

燃料費

平成25年11月
中部電力株式会社

1. 燃料費の算定結果

1

- 燃料費は、原子力発電所の利用率低下（浜岡3～5号機の利用率：前回83.0%⇒今回12.4%）に伴い、火力発電電力量が増加したことや、燃料価格が上昇したことから、平成26～28年度平均で、前回改定に比べ4,889億円 of 大幅な増加となる見込みです。
 - ・火力燃料費：4,969億円の増加
 - ・核燃料費：80億円の減少
- 火力発電電力量については、販売電力量の減少はあるものの、原子力発電電力量や他社からの受電電力量の減少に伴い増加する一方で、割高な石油系を最小限に抑制していることから、LNG火力（ガス系）が大幅に増加しています。

（億円、億kWh、円/kWh）

		今回（H26～H28） A			前回（H20） B			差引 A－B		
		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
水	力	—	86	—	—	97	—	—	▲11	—
	火	12,384	1,146	10.81	7,415	969	7.65	4,969	177	3.16
	石油系	261	14	19.09	421	25	16.96	▲160	▲11	2.13
	ガス系	10,857	845	12.85	6,017	656	9.18	4,840	190	3.67
	石炭系	1,266	287	4.41	976	288	3.39	290	▲2	1.03
	原子力	20	39	0.50	100	255	0.39	▲80	▲216	0.11
	新エネ	—	1	—	—	0	—	—	1	—
自社計		12,403	1,272	9.75	7,514	1,321	5.69	4,889	▲49	4.06

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

(億円、億kWh、円/kWh)

		今回(H26～H28) A			H26			H27			H28				
		金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価		
	水	力	—	86	—	—	84	—	—	87	—	—	88	—	
	火	力	12,384	1,146	10.81	12,923	1,160	11.14	12,624	1,169	10.80	11,603	1,108	10.48	
	石	油	系	261	14	19.09	351	19	18.56	297	16	19.08	135	7	20.64
	ガ	ス	系	10,857	845	12.85	11,332	859	13.20	11,044	861	12.83	10,195	816	12.49
	石	炭	系	1,266	287	4.41	1,240	283	4.39	1,284	292	4.39	1,273	285	4.47
	原	子	力	20	39	0.50	—	—	—	13	22	0.57	47	96	0.49
	新	工	ネ	—	1	—	—	1	—	—	1	—	—	1	—
自 社 計			12,403	1,272	9.75	12,923	1,245	10.38	12,637	1,279	9.88	11,650	1,292	9.02	

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

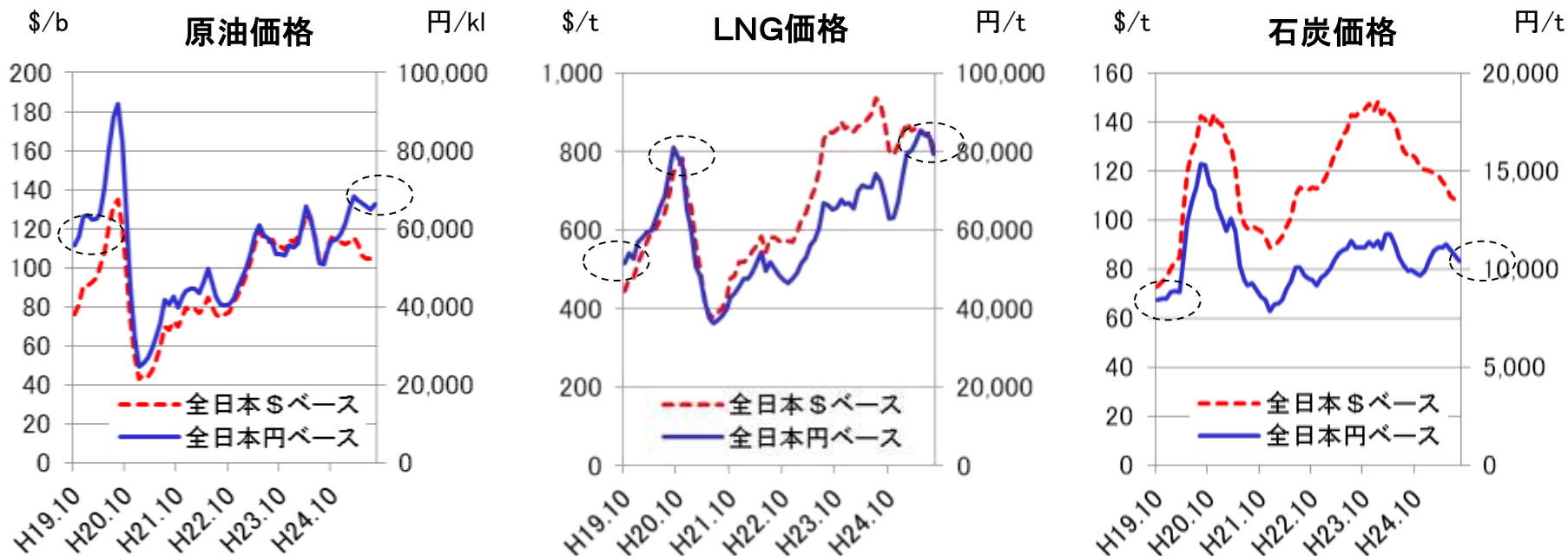
2. 火力燃料消費計画

- 化石燃料の中でも割高な石油系燃料の消費数量は、最小限に抑制しています。
- LNGの消費数量は、上越火力発電所の運転開始による熱効率の向上により低減する一方、火力発電電力量の大幅な増加をLNG火力の稼働増により補うことから、前回改定に比べて大幅に増加する見込みです。
- 石炭の消費数量は、発電電力量は前回とほぼ同等であるものの、亜瀝青炭の導入など平均発熱量が低下してきていることから、消費量は増加する見込みです。

		今回				前回	差引
		H26	H27	H28	(H26～H28) A	(H20) B	A－B
重油	千kl	3	3	3	3	2	1
原油	千kl	468	385	161	338	607	▲269
軽油	千kl	12	12	12	12	15	▲3
LNG	千t	12,713	12,562	11,936	12,404	9,784	2,620
LPG	千t	50	50	50	50	182	▲132
石炭	千t	9,997	10,356	10,085	10,146	9,890	256
木質バイオマス	千t	101	102	100	101	－	101
重油換算消費量	千kl	24,129	24,075	22,837	23,680	20,828	2,852

3. 火力燃料の全日本通関価格の推移

- 前回改定時に比べ、全燃種とも値上がりしていますが、円高の影響もあり、円ベースの値上がり幅は圧縮されています。
- LNGは、リーマンショック直前の水準まで達しています。

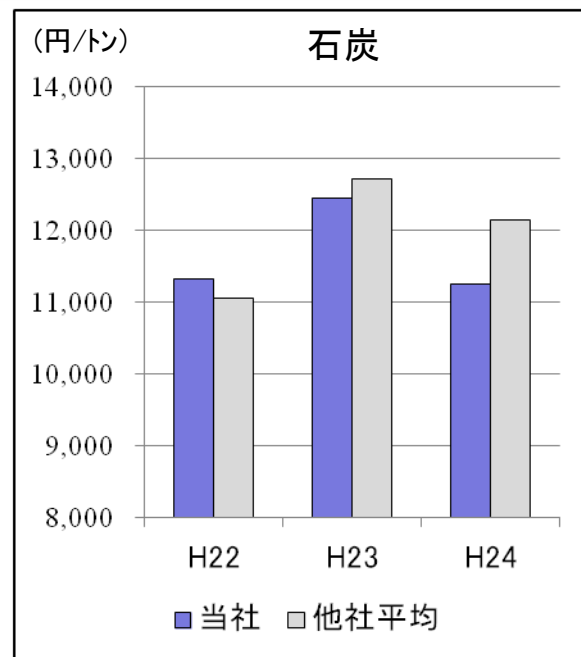
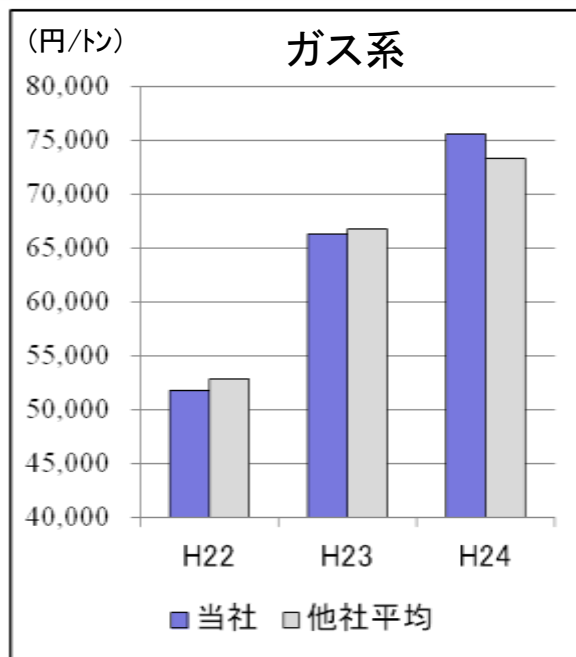
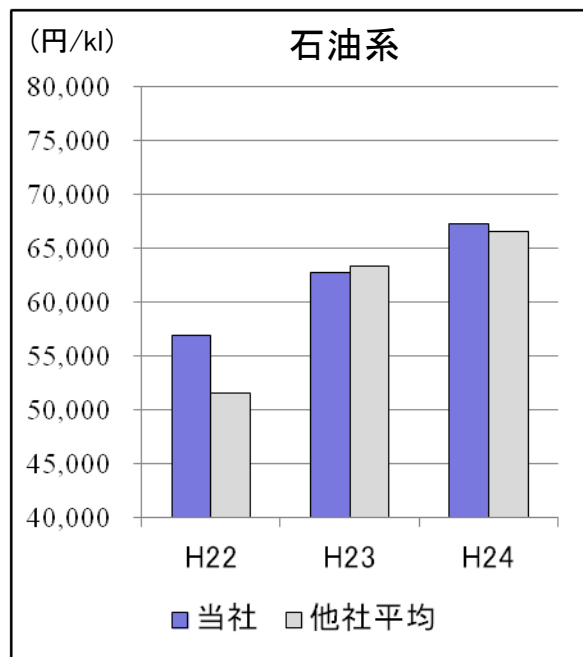


	今回(H26～H28) A		前回(H20) B		差引 A－B	
為替	99.0円/\$		113.0円\$		▲14.0円/\$	
原油	65,706	円/kl (105.5\$/b)	59,131	円/kl (82.9\$/b)	6,575	円/kl (22.6\$/b)
LNG	82,406	円/t (832.2\$/t)	52,721	円/t (465.1\$/t)	29,685	円/t (367.1\$/t)
石炭	10,702	円/t (108.1\$/t)	8,406	円/t (74.2\$/t)	2,296	円/t (33.9\$/t)

※為替レート・燃料価格は、今回は平成25年6月～8月までの貿易統計価格の平均値、前回は平成19年10月～12月までの貿易統計価格の平均値を参照している。

4. 当社の火力燃料消費価格水準

- 原油(石油系燃料)は、当社管内の厳しい環境規制に対応するため、割高な低硫黄原油を使用していますが、他社とほぼ同水準の価格となっています。
- LNGは、需要変動対応の役割を担いつつ、スポット調達により経済調達に努めています。
- 石炭は、インドネシア炭の購入拡大やトレーディング子会社であるChubu Energy Trading Singapore (CETS)の活用等により、経済的な調達ができております。



石油系 単位: ¥/kl

	H22	H23	H24
当社	56,808	62,652	67,183
他社平均	51,467	63,251	66,501

ガス系 単位: ¥/t

	H22	H23	H24
当社	51,721	66,293	75,568
他社平均	52,785	66,746	73,292

石炭 単位: ¥/t

	H22	H23	H24
当社	11,306	12,446	11,240
他社平均	11,048	12,714	12,133

※ 他社平均は、電力各社の有価証券報告書ならびに資源エネルギー庁「電力調査統計」等をもとに当社試算。

石油系は原油換算、ガス系はLNG換算して算定。

5. 原価織り込みの燃料購入価格の内訳

- 燃料価格は、CIF価格（品代、運賃、保険料）、石油石炭税、諸経費等で構成されております。
- 燃料価格の大部分は国際的なマーケットにリンクしているCIF価格ですが、当社は、諸経費等を含めた調達費用削減に努めております。

※H26～H28年度の
平均購入価格

- ・点線で囲んでいる部分が
マーケットリンク部分
・パーセンテージは購入価格
に占める割合を示す

原油価格
75,390円/kl※

LNG価格
87,165円/t※

石炭価格
12,279円/t※

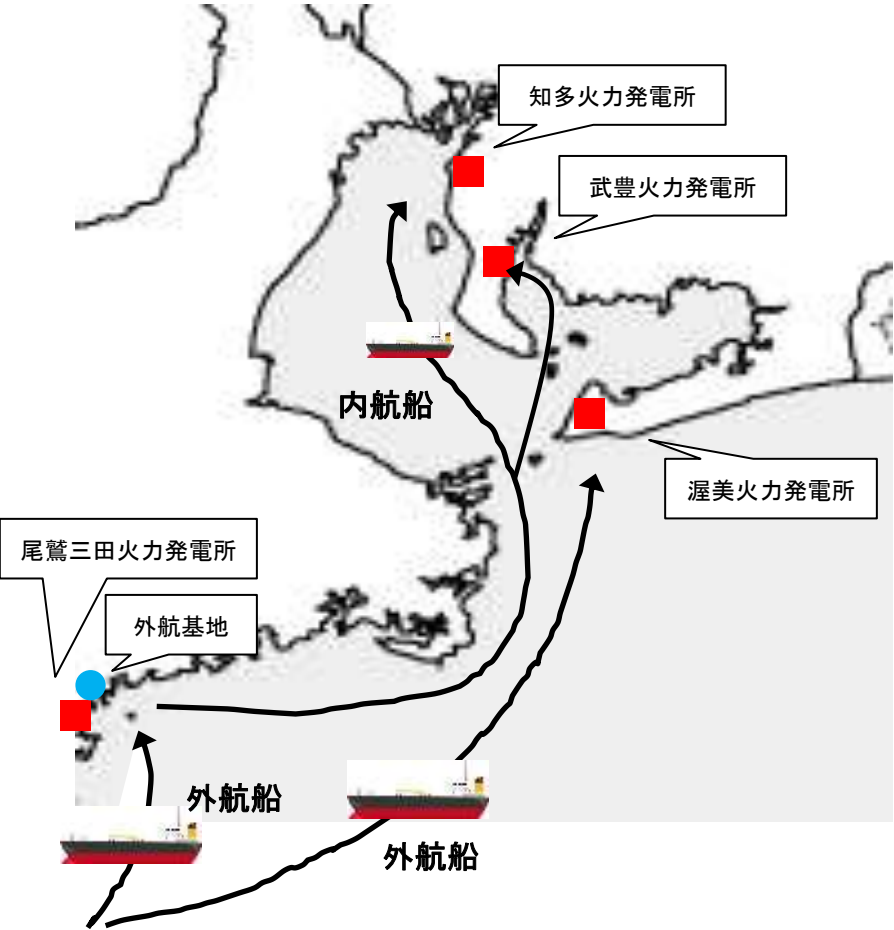
内訳		内訳		内訳	
CIF価格		CIF価格		CIF価格	
品代	89%	品代	※LNG価格は品代・ 運賃・保険料込みの価 格で決まることが多い	品代	73%
運賃	2%	運賃		運賃	13%
保険料	少	保険料		保険料	少
計	91%	計	98%	計	86%
その他		その他		その他	
石油石炭税	4%	石油石炭税	2%	石油石炭税	10%
諸経費等	5%	諸経費等	0.4%	諸経費等	4%
【諸経費等内訳】		【諸経費等内訳】		【諸経費等内訳】	
備蓄費用等の元売経費	3%	輸入代行料他	0.2%	輸入代行料	1%
内航転送費用	1%	荷役・気化費用	0.2%	荷役費用	2%
荷役費用他	1%			内航転送経費	1%
諸経費等のうち関係会社取引比率51%		諸経費等のうち関係会社取引比率42%		諸経費等のうち関係会社取引比率36%	

	原油	LNG	石炭
原価織込みCIF ①	68,993 円/kl (110.8\$/b)	85,112 円/t (859.5\$/t)	10,570 円/t (106.7\$/t)
全日本通関CIF ②	65,706 円/kl (105.5\$/b)	82,406 円/t (832.2\$/t)	10,702 円/t (108.1\$/t)
差 ①-②	3,287 円/kl (5.3\$/b)	2,706 円/t (27.2\$/t)	▲132 円/t (▲1.4\$/t)

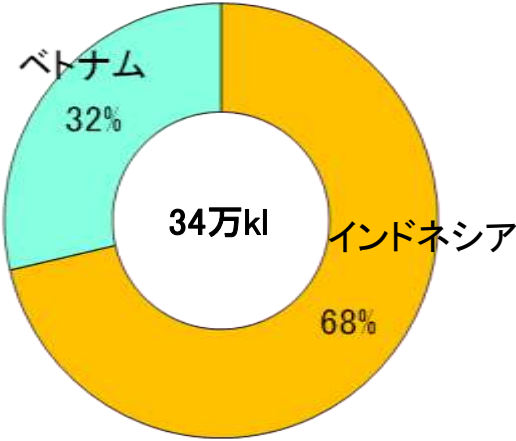
6. 火力燃料調達 (1)原油 ①当社の調達の概要

- 当社は、尾鷲三田火力および渥美火力向け原油は、外航船で受け入れ、直接消費しています。他の内航火力発電所(武豊火力、知多火力)へは、尾鷲三田火力に隣接する外航基地から内航船で転送しております。
- 原油調達数量は、年間平均で34万kl(平成26～28年度平均)となっています。
- 発電所における環境規制に対応するため、硫黄分の少ない主に南方原油(東南アジア産)を使用しております。

(1)発電所、主要航路



(2)調達先比率(H26～28平均)



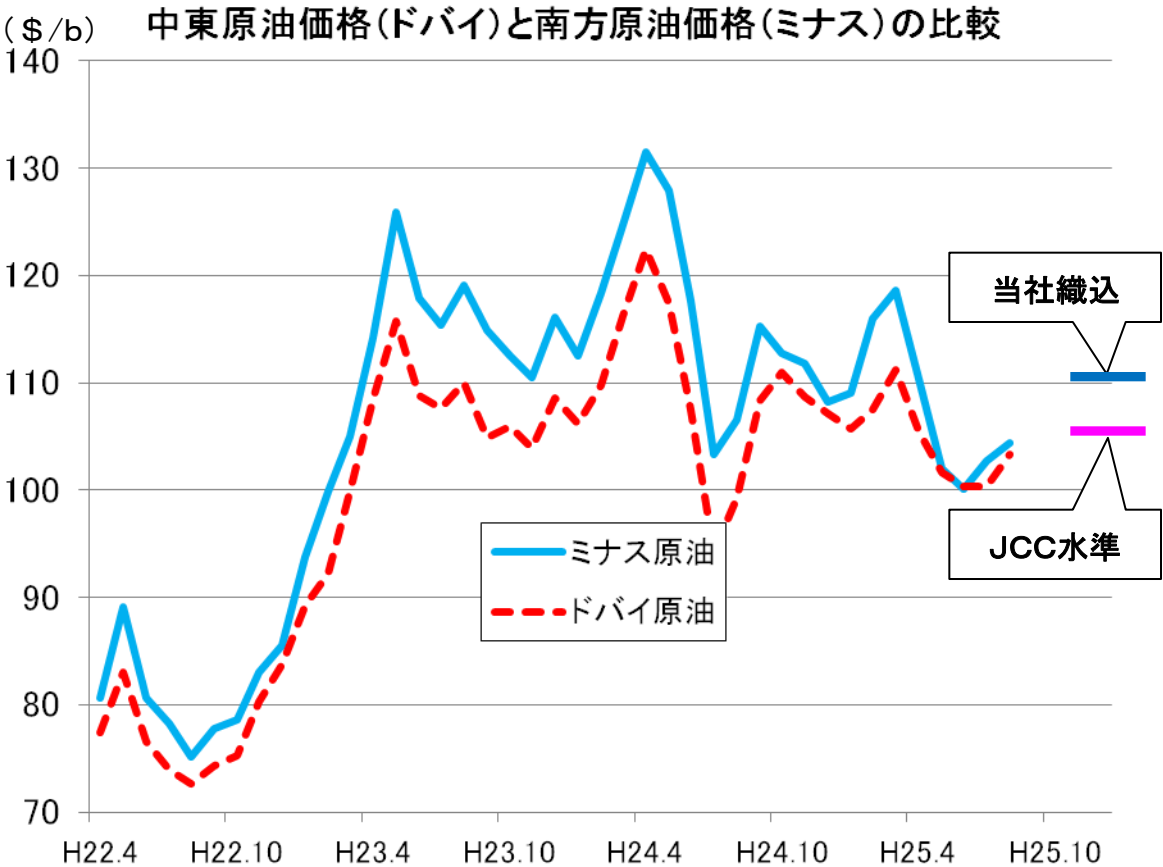
(3)当社使用の原油性状

原油硫黄分(東南アジア産等)	0. 1%程度
(参考) 主要な中東産原油硫黄分	1. 1～2. 8%程度

※環境保全のため、各発電所は地元自治体と公害防止協定を締結し、硫黄酸化物等の排出量を取り決めており、使用可能な油種に制限がある。

6. 火力燃料調達 (1)原油 ②原価織り込み価格

- 当社が原価に織り込んだ原油CIF価格(平成25年6-8月の購入実績並み)は、全日本通関原油CIF価格(JCC)よりも、3,287円/kl(5.3\$/b)割高となっております。
- これは、JCCの8割以上が硫黄分の高い中東原油(ドバイ原油価格を指標)で構成されているのに対し、当社は、環境規制に対応するため、硫黄分が低い環境特性に優れた南方原油を利用するためです。
- なお、原油の原価算定にあたっては、南方原油とJCCとの過去1年間(平成24年9月-平成25年8月)の平均価格差を、至近(平成25年6-8月)のJCCに加えて算出し、季節要因により価格差が変動する影響を排しています(ディファレンシャル方式、過去料金改定時にも採用)。



全日本通関原油価格と
原価織込み原油CIF価格の比較

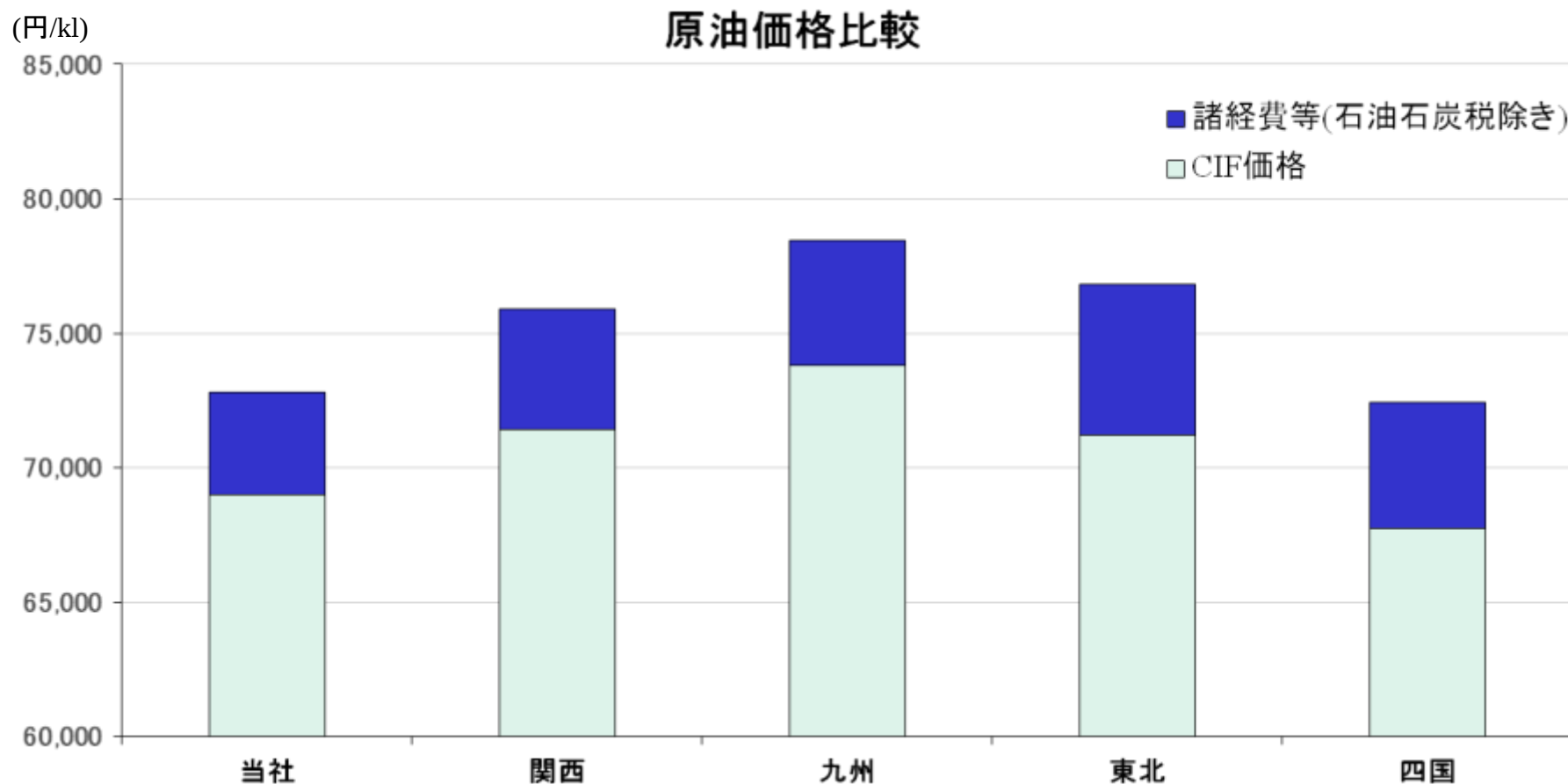
原価織込み 原油CIF価格	①	68,993 (円/kl)	110.8 (\$/b)
全日本通関 原油CIF価格	②	65,706 (円/kl)	105.5 (\$/b)
差	①-②	3,287 (円/kl)	5.3 (\$/b)

低硫黄原油を使用する理由

- 高硫黄原油の使用には脱硫装置の設置が必要
- 当社石油火力はピーク対応電源であり、利用率が低い(10%未満)
- 脱硫装置設置および運転維持のために必要な経費(約10,000円/kl(利用率10%前提))

6. 火力燃料調達 (1)原油 ②原価織り込み価格

- 当社は、外航船で直接に原油を購入することで、CIF価格、国内諸経費など価格構成要素ごとに費用の削減を図り、経済的な原油調達に努めてまいりました。
- 電力他社と比較すると、当社は低い水準となっており、低硫黄による割増分を考慮すると、当社の優位性はさらに高まります。



※電気料金審査専門委員会資料等をもとに当社試算(申請原価ベース。ただし、JCCと為替レートは補正)

● 当社では、柔軟性確保と経済性追求の両立に向けて、以下のような取り組みを行っております。

○数量オプションの設定

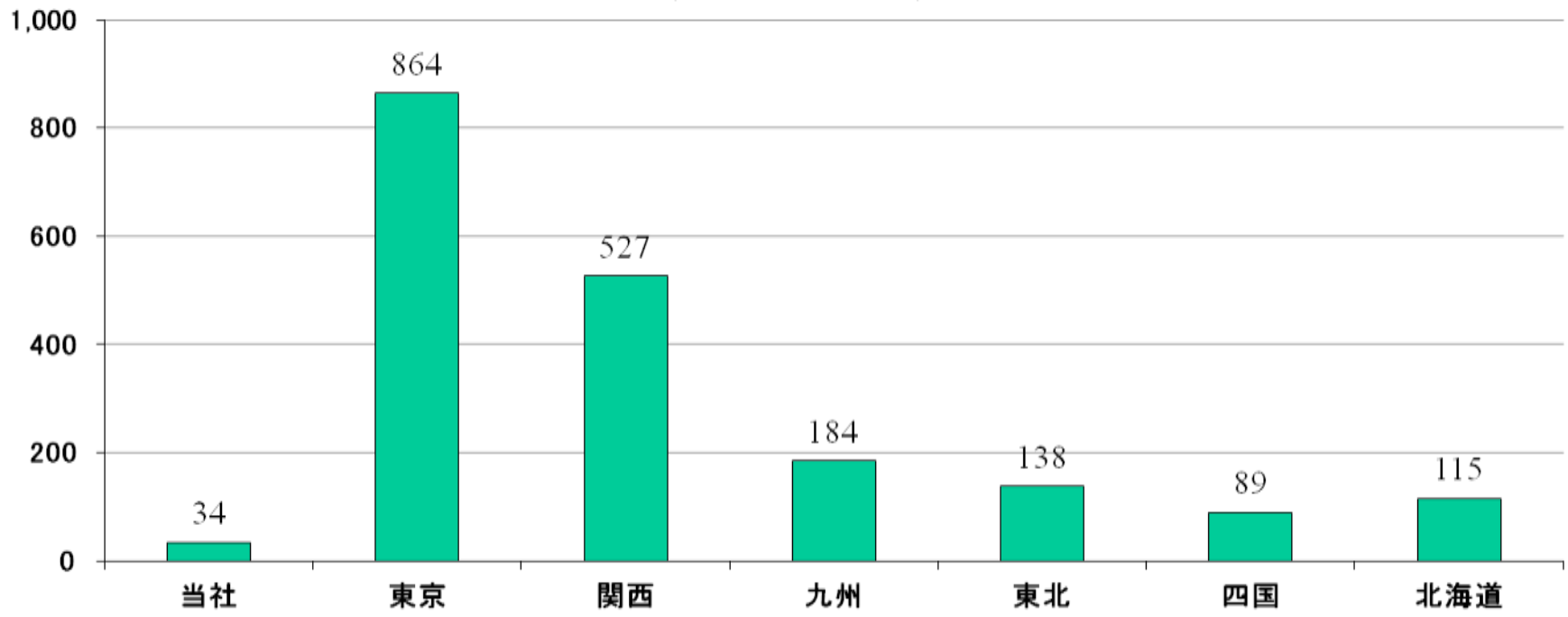
- ・ 当社は、納入者との間で締結する原油売買契約に調達予定数量を減量できるキャンセル・オプションを設定しています。需要が下振れしたときにキャンセル料を支払っても経済性が出る場合には、オプションを行使しています。

○外航火力・自前外航基地の活用、および内航専用船の利用

- ・ 尾鷲三田火力発電所および渥美火力発電所では、経済性の高い外航船から直接受入・消費が可能です。
- ・ 尾鷲外航基地から内航火力へ原油を転送する内航船は、専用船を手配することで安定性を確保するとともに、不稼働時には第三者に貸し出すことで固定費用の節減を図り経済性の維持に努めています。

他社との石油消費量比較
(料金原価織込み)

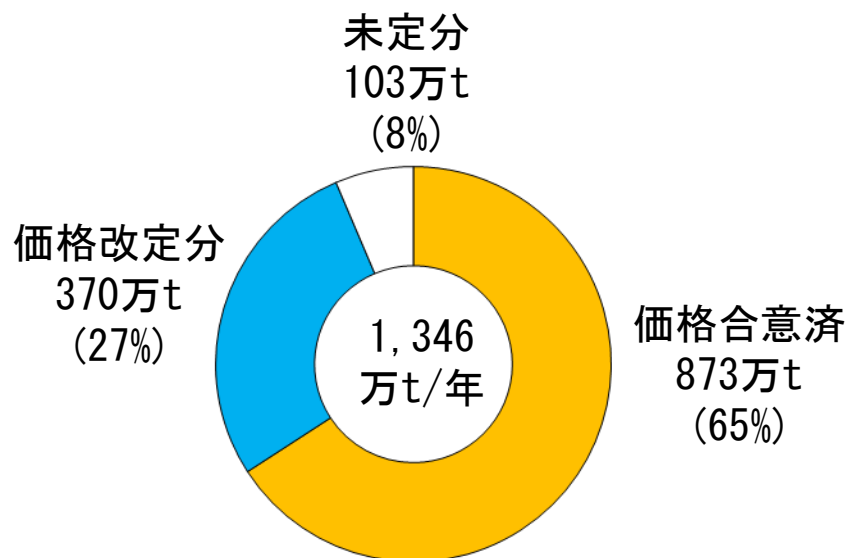
(万kl/年)



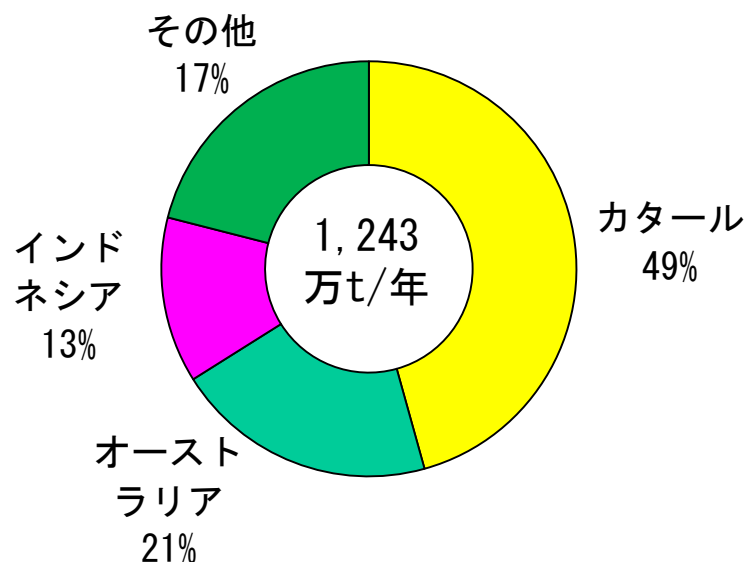
6. 火力燃料調達 (2) LNG ①調達の概要

- 当社のLNG調達数量は、原子力発電所の利用率減にともなう火力発電量の増加、石油系火力の抑制により、原価算定期間中の調達数量は約1,350万t程度となる見込みです。
- 全所要量(ガス事業における販売数量を含む)の92%(1,243万t)を確保済みであり、未定分103万t(8%)はスポット契約にて調達する前提で織り込んでおります。
- 確保済み数量のうち、価格が合意済みのものは873万t、原価算定期間内に価格改定があるものは370万tです。
- 調達先は、カタール、豪州、インドネシアなどに分散させておりますが、浜岡原子力発電所の停止後、供給余力のあるカタールより多量のLNGを緊急調達したこともあり、カタールからの調達比率が高くなっております。

LNG調達量 (H26-H28平均)



価格合意済みおよび価格改定分
における調達先比率
(H26-H28平均)



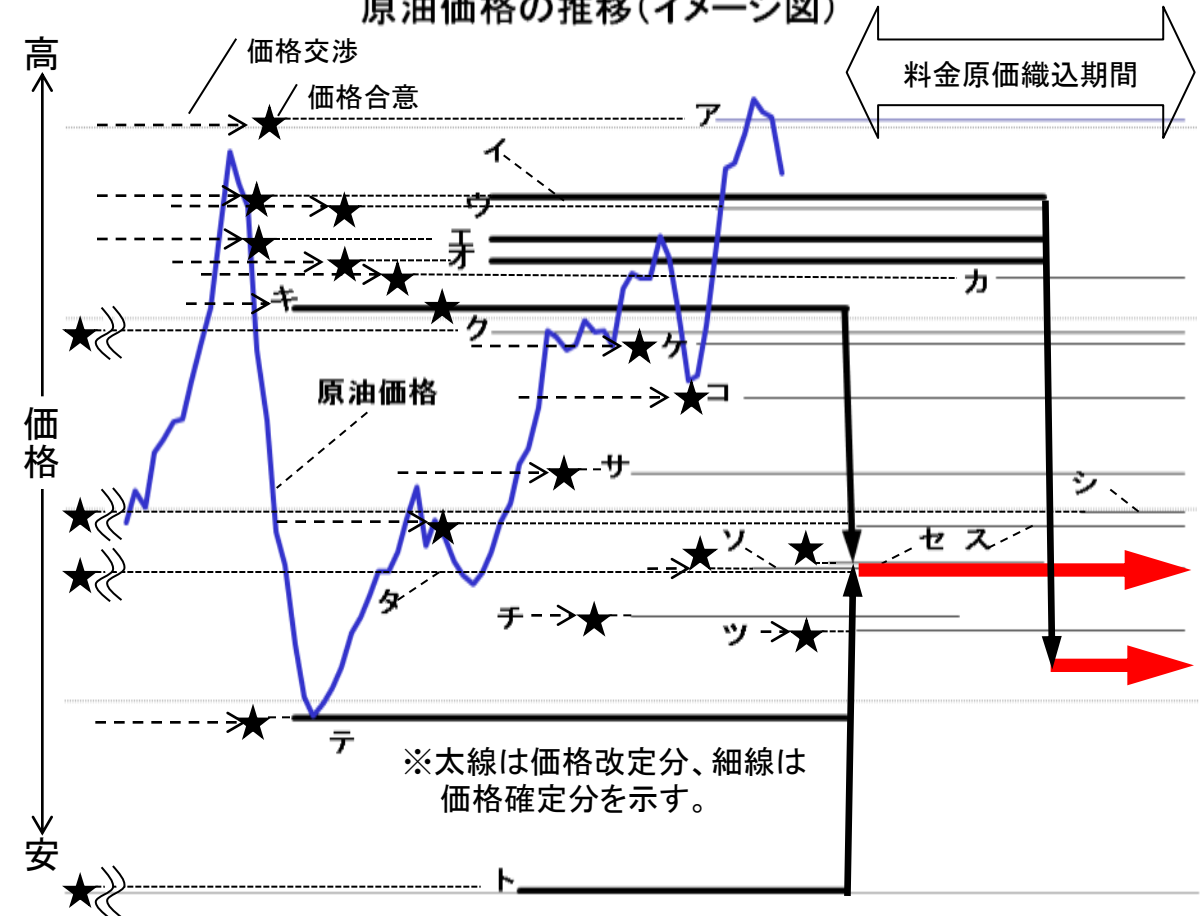
【参考】主要なLNG中長期契約

プロジェクト名	国名	売主	共同買主	基本数量	契約期間
インドネシア 契約再延長	インドネシア	インドネシア国有石油ガス会社(プ ルタミナ)、トータルE&Pインドネシ ア社、国際石油開発帝石	関西電力、九州電 力、新日本製鐵、 大阪ガス、東邦ガス	(買主6社合計) H23～27:300万 H28～32:200万	H23/1から10年間
ドンギ・スノロ	インドネシア	ドンギ・スノロLNG社		100万	H26下期～H39/12(13年)
マレーシア	マレーシア	マレーシアLNG社		最大54万	H23/1～H43/3(20年)
カタール 長期	カタール	カタール液化ガス1株式会社	東京電力、東北電 力、関西電力、中国 電力、東京ガス、大 阪ガス、東邦ガス	400万	H9/1～H33/12(25年)
カタールⅢ 長期	カタール	カタール液化ガス3株式会社		H25～H29:100万 H30～:70万	H25から15年間
西豪州延長	オーストラリア	BHPビルトンペトロリアム(社、 BPデベロップメンツ 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 ディベロップメント社、 ウッドサイド エナジー社		50万	H21/4～H28/3(7年)
西豪州拡張				60万	H21/4～H41/3(20年)
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		144万	H26から25年間
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		50万	H23/4～ H38/3(15年)
BG ポートフォリオ	(BGグループが 保有する供給 源)	BGグループ		全期間を通じて 最大122隻(7万 級船で854万)	H26/4～H47/3(21年)
BP ポートフォリオ	(BPグループが 保有する供給 源)	BPシンガポール		全期間を通じて 800万	H24/4～H40/3(16年)
ENI	(ENIが保有する 供給源)	イタリア炭化水素公社(ENI)	韓国ガス公社	(買主2社合計) 全期間を通じて 28隻(約170万)	H25/5～H29/12(4年8月)

6. 火力燃料調達 (2)LNG ②原価織り込み価格

- 原価算定期間内に価格改定がある契約のうち、平成26年度に改定を迎えるものについては、全日本通関CIF価格 (JLC) を適用し、平成27年度に改定を迎えるものについては、更に米国フリーポート・プロジェクトLNG導入による効果を見込み、価格低減(効率化)を織り込んでおります。
- スポット契約により調達する未定分については、至近(平成25年6-8月)のJKM(日本・韓国向けLNGスポット価格)実績にて織り込んでおります。

当社LNGプロジェクト別の価格水準・適用期間と
原油価格の推移(イメージ図)

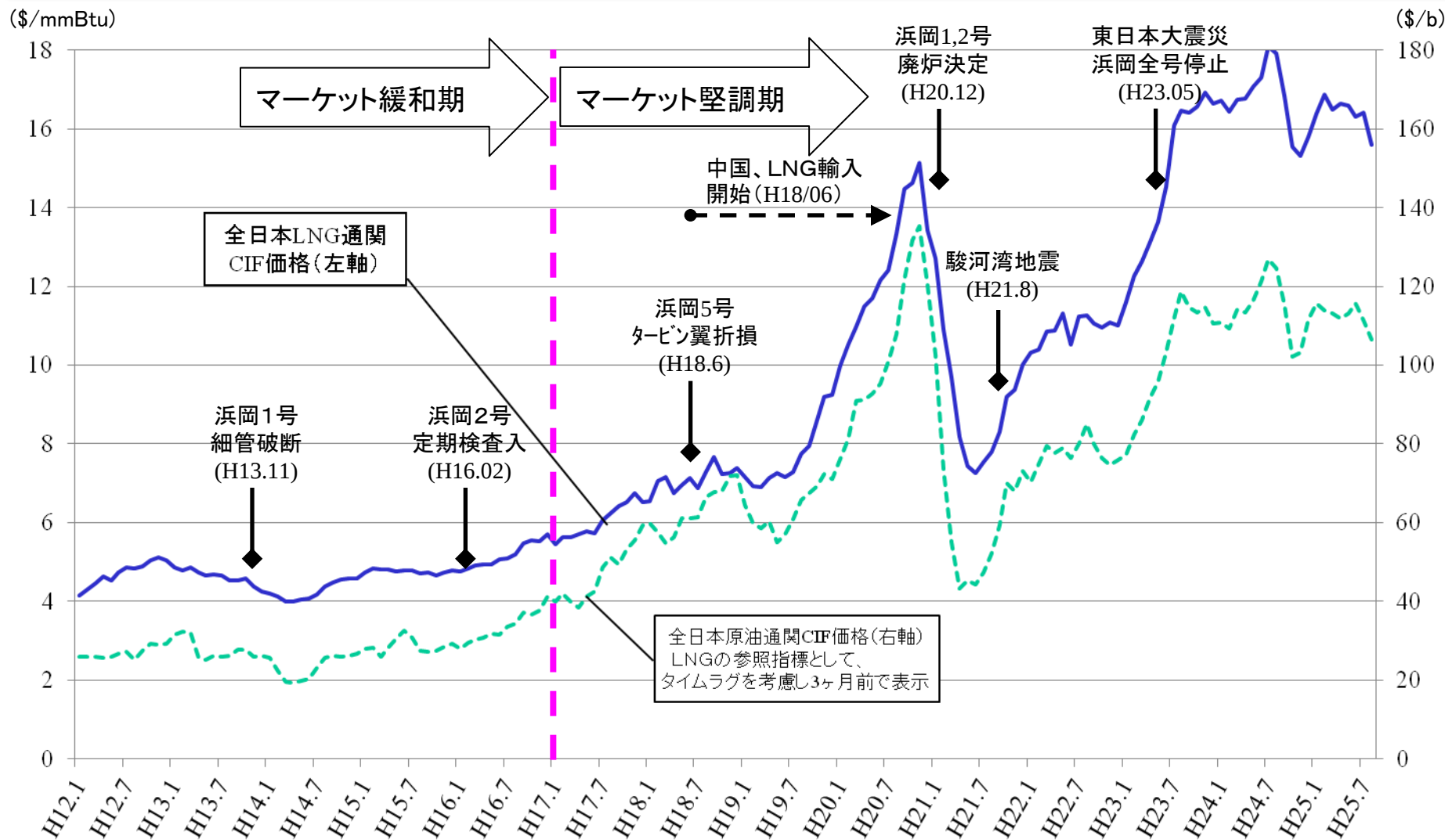


全日本通関LNG価格と
原価織込みLNGCIF価格の比較

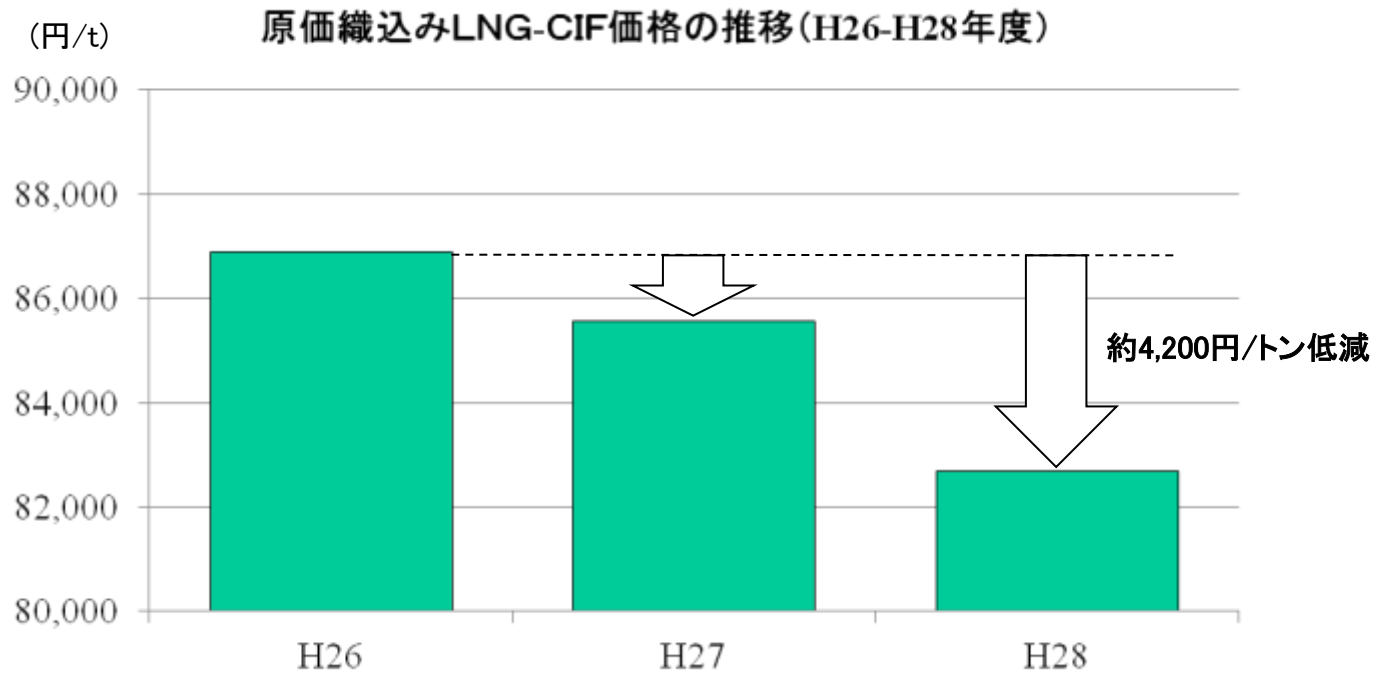
		円/t	\$/t
原価織込み LNGCIF価格	①	85,112	859.5
全日本LNG 通関CIF価格 (JLC)	②	82,406	832.2
差	①-②	2,706	27.2

【参考】LNGの輸入価格とプロジェクト開発状況

- 当社のLNG契約の多くは、LNG需給の逼迫期や、原子力停止によりLNGを緊急調達せざるを得ない時期と契約・価格改定時期が重なりました。
- 当社は米国フリーポートプロジェクトへの参画等を通して燃料バリューチェーン全体に関与することにより、LNG調達価格の低減に努めてまいります。



- 原価算定期間内に価格改定がある契約すべてについて、価格低減努力を改定後の価格に織り込んでおります。さらに、平成27年度に価格改定を迎える契約については、平成30年度の米国フリーポート・プロジェクトLNGの導入による価格低減効果も先取りして改定後の価格に反映しております。
- この結果、後年次にかけて燃料調達価格は低減し、平成28年度の価格は平成26年度に比べて、約4,200円/t低減する見込みです。



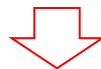
【シェールガスが日本向けLNGに与える影響】

(需給動向)

- 日本向けLNGの需給状況については、国内の原子力発電所が再稼働した場合であっても、中国・インド等の新興国によるLNG輸入の増加やアジア向け新規プロジェクトの開発遅延等により、平成28年に向けて現状よりもタイト化するという見方が主流です。
- また、原価算定期間中にシェールガスの輸入は開始されないため、シェールガスがLNG需給に直接影響を及ぼすことはないと考えております。

(価格改定)

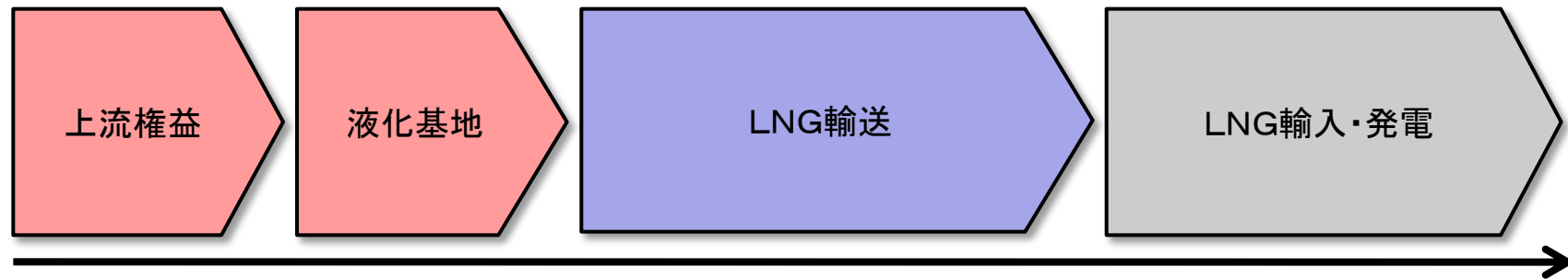
- 日本企業が関与する米国LNGプロジェクトの非FTA締結国向け輸出が許可され、米国ガス価格連動のLNGが本邦へ輸出されても、米国LNGの全日本通関価格への影響が顕在化するのは平成30年以降です。



【今回の原価算定期間における織り込み】

- 今次原価算定期間内におけるシェールガス効果による価格低減は極めて限定的と考えられるものの、平成30年以降、当社が参画するテキサス州フリーポートの対日輸出プロジェクトから最大220万トンを受け入れるというポジションを契約更改交渉において最大限に活用して価格低減を図ることを見込み、今回の原価には価格低減を織り込んで算定しております。
- 価格安定性および経済性を向上させるため、当社としては、粘り強く交渉を行い、価格指標の多様化などを獲得し、経済性のあるLNG調達に最大限努めてまいります。

- 「売主から燃料を購入する」という従来の枠組みを越え、燃料サプライ・チェーン全体への参画を通じ、安定、安価、柔軟な燃料調達力の強化を目指しております。



上 流 中 流 下 流

- ・豪州ゴーゴン・プロジェクトの権益取得
- ・カナダ シェールガス開発プロジェクトへの参画
- ・豪州イクシス・プロジェクトへの参画

- ・豪州プロジェクト向けに3隻の専用船を手配

- ・大型船受入のための棧橋増強
- ・タンク増設による貯蔵能力向上
- ・伊勢湾内受入基地間を結ぶガスパイプラインの敷設
- ・軽質LNG受入能力の向上

- ・大阪ガス(株)と共に米国からLNGを調達(液化基地使用権220万トン/年)
※北米上流ガス田権益の取得や液化基地への出資についても検討中

- ・フリーポート・プロジェクト向けに5隻程度の専用船の手配を検討中

- ・北米ガス価格連動LNGの導入

[米国フリーポート・プロジェクト]

6. 火力燃料調達 (2) LNG ③調達における取り組み

18

【米国からのLNG調達】

- 当社は、平成24年7月に大阪ガス(株)とともに米国フリーポート社の子会社と天然ガス液化加工契約を締結しました。この契約により、パイプラインを通じて調達した天然ガスを液化し、LNGとして輸入することが可能となります。当社は平成30年からの米国からのLNG輸入を目指し、現在準備を進めているところです。
- シェールガスの生産拡大などにより、LNGの一大生産地となる米国を調達先として新たに加えることで、当社の燃料調達の安定性が向上します。また、自らがLNG生産者となることから、LNGの引渡場所を自由に決めることが可能となり、需給に応じた調整が容易になるため、燃料調達の柔軟性も高まります。
- 更には、米国ガス価格連動のLNGを、長期に亘って、確実に日本に持ち込むことで、価格体系の多様化が進むと共に、市況価格が現状レベルで推移するならば、経済的な燃料調達が可能となると期待しています。



- LNGは長期契約を中心に取引されてきましたが、市場の状況を見ながら柔軟かつ経済的にLNGを調達するため、スポット調達の導入・拡大に取り組んでまいりました。

[スポット調達拡大のための取組み]

(1) 設備面での取組み

○ 軽質LNG受入能力の拡大

- ・ アジア地域ではメタン含有分の少ない重質LNGが取引されてきましたが、欧米市場向けにメタン含有分の多い軽質LNGの取引量が増加してきております。
- ・ 調達選択肢を拡大するため、軽質LNGの受入時・消費時の運用面の課題を克服して導入を拡大してまいりました。

○ 受入棧橋・タンクなど受入設備の増強、基地間パイプラインの敷設

- ・ カタールプロジェクトを中心に従来型船型(積載量6万t)を大きく上回る大型船(積載量9万t～12万t)が増加しております。船型の大型化に対応し、調達選択肢の拡大を図るため、受入棧橋の増強やLNGタンクを増設しました。
- ・ 伊勢湾内に位置する知多基地と北勢方面基地(四日市、川越)の基地間相互のバックアップ体制を整え、柔軟かつ効率的な運用を図るため、伊勢湾横断ガスパイプラインを敷設しました。

(2) 契約面での取組み

○ スポット調達の拡大とマスター契約締結

- ・ スポット調達に際しての契約交渉を短時間化して省力化を図るため、価格・受渡時期等以外の一般契約条件を纏めたマスター契約を予め締結してまいりました。
- ・ 現在、35社と締結済みであり、さらなる拡大に向けて協議中です。

【上流権益の取得】

- 当社は、燃料の安定的・経済的な調達に向けた燃料サプライチェーンの強化を目的に、LNGの上流権益（イクシス・プロジェクト(豪州)、ゴーゴン・プロジェクト(豪州)、コルドバ・プロジェクト(カナダ))の取得に取り組んでいます。

上流権益の取得状況など

イクシス・プロジェクト (LNG)

生産数量 : 840 万t/年
権益取得比率 : 0.735%
平成 28 年度生産開始予定



ゴーゴン・プロジェクト (LNG)

生産数量 : 1,500 万t/年
権益取得比率 : 0.417%
平成 27 年度生産開始予定



コルドバ・プロジェクト (シェールガス)

生産数量 : 350 万t/年(LNG換算)
権益取得比率 : 3.75%※
現在、生産中



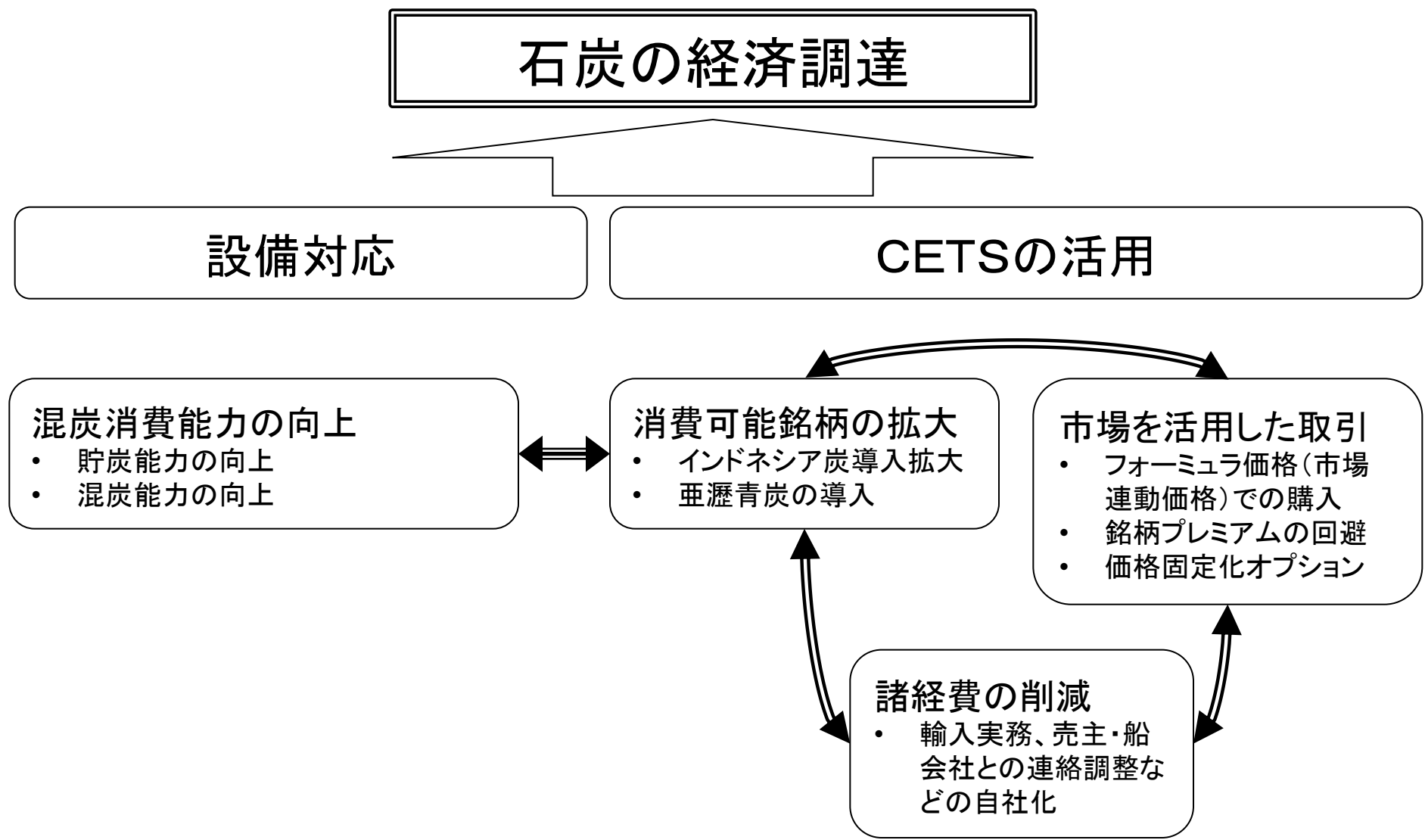
フリーポートLNG基地

液化設備 : 契約容量 440 万t/年 × 2 系列
(最大 4 系列)
当社確保分 : 220 万t/年
平成 30 年度液化加工開始予定



※ コルドバ・プロジェクトの権益を 50% 保有する三菱商事(株)子会社 Cordova Gas Resources に 7.5%出資

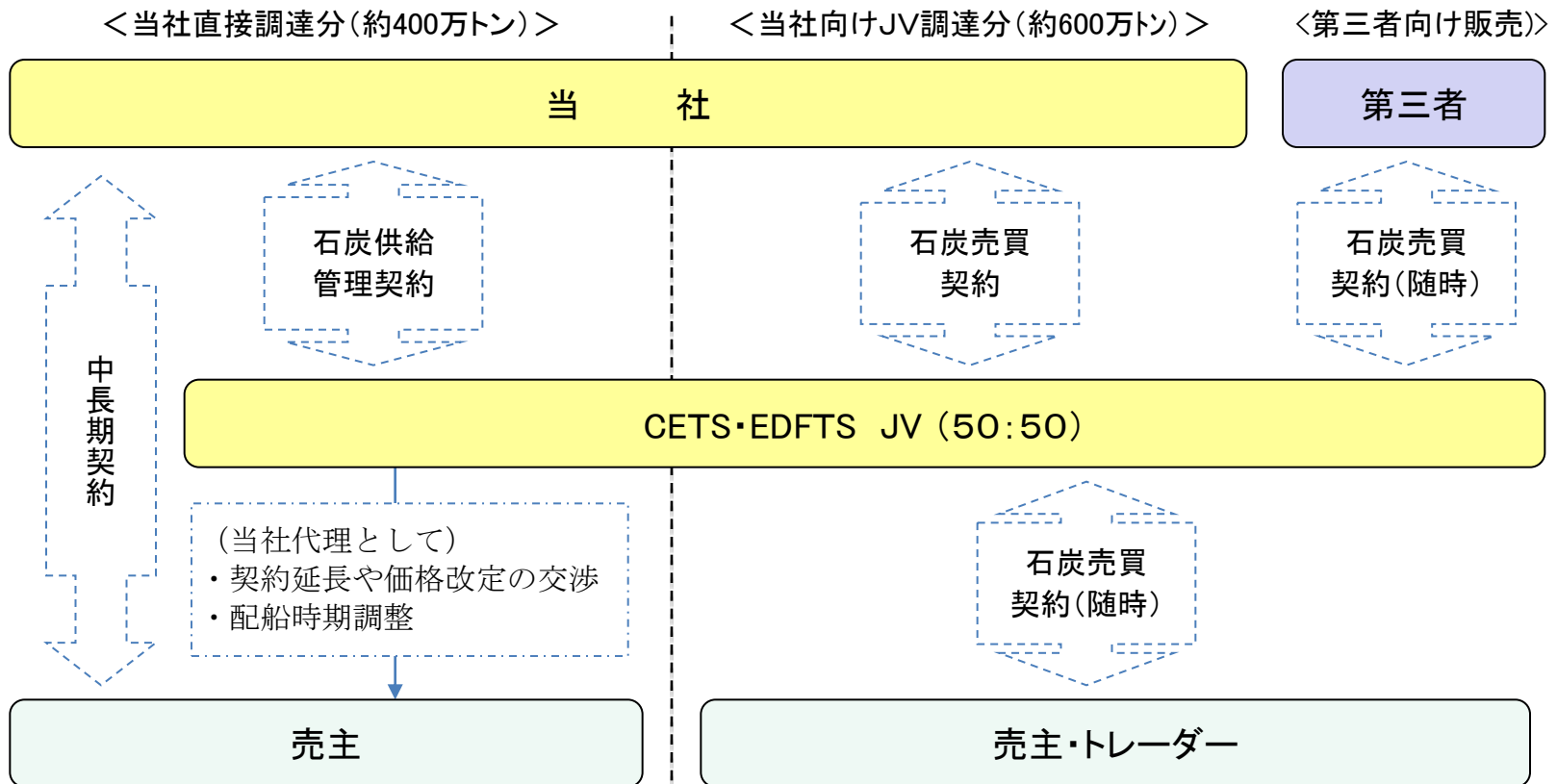
● 当社は、発電所の設備対応と、Chubu Energy Trading Singapore (CETS) の活用を両輪に、石炭の経済調達に取り組んでいます。



6. 火力燃料調達 (3) 石炭 ①調達の概要

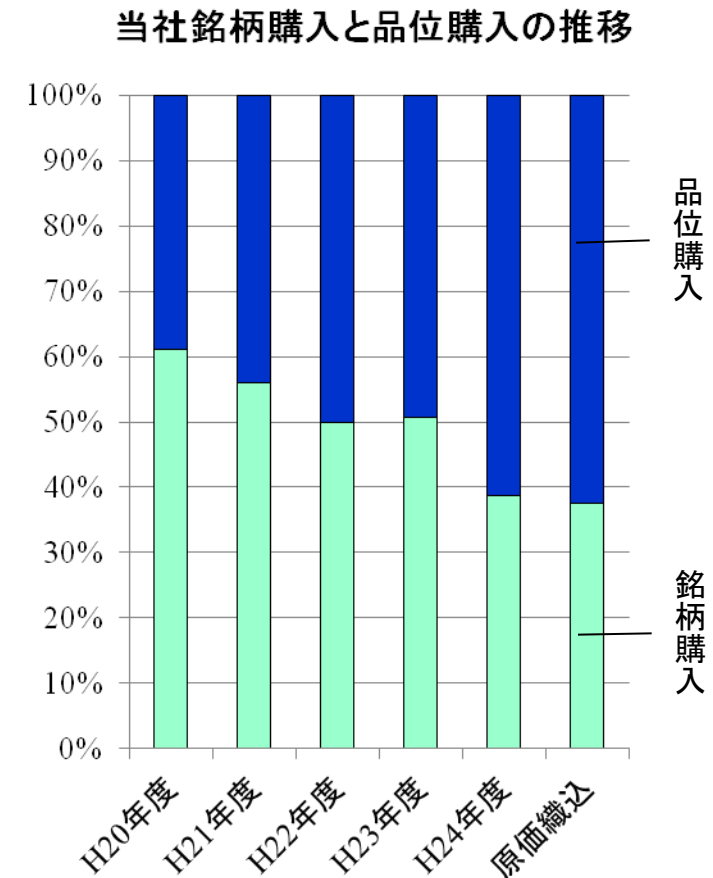
- 当社は、平成20年より、仏国電力公社EDFの燃料調達部門EDFトレーディング社との業務提携のもと、中電エネルギートレーディング社(CET)に、当社が保有する中長期契約以外の調達を全面的に担わせるとともに、中長期契約の価格交渉や受渡調整などを行わせています。
- 平成24年に、アジアのトレーディングハブであるシンガポールにChubu Energy Trading Singapore (CETS) を設立し、市場情報の早期収集による燃料調達力の強化を進めています。

当社の石炭調達スキーム



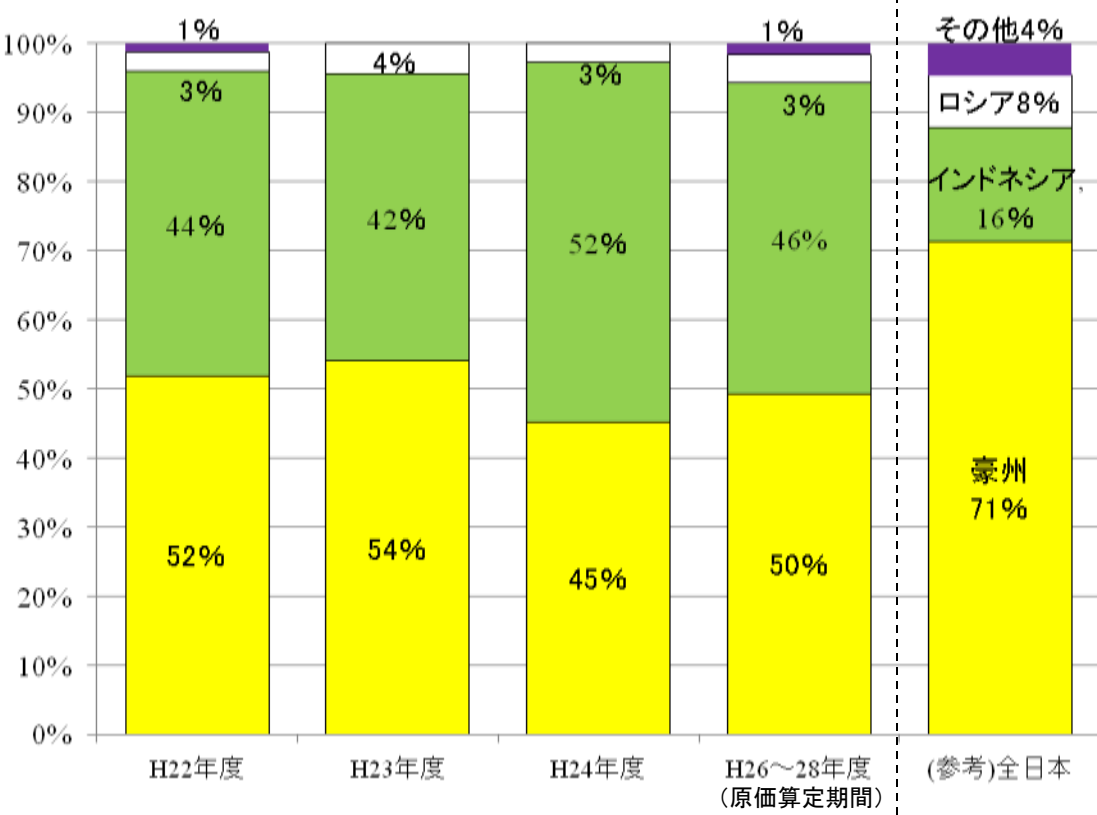
6. 火力燃料調達 (3) 石炭 ①調達の概要

- 当社とCETS・EDFTS JV(以下、JVという)との取引は、一定の品質を充たせば銘柄を問わない規格炭等をJVが市場状況を踏まえ供給することとしています。
- 石炭銘柄を指定しないことから、通常、売主より求められる銘柄プレミアムを支払うことなく、豪州一般炭指標価格(豪州ニューキャッスル積グローバルコール・インデックス)ベースで取引しています。
- 価格は市況連動価格での取引となっていますが、当社の望む時期に価格を固定化できるオプションを設定しています。このオプションを行使することで、価格上昇期のリスクを抑えることができます。



- 我が国に輸入される発電用一般炭は、生産や品質の安定性などから豪州炭が約7割を占めています。
- 当社は、供給の分散化および経済性の向上を目指し、近距離ソースであるインドネシア炭比率を高め、調達コストの低減を図っています。
- インドネシア炭は水分が高く発熱量が相対的に低いことから、発電所ではインドネシア炭を熱量の高い石炭とブレンド(混炭)して品位調整を行ったうえで消費しています。このため、混炭のベース炭として総調達量の5割程度の豪州炭が必要となります。
- 今後は、供給ソースの分散や経済調達の観点から、市況環境に応じて米国やカナダなどからの調達を検討してまいります。

当社石炭の国別シェア

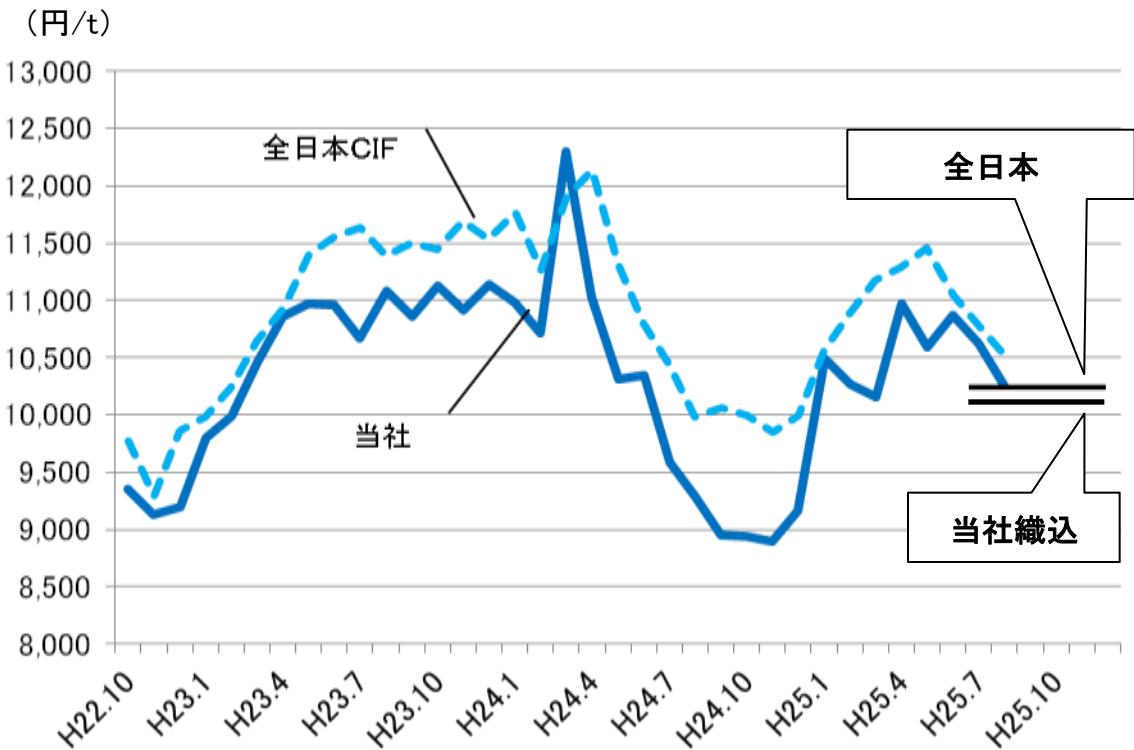


各ソースの特徴

国	メリット	デメリット
豪州	・高発熱量 ・供給安定性が高い ・品位が安定	・海上輸送距離が長い ・高灰分
インドネシア	・海上輸送距離が比較的短い ・比較的low灰分	・比較的low熱量
ロシア	・近距離 ・低硫黄	・低発熱量 ・高灰分 ・冬期配船困難
米国・カナダ	・ソースの分散化による牽制効果	・海上輸送距離が長い ・内陸輸送距離が長くコスト高

- 近距離ソースであるインドネシア炭が約5割を占める当社の石炭CIF価格は、豪州炭が7割を超える全日本通関CIF価格よりも割安となっています。
- 当社が原価へ織り込んだ石炭CIF価格は、さらなる効率化努力を先取りし、輸入国別に、至近(平成25年6-8月)の当社購入実績または全日本通関CIF価格のいずれか安い価格としています。なお、比較対象となる輸入国別全日本通関CIF価格には、当社調達実態を踏まえ、「瀝青炭(灰分8%以下)」を含んで算定しています。

当社石炭購入価格と全日本通関石炭CIF価格の推移



全日本通関石炭価格と
原価織込み石炭CIF価格の比較

原価織込み 石炭CIF価格	①	10,570 (円/t)	106.7 (\$/t)
全日本通関 石炭CIF価格	②	10,702 (円/t)	108.1 (\$/t)
差	①-②	▲132 (円/t)	▲1.4 (\$/t)

6. 火力燃料調達 (3) 石炭 ③調達における取り組み

(亜瀝青炭の運用上の課題)

- 亜瀝青炭は、発熱量が低い、含有水分率が高い、灰の付着が多いなど、燃焼上の制約が多いため、高発熱量の豪州炭7割に亜瀝青炭3割を混炭して、利用しています。
- また、自然発熱しやすいため、在庫期間が長くないよう、以下のような運用・管理が必要です。
 - ・温度モニタリング
 - ・温度上昇の場合の注水、重機による押し固め、貯炭山の移動 など

(亜瀝青炭の経済性)

- 亜瀝青炭はトン当たりの購入価格は安価ですが、発熱量が低いことから、発熱量当り単価は瀝青炭とほぼ等価となっています。
- 同量の発熱量を得るには、瀝青炭よりも数量が必要のため、トン当たりで支払う輸送費用や石油石炭税などの負担が増すこととなります。
- インドネシア瀝青炭と比べて、日本着ベースでの発熱量当たりの購入単価が安価な場合に購入します。

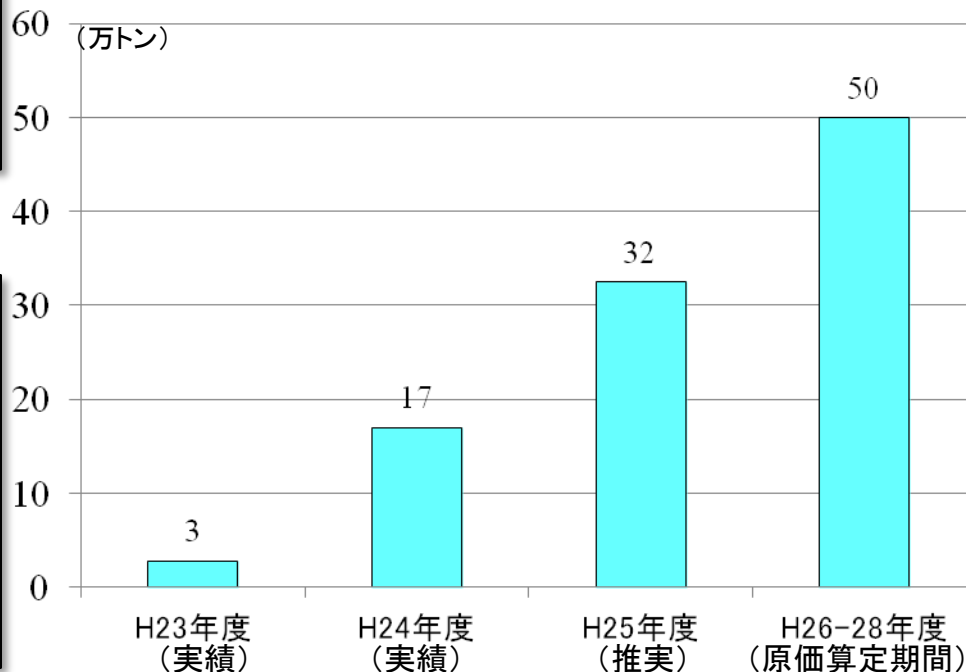
(当社のこれまでの取り組み)

- 当社では平成23年度より亜瀝青炭の試験運用を重ね、平成24年度には17万トン(全消費量の約1.7%)を消費しています。

(今回の原価算定期間における織り込み)

- これまで蓄積してきたノウハウや知見をもとに一層の貯炭管理・運用の充実を図り、原価算定期間に受入量が50万トン／年(全調達量の5%)まで拡大するものとして織り込んでいます。
- 当社は今回の料金改定申請に当たり、至近(平成25年6-8月)のインドネシア亜瀝青炭の全日本通関CIF価格を原価として織り込んでいます。

亜瀝青炭消費量の推移



7. 火力燃料費削減に向けた当社の取り組み

- 今回の料金原価に織り込んだ燃料費の効率化額としては、平成26～28年度平均で540億円程度。

原価織込み効率化額(平成26～28年度平均)540億円の内訳

○上越火力発電所運転開始による熱効率の向上（燃料費の低減） 4 2 6 億円

- ・ 高効率LNG火力である上越火力発電所の営業運転開始

出力	238万kW
営業運転開始	1-1号：平成24年7月 1-2号：平成25年1月 2-1号：平成25年7月 2-2号：平成26年5月（予定）
熱効率	58.5%（低位発熱量基準）

（注）低位発熱量基準とは、高位発熱量から燃料中の水分および燃焼によって生成された水分の凝縮熱を差し引いた発熱量を基準にしたもの。

○安価な燃料調達による燃料費の削減 1 0 6 億円

- ・ LNG，LPGの安価な調達：9 3 億円（全日本通関価格よりも安価な調達）
- ・ 石炭の安価な調達：1 3 億円（全日本通関価格よりも安価な調達）

○輸入代行料、諸経費の削減 8 億円

【参考】上越火力発電所

- 長野県方面への安定供給とともに火力発電設備全体の熱効率の向上による燃料使用量や二酸化炭素排出量の削減を目的として、LNGを燃料とする高効率コンバインドサイクル発電設備を建設しています（供給エリア外における当社初の火力発電所）。

【設備概要】

	出 力	燃 料	運 転 開 始
1-1号	59.5万kW	LNG	平成24年7月
1-2号	59.5万kW	LNG	平成25年1月
2-1号	59.5万kW	LNG	平成25年7月
2-2号	59.5万kW	LNG	平成26年5月
合計	238万kW	—	—

【発電所外観写真】



【参考】西名古屋火力発電所リフレッシュ工事

- 火力発電設備全体の熱効率の向上による燃料使用量や二酸化炭素排出量の削減を目的として、既設の1号～4号を廃止・撤去、および廃止済みの旧5・6号を撤去し、新たにLNGを燃料とする高効率コンバインドサイクル発電設備を建設するものです。

【既設設備】

	出 力	燃料	廃止時期(予定)
1号～4号機	合計119万kW	石油	平成25年11月

※旧5, 6号(合計出力100万kW)は廃止済み。

【発電所完成予想図】

【新設設備】

	出 力	燃料	運転開始
7-1号	115.8万kW	LNG	平成29年9月
7-2号	115.8万kW	LNG	平成30年3月
合計	231.6万kW	—	—



【参考】火力燃料費の差異(前回改定と今回改定)

30

- 火力燃料費の増分4,969億円は、単価増と数量増によります。
- 数量差分は1,015億円、単価差分は3,954億円となっております。

前回改定: 7,415億円

+4,969億円

今回改定: 12,384億円

(単価)

[重油換算]

52,295円/kl

+16,696円/kl

35,599円/kl

単価差
+3,954億円

○燃料(CIF)価格上昇 +4,522億円
(原油CIF: 82.9\$/b⇒105.5\$/b)
○円高 ▲1,024億円
(為替レート: 113円/\$⇒99円/\$)
○油種構成差*1、
石油石炭税増税影響*2等 +456億円

○原子力利用率減 +1,650億円
○他社受電の減 +542億円
○販売電力量の減 ▲797億円
○熱効率の向上等 ▲380億円

数量差
+1,015億円

*1油種構成差とは
石油、LNG、石炭それぞれの
燃料単価が異なることにより
生じるもの。平均よりも単価
の高いLNG火力の比率が高
くなると、合成単価も高くな
る。

*2石油石炭税増税影響とは
「地球温暖化対策のための
税率の特例(租税特別措置
法)」が設けられ、平成24年
10月1日から段階的に増税。

火力燃料消費量[重油換算]
(火力発電電力量)

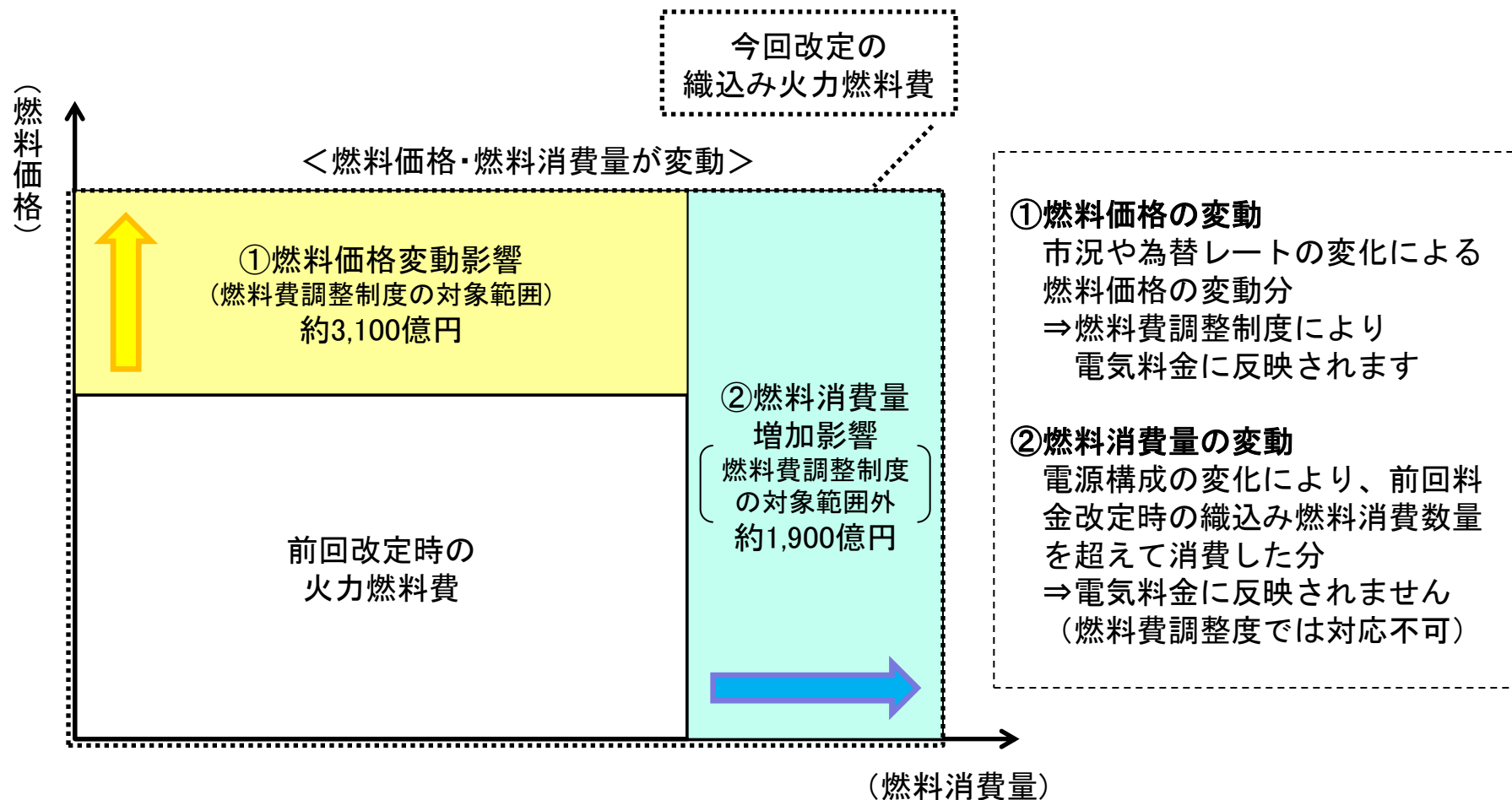
20,828千kl
(969億kWh)

+2,852万kl

23,680千kl
(1,146億kWh)

(数量)

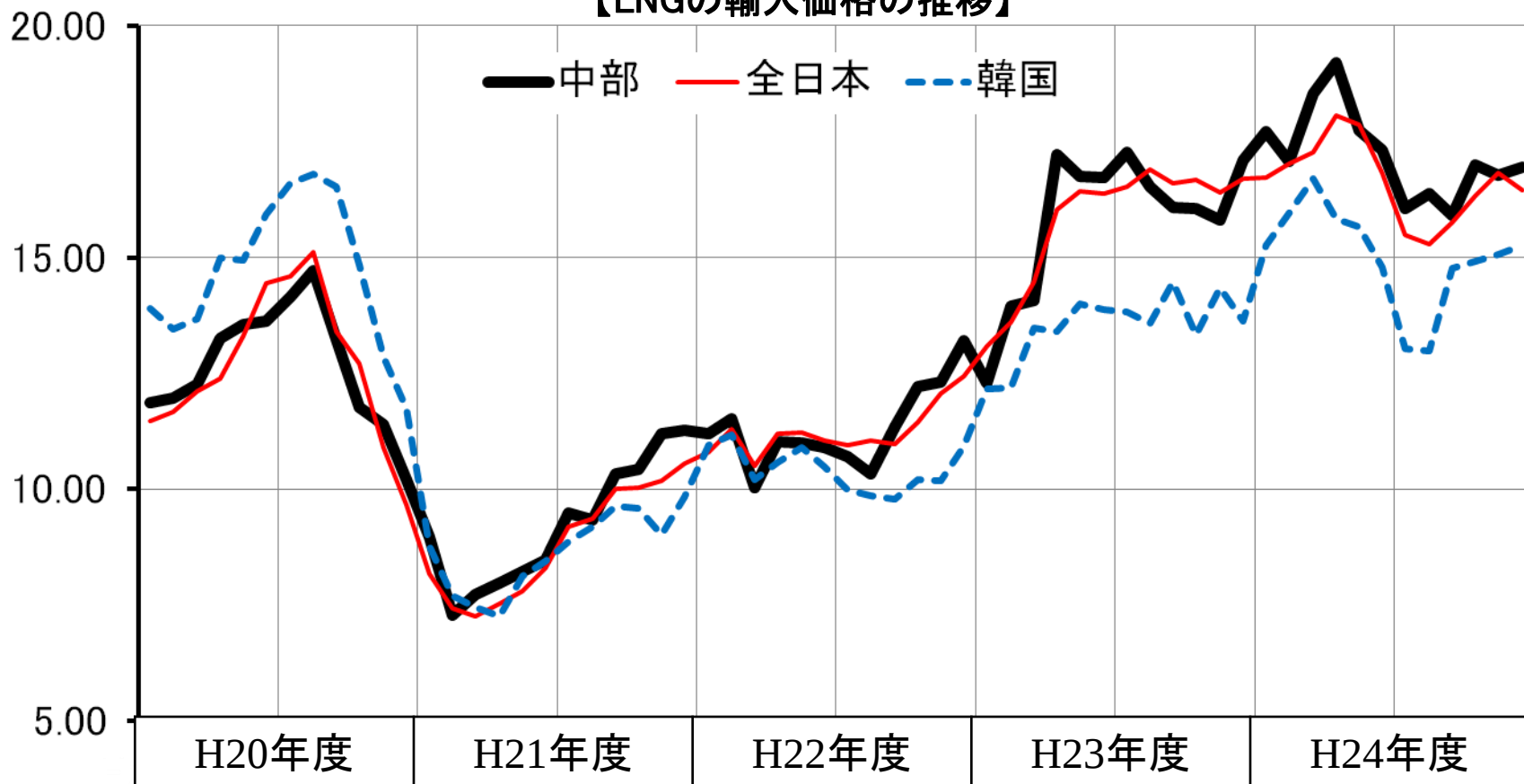
- 燃料費調整制度は、料金改定時に前提とした燃料消費量に対応する燃料価格の変動影響を電気料金に反映する制度となっております。
- 原子力利用率の低下など電源構成の変化による燃料消費量の変動影響は、電気料金には反映されません。
- 今回の改定では、平成26～28年度の原価算定期間に見込まれる燃料消費量への置換えを含め、火力燃料費全体を見直しております。
- なお、これに伴い、燃料費調整の前提諸元も見直しております。



- LNG市況がひっ迫していなかった平成17年に韓国が契約した割安なLNGの導入が平成20年度より開始され、平成21年度には韓国と日本の輸入価格が同水準になりました。
- LNG市況がひっ迫していた平成19～20年に日本が合意した割高なLNGが、平成21年度以降段階的に増加したことから韓国と日本の輸入価格が逆転しました。

(\$/百万btu)

【LNGの輸入価格の推移】



※LNG 1トン＝51.82(百万Btu)で計算。

出典：財務省貿易統計、韓国貿易統計より作成

8. 核燃料費の算定概要

- 核燃料費は、原子力運転計画に基づいて算定しております。
- 核燃料減損額については、装荷核燃料の取得原価のうち、当期の燃焼度合に応じて算定しております。
- 原子力発電所の利用率が低下（浜岡3～5号機の利用率：前回83.0%⇒今回12.4%）したことなどから、前回改定に比べ80億円減少しております。
- なお、単価上昇は、ウラン精鉱価格の上昇等によるものです。

（億円、億kWh、円/kWh）

	今回（H26～H28） A			前回（H20） B			差引 A－B		
	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
核燃料減損額	20	39	0.50	100	255	0.39	▲80	▲216	0.11
浜岡3号機	4	7	0.59	33	86	0.39	▲29	▲79	0.20
浜岡4号機	16	32	0.49	34	81	0.42	▲19	▲49	0.06
浜岡5号機	－	－	－	32	88	0.36	▲32	▲88	▲0.36
濃縮関連費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	20	39	0.50	100	255	0.39	▲80	▲216	0.11

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

※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。

- 現在停止中の浜岡原子力発電所については、新規制基準を踏まえた安全性向上対策（4号機：平成27年9月末完了目標、3号機：平成28年9月末完了目標）を実施しており、原価算定上の前提として、4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定しております。
- なお、5号機については、海水が混入した設備の点検および健全性評価を進めるとともに、新規制基準への対応について引き続き検討を進めていることから、原価算定期間中（平成26～28年度）の発電電力量は想定しておりません。

ユニット名	H26 (設備利用率:0.0%)	H27 (設備利用率:7.0%)	H28 (設備利用率:30.2%)
浜 岡 3 号 機			29/1 
浜 岡 4 号 機		28/1 	
浜 岡 5 号 機	原価算定期間中の発電電力量は想定しておりません。		

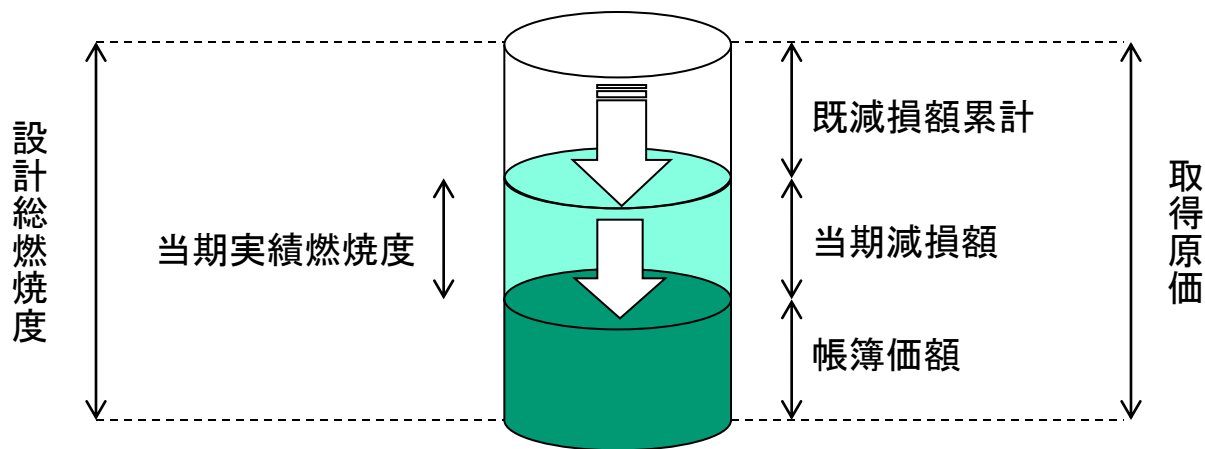
電気事業会計規則 第28条

- 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ければならない。

電気事業会計規則取扱要領 第57

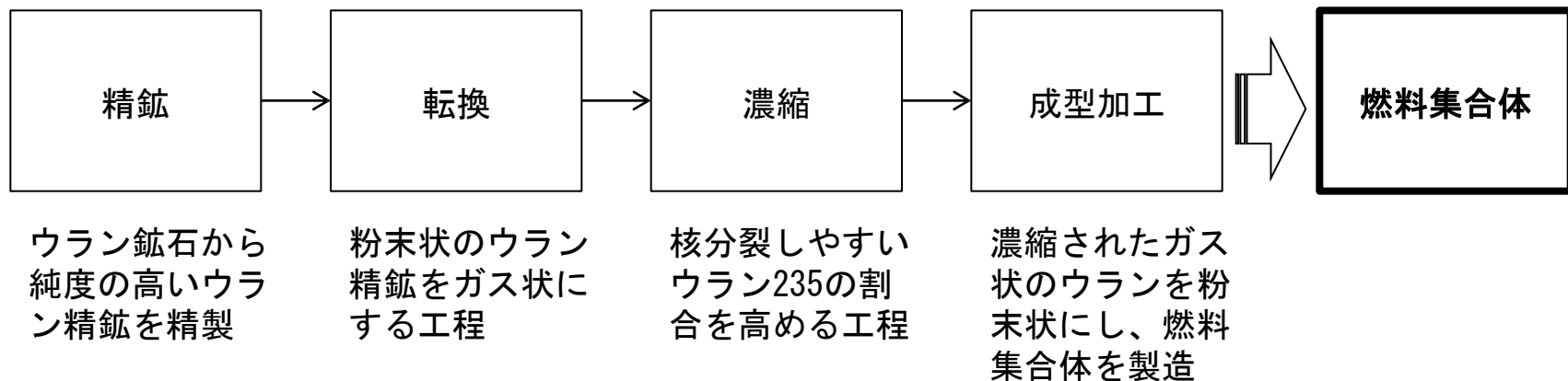
- 装荷核燃料の減損価額の計算については、炉心別又は装荷単位別に次の算式によって算定するものとする。

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



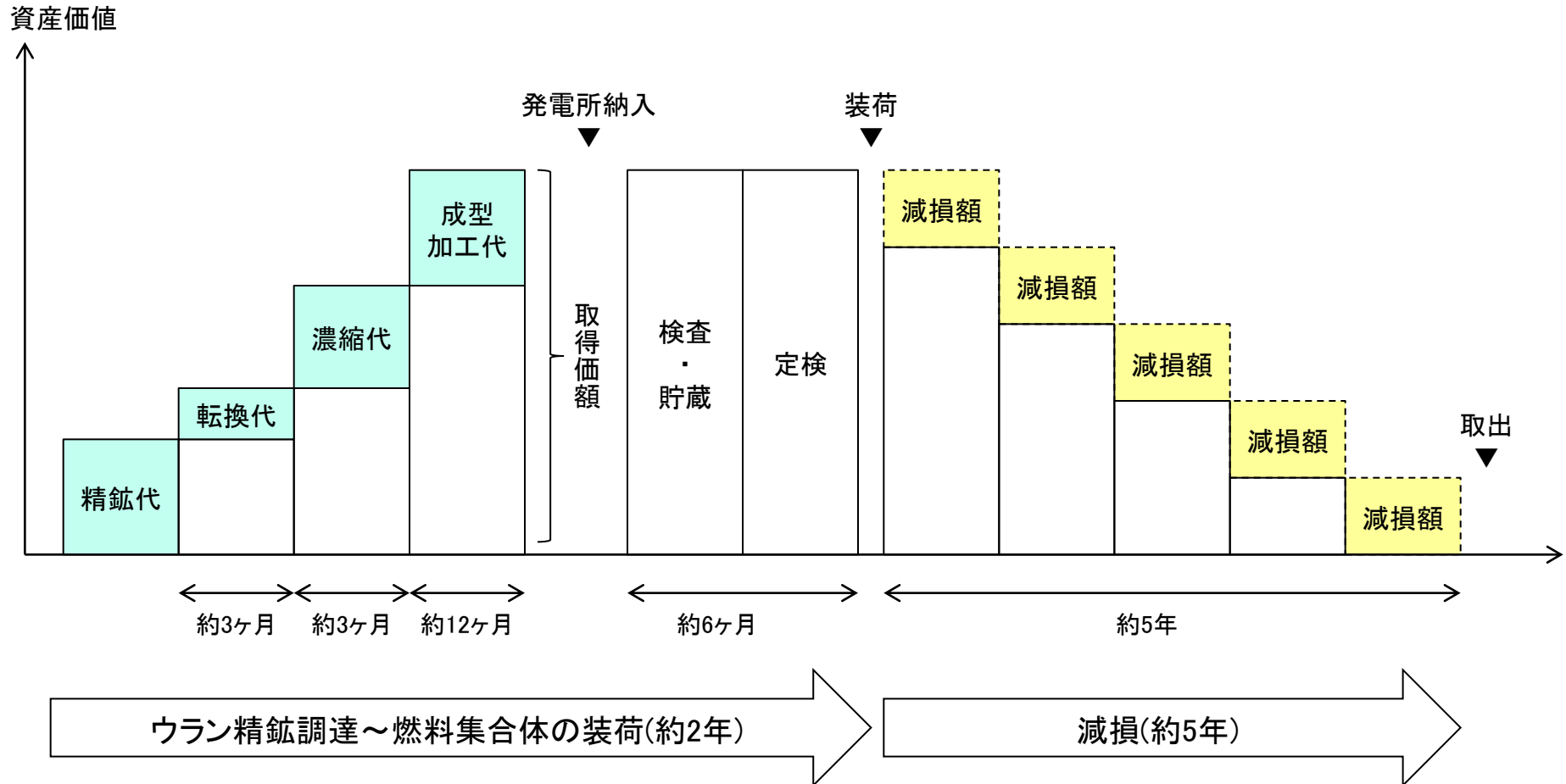
- 原子燃料の調達リードタイム(ウラン精鉱調達～燃料集合体の装荷)は約2年となっております。
- 発電所に装荷した燃料の燃焼期間は約5年となっております。
- なお、供給者は限られており、寡占市場となっております。
 - ・ウラン精鉱業者については、上位5社で供給の約70%を占めております。
 - ・世界の主な転換会社は4社、濃縮会社は5社となっております。

【原子燃料の製造工程】



- 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7年程度を要します。

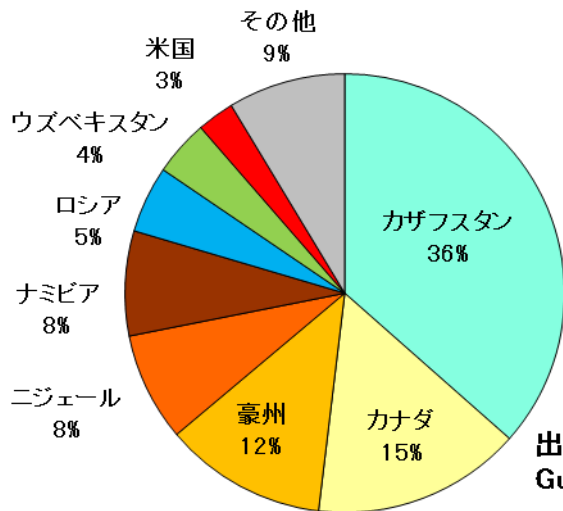
【ライフサイクルのイメージ図】



※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。

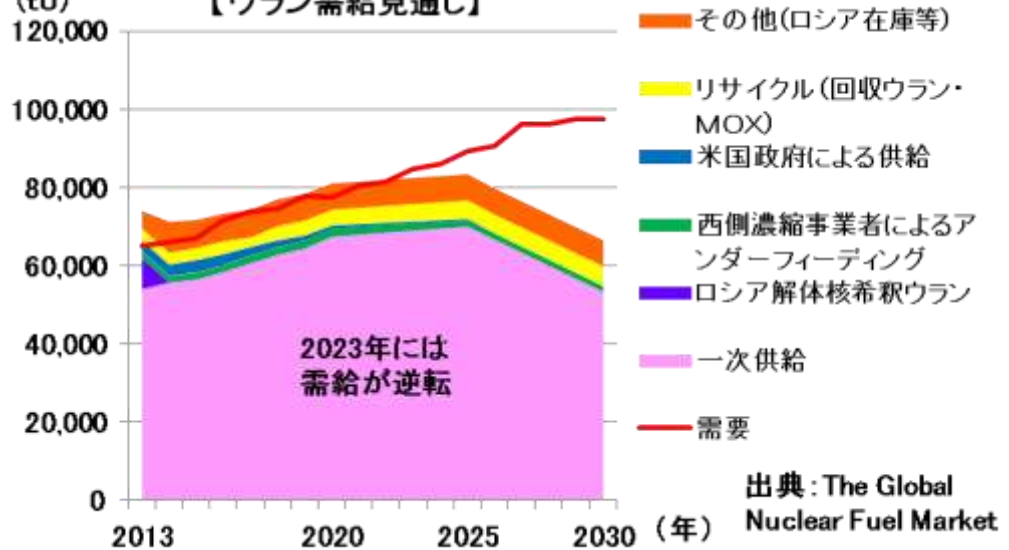
- 原子燃料の原料であるウラン精鉱は、カザフスタン、カナダ、豪州、アフリカ等のウラン鉱山で採掘されるウラン鉱石を製錬することにより、生産されております。
- 将来的に、中国・インド等の原子力新興国におけるウラン需要の増加が予測されております。
- 世界の生産量（2012年：約58,394tU）は、需要（同約67,990tU）を満たしておらず、不足分は米露間のHEU協定に基づくロシア解体核兵器、民間の在庫等にて補完されております。

【2012年国別生産比率】



出典：WNA Pocket Guide

【ウラン需給見通し】



【主な精鉱事業者の年間生産量（2012年） ※上位5社(太枠内)で約70%】

事業者	国名	生産量
KazAtomProm	カザフスタン	8,863tU
AREVA	フランス	8,641tU
CAMECO	カナダ	8,437tU
ARMZ	ロシア	7,629tU

事業者	国名	生産量
Rio Tinto	イギリス、オーストラリア	5,435tU
BHP Billiton	オーストラリア	3,386tU
Paladin	オーストラリア	3,056tU
Navoi	ウズベキスタン	2,400tU

（出典：The Global Nuclear Fuel Market: Supply and Demand 2013-2030）

- ウラン鉱山で採掘され、精錬が完了した天然ウラン(固体)にフッ素を反応させて、天然六フッ化ウラン(気体)の状態にする工程を「転換」といいます。
- 現在、日本には転換工場がないため、海外の工場にて転換を実施しております。

【主要な転換事業者と生産能力】

事業者	国名	生産能力
CAMECO	カナダ	約12,500tU/年
COMURHEX	フランス	約14,000tU/年
ConverDyn	米国	約15,000tU/年
Rosatom	ロシア	約25,000tU/年

(出典: The Global Nuclear Fuel Market: Supply and Demand 2013-2030)

- 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の濃度を3～5%程度に高める必要があります。
- このウラン235の割合を高める工程を「濃縮」といいます。
- 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」といいます。

【主要な濃縮事業者と生産能力】

事業者	国名	生産能力
AREVA	フランス	約10,800tSWU/年
USEC	米国	約11,300tSWU/年
TENEX	ロシア	約28,600tSWU/年
URENCO	イギリス・オランダ・ドイツ	約12,800tSWU/年
日本原燃	日本	約1,050tSWU/年
中国核工業集团公司	中国	約1,300tSWU/年

(出典: The Global Nuclear Fuel Market: Supply and Demand 2011-2030 ※日本原燃については当社調べ)

- 濃縮工程が完了したガス状の濃縮ウランを再転換工場にて化学処理し、粉末状にします。
- その後、成型加工工場にて、粉末状にしたウランをペレットに焼き固め、燃料集合体を製造します。
- 日本国内の成型加工事業者3社で計1,724tU/年の設備容量を有しております。

【主要な成型加工事業者と生産能力】

国名	事業者名	生産能力	
		再転換	成型加工
日本	グローバル・ニュークリア・フュエル・ジャパン	—	750tU/年
	原子燃料工業	—	534tU/年
	三菱原子燃料	450tU/年	440tU/年
米国	GNF-A	1,200tU/年	1,000tU/年
米国・ フランス・ドイツ	AREVA NP	3,800tU/年	3,250tU/年

(出典: The Global Nuclear Fuel Market: Supply and Demand 2013–2030)

- 原子燃料はベース電源用の燃料であるため、長期契約や調達先の多様化により安定調達を確保しております。
- また、競争見積の実施や価格決定方式の多様化により、経済性の確保にも努めております。
- 浜岡原子力発電所の全号機停止以降は、予定していた原子燃料の引取り繰延などにより、至近の調達数量の削減を実施しております。

工程	従来の取り組み	浜岡原子力発電所停止後の取り組み
ウラン精鉱 転換・濃縮	・価格決定方式の多様化 ・競争見積の実施 ・調達先の多様化によるリスク分散	既存契約における引取数量削減、後年次への引取り繰延などにより、調達数量の削減を図る
成型加工	・競争見積の実施 ・調達先の多様化(海外メーカー採用)による価格低減	