
電気料金値上げ申請の概要について

平成26年7月
北海道電力株式会社

- 当社は、泊発電所の長期間の停止に伴う火力燃料費の増加などにより、財務状況が大幅に悪化したことから、昨年9月に電気料金値上げを実施いたしました。
- 泊発電所の再稼働に向けて、原子力規制委員会による審査への対応や安全対策工事に全力で取り組んでおりますが、発電再開時期は前回の料金改定時の想定から大幅に遅れる見通しです。
- 今後も収支改善に向けてあらゆる努力を継続してまいります。泊発電所の停止がさらに長期化するため、火力燃料費の大幅な増加などを吸収することができず、収支構造の抜本的な改善を図らなければ、燃料調達や設備の保守・保全などに必要な資金の調達が困難となり、電力の安定供給に支障をきたすおそれがあります。
- このような状況を踏まえ、このたび電源構成変分認可制度に基づき、電気料金の値上げを申請いたしました。
- お客さまには電気料金の更なる値上げにより、一層のご負担をお願いすることとなりますことを、深くお詫び申し上げますとともに、何卒、当社の置かれた現状についてご理解を賜りますようお願い申し上げます。

目 次

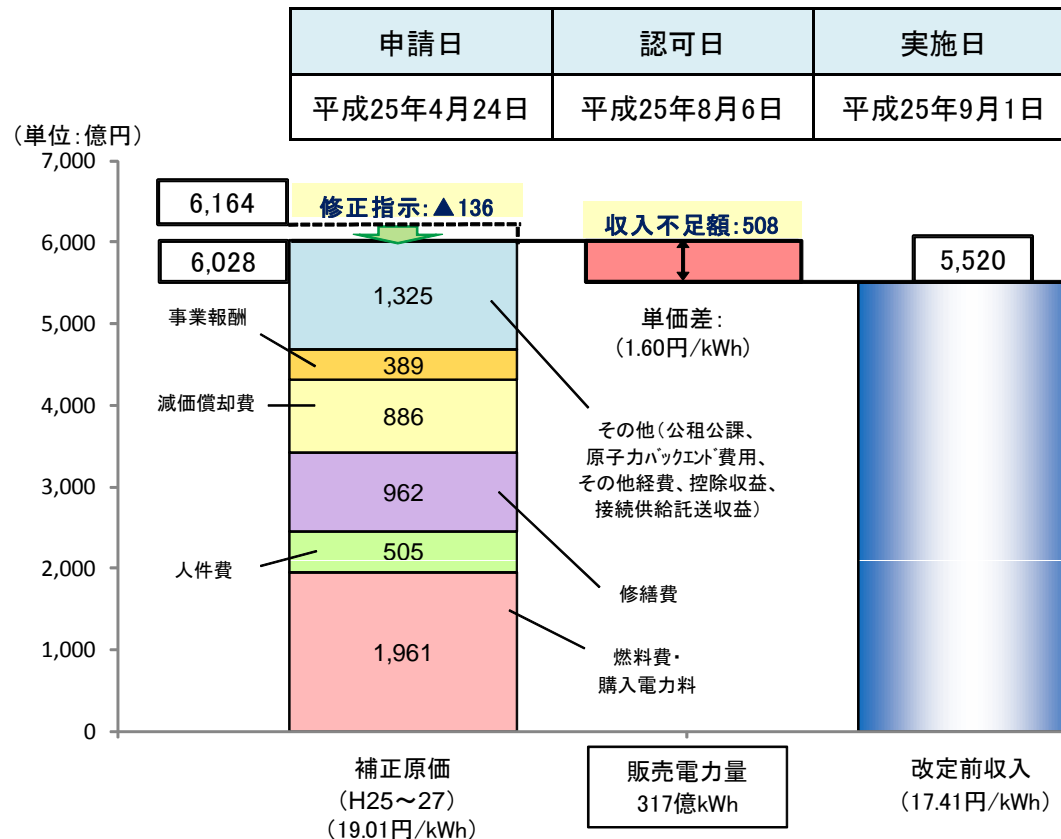
1. 前回の電気料金値上げの概要	・・・P4～5	13. 原価の内訳	
2. 泊発電所の再稼働に向けた取り組み	・・・P6	(燃料費、購入・販売電力料)	・・・P22
【参考】審査会合への資料提出状況(泊3号機)	・・・P7	(原子力バックエンド費用、事業税)	・・・P23
3. 経営効率化の取り組み	・・・P8	14. 電気料金設定の考え方	・・・P24
4. 平成25年度の支出抑制の取り組み	・・・P9	【参考】規制部門の	
5. 当社の収支および財務の状況	・・・P10～11	主な料金メニューの値上げ影響	・・・P25
6. 純資産の早期回復に向けた方策	・・・P12	【参考】オール電化住宅にお住まいの	
7. 平成26年度の支出抑制の取り組み	・・・P13	お客さまへの値上げ影響	・・・P26～27
8. 新規制基準適合性審査において		【参考】自由化部門の	
課題となっている論点	・・・P14	主な料金メニューの値上げ影響	・・・P28
9. 泊発電所の再稼働の見通し	・・・P15	【参考】ご家庭向け電気料金	
10. (まとめ)電気料金値上げの理由	・・・P16	(至近の推移)	・・・P30
11. 電気料金値上げ申請の概要	・・・P17	15. 燃料費調整の見直し	・・・P31
【参考】電源構成変分認可制度の概要	・・・P18	【参考】燃料費調整の前提諸元	・・・P32～33
【参考】今回の値上げ対象について	・・・P19	16. お客さまへのご説明について	
12. 原価算定の前提諸元	・・・P20	(規制部門)	・・・P34
		(自由化部門)	・・・P35
		【参考】お客さまの節約	
		・省エネにつながる情報発信	・・・P36
		【参考】電気料金改定手続きの概要	・・・P37

(空白)

1. 前回の電気料金値上げの概要(1)

- ・当社は、泊発電所の長期間の停止に伴う火力燃料費の増加などにより、財務状況が大幅に悪化したことから、昨年9月に電気料金値上げを実施いたしました。※1
- ・その際、原価算定期間は平成25年度～27年度の3カ年とし、原価算定の前提として、泊発電所1号機が平成25年12月、2号機が平成26年1月、3号機が平成26年6月に発電再開するものと想定しておりました。

前回の電気料金値上げの概要



【原子力発電所再稼働の前提】

泊1号機	泊2号機	泊3号機
平成25年12月	平成26年1月	平成26年6月

【値上げ率】

規制部門	自由化部門
7.73%	11.00%

※販売電力量には自社消費分を含みません。
(以降のページも同様)

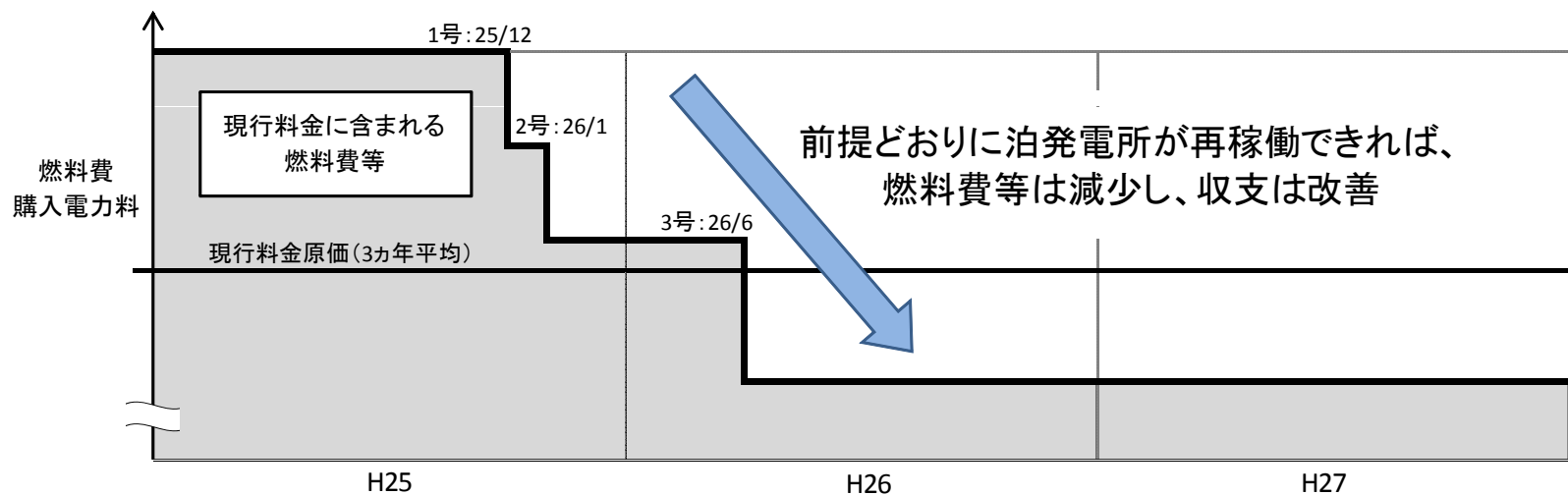
※四捨五入の関係で、合計等が一致しない場合があります。(以降のページも同様)

※1 その後、消費税率引き上げに伴う電気料金の見直しを平成26年1月24日に届出し、平成26年4月1日から実施しております。

1. 前回の電気料金値上げの概要(2)

- ・泊発電所の停止中は火力燃料費等が嵩む一方、再稼働後は燃料費が大きく減少いたしますが、料金収入は3カ年の原価の平均で設定されるため、平成25年度は値上げを実施しても費用が収入を上回ることとなり、収支は厳しいものと想定しておりました。
- ・しかしながら、前提どおりに泊発電所が再稼働できれば、平成26年度以降は燃料費等の減少により収支が改善し、純資産も回復が図られるものと見込んでおりました。

泊発電所再稼働と燃料費等の関係(現行料金)



燃料費 購入電力料	2,772億円	1,605億円	1,504億円
原子力 設備利用率	14%	81%	81%

2. 泊発電所の再稼働に向けた取り組み

・当社はこれまで、原子力規制委員会による新規制基準への適合性の確認を早期に得られるよう真摯に対応するとともに、安全対策工事についても早期に完了させるよう、全力を挙げて取り組んでおります。

【適合性審査への対応状況】

(平成26年7月18日現在)

	泊発電所3号機	泊発電所1,2号機
申請時期	平成25年7月	平成25年7月 平成26年3月(補正)
審査会合の開催状況	58回 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 資料については、27項目中、重大事故対策、津波、および火山影響評価等の25項目を提出 ➢ 残り2項目(重大事故対策機器・設備の評価、基準地震動)は基準地震動に関連するもの ➢ 基準地震動の策定に向けた審査継続中 	29回 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 3月25日の審査会合において補正申請の概要を説明 ➢ 地震動、津波、および火山影響評価等の項目について、プラント影響評価を除き泊3号機と合わせて審査中

【安全対策工事の進捗状況】

	泊発電所3号機	泊発電所1,2号機
新規制基準施行時点(平成25年7月)で計画していた安全対策工事	機器本体の搬入や据付けまで ほぼ完了	
適合性審査を踏まえて追加・変更した主な工事	原子炉格納容器 スプレイ配管の2重化	平成26年内完了目標
	竜巻防護設備 内部火災対策工事 内部溢水対策工事 等	工事不要
	更なる追加・変更が発生する可能性はあるものの 早期の工事完了を目指して全力で取り組んでおります	

【参考】審査会合への資料提出状況(泊3号機)

主な審査項目(27項目)		提出日	
主要なプラント関係審査項目	重大事故対策	■ 確率論的リスク評価	平成25年12月10日
		■ 有効性評価(炉心損傷防止)	平成25年10月 1日
		■ 有効性評価(格納容器破損防止)	平成25年 9月26日
		■ 有効性評価(SFP、停止中)	平成25年10月 1日
		■ 解析コード	平成25年12月17日
		■ 緊急時対策所・制御室	平成25年10月22日
	設計基準事故対策	■ 内部溢水	平成25年12月24日
		■ 内部火災	平成25年12月19日
		■ 外部火災	平成25年10月 8日
		■ 竜巻(影響評価・対策)	平成25年12月24日
		■ 火山(対策)	平成25年12月19日
	工事計画関連(注)	■ 耐震耐津波	平成26年 1月14日
		■ 重大事故対策機器・設備の評価	準備中
	保安規定関連(注)	■ 組織・体制	平成25年12月19日
■ 教育・訓練		平成25年12月19日	
■ LCO/AOT		平成26年 4月24日(※)	
■ 重大事故対策の手順書(大規模損壊を含む)		平成25年12月19日	
主要な地震・津波・火山関係審査項目	敷地内の破砕帯		平成25年10月 9日
	地震動	■ 敷地及び敷地周辺の地下構造	平成25年10月 9日
		■ 震源を特定して策定する地震動	平成25年 9月11日
		■ 震源を特定せず策定する地震動	平成26年 2月20日(※)
		■ 基準地震動	準備中
		■ 耐震設計方針	平成26年 1月14日
	津波	■ 基準津波	平成25年 8月14日
		■ 耐津波設計方針	平成26年 1月14日
	地盤・斜面の安定性		△平成25年11月29日
火山影響評価		平成25年 9月25日	

(出所)平成26年2月12日 第42回原子力規制委員会資料「別紙1:審査会合への資料提出状況(平成26年2月10日現在)」をもとに当社作成。(※)は2月10日以降の当社資料提出分。

※1 「提出」欄の日付は当該項目について資料の提出があった日付。△は一部について提出された日付。

※2 本資料は事業者からの資料の提出状況を示すものであって、審査内容についての進捗を示すものではない。

※3 (注)は方針についての資料提示がなされた日付を記載。今後、個別機器の評価など、認可のための詳細事項の資料提示が必要。

3. 経営効率化の取り組み

・前回の値上げ時に値上げ幅を抑制するよう電気料金に反映した経営効率化計画(356億円/年)を着実に実施するとともに、国の査定方針に基づく補正額(136億円/年)についても、経営全般におけるコスト削減で吸収できるように、全力で取り組みを進めております。

現行料金に反映している経営効率化の取り組み

(単位: 億円)

項目	H25	H26	H27	H25~27 平均	主な取り組み内容
人件費	125	125	125	125	・役員報酬の削減 ・給料手当の削減 ・厚生費の削減
需給関係費	34	43	43	40	・調達方法の多様化等による燃料費の削減 ・購入電力料の固定費削減 ・卸電力取引所の活用
設備投資 関連費用	(198) 11	(149) 31	(155) 49	(167) 30	・多様な発注方式の採用などによる資機材調達コストの低減効果の反映 ・工事実施時期や工事内容の見直し等
修繕費	79	103	102	95	・多様な発注方式の採用などによる資機材調達コストの低減効果の反映 ・新技術・新工法の開発・導入等
諸経費等	67	66	64	66	・普及開発関係費の削減 ・諸費の削減 ・その他の費用の削減
合計	[503] 316	[486] 368	[489] 383	[493] 356	
国の査定方針に基づく 補正額(136億円/年) との合計額	452	504	519	492	

※需給関係費: 燃料費、購入電力料、他社販売電力料

※()内は効率化の設備投資への反映額

※[]内は効率化の設備投資への反映額を含めた合計額

4. 平成25年度の支出抑制の取り組み

・平成25年度は、厳しい収支・財務状況を踏まえた一時的な支出抑制に取り組み、現行の電気料金に反映している効率化額と国の査定方針に基づく補正額の合計452億円を上回る460億円程度のコスト削減を実施いたしました。

支出抑制の取り組み状況 (H25年度)

項目	コスト削減実績 (億円程度)	主なコスト削減の取り組み内容
人件費	120	・役員報酬の削減 ・給料手当の削減 ・厚生費の削減
需給関係費	70	・石油に比べ安価な国内炭火力の稼働増等
設備投資 関連費用	(200) 10	・グループ会社取引単価引き下げ等による資機材調達コストの低減 ・工事実施時期や工事内容の見直し等
修繕費	150	・グループ会社取引単価引き下げ等による資機材調達コストの低減 ・工事実施時期や工事内容の見直し等
諸経費等	110	・普及開発関係費の削減(イメージ広告削減等) ・グループ会社取引単価引き下げ等による調達コストの低減 ・その他の費用の削減
合計	[650] 460	

※需給関係費: 燃料費、購入電力料、他社販売電力料

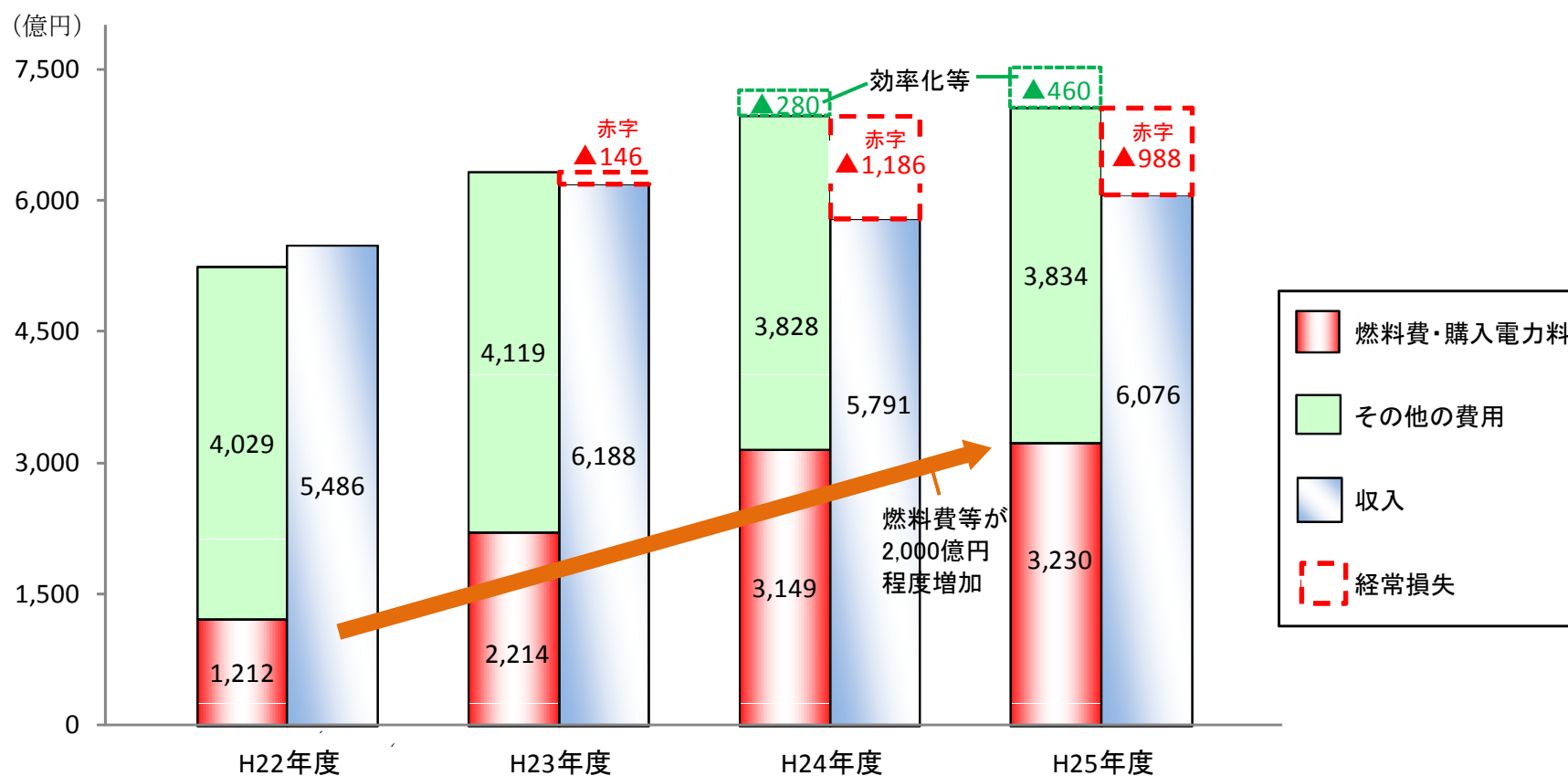
※()内は効率化の設備投資への反映額

※[]内は効率化の設備投資への反映額を含めた合計額

5. 当社の収支および財務の状況(1)

・昨年9月からの電気料金値上げによる増収194億円に加え、460億円程度のコスト削減に取り組んだものの、燃料費等の大幅な増加(平成22年度と比較して2,000億円程度)を賄うことはできず、平成25年度は988億円の経常損失となりました。

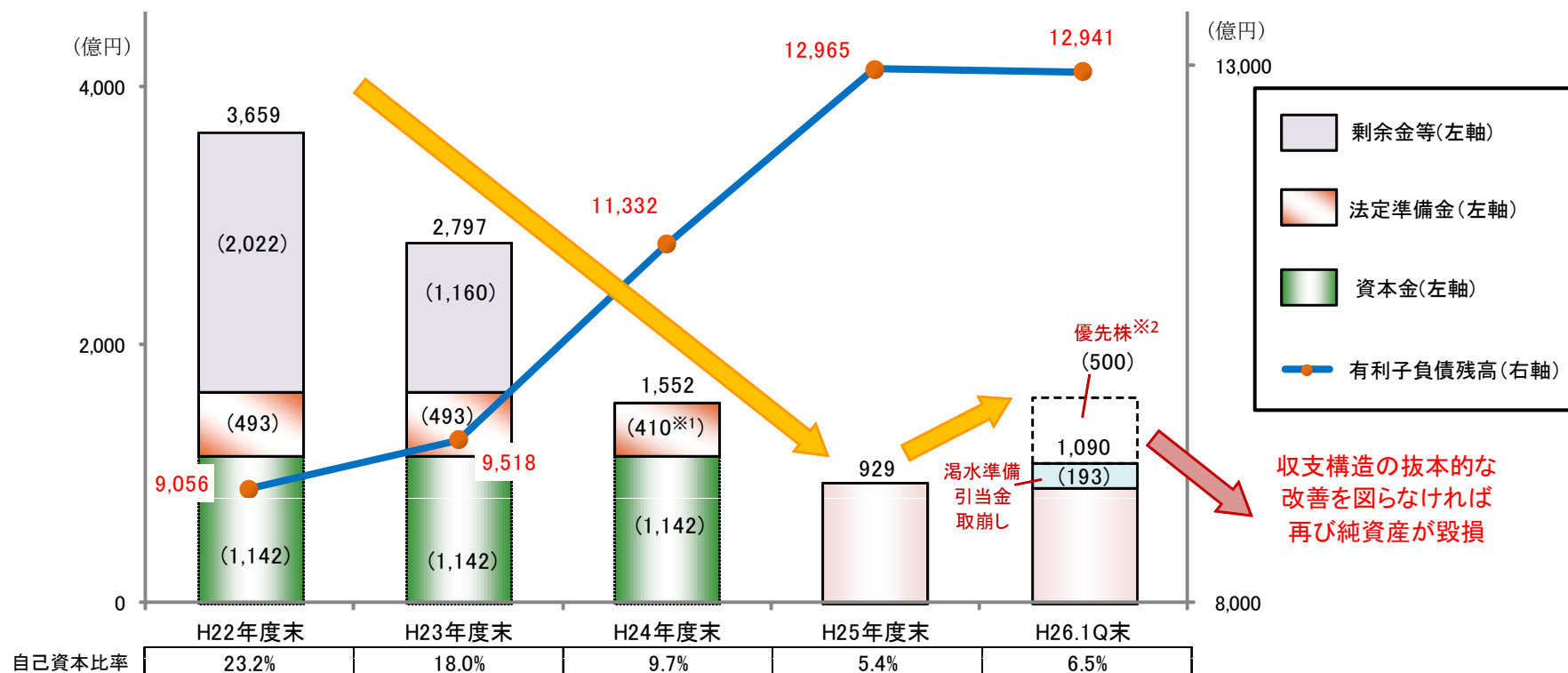
収支の推移(単独)



5. 当社の収支および財務の状況(2)

- 平成25年度末には純資産が資本金を下回る929億円まで減少し、有利子負債残高は過去最高となる1兆2,965億円まで増加するなど、このままでは債務超過も視野に入る危機的な財務状況となったことから、緊急的な純資産の回復方策を実施いたしました。

純資産および有利子負債残高の推移(単独)



※1 剰余金等のマイナスを含みます。

※2 優先株(500億円)の発行は平成26年7月のため、平成26年度第1四半期末の純資産には含まれません。

収支構造の抜本的な改善を図らなければ再び純資産が毀損

6. 純資産の早期回復に向けた方策

- ・純資産の早期回復方策として、濁水準備引当金の取崩しを実施したほか、500億円の優先株式を発行することといたしました。

<p>濁水準備引当金の取崩し</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○濁水準備引当金は、水力発電所の発電電力量の増減によって生じる収支変動を緩和するための制度です。 ○濁水時以外では、例えば事故などにより予測されない損失が生じ、これに充てる財源がない場合に、経済産業大臣の許可を受けて、「特別の理由」による取崩しが可能とされています。 ○泊発電所の長期停止という予測し得ない状況により、平成25年度末の純資産が資本金を下回ることは、「特別な理由」に該当するものとして、平成26年4月、経済産業大臣の許可を受け全額取崩しを実施いたしました。 	<p>193億円</p>
<p>優先株式の発行</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○毀損が進んだ純資産の早期回復による財務基盤の安定化を図り、信用力を維持していく観点から、平成26年6月に開催された定時株主総会の承認を経て、株式会社日本政策投資銀行を割当先とした500億円の優先株式を発行することといたしました。 	<p>500億円</p>

7. 平成26年度の支出抑制の取り組み

・平成26年度につきましても、現行の電気料金に反映している368億円の効率化を着実に進めるとともに、泊発電所の発電再開時期の遅れによる厳しい収支状況を踏まえ、供給支障リスクを大幅に増加させない範囲で補修工事を繰り延べるなど、220億円程度の追加的なコスト削減に取り組んでまいります。

コスト削減の取り組み(H26年度)

項目	経営効率化 (億円程度)	追加的な コスト削減等 (億円程度)	主な取り組み内容
人件費	125	5	○ 一般厚生費の削減
需給関係費	43	—	(国内炭の調達に最大限努めるなどコスト削減を実施)
設備投資 関連費用	(149) 31	(180) α	○ 設備の経年化対策工事等の一時的な繰り延べや工程見直し
修繕費	103	120	○ 供給支障リスクを大幅に増加させない範囲での補修工事の繰り延べ ○ グループ会社との取引をはじめとした資機材調達コストの低減深掘り
諸経費等	66	85	○ 委託の一時的な繰り延べ、社内研修や技術研究等の実施繰り延べ ○ グループ会社との取引をはじめとした調達コストの低減深掘り
資産売却	—	10	○ 現在使用中の社宅を含む土地、建物の売却
合計	[486] 368	[400] 220	⇒ 合計 590億円程度

※()内は効率化の設備投資への反映額

※[]内は効率化の設備投資への反映額を含めた合計額

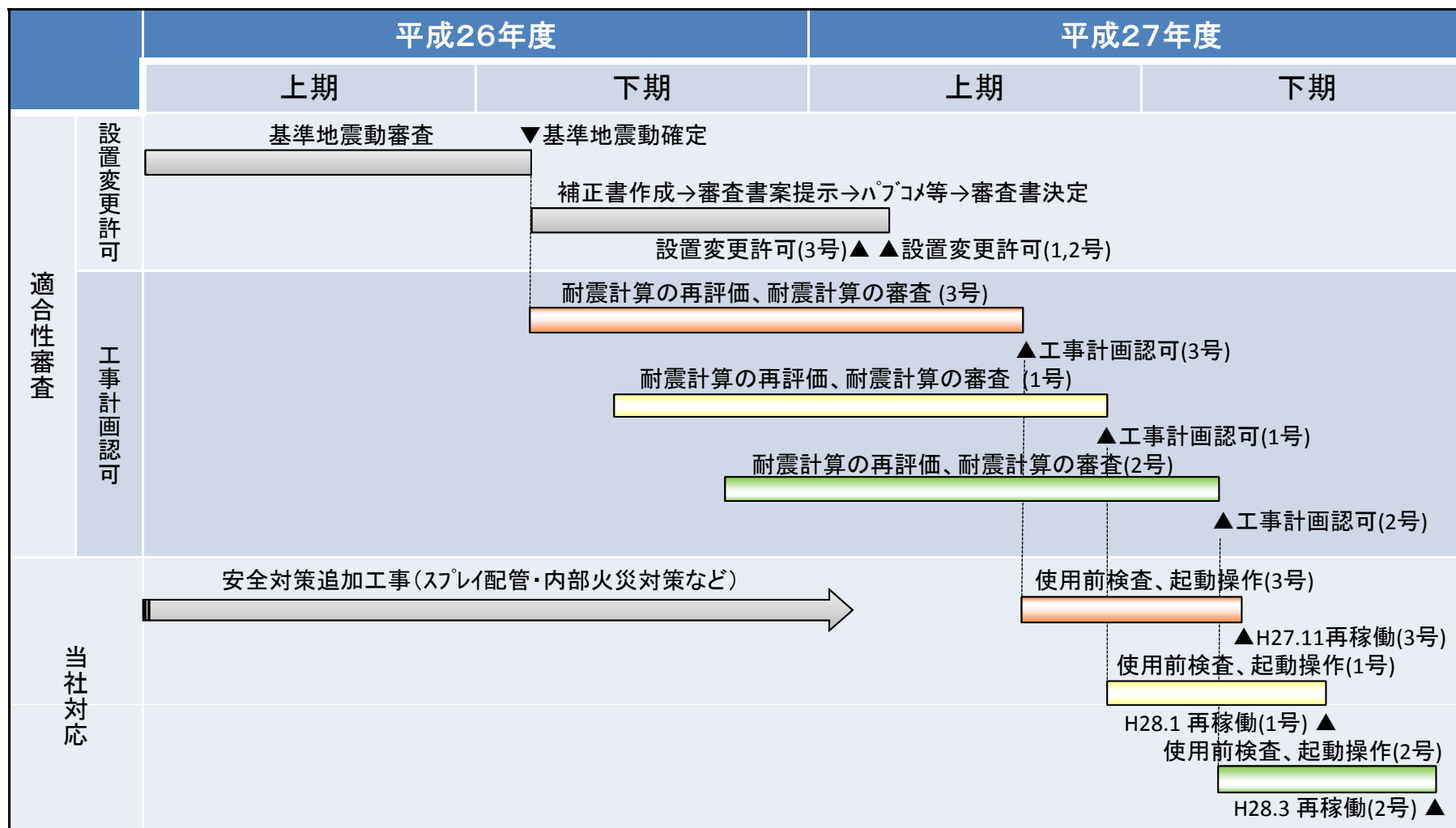
8. 新規制基準適合性審査において課題となっている論点

- ・以下の2点について、現時点においても審査が続いており、設備の耐震評価等を行うための基準地震動が確定していません。
 - ①積丹半島西岸の海岸地形評価に関する論点
 - ②震源を特定せず策定する地震動評価に関する論点(岩手・宮城内陸地震の考慮について)
- ・当社は、審査会合で出される様々なご指摘に対し、可能な限り速やかにデータを提示し説明してまいりましたが、追加の解析などが必要なご指摘も多く、時間を要しております。
- ・このような状況の中、更なる安全性向上の観点から、震源を特定せず策定する地震動として、岩手・宮城内陸地震を検討対象とすることといたしました。

	原子力規制委員会のご指摘・見解	当社の見解
①積丹半島西岸の海岸地形評価に関する論点	<ul style="list-style-type: none"> ・波食棚が海面より高いところがあり、地震性隆起の可能性を否定できないのではないか。 ・現在の海岸地形の形成過程を適切に評価し地震性隆起に伴うものではない事を明確に説明できなければ、活断層を設定して地震動を想定することを検討すべき。 	<ul style="list-style-type: none"> ・指摘の波食棚は潮位変化や波浪時の波の影響により形成されたものであり、地形の高低は岩種の違いによる波に対する侵食抵抗の強弱によるもの。 ・陸域・海域の地質調査結果を総合的に勘案すると、現在の海岸地形を隆起させるような活断層は認められず、対象の海岸地形は地震性隆起によるものではない。
②震源を特定せず策定する地震動評価に関する論点(岩手・宮城内陸地震の考慮について)	<ul style="list-style-type: none"> ・ニセコ・雷電火山群の地下構造や地震地体構造等に関して、更なる分析が必要。 ・安全側に考慮するという考え方もあるのではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・泊発電所周辺は背景とする地形、地質構造の分布状況などから、岩手・宮城内陸地震の震源域とは条件が異なると判断できるので対象外とする。 <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>⇒7月18日の審査会合において、基準地震動の検討対象とすることを表明</p> </div>

9. 泊発電所の再稼働の見通し

- ・現状を踏まえた発電再開時期は前回の料金改定時の想定から大幅に遅れる見通しですが、現段階で想定し得る最も早い再稼働時期の見通しとして、基準地震動が平成26年10月に確定するものと想定し、さらに再稼働までに必要な審査工程を考慮のうえ、泊発電所3号機が平成27年11月、1号機が平成28年1月、2号機が平成28年3月に再稼働するものとしております。



10. (まとめ)電気料金値上げの理由

【前回の電気料金値上げ】 H25/9より実施（値上げ率：規制7.73% 自由11.00%、原価算定期間：H25年度～H27年度の3ヵ年）

<効率化と査定による値上げ幅の抑制>

- 効率化356億円／年と補正額136億円／年を反映

<再稼働の前提>

泊1号機	泊2号機	泊3号機	原子力設備利用率
H25年12月	H26年1月	H26年6月	59%

【収支財務の状況】

- H25年度は、値上げによる増収194億円と、460億円のコスト削減を図ったものの、988億円の経常損失
- H25年度末の純資産は929億円となり資本金割れ

【再稼働に向けた取り組み】

- 適合性審査対応と安全対策工事に全力を挙げて取り組んでいる
- 設備の耐震評価等を行うための基準地震動について、2つの課題が残っている状況

【H26年度の取り組み】

- 純資産の早期回復策として、渴水準備引当金193億円取崩し、優先株500億円発行を実施
- 現行料金に反映した効率化368億円に加えて、220億円の追加的なコスト削減を計画

【再稼働の見通し】

- 新たな基準地震動の設定が必要となり、それに伴い耐震計算の再評価を改めて実施することが不可避であることから、再稼働は大幅に遅れる見通し

【電気料金値上げの理由】

- コスト削減に取り組んでおりますが、泊発電所の停止が長期化するため、火力燃料費などの大幅な増加を吸収することはできず、このままでは燃料調達や設備の保守・保全などに必要な資金の調達が困難となり、電力の安定供給に支障をきたすおそれがあります。
- このような状況を踏まえ、「電源構成変分認可制度」に基づき、電気料金の値上げを申請いたしました。

【今回見直した再稼働の前提】

泊3号機	泊1号機	泊2号機	原子力設備利用率
H27年11月	H28年1月	H28年3月	11%

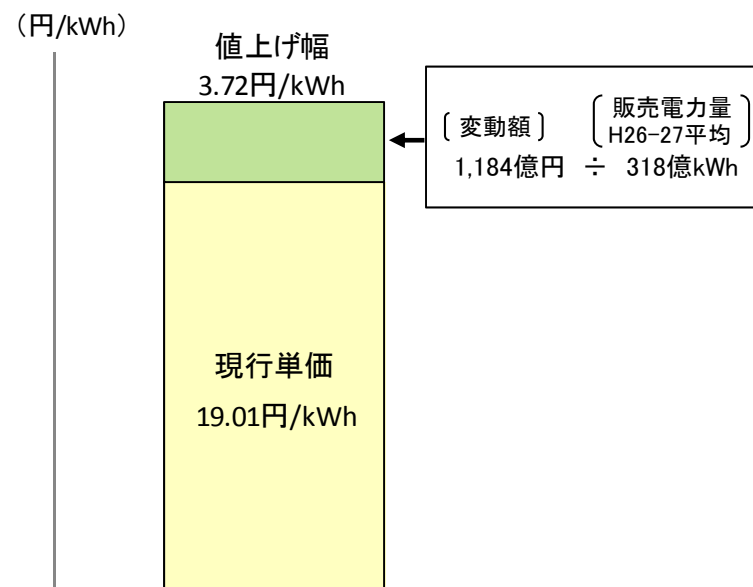
11. 電気料金値上げ申請の概要

- ・今回の電気料金の値上げにつきましては、「電源構成変分認可制度」に基づき、以下に示す各費用を対象に原価変動額を算定しております。
- ・この結果、現行料金の原価算定期間(H25-27)のうち、残りの2年間(H26-27)において、年平均:1,184億円の原価増が見込まれるため、規制部門では、平成26年10月1日から平均17.03%の値上げを申請し、自由化部門では、同日から平均22.61%の値上げをお願いすることといたします。

電源構成の変動に伴う原価の変動額

	(単位:億円)		
	今回(A) (H26~27平均)	前回(B) (H25~27平均)	変動額(C) A-B
燃 料 費	2,199	1,460	739
購 入 電 力 料	950	500	450
販 売 電 力 料 ^{※1}	▲33	▲65	33
原子力バックエンド費用	12	59	▲47
事 業 税	81	72	9
合 計	3,210	2,026	1,184

※1 販売電力料は控除収益



【参考】電源構成変分認可制度の概要

- ・電気料金値上げの認可を経ていることを条件に※1、当該原価算定期間内において、事業者の自助努力の及ばない電源構成の変動があった場合に、総原価を洗い替えることなく、当該部分の将来の原価の変動のみを料金に反映させる料金認可改定

①基本スキーム及び法的根拠(法律第19条第1項に基づく認可)

- ・自動変動ではなく、公聴会等を経る通常の認可プロセスとする。
- ・当該スキームは、前回改定時に料金改定の認可を受けた事業者に適用。

②適用条件

- ・原価算定期間内において、社会的経済的事情の変動により、「燃料消費数量」の変更に伴う燃料費の変動が見込まれる場合に限る。

③対象費用

- ・燃料消費数量に連動して変動する費用を対象とする(単価は変動させない)。
- ・具体的には、以下の4項目8費用

1. 燃料費

2. バックエンド関係費用

(使用済燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費)

3. 購入・販売電力料

(地帯間購入電源費、他社購入電源費、地帯間販売電源料、他社販売電源料)

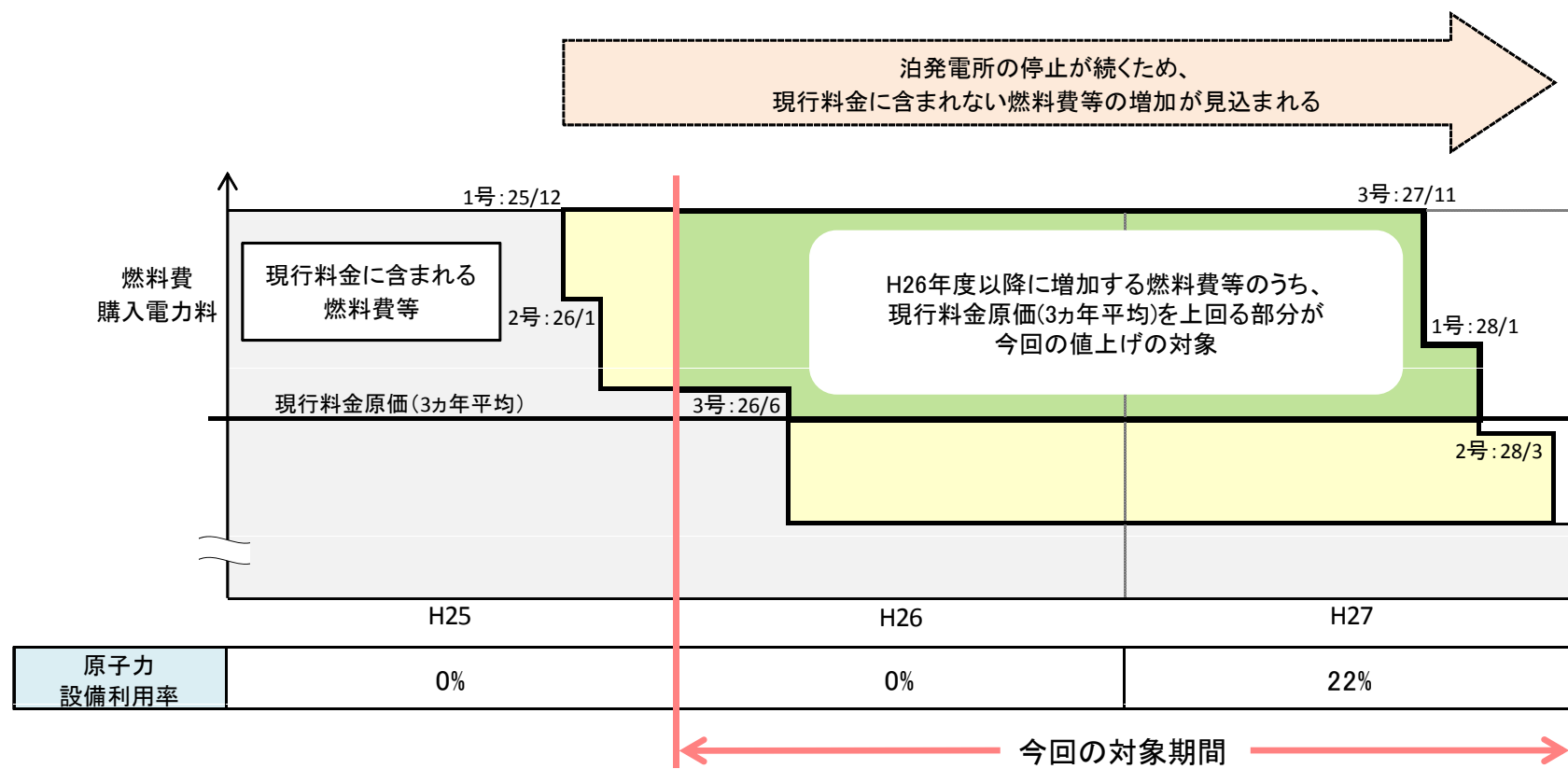
4. 事業税

※1 認可後、法第19条第7項の規定に基づき、消費税率引き上げに伴う電気料金の変更を届出した場合等を含む。

【参考】今回の値上げ対象について

- ・平成26年度以降に増加する燃料費等のうち、現行料金原価(3カ年平均)を上回る部分が今回の値上げの対象となります。

泊発電所稼働と燃料費等の関係(今回前提)



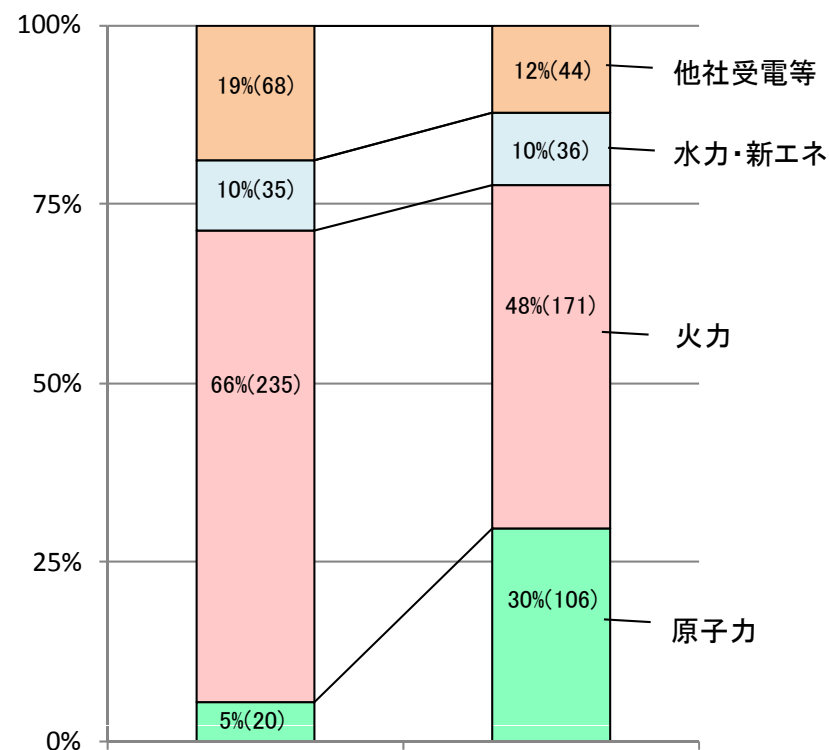
12. 原価算定の前提諸元

- ・泊発電所の発電再開時期を変更したことにより、前回認可時と比較して火力発電所における発電量および他社から購入する電力量が増加となっております。
- ・販売電力量や燃料価格諸元(原油価格、為替レート等)については、算定規則に基づき前回認可時から変更しておりません。

主要諸元

		H26	H27	平均 (H26-H27)
販売電力量	億kWh	317	319	318
原油価格	\$/b	112.6	112.6	112.6
為替レート	円/\$	87	87	87
原子力設備利用率	%	0	22	11

発電電力量構成比(今回前回比較)



今回原価(H26-27) ← 前回原価(H25-27)

※()内は発電電力量[億kWh/年]

(空白)

13. 原価の内訳(燃料費、購入・販売電力料)

- ・燃料費は、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、前回原価と比較して739億円増加しております。
- ・購入電力料は、泊発電所の発電再開時期の遅れに伴う他社からの購入電力量の増加等により、前回原価と比較して450億円増加、一方、他社への販売電力料は33億円の減少となっております。

【燃料費】

(単位:億円)

		今回:A (H26~27平均)	前回:B (H25~27平均)	差:C A-B	主な増減要因
火	力	2,188	1,399	789	泊発電所の停止による増
	石	1,498	820	678	
	石	690	579	111	
原	子	11	61	▲ 50	泊発電所の停止による減
新	工	-	-	-	
燃 料 費 計		2,199	1,460	739	

【購入・販売電力料】

(単位:億円)

		今回:A (H26~27平均)	前回:B (H25~27平均)	差:C A-B	主な増減要因
他 社 購 入 電 力 料		948	499	449	
水	力	108	110	▲ 1	泊発電所の停止に伴う購入電力量の増
	火	685	300	385	
	新	155	89	66	
地 帯 間 購 入 電 力 料		2	1	1	
購 入 電 力 料 計		950	500	450	
他 社 販 売 電 力 料		33	65	▲ 32	泊発電所の停止に伴う販売電力量の減
地 帯 間 販 売 電 力 料		-	0	▲ 0	
販 売 電 力 料 計		33	65	▲ 33	

13. 原価の内訳(原子力バックエンド費用、事業税)

- ・原子力バックエンド費用(使用済燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費)は、泊発電所の発電再開時期の遅れに伴う原子力発電電力量の減少により、前回原価と比較して47億円減少しております。
- ・事業税は、燃料費、バックエンド関係費用、購入・販売電力料の変動額をもとに算定を行っており、今回原価は前回原価と比較して、課税対象である収入金額の増加により9億円の増加となっております。

【原子力バックエンド費用】

(単位:億円)

	今回:A (H26~27平均)	前回:B (H25~27平均)	差:C A-B	主な増減要因
使用済燃料再処理等発電費	12	46	▲ 34	泊発電所の停止に伴う減
特定放射性廃棄物処分費	0	13	▲ 12	泊発電所の停止に伴う減
原子力バックエンド費用計※	12	59	▲ 47	

※使用済燃料再処理等既発電費、原子力発電施設解体費は今回改定の対象外

【事業税】

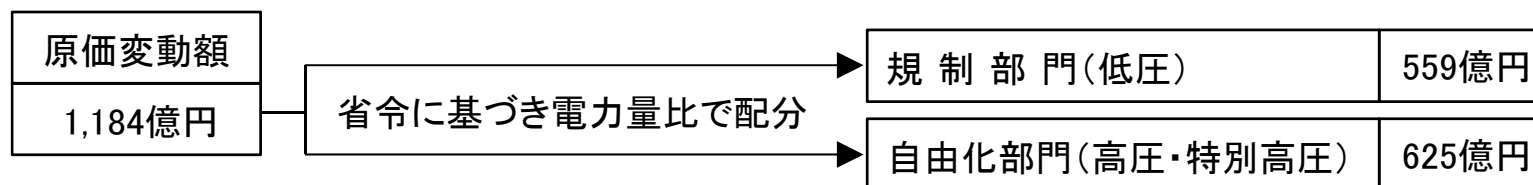
(単位:億円)

	今回:A (H26~27平均)	前回:B (H25~27平均)	差:C A-B	主な増減要因
事業税	81	72	9	課税対象収入(総原価)の増

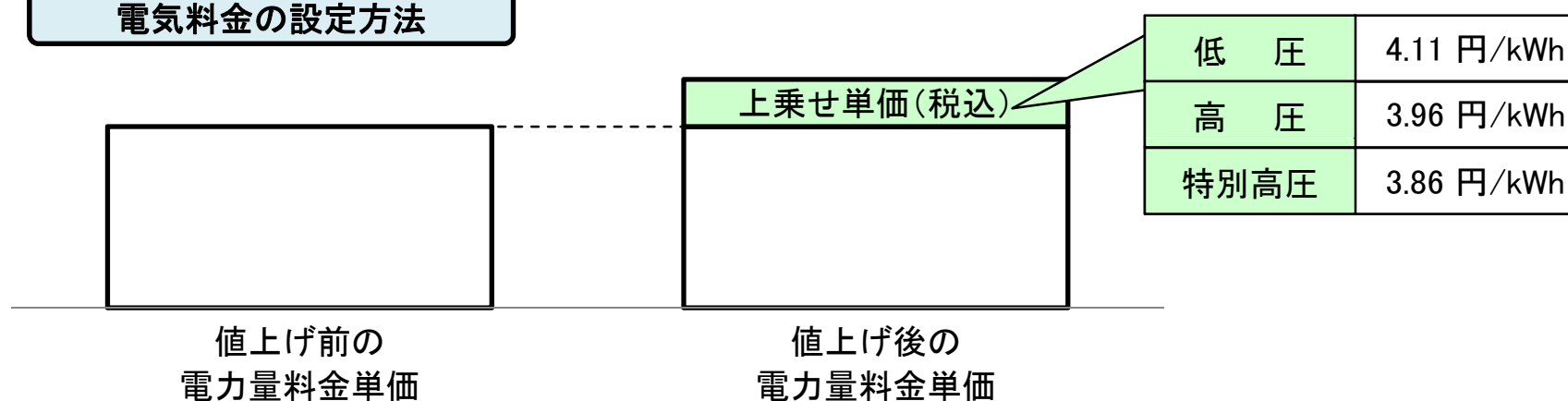
14. 電気料金設定の考え方

- ・今回改定は、燃料費等の費用増加を電気料金に反映するものであるため、お客さまの電気のご使用量に対応する電力量料金単価に以下の単価を一律に上乗せいたします(基本料金単価には変更ありません)。
- ・なお、全てのお客さまに公平なご負担をお願いする観点から、自由化部門のお客さまにつきましても、規制部門と同日からの値上げをお願いすることとし、規制部門の料金が認可時に変更となった場合には、認可された原価にもとづいて、自由化部門の料金についても見直しいたします。

原価変動額の配分



電気料金の設定方法



- ※ 値上げ前の電力量料金単価および値上げ後の電力量料金単価には、燃料費調整単価を含んでおらず、消費税等相当額を含みます。
- ※ 電圧ごとの上乗せ単価は、各部門に配分された原価変動額を販売電力量で除し、消費税等相当額を加えて算定しています。
- ※ 特別高圧と高圧では、送電線・配電線で失われる電力(送配電ロス)が異なるため、上乗せ単価に差が生じます。

【参考】規制部門の主な料金メニューの値上げ影響

電気供給約款

	契約電力等	ご使用量 (月間)	値上げ後の お支払額 (月間)	値上げ前の お支払額 (月間)	値上げ額 (月間)	値上げ率
従量電灯B	30A	260kWh	8,302円	7,233円	1,069円	14.78%
従量電灯C	13kVA	1,300kWh	47,274円	41,931円	5,343円	12.74%
低圧電力	8kW	650kWh	21,634円	18,962円	2,672円	14.09%

選択約款

	契約電力	ご使用量 (年間)	値上げ後の お支払額 (年間)	値上げ前の お支払額 (年間)	値上げ額 (年間)	値上げ率
融雪用電力A (ホットタイム19)	2kW	1,496kWh	27,397円	21,865円	5,532円	25.30%

- ※ 値上げ後のお支払額は、申請している単価および届出予定の単価で算定しています。
- ※ 値上げ前後のお支払額には、燃料費調整額を含まず、消費税等相当額および平成26年5月分以降に適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金を含みます。
- ※ 低圧電力については、力率割引を適用しています。
- ※ 融雪用電力Aについては、力率割引および検知制御装置付融雪用機器割引を適用しています。
- ※ 融雪用電力Aは、ロードヒーティングとして4か月間使用するモデルとしており、季節ごとの使用電力量の変動が大きいため、年間の影響額を記載しています。

【参考】オール電化住宅にお住まいのお客さまへの値上げ影響 ①

給湯：電気温水器(4.4kW)、暖房：蓄熱式電気暖房器(20.5kW)の場合

	契約容量	ご使用量 (年間)	値上げ後の お支払額 (年間)	値上げ前の お支払額 (年間)	値上げ額 (年間)	値上げ率
時間帯別電灯 (ドリーム8)	8kVA	23,001kWh	425,600円	331,067円	94,533円	28.55%

※ 通電制御型機器割引(電気温水器4kVA、蓄熱式電気暖房器5kVA)を適用。

給湯：電気温水器(4.4kW)、暖房：電気ボイラー(6.4kW)の場合

	契約容量等	ご使用量 (年間)	値上げ後の お支払額 (年間)	値上げ前の お支払額 (年間)	値上げ額 (年間)	値上げ率
時間帯別電灯 + 融雪用電力L	6kVA +6kW	21,720kWh	440,820円	351,554円	89,266円	25.39%

※ 通電制御型機器割引(電気温水器4kVA)を適用。

給湯：エコキュート(1.5kW)、暖房：ヒートポンプ暖房システム(4.7kW)の場合

	契約容量	ご使用量 (年間)	値上げ後の お支払額 (年間)	値上げ前の お支払額 (年間)	値上げ額 (年間)	値上げ率
3 時間帯別電灯 (eタイム3)	12kVA	11,961kWh	285,755円	243,891円	41,864円	17.17%

※ 通電制御型機器割引(電気温水器2kVA)、非蓄熱式電気暖房割引Ⅱ型を適用。

※ 値上げ後のお支払額は、届出予定の単価で算定しています。

※ 値上げ前後のお支払額には、燃料費調整額を含まず、消費税等相当額および平成26年5月分以降に適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金を含みます。

※ 季節ごとの使用電力量の変動が大きいため、年間の影響額を記載しています。

【参考】オール電化住宅にお住まいのお客さまへの値上げ影響 ②

- ・オール電化住宅にお住まいのお客さまが加入されている時間帯別電灯(ドリーム8)などの料金メニューの場合、夜間時間帯の単価は他の料金メニューよりも低い水準にあるため、一律の幅で値上げした場合、値上げ率が高くなります。
- ・値上げ率が高い夜間時間帯のご使用量が多いことから、お支払額における値上げ率も高くなります。

電力量料金単価における値上げ率

料金メニューの単価	時間帯別電灯(オール電化住宅など)		従量電灯B(一般住宅など)
	昼間時間帯(第2段階料金)	夜間時間帯	第2段階料金
値上げ前の単価	32.00 円/kWh	10.43 円/kWh	26.06 円/kWh
上乗せ単価	+ 4.11 円/kWh	+ 4.11 円/kWh	+ 4.11 円/kWh
値上げ後の単価	36.11 円/kWh	14.54 円/kWh	30.17 円/kWh
値上げ率	12.84%	39.41%	15.77%

※ 値上げ後の単価は、届出予定の単価(時間帯別電灯)および申請している単価(従量電灯B)であり、燃料費調整単価を含まず、消費税等相当額を含みます。

お支払額における値上げ率

料金メニュー	値上げ後のお支払額(年間)	値上げ前のお支払額(年間)	値上げ額(年間)	値上げ率
時間帯別電灯(オール電化住宅など)	425,600円	331,067円	94,533円	28.55%
従量電灯B(一般住宅など)	99,624円	86,796円	12,828円	14.78%

※ 値上げ後のお支払額は、届出予定の単価および申請している単価で算定しています。

※ 値上げ前後のお支払額には、燃料費調整額を含まず、消費税等相当額および平成26年5月分以降に適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金を含みます。

【参考】自由化部門の主な料金メニューの値上げ影響

	契約電力	ご使用量 (月間)	値上げ後の お支払額 (月間)	値上げ前の お支払額 (月間)	値上げ額 (月間)	値上げ率
業務用 (高圧受電)	60kW	11,000kWh	約31万円	約26万円	約4万円	16.62%
	750kW	142,000kWh	約391万円	約334万円	約56万円	16.81%
産業用 (高圧受電)	100kW	23,000kWh	約57万円	約48万円	約9万円	18.84%
	1,200kW	325,000kWh	約775万円	約647万円	約129万円	19.90%

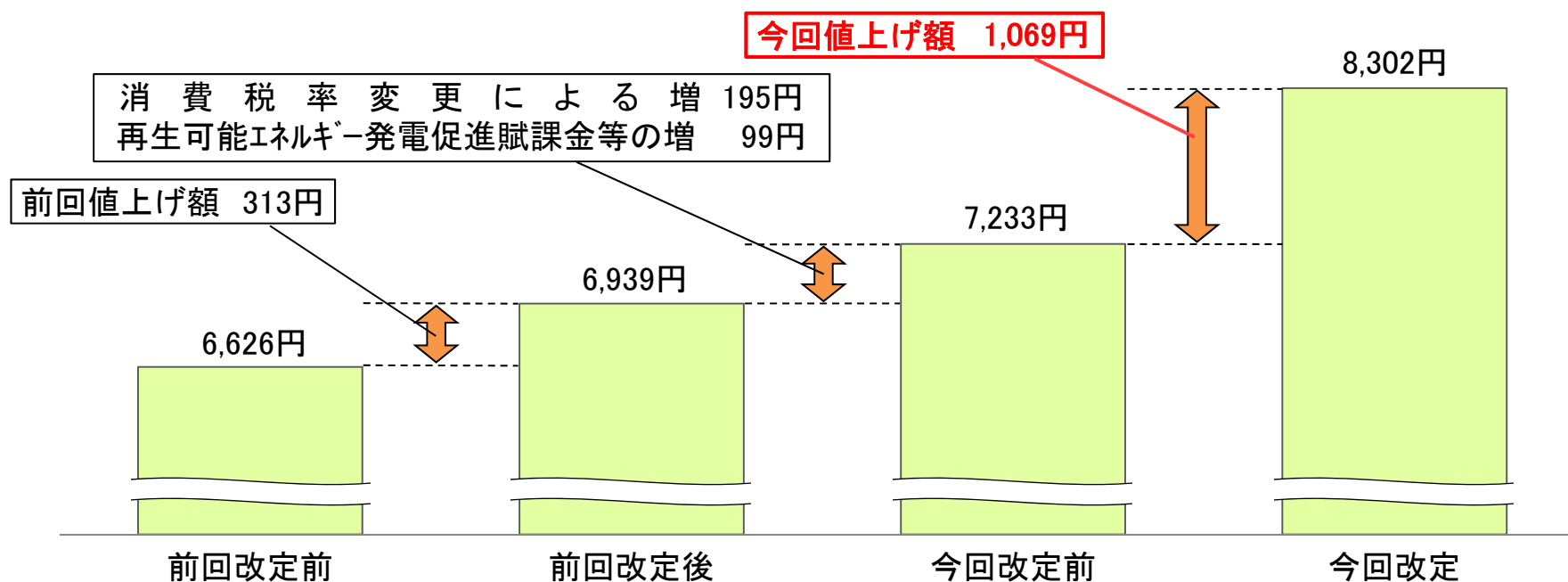
※ 値上げ前後のお支払額には、燃料費調整額を含まず、消費税等相当額および平成26年5月分以降に適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金を含みます。

※ 力率は100%として算定しています。

(空白)

【参考】ご家庭向け電気料金(至近の推移)

家庭用モデル料金による比較(平成24年12月～平成25年2月の貿易統計実績値による比較)



※ 算定モデル:従量電灯B、30A、260kWh/月

※ 日割計算を考慮しない場合の料金を試算したものであり、消費税等相当額などを含みます。

※ 前回改定前料金には、平成25年5月分料金に適用される燃料費調整額を含みます。

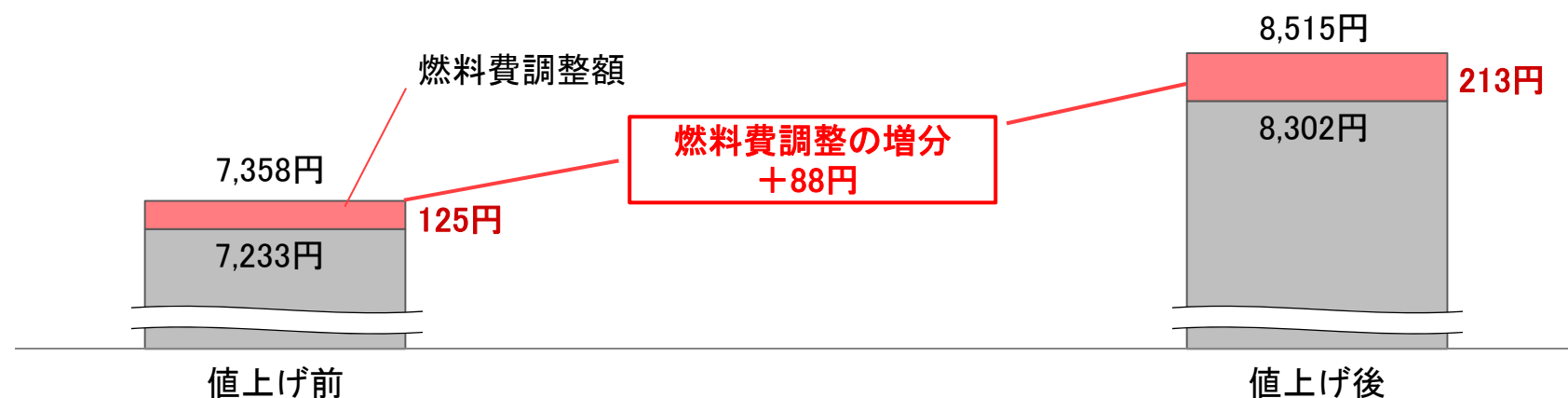
※ 平成24年12月～平成25年2月における原油・海外炭の貿易統計実績値は以下のとおりです。

	平成24年12月	平成25年1月	平成25年2月	3か月平均
平均原油価格	58,538円/kℓ	61,317円/kℓ	65,134円/kℓ	61,612円/kℓ
平均海外炭価格	9,925円/t	10,477円/t	10,909円/t	10,439円/t

15. 燃料費調整の見直し

- ・今回改定は、電源構成の変動にともなう改定のため、前回改定と同じ平成24年12月～平成25年2月の貿易統計実績により算定した基準燃料価格との比較で、燃料費調整を行います。
- ・今回改定では電源構成における火力発電のウエイトが高まり、燃料費調整の対象となる輸入燃料(原油・海外炭)の消費数量が前回改定よりも増加するため、燃料費調整を行う場合の調整幅についても、プラス・マイナス調整ともに大きくなります。

平成26年3月～5月の貿易統計実績による燃料費調整を踏まえたモデル料金の試算



※ 算定モデル:従量電灯B、30A、260kWh/月

※ 日割計算を考慮しない場合の料金を試算したものであり、消費税等相当額などを含みます。

※ 平成26年3月～5月における原油・海外炭の貿易統計実績値は以下のとおりです。

	平成26年3月	平成26年4月	平成26年5月	3か月平均
平均原油価格	70,891円/kℓ	70,495円/kℓ	70,080円/kℓ	70,549円/kℓ
平均海外炭価格	10,818円/t	10,417円/t	10,067円/t	10,469円/t

【参考】燃料費調整の前提諸元 ①

・今回改定は電源構成の変動にともなう改定のため、燃料価格の前提となる貿易統計実績は前回改定時と同様としますが、電源構成の変動に合わせ、燃料費調整の前提諸元を見直しております。

		今回申請(A)	現行(B)	差(A-B)
基準燃料価格	円/kℓ	36,600	32,200	4,400
換算係数	α	0.4564	0.3627	0.0937
	β	0.8080	0.9473	▲ 0.1393
基準単価(税抜・平均)	円/kWh	0.179	0.131	0.048

※電圧ごとの基準単価(今回申請分、税込、円/kWh) 低圧:0.199、高圧:0.190、特別高圧:0.185

①基準燃料価格(36,600円/kℓ)

- ・基準燃料価格とは、料金設定の前提である原油・海外炭の燃料価格の加重平均値で、燃料費調整における価格変動の基準値です。(今回申請は前回改定時と同様、平成24年12月～平成25年2月の貿易統計実績値によります。)
- ・具体的には、原価算定期間(H25-27)の当社発受電電力量(火力)における各燃料の熱量構成比(H26-27の電源構成の変動を反映後)に原油換算値を加味した係数($\alpha \cdot \beta$)を算定し、各燃料価格に乘じるにより算出します。

$$\begin{array}{l}
 \text{〔算定式〕} \\
 \begin{array}{ccccccc}
 61,612\text{円/kℓ} & \times & 0.4564 & + & 10,439\text{円/t} & \times & 0.8080 & = & 36,600\text{円/kℓ} \\
 \text{原油価格} & & \alpha & & \text{海外炭価格} & & \beta & & \text{基準燃料価格}
 \end{array}
 \end{array}$$

	熱量構成比 ①	原油換算係数※ ②	換算係数 ③=①×②	
原油	0.4564	1.0000	0.4564	… α
海外炭	0.5436	1.4864	0.8080	… β
合計	1.0000	—	—	

※原油換算係数は、総合エネルギー統計の標準発熱量にもとづいて算定しています。
海外炭:1ℓあたりの原油発熱量(38,200kJ)÷1kgあたりの石炭発熱量(25,700kJ)

【参考】燃料費調整の前提諸元 ②

②基準単価(0.179円/kWh)

- ・基準単価とは、平均燃料価格が1,000円/kℓ変動した場合の1kWhあたりの変動額です。
- ・具体的には、当社発受電電力量(火力)における燃料消費数量(原油換算kℓ)に1,000円/kℓを乗じ、原油換算価格が1,000円/kℓ上昇した場合の影響額を算定し、販売電力量(kWh)で除することにより算定します。

[算定式]

$$\frac{16,991 \text{千k}\ell \times 1,000 \text{円/k}\ell}{\text{燃料消費数量(原油換算/3か年計)}} \div \frac{95,143 \text{百万kWh}}{\text{販売電力量(3か年計)}} = \frac{0.179}{\text{基準単価}}$$

③平均燃料価格

- ・平均燃料価格とは、毎月発表される原油・海外炭の貿易統計価格を前ページに記載した $\alpha \cdot \beta$ で加重平均したものであり、毎月変動します。
- ・具体的には、燃料費調整を実施する3か月～5か月前における原油・海外炭の貿易統計価格に $\alpha \cdot \beta$ をそれぞれ乗じて算定します。

④毎月の燃料費調整額

- ・毎月変動する平均燃料価格と基準燃料価格との差に基準単価を乗じて燃料費調整単価を算出します。

[算定式]

$$\frac{(\text{XX,XXX円/k}\ell - 36,600 \text{円/k}\ell)}{\text{毎月の平均燃料価格 基準燃料価格}} \div 1,000 \text{円/k}\ell \times 0.199 \text{円/kWh} = \text{燃料費調整単価}$$

基準単価(低圧の場合、税込み)

- ・この燃料費調整単価にお客さまのご使用量を乗じた金額が、燃料費調整額となります。

※電圧ごとの基準単価(今回申請分、税込、円/kWh) 低圧:0.199、高圧:0.190、特別高圧:0.185

16. お客さまへのご説明について(規制部門)

- ・規制部門のお客さまへは、値上げを申請するに至った背景、値上げ申請の内容、値上げによる影響額等について、検針時の配布チラシ、当社ホームページ等により幅広くお知らせしてまいります。
- ・また、各種団体の皆さまへの訪問やお客さま向けの説明会等を通じ、丁寧なご説明に努めてまいります。

<p>ご家庭などのお客さま</p>	<p>○検針時に配布するチラシ等により、お客さまへ幅広くお知らせしてまいります。</p> <p>○当社ホームページにおいて、詳細かつタイムリーな情報提供を行うとともに、お客さまご自身で値上げ影響額を試算することができるツールやご契約メニューを変更した場合の電気料金を比較することができるツール、節電・省エネ方法とその効果の目安を確認することができるツールをご紹介します。</p> <p>○オール電化住宅にお住まいのお客さまなどには、ダイレクトメールを送付し、お知らせしてまいります。</p>
<p>お客さま説明会の開催</p>	<p>○道内各地において、お客さま説明会を開催し、ご説明してまいります。</p>
<p>各種団体さま</p>	<p>○自治体さま、経済団体さま、消費者団体さま等に向けては、訪問や説明会等を通じて、ご説明してまいります。</p>
<p>お問い合わせへの対応</p>	<p>○値上げに関するご意見・ご質問等の専用窓口(電気料金お問い合わせ専用ダイヤル)を設置し、お問い合わせへお応えしてまいります。</p> <p>○お電話でのお問い合わせがご不便なお客さまにつきましては、FAXによるお問い合わせも承っております。</p>

16. お客さまへのご説明について(自由化部門)

- ・自由化部門のお客さまへは、値上げをお願いするに至った背景や値上げの内容、値上げによる影響額等について、訪問、電話等により個別にご説明してまいります。
- ・ご説明にあたりましては、丁寧な対応を心がけ、ご理解をいただけるよう努めてまいります。

<p>契約電力500kW以上の お客さま</p>	<p>○お客さまを訪問のうえ、値上げをお願いするに至った背景や値上げの内容、値上げによる影響額等についてご説明いたします。</p>
<p>契約電力500kW未満の お客さま</p>	<p>○値上げのお願いについての関係資料を郵送にてお届けのうえ、電話または訪問等により、値上げをお願いするに至った背景や値上げの内容、値上げによる影響額等についてご説明いたします。</p>
<p>各種団体さま</p>	<p>○産業団体・企業を統括する団体さま等を訪問し、ご説明いたします。</p>
<p>お問い合わせへの対応</p>	<p>○値上げに関するご意見・ご質問等の専用窓口(電気料金お問い合わせ専用ダイヤル)を設置し、お問い合わせへお応えしてまいります。</p>

【参考】お客さまの節約・省エネにつながる情報発信

- ・当社ホームページにおいて、お客さまの生活スタイル等に合わせた具体的な節約・省エネ手法をご紹介してまいります。
- ・また、節約チェックシート、電気料金計算シミュレーション等、お客さまのお役に立つツールをご紹介してまいります。

節約チェックシート

項目	内容	年間の節約効果の目安	実行チェック
照明	・点灯時間を短くする	590円	<input checked="" type="checkbox"/>
	・見ないときは消す	510円	<input checked="" type="checkbox"/>
テレビ	・必要以上に明るくしない	820円	<input type="checkbox"/>
~~~~~			
電気カーペット	・広さにあった大きさのものを使う	2,710円	<input type="checkbox"/>
	・温度設定は控えめにする	5,610円	<input type="checkbox"/>
▼			
<b>年間の節約効果</b>			
チェックした項目の合計		1,100円	

### 電気料金計算シミュレーション

Step1  
ご契約メニューの選択

下記のご契約メニューを選択してください。

※ 電気料金計算シミュレーションは別ウインドウで開きます。

21 従量電灯B	96 融雪用電力A (ホットタイム19)
31 従量電灯C	97 融雪用電力B (ホットタイム22)
51 低圧電力	97 融雪用電力L (ホットタイム22ロング)
33 時間帯別電灯 (ドリーム8)	92 深夜電力B
33 ピーク抑制型時間帯別電灯 (ドリーム8エコ)	
33 3時間帯別電灯 (eタイム3)	

※ 上記以外の試算については、お近くのほくでんまでお問い合わせください。

➡ お近くのほくでん一覧

### お問い合わせ窓口(お電話によるお問い合わせ)

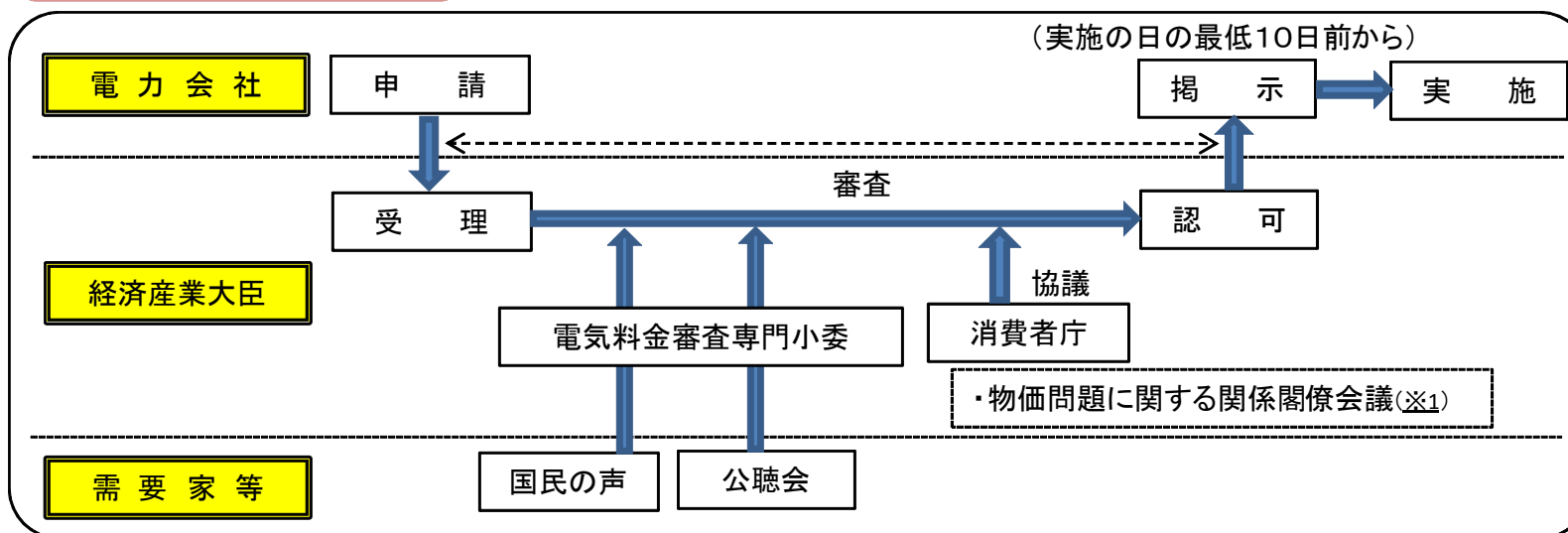
旭川支店 : 0120-009-715      岩見沢支店 : 0120-009-732      帯広支店 : 0120-009-742  
 北見支店 : 0120-009-718      小樽支店 : 0120-009-736      室蘭支店 : 0120-009-743  
 札幌支店 : 0120-009-731      釧路支店 : 0120-009-739      苫小牧支店 : 0120-009-747  
 函館支店 : 0120-009-754

[受付時間] 平日 / 9:00 ~ 17:00 (土・日・祝日を除く)

## 【参考】電気料金改定手続きの概要

・値上げ申請後は、経済産業大臣による申請内容の審査や、広くお客さまの意見を伺う場である公聴会、関係閣僚会議などを経て認可を受けることとなっております。

### 料金改定認可プロセス



(※1) 物価問題に関する関係閣僚会議(内閣官房長官が主宰)について

構成員：総務大臣、財務大臣、文部科学大臣、厚生労働大臣、農林水産大臣、経済産業大臣、国土交通大臣、内閣府特命担当大臣(金融)、内閣府特命担当大臣(消費者)、内閣府特命担当大臣(経済財政政策)、内閣官房長官。

【出典】電気料金の仕組み (資源エネルギー庁)