

燃料費について

2023年1月11日
東北電力株式会社

1-1 燃料費の算定結果（1）

- 燃料費は、LNGや石炭価格の高騰による影響で1兆1,299億円となり、前回改定と比較し6,360億円の増加となる見込み。
 - 火力燃料費 : 6,360 億円の増加
 - 核燃料費 : 11 億円の増加
 - 新エネルギー燃料費 : 10 億円の減少

	今回 (2023~2025年度平均) 【A】			前回 (2013~2015年度平均) 【B】			差 【A-B】		
	発電 電力量 (億kWh)	金額 (億円)	単価 (円/kWh)	発電 電力量 (億kWh)	金額 (億円)	単価 (円/kWh)	発電 電力量 (億kWh)	金額 (億円)	単価 (円/kWh)
火力	538	11,226	20.9	566	4,866	8.6	▲28	6,360	12.3
石炭系	270	5,033	18.6	222	868	3.9	48	4,165	14.7
ガス系	257	5,790	22.5	293	3,113	10.6	▲36	2,677	11.9
石油系	11	403	36.6	51	885	17.4	▲40	▲482	19.3
原子力	40	23	0.6	23	12	0.5	17	11	0.1
新エネ	7	50	7.6	10	60	6.2	▲3	▲10	1.5
自社計	585	11,299	19.3	599	4,938	8.2	▲14	6,360	11.1

※端数処理の関係で、合計と内訳が一致しない場合がある

1 - 2 燃料費の算定結果 (2)

- ・ 原価算定期間（2023～2025年度）における、燃料費の内訳は下表のとおり。
- ・ 石油系については、2024年7月の秋田火力廃止により石油火力が全て廃止となる前提で算定している。

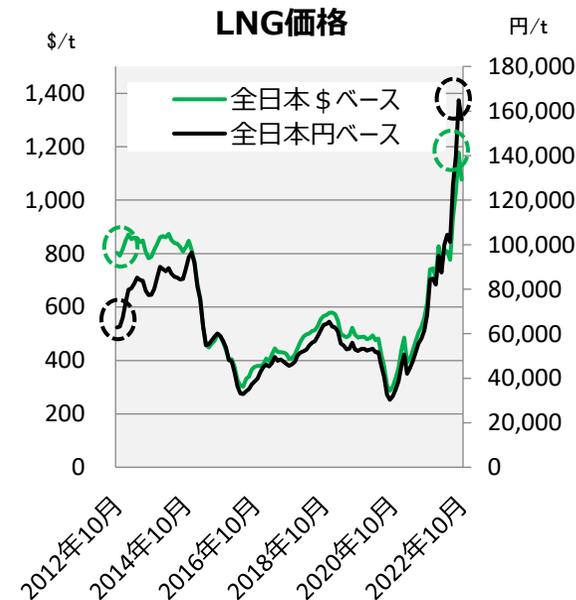
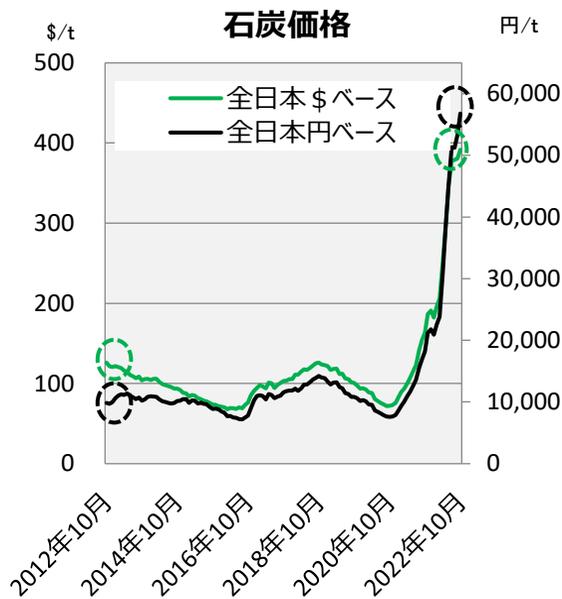
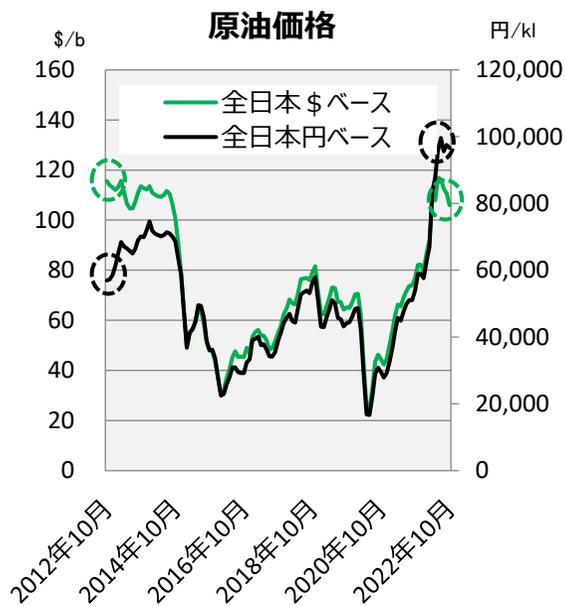
	今回 (2023～2025年度平均)			2023年度			2024年度			2025年度		
	発電 電力量 (億kWh)	金額 (億円)	単価 (円/kWh)	発電 電力量 (億kWh)	金額 (億円)	単価 (円/kWh)	発電 電力量 (億kWh)	金額 (億円)	単価 (円/kWh)	発電 電力量 (億kWh)	金額 (億円)	単価 (円/kWh)
火力	538	11,226	20.9	563	11,902	21.1	519	10,621	20.5	532	11,154	21.0
石炭系	270	5,033	18.6	280	5,212	18.6	270	5,051	18.7	259	4,835	18.6
ガス系	257	5,790	22.5	255	5,691	22.3	243	5,359	22.1	273	6,319	23.1
石油系	11	403	36.6	28	999	35.7	6	221	35.2	0	0	-
原子力	40	23	0.6	3	6	2.5	71	36	0.5	48	26	0.5
新エネ	7	50	7.6	7	53	7.8	7	49	7.4	6	48	7.7
自社計	585	11,299	19.3	573	11,961	20.9	597	10,706	17.9	586	11,228	19.2

※端数処理の関係で、合計と内訳が一致しない場合がある

- ・ 前回改定に比べ、燃料市況は以下のとおりとなっている。

原油：ドルベースで下落、円ベースで上昇

LNG・石炭：ドルベース、円ベースともに上昇



	今回 (2022.7-9月)	前回 (2012.10-12月)	差 (今回-前回)
為替	137.1 円/\$	80.2 円/\$	56.9 円/\$
原油	97,466 円/kl (113 \$/b)	57,651 円/kl (114 \$/b)	39,815 円/kl (▲1 \$/b)
LNG	142,803 円/ t (1,042 \$/t)	64,566 円/ t (806 \$/t)	78,237 円/ t (236 \$/t)
石炭	51,875 円/ t (379 \$/t)	9,800 円/ t (122 \$/t)	42,075 円/ t (257 \$/t)

1-4 火力燃料消費計画

- 前回改定と比較し、火力発電電力量が減少している中で、ユニットの増設（能代3号）等により、石炭および木質バイオマスの消費量は増加。
- 設備老朽化等を踏まえ石油火力を縮小しており、2024年7月の秋田火力4号の廃止により、石油火力が全て廃止となる予定のため、重油・原油の消費量は減少。
- 東日本大震災後に設置した緊急設置電源の廃止により、軽油の消費量は減少。
- FIT買取増や高効率LNG火力発電所へのリプレース（八戸5号、新仙台3号系列、上越1号）等により、LNGの消費量は減少。

		今回				前回	差
		2023年度	2024年度	2025年度	2023-2025 平均	2013-2015 平均	(今回-前回)
重油	千kl	701	151	1	284	936	▲ 652
原油	千kl	0	0	0	0	447	▲ 447
軽油	千kl	8	7	6	7	81	▲ 74
LNG	千kl	3,521	3,380	3,753	3,551	4,288	▲ 737
天然ガス	百万Nm ³	6	7	12	8	237	▲ 229
石炭	千t	9,726	9,475	9,072	9,425	7,648	1,777
木質バイオマス	千t	60	62	60	61	52	9
重油換算消費量	千kl	11,523	10,629	10,728	10,960	12,218	▲ 1,258

※端数処理の関係で、合計と内訳が一致しない場合がある

- 重油、石炭、LNGの価格は、大部分が国際的なマーケットにリンクしている。
- 当社は、燃料需給や市況動向など、内外の諸情勢への感度を高めるとともに、価格体系の多様化等や調達先の分散化等、調達ポートフォリオ全体の最適化を推進することにより、経済性・弾力性・安定性を重視した燃料調達を行っている。

【当社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す

重油		石炭		LNG																			
141,259 円/kl		53,041 円/ t		162,030 円/ t																			
内訳		内訳		内訳																			
<table border="1"> <tr> <th colspan="2">CIF価格</th> </tr> <tr> <td>燃料代、運賃、保険料</td> <td>98.0%</td> </tr> </table>		CIF価格		燃料代、運賃、保険料	98.0%	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">CIF価格</th> </tr> <tr> <td>燃料代、運賃、保険料</td> <td>96.9%</td> </tr> </table>		CIF価格		燃料代、運賃、保険料	96.9%	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">CIF価格</th> </tr> <tr> <td>燃料代、運賃、保険料</td> <td>97.0%</td> </tr> </table>		CIF価格		燃料代、運賃、保険料	97.0%						
CIF価格																							
燃料代、運賃、保険料	98.0%																						
CIF価格																							
燃料代、運賃、保険料	96.9%																						
CIF価格																							
燃料代、運賃、保険料	97.0%																						
<table border="1"> <tr> <th colspan="2">その他</th> </tr> <tr> <td>石油石炭税</td> <td>1.8%</td> </tr> <tr> <td>諸経費等</td> <td>0.2%</td> </tr> </table>		その他		石油石炭税	1.8%	諸経費等	0.2%	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">その他</th> </tr> <tr> <td>石油石炭税</td> <td>2.6%</td> </tr> <tr> <td>諸経費等</td> <td>0.5%</td> </tr> </table>		その他		石油石炭税	2.6%	諸経費等	0.5%	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">その他</th> </tr> <tr> <td>石油石炭税</td> <td>1.1%</td> </tr> <tr> <td>諸経費等</td> <td>1.9%</td> </tr> </table>		その他		石油石炭税	1.1%	諸経費等	1.9%
その他																							
石油石炭税	1.8%																						
諸経費等	0.2%																						
その他																							
石油石炭税	2.6%																						
諸経費等	0.5%																						
その他																							
石油石炭税	1.1%																						
諸経費等	1.9%																						

【当社原価織込みCIF価格と全日本CIF価格の比較】

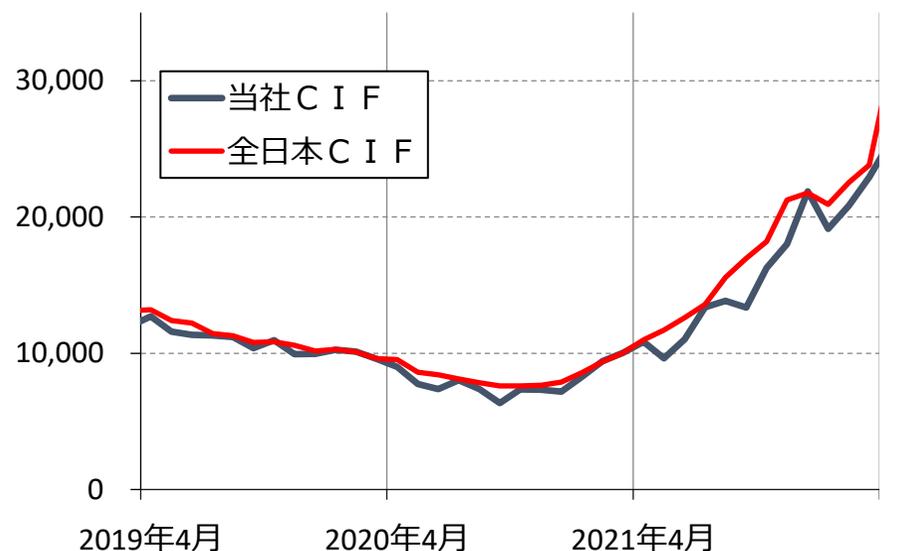
	重油	石炭	LNG
原価織込みCIF ①	138,420 円/kl	51,399 円/ t	157,112 円/ t
全日本CIF (2022年7-9) ②	97,466 円/kl※	51,875 円/ t	142,803 円/ t
差 ①-②	40,954 円/kl	▲476 円/ t	14,309 円/ t

※原油の全日本CIF価格を記載

- ・ 当社CIF価格（石炭、LNG）は、過去3か年の全日本通関CIF価格との比較において、競争力のある水準を確保。
- ・ LNGの2021年度については、厳冬や、2022年3月発生 of 福島県沖地震による複数の石炭火力発電所の停止影響により、スポット市況の高騰下において緊急追加調達を行ったことなどから、当社CIF価格と全日本CIF価格は同水準となった。

【石炭 CIF価格の推移】

(単位：円/t)



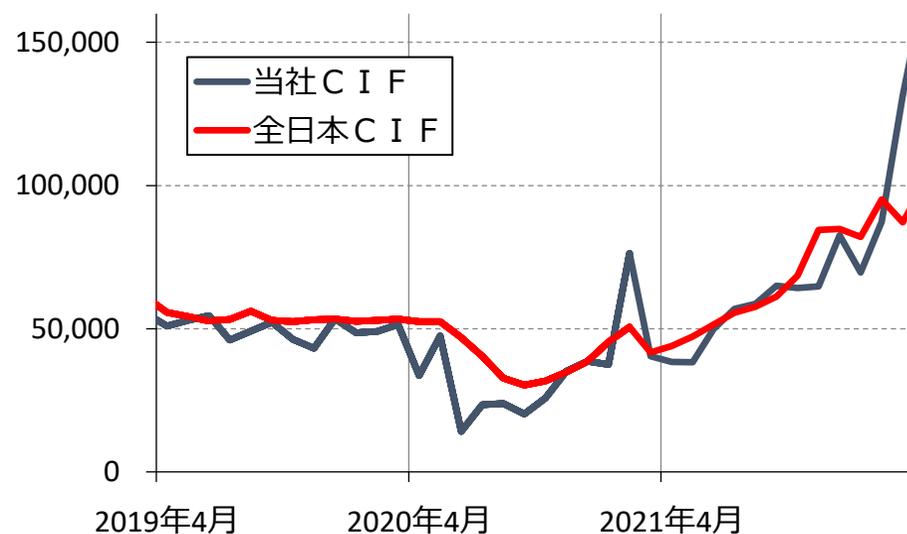
(単位：円/t)

	2019年度	2020年度	2021年度
当社CIF	10,673	8,068	16,187
全日本CIF	11,018	8,452	17,868

比較 (当社/全日本)	0.97	0.95	0.91
----------------	------	------	------

【LNG CIF価格の推移】

(単位：円/t)



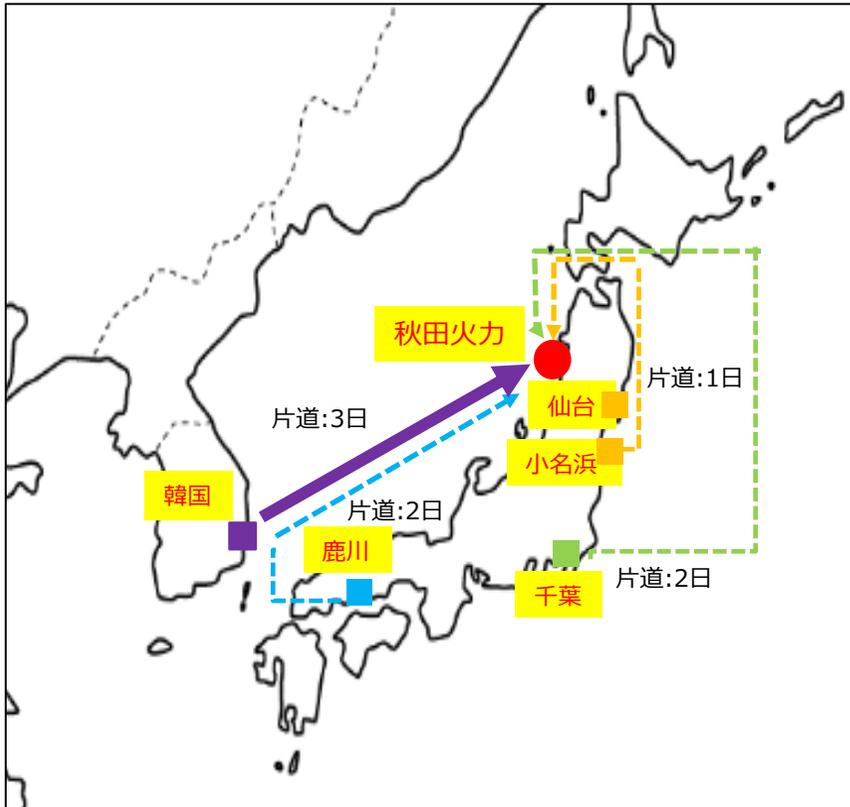
(単位：円/t)

	2019年度	2020年度	2021年度
当社CIF	49,437	37,626	70,625
全日本CIF	53,527	41,256	70,033

比較 (当社/全日本)	0.92	0.91	1.01
----------------	------	------	------

- 当社において、発電用C重油を使用しているのは、現在秋田火力発電所4号のみであり、2024年7月に廃止予定。
- 発電所における環境規制に対応するため、低硫黄のC重油（硫黄分0.2%以下）のみを使用。
- 内航船の需給環境のひっ迫が継続していることから、石油火力の高稼働時には外航船による受入を増やすことで所要量を確保。

【発電所・出荷地位置】



※秋田火力は日本海に面しており、特に冬季は天候の悪化による滞船のリスクも考慮する必要がある

【受入実績（推定実績含む）および燃料油の調達】



- ✓ 低硫黄C重油は、供給量が限定的であり調達リードタイムが必要になることから、需要が増加する時期を見越して、一定数量の調達を需要期前に行うことで、経済的かつ安定的な燃料確保を実施。

【輸送力の確保】

- ✓ 秋田火力発電所では、着岸条件により小型SR船型（5千kl型）のみ受入可。
※小型SR船型（2千kl型）や大型MR船の受入不可。
- ✓ 国内の石油需要の低下を受け、輸送船の新造が低迷している一方で、国内製油所の合理化に伴う製油所間転送等の用途での需要が増えたことで、スポット傭船可能な内航船が減少していることから、安定輸送のため2021年度下期から内航専用船を導入。

- ✓ 秋田火力へ入港可能な外航船には限りがあることから、大手商社複数社と連携し、入港実績のある外航船を継続して利用できるよう供給体制を構築。



重油外航船（5,000 k L級タンカー）

- 原油の価格は、地域ごとに流通量が多い原油の価格を指標として参照することが一般的（例：中東はドバイ原油、欧州はブレント原油、東南アジアはミナス原油）。
- 全日本通関原油価格（JCC）は、比較的硫黄分の高い中東産原油（ドバイ原油価格を指標）が8割以上。
- 当社の調達価格については、秋田火力発電所で受入可能な燃料が低硫黄C重油（硫黄分0.2%以下）のみであることから、JCCより高い水準で推移。

【原価織込み重油CIF価格における単価設定の考え方】

【国産重油】 石油元売のC重油体系価格に基づき設定。一般的に硫黄分が低いほど、価格は高くなる。

国産重油については、製油所合理化等の影響により生産量が少なくなっているため、受入全体に占める国産重油の割合は小さい（1割程度）。

【輸入重油】 取引先と取り交わしている価格フォーミュラ（MOPS+プレミアム）に基づき設定。価格フォーミュラは、シンガポールにおける低硫黄重油価格の指標MOPS Marine Fuel0.5%（硫黄分0.5%）に、同発電所で受入可能な硫黄分等の品位調整や輸送に係る費用等を含んだプレミアムを加えて算定される。輸送距離が長く（シンガポール⇒韓国⇒秋田）、韓国で大型船から秋田火力発電所に着積可能な小型船への積み替えが必要となり、輸送コストや韓国のタンク保管料がかかることから、国内重油よりも価格は高くなる傾向。

【原価織込み重油CIF価格と全日本通関原油価格との比較】

原価織込み重油CIF価格 ①	138,420 (円/kl)
全日本通関原油価格 ② (2022年7-9月実績)	97,466 (円/kl)
差 ①-②	40,954 (円/kl)

※当社の原価織込みは重油のCIF価格。全日本通関原油価格は原油のCIF価格
 ※以前は、硫黄分の低い原油も調達を行っていたが、消防法に基づく保安検査期限を迎えたことから、今後の地点廃止を見据え、効率的なタンク運用を実施することで補修コストを削減するべく、2022年6月にタンクを廃止

【燃料油価格推移】

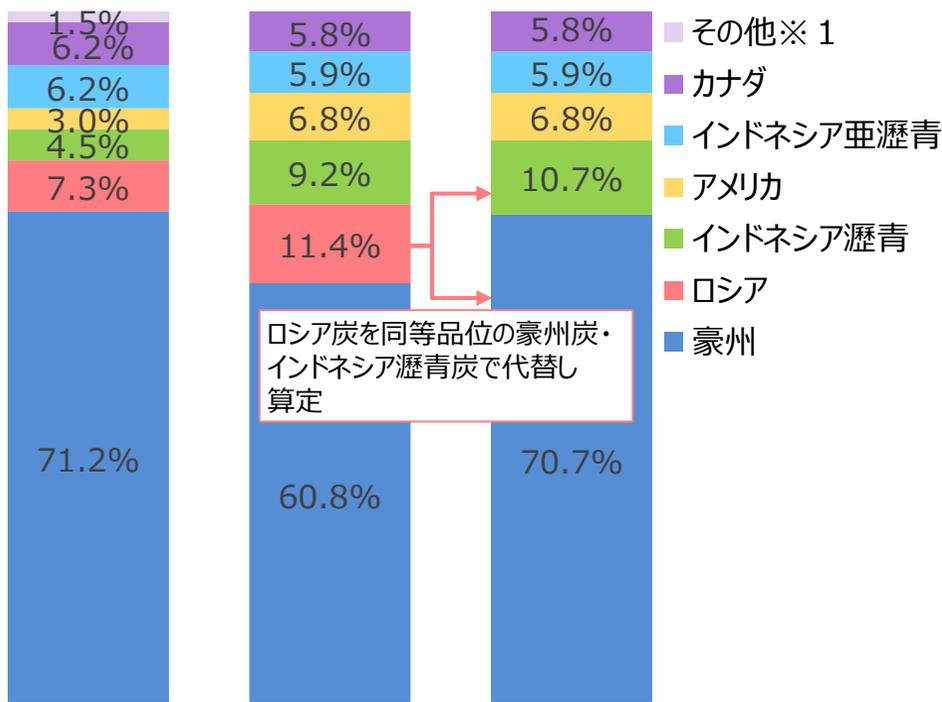
(単位：\$/b)



※MOPSは、中東産原油を中心としたドバイよりも概ね割高に推移

- 燃料費調整制度の前提となる、申請日時時点で公表されている各国別の直近3か月（2022年7-9月）の一般炭の全日本通関CIF価格を国別の調達数量比率にて加重平均し、石炭調達価格を算定。
- 国別の調達数量比率については、当社の過去3か年（2019-2021年度）の国別調達数量比率を基に、ロシア炭を同等品位の豪州炭・インドネシア瀝青炭で代替し算出した。
- 2022年7-9月の一般炭の全日本通関CIF価格と比較し、▲476円/t（約45億円/年相当）のコスト削減を反映している。

【国別の調達数量比率】



※1 中国、南アフリカ、コロンビア

※2 2019-2021年の自社の国別比率

【原価織り込み石炭CIF価格と全日本通関石炭価格との比較】

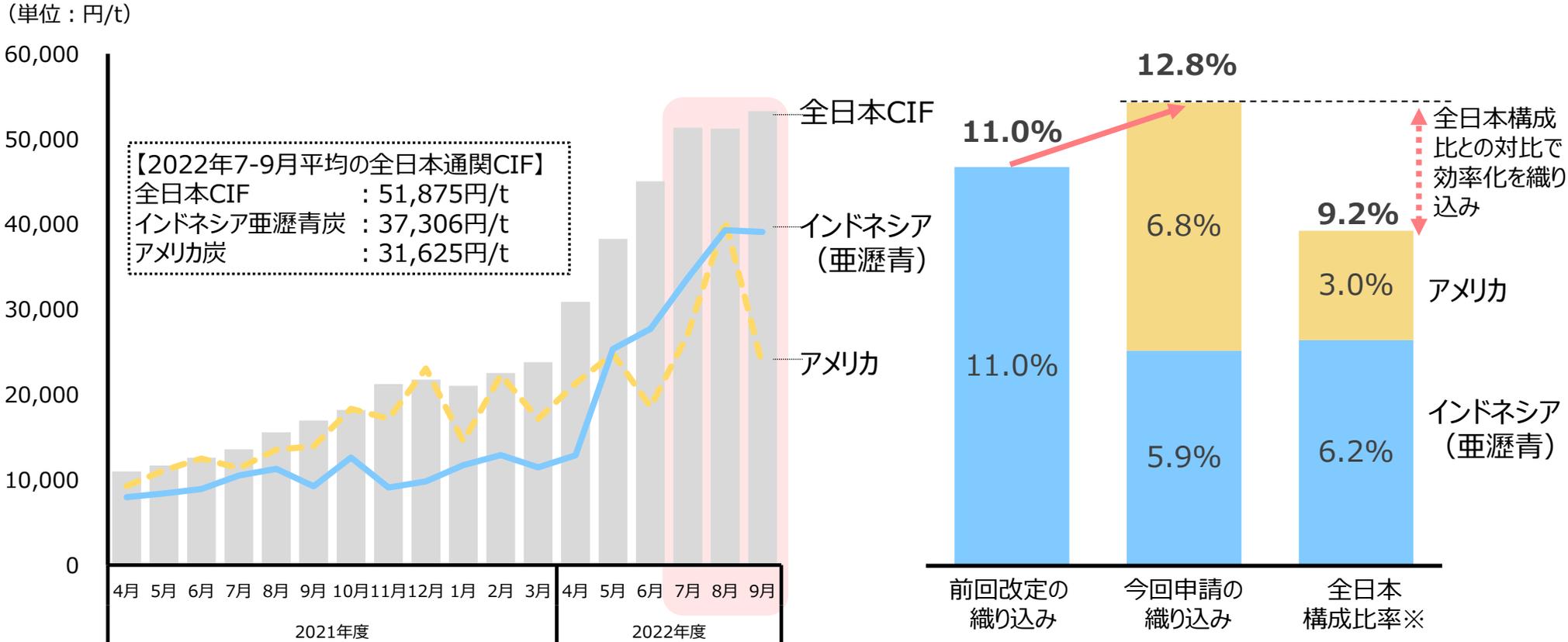
原価織り込み石炭CIF価格 ①	51,399 (円/t)	3か月(2022年7-9月)の全日本国別CIF単価×国別比率により算定
全日本通関石炭価格 ②	51,875 (円/t)	3か月(2022年7-9月)の全日本通関CIF単価(全輸入国の平均価格)
差 ①-②	▲476 (円/t)	

全日本通関CIF価格対比で▲476円/t
= 約45億円/年のコスト削減相当

全日本通関CIF価格を国別にみた場合、当社原価では、比較的低価格であるインドネシア亜瀝青炭およびアメリカ炭の割合が大きい
(☞次ページで説明)

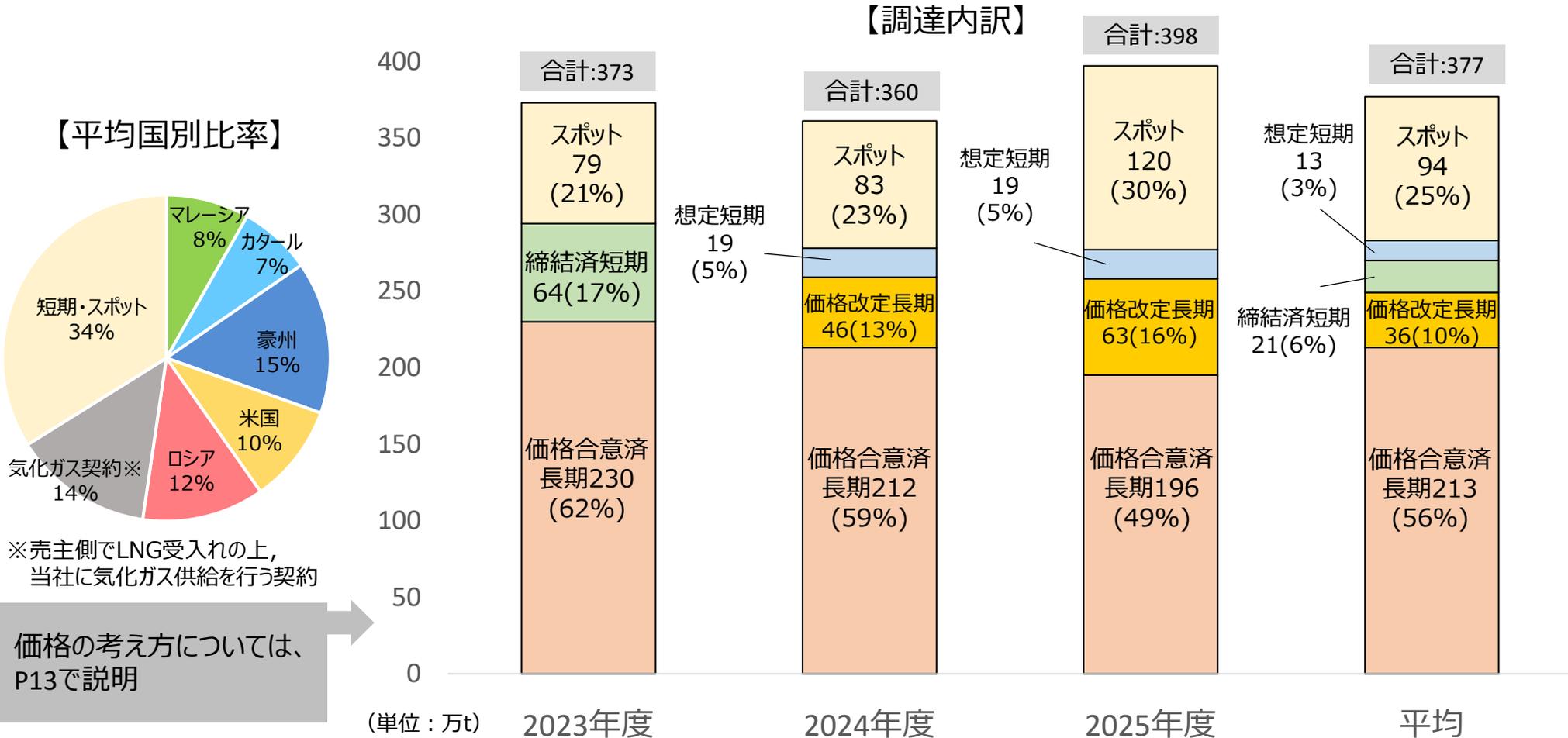
- 当社は、割安な低品位炭の受入拡大により、燃料費の低減に努めてきた。
- 今回申請においては、燃料費調整制度の前提となる、申請日時点で公表されている直近3か月（2022年7-9月）の一般炭の全日本CIF価格が「51,875円/t」であるのに対し、インドネシア亜瀝青炭は「37,306円/t」、アメリカ炭は「31,625円/t」となっている（低熱量等、比較的低位である傾向が原因と推定される）。
- 当社は、全日本構成比率を上回る、これら割安な低品位炭の調達拡大実績を基に、今回の算定を行うことで、石炭調達コストを低減。

【全日本通関CIFにおけるインドネシア亜瀝青炭およびアメリカ炭の価格推移】 【インドネシア亜瀝青炭・アメリカ炭の原価への織り込み（調達数量に占める比率）】



※2022年7-9月全日本通関CIF

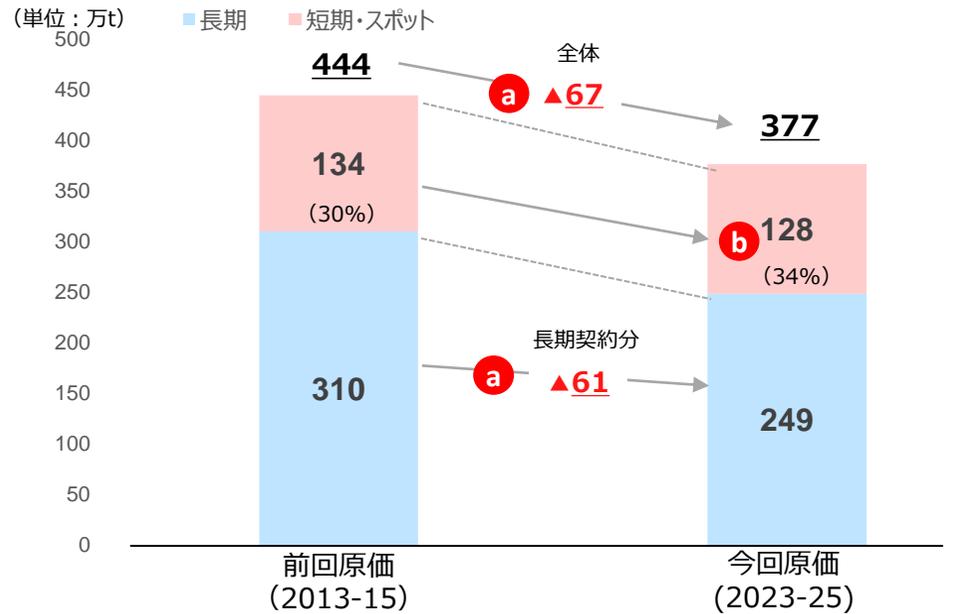
- 原価算定期間における当社のLNG調達内訳は下図のとおり。調達国の多様化により、リスク分散を図っている。
- 原価算定期間の調達については、所要数量に対して確保済みの契約で不足する数量は、スポットや短期契約（想定短期）で確保することとした。



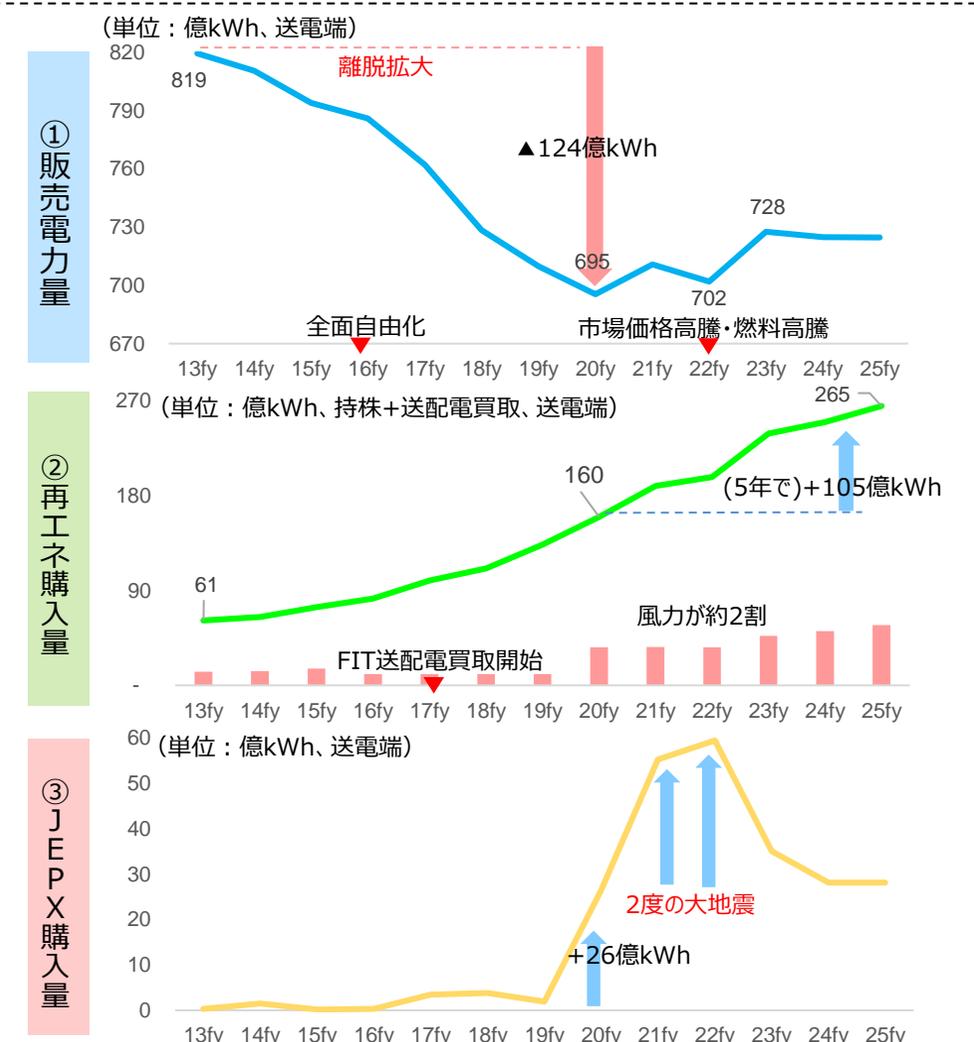
【参考】当社のLNG調達ポートフォリオについて

- 競争の激化による販売電力量の減少の影響などから、当社のLNG全体の消費量は減少している。これに対し、LNG火力は電力需給の実質的な調整役を担うため、長期の引取が義務となる長期契約を削減して対応している。
- また、当社エリアでは今後、風力発電の更なる拡大や原子力の再稼働が見込まれることに加え、冬場の需要増が年々先鋭化している状況にある。こうした電力需給の変動に柔軟に対応する必要性が増しており、変動に対応しながら効率的・安定的な供給を維持するため、その受け皿として調達柔軟性の高いLNGスポットを一定量確保することが不可欠となっている。

【LNG調達の前回今回差（3カ年平均）】



- a 全体ボリュームの減少**
 ……①小売販売電力量の減の他、②再エネの増、③JEPX利用量増により、LNG消費量は減少。長期間かつ年間通じて平均的供給される長期契約の更新のリスクが高まり、主に長期契約を減少。
- b 一定量のLNGスポットの必要性**
 ……上記①②③等の電力需給の変動に加え、冬季需要先鋭化によりLNG消費のボトム・ピーク差が拡大。ピーク需要の受け皿として、JEPXからの調達に加え、調達柔軟性の高いLNGスポットの一定量確保が不可欠。



- 長期契約については、価格が合意済みのものは合意価格とする（合意済み価格の見直しは、現実的に極めて困難）。
- 価格改定がある契約の改定後価格は、全て一律に、現行価格据え置きとした（少なくとも2025年度までは世界的な需給逼迫状態が継続すると考えられ、売主からの値上げ要求が想定されるが、交渉努力により現行価格を維持する考え）。
- スポット価格については、2022年7-9月全日本通関実績より抽出したスポット価格の加重平均とした（下図参照）。2024、2025年度については、効率化努力として一部数量を想定短期契約により確保する前提で織り込み。これにより、約33億円/年の効率化を見込む。

全日本通関統計実績（2022年7-9月）

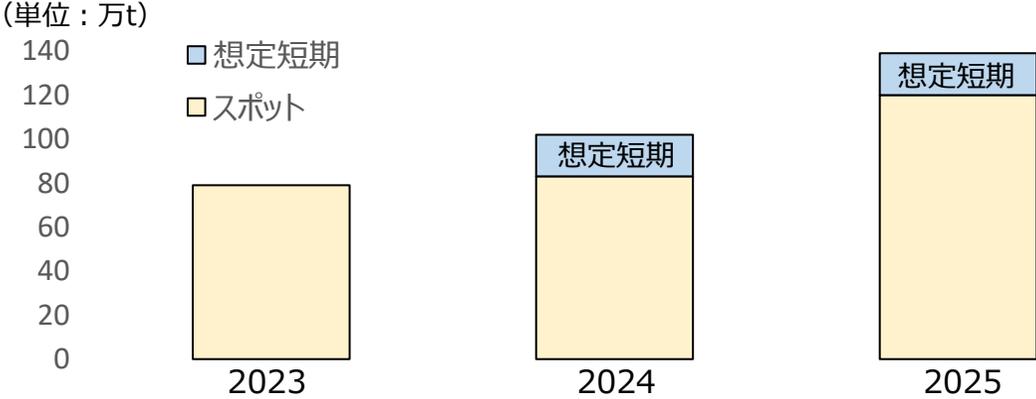
推定スポット契約			
月	7月	8月	9月
単価 (\$/MMBtu)	31.86	35.88	44.78
構成比	17%	23%	23%

通関数量・単価より判別

推定ターム契約			
月	7月	8月	9月
単価 (\$/MMBtu)	14.84	15.18	16.08
構成比	83%	77%	77%

【推定スポット単価】
7-9月 加重平均価格

【想定短期】
単価・数量について、ロシア・ウクライナ情勢悪化後に締結の短期契約を参照
(単価：想定短期 < 推定スポット)



全量をスポット調達する場合と比較して約33億円/年の効率化
(2024、2025年度 各50億円、計100億円)

- 当社LNG長期契約の概要は以下のとおり。

プロジェクト名	国名	売主	年間基本数量	契約年数	契約期間
マレーシアⅡ	マレーシア	マレーシアLNG社	37万t	10年	2016/4/1 - 2026/3/31
カタールⅢ	カタール	カタール液化ガス3社	18万t	16年	2015/1/1 - 2030/12/31
ウィートストーン	オーストラリア	シェブロン社, ウッドサイド社 クフベック社	57万t	20年	2017/4/1/ - 2037/3/31
サハリンⅡ	ロシア	サハリン・エナジーLLC社	45.5万t	20年	2010/4/1 - 2030/3/31
トタルキャメロン	米国	トタル・エナジー社	2021-2024年 14万t 2025-2040年 27万t	22年	2018/1/1/ - 2040/12/31
DGIキャメロン	米国	DGI社	21万t	18年	2022/1/1/ - 2040/12/31
八戸	気化ガス契約※	ENEOS株式会社	20万t	20年	2015/4/1 - 2035/3/31
上越	気化ガス契約※	中部電力ミライズ株式会社	20~40万t	20年	2022/12/1 - 2043/5/31

※売主側でLNG受入れの上、当社に気化ガス供給を行う契約。

- 当社は、自社の石炭火力発電所の能代火力発電所（A:合計出力180万kW）および原町火力発電所（B:合計出力200万kW）において、地域の未利用材を原料とした木質バイオマス燃料を石炭と混焼することで、CO₂排出抑制に取り組んでいる。

A 能代火力発電所

所在地：秋田県 能代市

使用期間：2012年度～

燃料種：木質チップ

使用原料：地域の未利用材

使用形態：石炭混焼（混焼率・重量比1%）



木質バイオマス燃料



B 原町火力発電所

発電所：福島県 南相馬市

使用期間：2015年度～

燃料種：木質チップ

使用原料：地域の未利用材

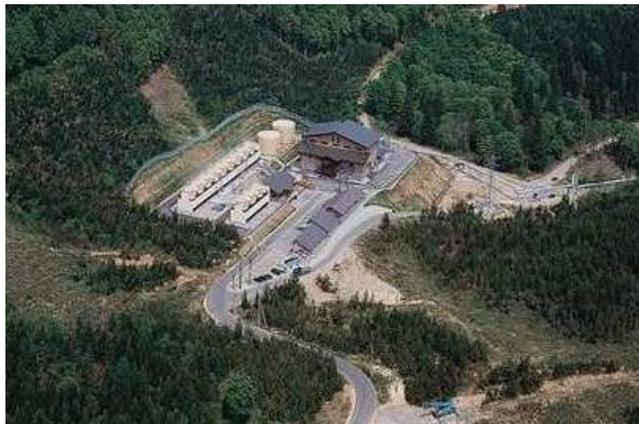
使用形態：石炭混焼（混焼率・重量比1%）

- 葛根田、上の岱、澄川、柳津西山において地熱を活用した発電を行っている。
- 先見的に地熱発電に取り組んできたが、地下からの蒸気量の減衰と設備の経年化を踏まえ、葛根田地熱1号機の廃止などを行ったことから、現在は4ユニット合計で約13.9万kW（日本全体の約33%※）の発電設備容量を有している。
- 燃料費には、蒸気供給会社から地熱蒸気を購入するための地熱蒸気料を計上している。

澄川地熱発電所（50,000 kW）



上の岱地熱発電所（28,800 kW）



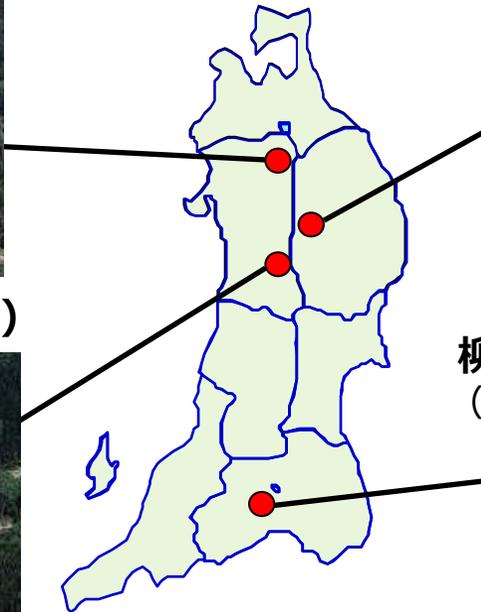
葛根田地熱発電所（30,000 kW）

（1号機：2022年10月廃止 2号機：30,000 kW）



柳津西山地熱発電所（30,000 kW）

（2017年8月に65,000 kWから出力を変更）



※出典元：資源エネルギー庁「電力調査統計(2022年度)」

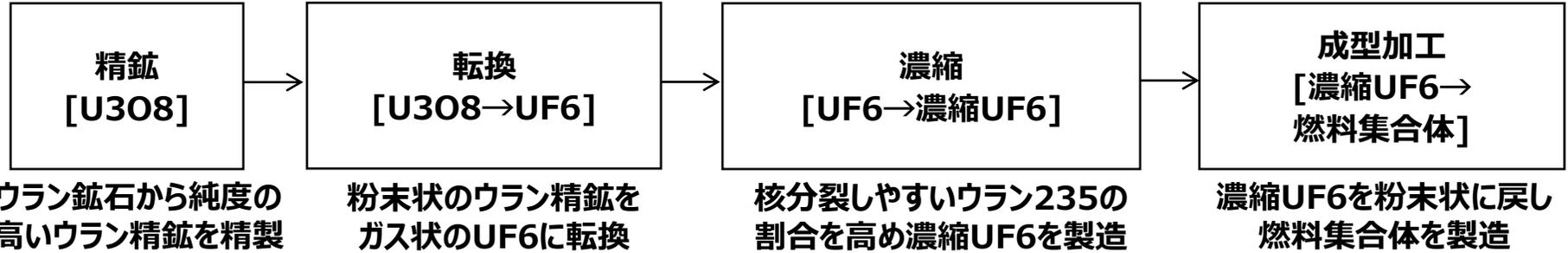
- 核燃料費は、原子力運転計画に基づき算定している。
- 核燃料減損額については、装荷核燃料の取得原価のうち、当期の燃焼相当分を費用計上している。
- 発電電力量の増や核燃料減損修正損に伴い、前回改定に比べ、約11億円の増となっている。

		今回（2023～2025年度平均）						前回（2013～2015年度平均）						今回－前回		
		核燃料費 (百万円)	(年度展開)			電力量 (百万kWh)	単価 (円/kWh)	核燃料費 (百万円)	(年度展開)			電力量 (百万kWh)	単価 (円/kWh)	核燃料費 (百万円)	電力量 (百万kWh)	単価 (円/kWh)
			2023 年度	2024 年度	2025 年度				2013 年度	2014 年度	2015 年度					
核燃料 減損額	1号機															
	女川 2号機	2,077	130	3,639	2,461	4,040	0.514	-	-	-	-	-	-	2,077	4,040	0.514
	3号機	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	東通 1号機	-	-	-	-	-	-	1,193	-	-	3,578	2,339	0.510	▲1,193	▲2,339	▲0.510
	小計	2,077	130	3,639	2,461	4,040	0.514	1,193	-	-	3,578	2,339	0.510	884	1,701	0.004
核燃料減損修正損		224	515	-	156	-	-	-	-	-	-	-	-	224	-	-
濃縮関連費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計		2,300	645	3,639	2,618	4,040	0.569	1,193	-	-	3,578	2,339	0.510	1,107	1,701	0.059

- ✓ 端数処理により、合計値は必ずしも一致しない
- ✓ 核燃料減損修正損とは、燃料取出時に設計燃焼度に対して実績燃焼度の未達がある場合に、電気事業会計規則に基づき費用として計上するもの
- ✓ 濃縮関連費とは、日本原燃(株)のウラン濃縮設備を廃止する際の廃止措置費用等について、電気事業会計規則に基づき計上するもの

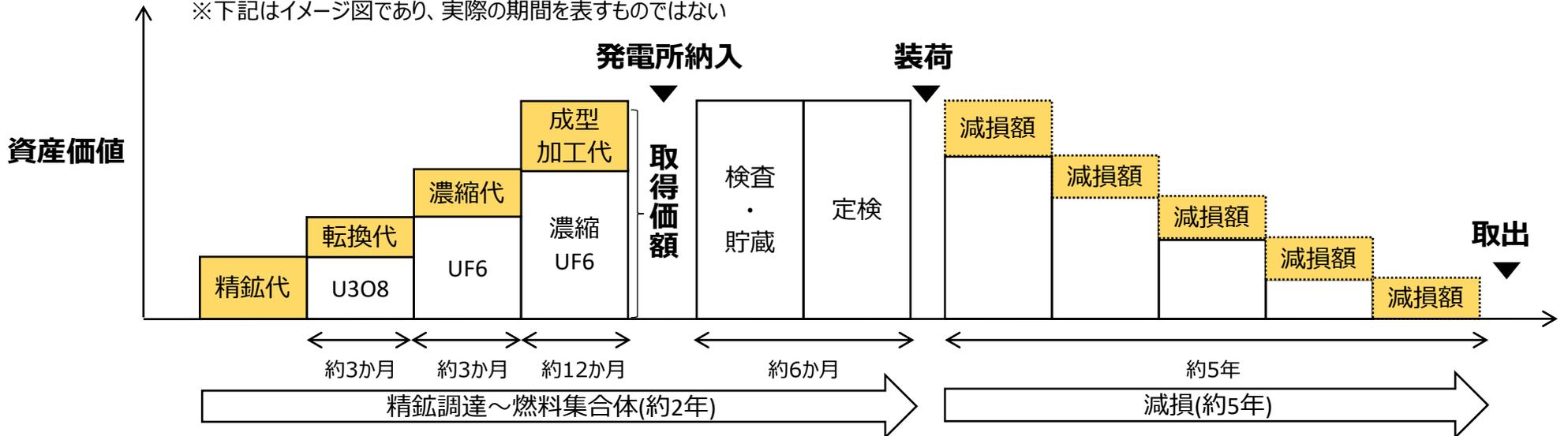
・ ウラン精鉱の調達から原子力発電所に装荷する燃料集合体を製造し、装荷された燃料集合体の燃焼が完了するまでに、およそ7年程度を要する。

【原子燃料の加工工程】



(参考) ライフサイクルのイメージ

※下記はイメージ図であり、実際の期間を表すものではない



- 中長期的な燃料費の低減に向けて、燃料調達における市場の構造変化を捉え、価格体系の多様化や調達先の分散化、デリバティブ取引の活用等、調達ポートフォリオ全体の最適化を一層推進し、経済性・弾力性・安定性のさらなる向上に取り組む。

【重油】

- ✓ 複数の大手元売りや大手商社といった供給元との間で相対交渉を実施し、需要が増加する時期を見越して、一定数量の調達を需要期前に行うことで、経済的かつ安定的な燃料確保を実施。

【石炭】

- ✓ 受入可能な石炭の拡大検討を進め、さらなる調達ソースの多様化による価格低減や調達の安定性・柔軟性向上を追求。
- ✓ 石炭輸送における脱炭素化への対応として、LNG・アンモニアを燃料とする次世代型石炭輸送船の導入検討を実施し、「燃料輸送における低炭素化」、「輸送費低減」および「安定供給」の同時実現を図る。
- ✓ AIによる石炭配船計画最適化システムの導入の効果検証を踏まえ、発電所での燃料運用最適化等、AI等のデジタル技術の導入範囲の拡大を検討。

【LNG】

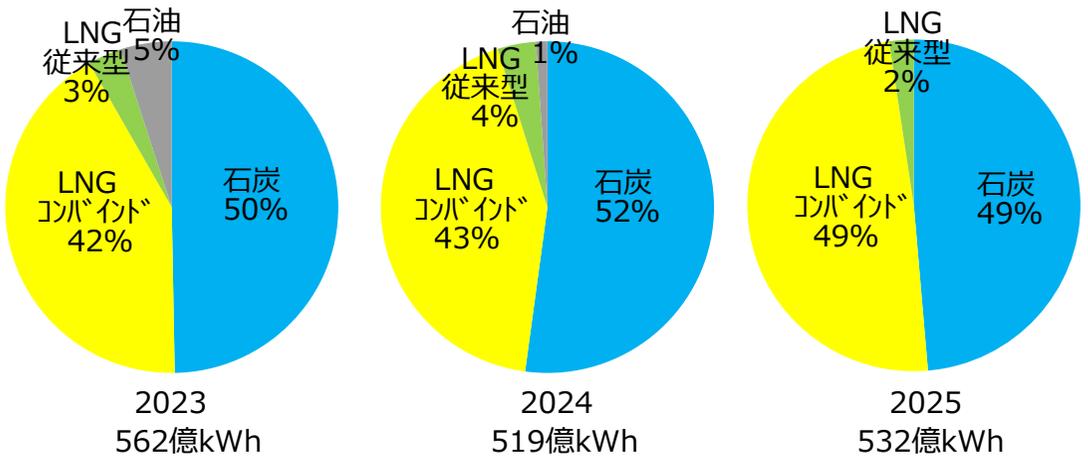
- ✓ 調達先の分散化を図るため、米国シェールガスや東アフリカのモザンビークLNGプロジェクトなどの新規契約を締結。
- ✓ 米国天然ガス価格、全日本通関LNG価格連動といったような、従来とは異なる価格体系を採用。
- ✓ LNG仕向地規制の撤廃・緩和により調達弾力性を追求。
- ✓ 受入可能なLNG品位の拡大と市況を捉えた競争的手法によりコスト競争力を追求。

【原子燃料】

- ✓ 東日本大震災以降の原子力発電所の長期停止や再稼働の遅延、女川1号機の廃炉決定等を受け、核燃料資産の積み上がりを抑制すべく、既存契約における引取数量の削減・後年次への繰り延べ等により、調達数量の削減を実施。
- ✓ 上記に加え、将来需要については調達先の分散化を基本としつつ、柔軟性および経済性を追求。

- 火力の設備稼働率が低下する中ではあるが、補修計画や発電方式の特性を踏まえ、発電燃料単価が安価な石炭、LNG、石油の順番に発電電力量を配分することで、燃料費の低減に努めている。
- 具体的には、安価な石炭火力をベースに、LNG火力は熱効率が低いコンバインドサイクル※1を極力高稼働とし、残りの部分を従来型※2のLNG火力と石油火力に配分としている。

【燃料別の自社火力発電電力量(発電端)割合】



【自社火力の運転中利用率】

燃料別		運転中利用率※3 [%]	発電燃料単価※4
石炭	A	92	0.5
	B	92	0.5
LNG	C	80	0.6
	D	69	1.1
	E	77	1.0
	F	88	1.2
	G	31	1.5
	H	58	1.1
	I	93	0.4
	石油	J	50

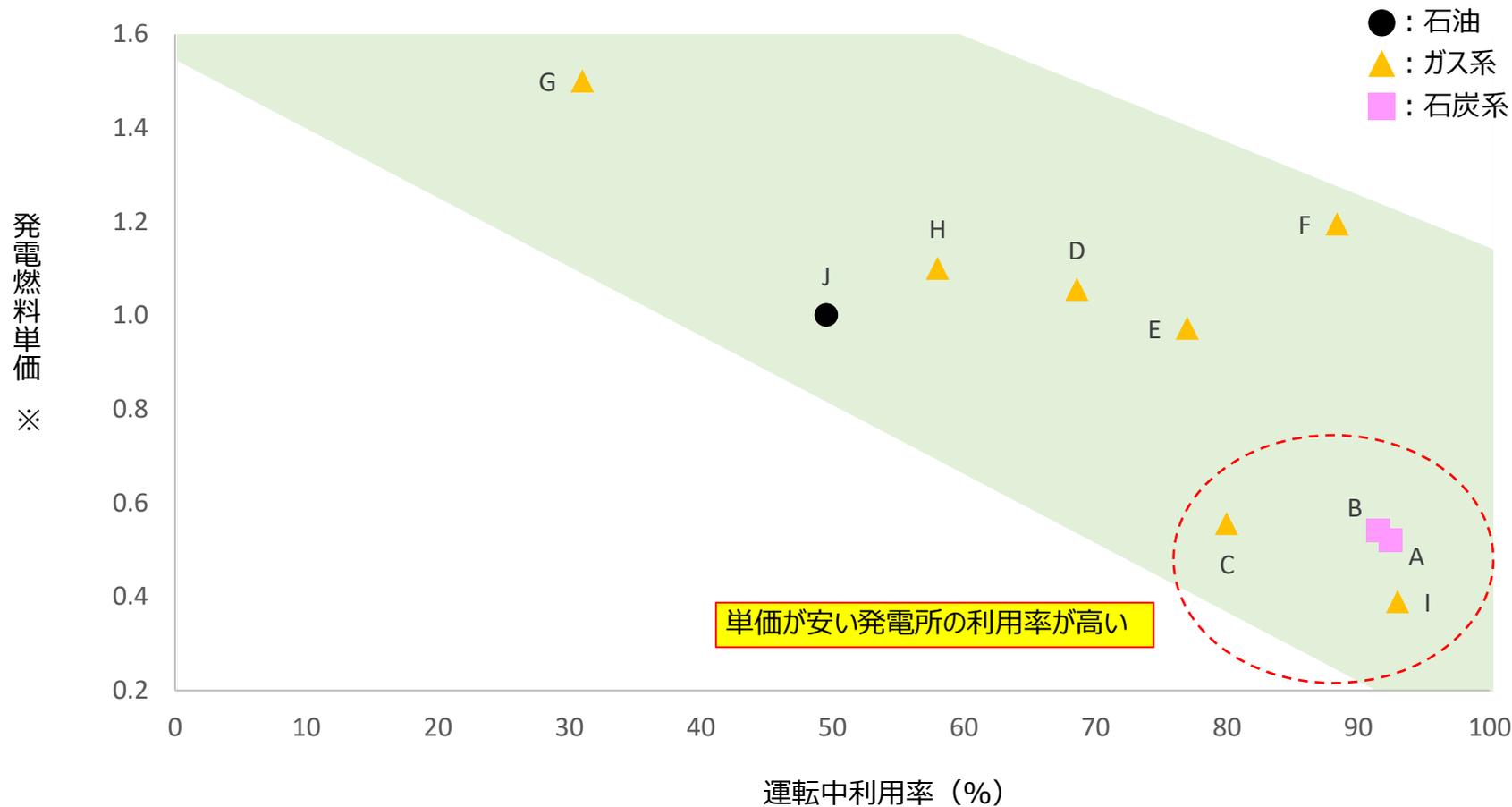
※1 ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電設備。燃焼器でガスを燃やし、その燃焼ガスでガスタービンを回して発電し、さらにその高温ガスの廃熱を回収し、蒸気を発生させ、蒸気タービンを回して発電する方式。

※2 ボイラーで発生した蒸気をタービンに導き、蒸気タービンを回して発電する従来型の方式。

※3 発電電力量を「補修による停止期間を除いた時間×定格出力(ガスタービンは大気温度による出力低下も考慮)」で除した値(%)。運転中利用率、発電燃料単価は、ともに2023～2025年度の3か年平均値。

※4 石油火力を1.0とした場合の指数。

- 発電燃料単価の安い火力機を高稼働にするメリットオーダーの考え方にに基づき計画。
- 具体的な火力発電所の運転中利用率と発電燃料単価の関係は下表のとおり。



※縦軸は石油火力を1.0とした場合の指数