

託送供給等約款の認可申請について

平成 27 年 9 月
四国電力株式会社

目 次

1. 託送供給等約款の認可申請について	・ ・ ・ P	2
2. 申請した託送料金原価について	・ ・ ・ P	3
【参考】託送料金原価の算定フロー（イメージ）	・ ・ ・ P	4
3. 託送料金原価の再算定結果	・ ・ ・ P	5
4. 事業報酬率	・ ・ ・ P	6
5. 調整力コスト	・ ・ ・ P	7
【参考】部分負荷運転に伴う増分費用の考え方	・ ・ ・ P	8
6. 調整力コストの原価織込額	・ ・ ・ P	10
7. 水変・火変分離	・ ・ ・ P	11
8. 営配分離	・ ・ ・ P	12
9. 発電機車に係る費用の振替	・ ・ ・ P	13
10. 低圧託送料金メニューの構成と料金制	・ ・ ・ P	14
11. メニュー別料金レート	・ ・ ・ P	15
【参考】モデルケースの電気料金・託送料金相当額	・ ・ ・ P	19
12. 需要地近接性評価割引制度の見直し	・ ・ ・ P	20

1. 託送供給等約款の認可申請について

- 本年7月31日、当社は、改正電気事業法附則第9条第1項の規定に従い、託送供給等約款の認可申請を経済産業大臣に行いました。
- 申請にあたっては、現行の託送供給約款に、平成28年4月に実施される電力小売の全面自由化や、国の審議会における議論の内容、各種法令の改正等を反映して見直しを行っております。

【申請の概要】

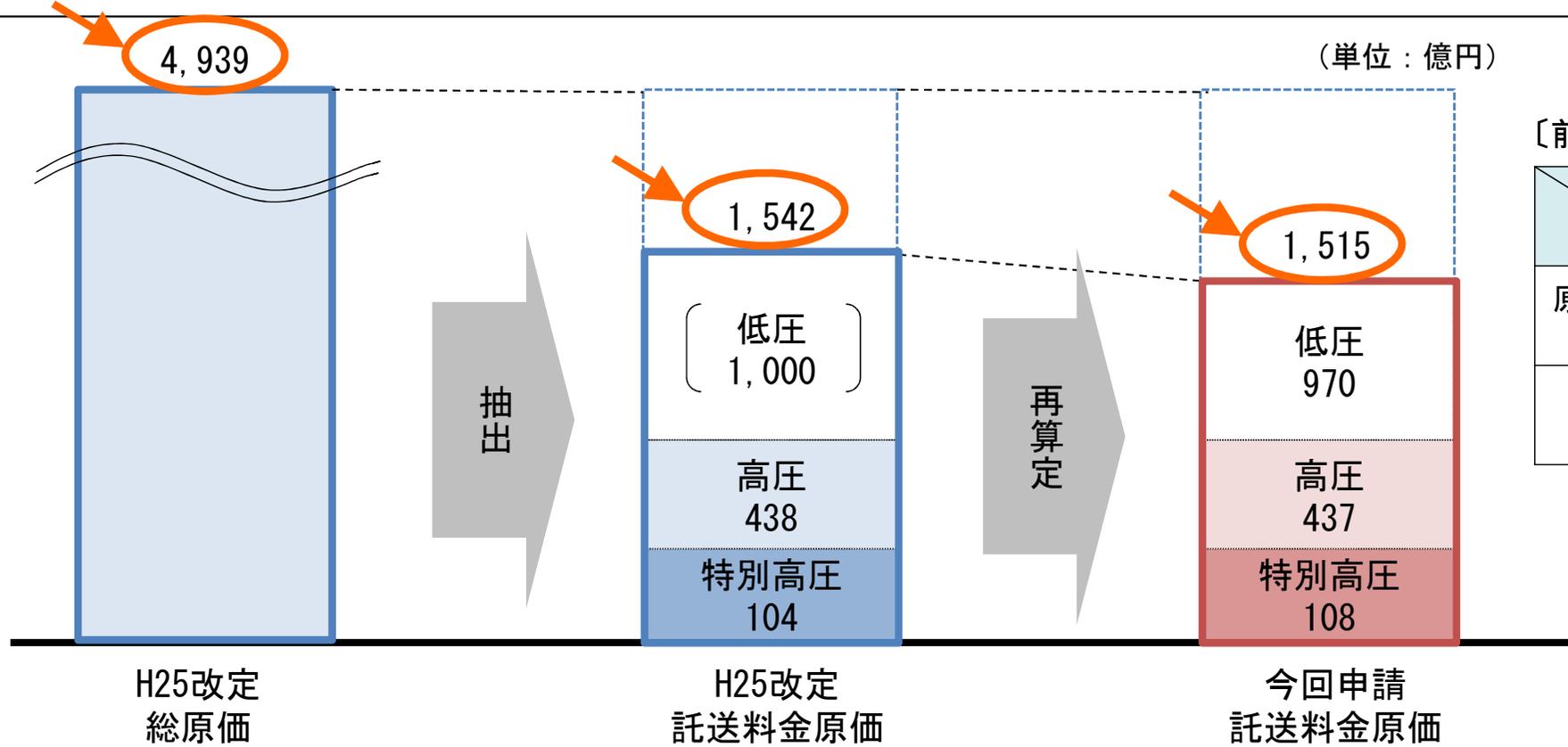
項目	内容
1. 託送料金原価の見直し	・ 事業報酬率を引き下げ一方、電気の周波数維持や需給バランス調整に係るコストを追加するなど、 <u>託送料金原価の見直し</u> を行いました。
2. 低圧供給向け託送料金の新設	・ 電力小売全面自由化に伴い、低圧で電気の供給を受けるお客さまも自由化対象となることから、 <u>新たに低圧供給向け託送料金を設定</u> しました。
3. 割引制度の見直し	・ お客さまの電気のご使用地域に近い地域に設置した発電設備を利用する場合には、設備を効率的に利用できることから、託送料金を割り引く制度を設定しておりますが、各種法令の改正や国の審議会における議論の内容を反映し、 <u>割引の対象範囲と割引単価の見直し</u> を行いました。
4. インバランス制度の見直し	・ インバランス供給について、各種法令の改正や国の審議会における議論の内容を反映し、 <u>料金単価に電力卸取引所における市場価格を導入</u> などの見直しを行いました。

2. 申請した託送料金原価について

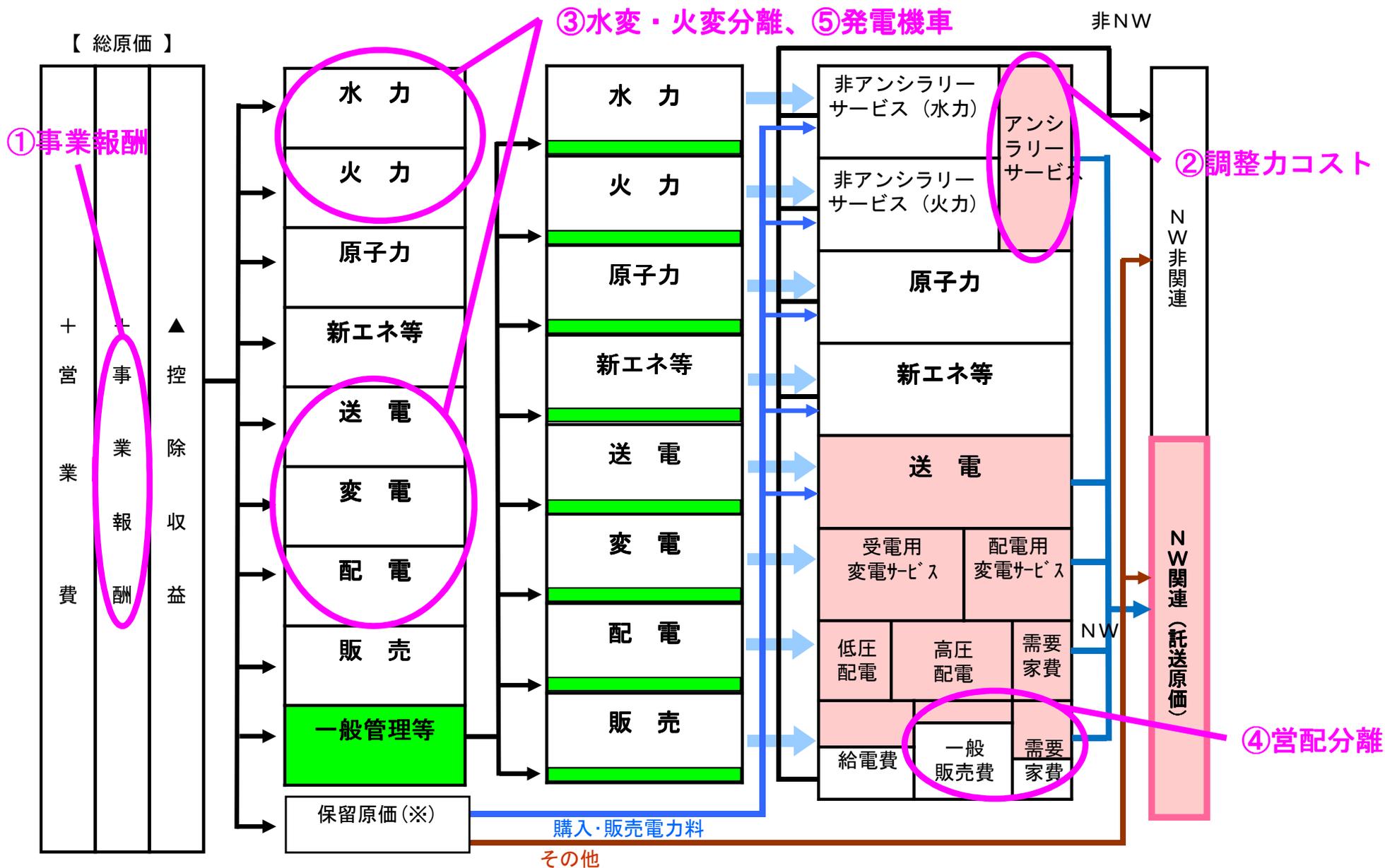
○ 今回の託送供給等約款の申請にあたっては、新省令※1等に基づき、ライセンス制の導入等を踏まえた、以下の5つの項目を反映したうえで、現行料金算定時の料金原価をもとに、託送料金原価を再算定※2いたしました。

- ① 送配電部門に係る事業報酬率の見直し
- ② 周波数制御等、需給調整にかかる調整力コストの範囲の見直し
- ③ 水力・火力発電所における送配電事業に必要な設備の再整理（水変・火変分離）
- ④ 配電部門と営業部門が一体で行っている業務の再整理（営配分離）
- ⑤ 配電線工事用の発電機車に係る費用の再整理

※1 電気事業法等の一部を改正する法律附則第九条第一項の規定に基づき一般電気事業者が定める託送供給等約款で設定する託送供給等料金の算定に関する省令
 ※2 第7回制度設計WGの整理に基づき、料金原価の洗い替えを行わず、平成25年に認可された現行の料金原価をもとに託送料金原価を再算定。



※原価・販売電力量は3ヶ年平均。(以下同様)
 低圧託送原価は新規設定であり、現行の低圧託送原価は試算値を記載。



※ 保留原価：再処理等既発電費，購入・販売電力料，電源開発促進税，事業税，電力費振替勘定，遅収加算料金，託送収益，事業者間精算収益，電気事業雑収益，預金利息

3. 託送料金原価の再算定結果

- 新省令等に基づき、託送料金原価を再算定した結果、特高供給向けの平均単価は1.83円/kWh（対現行：+0.07円/kWh）、高圧供給向けの平均単価は4.09円/kWh（同：▲0.01円/kWh）、新たに設定する低圧供給向けの平均単価は8.66円/kWhとなりました。

（単位：億円，円/kWh）

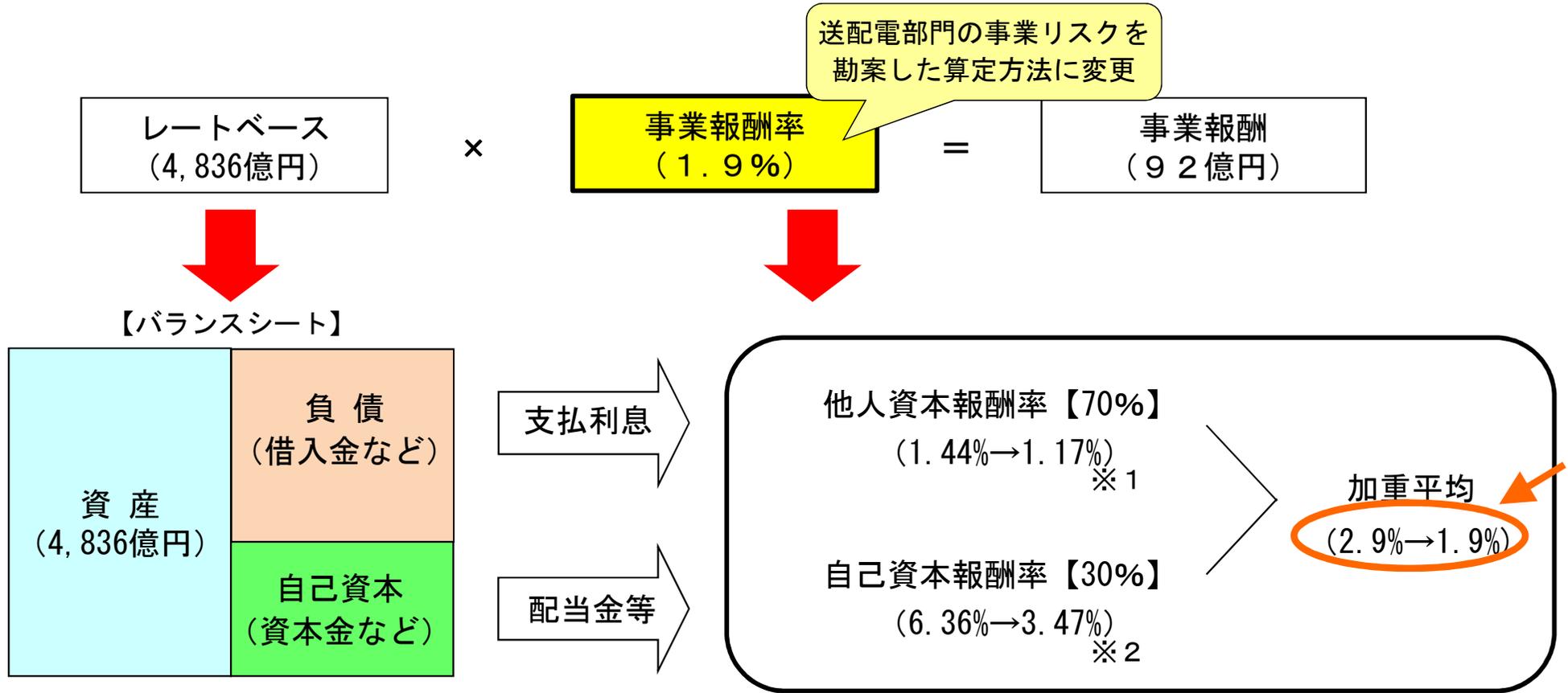
		特 高		高 圧		低 圧		合 計	
		原 価	単 価	原 価	単 価	原 価	単 価	原 価	単 価
現行託送料金原価		104	1.76	438	4.10	1,000	8.93	1,542	5.54
原価反映項目	① 事業報酬	▲3	▲0.05	▲16	▲0.15	▲31	▲0.27	▲49	▲0.18
	② 調整力コスト	6	0.10	13	0.12	14	0.13	33	0.12
	③ 水変・火変分離	0	0.01	2	0.02	2	0.02	4	0.02
	④ 営配分離	1	0.02	▲1	▲0.01	▲17	▲0.15	▲17	▲0.06
	⑤ 発電機車	0	0.00	0	0.00	1	0.01	1	0.01
合 計		4	0.07	▲1	▲0.01	▲30	▲0.27	▲27	▲0.10
今回申請した託送料金原価		108	1.83	437	4.09	970	8.66	1,515	5.45
流通対応需要		59億kWh		107億kWh		112億kWh		278億kWh	

※低圧託送原価は新規設定であり、現行の低圧託送原価は試算値を記載。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。（以下同様）

4. 事業報酬率

○ 新省令等に基づき、一般送配電事業等に係る事業報酬率を算定した結果、1.9%（現行：2.9%）となり、これにより事業報酬が92億円（対現行：▲49億円、▲0.18円/kWh）となりました。



※1 公社債利回り0.86% + 電力リスクプレミアム0.31%
[H22~H26年度平均] [H18~H22年度平均(震災前5年)]

※2

	ウェイト	H19	H20	H21	H22	H23	H24	H25	平均
公社債利回り	59%	1.69	1.55	1.41	1.18	1.08	0.81	0.70	—
自己資本利益率	41% (β値*)	8.44	4.70	4.77	6.95	5.88	6.95	9.35	—
自己資本報酬率		4.46	2.84	2.79	3.55	3.05	3.33	4.25	3.47

β値
0.94→0.41

* 株式市場におけるリスクを示す指標（平均株価が1単位変動するときの電力株の変動感応度）

5. 調整力コスト

○ 制度設計WGにおける議論や新省令等に基づき、一般送配電事業に必要な調整力を確保するためのコストとして、周波数制御※1・需給バランス調整※2およびブラックスタート※3に係る費用を発電費から特定し、託送料金原価に算入しました。（対現行：+33億円、+0.12円/kWh）

- ※1 瞬時の需給変動に伴う周波数変動に対する調整力を確保し、周波数を一定範囲に制御すること
- ※2 電源トラブルや需要の増減に応じて発電機の出力量調整を行うこと
- ※3 広域的な停電発生時に外部電源を必要とせず発電を開始すること

【調整力コストの託送原価への織込み】

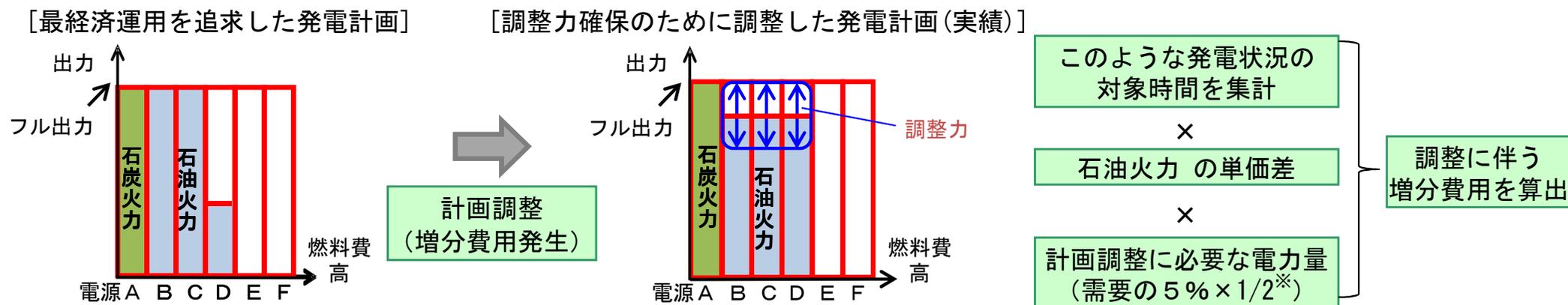
		前回	今回
周波数制御・需給バランス調整		<ul style="list-style-type: none"> ・周波数調整機能を有する水力・火力設備の固定費×出力調整幅相当（最大需要の5%） 	<ul style="list-style-type: none"> ・周波数調整機能等を有する水力・火力設備の固定費×出力調整幅・予備力相当（最大需要の7%※） ・調整力の供出を求めることで生じる発電計画の調整による部分負荷運転に伴う増分費用（燃料費）
その他	潮流調整	織込みなし	・過去3ヵ年（H24～H26）に実績がなかったため、織り込まない
	電圧調整	織込みなし	・過去3ヵ年（H24～H26）に実績がなかったため、織り込まない
	系統保安ポンプアップ	織込みなし	・過去3ヵ年（H24～H26）に実績がなかったため、織り込まない
	ブラックスタート	織込みなし	・ブラックスタートにかかる設備の減価償却費、事業報酬

※ 従来の周波数調整に加え、発電機の計画外停止などの偶発的変動に応じるものも含め、年間計画段階で確保することが必要な出力調整幅・予備力相当。

【参考】部分負荷運転に伴う増分費用の考え方（1）

- 部分負荷運転に伴う増分費用については、調整力を確保するために発電計画の調整を行ったと見られる時間を電源種別毎（石油火力高値平均⇔石油火力安値平均など）に積み上げ、その各時間に調整を行った電力量に、燃種間の単価差を乗じて算定しております。

【部分負荷運転に伴う増分費用算出のイメージ：石油火力高値平均⇔石油火力安値平均の例】



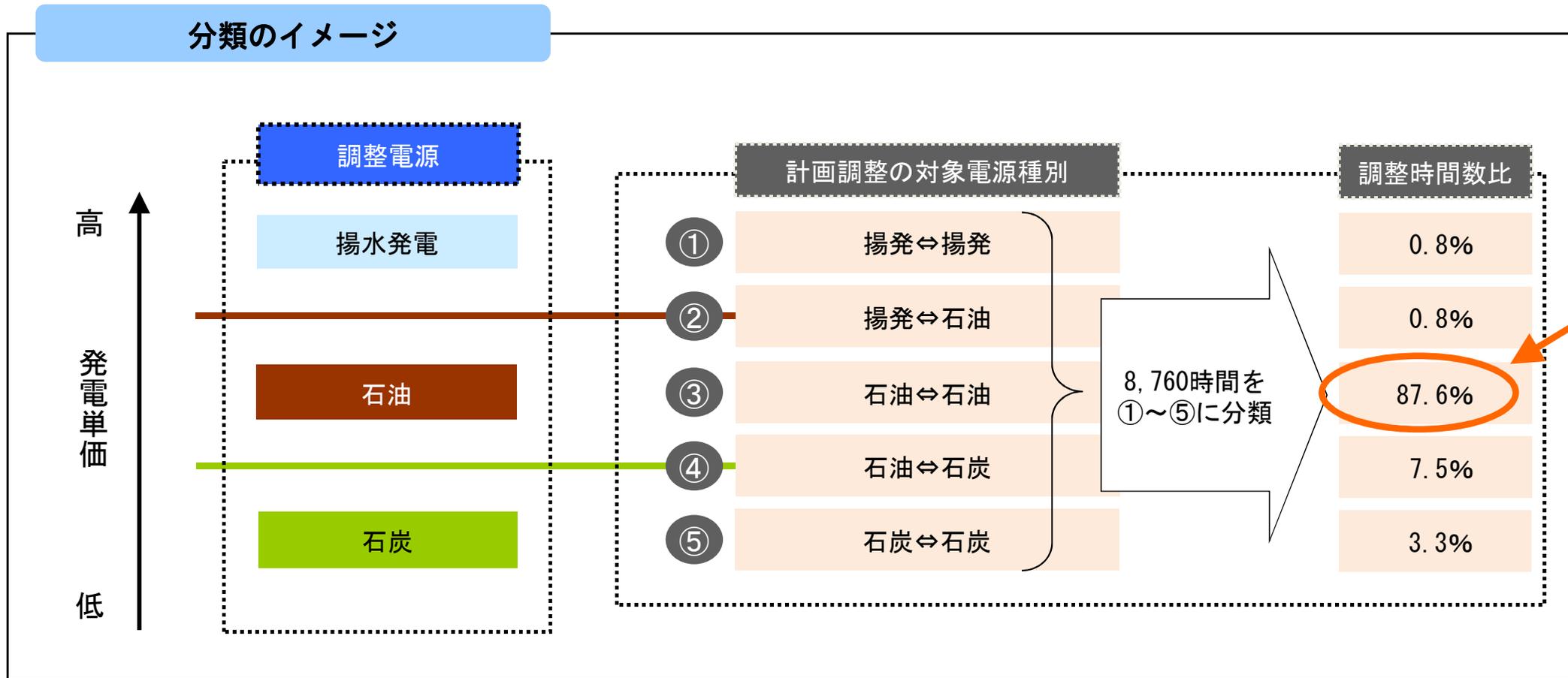
※ 計画調整に必要な電力量の考え方

- 一般電気事業者は、エリアの安定供給を担うため、日々の各断面において、周波数制御等への対応として需要の5%以上の調整力を確保するように努めてきております。

ライセンス制導入以降、この調整力の確保義務は一般送配電事業者が担うことから、各断面において一般送配電事業者が、需要の5%以上の調整力を確保することが必要と考えており、これを確保できるように発電計画の調整を行うこととなります。

- 一方、実運用では、小売事業者が自社需給（同時同量）のために調整を行うケースもあることから、今回の託送料金申請においては、これを一定評価し、計画調整に必要な電力量のうち、一般送配電事業者が担う部分を1/2に設定しました。

○ 年間（8,760時間）の需給状況に応じて発電計画の調整対象となる電源種別については、以下の通り分類しました。



(注) LNG（コンバインド・従来型）については、年間調達量36万トン（基本契約数量）を最大容量8万トンのタンク1基で計画的な消費・運用につとめていることから、分類の対象外としました。

6. 調整コストの原価織込額

○ 今回申請した託送料金原価における、調整コストの織込額については、以下の通りです。

【調整コストの託送料金原価への織込み】

(単位：億円, 円/kWh)

	前回 [1]	今回 [2]	影響	
			原価 [2] - [1]	単価
周波数制御・需給バランス調整				
固定費	35	47	12	0.04
部分負荷運転に伴う増分費用 (燃料費)	—	19	19	0.07
その他				
潮流調整、電圧調整、系統保安ソフトアップ	—	—	—	—
ブラックスタート	—	0	0	0.00
計	35	67	31 (33)	0.11 (0.12)

※ ()内は、事業報酬率の減少影響 (2.9%→1.9%) を除く、調整コストの見直しによる影響。

7. 水変・火変分離

- 水力・火力発電所構内にある送配電機能を有する設備のうち、発電の有無に関係なく託送供給に必要な設備（直配設備※等）を送配電設備に整理し、当該設備に係る費用（減価償却費・事業報酬）を託送料金原価に算入しました。（対現行：+4億円、+0.02円/kWh）

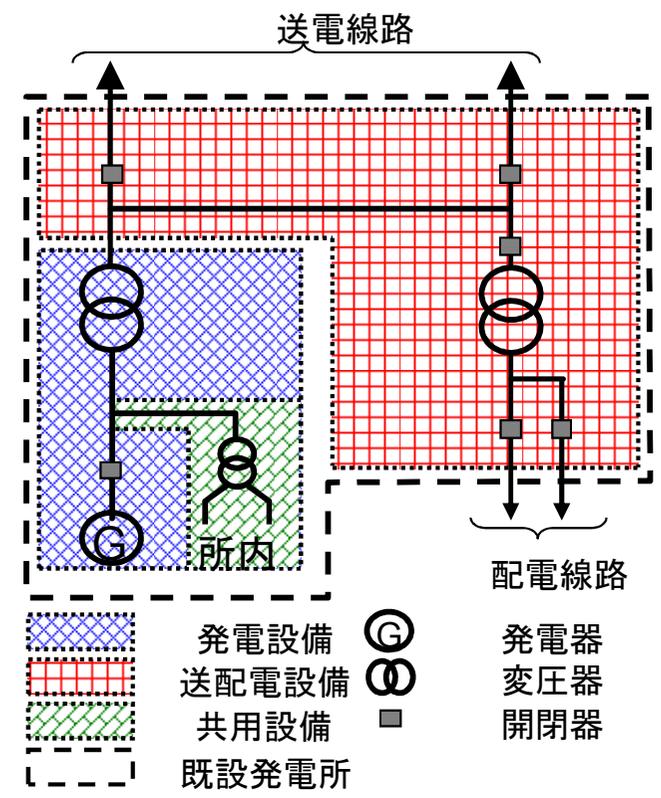
※需要家に対して、発電所から変電所を介さず配電線路を用いて直接供給するための設備

- 該当設備が存在する発電所は、水力発電所：36箇所、火力発電所：3箇所となります。

【水変・火変分離の基本的な考え方】

- 改正電気事業法において、一般送配電事業は「自らが維持し、及び運用する送電用及び配電用の電気工作物によりその供給区域において託送供給及び発電量調整供給を行う事業」と定義されています。
- これを踏まえ、発電所にある送配電機能を有する設備については、発電の有無に関係なく、託送供給に必要な設備は送配電設備に区分することを料金原価上の資産区分整理の基本的な考え方としています。

（水力発電所の例）



※所内回路等、発電・送配電双方の用途で使用している共用設備については、建設費比で発電・送配電に按分しております。

○ 配電部門と営業部門が一体となっていて行っているお客さま対応業務等について、下記の区分のとおり、現行、NW（需要家費）、小売（一般販売費）に整理されている原価を、業務量比率等によりNWと小売に再整理し、NWに係るものを託送料金原価に算入しました。（対現行：▲17億円、▲0.06円/kWh）

契約受付	申込受付・審査・登録	
現場出向・調査	現場出向・竣工調査	契約調査
契約管理	廃止中管理	契約是正
停電周知	停電周知	公衆事故防止
電話受付	コールセンター	
検針	指示数確認	検針票投函
集金	請求・収納・督促	停止
調定	電気料金計算	



NW契約 受付相当	小売契約 受付相当	(0.06円/kWh)
現場出向・竣工調査	契約調査	夜蓄機器調査 (▲0.00円/kWh)
廃止中管理	契約是正	NW契約相当 (0.00円/kWh)
停電周知	公衆事故防止	(0.01円/kWh)
作業等	引越し等	料金等
指示数確認	検針票投函	(▲0.00円/kWh)
停止	請求・収納・督促	(▲0.12円/kWh)
電気料金計算		(▲0.01円/kWh)

NW 小売

※()内は再整理による単価影響を示す。

9. 発電機車に係る費用の振替

○ 配電線工事等に利用している発電機車に係る費用について、従来、内燃力（火力）発電費に整理していましたが、費用の発生事由に鑑み、配電費に振替を行い、託送料金原価に算入しました。（対現行：+1億円、+0.01円/kWh）



（単位：台，千kW）

	原価算定期間中の 発電機車配備状況	
	台数	出力
高圧	22	5.28
低圧	48	2.88
計	70	8.16

（単位：百万円）

	原価振替額 (火力→配電)
減価償却費	51
賃借料	78
固定資産税	5
電気事業報酬	6
計	140 (0.01円/kWh)

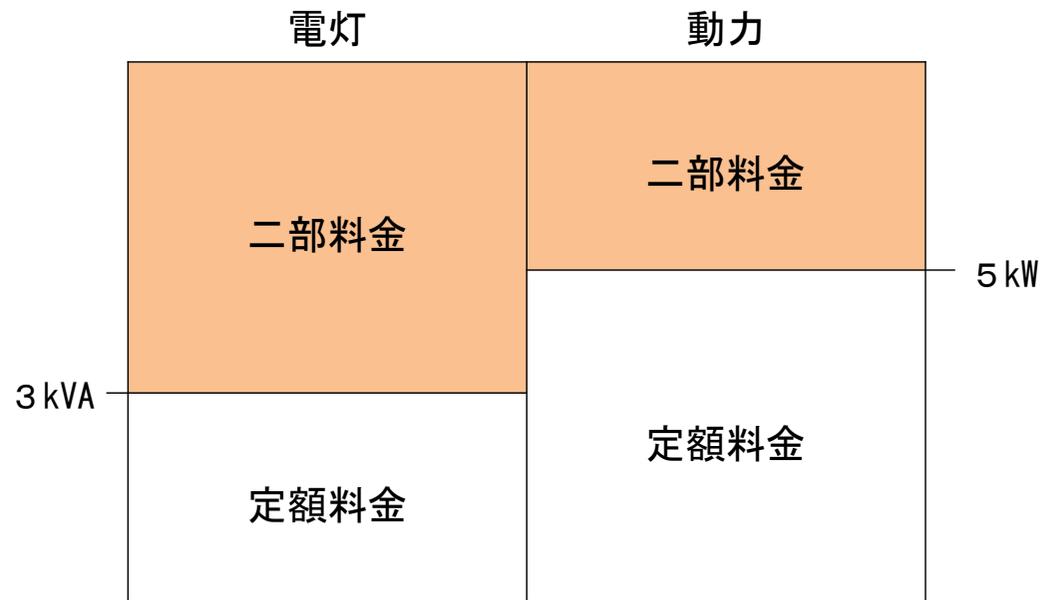


10. 低圧託送料金メニューの構成と料金制

- 低圧託送メニューについては、制度設計WGの議論を踏まえ、電灯・動力のメニュー区分の設定や二部料金制（小規模需要家向けに定額制とする場合を除く）を採用しました。
- また、スマートメーター導入を踏まえ、電気の使用実態をより適切に契約電力に反映できる実量契約を設定しました。なお、契約主開閉器の容量に基づき契約電力を決定する主開閉器契約の選択も可能としました。

<接続送電サービス>

<臨時接続送電サービス>



※6kW (kVA) までは一律の基本料金 (ブロック料金)

11. メニュー別料金レート（1）

■電灯（接続送電サービス料金）

（単位：円）

契約種別		単位	新単価(税込)
電灯定額 接続送電 サービス	電灯 料金	10Wまで	1 灯 35.32
		10Wをこえ20Wまで	1 灯 70.64
		20Wをこえ40Wまで	1 灯 141.27
		40Wをこえ60Wまで	1 灯 211.92
		60Wをこえ100Wまで	1 灯 353.19
		100Wをこえる50Wまでごとに	1 灯 176.60
	小型 機器 料金	50VAまで	1機器 105.49
		50VAをこえ100VAまで	1機器 210.99
		100VAをこえる50VAまでごとに	1機器 105.49
	電灯標準 接続送電 サービス	基本 料金	実量 契約
主開閉器 契約			最初の6kVAまで 1契約 172.80 6kVAをこえる1kVAにつき 1 kVA 59.40
電力量料金		1 kWh 8.70	
電灯時間帯別 接続送電 サービス		基本 料金	実量 契約
	主開閉器 契約		最初の6kVAまで 1契約 172.80 6kVAをこえる1kVAにつき 1 kVA 59.40
	電力量料金		昼間 1 kWh 10.01 夜間 1 kWh 7.31
	電灯従量接続送電サービス		1 kWh 12.16

※ 実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

11. メニュー別料金レート（2）

■ 動力（接続送電サービス料金）（単位：円）

契約種別		単位	新単価(税込)
動力標準 接続送電サービス	基本料金	実量契約	1 kW 453.60
		主開閉器契約	1 kW 372.60
	電力量料金		1 kWh 6.16
動力時間帯別 接続送電サービス	基本料金	実量契約	1 kW 453.60
		主開閉器契約	1 kW 372.60
	電力量料金	昼間	1 kWh 7.06
		夜間	1 kWh 5.21
動力従量接続送電サービス		1 kWh 13.60	

■ 電灯・動力（臨時接続送電サービス料金）（単位：円）

契約種別		単位	新単価(税込)
電灯臨時定額 接続送電サービス	50VAまで	1 日	3.13
	50VAをこえ100VAまで		6.26
	100VAをこえ500VAまでの場合100VAまでごとに		6.26
	500VAをこえ1kVAまで		62.62
	1kVAをこえ3kVAまでの場合1kVAまでごとに		62.62
電灯臨時 接続送電サービス	基本料金	1 kVA	電灯標準接続送電サービス(主開閉器契約)の料金率を10%割り増ししたもの
	電力量料金	1 kWh	
動力臨時定額接続送電サービス		1 kW 1 日	93.37
動力臨時 接続送電サービス	基本料金	1 kW	動力標準接続送電サービス(主開閉器契約)の料金率を20%割り増ししたもの
	電力量料金	1 kWh	

※ 実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

■高圧・特別高圧（接続送電サービス料金）

（単位：円）

契約種別			単位	料金単価（税込）		
				新単価	現行単価	
高圧	高圧標準 接続送電サービス	基本料金	1 kW	594.00	594.00	
		電力量料金	1 kWh	2.34	2.32	
	高圧時間帯別 接続送電サービス	基本料金	1 kW	594.00	594.00	
		電力量料金	昼間	1 kWh	2.62	2.61
			夜間	1 kWh	2.03	2.02
	高圧従量接続送電サービス			1 kWh	12.09	12.06
ピークシフト割引			1 kW	▲446.04	▲446.04	
特別高圧	特別高圧標準 接続送電サービス	基本料金	1 kW	529.20	491.40	
		電力量料金	1 kWh	0.95	0.93	
	特別高圧時間帯別 接続送電サービス	基本料金	1 kW	529.20	491.40	
		電力量料金	昼間	1 kWh	1.02	0.98
			夜間	1 kWh	0.89	0.85
	特別高圧従量接続送電サービス			1 kWh	9.62	8.99
ピークシフト割引			1 kW	▲397.44	▲368.28	

※ 実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

11. メニュー別料金レート（4）

■ 高圧・特別高圧（臨時接続送電サービス料金）

（単位：円）

契約種別		単位	料金単価（税込）	
			新単価	現行単価
高圧	基本料金	1 kW	同右	高圧標準接続送電サービスの料金率を20%割り増ししたもの
	電力量料金	1 kWh		
特別高圧	基本料金	1 kW	同右	特別高圧標準接続送電サービスの料金率を20%割り増ししたもの
	電力量料金	1 kWh		

■ 高圧・特別高圧（予備送電サービス料金）

（単位：円）

契約種別		単位	料金単価（税込）	
			新単価	現行単価
高圧	予備送電サービスA	1 kW	59.40	65.88
	予備送電サービスB	1 kW	85.32	89.64
特別高圧	予備送電サービスA	1 kW	81.00	78.84
	予備送電サービスB	1 kW	135.00	132.84

※ 実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

(単位：円/月)

	使用量	電気料金	託送料金相当額
従量電灯 A	300kWh	7,773 (474)	2,820
従量電灯 B (契約容量：15kVA)	1,500kWh	43,751 (2,370)	13,611
時間帯別電灯 (契約容量：6kVA、マイコン容量：2kVA)	530kWh	12,568 (837)	4,649
スマートeプラン〔タイプL〕 (契約容量：6kVA、マイコン容量：2kVA)	490kWh	11,713 (774)	4,329
スマートeプラン〔タイプH〕 (契約容量：6kVA、マイコン容量：2kVA)	630kWh	15,278 (995)	5,523
低圧電力 (契約電力：8kW、力率：90%)	440kWh	15,390 (695)	5,432

※上記のモデルは、1年間のご使用形態（夏季、その他季、昼間、夜間別）を契約種別ごとに想定し、1ヶ月あたりに平均化したものです。

※電気料金には、燃料費調整額を含めておらず、平成27年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（再掲）を含めており、口座振替割引を適用しています。

※電気料金および託送料金相当額には、消費税等相当額を含みます。

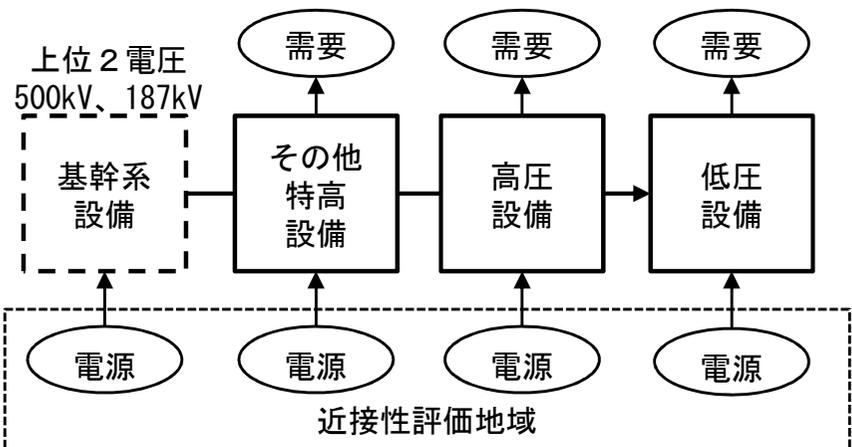
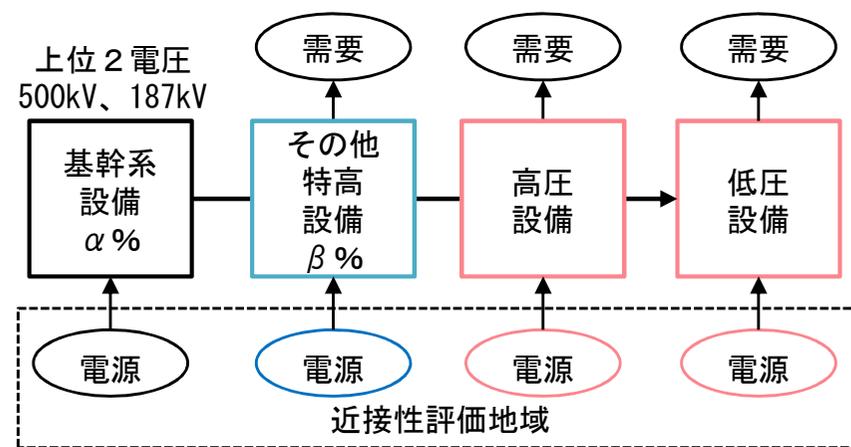
※使用量の内訳は以下のとおりです。

- ・時間帯別電灯：昼間時間300kWh、夜間時間230kWh
- ・スマートeプラン〔タイプL〕：昼間114kWh、朝夕171kWh、夜間205kWh
- ・スマートeプラン〔タイプH〕：平日昼間夏季25kWh、平日昼間他季75kWh、朝夕125kWh、休日昼間150kWh、夜間255kWh

※託送料金相当額は、上記の使用量内訳等を基に算定しています。

12. 需要地近接性評価割引制度の見直し（1）

- 現行の割引制度では、一定の地域で発電された電気を対象に、当該発電によって一般電気事業者が発電した電気に係るロスの低減を評価して割引を行っています。
- 今回の見直しでは、需要地近接電源の潮流改善効果として、基幹系統の設備投資抑制およびロス低減に係る評価を行い、割引単価を設定するとともに、低圧連系の電源にも適用を拡大しました。

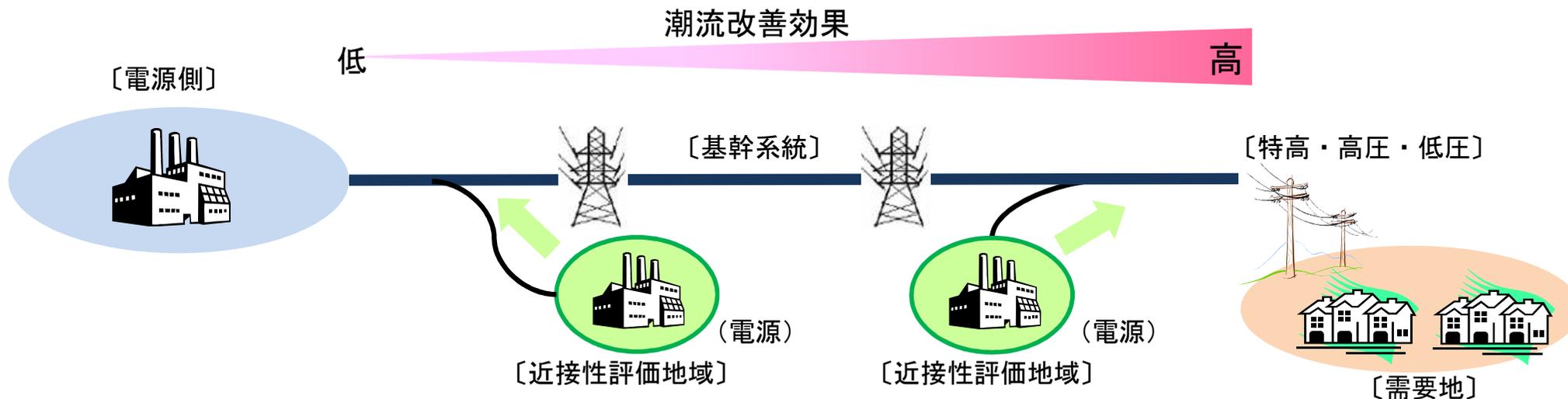
投資抑制に係る評価	ロスに係る評価
<ul style="list-style-type: none"> ・ 評価地域の電源に係る電気を受電し、接続供給を利用することにより、<u>基幹系統に係る設備投資が抑制され得ることを評価して、減価償却費等を割り引きます。</u>  <ul style="list-style-type: none"> ・ 基幹系統以外に連系する電源 → 基幹系統に係る減価償却費等をkW価値で補正し割引 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 評価地域の電源に係る電気を受電し、接続供給を利用することにより、<u>基幹系統を通じてお客さまに電気を届けるまでの追加的に発電を求めているロス分について不要とみなし、上位系統のロス分に係る電氣的価値を割り引きます。</u>  <ul style="list-style-type: none"> ・ 特別高圧電源 → $\alpha\%$のロス率を割引 (基幹系統に接続している電源を除く) ・ 高圧・低圧電源 → $(\alpha + \beta)\%$のロス率を割引

※近接性評価割引は、潮流改善効果を評価した割引単価を設定することで、小売電気事業者に対して近接性評価地域に立地する電源からの調達を促すものと考えております。従いまして、転売を通じた調達や取引所取引のうち匿名取引については、上記の制度の趣旨にそぐわないことから、近接性評価割引の適用対象外としております。

12. 需要地近接性評価割引制度の見直し（2）

- なお、基幹系統へ連系する場合においても、一定の潮流改善効果があると考えられるものの、
 - ・ 系統側、電源側ともに規模が大きいため、その効果は連系の場所や出力によって大きく異なる
 - ・ 一方で、下位電圧への連系に比べると、潮流改善効果は一般的に低い
 と考えられることから、簡明性も考慮し、基幹系連系の割引単価は、特高連系の場合の1/2としました。
- 以上を踏まえた、新しい近接性評価割引単価は、下表の通りです。

【基幹系に連系する電源の潮流改善効果イメージ】



■ 近接性評価割引単価

	新単価 (税抜)	新単価 (税込)	<参考> 現行単価 (税込)
基幹系電源	▲0.22円/kWh	▲0.24円/kWh	特高・高圧 ▲0.03円/kWh
特高電源	▲0.43円/kWh	▲0.46円/kWh	
高圧・低圧電源	▲0.51円/kWh	▲0.55円/kWh	

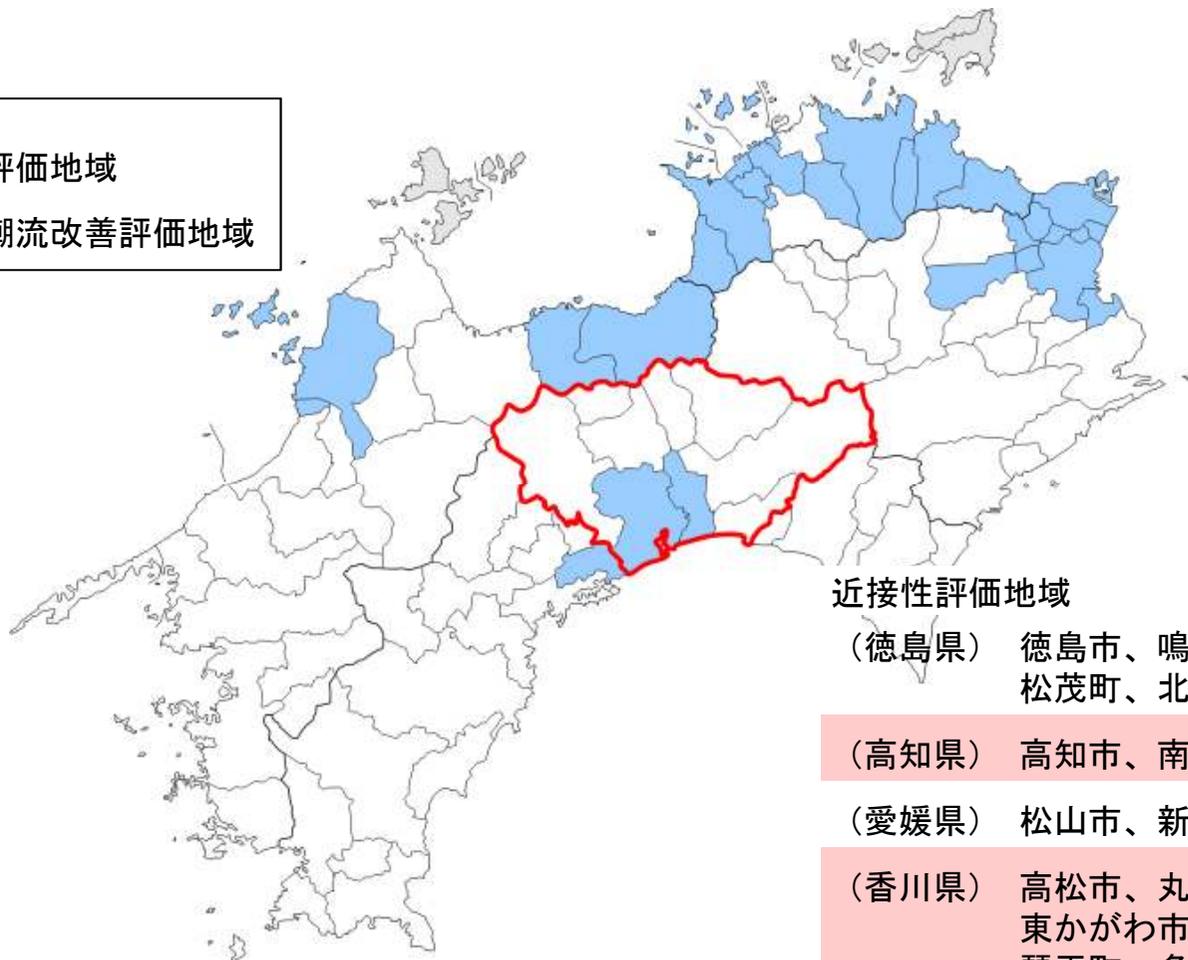
※ 実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

12. 需要地近接性評価割引制度の見直し（3）

- 以下の考え方にに基づき、割引対象地域を見直しました。
 - ① 市町村単位で需要量と発電量（H26年度実績）を比較し「需要量>発電量」となる地域であること
 - ② 市町村単位の需要密度（需要量／面積）が「当該市町村の需要密度>当社供給区域の需要密度」となる地域であること
 - ③ ①と②のいずれの条件も満たす市町村から、電源連系によってネットワーク設備の増強工事が必要になる等、需要地近接性評価割引の趣旨にそぐわない地域を含む市町村を除外

凡例

- 近接性評価地域
- 現行の潮流改善評価地域



近接性評価地域

(徳島県) 徳島市、鳴門市、小松島市、吉野川市、石井町、松茂町、北島町、藍住町、板野町、上板町

(高知県) 高知市、南国市、土佐市

(愛媛県) 松山市、新居浜市、四国中央市、松前町

(香川県) 高松市、丸亀市、善通寺市、観音寺市、さぬき市、東かがわ市、三豊市、三木町、宇多津町、綾川町、琴平町、多度津町