

# 託送供給等約款の認可申請について

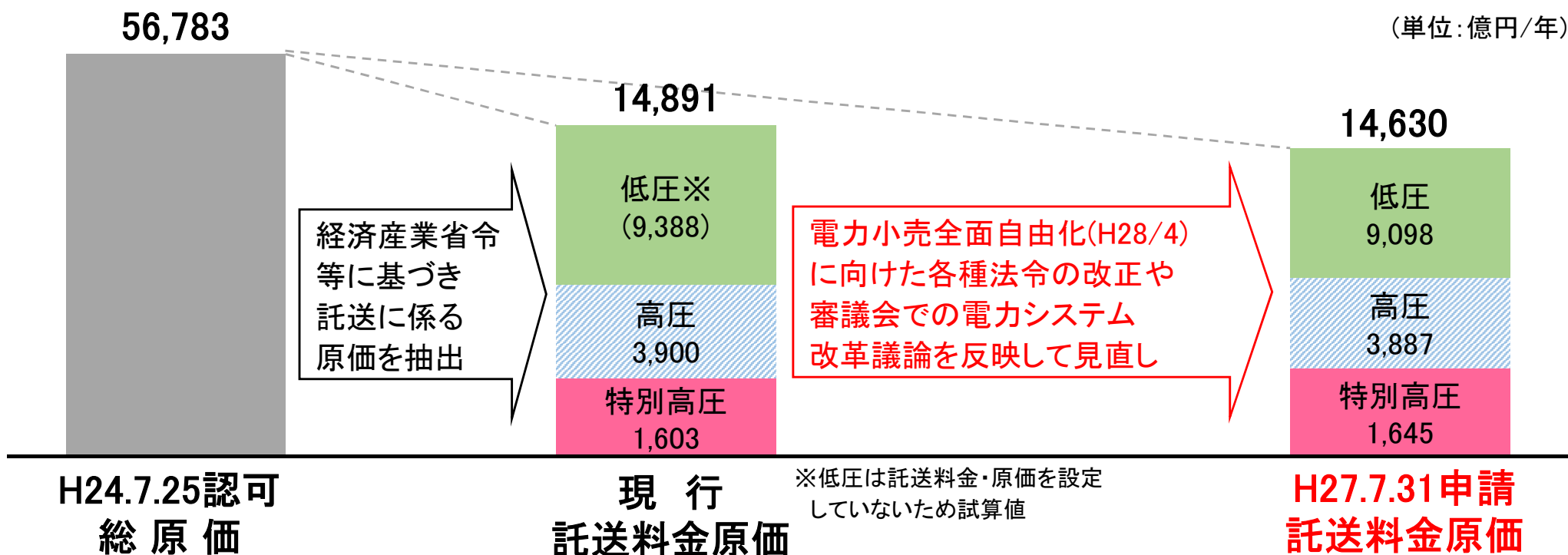
---

平成27年9月

東京電力株式会社

# 1. 託送供給等約款の認可申請について

- 当社は、平成27年7月31日に電気事業法等の一部を改正する法律(平成26年法律第72号)附則第9条第1項の規定に従い、改正後の電気事業法第18条第1項に定める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。
- 今回申請した託送供給等約款は、現行の託送供給約款に、H28年4月に実施される電力小売全面自由化に向けた各種法令の改正や、審議会における電力システム改革議論の内容を反映する見直しを行ったものです。
- 託送料金原価は、平成24年7月25日に認可を受けた規制小売料金の総原価5.68兆円をもとに、上記制度改革等を踏まえ再算定の結果、1.46兆円(対現行261億円減)として申請しました。

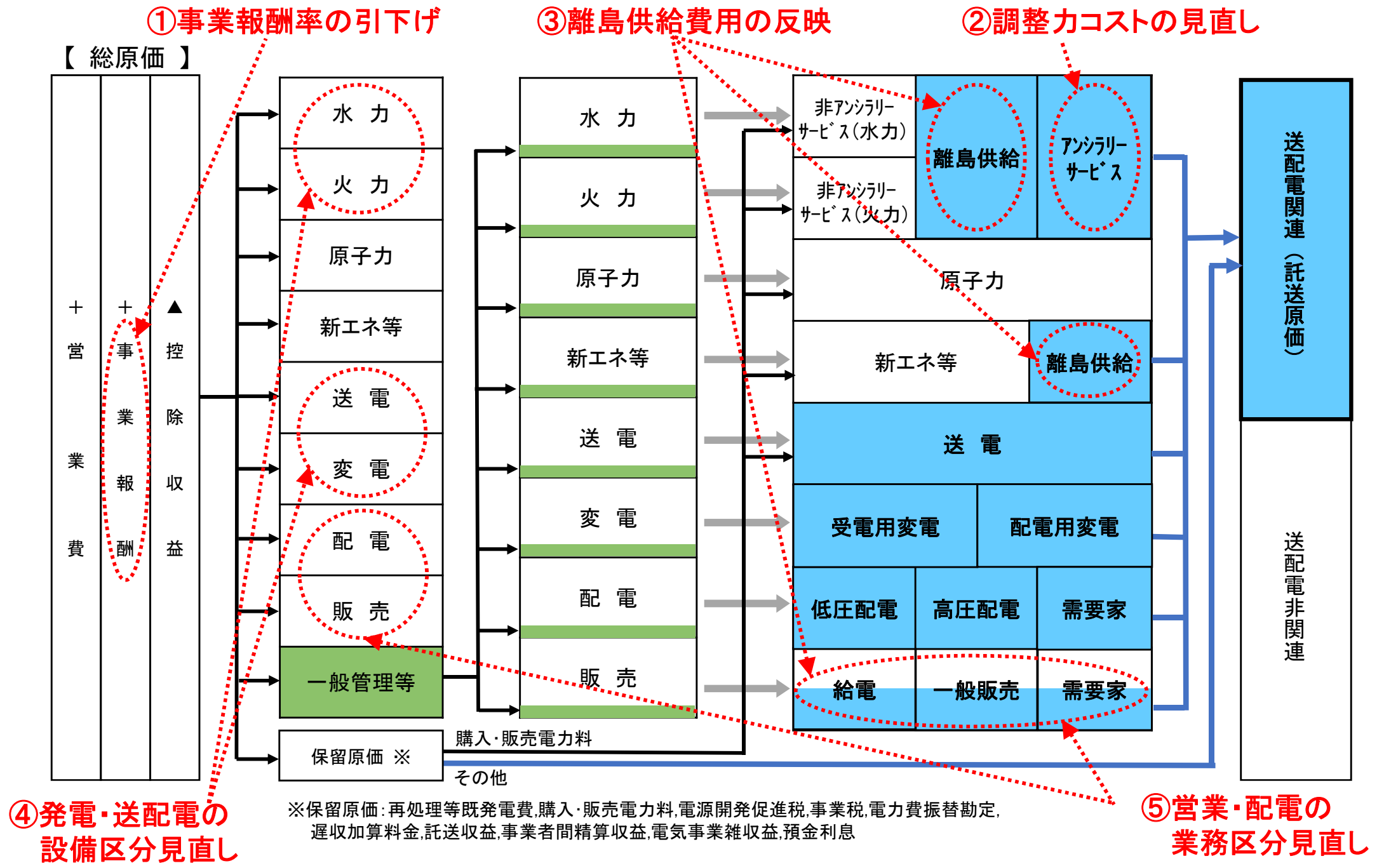


## 2. 従来の託送供給約款との主な変更点

●今回申請した託送供給等約款の主な見直し内容は、以下の5項目です。

項目	主な変更点
1.託送料金原価の見直し	① エリア内独占性を有する送配電事業単独でのリスクを勘案した <u>事業報酬率の引下げ</u> ② 計画値同時同量に対応するための周波数制御・需給バランス調整等に係る <u>調整力コストの見直し</u> ③ 送配電事業に離島供給義務が課されることに伴う <u>離島供給費用の反映</u> ④ ライセンス制導入を見据えた <u>水力・火力発電設備と送配電設備の詳細区分の見直し</u> ⑤ ライセンス制導入を見据えた <u>営業と配電の業務区分の見直し</u> 等を託送料金原価に反映
2.低圧託送料金の新設	低圧まで自由化範囲が拡大されることに伴い、低圧託送料金を新設二部料金制(基本料金+電力量料金)、小売料金メニューとの整合等を勘案し設定
3.インバランス制度の見直し	「計画値同時同量」制度への見直し、精算単価に卸電力取引所における市場取引価格を導入するなどの見直しを反映
4.割引制度の見直し	従来の「需要地近接性評価割引」について、低圧電源まで対象を拡大するとともに、潮流改善効果に応じた割引きをきめ細かく反映する仕組みに見直し
5.発電機への調整機能具備の要件化	必要な調整力の確保が担保されるよう、一定規模以上の発電設備に対し、周波数調整機能を具備することを託送供給等約款別冊(系統連系技術要件)において明確化

# (参考1) 託送料金算定フローにおける今回の主な変更点



### 3-1. 申請原価の概要 ～総論

- 原価算定期間は、現行規制小売料金の総原価と同様、H24～26年度の3年間となります。
- 事業報酬率は、現行の2.9%から1.9%に下げました。
- 託送料金原価・単価は、現行の1.49兆円/年・5.14円/kWhから1.46兆円/年・5.05円/kWhとなり、1.8%の引下げとしております。
- 電圧別では、
  - 特高は+6銭 (+3.1%) 値上げ、高圧は▲1銭 (▲0.3%) 値下げとなっております。
  - 今回新規設定の低圧は、第3回制度設計WG資料の試算単価8.88円/kWhと比較し、▲27銭 (▲3.0%) 低下しております。

【今回申請託送料金原価・単価 現行との比較】

(単位: 億円/年、円/kWh)

		合計			
		特高	高圧	低圧	
申請原価	原価	14,630	1,645	3,887	9,098
	単価	5.05	2.01	3.80	8.61
現行原価	原価	14,891	1,603	3,900	9,388
	単価	5.14	1.95	3.81	8.88
差異	原価	▲261	43	▲14	▲290
	単価	▲0.09	+0.06	▲0.01	▲0.27
(増減率)		(▲1.8%)	(3.1%)	(▲0.3%)	(▲3.0%)

## 3-2. 申請原価の概要 ～原価見直し項目別内訳

- 事業報酬率引下げ影響(1)は、電気の供給に使用する資産規模に比例するため、電圧が低いほど原価低下幅が大きくなり、営業・配電の業務区分見直し(5)に伴う原価減の影響も、需要口数に比例するため、口数で太宗を占める低圧の原価低下幅が大きくなります。
- 一方、調整力コスト見直し(2)と、離島供給費用反映(3)は、電源コストの増であり、電圧別の格差は大きくありません。
- 今回、特高のみ値上げとなる理由は、低圧・高圧に比べ、使用する資産や需要口数が少なく、事業報酬率引下げなどの引下げ影響が相対的に小さい一方、調整力コストや離島供給費用などの引上げ影響は需要規模に応じ相応に負担するため、引下げ影響が引上げ影響を吸収しきれないことによるものです。

### 【見直し項目別影響内訳 現行との比較】

(単位:億円/年、円/kWh)

		合計			
		特高	高圧	低圧	
(1)事業報酬率引下げ	原価	▲517	▲56	▲147	▲314
	単価	▲0.18	▲0.07	▲0.14	▲0.30
(2)調整力コスト見直し	原価	333	85	116	132
	単価	0.11	0.10	0.11	0.13
(3)離島供給費用反映	原価	47	11	16	20
	単価	0.02	0.01	0.02	0.02
(4)発電・送配電の設備区分見直し	原価	8	1	3	4
	単価	0.00	0.00	0.00	0.00
(5)営業・配電の業務区分見直し	原価	▲132	2	▲2	▲132
	単価	▲0.05	0.00	▲0.00	▲0.13
合計	原価	▲261	43	▲14	▲290
	単価	▲0.09	0.06	▲0.01	▲0.27

→使用する資産規模が大きいほど引下げメリットを享受

→電源固定費・可変費のためkW・kWhの合成比率で負担を配分

→需要口数が大きいほど引下げメリットを享受

### 3-3. 申請原価の概要 ~ 事業報酬率の引下げ

- 事業報酬率については、今後も独占が保障される送配電事業の事業リスクを勘案し、新たな経済産業省令等に基づき、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%に引下げ、託送料金原価に反映しました。
- 事業報酬率 1%引下げの影響は、▲517億円/年・▲18銭/kWhの原価減となります。

#### < 事業報酬率算定概要 > 単位はいずれも%

##### (1) 自己資本報酬率

- ・観測期間: H19~H25年度(採録可能な直近)の7年間
- ・β値: 震災前7年間(H16~H22年度)の電力10社平均値=0.41
- ・自己資本利益率算定に際し、特別損益による影響を控除

	ウエイト	H19	H20	H21	H22	H23	H24	H25	平均
自己資本利益率	41%	8.44	4.70	4.77	6.95	5.88	6.95	9.35	—
公社債利回り	59%	1.69	1.55	1.41	1.18	1.08	0.81	0.70	—
ウエイトで合成		4.46	2.84	2.79	3.55	3.05	3.33	4.25	3.47

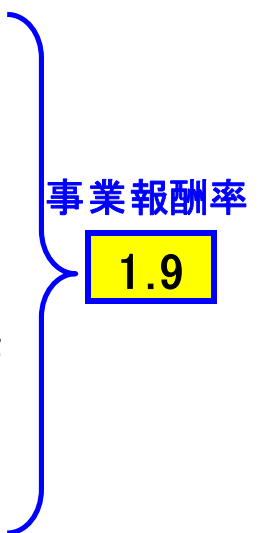
3.47 × 30%  
自己資本報酬率

##### (2) 他人資本報酬率

- ・公社債利回り観測期間: H22~H26年度(採録可能な直近)の5年間
- ・電力リスクプレミアム: 震災前5年(H18~H22年度)の電力10社有利子負債利子率と公社債利回りとの差

	H22	H23	H24	H25	H26	平均
公社債利回り	1.18	1.08	0.81	0.70	0.51	0.86

電力リスクプレミアム + 0.31 = 1.17 × 70%  
他人資本報酬率



※第9回制度設計WG資料掲載値

### 3-4. 申請原価の概要 ～調整力コスト①

- 電力システム改革の議論や新たな経済産業省令等に基づき、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・需給バランス調整等の業務に係る費用を水力・火力の発電費から特定し、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"> <li>・ 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</li> <li>・ 電源トラブルや需要増加(減少)に応じた発電機の出力調整</li> </ul>
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 上記以外の供給エリアの供給信頼度を維持するために行う業務</li> </ul>

#### 【調整力コストの託送原価への反映内容】

	現行原価	今回申請原価	算定概要
周波数制御・需給バランス調整	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%)を算入 (320億円)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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(最大需要の7%)を算入</li> <li>・発電計画の調整による部分負荷運転等を発電事業者に求めることに伴う増分費用(燃料費)を算入</li> </ul>	機能保有比率 水力84.6%、火力98.6%  H24-26実績の揚水・石油・LNG火力間の調整実施時間数にもとづき算定
その他	電圧調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電圧調整のため揚水発電所の揚水用動力を空転させること(調相運転)により発生する費用を算入</li> </ul>	H24-26実績無効電力供給量にもとづき算定
	ポンプアップ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・荒天等による広域停電に備える目的で揚水発電所を揚水(ポンプアップ)することにより発生する費用を算入</li> </ul>	H24-26実績揚水動力量にもとづき算定
	ブラックスタート	<ul style="list-style-type: none"> <li>・広域停電時に自力で発電機を起動(ブラックスタート)できる装置に係る設備の費用を算入</li> </ul>	対象4発電所の非常用発電機等帳簿価額比率: 0.001%



### 3-4. 申請原価の概要 ～調整コスト②

- 今回、出力調整幅を最大需要の5%から7%に上げたことに伴い、周波数制御対応の固定費で+91億円/年・+3銭/kWhの原価増となるほか、部分負荷運転を発電事業者に求めることに伴う増分費用を反映することにより、+213億円/年・+7銭/kWhの原価増となり、その他も合わせた調整コスト合計は現行に比べ、+305億円/年・+11銭/kWhの原価増となります。

#### 【調整コストの託送料金原価への反映額】

(単位:億円/年、円/kWh)

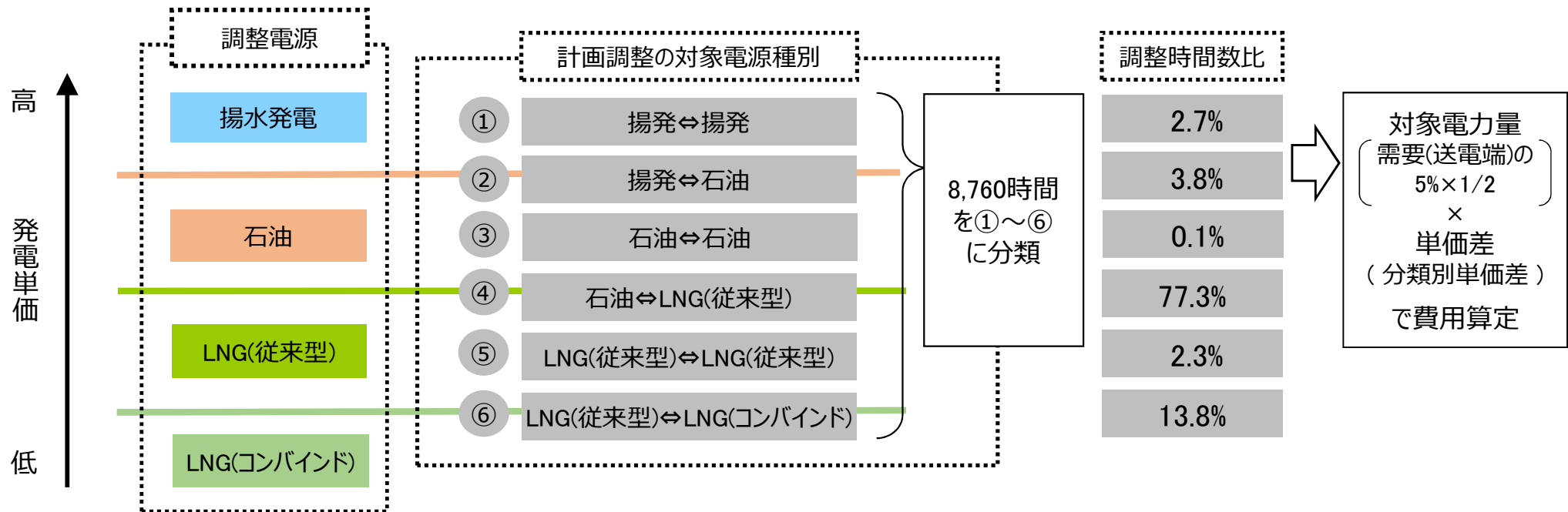
			現行原価	申請原価	差異
周波数制御・ 需給バランス 調整	A 水力・火力発電 費のうち周波数制 御対応の固定費	年平均原価	320	411	91
		単価	0.11	0.14	0.03
	B 部分負荷運転等 に伴う増分費用	年平均原価	—	213	213
		単価	—	0.07	0.07
その他	C 電圧調整	年平均原価	—	0	0
		単価	—	0.00	0.00
	D ポンプアップ	年平均原価	—	1	1
		単価	—	0.00	0.00
	E ブラックスタート	年平均原価	—	0	0
		単価	—	0.00	0.00
合計	年平均原価	320	626	305	
	単価	0.11	0.22	0.11	

※差異については、事業報酬率引下げ等の影響により5ページに記載の額と異なります。

### 3-4. 申請原価の概要 ～調整力コスト③～部分負荷運転等に伴う増分コストの考え方

- 発電計画の調整による部分負荷運転等を、発電事業者に求めることに伴う増分費用(燃料費)について、新たに託送料金原価に反映しました。
- 増分費用は、H24～26年度の発電実績に基づき、発電計画の調整対象となる電源種別(下記①～⑥)ごとに、計画調整の対象時間、電力量を特定し、計画調整を行った燃種間の単価差を乗じて算定しました。

#### 【計画調整対象電源の分類】

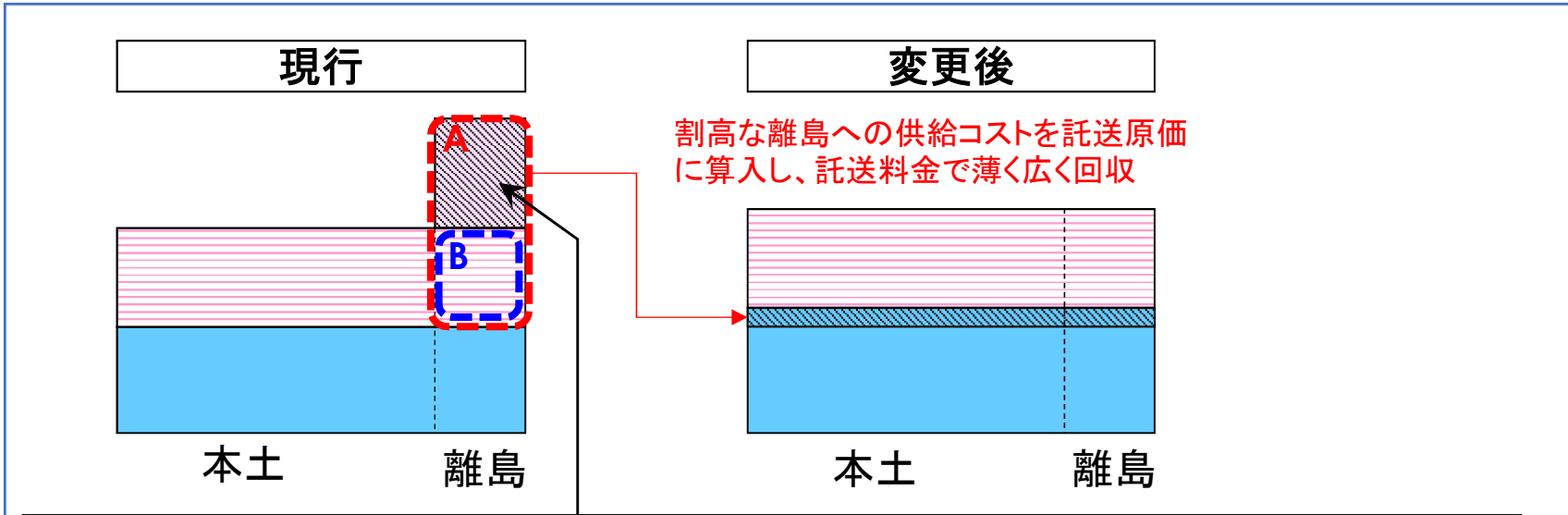


- 対象電力量の算定については、需給当日に最低限必要となる運転予備力(需要の5%相当)を前提としつつ、小売事業者としての調整面と送配電事業者としての調整面双方が含まれることから、その1/2を対象としました。

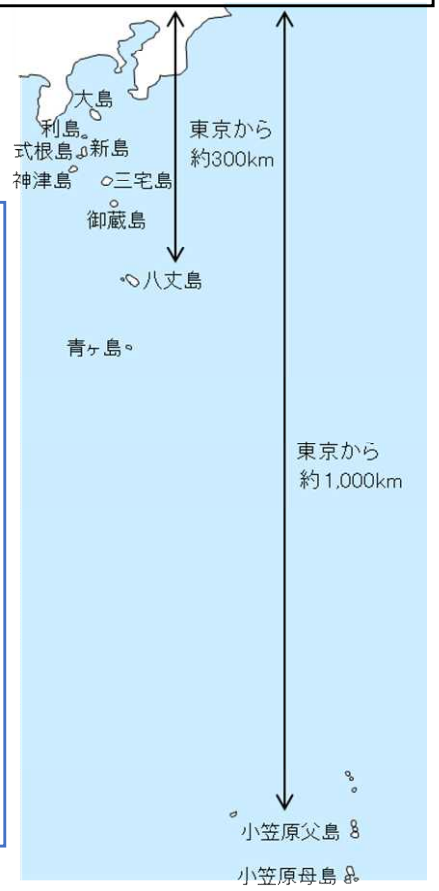
### 3-5. 申請原価の概要 ~ 離島供給費用

- 離島は発電所の規模が小さく、使用する燃料も高いA重油を使うなど、本土に比べ発電コストが構造的に高くなるを得ないため、全面自由化されるH28年4月以降は、離島への供給義務が一般送配電事業者に課されることとなります。
- これに伴い、今回、離島への電気の供給に係る燃料費、設備関係費、人件費等の費用を託送料金原価に反映することにより、47億円/年・2銭/kWhの原価増となります。
- なお、当社供給エリアにおいて、対象となる離島は、大島、利島、新島、式根島、神津島、三宅島、御蔵島、八丈島、青ヶ島、父島、母島の11島です。

#### 【離島供給費用の原価算入イメージ】



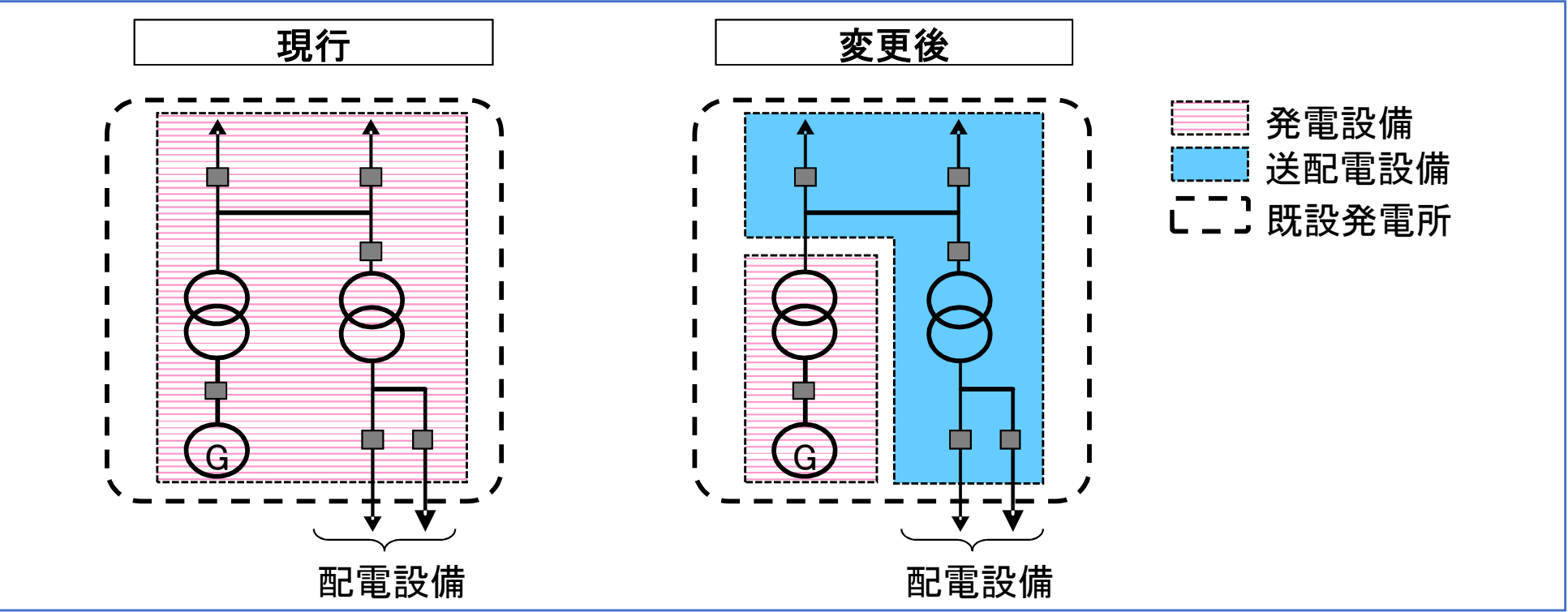
**(A) 離島発電・小売原価75億円 - (B) 離島料金収入(託送料金相当除き)28億円 = 47億円**



### 3-6. 申請原価の概要 ～発電・送配電の設備区分見直し

- 現在、水力・火力発電設備と送配電設備を発電所構内で一元的に「発電設備」に整理しているケースがありますが、H28年4月以降、ライセンス制が導入されることを見据え、託送供給に必要となる設備は発電設備から区分し、送配電設備として料金原価上整理することにより、8億円/年(単価影響銭未満)の原価増となります。
- 当該設備が存在する対象発電所は、水力発電所で51箇所、火力発電所で5箇所となります。

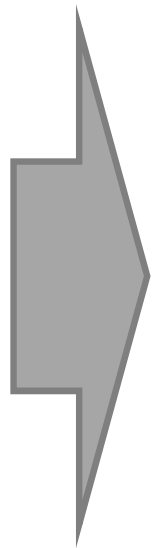
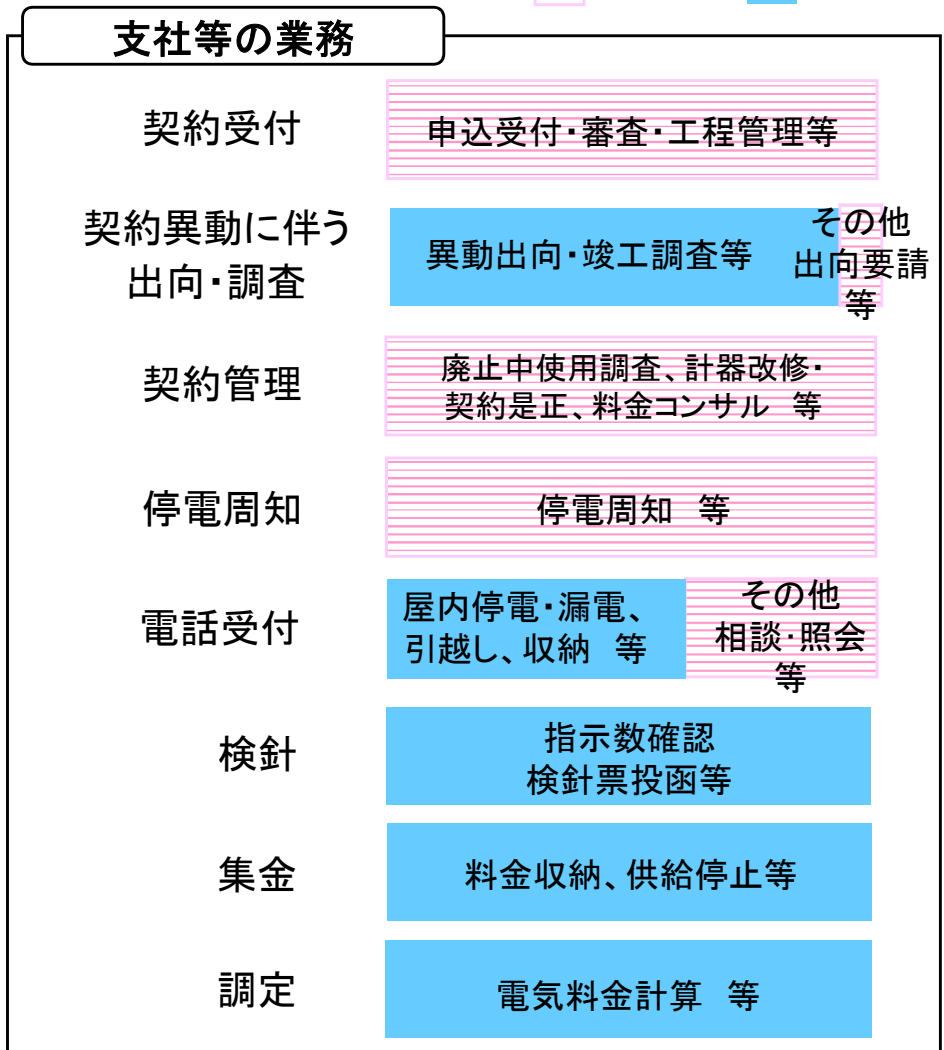
【発電・送配電の設備区分見直しのイメージ】



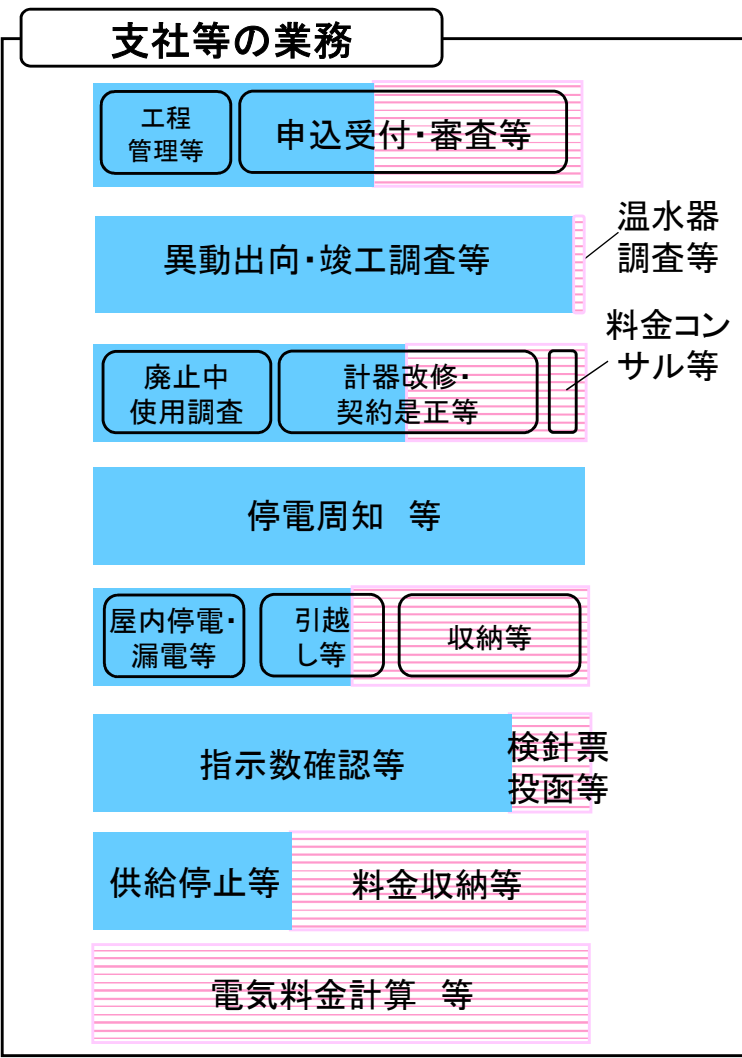
# 3-7. 申請原価の概要 ~ 営業・配電の業務区分見直し

●現状、支社等において、営業部門(小売)と配電部門(託送)が一体で行っている業務については、H28年4月以降、ライセンス制が導入されることを見据え、業務ごとに小売と託送の区分を見直し、業務量比率等により託送に係る原価を再算定した結果、132億円/年・5銭/kWhの原価減となります。

【現行託送料金原価の整理】  ...小売  ...託送



【今回申請した託送料金原価の整理】

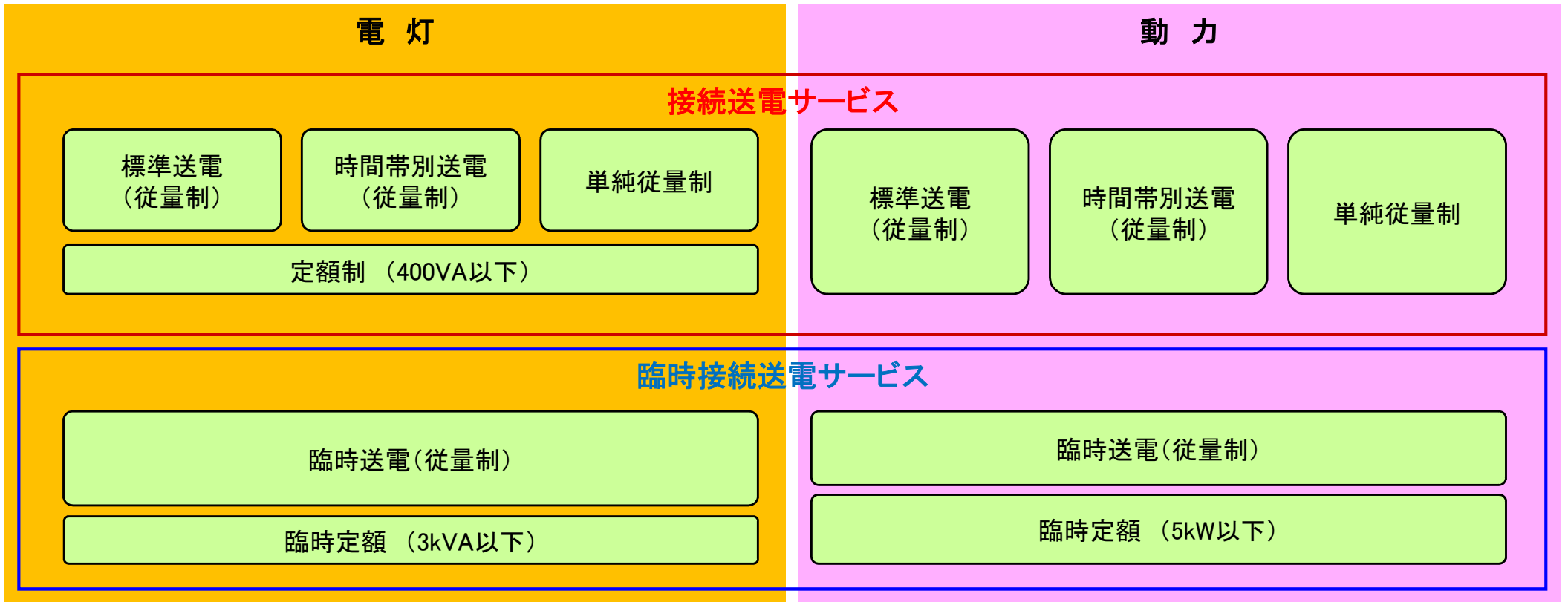


- 【単価影響】
- 合計▲5銭/kWh
  - +1銭/kWh
  - +1銭/kWh
  - +2銭/kWh
  - +1銭/kWh
  - ▲1銭/kWh
  - ▲1銭/kWh
  - ▲6銭/kWh
  - ▲2銭/kWh

# 4. 低圧託送料金の新設

- H28年4月の小売全面自由化に向け、新たにご家庭など低圧需要向けの託送料金を設定しました。
- 設定にあたっては、制度設計WGで示された以下の方向性を反映しました。
  - 二部料金制(基本料金+電力量料金)の導入
  - 小売供給約款メニューと整合したメニュー区分(電灯,動力,定額制など)
  - 契約電力決定方法の選択肢拡充(実量契約の導入)

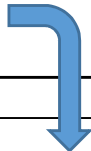
## 低圧託送のメニュー構成



# 5-1. 近接性評価割引見直しの概要

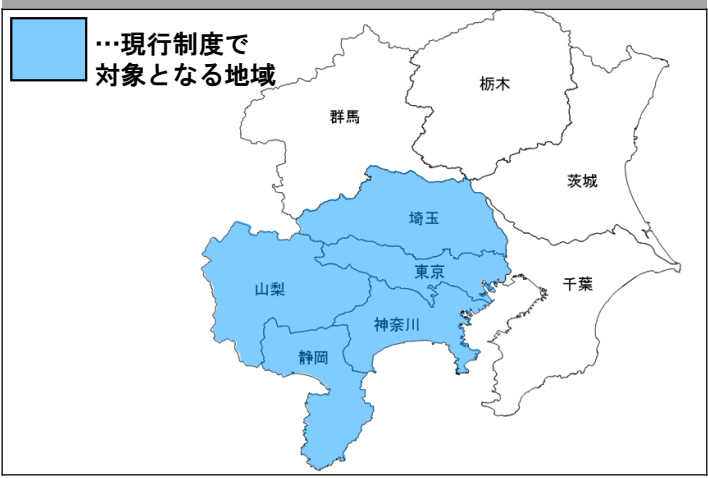
- 分散型電源の拡がり等を見据え、現行の近接性評価割引(需要地に近い地域に設置された電源を利用する場合の潮流改善効果を評価)について、以下のとおり見直しました。

	現行制度	見直し後の新制度
割引評価方法	潮流改善効果 (燃料燃減らし)	潮流改善効果詳細化 (基幹系統設備投資抑制+上位系統ロス相当追加発電不要分)
評価対象電源	特別高圧・高圧連系電源	特別高圧・高圧・低圧連系電源
対象エリア	県単位 (東京・神奈川・埼玉・ 山梨・静岡)	市区町村単位 (供給エリア9都県の対象となる市区町村(①または②)) ①当該区域の発電量が需要量を下回る市区町村 ②当該区域の需要量密度がエリア平均を上回る市区町村

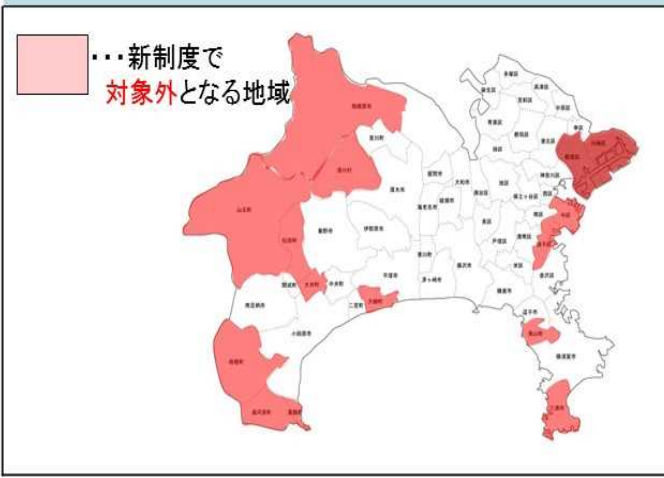


### <エリア設定例>

現行制度: 埼玉・東京・神奈川・山梨・静岡の  
都県全域が対象



神奈川県: 旧制度では全域対象



千葉県: 旧制度では全域対象外



# 5-2. 近接性評価割引の算定

## 【割引単価算定の考え方】

### ①投資抑制に係る評価

割引額 = 基幹設備の減価償却費等 ÷ kW(送電端)  
 ・ 電源別にkW価値を補正(例:太陽光15%、火力100%)

### ②ロスに係る評価

割引額 = 発電費相当(スポット約定実績) × 低減ロス率  
 ・ 特高電源→基幹系統、高圧・低圧電源→特高系統  
 までのロスが低減されるものとして評価 (右下図点線矢印)

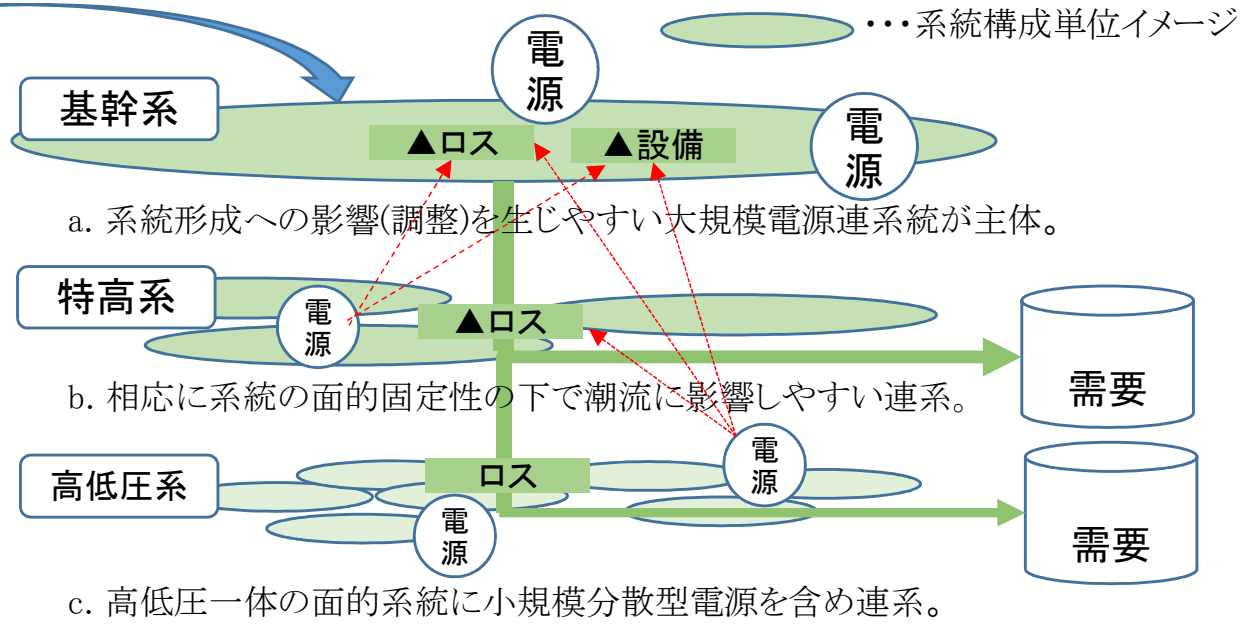
(円/kWh)

【 割引単価 (税込) 】	割引単価
基幹系電源(※)	0.21
特高電源	0.40
高圧・低圧電源	0.68
(参考)現行制度	0.35

<基幹系(500/275kV系統図)>



※基幹系電源は、①②とも特高電源の1/2として算定。  
 ・投資・ロスともに基幹系設備形成との関係が強く、固定的な寄与評価を行うことが困難な一方、近傍地消費となる潮流も生じることから1/2とした。





# (参考2-1) 低圧一接続送電サービス料金単価 (新設)

契約種別		単 位	料金単価 (消費税等相当額含む)		
低 圧	電灯定額 接続送電 サービス	電灯 料金	10Wまで	1 灯	35円07銭
			10Wをこえ20Wまで	1 灯	70円14銭
			20Wをこえ40Wまで	1 灯	140円27銭
			40Wをこえ60Wまで	1 灯	210円41銭
			60Wをこえ100Wまで	1 灯	350円68銭
			100Wをこえる100Wまでごとに	1 灯	350円68銭
		小型 機器 料金	50VAまで	1機器	104円74銭
			50VAをこえ100VAまで	1機器	209円49銭
			100VAをこえる100VAまでごとに	1機器	209円49銭
	電灯標準 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1kW	210円60銭
			SB・主開閉器契約	1kVA	140円40銭
			SB契約(5A)	1契約	70円20銭
			SB契約(15A)	1契約	210円60銭
		電力量料金	1kWh	7円37銭	
	電灯 時間帯別 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1kW	210円60銭
			SB・主開閉器契約	1kVA	140円40銭
			SB契約(5A)	1契約	70円20銭
			SB契約(15A)	1契約	210円60銭
		電力量料金	昼間時間	1kWh	8円25銭
夜間時間			1kWh	6円20銭	
電灯従量接続送電サービス			1kWh	10円82銭	
動力標準 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1kW	696円60銭	
		主開閉器契約	1kW	437円40銭	
	電力量料金	1kWh	5円13銭		
動力 時間帯別 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1kW	696円60銭	
		主開閉器契約	1kW	437円40銭	
	電力量料金	昼間時間	1kWh	5円73銭	
		夜間時間	1kWh	4円34銭	
動力従量接続送電サービス			1kWh	16円55銭	

## (参考2-2) 臨時接続送電サービス料金単価(新設)

契約種別		単 位	料金単価 (消費税等相当額含む)	
低 圧	電灯 臨時定額 接続送電 サービス	50VAまで	1日	3円11銭
		50VAをこえ100VAまで	1日	6円22銭
		100VAをこえ500VAまでの場合 100VAまでごとに	1日	6円22銭
		500VAをこえ1kVAまで	1日	62円18銭
		1kVAをこえ3kVAまでの場合 1kVAまでごとに	1日	62円18銭
	電灯臨時 接続送電 サービス	基本料金	1kVA	電灯標準接続送電サービス料 金単価を10%割り増したもの
		電力量料金	1kWh	
	動力臨時定額接続送電サービス		1kW1日	95円07銭
	動力臨時 接続送電 サービス	基本料金	1kW	動力標準接続送電サービス料 金単価を20%割り増したもの
		電力量料金	1kWh	
高 圧	高圧臨時 接続送電 サービス	基本料金	1kW	高圧標準接続送電サービス料 金単価を20%割り増したもの
		電力量料金	1kWh	
特別 高 圧	特別高圧臨時 接続送電 サービス	基本料金	1kW	特別高圧標準接続送電サービ ス料金単価を20%割り増しし たもの
		電力量料金	1kWh	

# (参考2-3) 高圧・特別高圧 託送供給料金単価

## ○接続送電サービス料金単価

契約種別		単 位	料金単価 (消費税等相当額含む)
高 圧	高圧標準 接続送電 サービス	基本料金	1kW 545円40銭
		電力量料金	1kWh 2円32銭
	高圧 時間帯別 接続送電 サービス	基本料金	1kW 545円40銭
		電力量料金	昼間時間
	夜間時間		1kWh 2円01銭
	高圧従量接続送電サービス		1kWh
ピークシフト割引		1kW	463円32銭
特別 高 圧	特別高圧標準 接続送電 サービス	基本料金	1kW 378円00銭
		電力量料金	1kWh 1円29銭
	特別高圧 時間帯別 接続送電 サービス	基本料金	1kW 378円00銭
		電力量料金	昼間時間
	夜間時間		1kWh 1円14銭
	特別高圧従量接続送電サービス		1kWh
ピークシフト割引		1kW	321円84銭

## ○予備送電サービス料金単価

契約種別		単 位	料金単価 (消費税等相当額含む)
高 圧	予備送電サービスA	1kW	70円20銭
	予備送電サービスB	1kW	91円80銭
特別高圧	予備送電サービスA	1kW	64円80銭
	予備送電サービスB	1kW	75円60銭

## (参考3) 低圧小売料金における託送料金の水準

小売料金 メニュー	1ヶ月の 使用量	電気料金 お支払額	託送料金 相当額
従量電灯B 30A	290kWh	7,982円 〔458円〕	2,558円
従量電灯C 12kVA	960kWh	31,580円 〔1,516円〕	8,760円
季節別時間帯別電灯 6kVA	660kWh	14,737円 〔1,042円〕	5,414円
低圧電力 8kW	470kWh	16,526円 〔742円〕	5,910円
低圧高負荷 40kW	9,000kWh	218,282円 〔14,220円〕	68,963円

※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(1.58円/kWh)を含めており、口座振替割引を反映しています。

※電気料金お支払額の〔 〕内は再生可能エネルギー発電促進賦課金の再掲です。

※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。

※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。

※低圧電力および低圧高負荷には、力率割引を適用しています。

※季節別時間帯別電灯には、全電化住宅割引および通電制御型蓄熱式機器割引を反映しています。

## 6. 託送供給等約款別冊[系統連系技術要件]改定

- 第7回制度改革WG(H26. 7. 30)にて「分社化した場合の課題」の対応の1つとして、当社より「発電機への調整機能具備の要件化」についてご説明をさせていただきました。(下表①)
- 分社化後の一般送配電事業者として、調整力確保の観点から、上記要件化について早急な対応が必要であり、今回、託送供給等約款別冊(系統連系技術要件)の認可申請にあたり、28年4月以降に新設される一定規模以上の発電設備に対し、周波数調整機能を具備いただく旨、反映しております。

### 第7回制度改革WG(H26. 7. 30)資料抜粋

① 発電機への調整機能具備の要件化	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電事業者は周波数維持義務を負わないことから、系統安定化のための調整力具備のインセンティブがない。</li> <li>・一定規模以上の発電設備に対し、周波数調整機能を具備することを系統連系にあたっての技術要件とすることで、必要な調整力の確保が担保されるようにすることが必要と考える。</li> </ul>
② 年間計画段階での予備力・調整力確保	<ul style="list-style-type: none"> <li>・一般送配電事業者が発電事業者からピーク時間に必要な予備力・調整力を年間計画段階で調達できるよう、予備力確保・費用負担の責任体制の明確化が必要と考える。</li> </ul>
③ 需給運用で用いる電源の確保	<p>系統運用者である一般送配電事業者が、調整機能を具備する全ての電源(調整電源)を対象として、直接指令を行い需給運用を実施できるよう、最終の需給計画提出以降の調整力について、系統運用者がそのような権限を保有できるようにすることが必要と考える。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・また、実需給での調整力確保のため、必要に応じて系統運用者も発電計画の調整ができるようにすることが必要と考える。</li> </ul>
④ 確実な費用回収	<ul style="list-style-type: none"> <li>・系統運用者である一般送配電事業者が、予備力・調整力の調達・運用に要した費用を系統利用者から過不足なく回収できることが必要となる。</li> </ul>

# (参考4-1) 託送供給等約款別冊[系統連系技術要件]改定内容

系統連系要件の改定内容は以下のとおりです。

## 周波数調整のための機能

火力発電設備については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。

なお、水力発電設備および原子力発電設備については、個別に協議させていただきます。

### a ガバナフリー運転

タービンの调速機(ガバナ)を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転(ガバナフリー運転)する機能を具備していただきます。

### b AFC(Automatic Frequency Control: 自動周波数制御)機能

当社からのAFC信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備していただきます。

### c 周波数変動補償機能

系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備していただきます。

### d DPC(Dispatching Power Control: 運転基準出力制御方式)運転

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備していただきます。

なお、DPC運転中にAFC機能を同時に使用することについても対応して頂きます。

### e 出力低下防止機能

ガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクル発電設備(GT及びGTCC)については系統周波数の低下に伴い発電機出力が低下することから、周波数49Hzまでは発電機出力を低下しない、もしくは、一度出力低下しても回復する機能を具備していただきます。

なお、具体的な発電設備の性能は、次頁のとおりです。

ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行うことがあります。

## (参考4-2) 託送供給等約款別冊[系統連系技術要件]改定内容

発電機定格出力		25万kW以上	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備
機能・仕様等	GF調定率	5%以下	5%以下
	GF幅※1	5%以上 (定格出力基準)	3%以上 (定格出力基準)
	AFC幅	±5%以上 (定格出力基準)	±5%以上 (定格出力基準)
	AFC変化速度※2	5%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
	DPC変化速度※2	5%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
	DPC+AFC変化速度	10%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
	最低出力※3(定格出力基準)	50%以下 DSS機能具備※4	30%以下

※1 GT及びGTCCについてはLLまでの上げ余裕値が定格出力の5%以上、その他の発電機についてはLLまでの上げ余裕値が定格出力の3%以上を確保。定格出力付近などの満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議

※3 気化ガス(BOG)処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議

※4 日間起動停止運転(DSS)は、発電機解列～並列まで8時間以内で可能なこと

また、周波数調整機能に必要な受信信号(DPC、AFC指令値、DPC、AFC運転指令)を受信する機能及び、必要な送信信号(現在出力、可能最大発電出力(GT及びGTCCのみ)、DPC、AFC使用/除外、周波数調整機能故障)を送信する機能を具備していただきます。