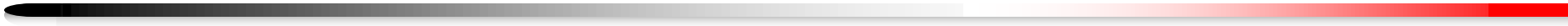


燃 料 費

2 0 2 3 年 1 月 1 1 日
四国電力株式会社



火力燃料費

1. 自社火力の発電電力量（前回改定との比較）

- 自社火力の発電電力量（発電端）は、F I T電源をはじめとする他社受電（新エネ）が27億kWh増加したことなどにより28億kWh減少。
- 燃料別には、ピーク電源である石油系火力が大きく減少。

(億kWh)

		今回 (2023～25年度平均)	前回 (2013～15年度平均)	今回－前回
自社火力計		121	149	▲28
	石油系	13	39	▲27
	ガス系	32	35	▲3
	石炭系	76	75	2
(参考) 他社受電（新エネ）		34	7	27

(注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。次ページ以降同様。

○ 前回改定と比較し、

- ・重原油は、発電電力量の減により減少。
- ・C O G（コークス炉ガス）は、発電所とコンビナートを形成する化学会社からの受給量が減少。
- ・石炭は、発電電力量は増加したものの、西条1号機の高効率機へのリプレイスにより減少。

			2023年度	2024年度	2025年度	平均 (今回)	2013-15 (前回)	今回－前回
石油系	重油	千kl	363	194	336	298	711	▲413
	原油※	千kl	-	-	-	-	183	▲183
	軽油	千kl	1	1	2	1	6	▲5
ガス系	LNG	千t	312	296	304	304	283	21
	C O G	百万m ³ N	500	500	500	500	700	▲200
石炭系	石炭	千t	2,272	2,932	2,774	2,659	2,743	▲84
	バイオマス	千t	5	5	8	6	8	▲2

※原油ユニットの阿南4号機は2019年から長期計画停止

2-2. (1) 火力燃料費の算定結果

○ 火力燃料費については、2023年度は定期検査等に伴う石炭火力の稼働減により2,271億円、2024年度は2,436億円、2025年度は2,504億円となり、3ヵ年平均で2,403億円となる見込み。

(億円、億kWh、円/kWh)

	今回 (2023～25年度平均)			2023年度			2024年度			2025年度		
	金額	発電 電力量	単価	金額	発電 電力量	単価	金額	発電 電力量	単価	金額	発電 電力量	単価
自 社 火力計	2,403	121	19.89	2,271	114	19.99	2,436	123	19.89	2,504	126	19.81
石油系	297	13	23.57	360	16	23.38	195	8	24.44	336	14	23.29
ガス系	660	32	20.81	672	32	20.82	649	31	21.25	661	32	20.41
石炭系	1,446	76	18.90	1,239	66	18.80	1,593	84	18.96	1,506	80	18.94

注：石炭系には、バイオマスを含む

2-2. (2) 火力燃料費の算定結果（前回原価との比較）

4

○ 火力燃料費（3ヵ年平均）の水準を前回原価と比べると、火力平均発電単価の上昇に伴い、1,175億円の増加となる。

(億円、億kWh、円/kWh)

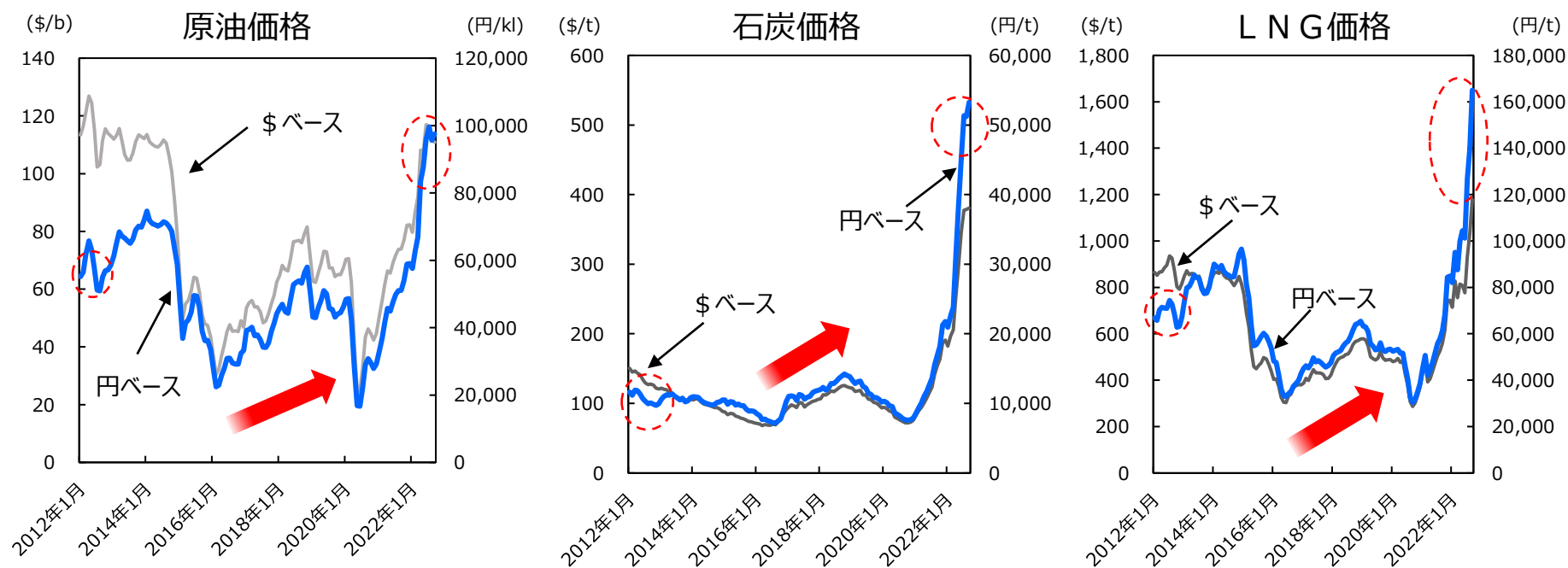
	今回 (2023～25年度平均)			前回 (2013～15年度平均)			今回－前回		
	金 額	発 電 電 力 量	単 価	金 額	発 電 電 力 量	単 価	金 額	発 電 電 力 量	単 価
自社火力計	2,403	121	19.89	1,228	149	8.25	1,175	▲28	11.64
石油系	297	13	23.57	573	39	14.56	▲276	▲27	9.01
ガス系	660	32	20.81	331	35	9.55	328	▲3	11.26
石炭系	1,446	76	18.90	323	75	4.33	1,122	2	14.57

注：石炭系には、バイオマスを含む

3-1. 燃料の全日本通関価格の推移

5

○ 前回改定時と比べ、市況上昇ならびに為替の円安により、円ベースでは、原油・石炭・LNGいずれも大きく上昇。



	今回 (2022/7~9)	前回 (2012/10~12)	今回 - 前回
為替レート (円 / \$)	137.1	80.2	56.9
全日本通関原油価格 (上段 : 円 / kl、下段 : \$ / b)	97,466 (113.1)	57,651 (114.4)	+39,815 (▲1.3)
全日本通関石炭価格 (上段 : 円 / t、下段 : \$ / t)	51,875 (378.5)	9,800 (122.3)	+42,075 (+256.2)
全日本通関LNG価格 (上段 : 円 / t、下段 : \$ / t)	142,803 (1,041.9)	64,566 (805.6)	+78,237 (+236.3)

3 - 2. 当社の原価織込み購入 C I F 価格

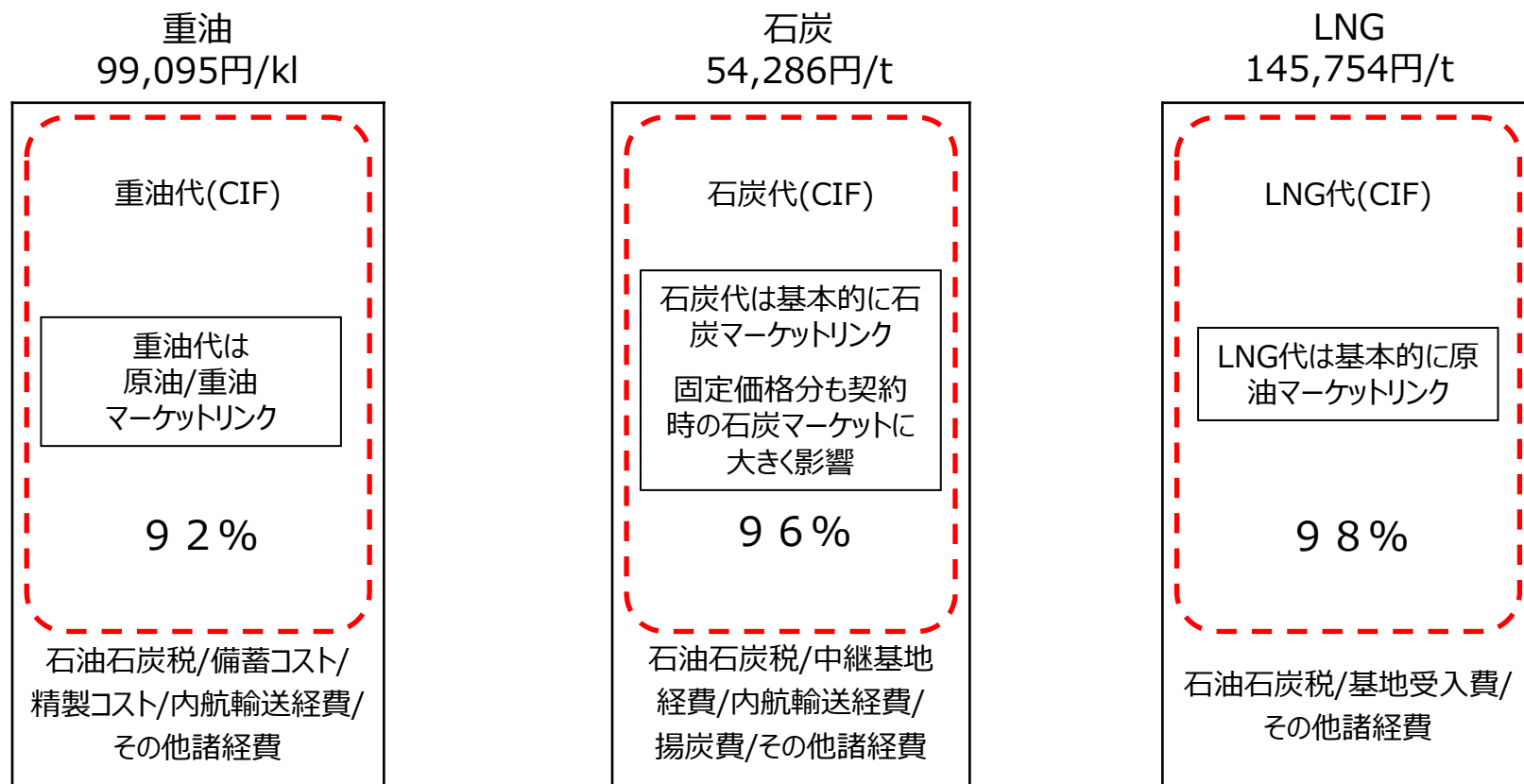
- 今回原価織込みの当社購入 C I F 価格については、重油は国内大手石油元売公表の高硫黄 C 重油公示価格に基づく C I F 価格、石炭および L N G は全日本平均並とした。

		当社原価織込CIF価格	全日本通関価格 (2022/7~9)	差
重 油	円/kl	90,879	97,466	▲6,587(▲7%)
石 炭	円/t	51,875	51,875	0
L N G	円/t	142,803	142,803	0

3-3. 原価織込みの燃料購入価格とその内訳

7

- 今回原価織込みの燃料購入価格については、国際的なエネルギーマーケットにリンクするC I F 価格が大部分を占めている。



(注) 各燃料の上部に記載の価格は、2023～25年度の平均購入価格

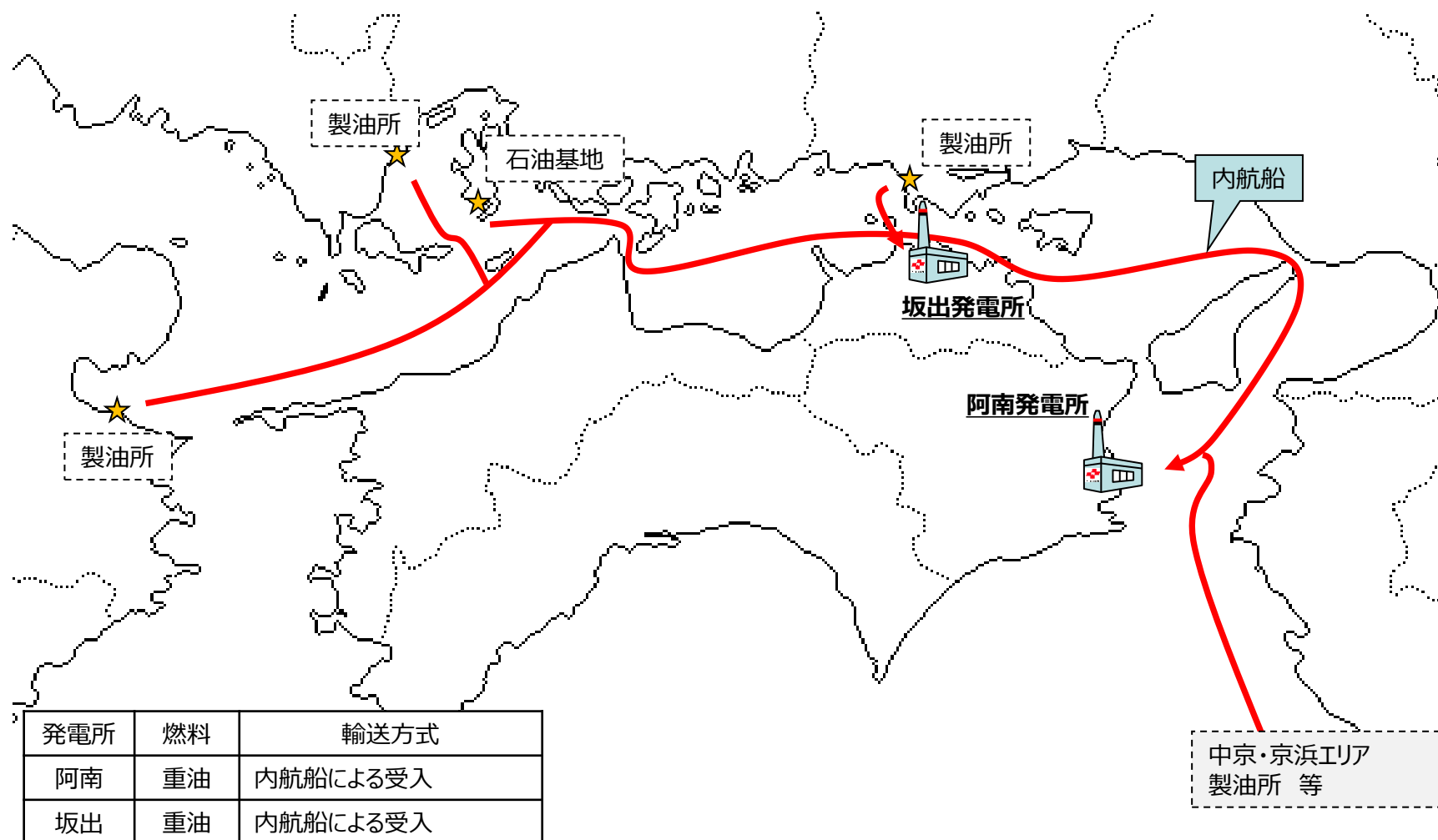
点線で囲んでいる部分がCIF価格（マーケットリンク）
パーセンテージは購入価格に対する構成要素の割合

- 当社は、安定的かつ低廉な電力供給を行えるよう、燃料の安定確保と調達 C I F 価格の低減に努めるとともに、諸経費等の削減や設備更新による発電効率の向上にも取り組んでいる。

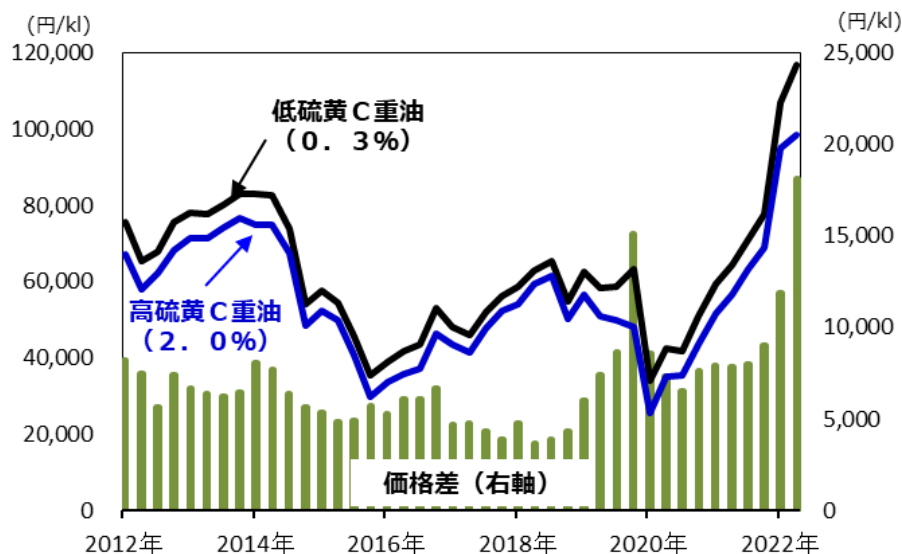
◇ 燃料費における効率化の取り組み

項 目	取 り 組 み 内 容
調達 C I F 等の削減	・ 経済性に優れる高硫黄 C 重油の活用 ・ 豪州現地石炭調達会社を通じたスペック炭の導入拡大 ・ 割安な低品位炭の活用 ・ 調達先・調達時期の分散化 ・ 機動的な石炭スポット調達の実施（L N Gについては計画的なスポット調達を実施） ・ 大型石炭専用船による輸送費の低減
諸経費等の削減	・ 輸入実務の自社実施による手数料削減 ・ 価格交渉等による経費の削減 ・ 燃料契約条件の見直し
高効率火力へのリプレイス	・ 坂出 2 号機石油焚きコンベンショナル火力の高効率な L N G コンバインドサイクルへのリプレイス ・ 西条 1 号機石炭焚き火力の最新鋭高効率機へのリプレイス

○ 重油は、国内製油所や石油基地から内航船により調達。



- 当社は、脱硫装置を設置している石油火力2機で、経済性に優れる高硫黄（S分2.0%）C重油を使用している。（前回改定時に、低硫黄C重油を使用していた坂出2号機については、2016年に高効率なLNGコンバインドサイクル機にリプレースを実施）
- なお、製油所統廃合や国内市場縮小等に伴い重油調達の柔軟性が低下してきたことから、現在は、内航船や外部タンクを一部確保することで、安定確保に努めている。



注：国内大手石油元売公表のC重油公示価格

全日本通関原油価格
(2022/7~9月実績)

97,466円/kl

原価織込重油CIF価格

90,879円/kl

当社の原価織込の重油CIF価格は、2022年7月～9月の高硫黄C重油公示価格に基づき算定

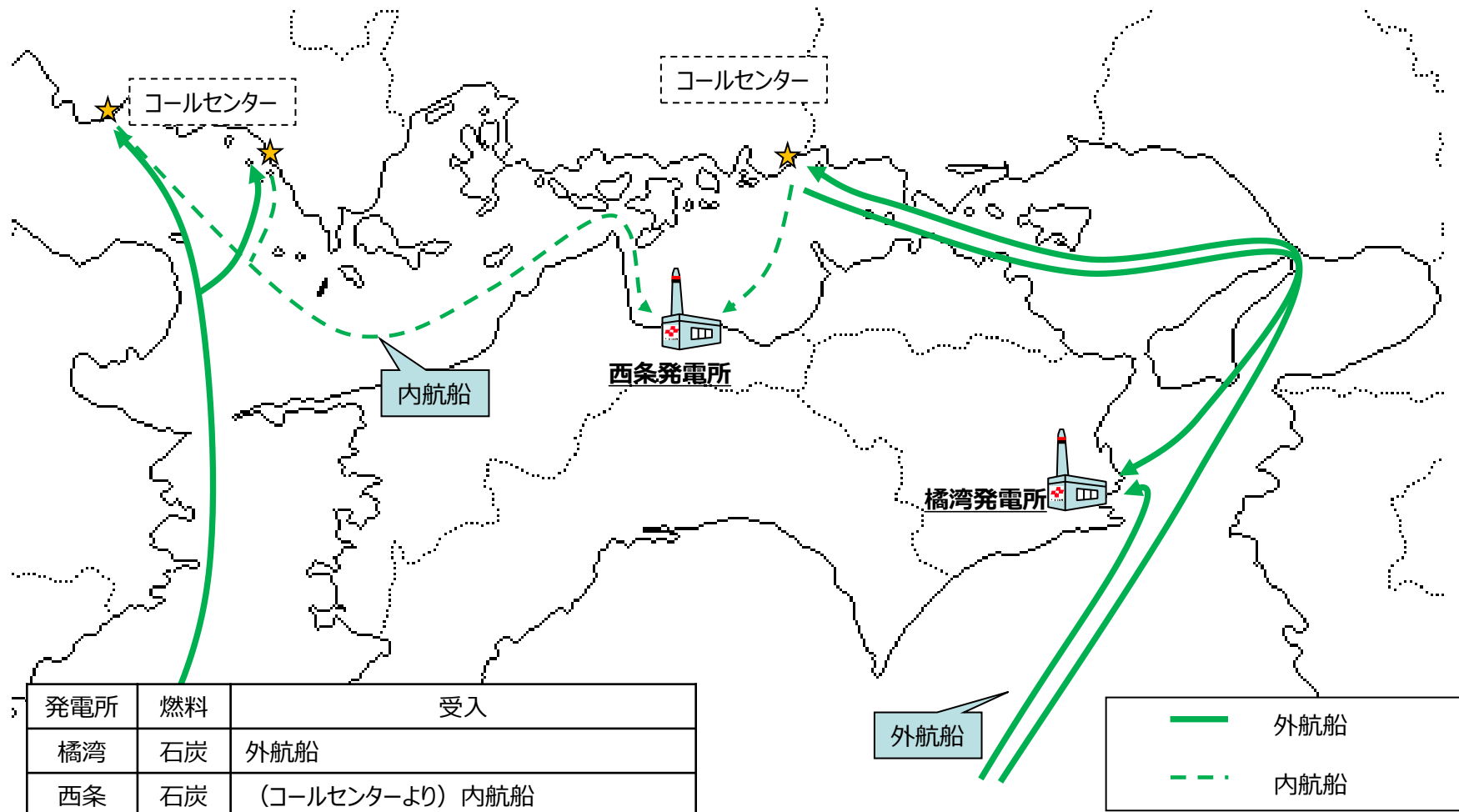
<参考> 坂出發電所2号機のリプレース

	新2号機	旧2号機
運転開始時期	2016年8月	1972年5月
定格出力	28.9万kW	35万kW
発電方式 (使用燃料)	コンバインドサイクル発電 (LNG)	汽力発電 (LSC重油/COG)

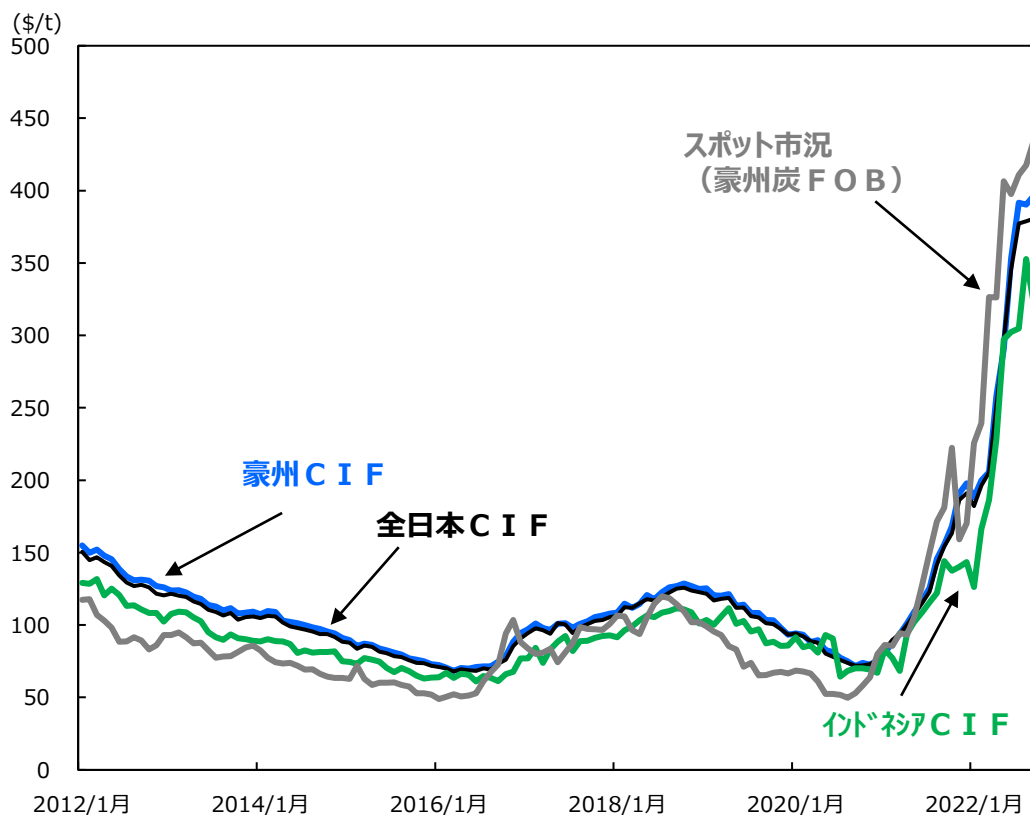
坂出發電所新2号機



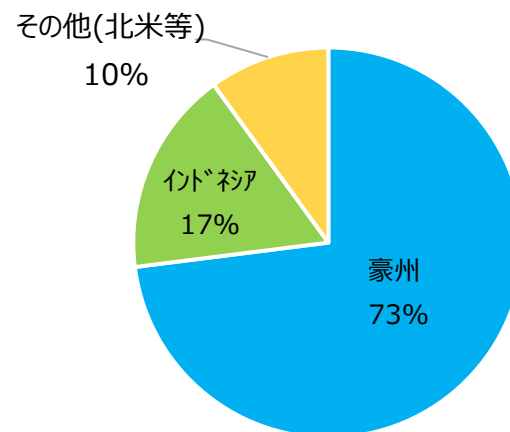
- 石炭は、全量 F O B 契約で購入し、外航船により輸送。
- 西条発電所については、港湾の水深が浅く、瀬戸内の中継基地（コールセンター）を経由して内航船により受け入れていることから、中継基地・内航輸送経費が必要となる。



- 当社の石炭調達は、品質が良く、政情も安定し供給信頼度の高い豪州炭を7割程度利用。残余は経済性の観点からインドネシア炭を調達しているほか、供給ソース分散化の観点より北米（カナダ）等からも調達している。
- 石炭のターム契約（契約期間が1年以上の契約）は、1年間固定価格とする契約や市況連動価格とする契約等があるが、市況の変動幅が大きくなる中、調達時期の分散化などにより、価格変動リスクの低減を図っている。



<石炭調達国別比率（2019～2021年度平均）>



全日本通関石炭価格 (2022/7～9月実績)	51,875円/t
原価織込石炭CIF価格	51,875円/t

当社の原価織込の石炭CIF価格は、スポット市況の異常高騰に加え、今後の調達環境が不透明で見通し難いことから、全日本通関石炭価格と同水準とした。

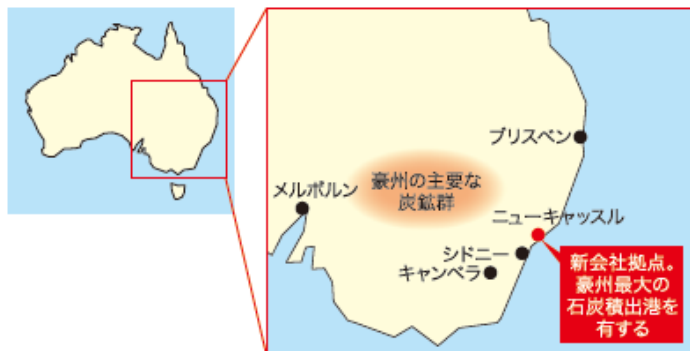
○ 石炭調達において、

- ・安定調達を目的に設立した豪州現地調達会社（Y N エナジー社）を通じて、品質の確かなスペック炭※を確保するとともに、亜瀝青炭等の低品位炭の利用に取り組んでいる。
- ・調達対象の拡大に向けた新規炭の試験燃焼に積極的に取り組むとともに、市況動向等を踏まえた機動的なスポット調達にも取り組んでいる。
- ・外航輸送には、大型（ケーブサイズ）専用船を活用し、輸送コストの低減にも努めている。

※ スペック炭とは、炭鉱・銘柄等を特定せず、発熱量、灰分、硫黄分等の主要な品位を指定して購入する石炭であり、Y N エナジー社において、発電所の設備仕様を満たす品位に自らブレンドしている。

< Y N エナジー社の概要 >

設立時期	2 0 1 6 年 4 月
所在地	豪州 N S W 州ニューキャッスル
事業内容	当社向け石炭調達および販売 等
資本金	1 2 0 万豪ドル（約 1 億円）
出資比率	当社 5 0 %、ノーブル社 5 0 %



< 大型専用船「たちばなⅡ」 >



載貨重量トン数	142,883トン
竣工年月日	2020年3月31日

- 高経年石炭火力である西条発電所 1 号機については、発電出力 50 万 kW の微粉炭火力へのリプレースを実施することとし、現在、2023 年 6 月の営業運転開始を目指して工事を進めている。
- リプレースにあたっては、最新鋭の高効率な超々臨界圧※（USC）発電設備を導入し、発電効率を「最新鋭の発電技術の商用化及び開発状況（BAT: Best Available Technology の参考表）」（2022 年 9 月：経済産業省・環境省）における 50 万 kW 級微粉炭火力の発電効率以上の水準としており、燃料費の抑制や CO₂ 排出量の低減に寄与するものと見込まれる。

※ 発電に使用する蒸気を高温高压化することにより、熱効率を向上させ、環境負荷を低減した発電方式

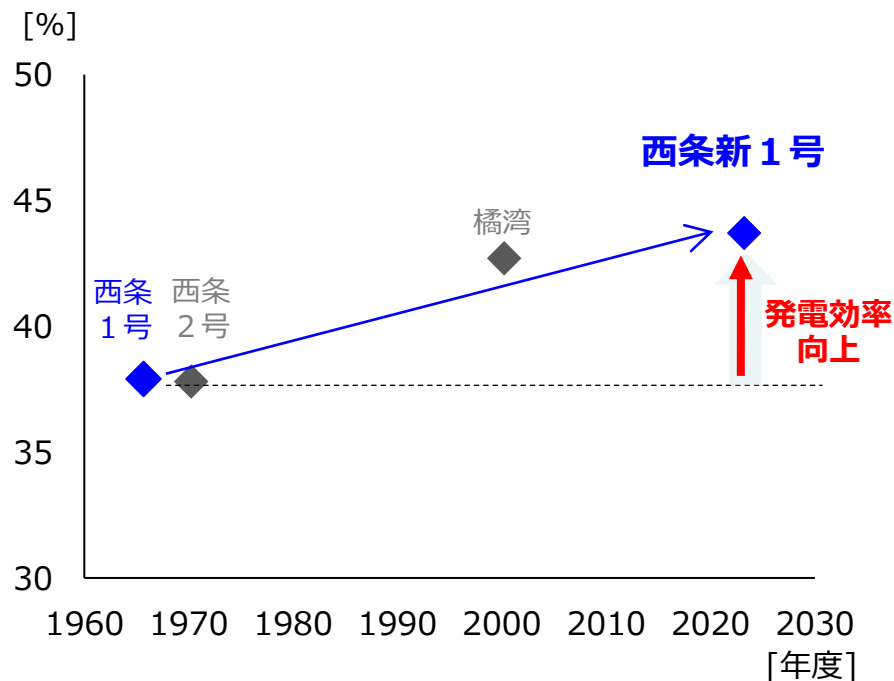
＜西条発電所新 1 号機の概要＞

	新 1 号機	旧 1 号機
運転開始時期	2023 年 6 月 (予定)	1965 年
定格出力	50 万 kW	15.6 万 kW
発電効率	43% 以上	約 38%
燃料	石炭 バイオマス	石炭 バイオマス

＜西条発電所新 1 号機 完成予想図＞



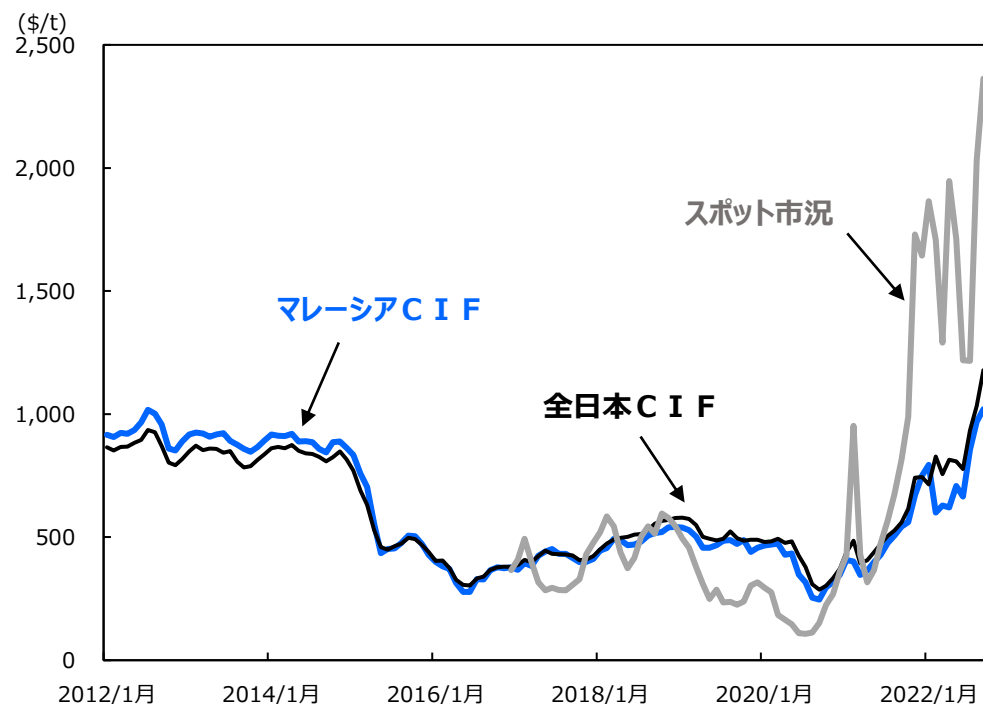
＜石炭火力の発電効率の推移（発電端、高位発熱量ベース）＞



- LNGは、主に長期契約先であるマレーシアより、Ex-Ship（持届け渡し）条件にて外航船により坂出LNG基地へ受入。



- 当社のLNG売買契約は、所要量が少ないこともあり、マレーシアとの長期契約1件のみであり、その調達価格はマレーシアの日本向け価格の平均的な水準である。マレーシアCIF価格は長期的には全日本通関LNG価格と概ね同等の水準となっている。
- また、当社は、LNGの貯蔵タンクが1基しかなく、前年度に策定する年間配船計画に従い計画的に配船・消費していることから、期中での柔軟なスポット調達は困難であるが、近年は、予め年間配船計画に織り込むことでスポット調達にも取り組んでいる。

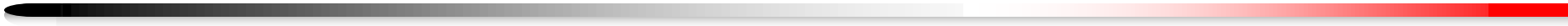


全日本通関LNG価格 (2022/7～9月実績)	142,803円/t
原価織込LNG CIF価格	142,803円/t

当社の原価織込のLNG CIF価格は、スポット市況の異常高騰に加え、マレーシアの生産不調もあり見通し難いことから、全日本通関LNG価格と同水準とした。

＜マレーシアとの現行長期契約の概要＞

売主	マレーシアLNG社
基本契約数量	36万トン
契約年数	15年間
契約期間	2010/4～2025/3
受渡条件	持届け渡し(Ex-Ship)



核燃料費

6. 核燃料費の算定概要

17

- 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。
- 今回原価は、発電電力量の増加があったものの、MOX燃料の装荷体数・装荷期間が減少したことなどから、前回原価と比べて8億円減少している。

(百万円,百万kWh,円/kWh)

	今回 (2023～2025平均)						前回 (2013～2015平均)			差引		
	2023	2024	2025	2023～ 2025 平均(A)	電力量	単価	2013～ 2015 平均(B)	電力量	単価	(A-B)	電力量	単価
核燃料減損額※1	4,911	4,022	3,749	4,227	6,275	0.67	4,990	5,987	0.83	▲762	288	▲0.16
核燃料減損 修正損※2	84	90	139	105	—	—	170	—	—	▲65	—	—
濃縮関連費※3	—	—	11	3	—	—	—	—	—	3	—	—
核燃料費合計	4,995	4,113	3,900	4,336	6,275	0.69	5,161	5,987	0.86	▲824	288	▲0.17

※1 装荷核燃料について、発電に伴う燃焼度合いに応じて費用計上するもの。

※2 定期検査における核燃料の取出時点で、未燃焼相当分（残存する核燃料の簿価）を費用計上するもの。

※3 日本原燃(株)における濃縮設備の廃止措置費用を計上するもの。

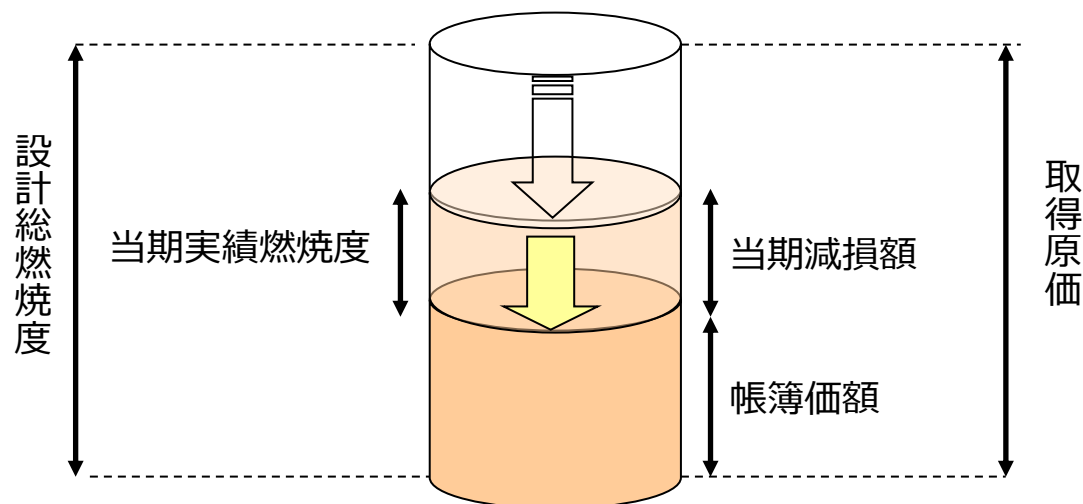
電気事業会計規則 第28条

核燃料が燃焼により減損したときは、当該核燃料の燃焼割合に応じて適正に減損価額を算定し、その金額を当該核燃料勘定から減額しなければならない。

電気事業会計規則取扱要領 第56条

装荷核燃料の減損価額の計算については、炉心別又は装荷単位別に次の算式によって算定するものとする。

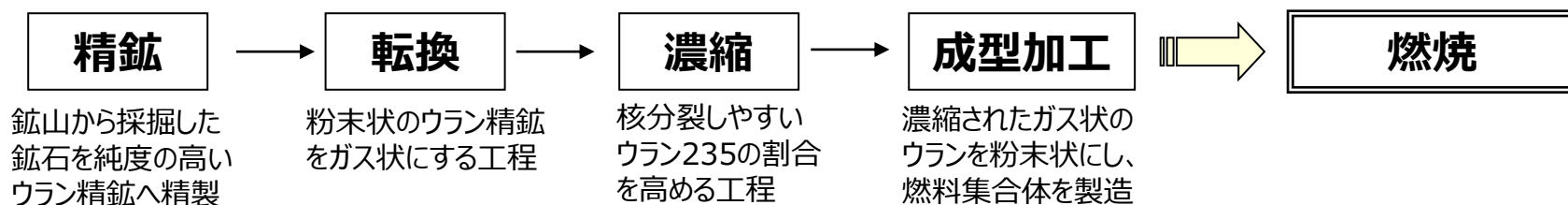
$$\text{装荷核燃料の取得原価} \times \frac{\text{当該核燃料の当該事業年度の実績燃焼度}}{\text{当該核燃料の設計総燃焼度}}$$



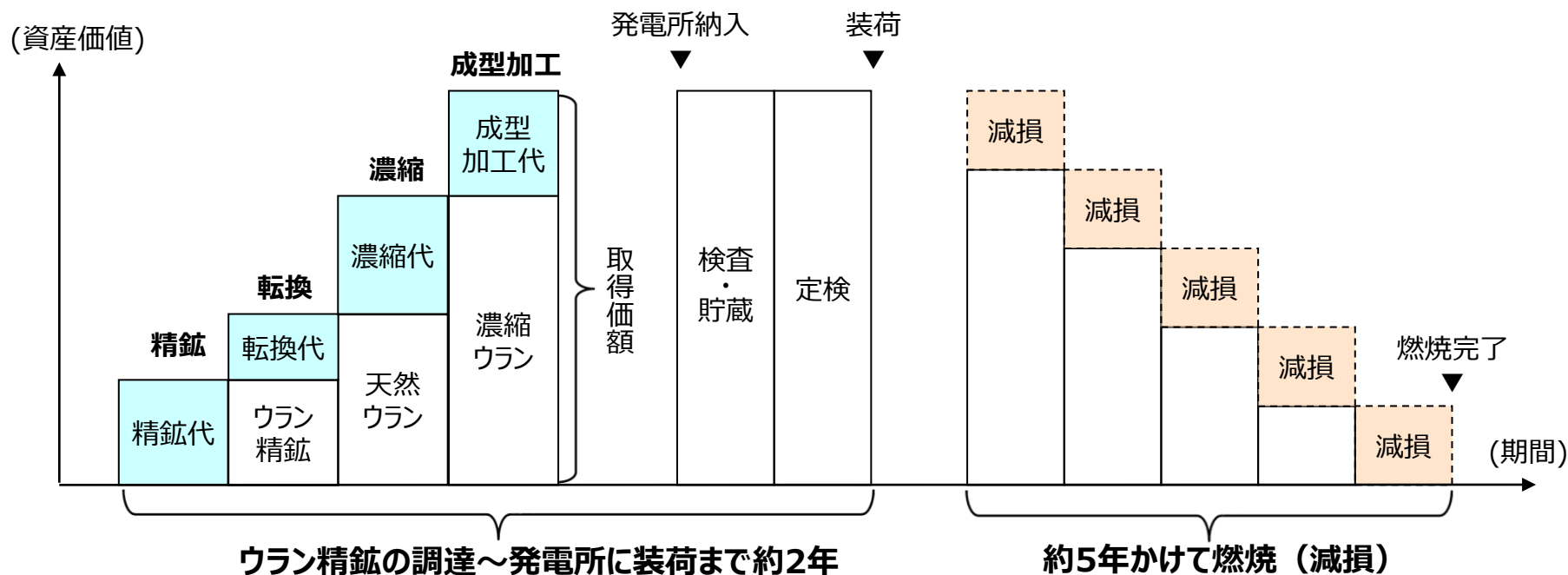
○ 原子燃料のライフサイクルについて、7年程度かかると想定。

- ・ウラン精鉱の調達から、転換、濃縮、成型加工を経て製造された燃料集合体を発電所に装荷するまで：約2年
- ・発電所に装荷した燃料集合体の燃焼が完了するまで：約5年

《ウラン精鉱から燃料集合体までの製造工程》

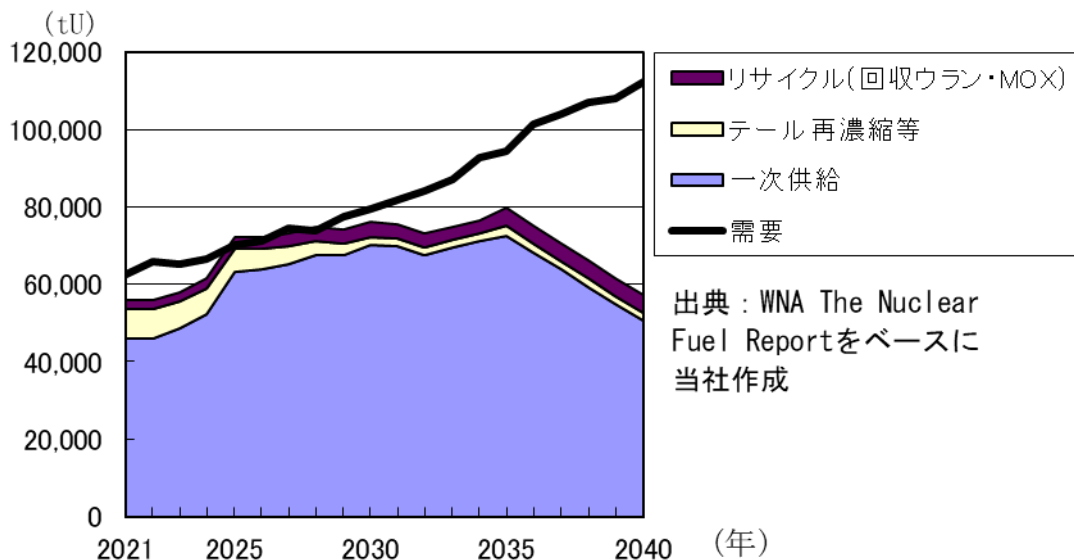
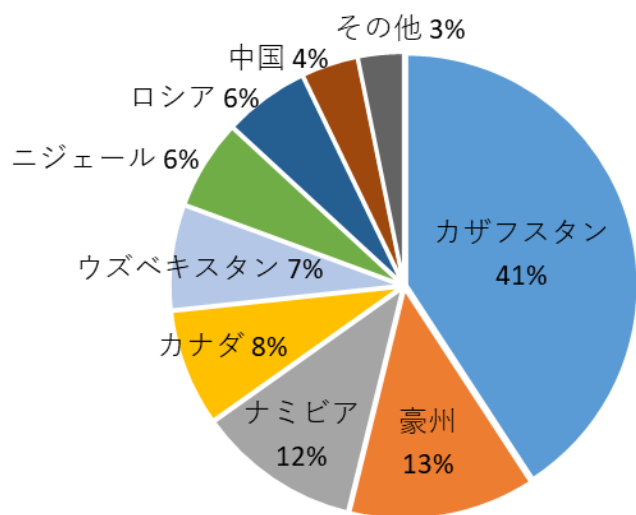


《ライフサイクルのイメージ図》



※上記はイメージ図であり、実際の期間・金額を表すものではない。

- 原子燃料の原料（ウラン精鉱）は、カザフスタン、オーストラリア、ナミビア、カナダ等のウラン鉱山で採掘。
- 将来的には、中国・インド等の原子力新興国におけるウラン需要の増加が見込まれる。
- 世界全体の2021年総生産量（約45,800tU）は、総需要（約62,500tU）を満たしていないが、この不足分は、各事業者が保有する在庫やテール再濃縮等によって補完。
- 主な精鉱事業者の生産量は、下表のとおり。



（主な精鉱事業者の生産量【上位5社（太枠内）で約60%】）

Kazatomprom（カザフスタン）	10,736tU	Navoi MCC（ウズベキスタン）	3,500tU
Orano（フランス）	4,453tU	CNNC（中国）	3,333tU
Uranium One（加・露）	4,276tU	BHP（豪州）	3,062tU
CGN（中国）	3,671tU	Cameco（カナダ）	3,021tU

（出典：WNA The Nuclear Fuel Report）

- 転換工程では、製錬を終えたウラン精鉱（ U_3O_8 、固体）にフッ素を反応させて、六フッ化ウラン（ UF_6 、気体）の状態にする。（六フッ化ウランは約56.5度で昇華し、気体となる）
- 主な転換事業者は、下表のとおり。

(主な転換事業者)

会社名	生産能力
Orano（フランス）	15,000tU/年
ConverDyn（米国）	0tU/年 （※ 2017年より操業停止中 操業再開（2023年予定）後は7,000tU/年）
Cameco（カナダ）	12,500tU/年
ROSATOM（ロシア）	12,500tU/年
中国核工業集团公司（中国）	15,000tU/年

（出典：WNA The Nuclear Fuel Report）

- ウランを原子力発電所の燃料として使用するためには、ウラン鉱山から採掘される天然ウランに約0.7%含まれているウラン235を、3～5%程度に高める必要がある。
- 濃縮工程では、このウラン235の割合を高める作業（濃縮）を実施。
- ウラン235の濃度が天然ウランより高いものを「濃縮ウラン」、低いものを「劣化ウラン」と呼ぶ。
- 主な濃縮事業者は、下表のとおり。

(主な濃縮事業者)

会社名	生産能力
日本原燃 (日本)	約75tSWU/年
Orano (フランス)	約7,500tSWU/年
URENCO (米国・英国・オランダ・ドイツ)	約18,300tSWU/年
TENEX (ロシア)	約27,700tSWU/年
中国核工業集团公司 (中国)	約6,300tSWU/年

(出典： WNA The Nuclear Fuel Report)

- 成型加工には、「再転換」と「成型加工」の工程がある。
 - ・再転換工程では、濃縮工程を経たガス状の六フッ化ウランを化学処理し、粉末状の二酸化ウランにする。
 - ・成型加工工程では、再転換工程を経た二酸化ウランをもとに、燃料集合体を製造する。
- 主な成型加工事業者は、下表のとおり。

（主な成型加工事業者）

会社名	生産能力
三菱原子燃料※ （日本）	再転換：450tU/年 成型加工：440tU/年
原子燃料工業 （日本）	成型加工：250tU/年（BWR） 284tU/年（PWR）
グローバル・ニュークリア・フュエル・ジャパン （日本）	成型加工：630tU/年
Framatome （米国・フランス・ドイツ）	再転換：3,800tU/年 成型加工：3,250tU/年
GNF-A （米国）	再転換：1,200tU/年 成型加工：1,000tU/年

※ 燃料加工事業は、2023年3月15日付で新会社「MHI原子燃料株式会社(2022年11月21日に準備会社設立)」に移行される予定。

（出典：WNA the Nuclear Fuel Report）

- 精鉱・転換・濃縮については、低濃縮度燃料の導入により、ウラン使用量の低減に努めている。
- 成型加工については、競争入札の実施等により、購入価額の低減に努めている。
- また、独自の解析コード・炉心設計技術を活用した効率的な燃料運用により、燃料集合体の取替体数の削減に努めている。

《主な取組み》

工程	取組み
精鉱・転換・濃縮	・低濃縮度燃料の導入（2021年12月～）により、ウラン使用量を低減。
成型加工	・国内メーカー間での競争入札の実施により、購入価額を低減。
その他	・独自の解析コード・炉心設計技術を活用した効率的な燃料運用により、燃料集合体の取替体数を削減。