

燃料費について

2023年4月4日
北海道電力株式会社

1－1．燃料費の算定結果（総括）

1

- 燃料費は、燃料価格の高騰等により、前回原価に比べ、1,112億円増加しています。
- 各燃料の調達単価は、海外炭における低品位炭調達の拡大や、LNGにおける安定的な長期契約の拡大などの購入価格低減の取り組みを最大限反映しています。
- 発電電力量は、電力の安定供給を前提に、上記の燃料調達単価の低減の取り組みを踏まえ、低廉な電力を供給できるようメリットオーダーで算定しています。

	再算定原価（A）			前回原価（B）			差（A－B）			主な増減理由
	発電 電力量 (億kWh)	単価 (円/kWh)	金額 (億円)	発電 電力量 (億kWh)	単価 (円/kWh)	金額 (億円)	発電 電力量 (億kWh)	単価 (円/kWh)	金額 (億円)	
石炭計	117	19.0	2,226	143	4.8	683	▲26	14.3	1,543	
国内炭	9	16.5	144	28	7.3	203	▲19	9.2	▲60	電力量差▲140（奈井江発電所休止 等） 単価差+80（ブレンド海外炭価格高騰等）
海外炭	108	19.2	2,082	115	4.2	480	▲7	15.1	1,602	電力量差▲30 単価差+1,632（海外炭価格高騰）
LNG	29	16.1	469	－	－	－	29	16.1	469	電力量差+469 （石狩湾新港発電所 1 号機新設）
石油	23	22.9	516	90	15.6	1,398	▲67	7.3	▲882	電力量差▲1,047（販売電力量減少 等） 単価差+165（為替円安影響 等）
原子力	－	－	－	20	0.6	11	▲20	▲0.6	▲11	電力量差▲11 （泊発電所の停止期間継続）
その他	－	－	－	1	－	6	▲1	－	▲6	
合計	169	19.1	3,211	254	8.3	2,098	▲85	10.8	1,112	電力量差計▲765 単価差計+1,877

※端数処理の関係で合計が一致しない場合があります。

1－2．燃料費の算定結果（内訳）

- 原価算定期間（2023～2025年度）における、年度毎の燃料費の内訳は下表のとおりです。

	再算定原価 (2023～2025年度平均)			2023年度			2024年度			2025年度		
	発電 電力量 (億kWh)	単価 (円/kWh)	金額 (億円)	発電 電力量 (億kWh)	単価 (円/kWh)	金額 (億円)	発電 電力量 (億kWh)	単価 (円/kWh)	金額 (億円)	発電 電力量 (億kWh)	単価 (円/kWh)	金額 (億円)
石炭計	117	19.0	2,226	117	18.9	2,213	118	19.3	2,272	116	19.0	2,193
国内炭	9	16.5	144	9	16.4	142	9	16.5	145	9	16.6	144
海外炭	108	19.2	2,082	108	19.1	2,070	109	19.5	2,127	107	19.2	2,049
LNG	29	16.1	469	26	17.2	438	31	15.9	491	31	15.5	479
石油	23	22.9	516	28	24.1	688	17	22.2	377	22	22.0	484
合計	169	19.1	3,211	171	19.5	3,338	166	18.9	3,139	169	18.7	3,156

※端数処理の関係で合計が一致しない場合があります。

1－3．火力燃料の消費計画

3

- 前回原価と比較し、
国内炭は、奈井江発電所休止などにより減少しました。
海外炭は、前回同様、主力電源として活用しておりますが、販売電力量の減少などにより減少しました。
LNGは、石狩湾新港発電所 1 号機新設により増加しました。
重油は、販売電力量の減少や伊達発電所の休止などにより減少しました。

		再算定原価 (A)				前回原価 (B)	差 (A－B)
		2023年度	2024年度	2025年度	2023～2025 平均		
石炭計	千t	4,218	4,283	4,146	4,216	5,317	▲1,101
	国内炭	458	458	458	458	1,332	▲874
	海外炭	3,760	3,825	3,688	3,758	3,985	▲227
LNG	千t	316	373	369	353	－	353
重油	千kl	688	401	514	534	2,010	▲1,475
軽油	千kl	17	10	11	13	52	▲39
重油換算消費量	千kl	3,705	3,529	3,553	3,596	5,193	▲1,597

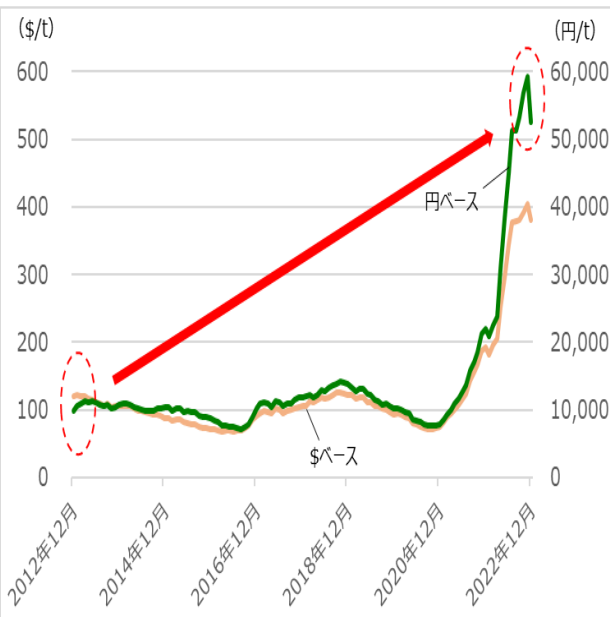
※端数処理の関係で合計が一致しない場合があります。

1－4．全日本通関価格の推移

4

- 前回原価と比較し、円安および燃料市況の高騰により、円建て価格はいずれも大きく上昇しています。

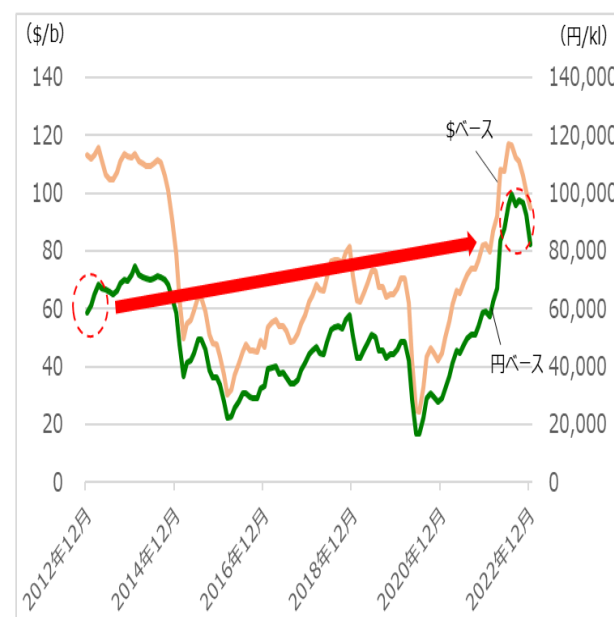
石炭価格



LNG価格



原油価格



	再算定原価 (A) (2022.11～2023.1)	前回原価 (B) (2012.12～2013.2)	差 (A－B)
為替レート (円/\$)	138.8	87.0	51.8
石炭 (上段：円/t、下段：\$/t)	53,189 (383.3)	10,439 (120.0)	42,750 (263.3)
LNG (上段：円/t、下段：\$/t)	132,509 (954.9)	—	—
原油 (上段：円/kl、下段：\$/b)	82,572 (94.6)	61,612 (112.6)	20,960 (▲18.0)

- 燃種ごとの価格の大部分を、燃料代・運賃等のCIF価格が占めており、CIF価格についても、国内炭を除き、国際的なエネルギーマーケットにリンクしております。

原価織込み購入価格と内訳

※ 数値（％）は原価織込み価格に占める割合を示します

国内炭	
31,030円 /t	
— 内 訳 —	
CIF価格	
燃料代、運賃、保険料	
94.4%	
その他	
石油石炭税	4.4%
諸経費等	1.2%

海外炭	
55,373円 /t	
— 内 訳 —	
CIF価格	
燃料代、運賃、保険料	
95.8%	
その他	
石油石炭税	2.5%
諸経費等	1.7%

LNG	
132,930円 /t	
— 内 訳 —	
CIF価格	
燃料代、運賃、保険料	
98.5%	
その他	
石油石炭税	1.4%
諸経費等	0.1%

重油	
94,460円 /kl	
— 内 訳 —	
CIF価格	
燃料代、運賃、保険料	
92.6%	
その他	
石油石炭税	3.0%
諸経費等	4.4%

原価織込みCIF価格と全日本CIF価格の比較

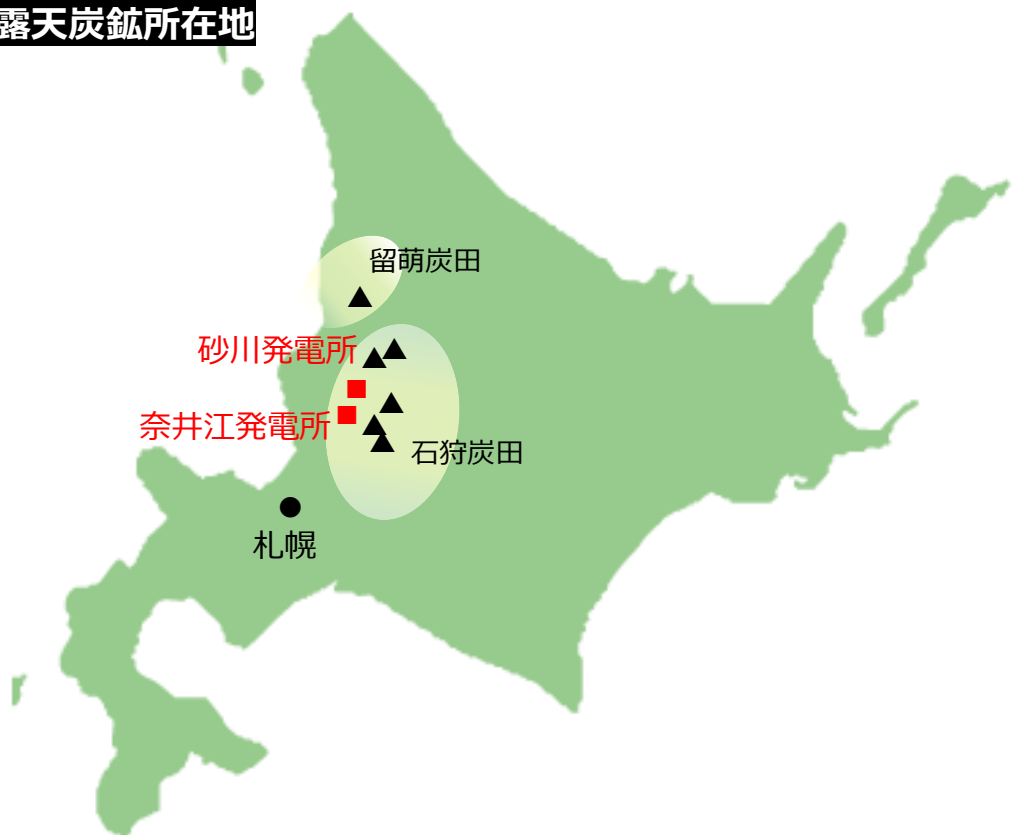
	海外炭	LNG
原価織込みCIF①	53,070円/t	130,912円/t
全日本CIF②	53,189円/t	132,509円/t
差 ①-②	▲119円/t	▲1,597円/t

2-2. 国内炭① サプライチェーンの概要

6

- 国内炭は北海道の内陸部に位置する砂川発電所で使用しており、発電所近傍の空知地方を中心とした露天炭鉱6社からトラック輸送により調達しています。
- 露天炭鉱は豪州など海外の炭鉱と比較して、小規模（各炭鉱の生産量は年数万トン程度）です。当社との長期契約に基づき、開発許可を得た鉱区の中で計画的に生産しています。
- 当社は、輸入燃料の価格が高騰している状況において、経済性に優れる国内炭を活用し、燃料費抑制を図っています。

露天炭鉱所在地



採掘現場



※海外の炭鉱と比較して、極めて薄い炭層（50cm～2m程度）を採掘している。

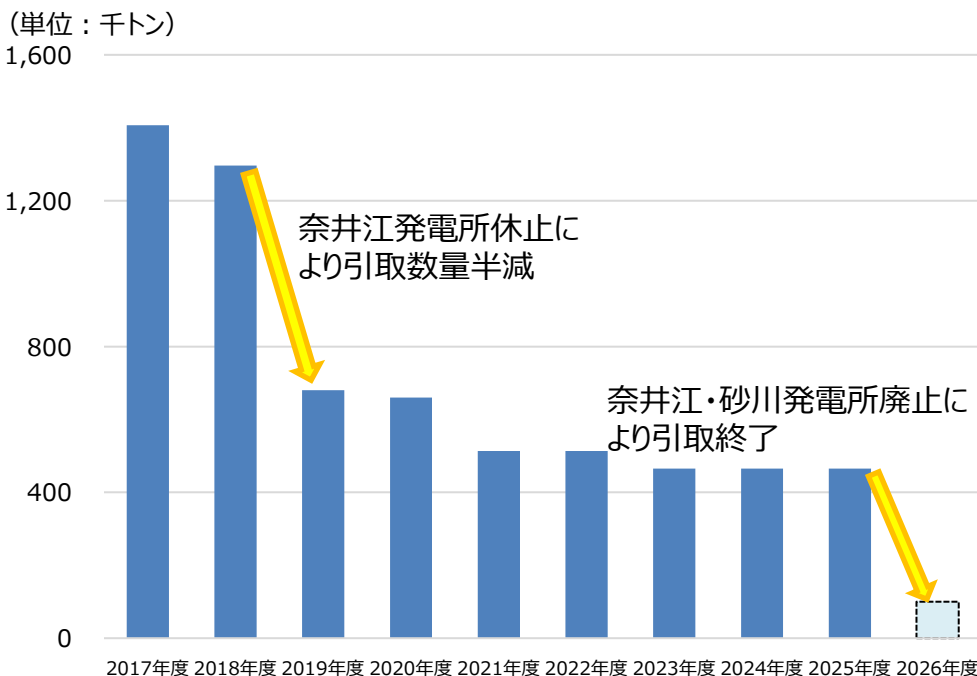
発電所受入れの様子



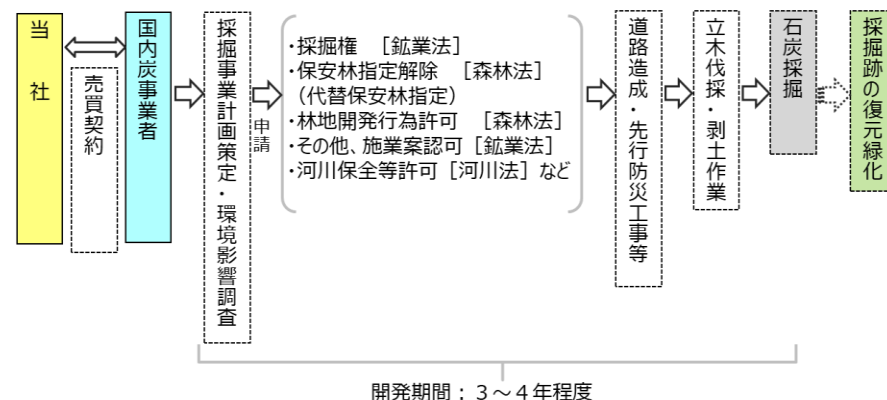
※8トントラックで200～400台/日の受入。

- 国内炭は長期契約を締結済みのため、価格および数量は長期契約をベースに算定しています。
- 当社は、半世紀以上にわたり引取を継続し、国内炭を活用してきましたが、国内炭火力発電所については、設備の経年化が進行していることや、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、2026年度末に廃止することとしており、それに伴い国内炭の引取を終了する計画としています。
- 国内炭事業者は採掘・運搬体制を段階的に縮小しており、急な数量変更に応じる余力に乏しく、また新鉱区開発には少なくとも3～4年程度を要することから、短期間での調達量拡大は難しい状況です。

国内炭引取数量の推移



国内炭開発スケジュール



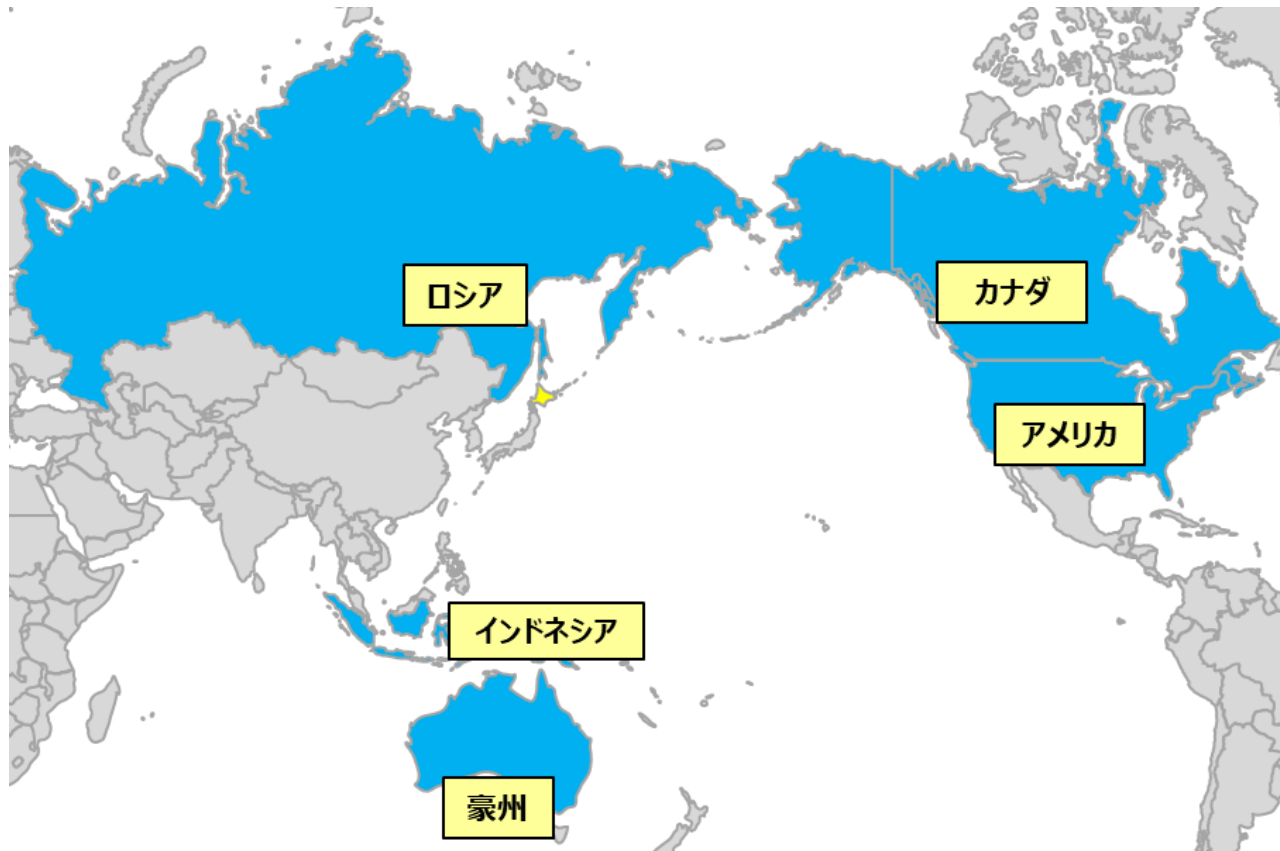
契約品位の緩和による調達価格の低減

契約品位を満たさない石炭が増え、大幅な採掘コストの上昇が見込まれたことから、発電所の運用を見直すことで品位緩和を実現し、調達価格を低減。

- 当社の海外炭は、苫東厚真発電所向けに、年間400万トン程度の数量について、豪州をはじめインドネシアやロシアなどから供給国を分散し、安定調達を図ってきました。

調達国実績

海外炭調達国（過去3ヶ年の当社調達国）

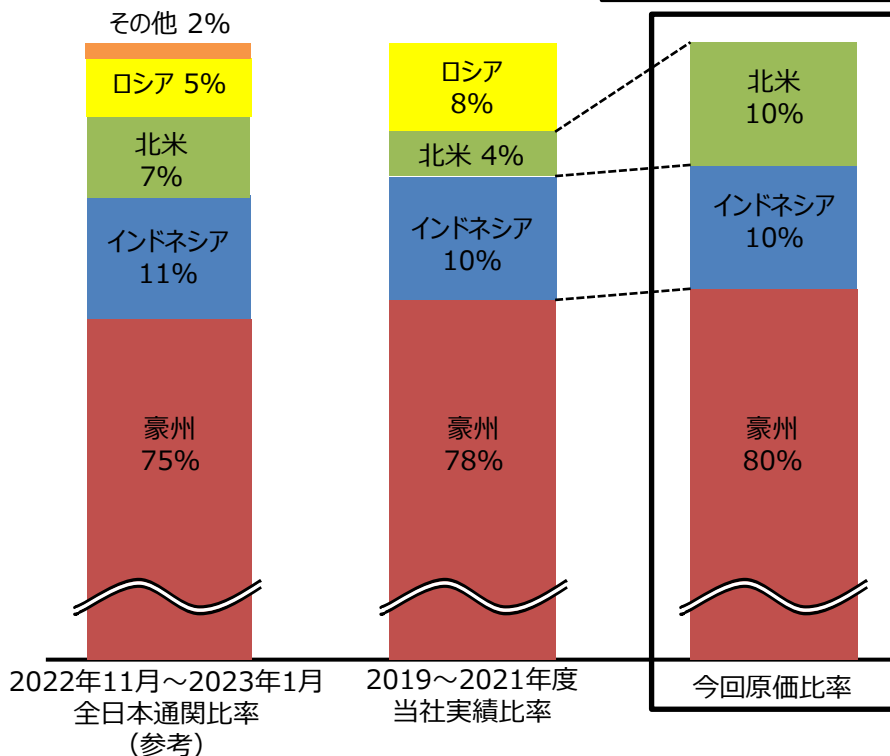


2-3. 海外炭② 原価織込み価格の概要

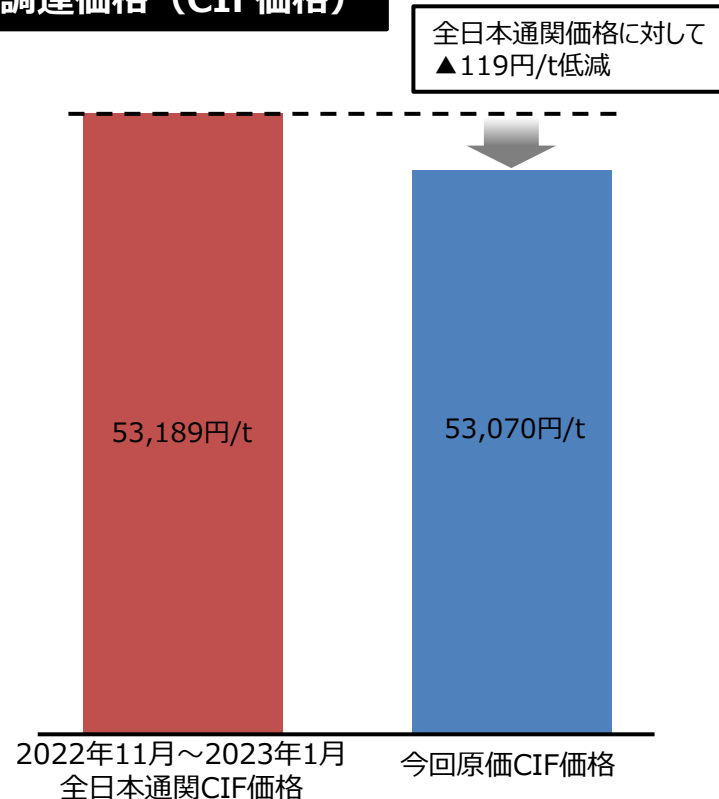
9

- 今回の原価における調達価格（CIF価格）は、2022年11月～2023年1月の各国別の全日本通関価格（一般炭）を当社の国別調達数量にて加重平均して算定しています。
- なお、当社の国別調達数量については、当社の過去3カ年実績調達国比率を基本に、ロシアは品位の類似性や経済性等を勘案して北米（アメリカ・カナダ）および豪州にて代替する前提で設定しました。
- その結果、2022年11月～2023年1月の全日本通関価格（一般炭）に対して、▲119円/tのコスト低減を反映しています。

国別調達比率

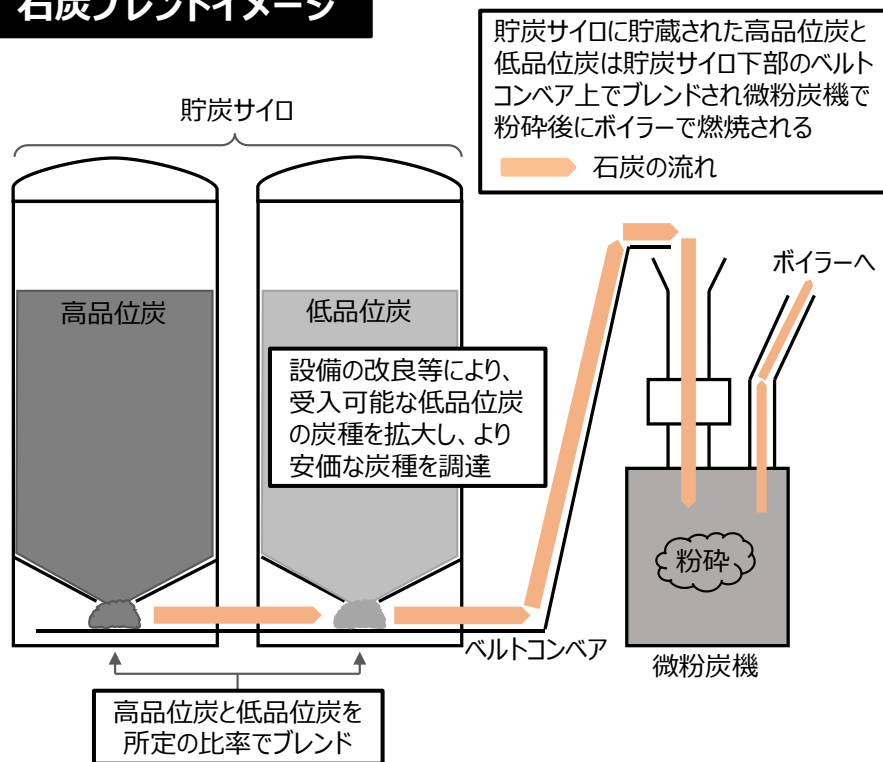


調達価格（CIF価格）



- 当社の苫東厚真発電所では、使用する石炭の品位に制限がある中、燃料費低減のため、高品位炭と相対的に安価な低品位炭とをブレンドして燃焼しています。
※当社のボイラーにて単味燃焼可能なベース炭銘柄を高品位炭、単味燃焼不可である混炭銘柄を低品位炭としている。
- 低品位炭は炭種により品位や価格が幅広く存在することから、更なる燃料費の低減のため、発電所のばいじん除去設備の改良等により燃焼可能な品位を緩和、受入できる低品位炭の炭種を拡大し、より安価な炭種を選択できるよう取り組んでいます。
- 今回の原価には、上記の取り組みも踏まえ、ロシア炭と品位が類似し、相対的に割安となる北米炭比率の増加を前提として海外炭調達コストを低減しています。

石炭ブレンドイメージ



国別調達価格

2022年11月～2023年1月全日本通関CIF価格(一般炭)

平均	53,189円/t
南アフリカ	57,314円/t
豪州	54,699円/t
ロシア	52,947円/t
インドネシア	47,046円/t
北米(アメリカ・カナダ)	45,915円/t

今回原価は、相対的に割安な北米炭比率の増加を前提として算定

- 太平洋地域を中心に世界6か国から調達実績があり、供給途絶リスクにも対応できるよう、今後も供給源を分散することで安定調達を図っていきます。

調達国実績

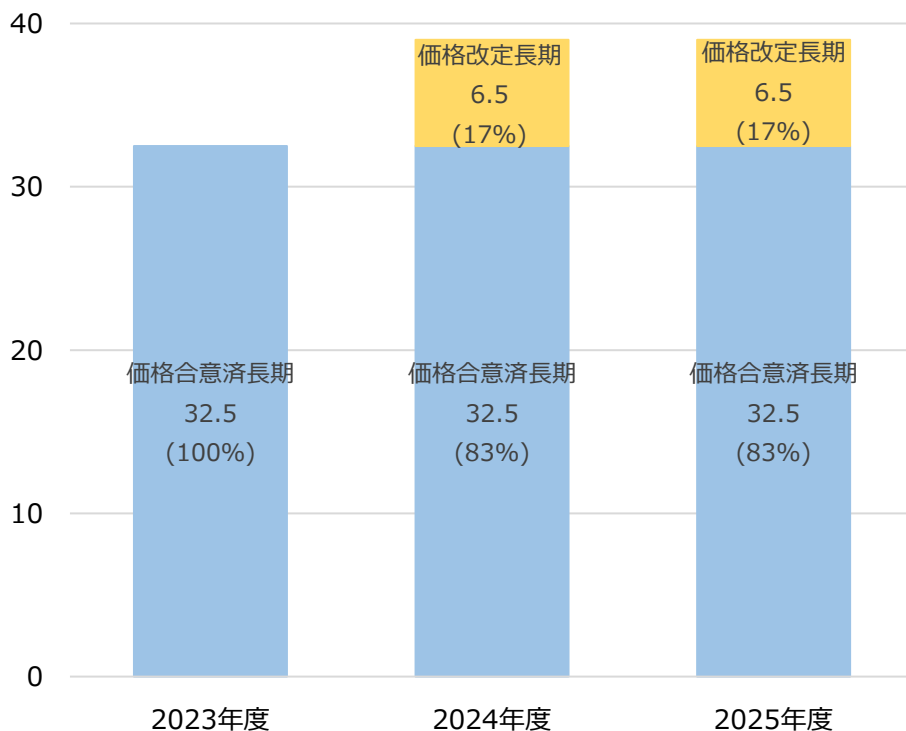
LNG調達国（過去3ヶ年の当社調達国）



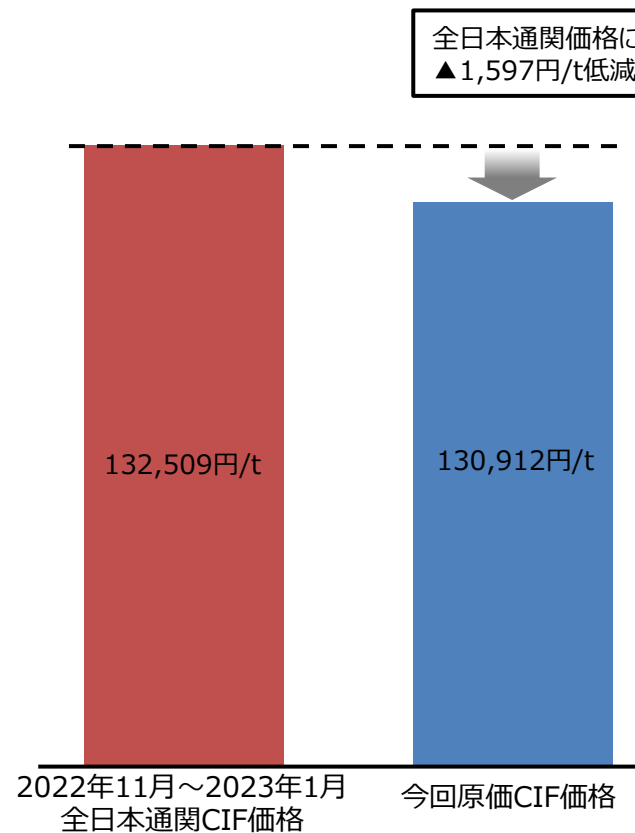
- 今回の原価における調達価格（CIF価格）は、価格が合意済みのものは合意価格、改定がある契約の改定後価格は、足元の交渉状況を踏まえた想定合意価格としました。
- その結果、2022年11月～2023年1月の全日本通関価格（LNG）に対して、▲1,597円/tのコスト低減を反映しています。

調達内訳

50(単位：万トン)



調達価格（CIF価格）



- 当社は、これまではスポット調達も活用してきましたが、原価算定期間の調達については、下記のとおり、複数の対応策を講じることで原油・LNGの全日本通関価格等に連動する長期契約からの調達とし、高値となるスポット調達を織り込まないこととしています。

スポット調達の回避に向けた複数の対応策

対応策	具体的な取り組み
長期契約の数量増減オプション	既存長期契約の数量変更オプションの最大限の行使
燃料在庫管理の最適化	【年間配船計画の最適化による在庫管理】 契約先および共同基地利用者との協議・調整による、当社在庫管理の最適化※ ※ 石狩湾新港発電所については、1ユニットのみの運用のため、定検の有無による消費量の年度間のブレのほか、計画外停止リスクにも適切に対処する必要がある。
	【期中の需要変動への対応】 - 複数社との間で購入・販売に係る売買基本契約を整備し、機動的なスポット売買への対応 - LNGの船陸整合性確認作業期間を短縮し、受入リードタイムを、従来の60日間から世界標準の30日間に短縮

- 燃料としてC重油を使用する発電所は、苫小牧発電所、伊達発電所、知内発電所の3箇所です。
- このうち、知内発電所2号機は、経済性に優れる高硫黄C重油（硫黄分3.6%以下）を使用し、その他は低硫黄C重油（硫黄分0.4～0.5%以下）を使用しています。
- 至近の全国的な製油所の稼働低下および内航船の需給ひっ迫に伴い、ボリュームの確保が難しい状況ですが、石油元売会社との長期契約による数量確保や、当社専用船2隻のフル活用により最大調達に努めています。

主な調達ルート



燃料種別と受入方法

発電所名	燃 種	受入方法
伊達発電所 ①・②号機	低硫黄C重油 (硫黄分0.4%以下)	室蘭事業所経由でパイプライン移送
苫小牧発電所 ①号機	低硫黄C重油 (硫黄分0.5%以下)	主に北海道製油所からパイプライン移送
知内発電所 ①号機	低硫黄C重油 (硫黄分0.4%以下)	石油内航船により、国内製油所・貯蔵所から移送受入れ
知内発電所 ②号機	高硫黄C重油 (硫黄分3.6%以下)	



- 重油購入価格は、国内製油所での生産品については国内市場価格（体系価格）に基づき算定しました。
- 輸入品については、石油元売会社と契約している価格フォーミュラ（国際価格）に基づき算定しました。

[国内製油所による生産品]

- 今回原価の重油全体の94%程度は、輸入C重油に比べて割安な国内生産品を、石油元売会社が供給可能な最大限の数量にて織り込み。
- 価格は、石油元売会社が四半期毎に公表する国内市場価格（体系価格）に基づき算定した。

[石油元売会社による輸入品]

- 国内製油所での生産品の供給上限を超える分（今回原価の重油全体の6%程度）については、石油元売会社による輸入品の調達を前提に織り込み。
- 価格は、石油元売り会社と契約している価格フォーミュラ（国際価格）に基づき算定した。

燃料種別と原価織込みの国産・輸入品区分

発電所名	燃 種	国産／輸入
伊達発電所	低硫黄C重油 (硫黄分0.4%以下)	国産品／輸入品
苫小牧発電所	低硫黄C重油 (硫黄分0.5%以下)	国産品のみ
知内発電所 1 号機	低硫黄C重油 (硫黄分0.4%以下)	国産品のみ
知内発電所 2 号機	高硫黄C重油 (硫黄分3.6%以下)	国産品のみ

- 卸電力市場価格の高騰に伴い、石油火力の価格競争力が増しており、C重油の需要も高まっています。
- 当社は、全国的に内航船が不足している中において、石油内航船2隻を長期契約により確保することで輸送手段の維持に努めています。
- 受入数量の確保については、石油元売会社と年間の調達数量の見込みや受入時期について協議を行うなど、調達量の確保に努めています。

石油内航船 2 隻の確保

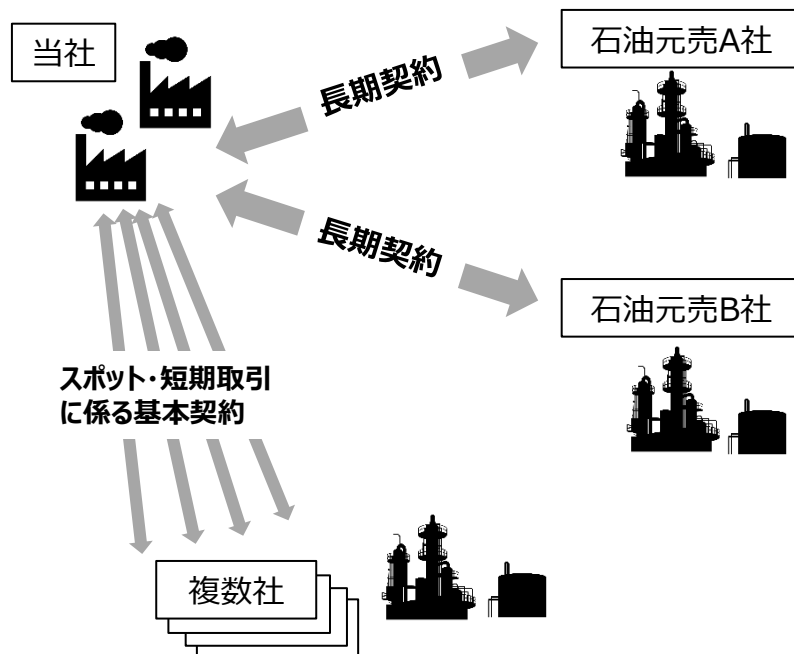
- 海象条件が厳しく滞船が続くことが多い知内発電所向けに、全国的に内航船が不足している中においても、当社専用内航船 2 隻を長期契約により確保することで輸送手段の維持に努めている。



専用船の長期契約
(5,000 kL級× 2 隻)

石油元売会社との長期契約に基づく数量確保

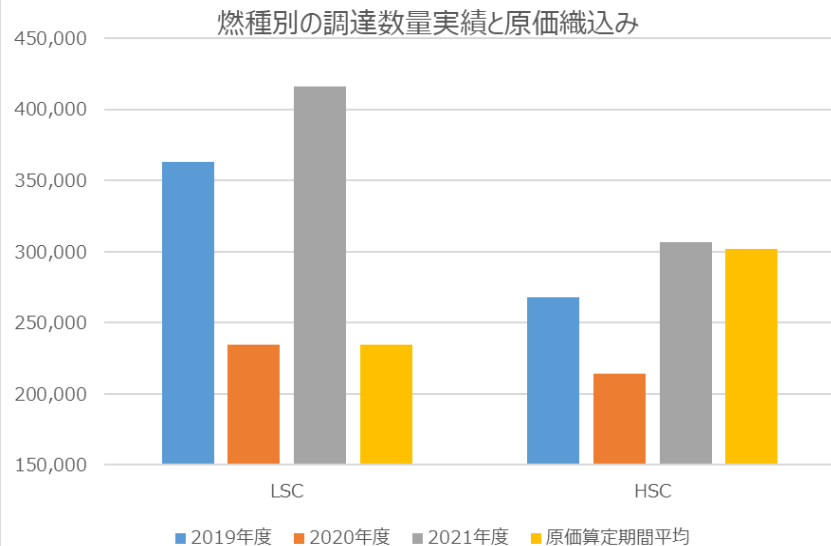
- 石油元売会社との長期契約に基づく調達見込みの共有や受入時期の調整等により、調達量を確保。
- また、機動的なスポット調達に向け、複数社との間でスポット・短期取引に係る基本契約を締結。



- 当社は、石油元売会社と長期契約を締結しており、毎年度が始まる前より重油の調達計画を共有し、一定量のコミットメントをすることで、単価の引き下げ交渉を実施しています。
- 他石油火力発電所に比べて価格競争力のある知内発電所2号機においては、通年での安定的な引き取りにより、石油元売会社の供給力の範囲内において最大量の調達を行い、高い経済性を実現しています。
- また、発電所における受入スペック緩和により、調達の柔軟性拡大とともに価格の引下げを行っています。

経済性に優れる高硫黄C重油の活用

国内製油所の稼働率低下に伴い、高硫黄C重油の調達可能量は減少傾向にあるものの、石油元売会社との間で前広に数量見通しを共有の上で、調達可能な数量を最大限織込み。



*2023年度末をもってLSCを使用する伊達発電所休止予定

重油の受入スペック緩和による価格引き下げ

当社発電所における重油の受入スペックを緩和し、単価の引き下げを実施。

内 容	発電所（出力）	開始年度	効率化額
発熱量下限制約の緩和	知内発電所2号機（350MW）	2021年度～	▲0.8億円／年
硫黄分の緩和	苫小牧発電所1号機（250MW）	2018年度～	▲1.3億円／年