

燃料費

平成26年8月7日
北海道電力株式会社

1. 燃料費の算定結果

○電源構成変分認可制度に基づく申請であるため、燃料消費数量の変更に連動する部分のみ変動させた算定を行っている。燃料価格等については前回改定時において認可いただいた内容に基づき算定。

○泊発電所の発電再開時期の遅れに伴う火力発電所の焚き増しにより、燃料費については前回原価と比べ739億円増加。

- ・火力燃料費: 789億円の増加
- ・核燃料費: 50億円の減少

(単位: 億円、億kWh、円/kWh)

	今回: A (H26-27平均)			前回: B (H25-27平均)			差: C A-B		
	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	2,199	290	7.59	1,460	314	4.65	739	▲ 24	2.94
水 力	—	34	—	—	35	—	—	▲ 1	—
火 力	2,188	235	9.33	1,399	171	8.17	789	63	1.16
石 炭	690	143	4.81	579	121	4.77	111	22	0.04
国内炭	203	28	7.26	148	20	7.50	56	8	▲ 0.24
海外炭	487	115	4.22	432	102	4.24	55	14	▲ 0.02
石 油	1,447	89	16.19	802	49	16.32	645	40	▲ 0.13
その他 ※1	51	2	26.87	18	1	25.10	33	1	1.77
原 子 力	11	20	0.55	61	106	0.57	▲ 50	▲ 87	▲ 0.02
新エネルギー	—	1	—	—	1	—	—	0	—

※1 内火力発電所向けA重油、ガスタービン発電所および緊急設置電源向け軽油。

※2 発電所の運用状況等が異なるため、発電単価差が生じている(以降、同様)。

※3 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

○今回の原価算定にあたっては、前回改定時に認可いただいた燃料価格を基本としているが、主に以下の要因により発電電力量あたりの燃料費には差が生じる。

＜発電電力量あたりの燃料費に差が生じる主な要因＞

① 火力発電所の利用率増加による、発電効率の向上

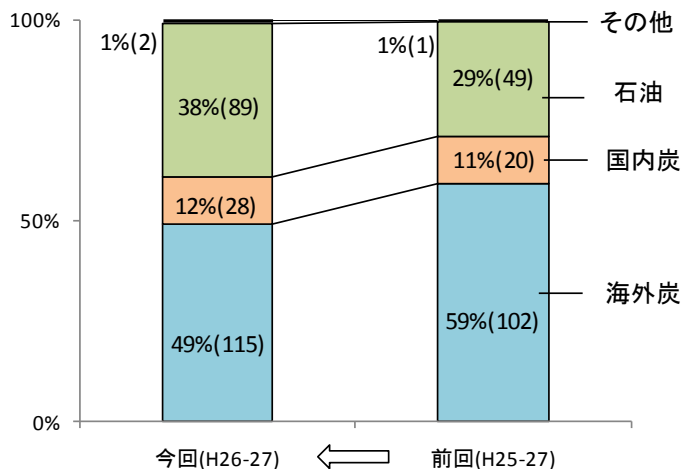
➤ 1kWhあたりの燃料消費量が減少するため、発電電力量あたりの燃料費も減少。

② H26年度からの石油・石炭税の増税に伴い、前回原価(3年平均)と今回原価(2年平均)で差が生じる

③ 発電所の発電構成の差など

➤ 発電構成の変動に伴い生じる平均単価の相違など。

【イメージ図】 火力発電量構成比(今回前回比較)



※()内は、発電電力量[億kWh/年]

石油・石炭税		(円/kl、円/t)	
	H25	H26	H27
原油・石油製品	2,290	(+250) 2,540	(+250) 2,540
石炭	920	(+220) 1,140	(+220) 1,140

※()内はH25年度からの増税額

※原子力停止長期化に伴い、発電電力量あたりの燃料費が高い石油火力の割合が高まり(29%→38%)、一方、安い海外炭火力の割合が低くなった(59%→49%)ことより、火力の平均単価は上昇(8.17→9.33円/kWh)。

1－(2) 発電単価差について(事例:海外炭火力)

○海外炭火力発電所については、石油・石炭税の増税による単価増があるものの、発電効率の向上による燃料消費量の減少などにより、前回原価に比べ発電単価が 0.02円/kWh低下。

<海外炭火力発電所における発電単価の差異要因>

(単位:億円、億kWh、円/kWh)

	今回:A (H26－27平均)			前回:B (H25－27平均)			差:C A-B		
	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
海外炭	487	115	4.22	432	102	4.24	55	14	▲ 0.02

■ 前回原価と比較し発電単価が 0.02 円/kWh 低下している要因

① 数量要因 (▲ 0.05 円/kWh)

< 発電効率の向上 >

原子力の停止長期化による発電所の利用率増加に伴い、発電効率が向上。
⇒1kWhあたりの燃料消費量が減少。

運転中利用率 (%)

前回	今回	差
82	94	+ 12

② 単価要因 (+0.03 円/kWh)

< 石油・石炭税の増税影響 >

H26年度より+220円/tの増税のため、今回原価(2年平均)は前回原価(3年平均)と比較し単価増。

石油・石炭税単価 (円/t)

	H25	H26	H27
石炭	920	(+220) 1,140	(+220) 1,140

← 今回 →

← 前回 →

※()内はH25年度からの増税額

【参考】燃料費算定の内訳

(単位: 億円、億kWh、円/kWh)

	前回			実績			今 回					
	H25			H25			H26			H27		
	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	2,086	301	6.94	2,148	275	7.83	2,344	284	8.27	2,054	296	6.95
水 力	—	33	—	—	39	—	—	33	—	—	35	—
火 力	2,071	241	8.61	2,148	234	9.17	2,344	249	9.42	2,032	220	9.22
石 炭	730	158	4.63	730	152	4.80	715	149	4.79	665	137	4.84
国内炭	182	25	7.34	204	29	7.00	206	28	7.23	201	28	7.29
海外炭	547	133	4.12	525	123	4.28	509	121	4.21	464	110	4.23
石 油	1,322	82	16.08	1,358	80	16.92	1,542	96	16.00	1,353	82	16.41
その他 ※1	19	1	25.60	60	2	31.03	87	3	27.57	15	1	23.38
原 子 力	15	25	0.58	—	—	—	—	—	—	21	39	0.55
新エネルギー	—	1	—	—	1	—	—	1	—	—	1	—

※1 内燃力発電所向けA重油、ガスタービン発電所および緊急設置電源向け軽油。

※2 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

2. 火力燃料消費計画

○ 前回原価と比較すると、泊発電所の発電再開時期の遅れに伴う火力発電電力量の増加により、燃料消費量は増加する見込み。

	実績	今回				前回				差:C A-B
	H25	H26	H27	平均:A (H26-27)	H25	H26	H27	平均:B (H25-27)		
石 炭 (万t)	553	553	510	532	578	366	414	452	79	
国内炭 (万t)	138	135	131	133	120	80	89	96	37	
海外炭 (万t)	416	418	379	398	458	286	325	356	42	
重 油 (万kl)	179	216	189	203	189	87	69	115	88	
軽 油 (万kl)	5	9	1	5	2	1	1	1	4	

※ 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

3. 火力燃料価格(当社購入価格)

○ 火力燃料価格は、前回改定時において認可いただいた単価を基本に算定。

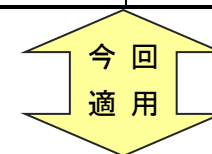
- ・国内炭は生産コストに基づき価格を決定。
- ・海外炭は購入実績価格に基づき、全日本CIF価格より割安な価格で織り込み。H27年度は亜瀝青炭活用による効率化分を反映。
- ・重油は国内市場価格およびアジア市場価格に基づく購入実績価格で織り込み。

【石炭】

		H25	H26	H27
国内炭	購入平均価格 (円/t)	14,544	14,606	14,599
海外炭	当社原価織り込み石炭CIF価格 (円/t)	9,968	9,968	9,941
	全日本通関石炭CIF価格 (円/t)	10,439	10,439	10,439
	差異 (円/t)	▲ 471	▲ 471	▲ 498

※ CIF価格: 燃料代、海上運賃、保険代

※ 為替レートは前回原価同様、87円/\$で織り込み



【重油】

	H25	H26	H27
低硫黄C重油(国内市場価格)※ 硫黄分0.4% (円/kl)	72,500	72,750	72,750
低硫黄C重油(アジア市場価格) 硫黄分0.4% (円/kl)	72,824	73,074	73,074
高硫黄C重油(国内市場価格) 硫黄分3.0% (円/kl)	65,420	65,670	65,670

※ 元売と大口需要家間のチャンピオン交渉に基づく決定価格

※ 為替レートは前回原価同様、87円/\$で織り込み

【参考】海外炭価格における亜瀝青炭導入効果の織り込み

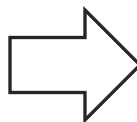
○ 亜瀝青炭については、H27年度から苫東厚真発電所1号機において導入することを前提とし算定。

＜前回改定における査定内容を踏まえた今回原価への織り込み内容＞

○ H27年度のCIF価格について、27円/t の低減を反映(9,968円/t-9,941円/t=27円/t)。

＜亜瀝青炭織り込み前＞

	CIF価格 (円/t)	数量比率 (%)
豪州	10,174	81%
インドネシア	9,096	19%
合計	9,968	100%



＜亜瀝青炭織り込み後＞

	CIF価格 (円/t)	数量比率 (%)
豪州	10,174	81%
インドネシア	9,096	14%
亜瀝青炭	8,537	5%
合計	9,941	100%

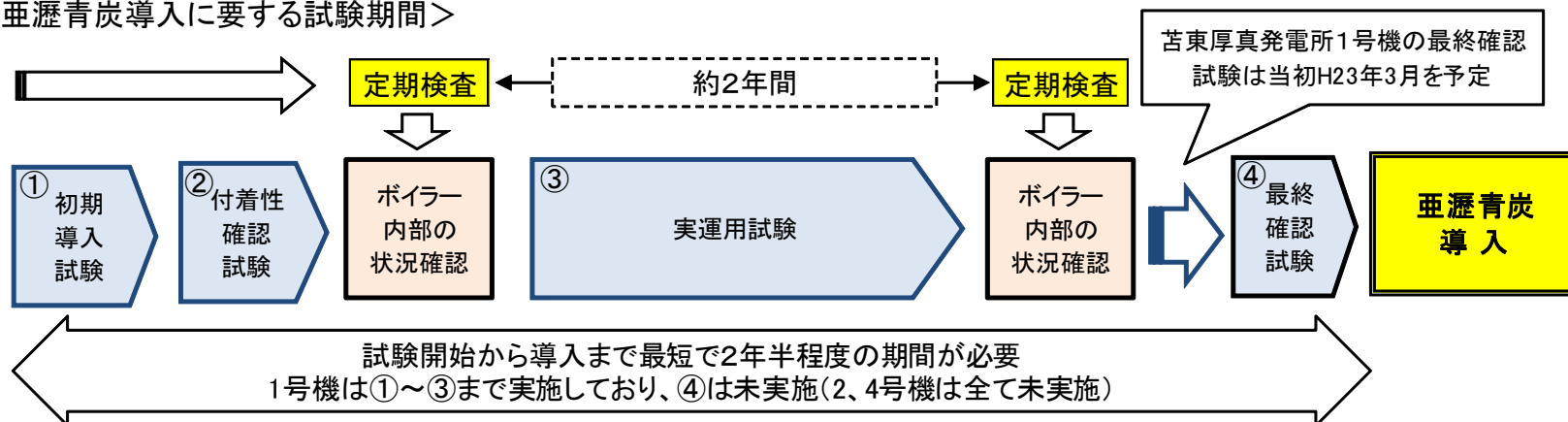
＜算定の考え方＞

- 海外炭価格は、前回申請前直近の豪州炭長期契約価格(10月基準、96.90ドル/t)をベースに算定。
- 豪州炭からの割引率は他社並みの10%と想定。
- 品位的に代替可能なインドネシア炭(全数量中19%)のうち、苫東厚真発電所1号機燃焼分(全数量中5%)を亜瀝青炭と置き換え。
- 実際の導入時期は泊発電所再稼働後となるが、前回申請時の前提に基づき、H27年度から導入として算定。

- 亜瀝青炭については、H18年に苫東厚真発電所全機（1、2、4号機）での導入を目指した検討を開始し、机上検討および模擬燃焼試験による検討を経て、同1号機の実機試験をH20年9月から開始している。
- 当該実機試験では、①初期導入試験、②付着性確認試験、③実運用試験、④最終確認試験を実施する。
- ②および③の試験実施後に、ボイラー内部の状況を確認する必要があり、立ち入りが可能となるのが定期事業者検査（定検）時であることから、導入にあたっては、2回の定検が必要である。
- 発電所の定検は約2年間隔のため、試験開始から導入まで最短で2年半程度が必要となる。
- なお、苫東厚真発電所1号機のみ、実運用試験後のボイラー内部状況確認まで終了している。

- ①初期導入試験 : 段階的に混焼率を上げて現行設備の能力を確認、評価する試験。
- ②付着性確認試験 : 現行設備の能力を見極めた後、20日程度混焼し、運転状況やボイラー内部の灰付着状況を確認・評価する試験。
- ③実運用試験 : 本格導入の可否を見極めるため亜瀝青炭を2ヶ月程度混焼し、運転状況やボイラー内部の灰付着状況を確認する試験。
- ④最終確認試験 : 上記一連の試験の中で判明した問題点を解消するために施した設備改造等の状況を最終的に確認する試験。

＜亜瀝青炭導入に要する試験期間＞



- 苫東厚真発電所1号機の最終確認試験は、H23年3月の実施予定であったが、震災の影響で延期され、現在に至っている。
- 最終確認試験では、負荷変動試験も実施することから、供給予備力に余裕がなければできないため、泊発電所の再稼働が条件となる。
- 現行料金では、H26年度に最終確認試験を実施し、H27年度から導入する計画となっていた。
- 今回申請の泊発電所再稼働時期を前提とすると、H27年度末までの導入の可能性は極めて低いものの、電源構成変分認可制度に則り、前回改定時において認可いただいた燃料価格を用いていることから、原価算定上はH27年度から導入する前提となっている。
- 苫東厚真発電所2、4号機への導入は、同1号機での知見を最大限活用して進めるが、ボイラー等関連設備が違うことから、1号機と同様の試験工程を踏むこととなる。

＜泊発電所再稼働と亜瀝青炭導入時期＞

	H25年度	H26年度	H27年度	H28年度以降
泊1号機		停止	H28/1	
泊2号機		停止	H28/3	
泊3号機		停止	H27/11	
苫東1号機		●-----→ 現行料金上の最終確認試験	●-----→ 亜瀝青炭導入 (今回も本前提で算定)	●-----→ 実際の亜瀝青炭導入 実際の最終確認試験

4. 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。
- 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割合に応じて算定。
- 今回原価の核燃料費は、泊発電所の発電再開時期の遅れにより原子力発電量が減少しているため、前回原価と比較すると50億円の減少。

(単位: 億円、億kWh、円/kWh)

	今回: A (H26-27平均)			前回: B (H25-27平均)			差: C A-B		
	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
核燃料減損額	11	20	0.55	61	106	0.57	▲ 50	▲ 87	▲ 0.02
泊1号機	3	5	0.53	18	34	0.53	▲ 15	▲ 29	—
泊2号機	1	1	0.67	21	32	0.67	▲ 21	▲ 31	—
泊3号機	7	13	0.54	22	40	0.54	▲ 14	▲ 27	—
核燃料減損修正損	—	—	—	0	—	—	▲ 0	—	—
核燃料費計	11	20	0.55	61	106	0.57	▲ 50	▲ 87	▲ 0.02

※ 泊発電所2号機の単価が異なるのは、ウラン精鉱等の調達時期や調達先が1・3号機と異なるため。

※ 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

(単位: 億円、億kWh、円/kWh)

	前回			実績			今 回					
	H25			H25			H26			H27		
	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
核燃料減損額	15	25	0.58	—	—	—	—	—	—	21	39	0.55
泊1号機	9	16	0.53	—	—	—	—	—	—	5	10	0.53
泊2号機	6	9	0.68	—	—	—	—	—	—	1	2	0.67
泊3号機	—	—	—	—	—	—	—	—	—	14	27	0.54
核燃料減損 修正損	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
核燃料費計	15	25	0.58	—	—	—	—	—	—	21	39	0.55

※ 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】H25年度の効率化・前回査定項目への対応実績

12

(億円)

項 目		H25			
		計画:A	実績:B	差:C B-A	主な差異理由
効 率 化	○燃料調達方法の多様化による削減 価格決定方式の多様化や契約時期の分散化などを図ることで、海外炭購入価格の低減を図る	18	1	▲ 17	全日本通関価格より割安な価格での購入を計画していたが、H25実績は全日本通関価格を下回ったものの計画未達となった。
	○石炭保管料など燃料の受入・払出し業務に関する経費などの削減 石炭保管料など燃料の受入・払出し業務に関する経費などについて7%程度削減	8	8	0	
	○水力発電所の出力増強 水力発電所の出力増強による火力発電所の燃料費削減	2	2	0	
	○国内炭の増量【新規】 石油に比べ安価な国内炭の追加調達による燃料費抑制	—	34	34	追加調達努力の結果、国内炭燃料調達量120万tの計画に対し、H25実績は139万tとなった。
	小 計	29	46	18	
	○石炭保管料など燃料の受入・払出し業務に関する経費などの更なる削減 震災前の価格水準から10%の調達価格削減に満たない分および子会社・関連会社取引における一般管理費等の10%分を削減	1	1	0	
	○亜歴青炭の導入(H27) 経済的に有利な亜歴青炭導入により燃料費削減期待額分をH27年度より反映	—	—	—	
前 回 査 定 項 目 へ の 対 応	○その他 H24年度期末在庫を推定実績値から確定実績値に置換え	▲ 1	▲ 1	0	
	小 計	▲ 1	▲ 1	0	
合 計		28	46	18	

※ 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】今回原価における効率化・前回査定項目の反映

13

(億円)

項 目		H26			H27			主な差異理由
		今回:A	前回:B	差:C A-B	今回:D	前回:E	差:F D-E	
効 率 化	○燃料調達方法の多様化による削減							
	価格決定方式の多様化や契約時期の分散化などを図ること で、海外炭購入価格の低減を図る	20	13	6	18	15	3	海外炭の消費量増加に伴う増
	○石炭保管料など燃料の受入・払出し業務に関する経費など の削減							
	石炭保管料など燃料の受入・払出し業務に関する経費などに ついて7%程度削減	5	5	0	5	5	0	
	○水力発電所の出力増強							
	水力発電所の出力増強による火力発電所の燃料費削減	3	3	0	3	3	0	
	○国内炭の増量【新規】							
	石油に比べ安価な国内炭の追加調達による燃料費抑制	28	—	28	23	—	23	前回改定時は最大120万tの調達 と見込んでいたが、追加調達が可 能となったため、H26:135万t、 H27:132万tを計画。
小 計		55	21	34	49	23	26	
前 回 査 定 項 目 の 反 映	○石炭保管料など燃料の受入・払出し業務に関する経費など の更なる削減							
	震災前の価格水準から10%の調達価格削減に満たない分およ び子会社・関連会社取引における一般管理費等の10%分を削 減	0	0	0	0	0	0	
	○亜瀝青炭の導入(H27)							
	経済的に有利な亜瀝青炭導入により燃料費削減期待額分 をH27年度より反映	—	—	—	1	1	0	
	○その他							
	H24年度期末在庫を推定実績値から確定実績値に置換え	▲ 0	▲ 0	0	0	0	0	
小 計		▲ 0	▲ 0	0	1	1	0	
合 計		55	21	34	50	24	26	

<参考> 中長期的な取り組み

○LNG導入による燃料の多様化(石狩湾新港発電所1号機 H31/2運転開始予定)

※ 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

凡例:  は運転期間を示す

ユニット名／年度	H26 (設備利用率:0%)	H27 (設備利用率:21.5%)
泊1号機 (57.9万kW)		H28.1 
泊2号機 (57.9万kW)		H28.3 
泊3号機 (91.2万kW)		H27.11 

＜火力発電設備内訳＞

発電所名	認可出力(kW)	内訳(kW)	使用燃料	運転開始年月
砂川	250,000	3号機 125,000 4号機 125,000	国内炭 国内炭	昭和52年 6月 昭和57年 5月
奈井江	350,000	1号機 175,000 2号機 175,000	国内炭 国内炭	昭和43年 5月 昭和45年 2月
苫小牧	324,380	1号機 250,000 2～27号機 各1,030 28～83号機 各850	重油 軽油 軽油	昭和48年11月 平成24年 7月 平成24年 7月
伊達	700,000	1号機 350,000 2号機 350,000	重油 重油	昭和53年11月 昭和55年 3月
苫東厚真	1,650,000	1号機 350,000 2号機 600,000 4号機 700,000	海外炭 海外炭 海外炭	昭和55年10月 昭和60年10月 平成14年 6月
知内	700,000	1号機 350,000 2号機 350,000	重油 重油	昭和58年12月 平成10年 9月
音別	148,000	1号機 74,000 2号機 74,000	軽油 軽油	昭和53年 5月 昭和53年 5月
礼文	4,450		重油	昭和46年 8月
沓形	7,650		重油	昭和42年11月
焼尻	1,110		重油	昭和44年12月
奥尻	4,000		重油	昭和42年 8月
南早来	74,160	1～72号機 各1,030	軽油	平成24年12月

＜原子力発電設備内訳＞

発電所名	認可出力(kW)	内訳(kW)	原子炉型式	運転開始年月
泊	2,070,000	1号機 579,000 2号機 579,000 3号機 912,000	加圧水型 軽水炉	平成元年 6月 平成 3年 4月 平成21年12月

[平成26年3月31日現在]