

■ I R 決算説明（2022年度 第1四半期）

2022年7月29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
・ 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
・ 2022年度 連結業績予想	・・・	7
・ 2022年度 配当予想	・・・	8
・ 決算補足資料	・・・	9

■ 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	・・・	25
・ 新規制基準適合性審査への対応	・・・	26
・ 電力小売販売一低圧	・・・	29
・ 電力小売販売一高圧・特別高圧	・・・	30
・ 電化・省エネの推進	・・・	31
・ 5月12日会社説明会以降のトピック	・・・	32
・ 参考資料	・・・	38

■ 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	1,760	1,281	478	37.4
営業利益	130	167	△ 36	△ 21.8
経常利益	127	137	△ 9	△ 7.0
親会社株主に帰属する 四半期純利益	104	96	7	8.1
1株当たり四半期純利益	49 ^円 13 ^銭	45 ^円 32 ^銭	3 ^円 81 ^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	20,290	19,928	361
純資産	2,929	2,857	71
自己資本比率	13.8%	13.7%	0.1%

■ 連結決算－収支比較表

(単位：億円)

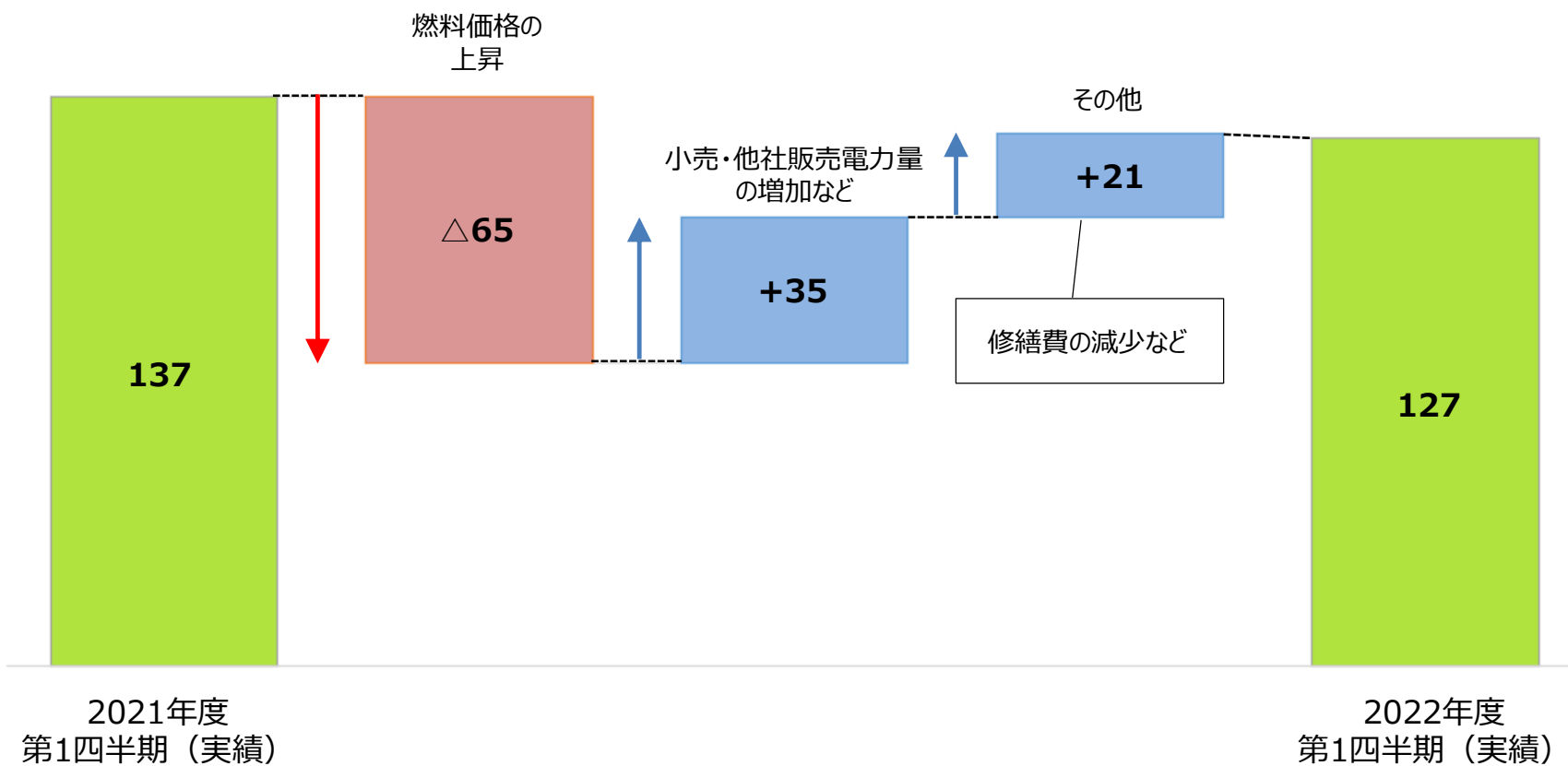
		当第1四半期 連結累計期間 (A)	前第1四半期 連結累計期間 (B)	増 減 (A)-(B)	対前年同期増減率%
経常 収益	営業収益 (売上高)	1,760	1,281	478	37.4
	電気事業営業収益	1,662	1,201	460	38.3
	その他事業営業収益	98	79	18	22.9
	営業外収益	24	18	6	35.6
	合 計	1,785	1,299	485	37.4
経常 費用	営業費用	1,629	1,114	515	46.3
	電気事業営業費用	1,543	1,043	499	47.9
	その他事業営業費用	86	70	15	22.1
	営業外費用	27	48	△ 20	△ 42.2
	合 計	1,657	1,162	495	42.6
[営業利益]		[130]	[167]	[△ 36]	[△ 21.8]
経常利益		127	137	△ 9	△ 7.0
湯水準備金引当又は取崩し		0	4	△ 3	△ 98.5
税金等調整前四半期純利益		127	133	△ 5	△ 4.2
法人税等		23	36	△ 12	△ 34.3
四半期純利益		103	96	6	7.0
非支配株主に帰属する四半期純損益		△ 0	0	△ 1	－
親会社株主に帰属する四半期純利益		104	96	7	8.1
(参考)	四半期包括利益	101	83	17	21.2

■ 第1四半期 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478億円増加の1,760億円となりました。
経常利益 (減益)	小売・他社販売電力量の増加などはありませんでしたが、 燃料価格の上昇などにより、 前年同期に比べ9億円減少の127億円となりました。
親会社株主に 帰属する 四半期純利益	渴水準備金引当の減少や 法人税等の減少などにより、 前年同期に比べ7億円増加の104億円となりました。

■ 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）



<2022年度 連結業績予想について>

2022年度第1四半期では利益を確保いたしました。燃料価格の高騰が続く場合には、第2四半期以降の収支は厳しくなると見込まれます。

一方、現在、ウクライナ情勢の長期化などにより、世界のエネルギー事情が不安定となっていることから、原油などの燃料価格が大きく変動しており、燃料費調整額や燃料費を算定することが困難な状況にあります。

また、道内外の今後の電力需給状況や電力市場価格について動向を注視していく必要もあるため、小売・他社販売電力量を見通すことも難しい状況にあります。

このため、2022年度通期の連結業績につきましては、売上高・利益・販売電力量いずれも未定いたします。

今後、業績を見通すことが可能となり次第、速やかにお知らせいたします。

■ 配当（2022年度 配当予想）

2022年度の間・期末配当予想につきましては、2022年4月28日に公表した数値から変更はありません。

【2022年度 配当予想（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 (予想)	10円	10円	20円	1,500,000円	1,500,000円	3,000,000円

■ 決算補足資料

- 販売電力量
- 北海道電力(株)小売販売電力量の月別推移
- 収支比較表（収益）
- 供給電力量
- 収支比較表（費用・経常利益）
- 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、主要諸元
 - ・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5,279百万kWh、対前年伸び率5.1%となりました。
- ・他社販売電力量は、他の小売電気事業者さまとの相対取引の増加や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1,748百万kWh、対前年伸び率24.2%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	1,916	2,007	△ 91	△ 4.6
		電 力	361	370	△ 9	△ 2.4
		計	2,277	2,377	△ 100	△ 4.2
	高圧・特別高圧		2,958	2,629	329	12.5
	小計(※1)		5,235	5,006	229	4.6
	その他(※2)		44	19	25	133.3
	合計		5,279	5,025	254	5.1
他社販売電力量		1,748	1,408	340	24.2	
小売・他社販売電力量合計		7,027	6,433	594	9.2	

※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, %)

		2022年度			
		4月	5月	6月	1Q実績
低圧	電灯	756	650	509	1,916
	電力	183	104	75	361
	計	939	754	584	2,277
高圧・特別高圧		984	982	992	2,958
(対前年同期増減率)		(3.6)	(1.6)	(9.3)	(4.6)
合計		1,923	1,736	1,576	5,235

(百万kWh, %)

		2021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	765	726	516	2,007	560	648	546	554	681	730	1,029	838	772
	電力	174	121	75	370	86	106	83	83	112	174	385	318	263
	計	939	847	591	2,377	646	754	629	637	793	904	1,414	1,156	1,035
高圧・特別高圧		918	860	851	2,629	1,005	954	890	935	949	1,106	1,146	1,039	1,081
(対前年同期増減率)		(0.0)	(△0.8)	(△3.6)	(△1.3)	(0.8)	(△2.5)	(△6.5)	(△2.9)	(△4.9)	(△2.2)	(△3.6)	(△2.0)	(△0.2)
合計		1,857	1,707	1,442	5,006	1,651	1,708	1,519	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									
	前年差	△1.1	1.1	1.2	△1.6									
	平年差	1.9	1.8	1.7	0.1									

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	1,760	1,281	478	37.4		
電気事業営業収益	1,662	1,201	460	38.3		
2 社 合 計 ※	電 灯 ・ 電 力 料	1,213	976	236	24.2	・燃料費調整額の増加 (208) ・小売販売電力量等の増加
	そ の 他	454	229	224	98.2	・地帯間・他社販売電力料の増加 (196)
	地 帯 間 ・ 他 社 販売電力料(再掲)	310	113	196	172.6	
	託送収益(再掲)	115	100	14	14.2	
	子会社・連結修正	△ 5	△ 4	△ 1	—	
その他事業営業収益	98	79	18	22.9		
営 業 外 収 益	24	18	6	35.6		
経 常 収 益	1,785	1,299	485	37.4		

※ 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。

- ・ 泊発電所が全基停止していることに加え、出水率が97.2%と平年を下回りましたが、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%)	(97.2%)	(112.1%)	(△ 14.9%)	
	水 力	1,240	1,441	△ 201	△ 14.0
	火 力	3,106	2,965	141	4.8
	(設備利用率%) 原 子 力	(-) -	(-) -	(-) -	-
	新エネルギー等	35	32	3	11.9
計		4,381	4,438	△ 57	△ 1.3
他社受電電力量※		3,155	2,490	665	26.7
揚 水 用		△ 152	△ 103	△ 49	47.5
合 計		7,384	6,825	559	8.2

※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		1,543	1,043	499	47.9	
2 社 合 計 ※	人 件 費	141	136	5	3.7	
	燃 料 費	403	162	240	148.2	・燃料価格の上昇 (273) ・小売・他社販売電力量の増加
	購 入 電 力 料	449	188	261	139.3	
	修 繕 費	80	94	△ 13	△ 14.6	・発電設備に係る修繕費の減少 (△9)
	減 価 償 却 費	177	174	2	1.6	
	そ の 他 費 用	295	292	2	0.9	
子会社・連結修正		△ 5	△ 5	0	-	
その他事業営業費用		86	70	15	22.1	
営業外費用		27	48	△ 20	△ 42.2	
支払利息(再掲)		23	23	△ 0	△ 2.5	
経常費用		1,657	1,162	495	42.6	
経常利益		127	137	△ 9	△ 7.0	

※ 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。

- ・北海道電力セグメントの売上高は、前年同期に比べ353億円増加の1,552億円となり、セグメント損益は、小売・他社販売電力量の増加などはありませんでしたが、燃料価格の上昇などにより、前年同期に比べ10億円減少の121億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、前年同期に比べ196億円増加の754億円となり、セグメント損益は、再生可能エネルギーの買取増加に伴う卸電力販売の増加はありますが、あわせて買取費用も増加したことなどにより、前年同期と同程度の8億円の経常利益となりました。
- ・その他の売上高は、前年同期に比べ30億円増加の281億円となり、セグメント損益は、建設業における売上原価の増加はありますが、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、前年同期と同程度の11億円の経常利益となりました。

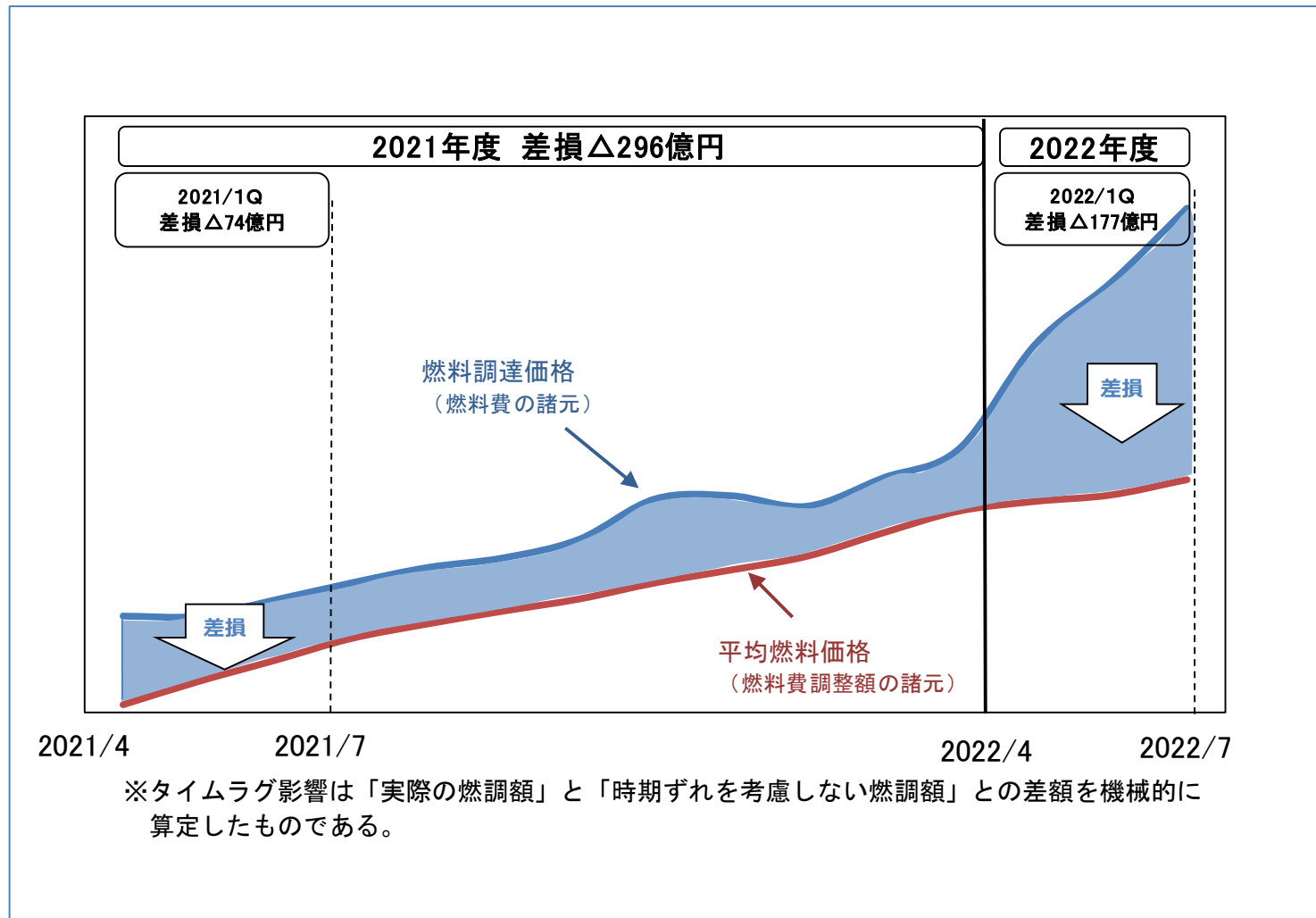
(単位：億円)

	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	1,760	1,281	478
北海道電力	1,552	1,199	353
北海道電力ネットワーク	754	557	196
その他の他 ※1	281	251	30
調整額 ※2	△ 828	△ 727	△ 100
セグメント損益（経常損益）	127	137	△ 9
北海道電力	121	132	△ 10
北海道電力ネットワーク	8	10	△ 2
その他の他 ※1	11	9	1
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。

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

（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	141	136	5	

*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1四半期では、年間償却額の1/4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		853	350	502	・燃料価格の上昇（273） ・小売・他社販売電力量の増加
内 訳	燃料費	403	162	240	
	購入電力料	449	188	261	

【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/\$）	130	110	20
原油 CIF価格（\$/bl）	110.8	67.0	43.8
海外炭CIF価格（\$/t）	298.4	107.6	190.8

※ 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。

◆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		80	94	△13	・発電設備に係る修繕費の減少（△9）
内 訳	電 源	20	29	△8	
	その他	60	65	△4	

◆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		177	174	2	
内 訳	電 源	100	100	△0	
	その他	77	73	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。

◆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 %)	(0.66)	(0.67)	(△0.01)	
支払利息	23	23	△0	

◆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	295	292	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。

【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/\$)	130	110	20
原油CIF価格 (\$/bl)	110.8	67.0	43.8
出水率 (%)	97.2	112.1	△14.9

【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/\$)	4	1	2
原油CIF価格 (1\$/bl)	1	1	0
出水率 (1%)	2	1	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	20,290	19,928	361	・棚卸資産の増加 (302)
負 債	17,361	17,071	289	・有利子負債の増加 (376)
純資産	2,929	2,857	71	・四半期純利益の計上 (104) ・配当金の支払い (△27)

(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	14,230	13,853	376
自己資本 比率	13.8	13.7	0.1

【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	103	96	6
その他の包括利益	△2	△13	10
其他有価証券評価差額金	△4	△14	9
繰延ヘッジ損益	—	0	△0
退職給付に係る調整額	1	0	1
四半期包括利益	101	83	17
親会社株主に係る四半期包括利益	101	83	18
非支配株主に係る四半期包括利益	△0	0	△0

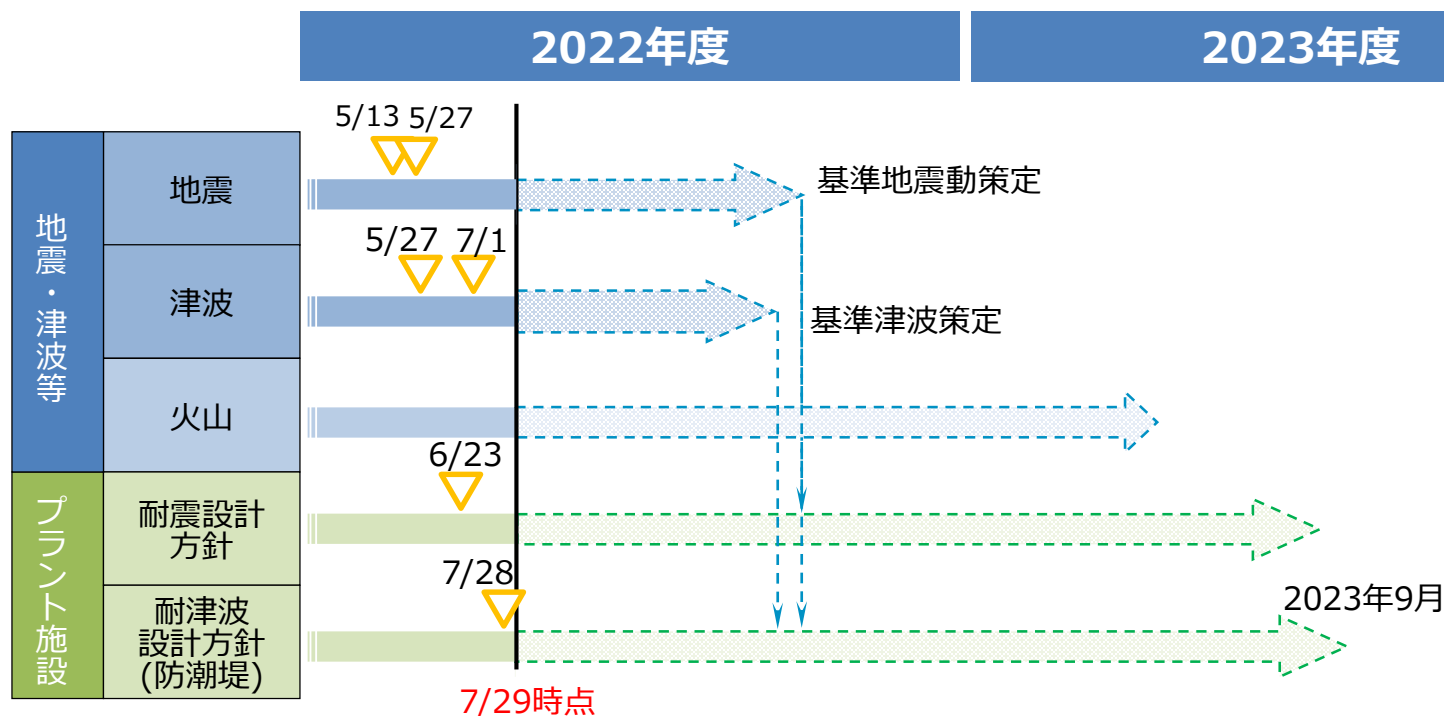
■ 経営の取り組み

■ 泊発電所の早期再稼働に向けた取り組み

- 2022年5月27日の審査会合では、主要な審査項目の一つであった『日本海東縁部に想定される地震に伴う津波の検討』について説明し、原子力規制委員会から「概ね妥当な検討がなされている。」との評価を頂いた。
- また、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7月28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。

各審査項目に関する説明の工程

▽ : 審査会合実施

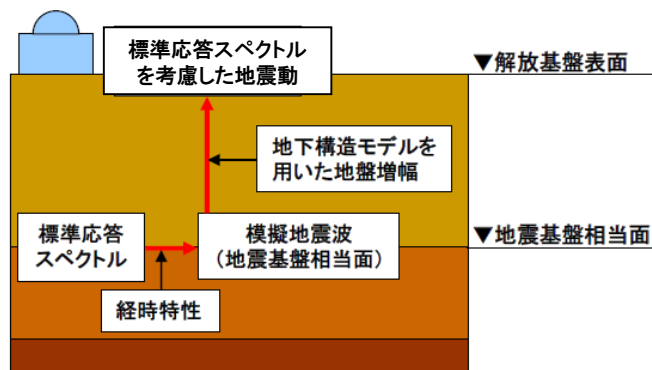


■ 新規制基準適合性審査への対応①

・ 震源を特定せず策定する地震動

➡ 審査継続中

- 2022年5月13日の審査会合にて、標準応答スペクトルを考慮した地震動の検討にあたり、敷地において検討に使える地震観測記録が得られていないことから、敷地周辺の観測記録を収集し検討したことなどについて説明し、「考慮すべき地震観測記録の有無の判断を含めて再整理すること」などのコメントをいただいた。
- 2022年5月27日の審査会合で、コメントを踏まえた検討方針について説明した。引き続き検討し、審査会合などで説明していく。



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

- ・ 「震源を特定せず策定する地震動」のうち「全国共通に考慮すべき地震（Mw6.5程度未満）」については、新規制基準適合性審査において、審査ガイドに基づき、例示された14地震（Mw6.5程度未満は16地震中14地震）を用いて評価してきた。
- ・ 2021年4月の審査ガイド見直しにより、「2004年北海道留萌支庁南部地震」および「全国共通に考慮する地震動レベル（標準応答スペクトル）」による評価が必要となった。

■ 新規制基準適合性審査への対応②

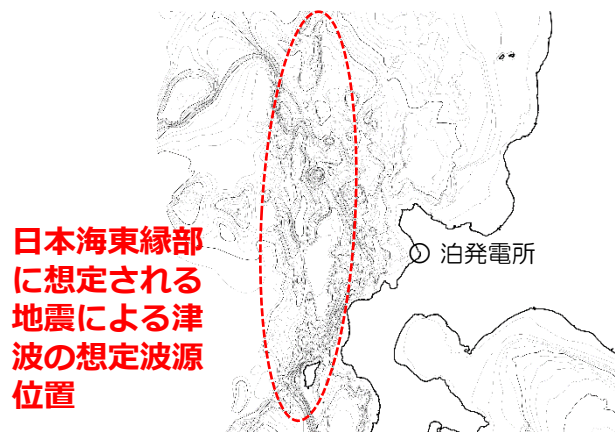
- ・ 積丹半島北西沖に仮定した活断層による津波評価地震に伴う津波評価
- ・ 地震に伴う津波と地震以外の要因に伴う津波の組合せによる評価

- 日本海東縁部に想定される地震による津波の評価については、2022年5月27日の審査会合で、想定波源*の位置を日本海東縁部の最も西側に移動させた場合の津波高さへの影響などを説明し、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。
- 2022年7月1日の審査会合では、基準津波に関する検討方針について説明し、「地震に伴う津波と地震以外の要因に伴う津波の組合せの評価に際しては、組合わせ時間差の時間ピッチについて、必要に応じてさらに短い時間での検討を行うこと」などのコメントをいただいた。
- 今後、基準津波の策定に向け、積丹半島北西沖に仮定した活断層による津波、地震に伴う津波と地震以外の要因に伴う津波の組合せによる評価について説明していく。

※ 想定する津波の原因となる海底の隆起や沈降を起こす領域

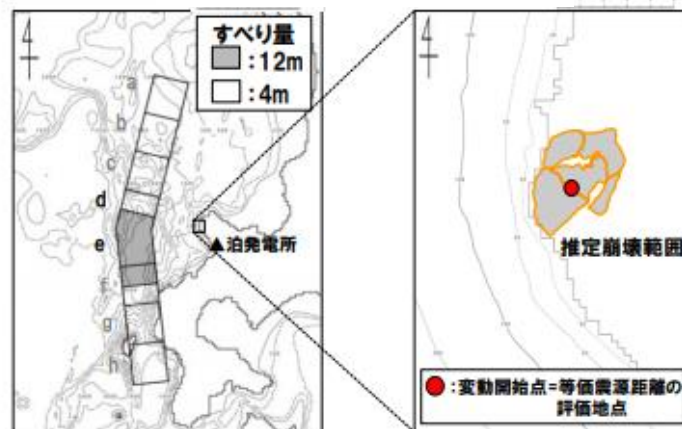
日本海東縁部に想定される地震による津波

「概ね妥当な検討がなされている」との評価



地震に伴う津波と地震以外の要因に伴う津波の組み合わせによる評価

今後、審査予定

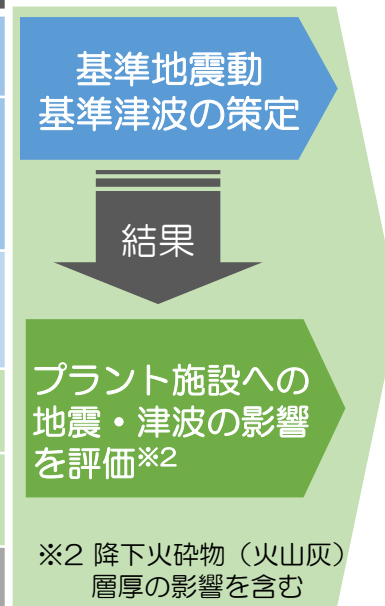


日本海東縁部に起因する地震

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

	審査項目	説明事項
地震・津波等	地震※1	震源を特定せず策定する地震動の評価
	津波	積丹半島北西沖に仮定した活断層による津波評価 地震に伴う津波と地震以外の要因に伴う津波の組合せによる評価
	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	地震による防潮堤地盤の液状化の影響評価
		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・津波に関するもの以外は概ね説明済

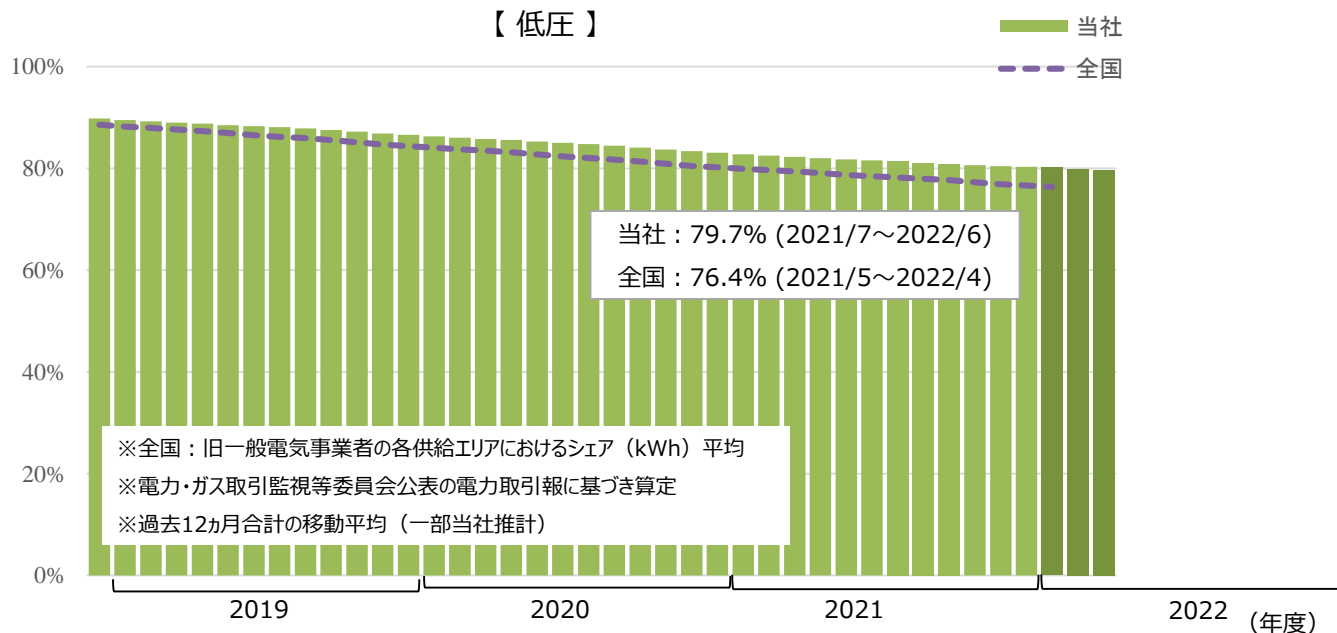


原子炉設置変更許可

※1 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」と、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。2021年4月に「震源を特定せず策定する地震動」の策定に関する審査ガイド等が改正された。

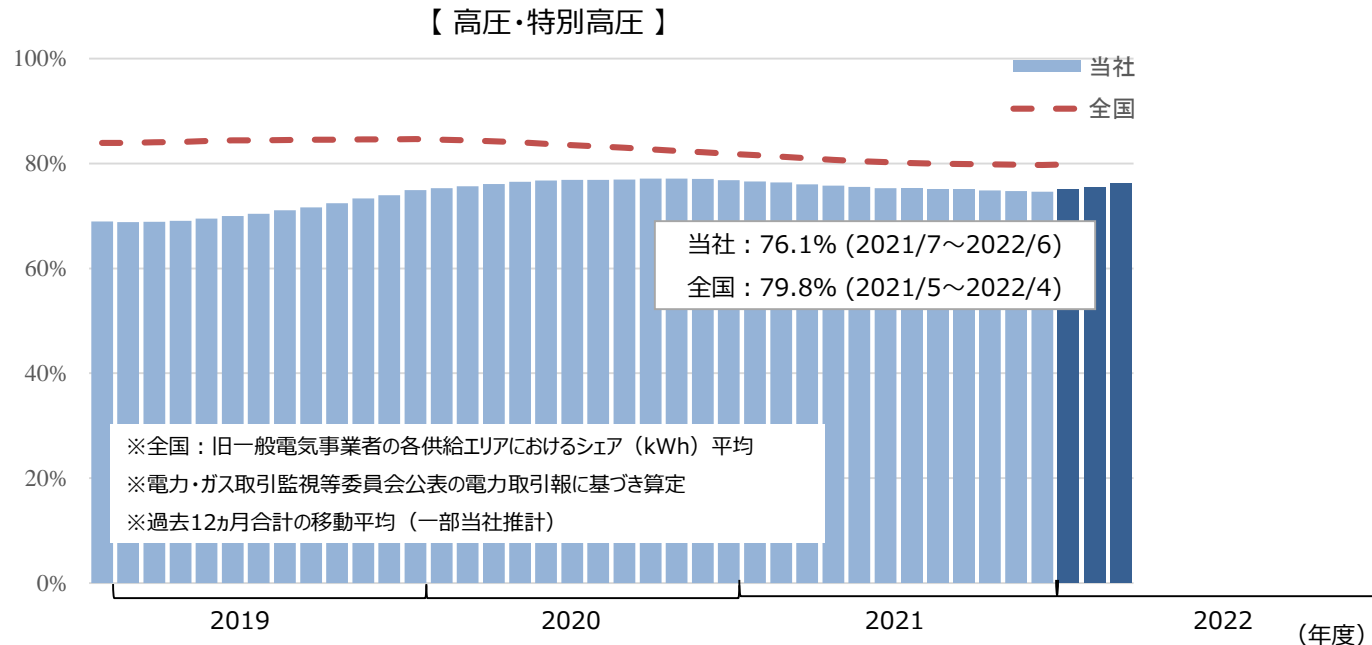
- 低圧分野では、他事業者との厳しい競争が継続し、契約切替が続いている状況であり、本業での顧客接点を持つガス会社や携帯会社への切替が多い。また、引越のタイミングなどで、他事業者へ契約を切り替えるお客さまが多い。
- 今後も、電力小売シェアの回復に向けて、「ほくてんガス」とのセット販売や携帯電話会社や不動産会社などの他事業者の持つ顧客接点も活用および拡大し、契約獲得に努めていく。

■ 北海道エリアにおける当社低圧分野のシェア（kWh）推移※



- 高圧・特別高圧分野においては、他事業者との競争が継続していたが、これまで行ってきた販売活動の成果に加え、燃料価格や電力市場価格の高騰を背景に当社との契約を希望するお客さまが増えた影響もあったことから、足元の北海道エリアにおける販売電力量ベースの当社シェア※は、拡大している。
- 高騰が続く燃料市況や電力取引市場価格の先行きは不透明であり、お客さまのご期待に沿った対応が困難となったことから、現在、他事業者との契約等から新たに当社との契約を検討されている、高圧・特別高圧のお客さまの受付を停止している状況。
- 今後、新たなご契約分の販売電力量やそのために必要となる燃料調達に向けた検討を進め、12月末から2023年1月上旬を目処に受付を再開し、2023年4月より、標準約款による電気のお届け開始を目指す。

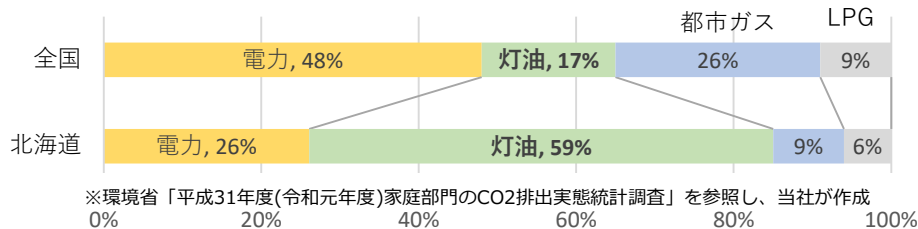
■ 北海道エリアにおける当社高圧・特別高圧分野のシェア（kWh）推移※



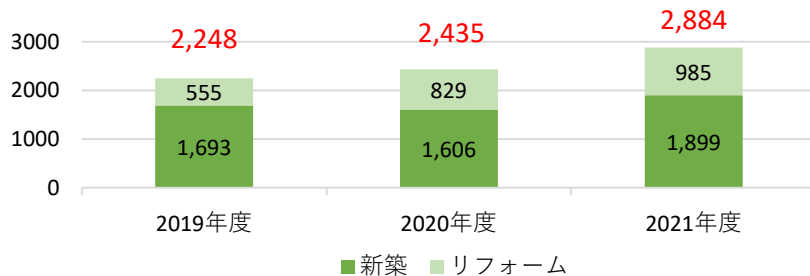
電化の推進

- 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。

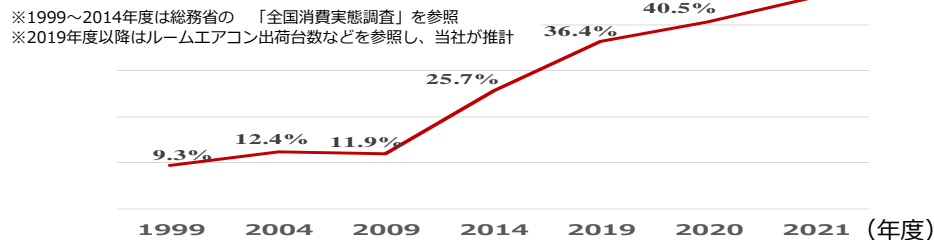
家庭部門におけるエネルギー消費の割合（2019年度実績）



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23物件のうち、当社が9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)

■ 5月12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6月1日	新得発電所の営業運転開始について	—
2022年6月15日	第2回北海道電カグリーンボンドの発行について	P 33
2022年6月20日	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事業の実施について	P 34
2022年6月24日	奈井江発電所および砂川発電所の廃止について	P 35
2022年7月25日	託送供給等に係る収入の見通しに関する書類の提出について	P 36

■ 第2回 北海道電力グリーンボンドの発行について

- 昨年に引き続き、調達資金の用途を再生可能エネルギーの開発等に限定した社債「第2回 北海道電力グリーンボンド」を発行。
- カーボンニュートラルの実現に向けた取り組みを、投資家をはじめとした幅広いステークホルダーの皆さまに、当社の積極的な環境への取り組みをご理解いただくことで、資金調達の多様化・安定化につなげたい。

<グリーンボンド発行実績>

	第1回	第2回
発行日	2021.12.2	2022.7.14
発行額	50億円	50億円
年限	10年	10年
資金用途	水力・太陽光の 再生可能エネルギー 開発・建設・運営・改修	水力・地熱の 再生可能エネルギー 開発・建設・運営・改修



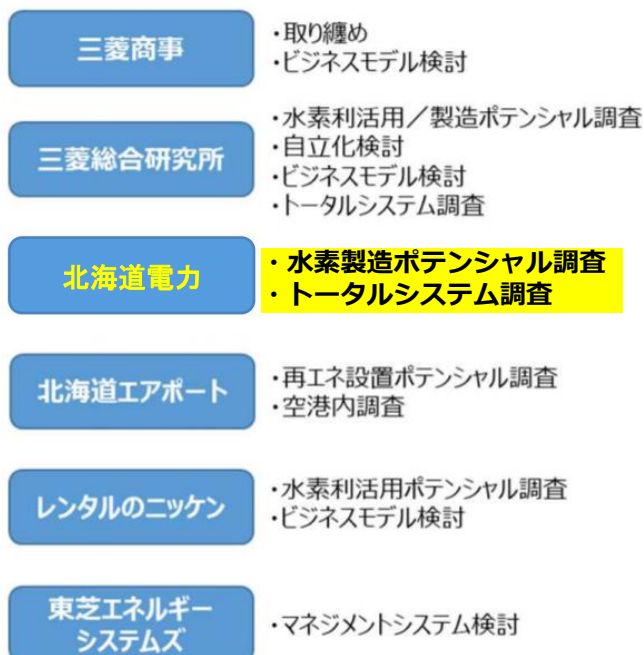
イメージ画像

■ 水素利活用モデル構築に関する調査事業の実施

- 当社を含む6社※は国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(以下、「NEDO」という)より「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」を受託。
- 関係者へのヒアリング・文献調査を通じて、電力その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。(～2023年3月)
- 新千歳空港を起点とした北海道全域における水素普及拡大や再エネ接続料拡大といった波及効果を期待。

※6社とは、三菱商事株式会社、株式会社三菱総合研究所、当社、北海道エアポート株式会社、株式会社レンタルのニッケン、東芝エネルギーシステムズ株式会社を指す

事業実施体制



＜新千歳空港における水素製造・利活用のイメージ図＞



*写真出典：福島水素エネルギー研究フィールド
(NEDO「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)

■ 奈井江発電所および砂川発電所の廃止について

- 運転開始から長きにわたり北海道における電力供給の一翼を担ってきた、奈井江発電所1・2号機（休止中）および砂川発電所3・4号機について、設備の経年化が進行していること、またカーボンニュートラルの実現に向けた非効率石炭火力フェードアウトへの対応を考慮して、2027年3月末をもって廃止。



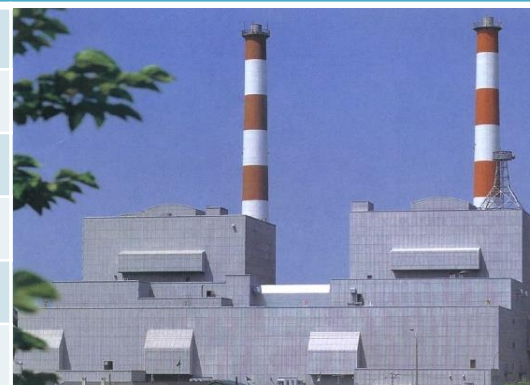
◆ 砂川発電所

◆ 奈井江発電所

● 札幌

砂川発電所

	3号機	4号機
所在地	砂川市豊沼町53番地	
運転開始	1977年6月	1982年5月
経過年数	45年	40年
定格出力	12.5万kW	12.5万kW
燃料	石炭（国内炭）	



奈井江発電所

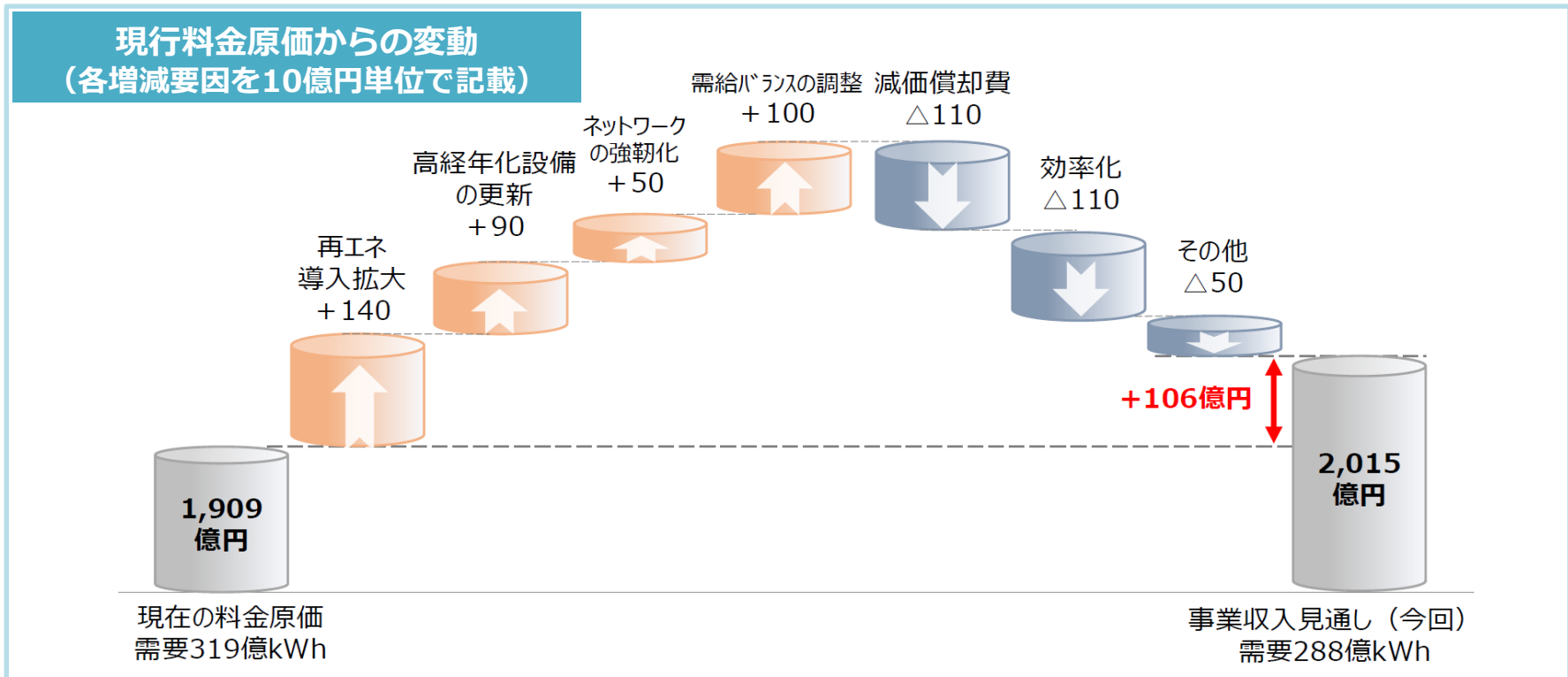
	1号機	2号機
所在地	空知郡奈井江町字キナウスナイ198番地8	
運転開始	1968年5月	1970年2月
経過年数	54年	52年
定格出力	17.5万kW	17.5万kW
燃料	石炭（国内炭）	





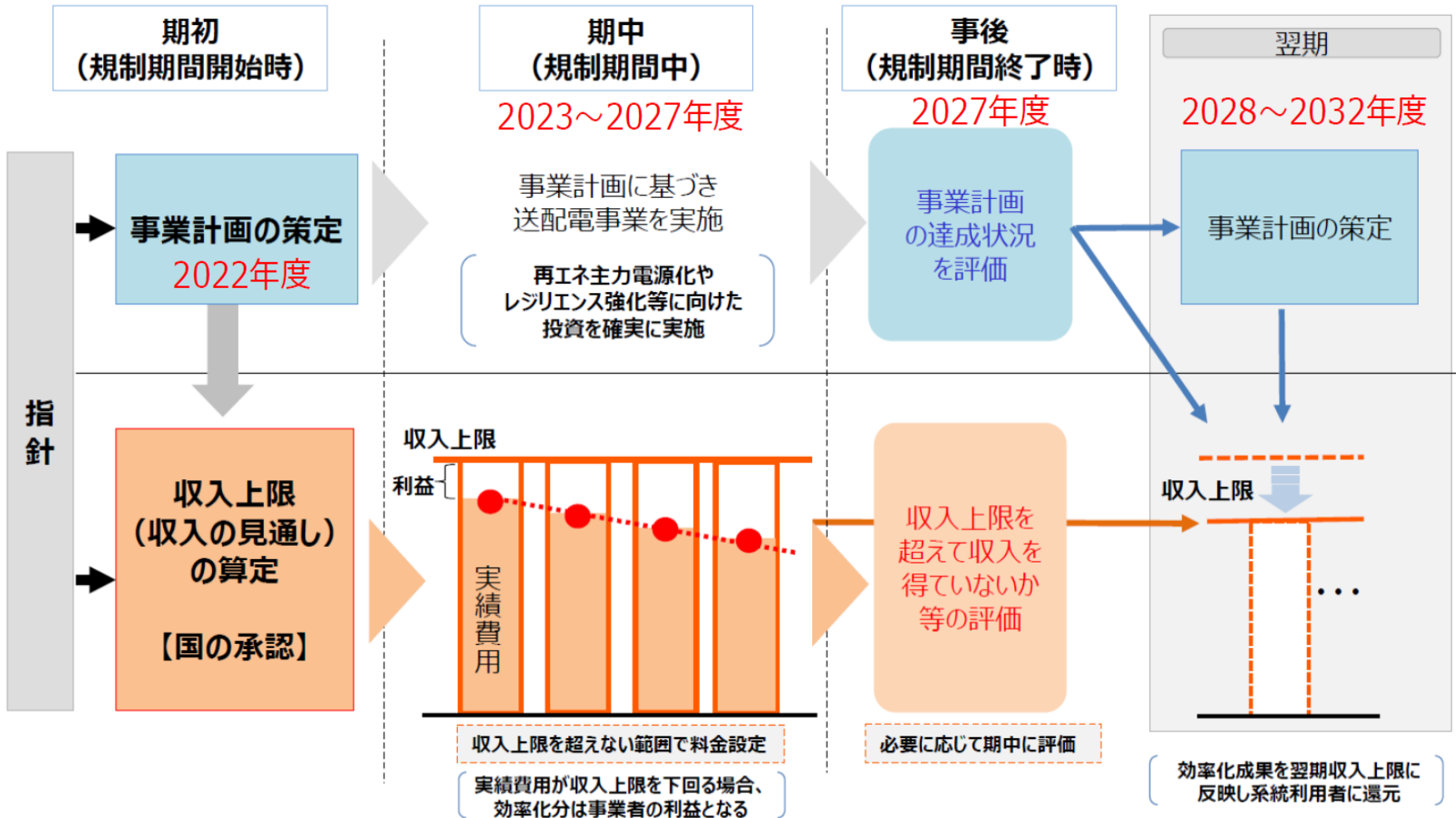
■ 託送供給等に係る収入の見通しに関する書類の提出について①

- 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提出。
- 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。



■ 託送供給等に係る収入の見通しに関する書類の提出について②

【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）

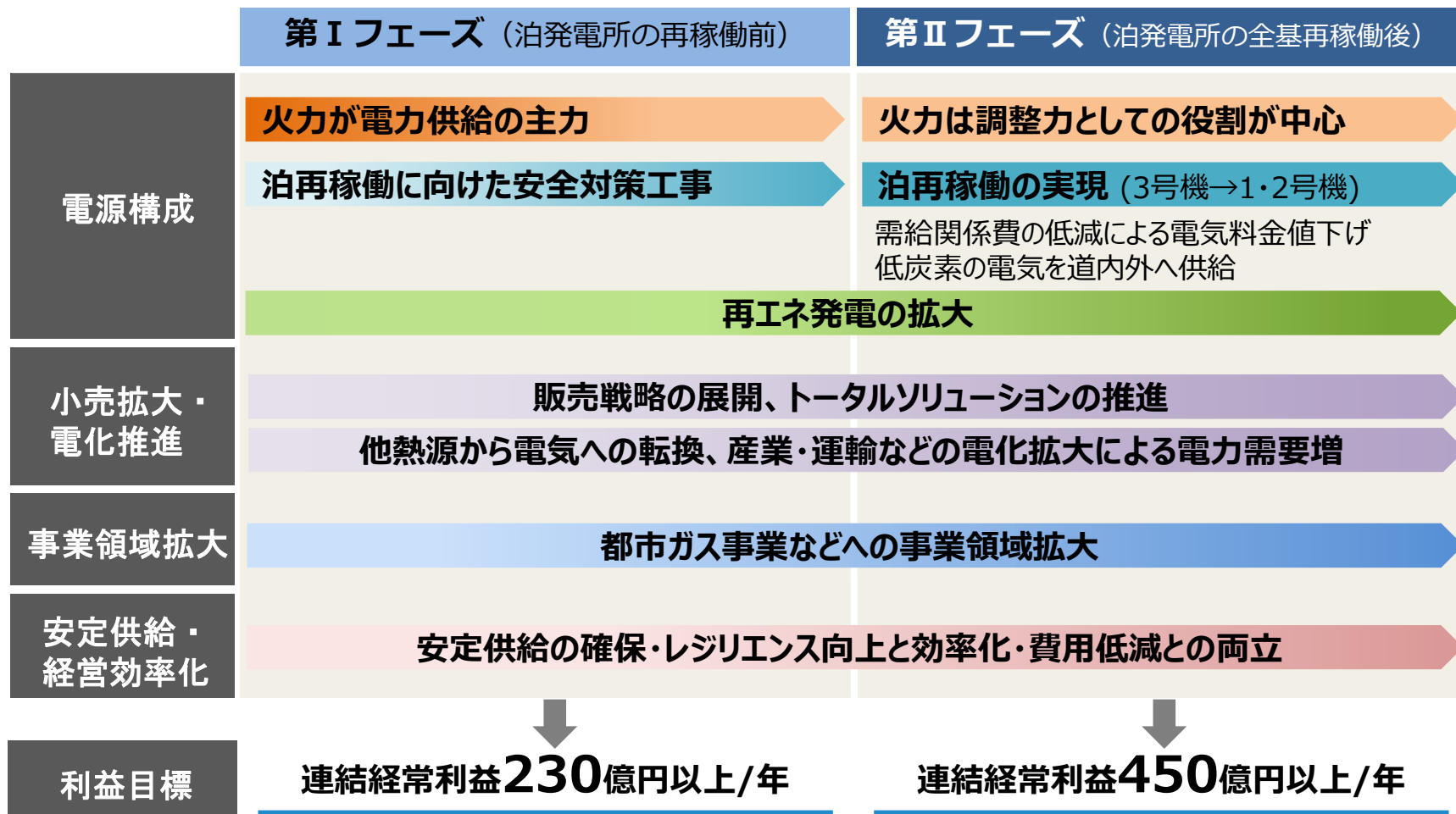


出典：図は2021年11月15日 第10回料金制度専門会合資料より引用、一部修正

■ 参 考 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

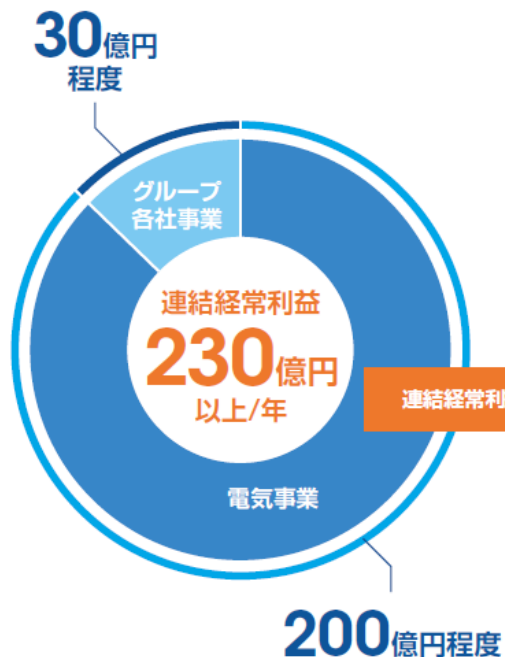
キャッシュフロー

- 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

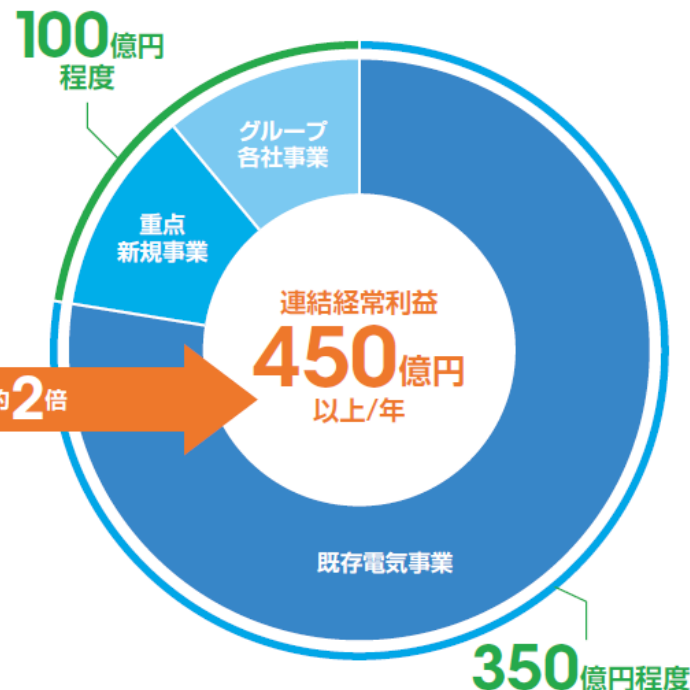
成長に向けた指標

- 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

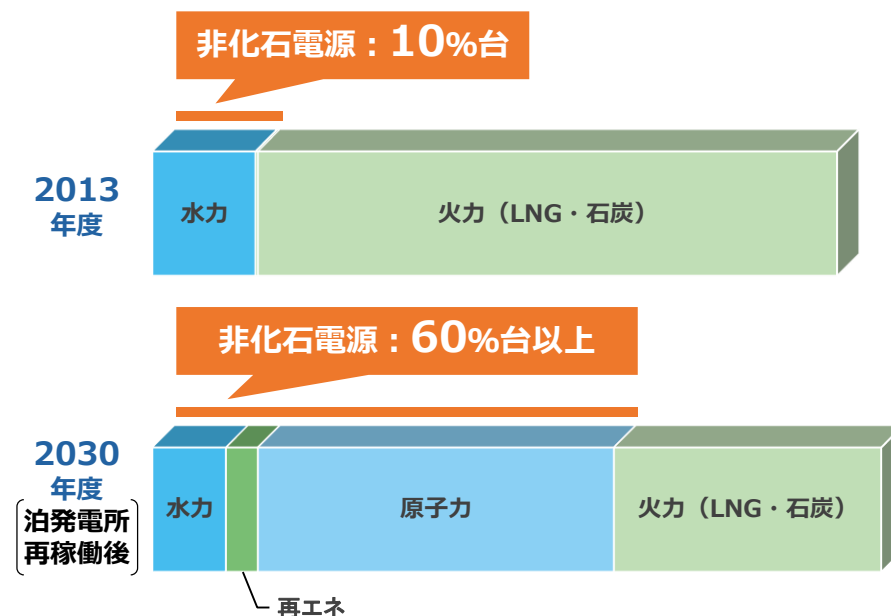
- 泊発電所の全基再稼働後は、グループの発電電力量に占める非化石電源の比率が、2013年度の10%台から60%以上に上昇する見込み。
- 泊発電所の再稼働後は、再エネ発電事業の推進やLNG火力の活用などによる効果と併せ、発電電力量が増加する一方、CO2排出量を「2013年度に比べ50%以上低減」(1,000万t以上/年低減)できる見込み。これは、国の2030年度の温室効果ガス排出削減目標(2013年比△46%)を上回る削減幅になる。

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

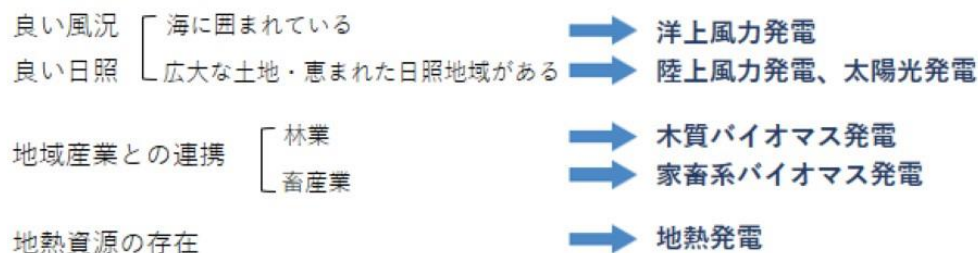
■ 【経営ビジョン】 2030年度までに目指す経営目標の進捗

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】

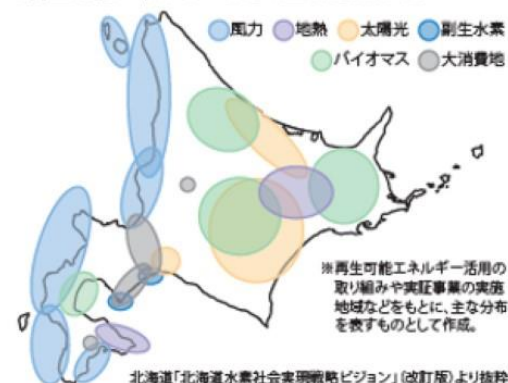
■ 【参考】 2050年カーボンニュートラルに向けて

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



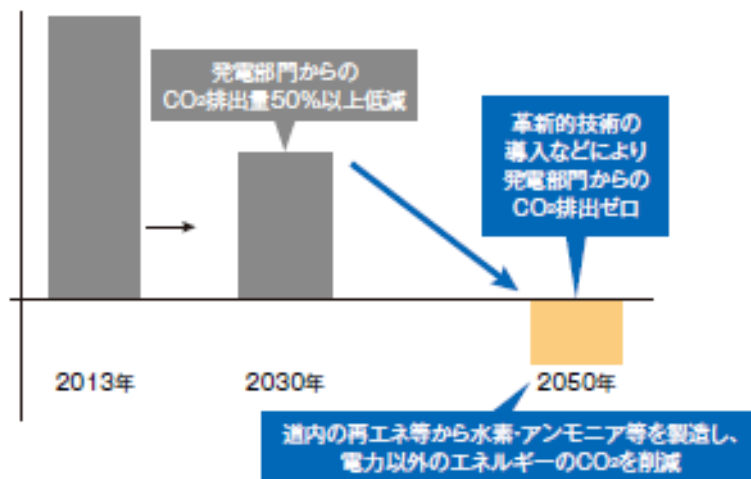
■ 【参考】 2050年カーボンニュートラルに向けて

ほくでんグループが目指す姿

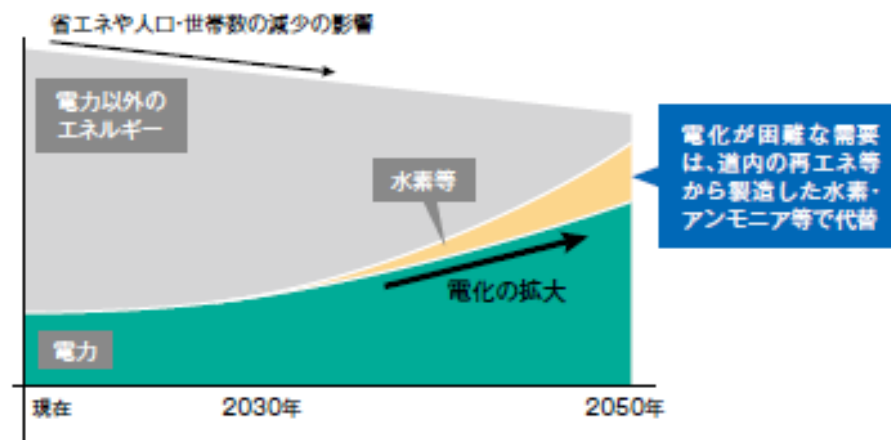
ほくでんグループは北海道における「エネルギー全体のカーボンニュートラル」の実現に最大限挑戦します。

- 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
----	----------------	----------------	---	---------

■ 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0ヵ月	Sub-C	運転
		4	12.5	40年1ヵ月	Sub-C	運転
	奈井江	1	17.5	54年1ヵ月	Sub-C	休止
		2	17.5	52年4ヵ月	Sub-C	休止
	苫東厚真	1	35	41年8ヵ月	Sub-C	運転
		2	60	36年8ヵ月	SC	運転
		4	70	20年0ヵ月	USC	運転
石油	苫小牧	1	25	48年7ヵ月	—	運転
	伊達	1	35	43年7ヵ月	—	運転
		2	35	42年3ヵ月	—	運転
	知内	1	35	38年6ヵ月	—	運転
		2	35	23年9ヵ月	—	運転
	音別	1	7.4	44年1ヵ月	—	運転
		2	7.4	44年1ヵ月	—	運転
	LNG	石狩湾 新港	1	56.94	3年4ヵ月	—

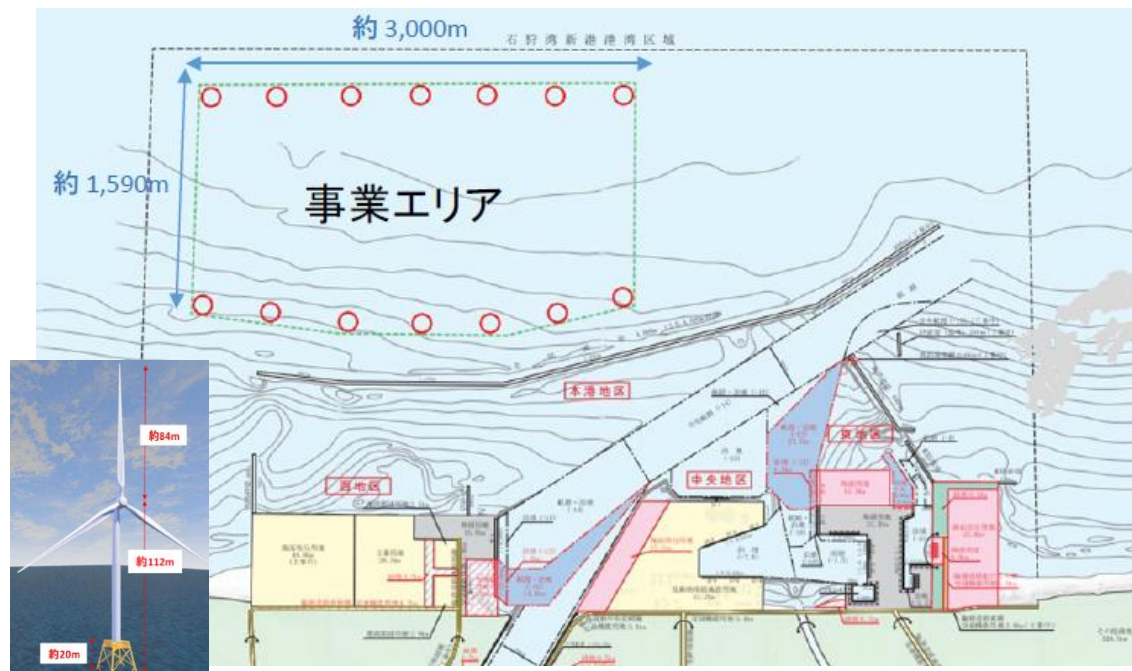
※2022年6月末時点

■ 【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年度に運転開始予定（現在、陸上部工事中。洋上工事についても許認可取得が完了し、着工準備中）

石狩湾新港洋上風力発電所 概要（提供：G P I 社）

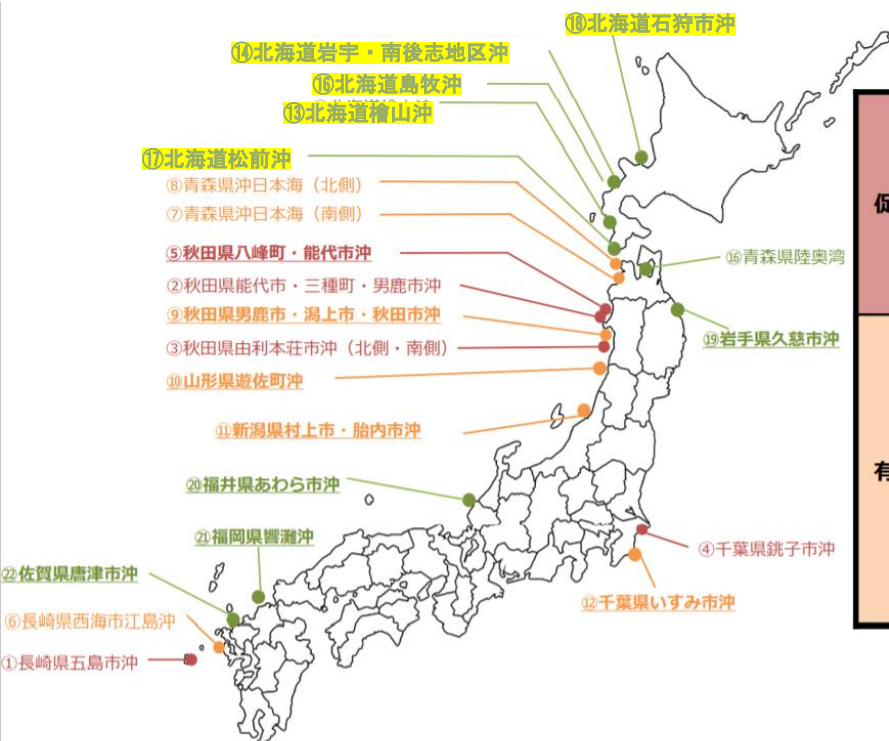


発電所出力	約100,000 kW
単機出力	8,000 kW
基数	14基
事業費	約740億円

■【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。

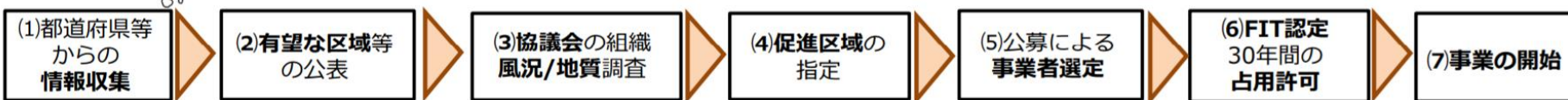


＜促進区域、有望な区域等の指定・整理状況（2021年9月13日）＞

促進区域	①長崎県五島市沖	一定の準備段階に進んでいる区域	⑬北海道檜山沖
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖		⑭北海道岩宇・南後志地区沖
	③秋田県由利本荘市沖（北側・南側）		⑮青森県陸奥湾
	④千葉県銚子市沖		⑯北海道島牧沖
	⑤秋田県八峰町・能代市沖		⑰北海道松前沖
有望な区域	⑥長崎県西海市江島沖	⑱岩手県久慈市沖	⑲岩手県久慈市沖（浮体）
	⑦青森県沖日本海（南側）	⑲岩手県久慈市沖	⑳福井県あわら市沖
	⑧青森県沖日本海（北側）	⑲岩手県久慈市沖	㉑福岡県響灘沖
	⑨秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	⑲岩手県久慈市沖	㉒佐賀県唐津市沖
	⑩山形県遊佐町沖	⑲岩手県久慈市沖	
	⑪新潟県村上市・胎内市沖	⑲岩手県久慈市沖	
	⑫千葉県いすみ市沖	⑲岩手県久慈市沖	

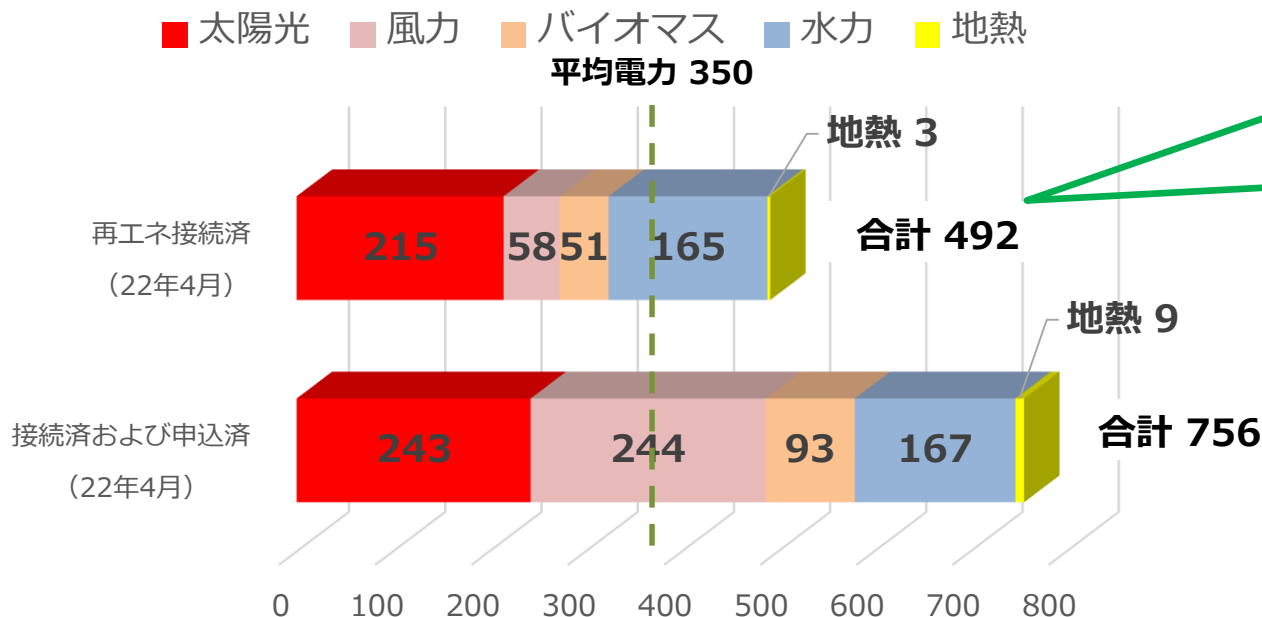
【凡例】
 ● 促進区域
 ● 有望な区域
 ● 一定の準備段階に進んでいる区域
 ※下線は2021年度新たに追加した区域

プロセス



■【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4月末時点）

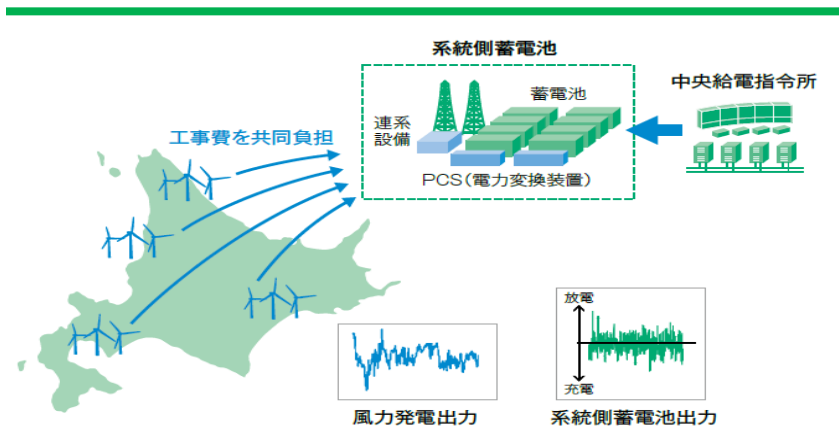


2022年4月末時点の再生可能エネルギー導入量は約492万kW。

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。

系統側蓄電池活用による風力発電募集プロセス

- 系統側蓄電池に係る費用を共同負担することを前提に、I期60万kWの風力発電を募集。
- I期については、15件16.2万kWが事業案件として確定（その後、I期残容量である43.8万kWについても追加募集を開始）。
- 過去の実証試験で得た知見を反映しながら2022年度中の風力発電の連系に向けて、準備を進めている。



本資料は2022年7月29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
U R L : <https://www.hepco.co.jp/>