

# 燃 料 費

平成24年12月12日  
九州電力株式会社

○ 基本的な考え方

- ・最も経済的な電源の組み合わせとなるよう策定された需給計画に基づき配分された発電所毎の発電電力量から、燃料消費量を算定。
- ・燃料単価については、原則として燃料費調整制度の基準単価の前提期間である平成24年7～9月実績平均値を適用。
- ・燃料消費量と単価から燃料費を算定。

○ 燃料費については、原子力発電電力量の減少に伴う代替火力の稼働増により、前回原価と比べ、1,656億円の増加となる見込み。

核燃料費 : 19億円の減少

火力燃料費 : 1,669億円の増加

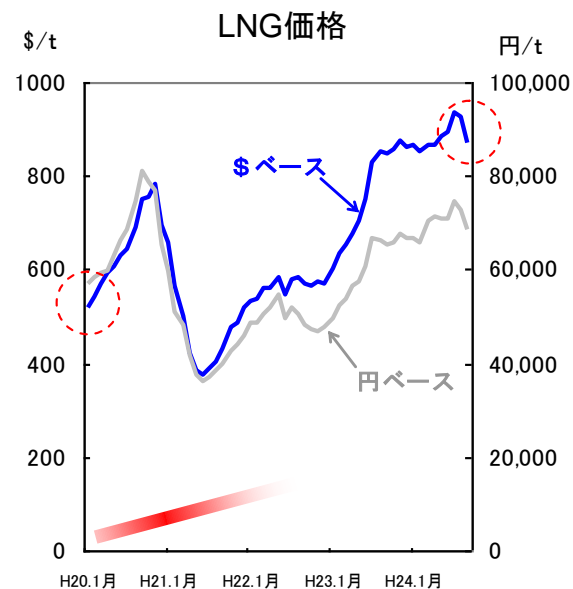
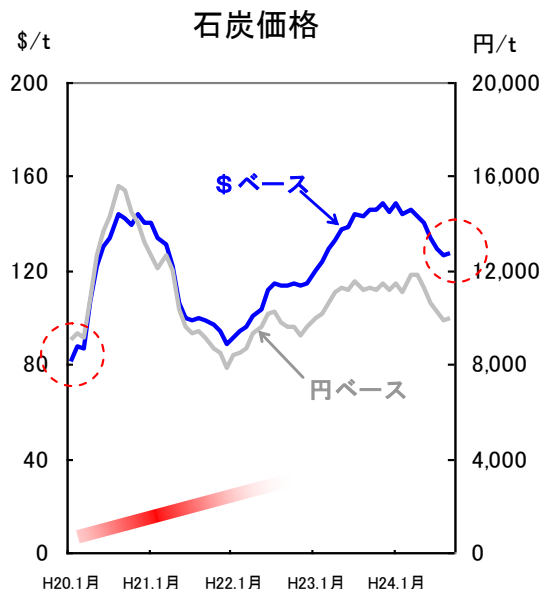
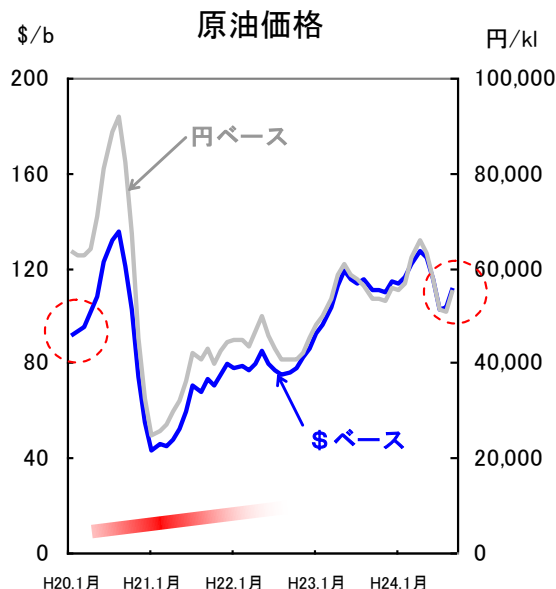
新エネ燃料費 : 6億円の増加

(億円、億kWh、円/kWh)

	前 回			今 回			今回-前回		
	燃料費	発電電力量	単 価	燃料費	発電電力量	単 価	燃料費	発電電力量	単 価
自 社 計	3,162	804	3.93	4,818	764	6.31	1,656	▲ 40	2.38
水 力	—	44	—	—	39	—	—	▲ 5	—
原子力	223	382	0.58	204	252	0.81	▲ 19	▲ 130	0.23
火 力	2,917	363	8.04	4,586	458	10.01	1,669	95	1.97
石油系	602	33	18.44	1,243	75	16.59	641	42	▲ 1.85
石炭系	638	164	3.90	691	165	4.20	53	1	0.30
ガス系	1,677	166	10.08	2,652	219	12.14	975	53	2.06
新エネ	22	15	1.47	28	14	2.04	6	▲ 1	0.57
内燃力(再掲)	189	11	16.57	168	11	14.85	▲ 21	0	▲ 1.72
原子力利用率	83%			55%			▲ 28%		

※ 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

- 火力燃料費は、前回原価と比べ、数量が増加したこと及び単価上昇により増加。
- 原油、石炭、LNGとも市況は上昇。為替は円高となったものの、石炭、LNGは為替の影響を上回る上昇幅となった。



	前回 (H20.1~3月)	今回 (H24.7~9月)	今回-前回
為替レート (円/ドル)	107	79	▲ 28 (▲ 26%)
全日本通関原油価格 (ドル/バーレル)	93.1	105.9	12.8 (+14%)
全日本通関石炭価格 (ドル/トン)	82.6	127.3	44.7 (+54%)
全日本通関LNG価格 (ドル/トン)	544.1	911.1	367.0 (+67%)

- これまでに燃料の確保とともに燃料調達価格の低減に向け、「競争見積の実施」や「受入品位の緩和による低価格燃料の導入」、「共同調達」等を実施。
- 電源の補修計画や電源種別毎の発電特性及び燃料特性等を踏まえ、最も経済的な電源の組み合わせにより予め費用を最低限に抑制した上で、「競争見積」、「低価格燃料の使用」、「共同調達」等を通じた更なる効率化を織込み。(平成25~27年度の3か年平均で30億円/年)

(参考)長期的な取組みとして、「LNGに関して新たな指標を用いた価格決定方式」、「シェールガスなど非在来型燃料の導入」等について検討。

	前 回			今 回			今回-前回			H25~H27年度平均 原価低減織込額
	燃料費	発 電 電力量	単 価	燃料費	発 電 電力量	単 価	燃料費	発 電 電力量	単 価	
火力	2,917	363	8.04	4,586	458	10.01	1,669	95	1.97	▲30億円
石油系	602	33	18.44	1,243	75	16.59	641	42	▲1.85	
石炭系	638	164	3.90	691	165	4.20	53	1	0.30	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 競争見積                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 輸送費を削減 ▲8億円</li> </ul> </li> <li>○ 低価格燃料使用 ▲6億円                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 垂瀝青炭使用によるコスト削減</li> </ul> </li> <li>○ 粘り強い交渉 ▲4億円                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 石炭購入価格、輸入実務委託料を削減</li> </ul> </li> <li>○ 共同調達 ▲1億円                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 関西電力と共同で米国炭を調達</li> </ul> </li> </ul> 計▲19億円
ガス系	1,677	166	10.08	2,652	219	12.14	975	53	2.06	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 自社船最大活用 ▲6億円                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 自社船の輸送コスト管理徹底、最大活用によるコスト削減</li> </ul> </li> <li>○ 競争見積 ▲4億円                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・ LNG購入代、輸入代行手数料を削減</li> </ul> </li> <li>○ 粘り強い交渉 ▲1億円                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・ スポット購入価格を削減</li> </ul> </li> </ul> 計▲11億円

(億円、億kWh、円/kWh)

- 火力発電電力量が前回原価と比べ増加する中、LNG火力の稼働率向上に向けた取組みを反映し、発電単価が相対的に割高な石油系火力の消費数量をできる限り抑制し、LNG消費数量を増加させる計画。

			H25	H26	H27	平均 (今回)	H20 (前回)	今回-前回
石油系	重油	千kl	1,284	1,073	778	1,045	445	600
	内燃力(再掲)	千kl	260	261	263	261	264	▲ 3
	原油	千kl	1,015	762	604	794	364	430
石炭系	石炭	千t	6,408	5,237	5,810	5,818	5,670	148
	バイオマス※	千t	11	16	1	9	0	9
ガス系	LNG	千t	3,950	3,318	2,946	3,405	2,596	809

※ 木質チップ、下水汚泥燃料

- 火力燃料費は、平成25年7月以降、順次原子力発電所の再稼働がなされるものと想定しており、火力発電所の稼働率の逡減傾向を反映し、原価算定期間内（平成25～27年度）の後年度にかけて減少。
- 火力平均単価は、LNGの契約構成割合（長期契約・短期契約・スポット契約）の変化等に伴うLNG単価上昇の影響により平成26年度は一旦上昇するものの、割高な石油系の消費量の減少により、平成27年度は下落。

（億円、億kWh、円/kWh）

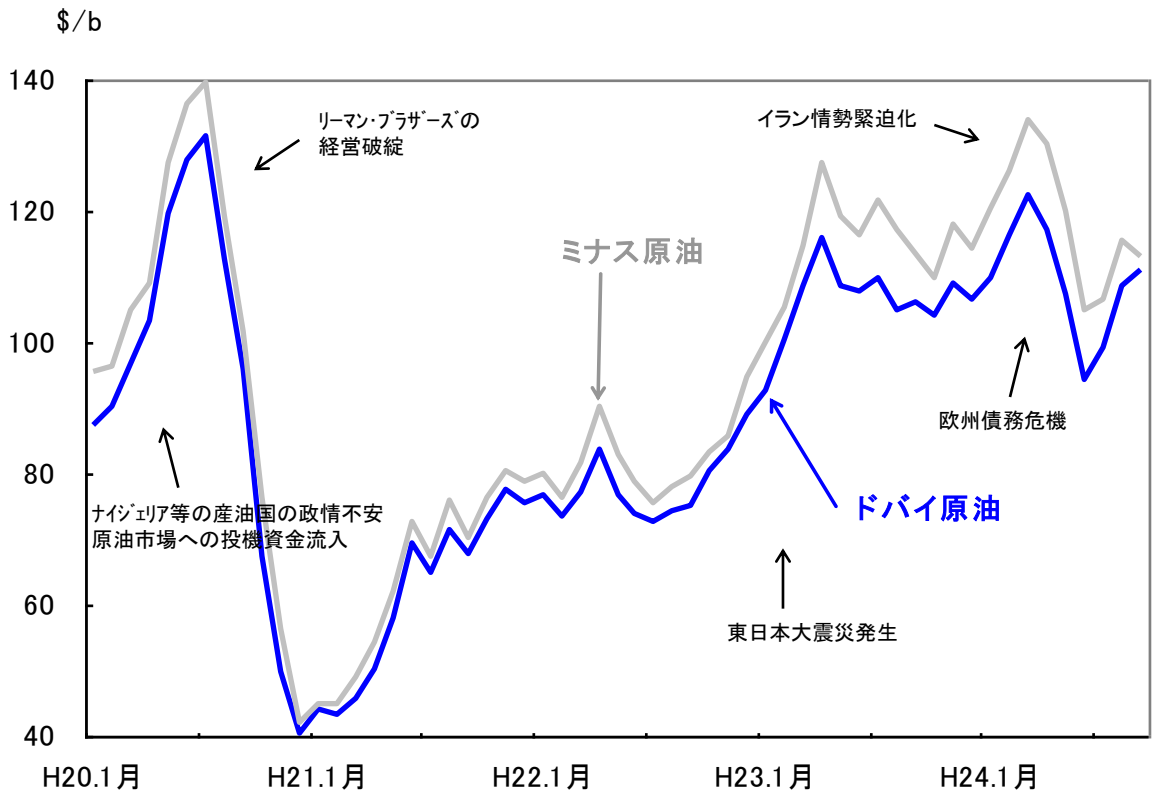
	今回（H25～H27年度平均）			H25年度			H26年度			H27年度		
	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価
自社計	4,818	764	6.31	5,408	747	7.24	4,786	774	6.18	4,260	770	5.53
水力	—	39	—	—	38	—	—	39	—	—	40	—
原子力	204	252	0.81	127	165	0.77	241	286	0.84	243	306	0.80
火力	4,586	458	10.01	5,253	529	9.93	4,517	435	10.38	3,988	410	9.74
石油系	1,243	75	16.59	1,551	94	16.44	1,237	74	16.67	939	56	16.74
石炭系	691	165	4.20	748	181	4.13	630	148	4.25	695	164	4.23
ガス系	2,652	219	12.14	2,954	253	11.66	2,650	213	12.45	2,354	189	12.43
新エネ	28	14	2.04	28	14	2.07	28	14	2.05	28	14	2.00

内燃力（再掲）	168	11	14.85	168	11	14.93	168	11	14.82	169	11	14.81
---------	-----	----	-------	-----	----	-------	-----	----	-------	-----	----	-------

原子力利用率	55%			36%			62%			66%		
--------	-----	--	--	-----	--	--	-----	--	--	-----	--	--

※ 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

- 当社は、発電所の環境規制対応のための設備コストを抑制するため、低硫黄の重油、原油を使用。
- 低硫黄原油は高品質であることや、産出国内の需要増加や生産量減退に伴い輸出力が低下していることなどから割高。



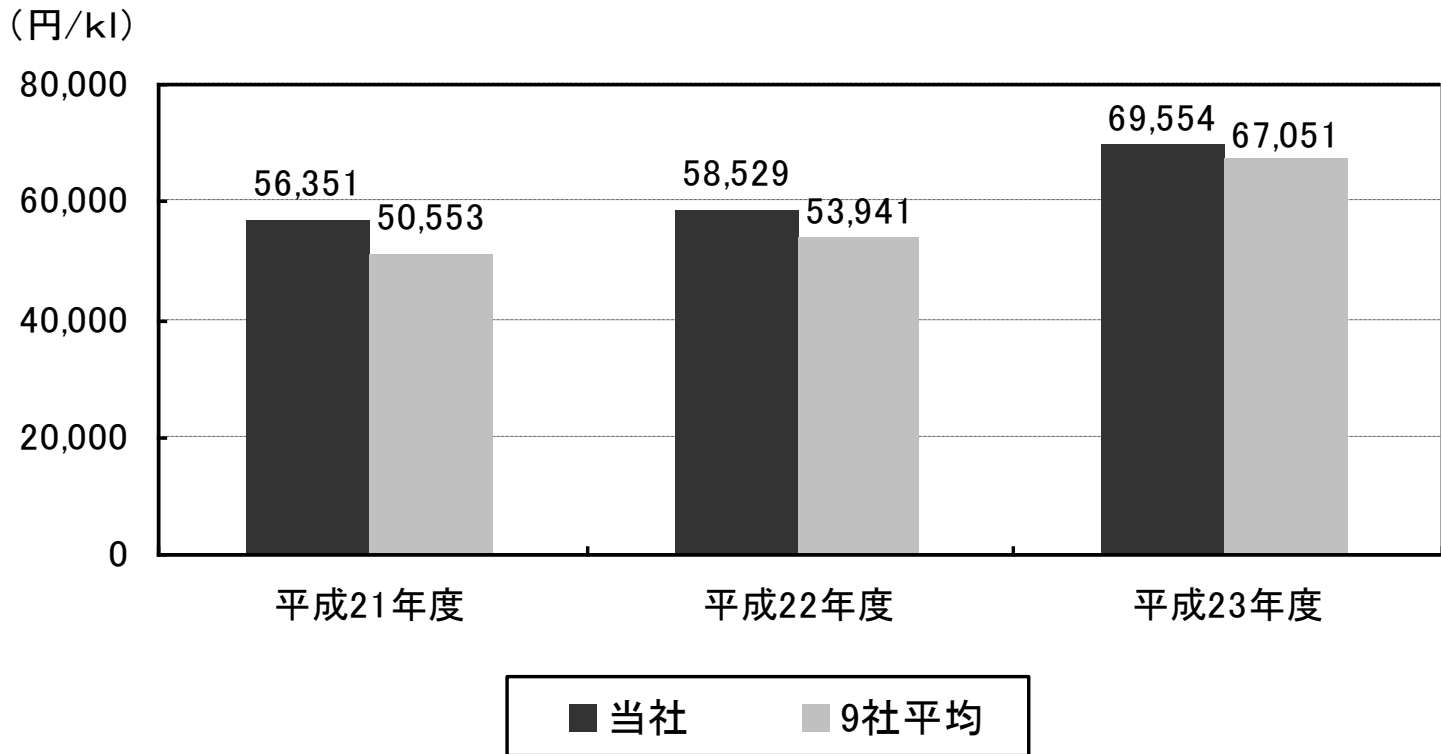
全日本通関 原油価格 (H24.7~9月実績)	105.9 \$/b
原価織込 重原油 CIF価格	111.9 \$/b

全日本通関原油価格と当社の原価織込みの重原油CIF価格の値差は、当社が価値の高い低硫黄原油を使用しているのに対し、全日本通関原油価格は比較的硫黄分が高い中東産原油が9割を占めることなどに起因。

ミナスは、低硫黄原油の代表油種  
ドバイは、中東産原油の代表油種

- 当社は、製油所からの導管供給がなく、距離が遠いこと、発電所に入港可能な内航船が小型（5,000kl級以下）で輸送効率が悪いこと、内燃力発電所が多いことなどから輸送コストが割高。
- また、発電所に排煙脱硫装置を設置していないため、環境規制に適合する低硫黄の原油、重油を使用しており調達コストが割高。

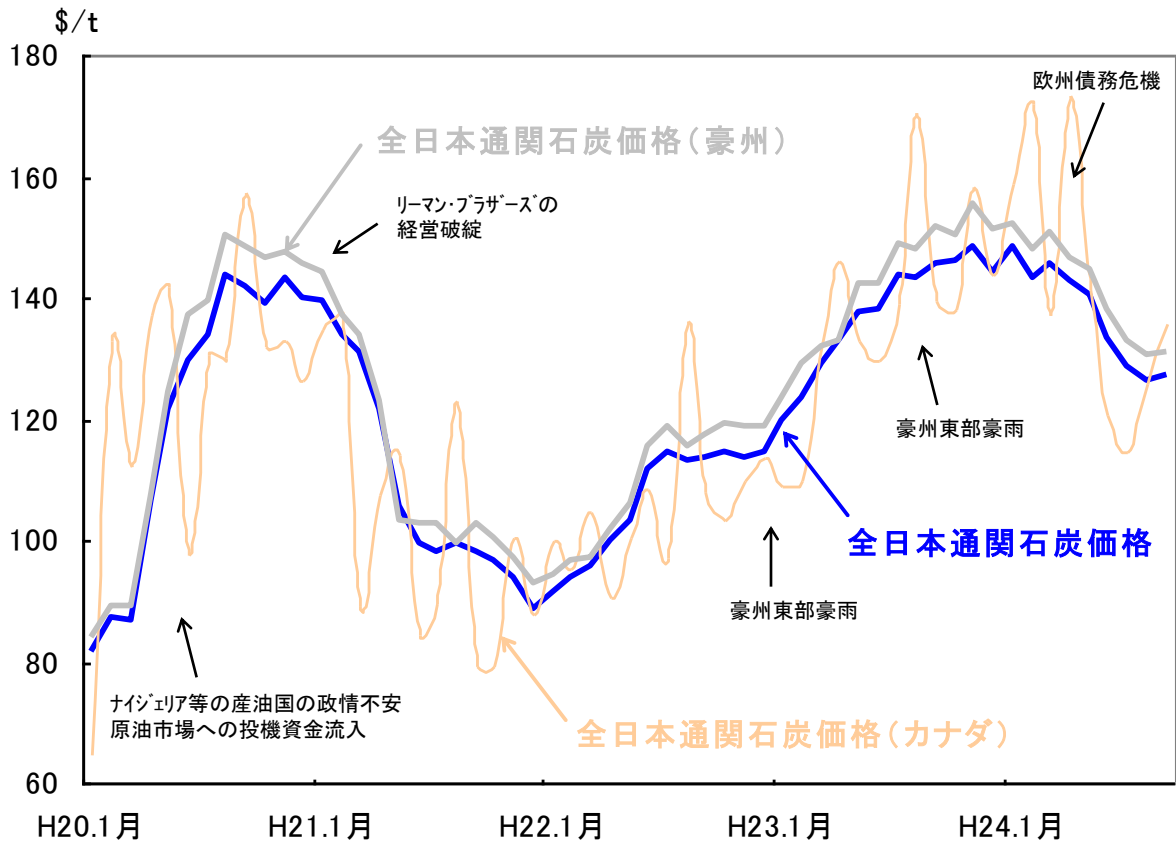
## 石油消費単価比較※



※ 各社の有価証券報告書に記載されている燃料費を消費数量で除した、公表データを基にした当社試算値



- 主に、政情が安定しており埋蔵量も豊富な豪州及びカナダから石炭を調達。
  - 調達の安定性向上及び経済性追求を目的として、供給地域や石炭銘柄の拡大、価格決定方式の多様化※、低品位炭の導入、他社との共同調達などに取り組んでいる。
- ※ 固定価格方式と市場連動方式の併用、固定価格方式における契約開始時期の分散化等

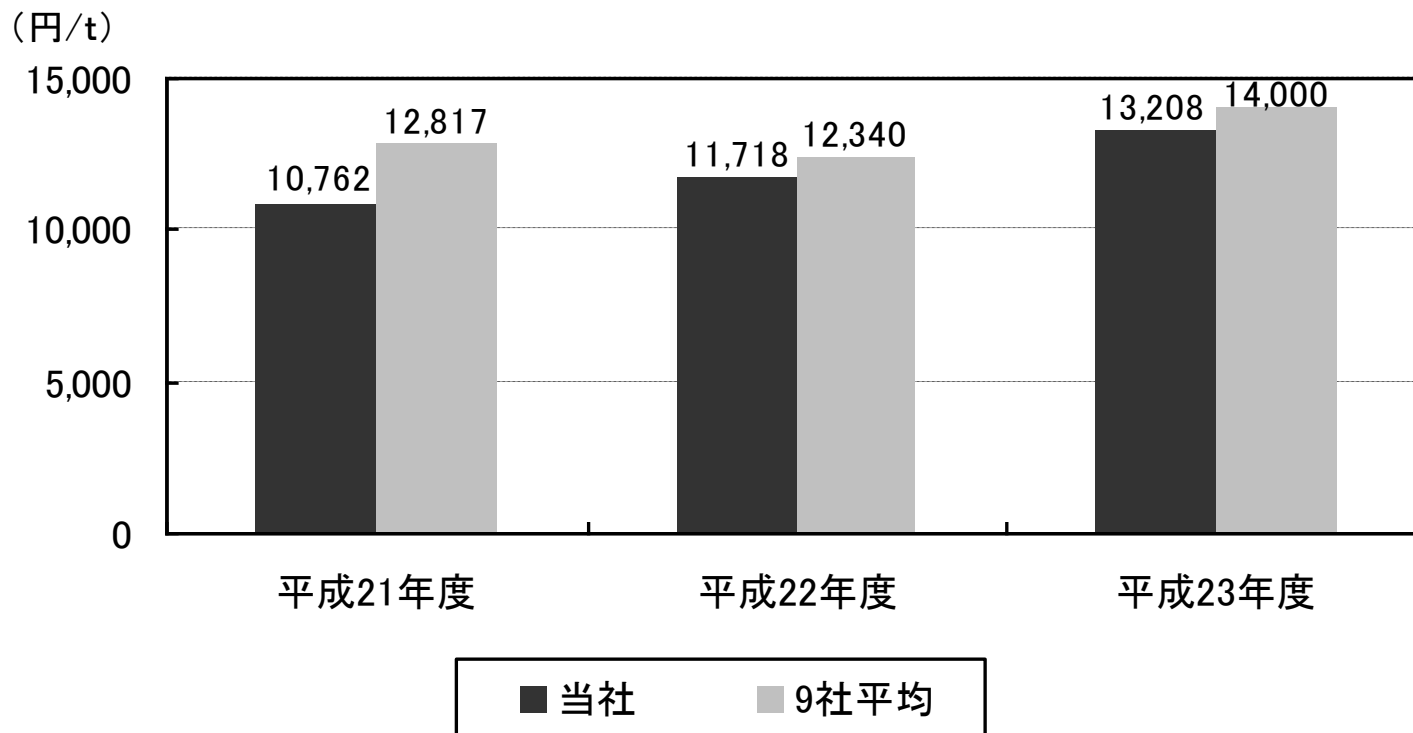


全日本通関 石炭価格 (H24.7~9月実績)	127.3 \$/t
全日本通関 石炭価格(豪州) (H24.7~9月実績)	131.5 \$/t
全日本通関 石炭価格(カナダ) (H24.7~9月実績)	127.9 \$/t
原価織込 石炭 CIF価格	131.4 \$/t

当社の原価織込みの石炭CIF価格は、品質の良い豪州炭が7割を占めるため全日本通関石炭価格に比べ割高。

- 当社は、豪州から約7割購入しているが、一方、豪州炭より安いカナダ炭を約2割購入しており、経済的な調達を実施。
- また、輸送面については、一部小型石炭船しか受入できない発電所があるものの、専用船の活用や競争見積の実施等、経済的な輸送体制により輸送コストを低減。

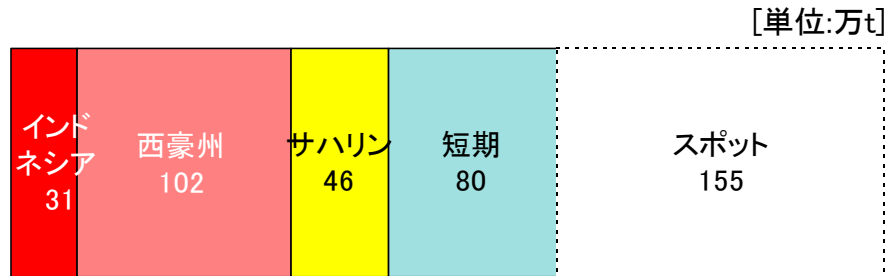
### 石炭消費単価比較※ (熱量補正後)



※ 各社の有価証券報告書に記載されている燃料費を消費数量で除した、公表データを基にした当社試算値

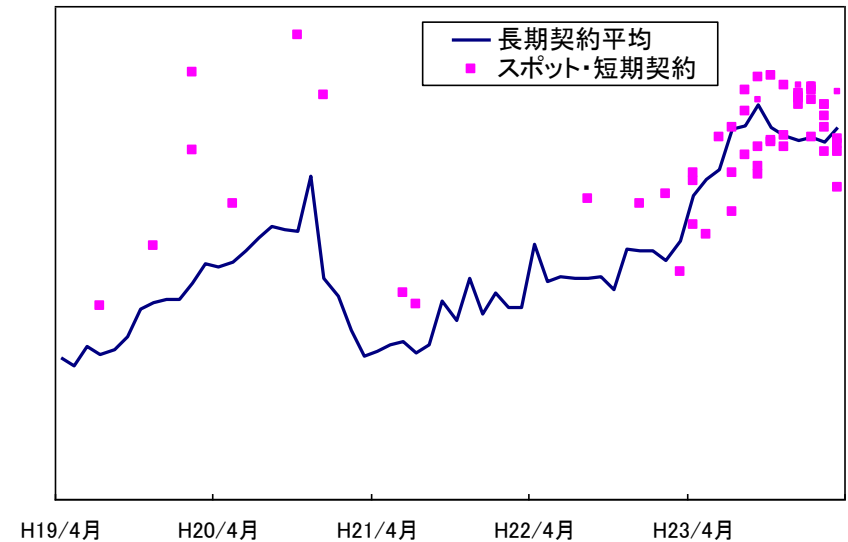
- LNG取引は、プロジェクト開発に巨額の設備投資を要することから、10～20年間の長期契約が基本。
- 所要量を確実に調達するため、長期契約を基本とし、短期・スポット契約により需給変動に対応。
- 供給安定性確保のため、供給源を分散化。
- 海外売主との直接契約が中心。輸送船の手配は、売主または当社で実施。

H23年度受入実績 414万t (スポット比率 37%)



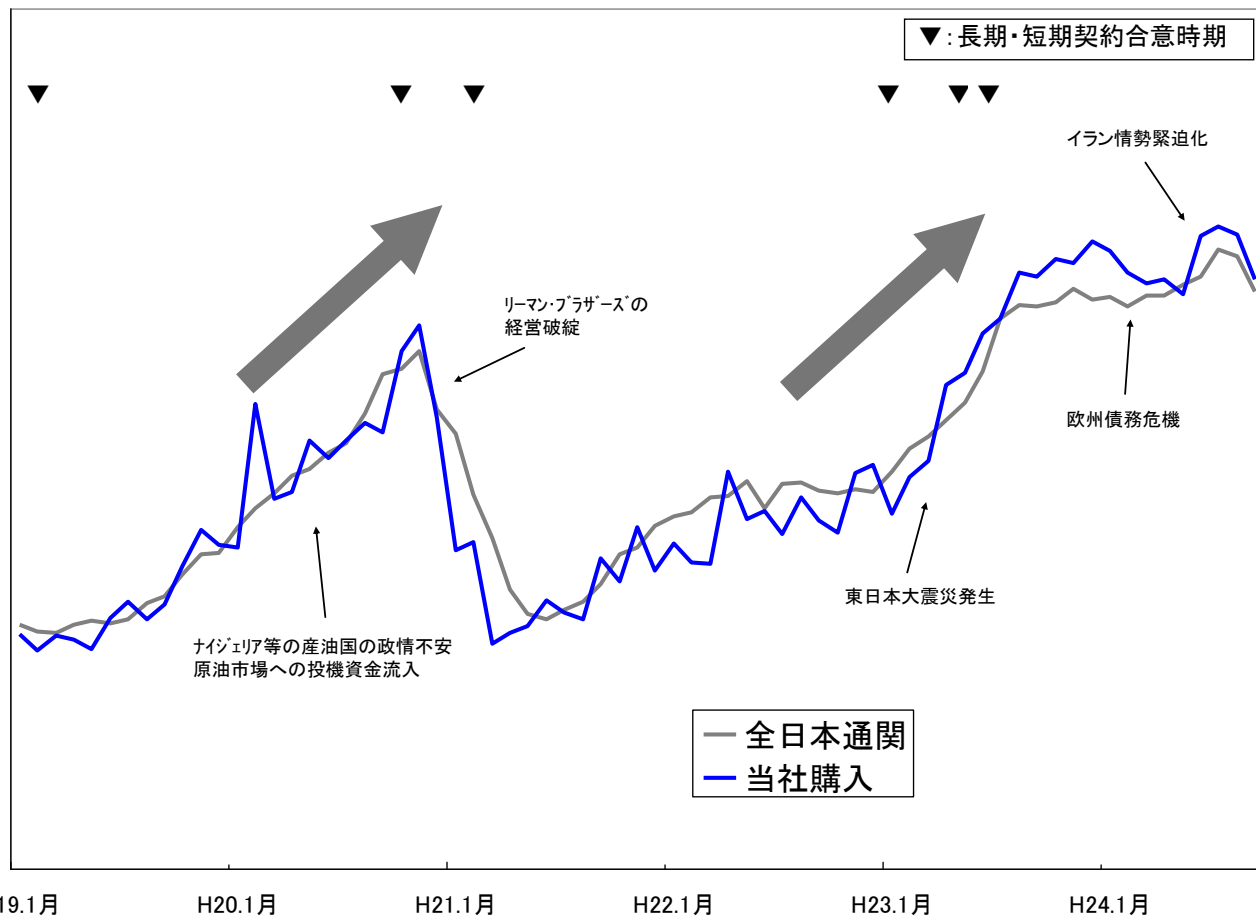
- ・ スポット契約は1カーゴのみの契約であるのに対し、短期契約は一定期間・複数カーゴの契約
- ・ スポットカーゴは、価格変動が大きく、必要時期に必要な量を調達できないリスクあり

当社長期契約平均とスポット・短期契約価格



- LNGマーケットが上昇基調の時期に価格改定が重なったプロジェクトが全日本に比べ多い。
- 当社の原価織込みのLNG CIF価格と全日本通関LNG価格との格差は、契約の構成及び価格合意時期の違いに起因。

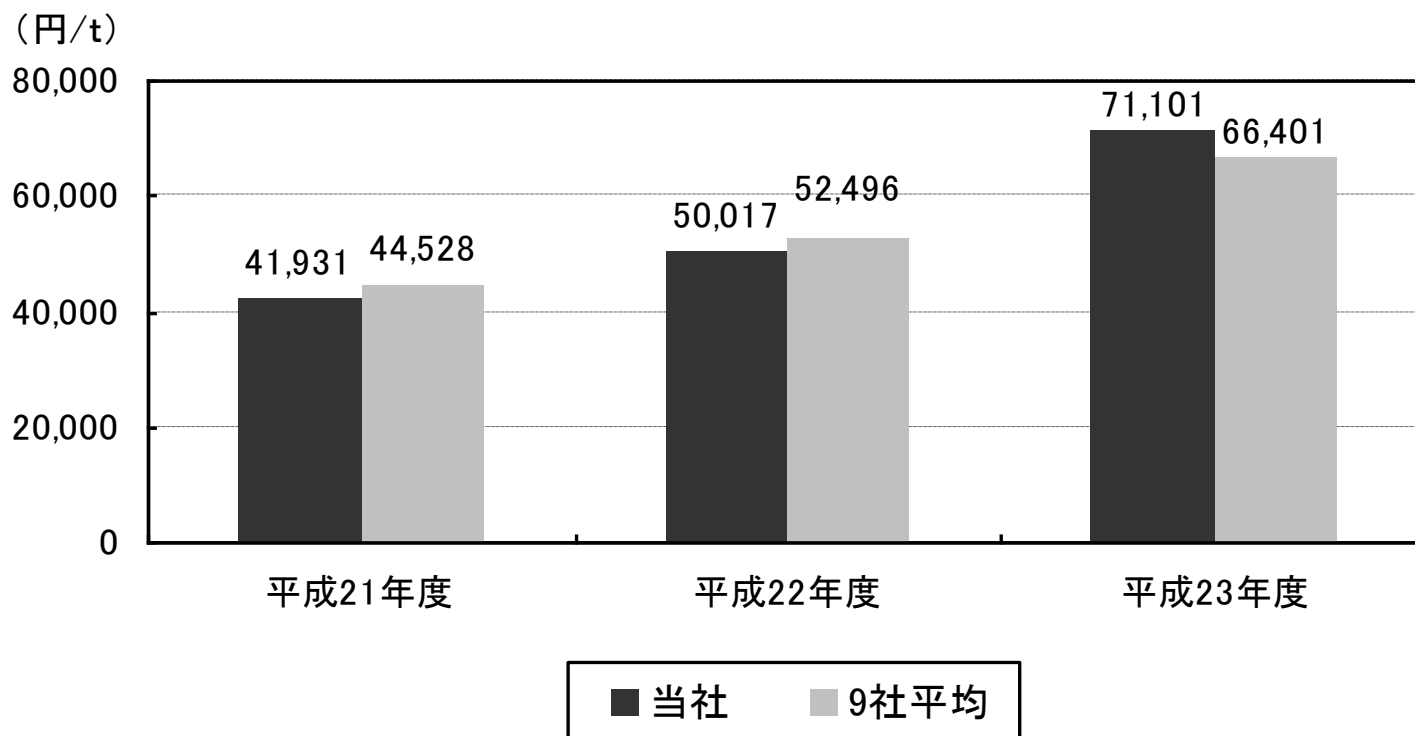
全日本通関と当社購入比較



全日本通関 LNG価格 (H24.7~9月実績)	911.1 \$/t
原価織込 LNG CIF価格	958.4 \$/t

- 平成22年度までは、他電力平均に比べ低価格で推移していたが、平成23年度に入り、複数プロジェクトの価格改定があった影響等により、他電力平均を上回っている状況。

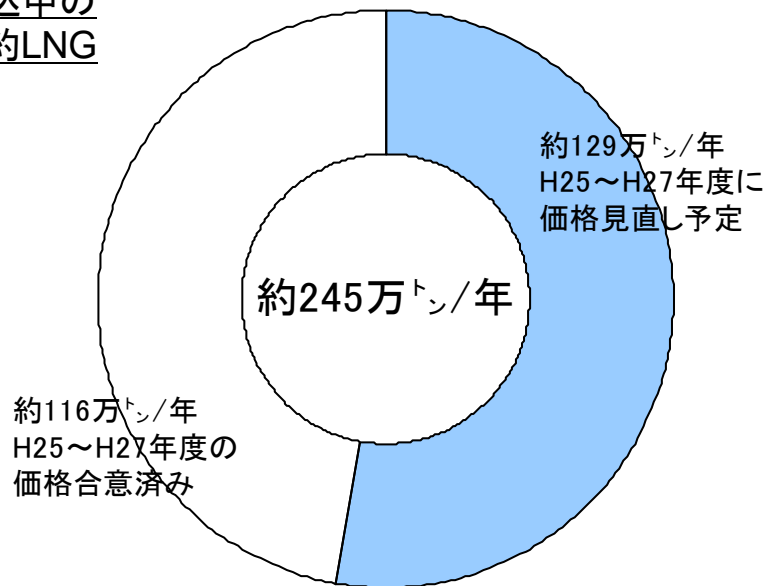
LNG消費単価比較※



※ 各社の有価証券報告書に記載されている燃料費を消費数量で除した、公表データを基にした当社試算値

- 平成25~27年度の所要量（約340万t/年）に対し、現行の長期・短期契約（増量・期間延長を含む）により手当てし、不足する分はスポットで調達。
  - 〔スポットは価格変動リスクが大きい上、必要量を確保できないリスクがあるため、現行契約の増量・期間延長のオプション権を優先行使。〕
- 原価織込みの長期契約LNG（6プロジェクト、約245万t）のうち、4プロジェクト（約129万t/年）が、平成25~27年度の期間中に価格見直し予定。
  - ・ 価格見直し予定の長期契約LNG価格は、直近で契約した長期契約価格、LNGの市場環境、燃料費抑制を総合的に勘案した合理的と判断される価格で原価に織込み。
  - ・ 長期契約においては、決定済価格を見直すことは極めて困難であることから、今後、契約上の価格見直し時期や新たな契約を結ぶタイミングで一層の経済性を追求していく。

原価織込み中の  
長期契約LNG

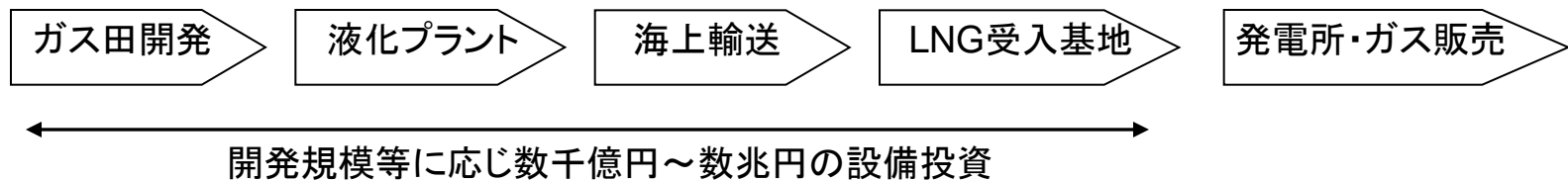


	数 量	備 考
所要量計	340万t	—
長期契約	245万t	増量・期間延長 を含む
短期・スポット	95万t	

- 相対取引に基づく長期契約が主体。
- 長期契約期間中、5年程度毎に価格見直し。

## 相対取引、長期契約

- ・世界のLNG取引は1964年に開始、日本は1969年にLNGを導入。以降、LNGは長らくアジア向けの特殊なエネルギーとして取引規模拡大(日本の発電用天然ガス調達量のほぼ全量がLNGによる輸入)
- ・LNGの取引には、買主売主双方に莫大な設備投資が必要。買主は安定供給確保の観点、売主は資金調達(投資コスト回収)の観点から、相対取引に基づく長期契約を志向



## 価格交渉、価格見直し

- ・日本では、国産のガス資源に乏しく、LNGは原油代替としての位置づけ
- ・日本や韓国等アジア向けのLNG価格は、原油価格に連動して決定
- ・長期契約期間中、契約上の規定に基づき、一定期間(5年程度)で価格見直し
- ・価格交渉時のLNG市場環境が、価格水準に大きく影響

**長期契約の価格交渉**

- 5年程度毎の価格見直しを行う際は、売主との間で市況に関する合意形成を行うが、通常、売主・買主間の隔たりが大きく、また、僅かな単価差であっても、金額的な影響が大きいいため、交渉は長期にわたる。場合によっては、合意に至らず係争（暫定価格、仲裁など）にまで発展する局面もあるなど、難航することが多い。  
更に、引取柔軟性等、価格以外の協議に及ぶ場合があり、非常に厳しい交渉となっている。

**LNGの調達先**

## 原価算定期間中の長期契約先

(万t/年)

西豪州 (拡張)	西豪州 (延長)	インドネシア	サハリンⅡ	ドンギ・スノロ	ゴーゴン
18	105	39	50	30 (H26～)	30 (H27～)

(注) 年内基本数量(平年ベース)

- 平成25～27年度の所要量(約340万t/年)に対し、現行の長期・短期契約(増量・期間延長を含む)により手当てし、不足する分はスポットで調達。
- 長期契約LNGは、全量が産出国からの直接調達。
- スポット契約や短期契約のLNGは、産出国からの直接調達及びトレーダーとしての機能を果たす仲介者からの調達。  
スポット契約に際しては、予め契約の基本的枠組(受渡条件、品質等)を定めたマスター契約先から、機動的な調達を実施。
- 主な価格低減策
  - ・ 競争見積
  - ・ スポット市況が軟調なタイミングで複数カーゴの契約
- 平成29年度以降、東京電力(株)、東京ガス(株)、関西電力(株)、大阪ガス(株)と共同で、豪州イクシスLNGプロジェクトからLNGを調達。



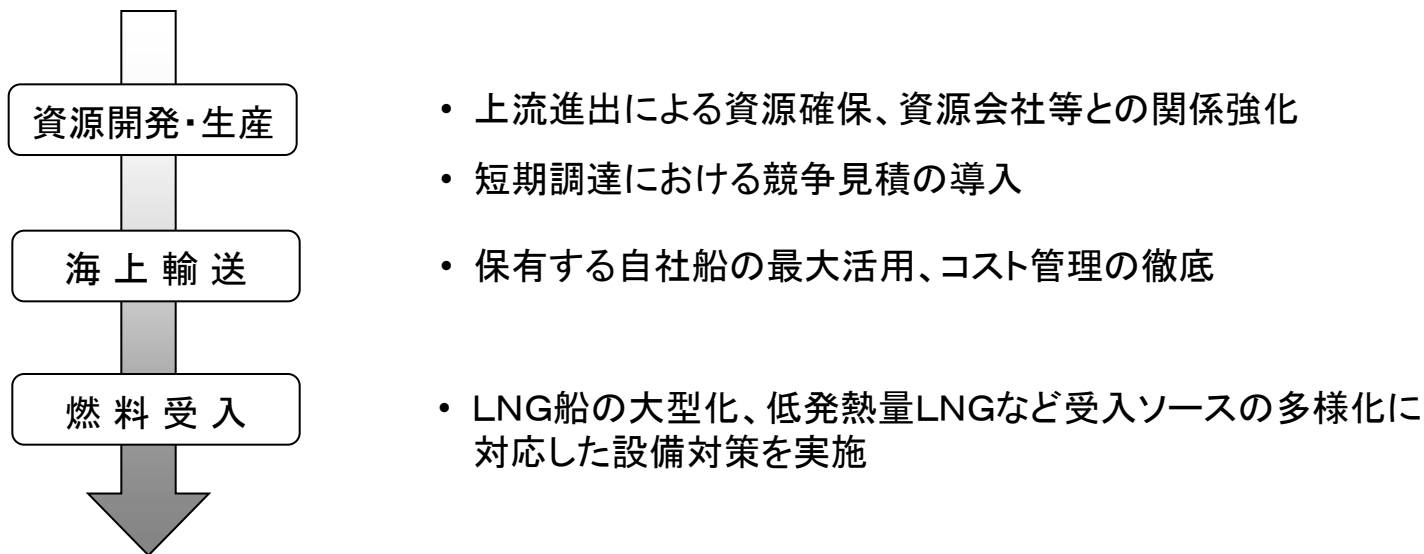
プロジェクト名	国名	売主	共同調達会社	年間基本数量	契約年数	契約期間
西豪州 ※1	オーストラリア	BHPビルトン・ペトロリアム社 BPディベロップメント・オーストラリア社 シェブロン・オーストラリア社 ジャパンオーストラリアLNG社 シェル・デベロップメント・オーストラリア社 ウッドサイド・エナジー社	—	105万t	20年+14年	H1/8-H35/3
		BHPビルトン・ペトロリアム社 BPディベロップメント・オーストラリア社 シェブロン・オイル・トレーディング社 ジャパンオーストラリアLNG社 シェル・デベロップメント・オーストラリア社 ウッドサイド・エナジー社	—	18万t	15年	H18/4-H33/3
インドネシア	インドネシア	プルタミナ トタルE & Pインドネシア社 国際石油開発帝石	中部電力 関西電力 大阪ガス 東邦ガス 新日鐵住金	H23-27 : 39万t H28-32 : 26万t	23年+11年 +10年	S52/10-H32/12
サハリンII	ロシア	サハリン・エナジー・インベストメント社	—	約50万t	22年	H21/7-H43/3
ドンギ・スノロ	インドネシア	ドンギ・スノロLNG社	—	約30万t	13年	H26-H38 (予定)
ゴーゴン	オーストラリア	シェブロン・オーストラリア社 シェブロンTAPL社	—	30万t	15年	H27-H41 (予定)

ウィートストーン ※2	オーストラリア	シェブロン・オーストラリア社 シェブロンTAPL社 アパッチ・ジュリマー社 クフベック・オーストラリア・ジュリマー社	—	83万t	最長20年	H29-H48 (予定)
イクシス ※2	オーストラリア	イクシスLNG社	東京電力、東京ガス 関西電力、大阪ガス	30万t	15年	H29-H43 (予定)

※1 当初は共同調達

※2 ウィートストーン、イクシスは原価算定期間外

- LNGのサプライ・チェーン全体(資源開発・生産、海上輸送、燃料受入)を通じた調達力の強化。  
(ウィートストーンプロジェクト上流権益の確保、自社船の保有・運航)
- 市況を踏まえた長期・短期・スポット契約の最適組合せの追求。



## [今後の主な取組み]

- シェールガスなど非在来型燃料の導入検討  
(考慮すべき事項)
  - ・ 米国産LNGについて、米国エネルギー省による非FTA締結国向け輸出許可
  - ・ 発電所設備との整合性(熱量、密度等)
  - ・ 価格、引取の弾力性等を含む契約条件
- 米国天然ガス価格など原油価格変動の影響を受けない新たな指標を用いた価格方式の適用検討
- 他社との共同調達による新規プロジェクトの確実な立ち上げ、バーゲニング・パワーの発揮

- 燃料価格の大部分は、国際的なエネルギーマーケットにリンク。
- そのような状況下において、LNGや石炭を中心に売主との粘り強い交渉や競争見積などによる効率化を織込み。
- 諸経費についても同様の取組みによる効率化を織込み。

### 石炭

11,845円/t<sup>※1</sup>

石炭代 (75%)  
船代 (13%)  
保険代 (0.1%)

石炭代は契約時の  
マーケットが影響

88%

石油石炭税/運炭費  
/諸経費等

### LNG

77,907円/t<sup>※1</sup>

LNG代<sup>※2</sup>  
船代  
保険代

LNG代は大宗が  
原油マーケットリンク  
 $A \times \text{原油価格} + B$

97%

石油石炭税/気化加工費  
/諸経費等

### 原油

66,285円/kl<sup>※1</sup>

原油代 (86%)  
船代 (3%)  
保険代 (0.2%)

原油代は  
原油マーケットリンク

89%

石油石炭税/備蓄コスト  
/内航運賃/諸経費等

### 重油

66,485円/kl<sup>※1</sup>

原油/重油代 (79%)<sup>※3</sup>  
船代 (3%)  
保険代 (0.1%)

原油/重油代は  
原油/重油マーケットリンク

82%

石油石炭税/備蓄コスト  
/精製コスト/内航運賃  
/諸経費等

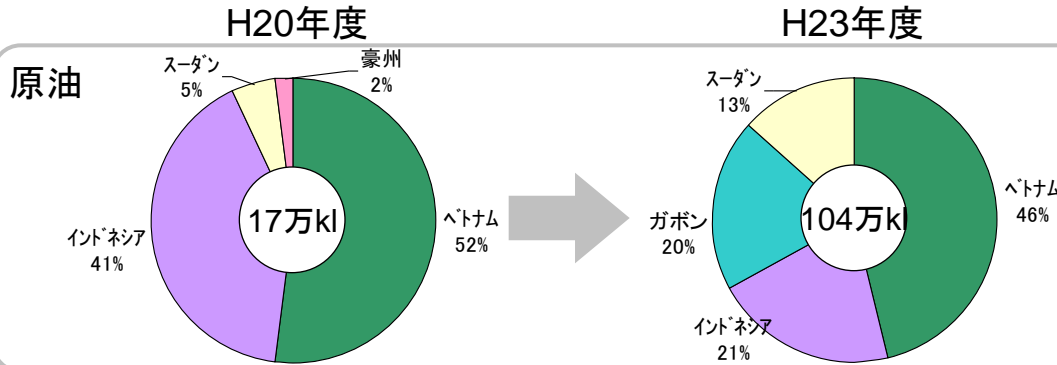
※1 H25~H27年度の平均消費単価

※2 LNG代はLNG代・船代・保険込みの価格で決まることが多い

※3 重油には、国内で原油を精製するものと、輸入重油がある

上記の点線で囲んでいる部分がマーケットリンク  
パーセンテージは、購入価格に対するマーケットリンク価格の割合

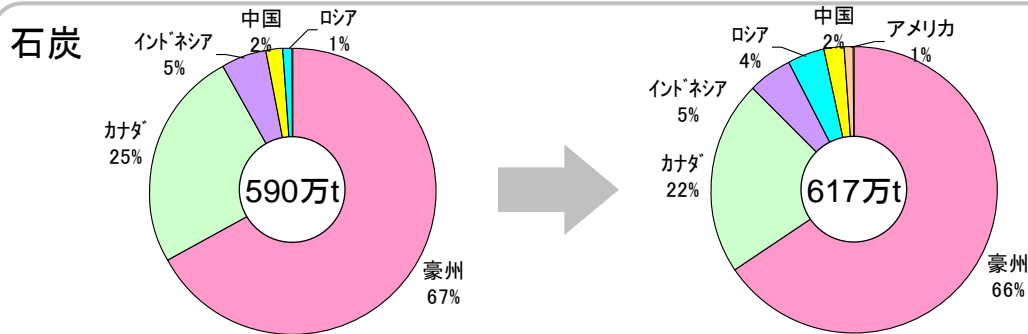
○ 燃料需給のタイト化が懸念される中、欧州、アフリカ、南米等幅広い地域への供給源の分散化により、供給安定性の確保を図るとともに、経済性を追求。



〔調達銘柄〕

4 か国 7 銘柄 (H20) → 4 か国 10 銘柄 (H23)

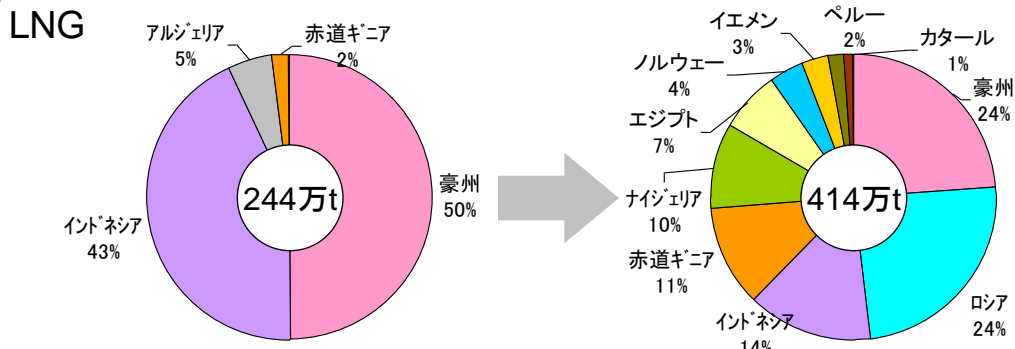
- ・ 調達量の増大に対応するため、使用銘柄を拡大
- ※ 重油については、調達先拡大のため、平成21年度より海外からの直接受入を実施 (H23年度実績:43万kl、重油調達量の約35%)



〔調達銘柄〕

5 か国 15 銘柄 (H20) → 6 か国 19 銘柄 (H23)  
(うち、豪州11銘柄 (H20) → 14銘柄 (H23))

- ・ 豪州内での調達銘柄の分散化による経済性、調達安定性の向上
- ・ 経済性・調達柔軟性が高い標準品位炭※も導入
- ※ 発熱量・硫黄分など基本的な品位のみを指定した石炭



〔調達銘柄〕

4 か国 4 銘柄 (H20) → 10 か国 11 銘柄 (H23)  
(うち、スポット2か国2銘柄 (H20) → 9か国10銘柄 (H23))

- ・ 長期契約先に加え、中東、アフリカ諸国、欧州南米等からのスポット調達を実施
- ・ スポット調達における機動性・柔軟性を向上させるため、マスター契約※を拡大
- ※ 契約の基本的枠組み(受渡条件、品質等)を定めた基本契約書、価格・数量等の具体的条件は取引の都度決定

- 当社の地域特性を活かし、地熱、太陽光、風力等を活用。
- 燃料費に関しては、地熱蒸気料※を計上。

※ 大霧発電所、滝上発電所において蒸気供給会社から地熱蒸気を購入

(億円、億kWh、円/kWh)

前 回			今 回			今回－前回		
燃料費	発電電力量	単 価	燃料費	発電電力量	単 価	燃料費	発電電力量	単 価
	(5)	(4.78)		(4)	(6.47)		(▲ 1)	(1.69)
22	15	1.47	28	14	2.04	6	▲ 1	0.57

※ 上段( )内は、地熱蒸気料が発生する大霧・滝上発電所の発電電力量及び単価の再掲

大霧・滝上発電所以外の、大岳・八丁原・山川発電所の蒸気設備は自社所有のため、燃料費(蒸気購入料)は発生しない

#### 【各発電所の設備容量】

発電所	出力(千kW)
大霧	30.0
滝上	27.5
大岳	12.5
八丁原※	112.0
山川	30.0
合計	212.0

※バイナリー(2千kW)含む

(全国計18発電所約54万kWの約39%)

(億円、億kWh、円/kWh)

	平成20年度 (2008年度)			平成21年度 (2009年度)			平成22年度 (2010年度)			平成23年度 (2011年度)			平成24年度 (2012年度)[上期のみ]		
	燃料費	発電 電力量	単 価	燃料費	発電 電力量	単 価	燃料費	発電 電力量	単 価	燃料費	発電 電力量	単 価	燃料費	発電 電力量	単 価
自 社 計	3,056	785	3.9	2,130	780	2.7	2,849	806	3.5	5,203	730	7.1	3,340	334	10.0
水 力	—	46	—	—	33	—	—	41	—	—	48	—	—	31	—
原子力	222	390	0.6	231	391	0.6	277	374	0.7	89	145	0.6	0	0	—
火 力	2,812	335	8.4	1,878	342	5.5	2,551	377	6.8	5,088	524	9.7	3,326	296	11.2
石油系	445	23	19.1	277	20	14.0	562	40	14.1	1,469	89	16.4	1,311	76	17.2
石炭系	868	158	5.5	572	165	3.5	607	160	3.8	745	173	4.3	314	74	4.2
ガス系	1,500	153	9.8	1,029	157	6.5	1,382	177	7.8	2,874	262	11.0	1,701	146	11.7
新エネ	22	15	1.4	21	15	1.4	21	14	1.5	26	14	1.9	14	7	2.0

内燃力(再掲)	183	11	16.5	122	11	11.1	139	11	12.4	176	12	15.0	98	6	15.5
---------	-----	----	------	-----	----	------	-----	----	------	-----	----	------	----	---	------

原子力利用率	85%			85%			81%			31%			0%		
--------	-----	--	--	-----	--	--	-----	--	--	-----	--	--	----	--	--

※ 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

○ 米国天然ガス価格リンク

- ・現在の市場連動方式については、LNG導入当初からの経緯により、原油価格に連動。現状においては、一旦決まった価格決定方式を契約期間中に見直すことは極めて困難。
- ・新たな契約を結ぶタイミングで交渉することが現実的。今後、原油価格連動に変わる新たな指標を用いた価格決定方式について検討。

○ 共同調達の取組み状況

石炭とLNGにおいて、以下の通り共同調達を実施。

(1) 石炭

- ・関西電力(株)と共同で米国炭を共同調達

〔 売主 : オックスボウ・コール&ペトコーク社  
契約期間 : 1年間  
引渡開始 : 平成24年11月以降  
契約数量 : 2社合計で約100万t/年 〕

(2) LNG

- ・東京電力(株)、東京ガス(株)、関西電力(株)、大阪ガス(株)と共同で、豪州イクシスLNGプロジェクトからLNGを調達

〔 売主 : イクシスLNG社  
契約期間 : 15年間  
引渡開始 : 平成29年度(予定)  
契約数量 : 30万t/年 〕

## ○ 基本的な考え方

- ・ 核燃料費は、原子力運転計画に基づき算定。
- ・ 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。
- ・ 今回の原価算定期間における玄海3号機の減損額にはMOX燃料分を含む。

○ 発電電力量の減少等に伴い、前回原価と比べ、約19億円/年の減少。

○ 玄海3号機以外の単価上昇は、主にウラン精鉱価格の高騰によるもの。

			前回 [20年度]			今回 [25～27年度3か年平均]						今回－前回		
			核燃料費 (百万円)	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)
							25年度	26年度	27年度					
核燃料 減損額	玄 海	1号機	2,151	4,704	0.46	0	(0)	(0)	(0)	0	—	▲ 2,151	▲ 4,704	—
		2号機	1,834	3,442	0.53	0	(0)	(0)	(0)	0	—	▲ 1,834	▲ 3,442	—
		3号機	6,038	8,372	0.72	8,398	(3,143)	(11,192)	(10,858)	6,844	1.23	2,360	▲ 1,528	0.51
		4号機	5,252	10,139	0.52	4,171	(1,817)	(4,959)	(5,736)	7,030	0.59	▲ 1,081	▲ 3,109	0.07
	川 内	1号機	2,789	5,694	0.49	3,907	(3,847)	(4,062)	(3,812)	5,967	0.65	1,118	273	0.16
		2号機	3,395	5,897	0.58	3,727	(3,851)	(3,605)	(3,725)	5,402	0.69	332	▲ 495	0.11
	小計		21,459	38,248	0.56	20,203	12,658	23,818	24,131	25,243	0.80	▲ 1,256	▲ 13,005	0.24
核燃料減損修正損			0	—	—	164	0	302	190	—	—	164	—	—
濃縮関連費			833	—	—	0	0	0	0	—	—	▲ 833	—	—
合計			22,292	38,248	0.58	20,367	12,658	24,120	24,321	25,243	0.81	▲ 1,925	▲ 13,005	0.23

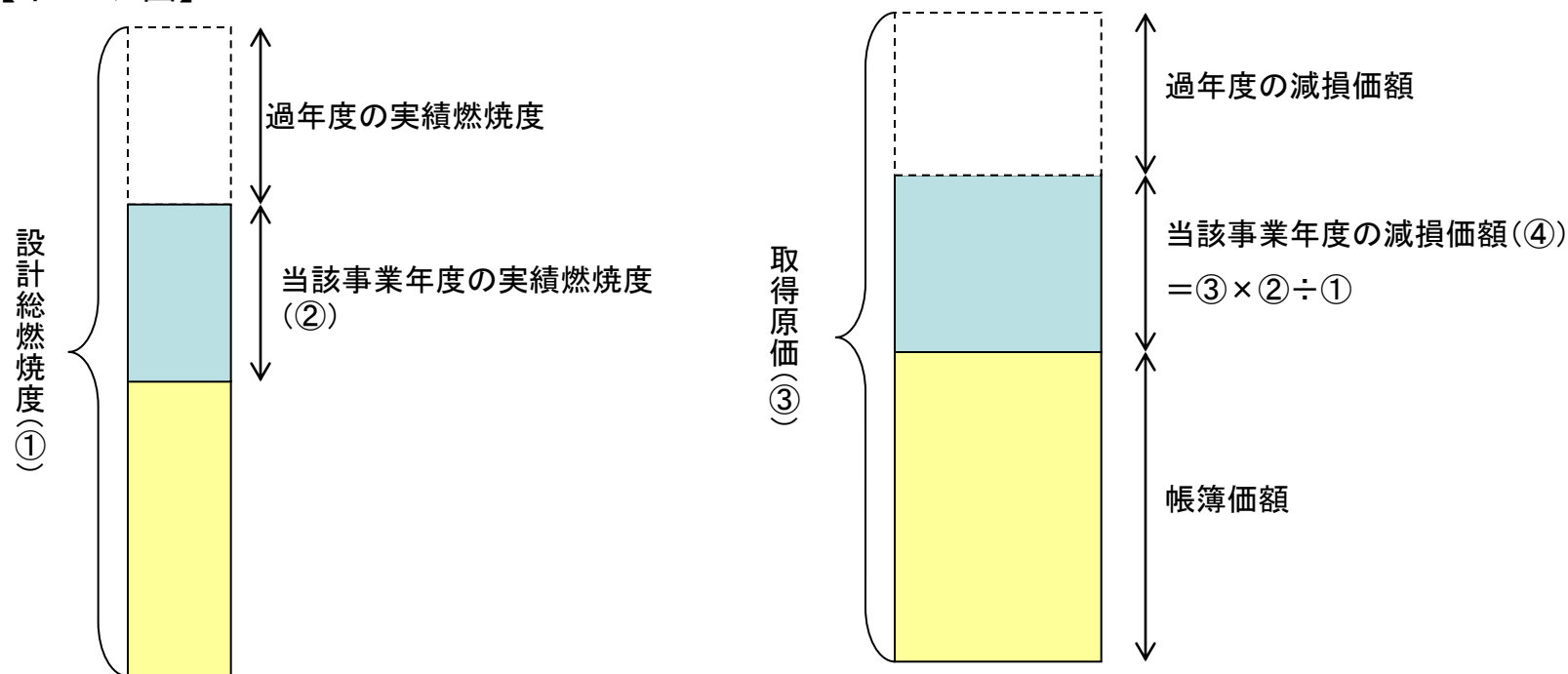
※ 核燃料減損修正損とは、燃料取出時に設計総燃焼度に対して実績燃焼度の未達がある場合に、電気事業会計規則に基づき費用として計上するもの



- 電気事業会計規則 第28条 (核燃料の減損の原則)
  - ・ 核燃料が燃焼により減損したときは、当該核燃料の燃焼度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くてはならない。
- 電気事業会計規則取扱要領 第54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定式によって計算するものとする。

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

## 【イメージ図】



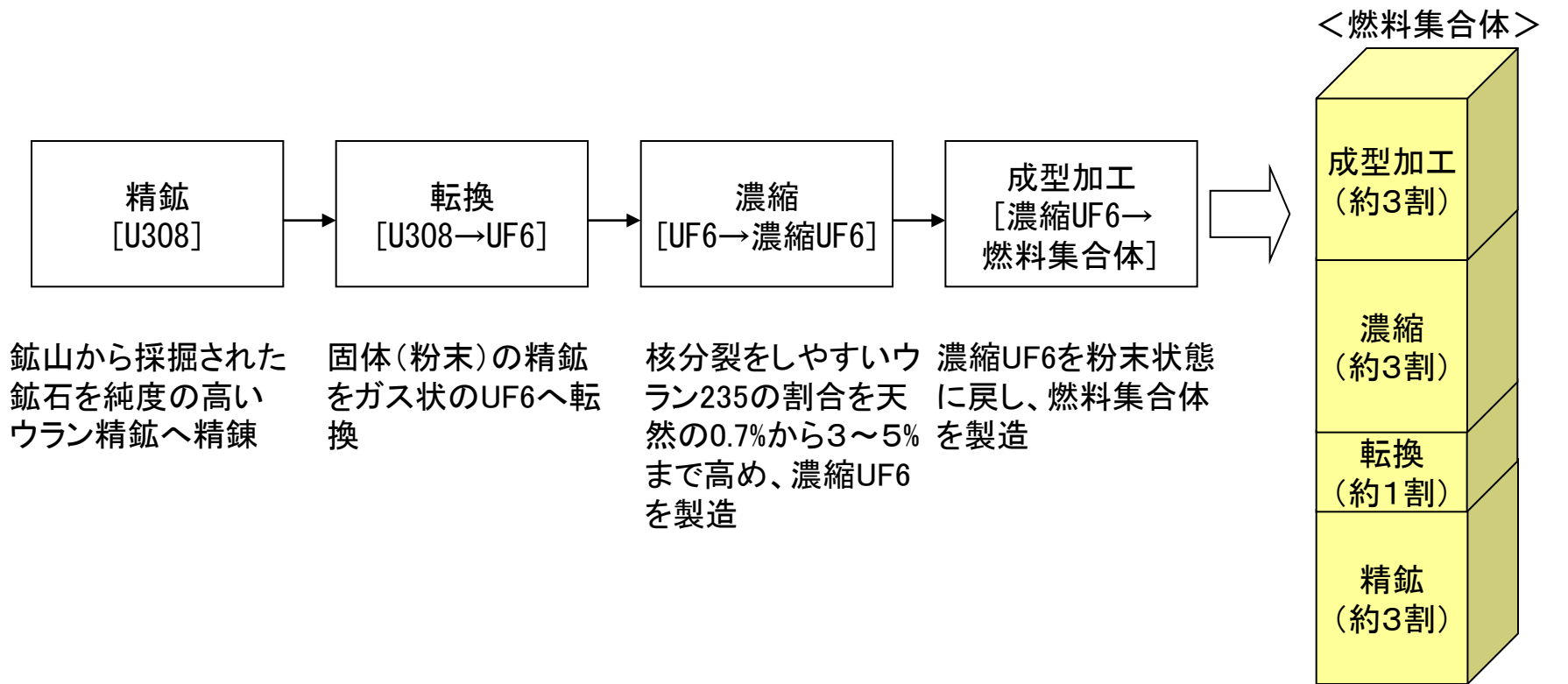
- 現在停止中の原子力発電所の再稼働時期については、原価算定上、平成25年7月からと想定。(川内1・2号機:平成25年7月、玄海4号機:平成25年12月、玄海3号機:平成26年1月)
- これは、新たな安全基準(平成25年7月までに施行予定)の骨子案が今年度内に公表される予定であり、それを踏まえて当社自らが実施するプラントの安全性確認について、速やかに原子力規制委員会による評価が行われることを前提としている。
- 再稼働後の定期検査については、安全性を大前提に、法令に基づき、検査終了後から13か月を超えない期間に計画。(具体的な定期検査の時期は、同一発電所内で複数機の検査が重ならないように計画)

[凡例]  は運転期間を示す。

	H25年度	H26年度	H27年度
玄海 1			
玄海 2			
玄海 3		H26/1 ~ H27/2	H27/5
玄海 4		H25/12 ~ H26/11	H27/2
川内 1	H25/7 ~ H26/8	H26/11	H27/12
川内 2	H25/7 ~ H26/4	H26/7	H27/9 ~ H27/12

- 原子燃料調達のリードタイム（ウラン精鉱調達から燃料集合体を装荷するまで）は約2年。
- 発電所に装荷された燃料の燃焼期間は約5年。
- 世界的に供給者は限られており、寡占市場といえる。
  - ・世界のウラン精鉱供給者は上位8社で供給の約85%を占める。
  - ・世界の主な転換会社は4社、濃縮会社は5社。

### 【原子燃料の加工工程】



鉱山から採掘された  
鉱石を純度の高い  
ウラン精鉱へ精錬

固体(粉末)の精鉱  
をガス状のUF6へ転  
換

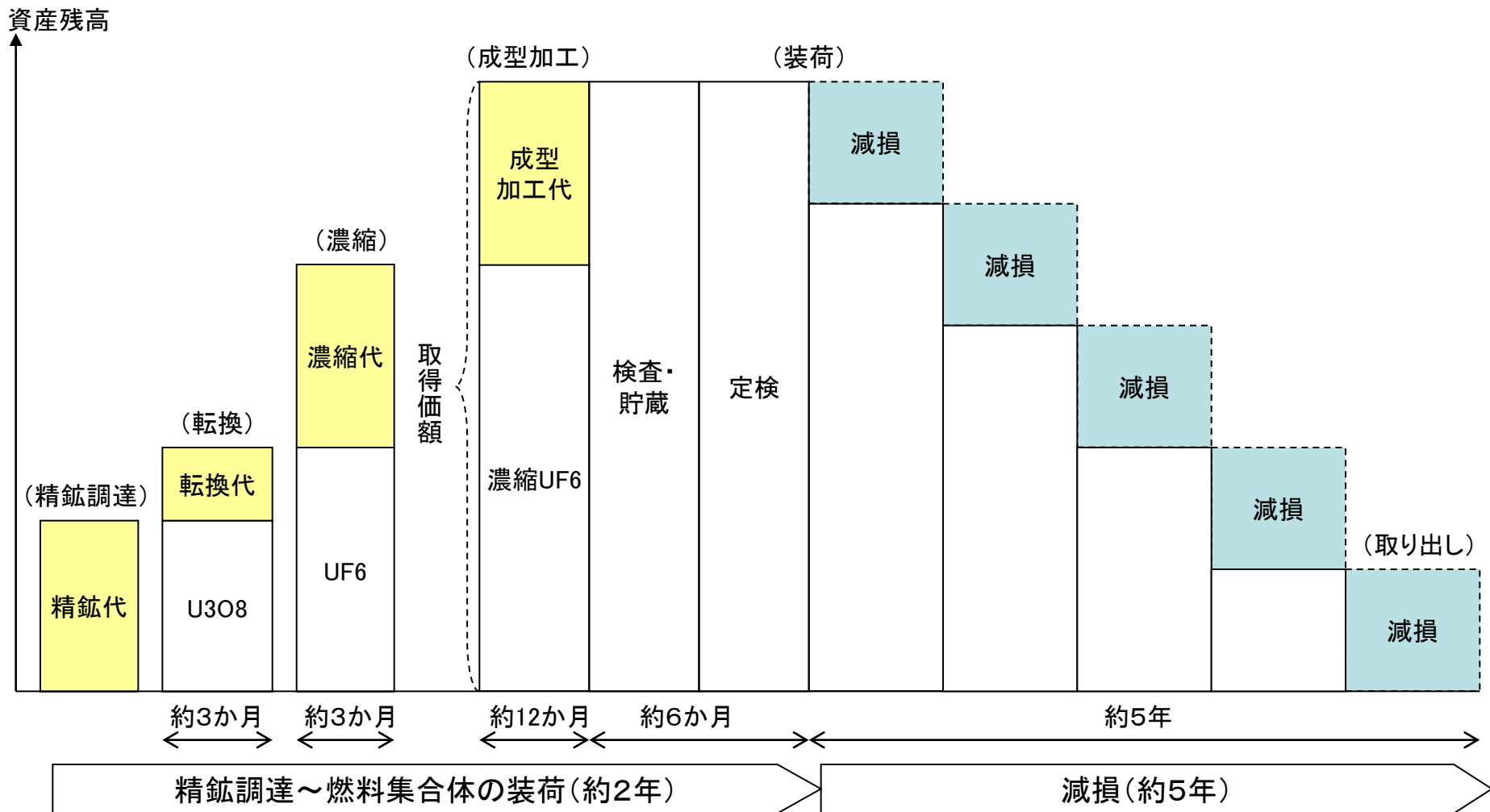
核分裂をしやすいウ  
ラン235の割合を天  
然の0.7%から3~5%  
まで高め、濃縮UF6  
を製造

濃縮UF6を粉末状態  
に戻し、燃料集合体  
を製造

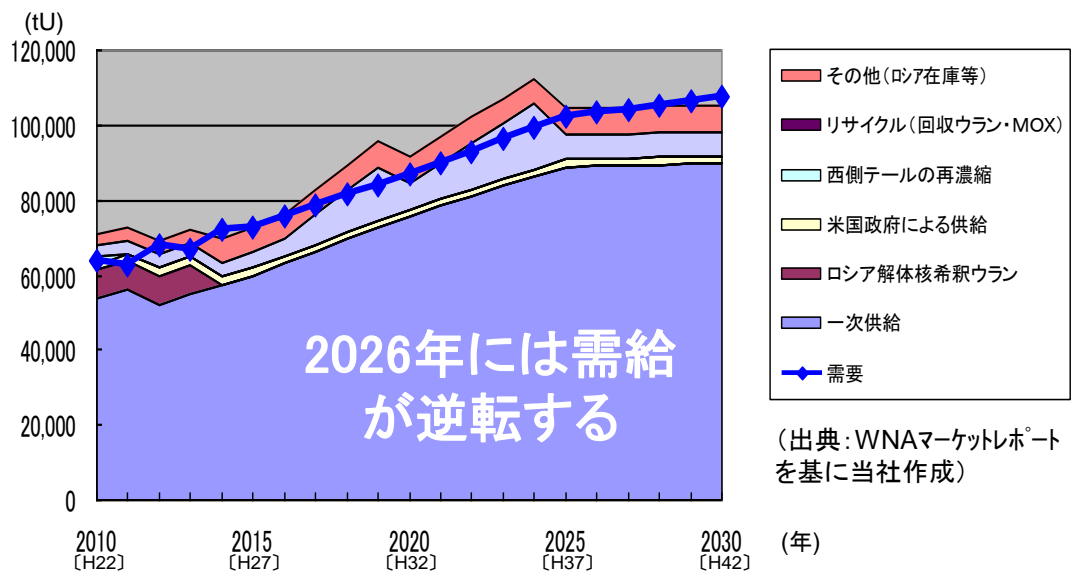
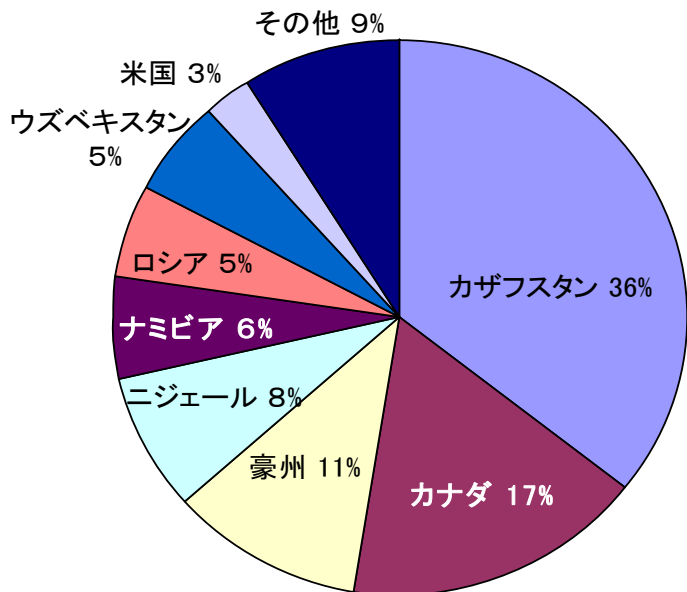
※ ( )内は燃料集合体取得原  
価に占めるおおよその割合

○ 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要する期間は約7年。

【燃料集合体までの資産取得から減損まで】



- 原子燃料の原料であるウラン精鉱はカザフスタン、アフリカ、カナダ、豪州等のウラン鉱山で生産。
- 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予測されている。
- 世界の生産量 (2011年: 約54,610tU) は需要 (同約62,552tU) を満たしておらず、不足分はロシア解体核兵器、民間の在庫が補完。



(出典: WNAマーケットレポートを基に当社作成)

(主な精鉱事業者の生産量【全体の85%】)

KazAtomProm (カザフスタン)	8,884tU
Areva (フランス)	8,790tU
Cameco (カナダ)	8,630tU
ARMZ (ロシア)	7,088tU

Rio-Tinto (イギリス・オーストラリア)	4,061tU
BHP Billiton (オーストラリア)	3,353tU
Navoi (ウズベキスタン)	3,000tU
Paladin (オーストラリア)	2,282tU

(出典: WNA Pocket Guide)

- 現在、日本には転換施設はなく海外に依存。次工程のウラン濃縮の大半を海外に依存せざるを得ない状況及び輸送の便を考慮すると海外で行うことは合理的。
- 製錬を終えたウラン（固体）にフッ素を反応させて、六フッ化ウラン（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)

会社名	生産能力(tU/年)
Areva (フランス)	14,000
ConverDyn (アメリカ)	15,000
Cameco (カナダ)	12,500
Rosatom (ロシア)	25,000

(出典: WNAマーケットレポート)

- ウランを原子力発電所の燃料として使用するためには、ウラン鉱山から掘り出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。
- このウラン235の割合を高める作業を濃縮という。
- 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)

会社名	所在国	濃縮法	生産能力 ( t SWU )
USEC	米国	ガス拡散法	約11,300
EURODIF (AREVA)	仏国	ガス拡散法	約10,800
URENCO	英・独・蘭	遠心分離法	約12,800
TENEX (ROSATOM)	露	遠心分離法	約28,600
日本原燃	日本	遠心分離法	約1,050
中国核工業集团公司	中国	遠心分離法	約1,300

(当社調べ)

- 濃縮工程を終えたガス状の六フッ化ウランを「再転換工場」に運び、化学処理し、粉末状の二酸化ウランにする。
- 次に二酸化ウランを「成型加工工場」に運び、ここで実際に原子炉に装荷される燃料（燃料集合体）を製造する。
- 国内事業者のうち、三菱原子燃料は再転換、成型加工ともに自社工場で行っている。
- ウラン燃料成型加工会社は国内三社で1,724tU/年の設備容量があり、自国での必要容量を確保している。

## (主な成型加工事業者)

会社名	所在国	生産能力(tU/年)
三菱原子燃料	日本	再転換:450、成型加工:440
原子燃料工業	日本	成型加工:284(PWR)、250(BWR)
グローバル・ニュークリア ・フュエル・ジャパン(GNF-J)	日本	成型加工:750
AREVA NP	仏・米・独 ベルギー	再転換:3,800、成型加工:3,950
GNF-A	米国	再転換:1,200、成型加工:1,000

(出典:WNAマーケットレポート)

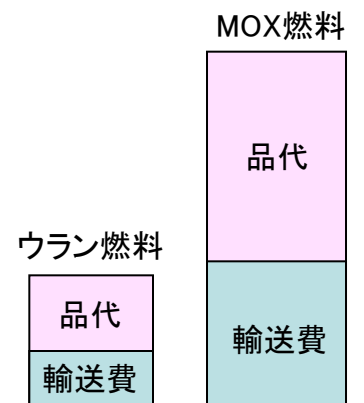


- 仏国で再処理後回収したプルトニウムを2回に分けて仏国MELOX工場でMOX燃料に加工し、玄海3号機に第一回加工分(16体)を平成21年10月、第二回加工分(20体のうち16体)を平成23年3月に装荷。残りの4体は次回定期検査以降の装荷を計画。(合計36体のMOX燃料を装荷)
- このため前回原価と比較して減損単価の上昇要因となっている。

[プルサーマルの必要性]

- ・わが国は、利用目的のないプルトニウムは保有しないことを国際的に公約。
  - プルトニウムを平和利用(プルサーマル)していくことが必要。
- ・ウラン資源の有効活用
  - プルトニウムをリサイクルすることで、有限なウラン資源を節約することが出来る。

・燃料価格の概要  
(イメージ図)



MOX燃料調達の特徴	
品代	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ MOX焼結ペレットは仏国工場で製造。MOX燃料棒及び燃料集合体の部材を日本国内で製造し、仏国へ持ち込んだ上で、仏国工場でMOX燃料を組み立て。</li> <li>・ MOX燃料加工工場では、ウラン燃料加工工場以上の厳格な核物質防護・品質管理が求められる。(プルトニウムを扱うための十分な密封管理や遮蔽対策。製造状況の確認、工程毎の監査・検査等による品質保証活動等)</li> <li>・ ウラン燃料と比べて発注体数が少ない。</li> </ul>
輸送費	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 核物質防護・安全性に関する国際条約、日米原子力協定及び国内外で定められた厳格な安全基準に従うことが求められる。</li> <li>・ 専用輸送容器や護衛官が乗船した専用輸送船が必要。</li> </ul>

## ○ スポット価格

- ・ 2003年以降、カナダ鉱山における出水事故、豪州鉱山における操業停止等に伴い、価格が急上昇。2007年6月には、135ドル/lb-U308 を記録した（2003年水準：12ドル/lb-U308 の約11倍）。

1 lb (ポンド) = 0.45kg

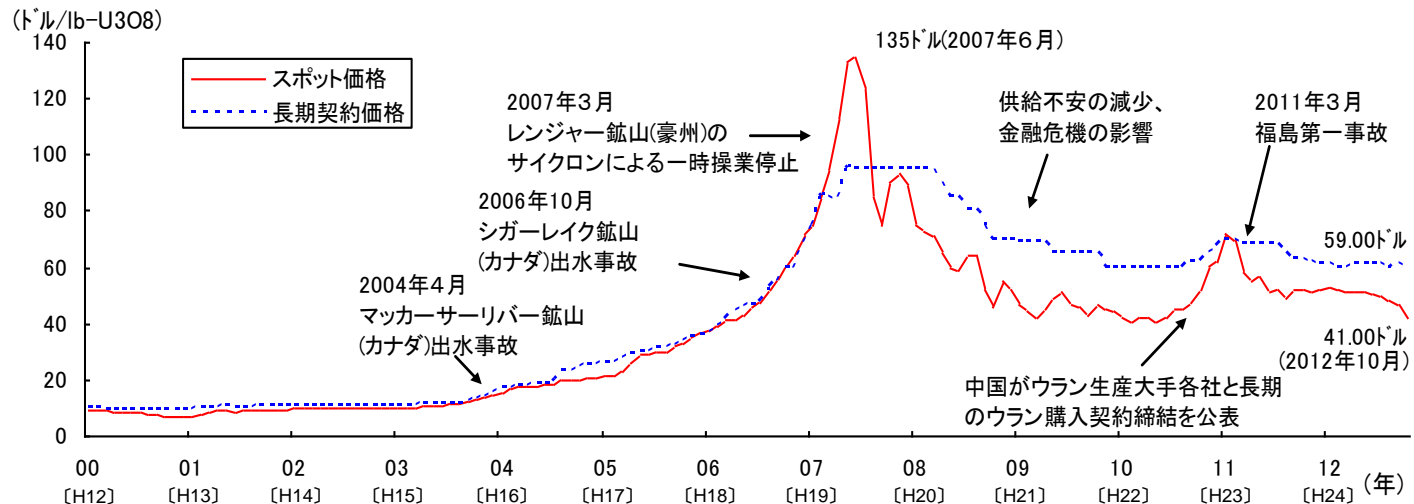
## ○ 長期契約価格

- ・ 上記スポット価格同様、2007年には、95ドル/lb-U308 まで上昇（2003年水準：12ドル/lb-U308 の約8倍）。

## ○ 核燃料取得価額への影響

- ・ 今回の原価算定期間における核燃料取得価額には、スポット、長契価格が高騰した2007～2008年頃に購入したウラン精鉱が含まれており、原子燃料の発電単価を上昇させている。

## 【ウラン精鉱価格の推移】



- 原子燃料調達には、発電所での装荷までのスケジュールを考慮したうえで、工程毎に効率的な調達を実施。
- 各工程において、長期契約を主体とし、調達先の分散化を図ることで、長期安定調達を図るとともに、購入価額低減に取り組む。
  - ・ 調達先を分散化することで、事業者間での競争を促すと同時にリスク分散を実現。
- これらの効率化の取組みについては、今回の核燃料費算定にも反映。

## 【購入価額低減等に関する主な取組み】

工 程	内 容
精 鋳	・ 各調達先と、固定価格や上限価格設定について交渉し多様な価格条件とすることで、市況変動の影響緩和を実現。
濃 縮	・ 競争見積の結果を踏まえ、価格条件の良い事業者に優先的に数量割当を行うことで、購入価額低減を実現。
成型加工	・ 国内事業者間での競争見積を実施することで、購入価額低減を実現。