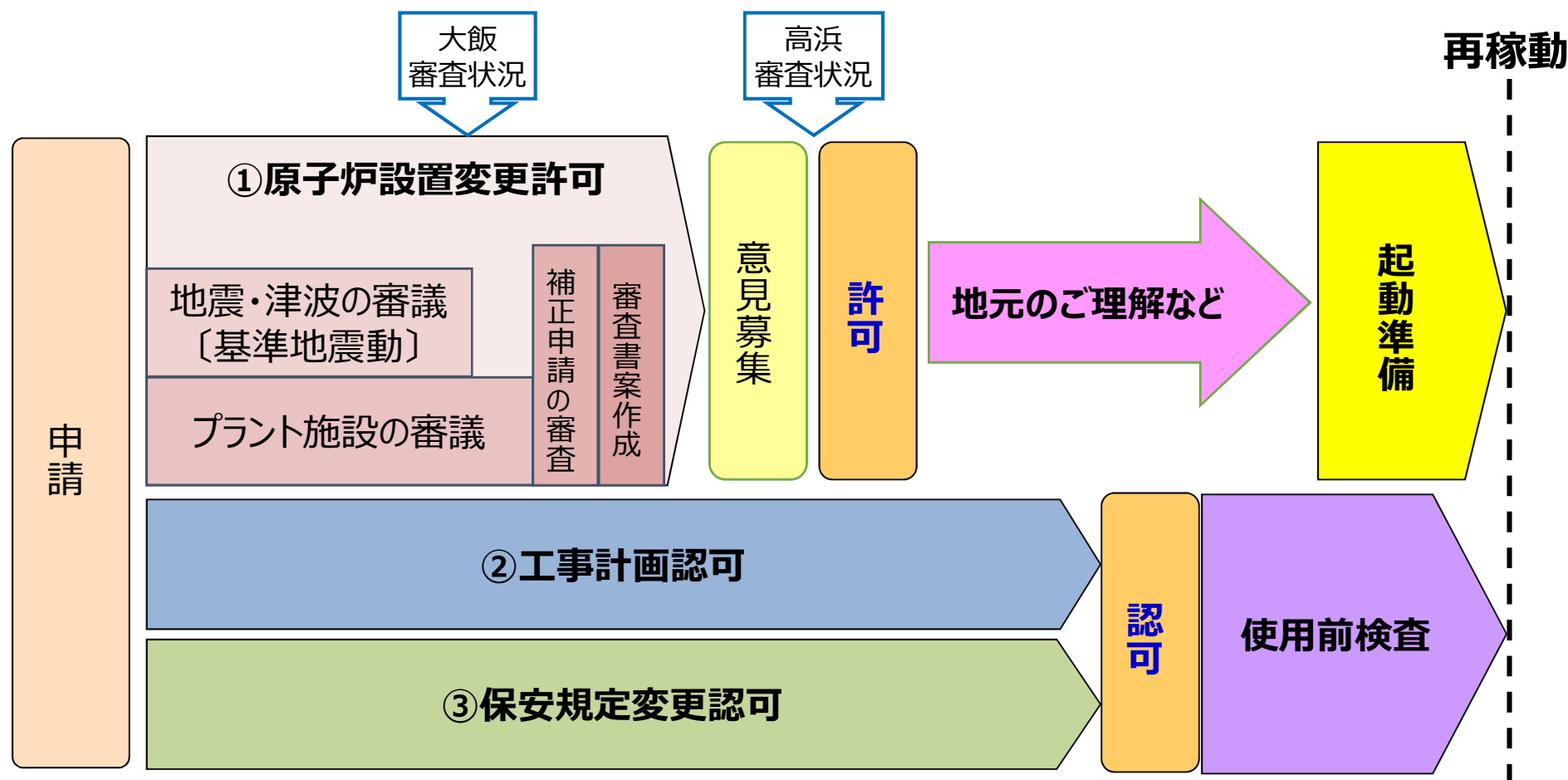


6. 再稼動までの主なプロセス

10

- 再稼動にあたっては、新規規制基準への適合性審査（①原子炉設置変更許可、②工事計画認可、③保安規定変更認可）において、許可および認可が必要です。
- 審査終了後も、工事計画の認可をいただいた設備に対する使用前検査の合格取得が必要です。
- また、再稼動にあたっては、地元のご理解などが必要です。

<再稼動までの主なプロセス（イメージ図）>



7. 新規制基準適合性審査への対応状況

- 平成25年7月8日の新規制基準施行に伴い、高浜発電所3・4号機及び大飯発電所3・4号機の新規制基準への適合性審査を受けており、現在も審査継続中です。
- 新規制基準への適合性の確認を早期に得られるよう、審査に真摯に対応し、早期の再稼動に向け全力を挙げて取り組んでおります。

(平成27年1月16日現在)

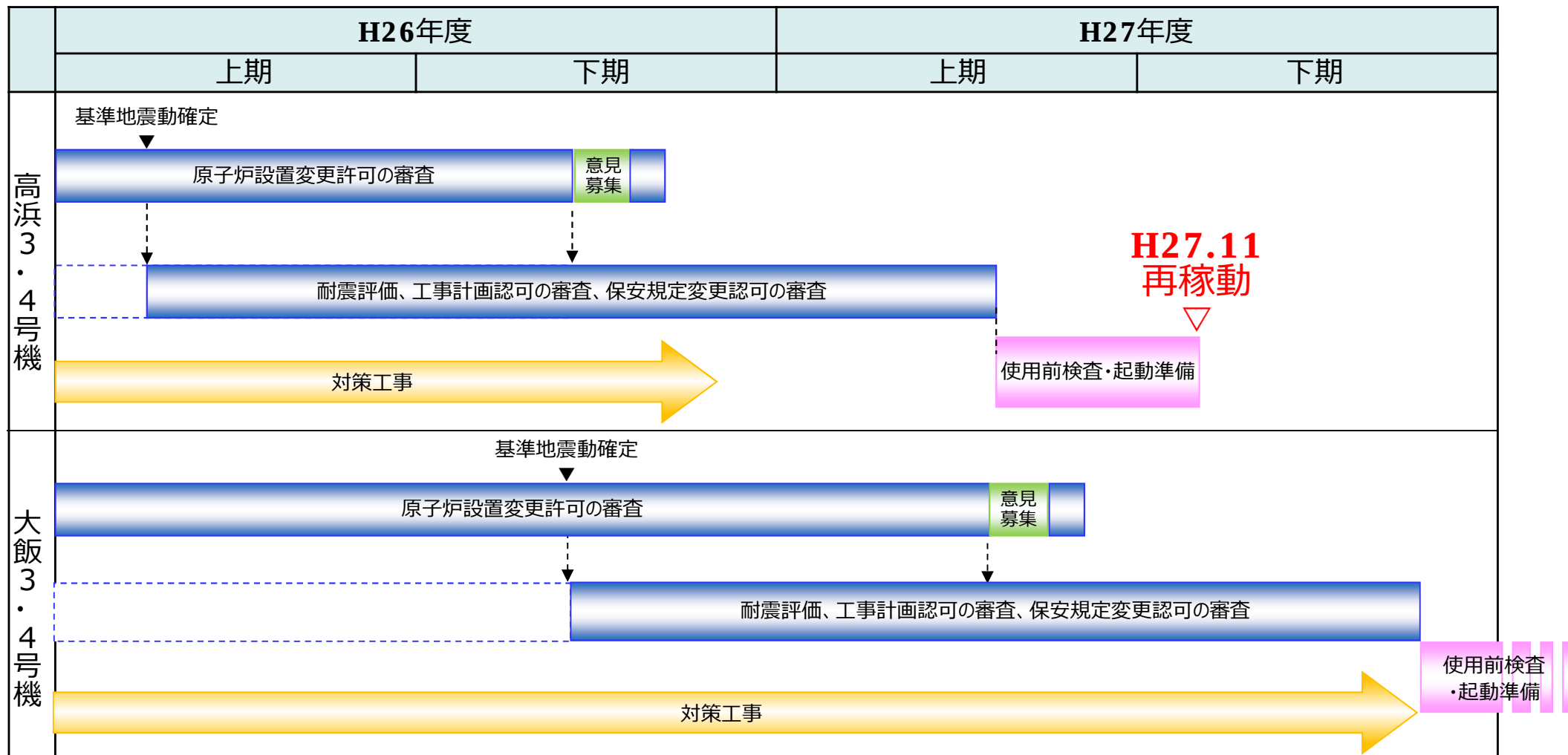
	高浜発電所3・4号機	大飯発電所3・4号機
申請時期 （原子炉設置変更許可 工事計画認可 保安規定変更認可）	平成25年7月8日	平成25年7月8日
補正時期 （原子炉設置変更許可）	平成26年10月31日〔補正〕 平成26年12月 1日〔再補正〕	
審査会合の 開催状況	67回	53回
主な審査状況	⦿平成26年12月18日から平成27年1月16日まで、原子炉設置変更許可申請書に関する審査書案に対する意見募集等が実施されました。今後、早期の許可取得を目指します。 ⦿今後、工事計画認可申請および保安規定変更認可申請の補正書を提出し、早期の認可取得を目指します。	⦿基準地震動が確定し、残りの項目を審査中です。 ⦿基準地震動を見直した(700ガル→856ガル)ことで、対策工事に相当な期間を要する見込みです。

8. 原子力プラントの再稼動時期の想定

12

- 高浜発電所3・4号機は、先行する川内発電所の審査実績等を踏まえ、平成27年11月に再稼動するものとしております。
- 大飯発電所3・4号機は、基準地震動の増大(700ガル→856ガル)に伴い、対策工事に相当な期間を要する見込みであり、27年度中の再稼動はないものとなりました。

＜料金算定上の再稼動時期のイメージ＞



○今回、原価算定上の原子力運転計画を見直した結果、原子力利用率は**6.6%**となりました。

◆原子力運転計画

原子力利用率 前回（H25-27平均）：34.5% → 今回（H27）：6.6%

		H25年度	H26年度	H27年度
高浜 3 号機	前回			
	今回			H27/11
高浜 4 号機	前回			
	今回			H27/11
大飯 3 号機	前回			
	今回			
大飯 4 号機	前回			
	今回			

※上記以外のプラント（美浜 1 ～ 3 号機、高浜1,2号機、大飯1,2号機）は、前回、今回とも不稼動としております。

9. 今回の原価算定の概要②

14

- 電源構成変分認可制度および燃料費調整制度の趣旨に基づき、販売電力量は前回改定時の平成27年度の値とし、原油価格や為替といった燃料価格の諸元も、前回より変更していません。
- 原子力プラントの再稼動遅延に伴い、火力発電電力量および他社からの購入電力量は増加しております。

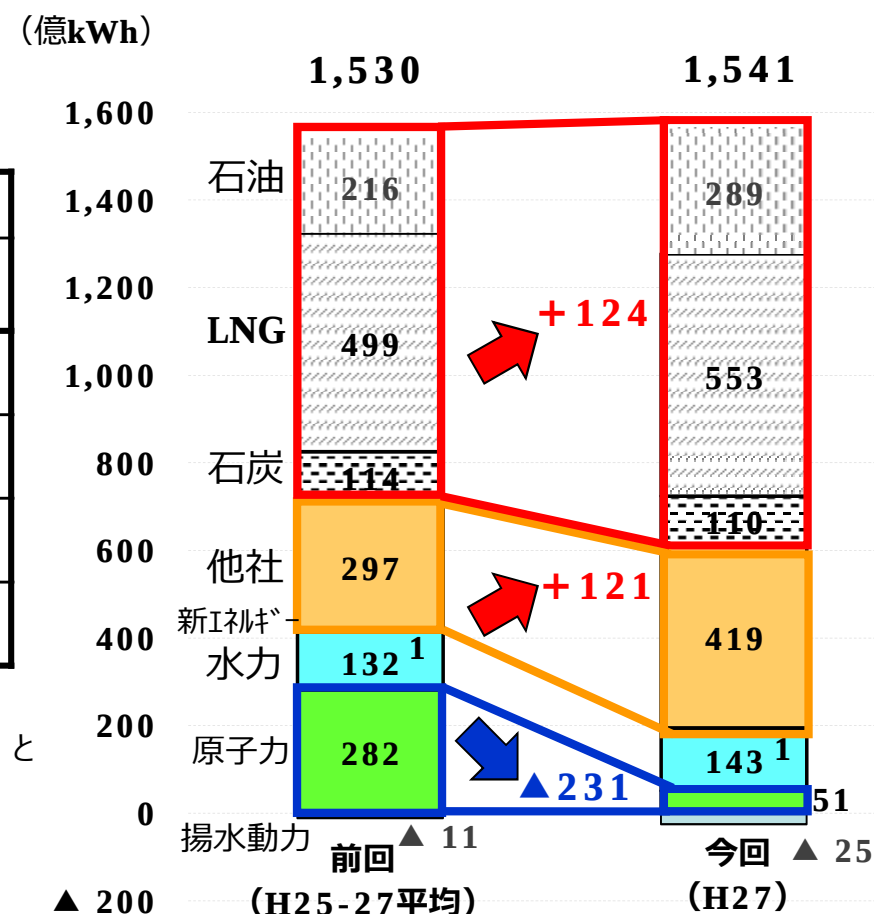
◆原価算定の前提諸元

		前回 (H25-27平均) A	今回 (H27) B	差 引 C = B - A
販売電力量※1	(億kWh)	1,446	1,457	11
原子力利用率	(%)	34.5	6.6	▲27.9
原油価格※2	(\$ /b)	105.9	105.9	—
為替レート※2	(円/\$)	78.9	78.9	—

※1販売電力量は、自家消費分を除いております。

※2原油価格・為替レートは、前回の前提（平成24年7月～9月までの貿易統計平均値）としております。

◆供給電力量比較



※自社はすべて送電端

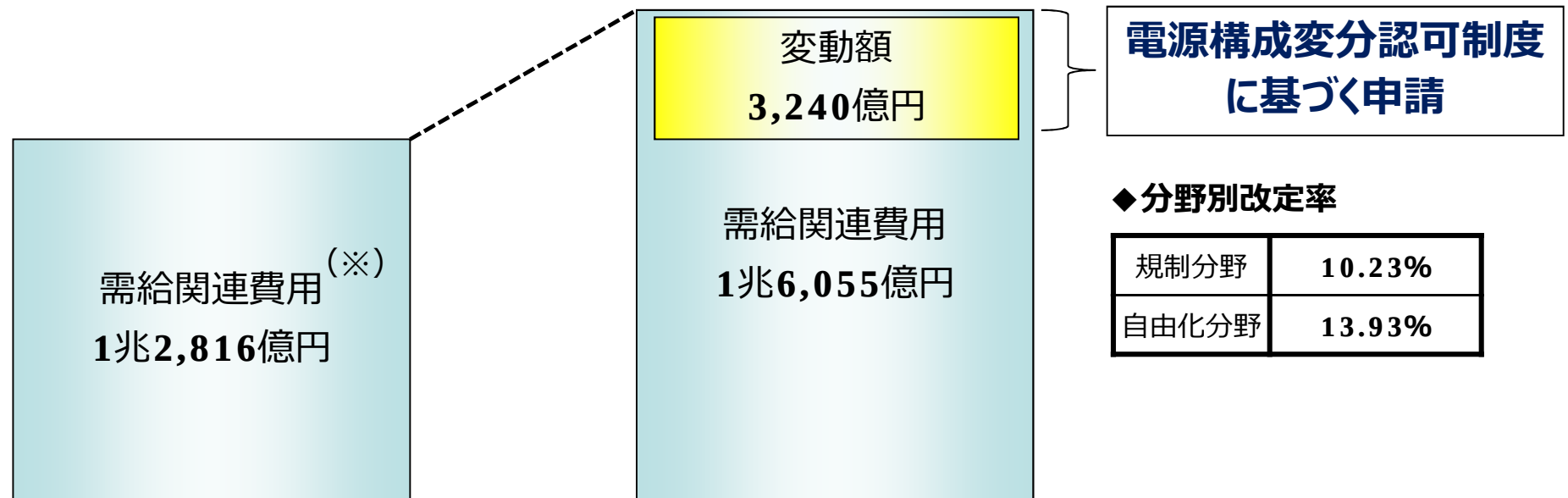
9. 今回の原価算定の概要③

15

- 現行の電気料金の原価算定期間のうち、残りの1年間（平成27年度）を対象として、「電源構成変分認可制度」に基づき、需給関連費用のさらなる効率化の深掘りとして、**130億円**を織り込み、電源構成の変動による需給関連費用の変動額を算定いたしました。

（現行の電気料金への織り込み額2,355億円とあわせ、合計**2,485億円**の効率化が織り込まれていることになります。）

- この結果、**3,240億円**の原価増が見込まれるため、**27年4月1日**から、規制分野については平均**10.23%**、自由化分野については平均**13.93%**の値上げをお願いさせていただく次第です。



前回認可値

<原子力利用率> < 34.5% >
< 為替レート > < 78.9円/\$ >
< 原油価格 > < 105.9\$/bbl >

今回申請値

< 6.6% >
< 78.9円/\$ >
< 105.9\$/bbl >

- (※) 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

10. 電源構成の変動に伴う需給関連費用の概要

16

- 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変動額を算定しております。
- 電源構成の変動に伴う変動額の内訳は以下のとおりです。

◆電源構成の変動に伴う変動額について

(単位：億円)					
	前回 (H25-27平均) A	今回 (H27) B	差 引 C = B - A	値上げ幅 2.22円/kWh	(変動額) 3,240億円 ÷ (販売電力量) 1,457億kWh
燃料費	9,224	10,644	1,420		
火力燃料費	9,023	10,602	1,579		
核燃料費	201	42	▲159	現行単価 18.19円/kWh	
購入・販売電力料	3,095	5,046	1,951		
購入電力料	3,220	5,374	2,154		
販売電力料※1	▲126	▲328	▲202		
原子力バックエンド費用※2	188	39	▲149		
事業税	309	327	17		
合 計	12,816	16,055	3,240		

※1販売電力料は控除収益

※2使用済燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費

11. 原価の内訳（燃料費、購入・販売電力料）

17

- 原子力プラントの再稼働の遅延に伴い、火力発電電力量が増加したこと等により、燃料費は前回に比べ**1,420**億円増加しております。
- 購入電力料についても、原子力プラントの再稼働の遅延に伴う他社からの購入電力量の増加に伴い、**2,154**億円増加しております。なお、他社からの購入にあたっては、卸電力取引所からの安価な電力購入の拡大に努め、自社の火力燃料費の削減を図っております。

（燃料費）

（単位：億円）

		前回 (H25-27平均) A	今回 (H27) B	差 引 C = B - A	主な増減要因
火 力		9,023	10,602	1,579	原子力プラントの再稼働遅延による増
	石油系	3,379	4,452	1,073	
	ガス系	5,173	5,688	516	
	石炭系	472	462	▲10	
原 子 力		201	42	▲159	原子力プラントの再稼働遅延による減
燃料費計		9,224	10,644	1,420	

（購入・販売電力料）※

地帯間購入電力料		191	161	▲29	
	他社購入電力料	3,030	5,213	2,183	
	購入電力料計	3,220	5,374	2,154	原子力プラントの再稼働遅延による増
地帯間販売電力料		6	7	1	
	他社販売電力料	120	321	202	
	販売電力料計	126	328	202	常時バックアップの増
購入・販売電力料差引		3,095	5,046	1,951	

※購入電力料は電源費、販売電力料は電源料のみを計上している（送電費・送電料は含んでいない）。

11. 原価の内訳（原子力バックエンド費用、事業税）

18

- 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、原子力発電電力量の減少に伴い、前回に比べ**149億円**減少しております。
- 事業税は、燃料費、購入・販売電力料、原子力バックエンド費用の変動額をもとに算定を行っており、今回は前回と比較し、課税対象である収入金額（料金原価）の増加により**17億円**増加しております。

(単位：億円)

	前回 (H25-27平均) A	今回 (H27) B	差 引	主な増減要因
			C = B - A	
使用済燃料再処理等発電費	128	37	▲92	原子力プラントの再稼動遅延による減
特定放射性廃棄物処分費	60	2	▲58	原子力プラントの再稼動遅延による減
原子力バックエンド費用計※	188	39	▲149	

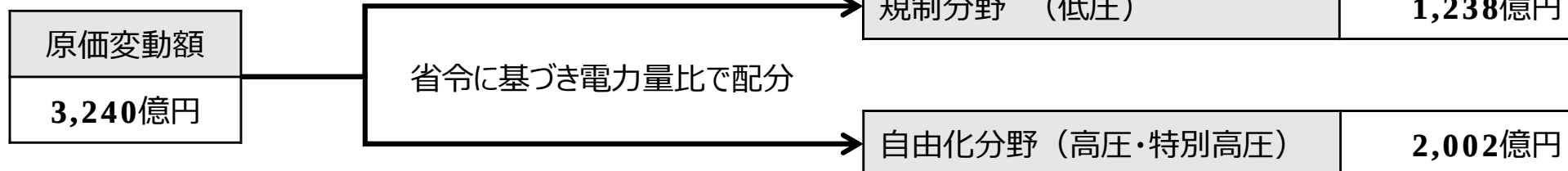
※使用済燃料再処理等既発電費、原子力発電施設解体費は今回改定の対象外

(単位：億円)

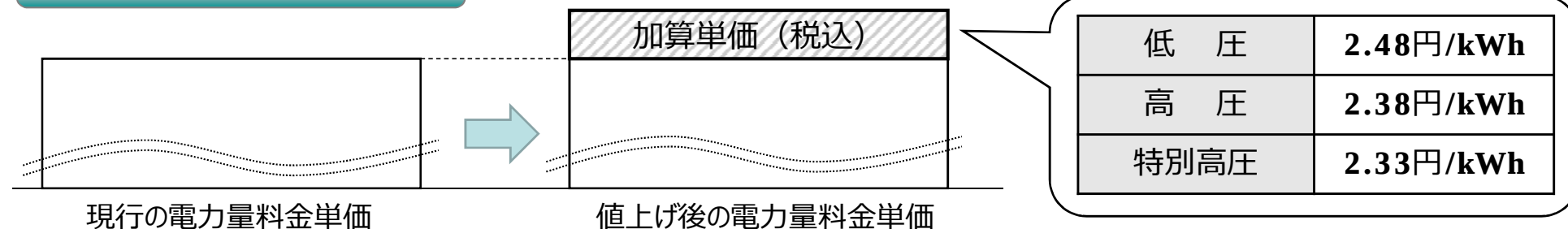
	前回 (H25-27平均) A	今回 (H27) B	差 引	主な増減要因
			C = B - A	
事業税	309	327	17	課税対象収入（料金原価）の増

- 今回の値上げ申請は、燃料費の増加等を電気料金に反映するためのものであり、値上げ後の電力量料金単価については、電気のご使用量に対応する現行の電力量料金単価に以下の加算単価を一律に上乗せしたものといたします。なお、基本料金単価は変更いたしません。
- 自由化分野のお客さまにつきましては、平成27年4月1日からの値上げをお願い申し上げますが、平成27年4月1日が現行のご契約期間の途中である場合には、お客さまにご確認のうえ、ご契約期間満了までは現在のご契約内容を継続させていただきます。

原価変動額の配分



電力量料金単価の設定方法



※電圧ごとの加算単価は、規制・自由化分野それぞれ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おります。

※高圧と特別高圧の単価差は、送電ロスの差によるものです。

※規制分野の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。

【参考】規制分野の主なご契約メニューの値上げ影響

20

(円/月、%)

	1ヶ月の使用量	申請料金 (届出予定料金)	現行料金	値上げ額	値上げ率
従量電灯 A	300kWh	8,355	7,611	744	9.78
従量電灯 B (契約容量：11kVA)	1,320kWh	41,422	38,149	3,273	8.58
時間帯別電灯 (契約容量：10kVA、マイコン容量：2kVA)	480kWh	11,298	10,107	1,191	11.78
はぴeタイム (契約容量：10kVA、マイコン容量：2kVA)	670kWh	16,518	14,856	1,662	11.19
季時別電灯 P S (契約容量：10kVA、マイコン容量：2kVA)	480kWh	10,831	9,640	1,191	12.35
低圧総合利用契約	12,000kWh	301,866	272,106	29,760	10.94
低圧電力 (契約電力：8kW、力率：90%)	530kWh	17,440	16,125	1,315	8.16

※現行料金および申請料金（届出予定料金）には、燃料費調整額を含めておらず、平成26年度における5月分以降に適用する単価で算定した再生可能エネルギー発電促進賦課金を含めており、口座振替割引（低圧電力は除きます）を適用しています。

※現行料金および申請料金（届出予定料金）には、消費税等相当額を含みます。

※現行料金および申請料金（届出予定料金）のはぴeタイム、低圧総合利用契約および低圧電力には、「その他季」の電力量料金単価を適用しています。

※はぴeタイムの現行料金および届出予定料金には、はぴeプラン（全電化住宅割引）を適用しておりません。

※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。

※実施日以降、実際にお支払いいただく電気料金は、燃料費調整額および再生可能エネルギー発電促進賦課金により変動いたします。

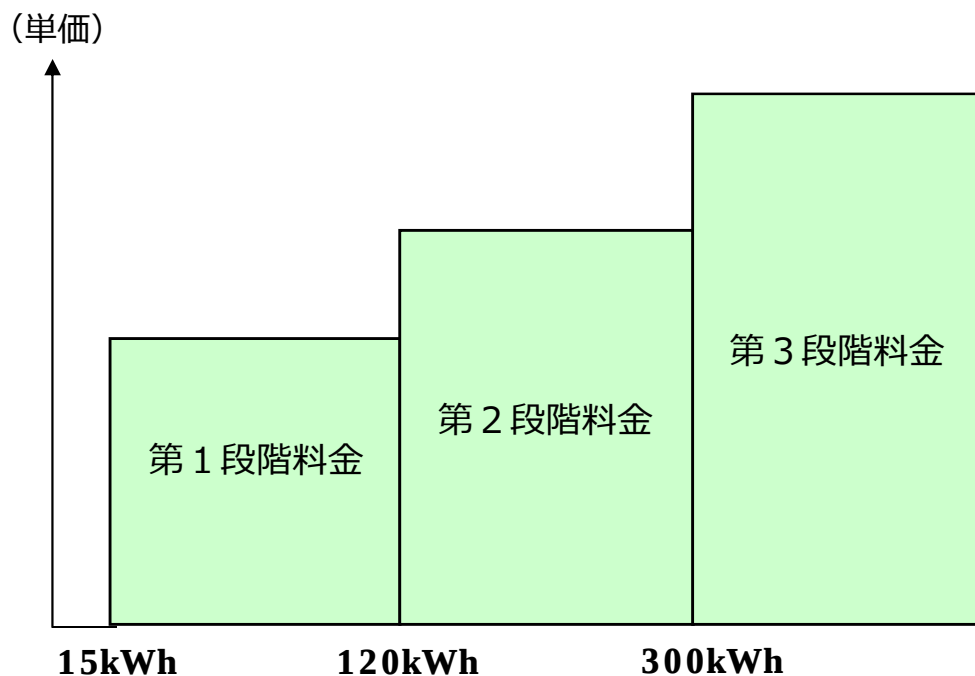
※使用量の内訳は、時間帯別電灯は昼間時間225kWh・夜間時間255kWh、はぴeタイムはデイトime64kWh・リビングタイム257kWh・ナイトタイム349kWh、季時別電灯 P Sはピーク時間5kWh・オフピーク時間197kWh・夜間時間278kWh。

【参考】規制分野の料金メニュー（従量電灯）

21

- 主にご家庭等で最も多くご契約いただいている従量電灯においては、電気のご使用量に応じて、料金単価に格差を設けた3段階料金制度を導入しております。
- 今回の値上げでは、各料金単価それぞれに一律単価を上乗せしております。

3段階料金制度（従量電灯Aの場合）



※現行単価および申請単価には、燃料費調整単価を含めておらず、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。

(円/契約、円/kWh)

		現行単価	申請単価
最低料金 (1契約につき最初の15kWhまで)		343.76	381.02
電力量 料 金	15kWhをこえ120kWhまで	20.84 (0.76)	23.32 (0.78)
	120kWhをこえ300kWhまで	27.27 (1.00)	29.75 (1.00)
	300kWh超過	31.09 (1.14)	33.57 (1.13)

※（ ）内は、第2段階料金単価を1とした場合の第1段階料金単価および第3段階料金単価の比率