

託送供給等約款の認可申請について

平成 2 7 年 9 月

関西電力株式会社

託送供給等約款の認可申請について

- n 電力システム改革の第2段階として、小売参入の全面自由化を行うとともに、安定供給を確保するための措置、および需要家保護を図るための措置等を実施するため、電気事業法の一部が改正されます。
- n これに併せ、当社は、平成27年7月31日に、改正電気事業法附則第9条第1項の規定に従い、同法18条第1項に規定された「託送供給等約款」の設定に係る認可申請を経済産業大臣に行いました。

項目	内容
1. 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範囲の対象となることから、新たに低圧供給向け託送料金を設定しました。
2. 高圧・特別高圧供給向けも含めた託送料金の見直し	託送料金原価における事業報酬率を引き下げる一方、電気の周波数維持や需給バランスの調整に係る費用を追加するなど、高圧・特別高圧供給向けも含めた託送料金の見直しを行いました。
3. 近接性評価割引制度の見直し	電気の潮流状況が改善される近接性評価地域に設置した発電設備を利用する場合には託送料金を割り引く制度を設定していますが、割引の対象地域と料金の見直しを行いました。
4. インバランス制度の見直し	インバランス料金を卸電力取引所における市場価格に連動させるなどの見直しを行いました。

⇒ 1～4について、次頁以降でご説明します。

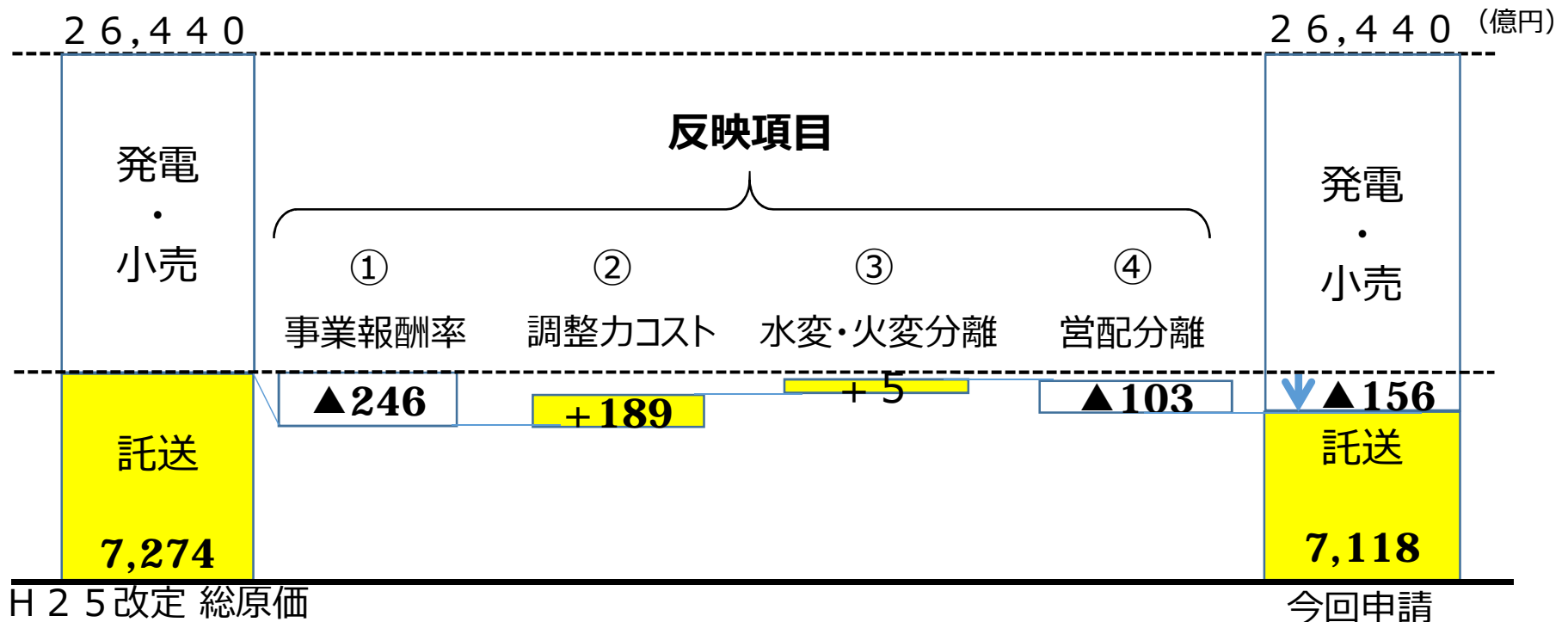
託送料金原価について

n 当社は、東日本大震災以降、原価の洗い替えを伴う供給約款料金の認可を受けており、現在の料金原価の適正性が確認されていることから、第7回制度設計ワーキングでの整理のとおり、現在の料金原価をもとに、新たな省令※等に基づき、託送料金原価を特定しました。

n なお、ライセンス制の導入等を踏まえ、以下4つの項目を反映しております。

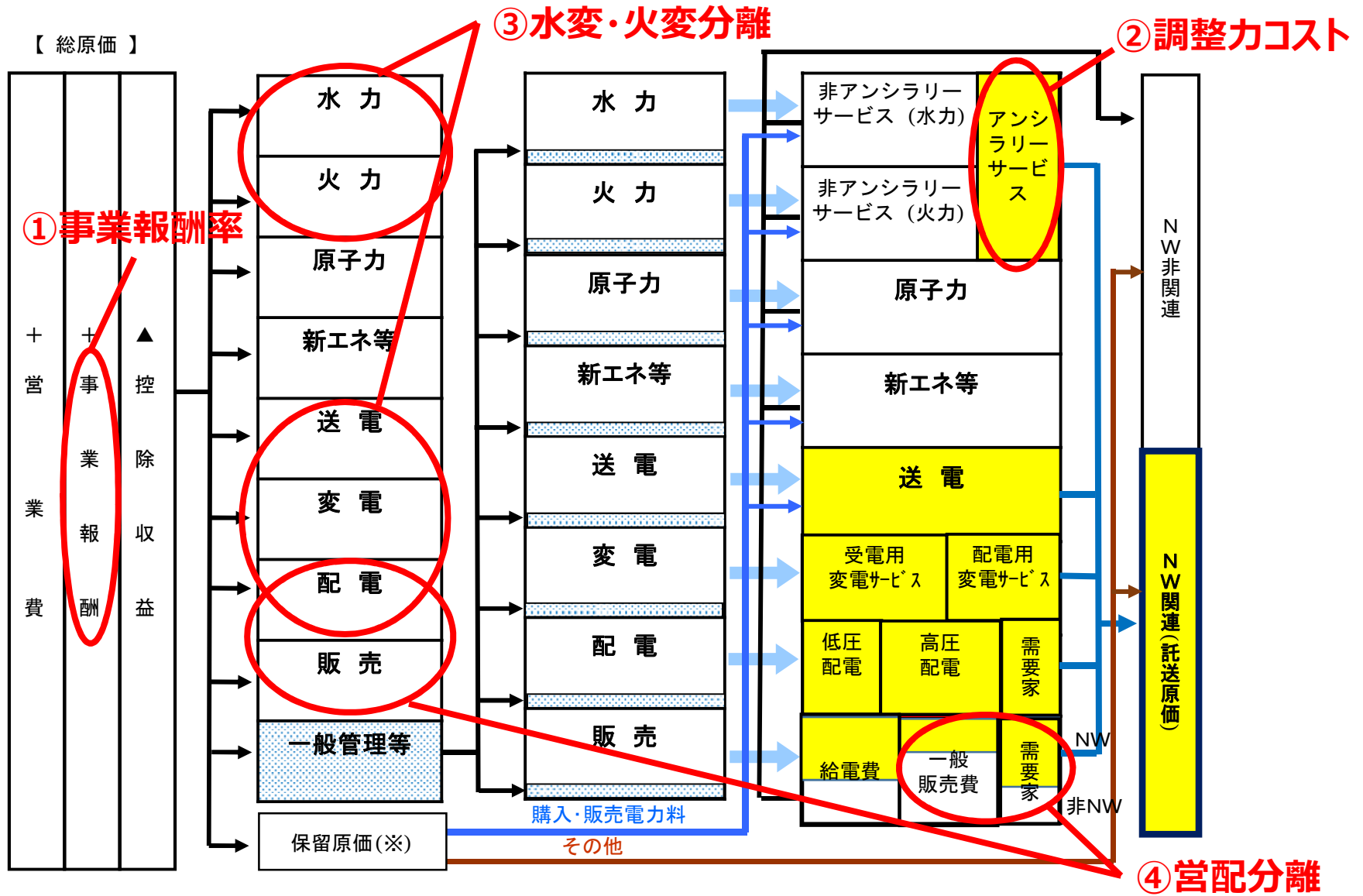
- ① 送配電部門に係る事業報酬率の見直し
- ② 周波数制御等、需給調整に係る調整力コストの範囲の見直し
- ③ 水力・火力発電所における送配電事業に必要な設備の再整理（水変・火変分離）
- ④ 送配電部門と小売部門が一体で行っている業務を再整理（営配分離）

※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



※四捨五入の関係で、合計等が一致しないことがあります（以降の頁も同様）。

(参考) 託送料金原価の特定フロー (イメージ)



※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

申請した託送料金について

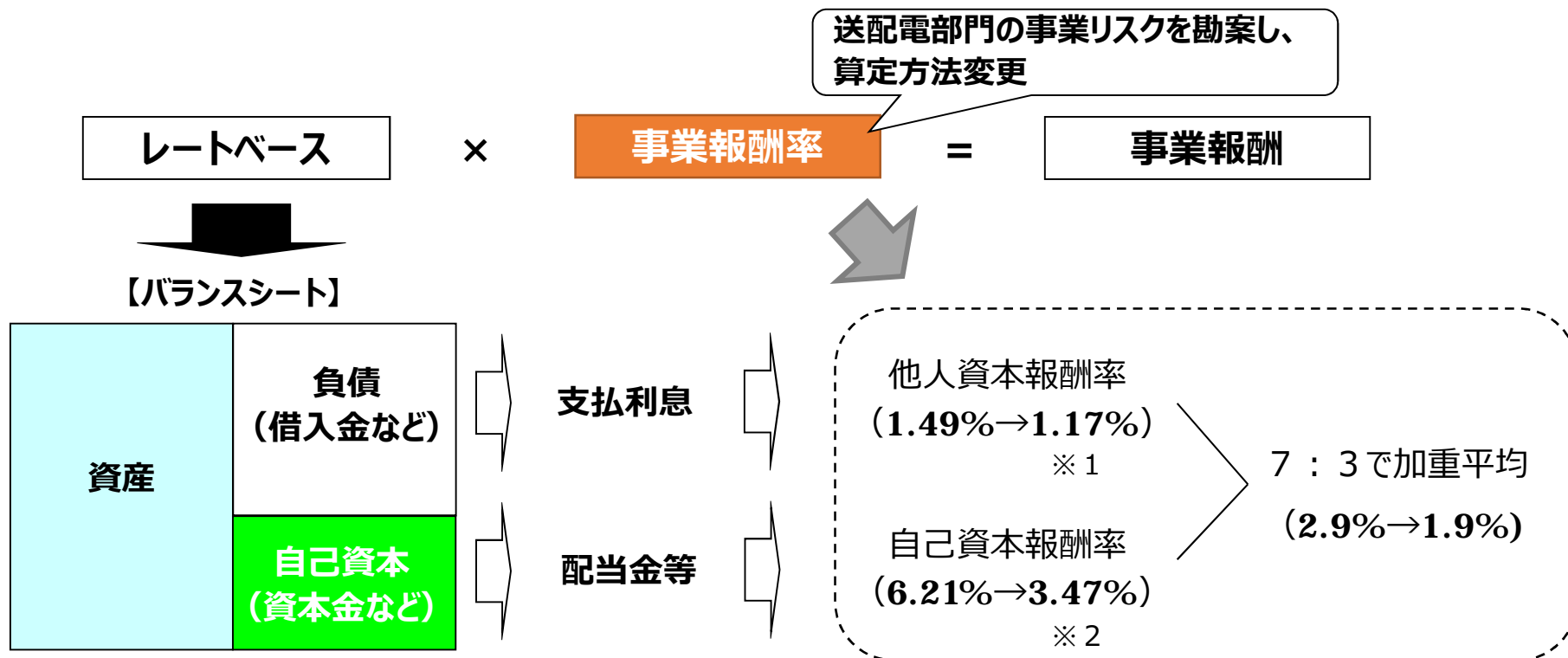
n 新たな省令等に基づき、託送料金原価における事業報酬率を引き下げ一方、電気の周波数維持や需給バランスの調整に係る費用を追加することなどにより、託送料金原価を見直した結果、特別高圧・高圧供給向けの平均単価は、それぞれ1 kWhあたり**2.05円**、**4.05円**となり、新たに設定する低圧供給向けの平均単価は、**7.86円**となりました。

		特別高圧		高 圧		低 圧		合 計	
		原 価 (億円)	単 価 (円/kWh)	原 価 (億円)	単 価 (円/kWh)	原 価 (億円)	単 価 (円/kWh)	原 価 (億円)	単 価 (円/kWh)
現行託送料金原価		950	2.00	1,930	4.08	4,394	8.18	7,274	4.89
反映項目	①事業報酬率	▲33	▲0.07	▲74	▲0.16	▲139	▲0.26	▲246	▲0.17
	②調整力コスト	55	0.11	61	0.13	73	0.14	189	0.13
	③水変・火変分離	1	0.00	2	0.00	2	0.00	5	0.00
	④営配分離	0	0.00	1	0.00	▲105	▲0.19	▲103	▲0.07
	合 計	23	0.05	▲10	▲0.02	▲169	▲0.31	▲156	▲0.10
申請託送料金原価		973	2.05	1,920	4.05	4,225	7.86	7,118	4.79
流通対応需要		475億kWh		474億kWh		537億kWh		1,486億kWh	

※低圧託送単価について、現行の託送単価および各反映項目の影響額には、低圧配電費等を含んだ試算値となります。

① 事業報酬率

- 新たな省令等に基づき、一般送配電事業等に係る事業報酬率を再算定した結果、現行の**2.9%**から**1.9%**に変更し、今回再算定した託送料金原価に反映しました。
- 算定した結果、託送料金原価に与える影響額については、**▲246億円**（**▲0.17円/kWh**）となります。



※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
0.91→0.41

② 調整力コスト

■ 電力システム改革の議論や新たな省令等に基づき、一般送配電事業に必要な調整力コストとして、周波数制御・需給バランス調整およびブラックスタートに係る費用を発電費から特定し、託送料金原価に反映しました。

【一般送配電事業者が発電事業者から機能の提供を受ける業務】

	業務
周波数制御・ 需給バランス調整	<ul style="list-style-type: none"> 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 電源トラブルや需要増加（減少）に応じた発電機出力調整
その他	<ul style="list-style-type: none"> 管轄エリアの信頼度を維持するために行う業務 潮流調整、電圧調整、系統保安ポンプ、ブラックスタート

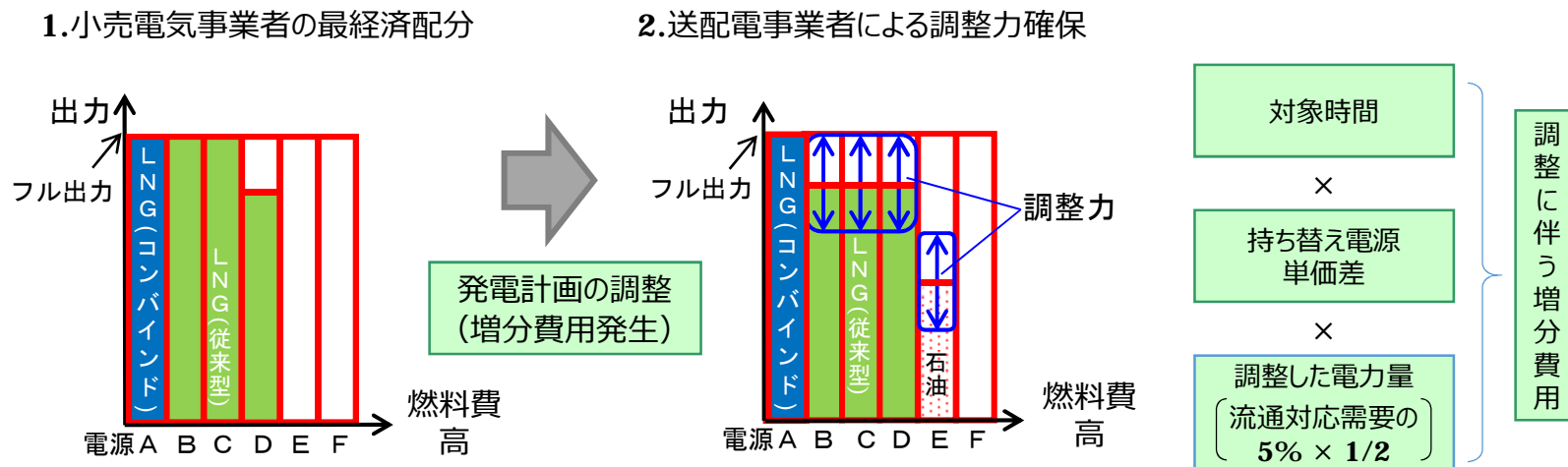
【調整力コストの託送料金原価への織込み】

	現行の託送料金原価の整理	今回申請した託送料金原価の整理	
周波数制御・ 需給バランス調整	<ul style="list-style-type: none"> 周波数調整機能等を有する水力・火力設備の固定費×出力調整幅相当（最大3日平均電力の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×出力調整幅相当（最大3日平均電力の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等に伴う増分費用（燃料費） ⇒ 次頁にてご説明 	
その他	潮流調整	織込みなし	・今回、持ち替え電源の特定が困難であったため、織り込まず。
	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、織り込まず。
	系統保安ポンプ	織込みなし	・過去3ヵ年（H24～H26）に実績がなかったため、織り込まず。
	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

② 部分負荷運転等に伴う増分費用の考え方

- 部分負荷運転等に伴う増分費用は、周波数制御等に必要となる調整力（当日断面で5%の運転予備力）を確保するために、小売電気事業者が計画する最経済電力量配分に対して、送配電事業者が計画調整を行う対象となる電源種別毎に対象時間を集計（次頁）し、調整した電力量と持ち替え電源の燃種間の単価差を乗じて算定しております。
- 算定した結果、託送料金原価に与える影響額については、+126億円（+0.08円/kWh）となります。

<送配電事業者による調整力確保のイメージ（石油⇔LNG（従来型）の場合）>



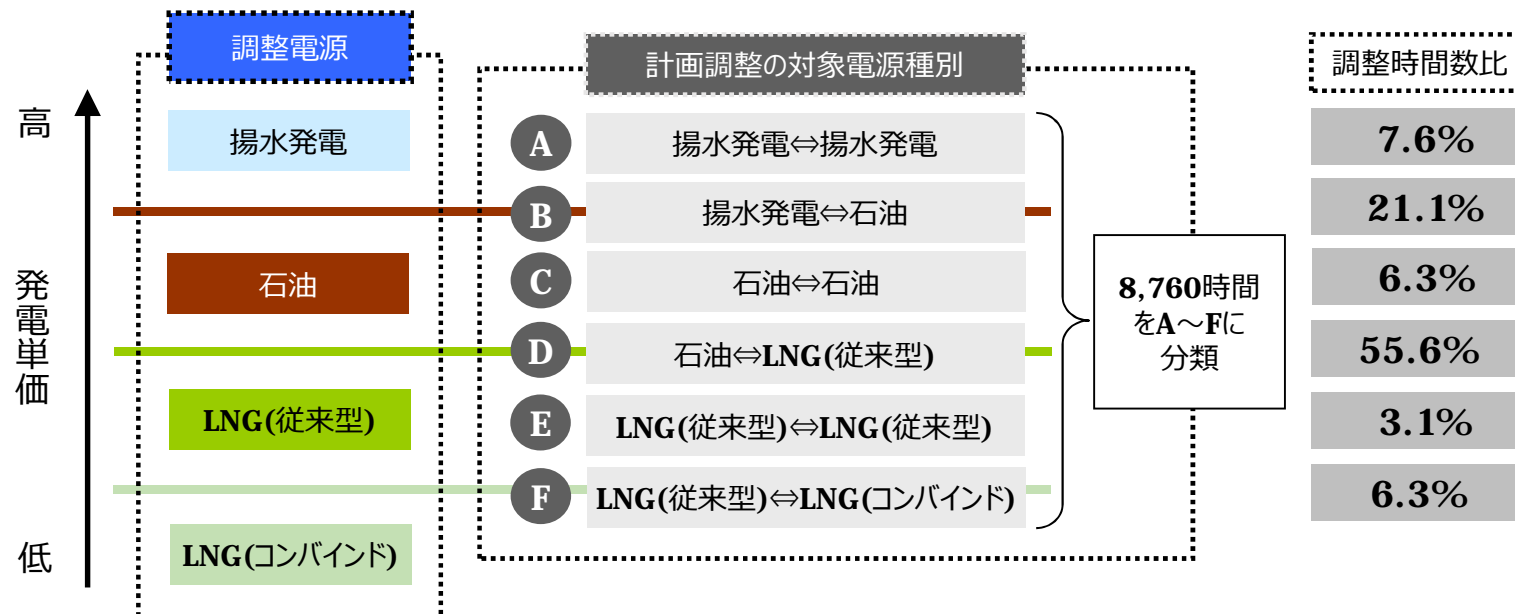
調整した電力量は、送配電事業者が周波数制御等を行うために、周波数変動に対応するためのLFC調整力を含む、需要誤差や電源脱落に対応するための調整力5%を当日断面で確保するにあたり、小売電気事業者の最経済配分による発電計画を調整したものであり、実績を踏まえ、上記の計算方式（流通対応需要の $5\% \times 1/2$ ）を適用しています。

② 計画調整を行う電源種別毎の対象時間

8

■ 発電実績に基づき、発電計画の調整対象となる電源種別（下記A～F）ごとに、計画調整の対象時間を判定しております。

【計画調整対象電源の分類】



② 調整力コストの託送料金原価への織込み

- 今回再算定した託送料金原価における、調整力コストの織込額については、以下のとおりです。
- 算定した結果、託送料金原価に与える影響額については、+179億円（+0.12円/kWh）となります。

【調整力コストの託送料金原価への織込み】

(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				
A 固定費	167	220	+53	+0.04
B 部分負荷運転等に伴う増分費用	—	126	+126	+0.08
その他				
C 潮流調整、電圧調整、系統保安ポンプ	—	—	—	—
D ブラックスタート	—	α	+α	α
計	167	346	+179※	+0.12

※託送料金原価に与える影響額については、事業報酬率の減少（前回：2.9%→今回：1.9%）影響等を加味すると、+189億円となります。

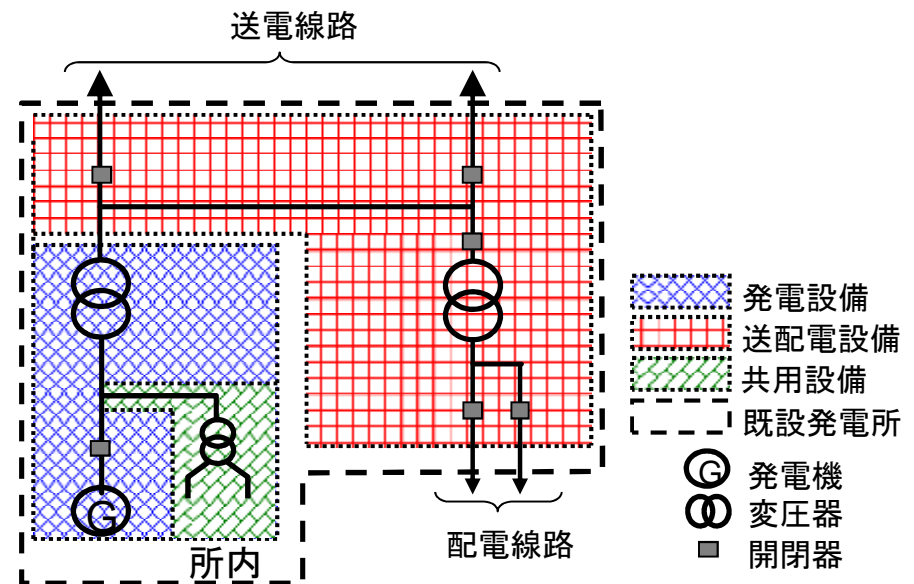
③ 発電・送配電の設備区分の見直し（水変・火変分離）

10

- 地域供給等を目的とした送配電機能を有する設備を付帯する発電所について、ライセンス制導入以降における送配電部門のより一層の公平性・中立性を確保する観点から、発電設備と送配電設備に区分しました。
- 具体的には、現在発電資産に整理されている発電所の設備のうち、発電所としての機能を無くした場合においても、地域供給等に必要となる設備を送配電設備に区分し、それに係る減価償却費・事業報酬を託送料金原価に反映しました。
- 算定した結果、託送料金原価に与える影響額については、+5億円（+0.00円/kWh）となります。

【水変・火変分離の基本的な考え方】

- Ⅰ 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」と定義されており、基本的には、一般送配電事業者が、託送供給に係る送配電用電気工作物を保有し、自ら維持・運用することが必要であると考えられます。
- Ⅱ これを踏まえ、発電所における託送供給に必要な設備を送配電設備として区分しました。



※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。

④ 送配電・小売の業務区分の見直し（営配分離）

11

- 送配電部門と小売部門が一体となっていて行っている業務について、業務ごとに送配電と小売の区分を見直した上で、業務量比率等により、送配電に係る費用を特定し、託送料金原価に反映しました。
- 算定した結果、託送料金原価に与える影響額については、▲103億円（▲0.07円/kWh）となります。

現行の託送料金原価の整理

契約受付	工程管理、工事受付、 結果通知・照査 等
現場出向・調査	屋内停電・漏電対応、 温水器調査 等
契約管理	廃止中使用調査、計器改修・ 契約是正、料金コンサル 等
停電周知	停電の周知、割引
電話受付	料金 関係 屋内停電・漏電、 引越し等の受付
検針	指示数確認 検針票投函
集金	収納・督促・停止
調定	電気料金計算
その他	サポート部門

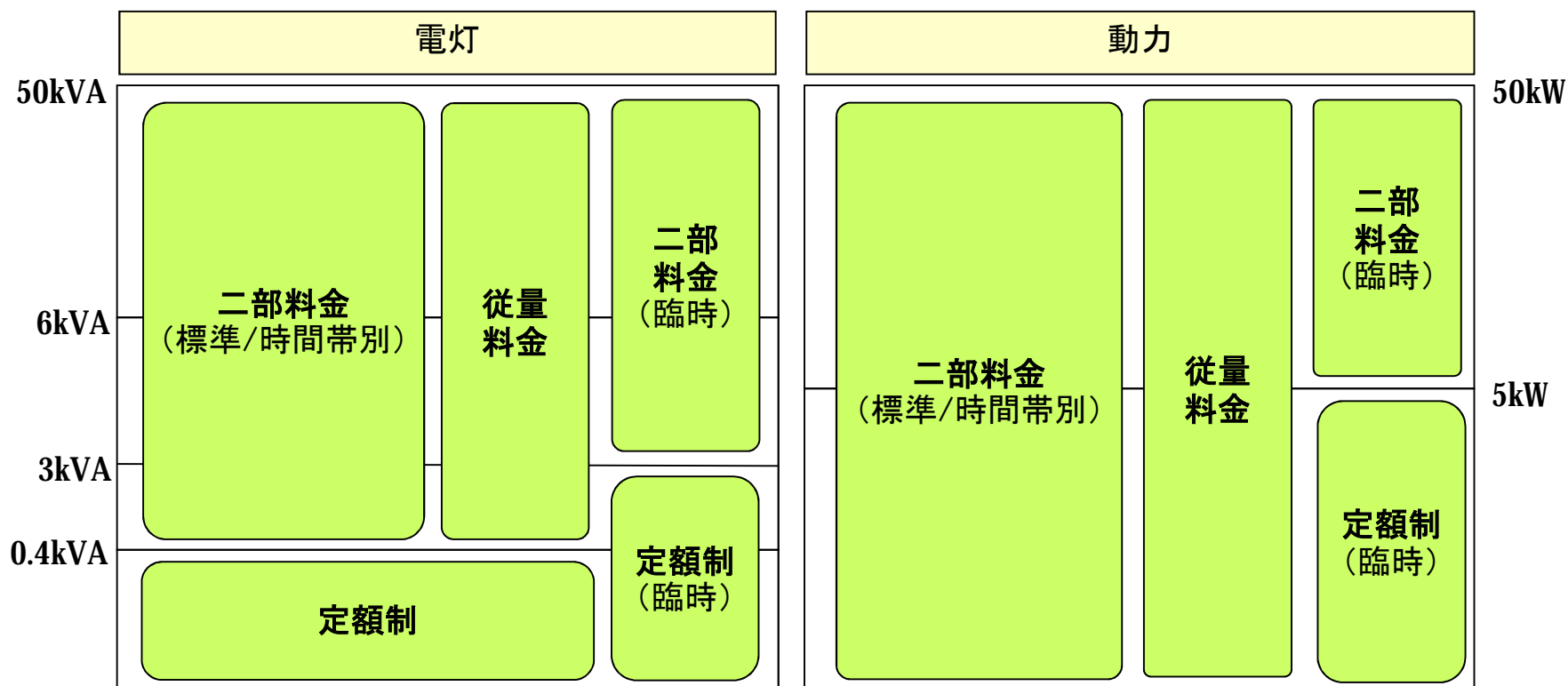
今回申請した託送料金原価の整理

工程管理	工程管理	工事受付、 結果通知・照査 等	温水器 調査	+0.03
		屋内停電・漏電対応 等		▲0.00
		廃止中 使用調査	料金コン サル等	+0.01
		計器改修・ 契約是正等		
		停電の周知、割引		+0.00
		屋内停電・ 漏電等	料金 収納等	+0.01
		引越し等		
		指示数確認	検針票 投函	▲0.02
		停止		
		収納・督促		▲0.11
		電気料金計算		▲0.01
		サポート部門		+0.02

凡例： 送配電 小売 (合計)▲0.07

低圧託送料金メニューの構成と料金制

- 小売全面自由化に伴い、低圧の託送料金を新たに設定しました。
- 低圧託送料金メニューについては、現行の供給約款料金との整合性を確保するとの基本的考え方を踏まえ、以下の表のとおり、設定しております。
- 低圧託送料金の料金制は、基本料金と電力量料金の二部料金制を原則としつつ、規模の小さい需要向けの定額制および自己託送向けの従量料金制を設定しております。
 ※なお、電灯 6 kW (kVA) までの基本料金は一律 (ブロック料金) で設定しております。
- 基本料金の課金に際し、スマートメーターの導入を踏まえ、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するとともに、契約主開閉器の容量に基づき契約容量または契約電力を決定する主開閉器契約の選択も可能としております。



新たに設定した低圧託送料金（1）

n 今回、新たに設定した低圧託送料金は次のとおりとなります。

○低圧 接続送電サービス料金

(単位：円)

			単 位	料 金 単 価		
				新単価 (消費税等相当額含む)	現行単価 (消費税等相当額含む)	
電灯定額 接続送電 サービス	電 灯 料 金	10Wまで		1 灯	32.68	—
		10Wをこえ20Wまで		1 灯	65.35	—
		20Wをこえ40Wまで		1 灯	130.71	—
		40Wをこえ60Wまで		1 灯	196.06	—
		60Wをこえ100Wまで		1 灯	326.76	—
		100Wをこえる100Wまでごとに		1 灯	326.76	—
	小型 機器 料金	50VAまで		1機器	97.60	—
		50VAをこえ100VAまで		1機器	195.20	—
		100VAをこえる100VAまでごとに		1機器	195.20	—
電灯標準 接続送電 サービス	基本 料金	実量 契約	最初の6kWまで	1送電サービス	210.60	—
			6kWをこえる1kWにつき	1 kW	70.20	—
		主開閉器 契約	最初の6kVAまで	1送電サービス	172.80	—
			6kVAをこえる1kVAにつき	1 kVA	59.40	—
	電力量料金			1 kWh	7.92	—
電灯 時間帯別 接続送電 サービス	基本 料金	実量 契約	最初の6kWまで	1送電サービス	210.60	—
			6kWをこえる1kWにつき	1 kW	70.20	—
		主開閉器 契約	最初の6kVAまで	1送電サービス	172.80	—
			6kVAをこえる1kVAにつき	1 kVA	59.40	—
	電力量料金		昼間時間	1 kWh	8.83	—
			夜間時間	1 kWh	6.85	—
電灯従量接続送電サービス			1 kWh	11.37	—	

※ 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。

新たに設定した低圧託送料金（2）

○低圧 接続送電サービス料金

(単位：円)

			単 位	料 金 単 価	
				新単価 (消費税等相当額含む)	現行単価 (消費税等相当額含む)
動力標準 接続送電サービス	基本 料金	実量契約	1 kW	426.60	—
		主開閉器契約	1 kW	351.00	—
	電力量料金		1 kWh	5.02	—
動力時間帯別 接続送電サービス	基本 料金	実量契約	1 kW	426.60	—
		主開閉器契約	1 kW	351.00	—
	電力量 料金	昼間時間	1 kWh	5.56	—
		夜間時間	1 kWh	4.37	—
動力従量接続送電サービス			1 kWh	12.02	—

○低圧 臨時接続送電サービス料金

(単位：円)

			単 位	料 金 単 価	
				新単価 (消費税等相当額含む)	現行単価 (消費税等相当額含む)
電灯臨時定額 接続送電サービス	50VAまで		1送電サービス 1日につき	2.89	—
	50VAをこえ100VAまで			5.79	—
	100VAをこえ500VAまでの 場合100VAまでごとに			5.79	—
	500VAをこえ1kVAまで			57.93	—
	1kVAをこえ3kVAまでの 場合1kVAまでごとに			57.93	—
電灯臨時 接続送電サービス	基本 料金	最初の6kVAまで	1送電サービス	電灯標準接続送電サービス (主開閉器契約)の料金 率を10%割増したものの	—
		6kVAをこえる1kVAにつき	1 kVA		
	電力量料金		1 kWh		
動力臨時定額接続送電サービス			1 kW 1日につき	73.67	—
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%割増したものの	—
	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・特別高圧の託送料金（1）

n 高圧・特別高圧の託送料金は次のとおりとなります。

○高圧・特別高圧 接続送電サービス料金

(単位：円)

		単 位	料 金 単 価		
			新単価 (消費税等相当額含む)	現行単価 (消費税等相当額含む)	
高圧標準 接続送電サービス	基本料金	1 kW	507.60	507.60	
	電力量料金	1 kWh	2.57	2.59	
高圧時間帯別 接続送電サービス	基本料金	1 kW	507.60	507.60	
	電力量料金	昼間時間	1 kWh	2.82	2.88
		夜間時間	1 kWh	2.29	2.21
高圧従量接続送電サービス		1 kWh	10.89	10.91	
ピークシフト割引		1 kW	302.40	302.40	
特別高圧標準 接続送電サービス	基本料金	1 kW	399.60	399.60	
	電力量料金	1 kWh	1.21	1.16	
特別高圧時間帯別 接続送電サービス	基本料金	1 kW	399.60	399.60	
	電力量料金	昼間時間	1 kWh	1.27	1.24
		夜間時間	1 kWh	1.11	1.04
特別高圧従量接続送電サービス		1 kWh	7.77	7.71	
ピークシフト割引		1 kW	237.60	237.60	

※ 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・特別高圧の託送料金（2）

○高圧・特別高圧 臨時接続送電サービス料金

(単位：円)

		単 位	料 金 単 価	
			新単価 (消費税等相当額含む)	現行単価 (消費税等相当額含む)
高圧臨時 接続送電サービス	基本料金	1 kW	高圧標準接続送電サービスの料 金率を20%割増したもの	高圧標準接続送電サービスの料 金率を20%割増したもの
	電力量料金	1 kWh		
特別高圧臨時 接続送電サービス	基本料金	1 kW	特別高圧標準接続送電サービ スの料金率を20%割増したもの	特別高圧標準接続送電サービ スの料金率を20%割増したもの
	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)

		単 位	料 金 単 価	
			新単価 (消費税等相当額含む)	現行単価 (消費税等相当額含む)
高圧	予備送電サービスA	1 kW	74.52	74.52
	予備送電サービスB	1 kW	145.80	145.80
特別高圧	予備送電サービスA	1 kW	72.36	72.36
	予備送電サービスB	1 kW	111.24	111.24

※ 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。

(参考) 低圧小売料金における託送料金の水準

17

(単位：円)

	1ヶ月の使用量	電気料金お支払額 〔下段()内は再生可能エネルギー 発電促進賦課金の再掲〕	託送料金相当額
従量電灯A	300kWh	8,457 (474)	2,586
従量電灯B (契約容量：11kVA)	1,320kWh	42,115 (2,085)	10,945
時間帯別電灯 (契約容量：10kVA、マイコン容量：2kVA)	480kWh	11,471 (758)	4,020
はぴeタイム (契約容量：10kVA、マイコン容量：2kVA)	670kWh	16,772 (1,058)	5,454
季時別電灯PS (契約容量：10kVA、マイコン容量：2kVA)	480kWh	11,005 (758)	3,988
低圧総合利用契約	12,000kWh	306,426 (18,960)	80,854
低圧電力 (契約電力：8kW、力率：90%)	530kWh	17,641 (837)	4,793

※電気料金お支払額には、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(低圧電力は除く)を適用しています。

※電気料金お支払額および託送料金相当額には、消費税等相当額を含みます。

※はぴeタイム、低圧総合利用契約および低圧電力の電気料金お支払額には、「その他季」の電力量料金単価を適用しています。

※はぴeタイムの電気料金お支払額には、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PSはピーク時間5kWh・オフピーク時間197kWh・夜間時間278kWh。

※低圧総合利用契約の託送料金相当額の内訳は、電灯42,026円(15kW、5,200kWh)、動力38,828円(11kW、6,800kWh)。

※託送料金相当額の算定においては、上記の使用量内訳等を基に算定しています。

- 従来の近接性評価割引制度は、評価地域において連系電圧が高圧以上の電源で発電された電気を対象とし、当該発電により一般電気事業者が発電する電気に係るロスが低減することを評価し、割引を行っておりました。
- 今回は、制度設計ワーキングにおけるご議論内容を踏まえ、ライセンス制導入に伴う見直しを行うこととし、以下のとおり、事業者設定基準を届け出て、評価地域・割引評価を設定しました。

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準
[第25条第3項関係]

基準託送供給料金は送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した以下の基準により設定する。

3. 近接性評価

潮流状況改善効果を評価できる地域を、市町村ごとに、当該市町村における発電電力量、需要電力量および流通設備の実態等を踏まえて設定し、発電設備が、当該潮流状況改善効果を評価できる地域に立地する場合は、当社が当該発電設備から受電した電力量（契約者が、当該発電設備を維持し、および運用する発電契約者以外の事業者等を介して当該発電設備に係る電気を調達する場合の当該電気を除く。）と近接性評価割引単価を基礎に割引額を算定し、接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計から差し引くこととする。また、近接性評価割引単価は、基幹系統に係る設備投資が抑制され得ることおよび上位系統のロス分に係る電気価値を踏まえ、受電電圧ごとに設定する。

近接性評価割引制度の見直し（2）

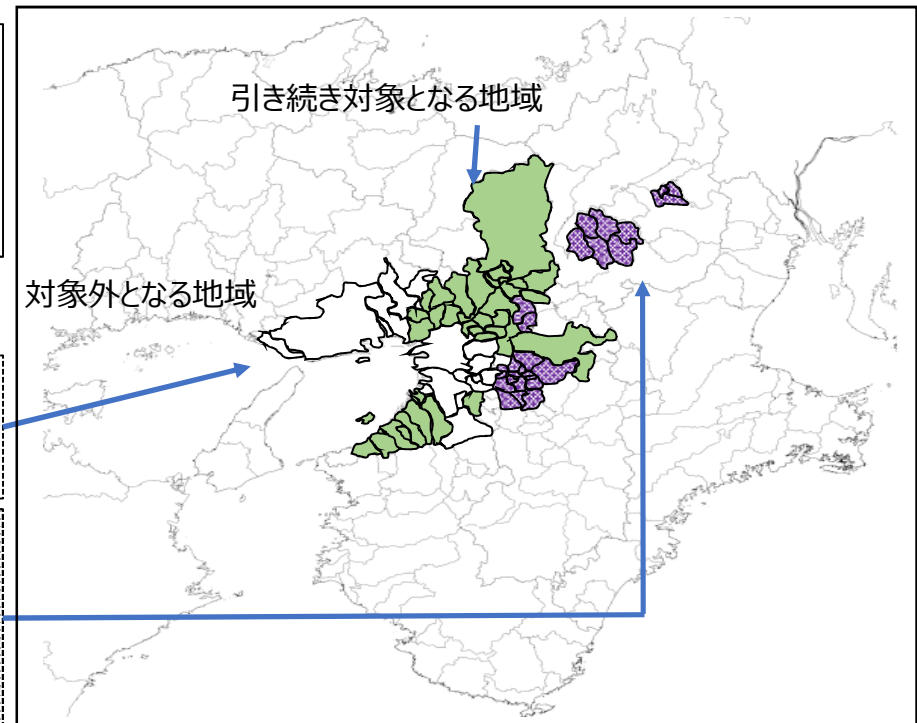
- 評価地域は、潮流改善効果が見込める地域を細やかに設定すべく、設定単位を市町村単位とし、当社供給エリア全体から以下の市町村を除いて設定しました。
- － 電源過多地域を対象から除くため、市町村単位で発電量と需要量とを比較し、「当該市町村の需要量 < 当該市町村の発電量」となる市町村は対象外としました。
- － 新規電源の連系に伴い電源過多地域となる可能性がある地域を対象から除くため、市町村単位での需要密度（需要量 / 面積）について、「エリア全体の需要密度 > 当該市町村の需要密度」となる市町村は対象外としました。
- － 電源の連系に伴う潮流改善効果が見込めない地域を対象から除くため、最上位電圧の系統（500kV変電所）が逆潮流している場合、その下位系統の変電所から供給する市町村は対象外としました。

現在の評価地域	<ul style="list-style-type: none"> ・大阪府（能勢町・豊能町・太子町・河南町・千早赤坂村・岬町を除く） ・兵庫県（神戸市・尼崎市・伊丹市・川西市・宝塚市・西宮市・芦屋市・明石市） ・京都府（京都市・宇治市・向日市・長岡京市・大山崎町・久御山町・八幡市・城陽市） ・奈良県（奈良市・生駒市）
---------	---



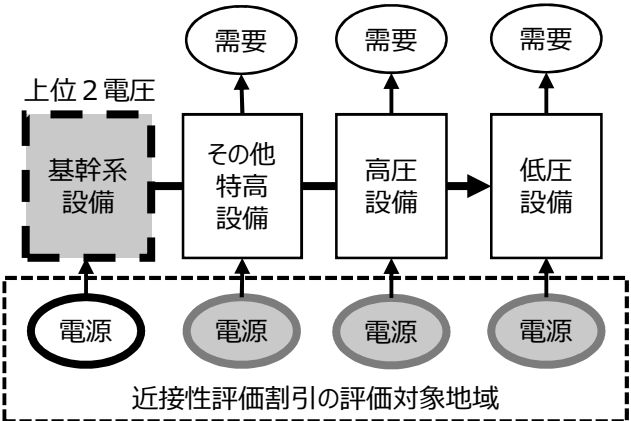
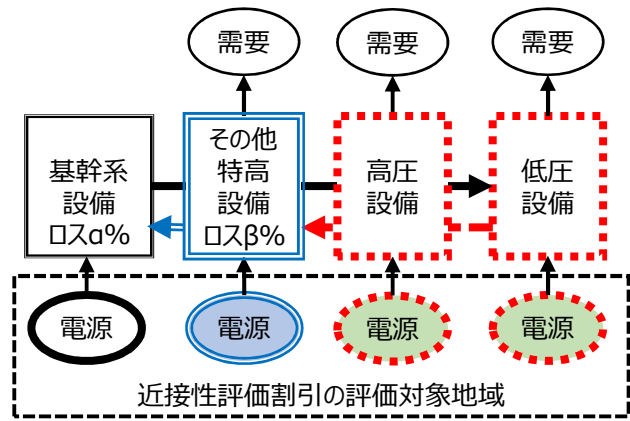
< 今回の見直しによる影響 >

除外地域	<ul style="list-style-type: none"> ・大阪府（大阪市、堺市、八尾市、松原市、柏原市、羽曳野市、高石市、藤井寺市、東大阪市、大阪狭山市、河内長野市） ・兵庫県（神戸市・川西市・宝塚市・西宮市・芦屋市・明石市）
追加地域	<ul style="list-style-type: none"> ・京都府（京田辺市、精華町） ・奈良県（大和高田市・大和郡山市・天理市・橿原市・香芝市・葛城市・三郷町・斑鳩町・安堵町・三宅町・田原本町・川西町・上牧町・王寺町・広陵町・河合町） ・滋賀県（草津市・守山市・栗東市・野洲市・湖南市・竜王町・愛荘町・豊郷町・甲良町）

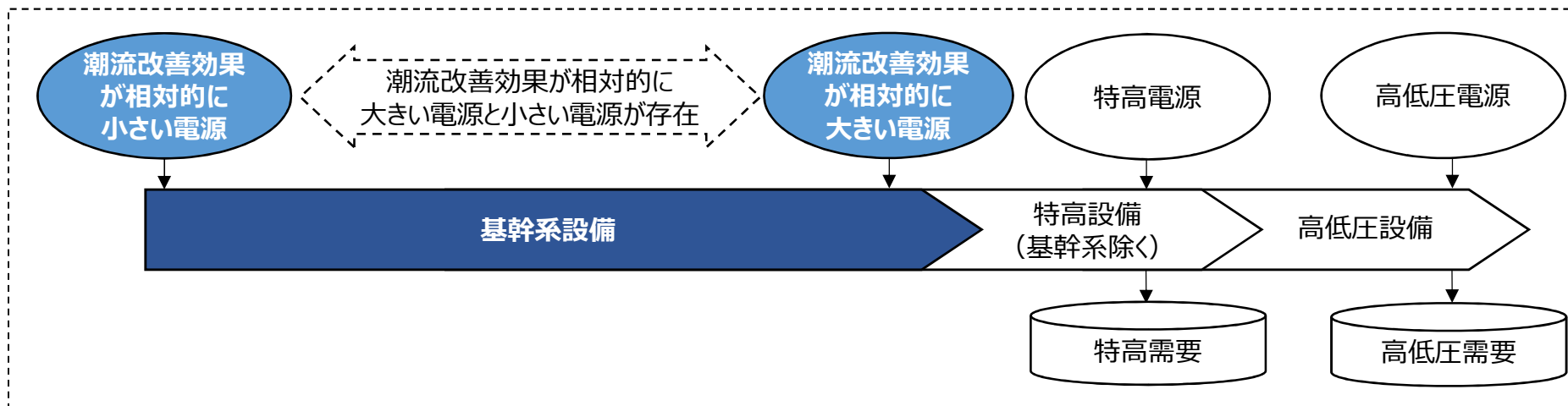


近接性評価割引制度の見直し（3）

- 割引単価は、潮流改善効果として「投資抑制に係る評価」と「ロスに係る評価」を行うこととし、以下のとおり、**基幹系電源・特高電源（基幹系除く）・高低圧電源別**に設定しました。
 - ※基幹系は上位2電圧（一部**187kV**を含む）として割引単価を設定しました。
 - ※基幹系電源については、特高電源の**1/2**の評価としました。⇒ 次頁にてご説明
- なお、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、小売電気事業者に対して評価対象電源からの調達を促すという近接性評価割引の趣旨にそぐわないことから割引対象外としました。

投資抑制に係る評価	ロスに係る評価
<p>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、減価償却費等を割り引く。</u></p>  <ul style="list-style-type: none"> ・基幹系統以外に連系する電源 → 基幹系の減価償却費等をkW価値で補正し割引 	<p>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>基幹系統を通じて需要者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く。</u></p>  <ul style="list-style-type: none"> ・特高電源 → α%のロス分を割引 ・高低圧電源 → (α + β) %のロス分を割引 ※低圧電源は、一般的に柱上変圧器を介して高压の流通設備に流入する実態を踏まえ、高低圧電源の割引単価を設定

- 評価地域への電源の連系に伴う潮流改善効果として「基幹系統の投資抑制に係る評価」と「上位系統のロスに係る評価」を行うこととしたため、上位に当たる基幹系統に連系する電源については評価対象外と整理する考え方がある一方、基幹系統に連系する電源であっても潮流改善効果が生じ得る電源も存在する実態を踏まえ、基幹系電源の割引単価を設定しました。
- 具体的には、基幹系統においては、潮流改善効果が相対的に大きい電源と小さい電源が存在する実態を踏まえ、特高電源の割引単価を満額適用するのではなく、一方で全く適用しないとするのでもなく、基幹系電源に対する面的な評価として、特高電源の1 / 2の評価としました。
- これらを踏まえた近接性評価割引単価は、次のとおりとなります。



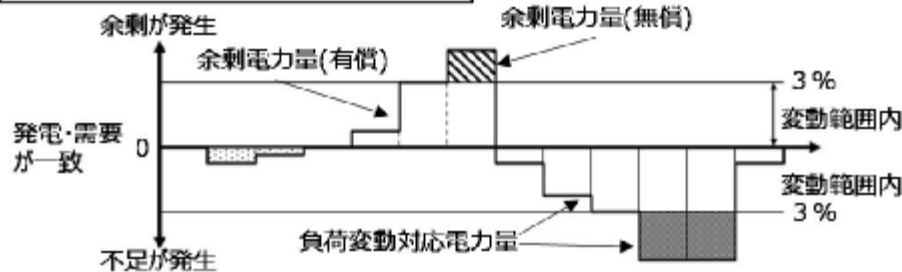
	単位	割引単価 (単位:円)	
		新単価 (消費税等相当額含む)	現行単価 (消費税等相当額含む)
受電電圧が標準電圧 6,000V 以下の場合	1 kWh	0.70	高圧・ 特別高圧 0.29
受電電圧が標準電圧 6,000V をこえ 140,000V 以下の場合	1 kWh	0.41	
受電電圧が標準電圧 140,000V をこえる場合	1 kWh	0.21	

※ 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。

インバランス料金制度の見直し

- 同時同量を達成できない場合に発生する差分（インバランス）に対する料金は、これまで現行の一般電気事業者の電源コストを元に設定しておりましたが、今後のインバランス料金においては、卸電力取引所における市場価格に連動した30分毎の料金単価に見直しとなります。

これまでのインバランス制度



- ◆ 余剰が発生する場合
 - ・変動範囲内余剰購入電力量については、有償にて当社が引き取り。
 - ・変動範囲内余剰購入電力量を超える部分については無償にて当社が引き取り。
- ◆ 不足が発生する場合
 - ・変動範囲内基準電力量以内の部分については変動範囲内電力料金にて補給。
 - ・変動範囲内基準電力量を超える部分については変動範囲超過電力料金にて補給。

今後のインバランス制度

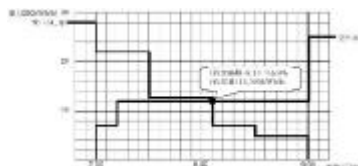
- ◆ 今後のインバランス料金は、以下の算定式により、30分毎の料金となります。これにより、これまでの余剰と不足の価格差や変動範囲3%が廃止されます。また、発電・需要とも同一の価格となります。

$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と1時間前市場価格を30分毎の取引量により加重平均した値} \times \alpha + \beta$$

前日スポット市場

取引時期：実需給の前日
取引方法：オークション方式で取引

ü 入札を付け合せ、売り買いが均衡する量と価格で取引を成立させる方式



1時間前市場 (改革の第2段階で創設)

取引時期：スポット市場終了以降、実需給の1時間前にかけて
取引方法：ザラバ方式で取引

ü 価格優先・時刻優先で、個別の入札を付け合わせ、随時取引を成立させる方式

売り	価格	買い
34	8.85	
35	8.30	
30	8.00	
	7.88	34
	7.35	3
	7.24	
	7.05	13

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

- ・全国大でのインバランスが不足の場合： $\alpha > 1$
- ・全国大でのインバランスが余剰の場合： $0 < \alpha < 1$

$\alpha 1$ の上限値：(スポット市場における買い入札の20パーセンタイル値と、売り入札の80パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格

$\alpha 2$ の下限値：(スポット市場における売り入札の20パーセンタイル値と、買い入札の80パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格

β : 各地域ごとの需給調整コストの年平均の水準差を反映する調整項

$\beta = \text{当該エリアの需給調整コスト} - \text{全国平均の需給調整コスト}$

※ 発電量調整供給に係る発電設備が、再生可能エネルギーの固定価格買取制度における認定発電設備に該当する場合で、一定の条件に該当するときのインバランス料金は、別に定める特例制度における料金単価を選択することも可能となります。

