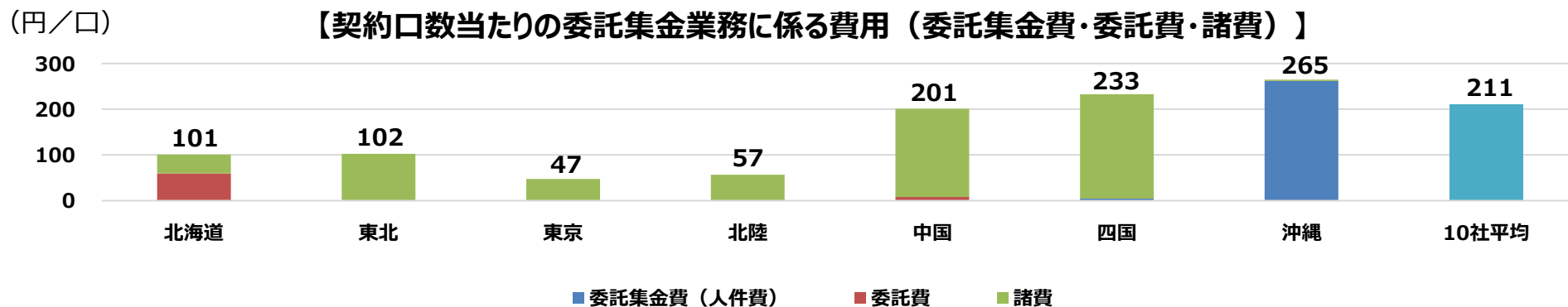
- 委託集金費は、四国・沖縄のみが原価算入している。一方、各事業者とも委託集金に該当する業務（集金及び検針結果を需要家にお知らせする業務）を他の費用（委託費・諸費）に算入している。なお、委託検針費は各事業者とも原価に算入していない。

【審査における論点】

- 委託集金費は、他のみなし小売電気事業者の水準と比較して妥当か。
- 各事業者によって、委託集金業務に係る費用の会計整理が異なるが、どのように比較すべきか。

【審査の結果】

- 委託集金業務に係る費用の横比較を可能にするため、当該業務に係る費用を集計する。
- また、横比較をする際、委託集金業務が契約口毎に発生することを踏まえて、契約口数当たりの単価（円／口）で比較する。
- 横比較の結果、沖縄は委託集金費が、四国は諸費が10社平均を上回っており、当該超過分は原価算入を認めない。



※委託集金業務に該当する費用及び契約口数は、原価算定期間（2023～25年度）における3年平均値。

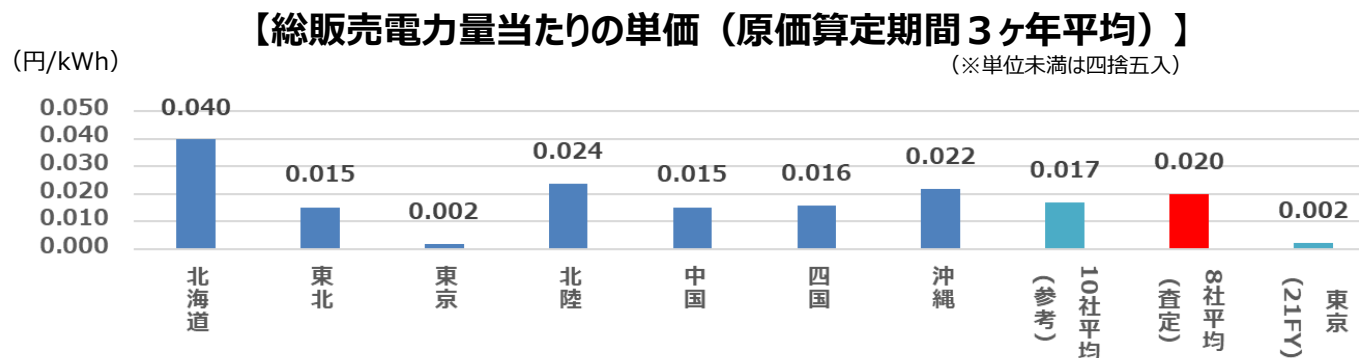
※10社平均値は2021年実績値。※諸費（検針結果通知の郵送費等）について、有料化等による電気事業雑収益を原価上算入している場合は、当該分を差し引いた数字。

【審査における論点】

- 今回の料金改定審査で、人員計画における1人当たりの生産性の比較においては、再雇用者と無期雇用者も含めて比較した。また、過去の料金改定審査の査定方針では、総販売電力量当たりの単価で比較している。これを踏まえ、雑給の水準について、どのように比較するのが妥当か。

【審査の結果】

- 雑給は全ての部門が関連する費用であるため、**総販売電力量当たりの単価で比較**する。
- **査定の水準とする他社平均**は、発電部門を有さない東電EP・中部を除いた**8社平均**とする。
- 再雇用者と無期雇用者の給与を「雑給」で会計整理している**北陸・沖縄**（※東電EPは無期雇用者のみ「雑給」に整理）については、**当該給与分を除いた雑給で比較**する。
- これらの結果、**北海道・北陸・沖縄**について、総販売電力量当たりの単価が**8社平均の水準を上回っており、当該超過分は原価算入を認めない**。
- また、**東電EP**は、2021年の10社平均及び自社実績と比較して、申請原価がこれらの水準を下回ることを個別に確認した。



※雑給及び総販売電力量（卸含む）は、原価算定期間（2023～25年度）における3ヶ年平均値。

※再雇用者の給与を「雑給」で会計整理している北陸・沖縄（※東電EPは無期雇用者のみ「雑給」に整理）については、当該給与分を除いた雑給の数値で算定。

※10社及び8社平均値は2021年実績値。

1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針案の概要
- 6. 査定方針案の各論**
 - 6-1. 需要想定・供給力
 - 6-2. 経営効率化
 - 6-3. 燃料費
 - 6-4. 購入・販売電力料
 - 6-5. 原子力バックエンド費用
 - 6-6. 人員計画・人件費
 - 6-7. 修繕費**
 - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
 - 6-9. 事業報酬
 - 6-10. その他経費
 - 6-11. 公租公課
 - 6-12. 控除収益
 - 6-13. 費用の配賦
 - 6-14. レートメイク・約款

7. 参考資料

修繕費の概要

- 修繕費は、固定資産の通常の機能を維持するため、損傷部分の補修や点検等に要する費用であり、実績値等を基に算定する。
- 料金審査要領に基づき、過去実績を基にした基準等をメルクマールとして設定することとなっている。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

第二章 認可料金の算定

第一節 原価等の算定

（営業費の算定）

第三条

1 （略）

2 次の各号に掲げる営業費項目の額は、別表第一第一表により分類し、それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

四 修繕費 普通修繕費及び取替修繕費の合計額であって、実績値及び供給計画等を基に算定した額

※普通修繕費：「取替修繕費」に整理されるもの以外を設備ごとに整理する。雑給、消耗品費、伐採補償料等の補償費、委託費及び諸費（雑損を除く）で修繕のためのもの及び借入資産に関するものを含む。（例：保安規程に基づく定期点検、発電機のオーバーホールなど）

※【参考】取替修繕費：取替資産の取替に要する費用を設備ごとに整理する。（例：高圧電線張替、計器工事（スマートメーター含む）、開閉器取替（太陽光対策含むなど））

【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）（抜粋）

第2節 営業費

3. 修繕費については、事業者各社一律に設定するのではなく、申請事業者ごとに、過去実績を基にした基準（帳簿原価に占める修繕費の割合である修繕費率等）等をメルクマールとして設定する。その際、修繕費率の算定期間は一定の長期間とすることとし、直近5年間を基本とする。査定時においては、効率化努力と併せて、今後想定される投資の増加に対する申請事業者の取組を個別に考慮する。なお、災害復旧修繕費については、直近10年間から年間の災害復旧修繕費が最大の年及び最小の年を除いた8年間の実績平均値と比較しつつ査定を行う。その際、1件1億円未満の災害復旧修繕費については、原価への算入を認めない。

各事業者の申請概要①（修繕費）

● 各事業者における修繕費の申請原価と現行原価との比較は以下のとおり。

	北海道電力			東北電力			東京電力EP			北陸電力		
	申請原価	現行原価 (2013)	原価比	申請原価	現行原価 (2013)	原価比	申請原価	現行原価 (2012)	原価比	申請原価	現行原価 (2008)	原価比
水力	56	57	▲ 0	145	108	37	-	141	▲ 141	67	72	▲ 5
火力	246	264	▲ 18	398	406	▲ 8	-	833	▲ 833	241	185	56
原子力	105	202	▲ 97	299	173	126	-	702	▲ 702	97	71	26
新工ネ	13	10	3	16	15	1	-	2	▲ 2	0	-	0
業務	13	7	6	9	20	▲ 11	1	8	▲ 7	9	8	1
合計	434	540	▲ 107	868	722	145	1	1,686	▲ 1,685	415	337	79

	中国電力			四国電力			沖縄電力		
	申請原価	現行原価 (2008)	原価比	申請原価	現行原価 (2013)	原価比	申請原価	現行原価 (2008)	原価比
水力	49	48	0.4	33	26	6	-	-	-
火力	277	272	5	159	153	5	79	64	15
原子力	148	100	48	121	126	▲ 5	-	-	-
新工ネ	3	-	3	0	0	0	-	-	-
業務	12	18	▲ 6	5	4	2	1	21	▲ 20
合計	488	438	51	317	310	8	80	85	▲ 5

(単位：億円)

- ・沖縄の申請原価はNW含めた全系の原価から2023年託送申請原価（アンシラリー費用(調整力供出分等)を含み）を差し引いて算定。
- ・北海道は1.7億円、東北は25億円、中国は0.6億円の災害復旧修繕費を含む（東電EP・北陸・四国・沖縄は計上無し）。
- ・単位未満は、四捨五入の関係で、合計及び原価比が合わない場合がある（本ページ以降も同じ）。
- ・申請原価の金額については、原価算定期間（2023～25年度）の3カ年平均。

各事業者の申請概要②（修繕費）

- 各事業者における修繕費の申請原価とメルクマールとの比較は以下のとおり。

	北海道電力		東北電力		東京電力EP		北陸電力	
	申請原価	直近5カ年	申請原価	直近5カ年	申請原価	直近5カ年	申請原価	直近5カ年
修繕費（年平均）（a）	434	367	868	665 (692)	1	1	415	359
うちメルクマール超過分（b）	62 (197)	－ (135)	83	－	－	－	38	－
差引（c）＝（a-b）	371 (236)	367 (233)	785	665 (692)	1	1	377	359
帳簿原価（年平均）（d）	23,213	22,830	44,816	39,550 (39,371)	691	195	23,096	21,991
修繕費率（c/d）	1.60%	1.61%		1.68%				
メルクマール①（超過分除く）	(1.02%)	(1.02%)	1.75%	(1.76%)	－	－	1.63%	1.63%
修繕費率（a/d）				1.68%				
メルクマール②（超過分含む）	1.87%	1.61%	1.94%	(1.76%)	0.13%	0.40%	1.80%	1.63%

	中国電力		四国電力		沖縄電力	
	申請原価	直近5カ年	申請原価	直近5カ年	申請原価	直近5カ年
修繕費（年平均）（a）	488	392	317	266	95	90 (92)
うちメルクマール超過分（b）	60	－	29	－	－	－
差引（c）＝（a-b）	428	392	288	266	95	90 (92)
帳簿原価（年平均）（d）	28,926	26,372	17,180	15,860	4,672	4,499 (4495)
修繕費率（c/d）						2.01%
メルクマール①（超過分除く）	1.48%	1.48%	1.68%	1.68%	2.04%	(2.04%)
修繕費率（a/d）						2.01%
メルクマール②（超過分含む）	1.69%	1.48%	1.85%	1.68%	2.04%	(2.04%)

（単位：億円）

- 北海道について、メルクマールの算定は、泊発電所3号機の再稼働に向けた点検費用や石狩湾新港発電所1号機の点検費用等を特殊要因として扱い、算定対象から除いていたが、他事業者の算定方法との整合性の観点から、これらの点検費用を含めてメルクマールを算定し、置き換え（上段は置き換え後、下段は置き換え前）。
- 東北と沖縄について、メルクマール算定期間を2016～20年度の5カ年（下段の値）としていたが、審査の結果、2017～21年度の5カ年（上段の値）に置き換え。

メルクマールの算定期間の取扱い

【審査における論点】

- 料金審査要領において、メルクマールの算定期間は、「直近5年間（2017～21年度）を基本とする」こととされている。一方、東北（※1）と沖縄（※2）は、火力発電所の定期点検を2022年度に繰り延べたため、メルクマールの算定期間を2017～21年度とした場合、メルクマールが低い水準となることから、2016～20年度の5年間をメルクマールの算定期間としているが妥当か。

※1 2021年2月に発生した福島県沖地震で被災した電源が復旧中であり、自社供給力の確保のため、原町火力2号機の定期点検を2022年度に繰り延べ。

※2 新型コロナウイルスによる影響のため、吉の浦火力の外国製ガスタービンの定期点検に必須となる外国人技術者（20数名程度）の入国が禁止となったことに伴い、工事完了を2022年度に繰り延べ。

【審査の結果】

- 料金審査要領の原則を踏まえ、恣意性を排除する観点から、各事業者とも直近5年間（2017～21年度）をメルクマールの算定期間とする。

メルクマール算定期間への後ろ倒し・前倒しの修繕工事の有無

【審査における論点】

- メルクマール算定期間前に実行すべきであった修繕工事について、メルクマール算定期間へ後ろ倒しになっていないか。
- メルクマール算定期間以降に計画していた修繕工事について、メルクマール算定期間へ前倒しになっていないか。

【審査の結果】

- メルクマール算定期間への後ろ倒し・前倒しとなった修繕工事の有無を確認するため、水力・火力・原子力・新エネルギー（停止期間 1 か月以上及び工事実績額が1億円以上を対象）・業務の各分野について調査を実施した。
- その結果、後ろ倒しとなった案件が数件確認されたが、事務局で内容を確認したところ、いずれも妥当な範囲（例：豪雨被害により流木・土砂の処理に期間を要した）であった。
- また、前倒しとなった案件は確認されなかった。

メルクマール超過分の取扱い①

【審査における論点】

- 料金原価に算入された修繕費について、北海道・東北・北陸・中国・四国はメルクマールの水準を超過しており、各事業者は、以下のような超過要因を挙げているが妥当か。
 - ✓ 北海道・東北・北陸・中国：長期間停止した原子力発電所の再稼働に向けた検査費用
 - ✓ 北海道：火力発電所の直近5年間の定期点検回数の減少や、原価算定期間における定期点検回数の増加
 - ✓ 中国：原子力発電所の40年超運転に向けた特別点検、至近の運用状況を踏まえた火力発電所の補修対策、水力発電所のダム貯水容量維持のための土砂取除量の倍増
 - ✓ 四国：原子力発電所の長期停止中の修繕費減少の影響と、公共工事設計労務単価との乖離を解消するための工事積算用労務費単価の値上げ

メルクマール超過分の取扱い②

- 北海道・東北・北陸・中国・四国におけるメルクマールの水準の超過要因の詳細は以下のとおり。
(次ページに続く)

【原子力】※金額は超過分の原価算定期間の3カ年平均

	案 件	概 要
北海道 31億円	泊 3 号機の再稼働に向けた起動前点検 【再稼働予定時期：2026年12月】	- 泊発電所停止期間の継続に伴い点検範囲・内容を絞り込み、修繕費を大幅に削減していたが、再稼働に向けた審査の進捗や安全対策工事の本格化に伴い、泊発電所3号機の2026年12月の再稼働に向けて2021年度に設備の実態調査を実施。 - これを踏まえ、再稼働に向けた点検等のうち原価算定期間に必要となるものを原価に計上。
東北 83億円	- 女川 2 号機の再稼働に向けた起動前点検 - 同 2 号機の定期検査 【再稼働予定時期：2024年2月】	- 女川2号機は、東日本大震災以降、約12年間停止していることから、入念に設備点検を実施した上で、2024年2月再稼働予定。 - 長期停止期間中は、原子燃料の冷却や電源の確保等に必要な機器に限定して点検を行ってきたが、起動前の設備点検においては、発電機・タービンなど運転に必要なすべての機器を点検することから、点検対象機器は大幅に増加。
北陸 38億円	志賀 2 号機の再稼働に向けた起動前点検 【再稼働予定時期：2026年1月】	- 志賀 2 号機は、原子力規制委員会による新規制基準適合性審査の段階であり、長期停止状態を維持していることから、2012年度以降、発電所の停止中の機能維持に必要な設備に限定して点検を行うことで、修繕費を最大限削減。 - 再稼働後の安全・安定運転に向けて、長期間点検していない設備等の点検が必要であり、起動前点検を計画。
中国 50億円	- 島根 2 号機の再稼働に向けた起動前点検 - 同 2 号機の高経年化技術評価（PLM）に必要な点検 - 同 2 号機の運転40年特別点検 - 同 2 号機の第18回定期検査 【再稼働予定時期：2024年1月末】	- 島根 2 号機の再稼働・運転に必要な点検として、2024年1月末の再稼働に向けた稼働前点検や、法令に基づく定期点検及び高経年化技術評価（PLM）に必要な点検、40年特別点検を計画。 - 停止中に機能要求のある機器以外は再稼働時期を踏まえて保管措置を行う等、維持費を抑制しており、稼働前点検では消耗品取替を行うとともに、プラント停止リスク等を鑑みて必要な追加点検を実施。
四国 25億円	伊方 3 号機の長期運転停止の影響 【再稼働時期：2016年】	メルクマール算定期間（直近5年間）の多くの期間で運転停止したことにより修繕費（定期検査費用）が減少。

メルクマール超過分の取扱い③

【水力・火力・労務単価】※金額は超過分の原価算定期間の3カ年平均

	案 件	概 要
北海道 31億円	火力の定期点検の回数について、メルクマール算定期間（直近5年間）と比べて、原価算定期間における定期点検の回数が増加【火力】	- 石狩湾新港 1 号機がメルクマール算定期間（直近5年間）の期中（2019年2月）に運転開始し、初回の定期点検を2021年に実施した。このため、メルクマール算定期間の定期点検回数は1回であったが、原価算定期間の定期検査は2回を計画。 - 北海道胆振東部地震(2018年9月)の際に、電源を早期に復帰させる必要があったことから、知内2号機の定期点検を中断した。このため、メルクマール算定期間の定期点検回数が少なく、同期間と比べて、原価算定期間の定期点検が多くなる計画。
中国 3億円	調整力火力の起動回数の増加に伴う設備損傷（2022年発生）への対策（2023年度から柳井発電所の修繕）【火力】	火力の安定稼働に資する施策^(※)として、調整力火力の起動回数増加により顕在化した設備損傷への対策を計画。 ※ 夏・冬期の需給ひっ迫に加え、燃料価格高騰により、設備トラブル時の代替燃料の確保や、スポット調達コスト増など停止時リスクや、豪雨等による設備リスクが拡大。これらの修繕施策による供給力確保とメリットオーダー運用が更に重要に。
中国 6億円	重油火力の活用拡大に向けて設備の健全性を回復する施策（2023年度から玉島発電所の修繕）【火力】	火力の安定稼働に資する施策^(※)として、過去の修繕費の抑制を踏まえ、今後の燃料メリット・供給力としての利用拡大に対応可能なボイラや煙道設備の健全性回復施策を実施。（2022年から玉島発電所の修繕） ※ 上記と同文。
中国 1億円	水力の有効活用に向けた対策（2022年度から広発電所の貯水池内の堆積土砂の取除工事（土砂量が倍増））【水力】	水力の安定稼働に資する施策^(※)として、豪雨等の激甚化による土砂流入量の増加に対し、安定した発電取水や貯水容量の維持のため、毎年実施している堆積土砂の取り除き量を倍増。（2022年から広発電所の修繕） ※ 上記と同文。
四国 15億円	公共工事設計労務単価と社内の工事積算用労務単価との乖離の解消【労務単価】	公共工事設計労務単価の継続的な上昇を踏まえ、同単価と、請負契約等で適用する工事積算用労務費単価との乖離を解消すべく、同労務費単価の値上げ。

メルクマール超過分の取扱い④

【審査の結果】

- メルクマールの超過要因を踏まえて、北海道・東北・北陸・中国・四国の修繕費について、以下のとおり整理する。
 - ✓ 修繕費は、毎年度増減するため、メルクマール算定期間を一定の長期間（直近5年間）としている。その上で、当該期間において、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っている。これに伴って、メルクマール算定期間における修繕費が抑制されたことを踏まえ、原価算定期間中に原子力発電所の再稼働を見込んでいる場合は、その起動前点検費用など、メルクマールを超過した分を認めることとする。（なお、原価算定期間中に再稼働しない泊発電所3号機に係る費用の取扱いについては、次ページ以降に詳述。）
 - ✓ 原価算定期間における火力の点検回数の増加や水力の追加的な設備対策などについては、一般的な修繕の範囲で取り組んでいる事業者がいることを踏まえ、メルクマールを超過した分を認めない。
 - ✓ 「公共工事設計労務単価」と事業者の「工事積算用労務単価」との乖離については、メルクマール算定期間において、労務単価の乖離幅が大幅に変化している訳ではないことを踏まえ、メルクマールの超過要因として認めない。
- なお、「メルクマールによる査定」と「効率化係数による査定」との整理については、「6－2．経営効率化」に記載のとおりとする。

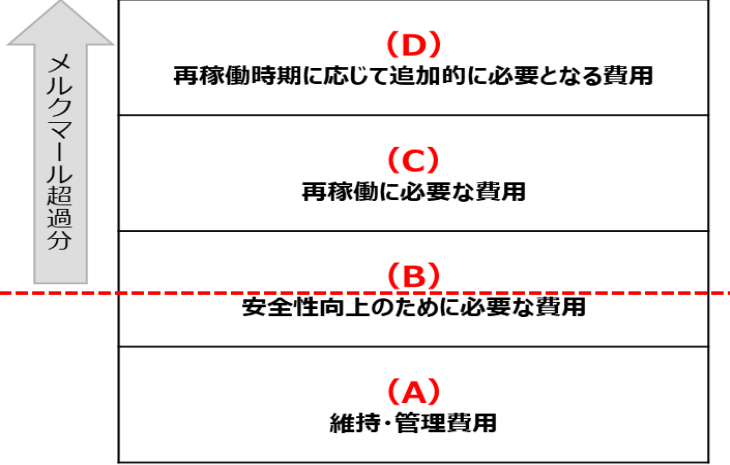
泊発電所3号機に係る費用の取扱い①

【審査における論点】

- 今回の料金改定申請において、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号機について、修繕費のメルクマール超過分の取扱いが論点となる。
- 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が概ね該当するが、これらの超過分はどのように取り扱うべきか。

【泊発電所3号機に係る費用の分類】

分類	再稼働時期に関わらない費用			(D) 再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用
	(A) 維持・管理費用	(B) 安全性向上のために必要な費用	(C) 再稼働に必要な費用	
費用の例	➢ 新規基準に即して実施する維持・管理費用	➢ 防潮堤工事に係る費用	➢ 安全審査に向けた耐震評価や、資料作成の助勢に係る委託費用	➢ 使用前事業者検査に係る委託費用
	➢ 消防業務、代替給水業務に係る委託費用	➢ 火災防護・溢水対策に係る費用	➢ 再稼働に向けた点検費用	➢ 起動前の点検費用
	➢ 発電所巡回バス運行业務に係る委託費用			



泊発電所3号機に係る費用の取扱い②（審査の結果）

【審査の結果】

- 上述のとおり、原子力発電所に係る修繕費のメルクマール超過分については、安全審査や司法判断など、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っていることを考慮して、原価算定期間中に再稼働を見込んでいる場合、例外的に認める一方で、効率化を求めることとする。
- 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泊発電所3号機に係る費用については、以下のとおり取り扱うこととする。
 - ① A（維持・管理费用）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。
- なお、上記の取扱いについては、修繕費のみならず、泊発電所3号機に係る他の費目（例：委託費・固定資産除去費・事業報酬）についても、費目間の整合性を図る観点から、Dに該当する費用は、料金原価への算入を認めない。

災害復旧修繕費

【申請概要】

- 今回の料金改定申請では、北海道・東北・中国※が、災害復旧修繕費を料金原価に織り込んでいる。
- ※北陸・四国・沖縄は、最大の年及び最小の年を除いた8年間平均が1億円未満となったことから、料金審査要領に則って、申請原価に算入していない。また、東電EPは、災害復旧修繕費が発生していないため、申請原価に算入していない。

【審査における論点】

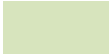
- 災害復旧修繕費について、料金審査要領に則り、直近10年間から、年間の災害復旧修繕費が最大の年及び最小の年を除いた8年間の実績平均値となっているか。

【審査の結果】

- 災害復旧修繕費について、各事業者とも料金審査要領に則って算定していることを確認した。

(単位：億円)

年度	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	8か年 平均	今回 申請額
北海道	－	－	－	－	－	8.0	2.4	10.3	3.0	－	1.7	1.7
東北	150	0.1	1.7	－	－	－	－	29	81	87	25	25
北陸	－	－	－	－	－	4.3	－	－	－	－	0	0
中国	－	－	1.2	3.8	－	－	3.7	－	－	－	0.6	0.6
四国	－	－	－	－	－	－	3.3	0.9	0.8	0.5	0.3	0
沖縄	0.2	0	0.4	0.2	0	0.1	0.6	0.1	0	0	0.1	0

 : 最大の年  : 最小の年

個別案件の査定

【審査における論点】

- 需要想定・供給力と整合的な修繕計画になっているか。
- それぞれの修繕は、電気事業の運営にとって真に不可欠であり、かつ、経済的な合理性があるか。また、修繕の実施時期は適正か。

【審査の結果】

- 各事業者が修繕費として計上している個別案件（水力、火力、原子力、新エネルギー及び業務設備）に関し、事務局において、工事の目的・工事の必要性・工事の概要などを事業者に聴取した。その結果、概ね妥当であることを確認した。
- 北陸については、一部、原価算定期間中に計画している工事が過去と同じ内容であったが、過去の費用よりも多く見積もられていたことから、当該部分を料金原価から減額する。
- 中国については、一部、原価算定期間中に計画していた工事が2022年度中に竣工したことから、当該部分を料金原価から減額する。

その他（設備投資に係る査定との関係）

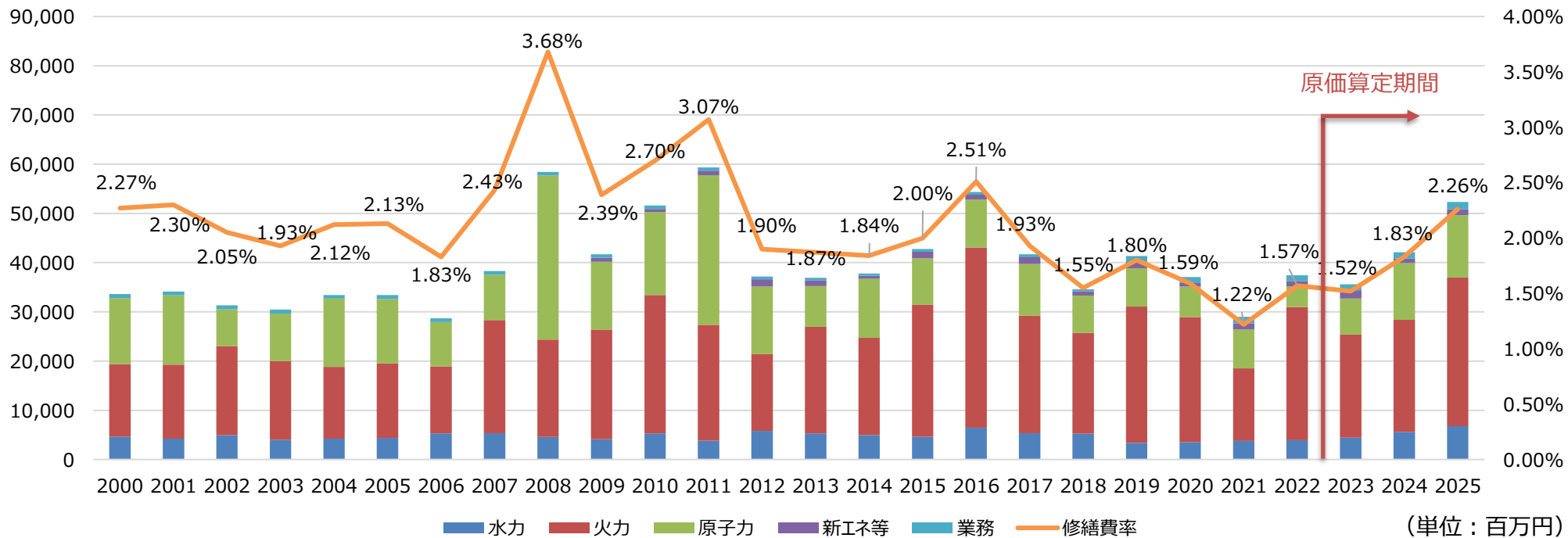
- 設備投資に関する特別監査の結果（※）、電気事業の運営にとって真に不可欠な設備と認められない不使用設備などに係る修繕費については、当該部分を料金原価から減額する。
- 中国電力については、非化石証書の販売収入（※）を「拡充・改良投資」と「修繕・除却」に按分しているところ、修繕に按分された金額について、修繕費から減額する。

※上記の詳細は、「6－8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）」を参照。

【参考1】修繕費の推移【北海道電力】

- 2024年度以降は、2026年12月の原子力発電所の再稼働に向けた検査等のため増加。また、2025年度は、主要火力発電所の定期点検が重なったことにより増加。

(単位：百万円)



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3カ年平均
水力	4,624	4,250	4,933	4,012	4,235	4,392	5,290	5,351	4,572	4,162	5,319	3,808	5,791	5,326	4,948	4,643	6,496	5,352	5,270	3,379	3,526	3,779	3,957	4,457	5,627	6,794	5,626
火力	14,788	15,034	18,129	15,988	14,609	15,129	13,636	22,959	19,792	22,216	28,079	23,557	15,642	21,611	19,791	26,823	36,562	23,899	20,493	27,694	25,404	14,766	26,994	20,916	22,760	30,184	24,620
原子力	13,412	14,057	7,462	9,636	13,841	13,078	8,981	9,220	33,368	13,803	16,881	30,402	13,698	8,291	11,989	9,442	9,761	10,479	7,552	7,768	6,218	7,880	4,223	7,332	11,533	12,666	10,510
新エネ等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	796	610	902	1,485	1,182	600	1,286	969	1,361	886	1,285	715	1,268	1,098	1,660	898	1,200	1,253
業務	798	762	795	840	717	792	767	758	707	709	720	655	572	532	479	581	549	613	404	1,199	1,198	1,317	1,182	1,226	1,314	1,494	1,345
合計	33,623	34,104	31,320	30,477	33,403	33,393	28,676	38,288	58,441	41,688	51,611	59,327	37,190	36,945	37,810	42,778	54,340	41,706	34,606	41,326	37,062	29,013	37,456	35,592	42,132	52,339	43,354
帳簿原価	1,481,296	1,480,158	1,529,668	1,580,119	1,577,888	1,567,771	1,563,851	1,575,477	1,588,086	1,744,844	1,912,368	1,934,387	1,952,828	1,973,712	2,055,048	2,142,686	2,165,934	2,165,692	2,235,822	2,297,015	2,337,539	2,378,849	2,378,157	2,340,432	2,303,666	2,319,688	2,321,262
修繕費率	2.27%	2.30%	2.05%	1.93%	2.12%	2.13%	1.83%	2.43%	3.68%	2.39%	2.70%	3.07%	1.90%	1.87%	1.84%	2.00%	2.51%	1.93%	1.55%	1.80%	1.59%	1.22%	1.57%	1.52%	1.83%	2.26%	1.87%

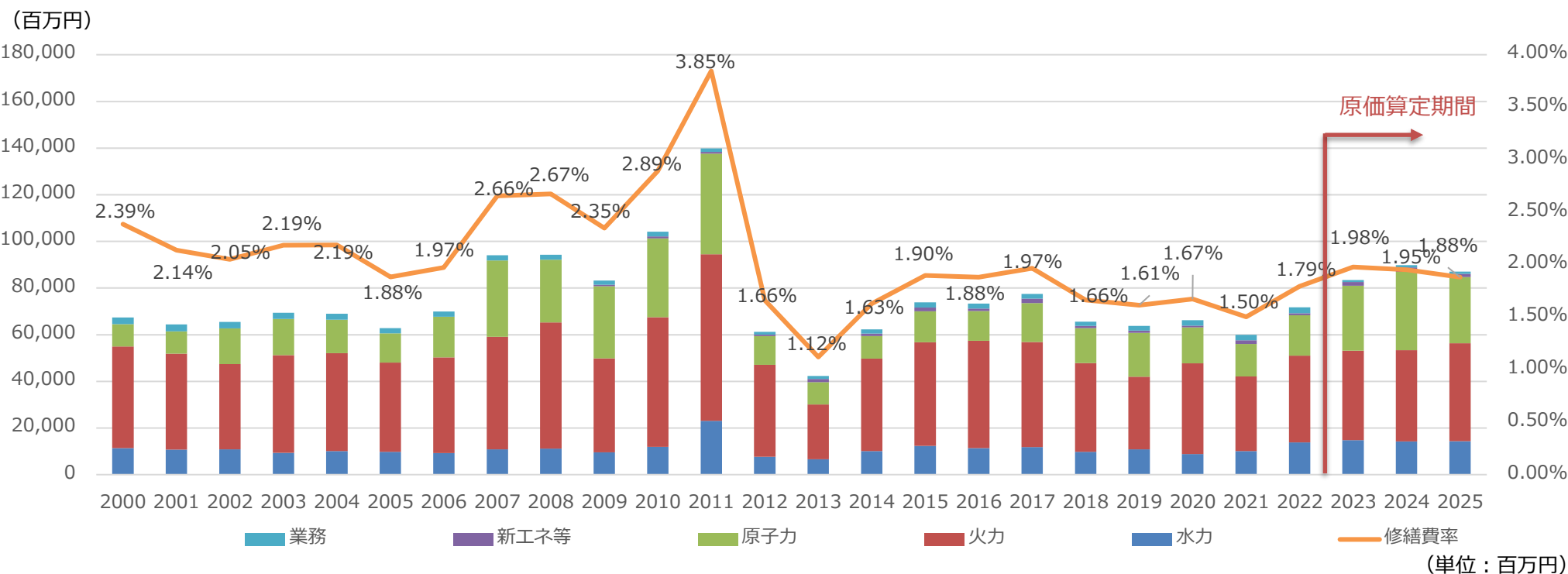
※2022年度は計画値

※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。

- ・2000～19年度の修繕費及び帳簿原価は、一休会社ベースの値からNW設備相当分を分社時の比率等を用いて按分し控除。
- ・原価算定期間の修繕費は、主な個別修繕計画について、電源設備の法令に基づく定期検査などの整合を図るとともに、過去の点検結果や運転データなどから、工事実施時期を設定し積み上げで算定（81.1%）。
- ・また、簡易な修繕工事等、修繕工事が見込まれるものの予測が困難なものについては、過去実績に基づき一括計上（18.5%）。（災害復旧修繕費を含まないため、合計が100%にならない）

【参考2】修繕費の推移【東北電力】

- 2023年度以降は、原子力発電所の再稼働に向けた検査等のため増加。また、水力については高経年化設備の維持管理に係る修繕のため増加。



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力	11,352	10,787	10,834	9,413	10,063	9,793	9,268	10,831	11,185	9,607	11,962	23,029	7,702	6,633	10,115	12,377	11,424	11,814	9,839	10,807	8,862	10,076	13,858	14,755	14,291	14,337	14,461
火力	43,598	41,102	36,615	41,837	42,056	38,204	41,046	48,267	54,067	40,251	55,493	71,496	39,370	23,449	39,593	44,352	45,961	45,020	38,019	31,180	38,873	32,026	37,160	38,350	39,093	42,052	39,832
原子力	9,586	9,594	15,289	15,453	14,276	12,570	17,382	32,768	26,937	30,955	33,882	43,155	12,352	9,604	9,661	13,298	12,788	16,767	14,919	18,829	15,376	13,913	17,294	27,930	33,513	28,317	29,920
新工ネ等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	628	816	678	633	1,359	1,077	1,611	1,022	1,862	969	966	805	1,599	841	1,532	1,977	1,387	1,632
業務	2,863	2,920	2,780	2,717	2,595	2,305	2,270	2,198	2,131	1,831	2,029	1,521	1,185	1,311	1,804	2,240	2,098	2,040	1,794	1,964	2,288	2,365	2,597	868	892	1,001	920
合計	67,399	64,403	65,518	69,420	68,990	62,872	69,966	94,064	94,320	83,272	104,182	139,879	61,242	42,356	62,250	73,878	73,296	77,504	65,543	63,748	66,205	59,981	71,752	83,435	89,766	87,093	86,765
帳簿原価	2,825,333	3,012,115	3,195,054	3,176,624	3,152,383	3,336,873	3,545,063	3,541,948	3,527,101	3,546,021	3,603,485	3,635,780	3,684,953	3,781,153	3,822,999	3,892,360	3,897,502	3,943,605	3,940,732	3,947,388	3,956,710	3,986,783	4,002,006	4,216,407	4,596,717	4,631,586	4,481,570
修繕費率	2.39%	2.14%	2.05%	2.19%	2.19%	1.88%	1.97%	2.66%	2.67%	2.35%	2.89%	3.85%	1.66%	1.12%	1.63%	1.90%	1.88%	1.97%	1.66%	1.61%	1.67%	1.50%	1.79%	1.98%	1.95%	1.88%	1.94%

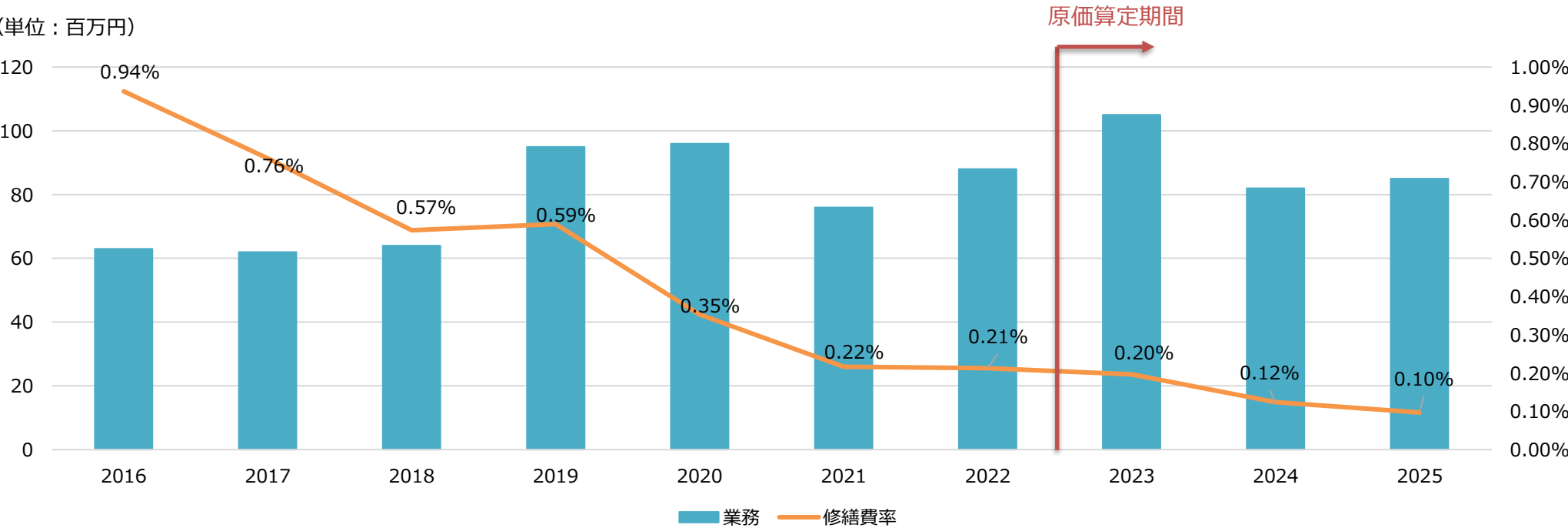
※2022年度は計画値。

※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。

- ・全社実績値から託送供給等収支計算書の実績値を差し引いて算定（2010年度以降については、災害特別損失に整理した修繕費を含む）。
- ・なお、2015年度以前は託送供給等収支計算書上、離島／非離島の区分が存在しないことから、水力・火力発電設備は全社実績値をそのまま採用。
- ・2000～15年度の業務設備については、託送供給等収支計算書より、修繕費（一般管理費）又は帳簿価額（一般管理費）の非NW配賦比率を算出し、全社実績値に掛け合わせ。
- ・なお、2007年度以前については、2008年度の比率を一律適用。

【参考3】修繕費の推移【東京電力EP】

- 2016年度の分社化以降は、発電設備を有していないため、業務設備に係る修繕費を計上。



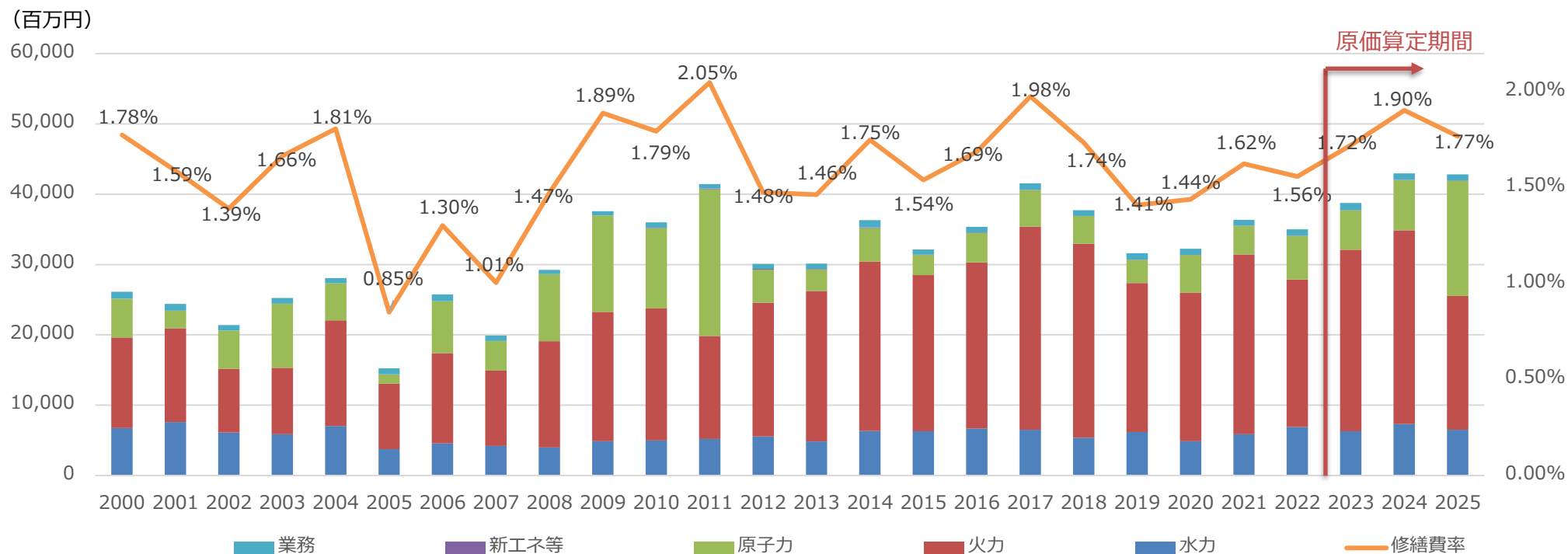
(単位：百万円)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3力年平均
業務	63	62	64	95	96	76	88	105	82	85	91
合計	63	62	64	95	96	76	88	105	82	85	91
帳簿原価	6,725	8,143	11,166	16,114	27,181	35,107	41,356	53,346	66,287	87,664	69,099
修繕費率	0.94%	0.76%	0.57%	0.59%	0.35%	0.22%	0.21%	0.20%	0.12%	0.10%	0.13%

※2022年度は計画値
※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。
・修繕費は、電気事業の継続に必要なシステムの維持等に厳選。
・原価算定期間の修繕費は、個々の修繕工事のうち、修繕対象設備並びに工事時期が特定されるものについて、個別に工事費を積算し、算定（100％）。

【参考4】修繕費の推移【北陸電力】

- 2023・24年度は、定期点検対象となる火力発電所が多いことから増加。また、2025年度は、原子力発電所の再稼働に向けた検査等が増加。



(単位：百万円)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力	6,757	7,627	6,144	5,890	7,032	3,748	4,570	4,204	4,017	4,900	4,991	5,199	5,555	4,851	6,329	6,310	6,705	6,528	5,384	6,192	4,873	5,864	6,910	6,313	7,328	6,506	6,716
火力	12,888	13,317	9,028	9,441	15,022	9,323	12,827	10,711	15,094	18,353	18,757	14,654	19,029	21,372	24,074	22,201	23,582	28,879	27,585	21,170	21,120	25,578	20,966	25,782	27,533	19,031	24,115
原子力	5,489	2,518	5,436	9,120	5,262	1,344	7,406	4,228	9,529	13,725	11,443	20,850	4,692	3,078	4,765	2,839	4,224	5,177	3,926	3,298	5,363	4,071	6,215	5,595	7,134	16,384	9,704
新工等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70	95	98	99	122	55	67	29	34	21	21	20	38	37	43	25	35
業務	1,013	942	794	811	765	837	942	768	614	596	715	633	704	740	1,011	752	776	929	798	940	878	821	886	1,007	928	883	939
合計	26,147	24,404	21,401	25,263	28,081	15,252	25,744	19,911	29,254	37,575	35,976	41,431	30,077	30,140	36,302	32,157	35,354	41,542	37,727	31,621	32,255	36,354	35,015	38,734	42,966	42,829	41,510
帳簿原価	1,472,778	1,535,771	1,537,367	1,517,329	1,553,216	1,792,977	1,975,874	1,979,086	1,983,594	1,989,370	2,005,212	2,022,499	2,037,529	2,057,895	2,074,459	2,086,531	2,094,010	2,102,090	2,172,680	2,243,060	2,239,967	2,237,503	2,246,670	2,249,661	2,257,299	2,421,903	2,309,621
修繕費率	1.78%	1.59%	1.39%	1.66%	1.81%	0.85%	1.30%	1.01%	1.47%	1.89%	1.79%	2.05%	1.48%	1.46%	1.75%	1.54%	1.69%	1.98%	1.74%	1.41%	1.44%	1.62%	1.56%	1.72%	1.90%	1.77%	1.80%

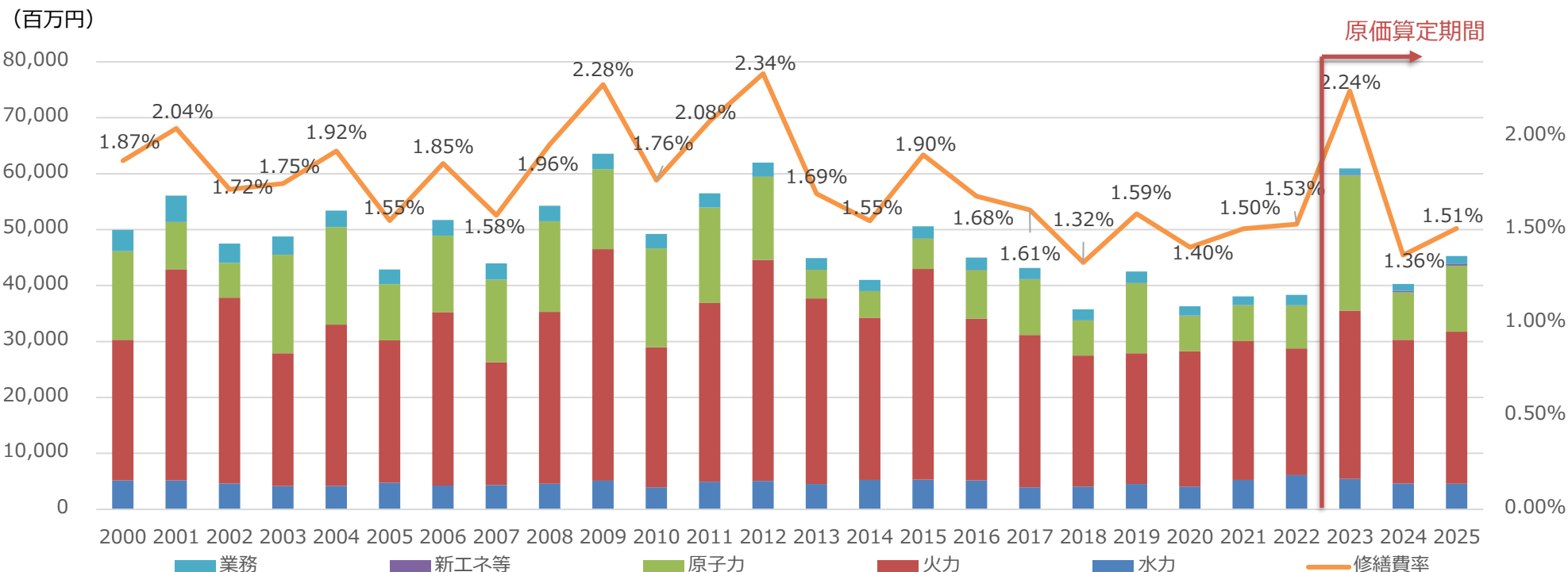
※2022年度は計画値。

※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。

2000～19年度の業務設備の修繕費及び帳簿原価は、一体会社ベースの値からNW設備相当分を分社時の比率を用いて按分し控除。

【参考5】修繕費の推移【中国電力】

- 2023年度は、原子力発電所の再稼働に向けた検査等や、2022年度に新規運転開始となった石炭火力発電所の定期検査費用が増加。



(単位：百万円)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力	5,144	5,139	4,605	4,171	4,178	4,736	4,239	4,326	4,566	5,088	3,930	4,944	5,072	4,507	5,257	5,286	5,166	3,945	4,052	4,525	4,050	5,222	6,106	5,420	4,585	4,551	4,852
火力	25,142	37,755	33,207	23,706	28,852	25,491	31,012	21,981	30,732	41,432	25,045	31,940	39,532	33,176	28,973	37,680	28,903	27,210	23,444	23,377	24,187	24,835	22,639	30,117	25,707	27,192	27,672
原子力	15,867	8,467	6,228	17,617	17,440	10,000	13,652	14,744	16,213	14,273	17,654	17,048	14,879	5,131	4,766	5,424	8,722	9,967	6,277	12,552	6,324	6,398	7,693	24,122	8,481	11,816	14,806
新工ネ等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	4	5	5	4	19	10	28	72	39	49	158	268	371	266
業務	3,789	4,711	3,450	3,270	2,953	2,639	2,835	2,898	2,738	2,775	2,600	2,568	2,516	2,100	2,006	2,194	2,210	2,004	1,981	2,015	1,668	1,568	1,857	1,123	1,246	1,353	1,241
合計	49,942	56,072	47,490	48,764	53,423	42,866	51,738	43,949	54,249	63,568	49,229	56,500	62,001	44,918	41,007	50,589	45,005	43,145	35,764	42,497	36,301	38,062	38,344	60,940	40,287	45,283	48,837
帳簿原価	2,672,148	2,745,331	2,768,347	2,791,350	2,780,081	2,768,028	2,789,684	2,787,198	2,772,454	2,791,070	2,789,823	2,714,498	2,653,689	2,653,853	2,649,801	2,661,740	2,679,643	2,687,083	2,703,096	2,681,090	2,584,024	2,530,656	2,506,451	2,716,209	2,954,522	3,007,210	2,892,647
修繕費率	1.87%	2.04%	1.72%	1.75%	1.92%	1.55%	1.85%	1.58%	1.96%	2.28%	1.76%	2.08%	2.34%	1.69%	1.55%	1.90%	1.68%	1.61%	1.32%	1.59%	1.40%	1.50%	1.53%	2.24%	1.36%	1.51%	1.69%

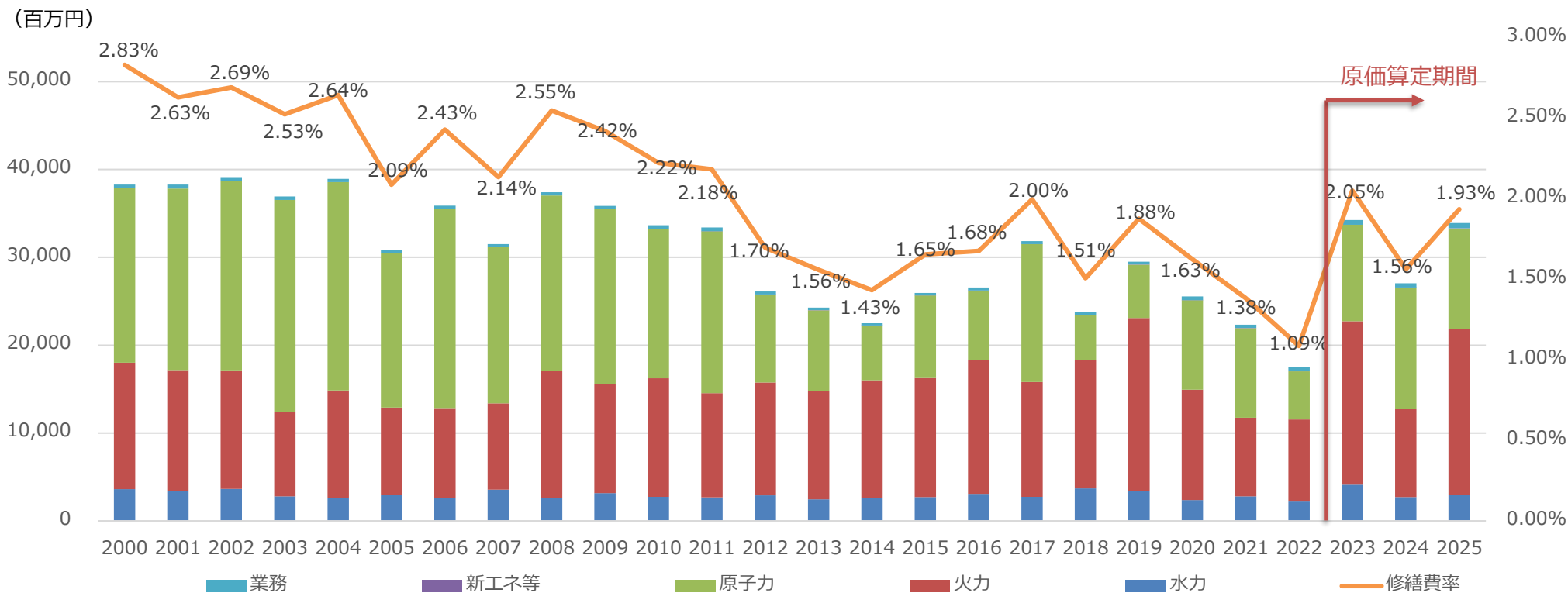
※2022年度は計画値。

※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。

・2000～21年度の修繕費及び帳簿原価は、有価証券報告書を基に申請値に対応した設備区分で入力。一般送配電事業に係るもの（内燃力、送電、変電、配電）を除いて記載（ただし、法的分離前の実績値を一部含む。）。

【参考6】修繕費の推移【四国電力】

- 近年、原子力発電所の長期運転停止により修繕費が減少したが、公共工事設計労務単価との乖離を解消するための工事積算用労務費単価の値上げにより、2023年度以降は増加傾向。



(単位：百万円)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力	3,612	3,406	3,643	2,788	2,582	2,948	2,573	3,545	2,578	3,162	2,732	2,664	2,907	2,440	2,624	2,705	3,068	2,736	3,681	3,378	2,351	2,776	2,291	4,100	2,715	2,953	3,256
火力	14,394	13,744	13,500	9,621	12,271	9,942	10,268	9,831	14,468	12,404	13,512	11,868	12,854	12,328	13,371	13,647	15,216	13,075	14,581	19,707	12,593	8,964	9,241	18,640	10,032	18,884	15,852
原子力	19,863	20,679	21,570	24,120	23,732	17,588	22,698	17,792	19,995	19,950	16,999	18,446	10,013	9,213	6,240	9,312	7,938	15,706	5,134	6,086	10,187	10,205	5,499	10,972	13,818	11,465	12,085
新工机等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	17	9	15	18	12	5	13	1	15	12	6	7	16	7	7	11	8
業務	409	447	424	396	347	347	336	340	374	349	399	408	326	271	261	286	336	334	337	326	408	386	471	521	490	587	533
合計	38,278	38,276	39,137	36,925	38,932	30,825	35,875	31,508	37,415	35,869	33,659	33,395	26,115	24,270	22,508	25,955	26,571	31,852	23,748	29,509	25,545	22,338	17,518	34,240	27,062	33,900	31,734
帳簿原価	1,351,669	1,455,508	1,453,685	1,462,058	1,472,855	1,476,797	1,476,794	1,474,965	1,468,107	1,481,935	1,513,681	1,529,568	1,540,004	1,557,028	1,571,277	1,568,284	1,585,194	1,594,960	1,576,686	1,572,822	1,571,376	1,614,100	1,612,644	1,669,176	1,732,710	1,752,263	1,718,050
修繕費率	2.83%	2.63%	2.69%	2.53%	2.64%	2.09%	2.43%	2.14%	2.55%	2.42%	2.22%	2.18%	1.70%	1.56%	1.43%	1.65%	1.68%	2.00%	1.51%	1.88%	1.63%	1.38%	1.09%	2.05%	1.56%	1.93%	1.85%

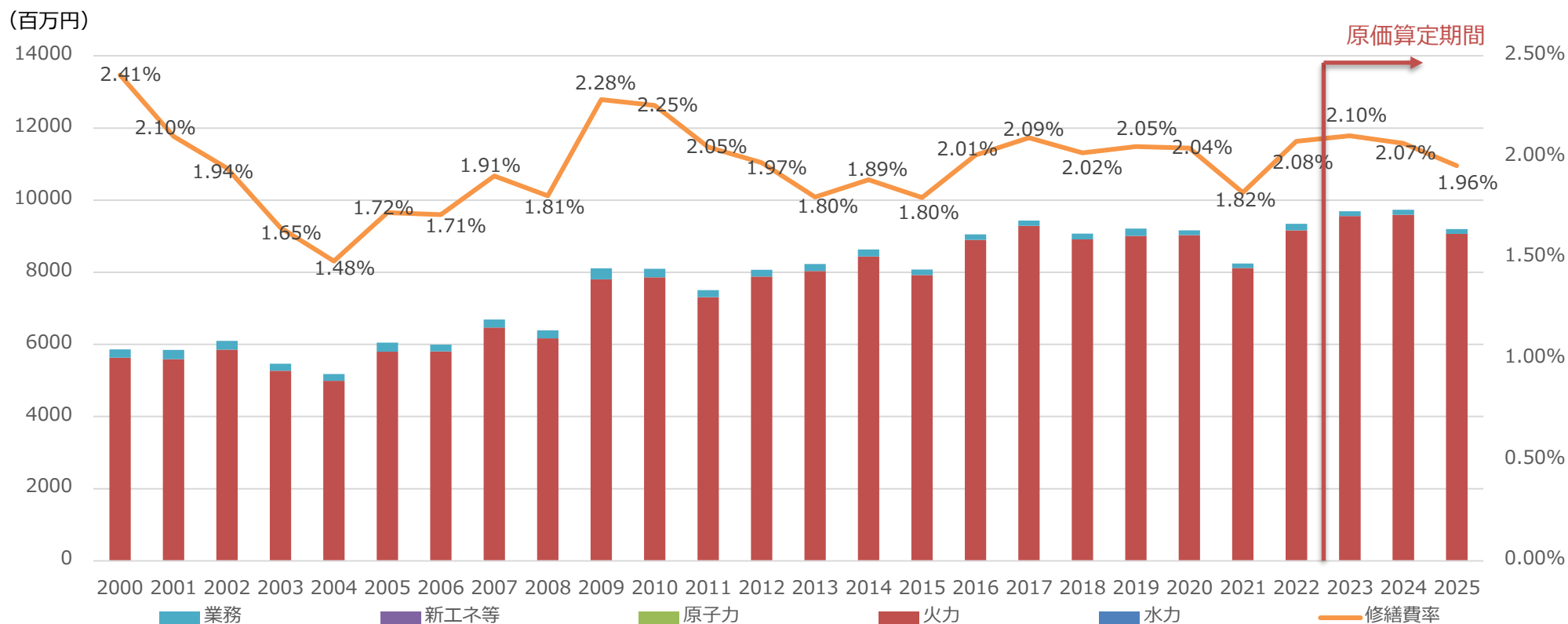
※2022年度は計画値。

※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。

・業務は一体会社ベースの値から、託送供給等収支の値を控除（2000～04年度の算定については、2005年度の比率を用いて算定。）。

【参考7】修繕費の推移【沖縄電力】

- 新規の火力発電所の運転開始が予定されているが、修繕費は2023年度以降、ほぼ横ばい。



(単位：百万円)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力																											
火力	5,631	5,592	5,854	5,273	4,990	5,799	5,809	6,467	6,165	7,807	7,863	7,307	7,878	8,037	8,441	7,922	8,898	9,290	8,911	9,007	9,031	8,116	9,165	9,561	9,594	9,064	9,407
原子力																											
新工ネ等																											
業務	228	257	244	189	190	248	184	221	228	305	233	196	188	190	195	151	152	145	162	204	135	127	182	128	137	134	133
合計	5,859	5,849	6,098	5,462	5,180	6,047	5,993	6,688	6,393	8,112	8,096	7,503	8,066	8,227	8,636	8,073	9,050	9,435	9,073	9,211	9,166	8,243	9,347	9,689	9,731	9,198	9,540
帳簿原価	243,525	278,312	313,668	331,075	349,109	350,768	349,781	350,967	353,659	355,204	359,146	366,391	409,151	456,701	457,718	448,851	450,683	450,492	449,127	448,991	448,442	452,200	449,943	460,402	470,809	470,281	467,164
修繕費率	2.41%	2.10%	1.94%	1.65%	1.48%	1.72%	1.71%	1.91%	1.81%	2.28%	2.25%	2.05%	1.97%	1.80%	1.89%	1.80%	2.01%	2.09%	2.02%	2.05%	2.04%	1.82%	2.08%	2.10%	2.07%	1.96%	2.04%

※2022年度は計画値。

※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。

- 1：火力設備については離島分を除いて記載。
- 2：帳簿原価は、平均値「(期首値＋期末値)／2」にて算定した。

1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針案の概要
- 6. 査定方針案の各論**
 - 6－1. 需要想定・供給力
 - 6－2. 経営効率化
 - 6－3. 燃料費
 - 6－4. 購入・販売電力料
 - 6－5. 原子力バックエンド費用
 - 6－6. 人員計画・人件費
 - 6－7. 修繕費
 - 6－8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）**
 - 6－9. 事業報酬
 - 6－10. その他経費
 - 6－11. 公租公課
 - 6－12. 控除収益
 - 6－13. 費用の配賦
 - 6－14. レートメイク・約款

7. 参考資料

【 6－8． 設備投資（減価償却費・固定資産除却費） 】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

設備投資の概要

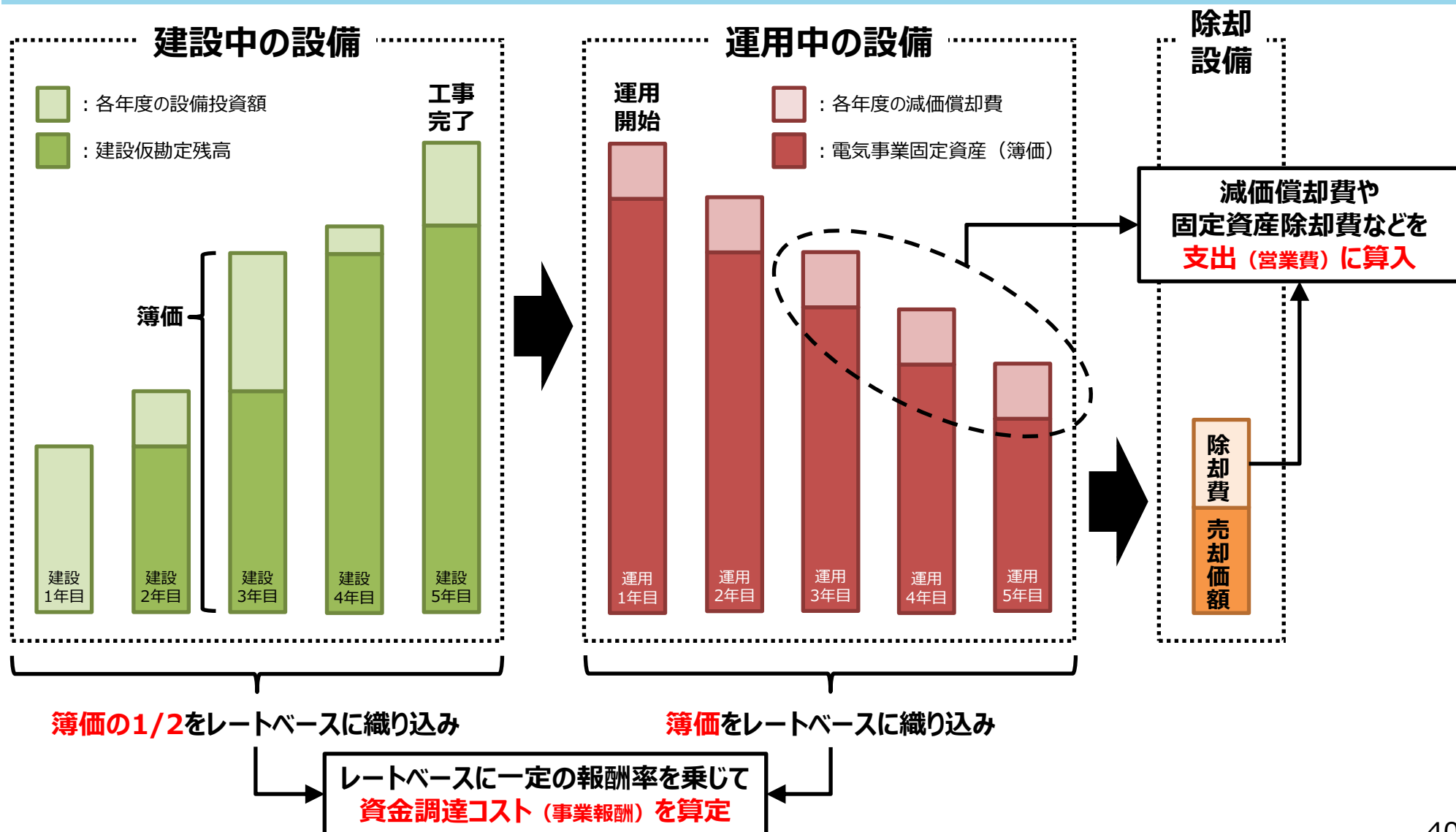
- 設備投資については、フローとストックの両方の観点から審査を行う。
- 具体的には、
- ✓ フロー： 適正な時期に、適正な設備工事・設備除却が行われているか。
- ✓ ストック： 不使用設備等が原価に算入されていないか。

といった観点が挙げられる。

- 設備投資と料金原価の関係は、次ページのとおりであり、主に、減価償却費・固定資産除却費・レートベースに関連する。

【参考】設備投資と料金原価の関係（イメージ）

- 「料金原価 = ①支出（営業費） + ②資金調達コスト（事業報酬） - ③収入（控除収益）」の関係であるところ、設備投資と料金原価の関係は、以下のとおり。



関係法令における規定（設備投資）①

- 料金算定規則に基づき、減価償却費・固定資産除却費は、供給計画等を基に算定する。
- また、電気事業固定資産や建設仮勘定の平均帳簿価額などが、レートベース算定の基礎となる。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

第二章 認可料金の算定

第一節 原価等の算定

（認可料金の原価等の算定）

第二条 （中略）みなし小売電気事業者（以下「事業者」という。）は、四月一日又は十月一日を始期とする一年間を単位とした将来の合理的な期間（以下「原価算定期間」という。）を定め、当該原価算定期間において電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」という。）を算定しなければならない。

2 四月一日を始期とする原価算定期間を定めた場合にあつては、前項で定める原価等は、事業年度ごとに次条の規定により算定される営業費及び第四条の規定により算定される事業報酬の合計額から第五条の規定により算定される控除収益の額を控除して得た額（以下「期間原価等」という。）を合計した額とする。

3 （略）

（営業費の算定）

第三条 事業者は、営業費として、（中略）減価償却費、固定資産除却費（中略）（以下「営業費項目」という。）の額の合計額を算定（中略）しなければならない。

2 次の各号に掲げる営業費項目の額は、（中略）それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

一・二 （略）

三 （中略）固定資産除却費（中略）実績値及び供給計画等を基に算定した額

四・五 （略）

六 減価償却費 供給計画等を基に、電気事業固定資産（共用固定資産（附帯事業に係るものに限る。第四条において同じ。）、貸付設備その他の電気事業固定資産の設備のうち適当でないもの及び工事費負担金（貸方）を除く。）の帳簿価額及び帳簿原価に対し、それぞれ定率法及び定額法（法人税法施行令（昭和四十年政令第九十七号）に定める耐用年数及び残存価額を用いるものとする。以下この号において同じ。）により算定した額（取替資産の減価償却費については、その取替資産の帳簿原価の百分の五十に達するまで、定率法及び定額法により算定した額）

七～十一 （略）

関係法令における規定（設備投資）②

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（事業報酬の算定）

第四条 事業者は、事業報酬として、電気事業報酬の額を算定（中略）しなければならない。

2・3 （略）

4 次の各号に掲げるレートベースの額は、（中略）それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

- 一 特定固定資産 電気事業固定資産（共用固定資産、貸付設備その他の電気事業固定資産の設備のうち適当でないもの及び工事費負担金（貸方）を除く。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
 - 二 建設中の資産 建設仮勘定の事業年度における平均帳簿価額（資産除去債務相当資産を除く。）から建設中利子相当額及び工事費負担金相当額を控除した額に百分の五十を乗じて得た額
 - 三 使用済燃料再処理関連加工仮勘定 使用済燃料再処理関連加工仮勘定の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
 - 四 核燃料資産 核燃料の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
 - 五 特定投資 長期投資（エネルギーの安定的確保を図るための研究開発、資源開発等を目的とした投資であって、電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められるものに係るものに限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
 - 六 運転資本 営業資本の額（前条第一項に掲げる営業費項目の額の合計額から、退職給与金のうちの引当金純増額、燃料費のうちの核燃料費（核燃料減損額及び核燃料減損修正損（又は核燃料減損修正益（貸方））に限る。）、諸費（排出クレジットの自社使用に係る償却額に限る。）、貸倒損のうちの引当金純増額、固定資産税、雑税、減価償却費（リース資産及び資産除去債務相当資産に係るものを除く。）、固定資産除却費のうちの除却損、原子力発電施設解体費のうちの資産除去債務純計上額、原子力廃止関連仮勘定償却費、電源開発促進税、事業税、開発費償却、株式交付費償却、社債発行費償却及び法人税等並びに次条に掲げる控除収益項目の額の合計額を控除して得た額に、十二分の一・五を乗じて得た額をいう。）及び貯蔵品（火力燃料貯蔵品、新エネルギー等貯蔵品その他貯蔵品の年間払出額に、原則として十二分の一・五を乗じて得た額をいう。）を基に算定した額
 - 七 繰延償却資産 繰延資産（株式交付費、社債発行費及び開発費に限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
- 5** 報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。
- 一 自己資本報酬率 全てのみなし小売電気事業者たる法人（当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む。以下この項において同じ。）を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率（全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値が、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下回る場合には、国債、地方債等公社債の利回りの実績率）を基に算定した率
 - 二 他人資本報酬率 全てのみなし小売電気事業者たる法人の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率を加重平均して算定した率
- 6** 一般送配電事業の報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。
- 一・二 （略）

関係法令における規定（設備投資）③

- 料金審査要領に基づき、真に不可欠な設備と認められない不使用設備等に係る減価償却費は、原価算入を認めない。また、固定資産除却費についても、金額・時期等の適正性を確認する。
- 著しく低稼働な設備に係る減価償却費等も、正当な理由がある場合（例：定期検査）を除き、原価算入を認めない。

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2章「原価等の算定」に関する審査

第2節 営業費

1. ～ 3. （略）

4. 設備関係費（減価償却費、固定資産除却費）については、経営効率化を評価するに当たっては、事業者一律の基準を設けることなく、個別に査定を行う。設備の調達等に当たり、複数の調達先があるものについては、入札等を行うことを原則とし、入札等を経たものは原価として認めるが、入札等を行わないものについては、申請事業者の調達価格や過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。火力発電所を新設・増設・リプレースする場合に入札を行わずに自社で建設する場合には、入札された場合に想定される価格低減効果等を基準に査定する。

減価償却費については、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等に係るものについては、原価への算入を認めない。

固定資産除却費のうち、除却損については、除却物品の帳簿原価から減価償却累計額等を控除した額から当該除却物品の全部又は一部について適正な売却価額の見積額を控除することを前提に原価への算入を認める。また、除却費用については、除却に要する工事費等が適正であるかを確認する。この他、改良工事等に伴う除却費用は、改良工事等の時期が適正であるかを確認し、当該改良工事等の実施が適正な場合には、原価への算入を認める。

5. （略）

6. 他の事業者の同種の設備と比較して、著しく低い稼働率となっている設備に係る減価償却費等の営業費については、正当な理由がある場合を除き原価への算入を認めない。

【 6－8． 設備投資（減価償却費・固定資産除却費） 】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

各事業者の申請概要①（設備投資額）（1）

- 各事業者の設備投資額について、現行原価・直近実績と、申請原価（2023～25年度の3年平均）との比較は、以下のとおり（※次ページは棒グラフで整理したもの）。

（単位:百万円）

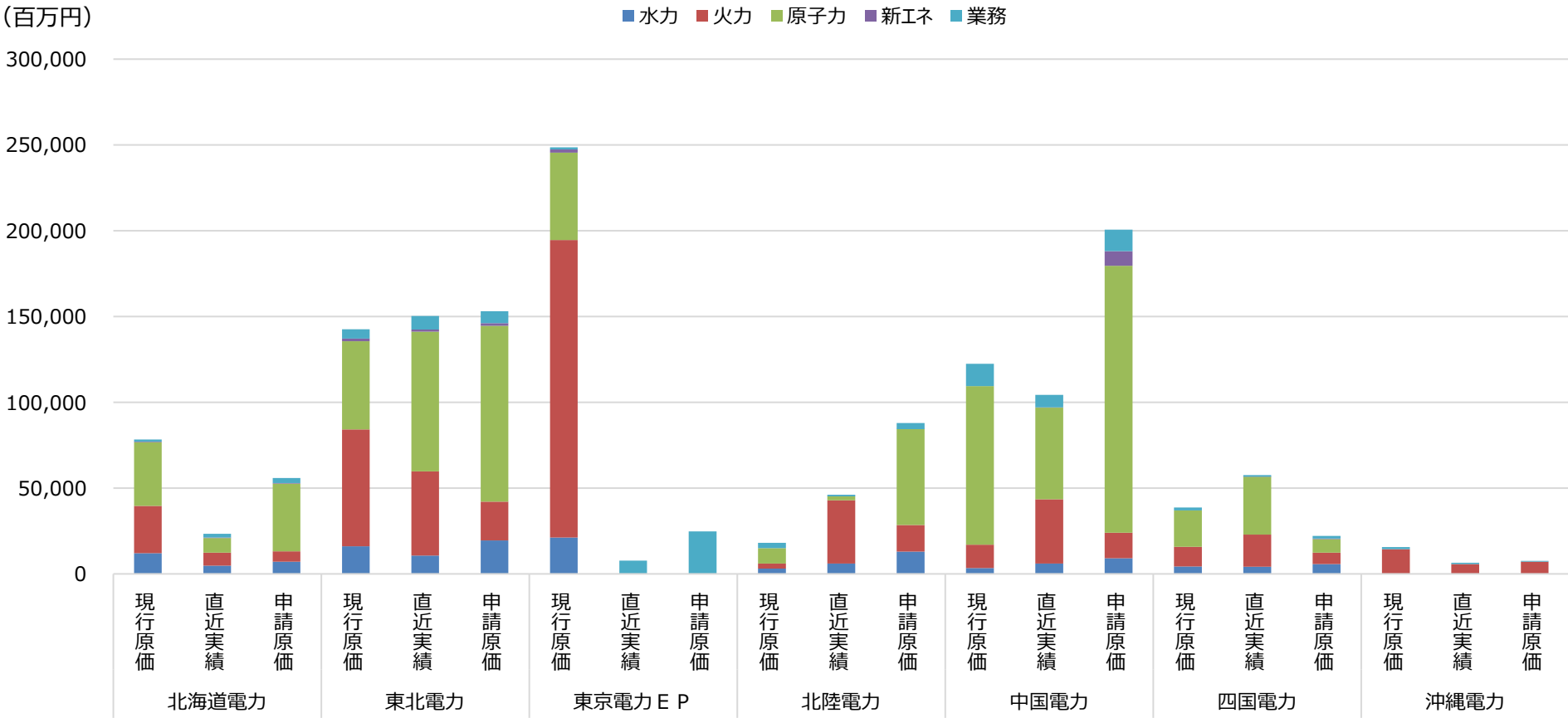
	北海道電力				東北電力				東京電力EP				北陸電力			
	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)
水力	12,082	4,859	7,116	58.9%	16,157	10,723	19,525	120.8%	21,163	—	—	—	3,139	5,978	13,030	415.1%
火力	27,611	7,531	5,983	21.7%	68,025	49,072	22,510	33.1%	173,420	—	—	—	2,863	36,978	15,525	542.3%
原子力	37,082	8,493	39,553	106.6%	51,400	81,442	102,470	199.4%	50,978	—	—	—	9,081	2,228	55,768	614.1%
新工ネ	271	393	237	87.4%	1,500	1,125	1,669	111.3%	1,806	—	—	—	—	1	1	—
業務	1,237	2,029	2,935	237.3%	5,542	7,984	6,950	125.4%	1,295	7,760	24,806	1,915.5%	2,992	1,007	3,648	121.9%
合計	78,283	23,305	55,823	71.3%	142,623	150,348	153,124	107.4%	248,662	7,760	24,806	10.0%	18,075	46,192	87,972	486.7%

	中国電力				四国電力				沖縄電力			
	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)
水力	3,461	5,996	9,139	264.1%	4,268	4,140	5,669	132.8%	—	—	—	—
火力	13,502	37,445	14,853	110.0%	11,505	18,850	6,757	58.7%	14,383	5,763	7,194	50.0%
原子力	92,428	53,541	155,593	168.3%	21,254	33,692	7,928	37.3%	—	—	—	—
新工ネ	—	14	8,414	—	—	12	206	—	—	—	—	—
業務	13,005	7,389	12,598	96.9%	1,681	829	1,654	98.4%	1,226	762	453	36.9%
合計	122,396	104,385	200,597	163.9%	38,709	57,525	22,215	57.4%	15,609	6,525	7,647	49.0%

※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。

※直近実績：2021年度

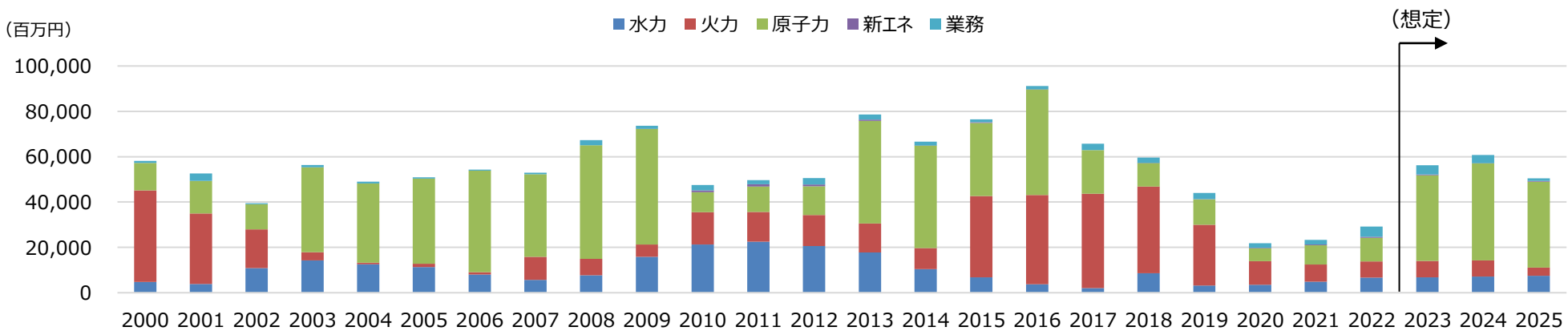
各事業者の申請概要①（設備投資額）（2）



※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。
※直近実績：2021年度

【参考】設備投資額の推移（北海道電力）

● 今回の原価算定期間（2023～25年度）では、前回の料金値上げ（2013年）と比較して、設備投資の総額は減少。一方、泊発電所3号機の再稼働に向けた安全対策工事の本格化に伴って、原子力の設備投資は増加傾向。



(単位:百万円)

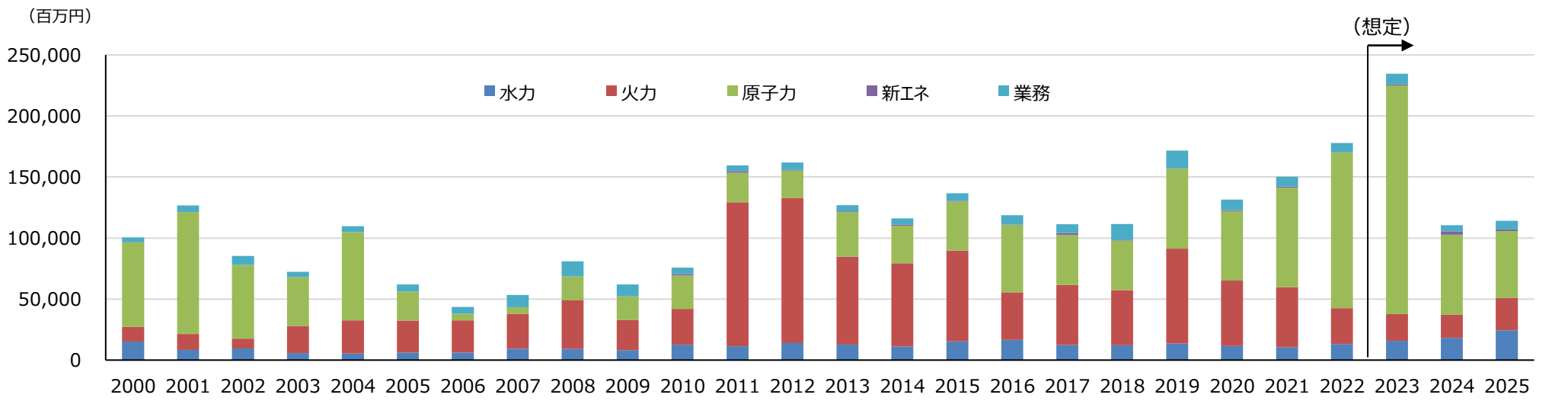
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	4,714	3,822	10,864	14,272	12,494	11,315	8,056	5,571	7,687	15,844	21,299	22,495	20,571	17,759	10,429	6,719	3,743	2,036	8,560	3,156	3,477	4,859	6,620	6,788	7,106	7,453	7,116
火力	40,402	31,139	17,016	3,589	737	1,486	1,002	10,271	7,174	5,358	14,212	13,159	13,693	12,824	9,195	35,883	39,369	41,662	38,254	26,861	10,369	7,531	7,165	7,238	7,120	3,591	5,983
原子力	12,109	14,345	11,163	37,462	35,001	37,520	44,754	36,415	50,161	51,100	8,855	11,178	12,700	45,249	45,320	32,367	46,622	19,185	10,414	11,130	5,690	8,493	10,399	37,797	42,872	37,987	39,553
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	738	1,044	808	526	25	243	58	0	24	190	220	393	406	377	37	297	237
業務	947	3,320	388	1,013	777	642	447	690	2,282	1,287	2,419	1,759	2,758	2,290	1,668	1,315	1,471	2,865	2,403	2,654	2,030	2,029	4,565	4,077	3,595	1,134	2,935
合計	58,172	52,626	39,431	56,336	49,009	50,963	54,259	52,947	67,304	73,650	47,523	49,635	50,530	78,648	66,637	76,527	91,263	65,748	59,655	43,991	21,786	23,305	29,155	56,277	60,730	50,462	55,823

※2022年度は計画値。

- 水力 [2014年度]京極発電所1号機運転開始、[2015年度]京極発電所2号機運転開始、[2022年度]新得発電所運転開始 水力・火力設備：託送供給等収支計算書上、離島・非離島の区分が存在しないことから、実績値をそのまま採用。
- 火力 [2002年度] 苫東厚真発電所4号機運転開始、[2018年度] 石狩湾新港発電所1号機運転開始、奈井江発電所1・2号機休止設備へ移行、[2023年度] 伊達発電所1・2号機休止設備へ移行（予定）
- 原子力 [2009年度] 泊発電所3号機運転開始
- 新エネ [2011年度] 伊達ソーラー発電所
- 業務 業務設備の投資額 × (1 - 託送供給等収支の業務設備の減価償却費 / 一体会社ベースの業務設備の減価償却費)
2000～04年度の業務設備分は、2005年度の比率を用いて算定。

【参考】設備投資額の推移（東北電力）

● **2023年度は、再稼働に向けた安全対策工事のため、原子力の設備投資が大幅に増加。**また、火力の設備投資は減少傾向にあるが、水力は維持管理・設備改修のため増加傾向。



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	15,224	8,422	9,719	5,912	5,501	6,317	6,253	9,470	9,284	8,153	12,587	11,368	13,983	12,794	11,166	15,498	16,571	12,352	12,155	13,688	11,578	10,723	13,133	15,916	18,220	24,438	19,525
火力	12,090	12,908	7,916	22,074	27,044	26,113	26,447	28,496	39,778	24,722	29,474	117,878	118,729	71,885	68,291	74,351	39,108	49,282	45,312	77,747	53,526	49,072	29,518	21,942	18,940	26,649	22,510
原子力	69,300	99,996	60,322	39,984	72,431	23,740	5,260	5,461	19,493	19,302	27,375	24,269	22,522	36,692	30,649	40,018	54,968	40,947	40,549	65,415	56,944	81,442	127,417	187,159	65,671	54,578	102,470
新エ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	143	1,040	1,445	570	507	1,038	606	368	1,651	687	297	801	1,125	188	826	2,724	1,456	1,669
業務	3,976	5,329	7,419	4,303	4,676	5,901	5,609	10,030	12,397	9,707	5,344	4,491	6,173	5,141	4,889	6,277	7,732	7,183	12,785	14,436	8,627	7,984	7,589	8,864	5,054	6,933	6,950
合計	100,590	126,655	85,376	72,273	109,652	62,071	43,569	53,457	80,952	62,027	75,820	159,451	161,977	127,019	116,033	136,750	118,746	111,416	111,488	171,586	131,478	150,348	177,844	234,707	110,609	114,054	153,124

※各年度の設備投資額の算定方法

●2000～15年度
水力・火力設備：託送供給等収支計算書上、離島・非離島の区分が存在しないことから、実績値をそのまま採用。
業務設備：託送供給等収支計算書より、減価償却費（一般管理費）の非NW配賦比率を算出し、全社の業務設備投資額に掛け合わせ。なお、2007年度以前における減価償却費の非NW配賦比率については、2008年度の比率を一律適用。

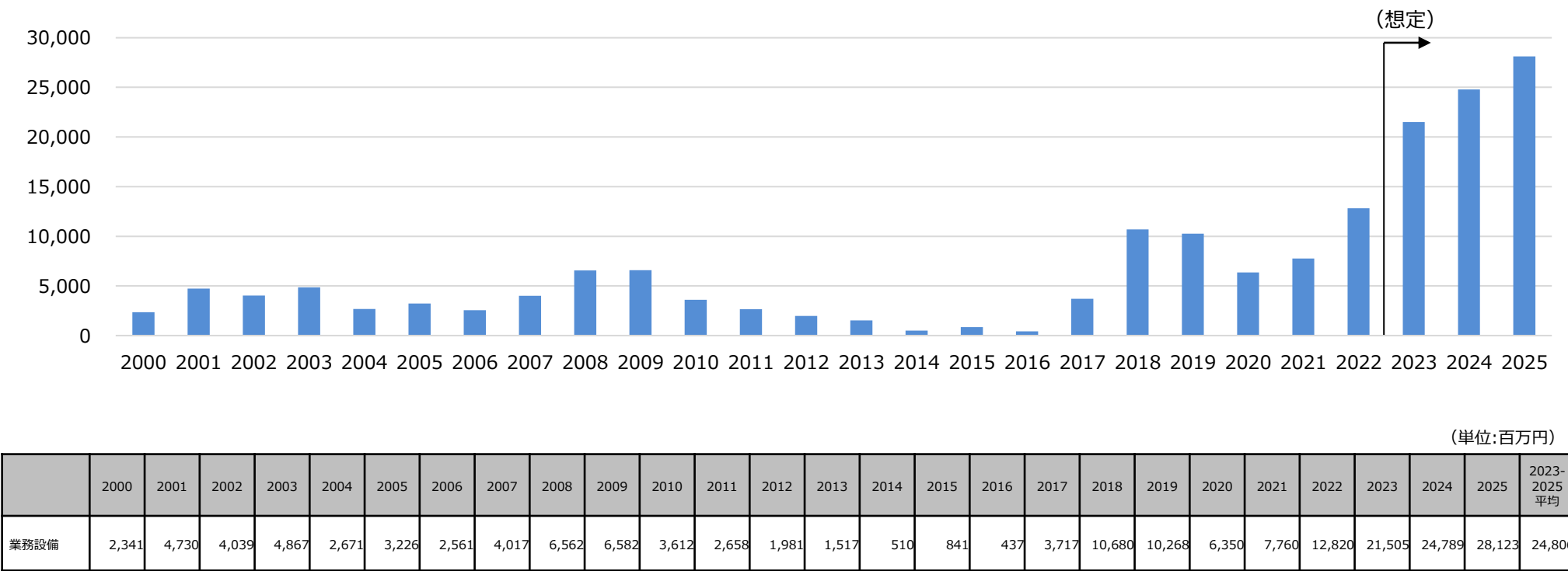
●2016～17年度
託送供給等収支計算書より、各設備ごとの「NW分減価償却費／全社減価償却費」比率を各年度算出し、設備投資額に掛け合わせ。

●2018～19年度
2018年度よりHD分実績に即した社内管理区分を設けたため、同区分により抽出。

※2022年度は計画値。

【参考】設備投資額の推移（東京電力EP）

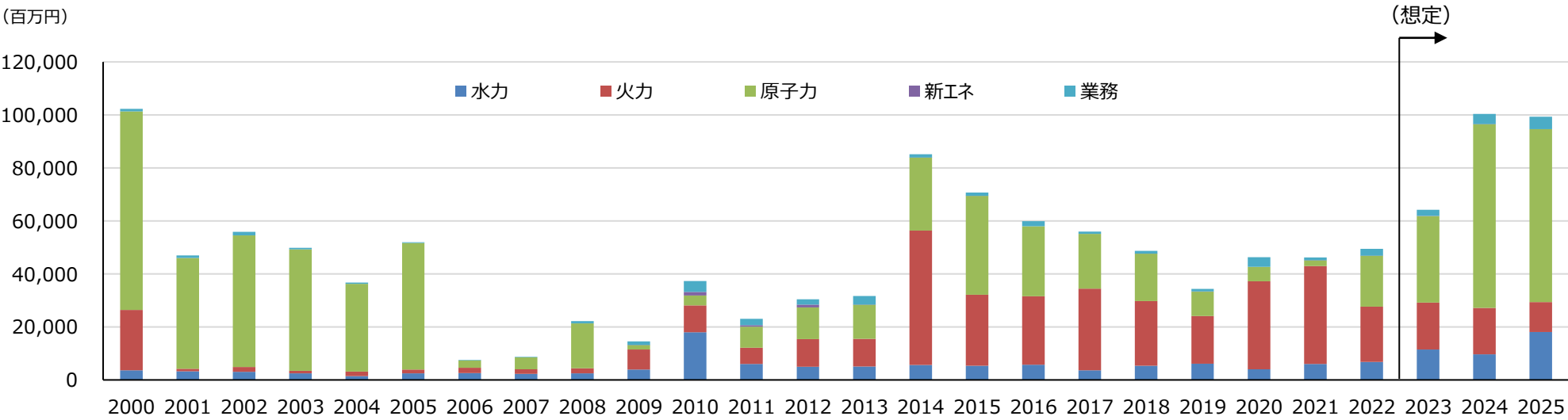
- 東京電力EPは発電設備を持たないため、今回の値上げ申請では、業務設備のみを織り込み。
- セキュリティリスクなどへの対応、保守期限切れに伴うシステムやソフトウェア等のリプレイス対応、業務効率化等のための新規システムの構築（カスタマーセンターの受付業務へのAI導入など）、既存システムの改良（WEBサービスの機能向上など）などに伴い、設備投資額は増加傾向。



●算定方法：業務設備の投資額 × （ 1 - （託送供給等収支の業務設備の減価償却費 / 一体会社ベースの業務設備の減価償却費） ）
●備考：2000～04年度の業務設備分は、2005年度の比率を用いて算定。※2022年度は計画値。

【参考】設備投資額の推移（北陸電力）

- **2024・25年度は、再稼働に向けた安全対策工事のため、原子力の設備投資が大幅に増加。**
また、水力は大規模改修工事、業務は会計・購買システムの更新等により増加傾向。



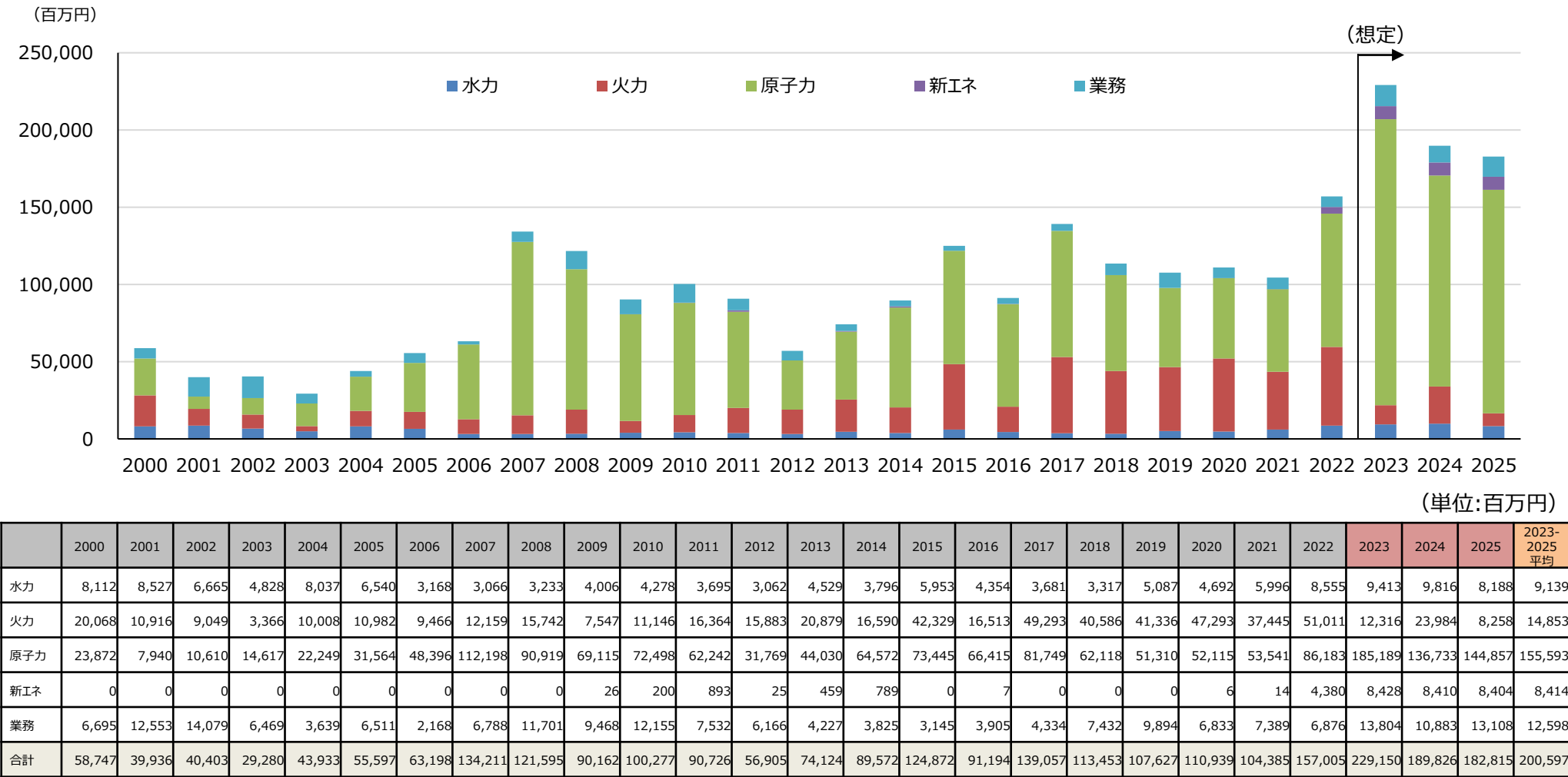
(単位:百万円)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	3,613	3,195	2,982	2,438	1,372	2,419	2,515	2,310	2,433	3,922	17,996	6,004	4,921	4,995	5,572	5,358	5,680	3,576	5,310	6,049	4,000	5,978	6,775	11,418	9,622	18,051	13,030
火力	22,810	948	1,878	987	1,727	1,449	2,023	1,629	1,981	7,484	10,069	6,114	10,419	10,516	50,767	26,765	25,859	30,858	24,460	17,993	33,182	36,978	20,817	17,740	17,537	11,298	15,525
原子力	74,863	41,853	49,625	45,795	33,103	47,787	2,765	4,504	16,861	1,774	3,752	7,957	12,034	12,853	27,603	37,314	26,394	20,614	17,885	9,262	5,470	2,228	19,286	32,683	69,389	65,232	55,768
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	1,340	524	1,012	1	2	10	0	0	4	28	0	1	1	1	3	0	1
業務	991	926	1,330	566	506	295	269	255	890	1,305	4,158	2,423	2,038	3,293	1,168	1,253	1,950	942	1,018	1,006	3,590	1,007	2,531	2,369	3,810	4,764	3,648
合計	102,277	46,922	55,815	49,786	36,708	51,950	7,572	8,698	22,165	14,498	37,317	23,022	30,424	31,658	85,111	70,701	59,883	55,990	53,202	34,338	46,242	46,192	49,410	64,211	100,361	99,345	87,972

※2000～19年度における業務設備分は、「一休会社ベースの業務設備×（1－託送供給等収支の業務設備の減価償却費/一休会社ベースの業務設備の減価償却費）」で算定。2000～07年度の業務設備分は、2008年度の上記比率を用いて算定。
※2022年度は計画値。

【参考】設備投資額の推移（中国電力）

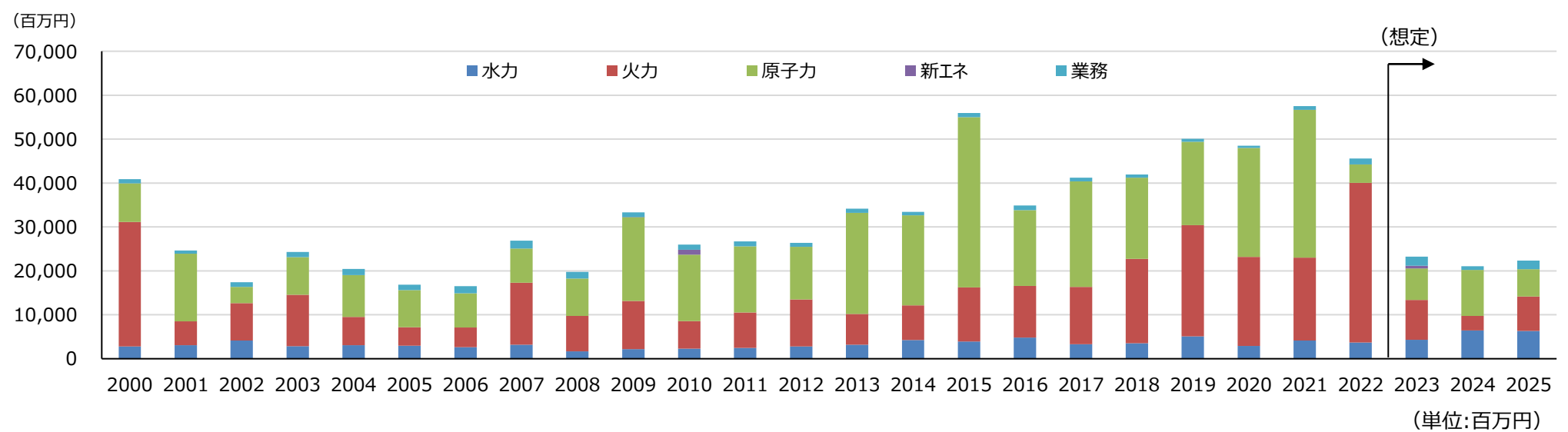
- 再稼働に向けた安全対策工事のため、**原子力の設備投資が大幅に増加**。また、新工ネは分散型太陽光の設置、業務は情報通信関連システムの開発等により、増加傾向。



※業務設備の投資額は、以下の計算方法で分社化前（2000～19年度）の実績額を算定。
業務設備×（1－託送供給等収支の業務設備の減価償却費／一體會社ベースの業務設備の減価償却費）
なお、離島分については、分社化前の会計区分がされておらず、水力、火力、業務設備から離島分を除くことが困難であるため、一體會社の実績額。
※2022年度は計画値。

【参考】設備投資額の推移（四国電力）

- 原価算定期間（2023～25年度）において、設備投資は減少傾向にあるが、水力では設備改良・主要機器の取替等を予定。また、業務の設備投資は次世代スマートメーター関連システム用サーバの導入など情報システム関連投資等により、増加傾向。



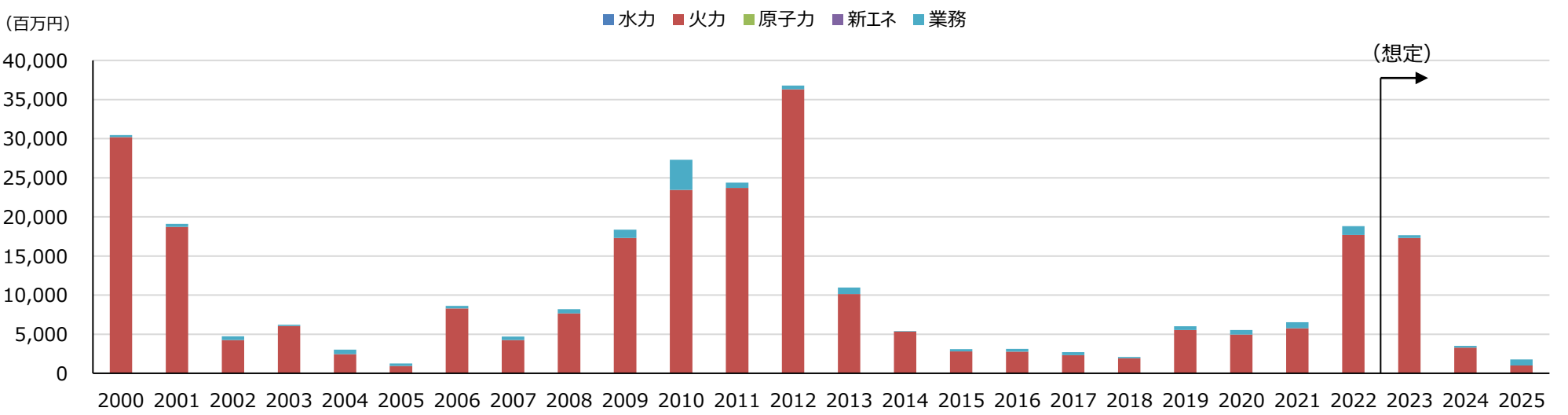
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	2,795	3,070	4,094	2,815	3,037	2,924	2,621	3,142	1,667	2,178	2,294	2,461	2,773	3,172	4,219	3,916	4,809	3,259	3,525	5,052	2,888	4,140	3,695	4,294	6,416	6,297	5,669
火力	28,324	5,428	8,529	11,725	6,455	4,233	4,493	14,135	8,081	10,942	6,271	8,037	10,696	6,981	7,912	12,285	11,754	13,057	19,208	25,348	20,259	18,850	36,337	9,094	3,312	7,865	6,757
原子力	8,819	15,424	3,707	8,595	9,553	8,451	7,763	7,821	8,473	19,124	15,118	15,089	11,995	23,045	20,497	38,772	17,225	24,060	18,491	19,001	24,832	33,692	4,226	7,129	10,459	6,195	7,928
新エネ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	1,088	-	0	-	0	-	-	-	-	-	-	12	5	618	-	-	206
業務	942	707	1,091	1,128	1,402	1,206	1,652	1,752	1,538	1,064	1,194	1,127	894	961	787	965	1,098	817	694	647	490	829	1,335	2,103	877	1,982	1,654
合計	40,880	24,629	17,421	24,263	20,448	16,815	16,531	26,851	19,761	33,318	25,967	26,716	26,360	34,161	33,416	55,939	34,889	41,194	41,920	50,050	48,470	57,525	45,600	23,240	21,065	22,341	22,215

※業務設備の投資額は、以下の計算方法で分社化前（2000～19年度）の実績額を算定。
業務設備 × （1 - 託送供給等収支の業務設備の減価償却費 / 一体会社ベースの業務設備の減価償却費） 2000～04年度の業務設備分は、2005年度の比率を用いて算定。

※2022年度数値は計画値。

【参考】設備投資額の推移（沖縄電力）

● 2023年度は、火力の高経年化・カーボンニュートラル化のための設備投資が予定されているが、2024年度以降は縮小。



(単位:百万円)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
火力	30,205	18,727	4,250	6,058	2,436	938	8,302	4,257	7,647	17,291	23,455	23,697	36,307	10,129	5,342	2,793	2,758	2,309	1,926	5,524	4,975	5,763	17,690	17,300	3,274	1,008	7,194
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
新エネ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
業務	257	368	468	166	593	325	314	443	555	1,065	3,849	674	489	836	52	300	366	402	165	485	572	762	1,113	350	230	780	453
合計	30,462	19,095	4,718	6,224	3,029	1,263	8,616	4,700	8,202	18,356	27,304	24,371	36,796	10,965	5,394	3,093	3,124	2,711	2,091	6,009	5,547	6,525	18,803	17,650	3,504	1,788	7,647

※業務は、離島分を区分することが困難であるため、「一体会社ベースの設備投資額（業務）×（1-託送供給等収支の償却費（一般管）／一体会社ベースの償却費（一般管）」で算定。2000～04年度の業務の算定については、託送収支を公表していないため、2005年度の託送収支をもとに算定。
※2022年度は計画値。

421

各事業者の申請概要②（減価償却費）（1）

- 各事業者の減価償却費について、現行原価・直近実績と、申請原価（2023～25年度の3年平均）との比較は、以下のとおり（※次ページは棒グラフで整理したもの）。

（単位:百万円）

	北海道電力				東北電力				東京電力 E P				北陸電力			
	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)
水力	10,474	7,340	8,005	76.4%	10,784	8,078	8,523	79.0%	38,757	-	-	-	6,347	4,117	4,774	75.2%
火力	10,807	16,067	16,212	150.0%	46,403	40,978	41,294	89.0%	143,856	-	-	-	16,220	16,462	17,715	109.2%
原子力	30,372	16,542	7,647	25.2%	36,709	20,319	39,658	108.0%	93,026	-	-	-	40,382	7,994	8,740	21.6%
新エネ	335	194	269	80.3%	1,315	718	784	59.6%	950	-	-	-	0	67	67	-
業務	1,713	3,202	3,362	196.3%	4,979	6,875	6,875	138.1%	1,358	6,050	9,823	723.3%	1,236	1,306	1,650	133.5%
合計	53,702	43,355	35,495	66.1%	100,191	76,972	97,134	96.9%	277,946	6,050	9,823	3.5%	64,185	29,946	32,946	51.3%

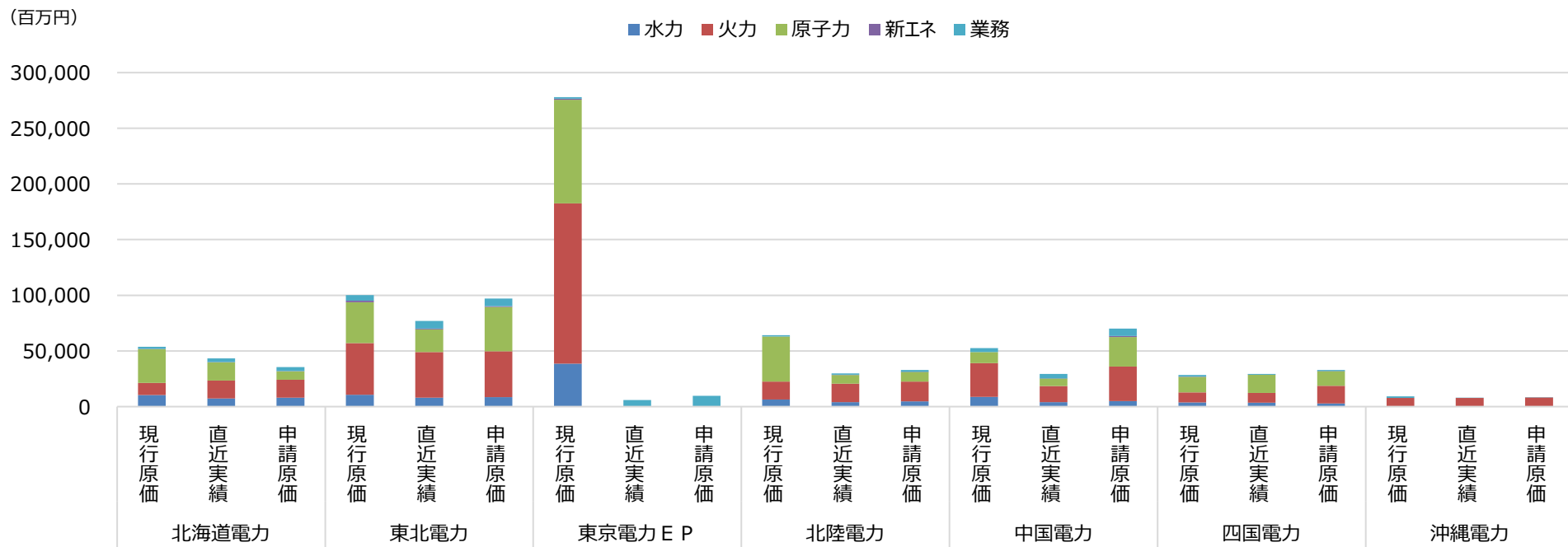
	中国電力				四国電力				沖縄電力			
	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)	現行原価 (A)	直近実績 【参考】	申請原価 (B)	増減 (B/A)
水力	8,892	4,007	4,923	55.4%	3,944	3,529	2,994	75.9%	-	-	-	-
火力	30,310	14,427	31,183	102.9%	9,003	8,743	15,815	175.7%	7,908	7,956	8,334	105.4%
原子力	9,913	7,000	26,426	266.6%	13,977	16,381	13,199	94.4%	-	-	-	-
新エネ	0	53	999	-	80	30	52	65.0%	-	-	-	-
業務	3,390	3,957	6,582	194.2%	1,379	799	848	61.5%	1,340	259	333	24.9%
合計	52,505	29,446	70,113	133.5%	28,385	29,484	32,910	115.9%	9,248	8,216	8,667	93.7%

※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。

※直近実績：2021年度

各事業者の申請概要②（減価償却費）（2）

- **減価償却費**は、投下した資本を回収するために、固定資産における価値の減少分を耐用年数に応じて費用認識したものであり、供給計画等を基に、**電気事業固定資産の帳簿価額及び帳簿原価**に対し、**定率法及び定額法により算定した費用**である。
- 各事業者とも、競争環境下で既存設備の維持管理を図ることを目的に、減価償却方法を**国際会計基準**に準拠する**定率法から定額法に変更**している。
（北海道・北陸・中国：2019年度、東北：2021年度、東京・四国・沖縄：2022年度）
- 各事業者は、事業の用に供した時点で償却を開始し、生産高比例法のように稼働状況に応じて償却するのではなく、時の経過に応じて償却を行っている。



※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。

※直近実績：2021年度

各事業者の申請概要③（固定資産除却費）（1）

- 各事業者の固定資産除却費について、現行原価・直近実績と、申請原価（2023～25年度の3年平均）との比較は、以下のとおり（※次ページは棒グラフで整理したもの）。

（単位:百万円）

	北海道電力				東北電力				東京電力 E P				北陸電力			
	現行原価 （A）	直近実績 【参考】	申請原価 （B）	増減 （B／A）	現行原価 （A）	直近実績 【参考】	申請原価 （B）	増減 （B／A）	現行原価 （A）	直近実績 【参考】	申請原価 （B）	増減 （B／A）	現行原価 （A）	直近実績 【参考】	申請原価 （B）	増減 （B／A）
水力	370	640	2,163	584.6%	2,057	1,991	2,808	136.5%	3,340	-	-	-	486	915	1,760	362.1%
火力	3,310	247	664	20.1%	15,445	4,029	4,970	32.2%	14,772	-	-	-	777	1,570	740	95.2%
原子力	2,300	5,459	2,672	116.2%	1,821	1,236	2,811	154.4%	6,759	-	-	-	487	68	1,672	343.3%
新工ネ	24	12	48	200.0%	58	78	384	662.1%	12	-	-	-	0	0	0	-
業務	91	53	504	553.8%	578	268	209	36.2%	231	259	9	3.9%	248	58	656	264.5%
合計	6,095	6,413	6,051	99.3%	19,959	7,604	11,182	56.0%	25,113	259	9	0.0%	1,998	2,611	4,828	241.6%

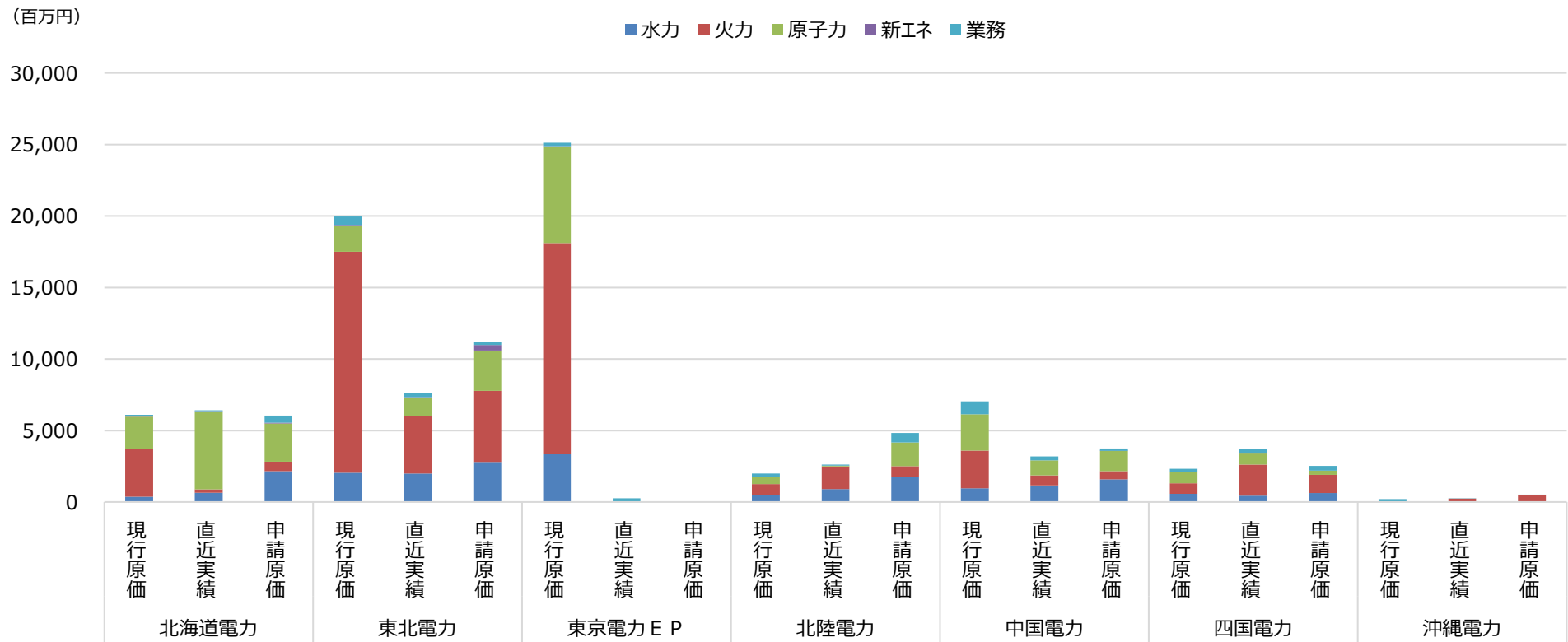
	中国電力				四国電力				沖縄電力			
	現行原価 （A）	直近実績 【参考】	申請原価 （B）	増減 （B／A）	現行原価 （A）	直近実績 【参考】	申請原価 （B）	増減 （B／A）	現行原価 （A）	直近実績 【参考】	申請原価 （B）	増減 （B／A）
水力	970	1,161	1,579	162.8%	574	451	632	110.1%	-	-	-	-
火力	2,629	701	578	22.0%	745	2,176	1,267	170.1%	18	251	500	2777.8%
原子力	2,536	1,052	1,415	55.8%	779	824	304	39.0%	-	-	-	-
新工ネ	0	0	1	-	1	1	-	-	-	-	-	-
業務	908	284	174	19.2%	217	279	327	150.7%	197	1	6	3.0%
合計	7,043	3,199	3,747	53.2%	2,317	3,733	2,532	109.3%	216	252	506	234.3%

※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。

※直近実績：2021年度

各事業者の申請概要③（固定資産除却費）（2）

- **固定資産除却費**は、固定資産の除却に伴い生ずる費用であり、**固定資産除却損（帳簿価額と売却価額との差）及び除却費用（工事費）**が含まれる。
- 各事業者の固定資産除却費に係る比較は、以下のとおり。

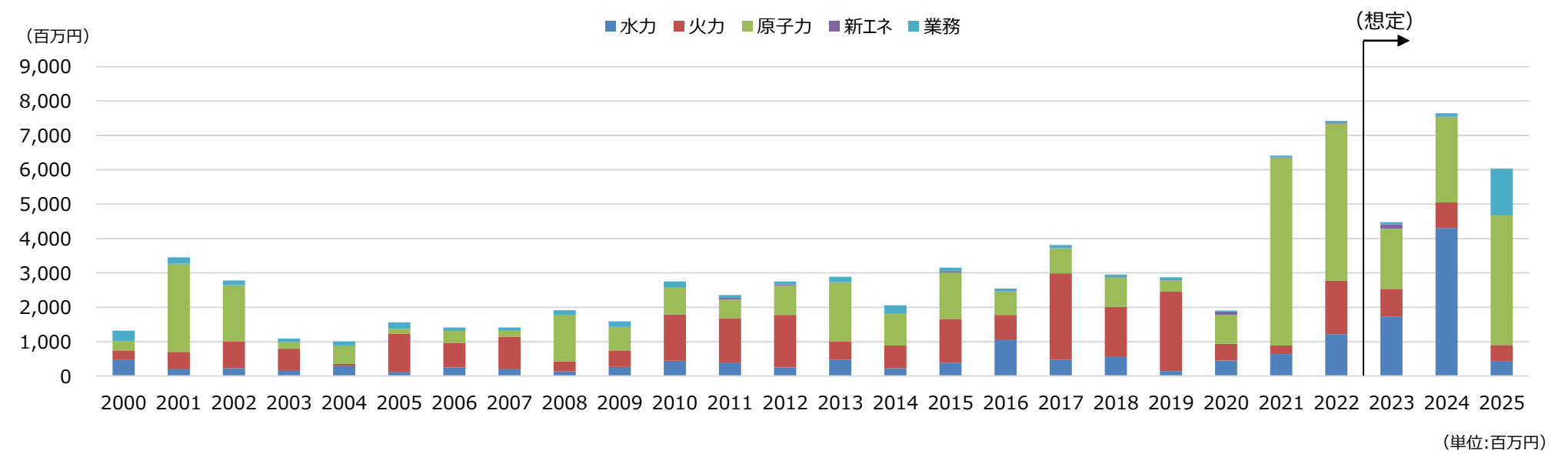


※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。

※直近実績：2021年度

【参考】固定資産除却費の推移（北海道電力）

- 経年化による水力発電所の大規模改修工事や、原子力安全対策工事に伴う関連除却により増加傾向。



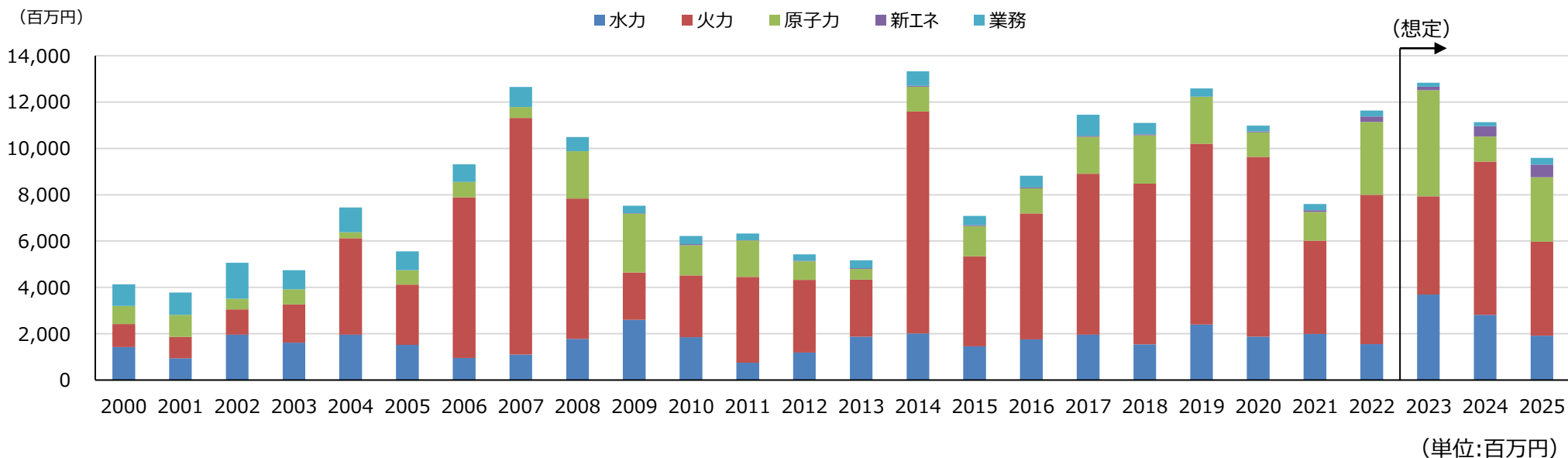
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	468	220	231	175	289	107	250	216	141	270	449	394	256	478	230	386	1,050	478	574	146	455	640	1,216	1,737	4,308	442	2,163
火力	280	486	780	625	66	1,118	720	928	287	465	1,346	1,273	1,521	525	660	1,275	727	2,510	1,437	2,315	485	247	1,555	788	743	461	664
原子力	273	2,564	1,634	193	538	144	343	178	1,355	697	783	564	859	1,714	929	1,348	683	733	863	317	846	5,459	4,572	1,769	2,480	3,767	2,672
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	46	33	10	1	47	4	0	2	11	90	12	13	117	15	13	48
業務	299	183	139	101	108	197	102	94	133	160	173	81	85	159	240	100	81	88	78	85	32	53	67	68	98	1,347	504
合計	1,320	3,453	2,784	1,094	1,001	1,569	1,416	1,418	1,918	1,596	2,754	2,360	2,756	2,888	2,063	3,157	2,547	3,811	2,956	2,876	1,912	6,413	7,423	4,479	7,644	6,030	6,051

※算定方法：業務設備について、2005～19年度は、一体会社ベースの業務設備の固定資産除却費から託送費用相当額を控除して算定。
※備考：2000～04年度は、各年度の一体会社ベースの固定資産除却費に2005年度の比率を乗じて算定。

※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（東北電力）

- 老朽化が進み、低効率となっている秋田火力発電所4号などに関し、廃止後速やかに除却工事を実施することとしているが、除却対象設備の減少などにより、**全体として横ばい傾向**。



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	1,419	946	1,961	1,618	1,958	1,516	955	1,099	1,778	2,603	1,848	747	1,188	1,870	2,008	1,457	1,751	1,963	1,546	2,399	1,869	1,991	1,551	3,688	2,819	1,915	2,808
火力	997	912	1,089	1,642	4,168	2,606	6,938	10,215	6,057	2,043	2,672	3,711	3,135	2,465	9,583	3,884	5,439	6,939	6,936	7,800	7,763	4,029	6,446	4,241	6,613	4,058	4,971
原子力	790	958	463	660	258	616	661	470	2,040	2,536	1,304	1,570	809	464	1,070	1,302	1,080	1,593	2,086	2,021	1,064	1,236	3,150	4,579	1,074	2,782	2,811
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	44	14	13	26	44	48	49	51	40	12	41	78	234	157	451	543	384
業務	925	959	1,548	820	1,061	821	761	867	615	329	346	288	284	349	619	391	504	904	496	358	244	268	249	169	170	287	209
合計	4,131	3,775	5,061	4,740	7,445	5,559	9,315	12,651	10,490	7,527	6,214	6,330	5,429	5,174	13,324	7,082	8,823	11,450	11,104	12,590	10,983	7,604	11,630	12,834	11,127	9,585	11,182

※2000～15年度：

【水力・火力設備】託送供給等収支計算書上、離島・非離島の区分が存在しないことから、全社実績値をそのまま採用。

【業務設備】託送供給等収支計算書より、固定資産除却費（一般管理費）の非NW配賦比率を算出し、全社の固定資産除却費実績に掛け合わせ。なお、2007年度以前における減価償却費の非NW配賦比率については、2008年度の比率を一律適用。

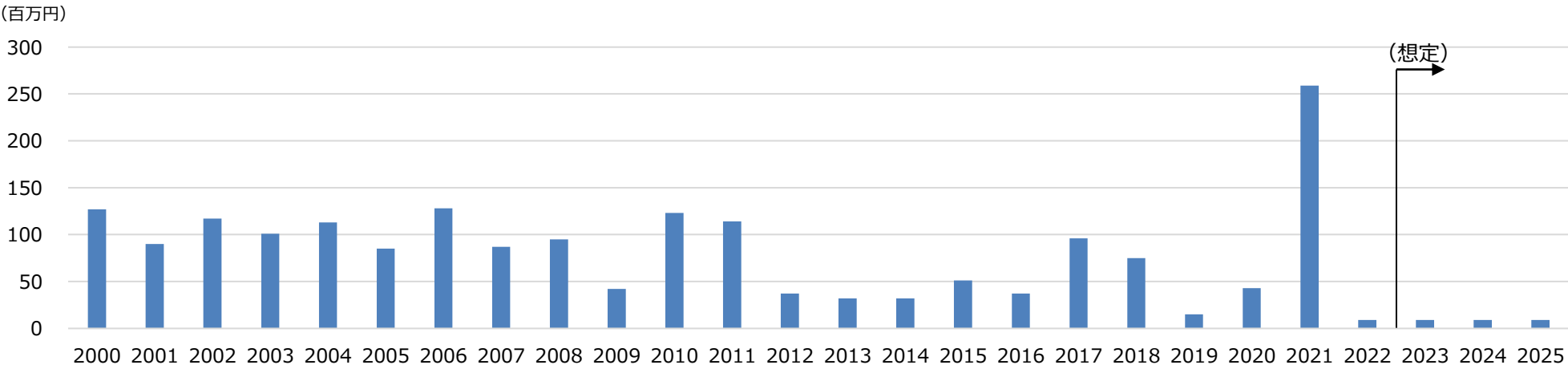
※2016～19年度：

託送収支等計算書より各設備のNW分固定資産除却費実績を取得し、全社実績より控除。

※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（東京電力EP）

- 東京電力EPは、発電設備が無く、業務設備のみ保有しており、固定資産除却費は低い水準で推移。



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
業務設備	127	90	117	101	113	85	128	87	95	42	123	114	37	32	32	51	37	96	75	15	43	259	9	9	9	9	9

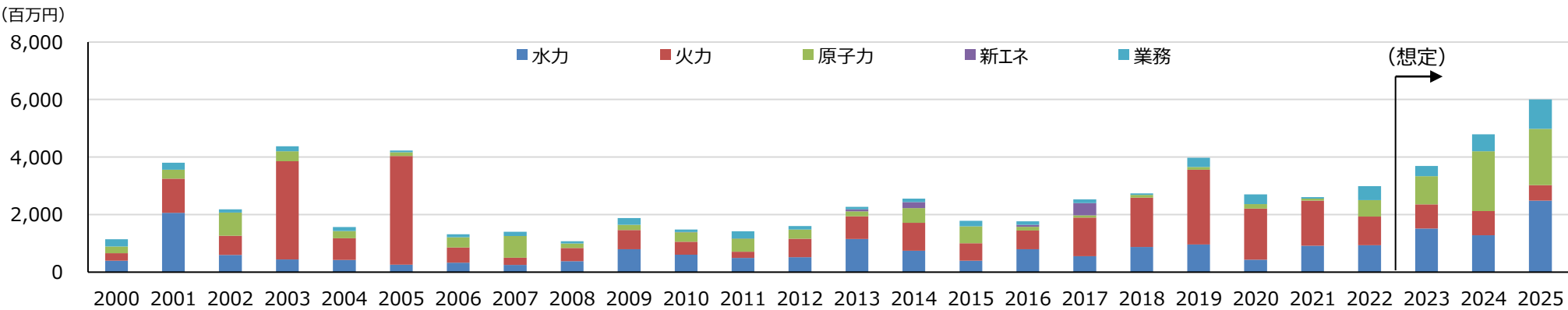
※算定方法：2005～15年度の業務設備分は、一体会社ベースの業務設備の固定資産除却費から託送費用相当額を控除して算定。

※備考：2000～04年度の業務設備分は、各年度の一体会社ベースの固定資産除却費に2005年度の比率を乗じて算定。

※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（北陸電力）

- 水力発電所の大規模改修工事や志賀原子力発電所の安全対策工事などに伴う関連除却の増加により、**増加傾向**。



(単位:百万円)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均
水力	399	2,059	600	442	419	255	332	247	382	794	601	492	519	1,147	747	395	793	552	876	961	431	915	935	1,512	1,283	2,486	1,760
火力	261	1,191	665	3,409	762	3,784	523	257	456	672	452	216	642	790	969	611	656	1,344	1,712	2,603	1,773	1,570	992	845	836	538	740
原子力	229	311	802	348	245	127	358	749	159	182	335	459	318	180	507	587	125	82	94	91	163	68	578	980	2,081	1,956	1,672
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	63	213	0	71	417	0	0	0	0	0	0	0	0	0
業務	252	239	116	175	140	63	102	148	76	230	86	244	122	87	119	189	125	133	57	317	339	58	485	357	587	1,026	656
合計	1,141	3,800	2,183	4,374	1,566	4,229	1,315	1,401	1,073	1,878	1,479	1,416	1,600	2,267	2,554	1,783	1,770	2,528	2,738	3,972	2,707	2,611	2,991	3,694	4,787	6,006	4,828

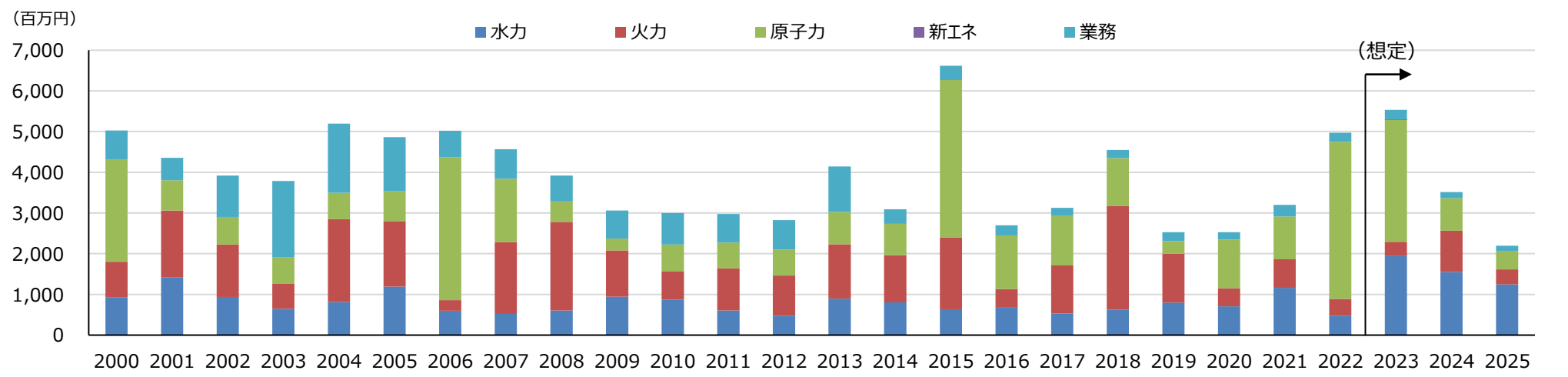
※2000～19年度における業務設備分は、「一体会社ベースの業務設備×（1－託送供給等収支の業務設備の減価償却費／一体会社ベースの業務設備の減価償却費）」で算定。

2000～07年度の業務設備分は、2008年度の上記比率を用いて算定。

※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（中国電力）

- 原子力発電所の新規制基準対応工事に伴う除却工事などに伴い、2023年度は増加するが、2024～25年度は減少傾向。



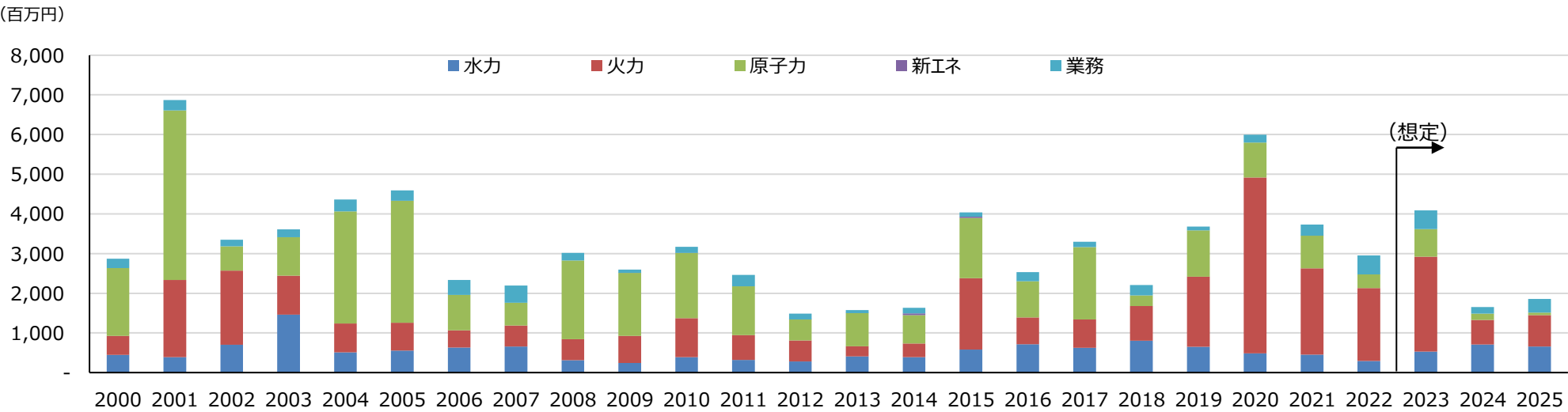
(単位:百万円)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均
水力	932	1,413	937	644	809	1,190	598	521	606	944	870	602	476	897	805	635	689	531	625	797	706	1,161	477	1,941	1,549	1,247	1,579
火力	873	1,650	1,286	613	2,037	1,610	263	1,766	2,176	1,134	690	1,034	985	1,336	1,161	1,764	441	1,182	2,543	1,205	445	701	412	352	1,017	367	578
原子力	2,512	741	683	661	649	731	3,511	1,552	504	291	665	638	638	788	770	3,866	1,319	1,212	1,182	306	1,195	1,052	3,858	2,997	798	452	1,415
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
業務	709	548	1,014	1,871	1,700	1,333	649	726	633	690	775	704	726	1,125	352	354	249	203	196	217	181	284	226	241	152	129	174
合計	5,026	4,352	3,920	3,789	5,196	4,865	5,023	4,567	3,919	3,060	3,001	2,979	2,827	4,147	3,090	6,621	2,700	3,130	4,548	2,526	2,529	3,199	4,973	5,532	3,516	2,194	3,747

※分社化前（2000～19年度）については、託送費用相当額を控除。
※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（四国電力）

- 伊方発電所における安全対策工事の完了などに伴って減少傾向。



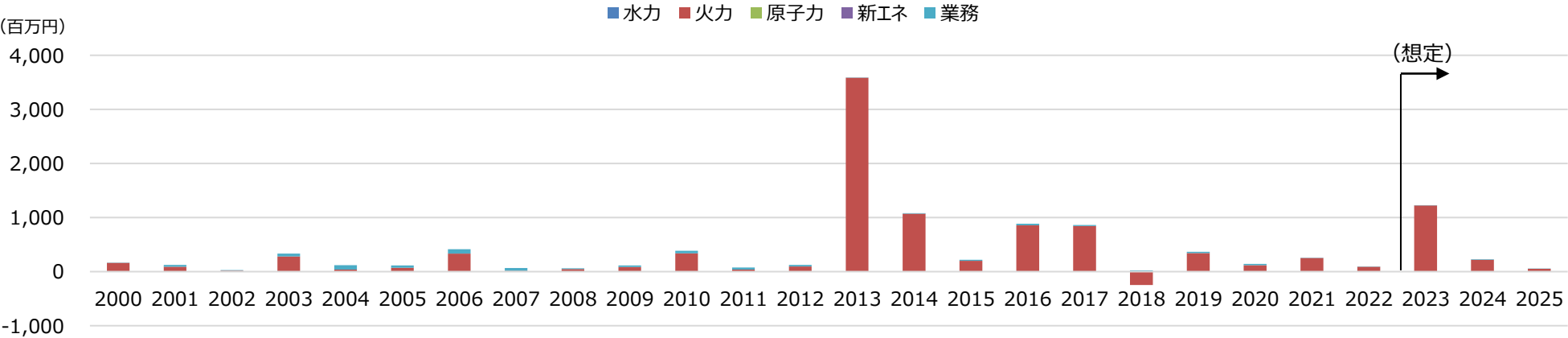
(単位:百万円)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	448	392	700	1,463	511	558	633	657	315	244	393	319	281	408	391	583	716	626	806	649	485	451	292	530	711	656	632
火力	478	1,944	1,870	981	730	700	436	532	525	684	977	626	530	258	342	1,796	673	714	873	1,771	4,434	2,176	1,837	2,389	618	795	1,267
原子力	1,711	4,269	615	971	2,824	3,070	888	574	1,985	1,584	1,645	1,230	528	833	717	1,516	914	1,826	267	1,162	878	824	344	697	155	60	304
新エネ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	2	-	0	3	46	34	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
業務	231	265	165	193	297	263	381	433	191	85	156	287	148	73	137	107	231	132	263	97	197	279	482	470	167	343	327
合計	2,868	6,870	3,350	3,608	4,364	4,592	2,339	2,197	3,018	2,600	3,175	2,465	1,489	1,578	1,635	4,038	2,535	3,300	2,211	3,680	5,996	3,733	2,957	4,088	1,653	1,855	2,532

※2000～19年度における業務設備分は、一体会社ベースの業務設備×（1－託送供給等収支の業務設備の減価償却費／一体会社ベースの業務設備の減価償却費）で算定。2000～04年度の業務設備分は、2005年度の上記比率を用いて算定。
※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（沖縄電力）

● 金武火力発電所のNo.1・2揚炭機の更新工事などにより、2023年度は増加しているが、2024～25年度は低い水準で推移。



(単位:百万円)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
火力	161	92	19	281	41	71	336	15	49	86	341	40	95	3,585	1,070	203	859	845	-247	343	119	251	93	1,226	219	54	500
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
新エネ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
業務	6	32	9	55	80	43	79	55	14	29	45	37	28	3	13	17	27	16	23	25	25	1	3	4	10	4	6
合計	167	124	28	336	121	114	415	70	63	115	386	77	123	3,588	1,083	220	886	861	-224	368	144	252	96	1,230	229	58	506

※業務は、一體會社ベース値から託送供給等収支値を差し引いた値。2000～04年度の業務の算定については、託送収支を公表していないため、2005年度の託送収支をもとに算定。
※火力は、2017年度以降は調整力供出分を差し引いた値。
※2018年度は引当金の見直しによりマイナス。
※2022年度は計画値。

【 6－8． 設備投資（減価償却費・固定資産除却費） 】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

審査における論点（設備投資）

- 設備投資について、需要想定・供給力と整合的な計画になっているか。特に、原価算定期間（2023～25年度）に織り込んだ設備投資の対象は、電気事業の運営にとって真に不可欠な設備であり、かつ、経済的な合理性があるものか。また、設備投資の実施時期は適正か。
- 減価償却費について、真に不可欠な設備のみ織り込まれており、かつ、定率法及び定額法により適正に算定されているか。また、著しく低稼働な設備に係る減価償却費が料金原価に織り込まれている場合、その理由は妥当か。
- 固定資産の除却について、実施時期は適正か（例えば、改良工事等に伴って除却が発生する場合、当該改良工事等の時期は適正か）。また、除却費用について、除却に要する工事費等は適正か。
- 非化石電源投資関連費用について、非化石証書の販売収入が適正に料金原価に織り込まれているか。

【 6－8． 設備投資（減価償却費・固定資産除却費） 】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

減価償却費の確認結果（特別監査の実施など）

- 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、**各種設備などの詳細確認（特別監査）**を実施した。
- 具体的には、
 - ✓ 原価算定期間中に不使用の土地・建物・機械装置
 - ✓ 入居率が低い社宅
 - ✓ 自治体や民間企業に無償貸与している設備などが料金原価に含まれていないか、事業者に対して**調書や図面の提出**を求め、事務局で確認を行った。
- また、設備工事について、実在性や進捗状況を確認するため、新型コロナウイルス感染症対策に配慮し、**オンライン中継によって工事状況などを確認**した。
- これらの特別監査の結果は、次ページ以降に示すが、需要想定・供給力との整合性を確認しつつ、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**不使用設備などは査定**する。
- また、**設備工事の費用**については、工事の必要性を確認した上で、**効率化係数を用いた査定**の対象とする。（※詳細は「6－2．経営効率化」を参照）
- なお、各事業者とも、**定額法で減価償却**を行っており、事業の用に供した時点で償却を開始し、時の経過に応じて償却を行っていることを確認した。

特別監査を通じた査定の主な考え方①

【不使用の土地・建物・機械装置】

- 原価算定期間中（2023～25年度）に用途が決まっていない土地・建物・機械装置について、各種設備の調書及び図面の提出を求め、不使用の理由が合理的でない場合は査定する。

【社宅】

- 事業者が所有する社宅・寮について、入居率を記載した調書の提出を求め、入居率が低い場合は査定する。その際、総務省が5年に1度実施している「住宅・土地統計調査（2018年）」で、総住宅数に占める空き家の割合（空き家率）が13.6%であることを踏まえ、社宅・寮の入居率のメルクマールは90%とする。

【PR館・厚生施設】

- PR館の設備のうち、電気の理解を深めるための設備以外（例：カルチャーホール）については、当該部分を査定する。
- 体育館などの厚生施設は、電気事業に真に不可欠な設備とは認められないため査定する。

【貸与設備】

- 他者に貸与している土地・建物について、調書の提出を求め、合理的な理由無しに無償貸与している場合は査定する。

特別監査を通じた査定の主な考え方②

【稼働率が低い発電設備】（※特別監査の結果、査定対象となる設備は無かった。）

- 資源エネルギー庁の電力調査統計を用いて、標準的な設備稼働率を算定し、これと比較して、**稼働率が低い**（例：標準的な設備稼働率の50%以下）**発電設備**は、**合理的な理由**（例：ピーク対応電源であること、定期検査のため停止期間があったこと）**が無い場合は査定**する。

【建設中の資産】

- 工事の実施が確定している**建設工事口**※は、原価算定期間（2023～25年度）の前期末の建設工事口の残高に、原価算定期間中の工事費を加えて、建設中利子を控除した額について、料金算定規則に基づき、**50%をレートベースに計上**する。
- 一方で、工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用（**建設準備口**※）であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものについては、現時点で、建設工事口に将来計上するかどうか不確実なため、**全額査定**する。

※ 工事計画の着手段階で、調査費用などの支出を**建設準備口**に計上し、監督官庁の認可を受けるなど、工事の実施が確定した段階で、**建設準備口**から**建設工事口**への振替が行われる。

- 北海道電力の**泊発電所3号機の安全対策工事**のうち、**再稼働時期に応じて必要となる工事に係る建設工事口**は、再稼働時期に係る不確実性も考慮し、**全額査定**する。

特別監査を通じた査定の主な考え方③

【予備品・予備設備】

- 予備品・予備設備について、調書の提出を求め、常備すべき最低限のものであるかを確認する。
その上で、常時使用していないことから、建設中の資産と同様の扱いとし、50%を査定する。

【その他】

- 書画・骨董については、料金審査要領に基づき、全額査定する。

特別監査の結果①（北海道電力）

	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	- 貸与設備（無償で自治体や民間企業に貸し付けている土地） ▲60百万円 - 不使用の設備（用途の決まっていない土地） ▲3,865百万円 - 予備品・予備設備のうち1／2 ▲1,846百万円 - 社宅（入居率90%未満） ▲219百万円 - 書画・骨董 ▲12百万円 - 保養所、スポーツ施設、PR施設等 ▲437百万円 - 休止設備に移行する設備 ▲4,691百万円 - 電力設備と共用する附帯設備（ガス事業-LNGの販売） ▲237百万円 - 非化石電源投資 ▲680百万円
	建設中の資産	建設準備口 ▲6,935百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	- 不使用の土地（工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える面積等） - スポーツ施設
	建設中の資産	泊発電所3号機の安全対策工事のうち、再稼働時期に応じて必要となる工事に係る建設工事口

特別監査の結果②（東北電力）

	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	未契約の工事費3% ▲3,173百万円
	建設中の資産	未契約の工事費を3%自主カットしたことに加え、原価算定期間中を通して建設工事口に計上する予定のない建設準備口を自主カット ▲2,205百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	電気事業設備のうち、無償で自治体や民間企業に貸し付けている土地・建物
		用途の決まっていない土地（工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える面積等）
		予備品・予備設備のうち 1 / 2
		PR館のうち、電気の理解を深めるための設備以外のもの（例：カルチャーホール）
		体育施設・多目的ホールなど
		書画・骨董

特別監査の結果③（東京電力EP）

	項目	内容（金額は3ヵ年平均額）
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） ▲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） ▲21百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	・ 不使用設備などの織り込み無し

特別監査の結果④（北陸電力）

	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	- 貸与設備 電気事業設備のうち、無償で自治体や民間企業に貸し付けている土地 ▲5百万円 - 不使用設備 水害により流出した土地 ▲2百万円 法定義務を超える緑地面積 ▲4,089百万円 - 予備品・予備設備のうち 1 / 2 ▲2,232百万円 - 書画・骨董 ▲383 百万円 - 厚生施設（社宅、保健館、体育施設等） ▲2,689百万円 - 休止施設（発電PR館等） ▲81百万円 - 相談役執務スペース相当 ▲4百万円 - 資産除去債務相当資産 ▲32,771百万円 - 附帯事業振替共用固定資産相当 ▲6百万円
	建設中の資産	附帯事業振替共用固定資産相当 ▲ 1 百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	- 不使用土地（雑種地） - 先行投資（新設発電所）の二重計上
	建設中の資産	建設準備口

特別監査の結果⑤（中国電力）

	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	・ 貸与設備 電気事業設備のうち、無償で自治体や民間企業に貸し付けている土地・建物 ▲141百万円 ・ 不使用設備 売却予定の土地・建物等 ▲3,404百万円 法定義務を超える緑地面積 ▲612百万円 ・ 予備品・予備設備のうち 1 / 2 ▲1,009百万円 ・ 書画・骨董 ▲465百万円 ・ 体育施設等 ▲3,141百万円 ・ PR館のうち電気の理解を深めるための設備以外 ▲235百万円 ・ 社宅 ▲4,585百万円 ・ 病院 ▲2,397百万円 ・ 相談役、顧問室 ▲4百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	・ 売却予定の土地・建物等 ・ 厚生施設（スポーツ・体育施設）
	建設中の資産	・ 建設準備口

特別監査の結果⑥（四国電力）

	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	・ 先行投資 原価算定期間中に使用予定がない増設用地等 ▲52百万円 ・ 貸与設備 電気事業設備のうち、無償で自治体や民間企業に貸し付けている土地・建物 ▲62百万円 ・ 不使用設備 用途の決まっていない土地、工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える面積等 ▲1,205百万円 ・ 書画・骨董 ▲52百万円 ・ 体育施設等 ▲724百万円 ・ 保養所等 ▲67百万円 ・ PR館のうち電気の理解を深めるための設備以外 ▲28百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	・ 不使用設備（機械装置の一部） ・ 予備品・予備設備のうち 1 / 2 ・ 社宅（入居率90%未満）

特別監査の結果⑦（沖縄電力）

	項目	内容（金額は3ヵ年平均額）
自主カット分	特定固定資産	・ 先行投資 原価算定期間中に使用予定がない増設用地等 ▲168百万円 ・ 不使用設備 休止予定電源分 ▲351百万円 ・ 書画・骨董 ▲64 百万円 ・ 体育施設等 ▲282 百万円 ・ 保養所等 ▲141百万円 ・ PR館のうち電気の理解を深めるための設備以外 ▲25百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	・ 貸与設備のうち付帯事業の建設用作業地 ・ 不使用設備（用途の決まっていない土地、工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える土地） ・ 予備品・予備設備のうち 1 / 2 ・ 社宅（入居率90%未満）

【 6－8． 設備投資（減価償却費・固定資産除却費） 】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

固定資産除却費の確認結果①

- 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、各事業者に確認を行った。
- 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。

固定資産除却費の確認結果②

- 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。
- また、北海道電力の**泊発電所3号機の安全対策工事**のうち、**再稼働時期に応じて必要となる工事に伴う固定資産除却費**は、再稼働時期に係る不確実性も考慮し、**全額査定**する。

【 6－8． 設備投資（減価償却費・固定資産除却費） 】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

非化石証書の販売収入の推移

- 各事業者（北海道・東北・北陸・中国・四国）の非化石証書の販売収入の織り込みは以下のとおり。
- なお、発電設備を持たない東京電力EP及び原価算定期間内に非化石証書の販売を予定していない沖縄電力は対象外である。

（単位:百万円）

事業者名	2020	2021	2022	原価算定期間			
				2023	2024	2025	2023～25 平均
北海道電力	91	36	156	425	519	503	482
東北電力	1,800	1,157	792	2,425	5,243	4,673	4,114
北陸電力	4,775	1,492	1,380	1,401	1,841	1,866	1,703
中国電力	276	19	0	0	436	0	145
四国電力	556	290	2,311	3,724	4,250	4,878	4,284

非化石証書の販売収入に関する主な論点

- 資源エネルギー庁の「第二次中間とりまとめ」では、非化石証書の販売収入について、「発電事業者において、非化石電源の利用の促進につなげることが望ましい」とされている。
- また、上記の中間取りまとめにおいて、規制料金との関係では、「発電部門における証書の収入を控除収益として取り扱った場合、本来非化石電源の利用促進に充てるべき収入をもって料金原価を押し下げることになってしまう可能性がある」と指摘されている。一方で、規制料金と非化石証書の双方から二重回収が生じないよう留意することの必要性も示されている。
- 上記の点を踏まえつつ、各事業者で非化石証書の販売収入の取扱いが異なるところ、今回の料金改定の審査において、どのように審査を行うのが適切か検討する必要がある。

資源エネルギー庁 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第二次中間とりまとめ（2019年7月）【抜粋】

（発電事業者の非化石証書収入について）

（前略）非化石電源の利用促進への取り組みを求める**発電事業者に対しては、以下のような用途に証書収入を使うことを求める**こととする。

- ✓ 非化石電源設備の**新設・出力増**
- ✓ 非化石電源を**安全に廃棄**するための費用等
- ✓ 非化石電源設備の**耐用期間延長工事、安全対策費用**等

（非化石証書収入と経過措置料金との関係について）

非化石証書収入については、発電事業者において、非化石電源の利用の促進につなげることが望ましい。**特例措置料金の算定において、発電部門における証書の収入を控除収益として取り扱った場合、本来非化石電源の利用促進に充てるべき収入をもって料金原価を押し下げることになってしまう可能性がある。**

このため、料金算定規則等において、非化石電源の利用の促進が行われるよう必要な措置を講じることが考えられる。

なお、当該措置の検討にあたっては、**非化石電源投資関連費用について特例措置料金と非化石証書の双方からの二重回収が生じないよう留意することとする。**

料金算定規則及び電気事業会計規則における規定

- 電気事業会計規則では、「他社販売電源料」と「非化石証書販売収益」が区分されている。
- その上で、料金算定規則上、規制料金の原価算定における控除収益には、上記の2費目のうち、「他社販売電源料」のみが含まれている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則【抜粋】

第一条 この省令において使用する用語は、（中略）電気事業会計規則（中略）において使用する用語の例による。
2 （略）

（控除収益の算定）
第五条 事業者は、控除収益として、他社販売電源料（中略）、託送収益（中略）、電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益（以下「控除収益項目」という。）の額の合計額を算定し、様式第一第四表及び様式第二第五表により控除収益総括表及び控除収益明細表を作成しなければならない。
2 （略）

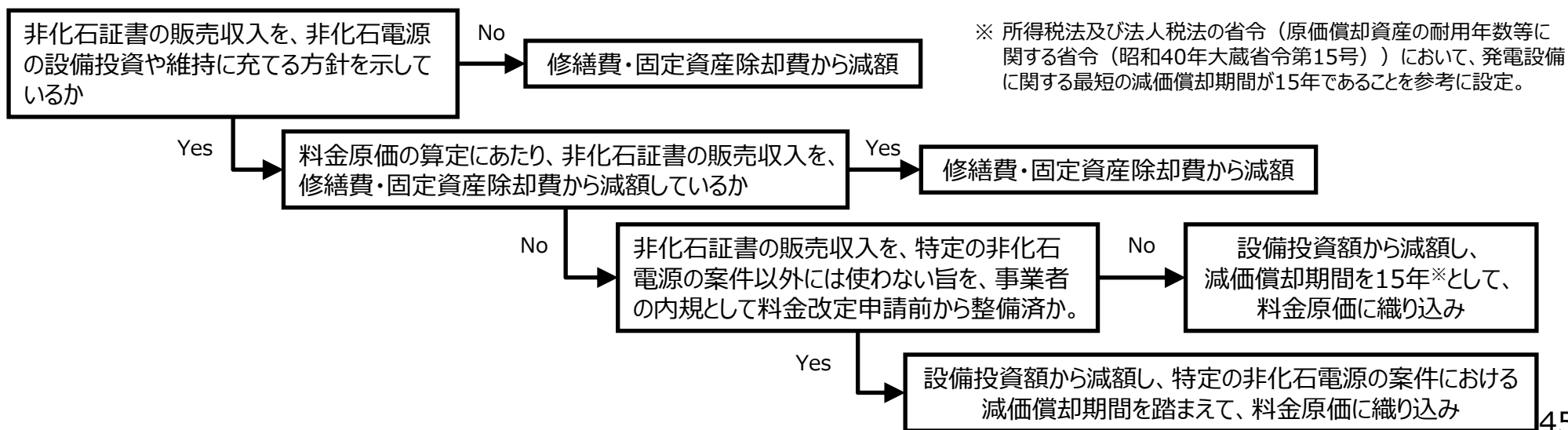
電気事業会計規則【抜粋】

別表第1（第3条関係）
（16） 営業収益

科目	項	備考
<u>他社販売電力料</u>		（前略）「他社販売電源料」及び「非化石証書販売収益」に区分することが適当でないものは、「他社販売電源料」に整理することができる。
	<u>他社販売電源料</u>	（前略）小売電気事業者（中略）、みなし小売電気事業者（中略）に対して <u>販売した電気</u> （中略） <u>の料金</u> （中略）を整理する。
	<u>非化石証書販売収益</u>	小売電気事業者（中略）、みなし小売電気事業者（中略）に対して販売した <u>非化石証書の代金</u> （中略）を整理する。

今回の料金審査における非化石証書の販売収入の取扱い①

- 非化石証書の販売収入は、「非化石電源の利用の促進」が制度趣旨であり、**非化石電源の設備投資（例：新設・出力増）や維持（例：耐用期間の延長）に充てるもの**とされている。
- また、料金算定規則及び電気事業会計規則において、非化石証書の販売収入は、**控除収益に位置づけられていない**。
- これらを踏まえ、非化石証書の販売収入は、「**設備投資又は修繕費・固定資産除却費から減額するもの**」と整理することも一案と考えられる。
- 一方、各事業者は、非化石証書の販売収入を、非化石電源の設備投資や維持に充てる方針であるものの、料金原価上の整理は統一的ではない。そのため、例えば、減価償却期間の長い設備への投資額と相殺するものと整理し、非化石証書の販売収入による料金原価の圧縮効果を低減する、といった**恣意的な織り込みとなる場合も考えられる**。
- 上記を踏まえ、今回の料金審査では、例えば、下図のフローのとおり整理することとする。



今回の料金審査における非化石証書の販売収入の取扱い②

- 非化石証書の販売収入は、年間を通じて発生するため、設備投資額から減額する際には、期央（毎年10月1日）に計上するものと仮定し、減価償却費に反映することとする。
- また、前ページのフローを前提とした場合、過去の非化石証書の販売収入の取扱いが論点となる。
- 各事業者は、資源エネルギー庁に対し、2020年度以降の非化石証書の販売収入額と収入の用途について、以下のとおり報告している。
 - ✓ 北海道・東北・北陸・四国：非化石証書の販売収入を、「拡充・改良投資」（非化石電源への設備投資）に全額充当。
 - ✓ 中国：非化石証書の販売収入を、「拡充・改良投資」と「修繕・除却」に按分して充当。
- これらの報告内容との整合性を確保する観点から、過去の非化石証書の販売収入に関し、その報告内容に沿って設備投資額から減額することとする（なお、中国電力が「修繕・除却」に按分した分は、当該年度の修繕費などに充当されるため、当該分は設備投資額から減額しない。）。また、設備投資額から減額する際には、恣意性を排除する観点から、当該減額分の減価償却期間を15年として、料金原価に織り込むこととする。

今回の料金審査における非化石証書の販売収入の取扱い③

【参考】非化石証書の販売収入を設備投資額に充当した場合のモデルケース

		過去分			原価算定期間		
		2020年度	2021年度	2022年度 (見込み)	2023年度	2024年度	2025年度
設備投資額 (※この事例では、全て期末に竣工したと仮定)		300 (電源A)	300 (電源B)	300 (電源C)	300 (電源D)	300 (電源E)	300 (電源F)
非化石証書の販売収入 (※毎年150と仮定)		150	150	150	150	150	150
販売収入の充当後の 残存簿価 (期末) (※減価償却期間：15年)	電源A	150	140	130	120	110	100
	電源B	—	150	140	130	120	110
	電源C	—	—	150	140	130	120
	電源D	—	—	—	150	140	130
	電源E	—	—	—	—	150	140
	電源F	—	—	—	—	—	150
減価償却費	収入充当前	—	20	40	60	80	100
	収入充当後	—	10	20	30	40	50

過去の販売収入による減価償却費の圧縮効果を、料金原価に反映。

今回の料金審査における非化石証書の販売収入の取扱い④

- 中国電力は、過去の非化石証書の販売収入と用途について、下表のとおり実績に基づいて按分し、資源エネルギー庁に報告している。
- その上で、中国電力は、原価算定期間中の非化石証書の販売収入について、按分方法を明確には示していないところ、過去実績を踏まえて販売収入を按分することが適切であると考えられる。そのため、下表の「単純平均」の配分に基づいてそれぞれの用途に按分し、「設備投資額」及び「修繕費・固定資産除却費」から減額することとする。

【参考】中国電力における非化石証書の販売収入の用途

用途項目	2020年度	2021年度	単純平均
拡充・改良投資	81.9%	78.9%	80.4%
修繕	15.2%	15.8%	15.5%
除却	2.9%	5.3%	4.1%

※2022年8月に中国電力が資源エネルギー庁に報告した内容を基に作成。

1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針案の概要
- 6. 査定方針案の各論**
 - 6－1. 需要想定・供給力
 - 6－2. 経営効率化
 - 6－3. 燃料費
 - 6－4. 購入・販売電力料
 - 6－5. 原子力バックエンド費用
 - 6－6. 人員計画・人件費
 - 6－7. 修繕費
 - 6－8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
 - 6－9. 事業報酬**
 - 6－10. その他経費
 - 6－11. 公租公課
 - 6－12. 控除収益
 - 6－13. 費用の配賦
 - 6－14. レートメイク・約款

7. 参考資料

【6－9．事業報酬】

- ① レートベース・事業報酬の概要
- ② 各事業者の申請概要（レートベース・事業報酬）
- ③ 審査における論点（レートベース）
- ④ 審査における論点（事業報酬）
- ⑤ 審査の結果

レートベース・事業報酬の概要

- 事業を継続的に実施するには、費用を適切に回収するのみならず、資金を円滑に調達する必要がある。電気事業においては、発電設備等の形成にあたり巨額の資金を要するが、事業者がこの資金を調達するための費用を何らかの形で電気料金から回収できなければ、資金調達に支障が生じるため事業を継続することができなくなる。
- 企業は、①銀行等からの借り入れや社債の発行による調達（他人資本）、②株式の発行等による調達（自己資本）のいずれかの手段により資金調達を行うところ、銀行・社債等の債権者が期待する負債利子率や、株主が期待する利益率が見込まれる場合、当該企業は継続的かつ円滑に資金調達を実施することが可能となる。
- そのため、電気事業法等の一部を改正する法律（改正法）附則で、これらの負債利子率等の適正水準に相当する額について、「適正な利潤」（事業報酬）として電気料金から回収することを認めている。
- その上で、事業報酬は、レートベース（事業資産の価値）に、事業報酬率（債権者や株主が期待するリターン）を乗じることで算定される。

【参考】電気事業法等の一部を改正する法律（平成26年法律第72号）附則（抜粋）

（みなし小売電気事業者の特定小売供給約款）

第十八条 みなし小売電気事業者は、附則第十六条第一項の義務を負う間、特定小売供給に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、特定小売供給約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。

2 経済産業大臣は、前項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

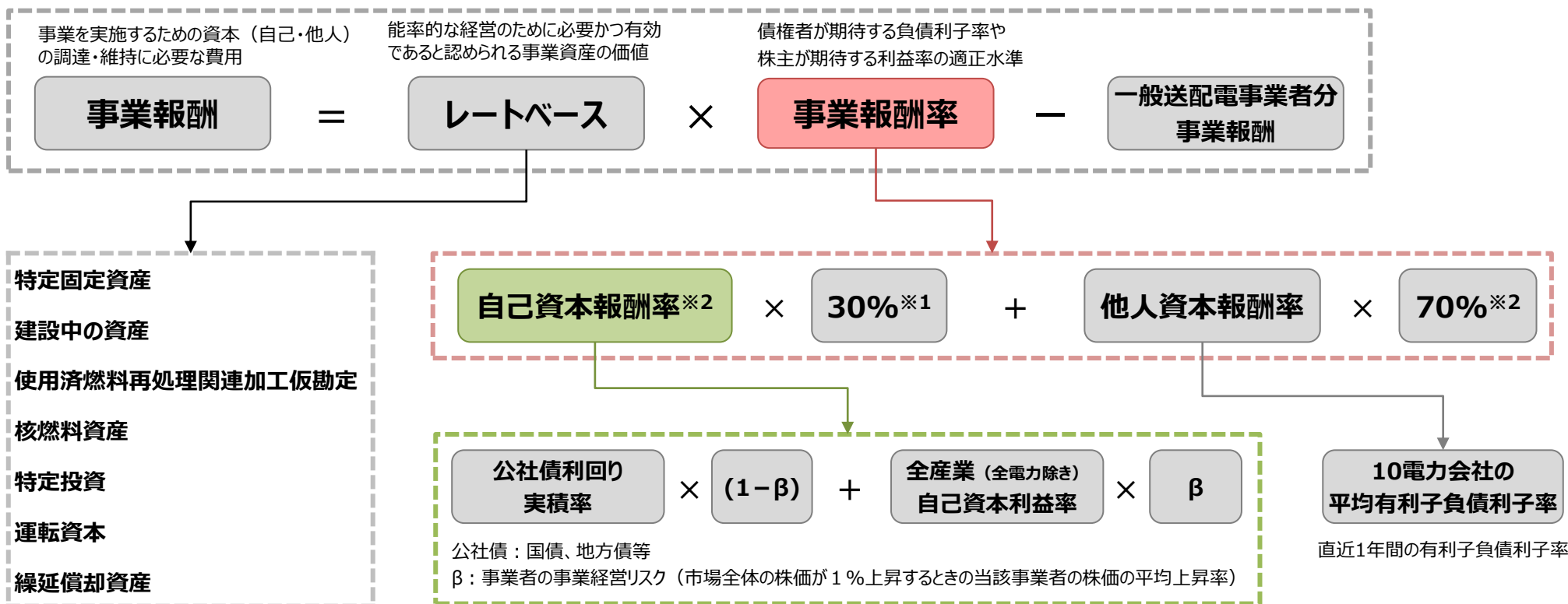
一 料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること。

二～四 （略）

3～8 （略）

【参考】事業報酬制度の概要

- かつては、支払利息・配当金額・利益準備金を積み上げることで、資金調達コストを算定していたが、事業者ごとの資本構成の差異等によってコスト水準に差が出る点などを考慮して、能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる事業資産の価値（レートベース）に、事業報酬率を乗じることで資金調達コストを算定する「事業報酬制度」が、1960年に導入された。

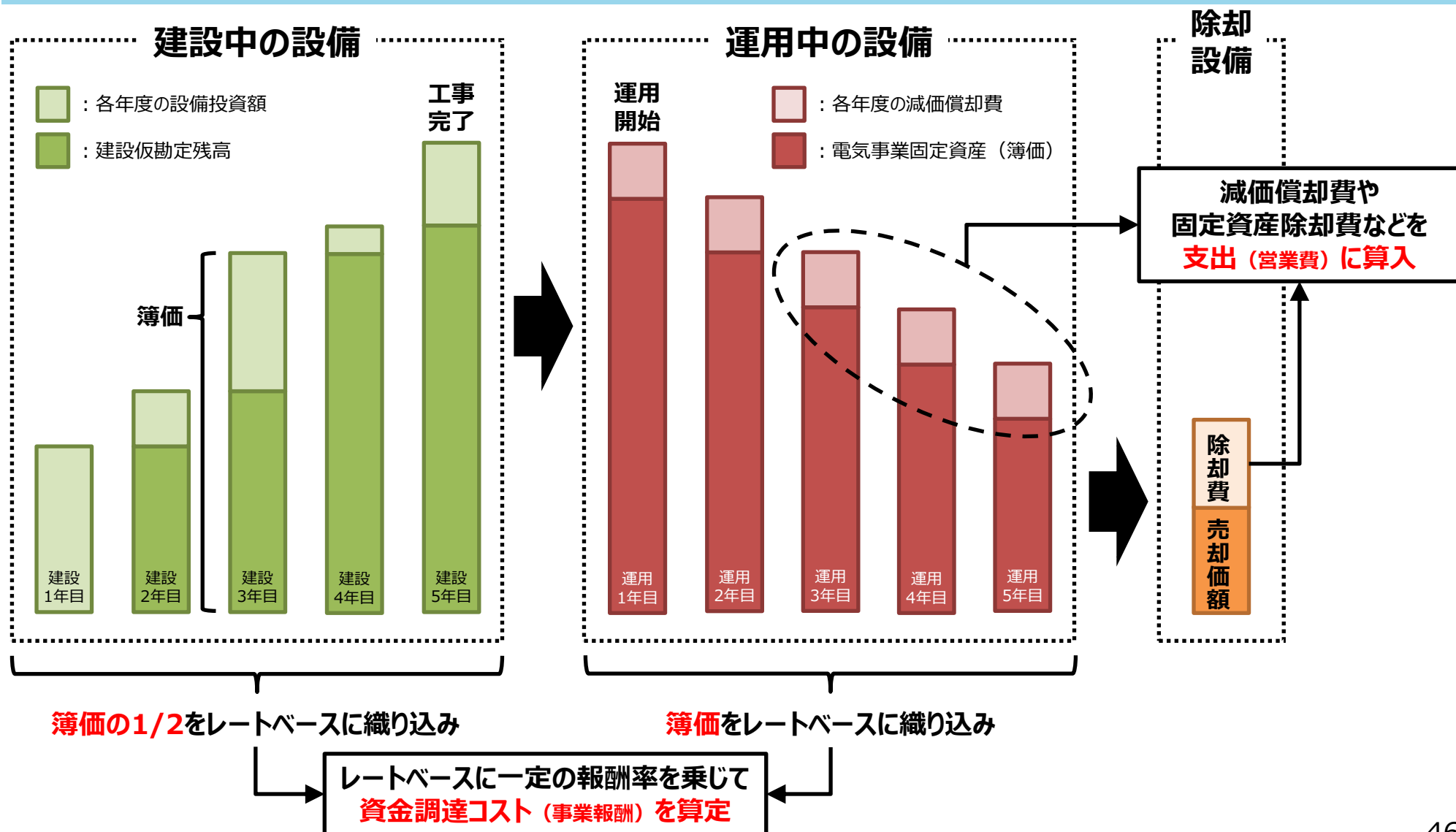


※1：1995年の第30回料金制度部会において、電気事業における適正な自己資本比率が30%（＝総資本に占める他人資本は70%）とされたことを踏まえ、自己資本報酬率（利益率）と他人資本報酬率（負債利率）を30:70で加重平均することで算定。

※2：みなし小売電気事業者の事業経営リスク（ β 値）を、株価を用いて分析した上で、「公社債利回り実績率」を下限、「全産業（全電力を除く）の自己資本利益率」を上限とし、当該事業者の事業経営リスクに見合った適正な自己資本報酬率（利益率）を算定。

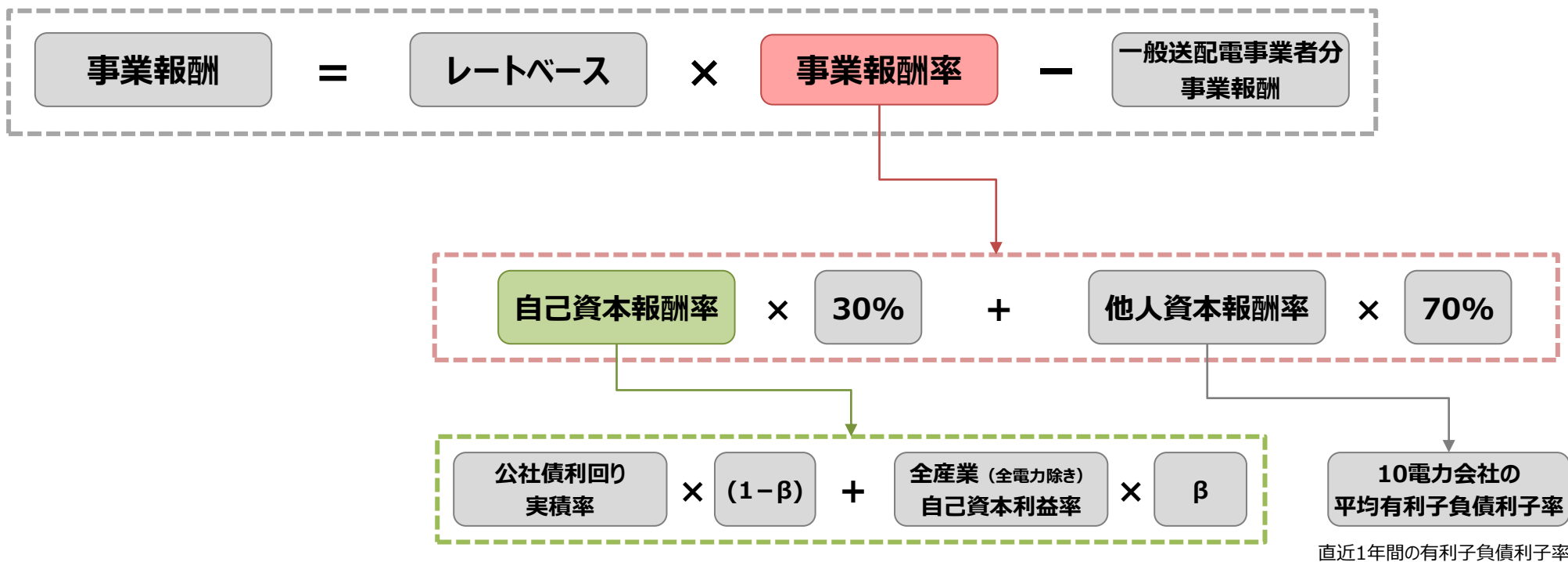
【参考】設備投資と料金原価の関係（イメージ）

- 「**料金原価** = ①**支出（営業費）** + ②**資金調達コスト（事業報酬）** - ③**収入（控除収益）**」の関係であるところ、設備投資と料金原価の関係は、以下のとおり。



事業報酬率の概要

- 事業報酬は、下記の計算式に基づいて算定される。
- その上で、事業報酬率（債権者や株主が期待するリターン）は、自己資本報酬率と他人資本報酬率を加重平均することで算定する。



公社債：国債、地方債等

β：事業者の事業経営リスク（市場全体の株価が1%上昇するときの当該事業者の株価の平均上昇率）

関係法令における規定（レートベース）①

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（事業報酬の算定）

第四条 事業者は、事業報酬として、電気事業報酬の額を算定（中略）しなければならない。

2 （略）

3 前項の規定にかかわらず、事業者の営む小売電気事業、一般送配電事業若しくは発電事業の全部若しくは一部の譲渡しがあり、又は事業者について分割（小売電気事業、一般送配電事業又は発電事業の全部又は一部を承継させるものに限る。）があった場合における電気事業報酬の額は、別表第一第一表により分類し、**第一号に掲げる額から第二号に掲げる一般送配電事業等に係る電気事業報酬の額**（事業者の営む一般送配電事業の全部の譲渡し又は事業者についての分割（一般送配電事業の全部を承継させるものに限る。）がないときは前項第二号に掲げる一般送配電事業等に係る電気事業報酬の額）を減じて得た額に、**第三号に掲げる割合を乗じて得た額**とする。

一 **事業者及び特別関係事業者**（事業の譲渡し又は分割により事業者の営む小売電気事業、一般送配電事業又は発電事業の全部又は一部を譲り受け、又は承継した者（当該譲り受け、又は承継した小売電気事業、一般送配電事業又は発電事業を営むことを目的として設立されたものに限る。）及び当該者又は事業者を子会社とする会社であって、小売電気事業、一般送配電事業及び発電事業のいずれも営まない者をいう。以下同じ。）の**レートベースの額の合計額に、第五項の規定により算定される報酬率を乗じて得た額**

二 改正法附則第九条第一項又は法第十八条第一項若しくは第五項による事業者又は**特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）**の直近の託送供給等約款の認可又は届出に当たり、一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令（令和四年経済産業省令第六十一号。以下「算定省令」という。）第九条第二項又は電気事業法等の一部を改正する法律附則第九条第一項の規定に基づき一般電気事業者が定める託送供給等約款で設定する託送供給等約款料金の算定に関する省令（平成二十七年経済産業省令第五十七号。以下「旧託送料金算定規則」という。）第五条第二項の規定により算定された**電気事業報酬の額**

三 **事業者及び特別関係事業者（発電事業者であるものに限る。）のレートベースの額の合計額のうち、事業者のレートベースの額の合計額の占める割合**

4 次の各号に掲げる**レートベースの額**は、（中略）それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

一 **特定固定資産** 電気事業固定資産（共用固定資産、貸付設備その他の電気事業固定資産の設備のうち適当でないもの及び工事費負担金（貸方）を除く。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

二 **建設中の資産** 建設仮勘定の事業年度における平均帳簿価額（資産除去債務相当資産を除く。）から建設中利子相当額及び工事費負担金相当額を控除した額に百分の五十を乗じて得た額

三 **使用済燃料再処理関連加工仮勘定** 使用済燃料再処理関連加工仮勘定の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

四 **核燃料資産** 核燃料の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

五 **特定投資** 長期投資（エネルギーの安定的確保を図るための研究開発、資源開発等を目的とした投資であって、電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められるものに係るものに限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

六 **運転資本** 営業資本の額（前条第一項に掲げる営業費項目の額の合計額から、退職給与金のうちの引当金純増額、燃料費のうちの核燃料費（核燃料減損額及び核燃料減損修正損（又は核燃料減損修正益（貸方））に限る。）、諸費（排出クレジットの自社使用に係る償却額に限る。）、貸倒損のうちの引当金純増額、固定資産税、雑税、減価償却費（リース資産及び資産除去債務相当資産に係るものを除く。）、固定資産除却費のうちの除却損、原子力発電施設解体費のうちの資産除去債務純計上額、原子力廃止関連仮勘定償却費、電源開発促進税、事業税、開発費償却、株式交付費償却、社債発行費償却及び法人税等並びに次条に掲げる控除収益項目の額の合計額を控除して得た額に、十二分の一・五を乗じて得た額をいう。）及び貯蔵品（火力燃料貯蔵品、新エネルギー等貯蔵品その他貯蔵品の年間払出額に、原則として十二分の一・五を乗じて得た額をいう。）を基に算定した額

七 **繰延償却資産** 繰延資産（株式交付費、社債発行費及び開発費に限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

5 **報酬率**は、次の各号に掲げる方法により算定した**自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率**とする。

一 **自己資本報酬率** 全てのみなし小売電気事業者たる法人（当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む。以下この項において同じ。）を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率（全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値が、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下回る場合には、国債、地方債等公社債の利回りの実績率）を基に算定した率

二 **他人資本報酬率** 全てのみなし小売電気事業者たる法人の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率を加重平均して算定した率

6 一般送配電事業の報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。

一・二 （略）

関係法令における規定（レートベース）②

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2章「原価等の算定」に関する審査

第3節 事業報酬

1. レートベース

算定規則第4条第4項各号に掲げる項目の適正性を事業者及び特別関係事業者ごとに審査するものとする。具体的には、**特定固定資産**は、電気事業（一般送配電事業等に係るものにあつては、一般送配電事業等）の運営にとって真に不可欠な設備であるか否か、**建設中の資産**は、工事計画及び工事額が適正であるか否か、**運転資本のうち営業資本**は、各項目の額が営業費の算定との関係において整合的であるか否か、また、**貯蔵品**は、数量及び金額が適正であるか否か、**特定投資**は、電気事業（一般送配電事業等に係るものにあつては、一般送配電事業等）の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められるか否か等につき審査するものとする。また、特定投資に計上した投資が配当を得られるものである場合には、その配当相当分を原価から適切に控除しているかを確認するものとする。

供給設備については、デマンド・レスポンス（需給調整契約を含む。）等を踏まえた**需要見通しを前提にした設備に限定し**、**長期停止発電設備**については、原価算定期間内に**緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえてレートベースに算入**する。

なお、**他の事業者の同種の設備と比較して、正当な理由なく著しく低い稼働率となっている設備については、レートベースから除外**する。

関係法令における規定（事業報酬率）

- 事業報酬率は、料金算定規則において、**自己資本報酬率**と**他人資本報酬率**を加重平均して算定することとされており、料金審査要領において、それぞれの報酬率の算定方法が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（事業報酬の算定）

第四条

5 **報酬率**は、次の各号に掲げる方法により算定した**自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率**とする。

- 一 **自己資本報酬率** 全てのみなし小売電気事業者たる法人(当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む。以下この項において同じ。)を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率(全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値が、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下回る場合には、国債、地方債等公社債の利回りの実績率)を基に算定した率
- 二 **他人資本報酬率** 全てのみなし小売電気事業者たる法人の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率を加重平均して算定した率

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2章「原価等の算定」に関する審査

第3節 事業報酬

算定規則第4条の規定に基づいて申請事業者が算定した事業報酬については、第1節の基本的考え方を踏まえ、以下の観点から、その適正性を審査することとする。

1. レートベース

2. 報酬率

算定規則第4条第5項により算定されているか否かにつき審査するものとする。

（1）自己資本報酬率

公に適正と認められ広く公表・認知されている「自己資本利益率」及び「国債、地方債等公社債の利回り」につき、**その率が事業者の経営状況を判断するに適切な期間の平均値**を用いるものとする。

自己資本報酬率の設定に当たっては、東日本大震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないようにする一方で、資金調達に支障が生じないよう、公正報酬といった観点から、適正な事業経営リスクを見極めた上で設定する。

具体的には、全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する率（以下この2.において「全産業自己資本利益率」という。）を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率（以下「公社債利回り実績率」という。）を下限として以下の算式により各年度ごとに算定した値のみなし小売電気事業者の経営状況を判断するに適切な期間の値を平均した値とする（全産業自己資本利益率が公社債利回り実績率を下回る場合には公社債利回り実績率とする。）。

自己資本報酬率 = $(1 - \beta) \times \text{公社債利回り実績率} + \beta \times \text{全産業自己資本利益率}$

β 値：みなし小売電気事業者たる法人の事業経営リスク、市場全体の株式価格が1%上昇するときのみなし小売電気事業者たる法人の株式の平均上昇率

β 値 = みなし小売電気事業者たる法人の収益率と株式市場の収益率との共分散 / 株式市場の収益率の分散

（2）他人資本報酬率

当面は**直近1年間の有価証券報告書上公表されている各みなし小売電気事業者たる法人の有利子負債利子率**を用いるものとする。

【6－9．事業報酬】

- ① レートベース・事業報酬の概要
- ② **各事業者の申請概要（レートベース・事業報酬）**
- ③ 審査における論点（レートベース）
- ④ 審査における論点（事業報酬）
- ⑤ 審査の結果

レートベース（まとめ）（東京電力EPを除く6事業者）

- レートベースは、料金算定規則上、平均帳簿価額などを基に算定することとされており、東京電力EPを除いた各事業者のレートベースは以下のとおり（東京電力EPは他の事業者とレートベースの考え方が異なるため、別途詳述）。
- 今回の料金改定申請にあたり、各事業者とも繰延償却資産は計上していない。また、沖縄電力は、別途積立金をレートベースから控除している。

（単位：億円）

	北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請
	(2013-2015)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)
特定固定資産	4,915	4,677	8,500	11,477	5,811	4,155	5,503	9,050	2,627	3,771	2,799	3,257
建設中資産	607	919	655	1,147	13	1,163	1,516	4,838	193	113	139	133
使用済燃料再処理関連加工仮勘定	-	262	-	431	-	130	-	326	-	455	-	-
核燃料資産	1,254	1,114	1,599	1,504	849	840	1,401	1,358	1,384	928	-	-
特定投資	233	233	470	422	69	187	112	335	270	267	-	-
運転資本	551	1,180	1,643	3,349	436	1,112	964	1,856	489	775	215	420
繰延償却資産	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-
原価変動調整積立金・別途積立金	-	-	-	-	▲ 610	-	▲ 554	-	-	-	▲ 150	▲ 60
計	7,559	8,384	12,867	18,330	6,569	7,587	8,942	17,764	4,963	6,309	3,003	3,750

※沖縄電力については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。

特定固定資産（東京電力EPを除く6事業者）

● 特定固定資産は、発電設備等の電気事業固定資産を言い、原価算定期間における平均帳簿価額を基に算定される。

（単位：億円）

	北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請
	(2013-2015)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)
水力発電設備	1,578	1,847	1,570	1,777	1,083	980	1,567	1,094	654	639	-	-
火力発電設備	807	1,561	3,395	3,807	1,557	2,063	2,798	3,282	747	1,424	975	1,035
原子力発電設備	2,317	1,097	3,110	5,418	2,915	890	784	3,864	1,125	1,575	-	-
新工ネ発電設備	25	21	148	107	-	19	-	178	6	6	-	-
業務設備	188	151	277	369	257	204	353	632	95	127	131	132
合計	4,915	4,677	8,500	11,477	5,811	4,155	5,503	9,050	2,627	3,771	1,107	1,168

※沖縄電力については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。

建設中の資産（東京電力EPを除く6事業者）

- 設備投資が行われた場合、電気事業固定資産として竣工するまでの間、「建設中の資産」として扱われる。
- 「建設中の資産」は、原価算定期間における建設仮勘定の平均帳簿価額に50%を乗じた額等を基に算定される。

（単位：億円）

	北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請
	(2013-2015)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)
水力発電設備	372	51	47	37	2	51	3	28	13	16	-	-
火力発電設備	120	15	421	30	1	177	77	72	90	38	88	41
原子力発電設備	112	828	172	1,062	4	927	1,436	4,648	88	44	-	-
新工ネ発電設備	-	0	1	0	-	-	-	10	0	1	-	0
業務設備	3	24	14	17	6	7	-	81	2	14	4	2
合計	607	919	655	1,147	13	1,163	1,516	4,838	193	113	92	43

※沖縄電力については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。

使用済燃料再処理関連加工仮勘定（東京電力EPを除く6事業者）

- 2016年に再処理等拠出金法が施行したことを受け、再処理関連加工に要する費用を、拠出金として使用済燃料再処理機構に納付している。
- 沖縄電力を除く各事業者は、当該拠出金を「使用済燃料再処理関連加工仮勘定」として計上している。

（単位：億円）

		北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
		現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請
		(2013-2015)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)
使用済燃料再処理関連加工仮勘定		-	262	-	431	-	130	-	326	-	455	-	-
2022年度期首簿価		-	174	-	307	-	91	-	227	-	303	-	-
2022年度拠出金		-	35	-	48	-	15	-	38	-	56	-	-
2023年度期首簿価		-	209	-	355	-	107	-	265	-	359	-	-
拠出金※	2023年度	-	35	-	48	-	15	-	38	-	64	-	-
	2024年度	-	35	-	50	-	15	-	41	-	64	-	-
	2025年度	-	35	-	65	-	15	-	55	-	62	-	-
2025年度期末簿価		-	314	-	518	-	153	-	399	-	549	-	-

※前年度使用済燃料発生量（kg）×拠出金単価（円/g）

核燃料資産（東京電力EPを除く6事業者）

● 核燃料資産は、ウラン精鉱の購入・加工等に要する金額を整理した「装荷以前の核燃料資産」と、原子炉から取り出された使用済燃料に関する金額を整理した「再処理関係の核燃料資産」の2つから構成される。

（単位：億円）

		北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
		現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請
		(2013-2015)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)
装荷以前の核燃料資産		1,114	1,114	1,408	1,483	701	830	963	1,334	1,197	928	-	-
	装荷核燃料	148	-	341	308	326	260	152	92	260	98	-	-
	加工中等核燃料	966	1,114	1,067	1,175	375	570	812	1,242	937	831	-	-
再処理関係の核燃料資産		140	0	191	21	148	10	438	24	190	-	-	-
	プルトニウム	1	-	0	-	0	-	-	-	-	-	-	-
	前払金※2	139	0	191	21	147	10	438	24	190	-	-	-
レートベース合計		1,254	1,114	1,599	1,504	849	840	1,401	1,358	1,387	928	-	-

※1：上表の数値は、全て原価算定期間中の平均帳簿価額。
※2：沖縄電力を除く各事業者とも、現行原価には日本原燃への前払いを含むが、今回申請においては含まない。

特定投資（東京電力EPを除く6事業者）

- 料金算定規則上、特定投資は、エネルギーの安定的確保を図るための研究開発、資源開発等を目的とした投資であって、電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる長期投資と位置づけられている。

（単位：億円）

	北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄※5	
	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請
	(2013-2015)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)
日本原燃(株)	220	220	347	347	60	177	100	318	257	257	-	-
石炭資源開発(株)	3	3	5	5	3	1	4	-	3	3	-	-
日本原子力研究開発機構	7	7	12	12	5	6	8	8	7	4	-	-
原子力損害賠償・廃炉等 支援機構	3	3	4	4	-	2	-	3	3	3	-	-
新エネルギー・産業技術総 合開発機構	0	0	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-
大崎クールジェン(株)※1	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-
超電導センサテクノロジー(株) ※2	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-
日豪ウラン資源開発(株)※3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
燃料調達プロジェクト※4	-	-	103	55	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	233	233	470	422	69	187	112	335	270	267	-	-

※1：IGFC(石炭ガス化燃料電池複合発電システム)およびCO2分離・回収技術に関する大型実証試験の実施等

※2：火力発電所ボイラ伝熱管の非破壊検査に関する研究で使用する超電導磁気センサ（SQUID）の開発等

※3：ウランの長期安定的な確保を目的とした豪州等におけるウラン資源の開発等

※4：ウランの長期安定的な調達および調達柔軟性の確保のため、ウラン濃縮事業およびウラン購入権の確保を目的としたウランプロジェクトへの投資。

※5：沖縄電力については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。

運転資本（東京電力EPを除く6事業者）

- 運転資本とは、営業活動に投下されている資金をいう。
- 営業資本（現金支出を伴う営業費）及び火力燃料その他の貯蔵品に係る資金は、営業活動に投下された後、料金収入として回収されるまでの間（概ね1.5ヶ月）、経営の土台となって眠っている状態となる。
- そのため、上記の資金の1.5ヶ月分に相当する金額をレートベースに織り込み、事業報酬として料金原価に算入することとしている。

（単位：億円）

		北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
		現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請	現行原価	今回申請
		(2013-2015)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)	(2013-2015)	(2023-2025)	(2008)	(2023-2025)
運転資本	営業資本	378	732	1,068	1,946	299	614	639	1,178	351	501	146	267
	貯蔵品	173	447	575	1,403	137	498	325	678	137	274	68	153
	計	551	1,180	1,643	3,349	436	1,112	964	1,856	489	775	215	420

※沖縄電力については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。
 北陸電力の現行原価については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。

事業報酬の算定方法（東京電力EPを除く6事業者）

- 料金算定規則上、事業報酬については以下のとおり算定することとされている。

（①電気事業全体の事業報酬－②送配電事業の事業報酬）×③発電小売事業に占める小売事業の割合

※「②送配電事業の事業報酬」は、託送供給約款の認可に係る審査で査定済。また、「③発電小売事業に占める小売事業の割合」は、発販一体会社では100%となる。

- 東京電力EPを除く各事業者について、事業報酬の算定方法は以下のとおり。

今回申請の事業報酬

(単位：億円)

			北海道	東北	北陸	中国	四国	沖縄
①電気事業全体	レートベース	A=D+G	15,177	34,659	11,951	27,078	11,098	3,750
	事業報酬率	B	2.8%	2.8%	2.8%	2.6%	2.7%	2.7%
	事業報酬	C=A×B	425	970	335	704	300	101
②送配電事業	レートベース	D	6,793	16,329	4,366	9,315	4,789	2,670
	事業報酬率	E	1.5%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.5%
	事業報酬	F=D×E	102	310	80※1	177	91	40※2
③発電・販売事業	レートベース	G	8,384	18,330	7,587	17,764	6,309	1,079
	事業報酬	H=C-F	323	660	255	527	209	62

※1 北陸：2016年託送認可値83億円（2016-18年エリア需要ベース）を2023-25年エリア需要ベースに補正

※2 沖縄：送配電事業に係る事業報酬については、小売料金審査要領に従って算定

【参考】レベニューキャップ制度による託送料金改定を反映した事業報酬

料金算定規則上、送配電事業に係る事業報酬額は、直近の託送供給等約款の認可又は届出に当たり、省令の規定により算定された額とされている。
レベニューキャップ制度による託送料金改定を反映した事業報酬は以下のとおり。

			北海道	東北	北陸	中国	四国	沖縄
①電気事業全体	レートベース	A=D+G	15,177	36,537	12,369	27,805	10,888	3,750
	事業報酬率	B	2.8%	2.8%	2.8%	2.6%	2.7%	2.7%
	事業報酬	C=A×B	425	1,023	346	723	294	101
②送配電事業	レートベース	D	6,793	18,207	4,782	10,042	4,578	2,670
	事業報酬率	E	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
	事業報酬	F=D×E	102	273	72	151	69	40
③発電・販売事業	レートベース	G	8,384	18,330	7,587	17,764	6,309	1,079
	事業報酬	H=C-F	323	750	275	572	225	62

事業報酬の算定方法（東京電力EP）

- 東京電力EPについても、以下の式のとおり事業報酬を算定するものの、発販分離会社であるため、**「③発電小売事業に占める小売事業の割合」が100%とはならない。**

$$\left(\text{①電気事業全体の事業報酬} - \text{②送配電事業の事業報酬} \right) \times \text{③発電小売事業に占める小売事業の割合}$$

- そのため、下表のとおり、レートベースを基に、「小売事業の割合」を算出している。

(億円)

		旧一体会社				
			PG (送配電)	HD (発電等)	RP (発電)	EP (小売)
レート ベース	特定固定資産	57,687	47,880	5,684	3,871	253
	建設中資産	6,193	1,479	4,341	152	220
	使用済燃料再処理関連加工仮勘定	3,536	0	3,536	0	0
	核燃料資産	5,719	0	5,719	0	0
	特定投資	① 2,088	② 0	2,088	0	0
	運転資本	7,517	1,109	▲ 122	▲ 98	6,628
	合計額	82,741	50,467	21,247	3,925	7,101
事業報酬率		2.8%	1.9%			
事業報酬		2,317	959	1,358		

③レートベースの比率で按分

事業報酬（EP）			xxx	xxx	299
----------	--	--	-----	-----	-----

【事業報酬の算定方法】

- ① グループ全体のレートベース合計に、事業報酬率を乗じることで、グループ全体の事業報酬を算定する。
- ② 一般送配電事業者であるPGの事業報酬を算定する。
(託送供給等約款の認可に係る審査で査定済)
- ③ ①から②を差し引いた金額を算定し、その金額について、HD・RP・EPのレートベースの比率に応じて按分する。

【6－9．事業報酬】

- ① レートベース・事業報酬の概要
- ② 各事業者の申請概要（レートベース・事業報酬）
- ③ **審査における論点（レートベース）**
- ④ 審査における論点（事業報酬）
- ⑤ 審査の結果

審査における論点（レートベース）

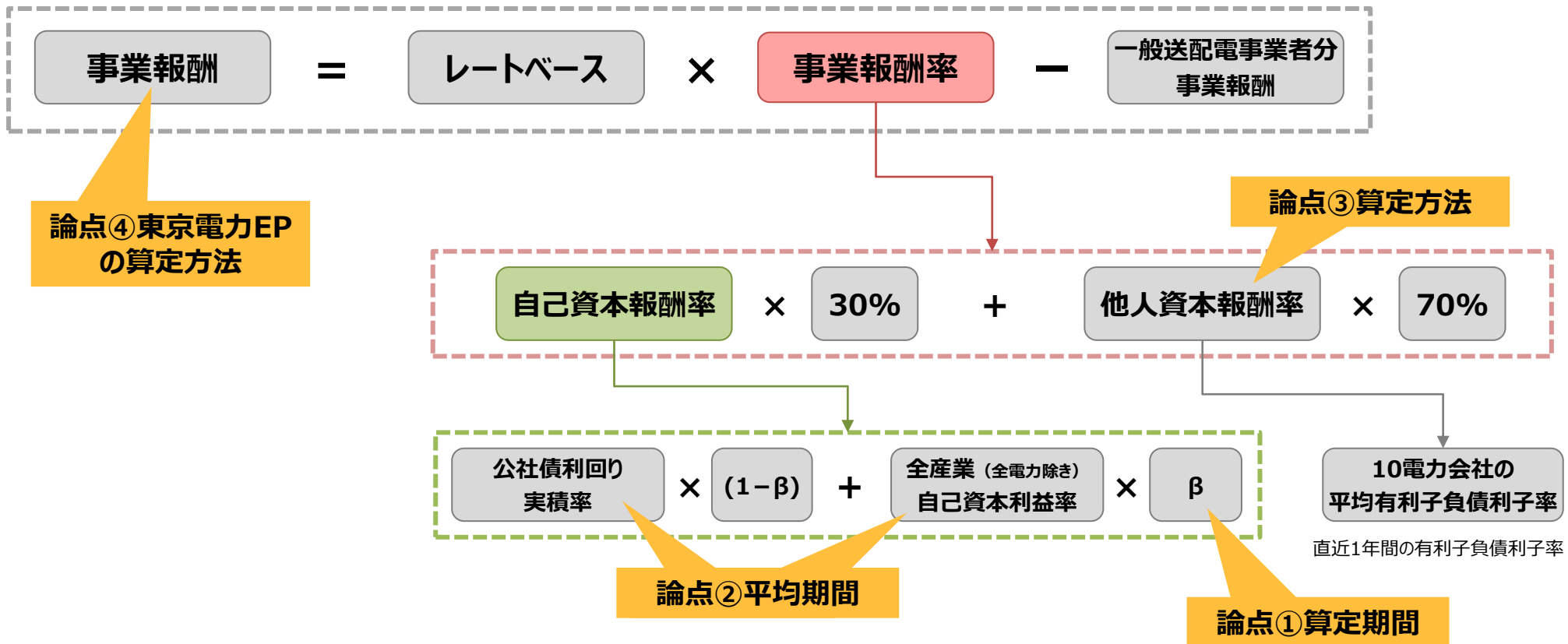
- レートベースは、能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる事業資産の価値であり、**「特定固定資産、建設中の資産、使用済燃料再処理関連加工仮勘定、核燃料資産、特定投資、運転資本、繰延償却資産」の合計額**で表される。
- その上で、レートベースの各構成要素のうち、特に、**特定固定資産・建設中の資産**について、**電気事業の運営にとって真に不可欠な設備のみが織り込まれているか**。
- なお、レートベースに織り込むことが不適切と判断された資産については、減価償却費等の費用についても、料金原価への算入を認めない。

【6－9．事業報酬】

- ① レートベース・事業報酬の概要
- ② 各事業者の申請概要（レートベース・事業報酬）
- ③ 審査における論点（レートベース）
- ④ **審査における論点（事業報酬）**
- ⑤ 審査の結果

審査における論点（事業報酬）

- 事業報酬について、①β値の算定期間、②公社債利回り及び全産業自己資本利益率の平均期間、③他人資本報酬率の算定方法、④東京電力EPの事業報酬の算定方法、が主な論点となる。



公社債：国債、地方債等

β：事業者の事業経営リスク（市場全体の株価が1%上昇するときの当該事業者の株価の平均上昇率）

各事業者の事業報酬率の算定方法及び算定結果

- 各事業者の事業報酬率の算定方法及び算定結果は、以下のとおり。
- 各事業者により、β値の算定期間や、公社債利回り及び全産業自己資本利益率の平均期間が異なっている。

	北海道	東北	東京	北陸	中国	四国	沖縄
(A)自己資本報酬率							
(ア)公社債利回り平均値 平均期間※	0.19% 7年 (14-20年度)	0.19% 7年 (14-20年度)	0.19% 7年 (14-20年度)	0.17% 7年 (14-20年度)	0.08% 5年 (16-20年度)	0.18% 7年 (14-20年度)	0.18% 7年 (14-20年度)
(イ)全産業自己資本利 益率 平均期間※	9.49% 7年 (14-20年度)	9.49% 7年 (14-20年度)	9.49% 7年 (14-20年度)	9.49% 7年 (14-20年度)	9.52% 5年 (16-20年度)	9.49% 7年 (14-20年度)	9.49% 7年 (14-20年度)
β値 算定期間	82% 11年 (11.3.11- 22.12.30)	81% 7年 (14-20年度)	81% 7年 (14-20年)	81% 10年 (12.10-22.10)	76% 5年 (16-20年度)	78% 2年 (19.2-21.2)	79% 7年 (14-20年度)
(ア)×(1-β)+(イ)×β	7.81%	7.72%	7.72%	7.72%	7.26%	7.44%	7.53%
× 3 0 % +							
(B)他人資本報酬率	0.66%	0.66%	0.66%	0.66%	0.66%	0.66%	0.65%
× 7 0 % ↓							
事業報酬率	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.6%	2.7%	2.7%

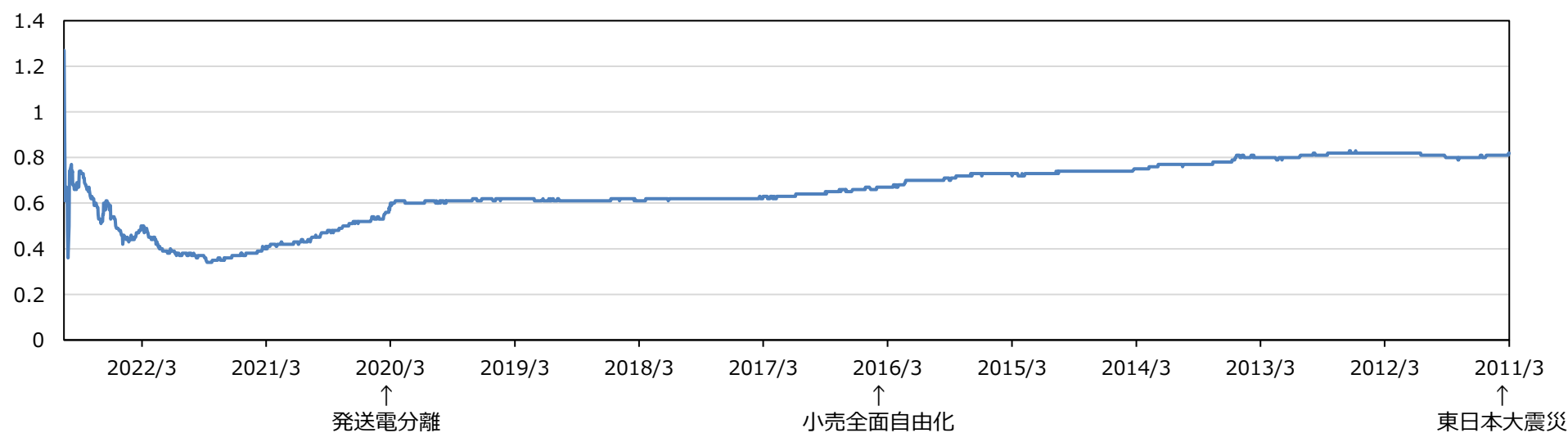
※実際には各年度で「(ア)×(1-β)+(イ)×β」を算定した結果を平均し、自己資本報酬率を算定する。

(注) 各事業者とも、端数処理の関係で同じ算定期間でも若干の差異が生じている。

審査における論点①（β値の算定期間）（1）

- β値は、東証株価指数（TOPIX）や日経平均株価などの株価指数の値動きに対し、各事業者の株価がどの程度の相関で動いているかを示す指数である。
- β値は、みなし小売電気事業者たる法人の事業経営リスクを表し、市場全体の株価が1%上昇する際の当該法人の株価の平均上昇率として算定する。
- 過去の値上げ申請（2012～15年）では、各事業者はβ値の算定期間を直近2年程度としてきたが、今回は算定期間をどのようにすべきか。なお、今回、直近2年のβ値は極端に低い水準となっていることに留意が必要。

算定期間とβ値（累積・沖縄を除く電力9社平均）の関係



β値（年度別・単年度・沖縄を除く電力9社平均）

年度	2022年12月	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
B値	0.45	0.35	0.79	0.79	0.61	0.70	0.84	0.90	0.90	1.09	0.99	0.71

審査における論点①（ β 値の算定期間）（2）

- β 値の算定にあたって、例えば、以下のような方法が考えられるが、いずれの方法が適当か。また、この他に適当な方法はあるか。
 - ① 震災後の料金値上げの査定方針を参考に、直近2年程度とする方法
 - ② レベニューキャップ制度における整理を参考に、直近5年程度としつつ、極端に低い（高い）等の異常値を除く方法
 - ③ 電気事業を取り巻く環境が大きく変化するきっかけとなった東日本大震災以降の一定の長期間を採録するという考え方を基に、例えば、直近10年程度等、算定期間を長くする方法
- なお、異常値を除く方法を用いる場合、恣意性が含まれるおそれがあることにも留意が必要である。

【参考】レベニューキャップ制度における算出方法（出典：2021年11月 託送料金制度（レベニューキャップ制度）中間とりまとめ 詳細参考資料）

分社化に伴い、一般送配電事業者は非上場会社となっており β 値が存在しない。

β 値については、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間（2006.3.11～2011.3.11）における親会社の β 値を用いる。

審査における論点①（ β 値の算定期間）（3）

【金融アナリストの見方】

- この5年くらいで電力株への投資家の関心が低下してきていたが、2020年頃からカーボンニュートラル、ESGが重視される中、投資家にとって事業の予見性が下がり、さらに関心が低下。
- 直近2年間の β 値が低いのは、電力株の人气が下がり、アクティブに売買されなくなったことが要因。
- 電気事業のリスクは上がっているにもかかわらず、直近の β 値が低下している。
- 事業が安定的な時期のみで β 値を算出するよりも、震災後に事業の見通しができなかった時期の β 値も含める方が参考になると思う。恣意性の排除という観点でも、直近を外すのではなく、震災後でなるべく長く取る方が良いのではないか。
- 直近2年間を除くよりは、2010年代前半から長く取る方が良いのではないか。2010年代前半から長く取ることで、配当リスクがあるとき（2010年代前半）、配当リスクが無いとき（2010年代後半）の両方を含めることができる。

ヒアリング実施先・実施日

- ・ 大和証券株式会社 西川周作氏（2022年12月16日）
- ・ みずほ証券株式会社 新家法昌氏（2022年12月21日）

審査における論点①（ β 値の算定期間）（4）

- 第32回会合では、委員から、「震災以降で長く期間を取るのが適切」「10年程度がよいのではないか」との御意見をいただいた。

【圓尾委員】

まず β 値からお話ししたいと思います。26ページに3つ出ていますが、私は③だと思います。過去2回、震災後は β 値をサンプリングするのに2年を取っていました。けれども、これは震災前と後で電力株の挙動があまりにも違うということで、震災前を参考にするのは不適切だということで、まだ年数が十分たっていなかったために、2年しか取れなかったということです。この「2年」に今以降こだわる必要はないと思います。

それから、レベニューキャップのときも議論しましたが、我々が証券分析をやる中で、5年間をサンプリングするのが β 値についてはよく使われる期間です。しかし、何か学術的に意味があるかという実は全くなくて、慣例的に5年ぐらい取ればその企業の挙動を見るのに十分ではないかということで、慣習としてやっているにすぎないわけです。今回は、説明いただいたとおり、特に直近2年間は非常に問題になっていまして、皆さんお感じのとおり、電気事業の事業リスクは非常に上昇している一方で、本来であればそれに伴って上昇すべき β がむしろ逆に下がってしまっている。これは現役のアナリストにもヒアリングしましたが、このギャップは非常に違和感があると述べています。ギャップの理由は、電力株が本当に魅力がなくなって、要は売りも買いもされない状況になったので、株価が変動していないからなのです。ですから、この期間を除くのも一つの考え方ですが、恣意的に期間をいじるのもよくないと思いますので、企業の調子のいいときも悪いときも、いろいろな経営状況を1サイクル以上含む期間をもって、 β 値を考えるのが最適だろうと思います。そうすると、**震災以降、長く期間を取って β 値を計算するのがまずは適切**かなと思っています。

【梶川委員】

この β 値の長さというのは、これは市場の状況とか、企業の、特に個別のビジネス構造とか、いろいろな問題はあるとは思いますが、会計なんかのより個別に確からしさというお話より、この料金査定というのは分かりやすさというのがすごく重要になると思いますし、今回ある意味では何社か上がってきたという中で、やっぱりそういう意味では少し統一性のある、個別の事情もある意味では上回る統一性のある形という、やっぱり**長い期間の中でいろいろな状況が平均的に反映することになるのではない**かというふうに思います。

【松村委員】

β 値に関しては、長い期間を取るというのは自然だと思います。それで、今までは、この β 値に限らず、震災で大きな構造変化があったということを踏まえて、震災後でできるだけ長い期間とかという、そういう考え方をしたことがあったと思います。しかし、例えば β 値とかというのは、本当に長ければ長いほどいいのか。ほかのものもそうなんですけど、例えば極端なことを言えば、震災のようなことがなかったとしたら、1960年代とか1970年代とかというもののデータを使って計算するのが正しいのか、あるいはもっと直近のものが正しいのかという、この手の議論をしたときには、本当は10年ぐらい取れるのが望ましいのだけれど、震災の前は構造が大きく変わったから、だから震災のところで打止めにするとかという、そういうような発想というのがあったかと思います。そういうことを考えれば、直近で取れるものから10年程度と決めてしまうということをするれば、もう震災から10年以上たっているので、今後は「震災以降」とかそういう言い方をしなくても、かつちりしたルールというのが定められるような気がしますので、できるだけ長くとか、できるだけ近いところから10年とかということに決めるというのは一つの考え方だと思います。10年だと長過ぎるということでもっと短くするということもあり得ると思いますが、**私は10年程度というのがいろいろな意味でも、仮に異常値が入ったとしても変なことにならないということを考える点からしてもよいのではない**かと思います。

審査における論点①（β値の算定期間）（5）

- β値の算定期間について、直近10年間とした場合、「直近」の起点をいつにするかが論点となる。
- 過去の料金値上げの審査では、β値について、長期の採録期間を確保出来ず、「直近」の起点をいつにするかが大きく影響する状況であったことから、恣意性を排除するため、「査定方針案の取りまとめ日まで」の2年間が算定期間とされた。
- 一方、今回の値上げ申請は、β値の算定期間を「直近10年間」とした場合、長期の採録期間を確保することが可能であり、「直近」の起点をいつにするかがβ値に与える影響は限定的である。
- そのため、今回値上げ申請については、明瞭性を重視し、各事業者の申請日の前月末を起点とした「直近10年間」を算定期間とすることとしてはどうか。

【参考 1】過去の料金値上げにおける査定方針（2014年／中部電力）（抜粋）

- 関西電力、九州電力、東北電力、四国電力及び北海道電力の料金値上げ審査における査定方針においては、β値の採録期間を申請の際に用いた震災後から値上げ検討表明日（決算発表日）までとすることや、東京電力による申請の査定方針と同様、震災後から申請日前日までとすることも方策として考えられたが、値上げ検討表明日、申請日のいずれも事業者による恣意性を排除できないこと、電気事業の事業リスクを反映させるためには、2年程度の一定の長期間を採るべきことから、平成23年3月11日から電気料金審査専門委員会での査定方針案のとりまとめ日までとすることが妥当であるとしたところである。
- （中部電力の料金値上げ審査における査定方針においては、）「β値については、採録期間を1年未満とした場合のβ値は大きく変動しており、また、震災以降半年程度のβ値は高騰しているが、以降は比較的安定していること、震災の前後でβ値は大きく異なることから、査定方針案のとりまとめ日までの直近2年間とすることが妥当である。

【参考 2】β値の算定期間の起点の違いが事業報酬率に与える影響（試算値）

β値の算定期間	β値	事業報酬率
2022年10月末までの10年間	80.81%	2.75%
2022年11月末までの10年間	80.07%	2.73%
2022年12月末までの10年間	79.76%	2.72%

※公社債利回り及び全産業自己資本利益率の平均期間2014～20年度

審査における論点②（公社債利回り及び全産業自己資本利益率）（1）

- 料金審査要領上、自己資本報酬率は、東日本大震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないようにする一方で、資金調達に支障が生じないよう、公正報酬といった観点から、適正な事業経営リスクを見極めた上で設定することと定められている。
- 公社債利回り及び全産業自己資本利益率の平均期間について、今回の料金改定申請では、中国電力が5年間を採用しているが、他の事業者は7年間を採用している。
- 過去の値上げ申請（2012～15年）では、旧料金審査要領（2012年改定以前）の規定を参照し、7年間を採用していたが、今回も7年間とすることが適切か。

【参考】供給約款料金審査要領（平成12年／旧料金審査要領）（抜粋）

第2節事業報酬

2. 報酬率

算定規則第4条第5項により算定されているか否かにつき審査するものとする。

ここにおいて、「すべての事業者を除く全産業の自己資本利益率を上限とし、公社債の応募利回り等を下限として適正に算定した率」は、公に適正と認められ広く公表・認知されている「自己資本利益率」及び「国債、地方債等公社債の利回り」につき、その率が一般電気事業者の経営状況を判断するに適当な年限の平均値を用いるものとする。その適当な年限については、**近年の金利状況等に鑑み、当面は7年間とする。**

【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（現行／料金審査要領）（抜粋）

第3節事業報酬

2. 報酬率

算定規則第4条第5項により算定されているか否かにつき審査するものとする。

(1) 自己資本報酬率

公に適正と認められ広く公表・認知されている「**自己資本利益率**」及び「**国債、地方債等公社債の利回り**」につき、**その率が事業者の経営状況を判断するに適当な期間の平均値を用いるものとする。**
自己資本報酬率の設定に当たっては、東日本大震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないようにする一方で、資金調達に支障が生じないよう、公正報酬といった観点から、適正な事業経営リスクを見極めた上で設定する。

具体的には、全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する率（以下この2.において「全産業自己資本利益率」という。）を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率（以下「公社債利回り実績率」という。）を下限として以下の算式により各年度ごとに算定した値のみなし小売電気事業者の経営状況を判断するに適当な期間の値を平均した値とする（全産業自己資本利益率が公社債利回り実績率を下回る場合には公社債利回り実績率とする。）。

自己資本報酬率 = $(1 - \beta) \times \text{公社債利回り実績率} + \beta \times \text{全産業自己資本利益率}$

審査における論点②（公社債利回り及び全産業自己資本利益率）（2）

- **旧料金審査要領**（2012年改定以前）の規定では、自己資本利益率及び公社債利回りについて、一般電気事業者の経営状況を判断するのに適当な年限の平均値を用いるものとされ、その適当な年限については、近年の金利状況等に鑑み、**当面は7年間**とすると定められている。
- この7年間という年限は、**1995年の電気事業審議会料金制度部会中間報告**における提言を踏まえ、**正常な経済条件の下での適正な利潤を設定する観点**から、1998年に設定されたものである。
- これを受け、**中国電力を除く各事業者は、過去の値上げ申請の算定方法を参照し**、2014年度から2020年度（直近）の**7年間と設定**している（申請時点では、2021年度のデータが掲載される「産業別財務データハンドブック」は未発刊）。
- 一方、**中国電力は、小売全面自由化以降の5年間と設定**（2016～20年度）している。今回、発販一体での値上げ申請であることから、小売全面自由化前後で、発販一体で見た事業リスクに大きな変動はないと考えられるが、この5年間との設定について、どのように考えるか。

【参考】電気事業審議会料金制度部会中間報告（平成7年7月24日）

⑤事業報酬率（抜粋）

事業報酬は、電気事業者が引き続き見込まれる電力需要の増加に対応して、安定供給の確保に必要な「設備投資資金の調達コスト」を賄うものであり、長期投資による固定資本比率が高い業種の一つである電気事業においては、事業の遂行に必要な費用として今後とも確保する必要がある。

事業報酬率算定の基礎となる事業報酬率については、その趣旨に鑑み金利等の経済状況の変化を適切に反映させる必要があるが、我が国電気事業において長期借入金比率が高いこと、我が国の現在の金利水準が歴史的にみても低いこと、及び自己資本比率が低い我が国電気事業者の財務体質の脆弱化を招かないこと等を総合的に勘案して設定すべきである。

審査における論点③（他人資本報酬率）（1）

- 他人資本報酬率は、料金算定規則に基づき、全てのみなし小売電気事業者たる法人（当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む）の有利子負債利子率を、加重平均して算定する。また、料金審査要領上、「直近1年間の有価証券報告書上公表されている各みなし小売電気事業者たる法人の有利子負債利子率を用いる」とこととされている。
- 「みなし小売電気事業者たる法人」の有利子負債利子率を算定する際、発販一体の事業者については、親会社単体の数値を用いることが適切と考えられる。
- 一方、発販分離の事業者について、①連結、②連結にJERA※を加えたもの（連結+JERA）、③親会社単体（ホールディング）のいずれの数値を用いるべきか。

※株式会社JERAは、東京電力ホールディングス及び中部電力の持分法適用会社。

他人資本報酬率の算定結果（事務局による試算値）

発販分離の事業者の取り扱い	他人資本報酬率
①連結	0.63%（10社平均）
②連結+JERA	0.62%（11社平均）
③親会社単体（ホールディング）	0.66%（10社平均）

グループ会社における主な事業内容

事業者	主な事業内容		みなし小売電気事業者たる法人
	親会社	子会社	
北海道・東北・北陸・関西・中国・四国・九州	発電・小売	送配電、その他	各親会社
東京	HD・原子力発電	発電、小売、送配電、その他	子会社（東京電力エナジーパートナー）
中部	HD・原子力発電	発電、小売、送配電、その他	子会社（中部電力ミライズ）
沖縄	発電・小売・送配電	その他	親会社

審査における論点③（他人資本報酬率）（2）

- 他人資本報酬率を算定する際、①連結、②連結＋JERA、③親会社単体（ホールディング）のそれぞれの数値を用いた場合のメリット・デメリットは、以下のとおり。

	①連結		②連結＋JERA		③親会社単体（ホールディング）	
料金算定規則との整合性	○	みなし小売たる法人が対象に含まれるため、 <u>料金算定規則に合致</u> 。	▲	<u>料金算定規則に合致しない可能性</u> 。	▲	みなし小売たる法人が対象外となり、 <u>料金算定規則に合致しない可能性</u> 。
発電一体会社との整合性	○	販売部門を含めた連結数値を用いることで、 <u>発電一体会社と整合</u> 。	○	<u>発電部門を含めることで、発電一体会社と更に整合</u> 。	▲	発電分離会社の親会社は、ホールディング機能が主であり、 <u>発電一体会社と整合しない可能性</u> 。
グループ全体の資金調達コストの反映	○	<u>みなし小売を含むグループ全体の資金調達コストを反映可能</u> 。	○	同左	○	親会社はグループ全体の資金調達を担うため、 <u>みなし小売を含むグループ全体の資金調達コストを反映可能</u> 。
企業外部からの資金調達コストの算定	○	グループ会社間の借入を含まない、 <u>企業外部からの純粋な借入のみを反映可能</u> 。	○	同左	▲	<u>子会社からの借入利子率が混入</u> （ただし、親会社が子会社から借り入れるケースは限定的）。
電気事業に係る資金調達コストの算定	▲	送配電事業の他、不動産事業等の <u>電気事業以外の事業に係る他人資本調達コストが混入</u> 。	▲	同左	○	送配電事業の他、不動産事業等の <u>電気事業以外の事業に係る他人資本調達コストを排除可能</u> 。

審査における論点③（他人資本報酬率）（3）

- 第32回会合では、「全てのみなし小売電気事業者たる法人」の有利子負債利率を算定する際、発販分離の事業者については、連結にJERAを加えた数値（連結＋JERA）を用いるべきとのご意見をいただいた。
- 発電部門も含めた電気事業に係る資金調達コストの算定にあたり、JERAの有利子負債利率を含めることが合理的と考えられるが、他人資本報酬率の算定に係る省令（料金算定規則）の解釈が論点となる。

第32回料金制度専門会合における委員からの御意見

【圓尾委員】

他人資本報酬率に関しては、これはやはり電気事業のリスクが支払利息として表現されるのを幅広く平均的に捉える必要があると思いますので、（中略）連結にJ E R Aを加えたもの、つまり発電・ネットワーク・小売トータルのアセットを調達するための他人資本が今現状どうなっているかを使うのが適切ではないかと思っています。

【北本委員】

他人資本報酬率算定に当たりJ E R Aについては、連結＋J E R Aの数字を織り込んだ11社平均がよいと考えます。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋） （事業報酬の算定）

第四条

5 報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。

一 自己資本報酬率 全てのみなし小売電気事業者たる法人(当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む。以下この項において同じ。)を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率(全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値が、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下回る場合には、国債、地方債等公社債の利回りの実績率)を基に算定した率

二 他人資本報酬率 全てのみなし小売電気事業者たる法人の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利率の実績率を加重平均して算定した率

【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）（抜粋）

第3節 事業報酬

2. 報酬率

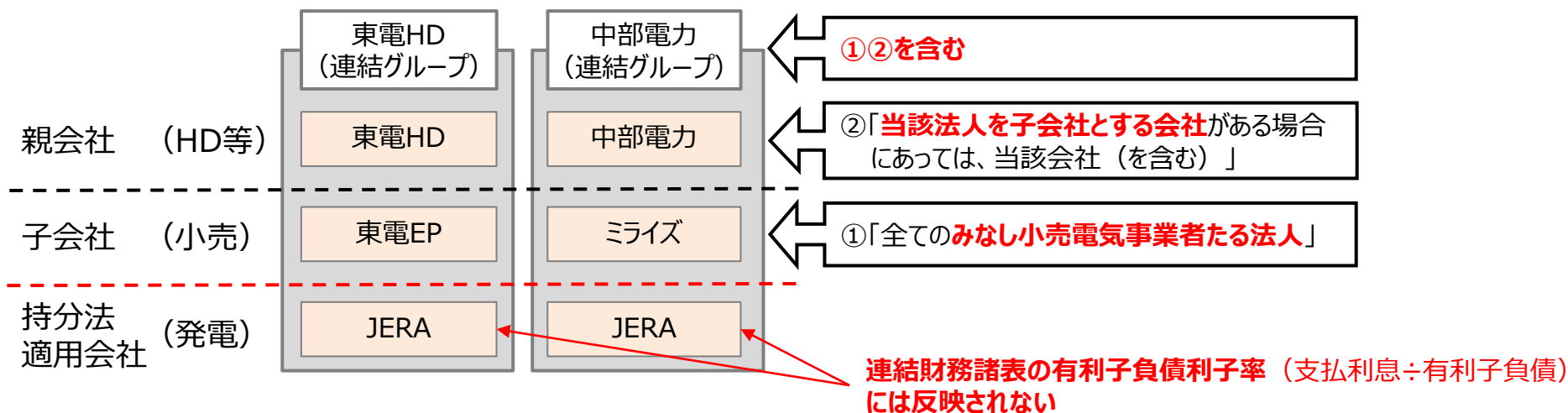
算定規則第4条第5項により算定されているか否かにつき審査するものとする。

（2）他人資本報酬率

当面は直近1年間の有価証券報告書上公表されている各みなし小売電気事業者たる法人の有利子負債利率を用いるものとする。

審査における論点③（他人資本報酬率）（4）

- 他人資本報酬率は、料金算定規則で、「①全てのみなし小売電気事業者たる法人（②当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む）」の有利子負債利率を加重平均して算定することとされており、発販分離会社では以下の解釈が可能と考えられる。
 - ① 「全てのみなし小売電気事業者たる法人」：東電EP、中部電力ミライズ
 - ② 「当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社（を含む）」：東電HD、中部電力
- 上記①②を踏まえ、連結の有利子負債利率を用いることは可能と考えられる。一方、持分法適用会社であるJERAについては、上記①②に含むと解釈することは困難と考えられる。
- そのため、「連結＋JERA」が適当ではあるものの、料金算定規則を踏まえて、連結の有利子負債利率を用いることとしてはどうか。なお、他人資本報酬率について、連結を用いて算定した場合は0.63%である一方、「連結＋JERA」を用いた場合は0.62%であり、大きな乖離は無い。



審査における論点④（東京電力EPの事業報酬の算定方法）（1）

- 東京電力EPは、「①電気事業全体の事業報酬」について、グループ全体（HD・EP・RP・PG）のレートベースに事業報酬率を乗じて算定している。
- 一方、第37回会合で、委員から「JERAのアセットを厳密でなくても足すことが本来は必要」との御意見をいただいた。
- 委員からの御意見を踏まえ、JERAの資産もレートベースに含めることとし、具体的なレートベースの算定方法を検討する必要がある。

【参考】事業報酬の算定式

（①電気事業全体の事業報酬－②送配電事業の事業報酬）×③発電小売事業に占める小売事業の割合

第37回料金制度専門会合における委員からの御意見

【圓尾委員】

数字としては、仕上がりに対して小さなインパクトなのかもしれませんが、東電EPの事業報酬の計算の仕方はすごい違和感がありまして、何かというと、事業報酬率2.8%をPG、ホールディングス、RP、EPの合計に対して使っているのが、ずれていると思います。つまり、他電力みんなそうですけれども、発電のアセットも含めたトータルのビジネスに対しての事業リスクを勘案したら2.8%になっていたということで、ネットワークに関しては1.9%。リスクが低いから1.9%なわけですけれども、発電ビジネスは非常にリスクがそれに比べて高いから、2.8%よりもずっと高い報酬率が適当であって、その加重平均として2.8になっていると思います。ところが、JERAが入ってないので。一方で、株式市場で東京電力や中部電力の株価を投資家が売り買いするときは、当然JERAの収益性とかJERAのリスクも考えて、込みにして彼らは行動をとっているわけなので、そこはやはりずれているのです。

ですから、算定規則がそうだからと言われたらしょうがないのかなとは思いますが、本来はJERAのレートベースに相当するところを、例えば中部と東京と50・50でもいいです、按分でも入れることを本来はすべきで、そうするとEPの事業報酬額はぐっと下がってくるはずだと思うのです。この東電が出している旧一休会社の合計額見れば一目瞭然ですけれども、PGがかなりのウエートを占めていて、その事業報酬率が1.9。それ以外のところとの加重平均の2.8ですから、それはEPのところが大きく数字が上がってしまうのはしょうがないと思います。

一方、EPの7,000億ぐらいのアセットに単純に2.8掛ければどうかというと、2.8はネットワークの低い事業リスクの分も織り込んだことになっているので、EPからすると損することになってしまうでしょうし、ここは非常に難しいのですけれども、本来はJERAのアセットを厳密でなくてもいいから足して、もう少し仕上りを適正化していくことが本来は必要なんじゃないのかなと思いました。

審査における論点④（東京電力EPの事業報酬の算定方法）（2）

- レートベースには、電気事業の運営にとって真に不可欠な設備のみを織り込む必要がある。ただし、JERAについては、東京電力HDの支配が及ぶ連結子会社ではなく、資産を精査してレートベースに織り込むことは現実的に困難であると考えられる。
- そこで、JERAについては、有価証券報告書に記載されている粒度で、レートベースに相当する資産に、東京電力HDの持ち分である50%を乗じたものを織り込むこととしてはどうか。
- この場合、本来はレートベースから除外すべき資産が、事業報酬の算定過程に含まれる可能性があるものの、JERAの資産を最大限織り込むことで、発電小売事業に占める東京電力EPの割合が低下し、東京電力EPの事業報酬額を保守的に見積もることが可能になると考えられる。
- なお、JERAの有価証券報告書は、監査法人による監査を受けており、資産の実在性など、一定の信頼性は確保されているものと考えられる。

審査における論点④（東京電力EPの事業報酬の算定方法）（3）

● JERAを含めた算定方法のイメージは以下のとおり。

JERA（有価証券報告書数値×50%）を含めた場合

		(億円)					
		合計	送配電	発電等			小売
			PG	HD	RP	JERA	EP
レートベース	特定固定資産	62,741	47,880	5,684	3,871	5,054	253
	建設中資産	6,313	1,479	4,341	152	120	220
	使用済燃料再処理 関連加工仮勘定	3,536	0	3,536	0	0	50%
	核燃料資産	5,719	0	5,719	0	0	0
	特定投資	2,088	0	2,088	0	0	0
	運転資本	9,079	1,109	▲ 122	▲ 98	1,562	6,628
	合計額	89,477	50,467	31,908			7,101
事業報酬率		2.8%	1.9%				
事業報酬		2,505	959	1,546			
③レートベースの比率で按分							
事業報酬（EP）		2,505	959	1,265			282

JERA※ (有報ベース)
10,109
240
0
0
0
0
3,124
13,472

【参考】申請ベース（JERA除き）

(億円)				
合計	送配電	発電等		小売
	PG	HD	RP	EP
57,687	47,880	5,684	3,871	253
6,193	1,479	4,341	152	220
3,536	0	3,536	0	0
5,719	0	5,719	0	0
2,088	0	2,088	0	0
7,517	1,109	▲ 122	▲ 98	6,628
82,741	50,467	38,628		7,101
2.8%	1.9%			
2,317	959	1,358		
	959	1,059		299

※JERAの値は有価証券報告書から事務局で試算したものであり参考値

審査における論点④（東京電力EPの事業報酬の算定方法）（4）

- 今回の料金改定申請で、東京電力は、グループ全体でレートベースの自主カットを織り込んでいる。一方、これに伴って、レートベースに占める東京電力EPの割合が増加し、結果的に、東京電力EPの事業報酬が増加している。
- そのため、自主カットに伴って、東京電力EPの事業報酬が増加するというパラドックスを防ぐため、適切な事業報酬の算定方法を検討する必要がある。

(億円)

		自主カット後					
			PG (送配電)	HD (発電等)	RP (発電)	JERA (発電)	EP (小売)
レートベース	特定固定資産	62,741	47,880	5,684	3,871	5,054	253
	建設中資産	6,313	1,479	4,341	152	120	220
	使用済燃料再処理 関連加工仮勘定	3,536	0	3,536	0	0	0
	核燃料資産	5,719	0	5,719	0	0	0
	特定投資	2,088	0	2,088	0	0	0
	運転資本	9,079	1,109	▲ 122	▲ 98	1,562	6,628
	合計額	89,477	50,467	31,908			7,101
事業報酬率		2.8%	1.9%				
事業報酬		2,505	959	1,546			

事業報酬 (EP)			xxx	282
-----------	--	--	-----	-----

(億円)

		自主カット前					
			PG (送配電)	HD (発電等)	RP (発電)	JERA (発電)	EP (小売)
		68,850	47,880	11,679	3,871	5,054	367
		6,527	1,479	4,553	155	120	221
		3,536	0	3,536	0	0	0
		6,110	0	6,110	0	0	0
		2,088	0	2,088	0	0	0
		9,079	1,109	▲ 122	▲ 98	1,562	6,628
		96,191	50,467	38,509			7,215
		2.8%	1.9%				
		2,693	959	1,734			

			xxx	274
--	--	--	-----	-----



③レートベースの比率で按分

レートベースにおける自主カット（6,715億円）により、
東京電力EPの事業報酬は8億円増加

審査における論点④（東京電力EPの事業報酬の算定方法）（5）

- 事業報酬の算定式は下記のとおりであるところ、「③発電小売事業に占める小売事業の割合」は、料金算定規則において、「事業者及び特別関係事業者（発電事業者であるものに限る。）のレートベースの額の合計額のうち、事業者のレートベースの額の合計額の占める割合」とされており、レートベースの額以外の指標を用いることは困難とも考えられる。
- 上記を踏まえつつ、パラドックスを解消するため、当該規定における発電事業者のレートベースの額については、自主カット前のレートベースの額を用いると解釈することとしてはどうか。

【参考】事業報酬の算定式

（①電気事業全体の事業報酬－②送配電事業の事業報酬）×③発電小売事業に占める小売事業の割合

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

（事業報酬の算定）

第四条 事業者は、事業報酬として、電気事業報酬の額を算定（中略）しなければならない。

2 （略）

3 前項の規定にかかわらず、事業者の営む小売電気事業、一般送配電事業若しくは発電事業の全部若しくは一部の譲渡しがあり、又は事業者について分割（小売電気事業、一般送配電事業又は発電事業の全部又は一部を承継させるものに限る。）があった場合における電気事業報酬の額は、別表第一第一表により分類し、第一号に掲げる額から第二号に掲げる一般送配電事業等に係る電気事業報酬の額（事業者の営む一般送配電事業の全部の譲渡し又は事業者についての分割（一般送配電事業の全部を承継させるものに限る。）がないときは前項第二号に掲げる一般送配電事業等に係る電気事業報酬の額）を減じて得た額に、第三号に掲げる割合を乗じて得た額とする。

一・二 （略）

三 事業者及び特別関係事業者（発電事業者であるものに限る。）のレートベースの額の合計額のうち、事業者のレートベースの額の合計額の占める割合

審査における論点④（東京電力EPの事業報酬の算定方法）（6）

- 自主カット前のレートベースの額を用いた按分方法のイメージは以下のとおり。

HD・RPについて、自主カット前数値を用いた場合

(億円)

		合計	送配電	発電等			小売
			PG	HD	RP	JERA	EP
レートベース	特定固定資産	68,737	47,880	11,679	3,871	5,054	253
	建設中資産	6,527	1,479	4,553	155	120	220
	使用済燃料再処理 関連加工仮勘定	3,536	0	3,536	0	0	0
	核燃料資産	6,110	0	6,110	0	0	0
	特定投資	2,088	0	2,088	0	0	0
	運転資本	9,079	1,109	▲ 122	▲ 98	1,562	6,628
	合計額	96,077	50,467	38,509			7,101
	事業報酬率	2.8%	1.9%				
事業報酬		2,690	959	1,731			

③自主カット前のレートベースの比率で按分

事業報酬（按分後）	2,690	959	1,462	270
-----------	-------	-----	-------	-----

算出イメージ

2.8%	383	71	1,078	199
1.9%	959	71	38,509 × 2.8%	7,101 × 2.8%
	50,467 × 1.9%			

発電：小売 = 38,509 : 7,101

【参考】HD・RPについて、自主カット後数値を用いた場合

(億円)

		合計	送配電	発電等			小売
			PG	HD	RP	JERA	EP
		62,741	47,880	5,684	3,871	5,054	253
		6,313	1,479	4,341	152	120	220
		3,536	0	3,536	0	0	0
		5,719	0	5,719	0	0	0
		2,088	0	2,088	0	0	0
		9,079	1,109	▲ 122	▲ 98	1,562	6,628
		89,477	50,467	31,908			7,101
		2.8%	1.9%				
		2,505	959	1,546			

③自主カット後のレートベースの比率で按分

事業報酬（按分後）	2,505	959	1,265	282
-----------	-------	-----	-------	-----

2.8%	372	83	893	199
1.9%	959	83	31,908 × 2.8%	7,101 × 2.8%
	50,467 × 1.9%			

発電：小売 = 31,908 : 7,101

【6－9．事業報酬】

- ① レートベース・事業報酬の概要
- ② 各事業者の申請概要（レートベース・事業報酬）
- ③ 審査における論点（レートベース）
- ④ 審査における論点（事業報酬）
- ⑤ **審査の結果**

審査の結果（レートベース）

- レートベースを審査した結果、「6－8．設備投資（減価償却費・固定資産除却費）」に記載した特別監査の結果に加えて、以下の点についても査定する。

【東北電力】

- 料金審査要領に基づき、石炭資源開発（株）からの配当相当額を査定する。

審査の結果（事業報酬）

- 前ページのとおり査定したレートベースに、以下の前提に基づく事業報酬率を乗ずることで、事業報酬を算定することとする。ただし、新たに算定した事業報酬が、事業者の申請値を上回る場合、超過分は認めない。

① β値の算定期間

- 各事業者の申請日の前月末を起点とした「直近10年間」を算定期間とする。

② 公社債利回り及び全産業自己資本利益率の平均期間

- 2015～21年度の「直近7年」を平均期間とする。（※2021年度のデータが発刊されたことに伴って最新化）

③ 他人資本報酬率の算定方法

- 発販分離の事業者については、連結の有利子負債利子率を用いることとする。（発販一体の事業者については親会社単体の数値を用いる。）

④ 東京電力EPの事業報酬の算定方法

- 東京電力EPの事業報酬の算定において、JERAについては、有価証券報告書に記載されている粒度で、レートベースに相当する資産に、東京電力HDの持ち分である50%を乗じたものを織り込む。
- 電気事業全体から送配電事業分を控除した事業報酬の額に対し、発電小売事業に占める小売事業の割合を乗じる際、当該割合については、発電事業者の自主カット前のレートベースの額を用いることとする。

1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針案の概要
- 6. 査定方針案の各論**
 - 6－1. 需要想定・供給力
 - 6－2. 経営効率化
 - 6－3. 燃料費
 - 6－4. 購入・販売電力料
 - 6－5. 原子力バックエンド費用
 - 6－6. 人員計画・人件費
 - 6－7. 修繕費
 - 6－8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
 - 6－9. 事業報酬
 - 6－10. その他経費**
 - 6－11. 公租公課
 - 6－12. 控除収益
 - 6－13. 費用の配賦
 - 6－14. レートメイク・約款

7. 参考資料

【6－10．その他経費】

①その他経費の概要

②廃棄物処理費

③消耗品費

④補償費

⑤賃借料

⑥委託費

⑦損害保険料

⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金

⑨原賠・廃炉等支援機構一般負担金

⑩普及開発関係費

⑪養成費

⑫研究費

⑬諸費

⑭貸倒損

⑮共有設備費等分担額、同（貸方）

⑯建設分担関連費振替額（貸方）

⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）

⑱原子力廃止関連仮勘定償却費

⑲電力費振替勘定（貸方）

⑳社債発行費

㉑審査における論点

㉒審査の結果

その他経費の概要①

- その他経費は、廃棄物処理費や消耗品費などの費目をまとめた総称である。
- その他経費に該当する費目とその概要は以下のとおり。

費目名	説 明
廃棄物処理費	火力発電や原子力発電等によって発生する廃棄物の処理にかかる費用。火力では灰処理費、排水処理費、排煙処理費等があり、原子力では放射性廃棄物処理費等が該当。
消耗品費	発電用機器の潤滑油脂費、被服費、図書費、光熱費・水道料、車両の燃料費等。
補償費	契約、協定、覚書等による補償義務に基づいて定期的又は臨時的に支払う費用等。主なものは、汚染負荷量賦課金、損害賠償費用。
賃借料	事務所建物等の賃料である借地借家料、土地の使用料、その他車輛や事務機器等のリース料（機械賃借料、雑賃借料）等。
委託費	設備の運転又は点検、警備、業務のシステム化、口座振替関連等を他に委託する費用。
損害保険料	原子力損害の賠償に関する法律の規定による保険料、原子力損害賠償補償契約に関する法律の規定による補償料、火災保険等の損害保険契約等に基づいて支払う保険料。
原子力損害賠償資金 補助法一般負担金	原子力損害の補完的な補償に関する条約の実施に伴う原子力損害賠償資金の補助等に関する法律に基づく負担金。
原賠・廃炉等支援機構 一般負担金	原子力損害賠償・廃炉等支援機構法に基づく負担金。
普及開発関係費	広報活動、新規需要開発、電気使用合理化等に要する費用。テレビ・ラジオ放送費、PR館や展示館等の運営費、発電所見学会開催費、お客様周知用チラシ（料金改定等）やパンフレット印刷費等。

その他経費の概要②

費目名	説 明
養成費	電気技術の能力向上を目的とする研修費や社員の基礎的能力の向上を目的とする研修費等。
研究費	自社研究所の費用、委託研究の費用、共同研究のための分担金、その他研究のために要する費用。
諸費	通信運搬費、旅費、寄付金（反対給付を期待しないで任意に支出した金額）、団体費（諸会費及び事業団体費等）、雑費（会議費や諸会費、事業団体費、諸手数料、公共施設等分担金等）、雑損（貯蔵品の棚卸損や評価損等）。
貸倒損	電灯電力等の収入で回収できない費用。
共有設備費等分担額 ・同（貸方）	共有設備の維持、運転等の管理を分担する費用。
建設分担関連費振替額 （貸方）	電気事業及び附帯事業の建設に間接に関連した費用（人件費、旅費等）の建設仮勘定への振替額。
附帯事業営業費用分担関連費 振替額（貸方）	附帯事業の営業に間接に関連した費用（人件費、修繕費、減価償却費等）の振替額。
原子力廃止関連仮勘定償却費	原子力廃止関連仮勘定（廃炉した原子力発電設備の帳簿価額等）の償却費用（10年間均等償却）。
電力費振替勘定（貸方）	建設工事や附帯事業のために自家消費した電気を一括控除。
社債発行費	金融機関及び証券会社の取扱手数料等。

関係法令における規定①（その他経費）

- その他経費については、料金算定規則において、実績値等を基に算定することとなっている。
- また、料金審査要領において、普及開発関係費・寄付金・団体費・研究費等の原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（認可料金の原価等の算定）

第二条 改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款で設定する料金を算定しようとするみなし小売電気事業者（以下「事業者」という。）は、四月一日又は十月一日を始期とする一年間を単位とした将来の合理的な期間（以下「原価算定期間」という。）を定め、当該原価算定期間において電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」という。）を算定しなければならない。

（営業費の算定）

第三条

- 2 三** 使用済燃料再処理等拠出金発電費、廃棄物処理費、特定放射性廃棄物処分費、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、損害保険料、原子力損害賠償資金補助法一般負担金、原賠・廃炉等支援機構一般負担金、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費、貸倒損、固定資産除却費、原子力発電施設解体費、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)、原子力廃止関連仮勘定償却費、開発費、開発費償却、電力費振替勘定(貸方)、株式交付費及び社債発行費 実績値及び供給計画等を基に算定した額
- 九** 建設分担関連費振替額(貸方)及び附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方) 実績値及び供給計画等を基に算定した額

関係法令における規定②（その他経費）

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。
3. 資材調達や工事・委託事業等に係る費用であって、申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものについては、削減を求めることが困難であるものを除き、これまでの入札の実施等による効率化努力の実績や他の事業者の効率化努力との比較を行いつつ査定を行う。
4. 申請事業者の関係会社との取引に係る費用のうち、一般管理費等については、削減を求めることが困難であるものを除き、出資比率等を勘案し、申請事業者を求める効率化努力の水準と比較しつつ査定を行う。
5. 従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの（相談役及び顧問等）に係る費用や宿泊施設、体育施設その他の厚生施設（社宅・寮等であって、電気事業を遂行するために必要と認められるものを除く。）に係る費用については、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し、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）社宅・寮等の賃借料については、入居率が総務省統計局の「住宅・土地統計調査空き家率の算出」等の統計資料を指標としてこれを下回る部分や周辺物件の平均的賃料水準等を勘案し査定を行う。ただし、発電所や変電所の近隣にある社宅・寮等に係る賃借料については、合理的な理由がある場合には、これにかかわらず原価への算入を認める。
 - （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。
 - （5）研究費における一括分担金のように、事業者間で販売電力収入等一定の比率により各社の負担額が定まるものについては、個別の研究内容を確認できず査定が行えない場合には、原価への算入を認めない。

各事業者の申請概要（その他経費）【全体】

● その他経費に関する各事業者の申請概要は以下のとおり。

（単位：百万円）

	北海道電力			東北電力			東京電力 E P			北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
	申請	前回 (2013)	差引	申請	前回 (2013)	差引	申請	前回 (2012)	差引	申請	前回 (2008)	差引	申請	前回 (2008)	差引	申請	前回 (2013)	差引	申請	前回 (2008)	差引
廃棄物処理費	7,798	7,261	537	14,964	11,901	3,063	-	14,428	▲ 14,428	7,771	6,393	1,378	13,722	9,701	4,022	6,367	5,955	412	2,422	1,537	885
消耗品費	1,071	1,728	▲ 657	2,657	2,681	▲ 24	972	12,791	▲ 11,819	2,604	1,148	1,457	2,208	1,852	356	1,859	1,752	107	351	447	▲ 96
補償費	1,071	1,701	▲ 630	506	788	▲ 282	9	3,420	▲ 3,411	757	841	▲ 84	879	1,094	▲ 215	396	679	▲ 283	273	506	▲ 233
賃借料	3,160	2,794	366	11,027	6,797	4,229	6,983	30,869	▲ 23,886	2,087	1,647	440	4,668	2,360	2,308	3,872	2,184	1,689	490	851	▲ 361
委託費	34,530	19,366	15,164	31,990	32,833	▲ 843	70,347	137,920	▲ 67,573	19,301	7,185	12,116	29,930	17,488	12,442	24,848	24,852	▲ 4	2,440	3,257	▲ 816
損害保険料	345	609	▲ 264	748	842	▲ 94	3	1,906	▲ 1,903	380	449	▲ 70	493	481	12	453	850	▲ 397	6	25	▲ 19
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	6	-	6	13	-	13	-	-	-	6	-	6	6	-	6	6	-	6	-	-	-
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	6,806	6,520	286	10,663	10,709	▲ 46	-	56,740	▲ 56,740	5,676	-	5,676	5,175	-	5,175	7,755	6,520	1,235	-	-	-
普及開発関係費	446	377	68	2,575	761	1,814	1,611	1,897	▲ 286	562	6,485	▲ 5,923	111	6,287	▲ 6,176	619	381	238	52	897	▲ 845
養成費	472	483	▲ 12	962	540	422	204	1,840	▲ 1,636	389	556	▲ 168	532	890	▲ 358	520	725	▲ 205	36	119	▲ 83
研究費	1,570	1,311	259	3,419	2,974	445	1,644	10,703	▲ 9,059	1,191	1,334	▲ 143	2,617	3,770	▲ 1,153	2,452	2,220	232	39	143	▲ 104
諸費	9,198	4,743	4,455	19,424	7,303	12,121	17,761	11,864	5,897	5,362	2,575	2,787	15,970	14,780	1,190	7,062	4,072	2,990	527	2,411	▲ 1,885
（内数）寄付金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63	▲ 63	-	342	▲ 342	-	-	-	-	262	▲ 262
（内数）団体費	416	252	165	516	273	244	353	477	▲ 124	346	354	▲ 8	417	423	▲ 6	283	307	▲ 24	4	95	▲ 90
貸倒損 ※前回は「電気料貸倒損」	606	630	▲ 24	857	644	213	4,949	2,392	2,557	147	162	▲ 14	363	474	▲ 111	206	213	▲ 7	71	88	▲ 17
共有設備費等分担額	228	236	▲ 8	413	357	56	-	1,870	▲ 1,870	150	47	103	234	181	53	279	288	▲ 9	-	-	-
共有設備費等分担額（貸方）	▲ 14	▲ 15	1	▲ 17	▲ 44	27	-	▲ 15	15	▲ 4	-	▲ 4	▲ 30	▲ 39	9	▲ 245	▲ 191	▲ 54	-	-	-
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 50	▲ 135	85	▲ 295	▲ 294	▲ 1	▲ 45	▲ 353	308	▲ 173	▲ 3	▲ 170	▲ 398	▲ 98	▲ 300	▲ 15	▲ 19	4	▲ 11	▲ 60	49
附帯事業営業費用分担関連費振替額	▲ 24	▲ 3	▲ 22	▲ 98	▲ 31	▲ 68	▲ 469	▲ 513	44	▲ 12	▲ 2	▲ 9	▲ 250	▲ 117	▲ 133	▲ 110	▲ 117	7	▲ 36	▲ 5	▲ 31
原子力廃止関連仮勘定償却費	-	-	-	2,441	-	2,441	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,333	-	4,333	-	-	-
電力費振替勘定（貸方）	▲ 26	▲ 28	2	▲ 120	▲ 143	22	-	▲ 108	108	-	-	-	▲ 2,225	▲ 289	▲ 1,936	▲ 287	▲ 176	▲ 112	▲ 1	▲ 21	19
社債発行費	373	116	258	447	187	260	8	-	8	352	100	252	529	119	410	231	47	184	14	▲ 11	25
社債発行費償却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	▲ 38
その他	-	-	-	-	272	▲ 272	-	-	-	-	78	▲ 78	-	99	▲ 99	-	33	▲ 33	-	-	-
合計	67,565	47,696	19,869	102,573	79,076	23,497	103,977	287,651	▲ 183,674	46,546	28,995	17,551	74,535	59,034	15,501	60,601	50,269	10,333	6,672	10,222	▲ 3,550
営業費合計に占めるその他経費の割合	9.0%	9.0%	-	4.2%	6.5%	-	1.5%	6.7%	-	6.0%	9.1%	-	5.7%	8.4%	-	9.2%	14.4%	-	3.7%	11.0%	-

※「申請」は、原価算定期間（2023～25年度）の3カ年平均値。「前回」には、送配電部門の原価は含まない。

※単位未満は四捨五入。差引、合計は一致しない場合がある。黄色ハイライトは、差引+10億円以上のもの。

【6－10．その他経費】

①その他経費の概要

②廃棄物処理費

③消耗品費

④補償費

⑤賃借料

⑥委託費

⑦損害保険料

⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金

⑨原賠・廃炉等支援機構一般負担金

⑩普及開発関係費

⑪養成費

⑫研究費

⑬諸費

⑭貸倒損

⑮共有設備費等分担額、同（貸方）

⑯建設分担関連費振替額（貸方）

⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）

⑱原子力廃止関連仮勘定償却費

⑲電力費振替勘定（貸方）

⑳社債発行費

㉑審査における論点

㉒審査の結果

各事業者の申請概要（廃棄物処理費）

- 廃棄物処理費は、火力発電や原子力発電などから発生する廃棄物の処理に係る費用が計上されている（東京は計上無し）。
- 沖縄電力の申請原価は、現行原価と比較して、伸びが大きい。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				北陸電力			
	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)	申請原価 (A)	直近実績 【参考】	現行原価 (B)	増減 (A／B)
火力廃棄物処理費	7,282	6,498	6,713	108.5%	12,635	10,766	8,954	141.1%	6,325	8,224	4,696	134.7%
原子力廃棄物処理費	516	409	548	94.2%	2,329	1,787	2,948	79.0%	1,447	1,389	1,697	85.2%
合計	7,798	6,907	7,261	107.4%	14,964	12,553	11,901	125.7%	7,771	9,612	6,393	121.6%

	中国電力				四国電力				沖縄電力			
	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)	申請原価 (A)	直近実績 【参考】	現行原価 (B)	増減 (A／B)
火力廃棄物処理費	10,854	8,402	8,279	131.1%	4,310	4,373	4,061	106.1%	2,422	1,550	1,537	157.6%
原子力廃棄物処理費	2,869	1,910	1,423	201.6%	2,057	1,675	1,894	108.6%	－	－	－	－
合計	13,722	10,312	9,702	141.4%	6,367	6,048	5,955	106.9%	2,422	1,550	1,537	157.6%

※現行原価：北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価を除く。
 ※直近実績：2021年度実績値。

関係法令における規定（廃棄物処理費）

- 廃棄物処理費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

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。

【6－10．その他経費】

①その他経費の概要

②廃棄物処理費

③消耗品費

④補償費

⑤賃借料

⑥委託費

⑦損害保険料

⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金

⑨原賠・廃炉等支援機構一般負担金

⑩普及開発関係費

⑪養成費

⑫研究費

⑬諸費

⑭貸倒損

⑮共有設備費等分担額、同（貸方）

⑯建設分担関連費振替額（貸方）

⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）

⑱原子力廃止関連仮勘定償却費

⑲電力費振替勘定（貸方）

⑳社債発行費

㉑審査における論点

㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（消耗品費）

- 消耗品費は、機械装置の潤滑油の費用、事務用品費、水道光熱費、給水処理のための薬品（苛性ソーダ・アンモニア等）やイオン交換樹脂等が計上されている。
- 北陸電力の申請原価は、現行原価と比較して、伸びが大きい。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				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）	申請原価 （A）	直近実績 【参考】	現行原価 （B）	増減 （A／B）
潤滑油脂費	39	39	44	88.6%	273	146	168	162.5%	－	－	230	－
雑消耗品費	1,032	959	1,684	61.3%	2,384	2,023	2,513	94.9%	972	902	12,561	7.7%
被服費	16	9	24	66.7%	32	11	108	29.6%	－	－	321	－
図書費	41	40	37	110.8%	100	95	62	161.3%	17	14	221	7.7%
什器工具費	140	129	293	47.8%	163	312	569	28.6%	97	70	－	－
事務用品費	163	153	353	46.2%	342	314	525	65.1%	－	－	－	－
諸車等燃料費	31	34	138	22.5%	227	47	51	445.1%	12	6	950	1.3%
水道光熱費	79	84	80	98.8%	506	431	237	213.5%	203	105	1,257	16.1%
その他	562	509	758	74.1%	1,014	815	959	105.7%	643	707	9,812	6.6%
合計	1,071	998	1,728	62.0%	2,657	2,169	2,681	99.1%	972	902	12,791	7.6%

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・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時のもの。託送原価を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。