

■ I R 決算説明（2023年度第1四半期）

2023年7月28日

北海道電力株式会社

■ 決算、業績見通し

・第1四半期 連結経営成績・財政状態	・・・	3
・第1四半期 連結収支比較表	・・・	4
・第1四半期 連結決算の概要	・・・	5
・第1四半期（連結決算） －経常利益の変動要因（対前年同期比較）	・・・	6
・2023年度 連結業績予想	・・・	7
・2023年度 連結業績予想 －経常損益の変動要因（対前年度比較）	・・・	8
・2023年度 配当予想	・・・	9
・決算補足資料	・・・	10

■ 経営の取り組み

・電力小売販売	・・・	26
・泊発電所の早期再稼働に向けた取り組み	・・・	29
・水素製造設備の運用開始について	・・・	32
・苫小牧エリアにおけるCCS 実現可能性 調査を受託	・・・	33
・オフサイトPPAを活用した電気のお届け	・・・	34
・「コーポレート・ガバナンスに関する報告書」 の更新	・・・	35
・4月27日 2022年度決算公表以降のトピック	・・・	36

■ 決算、業績見通し

■ 第1四半期 連結経営成績・財政状態

経営成績（累計）

（単位：億円）

	当第1四半期 (A)	前第1四半期 (B)	増減 (A)-(B)	対前年同期 増減率%
売上高	2,277	1,760	517	29.4
営業利益	494	130	363	278.3
経常利益	475	127	348	273.0
親会社株主に帰属する 四半期純利益	346	104	241	231.5
1株当たり四半期純利益	166円79銭	49円13銭	117円66銭	

財政状態

（単位：億円）

	当第1四半期末 (A)	前年度末 (B)	増減 (A)-(B)
総資産	21,161	20,933	228
純資産	2,935	2,581	354
自己資本比率	13.3%	11.7%	1.6%

■ 第1四半期 連結決算－収支比較表

(単位：億円)

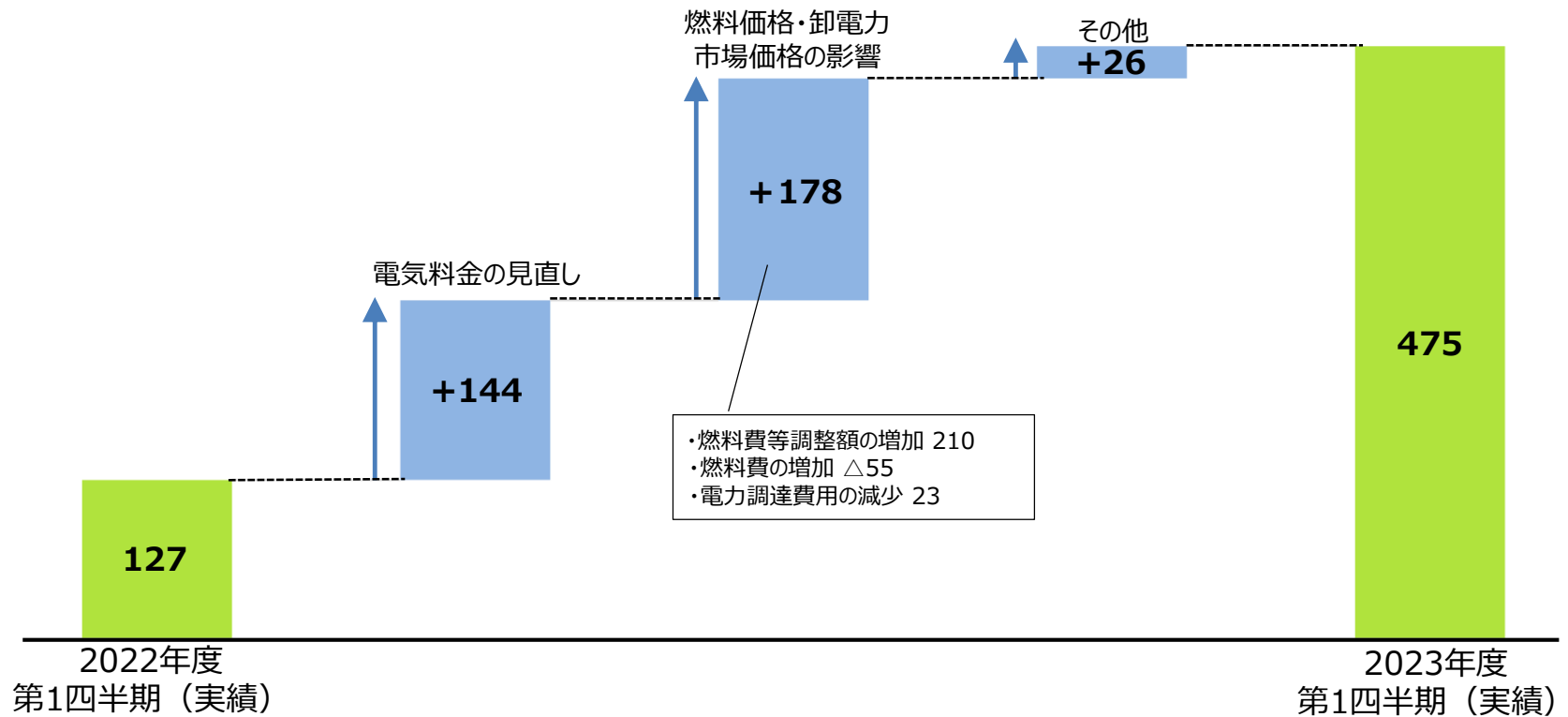
		当第1四半期 連結累計期間 (A)	前第1四半期 連結累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	対前年同期増減率%
経常 収益	営業収益（売上高）	2,277	1,760	517	29.4
	電気事業営業収益	2,182	1,662	520	31.3
	その他事業営業収益	95	98	△ 2	△ 2.5
	営業外収益	11	24	△ 12	△ 52.3
	合計	2,289	1,785	504	28.3
経常 費用	営業費用	1,783	1,629	154	9.5
	電気事業営業費用	1,701	1,543	158	10.3
	その他事業営業費用	82	86	△ 4	△ 5.0
	営業外費用	30	27	2	9.5
	合計	1,814	1,657	156	9.5
[営業利益]		[494]	[130]	[363]	[278.3]
経常利益		475	127	348	273.0
渇水準備金引当又は取崩し		0	0	0	350.0
税金等調整前四半期純利益		475	127	347	273.0
法人税等		129	23	105	445.1
四半期純利益		345	103	241	233.5
非支配株主に帰属する四半期純損失		△ 0	△ 0	0	-
親会社株主に帰属する四半期純利益		346	104	241	231.5
(参考)	四半期包括利益	355	101	254	252.1

■ 第1四半期 連結決算の概要

売上高 (増収)	燃料価格や卸電力市場価格の変動に伴う燃料費等調整額の増加に加え、 電気料金の見直しなどにより、 前年同期に比べ517億円増加の2,277億円となりました。
経常利益 (増益)	燃料価格や卸電力市場価格の変動に伴う収支の好転に加え、 電気料金の見直しなどにより、 前年同期に比べ348億円増加の475億円となりました。
親会社株主に 帰属する 四半期純利益	経常利益の増加などにより、 前年同期に比べ241億円増加の346億円となりました。

■ 第1四半期（連結決算）－ 経常利益の変動要因（対前年同期比較）

（単位：億円）



■ 2023年度 連結業績予想

2023年度通期の連結業績につきましては、電灯・電力料などを想定できないことから、売上高・利益ともに未定としておりました。

本年5月19日に経済産業大臣から規制部門の小売電気料金値上げの認可をいただいたことや、至近の火力発電所の稼働状況などを踏まえ、2023年度通期の連結業績を算定しましたのでお知らせいたします。

(単位：億円、億kWh)

	2023年度 見通し (A)	2022年度 実績 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	9,770程度	8,888	880程度
営業損益	450程度	△225	670程度
経常損益	320程度	△292	610程度
親会社株主に帰属する 当期純損益	270程度	△221	490程度
(対前期増減率) 小売・他社販売電力量	(10.0%程度) 342程度	(3.8%) 311	31程度
(対前期増減率) 小売販売電力量	(△1.8%程度) 235程度	(8.0%) 239	△4程度

※小売販売電力量および小売・他社販売電力量は、北海道電力(株)、北海道電力ネットワーク(株)および北海道電力コグリエーション(株)の販売電力量を示す。

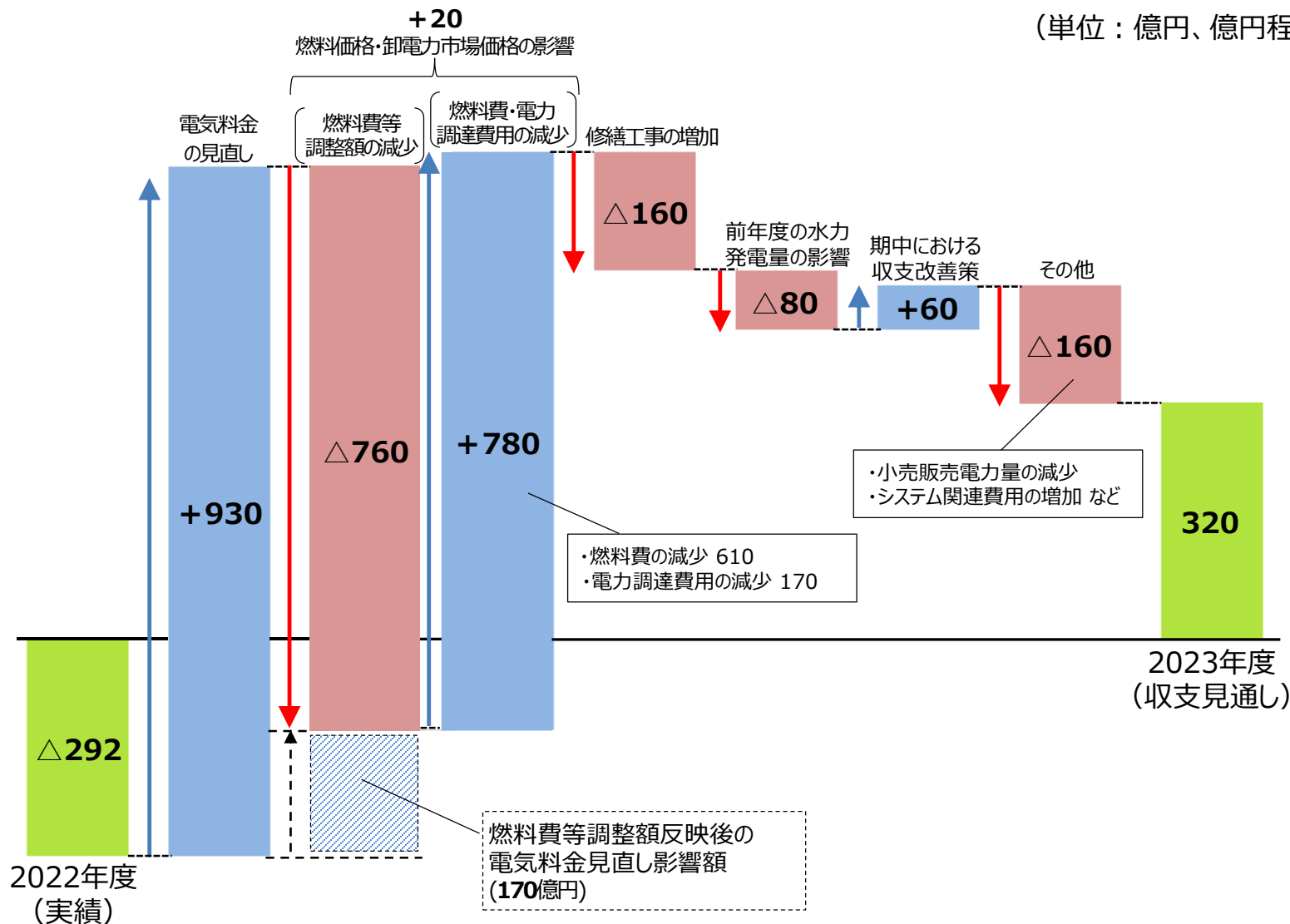
【主要諸元】

為替レート (円 / \$)	139程度	135	4程度
原油CIF価格 (\$ / bl)	80.0程度	102.7	△22.7程度

※7月以降、為替レートは140円/\$程度、原油CIF価格は80\$/bl程度と想定しております。

■ 2023年度 連結業績予想 – 経常損益の変動要因 (対前年度比較)

(単位：億円、億円程度)



■ 2023年度 配当予想

中間・期末配当予想につきましては、2023年度の業績予想は公表したものの、自己資本の回復基調を見極めることとし、普通株式および優先株式ともに引き続き未定とさせていただきます。

【1株当たり配当金】

	普通株式			B種優先株式		
	中間	期末	年間	中間	期末	年間
2022年度 (実績)	0円	0円	0円	0円	0円	0円
2023年度 (予想)	未定	未定	未定	未定	未定	未定

■ 決算補足資料

- 販売電力量（連結）
- 北海道電力(株)小売販売電力量の月別推移
- 連結収支比較表（収益）
- 供給電力量（連結）
- 連結収支比較表（費用・経常利益）
- 連結セグメント情報
- 燃料費と燃料費調整額のタイムラグ影響イメージ
- 費用項目（2社合計）
 - ・人件費
 - ・燃料費・購入電力料
 - ・修繕費、減価償却費
 - ・支払利息、その他費用
- 主要諸元・影響額
- 連結貸借対照表
- 連結包括利益計算書

連結決算－販売電力量

- ・小売販売電力量は、春先の高気温による暖房需要の減少などはありませんでしたが、当社とご契約いただいたお客さまが増加したことなどから、合計で5,333百万kWh、対前年伸び率1.0%となりました。
- ・他社販売電力量は、再生可能エネルギーの固定価格買取制度に伴う販売量の増加などから、合計で2,226百万kWh、対前年伸び率25.7%となりました。

(単位：百万kWh)

		当第1四半期 連結累計期間 (A)	前第1四半期 連結累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	対前年同期増減率%	
小売	低圧	電灯	1,829	1,916	△ 87	△ 4.6
		電力	323	361	△ 38	△ 10.7
		計	2,152	2,277	△ 125	△ 5.5
		高圧・特別高圧	3,050	2,958	92	3.1
		小計(※1)	5,202	5,235	△ 33	△ 0.6
		その他(※2)	131	44	87	196.2
		合計	5,333	5,279	54	1.0
他社販売電力量		2,226	1,772	454	25.7	
小売・他社販売電力量合計		7,559	7,051	508	7.2	

※1 小計欄は、北海道電力(株)の販売電力量を示す。

※2 その他欄は、北海道電力ネットワーク(株)および北海道電力コクリエーション(株)の販売電力量を示す。

北海道電力(株)小売販売電力量の月別推移

(百万kWh, %)

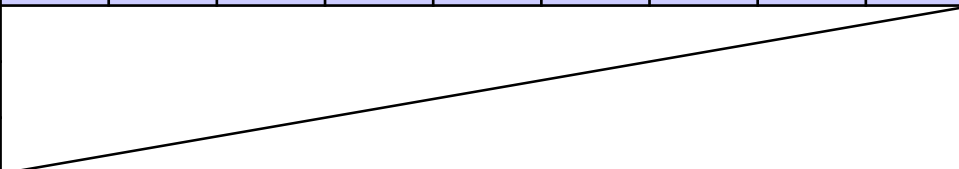
		2023年度			
		4月	5月	6月	1Q実績
低 圧	電 灯	697	637	495	1,829
	電 力	145	102	76	323
	計	842	739	571	2,152
高圧・特別高圧		1,021	1,012	1,017	3,050
(対前年同期増減率)		(△3.1%)	(0.9%)	(0.7%)	(△0.6%)
合 計		1,863	1,751	1,588	5,202

(百万kWh, %)

		2022年度												
		4月	5月	6月	1Q実績	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
低 圧	電 灯	756	650	510	1,916	551	575	548	556	641	729	991	824	726
	電 力	183	104	74	361	85	94	86	86	106	183	351	318	235
	計	939	754	584	2,277	636	669	634	642	747	912	1,342	1,142	961
高圧・特別高圧		984	982	992	2,958	1,149	1,137	1,089	1,100	1,121	1,270	1,296	1,168	1,125
(対前年同期増減率)		(3.6%)	(1.6%)	(9.3%)	(4.6%)	(8.1%)	(5.8%)	(13.4%)	(10.8%)	(7.2%)	(8.6%)	(3.1%)	(5.2%)	(△1.4%)
合 計		1,923	1,736	1,576	5,235	1,785	1,806	1,723	1,742	1,868	2,182	2,638	2,310	2,086

【北海道の平均気温】

(単位: °C)

		3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
平均気温 (2023年~ 2024年)	実 績	4.1	8.5	13.0	18.4									
	前年差	2.1	0.3	△0.6	2.2									
	平年差	3.6	2.0	1.1	2.3									

連結収支比較表（収益）

（単位：億円）

	当第1 四半期連結 累計期間 (A)	前第1 四半期連結 累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)	対前年同期 増減率%	主 な 増 減 要 因	
売 上 高	2,277	1,760	517	29.4		
電気事業営業収益	2,182	1,662	520	31.3		
2 社 合 計 ※	電 灯 ・ 電 力 料	1,455	1,213	242	19.9	【増加要因】 ・電気料金の見直し(144) ・燃料費等調整額の増加(210) ・小売販売電力量等の増加 【減少要因】 ・国による電気・ガス価格激変緩和対策事業 に伴う値引額(△216)
	そ の 他	732	454	278	61.3	・地帯間・他社販売電力料の増加(80) ・託送収益の減少(△19) ・国による電気・ガス価格激変緩和対策事業 に伴う補助金の増加(216)
	地帯間・他社 販売電力料(再掲)	390	310	80	25.9	
	託送収益(再掲)	95	115	△ 19	△ 17.1	
	子会社・連結修正	△ 5	△ 5	△ 0	5.9	
その他事業営業収益	95	98	△ 2	△ 2.5		
営 業 外 収 益	11	24	△ 12	△ 52.3		
経 常 収 益	2,289	1,785	504	28.3		

※ 2社合計は、北海道電力㈱と北海道電力ネットワーク㈱の合計（内部取引消去後）の実績を表示している。

- ・ 泊発電所が全基停止する中、供給設備の適切な運用や卸電力市場取引等の活用により、安定した供給を確保することができました。

(単位：百万kWh)

		当第1四半期 連結累計期間 (A)	前第1四半期 連結累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)	対前年同期増減率%
発 電 電 力 量	(出水率%)	(100.2%)	(97.2%)	(3.0%)	
	水 力	1,206	1,240	△ 34	△ 2.7
	火 力	2,576	3,106	△ 530	△ 17.1
	(設備利用率%) 原 子 力	(-)	(-)	(-)	-
	新エネルギー等	21	35	△ 14	△ 41.0
計		3,803	4,381	△ 578	△ 13.2
他社受電電力量※		4,288	3,212	1,076	33.4
揚 水 用		△ 124	△ 152	28	△ 18.7
合 計		7,967	7,441	526	7.1

※他社受電電力量には、連結子会社の北海道パワーエンジニアリング(株)およびほくでんエコエナジー(株)からの受電電力量が含まれている。

連結収支比較表（費用・経常利益）

（単位：億円）

		当第1 四半期連結 累計期間 (A)	前第1 四半期連結 累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)	対前年同期 増 減率%	主 な 増 減 要 因
電気事業営業費用		1,701	1,543	158	10.3	
2 社 合 計 ※	人 件 費	140	141	△ 0	△ 0.5	
	燃 料 費	441	403	37	9.3	・燃料価格・卸電力市場価格の影響(32) ・小売販売電力量の増加
	購 入 電 力 料	562	449	112	25.0	・購入電力料の増加（卸電力市場取引 等の活用など）
	修 繕 費	87	80	6	8.5	
	減 価 償 却 費	164	177	△ 13	△ 7.4	・前年度末償却終了の影響(△21)
	そ の 他 費 用	315	295	19	6.6	・システム関連費用の増加(4)
子会社・連結修正		△ 9	△ 5	△ 4	77.2	
その他事業営業費用		82	86	△ 4	△ 5.0	
営 業 外 費 用		30	27	2	9.5	
支払利息(再掲)		25	23	2	10.2	
経 常 費 用		1,814	1,657	156	9.5	
経 常 利 益		475	127	348	273.0	

※ 2社合計は、北海道電力(株)と北海道電力ネットワーク(株)の合計（内部取引消去後）の実績を表示している。

連結決算－セグメント情報

- ・北海道電力セグメントの売上高は、燃料価格や卸電力市場価格の変動に伴う燃料費等調整額の増加に加え、電気料金の見直しなどにより、前年同期に比べ521億円増加の2,073億円となりました。
セグメント損益は、燃料価格や卸電力市場価格の変動に伴う収支の好転に加え、電気料金の見直しなどにより、前年同期に比べ285億円増加し、407億円の経常利益となりました。
- ・北海道電力ネットワークセグメントの売上高は、レベニューキャップ制度導入に伴う託送料金改定による収入増や、最終保障供給による電力料の増加はあったものの、市場価格の低下に伴う他社販売電力料の減少などにより、前年同期に比べ11億円減少の743億円となりました。
セグメント損益は、託送料金改定による影響や、市場価格の低下に伴う需給調整費用の減少などにより、前年同期に比べ68億円増加の77億円の経常利益となりました。
- ・その他の売上高は、前年同期並みの280億円となったものの、セグメント損益は、建設業における工事採算性の向上などにより、前年同期に比べ4億円増加し、15億円の経常利益となりました。

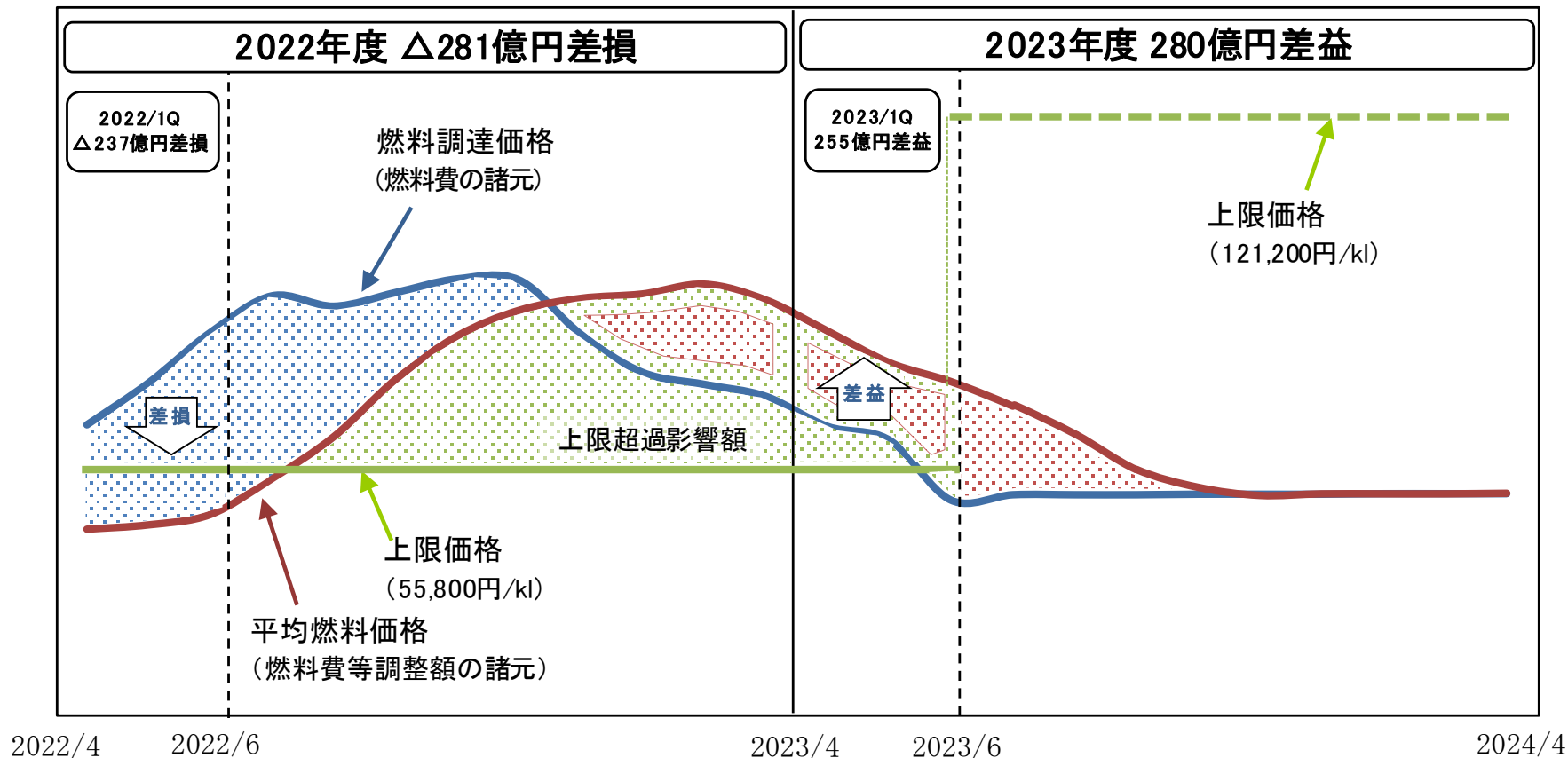
(単位：億円)

	当第1四半期 連結累計期間 (A)	前第1四半期 連結累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)
売上高	2,277	1,760	517
北海道電力	2,073	1,552	521
北海道電力ネットワーク	743	754	△ 11
その他 ※1	280	281	△ 1
調整額 ※2	△ 819	△ 828	9
セグメント損益 (経常損益)	475	127	348
北海道電力	407	121	285
北海道電力ネットワーク	77	8	68
その他 ※1	15	11	4
調整額 ※2	△ 24	△ 14	△ 10

※1 「その他」は、「北海道電力」および「北海道電力ネットワーク」セグメント以外の、その他の連結子会社等の実績である。

※2 「調整額」は、連結決算におけるセグメント間取引の消去額である。

燃料費と燃料費調整額のタイムラグ影響イメージ



※タイムラグ影響は「実際の燃調額」と「時期ずれを考慮しない燃調額」との差額を機械的に算定したものである。

費用項目（2社合計※）

◆人件費

(単位：億円)

	当第1四半期 累計期間 (A)	前第1四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
人件費	140	141	△0	

【数理計算上の差異】

*発生年度の翌年度から5年均等償却

*第1四半期では、年間償却額の1/4計上

(単位：億円)

	発生額	前年度 償却額	当年度（2023年度）		
			償却額	未償却残	終了年度 (残存年数)
2017年度発生分	△ 6	△ 1	—	—	—
2018年度発生分	14	3	3	—	2023年度（終了）
2019年度発生分	37	7	7	7	2024年度（1年）
2020年度発生分	△ 46	△ 9	△ 9	△ 18	2025年度（2年）
2021年度発生分	53	10	10	32	2026年度（3年）
2022年度発生分	29	—	6	23	2027年度（4年）
合計		10	17	44	

※ 2社合計は、北海道電力(株)と北海道電力ネットワーク(株)の合計（内部取引消去後）の実績を表示している。

◆燃料費・購入電力料

（単位：億円）

		当第1四半期 累計期間 (A)	前第1四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
燃料費・購入電力料		1,003	853	150	<ul style="list-style-type: none"> ・燃料価格・卸電力市場価格の影響（32） ・小売販売電力量の増加 ・購入電力料の増加（卸電力市場取引等の活用など）
内訳	燃料費	441	403	37	
	購入電力料	562	449	112	

※ 2社合計は、北海道電力(株)と北海道電力ネットワーク(株)の合計（内部取引消去後）の実績を表示している。

費用項目（2社合計※）

◆修繕費

（単位：億円）

		当第1四半期 累計期間 (A)	前第1四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
修 繕 費		87	80	6	
内 訳	電 源	30	20	9	
	その他	57	60	△3	

◆減価償却費

（単位：億円）

		当第1四半期 累計期間 (A)	前第1四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
減価償却費		164	177	△13	前年度未償却終了の影響（△21）
内 訳	電 源	84	100	△16	
	その他	80	77	2	

※ 2社合計は、北海道電力(株)と北海道電力ネットワーク(株)の合計（内部取引消去後）の実績を表示している。

◆支払利息

(単位：億円)

	当第1四半期 累計期間 (A)	前第1四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
(期中平均金利%) 支払利息	(0.69) 25	(0.66) 23	(0.03) 2	

◆その他費用

(単位：億円)

	当第1四半期 累計期間 (A)	前第1四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
その他費用	315	295	19	システム関連費用の増加（4）

※ 2社合計は、北海道電力(株)と北海道電力ネットワーク(株)の合計（内部取引消去後）の実績を表示している。

【主要諸元】

	当第1四半期 累計期間 (A)	前第1四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)
為替レート (円/\$)	137	130	7
原油 CIF価格 (\$/bl)	84.0	110.7	△26.7
海外炭 CIF(\$/t)	256.4	304.1	△47.7
L N G C I F(\$/t)	663.5	803.0	△139.5
出水率 (%)	100.2	97.2	3.0

【影響額】

(単位：億円)

	当第1四半期 累計期間 (A)	前第1四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)
為替レート (1円/\$)	3	3	0
原油 CIF価格 (1\$/bl)	2	1	1
海外炭 CIF(1\$/t)	1	0.7	0.3
L N G C I F(1\$/t)	0	0.1	△0.1
出水率 (1%)	1	2	△1

連結貸借対照表

(単位：億円)

	当第1四半期末 (A)	前年度末 (B)	増 減 (A)-(B)	主な増減要因
資 産	21,161	20,933	228	・電気事業固定資産の減少 (△78) ・再工ネ特措法交付金未収額の増加 (314)
負 債	18,225	18,352	△126	・有利子負債の増加 (227) ・工事代支払による未払債務の減少 (△242)
純資産	2,935	2,581	354	・四半期利益純利益の計上 (346)

(単位：億円、%)

	当第1四半期末 (A)	前年度末 (B)	増 減 (A)-(B)
有利子負債 残高	14,986	14,759	227
自己資本 比率	13.3	11.7	1.6

【連結包括利益計算書】

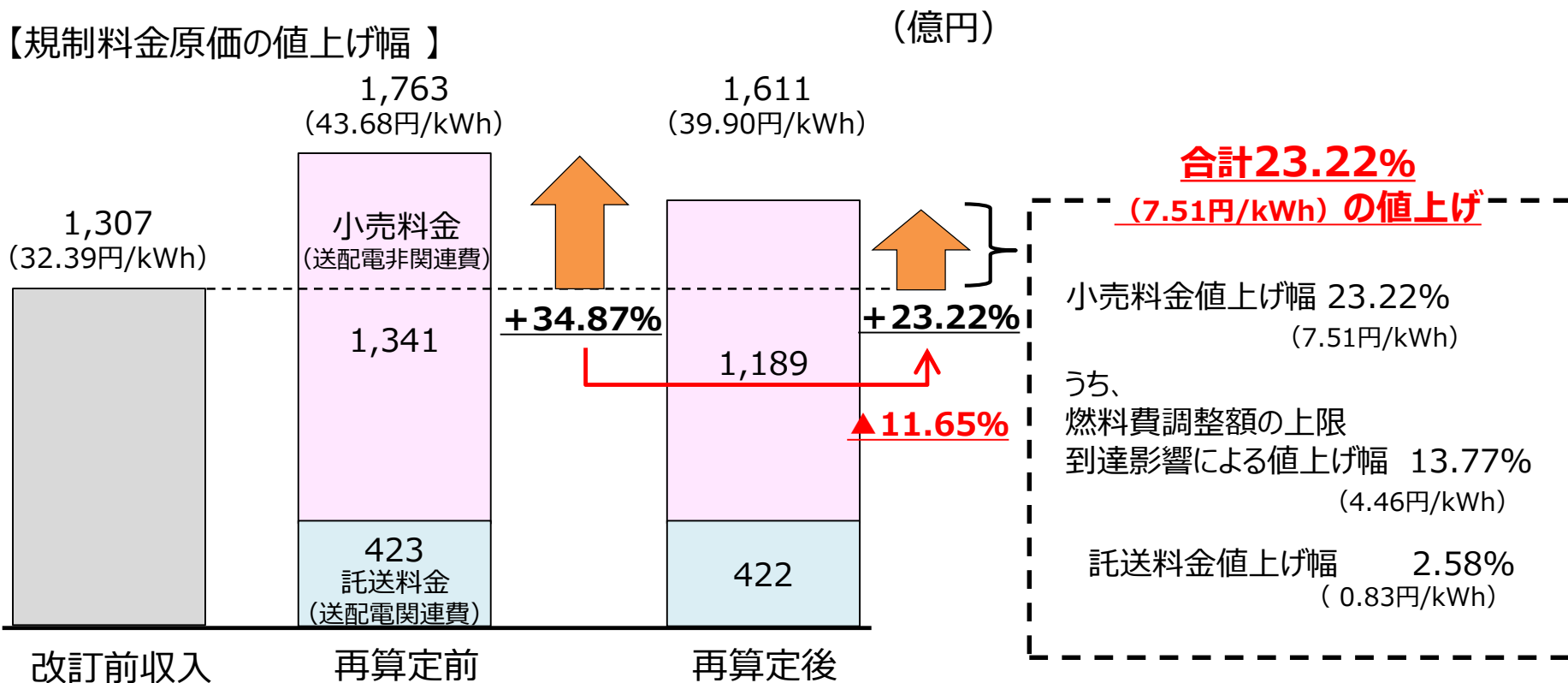
(単位：億円)

	当第1四半期 連結累計期間 (A)	前第1四半期 連結累計期間 (B)	増減 (A)-(B)
四半期純利益	345	103	241
その他の包括利益	10	△2	12
その他有価証券評価差額金	8	△4	12
繰延ヘッジ損益	△1	-	△1
退職給付に係る調整額	3	1	1
四半期包括利益	355	101	254
親会社株主に係る四半期包括利益	355	101	254
非支配株主に係る四半期包括利益	0	△0	0

■ 経営の取り組み

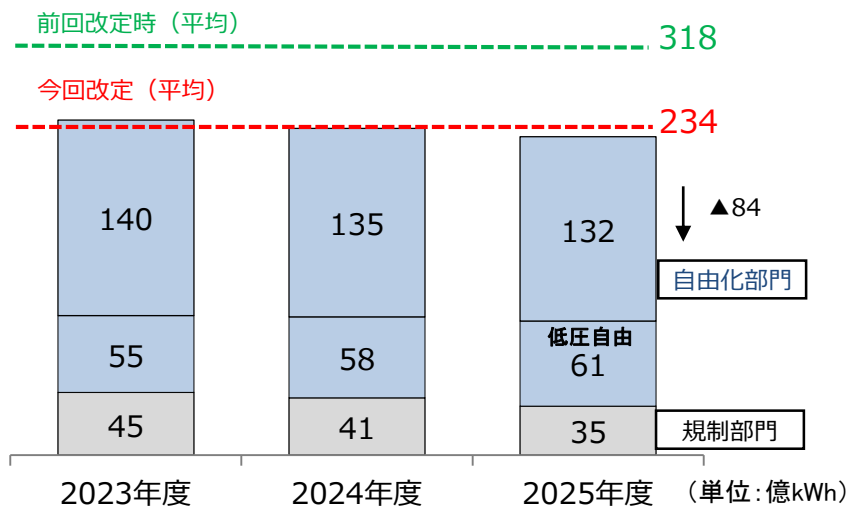
■ 電力小売販売一低圧・規制料金①（料金の見直し幅）

- 低圧規制料金については、燃料価格や卸売電力市場の高騰、円安の進行等により、電力供給コストが電気料金収入を大きく上回る状況の是正に向け、2023年1月26日に34.87%の値上げを行うことで小売供給約款の変更認可申請を行った。
- その後、燃料価格低下を踏まえた再算定および経済産業省からの修正指示を反映し、補正申請を行った。値上げ幅は23.22%となり、当初予定よりも▲11.65%減少した。
- 2023年5月19日、上記の補正申請内容について経済産業大臣から認可され、同年6月1日から値上げを実施した。

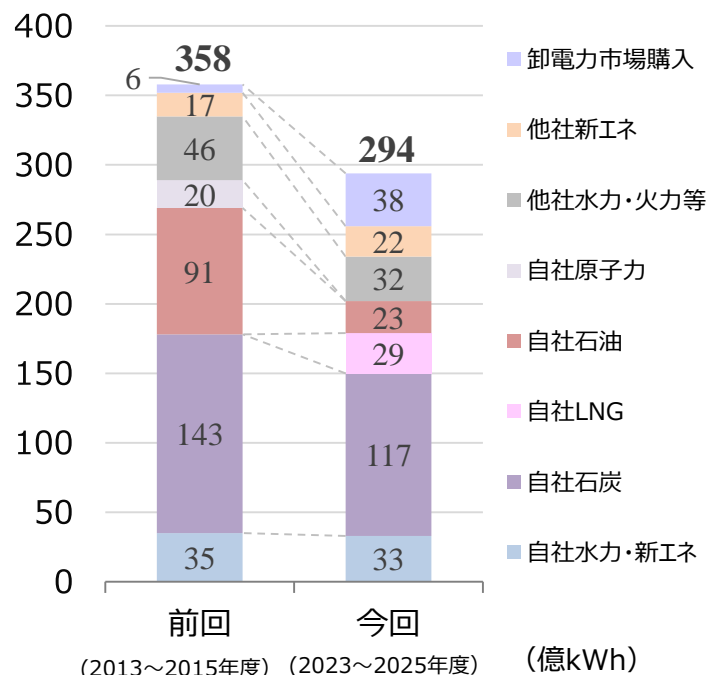


■ 電力小売販売一低圧・規制料金②（見直しの算定緒元）

販売電力量 ※自家消費分を除く



発電電力量



燃料価格

	前回	今回
為替レート(円/\$)	87	138.8
原油CIF(\$/b)	112.6	94.6
LNGCIF(\$/t)	-	954.9
石炭CIF(\$/t)	120.0	383.3

卸電力市場価格

	前回	今回
北海道エリアプライス(円/kWh)	-	20.97

燃料費調整単価の算定諸元

	前回	今回	
基準単価(円/kWh)	0.197	0.173	
基準燃料価格(円/kl)	37,200	80,800	
換算係数	α (原油)	0.4699	0.1874
	β (LNG)	-	0.0899
	γ (海外炭)	0.7879	1.0036

	低圧		高圧・特別高圧
	規制料金	自由料金	
小売料金の 見直し状況 基本料金＋電力量料金 ＋燃料費調整額	2023年6月より 値上げ (2023年5月19日認可)	2023年6月より 値上げ (燃料費調整制度における平均燃 料価格の上限は、2022年12月分 料金より廃止済)	2023年4月より 値上げ (2022年12月22日公表)
託送料金 見直し分の 反映状況	上記見直しに反映	上記見直しに反映	2023年4月より 反映 (2023年2月17日公表)

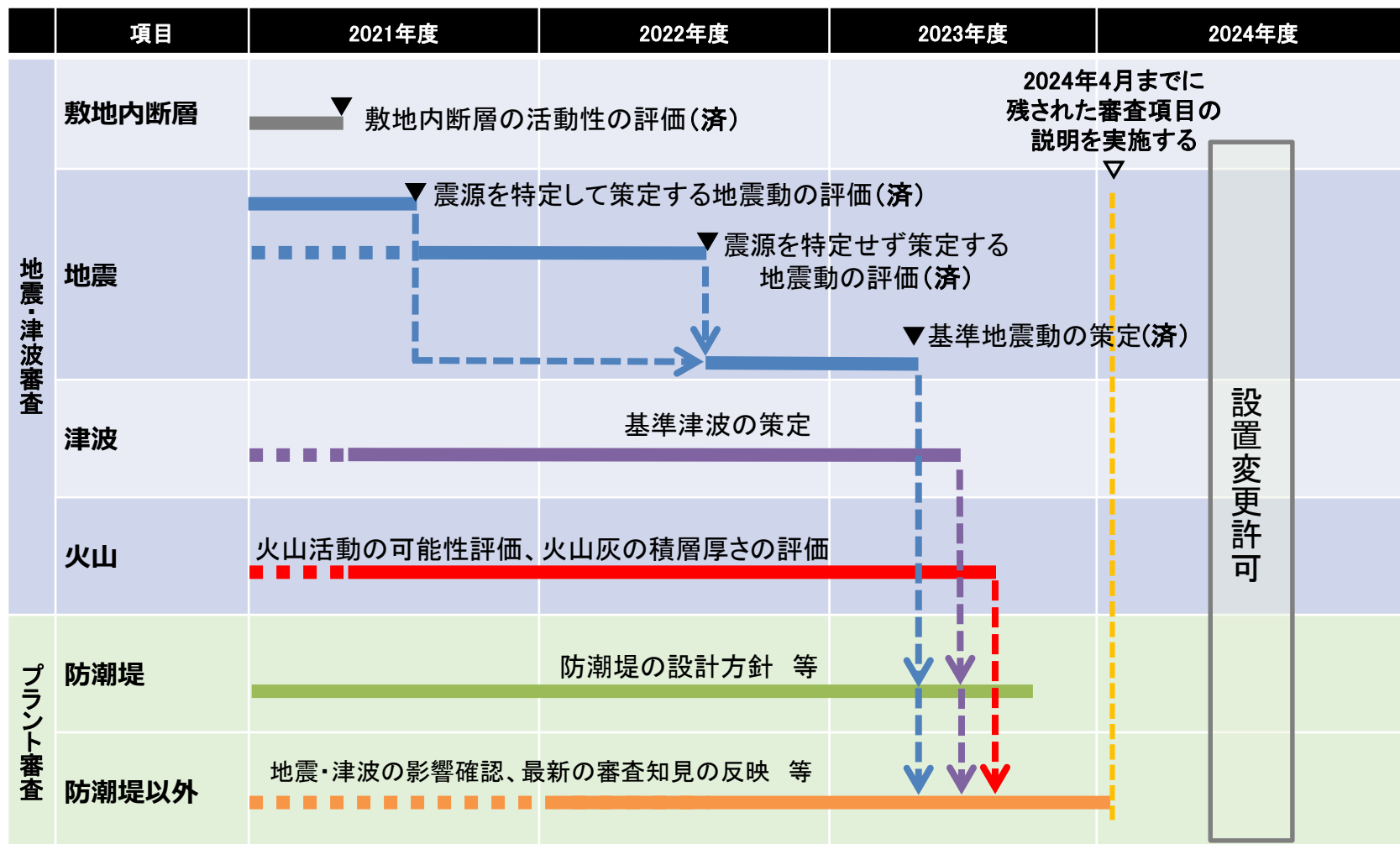
- ◆2023年度から新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）※が導入されるため、北海道電力ネットワーク(株)では託送供給等約款を変更し、託送料金を2023年4月1日より見直している。これを受け、北海道電力(株)の小売料金について、高圧・特別高圧のお客さまについては2023年4月より、低圧のお客さまについては規制料金・自由料金ともに小売料金の見直しに合わせて2023年6月より反映。

※ 新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）

一般送配電事業者における必要な投資の確保とコスト効率化を両立させ、再生可能エネルギーの主力電源化や送配電設備の強靭化を図ることを目的に導入された制度。

■ 泊発電所の早期再稼働に向けた取り組み①

- 設置変更許可にかかる審査項目の説明を2024年4月までに実施することとしており、安全性の確保を大前提とした泊発電所の早期再稼働に向け、総力を挙げて対応を進めている。



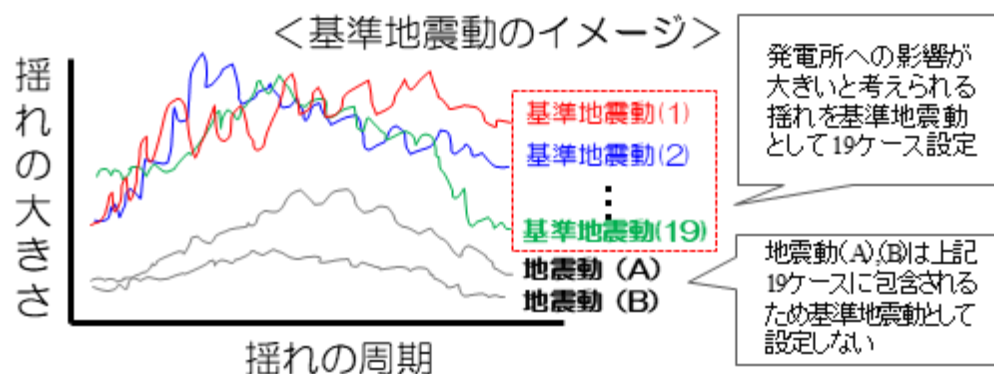
2013.7.8 設置変更許可申請

(済)・・・原子力規制委員会「おおむね妥当」と評価済み

■ 泊発電所の早期再稼働に向けた取り組み②

基準地震動の策定について

- 2023年6月9日の審査会合で、合計19ケースの地震動を基準地震動として設定することとし、19ケースの基準地震動のうち地震による揺れの大きさを示す指標である最大加速度は、最も大きくなる基準地震動で693ガルであることを説明した。
- 当社評価に対して、原子力規制委員会から「概ね妥当な検討がなされている」との評価をいただいた。
- 今後、設定した基準地震動によるプラント施設への影響を評価していく。

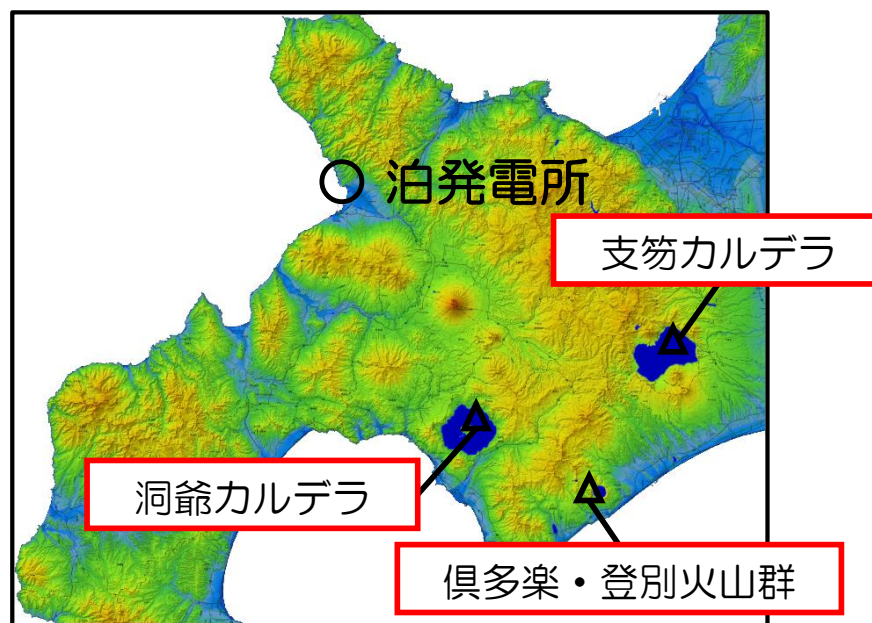


基準津波の策定について

- 2023年3月24日の審査会合において、「日本海東縁部に想定される地震による津波」と「陸上地すべりによる津波」の組合せの評価結果を説明した。
- 原子力規制委員会からは「現在の組合せ候補としている波源で、組合せ後の水位に影響の大きい波源が選定できているのかについて、分析結果を踏まえて根拠を明確にした上で説明すること。」等の指摘を頂いた。引き続き検討を進め、今後の審査会合などで説明していく。

火山影響評価について

- 2023年7月7日の審査会合で、火山活動の可能性評価について説明し、原子力規制委員会からは「巨大噴火の可能性評価については、活動履歴を含めて、“巨大噴火が差し迫った状態ではないこと”を判断した論理を明確に整理し説明すること」などのコメントをいただいた。
- 指摘事項について検討を進め、今後の審査会合などで説明していく。



<巨大噴火の可能性評価対象火山>

■ 水素製造設備の運用開始について

- 当社は、苫小牧市（苫東厚真発電所の隣接地）に、水素製造設備（1MW級水電解装置および水素出荷設備）の運用を2023年5月より開始。
- 今後は、設備の性能評価を一定期間行いながら水素を製造し、寒冷地における運用・保守技術の確立を図る。

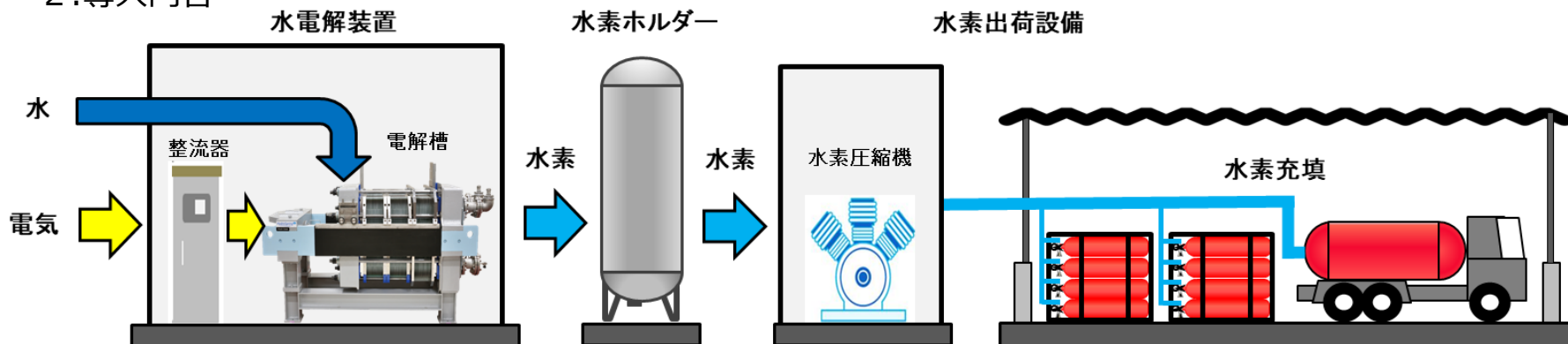
1. 導入装置概要

項目	仕様
導入装置	○水素製造装置 ・型式：固体高分子型水電解 ・規模：1 MW級 ○付帯設備（受変電設備、水素ホルダー、出荷設備）
運用開始	2023年5月
設置場所	苫小牧市字弁天1番17
水素製造量	最大200Nm ³ /h



水素ローリー（2023年5月初出荷）

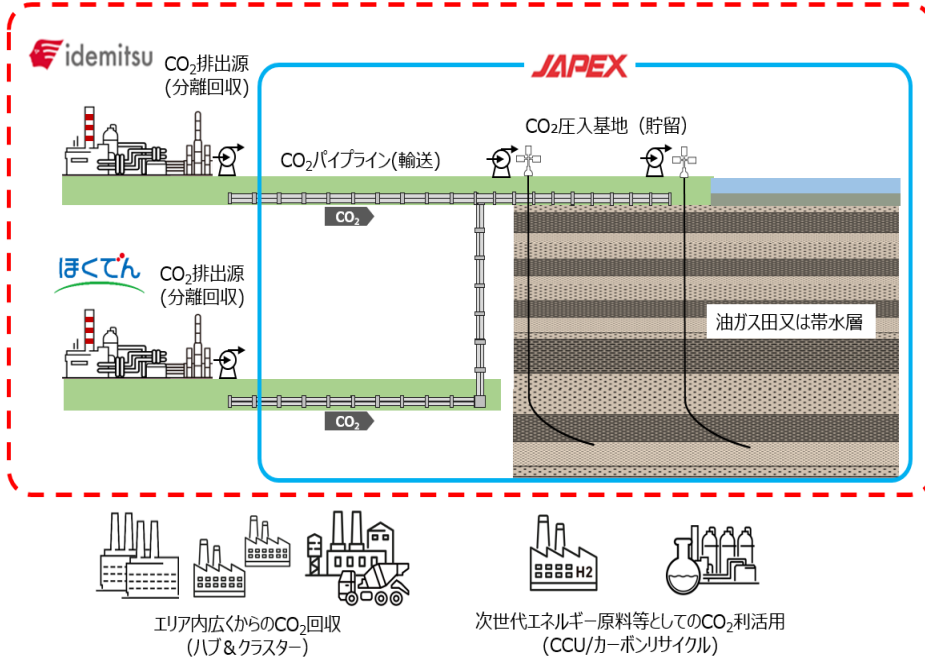
2. 導入内容



■ 苫小牧エリアにおけるCCS 実現可能性調査を受託

- 当社、石油資源開発株式会社（JAPEX）および出光興産株式会社は、独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）の「先進的CCS※事業の実施に係る調査」を受託。
 - 3社における主な役割は、以下のとおり。
 - JAPEX：
 - ・ 苫小牧エリア内の貯留候補地点の選定
 - ・ 地下への圧入やモニタリングに必要な設備などの検討
 - 当社・出光興産：CO2の分離・回収に必要な設備の規模や仕様などを検討
- ※CCS (Carbon dioxide Capture and Storage) : CO2の回収・貯留

本調査における検討対象範囲



苫小牧エリア空撮近影（3社事業拠点と検討内容）



■ オフサイトPPAを活用した電気のお届け

- 2023年7月、株式会社アークとの共同出資による発電事業者「合同会社HARE晴れ^{は れ ば}」を設立し、太陽光発電の開発を開始。
- 「合同会社HARE晴れ」は、2024年度末までに10箇所・計約1.6万kWの太陽光発電所を順次建設し、その後も開発地点を拡大していく計画。
- 発電した電気は、オフサイトPPA※の仕組みを活用してお客さまにお届けする。

※ 発電事業者が電力需要場所の敷地外に再生可能エネルギー発電設備の設置を行い、小売電気事業者が電力系統を経由して再生可能エネルギー発電設備で発電した電力を特定のお客さまに供給する電力契約

本事業におけるオフサイトPPAのイメージ



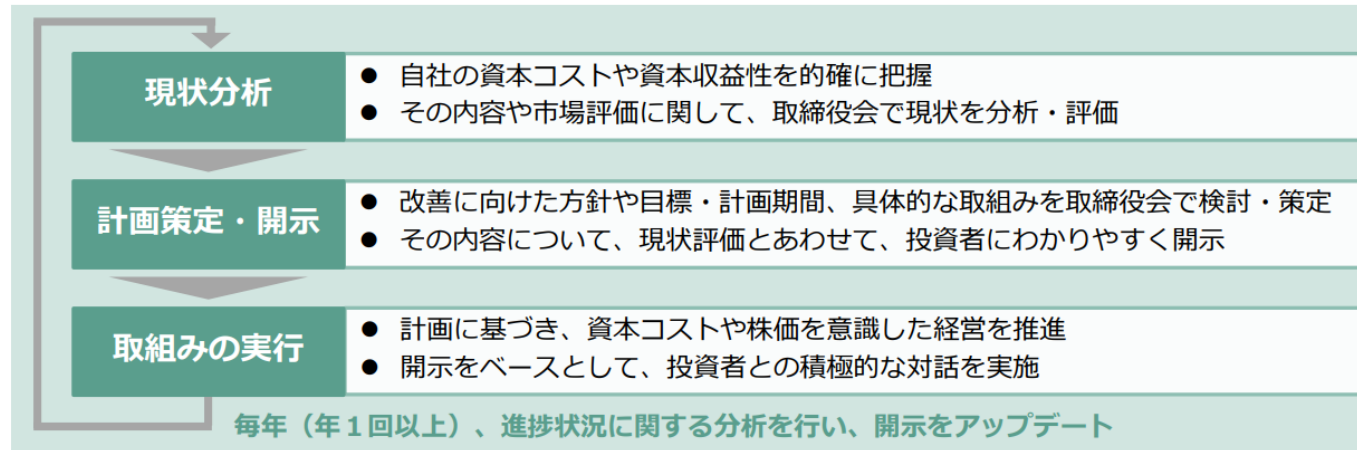
第1号案件は、北海道コカ・コーラボトリング株式会社へのお届けが決定している。
引き続き、太陽光発電所の新規開発を行うとともに、お客さまのニーズに応じたご提案を進めていく。

■ 「コーポレート・ガバナンスに関する報告書」の更新

東証によるプライム・スタンダード上場会社に対する要請

対応

- 資本コストや株価を意識した経営の実現に向けて、以下の一連の対応について、継続的な実施をお願いいたします。



資本コストや株価を意識した経営の実現に向けた対応について（2023年3月31日株式会社東京証券取引所 資料1）より抜粋

当社「コーポレート・ガバナンスに関する報告書」（2023年6月29日更新・関係箇所抜粋）

新規に追加

【資本コストや株価を意識した経営の実現に向けた対応】

- ・ 「ほくてんグループ経営ビジョン2030」において、グループが目指す事業ポートフォリオを定めており、取締役会が決定する各年度の経営方針において、重点取り組み事項を定めています。
- ・ また、経営方針に基づく具体的な取り組みを「経営計画の概要」として当社ホームページに公表しています。
- ・ 持続的な成長と中長期的な企業価値向上を実現するため、経営資源の配分にあたっては資本収益性を重視していますが、今後、資本コスト・資本収益性をより意識した経営の実践に向けて目標設定等の整理を行い、公表します。

日付	取り組み内容	関連 スライド
2023年5月16日	低圧のお客さまの電気料金見直しに関する 補正申請等について【HD】	P 26
2023年5月18日	水素製造設備の運用開始について【HD】	P 32
2023年5月19日	低圧のお客さまの電気料金見直しに関する 変更認可等について【HD】	P 26
2023年6月28日	第99回定時株主総会【HD】	—
2023年6月29日	「コーポレート・ガバナンスに関する報告書」の更新【HD】	P 35
2023年7月19日	JOGMEC令和5年度「先進的CCS事業の実施に係る調査」 公募において苫小牧エリアにおけるCCS実現可能性調査 を受託【HD】	P 33
2023年7月21日	北海道電力株式会社と株式会社アークによるオフサイトPPA 向け太陽光発電所の共同開発事業の開始について【HD】	P 34
2023年7月26日	北海道電力初となる太陽光発電による オフサイトPPAの契約締結について【HD】	P 34

■ 参 考 資 料

■ 【参考：経営ビジョン】 2030年度までに目指す経営目標

財務目標

- 連結自己資本比率
15%以上を達成し、さらなる向上を目指します

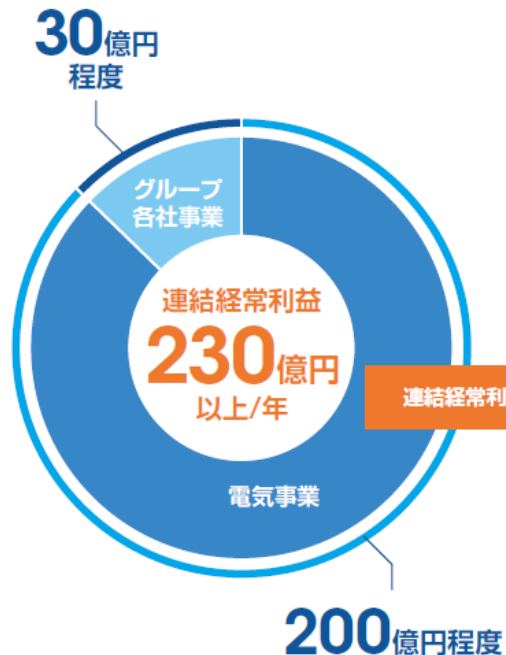
キャッシュフロー

- 重点新規事業へ
総額**500億円以上**投資
- 既存設備の更新投資
- 価格競争力強化
- 財務基盤強化
- 株主還元
→ 自己資本の回復を図りつつ、株主の期待に応えるべく、さらなる還元を行っていきます

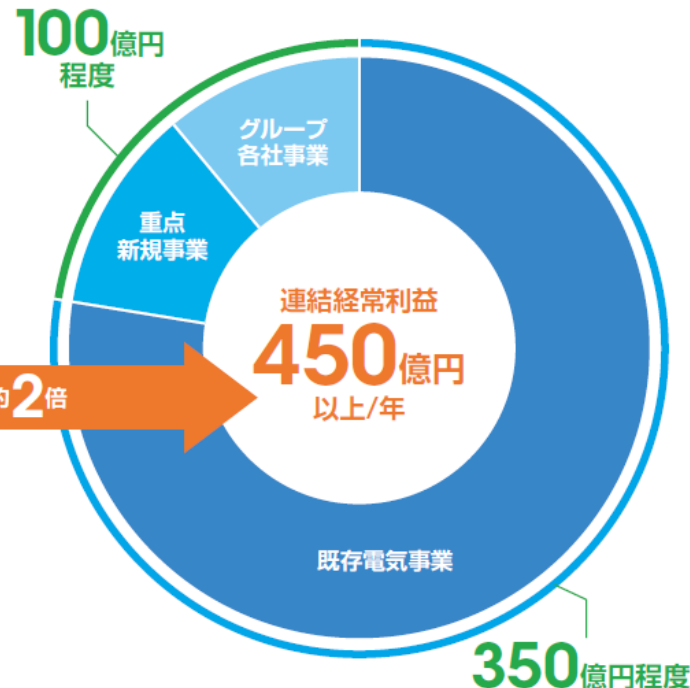
成長に向けた指標

- 電力小売・卸：**300**億 kWh以上／年
- ガス供給事業：**10**万t以上／年
- 再エネ発電：**30**万 kW以上増
(道外含む)

第Iフェーズ(泊発電所の再稼働前)



第IIフェーズ(泊発電所の全基再稼働後)



連結経常利益 約**2**倍

重点新規事業

再エネ発電事業、海外電気事業、エネルギー関連事業など

費用低減

- 効率化・費用低減のためまめ推進

環境目標

- CO₂排出量:泊発電所の再稼働やLNG火力の活用などにより2013年度比で**50%以上低減**(△1,000万t以上/年)

■ 【参考：経営ビジョン】 2030年度までに目指す経営目標の進捗

2030年度 ビジョン目標		2020年度 実績	2021年度 実績	2022年度 実績
利益目標 (連結経常利益)	<ul style="list-style-type: none"> ▶第Ⅰフェーズ:230億円以上/年 ▶第Ⅱフェーズ:450億円以上/年 	411億円	138億円	△ 292億円
財務目標 (連結自己資本比率)	▶ 15%以上	13.8%	13.7%	11.7%
重点新規事業※ へ投資	▶ 総額500億円以上投資 (カッコ内は単年度値)	累計32億円 (32億円)	累計98億円 (66億円)	累計138億円 (40億円)
成長に向けた指標	▶電力小売・卸: 300億kWh以上/年 (北海道電力(株)分) ※道外含む	243億kWh	261億kWh	260億kWh
	▶ガス供給事業: 10万t以上/年	0.3万t	0.8万t	1.0万t
	▶再エネ発電: 30万kW以上増 (道外含む)	累計 3.9万kW	累計 4.1万kW	累計 5.2万kW
環境目標 (CO ₂ 排出量の低減/年)	▶2013年度実績(1,892万t)比で 50%以上低減 (△1,000万t以上/年) 【カッコ内は、CO ₂ 排出量実績値】	28%低減 (△535万t/年) 【1,357万t】	24%低減 (△451万t/年) 【1,441万t】	36%低減 (△673万t/年) 【1,219万t】

※再エネ発電事業、海外電気事業、エネルギー関連事業など

■【参考】電源構成

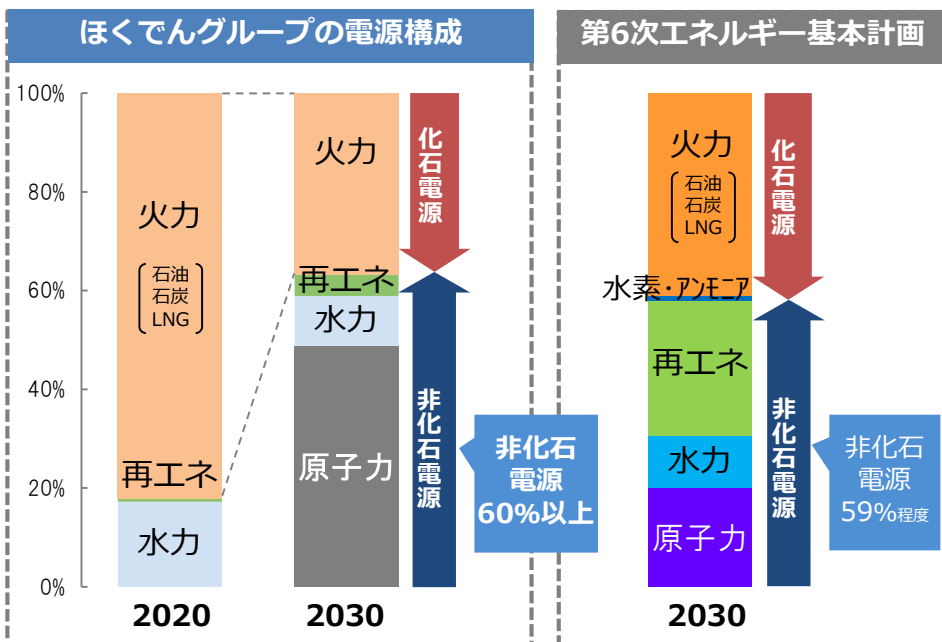
- 「S+3E」の観点から、バランスの取れた競争力のある電源構成の構築に取り組むとともに、カーボンニュートラルを見据えた長期の電源構成について検討を進める。

S + 3 E

Safety (安全)	Energy Security (安定供給)	Economic Efficiency (経済性)	Environment (環境)
-----------------------	----------------------------------	-------------------------------------	----------------------------

グループにおける電源構成の将来像（2030年）

- 国の第6次エネルギー基本計画では、再エネの主力電源化などの方針により、2030年において非化石電源を59%程度に拡大する方針。
- ほくでんグループでは、泊発電所の再稼働、再エネの導入などにより、非化石電源60%以上を目指す。



◆2023年度電源開発計画

	発電所	出力 (万kW)	着工年月※1	運転開始/ 譲受・譲渡/ 休止・廃止年月
工事中	京極3号機 (揚水式水力)	20	2001.9	2033年度以降※2
着工 準備中	石狩湾新港2号機 (LNG火力)	56.94	2031.3	2034.12※2
	石狩湾新港3号機 (LNG火力)	56.94	2034.3	2037.12※2
譲渡 ※3	相沼内(水力)	△0.2	-	2023.5
	大野(水力)	△0.15	-	2023.7
	磯谷川第一(水力)	△0.24	-	2024.5
	磯谷川第二(水力)	△0.125	-	2024.8
	七飯(水力)	△1	-	2024.12
	休止 廃止	伊達1号機 (石油火力)	△35	-
伊達2号機 (石油火力)		△35	-	2024.3 (休止)
奈井江1, 2号機 (石炭火力)		△35 (17.5×2台)	-	2027.3 (廃止)
砂川3, 4号機 (石炭火力)		△25 (12.5×2台)	-	2027.3 (廃止)
音別1, 2号機 (石油火力)		△14.8 (△7.4×2台)	-	未定 (廃止)

※1着工年月は電気事業法第48条に基づく届出年月

※2運転開始時期を「2022年度供給計画」に計上した時期から繰り延べ

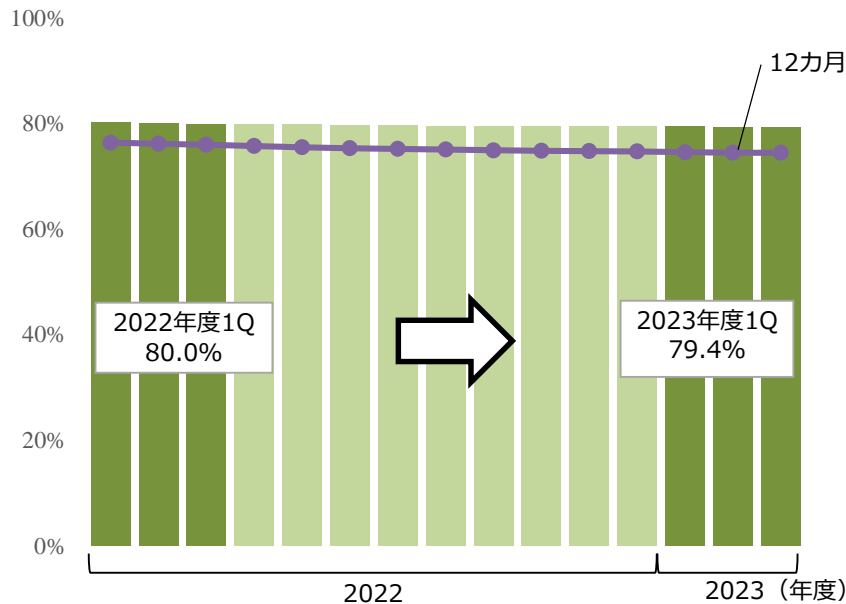
※3北海道道南地域における「水力発電所アライアンス事業」の実施に伴い水力発電事業の譲受・譲渡を行う（2021年10月28日プレスリリース済）

■ 【参考】 電力小売販売－当社シェア

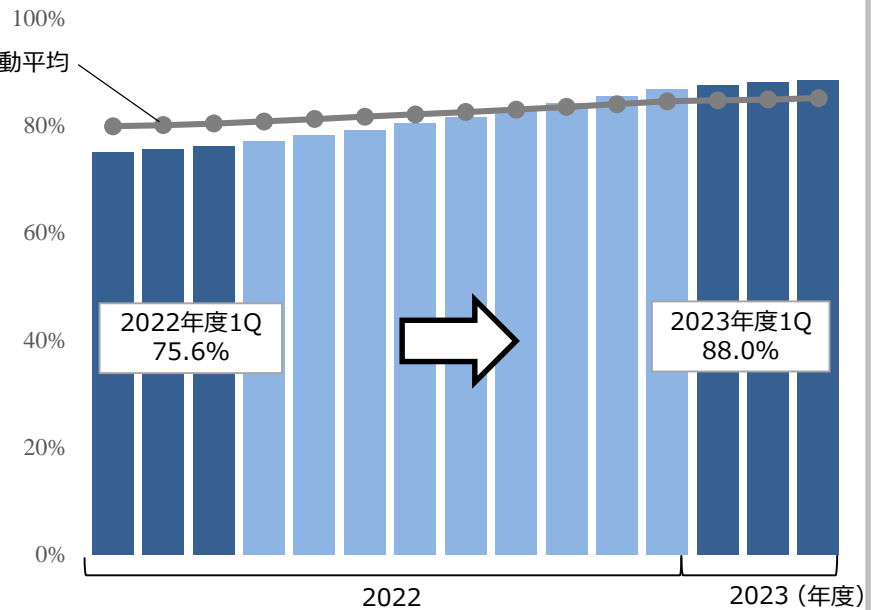
- 低圧分野では、2023年第1四半期当社シェアは79.4% となり、前年度同期（80.0%）から0.6%低下した。
- 高圧・特高分野では、2023年度第1四半期当社シェアは88.0% となり、前年度（75.6%）から12.4%上昇した。

■ 北海道エリアにおける当社のシェア（kWh）推移※

■ 低圧



■ 高圧・特別高圧



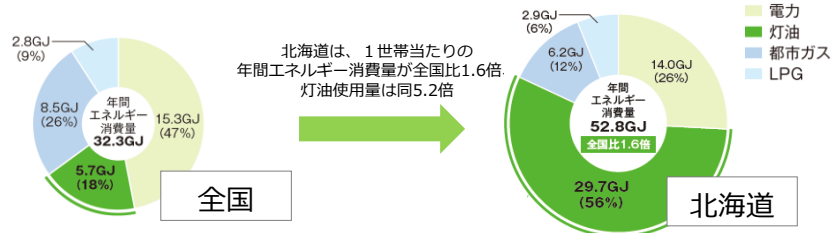
※ 電力・ガス取引監視等委員会公表の電力取引報に基づき算定。
なお、上記の算定結果において、至近2月分は当社推計値を使用。

■【参考】電化・省エネの推進

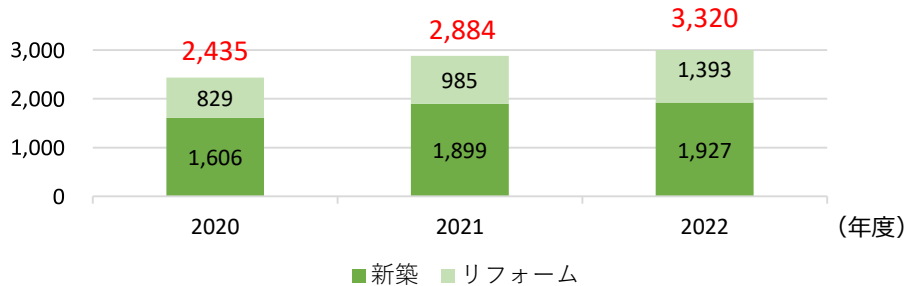
電化の推進

- 北海道は全国に比べ、家庭の暖房用エネルギー消費量が多く、石油系エネルギーの消費割合が高いことから暖房需要等の電化の拡大による潜在的なポテンシャルは非常に大きい。
- スマート電化住宅やエアコンの普及を促進し、電化拡大を推進していく。

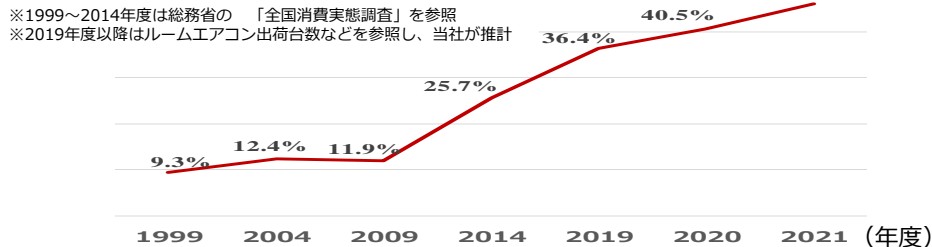
家庭部門における年間エネルギー種別消費量（2020年度実績）



スマート電化採用戸数



北海道のルームエアコン普及率※



ZEB※の取り組み

- 当社は、2017年度にZEBプランナーに登録されており、顧客のニーズに合わせて、ZEBの実現に向けた提案を実施。
- 当社単独ではなく、グループの総合力を生かし、システム提案などZEB建設をサポート。
- また、建物竣工後のエネルギー分析・改善業務、電気受給契約に繋げる。

※ZEB：ネット・ゼロ・エネルギー・ビル

全道でZEB事例登録を受けている30物件のうち、当社が14物件でZEBコンサルティング業務を受託。

ZEBの具体例

- ✓ 鶴雅リゾート株式会社のZEB化を支援。既存ホテルの増改築によるZEB化は道内初。（2023年4月28日オープン）
- ✓ 既存部分を含む建物の高断熱化に加え、自然エネルギーの利用や高効率設備の採用により、ZEB Readyを達成。



洞爺湖鶴雅リゾート 洗の詞

本資料は2023年7月28日現在のデータに基づいて作成されております。また、金融商品取引法上のディスクロージャー資料ではなく、その情報の正確性、完全性を保証するものではありません。本資料には将来の業績に関する記述が含まれておりますが、これらの記述は将来の業績を保証するものではなく、リスクと不確実性を内包するものです。将来の業績は経営環境に関する前提条件の変化などに伴い変化することにご留意ください。また、あくまで当社の経営内容に関する情報の提供を目的としたものであり、当社が発行する有価証券の投資を勧誘することを目的としたものではありません。本資料の利用については他の方法により入手された情報とも照合確認し、利用者の判断によって行ってください。また、本資料利用の結果生じたいかなる損害についても、当社は一切責任を負いません。

お問い合わせ先

北海道電力株式会社 経営企画室 I Rグループ
〒060-8677 札幌市中央区大通東1丁目2番地
URL: <https://www.hepco.co.jp/>