

■ 会社説明会

2022年11月10日

北海道電力株式会社

■ 決算、業績見通し

・第2四半期 連結経営成績・財政状態	・・・	3
・第2四半期 連結収支比較表	・・・	4
・第2四半期 連結決算の概要	・・・	5
・第2四半期（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－経常損益の変動要因（対前年度比較）	・・・	8
・2022年度 期末配当予想	・・・	9
・決算補足資料	・・・	10

■ 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	・・・	32
・7月29日 第1四半期決算公表以降のトピック	・・・	33
・参考資料	・・・	37

■ 決算、業績見通し

■ 第2四半期 連結経営成績・財政状態

経営成績（累計）

（単位：億円）

	当第2四半期 (A)	前第2四半期 (B)	増減 (A)-(B)	対前年同期 増減率%
売上高	3,868	2,734	1,133	41.5
営業損益	△ 9	271	△ 281	—
経常損益	△ 10	227	△ 237	—
親会社株主に帰属する 四半期純損益	△ 16	174	△ 190	—
1株当たり四半期純損益	△ 11 ^円 29 ^銭	81 ^円 71 ^銭	△ 93 ^円 00 ^銭	

財政状態

（単位：億円）

	当第2四半期末 (A)	前年度末 (B)	増減 (A)-(B)
総資産	20,756	19,928	828
純資産	2,813	2,857	△ 43
自己資本比率	12.9%	13.7%	△ 0.8%

■ 第2四半期 連結決算－収支比較表

(単位：億円)

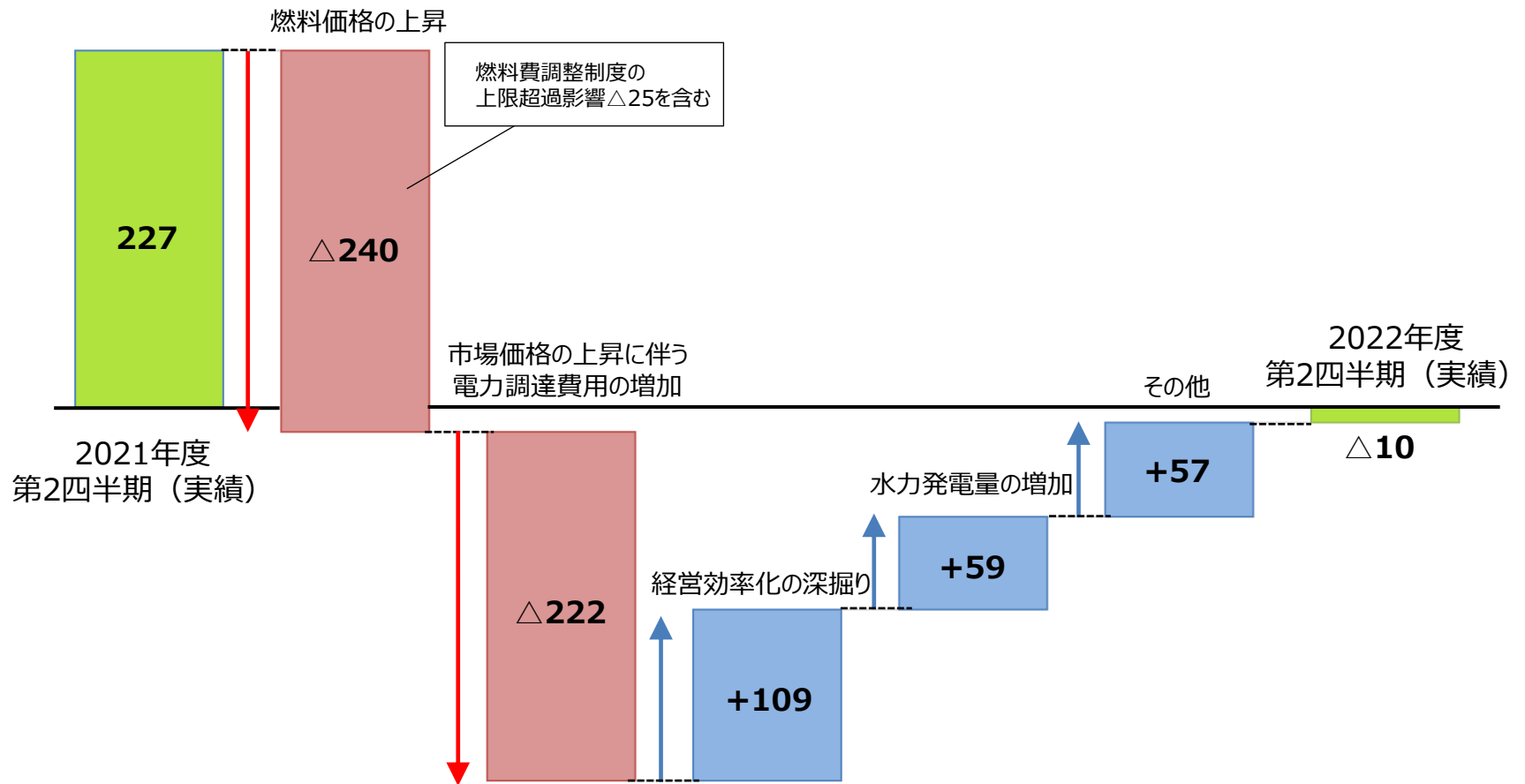
		当第2四半期 連結累計期間 (A)	前第2四半期 連結累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)	対前年同期増減率%
経常 収益	営業収益 (売上高)	3,868	2,734	1,133	41.5
	電気事業営業収益	3,627	2,551	1,076	42.2
	その他事業営業収益	241	183	57	31.4
	営業外収益	52	30	22	74.3
	合 計	3,921	2,764	1,156	41.8
経常 費用	営業費用	3,878	2,463	1,414	57.4
	電気事業営業費用	3,663	2,300	1,363	59.3
	その他事業営業費用	214	163	51	31.7
	営業外費用	53	74	△ 20	△ 28.1
	合 計	3,931	2,537	1,393	54.9
[営業損益]		[△ 9]	[271]	[△ 281]	－
経常損益		△ 10	227	△ 237	－
濁水準備金引当又は取崩し		3	△ 2	5	－
税金等調整前四半期純損益		△ 13	229	△ 243	－
法人税等		2	53	△ 51	△ 95.9
四半期純損益		△ 15	176	△ 192	－
非支配株主に帰属する四半期純利益		0	1	△ 1	△ 88.0
親会社株主に帰属する四半期純損益		△ 16	174	△ 190	－
(参考)	四半期包括利益	△ 14	168	△ 182	－

■ 第2四半期 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・他社販売電力量の増加などにより、 前年同期に比べ1,133億円増加の3,868億円となりました。
経常損益 (損失)	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はありませんでしたが、 経営効率化の深掘りなどに取り組んだ結果、 前年同期に比べ237億円減少し、10億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)	経常損失となったことなどにより、 前年同期に比べ190億円減少し、16億円の損失となりました。

■ 第2四半期（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9月22日に公表した業績予想から変更なし>

- ・通期の連結業績につきましては、小売・他社販売電力量は概ね想定どおりに推移していることから、9月公表値から変更ありません。
- ・なお、燃料価格や電力市場価格は大きく変動しておりますが、今後の動向等を引き続き見極めてまいります。

(単位：億円、億kWh)

	2022年度 見通し (A)	2021年度 実績 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	9,700程度	6,634	3,070程度
営業損益	△640程度	249	△890程度
経常損益	△700程度	138	△840程度
親会社株主に帰属する 当期純損益	△710程度	68	△780程度
(対前期増減率) 小売・他社販売電力量	(5.4%程度) 315程度	(12.7%) 299	16程度
(対前期増減率) 小売販売電力量	(7.1%程度) 237程度	(△2.3%) 222	15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クリエーション(株)の販売電力量を示す。

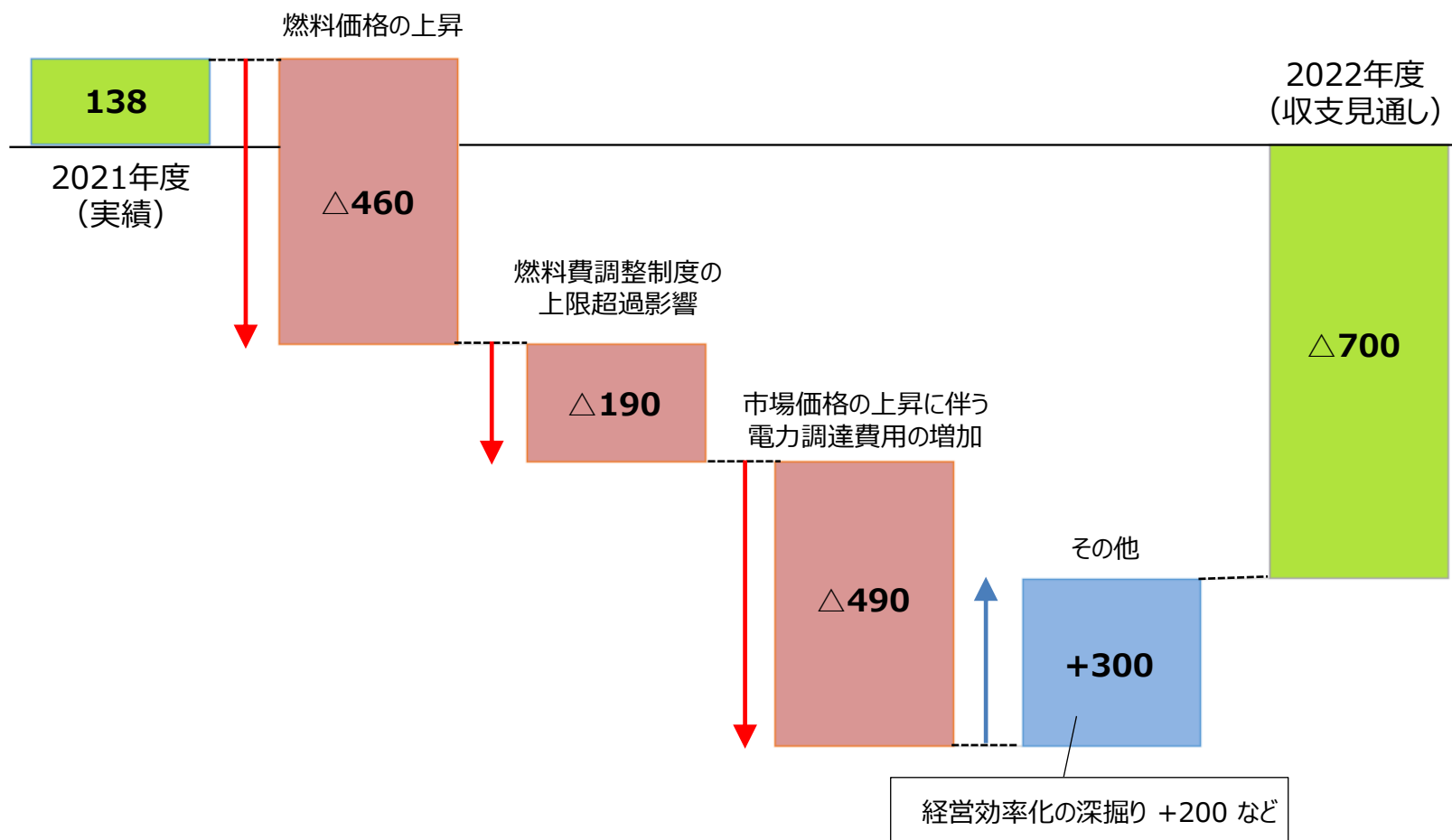
【主要諸元】

為替レート (円 / \$)	137程度	112	25程度
原油CIF価格 (\$ / bl)	100.0程度	77.2	22.8程度

※10月以降、為替レートは140円/\$程度、原油CIF価格は95\$/bl程度と想定しております。

■ 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 期末配当予想

- ・2022年度の期末配当予想につきましては、2022年9月22日の公表から変更はなく、引き続き未定とさせていただきます。
- ・今後の燃料価格や電力市場価格の動向等を見極めることとし、配当予想が可能となり次第、速やかにお知らせいたします。

【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)	未定	未定	0円 (実績)	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・経常損益）
- 連結セグメント情報
- 連結キャッシュ・フロー計算書
- 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2四半期
 - ・ 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

連結決算－販売電力量

- ・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10,679百万kWh、対前年伸び率7.6%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3,625百万kWh、対前年伸び率6.6%となりました。

(単位：百万kWh)

		当第2四半期 連結累計期間 (A)	前第2四半期 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	3,590	3,761	△ 171	△ 4.6
		電 力	626	645	△ 19	△ 2.9
		計	4,216	4,406	△ 190	△ 4.3
	高圧・特別高圧		6,333	5,478	855	15.6
	小計(※1)		10,549	9,884	665	6.7
	その他(※2)		130	39	91	228.3
	合計		10,679	9,923	756	7.6
他社販売電力量		3,625	3,402	223	6.6	
小売・他社販売電力量合計		14,304	13,325	979	7.4	

※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	2Q実績
低圧	電灯	756	650	510	551	575	548	3,590
	電力	183	104	74	85	94	86	626
	計	939	754	584	636	669	634	4,216
高圧・特別高圧		984	982	992	1,149	1,137	1,089	6,333
(対前年同期増減率)		(3.6%)	(1.6%)	(9.3%)	(8.1%)	(5.8%)	(13.4%)	(6.7%)
合計		1,923	1,736	1,576	1,785	1,806	1,723	10,549

(百万kWh, %)

		2021年度												
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	2Q実績	10月	11月	12月	1月	2月	3月
低圧	電灯	765	726	516	560	648	546	3,761	554	681	730	1,029	838	772
	電力	174	121	75	86	106	83	645	83	112	174	385	318	263
	計	939	847	591	646	754	629	4,406	637	793	904	1,414	1,156	1,035
高圧・特別高圧		918	860	851	1,005	954	890	5,478	935	949	1,106	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%)	(△2.0%)	(△2.9%)	(△4.9%)	(△2.2%)	(△3.6%)	(△2.0%)	(△0.2%)
合計		1,857	1,707	1,442	1,651	1,708	1,519	9,884	1,572	1,742	2,010	2,560	2,195	2,116

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

連結収支比較表（収益）

（単位：億円）

	当第2 四半期連結 累計期間 (A)	前第2 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	3,868	2,734	1,133	41.5	
電気事業営業収益	3,627	2,551	1,076	42.2	
2 社 合 計 ※					
電 灯 ・ 電 力 料	2,591	1,992	598	30.1	・燃料費調整額の増加（489） ・小売販売電力量等の増加
そ の 他	1,044	564	480	85.1	
地 帯 間 ・ 他 社 販売電力料(再掲)	754	325	428	131.6	・地帯間・他社販売電力料の増加（428） ・託送収益の増加（30）
託送収益(再掲)	237	206	30	14.8	
子 会 社 ・ 連 結 修 正	△ 8	△ 5	△ 2	46.3	
その他事業営業収益	241	183	57	31.4	
営 業 外 収 益	52	30	22	74.3	
経 常 収 益	3,921	2,764	1,156	41.8	

※ 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。

- ・ 泊発電所が全基停止しておりましたが、出水率が106.0%と平年を上回ったことや、供給設備の適切な運用により、安定した供給を維持することができました。

(単位：百万kWh)

		当第2四半期 連結累計期間 (A)	前第2四半期 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%)	(106.0%)	(88.7%)	(17.3%)	
	水 力	2,370	1,972	398	20.2
	火 力	6,642	7,402	△ 760	△ 10.3
	(設備利用率%)	(-)	(-)	(-)	
	原 子 力	-	-	-	-
	新エネルギー等	49	42	7	17.6
	計	9,061	9,416	△ 355	△ 3.8
他社受電電力量※		6,519	5,087	1,432	28.1
	揚 水 用	△ 286	△ 134	△ 152	112.7
合 計		15,294	14,369	925	6.4

※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・経常損益）

（単位：億円）

	当第2 四半期連結 累計期間 (A)	前第2 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	3,663	2,300	1,363	59.3		
2 社 合 計 ※	人 件 費	280	274	6	2.2	
	燃 料 費	965	437	528	120.8	【増加要因】 ・燃料価格の上昇（729） ・小売・他社販売電力量の増加
	購 入 電 力 料	1,195	421	773	183.4	・市場価格の上昇に伴う電力調達費用の増加（222） 【減少要因】 ・水力発電量の増加（△59）
	修 繕 費	262	241	21	8.9	・発電設備に係る修繕費の増加（37）
	減 価 償 却 費	358	349	9	2.6	
	そ の 他 費 用	622	598	23	3.9	
子会社・連結修正	△ 22	△ 22	0	△ 2.2		
その他事業営業費用	214	163	51	31.7		
営業外費用	53	74	△ 20	△ 28.1		
支払利息（再掲）	46	47	△ 1	△ 2.2		
経 常 費 用	3,931	2,537	1,393	54.9		
経 常 損 益	△ 10	227	△ 237	-		

※ 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、前年同期に比べ874億円増加の3,393億円となり、セグメント損益は、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はありませんでしたが、経営効率化の深掘りなどに取り組んだ結果、前年同期に比べ234億円減少し、16億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、前年同期に比べ585億円増加の1,692億円となり、セグメント損益は、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、19億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83億円増加の666億円となり、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3億円増加し、40億円の経常利益となりました。

(単位：億円)

	当第2四半期 連結累計期間 (A)	前第2四半期 連結累計期間 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	3,868	2,734	1,133
北海道電力	3,393	2,518	874
北海道電力ネットワーク	1,692	1,106	585
その他※1	666	582	83
調整額※2	△1,883	△1,472	△410
セグメント損益（経常損益）	△10	227	△237
北海道電力	△16	217	△234
北海道電力ネットワーク	△19	△12	△7
その他※1	40	36	3
調整額※2	△14	△14	0

※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。

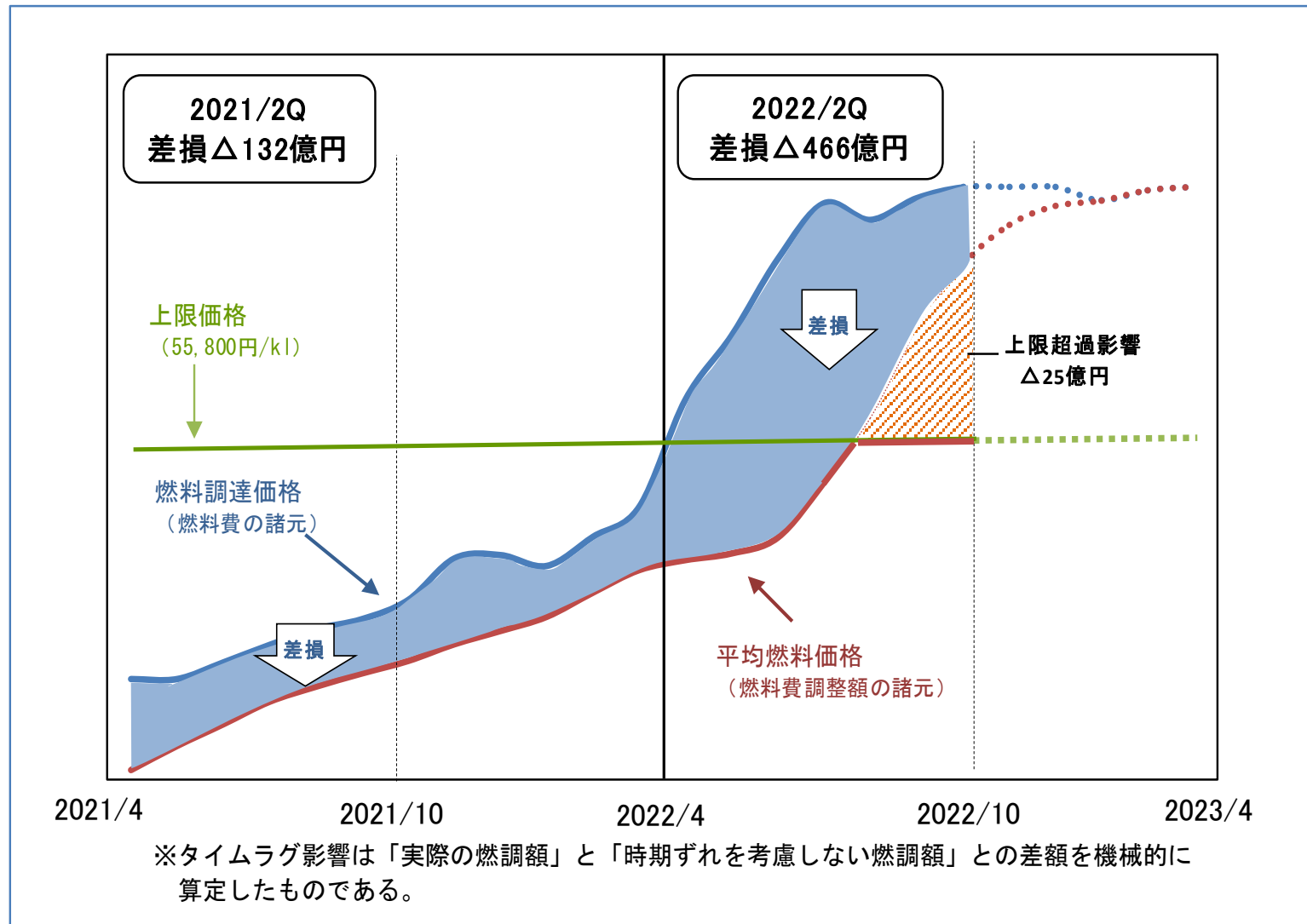
※2 「調整額」は、連結決算におけるセグメント間取引の消去額である。

- ・営業活動によるキャッシュ・フローは、税金等調整前四半期純損失を計上したことや燃料価格の上昇による棚卸資産の増加などにより、前年同期に比べ459億円減少の318億円の支出となりました。
- ・投資活動によるキャッシュ・フローは、固定資産の取得による支出の増加などにより、前年同期に比べ142億円増加の459億円の支出となりました。
- ・財務活動によるキャッシュ・フローは、有利子負債の増加などにより、前年同期に比べ771億円増加の832億円の収入となりました。
- ・以上の結果、現金及び現金同等物は、期首に比べ53億円増加の942億円となりました。

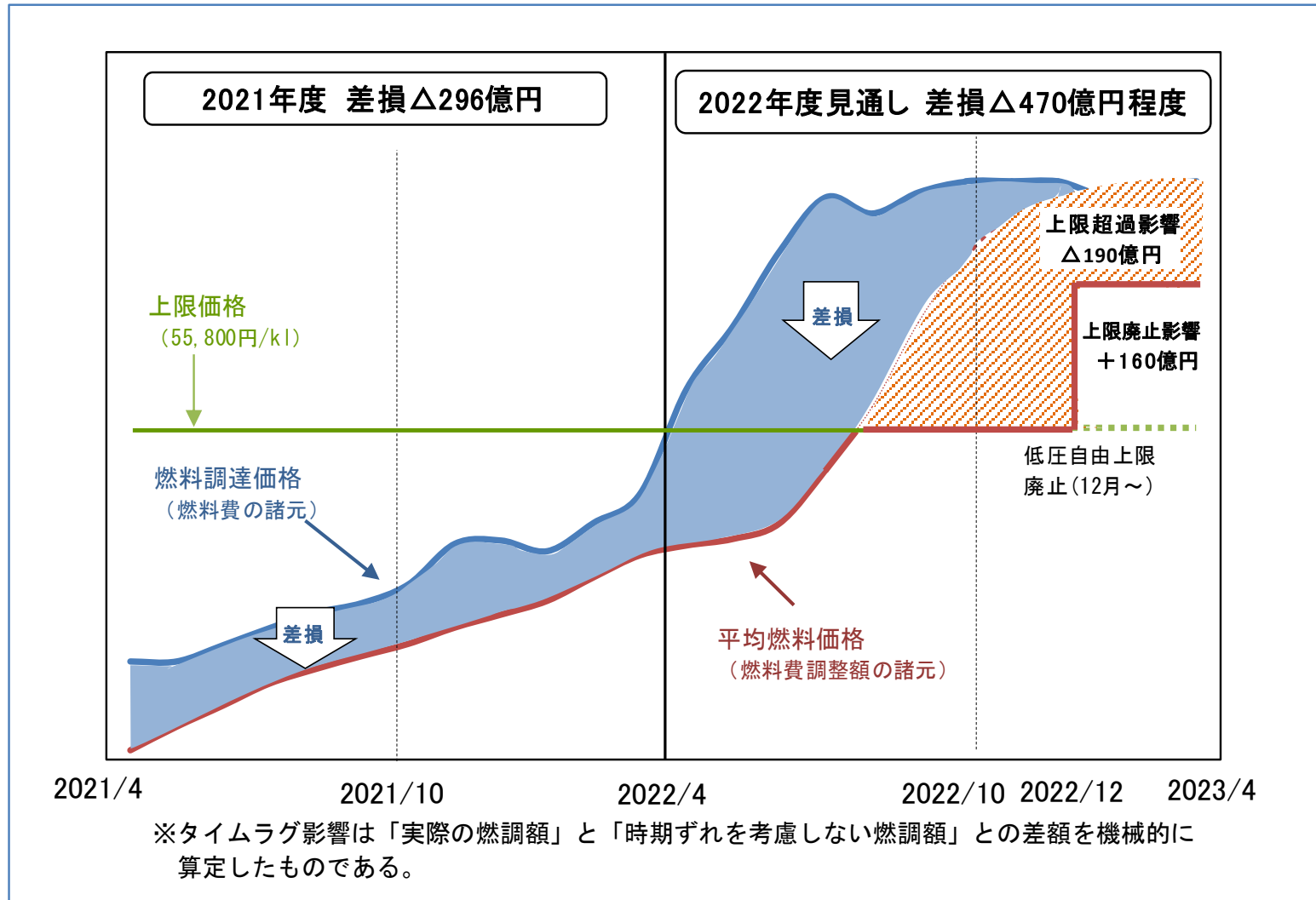
(単位：億円)

	当第2四半期 連結累計期間 (A)	前第2四半期 連結累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)
I . 営業活動によるキャッシュ・フロー	△ 318	140	△ 459
II . 投資活動によるキャッシュ・フロー	△ 459	△ 317	△ 142
差 引 C F [I + II]	△ 778	△ 176	△ 601
III . 財務活動によるキャッシュ・フロー	832	60	771
IV . 現金及び現金同等物の増減額 [I + II + III]	53	△ 116	170
V . 現金及び現金同等物の期末残高	942	721	221

【2022年度第2四半期】



【2022年度見通し】



費用項目（2社合計※）

◆人件費

（単位：億円）

	当第2四半期 累計期間 (A)	前第2四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
人件費	280	274	6	

【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2四半期では、年間償却額の2/4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2四半期 累計期間 (A)	前第2四半期 累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)	主な増減要因
燃料費・購入電力料		2,161	859	1,302	【増加要因】 ・燃料価格の上昇（729） ・小売・他社販売電力量の増加 ・市場価格の上昇に伴う電力調達費用の増加（222） 【減少要因】 ・水力発電量の増加（△59）
内 訳	燃料費	965	437	528	
	購入電力料	1,195	421	773	

【主要諸元】

	当第2四半期 累計期間 (A)	前第2四半期 累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)
為替レート（円/\$）	134	110	24
原油 CIF価格（\$/bl）	111.9	70.3	41.6
海外炭CIF価格（\$/t）	342.8	125.9	216.9

※ 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2四半期 累計期間 (A)	前第2四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
修繕費		262	241	21	・発電設備に係る修繕費の増加（37）
内 訳	電 源	134	97	36	
	その他	128	143	△15	

◆減価償却費

（単位：億円）

		当第2四半期 累計期間 (A)	前第2四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
減価償却費		358	349	9	
内 訳	電 源	203	201	1	
	その他	155	147	7	

※ 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2四半期 累計期間 (A)	前第2四半期 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	46	47	△1	

◆その他費用

（単位：億円）

	当第2四半期 累計期間 (A)	前第2四半期 累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)	主な増減要因
その他費用	622	598	23	

※ 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2四半期 累計期間 (A)	前第2四半期 累計期間 (B)	増減 (A)-(B)
為替レート (円/\$)	134	110	24
原油CIF価格 (\$/bl)	111.9	70.3	41.6
出水率 (%)	106.0	88.7	17.3

【影響額】

(単位：億円)

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

連結貸借対照表

(単位：億円)

	当第2四半期末 (A)	前年度末 (B)	増 減 (A)-(B)	主な増減要因
資 産	20,756	19,928	828	・棚卸資産の増加 (507)
負 債	17,943	17,071	871	・有利子負債の増加 (865)
純資産	2,813	2,857	△43	・配当金の支払い (△27) ・四半期純損失の計上 (△16)

(単位：億円、%)

	当第2四半期末 (A)	前年度末 (B)	増 減 (A)-(B)
有利子負債 残高	14,719	13,853	865
自己資本 比率	12.9	13.7	△0.8

【連結包括利益計算書】

(単位：億円)

	当第2四半期 連結累計期間 (A)	前第2四半期 連結累計期間 (B)	増減 (A)-(B)
四半期純損益	△15	176	△192
その他の包括利益	1	△8	9
その他有価証券評価差額金	△4	△9	4
繰延ヘッジ損益	2	0	2
退職給付に係る調整額	3	0	2
四半期包括利益	△14	168	△182
親会社株主に係る四半期包括利益	△14	166	△181
非支配株主に係る四半期包括利益	0	1	△1

■ 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

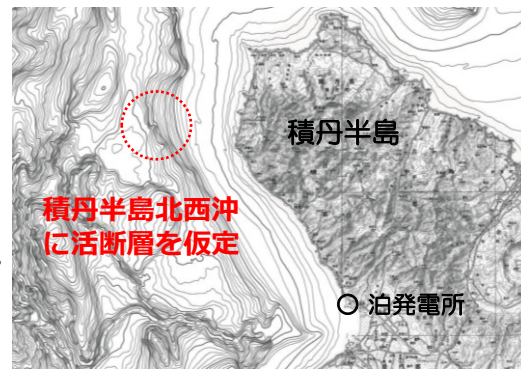
基準地震動の策定について

- 10月21日の審査会合において、「震源を特定せず策定する地震動」について、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。
- 今後は、これまで行ってきた各地震動の評価結果をまとめ、基準地震動の策定に向けて審査を進めていく。

おおむね説明済み

【震源を特定して策定する地震動】

- ・ 積丹半島北西沖に仮定した活断層による地震動評価
⇒ 昨年10月の審査会合において、「概ね妥当な検討がなされている」との評価をいただいた。



説明中

【基準地震動の策定】

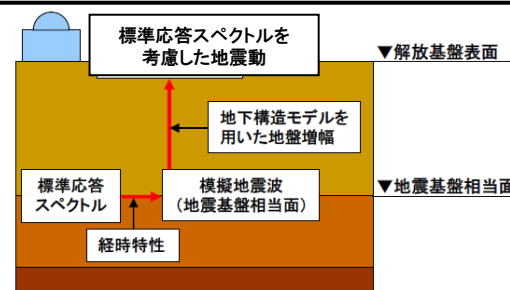
- ・ 「震源を特定して策定する地震動」と「震源を特定せず策定する地震動」の評価結果を踏まえ、基準となる地震動を策定していく。

- ・ 今後、断層モデルを用いた手法による基準地震動の選定理由などについて説明する。

2022年10月21日 おおむね説明済み

【震源を特定せず策定する地震動】

- ・ 標準応答スペクトルに基づく地震動評価
⇒ 2022年8月5日の審査会合において、「概ね妥当な検討がなされている」との評価をいただいた。
- ・ 震源を特定せず策定する地震動の全体のまとめ結果
⇒ 2022年10月21日の審査会合において、「概ね妥当な検討がなされている」との評価をいただいた。



標準応答スペクトルを考慮した地震動の評価のイメージ

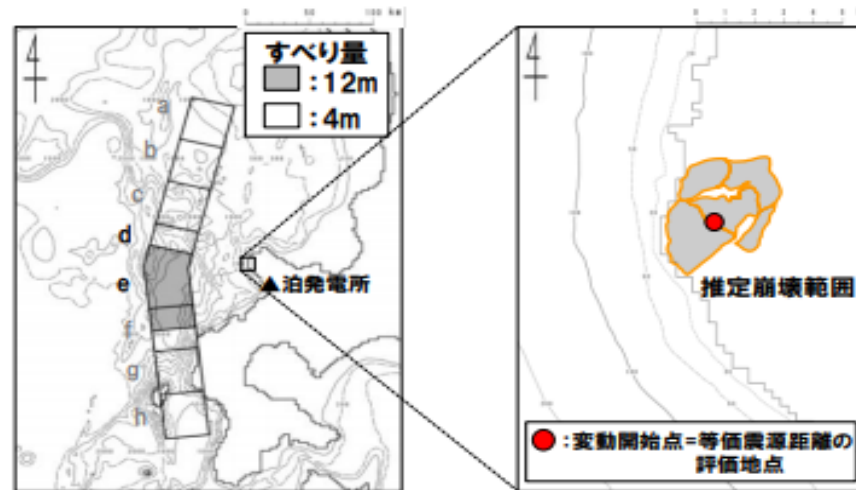
発電所の耐震評価に用いる基準地震動は、

- ・ 発電所周辺の活断層調査結果を基に発電所ごとに策定する「震源を特定して策定する地震動」
- ・ 震源と活断層の関連付けが困難な過去の地震の観測記録を基に策定する「震源を特定せず策定する地震動」により策定する。

基準津波の策定について

- 基準津波の策定に向けて残る主要な審査項目は、「地震に伴う津波と陸上地すべりによる津波の組み合わせ評価」であり、10月28日の審査会合において、現時点での検討内容について中間報告を行った。
- 今後は最終報告に向けて、組み合わせ評価の妥当性および敷地に対して大きな影響を及ぼす波源選定の妥当性を確認し、基準津波の策定を行っていく。

地震に伴う津波と陸上地すべりによる津波の組み合わせによる評価



日本海東縁部に起因する地震

陸上の斜面崩壊
(川白)

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	基準地震動の評価
	津波	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
	設計基準対象施設 重大事故等対処施設	地震・津波の影響 最新の審査知見の反映 等

基準地震動
基準津波の策定

結果

プラント施設への
地震・津波の影響
を評価※1

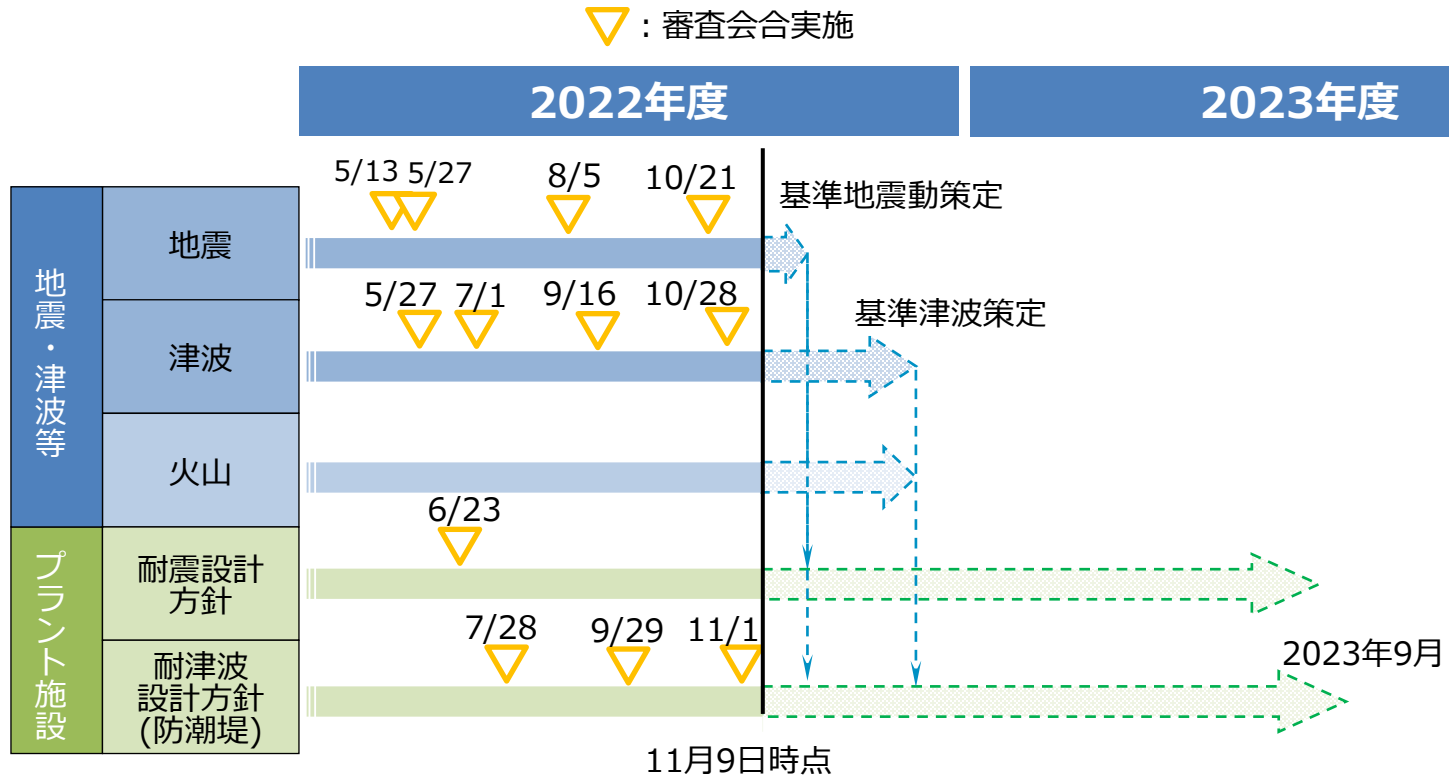
※1 降下火砕物（火山灰）
層厚の影響を含む

原子炉設置変更許可

■ 泊発電所の早期再稼働に向けた取り組み④

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する中でいただいた指摘等を踏まえ、2022年11月1日の審査会合で、あらためて策定した作業スケジュールを説明した。先行他社の審査実績を踏まえた効率的な説明順序を検討するとともに、プラントメーカーなど社外からの審査支援をいただくことで、残されている論点に対して2023年9月までに一通りの説明を終わらせる予定である。



■ 電力小売販売—燃料価格高騰を踏まえた対応

- 燃料価格の急激な高騰により、高圧・特別高圧については現在、新規受付を停止しているが、2023年4月から標準約款による供給開始を目指している。また、低圧は、8月分料金から燃料費調整額が上限に到達しているが、自由料金について12月分料金より上限を廃止する。
- 今後も燃料価格の動向を注視するとともに、経営基盤強化推進委員会を通じた経営効率化の深掘りを実施した上で、上記の料金施策などを含む経営への影響を緩和するためのあらゆる対策について、いかなる選択肢も排除せず幅広く検討している。

	2022年度の 小売販売電力量に 占める割合	燃調上限	現時点での対応の方向性
高圧・特高	約6割	なし	5月から新規受付停止中 2023年4月より標準約款 による供給開始を目指す
低圧 (自由)	約2割	なし	12月分料金 (11月検針日以降) より燃調上限廃止
低圧 (規制)	約2割	あり	—

■ 7月29日第1四半期決算公表以降のトピック

日付	取り組み内容	関連スライド
2022年8月29日	電気料金（低圧の自由料金プラン）における 燃料費調整制度等の見直しについて	P32
2022年9月14日	苫東厚真発電所4号機 AIを活用したボイラー燃焼調整 最適化支援システムの開発・導入について	P34
2022年9月28日	藻岩発電所リプレース工事の開始について	P35
2022年10月27日	北海道大規模グリーン水素サプライチェーン 構築調査事業について	P39
2022年11月9日	留萌海域におけるブルーカーボン事業に向けた共同研究の 実施について	P36

■ AIを活用したボイラー燃焼調整最適化支援システムの開発・導入

- 当社は、苫東厚真発電所4号機において、AIによるボイラー燃焼調整※最適化支援システムを株式会社IHIと共同開発し、運用を開始。
- ボイラーの燃焼調整はこれまで個人の経験やノウハウを基に実施してきたが、DXの取り組みとしてAIを活用し、日々変化するボイラーの燃焼状態を逐次最適な状態に調整することができるシステムを実用化。
- システム導入により、ボイラー効率の向上やボイラー関連機器の運転コスト低減が見込まれる。

※ボイラー燃焼調整とは、各種運転データやボイラー内の火炎の状態から燃焼状態に偏りがある場合、ボイラー各部へ燃焼用空気を分配する装置により、火炎の位置などを変化させることで、最適な燃焼状態に調整する作業。

【システムの概要】

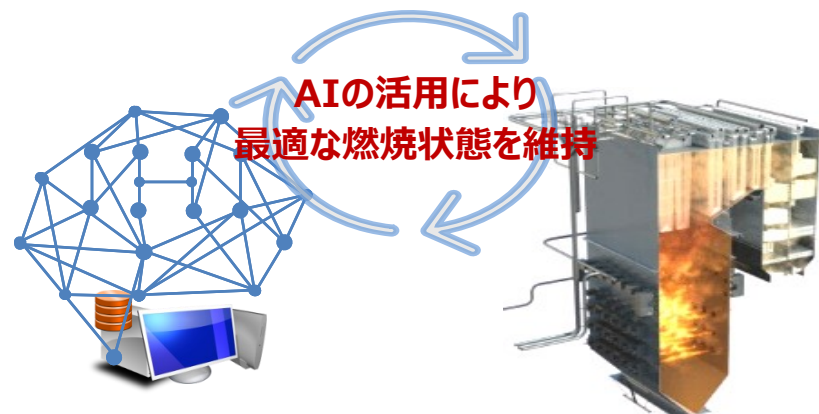
従来

- ✓ 約2年に1回行われる定期点検にあわせてボイラーの燃焼調整を実施
- ✓ 当社の発電所運転員とIHIの技術員の個人の経験やノウハウを基に実施

システム導入後

- ✓ AIが最適な設定を発電所運転員へ通知
- ✓ 発電所運転員は、日常的にボイラーの燃焼調整を行い、日々、変化するボイラーの燃焼状態を最適な状態に調整

最適設定を火力発電所運転員に通知



■ 藻岩発電所リプレース工事の開始

- 札幌市内中心部からも近い藻岩水力発電所は、運転を開始してから86年経過し老朽化が進んでいることから、本工事により発電所建屋および水圧管路等を更新する。
- 水力発電所の最大限の活用なども含め、再生可能エネルギーの導入拡大を進め、カーボンニュートラルの実現に貢献していく。

- 老朽化した水力発電所を廃止にせずリプレースし、水力発電所を長期にわたって活用することで、CO₂排出量の削減を今後も継続。
- また、発電効率の高い水車・発電機へ取替えることで、最大出力は12,600kWから13,400kWへ増加し、発電電力量は年間約700万kWh増加する見込み。

	現在	リプレース後
所在地	北海道札幌市	
河川名	石狩川水系豊平川	
発電方式	調整池式、ダム水路式	
最大使用水量	15.58 m ³ /s	
有効落差	97.10 m	96.80 m
最大出力	12,600 kW	13,400 kW
着工 (準備工事着手)	—	2022年8月1日
営業運転開始	1936年9月	2029年3月 (予定)



■ 留萌海域におけるブルーカーボン事業に向けた共同研究の実施について

- 当社は、これまで培ってきた火力発電所の石炭灰利用技術を応用し、バイオマス燃焼灰を用いた低炭素藻礁※の材料（基質）を開発。一般的なコンクリート製と比較して、製造過程のCO₂排出量を抑制し、コンブの成長促進にも資する成分を含む。
- 留萌市と当社は共同で、留萌海域において、海草（藻）類の成長が促進される低炭素藻礁の実海域培養試験を行い、海洋生態系によって吸収・貯留された炭素であるブルーカーボンの事業化に向けた研究を実施していく。
- 本研究により、留萌海域の水産資源の回復や水産業の活性化といった、地域の課題解決も目指す。

※藻礁とは、海草（藻）類が付着・成長しやすいよう加工したブロックを海中に沈めたもの。

<実証試験概要>

1. 主な研究試験項目

- (1) 海草（藻）類の種苗生産
- (2) 海草（藻）基質の作成
- (3) 基質への種苗付着試験（屋内）
- (4) 種苗が定着した基質を用いた実海域培養試験
- (5) モニタリング調査

2. 研究期間（予定）

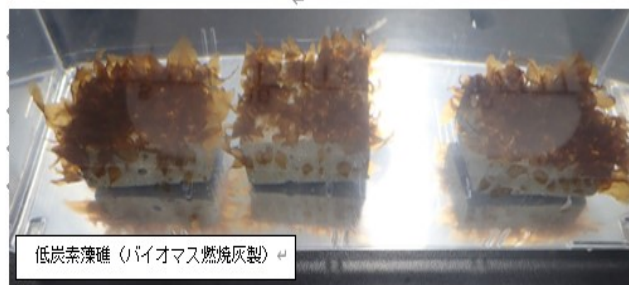
2022年10月～2024年3月

3. 実証試験場所

留萌市留萌漁港、三泊漁港

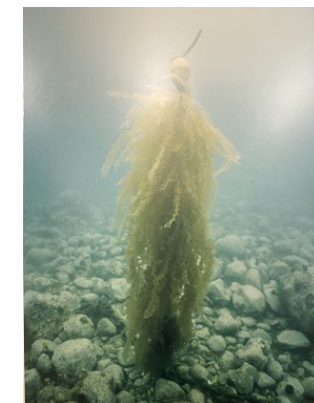
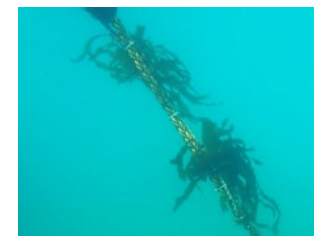
<屋内培養試験>

一般的な藻礁（コンクリート製：写真上）と低炭素藻礁（バイオマス燃焼灰製：写真下）に同じ数のコンブ種苗を付着させ、同じ環境条件と期間培養した結果。



<実海域培養試験>

基質を養殖ロープで固定



■ 参 考 資 料

【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、北海道苫小牧市に、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導入することを決定。（2022年4月28日プレスリリース済み）
- 現在、建屋工事に着手したところであり、12月より主要設備の据付・試運転を行い、来年3月に運用開始を予定。

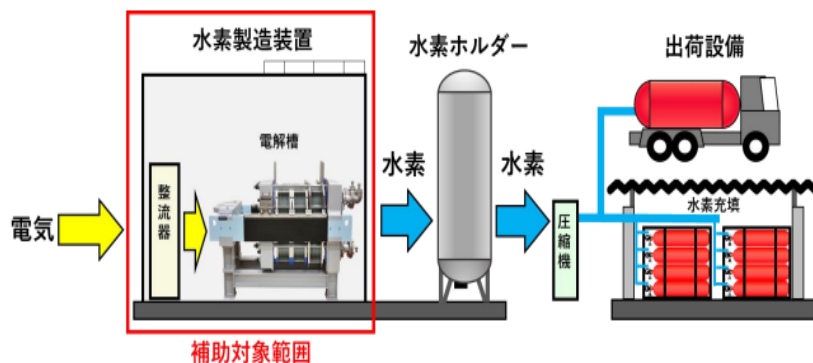
1. 導入概要

- (1) 補助事業名 令和3年度補正予算 再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等導入支援事業
- (2) 採択日 2022年3月31日
- (3) 導入設備 1MW級水素製造装置（水素発生量200Nm³/h）、出荷設備 他
- (4) 導入場所 北海道苫小牧市字弁天1番17
- (5) 着工 2022年8月
- (6) 運用開始 2023年3月（予定）

8月 着工	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月 運開
	水素製造装置 製作			据付	試運転		
	出荷設備 製作				据付	試運転	
	建屋工事						

主要設備工程

2. 導入イメージ



工事状況（建屋杭打ち）10月11日現在

■ 【参考】水素の利活用に向けた取り組み

- 北海道の豊富な再生エネルギーから水素を製造し、その水素をさまざまな分野で利活用する「水素サプライチェーン」を国や道、自治体、他企業などとも連携しながら、構築する。

■ 石狩湾新港における洋上風力発電を活用した水素サプライチェーンに関する調査 (2021年7月28日プレスリリース)

- ・ 事業実施期間：2021年度～2022年度
- ・ 事業概要：
効率的な水素製造（地産）、石狩市・札幌市等での水素利活用（地消）ならびに北海道内外への水素輸送について、技術・経済・制度等の課題を抽出し、社会実装を目指す



■ 新千歳空港を中心とした地域における水素利活用モデル構築に関する調査 (2022年6月20日プレスリリース)

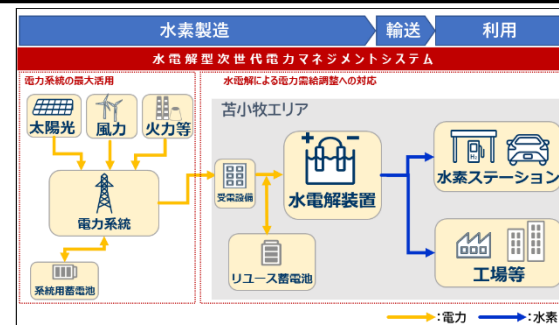
- ・ 事業実施期間：2022年度
- ・ 事業概要：
電力等他のエネルギーと比較した場合の水素の役割・有効性を明確化し、新千歳空港内の水素需要を再生可能エネルギー由来の水素で賄う可能性を検討



*写真出典：福島水素エネルギー研究フィールド (NEEDO) 水素社会構築技術開発事業/水素エネルギーシステム技術開発の一環として実施)

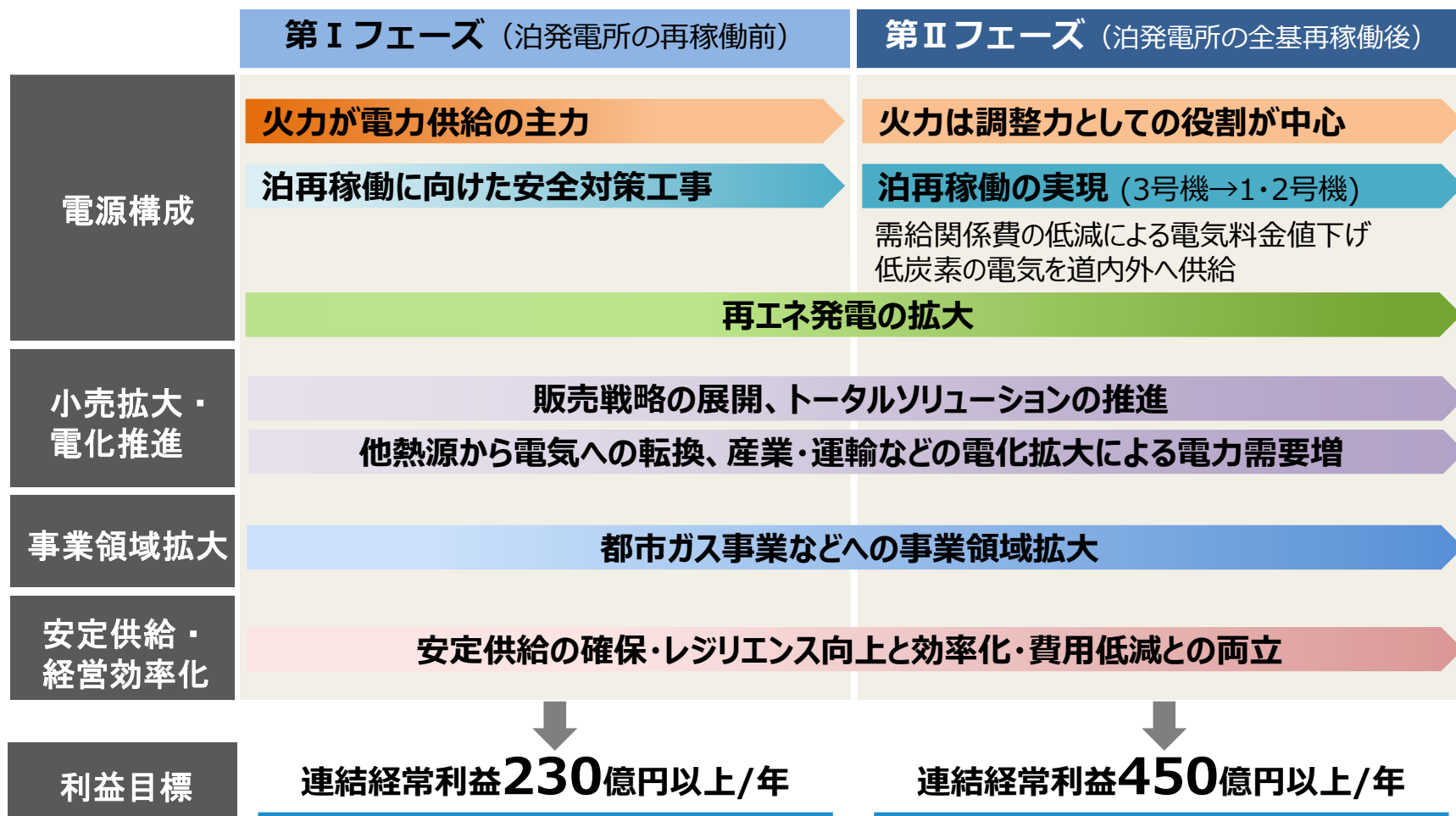
■ 北海道大規模グリーン水素サプライチェーン構築調査 (2022年10月27日プレスリリース)

- ・ 事業実施期間：2022年10月～2023年9月
- ・ 事業概要：
水電解装置（100MW級）を導入した場合における国産グリーン水素サプライチェーン構築の可能性を調査するとともに、余剰電力の有効利用や調整力としての活用に向けて検討



■ 【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

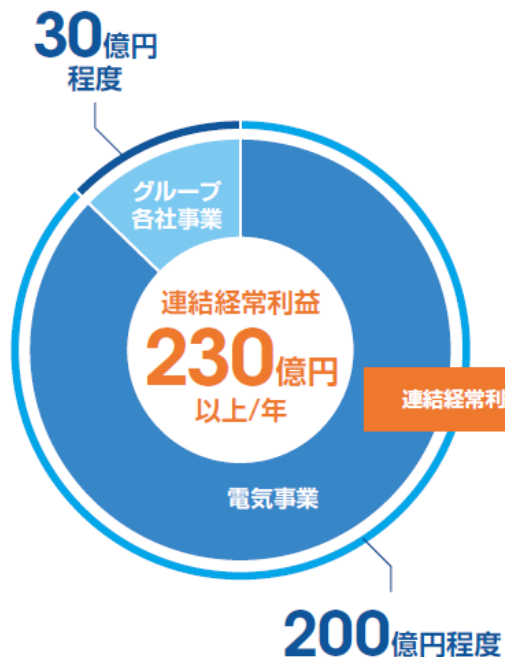
キャッシュフロー

- 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

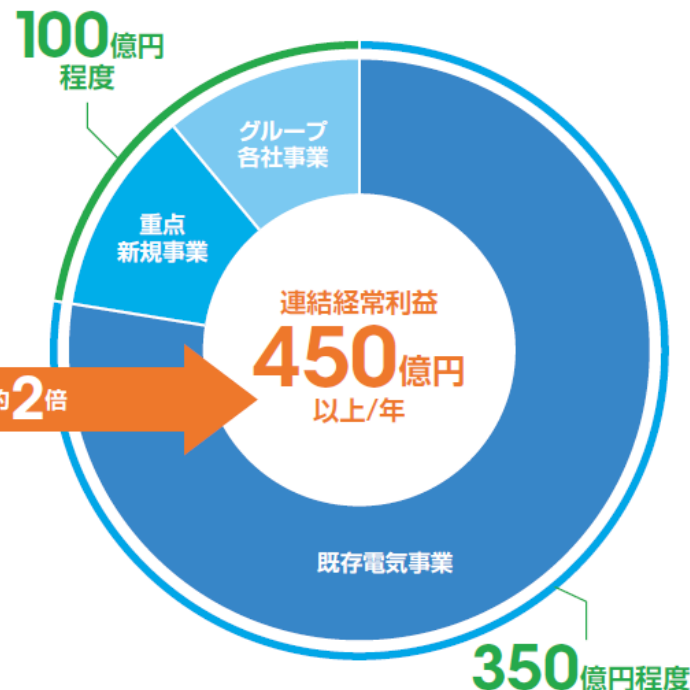
成長に向けた指標

- 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

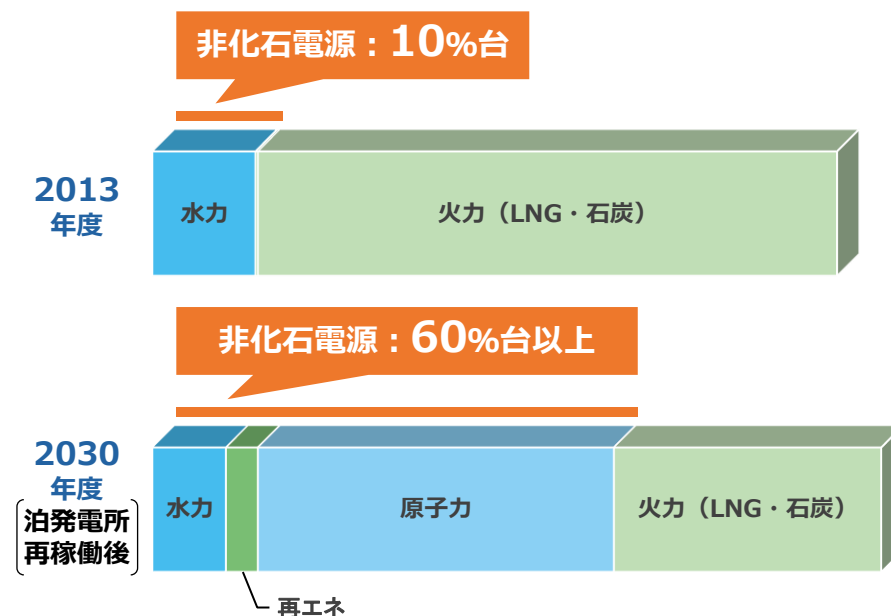
- 泊発電所の全基再稼働後は、グループの発電電力量に占める非化石電源の比率が、2013年度の10%台から60%以上に上昇する見込み。
- 泊発電所の再稼働後は、再エネ発電事業の推進やLNG火力の活用などによる効果と併せ、発電電力量が増加する一方、CO2排出量を「2013年度に比べ50%以上低減」(1,000万t以上/年低減)できる見込み。これは、国の2030年度の温室効果ガス排出削減目標(2013年比△46%)を上回る削減幅になる。

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

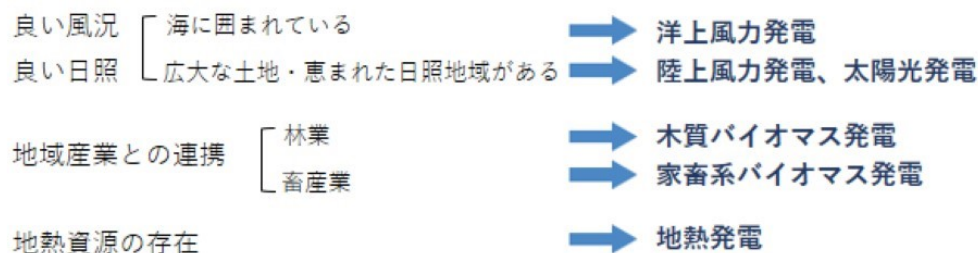
■ 【参考：経営ビジョン】 2030年度までに目指す経営目標の進捗

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 ※再エネ発電事業、海外電気事業、 エネルギー関連事業など	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)
成長に向けた指標	▶ 電力小売・卸：300億kWh以上/年 (道外含む、NW卸除き)	244億kWh	262億kWh
	▶ ガス供給事業：10万t以上/年	0.3万t	0.8万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
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】

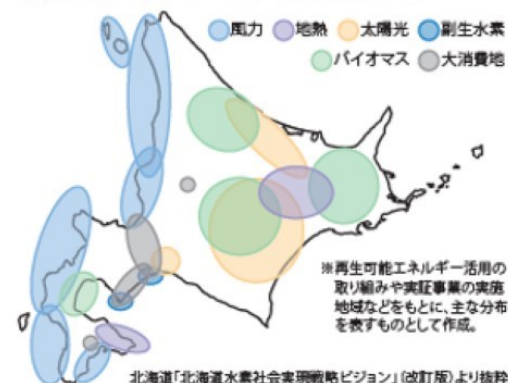
■ 【参考】 2050年カーボンニュートラルに向けて

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

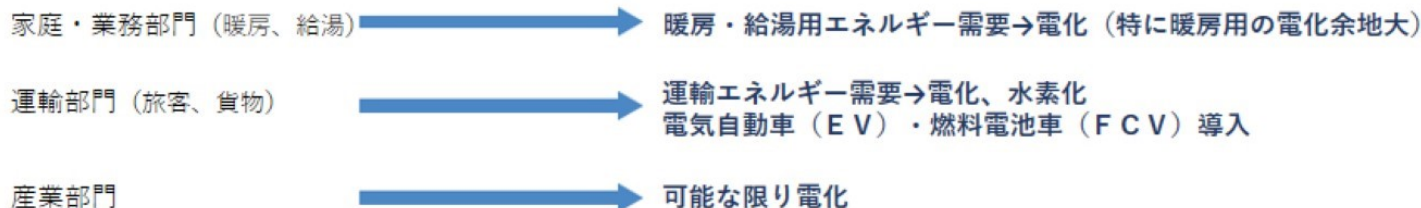


【再生可能エネルギーなどの主な道内分布】



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



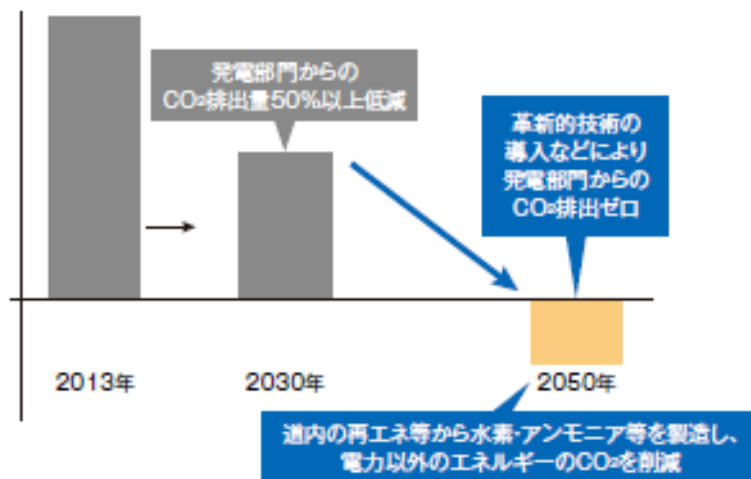
■ 【参考】 2050年カーボンニュートラルに向けて

ほくでんグループが目指す姿

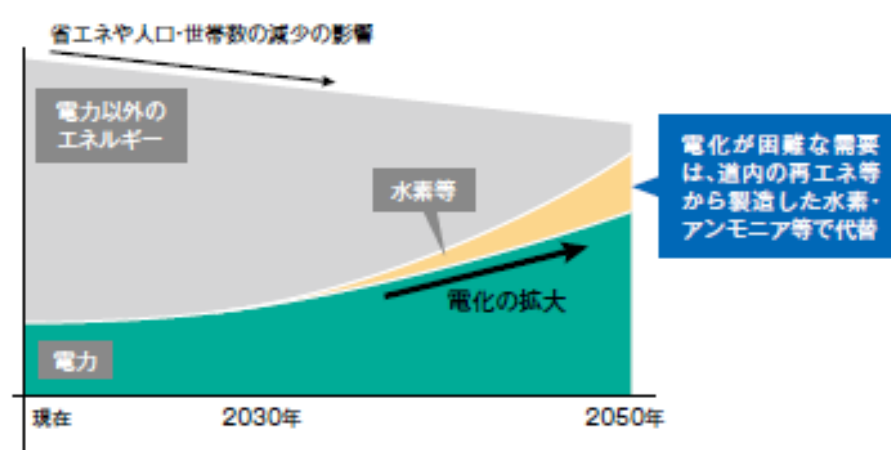
ほくでんグループは北海道における「エネルギー全体のカーボンニュートラル」の実現に最大限挑戦します。

- 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、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／廃止
工事中	京極3号機 (揚水式水力)	20	2001年9月	2031年度以降
	新得 (水力)	2.31	2019年4月	2022年6月
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
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
	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】 電源の新設と休止実績

新設	石狩湾新港1号機 (LNG火力)	56.94	2015年8月	2019年2月
----	------------------	-------	---------	---------



電源の新設にあわせて、経年化した発電所を休止

休止	奈井江1、2号機(石炭火力)	△35 (△17.5×2台)	—	2019年3月
----	----------------	----------------	---	---------

■ 【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3ヵ月	Sub-C	運転
		4	12.5	40年4ヵ月	Sub-C	運転
	奈井江	1	17.5	54年4ヵ月	Sub-C	休止
		2	17.5	52年7ヵ月	Sub-C	休止
	苫東厚真	1	35	41年11ヵ月	Sub-C	運転
		2	60	36年11ヵ月	SC	運転
		4	70	20年3ヵ月	USC	運転
石油	苫小牧	1	25	48年10ヵ月	—	運転
	伊達	1	35	43年10ヵ月	—	運転
		2	35	42年6ヵ月	—	運転
	知内	1	35	38年9ヵ月	—	運転
		2	35	24年0ヵ月	—	運転
	音別	1	7.4	44年4ヵ月	—	運転
		2	7.4	44年4ヵ月	—	運転
LNG	石狩湾 新港	1	56.94	3年7ヵ月	—	運転

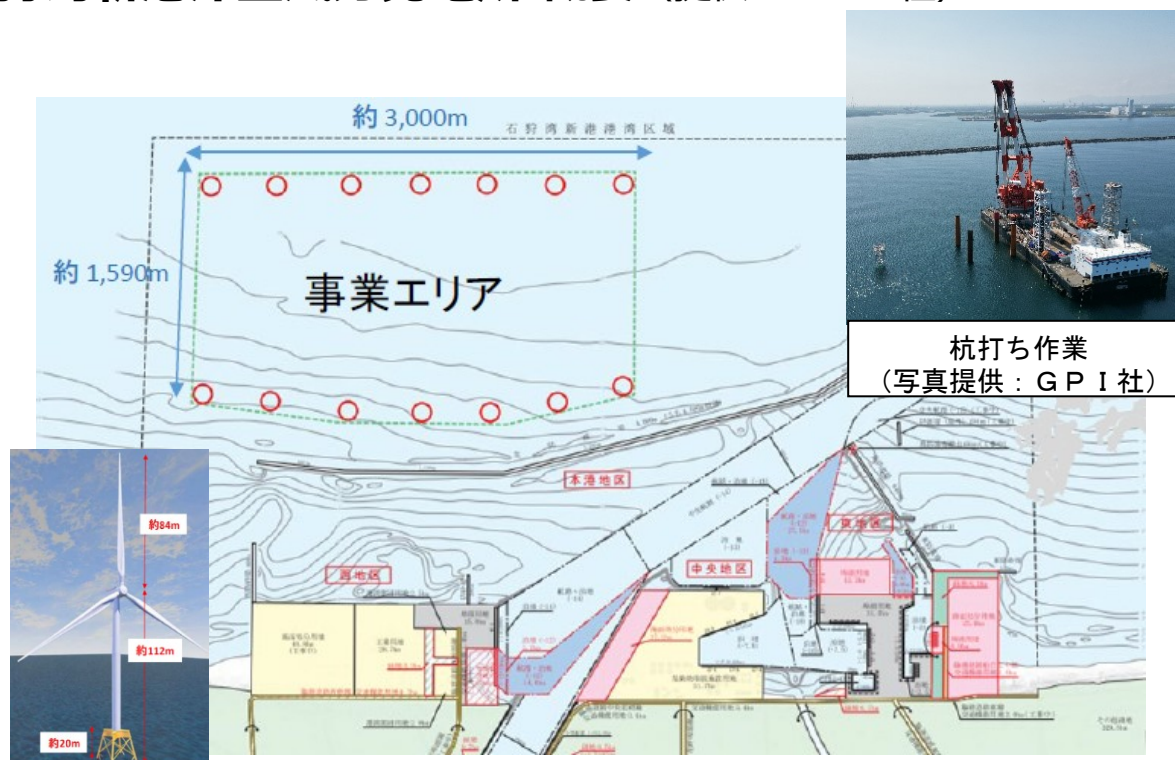
※2022年9月末時点

■ 【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、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)

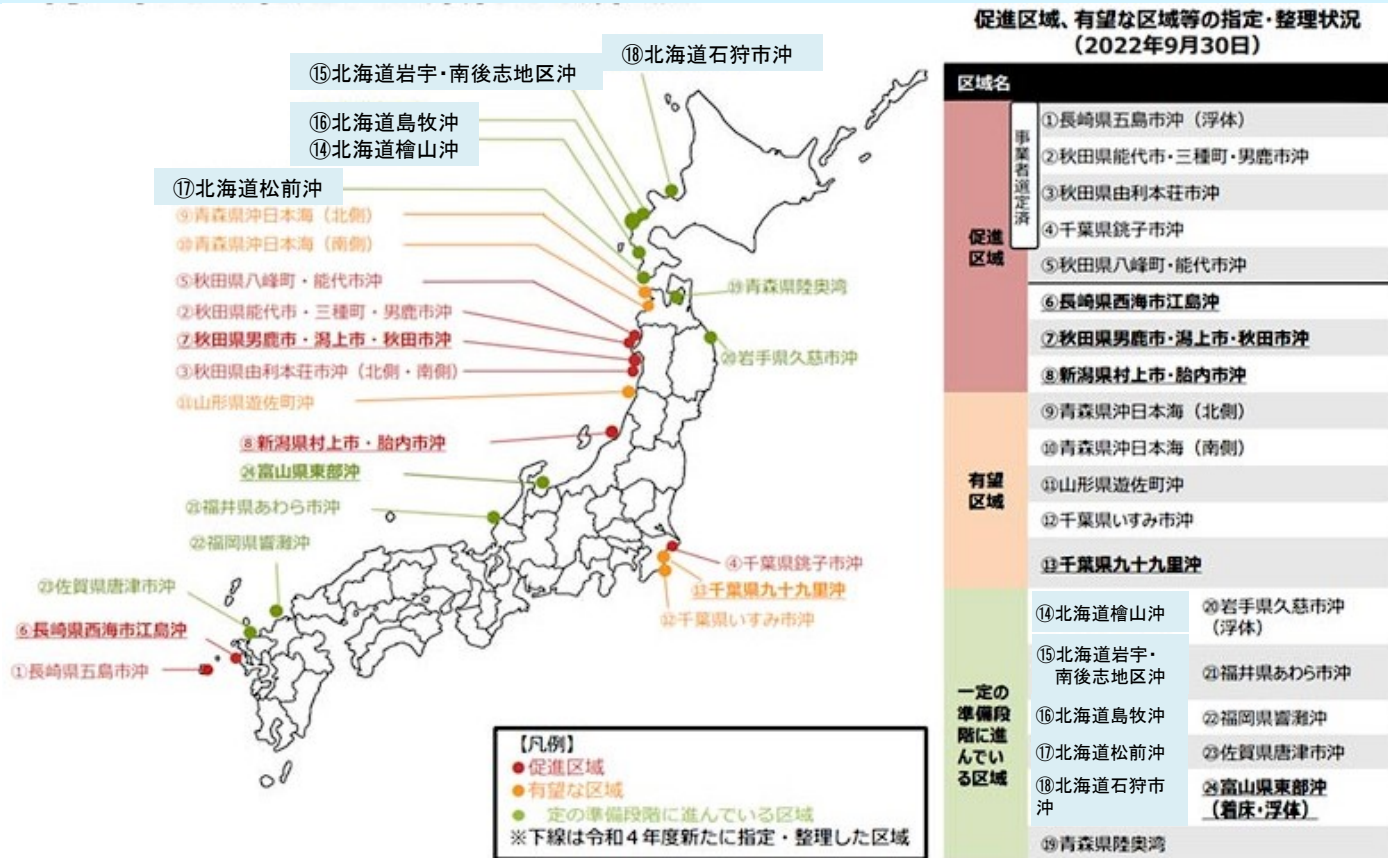


発電所出力	約100,000 kW
単機出力	8,000 kW
基数	14基
運転予定	2023年12月

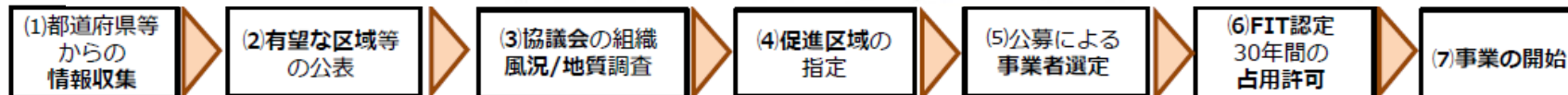
■【参考】一般海域での洋上風力導入

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。



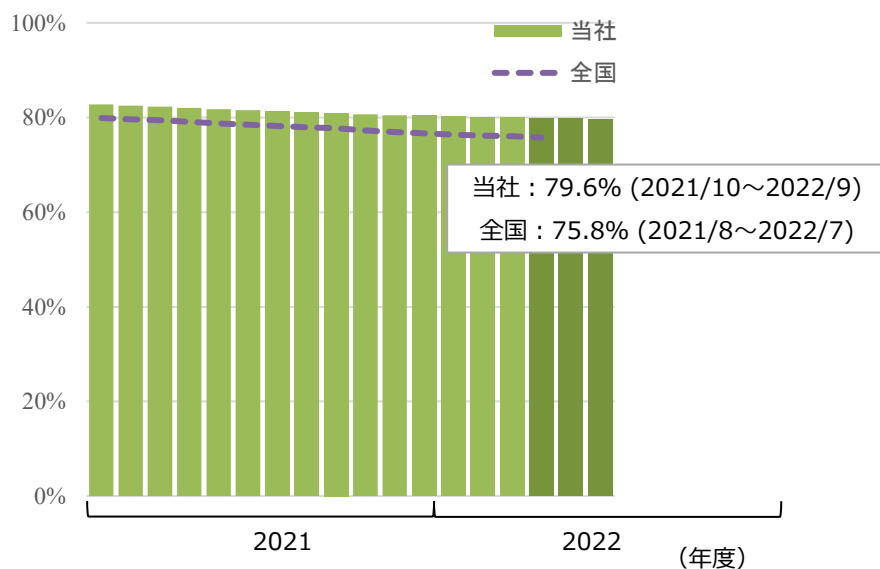
プロセス



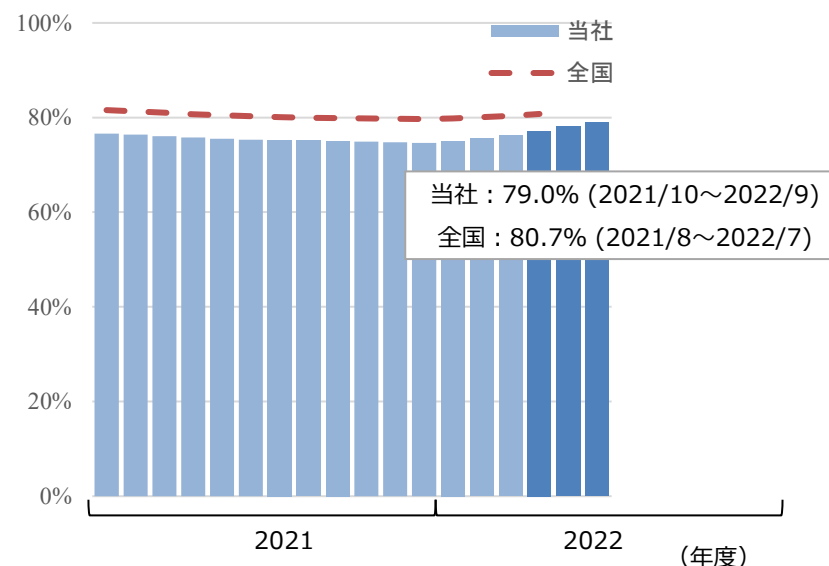
■ 【参考】 電力小売販売—当社シェア

- 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9月時点で80%を割り込んでいる。
- 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9月時点では80%近くまで回復してきている。

■ 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

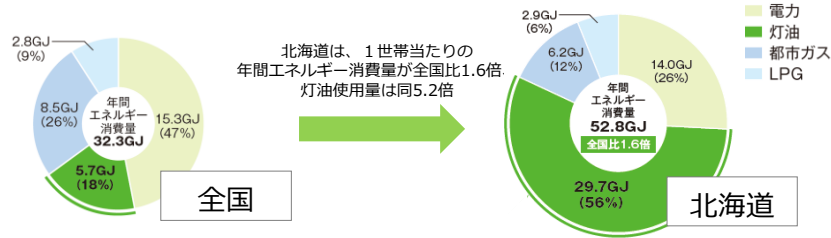
※過去12ヵ月合計の移動平均（一部当社推計）

■【参考】電化・省エネの推進

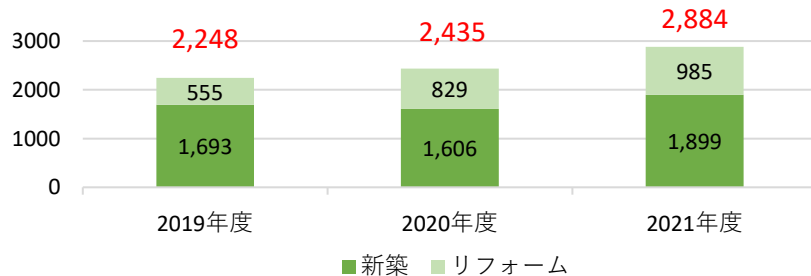
電化の推進

- 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）

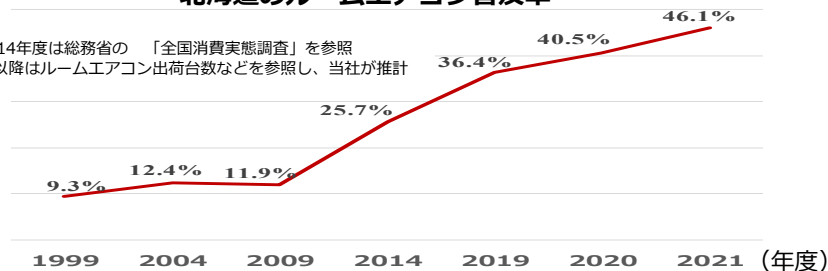


スマート電化採用戸数



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24物件のうち、当社が10物件でZEBコンサルティング業務を受託。

ZEBの具体例

- ✓ ZEB化が難しい大型・複合用途の物件でZEB Ready認証を取得。道内最大のZEB物件。
- ✓ 高性能断熱材や、ヒートポンプによる高効率な空調システム・熱源機、全熱交換器を採用し、空調で使用されるエネルギーを削減。



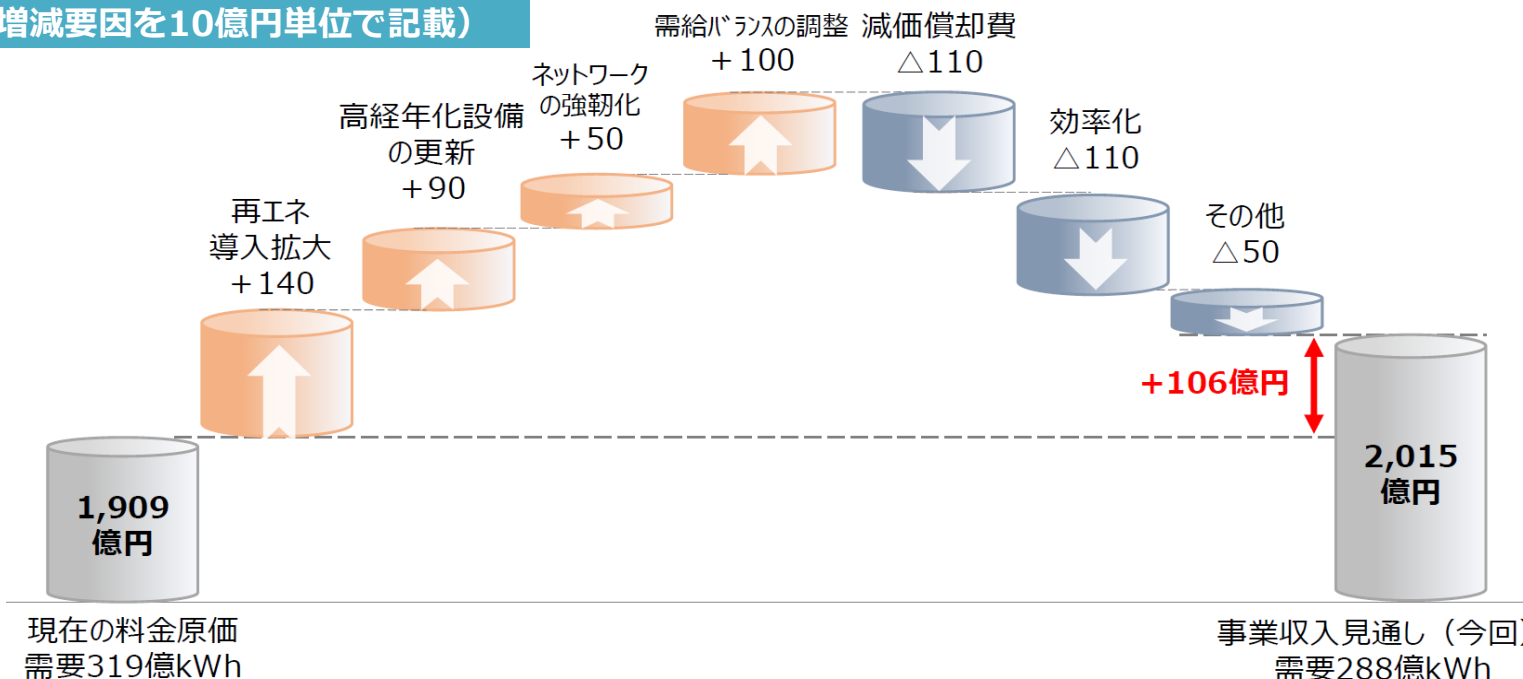
(仮称) 札幌すすきの駅前複合開発計画
(2023年秋 竣工予定)

■ 【参考】 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）

①

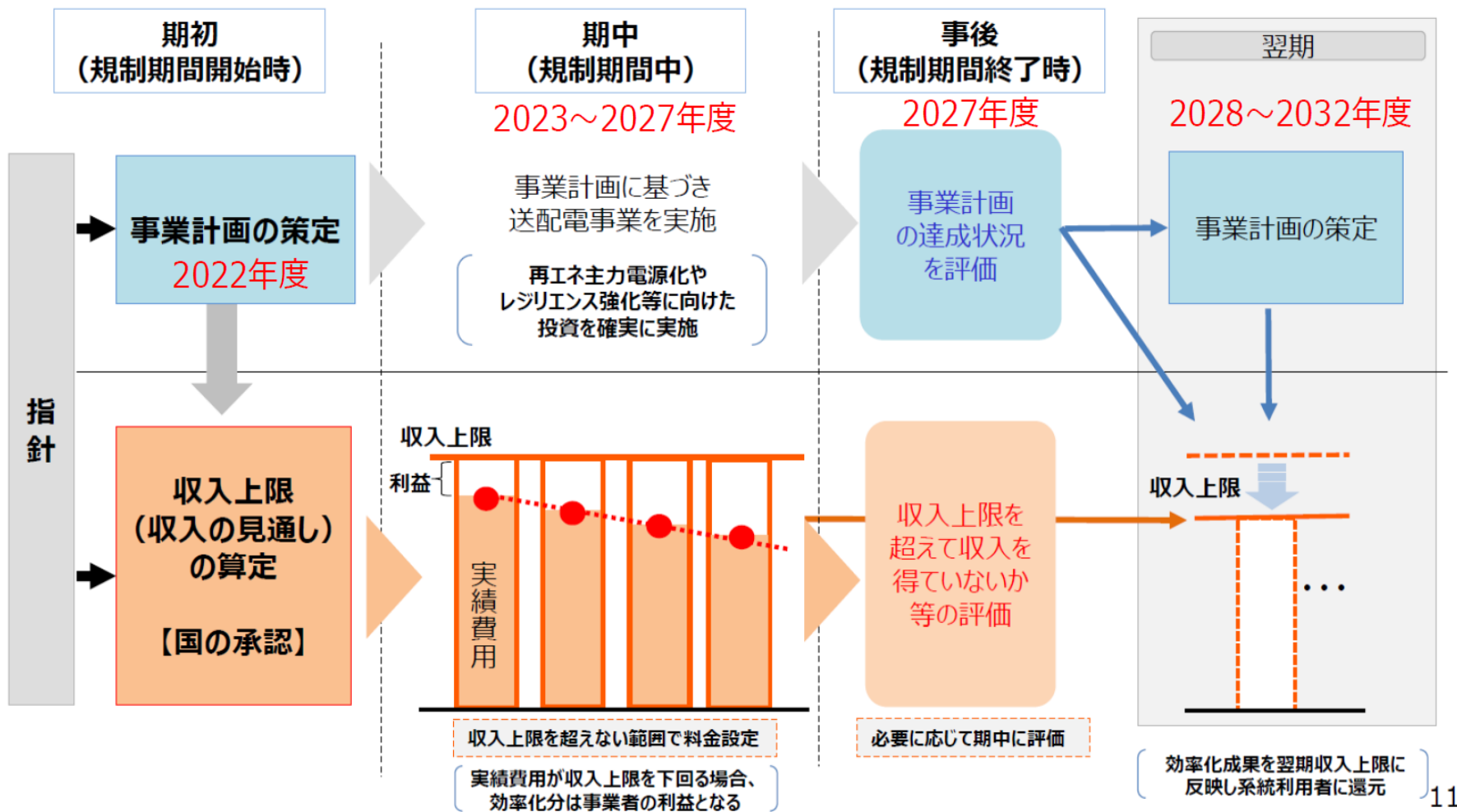
- 一般送配電事業者である北海道電力ネットワーク（株）は、2023年度からの新たな託送料金制度の開始に向けて、今後5か年の事業計画を策定し、その実施に必要と見込まれる収入の見通しに関する書類を2022年7月に提出し、現在、審査を受けている。
- 今回の事業収入は、再エネの拡大、高経年化に係る投資や電力の安定供給に必要な需給バランスの調整に係る費用の増加などにより、最大限の効率化等による費用減少を見込んで、現在の料金原価から106億円増加し、2,015億円となる見通し。
- 今後、審査を経て収入上限（レベニューキャップ）の承認を受ける。その後、収入上限を超過しない範囲で託送料金を申請し、認可を受けることとなる。

現行料金原価からの変動
(各増減要因を10億円単位で記載)



■ 【参考】 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）

②



11

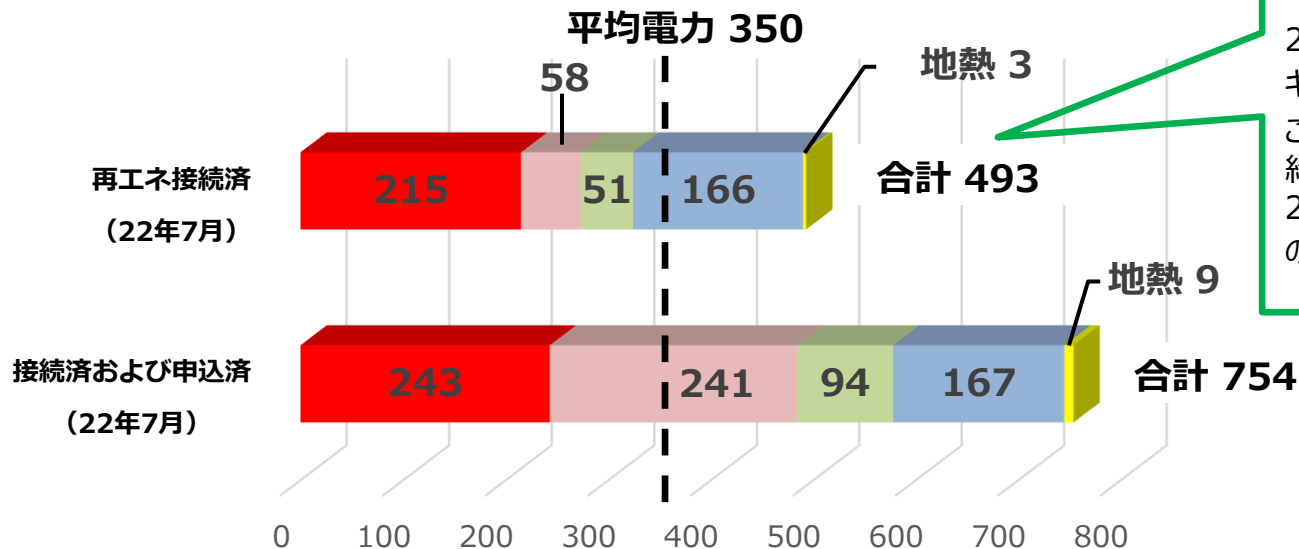
出典：図は2021年11月15日 第10回料金制度専門会合資料より引用、一部修正



【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7月末時点）

■ 太陽光 ■ 風力 ■ バイオマス ■ 水力 ■ 地熱



2022年7月末時点の再生可能エネルギー導入量は約493万kW。
 このうち太陽光と風力の導入量合計は、約273万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。



(2022年10月27日公表)

ほくでんグループの
価値創造
プロセス

ほくでんグループは「人間尊重・地域への寄与・効率的経営」の経営理念のもと、「地域社会の持続的な発展なくしてほくでんグループの発展はない」と認識し、北海道の経済やお客さまの暮らしを支えるという変わらぬ使命を果たしてまいります。

9

経営理念 INPUT (経営資源)

INTEGRATED REPORT
ほくでんグループレポート2022
2022

URL: https://www.hepco.co.jp/corporate/ir/ir_lib/ir_lib-02.html

本資料は2022年11月9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/>