平成 25 年 4 月 24 日

各　位

上場会社名　　北海道電力株式会社
代表者　　取締役社長　川合　克彦
（コード番号　　9509）
問合せ先責任者　　企画部経営管理ｸﾞﾙｰﾌﾟﾘｰﾀﾞｰ　小林　剛史
（ＴＥＬ　　011-251-1111）

電気料金の値上げ申請について

当社は、本日、経済産業大臣に対して電気料金の値上げを申請いたしました。

お客さまに多大なご負担をお願いすることとなり、深くお詫び申し上げます。

当社は、燃料供給や長期的な価格の安定性に優れた海外炭と原子力を基幹電源として電源の多様化を進め、昭和 61 年以降、計 14 回にわたり電気料金を値下げ（昭和 60 年比約 34%）してまいりました。

平成 21 年 12 月には、泊発電所 3 号機が運転を開始し、数年間は燃料費の低減効果を上回る減価償却費などの負担はありましたが、不断の経営効率化に取り組むことによって、現行の電気料金を維持してきました。

しかしながら、泊発電所の長期停止により火力燃料費が大幅に増加しており、徹底した費用の削減に取り組みましたが、平成 24 年度の収支は、過去最大の損失を計上し、年度末の自己資本比率は 10%を割り込みました。

原子力規制委員会におきまして、原子力発電所の新規制基準の策定が進められておりますが、現時点においても泊発電所の発電再開時期を見通すことができない状況です。

当社といたしましては、北海道の皆さまの暮らしや経済に与える影響に鑑み、現行の電気料金を一日でも長く維持したいと考えておりましたが、このままでは自己資本の毀損がさらに拡大し、燃料調達や設備の保守・保全などに必要な資金の調達も困難となり、電力の安定供給にも支障をきたすおそれが生じます。

このような状況を踏まえ、このたび、最大限の経営効率化の実施を前提に、規制部門のお客さまについては、本年 9 月 1 日から平均 10.20％の電気料金の値上げを申請いたしました。

また、自由化部門のお客さまについても同日から平均 13.46％の値上げをお願いすることといたします。

お客さまには大変なご迷惑をおかけすることとなり誠に申し訳ございませんが、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。

以　上

電気料金値上げ申請の概要について

平成２５年４月
北海道電力株式会社

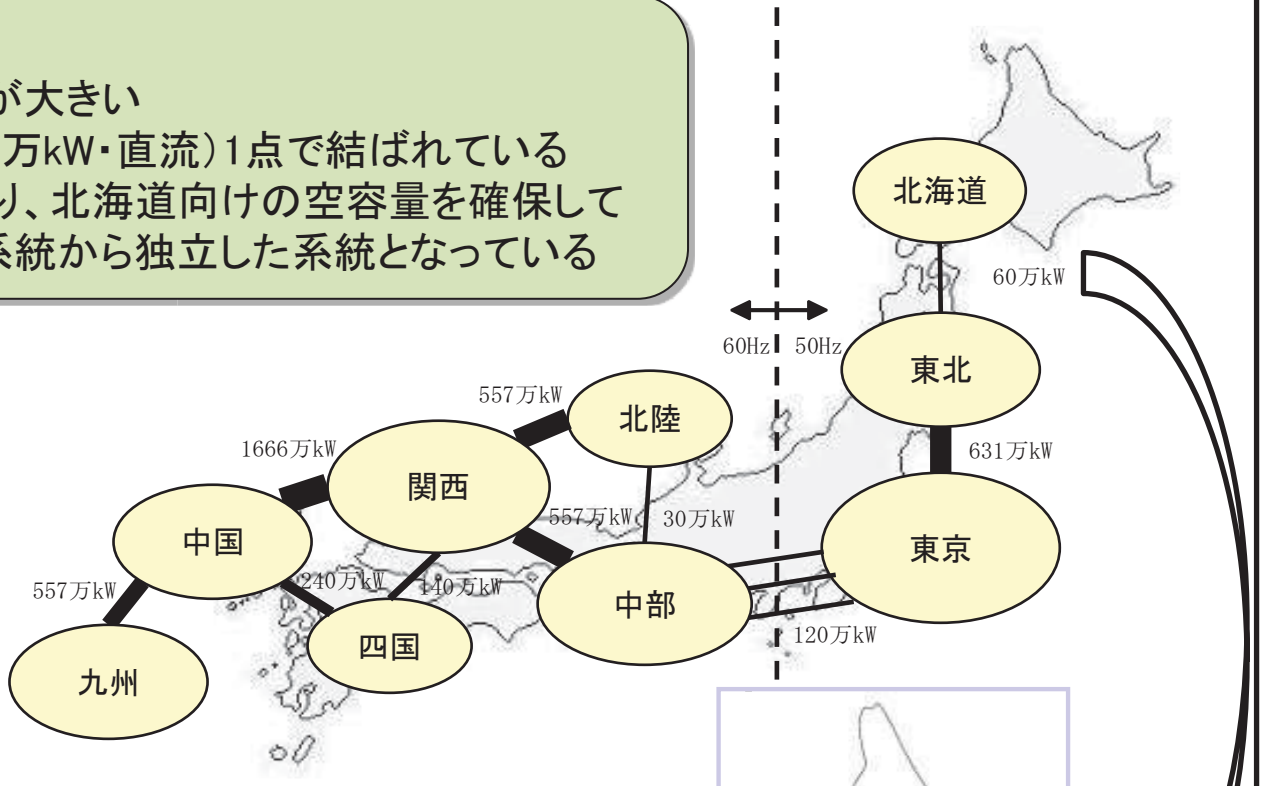
目　　次

はじめに ・・・P2～7
1．電気料金値上げ申請の概要 ・・・P8～10
2．原価算定の概要 ・・・P11～14
今回原価における主な増減要因 ・・・P11
前回原価との比較－費用別 ・・・P12
前提諸元 ・・・P13
原価に織り込んだ経営効率化の内訳 ・・・P14
3．原価の内訳 ・・・P15～27
人件費 ・・・P15
燃料費 ・・・P17
修繕費 ・・・P19
減価償却費 ・・・P20
事業報酬 ・・・P21
購入・販売電力料 ・・・P23
公租公課 ・・・P24
原子力ﾊﾞｯｸｴﾝﾄﾞ費用 ・・・P25
その他経費・控除収益 ・・・P26
その他経費（普及開発関係費・諸費・研究費） ・・・P27
4．原価と改定前収入（規制部門） ・・・P28
5．ご家庭向け電気料金 ・・・P29～32
設定の考え方 ・・・P29
過去からの推移 ・・・P30
選択約款の変更 ・・・P31
主な選択約款 ・・・P32
6．原価と改定前収入（自由化部門） ・・・P33
7．自由化部門の電気料金
値上げのお願い ・・・P34
8．料金のお支払い制度の変更 ・・・P35
9．お客さまへのご説明について ・・・P36～38
規制部門 ・・・P36
自由化部門 ・・・P37
【補足資料】 ・・・P39～46
・電気料金改定手続きの概要 ・・・P39
・燃料費調整の前提諸元①、② ・・・P40～41
・個別原価計算ﾌﾛｰ①、② ・・・P42～43
・従量電灯Bの値上げ影響 ・・・P44
・規制部門の値上げ影響 ・・・P45
・自由化部門の値上げ影響 ・・・P46

【はじめに】設備特性を踏まえた安定供給に向けた考え方

■北海道の電力系統の特徴

1. 系統規模が小さい
⇒大規模電源脱落時の影響が大きい
2. 北海道と本州は連系線（60万kW・直流）1点で結ばれている
⇒容量が小さく直流連系であり、北海道向けの空容量を確保しておく必要があるため、本州系統から独立した系統となっている



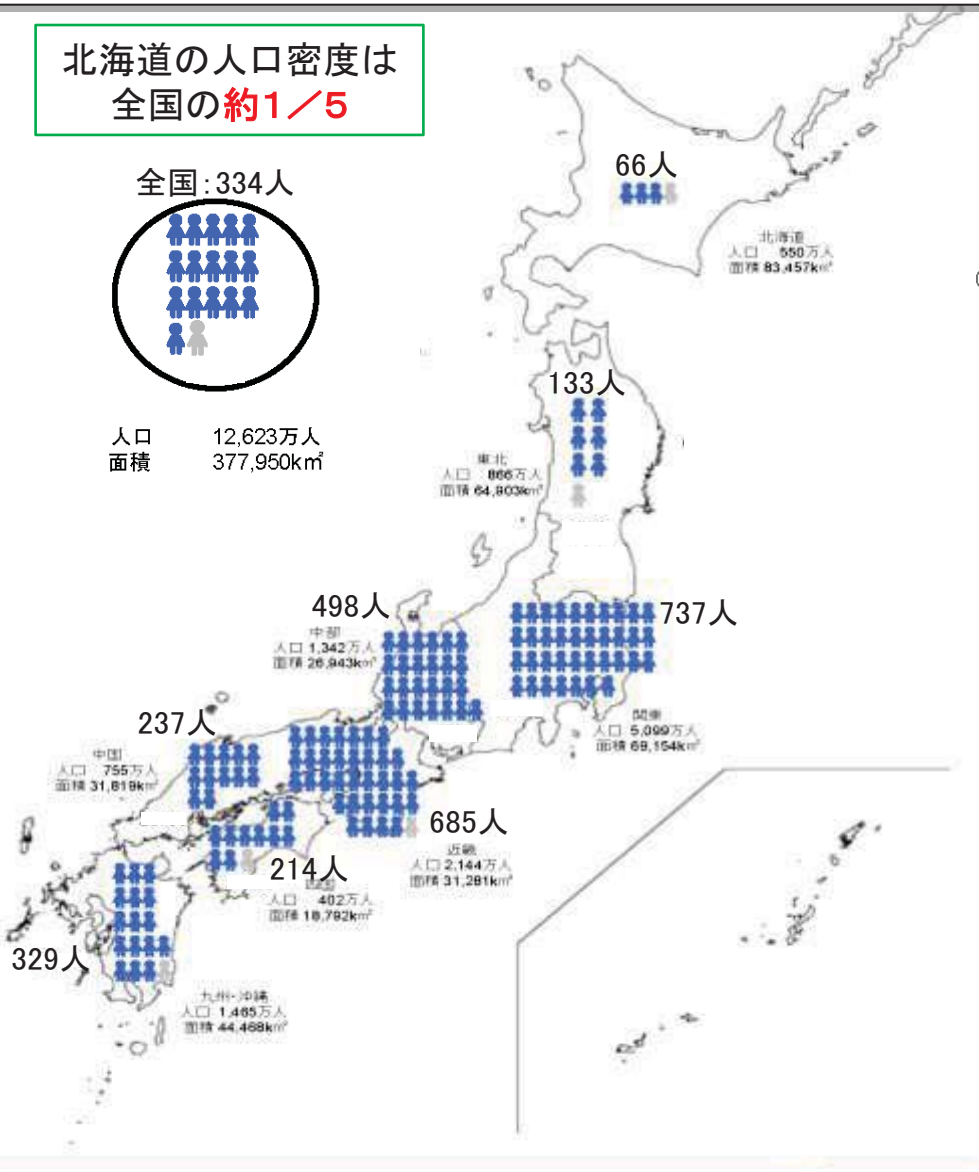
※「第1回需給検証委員会」（平成24年4月）資料から作成

電力の品質を維持していくための供給力・調整力を域内で確保していくことが基本

【はじめに】当社が抱える地域特性「広大・積雪寒冷」①

・当社が電気を供給する北海道は、広大な土地にお客さまが点在しており、お客さまあたりの供給設備が多くなるという特徴があります（北海道の人口密度は全国の約1/5）。

北海道の人口密度は
全国の**約1／5**



（注1）は20人／k㎡ は10人／k㎡

（注2）地域区分は以下のように区分（各経済産業局の管区区分と同じ）

北海道：北海道
東　北：青森県、岩手県、宮城県、秋田県、山形県、福島県
関　東：東京都、茨城県、群馬県、栃木県、千葉県、神奈川県、山梨県、新潟県、長野県、静岡県、埼玉県
中　部：愛知県、岐阜県、三重県、富山県、石川県
近　畿：大阪府、京都府、滋賀県、兵庫県、奈良県、和歌山県、福井県
中　国：鳥取県、島根県、岡山県、広島県、山口県
四　国：徳島県、香川県、愛媛県、高知県
九　州：福岡県、佐賀県、長崎県、熊本県、大分県、宮崎県、鹿児島県、沖縄県

（資料）人口：住民基本台帳（平成23年3月末）
面積：平成22年全国都道府県市区町村別面積調

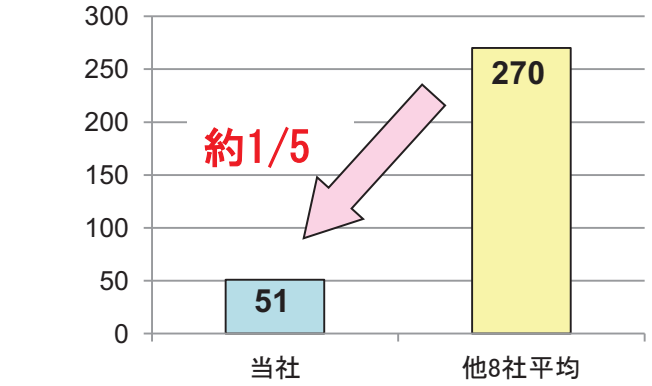
＜出所＞
経済産業省北海道経済産業局「目で見る北海道産業（平成23年度版）」より一部抜粋

【はじめに】当社が抱える地域特性「広大・積雪寒冷」②

・電力他8社平均との比較では、以下のとおりとなっています。

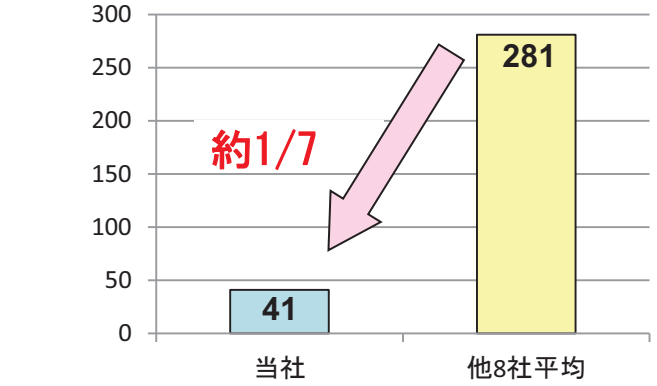
〈供給面積あたりの契約口数〉

（単位：口/km²）



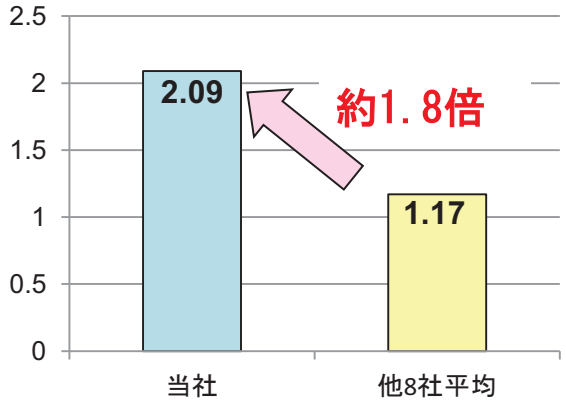
〈供給面積あたりの販売電力量〉

（単位：万kWh/km²）



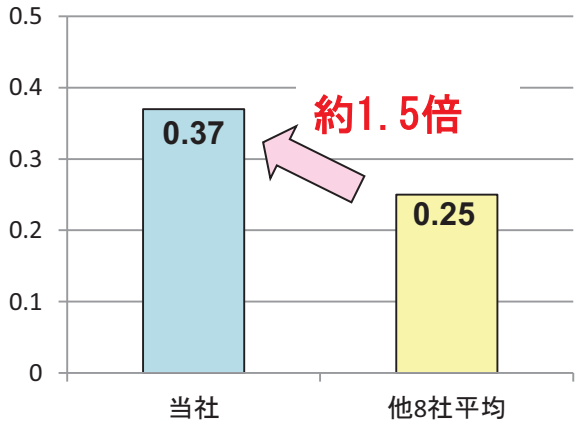
〈契約口数あたりの送電線亘長〉

（単位：km/千口）



〈契約口数あたりの配電柱の数〉

（単位：基/口）



[出所：電気事業便覧（H23実績値）、沖縄電力を除く他8社平均との比較]

【はじめに】当社が抱える地域特性「広大・積雪寒冷」③

・また、北海道は、積雪寒冷という地域特性上、設備の保守点検等に追加的な労力と費用がかかり、さらに設備の仕様等で特別な配慮をする必要があるなど、他の地域と比較して設備に係る費用が高くなる要因を抱えています。

［送電設備の巡視点検］

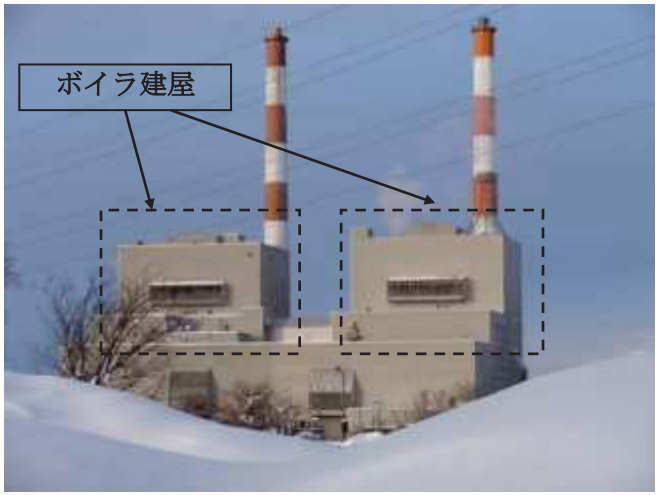


［配電設備の冠雪落とし］



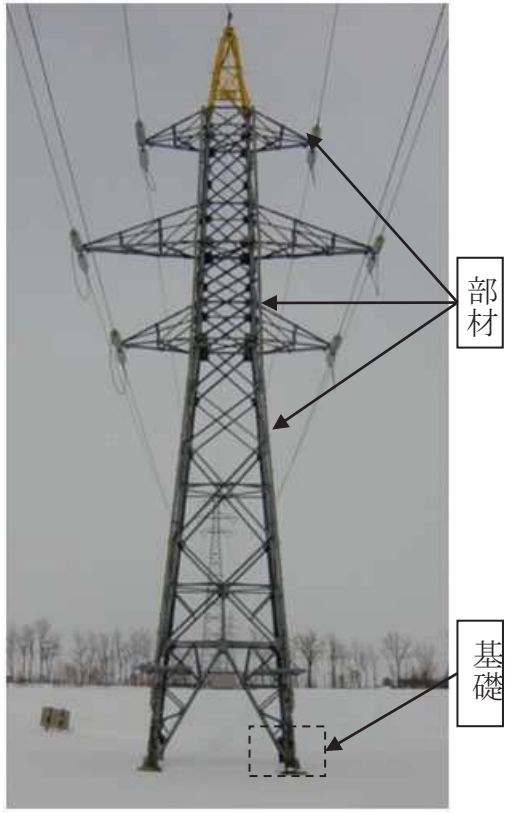
［発電所建屋］

ボイラなど発電所の機器や配管類は、風雪や凍結の影響を受けないように、暖房設備等を備えた建屋内に納めています



［鉄塔部材の強化］

送電鉄塔については、電気設備の技術基準による設計に加えて、当社自主基準である着雪を考慮した設計を行っており、鉄塔部材と基礎を強化しています

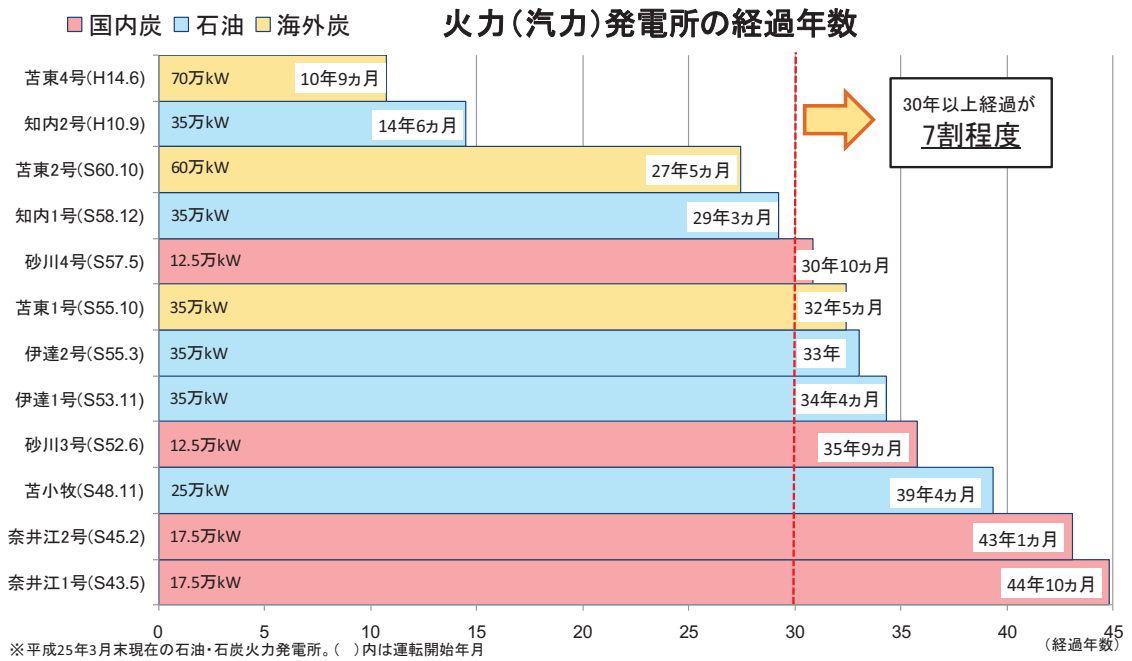


【はじめに】火力発電設備の経年化への対応

火力発電設備の経年化

○運転開始から30年以上経過した発電設備が7割程度（8基/12基）
※平成25年3月末

経年化対応



既設設備の保守

・修繕工事
・設備投資（改良工事）

新規電源の開発

石狩湾新港発電所(LNG火力)

燃料種の多様化に寄与
調整力の確保

出　力	運転開始
50万kW級×3台 （160万kW程度）	H31年2月　（1号機） H33年12月（2号機） H40年度　（3号機）

京極発電所（純揚水式水力）

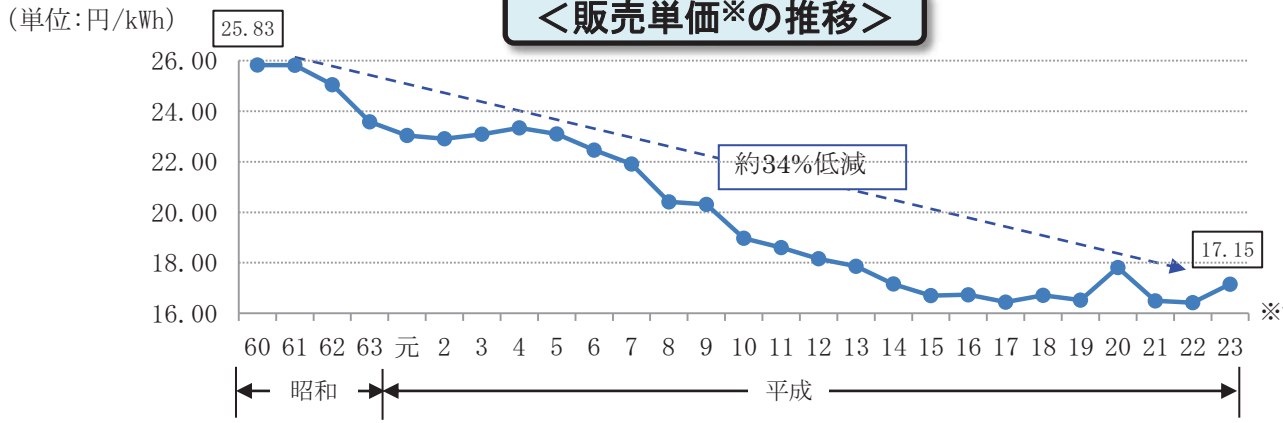
ピーク供給力としての役割に加え、需要変動に対応する負荷追従性や周波数調整能力など優れた運用特性を有する

出　力	運転開始
20万kW×3台 （60万kW）	H26年10月　（1号機） H27年12月　（2号機） H35年度以降（3号機）

【はじめに】電気料金低減に向けた取り組み

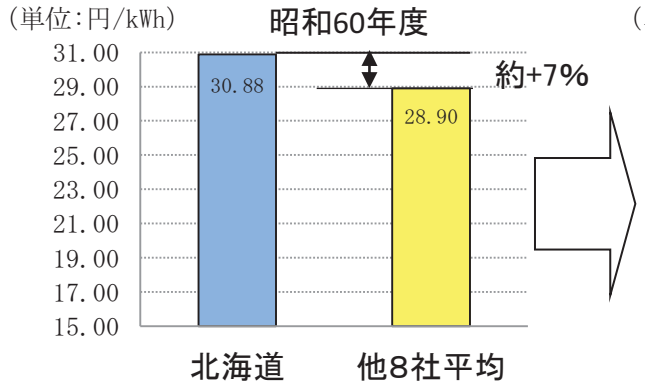
・このような厳しい事業環境のもとで、当社は、海外炭火力と原子力を中心とした電源多様化を進め、燃料費の低減、ならびに経営全般にわたる効率化の成果を原資として、昭和61年以降、これまでに14度にわたり電気料金の引下げを実施し、平成23年度では昭和60年度と比較して約34%の電気料金の低減を実現しました。
・平成21年12月に3基目の原子力発電所である泊発電所3号機が営業運転を開始し、数年間は燃料費の低減効果を上回る減価償却費などの負担はありましたが、不断の経営効率化に取り組むことによって、現行の電気料金を維持してまいりました。

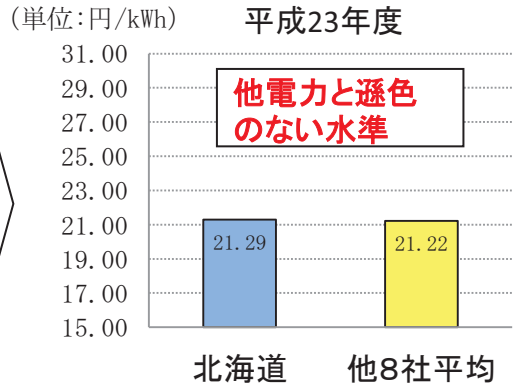
＜販売単価※の推移＞



※電灯電力料の合計を販売電力量で割った単価

＜電力会社他８社平均との電灯単価比較＞



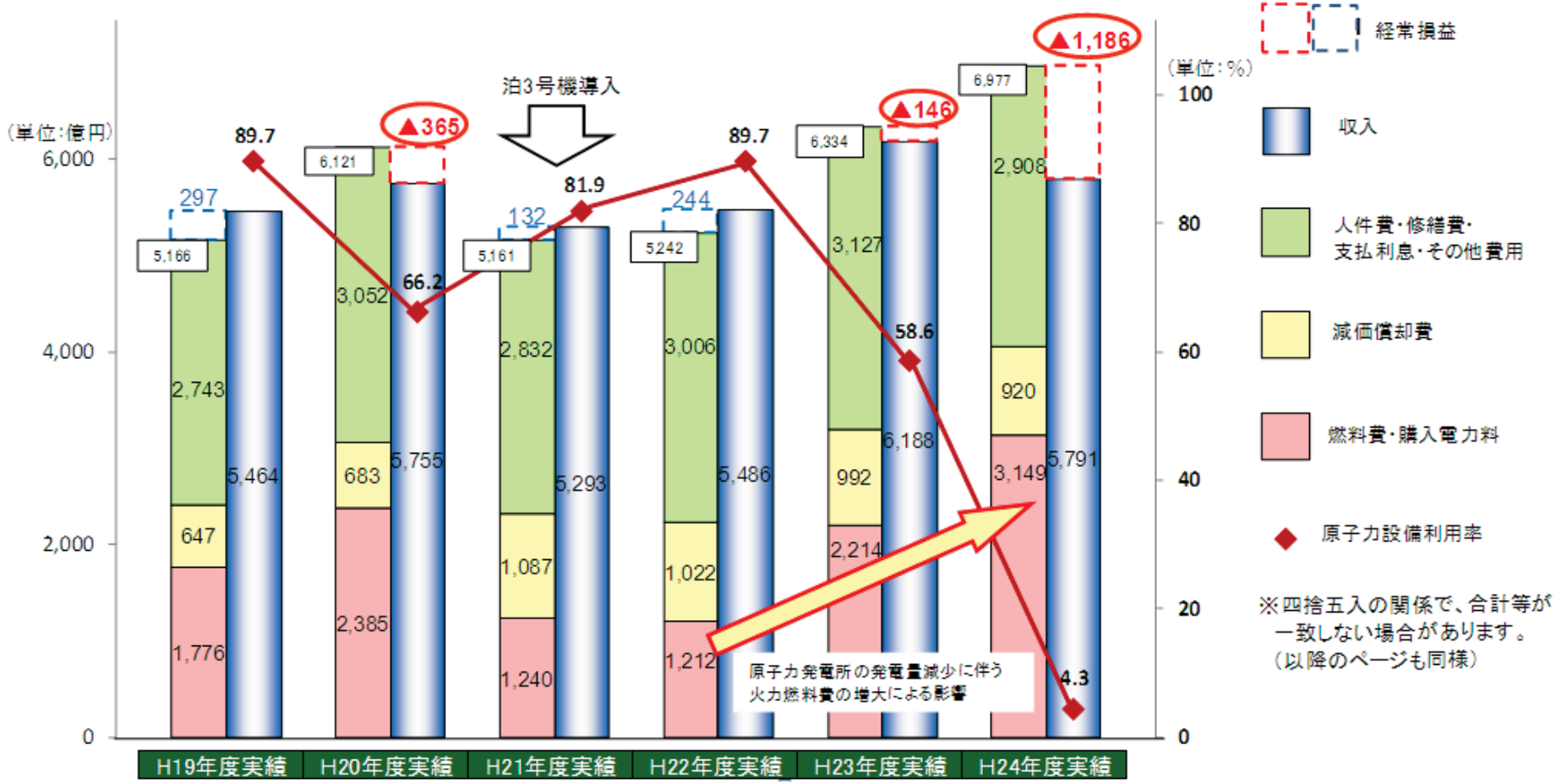


※電気事業便覧より試算。
沖縄電力を除く他8社平均との比較

1．電気料金値上げ申請の概要（1）：収支

・泊発電所の長期停止に伴い火力燃料費が大幅に増加しており、徹底した費用削減に取り組みましたが、平成24年度の収支につきましては、経常損失▲1,186億円と過去最大の損失となりました。

収支の推移　※単独決算



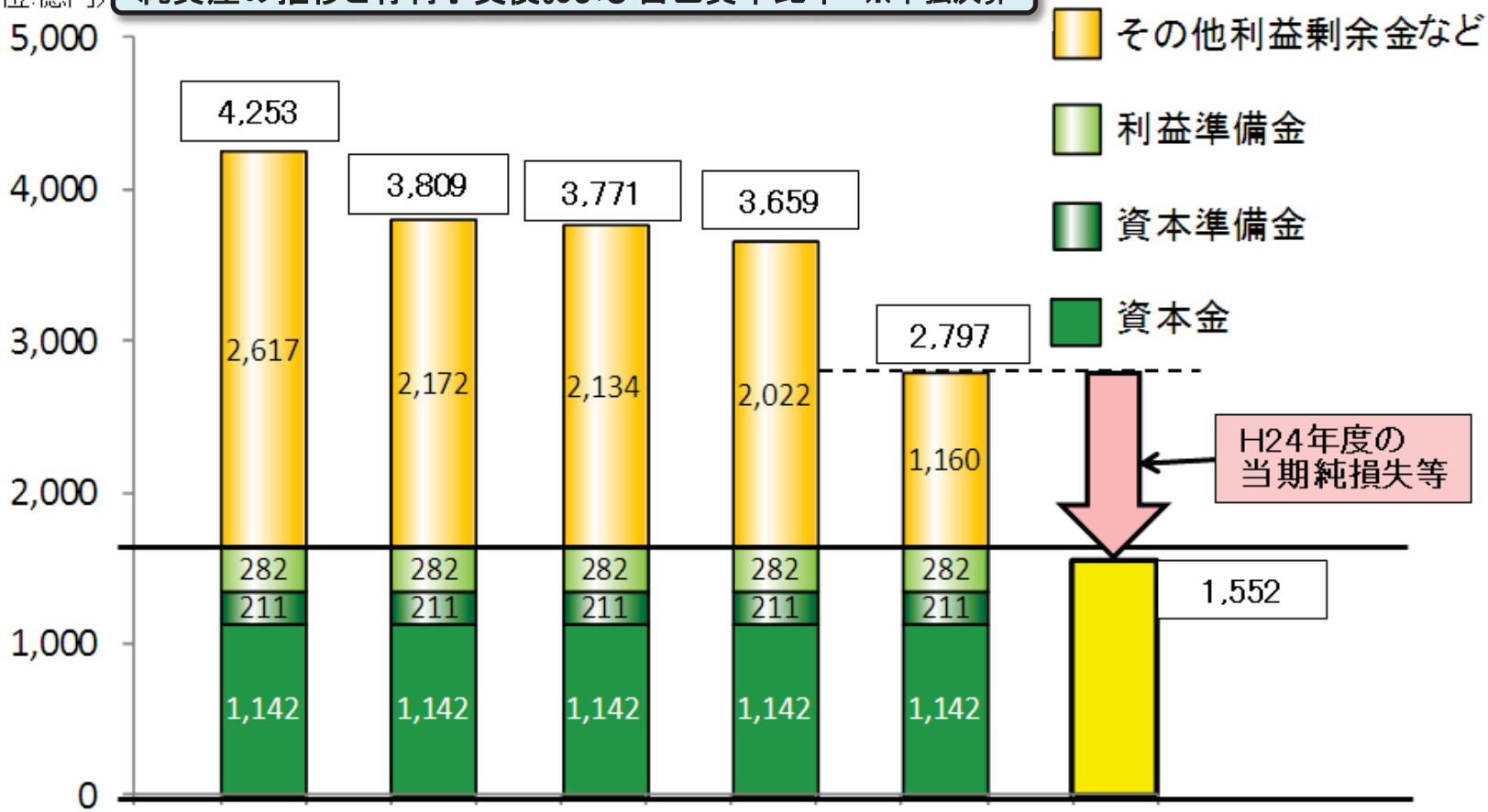
※四捨五入の関係で、合計等が一致しない場合があります。
（以降のページも同様）

1．電気料金値上げ申請の概要（2）：財務

・平成24年度末の自己資本比率（単独）は10%を割り込み、当社の財務状況は急速に悪化しております。
・現行の電気料金を維持したままでは、今後、自己資本の毀損がさらに拡大し、燃料調達や設備の保守・保全などに必要な資金の調達も困難となり、電力の安定供給にも支障をきたすおそれがあります。

（単位：億円）

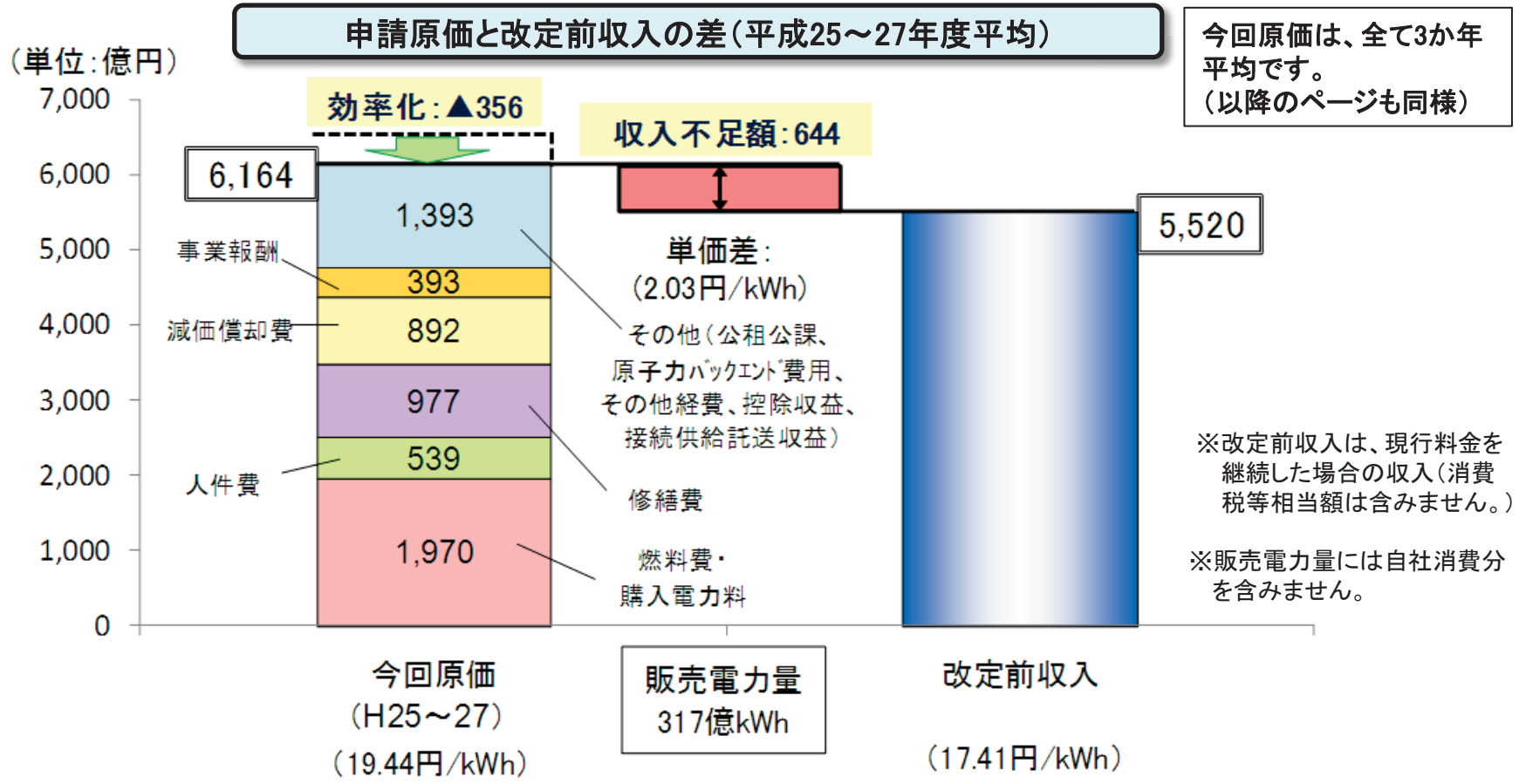
純資産の推移と有利子負債および自己資本比率　※単独決算



	H19年度末実績	H20年度末実績	H21年度末実績	H22年度末実績	H23年度末実績	H24年度末実績
有利子負債	7,454億円	8,588億円	8,948億円	9,056億円	9,518億円	1兆1,332億円
自己資本比率	29.2%	24.3%	24.5%	23.2%	18.0%	9.7%

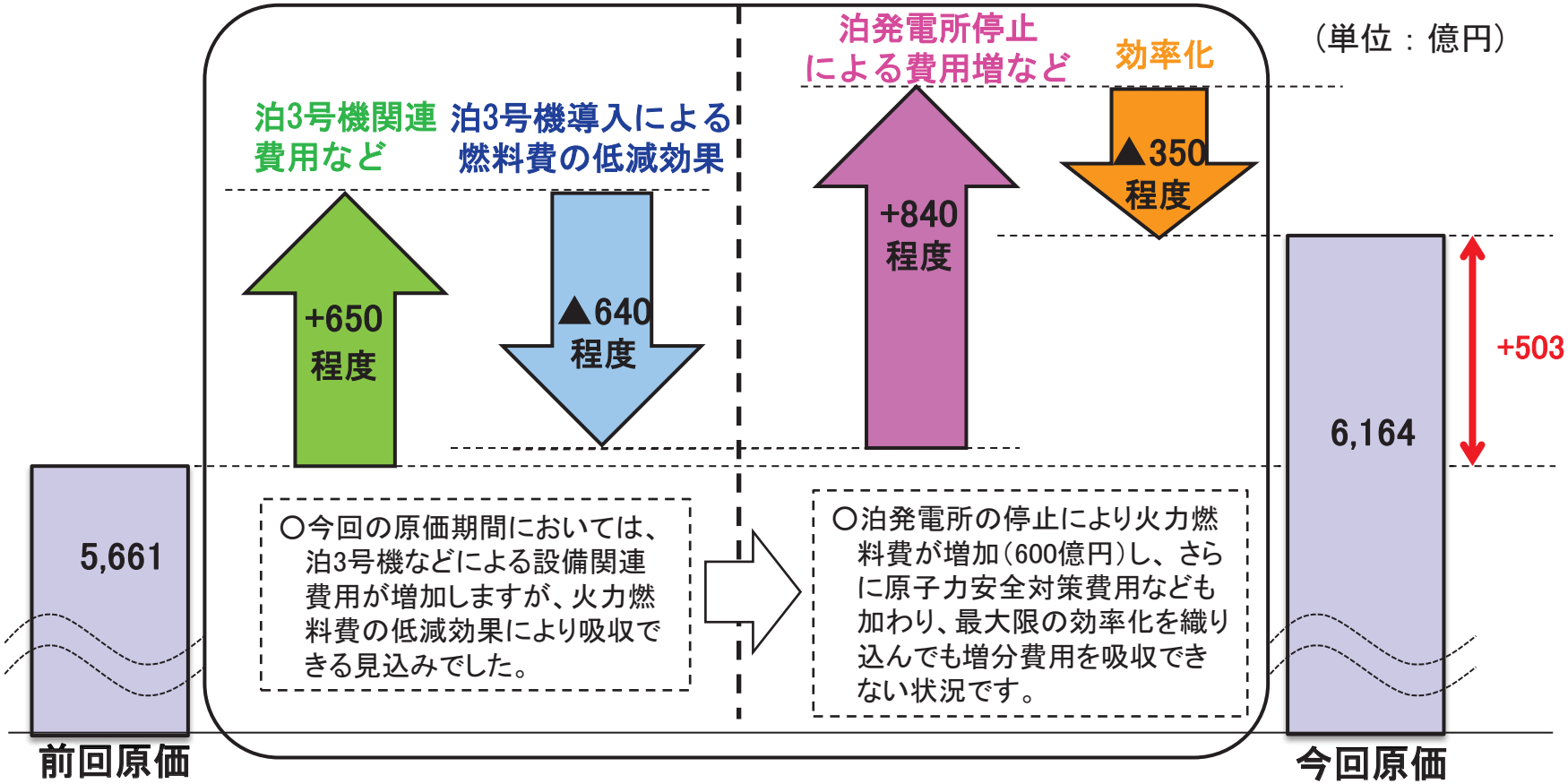
1. 電気料金値上げ申請の概要(3)

・原価算定期間は、資源エネルギー庁「一般電気事業供給約款料金審査要領」(以下、「審査要領」)の規程に則り、平成25年度～27年度の3か年といたしました。
・今回原価については、最大限の経営効率化を356億円織り込むものの、原子力発電所の発電停止に伴う燃料費・購入電力料などの大幅な増加は避けられず6,164億円となる見込みです。一方で、当該期間において現行の電気料金を継続した場合の収入は5,520億円となる見込みです。
・この結果、収入不足額は644億円となり、規制部門では、平成25年9月1日から10.20%の値上げを申請し、自由化部門では同日から13.46%の値上げをお願いすることといたします。



2. 原価算定の概要（今回原価における主な増減要因）

・平成21年12月に泊発電所3号機が運転を開始し、当社の原価の構成が大きく変わりました。
・今回の原価算定期間においては、泊発電所3号機の導入により設備関連費用などが増加することに加え、火力発電所や流通設備などの設備経年化による修繕工事の増加もあり650億円程度の費用増が見込まれますが、泊発電所3号機が計画どおり稼働していれば火力燃料費の低減効果で吸収し、現行料金を維持できる見通しでした。
・しかしながら、泊発電所の停止による火力燃料費の増加（600億円）を含む追加コストが840億円程度発生し、最大限の効率化350億円程度を織り込んでも吸収できず、前回原価と比較して503億円増加する見通しです。

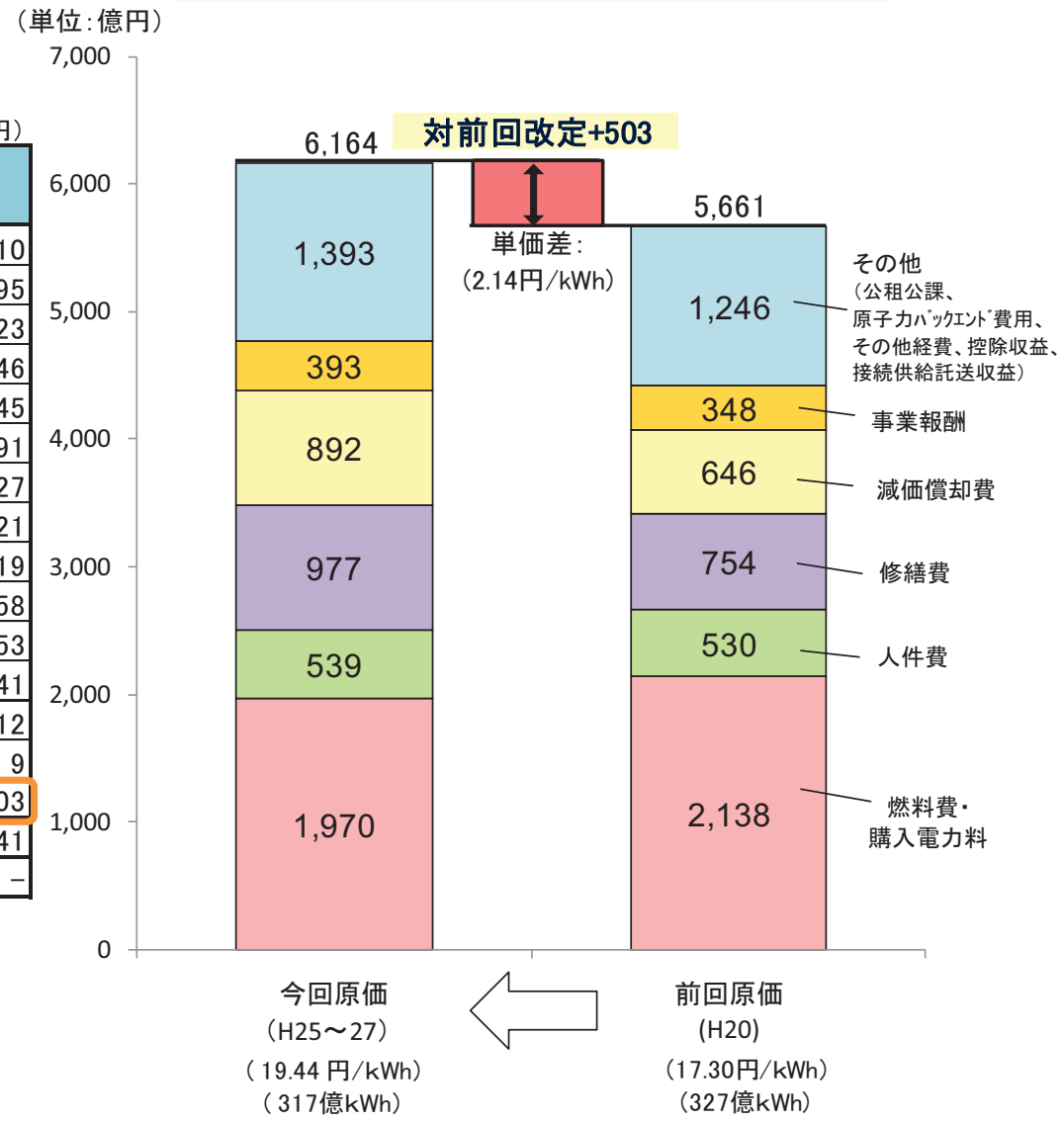


2. 原価算定の概要（前回原価との比較ー費用別）

（単位：億円）

		今回（A）（H25～27）	前回（B）（H20）	差（C）A－B
営業費用	人件費	539	530	10
	燃料費	1,460	1,656	▲ 195
	修繕費	977	754	223
	資本費 減価償却費	892	646	246
	資本費 事業報酬	393	348	45
	資本費 小計	1,285	994	291
	購入電力料	510	482	27
	公租公課	415	394	21
	原子力ﾊﾞｯｸｴﾝﾄﾞ費用	103	84	19
	その他経費	994	836	158
	計	6,283	5,730	553
控除収益		▲108	▲66	▲ 41
総原価	①	6,175	5,664	512
接続供給託送収益	②	▲11	▲2	▲ 9
小売対象原価	③＝①+②	6,164	5,661	503
改定前収入	④	5,520	5,661	▲ 141
差引過不足	⑤＝③－④	644	－	－

今回ー前回原価との比較（全体）



2. 原価算定の概要（前提諸元）

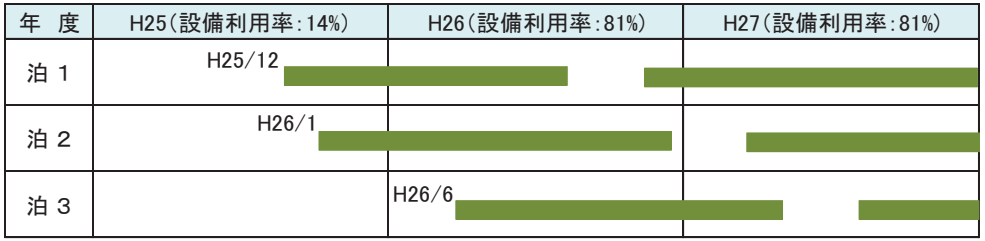
・販売電力量については、昨年節電にご協力いただいた実績等を踏まえ、前回原価の前提と比較して10億kWh減の年平均317億kWhとしております。
・原油価格および為替レートについては、燃料費調整の参照期間との整合を考慮し、申請時の直近3か月（平成24年12月～平成25年2月）の貿易統計値を適用した結果、原油価格は19.6$/bの上昇、為替は20円/$の円高となっております。
・原子力設備利用率は、平成25年12月以降、泊発電所が順次、発電再開するものとし59%と織り込みました。具体的には、泊1号機が平成25年12月、泊2号機が平成26年1月、泊3号機が平成26年6月に発電再開するものと想定しております。

主要諸元の推移

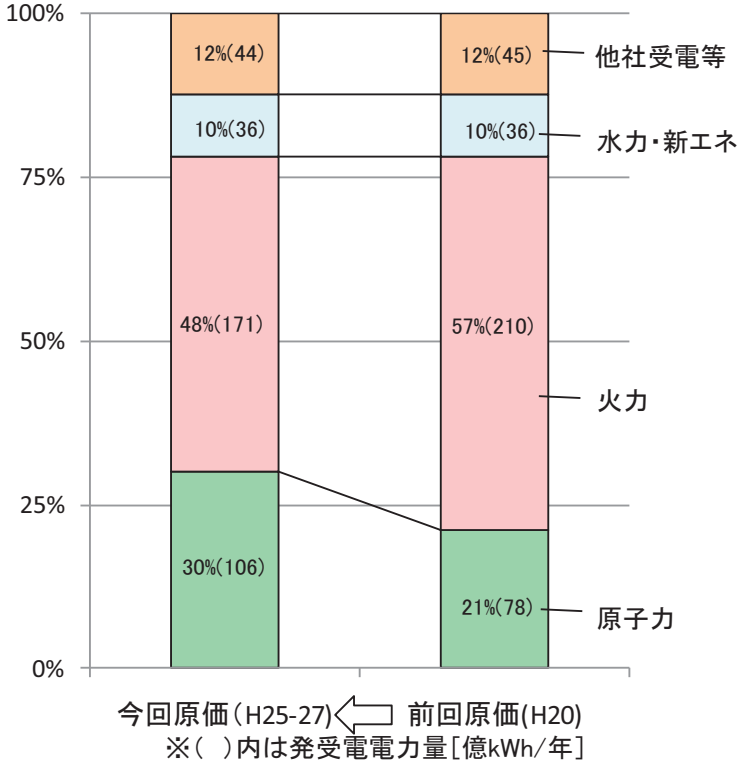
		今回：A（H25～27）	前回：B（H20）	差：C A－B
販売電力量※	億kWh	317	327	▲ 10
原油価格	$/b	112.6	93.0	19.6
為替レート	円/$	87	107	▲ 20
原子力設備利用率	%	59	77	▲ 18
事業報酬率	%	2.9	3.0	▲ 0.1
経費対象人員	人	5,691	5,592	99

※ 販売電力量は、自社消費分を含みません。

原価算定上の原子力運転計画



発受電電力量構成比（今回前回比較）



2. 原価算定の概要（原価に織り込んだ経営効率化の内訳）

・電力の安定供給や安全の確保を前提に、これまで取り組んできた経営効率化をさらに推し進めるとともに、新たな効率化に踏み込むことで、今回原価に356億円のコスト削減を織り込み、電気料金の値上げ幅を最大限抑制しております。

新料金への反映額の内訳

（単位：億円）

費用項目	H25～27平均	主な取り組み内容
人件費	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	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	30 （167）	○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	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	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	356 [493]	

※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
※新料金への最大限の経営効率化の反映として、資機材調達に係る案件については、今後契約を締結する案件に対し、入札の実施有無にかかわらず、原則、競争発注の場合に期待される7%のコスト削減を織り込んでいる。
なお、震災後の取り組みとして、新料金策定前に既に削減した経営効率化を含めると10%を上回るコスト削減を反映している。

3. 原価の内訳(人件費)

・人件費は、前回原価においては、退職給与金が年金資産の運用環境の好転によりマイナス計上となりましたが、今回原価は、近年の株価低迷の影響を受けるなど、前回からの反動により72億円の増加となりました。
・しかしながら、役員報酬の削減や社員年収水準の引下げ、厚生費の削減などを織り込み、人件費全体では前回原価と比較して10億円の増加にとどまりました。

(単位:億円)

	今回:A (H25～27)	前回:B (H20)	差:C A-B	主な増減要因
役員給与	3	6	▲ 3	役員報酬の削減
給料手当	397	446	▲ 49	社員年収水準の引下げ
給料手当振替額	▲ 8	▲ 7	▲ 1	
退職給与金	65	▲ 8	72	数理計算上の差異償却費の増※
厚生費	73	82	▲ 9	健康保険料の会社負担率引下げなど
雑給	10	10	0	
人件費計	539	530	10	

経費対象人員(人)	5,691	5,592	99	泊発電所3号機運転開始に伴う建設専従からの振替増(+104)など

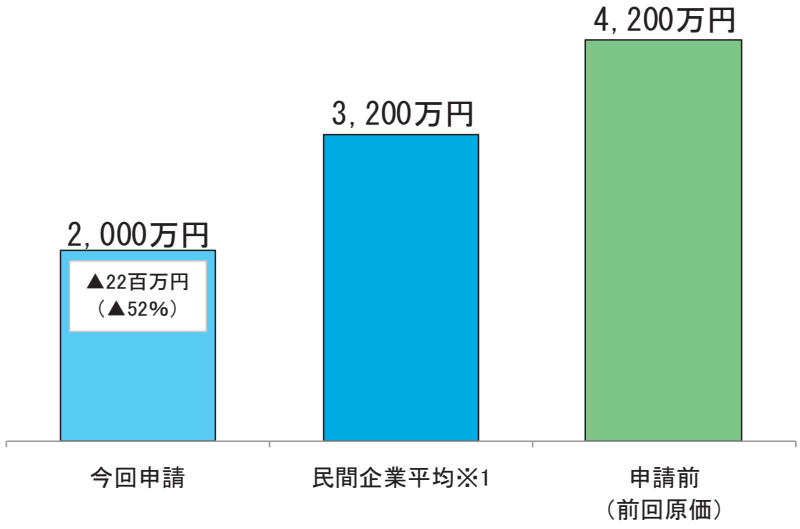
【参考】相談役・顧問の給与は、今回原価には織り込んでおりません。

※退職給付債務および年金資産運用収益の「予測値」と「実績値」との差であり、翌年度から5か年で均等償却

【参考】役員給与の水準および社員の年収水準の考え方

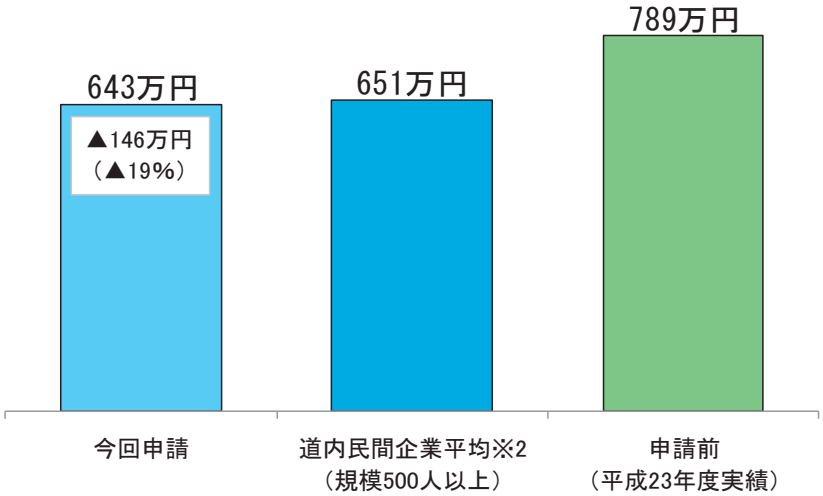
・役員報酬は、民間企業平均※1を大幅に下回る2,000万円といたしました。
・社員の年収水準は、「一般的な企業の平均値」や「公益3業種の平均値」を参考に643万円としており、これは「道内民間企業平均※2」を下回っております。

役員（社内）一人あたりの年間報酬額



※1　人事院「平成24年民間企業における役員報酬（給与）調査」における民間企業平均値

社員の年収水準



※2　北海道人事委員会「平成24年職種別民間給与実態調査」における給与月額および賞与支給月数に基づき当社が試算した値

3. 原価の内訳（燃料費）

・燃料費は、泊発電所3号機が運転開始したことなどから、前回原価と比較して減少しています。
・一方、原子力発電所の発電停止による火力燃料費の大幅な増加により、泊発電所が3基共に平常どおり稼働した場合（参考2)と比較すると高い水準となっており、減少額は195億円にとどまっております。

（単位：億円）

	今回：A（H25～27）	前回：B（H20）	差：C A−B	主な増減要因
火力	1,399	1,612	▲ 213	泊3号機運転開始による減 原子力発電所の停止による増
石油	819	991	▲ 172	
石炭	580	621	▲ 41	
原子力	61	44	18	泊3号機運転開始による増 原子力発電所の停止による減
新エネ	−	−	−	
燃料費計	1,460	1,656	▲ 195	

【参考1】 発電電力量

（単位：億kWh）

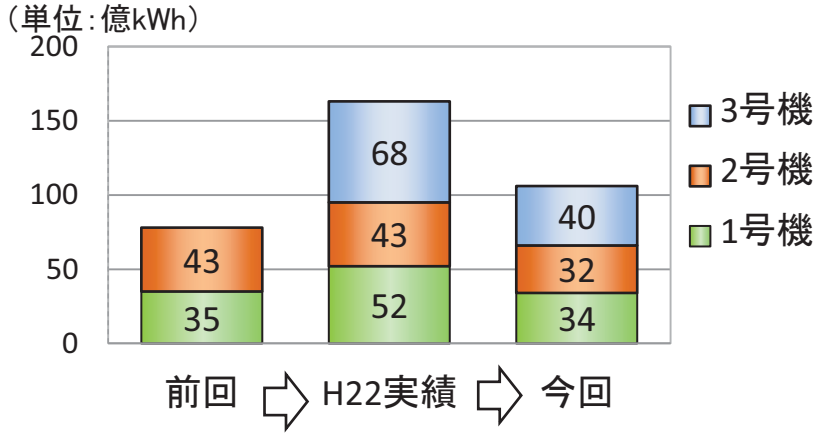
火力	171	210	▲ 39
石油	50	59	▲ 10
石炭	121	151	▲ 30
原子力	106	78	29
新エネ	1	1	0

【参考2】 燃料費（実績）

819億円（H22年度）

※泊発電所が3基共に、平常どおり稼働した場合の実績値

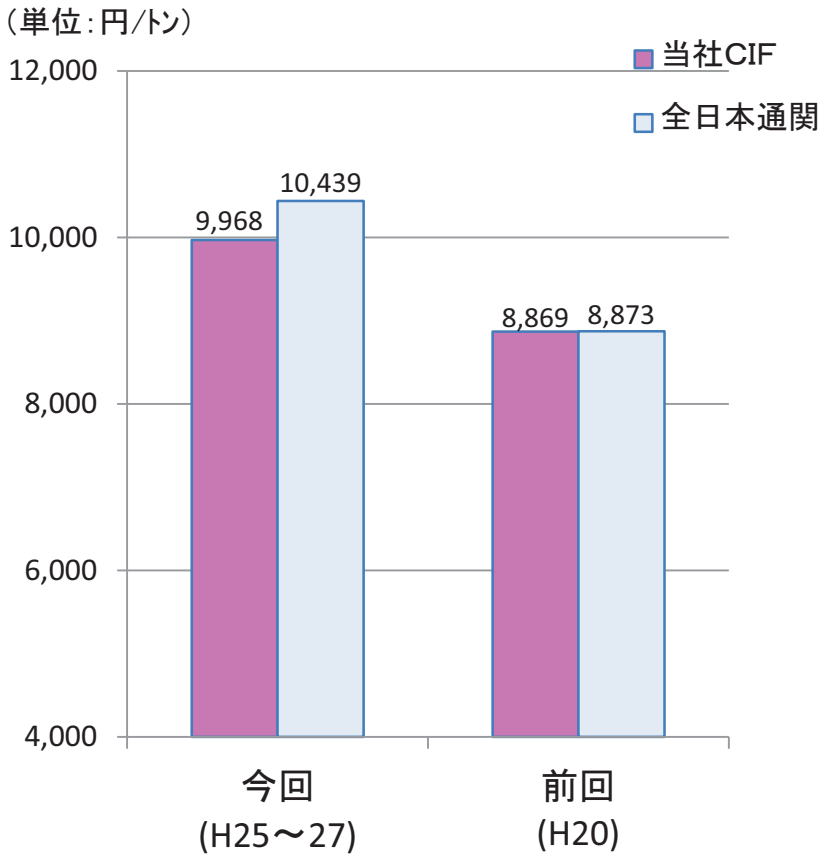
【参考3】 原子力発電量の推移



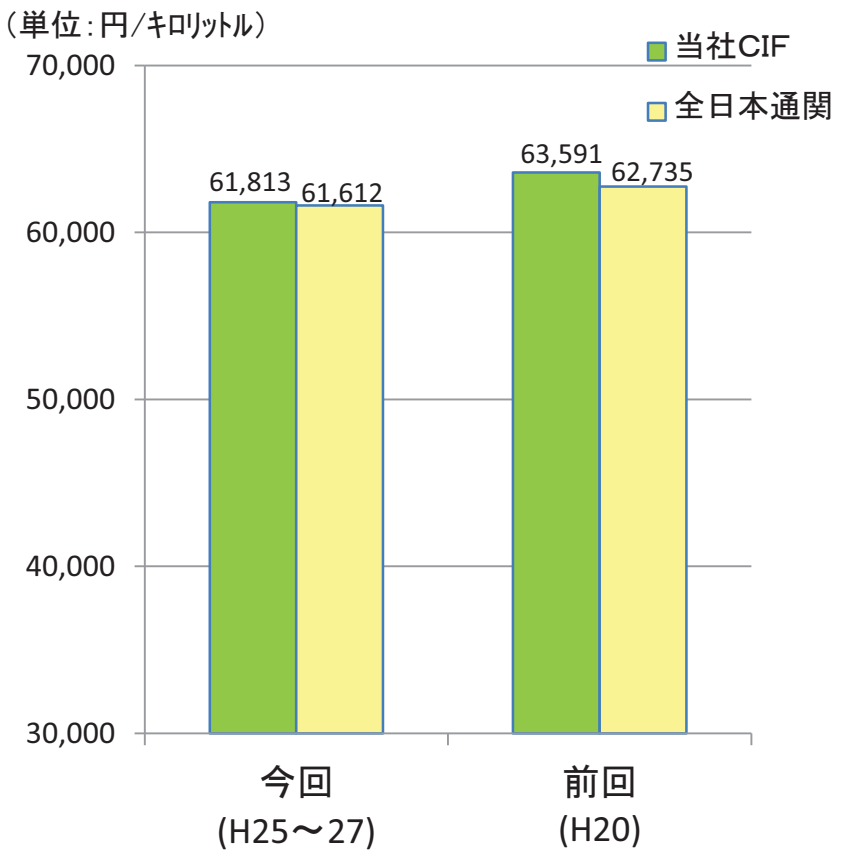
【参考】火力燃料価格の水準（前回原価との比較）

・海外炭の今回原価・当社CIF※価格は、調達方法の多様化や低廉で安定した長期輸送契約などによりコスト低減を図ることで、全日本通関価格より500円/トン程度割安となっております。
・石油の今回原価・当社CIF価格は、全日本通関価格より若干割高となっておりますが、これは環境特性に優れた低硫黄C重油の使用が多いことによるものです。
※CIF価格：海外炭または原油代、海上運賃、保険代の合計（日本到着価格）

海外炭価格



原油価格



3. 原価の内訳(修繕費)

・修繕費は、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や新技術・新工法の開発・導入等による最大限の効率化を織り込んでいますが、泊発電所3号機の運転開始、火力設備等の設備経年化対策費用等により、前回原価と比較して223億円の増加となっております。
・「審査要領」においてメルクマールとして設定された今回原価の帳簿原価に占める修繕費比率は2.63%であり、直近5ヵ年の 2.72%を下回る水準となっております。

(単位:億円)

	今回:A (H25～27)	前回:B (H20)	差:C A-B
水力	57	37	20
火力	273	161	113
原子力	204	126	78
新エネ	10	-	10
送電	52	54	▲ 1
変電	45	29	16
配電	312	320	▲ 9
業務	23	26	▲ 3
修繕費計	977	754	223

○前回原価と比べた主な増加要因

・原子力:泊3号機運転開始に伴う定検基数の増など【78億円】
・火　力:経年対策費用、定検基数の増など　【113億円】
・水　力:経年対策費用の増など　【20億円】

○メルクマールとの比較

(単位:億円)

	今回		直近5ヵ年※
平均修繕費(A)	977		895
平均帳簿原価(B)	37,127		32,936
比率(A)／(B)	2.63%	<	2.72%

※直近5ヵ年はH19～H23年度実績の平均

3. 原価の内訳(減価償却費)

・減価償却費は、償却の進行や設備投資の効率化による減少要因があるものの、新規大型電源である泊発電所3号機の運転開始(平成21年12月)や京極発電所の運転開始(1号機:平成26年10月，2号機:平成27年12月)などにより、前回原価と比較して246億円の増加となっております。
・また、泊発電所の安全対策に取り組んでいることから、その分の償却費として44億円が含まれております。

(単位:億円)

	今回:A (H25～27)	前回:B (H20)	差:C A-B	主な増減要因
水力	105	63	42	京極1・2号機新設 (+51)
火力	112	173	▲ 61	定率効果 (苫東4号機:▲31、知内2号機:▲12)
原子力	306	59	247	泊3号機新設(+176)、泊安全対策 (+44)
新エネ	3	-	3	設備区分の新設
送電	123	130	▲ 7	
変電	75	70	5	
配電	118	112	6	
業務	51	39	12	系統運用自動化システム更新(+14)
減価償却費計	892	646	246	

3. 原価の内訳(事業報酬)

・事業報酬は、泊発電所3号機や京極発電所の運転開始の他、石狩湾新港発電所新設の計画等によりレートベースが増加するため、前回原価と比較して45億円の増加となっております。
・事業報酬率については、経済産業省令「一般電気事業供給約款料金算定規則」および「審査要領」等を踏まえ、前回原価(3.0%)から0.1%低い2.9%となっております。

(単位:億円)

			今回:A (H25～27)	前回:B (H20)	差:C A-B	主な増減要因
レートベース	特定固定資産		10,577	8,903	1,674	泊3号機新設(+1,164) 京極1・2号機新設(+638)
	建設中の資産		732	1,476	▲ 744	泊3号機新設(▲1,132) 石狩湾新港発電所新設(+122)
	核燃料資産		1,273	745	528	泊3号機新設による増
	特定投資		233	79	154	日本原燃(株)増資による増
	運転資本	営業資本	547	534	13	
		貯蔵品	200	220	▲ 20	
		小計	747	754	▲ 7	
	繰延償却資産		−	1	▲ 1	
	小計		13,562	11,959	1,603	
原変※1・別途積立金			−	▲ 365	365	積立金の取崩し
原変・別途控除後レートベース①			13,562	11,594	1,968	
事業報酬計(①×報酬率※2)			393	348	45	

※1 原変:原価変動調整積立金 ※2 前回は3.0%、今回は2.9%を適用

【参考】設備投資額の推移

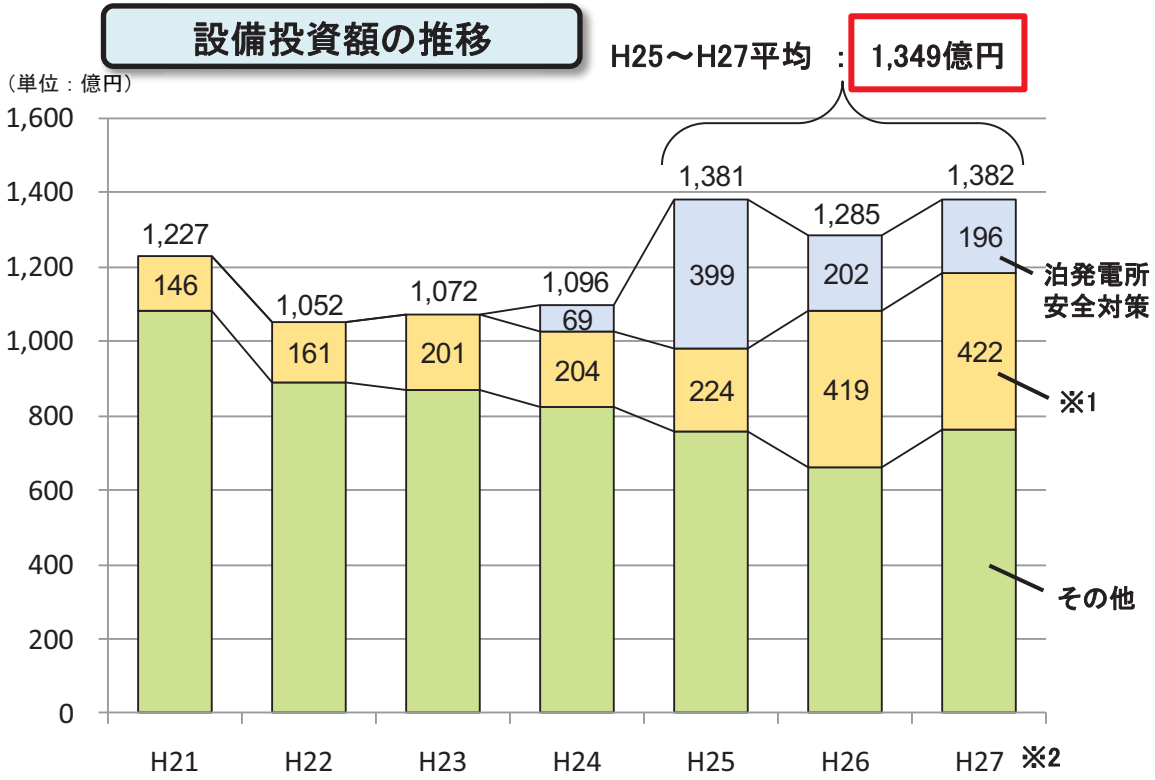
・電源設備の設備投資額は、石狩湾新港発電所の新設、泊発電所における防潮堤設置をはじめとした安全対策実施などにより、前回原価と比較して102億円の増加となっております。
・流通設備の設備投資額は、北本連系設備増強や経年化対策などの増加要因があるものの、275kV基幹系統の整備が一巡したことなどにより、前回原価とほぼ同程度の水準となっております。
・その他、電源開発などの大型工事を除いた設備投資額は、大幅な抑制に努めております。

設備投資額の内訳

（単位：億円）

		今回：A（H25～27）	前回：B（H20）	差：C A−B
電源	水力	121	76	45
	火力	279	72	207
	原子力	371	523	▲ 152
	新エネ等	3	―	3
	計	774	671	102
流通	送電	141	96	46
	変電	83	107	▲ 25
	配電	139	149	▲ 10
	計	363	352	11
その他	業務他	46	69	▲ 23
	原子燃料	166	194	▲ 28
	計	213	264	▲ 51
合計		1,349	1,286	63

設備投資額の推移



※1　「石狩湾新港発電所新設」，「京極発電所新設」，「北本連系設備増強」の合計値
※2　H21～H23までは実績値、H24～H27は計画値

3. 原価の内訳(購入・販売電力料)

・購入電力料は、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の導入による購入電力量の増加等により、前回原価と比較して27億円の増加となっております。
・販売電力料は、卸電力取引所の積極的な活用を織り込み、前回原価と比較して31億円の増加となっております。

(単位:億円)

	今回:A (H25～27)	前回:B (H20)	差:C A-B	主な増減要因
他社購入電力料	508	482	26	
水力	113	124	▲ 11	購入電力量の減
火力	304	295	9	
新エネ	91	63	28	固定価格買取制度開始による購入電力量の増
地帯間購入電力料	1	−	1	
購入電力料計	510	482	27	

他社販売電力料	41	4	37	卸電力取引所を活用した販売電力量の増
地帯間販売電力料	0	6	▲ 6	他電力会社への送電電力量の減
販売電力料計	41	10	31	

【参考】購入・販売電力量 (単位:百万kWh)

購入	水力	1,505	1,566	▲ 61
	火力	2,052	2,120	▲ 68
	新エネ	1,399	971	428
購入電力量計		4,956	4,657	299

販売電力量計	426	64	363

3. 原価の内訳(公租公課)

・公租公課は、関係税法等(河川法、法人税法、地方税法等)に従い、設備投資額や販売電力量、発電所の稼働状況等の各種計画諸元に基づき算定を行っております。
・今回原価は前回原価と比較して、法人税率の引下げによる減少要因はあるものの、発電所の新設に伴う固定資産税の増加等に伴い、公租公課全体では21億円の増加となっております。

(単位:億円)

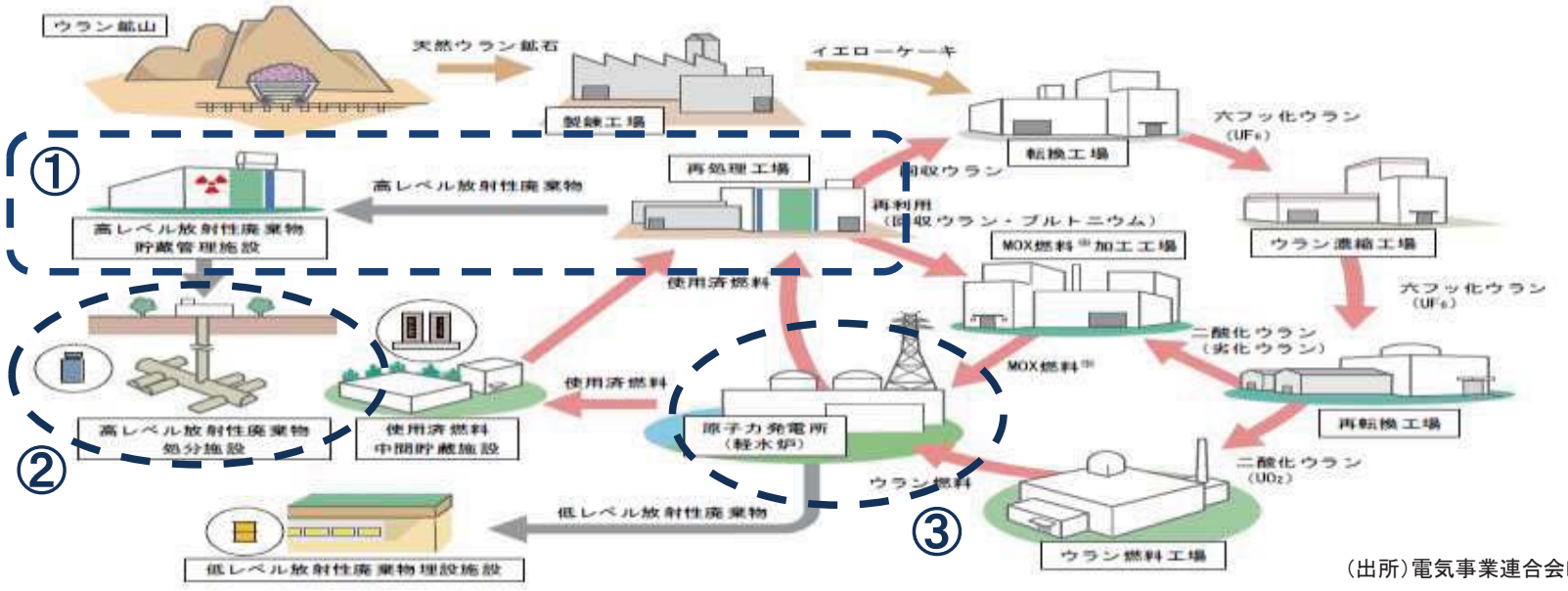
	今回:A (H25～27)	前回:B (H20)	差:C A-B	主な増減要因
水利使用料	12	11	0	
固定資産税	138	116	21	資産増加(泊3号機、京極1号機等)による増
電源開発促進税	121	124	▲ 2	
事業税	74	69	5	
法人税	49	60	▲ 10	法人税率引下げによる減
核燃料税	15	6	8	泊3号機導入による増、税率上昇による増
雑税(核燃料税除き)	6	7	▲ 1	
公租公課計	415	394	21	

3. 原価の内訳(原子力バックエンド費用)

・原子力バックエンド費用(使用済燃料再処理等費、特定放射性廃棄物処分費、原子力発電施設解体費)は、原子力発電所の運転開始(泊発電所3号機:平成21年12月)に伴う発電電力量の増加により、前回原価と比較して19億円の増加となっております。

(単位:億円)

	今回:A (H25～27)	前回:B (H20)	差:C A-B	主な増減要因
使用済燃料再処理等費①	63	46	17	発電電力量の増(78億→106億kWh)
特定放射性廃棄物処分費②	13	17	▲ 5	原子力発電環境整備機構への過去分拠出の終了による減
原子力発電施設解体費③	27	21	6	発電電力量の増(78億→106億kWh)
原子力バックエンド費用計	103	84	19	



(出所)電気事業連合会HP

3. 原価の内訳（その他経費・控除収益）

・その他経費は、費用全般にわたり精査を行うとともに、競争発注効果の反映、広報・販売関連費用や寄付金・諸会費の削減を織り込むなど原価の抑制に努めましたが、原子力損害賠償支援機構一般負担金や原子力発電所の安全対策費用などにより、前回原価と比較して158億円の増加となっております。

（単位：億円）

		今回：A（H25～27）	前回：B（H20）	差：C A−B
その他経費	廃棄物処理費	73	68	5
	消耗品費	26	25	1
	補償費	20	25	▲ 5
	賃借料	92	87	5
	託送料	59	60	▲ 1
	事業者間精算費	0	−	0
	委託費	403	319	84
	損害保険料	6	6	0
	原子力損害賠償支援機構一般負担金	65	−	65
	普及開発関係費	14	50	▲ 36
	養成費	8	7	1
	研究費	20	24	▲ 4
	諸費	89	90	▲ 1
	固定資産除却費	109	73	36
	その他※1	9	2	6
	小計	994	836	158

※1　電気料貸倒損、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、建設分担関連費振替額（貸方）、附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）、電力費振替勘定（貸方）、株式交付費、社債発行費

		今回：A（H25～27）	前回：B（H20）	差：C A−B
控除収益※2	電気事業雑収益	▲ 57	▲ 46	▲ 11
	遅収加算料金	▲ 7	▲ 10	3
	財務収益	0	0	0
	託送収益	▲ 2	0	▲ 1
	事業者間精算収益	▲ 1	−	▲ 1
	小計	▲ 66	▲ 56	▲ 10

※2　控除収益は、地帯間・他社販売電力料を除きます。

【主な増減要因】
◇原子力損害賠償支援機構一般負担金（+65）
◇委託費（+84）
　〇原子力発電所安全対策：+25
　〇情報処理システム：+30　等
◇普及開発関係費（▲36）
　〇広報・販売関連費用の削減　等
◇固定資産除却費（+36）

3. 原価の内訳(その他経費(普及開発関係費・諸費・研究費))

・「審査要領」を踏まえ、普及開発関係費のイメージ広告や販促関連の広告宣伝費、オール電化関連費用、販促関連のPR館運営費用、ならびに諸費の寄付金については全額原価不算入としております。
・また、諸会費・事業団体費については、諸会費1件、事業団体費8団体のみ原価算入。研究費については、電力の安定供給の観点等を踏まえ、電中研分担金も含め個別研究件名を精査し、原価算入しております。
・この結果、前回原価と比較し46億円の減少となっております。

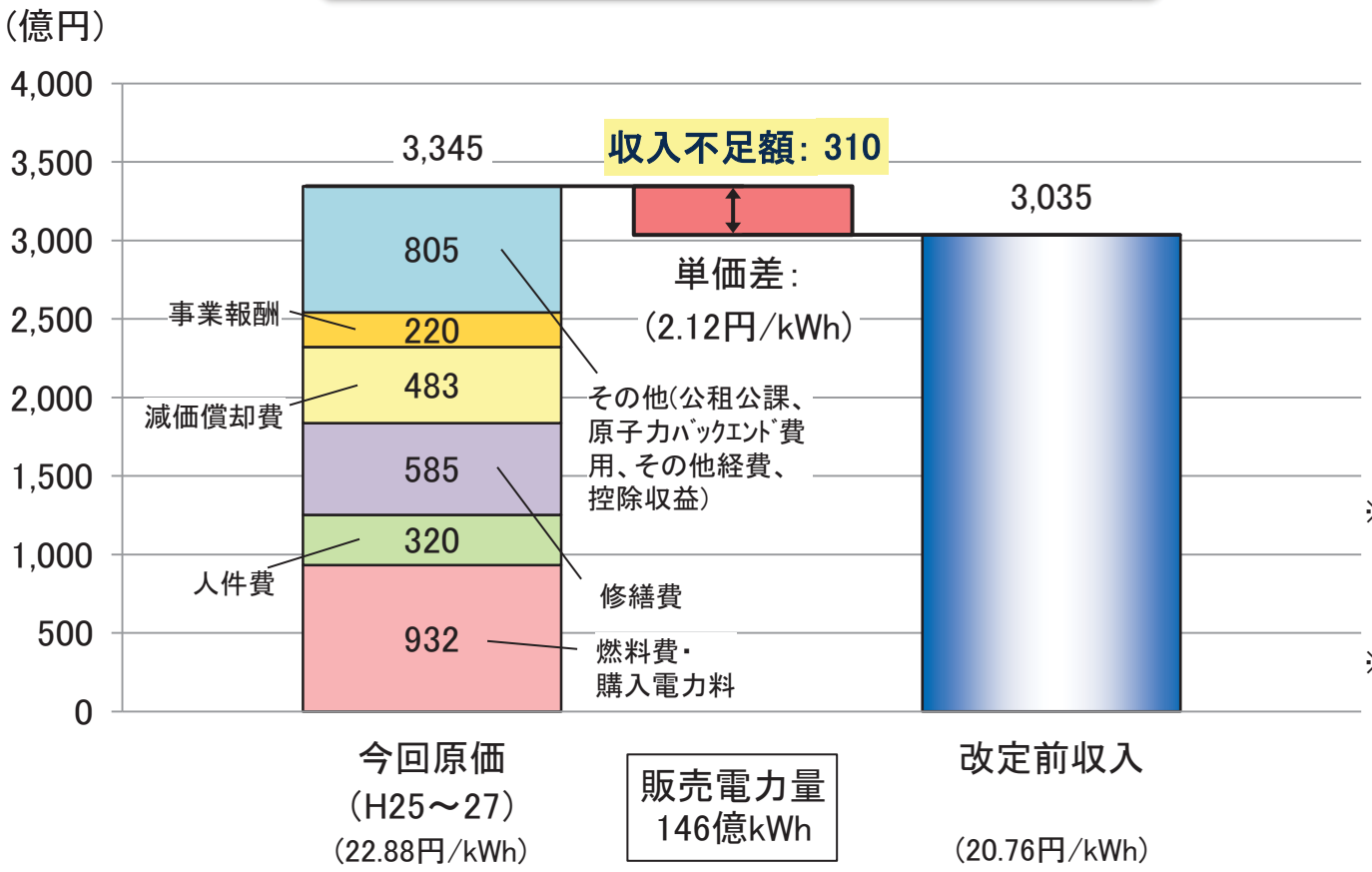
(単位:億円)

		今回:A (H25～27)	前回:B (H20)	差:C A-B	備考
普及開発関係費	①イメージ広告・販促関連	−	3	▲ 3	全額原価不算入
	②オール電化関連	−	22	▲ 22	
	③PR館関連(販促関連)	−	2	▲ 2	
	④電気料金メニュー関連	0.3	0.6	▲ 0.2	
	⑤電気の安全周知関連	0.1	0.2	0	
	⑥発電所立地・エネルギーに関する理解促進活動関連	4	5	▲ 1	
	⑦需要抑制関連・その他情報提供関連(公益的目的)	9	17	▲ 8	
	小計(①～⑦)	14	50	▲ 36	
諸費	寄付金	−	3	▲ 3	全額原価不算入
	諸会費・事業団体費	3	6	▲ 3	・法令に基づく北海道地区広域共同防災協議会会費(知内発電所) ・8団体のみ原価算入(海外電力調査会、海外再処理委員会、原子力安全推進協会、原子力環境整備促進・資金管理センター、世界原子力発電事業者協会東京センター、電力系統利用協議会、中央電力協議会、日本卸電力取引所)
研究費	自社研究費	10	12	▲ 2	研究内容を精査し原価算入
	分担金(電中研など)	10	13	▲ 2	
合計		37	83	▲ 46	

4. 原価と改定前収入（規制部門）

・原価算定期間において見込まれる規制部門の今回原価は、最大限の経営効率化を織り込んで算定すると、3か年平均で3,345億円となります。
・一方、当該期間において現行の電気料金を継続した場合に見込まれる収入は3,035億円となり、310億円の不足となります。
・このため、お客さまには大変なご負担をおかけすることになり誠に申し訳ありませんが、平成25年9月1日から、規制部門では、平均で2.12円/kWh（10.20%）の値上げをお願いするものです。

今回原価と改定前収入との比較（規制部門）

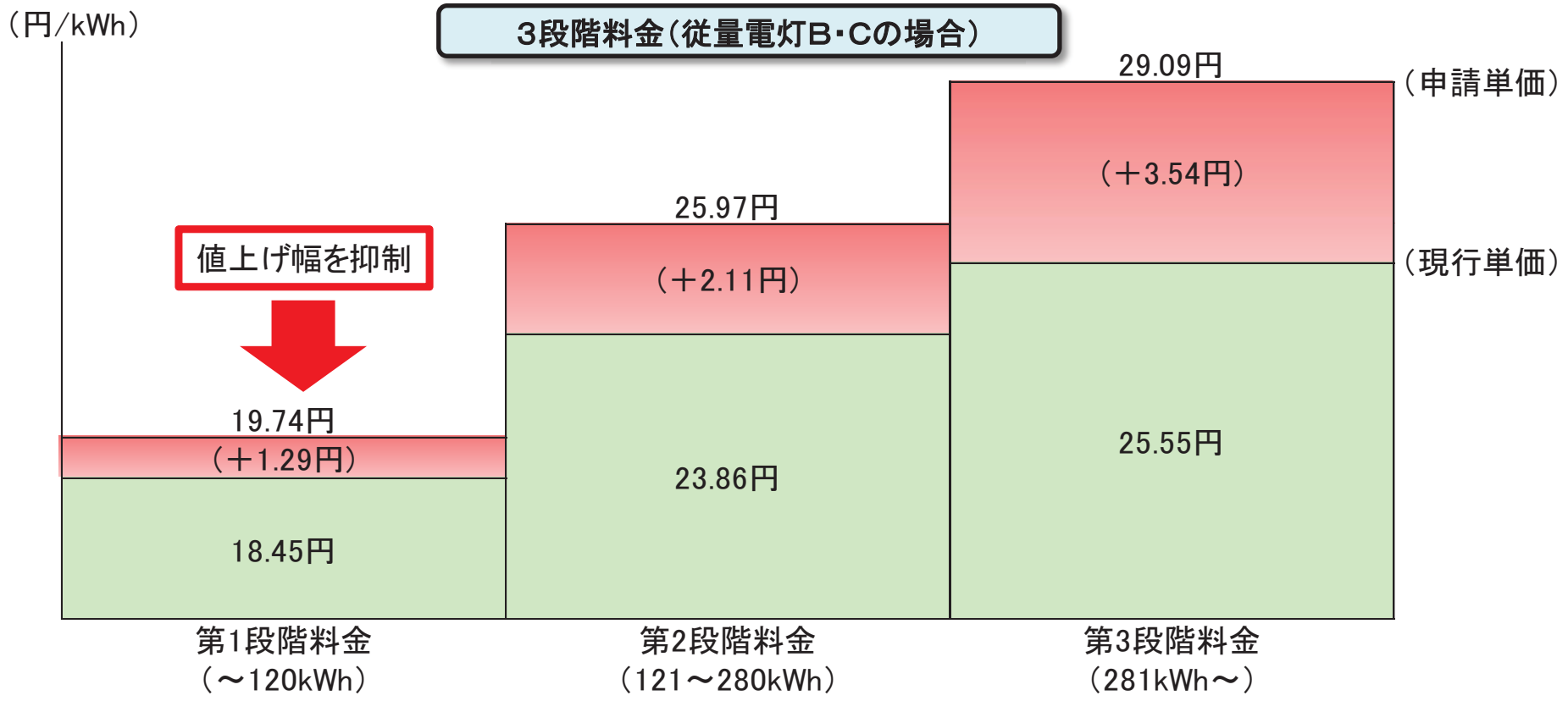


※改定前収入は、現行の料金を継続した場合の収入です（消費税等相当額は含みません）。

※販売電力量には自社消費分を含みません。

5. ご家庭向け電気料金（設定の考え方）

・ご家庭向けの料金メニューである従量電灯では、ご使用量の増加にともない料金単価が上昇する3段階料金制度を採用しております。
・毎日の生活に必要不可欠な電気ご使用量に相当する第1段階料金については、お客さまへの影響を緩和するため値上げ幅を小さくしております。
・また、省エネルギーを促進する観点から、第3段階料金の値上げ幅を大きくしております。



※　現行単価には平成25年5月分の燃料費調整単価（0.18円/kWh）を含みます。
※　現行単価および申請単価には、消費税等相当額を含みます。
※　実際の値上げ実施日・料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

5. ご家庭向け電気料金（過去からの推移）

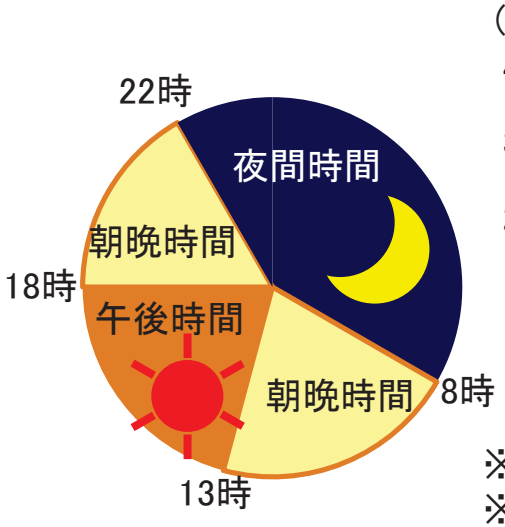
・30A、260kWhのモデル料金は、現在のお支払い額よりも月額451円（6.81％）の値上げとなり、7,077円となります。

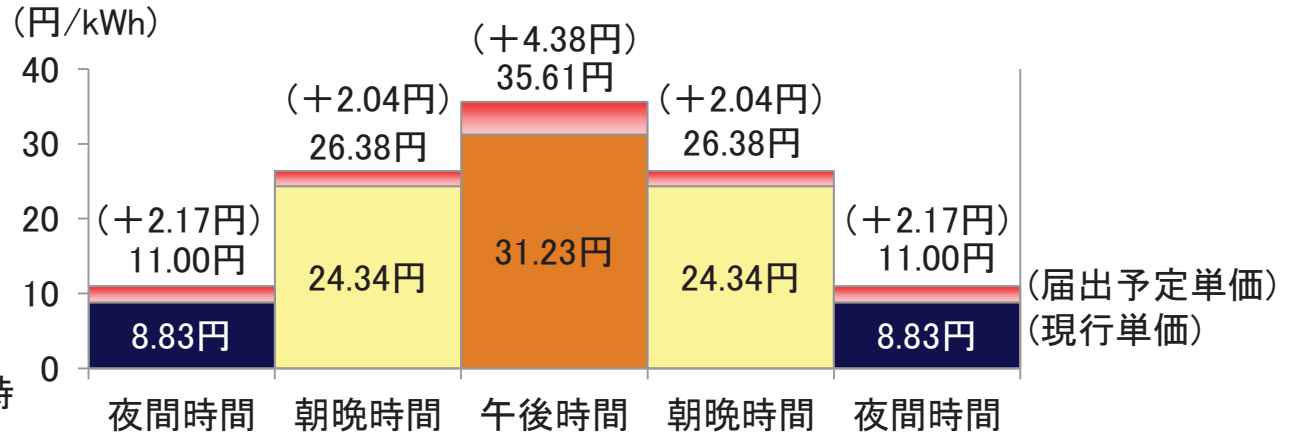
	平成8年改定	平成10年改定	平成12年改定	平成14年改定	平成17年改定	平成18年改定	平成20年改定	今回改定
改定料金（申請料金）	6,836 円	6,584 円	6,308 円	6,153 円	6,014 円	6,166 円	6,484 円	7,077 円
現行料金	7,297 円	7,039 円	6,615 円	6,385 円	6,267 円	6,331 円	6,484 円	6,626 円
増減額	▲ 461 円	▲ 455 円	▲ 307 円	▲ 232 円	▲ 253 円	▲ 165 円	0 円	451 円
増減率	▲ 6.32 %	▲ 6.46 %	▲ 4.64 %	▲ 3.63 %	▲ 4.04 %	▲ 2.61 %	0.00 %	6.81 %

※ 算定モデル：従量電灯B、30A、260kWh/月
※ 消費税等相当額（平成8年改定は税率3%、平成10年改定以降は税率5%）を含みます。
※ 現行料金には、旧約款にもとづく燃料費調整額を含みます。（今回改定の現行料金には、平成25年5月分の燃料費調整額を含みます。）
※ 今回改定の現行料金および申請料金には、平成25年5月分の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。

5. ご家庭向け電気料金（選択約款の変更）

【3時間帯別電灯（eタイム3）の加入条件の変更】
・1日を3つの時間帯に分けて料金設定したメニューです。
・電気のご使用を割安な時間帯（夜間時間・朝晩時間）に移行していただくほど、お客さまにメリットがあります。
・従来は、夜間蓄熱型機器等を保有していることを加入条件とすることにより負荷平準化を設備面から担保していましたが、今回、この加入条件を廃止し、より多くのお客さまに選択いただけるよう変更いたします。





※ 現行単価には平成25年5月分の燃料費調整単価（0.18円/kWh）を含みます。
※ 現行単価および届出予定単価には、消費税等相当額を含みます。

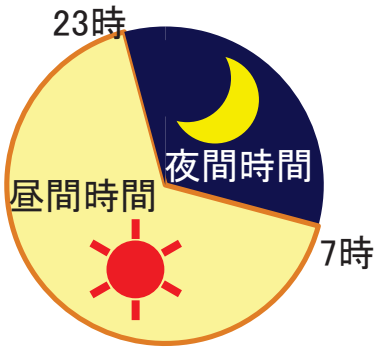
【非蓄熱式電気暖房割引の新規加入の停止】
・ピーク抑制型時間帯別電灯（ドリーム8エコ）および3時間帯別電灯（eタイム3）に設定している非蓄熱式電気暖房割引の新規加入を停止します。
・新規加入の停止は、お客さまへの周知期間を考慮して平成27年8月31日とします。また、すでにご加入いただいているお客さまは、電気のご契約内容に変更がない場合は、経過措置として引き続きご利用いただけることとしております。

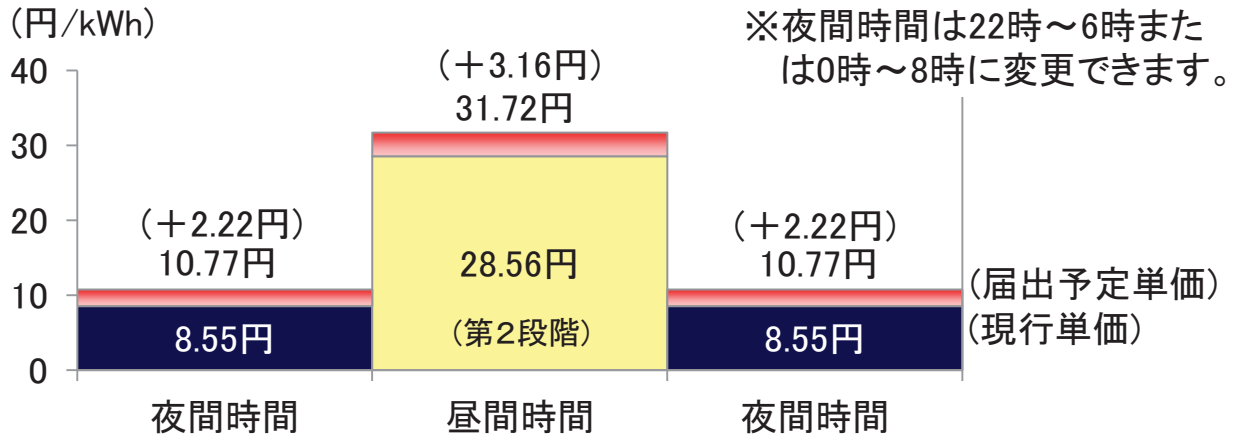
※ 選択約款は、電気供給約款の認可内容に応じて料金等の変更内容を見直し、国に届け出る予定です。

5. ご家庭向け電気料金（主な選択約款）

・時間帯別に料金単価を設定することによって、より電力需要の少ない時間帯への負荷移行を促進し、電力設備の効率的な使用に資することを目的としたメニューです。
・電気のご使用を昼間から夜間へ移行していただくほど、お客さまにメリットがあります。

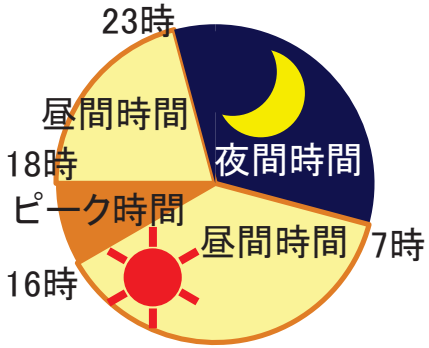
時間帯別電灯（ドリーム8）

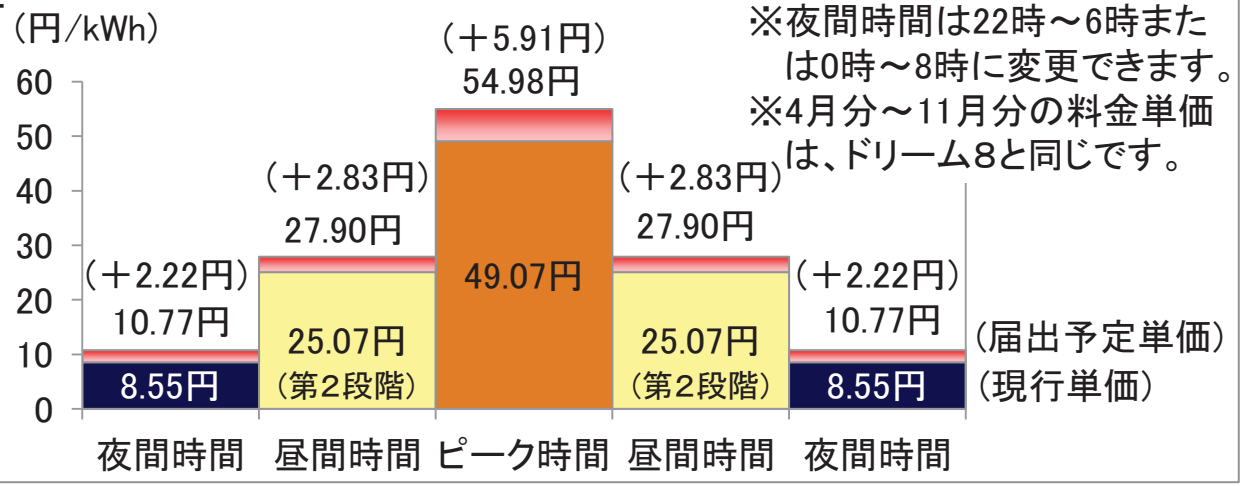




※夜間時間は22時～6時または0時～8時に変更できます。

ピーク抑制型時間帯別電灯（ドリーム8エコ）





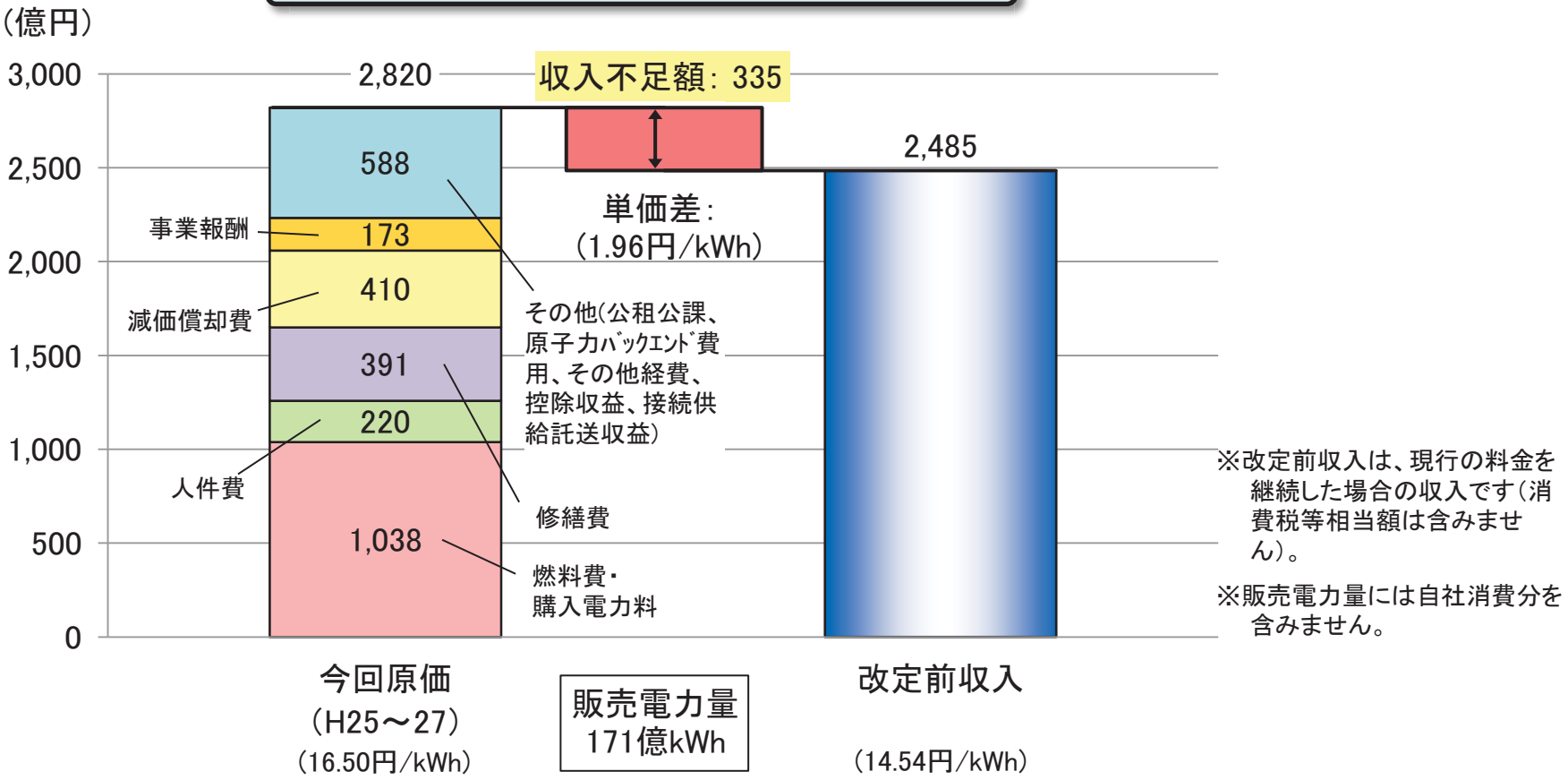
※夜間時間は22時～6時または0時～8時に変更できます。
※4月分～11月分の料金単価は、ドリーム8と同じです。

※ 現行単価には平成25年5月分の燃料費調整単価(0.18 円/kWh)を含みます。
※ 現行単価および届出予定単価には、消費税等相当額を含みます。
※ 選択約款は、電気供給約款の認可内容に応じて料金等の変更内容を見直し、国に届け出る予定です。

6. 原価と改定前収入（自由化部門）

・原価算定期間において見込まれる自由化部門の今回原価は、最大限の経営効率化を織り込んで算定すると、3か年平均で2,820億円となります。
・一方、当該期間において現行の電気料金を継続した場合に見込まれる収入は2,485億円となり、335億円の不足となります。
・このため、お客さまには大変なご負担をおかけすることになり誠に申し訳ありませんが、平成25年9月1日から、自由化部門では、平均で1.96円/kWh（13.46%）の値上げをお願いすることといたしました。

今回原価と改定前収入との比較（自由化部門）

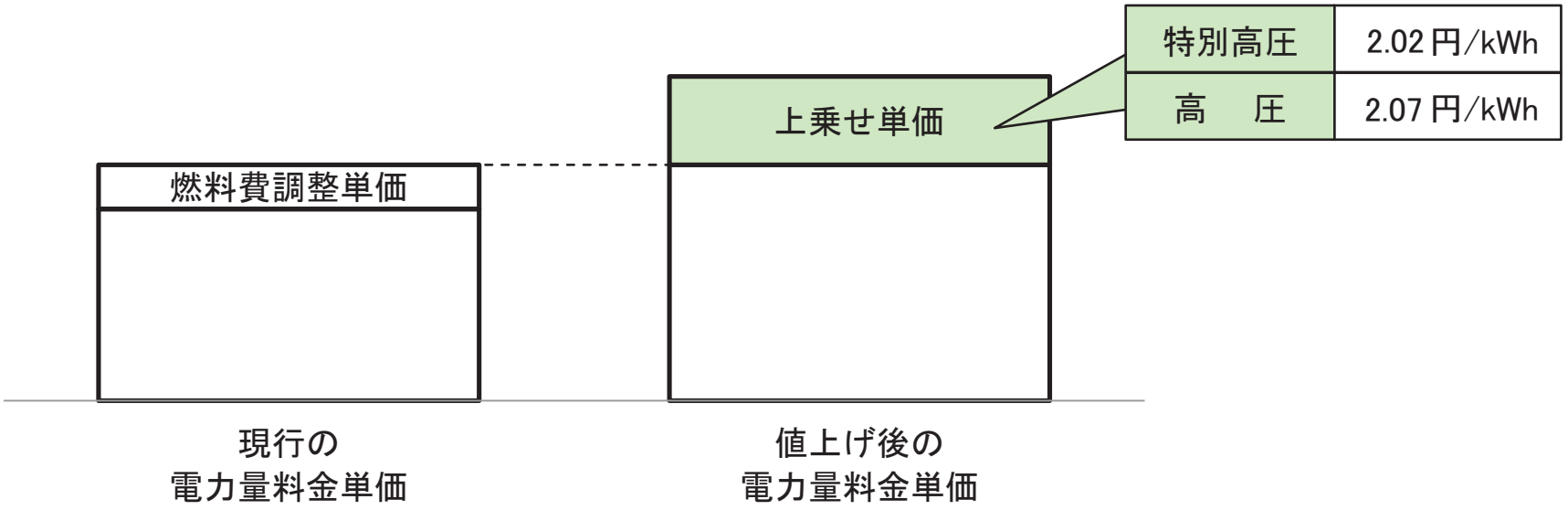


※改定前収入は、現行の料金を継続した場合の収入です（消費税等相当額は含みません）。

※販売電力量には自社消費分を含みません。

7. 自由化部門の電気料金（値上げのお願い）

・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いたします。
・値上げ後の電気料金単価につきましては、現在の電力量料金単価に以下の単価を一律に上乗せしたものといたします（基本料金単価には変更ありません）。
・また、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をさせていただきます。



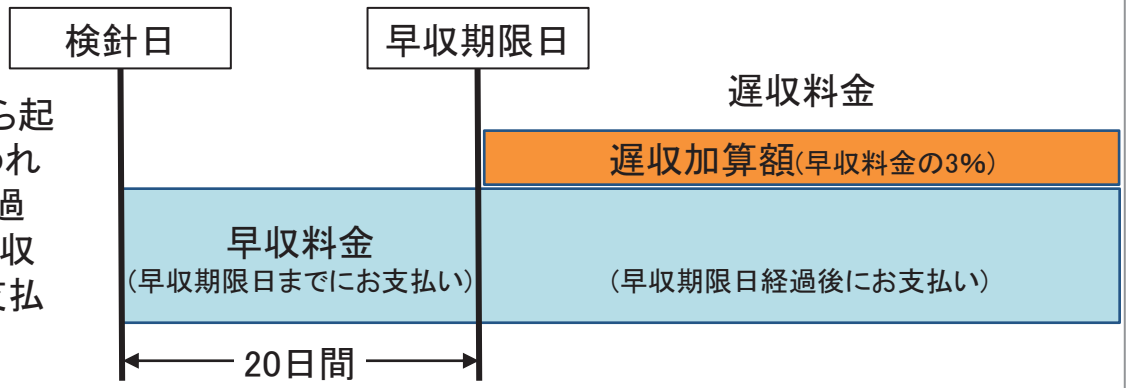
※　現行の電力量料金単価は、平成25年5月分の燃料費調整単価を含んだものとしています。
※　現行の電力量料金単価および値上げ後の電力量料金単価には、消費税等相当額を含みます。
※　特別高圧と高圧では、送電線･配電線で失われる電力（送配電ロス）が異なるため、上乗せ単価に差が生じます。
※　値上げ後の電力量料金単価は、燃料費調整により変動する場合があります。

8. 料金のお支払い制度の変更

・お客さまからお寄せいただいたご意見、ご要望を踏まえ、現行の「早収料金」・「遅収料金」の制度を廃止し、「延滞利息」の制度を導入することといたしました。
・平成27年4月分の電気料金から変更させていただきます。

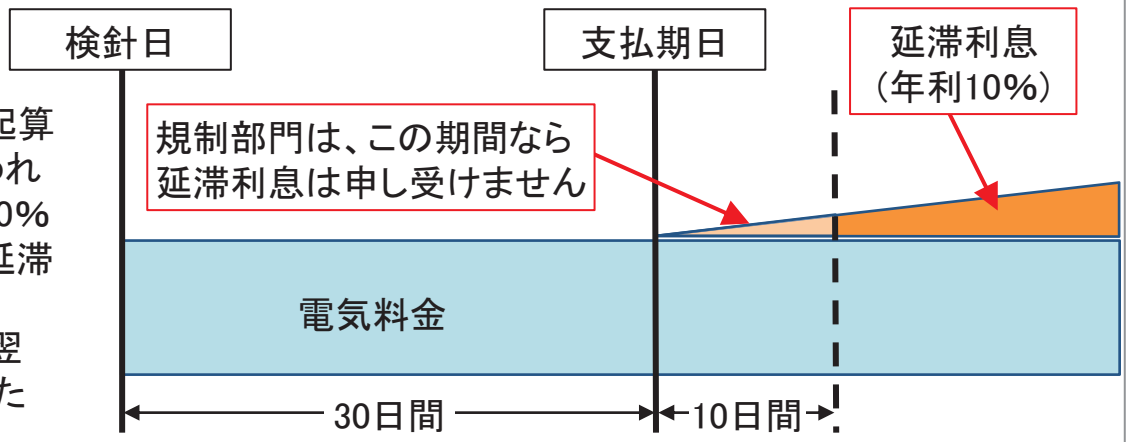
現行：早収料金・遅収料金

早収期限日(支払義務発生日の翌日から起算して20日目)までに電気料金を支払われる場合には早収料金を、早収期限日経過後に電気料金を支払われる場合には早収料金にその3%を加えた遅収料金をお支払いいただく制度です。



変更後：延滞利息

支払期日(支払義務発生日の翌日から起算して30日目)経過後に電気料金を支払われる場合には、その経過日数に応じて年10%の割合(1日当たり約0.03%)で算定した延滞利息をお支払いいただく制度です。
※規制部門のお客さまは、支払期日の翌日から起算して10日以内に支払われた場合は、延滞利息は申し受けません。



9. お客さまへのご説明について（規制部門）

・ご家庭を含む規制部門のお客さまにつきましては、料金値上げの必要性や経営効率化への取り組み状況等に関して、当社ホームページ上でのお知らせの他、検針時などにお知らせをさせていただくとともに、各種団体の皆さまへのご説明や日常業務におけるお客さまとの接点を活用したご説明を実施してまいります。
・お客さまには、値上げの内容に加えて、節約・省エネに関する情報提供もさせていただきます。

ご家庭などのお客さま	○検針時の配布チラシを活用し、お客さまへお知らせいたします。 ○当社ホームページのトップページに「電気料金の値上げに関するお願い」コーナーを設定し、値上げに関する情報をタイムリーに提供するとともに、お客さまご自身の影響額を試算できるサイトを設置します。 ○日常業務でお会いする機会を通じて、パンフレット等のツールを活用し、丁寧なご説明に努めてまいります。
各種団体さま	○自治体さま、経済団体さま、消費者団体さまなどの各種団体さまを個別に訪問し、丁寧にご説明いたします。 ○道内各地域において、説明会を開催し各種団体さまのご意見を伺います。
お問い合わせへの対応	○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、お問い合わせへの丁寧な対応に努めてまいります。 ○耳や言葉の不自由なお客さまからのお問い合わせに対応するため、専用FAXを設置し、丁寧な対応に努めてまいります。

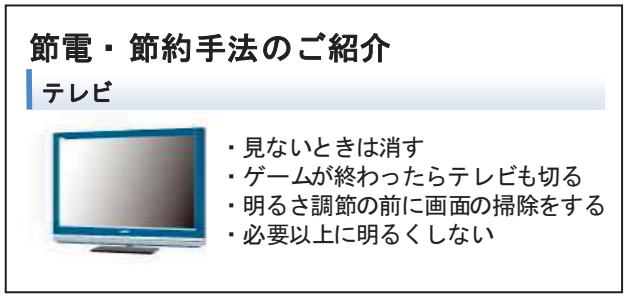
９．お客さまへのご説明について（自由化部門）

・自由化部門のお客さまへは、料金値上げの必要性や経営効率化への取り組み状況等を丁寧にご説明させていただきます。
・また、各種団体の皆さまへも訪問などを通じてご説明させていただきます。

契約電力500kW以上のお客さま	○お客さまを訪問のうえ、料金値上げの必要性や経営効率化への取り組み状況、および契約内容の変更に関して丁寧にご説明いたします。
契約電力500kW未満のお客さま	○値上げのお願いについての文書を郵送にて全てのお客さまにお届けのうえ、当社からお電話等により、文書の到着確認を行い、料金値上げの必要性や経営効率化への取り組み状況、および契約内容の変更に関して丁寧にご説明いたします。
各種団体さま	○産業団体・企業を統括する団体さまなどの各種団体さまを個別に訪問し、丁寧にご説明いたします。
お問い合わせへの対応	○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、お問い合わせへの丁寧な対応に努めてまいります。

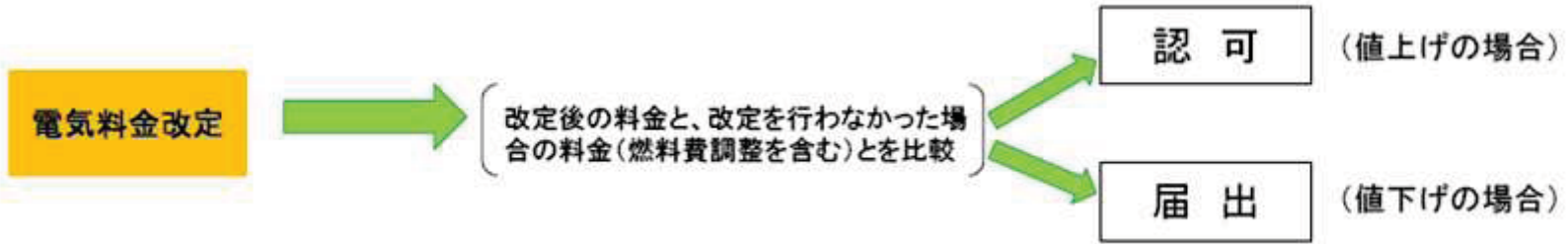
【参考】お客さまのご負担軽減につながる情報発信

・お客さまのご負担軽減のお役に立てるよう、当社ホームページにお客さまの生活スタイルや業務内容に合わせた具体的な節約・省エネ手法をご紹介するコンテンツを掲載しております。
・その他にも、適正なご契約アンペアを診断する「アンペアチェック」や、見える化サービスのご紹介もしております。

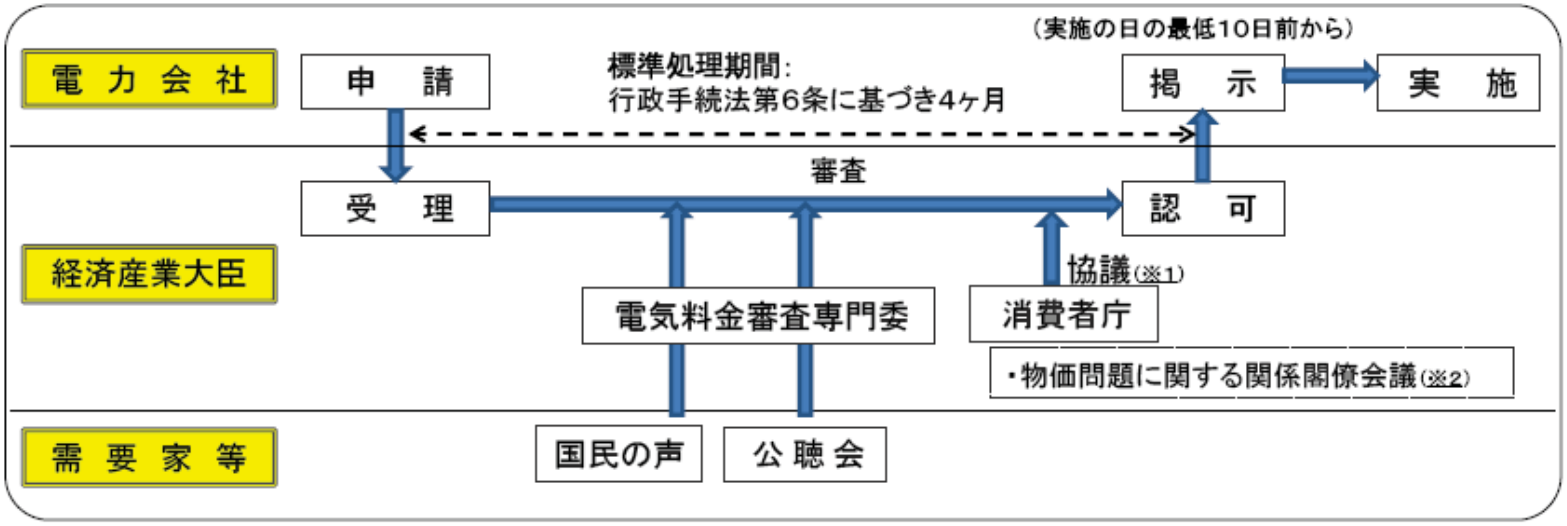
節約・省エネ手法の情報提供	【ご家庭のお客さま】  〇電気機器ごとに節約・省エネ手法をご紹介しております。 〇お客さまが取り組まれる節約・省エネ項目を選択すると、節約できる金額を「節約チェックシート」でご確認いただけます。 【法人のお客さま】 〇業種ごとに節約・省エネのポイントをご紹介しております。
アンペアチェックのご紹介	〇ご家庭の適正なご契約アンペアを診断するツールをご紹介しております。
ご使用量の見える化サービスのご紹介	〇Web料金お知らせサービス インターネットを活用したご使用量の見える化サービスをご紹介しております。

【補足】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、広く一般の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。
・なお、先般の他電力の事例では、上記に加えて「電気料金審査専門委員会」での審議や、「消費者委員会」によるヒアリングなどの新たなプロセスも実施されております。



料金改定認可プロセス



（※1）物価担当官会議申し合わせ（平成23年3月14日）に基づく。

（※2）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。
○会議は、内閣官房長官が主宰。会議の庶務は、消費者庁の協力を得て、内閣官房において処理。

【出典】電気料金改定手続き　（H24.5資源エネルギー庁）
電気料金認可手続き　（H24.11資源エネルギー庁）

【補足】燃料費調整の前提諸元 ①

・燃料費調整の前提諸元についても、原価算定期間における電源構成や燃料価格の変動に合わせて見直しを実施しております。

			今回申請(A)	現行(B)	差(A－B)
基準燃料価格		円/kℓ	32,200	31,100	1,100
換算係数	α	―	0.3627	0.3625	0.0002
	β	―	0.9473	0.9476	▲ 0.0003
基準単価(税抜・平均)		円/kWh	0.131	0.149	▲ 0.018

※電圧ごとの基準単価(今回申請分、税込、円/kWh)　低圧:0.141、高圧:0.135、特別高圧:0.131

①基準燃料価格(32,200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、当社発受電電力量(火力)における各燃料の熱量構成比に原油換算値を加味した係数(α・β)を算定し、各燃料価格に乗じることにより算出します。

〔算定式〕

61,612円/kℓ	×	0.3627	＋	10,439円/t	×	0.9473	＝	32,200円/kℓ
原油価格		α		海外炭価格		β		基準燃料価格

	熱量構成比 ①	原油換算係数※ ②	換算係数 ③＝①×②	
原　油	0.3627	1.0000	0.3627	･･･α
海 外 炭	0.6373	1.4864	0.9473	･･･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)

【補足】燃料費調整の前提諸元 ②

②基準単価（0.131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〕

12,474千kℓ	×	1,000円/kℓ	÷	95,143百万kWh	＝	0.131
燃料消費数量（原油換算/3か年計）				販売電力量（3か年計）		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α ・β 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α ・β 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〕

（ XX,XXX円/kℓ	－	32,200円/kℓ ）	÷	1,000円/kℓ	×	0.141円/kWh	＝	燃料費調整単価
毎月の平均燃料価格		基準燃料価格				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：0.141、高圧：0.135、特別高圧：0.131

【補足】個別原価計算フロー ①

（単位：百万円）

1. 原価等の算定

総原価		営業費		事業報酬		控除収益
617,599	＝	589,027	＋	39,331	－	10,759

2. 9部門整理

水力	火力	原子力	新エネ等	送電	変電	配電	販売	一般管理等	整理保留原価
23,453	201,831	96,178	1,944	34,839	19,508	65,347	27,989	85,180	61,330

3. ABC手法による一般管理費等の配分

4. 8部門整理

	+8,394	+9,774	+18,187	+182	+10,103	+6,928	+18,373	+13,238
	水力	火力	原子力	新エネ等	送電	変電	配電	販売
	31,847	211,605	114,366	2,126	44,942	26,436	83,720	41,227

5. ABC手法による機能別配分

融通等による販売・購入

	+11,281	+26,331	+0	+9,205	+34			
	水力非AS	火力非AS	総原子力	総新エネ等	総送電	受電用変電	低圧配電	一般販売
	40,907	232,273	114,366	11,331	44,976	13,580	20,141	23,509
	水力AS	火力AS				配電用変電	高圧配電	非NW給電
	2,221	5,663				12,857	46,498	593
								NW給電
								2,123
							需要家費	
							32,083	

※AS：アンシラリーサービス費

6. ネットワーク関連費／非関連費の固定費／可変費／需要家費別整理

送電・高圧配電関連費					送電・高圧配電非関連費			
【固定費】	127,675	【可変費】	241	【需要家費】	【固定費】	216,846	【可変費】	202,767
A　S ①	7,884			⑤	水力非AS ⑥	38,800	水力非AS ⑧	2,107
総送電 ①	44,898	総送電 ③	77	32,083	火力非AS ⑥	56,353	火力非AS ⑧	175,920
受電用変電 ①	13,550	受電用変電 ③	29		総原子力 ⑥	98,875	総原子力 ⑧	15,491
配電用変電 ②	12,823	配電用変電 ④	33		総新エネ等 ⑥	2,126	総新エネ等 ⑧	9,205
高圧配電 ②	46,402	高圧配電 ④	97		低圧配電 ⑦	20,099	低圧配電 ⑨	42
NW給電 ①	2,118	NW給電 ③	5		非NW給電 ⑥	592	非NW給電 ⑧	1

※数値は平成25年度～平成27年度の平均です。四捨五入の関係で合計と内訳が一致しない場合があります。

【補足】個別原価計算フロー ②

7. 送電・高圧配電関連費／非関連費の固定費／可変費／需要家費と整理保留原価を各需要種別別に配分

需要種別別配分

	送電・高圧配電関連費					送電・高圧配電非関連費				整理保留原価	
	固定費		可変費		需要家費	固定費		可変費			
	①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	NW関連費	NW非関連費
低圧	33,082	40,158	52	69	30,872	95,802	20,099	95,712	42	6,375	12,211
高圧	30,235	19,067	46	61	1,107	100,945	—	107,013	—	5,791	12,004
特高	5,133	—	13	—	103					1,551	
	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
	2:1:1比	2:1比	kWh比	kWh比	口数比※1	2:1:1比	低圧直課	kWh比※2	低圧直課	原価比配分等	
配分比率 低圧	48.330%	67.806%	46.892%	53.052%	99.062%	48.693%	100.000%	47.213%	100.000%		
高圧	44.171%	32.194%	41.497%	46.948%	0.934%	51.307%	—	52.787%	—		
特高	7.499%	—	11.611%	—	0.004%						

※1　需要家設備に関わる費用の配分については、事業者設定基準により、設備の差異、費用の発生の原因等を反映して配分しています。

※2　事業者設定基準により、電源種別別に比率を設定しています。

（単位：百万円、百万kWh、円/kWh）

	送電・高圧配電関連費			送電・高圧配電非関連費			合　計		
	原価	需要※3	単価	原価	需要※3	単価	原価※4	需要※3	単価※5
低圧	110,608	14,618	7.57	223,866	14,618	15.31	334,474	14,618	22.88
高圧	56,307	13,450	4.19	219,961	17,093	12.87	283,068 (281,950)	17,093	16.50
特高	6,800	3,877	1.75						
合計	173,715	31,944	5.44	443,827	31,711	14.00	617,543 (616,424)	31,711	19.44

※3　自社分を除きます。

※4　（ ）内は接続供給にともなう託送収益を除いた値です。

※5　接続供給にともなう託送収益を除いた原価にもとづき計算しています。

【補足】従量電灯Bの値上げ影響

ご契約アンペア	平均ご使用量（月間）	値上げ後のお支払額（月額）	現在のお支払額（月額）	値上げ額（月額）	値上げ率	ご契約アンペアごとのシェア
10A	60kWh	1,531円	1,454円	77円	5.30%	3%
15A	120kWh	2,901円	2,746円	155円	5.64%	9%
20A	170kWh	4,380円	4,120円	260円	6.31%	32%
30A	270kWh	7,339円	6,868円	471円	6.86%	38%
40A	380kWh	10,875円	10,028円	847円	8.45%	9%
50A	420kWh	12,379円	11,391円	988円	8.67%	7%
60A	550kWh	16,534円	15,086円	1,448円	9.60%	3%

（モデル料金）

30A	260kWh	7,077円	6,626円	451円	6.81%	

※　平均ご使用量およびご契約アンペアごとのシェアは平成23年度実績です。
※　値上げ後のお支払額は申請している単価で算定しています。
※　現在のお支払額には平成25年5月分の燃料費調整額を含みます。
※　値上げ後のお支払額および現在のお支払額には、消費税等相当額、ならびに平成25年5月分の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。

【補足】規制部門の値上げ影響

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）	現在のお支払額（月間）	値上げ額（月間）	値上げ率
従量電灯B	30A	260kWh	7,077円	6,626円	451円	6.81%
従量電灯C	13kVA	1,300kWh	40,908円	36,805円	4,103円	11.15%
低圧電力	8kW	650kWh	18,611円	17,240円	1,371円	7.95%

選択約款

	契約容量	ご使用量（年間）	値上げ後のお支払額（年間）	現在のお支払額（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	238,403円	206,828円	31,575円	15.27%

※ 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。
※ 現在のお支払額には平成25年5月分の燃料費調整額を含みます。
※ 値上げ後のお支払額および現在のお支払額には、消費税等相当額、ならびに平成25年5月分の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。
※ 低圧電力については、力率割引を適用しています。
※ 3時間帯別電灯はエコキュート1.5kW、ヒートポンプ暖房システム4.7kWを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。
※ 選択約款は、電気供給約款の認可内容に応じて料金等の変更内容を見直し、国に届け出る予定です。

【補足】自由化部門の値上げ影響

	契約電力	ご使用量（月間）	値上げ後のお支払額（月間）	現在のお支払額（月間）	値上げ額（月間）	値上げ率
業務用（高圧受電）	60kW	11,000kWh	約25万円	約23万円	約2万円	9.81%
	750kW	142,000kWh	約325万円	約296万円	約29万円	9.93%
産業用（高圧受電）	100kW	23,000kWh	約47万円	約42万円	約5万円	11.26%
	1,200kW	325,000kWh	約629万円	約562万円	約67万円	11.97%

※ 現在のお支払額には平成25年5月分の燃料費調整額を含みます。

※ 値上げ後のお支払額および現在のお支払額には、消費税等相当額、ならびに平成25年5月分の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。

※ 力率は100%として算定しています。

※ 値上げ後のお支払額は、燃料費調整額により変動する場合があります。