

■ I R 決算説明（2022年度 第3四半期）

2023年1月26日

北海道電力株式会社

■ 決算、業績見通し

・ 第3四半期 連結経営成績・財政状態	・・・	3
・ 第3四半期 連結収支比較表	・・・	4
・ 第3四半期 連結決算の概要	・・・	5
・ 第3四半期（連結決算）－経常損益の変動要因（対前年同期比較）	・・・	6
・ 2022年度 連結業績予想	・・・	7
・ 2022年度 連結業績予想の修正概要	・・・	8
・ 2022年度 連結業績予想－経常損益の変動要因（対前年度比較）	・・・	9
・ 2022年度 期末配当について	・・・	10
・ 決算補足資料	・・・	11

■ 経営の取り組み

・ 泊発電所の早期再稼働に向けた取り組み	・・・	28
・ 電力小売販売	・・・	31
・ 託送供給等約款の認可申請	・・・	37
・ 伊達発電所の休止について	・・・	38
・ 苫小牧エリアにおける CCUS事業実施に向けた共同検討の開始について	・・・	39
・ 11月10日 会社説明会以降のトピック	・・・	40
・ 参考資料	・・・	41

■ 決算、業績見通し

■ 第3四半期 連結経営成績・財政状態

経営成績（累計）

（単位：億円）

	当第3四半期 (A)	前第3四半期 (B)	増減 (A)-(B)	対前年同期 増減率%
売上高	6,238	4,412	1,826	41.4
営業損益	△ 268	188	△ 457	—
経常損益	△ 315	130	△ 446	—
親会社株主に帰属する 四半期純損益	△ 210	87	△ 297	—
1株当たり四半期純損益	△107円49銭	37円48銭	△144円97銭	

財政状態

（単位：億円）

	当第3四半期末 (A)	前年度末 (B)	増減 (A)-(B)
総資産	21,259	19,928	1,330
純資産	2,623	2,857	△ 233
自己資本比率	11.7%	13.7%	△ 2.0%

■ 第3四半期 連結決算－収支比較表

(単位：億円)

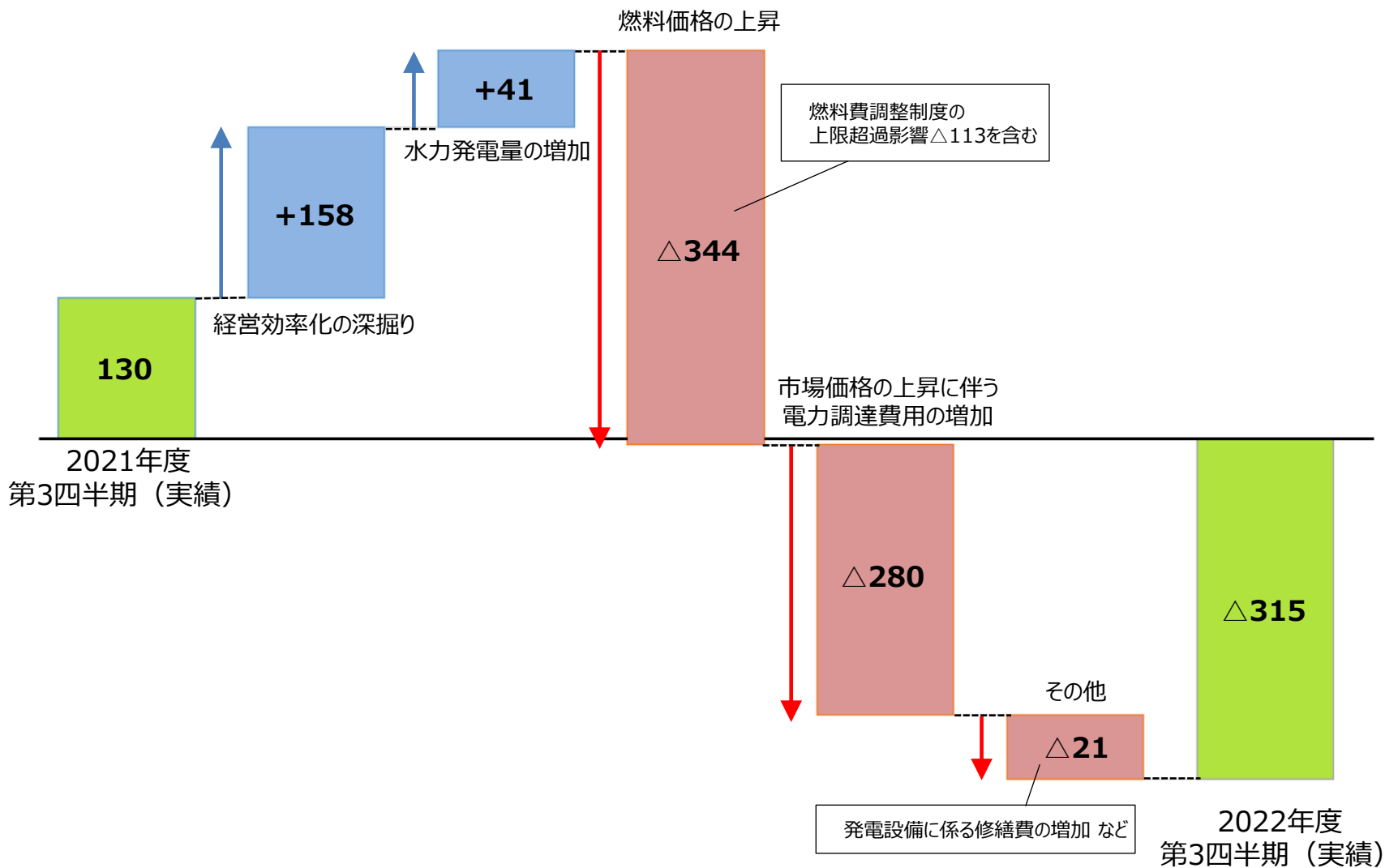
		当第3四半期 連結累計期間 (A)	前第3四半期 連結累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)	対前年同期増減率%
経常 収益	営業収益（売上高）	6,238	4,412	1,826	41.4
	電気事業営業収益	5,817	4,127	1,689	40.9
	その他事業営業収益	420	284	136	48.0
	営業外収益	40	46	△ 6	△ 13.0
	合 計	6,279	4,458	1,820	40.8
経常 費用	営業費用	6,506	4,223	2,283	54.1
	電気事業営業費用	6,126	3,972	2,154	54.2
	その他事業営業費用	380	251	129	51.5
	営業外費用	88	104	△ 16	△ 15.6
	合 計	6,595	4,327	2,267	52.4
[営業損益]		[△ 268]	[188]	[△ 457]	－
経常損益		△ 315	130	△ 446	－
濁水準備金引当又は取崩し		3	0	2	390.8
特別利益		48	－	48	－
特別損失		－	15	△ 15	－
税金等調整前四半期純損益		△ 270	114	△ 385	－
法人税等		△ 62	23	△ 85	－
四半期純損益		△ 208	91	△ 299	－
非支配株主に帰属する四半期純利益		1	3	△ 2	△ 58.8
親会社株主に帰属する四半期純損益		△ 210	87	△ 297	－
(参考)	四半期包括利益	△ 204	82	△ 287	－

■ 第3四半期 連結決算の概要

売上高 (増収)	燃料価格の上昇に伴う燃料費調整額の増加や 小売販売電力量の増加などにより、 前年同期に比べ1,826億円増加の6,238億円となりました。
経常損益 (損失)	経営効率化の深掘りなどに取り組んだものの、 燃料価格の上昇や市場価格の上昇に伴う電力調達費用の増加などにより、 前年同期に比べ446億円減少し、315億円の損失となりました。
親会社株主に 帰属する 四半期純損益 (損失)	核燃料売却益を特別利益に計上いたしましたが、 経常損失となったことなどにより、 前年同期に比べ297億円減少し、210億円の損失となりました。

■ 第3四半期（連結決算）－ 経常損益の変動要因（対前年同期比較）

（単位：億円）



■ 2022年度 連結業績予想

2022年度通期の連結業績につきましては、至近の動向を踏まえ、2022年10月26日に公表した連結業績予想を修正いたしました。

なお、燃料価格や卸電力市場価格は大きく変動しており、今後の動向等を見極めてまいります。極めて厳しい収支状況が続く見込みです。

(単位：億円、億kWh)

	2022年度見通し			今回見通し 対前年度増減
	今回公表 (A)	10月公表 (B)	増減 (A)-(B)	
売上高	9,210程度	9,700程度	△490程度	2,580程度
営業損益	△510程度	△640程度	130程度	△760程度
経常損益	△620程度	△700程度	80程度	△760程度
親会社株主に帰属する 当期純損益	△530程度	△710程度	180程度	△600程度
(対前年度増減率) 小売・他社販売電力量	(5.4%程度) 315程度	(5.4%程度) 315程度	同程度	16程度
(対前年度増減率) 小売販売電力量	(8.6%程度) 240程度	(7.1%程度) 237程度	3程度	18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ニション(株)の販売電力量を示す。

【主要諸元】

為替レート (円 / \$)	135程度	137程度	△2程度	23程度
原油CIF価格 (\$ / bbl)	100.0程度	100.0程度	同程度	22.8程度

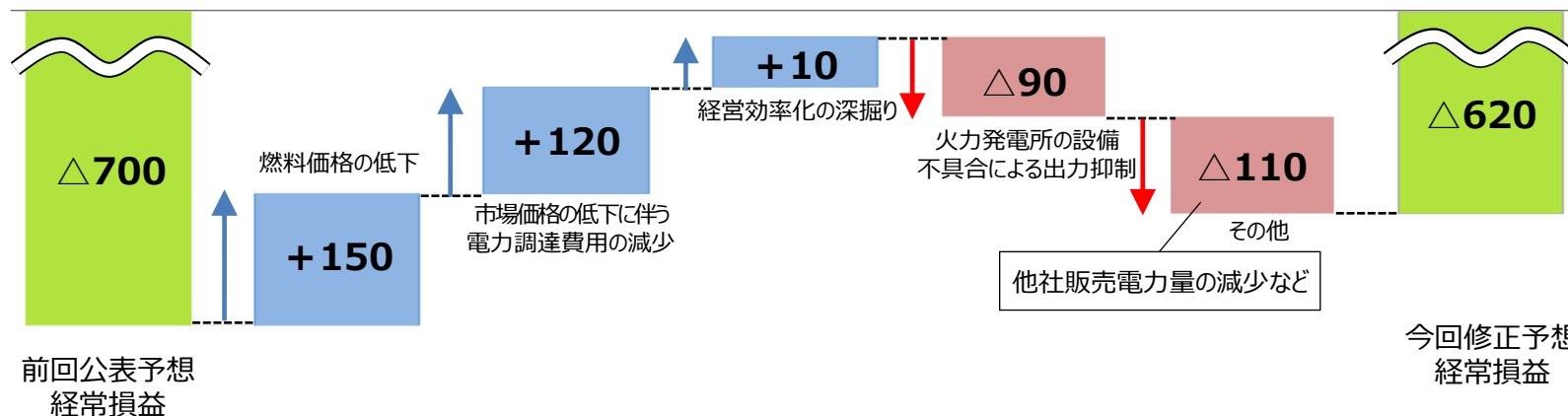
※1月以降、為替レートは130円/\$程度、原油CIF価格は80\$/bbl程度と想定しております。

■ 2022年度 連結業績予想の修正概要

小売・他社 販売電力量	産業用のお客さまの需要が増加する見込みであることや競争環境が緩和していることなどにより、小売販売電力量は増加する見通しですが、他社販売電力量が減少する見込みであることから、10月公表値と同程度の315億kWh程度となる見通しです。
売上高	小売販売電力量の増加はあるものの、10月公表時に比べ卸電力市場価格が低下する見込みであるため他社販売収入が減少することなどから、490億円減少の9,210億円程度となる見通しです。
経常損益	10月公表時に比べ燃料価格や卸電力市場価格が低下する見込みであるため燃料費や電力調達費用が減少することなどから、80億円損失幅が縮小し、620億円程度の損失となる見通しです。
親会社株主に帰 属する当期純損益	核燃料売却益を特別利益に計上したことや経常損失が縮小する見込みであることなどにより、10月公表値に比べ180億円損失幅が縮小し、530億円程度の損失となる見通しです。

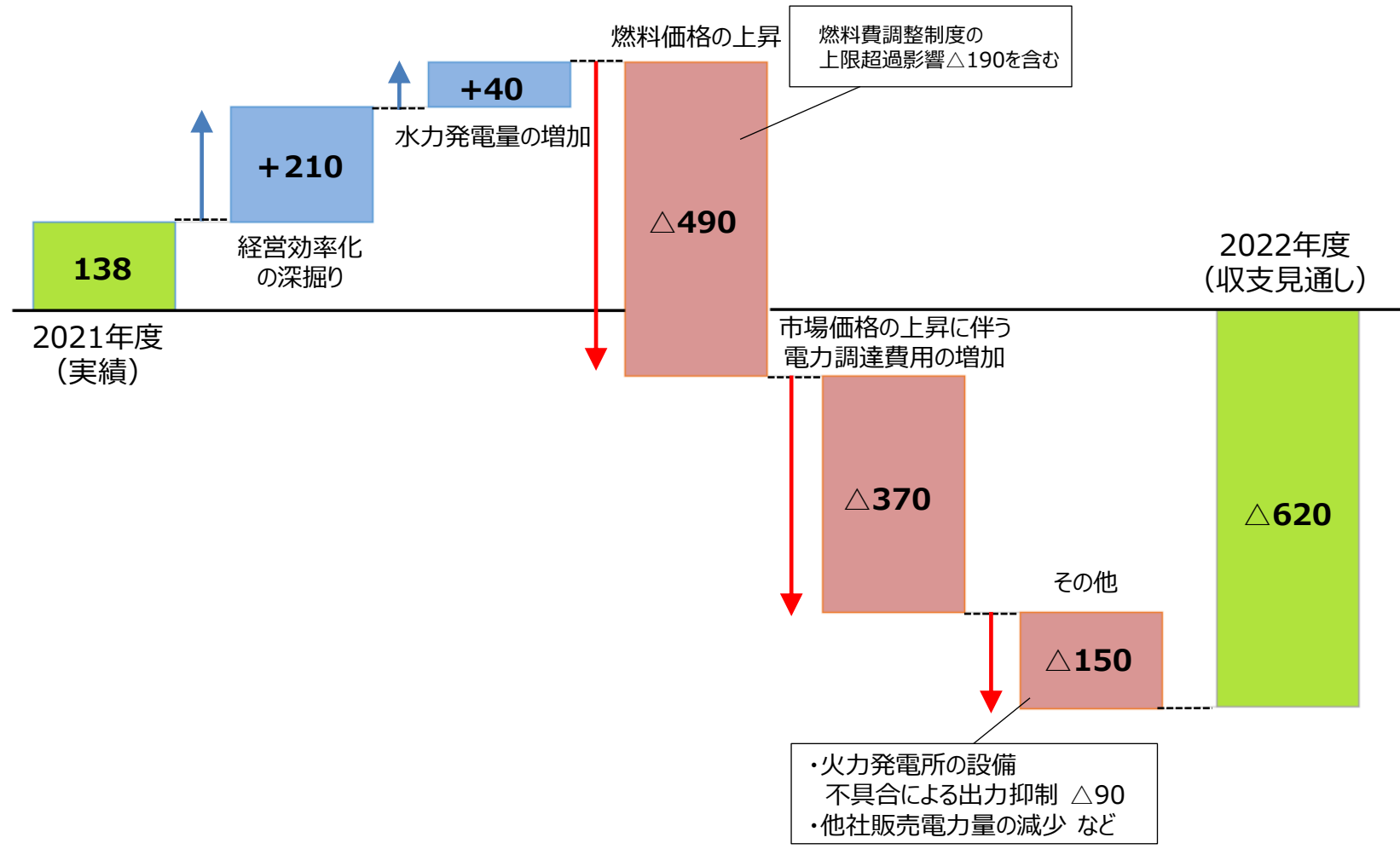
< 経常損益の変動要因（対10月公表比較） >

（単位：億円程度）



2022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)



■ 2022年度 期末配当について

期末配当予想につきましては、今後の燃料価格や電力市場価格の動向等を見極める必要があります、これまで未定としておりました。

最大限収支を改善できるよう全社を挙げて収益拡大や費用低減などの経営基盤強化に取り組んでまいりましたが、燃料価格や卸電力市場価格の高騰および円安の進行などから電力供給コストが電気料金収入を大きく上回る状態が続いており、2022年度通期の連結業績につきましては620億円程度の経常損失を見込んでいるため、自己資本の大幅な毀損が避けられない状況となっております。

したがいまして、誠に遺憾ながら、本日開催の取締役会において、普通株式および優先株式ともに期末配当を無配とすることを決議いたしました。株主の皆さまには深くお詫び申し上げますとともに、可能な限り早期に復配できるように努めてまいりますので、引き続きご支援を賜りますようお願い申し上げます。

【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
2021年度 (実績)	10円	10円	20円	1,500,000円	1,500,000円	3,000,000円
2022年度	0円 (実績)	0円	0円	0円 (実績)	0円	0円

■ 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・経常損益）
- 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
 - ・ 2022年度第3四半期
 - ・ 2022年度見通し
- 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

- ・小売販売電力量は、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16,660百万kWh、対前年伸び率9.1%となりました。
- ・他社販売電力量は、小売電気事業者さまへの販売量が減少したことなどから、合計で5,272百万kWh、対前年伸び率△4.7%となりました。

(単位：百万kWh)

		当第3四半期 連結累計期間 (A)	前第3四半期 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	5,516	5,726	△ 210	△ 3.7
		電 力	1,001	1,014	△ 13	△ 1.3
		計	6,517	6,740	△ 223	△ 3.3
		高圧・特別高圧	9,824	8,468	1,356	16.0
		小計(※1)	16,341	15,208	1,133	7.4
		その他(※2)	319	60	259	434.7
		合計	16,660	15,268	1,392	9.1
他社販売電力量		5,272	5,534	△ 262	△ 4.7	
小売・他社販売電力量合計		21,932	20,802	1,130	5.4	

※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, %)

		2022年度									
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	3Q実績
低圧	電灯	756	650	510	551	575	548	556	641	729	5,516
	電力	183	104	74	85	94	86	86	106	183	1,001
	計	939	754	584	636	669	634	642	747	912	6,517
高圧・特別高圧		984	982	992	1,149	1,137	1,089	1,100	1,121	1,270	9,824
(対前年同期増減率)		(3.6%)	(1.6%)	(9.3%)	(8.1%)	(5.8%)	(13.4%)	(10.8%)	(7.2%)	(8.6%)	(7.4%)
合計		1,923	1,736	1,576	1,785	1,806	1,723	1,742	1,868	2,182	16,341

(百万kWh, %)

		2021年度												
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	3Q実績	1月	2月	3月
低圧	電灯	765	726	516	560	648	546	554	681	730	5,726	1,029	838	772
	電力	174	121	75	86	106	83	83	112	174	1,014	385	318	263
	計	939	847	591	646	754	629	637	793	904	6,740	1,414	1,156	1,035
高圧・特別高圧		918	860	851	1,005	954	890	935	949	1,106	8,468	1,146	1,039	1,081
(対前年同期増減率)		(0.0%)	(△0.8%)	(△3.6%)	(0.8%)	(△2.5%)	(△6.5%)	(△2.9%)	(△4.9%)	(△2.2%)	(△2.5%)	(△3.6%)	(△2.0%)	(△0.2%)
合計		1,857	1,707	1,442	1,651	1,708	1,519	1,572	1,742	2,010	15,208	2,560	2,195	2,116

【北海道の平均気温】

(単位：℃)

		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 (2022年~2023年)	実績	2.0	8.2	13.6	16.2	22.2	21.8	19.0	12.1	6.7	△1.6			
	前年差	△1.1	1.1	1.2	△1.6	△0.7	0.0	1.0	0.2	△0.2	△0.9			
	平年差	1.9	1.8	1.7	0.1	2.2	0.5	1.1	0.5	1.9	△0.2			

連結収支比較表（収益）

（単位：億円）

	当第3 四半期連結 累計期間 (A)	前第3 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	6,238	4,412	1,826	41.4	
電気事業営業収益	5,817	4,127	1,689	40.9	
2 社 合 計 ※					
電 灯 ・ 電 力 料	4,276	3,124	1,151	36.8	・燃料費調整額の増加（914） ・小売販売電力量等の増加
そ の 他	1,552	1,010	542	53.7	
地 帯 間 ・ 他 社 販 売 電 力 料 (再 掲)	1,128	639	488	76.4	・地帯間・他社販売電力料の増加（488） ・託送収益の増加（23）
託送収益(再掲)	347	323	23	7.3	
子 会 社 ・ 連 結 修 正	△ 11	△ 7	△ 3	—	
その他事業営業収益	420	284	136	48.0	
営 業 外 収 益	40	46	△ 6	△ 13.0	
経 常 収 益	6,279	4,458	1,820	40.8	

※ 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。

- ・供給電力量は、泊発電所が全基停止する中、出水率が105.9%と平年を上回ったことや、供給設備の適切な運用により、概ね安定した供給を維持することができました。
- ・なお、昨年12月22日に低気圧の影響に伴い発生した停電により、お客さまにはご不便、ご迷惑をおかけいたしました。各方面の方々から多大なご協力をいただき12月25日に復旧いたしました。

(単位：百万kWh)

		当第3四半期 連結累計期間 (A)	前第3四半期 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%)	(105.9%)	(95.9%)	(10.0%)	
	水 力	3,126	2,835	291	10.3
	火 力	11,366	12,848	△1,482	△11.5
	(設備利用率%) 原 子 力	(-)	(-)	(-)	-
	新エネルギー等	79	78	1	1.0
計		14,571	15,761	△1,190	△ 7.6
他社受電電力量※		9,730	7,394	2,336	31.6
揚 水 用		△ 323	△ 160	△ 163	101.8
合 計		23,978	22,995	983	4.3

※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)およびほくてんエコエナジー(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・経常損益）

（単位：億円）

		当第3 四半期連結 累計期間 (A)	前第3 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		6,126	3,972	2,154	54.2	
2 社 合 計 ※	人 件 費	425	417	8	1.9	
	燃 料 費	1,843	932	911	97.7	【増加要因】 ・燃料価格の上昇（1,258） ・小売販売電力量の増加 ・他社販売電力量の影響 ・市場価格の上昇に伴う電力調達費用の増加（280）
	購 入 電 力 料	1,899	747	1,151	153.9	【減少要因】 ・水力発電量の増加（△41）
	修 繕 費	482	437	44	10.1	・発電設備に係る修繕費の増加（69）
	減 価 償 却 費	542	524	17	3.3	
	そ の 他 費 用	970	943	27	2.9	
	子会社・連結修正	△ 36	△ 31	△ 5	—	
その他事業営業費用		380	251	129	51.5	
営 業 外 費 用		88	104	△ 16	△ 15.6	
	支 払 利 息 (再 掲)	70	71	△ 1	△ 1.4	
経 常 費 用		6,595	4,327	2,267	52.4	
経 常 損 益		△315	130	△446	—	

※ 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。

- 北海道電力セグメントの売上高は、燃料価格の上昇に伴う燃料費調整額の増加や小売販売電力量の増加などにより、前年同期に比べ1,407億円増加の5,438億円となりました。
セグメント損益は、経営効率化の深掘りなどに取り組んだものの、燃料価格の上昇や市場価格の上昇に伴う電力調達費用の増加などにより、前年同期に比べ454億円減少し、305億円の経常損失となりました。
- 北海道電力ネットワークセグメントの売上高は、市場価格高騰に伴い再生可能エネルギーの販売価格が上昇した影響などにより、前年同期に比べ804億円増加の2,563億円となりました。
セグメント損益は、再生可能エネルギーの調整力確保に要する費用負担の減少はありましたが、燃料価格の上昇に伴い需給調整に係る費用が増加したことなどにより、ほぼ前年同期並みの61億円の経常損失となりました。
- その他の売上高は、前年同期に比べ184億円増加の1,122億円となり、セグメント損益は、電気通信事業の携帯電話事業者への回線提供収入が増加したことなどにより、前年同期に比べ7億円増加し、65億円の経常利益となりました。

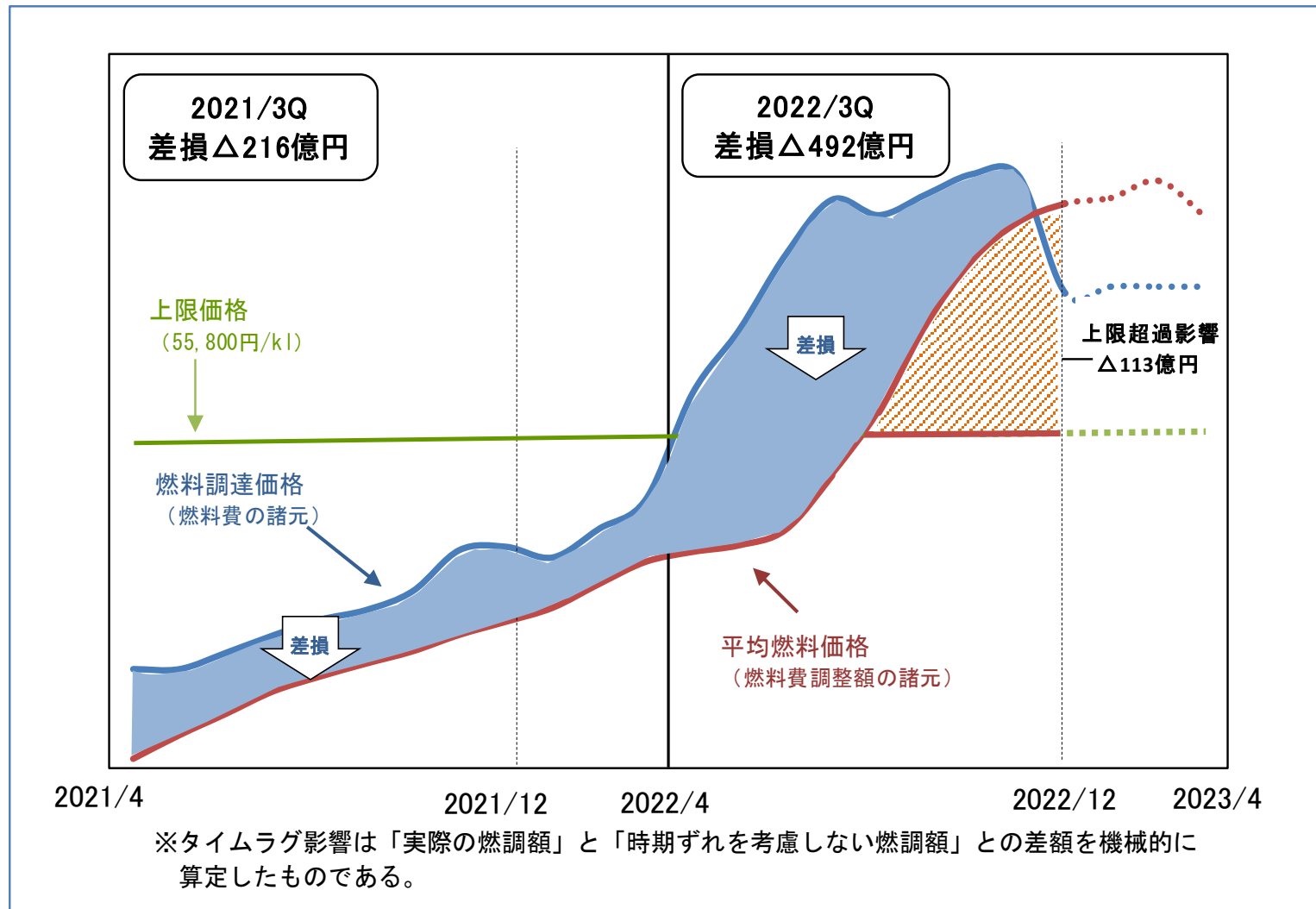
(単位：億円)

	当第3四半期 連結累計期間 (A)	前第3四半期 連結累計期間 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	6,238	4,412	1,826
北海道電力	5,438	4,030	1,407
北海道電力ネットワーク	2,563	1,759	804
その他の他 ※1	1,122	938	184
調整額 ※2	△ 2,886	△ 2,317	△ 568
セグメント損益（経常損益）	△ 315	130	△ 446
北海道電力	△ 305	149	△ 454
北海道電力ネットワーク	△ 61	△ 61	△ 0
その他の他 ※1	65	58	7
調整額 ※2	△ 14	△ 15	1

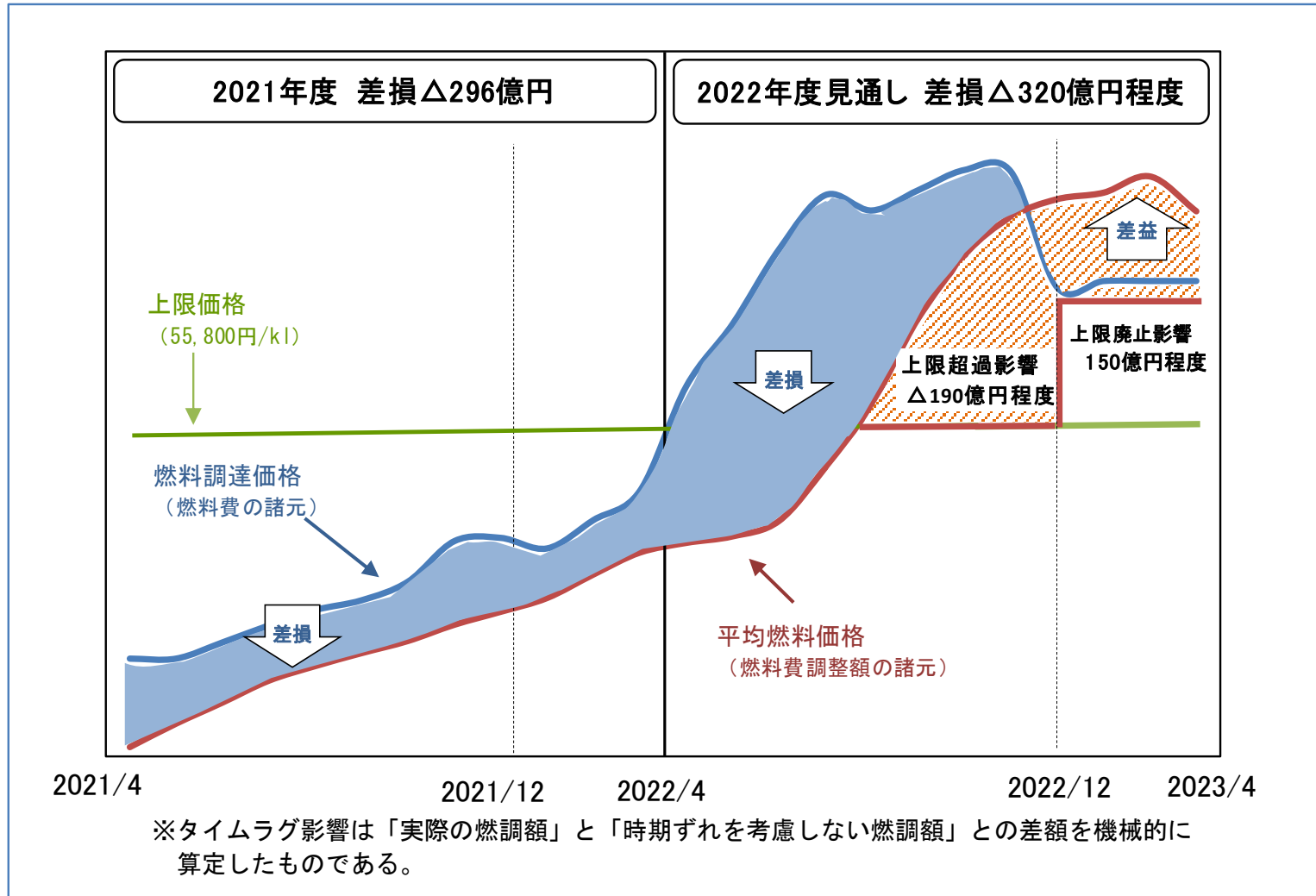
※1 「その他」は、「北海道電力」および「北海道電力ネットワーク」セグメント以外の、その他の連結子会社等の実績である。

※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。

【2022年度第3四半期】



【2022年度見通し】



費用項目（2社合計※）

◆人件費

（単位：億円）

	当第3四半期 累計期間 (A)	前第3四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
人件費	425	417	8	

*発生年度の翌年度から5年均等償却

【数理計算上の差異】

*第3四半期では、年間償却額の3/4を計上

（単位：億円）

	発生額	前年度 償却額	当年度（2022年度）		
			償却額	未償却残	終了年度 (残存年数)
2016年度発生分	14	3	—	—	—
2017年度発生分	△ 6	△ 1	△ 1	—	2022年度（終了）
2018年度発生分	14	3	3	3	2023年度（1年）
2019年度発生分	37	7	7	15	2024年度（2年）
2020年度発生分	△ 46	△ 9	△ 9	△ 28	2025年度（3年）
2021年度発生分	53	—	10	42	2026年度（4年）
合計		3	10	32	

※ 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3四半期 累計期間 (A)	前第3四半期 累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)	主な増減要因
燃料費・購入電力料		3,742	1,680	2,062	【増加要因】 ・燃料価格の上昇（1,258） ・小売販売電力量の増加 ・他社販売電力量の影響
内 訳	燃料費	1,843	932	911	・市場価格の上昇に伴う電力調達費用の増加（280）
	購入電力料	1,899	747	1,151	【減少要因】 ・水力発電量の増加（△41）

【主要諸元】

	当第3四半期 累計期間 (A)	前第3四半期 累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)
為替レート（円/\$）	136	111	25
原油 CIF価格（\$/bl）	107.9	74.0	33.9
海外炭CIF価格（\$/t）	359.1	146.8	212.3

※ 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。

◆修繕費

（単位：億円）

		当第3四半期 累計期間 (A)	前第3四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
修繕費		482	437	44	・発電設備に係る修繕費の増加（69）
内 訳	電 源	268	199	68	
	その他	213	237	△24	

◆減価償却費

（単位：億円）

		当第3四半期 累計期間 (A)	前第3四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
減価償却費		542	524	17	
内 訳	電 源	307	302	4	
	その他	235	221	13	

※ 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3四半期 累計期間 (A)	前第3四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
(期中平均金利 %)	(0.65)	(0.67)	(△0.02)	
支払利息	70	71	△1	

◆その他費用

（単位：億円）

	当第3四半期 累計期間 (A)	前第3四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
その他費用	970	943	27	

※ 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3四半期 累計期間 (A)	前第3四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)
為替レート (円/\$)	136	111	25
原油CIF価格 (\$/bl)	107.9	74.0	33.9
出水率 (%)	105.9	95.9	10.0

【影響額】

(単位：億円)

	当第3四半期 累計期間 (A)	前第3四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)
為替レート (1円/\$)	15	8	7
原油CIF価格 (1\$/bl)	5	3	2
出水率 (1%)	7	3	4

連結貸借対照表

(単位：億円)

	当第3四半期末 (A)	前年度末 (B)	増 減 (A)-(B)	主な増減要因
資 産	21,259	19,928	1,330	・棚卸資産の増加 (615)
負 債	18,635	17,071	1,564	・有利子負債の増加 (1,276)
純資産	2,623	2,857	△233	・前年度期末配当金の支払い (△27) ・四半期純損失の計上 (△210)

(単位：億円、%)

	当第3四半期末 (A)	前年度末 (B)	増 減 (A)-(B)
有利子負債 残高	15,130	13,853	1,276
自己資本 比率	11.7	13.7	△2.0

【連結包括利益計算書】

(単位：億円)

	当第3四半期 連結累計期間 (A)	前第3四半期 連結累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)
四半期純損益	△208	91	△299
その他の包括利益	3	△8	12
その他有価証券評価差額金	4	△10	14
繰延ヘッジ損益	△5	0	△6
退職給付に係る調整額	5	1	4
四半期包括利益	△204	82	△287
親会社株主に係る四半期包括利益	△206	79	△285
非支配株主に係る四半期包括利益	1	3	△2

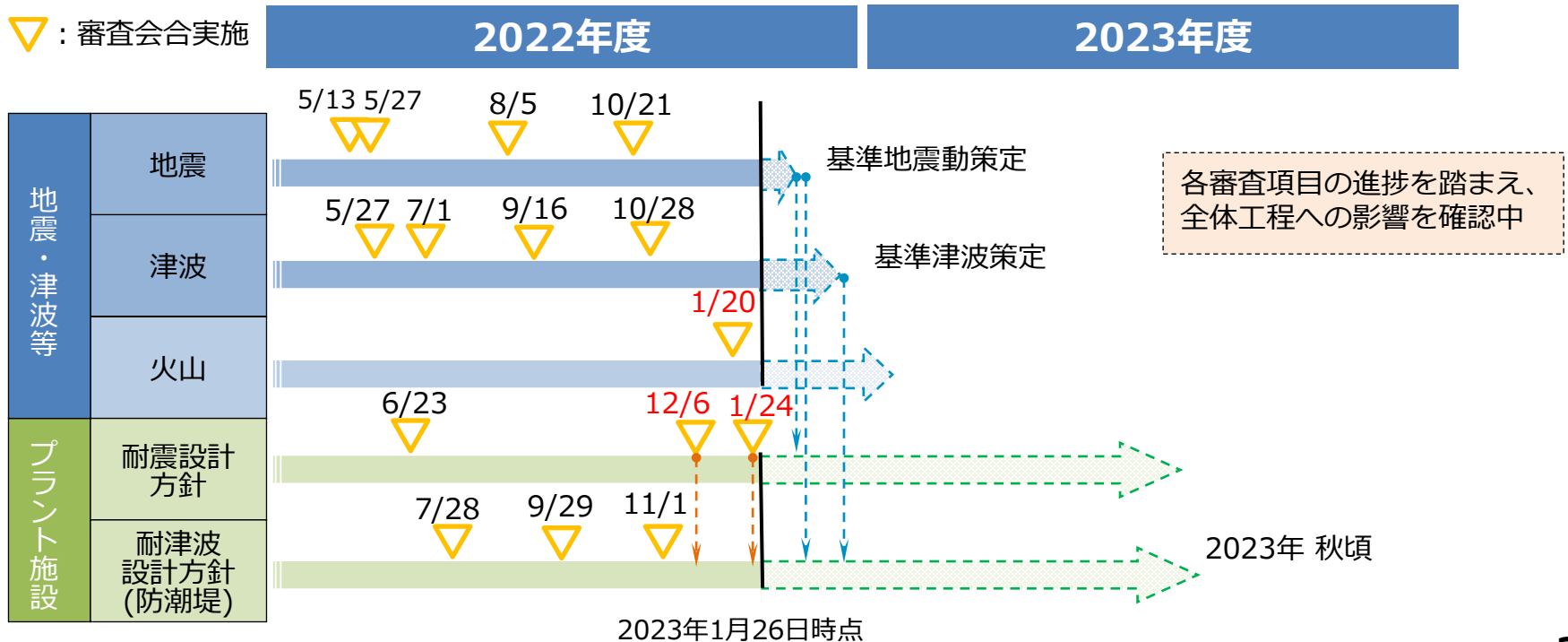
■ 経営の取り組み

■ 泊発電所の早期再稼働に向けた取り組み①

各審査項目に関する説明のスケジュール

- 2022年3月31日の審査会合以降、原子力規制委員会と審査上の論点に対する作業方針や作業状況、説明に向けたスケジュールを共有している。2023年1月24日の審査会合においても、これまでの進捗を踏まえた作業スケジュールについて説明を行った。
- 基準津波の説明に時間を要しており、作業スケジュールに遅れが生じているため、全体工程への影響について確認するとともに後続のプラント側工程における解析期間短縮に向けた体制強化等を検討しているところ。

▽ : 審査会合実施



プラント施設への地震・津波の影響評価について

- 2022年12月6日にはプラント側審査の進捗を確認する審査会合として、5つの審査項目の対応状況を説明した。
- また、プラント側審査の設計基準対象施設に係る項目の説明や昨年10月の審査会合における指摘事項に対する回答など9つの審査項目の対応状況について、2023年1月24日の進捗を確認する審査会合で説明を行った。
- 審査結果を踏まえ、引き続き技術的検討を進め、説明を継続していく。

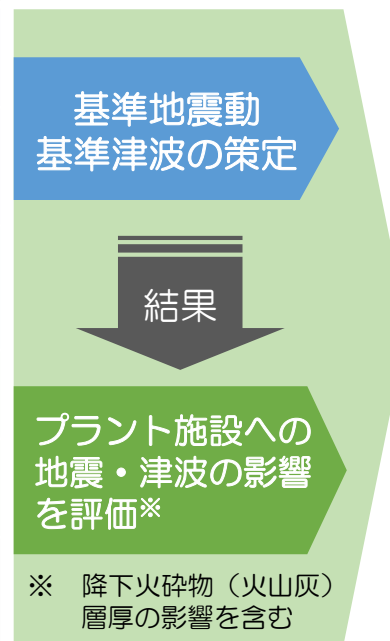
火山の影響評価について

- 2023年1月20日の審査会合において、火山影響評価の立地評価のうち「原子力発電所に影響を及ぼし得る火山の抽出」と「過去に巨大噴火が発生した火山の抽出」について説明した。
- 原子力規制委員会からは「火山の活動履歴等において収集した知見を反映する際の考え方を明確にすること」「火砕流堆積物認定の判断根拠や給源が不明なものも含めた火山噴出物の分布状況などについて再整理すること」などのコメントを頂いた。引き続き検討を進め、審査会合などで説明していく。

今後の主要な審査項目と原子炉設置変更許可取得に向けた審査の流れ

- 基準地震動・基準津波の策定を進め、地震動の大きさや津波の高さなどをプラント側の耐震・耐津波設計方針に反映させていく。
- 今後のプラント施設における主要な説明事項は「防潮堤の設計方針」であると考えている。

	審査項目	説明事項
地震・津波等	地震	基準地震動の策定 →設定した基準地震動の妥当性の評価
	津波	基準津波の策定 →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
	火山	火山活動の可能性評価 降下火砕物（火山灰）の層厚の評価
プラント施設	耐震設計方針 耐津波設計方針	防潮堤の設計方針 津波により防波堤が損傷した場合の影響評価 等
	設計基準対象施設 重大事故等対処施設	地震・津波の影響確認、 最新の審査知見の反映 等



原子炉設置変更許可

■ 電力小売販売—電気・ガス価格激変緩和対策事業

- 国の電気・ガス価格激変緩和対策事業（以下、本事業）に参画し、2023年2月分から10月分までの電気・都市ガス料金の値引きを実施する。
- 本事業は、2022年10月に政府が決定した「物価高克服・経済再生実現のための総合経済対策」に盛り込まれたエネルギー価格高騰対策である。電気・ガスの小売事業者が、家庭・企業などに請求する月々の料金から使用量に応じた値引きを行い、国が電気・ガスの小売事業者に対し、値引きの原資を支援する。

【電気料金の値引き単価】

・低圧契約のお客さま

2023年2月分から9月分料金 (2023年1月使用分から8月使用分)	7円/kWh
2023年10月分料金 (2023年9月使用分)	3.5円/kWh

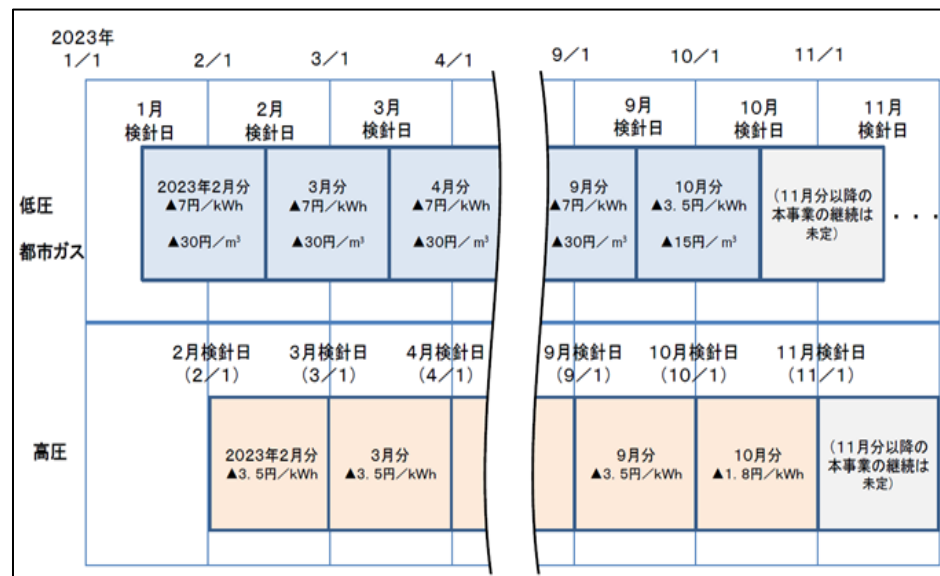
・高圧契約のお客さま

2023年2月分から9月分料金 (2023年2月使用分から9月使用分)	3.5円/kWh
2023年10月分料金 (2023年10月使用分)	1.8円/kWh

【都市ガス料金の値引き単価】

2023年2月分から9月分料金 (2023年1月使用分から8月使用分)	30円/m ³
2023年10月分料金 (2023年9月使用分)	15円/m ³

【対象期間のイメージ】



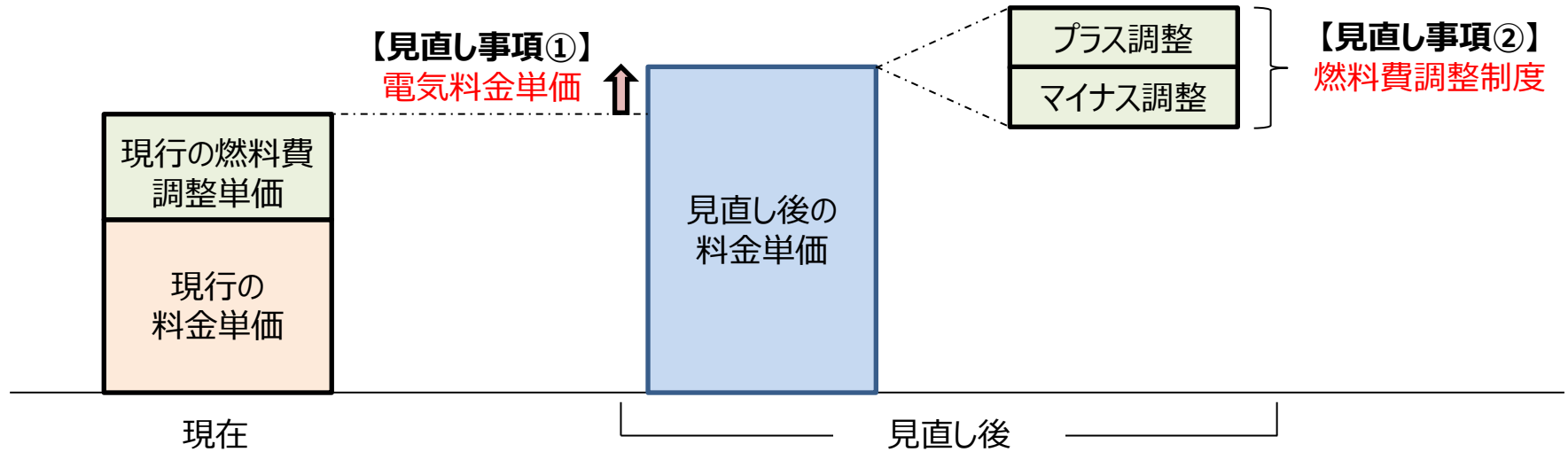
※ 消費税等相当額を含む。

※ 2023年11月分以降の本事業の継続は未定とされている。

■ 電力小売販売一高圧・特別高圧①

- 高圧・特別高圧のお客さまについて、2023年4月1日から電気料金を値上げする。
- 当社への契約切替を希望される新規のお客さまについて、昨年5月から受付を中断していたが、2023年4月1日からの供給開始に向け、2022年12月22日より受付を再開した。

＜現在の電気料金からの見直しイメージ＞



【見直し事項①：電気料金単価】

＜現行単価からの値上げ幅＞

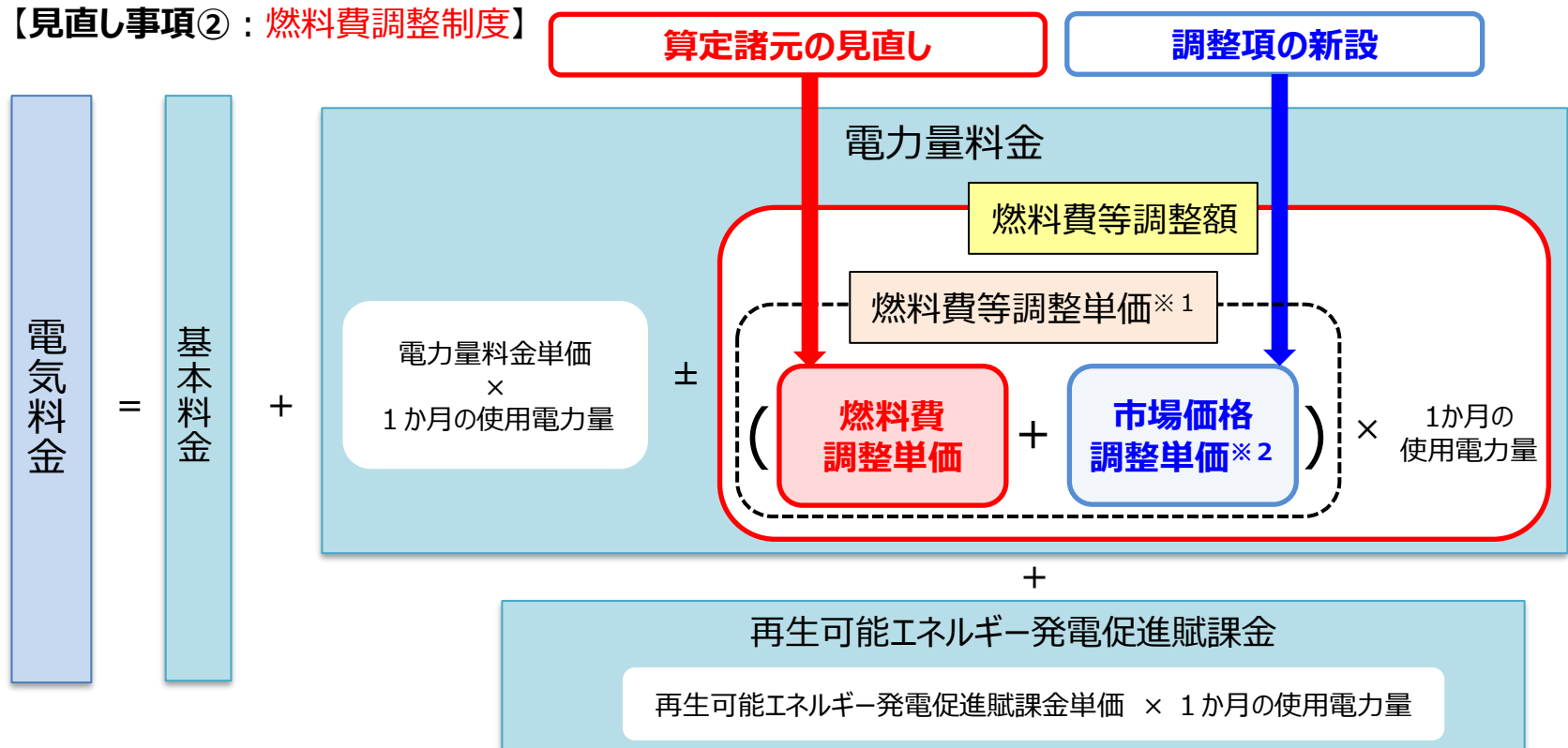
	基本料金単価	電力量料金単価
高圧	+528円00銭/kW	+5円12銭/kWh
特別高圧	+528円00銭/kW	+4円97銭/kWh

※消費税込み

■ 電力小売販売一高圧・特別高圧②

- 今回、燃料費調整制度の前提となる電源構成を最新の内容に変更し、基準燃料価格など調整単価の算定諸元を見直すとともに、新たに、卸電力市場価格の変動を電気料金に反映させる市場価格調整単価を導入。
- また、燃料費調整制度の名称を「燃料費等調整制度」に変更。

【見直し事項②：燃料費調整制度】



※ 1 燃料費等調整単価には、離島ユニバーサルサービス調整単価を含みます。

※ 2 参照する市場価格は、(一財)日本卸電力取引所が公表するスポット市場の北海道エリアプライスを用います。

■ 電力小売販売一高圧・特別高圧③（算定諸元の見直し）

- 燃料費調整制度の前提となる電源構成を最新の内容に変更し、基準燃料価格など調整単価の算定諸元を見直した。
- 3カ月間の平均燃料価格を算定し、基準燃料価格（89,500円/kI）を上回る場合はプラス調整を、下回る場合はマイナス調整を行う。

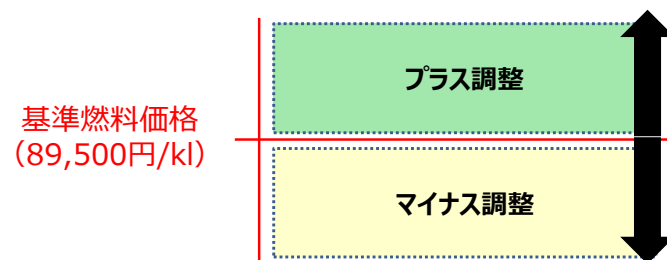
【マイナス調整の場合】

$$\text{燃料費調整単価} = \left(\frac{\text{基準燃料価格}}{89,500\text{円/kI}} - \frac{\text{平均燃料価格}}{\text{【毎月変動】}} \right) \times \text{基準単価}/1,000$$

【プラス調整の場合】

$$\text{燃料費調整単価} = \left(\frac{\text{平均燃料価格}}{\text{【毎月変動】}} - \frac{\text{基準燃料価格}}{89,500\text{円/kI}} \right) \times \text{基準単価}/1,000$$

＜燃料価格調整単価による調整イメージ＞



- ① **基準燃料価格**：料金設定の前提である原油・LNG・海外炭の燃料価格（2022年9月～2022年11月の貿易統計価格）の加重平均値で、燃料費調整における価格変動の基準値となるもの。
- ② **基準単価**：平均燃料価格が1,000円/kI変動した場合の1kWhあたりの調整単価。
- ③ **平均燃料価格**：毎月の原油・LNG・海外炭の貿易統計価格を $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ で加重平均したものであり、毎月変動する。

＜燃料費調整単価の算定諸元＞

		現行	見直し後	
燃料費調整単価	基準燃料価格	37,200円/kI	89,500円/kI	
	基準単価	高圧	18銭9厘/kWh	18銭8厘/kWh
		特別高圧	18銭4厘/kWh	18銭3厘/kWh
	換算係数	α (原油)	0.4699	0.1946
		β (LNG)	—	0.0827
		γ (海外炭)	0.7879	1.0081

■ 電力小売販売一高圧・特別高圧④（調整項の新設）

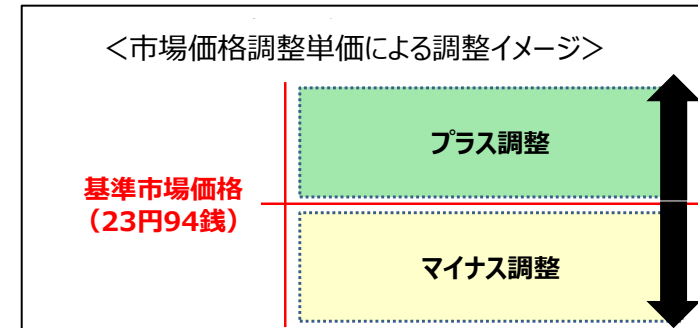
- 新たに、卸電力市場価格の変動を電気料金に反映させる市場価格調整単価を導入する。
- 平均市場価格が基準市場価格を上回ればプラス調整、下回ればマイナス調整を行う。

【平均市場価格が基準市場価格を下回る場合】

$$\text{市場価格調整単価} = \left(\begin{array}{c} \text{基準市場価格} \\ \text{【23円94銭】} \end{array} - \begin{array}{c} \text{平均市場価格} \\ \text{【毎月変動】} \end{array} \right) \times \text{調整係数}$$

【平均市場価格が基準市場価格を上回る場合】

$$\text{市場価格調整単価} = \left(\begin{array}{c} \text{平均市場価格} \\ \text{【毎月変動】} \end{array} - \begin{array}{c} \text{基準市場価格} \\ \text{【23円94銭】} \end{array} \right) \times \text{調整係数}$$



- ① **基準市場価格**：2022年9月～2022年11月までの電力市場価格をもとに設定した市場価格調整の基準値。
- ② **調整係数**：平均市場価格の変動を市場価格調整単価へ反映させる割合に、託送損失率および消費税率を反映したもの。（高圧：0.229、特別高圧：0.223）
- ③ **平均市場価格**：算定期間における北海道エリアの全日・昼間のスポット市場価格※1の加重平均値として以下により算定。
※1 全日のスポット市場価格は、午前0時から翌日午前0時までの単純平均スポット市場価格、昼間のスポット市場価格は、8時から16時までの単純平均スポット市場価格とします。

$$\text{平均市場価格} = X \times x + Y \times y$$

X = 3か月間の電力市場価格の全日平均値

Y = 3か月間の電力市場価格の昼間平均値（太陽光の主な発電時間である8時から16時）

x = 0.6760 ※2

y = 0.3240 ※2

※2 日本卸電力取引所からの調達電力量およびFIT電気買取電力量における全日と昼間の電力量構成比。

- 規制料金については、2023年6月1日から値上げを実施するため、経済産業大臣に特定小売供給約款の変更認可申請を行った。

【プレスリリース（2023年1月26日）】

○低圧のお客さまの電気料金見直しについて

URL:https://www.hepco.co.jp/info/2022/1252016_1920.html

- また、低圧自由料金についても、規制料金の値上げ実施日と同日から値上げを行う。

■ 託送供給等約款の認可申請

- 2023年度からの新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）の開始に向けて、今後5か年に必要と見込まれる収入の見通しを2022年12月8日に申請し、同年12月23日に承認を受けた。
- 承認された収入見通しに基づき託送料金単価を設定した託送供給等約款について、2022年12月27日に認可申請を行った。
- 当該料金は、2023~2027年度の5か年に適用され、5年後にも今回同様の見直しが行われる。

1キロワット時あたり平均単価（2023年4月1日実施、税抜）

（百万kWh/年、円/kWh）

	電力量	現行収入単価 A	今回申請単価 B	差 B-A	改定率
低 圧	12,734	9.25	10.02	+0.77	+8.3%
高 圧	12,920	4.21	4.81	+0.60	+14.1%
特 別 高 圧	3,196	2.71	2.83	+0.12	+4.7%
合 計	28,850	6.27	6.89	+0.62	+9.9%

■ 伊達発電所の休止について

- 伊達発電所は、高度経済成長期の電力需要の著しい増加に対応するため、1978年に1号機、1980年に2号機を導入。40年以上にわたり運転を続けてきた。
- 設備の経年化が進んでいることから、1号機は2023年11月末、2号機は2024年3月末をもって休止する。

伊達発電所

	1号機	2号機
所在地	伊達市長和町163番地1	
運転開始	1978年11月	1980年3月
経過年数	44年	42年
定格出力	35万kW	35万kW
燃料	重油	

【参考】伊達発電所燃料輸送 パイプラインのルート図



◆ 発電所で使用する燃料油（重油）を室蘭送油所から発電所までパイプラインで輸送

【パイプラインの概要】

- ・ 全長(送油距離)：約26km
- ・ 輸送量：280kl/時
- ・ 埋設深さ：地下1.5~2.0m程度

● 札幌

◆ 伊達発電所

● 室蘭



● 室蘭
送油所

- 苫小牧エリア内の複数の地点をつなぐハブ&クラスター型CCUS事業※を2030年度までに立ち上げることを視野に、当社、出光興産(株)および石油資源開発(株)と共同検討を開始。
- 3社は、CCSに関する技術的検討を実施するとともに、CO2利活用(CCU)についても具体的な検討を進めていく。

※ハブ&クラスター型CCUS事業：1つの排出源からCO2を回収・貯留するCCS事業のみならず、地域にある多くの排出源をカバーし、そのCO2を有効活用することで、社会としての排出をより多く縮減するCCUS事業。

※CCUS (Carbon dioxide Capture, Utilization, and Storage) : CO2の回収・有効活用・貯留

苫小牧エリア空撮近影（3社事業拠点と周辺エリア）



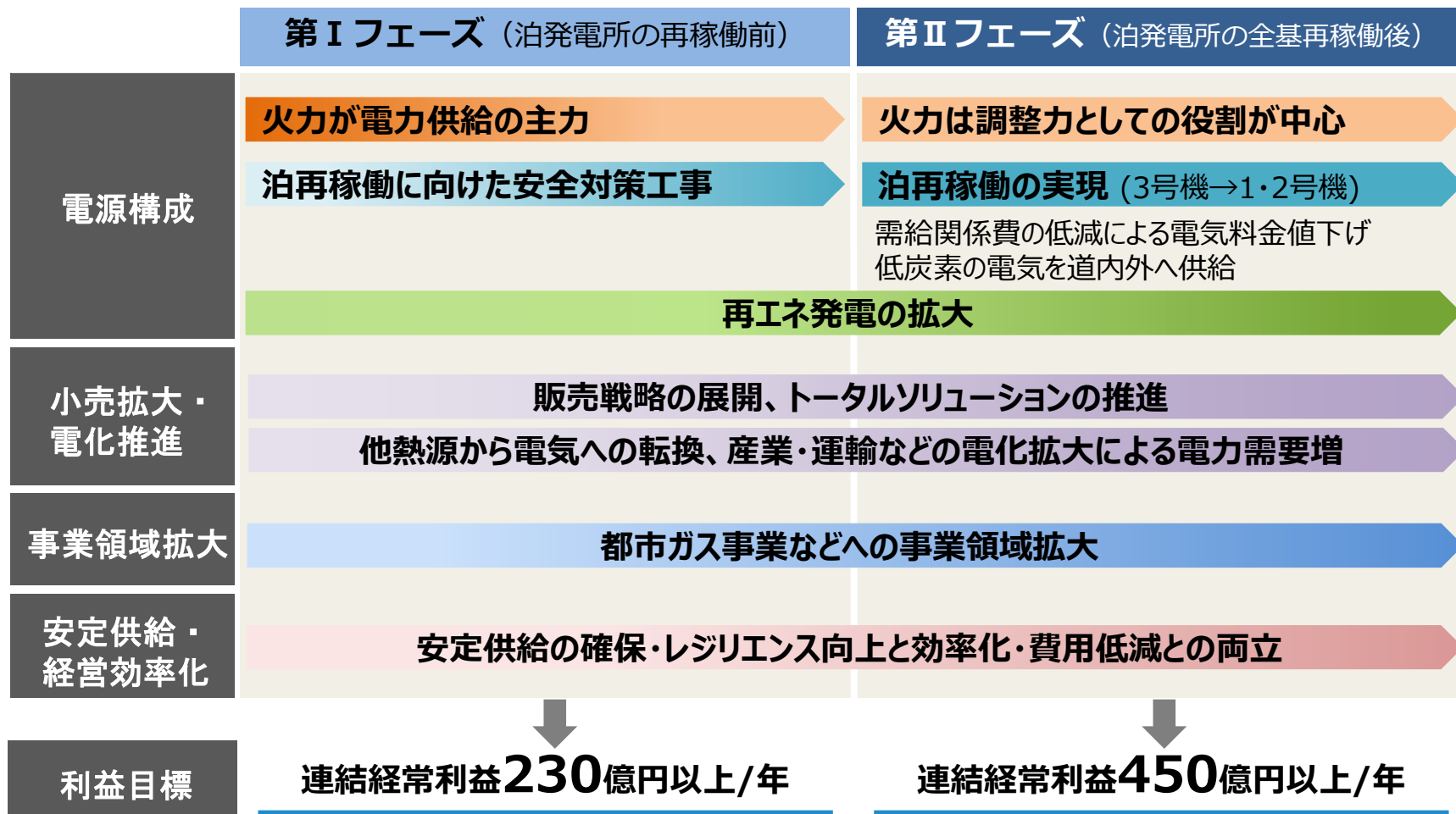
■ 11月10日 会社説明会以降のトピック

日付	取り組み内容	関連スライド
2022年12月16日	国の電気・ガス価格激変緩和対策事業に関する「特定小売供給約款以外の供給条件」の認可について	P31
2022年12月22日	電気料金の見直しについて	P32～35
2022年12月27日	託送供給等約款の認可申請について	P37
2023年1月17日	国内 外食企業初となる『ZEB』の実現について	P55
2023年1月26日	低圧のお客さまの電気料金見直しについて	P36
2023年1月26日	伊達発電所の休止について	P38
2023年1月26日	苫小牧エリアにおけるCCUS事業実施に向けた共同検討の開始について	P39

■ 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

- 主力電源である泊発電所の再稼働の前後において、事業環境が大きく変化する
- 安全確保を大前提とした泊発電所の早期再稼働を目指すとともに、再稼働前もたゆまぬ経営効率化等を進め、利益を確保する。また、事業領域の拡大を進め、持続的な成長を目指す



■ 【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

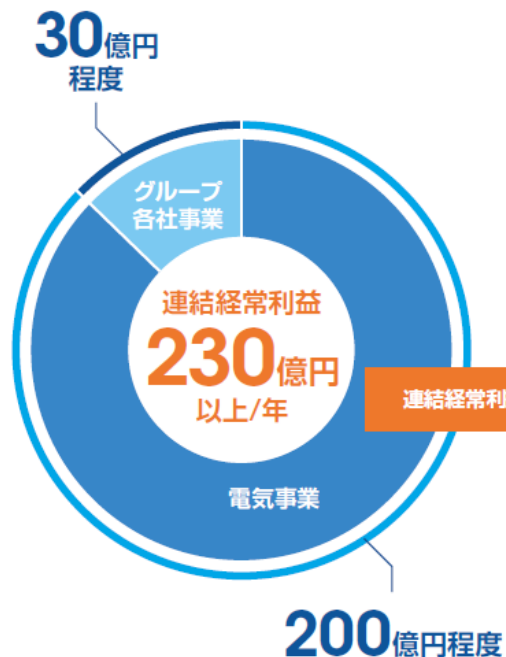
キャッシュフロー

- 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

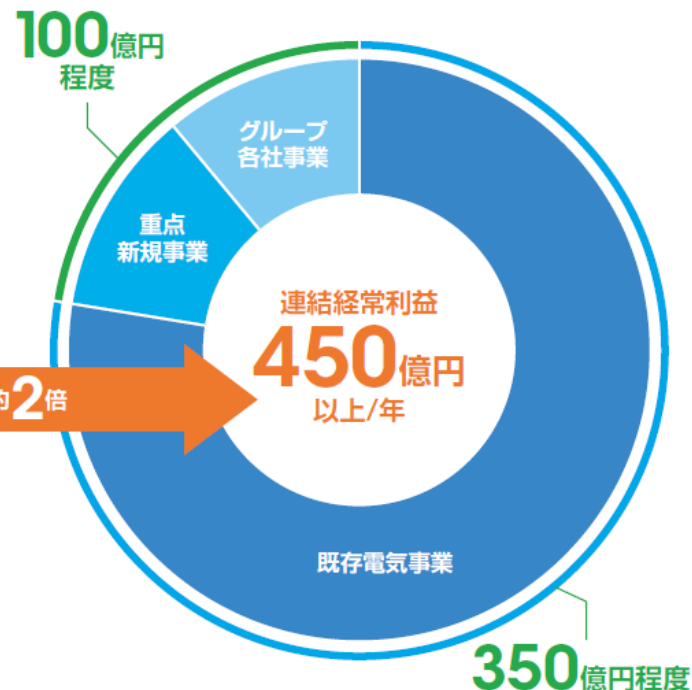
成長に向けた指標

- 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・費用低減のためめぬ推進

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】 発電部門からのCO2排出量の低減

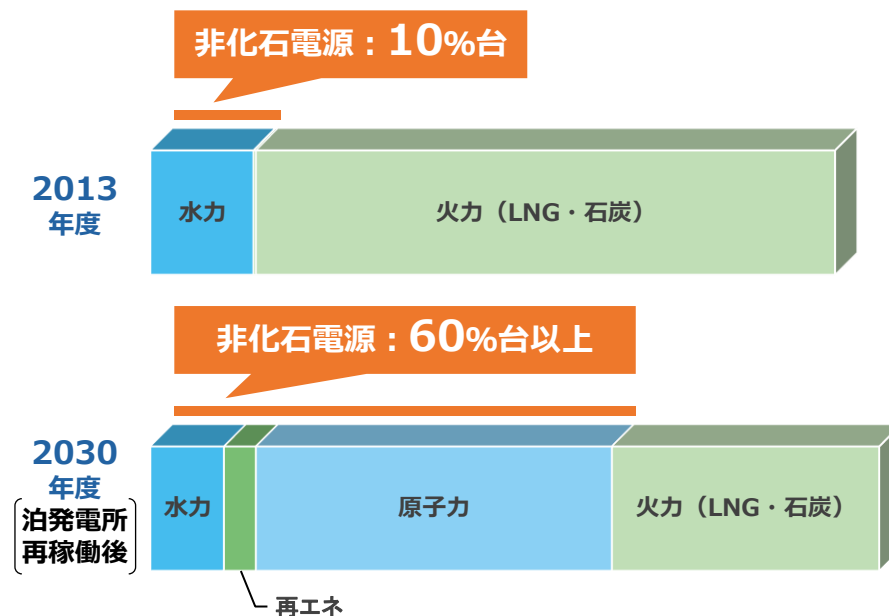
- 泊発電所の全基再稼働後は、グループの発電電力量に占める非化石電源の比率が、2013年度の10%台から60%以上に上昇する見込み。
- 泊発電所の再稼働後は、再エネ発電事業の推進やLNG火力の活用などによる効果と併せ、発電電力量が増加する一方、CO2排出量を「2013年度に比べ50%以上低減」(1,000万t以上/年低減)できる見込み。これは、国の2030年度の温室効果ガス排出削減目標(2013年比△46%)を上回る削減幅になる。

非化石電源	火力電源
<ul style="list-style-type: none"> ・ 泊発電所の再稼働 ・ 国内外における再エネ発電事業の展開 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力需給のバランスを確保 ・ 経年化した石油・石炭火力を廃止し、LNGを活用

CO₂排出量を2013年度比で
50%以上低減(1,000万t以上低減)

小売部門においては、非化石電源比率の
目標を達成(2030年度44%以上)、
電気事業低炭素社会協議会のCO₂
排出削減目標以下の水準を達成

【ほくでんグループの発電部門における電源構成のイメージ】



道内小売拡大や道外への売電により発電量を
増加させる一方で、CO₂排出量を削減

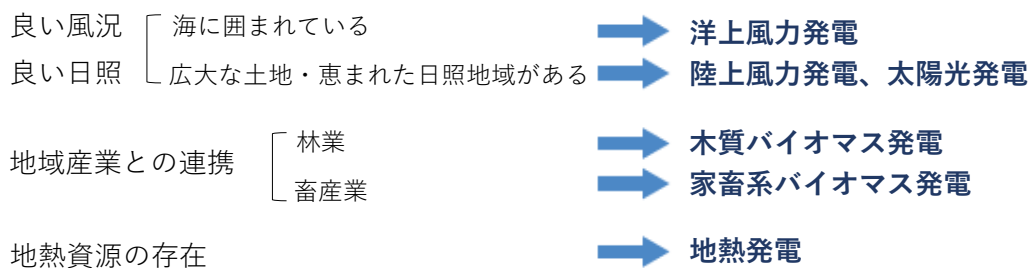
■ 【参考：経営ビジョン】 2030年度までに目指す経営目標の進捗

2030年度 ビジョン目標		2020年度 実績	2021年度 実績
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
財務目標 (連結自己資本比率)	15%以上	13.8%	13.7%
重点新規事業(※)へ投資	総額500億円以上投資	32億円 (累計32億円)	66億円 (累計98億円)
※再エネ発電事業、海外電気事業、 エネルギー関連事業など			
成長に向けた指標	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 電力小売・卸：300億kWh以上/年 (道外含む、NW卸除き) ▶ 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) 	244億kWh	262億kWh
		0.3万t	0.8万t
		累計3.9万kW	累計4.1万kW
環境目標 (CO ₂ 排出量の低減/年)	2013年度比で 50%以上低減 (△ 1,000万t以上/年)	28%低減 (△535万t/年)	24%低減 (△ 451万t/年)
【CO ₂ 排出量実績値】	【2013年度 1,892万t】	【1,357万t】	【1,441万t】

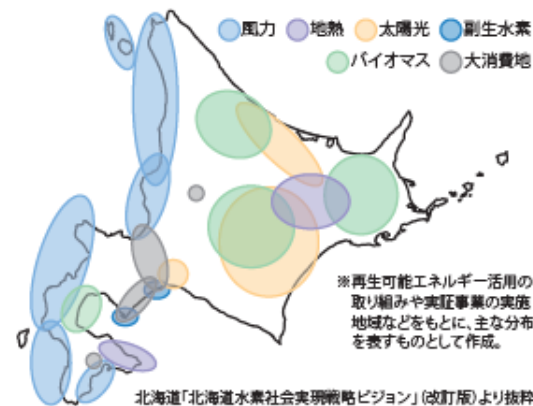
【参考】2050年カーボンニュートラルに向けて

北海道の地域特性を活かした取り組み

再生可能エネルギー導入拡大への適性

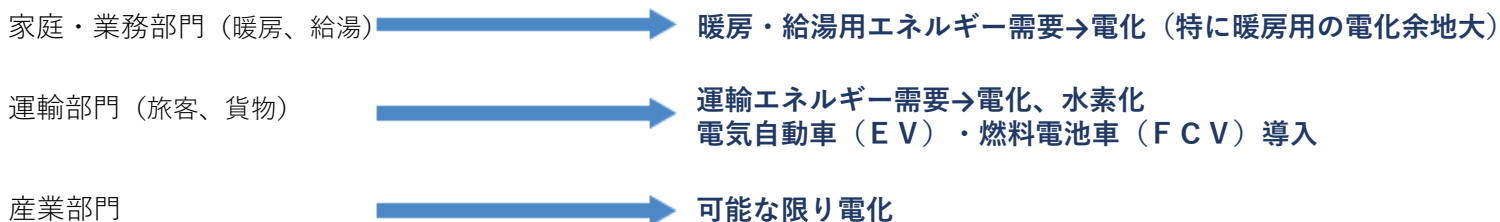


【再生可能エネルギーなどの主な道内分布】



エネルギー需要の電化ポテンシャル

積雪寒冷・広大な土地に多くの市町村が分散していることから、
 ・暖房・給湯・移動・輸送に必要なエネルギー消費量大
 ・石油系エネルギーが主流でカーボンニュートラルに向けた「電化」「水素利活用」の余地大



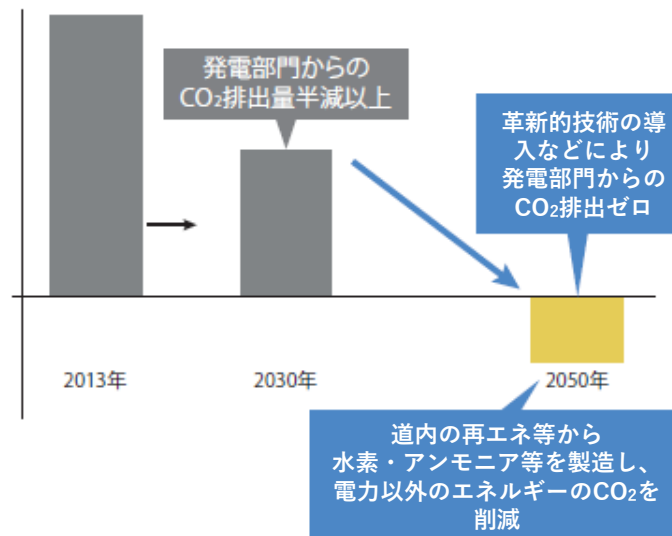
■ 【参考】 2050年カーボンニュートラルに向けて

ほくでんグループが目指す姿

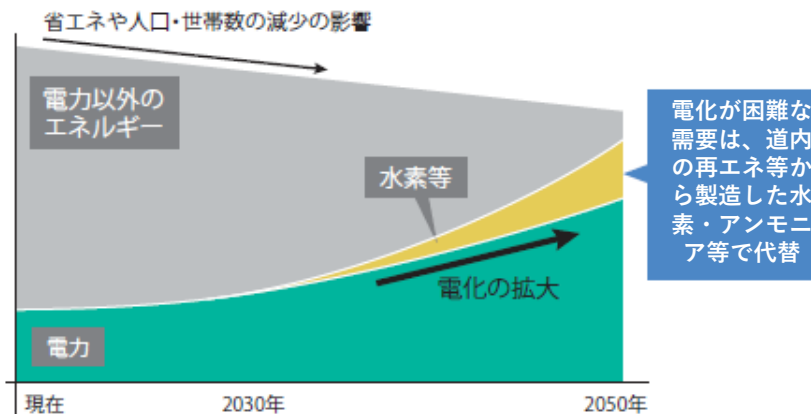
ほくでんグループは北海道における「エネルギー全体のカーボンニュートラル」の実現に最大限挑戦します。

- ほくでんグループの2030年の環境目標（発電部門からのCO₂排出量を2013年度比50%以上低減）達成に加え、長期的に「発電部門からのCO₂排出ゼロ」を目指します。
- 電化拡大やグリーン水素の利活用などにより、電力以外のエネルギーも含め、北海道のカーボンニュートラルの実現を目指します。

■ 将来のCO₂排出量削減のイメージ



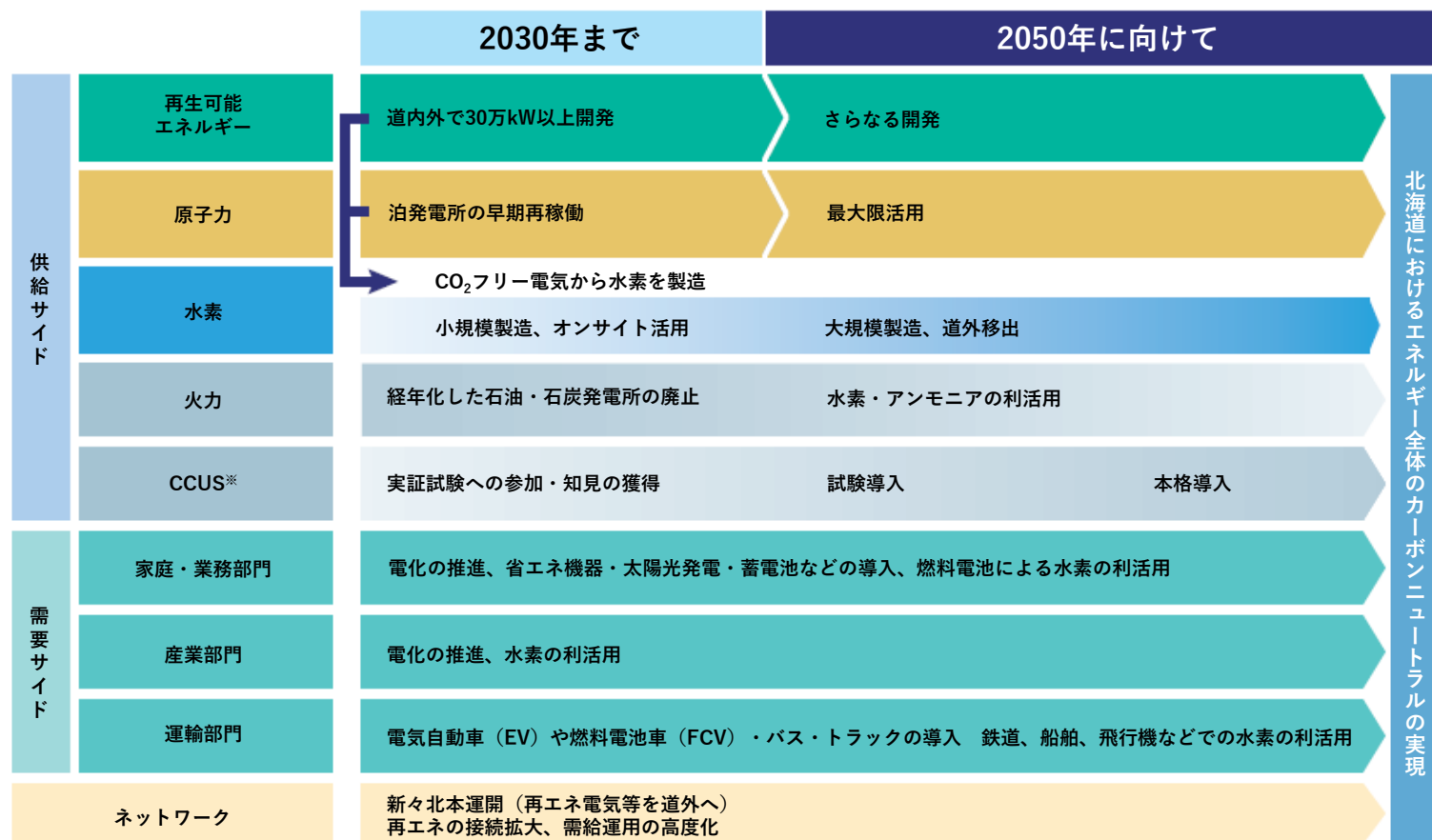
■ 将来のエネルギー需要のイメージ



【参考】2050年カーボンニュートラルに向けて

カーボンニュートラル2050 ロードマップ

再生可能エネルギーの導入拡大や泊発電所の活用などのこれまでの取り組みに加え、革新的技術の活用など、あらゆる手段を総動員していきます。



※CCUS（Carbon Capture, Utilization and Storage）：分離・回収したCO₂を再利用したり、地中等へ貯留する技術

■ 【参考】 主な電源設備の新設、休廃止の計画（北海道電力）

	発電所	出力（万kW）	着工年月※1	運転開始／休廃止
工事中	京極3号機（揚水式水力）	20	2001年9月	2032年度以降
着工準備中	石狩湾新港2号機（LNG火力）	56.94	2027年3月	2030年12月
	石狩湾新港3号機（LNG火力）	56.94	2032年3月	2035年12月
休止	伊達発電所1号機（石油火力）	△35	—	2023年11月
	伊達発電所2号機（石油火力）	△35	—	2024年3月
廃止	砂川3、4号機（石炭火力）	△25（△12.5×2台）	—	2027年3月
	奈井江1、2号機（石炭火力）	△35（△17.5×2台）	—	2027年3月 （現在休止中）
	音別1、2号機（石油火力）	△14.8（△7.4×2台）	—	未定

※1 電気事業法第48条に基づく届出年月等

■ 【参考】 電源構成－火力発電所（北海道電力）の概要

発電設備		号機	定格出力 (万kW)	経過年月	発電方式	現在の状況
石炭	砂川	3	12.5	45年6ヵ月	Sub-C	運転
		4	12.5	40年7ヵ月	Sub-C	運転
	奈井江	1	17.5	54年7ヵ月	Sub-C	休止
		2	17.5	52年10ヵ月	Sub-C	休止
	苫東厚真	1	35	42年2ヵ月	Sub-C	運転
		2	60	37年2ヵ月	SC	運転
		4	70	20年6ヵ月	USC	運転
石油	苫小牧	1	25	49年1ヵ月	—	運転
	伊達	1	35	44年1ヵ月	—	運転
		2	35	42年9ヵ月	—	運転
	知内	1	35	39年0ヵ月	—	運転
		2	35	24年3ヵ月	—	運転
	音別	1	7.4	44年7ヵ月	—	運転
		2	7.4	44年7ヵ月	—	運転
LNG	石狩湾 新港	1	56.94	3年10ヵ月	—	運転

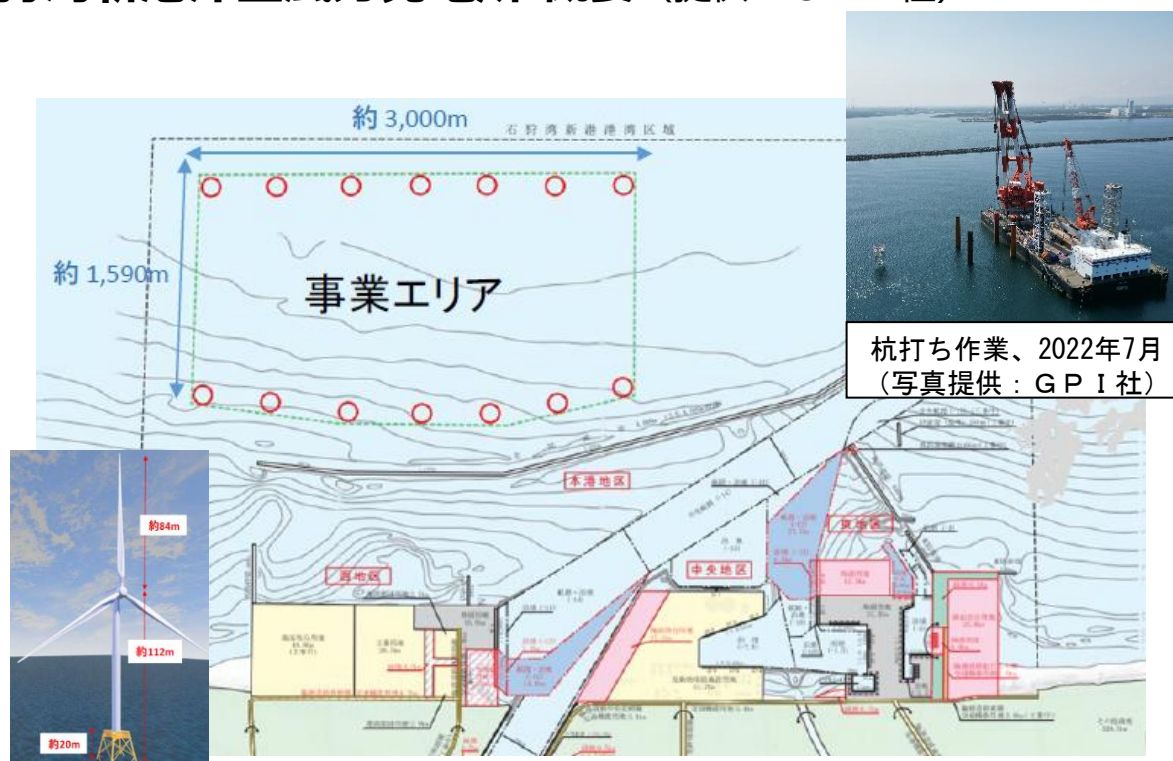
※2022年12月末時点

■ 【参考】 再生可能エネルギー発電事業 – 石狩湾新港洋上風力発電

(株)グリーンパワーインベストメント (G P I 社) と連携協定

- 10万kW規模の着床式洋上風力発電設備を港湾区域にて2023年12月の運転開始に向け、現在工事中
- 洋上工事の杭打ち工事が完了し、2023年5月の風車等の取付に向け準備中

石狩湾新港洋上風力発電所 概要 (提供：G P I 社)

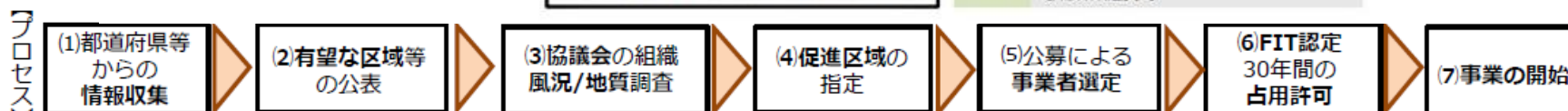


発電所出力	約100,000 kW
単機出力	8,000 kW
基数	14基
運開予定	2023年12月

■【参考】一般海域での洋上風力導入

石狩湾一般海域洋上風力

- 当社は、石狩湾一般海域の促進区域指定や応札に向け、GPI社と連携して対応中。
- 上記以外の道内4区域が「一定の準備段階に進んでいる区域」に指定されていること、北海道における洋上風力ポテンシャルの高さを踏まえ、石狩湾に留まらず他の海域についても事業化に向け検討中。



■【参考】水電解による水素製造装置の導入に向けた進捗状況

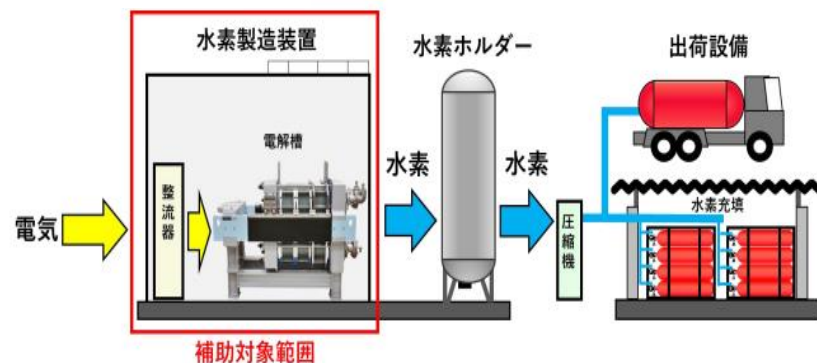
- 当社は、苫小牧市に、水を電気分解することで水素を製造する1MW級の水素製造装置を、経済産業省資源エネルギー庁の補助事業の採択を受けて導入することを決定。（2022年4月28日プレスリリース済み）
- 建屋や水素製造装置、受変電設備については昨年未までに設置済み。現在は水素ホルダーや出荷設備を建設中。
- 今後は、3月の運用開始に向け試運転を予定。

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3月（予定）
設置場所	苫小牧市字弁天1番17
水素製造量	最大200Nm ³ /h



2. 導入イメージ

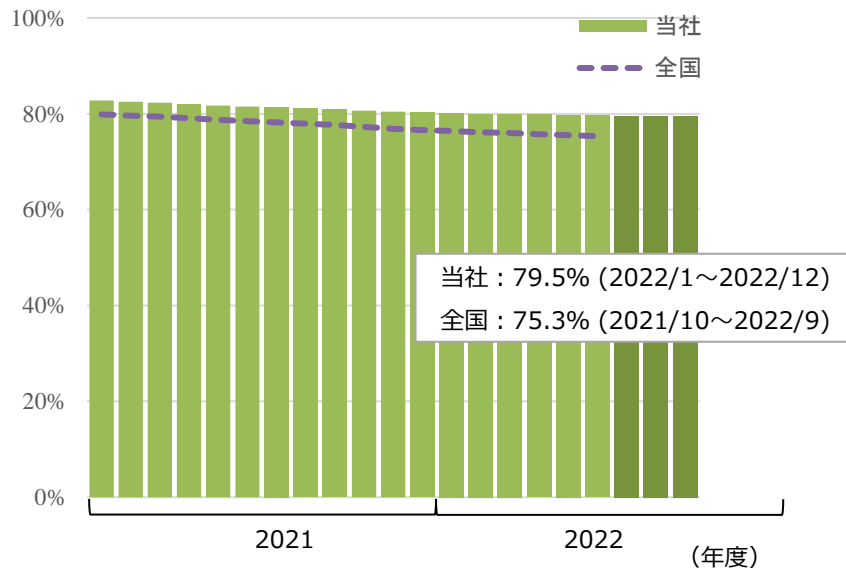


工事状況 2023年1月3日現在

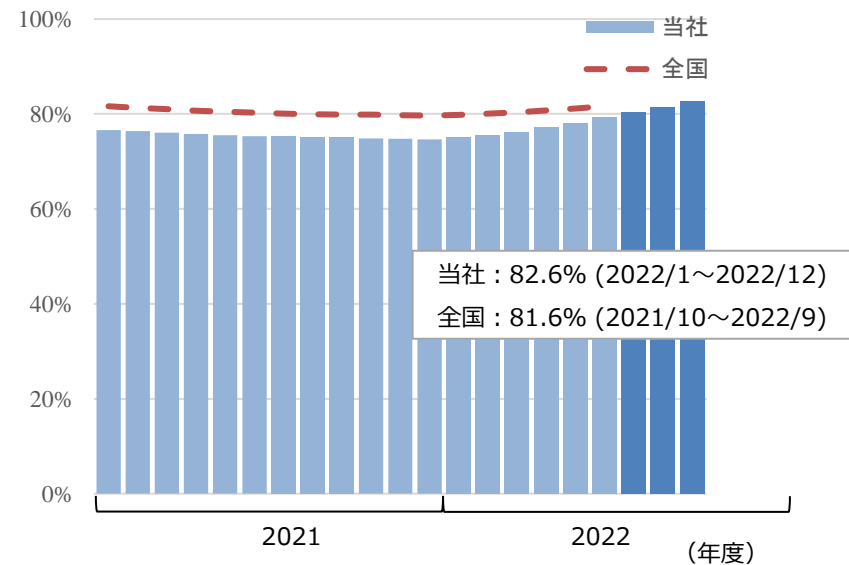
■ 【参考】 電力小売販売－当社シェア

- 低圧分野では、他事業者との厳しい競争が継続し、契約切替が続いている状況であり、当社シェア※は2022年12月時点で79.5%（2022年1月～2022年12月の移動平均）となっている。
- 高圧・特別高圧分野では、当社シェア※は2022年4月から拡大に転じており、2022年12月時点では82.6%（2022年1月～2022年12月の移動平均）となっている。

■ 北海道エリアにおける当社
低圧分野のシェア（kWh）推移※



■ 北海道エリアにおける当社
高圧・特別高圧分野のシェア（kWh）推移※



※全国：旧一般電気事業者の各供給エリアにおけるシェア（kWh）平均

※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

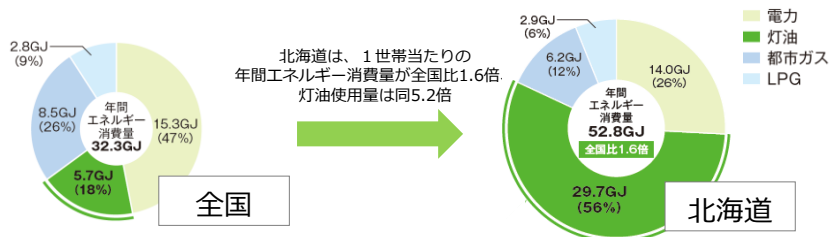
※過去12ヵ月合計の移動平均（一部当社推計）

■【参考】電化・省エネの推進

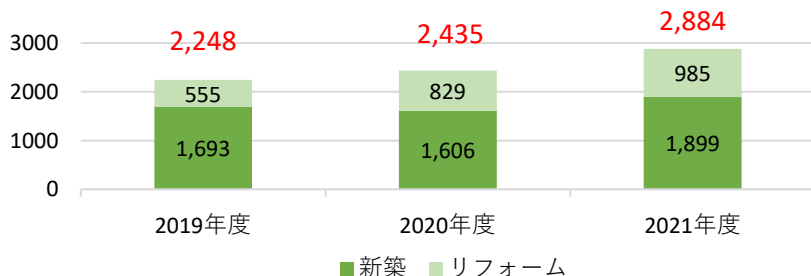
電化の推進

- 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）

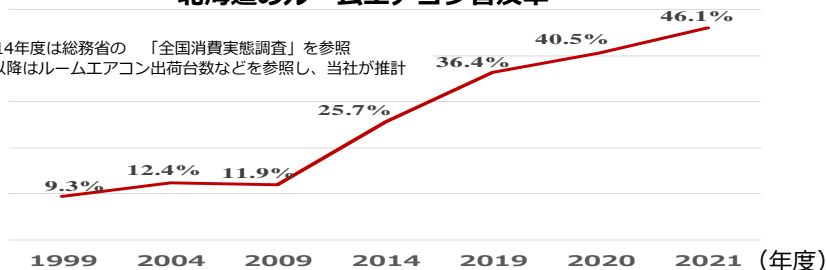


スマート電化採用戸数



北海道のルームエアコン普及率※

※1999～2014年度は総務省の「全国消費実態調査」を参照
※2019年度以降はルームエアコン出荷台数などを参照し、当社が推計



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28物件のうち、当社が13物件でZEBコンサルティング業務を受託。

ZEBの具体例

- ✓ 丸亀製麺 鈴鹿店のZEB化を支援。国内の飲食店では初めて『ZEB』を達成した。（2023年1月18日オープン）
- ✓ 電気式ヒートポンプ給湯器などの高効率機器を採用し高い省エネ性を確保したうえで、店舗の快適さや商品の品質を維持するといった飲食店特有の課題を克服。

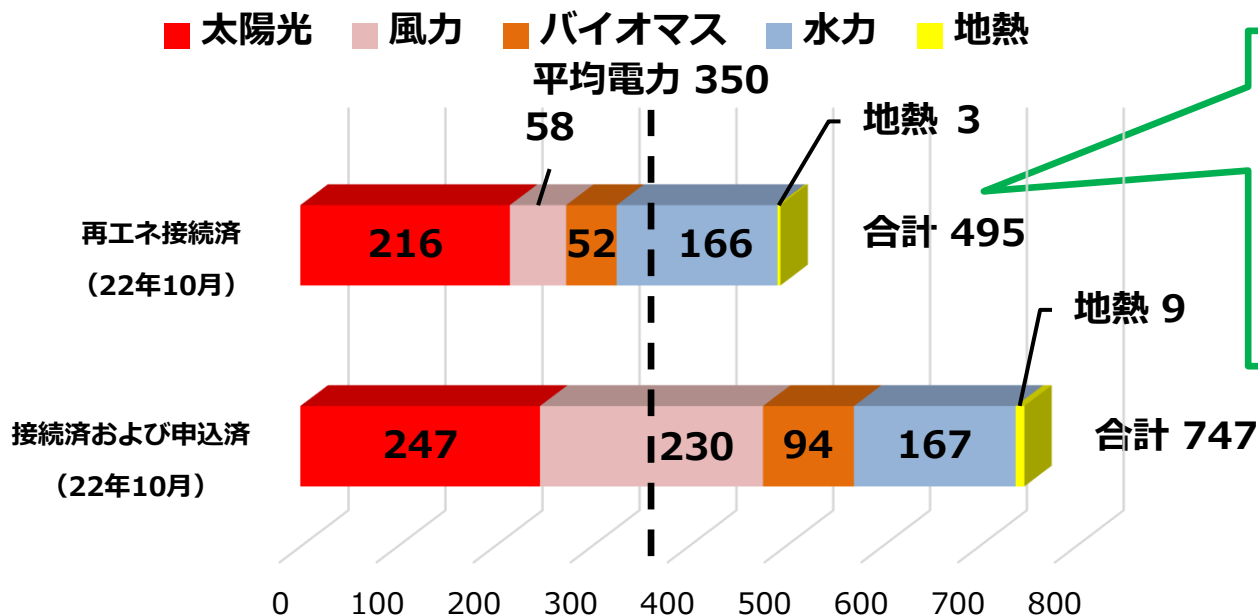


丸亀製麺 鈴鹿店



【参考】再生可能エネルギーの受入拡大に向けた取り組み

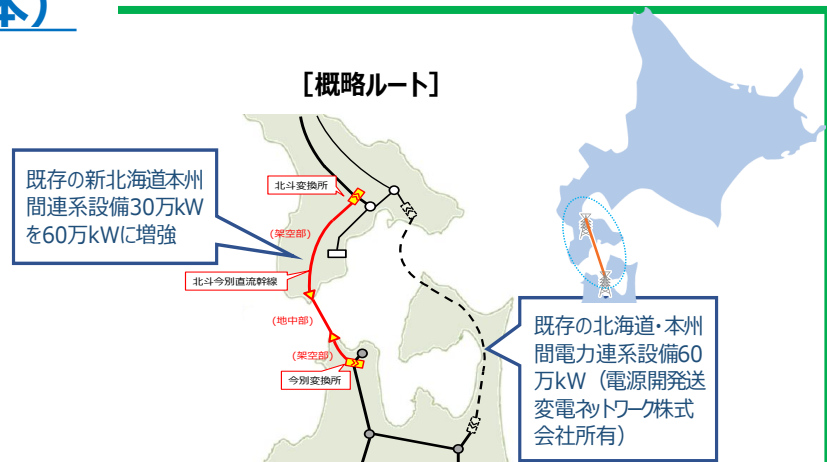
再生可能エネルギーの導入量（2022年10月末時点）



2022年10月末時点の再生可能エネルギー導入量は約495万kW。
 このうち太陽光と風力の導入量合計は、約274万kWであり、北海道エリアの2021年度平均電力（約350万kW）の約8割に相当する。

北海道本州間連系設備の増強（新々北本）

- 新たな地域間連系設備として、現在の新北海道本州間連系設備と同一ルートにおいて、30万kWの増強（新々北本）を行う工事に着手。2028年3月運開予定。
- 北海道と本州を結ぶ設備の総容量は120万kWとなり、再エネの導入拡大に貢献。



本資料は2023年1月26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/>