

託送供給等約款申請の概要

平成27年9月4日
北陸電力株式会社

目 次

1. 託送供給等約款の認可申請について	・ ・ P 2	4. 電力システム改革に伴う制度改正の反映	
		・ 制度改正内容とその影響	・ ・ P 24
2. 料金原価算定の概要		・ アンシラリーサービス費	・ ・ P 25
・ 主な前提諸元	・ ・ P 4	・ 発電・送配電の設備区分見直し	・ ・ P 29
・ 物価上昇率の織込	・ ・ P 5	・ 離島供給費用	・ ・ P 30
・ 申請原価の内訳	・ ・ P 6	・ 営業・送配電の業務区分見直し	・ ・ P 31
・ 電圧別原価単価	・ ・ P 7	5. 低圧託送料金等の設定	
・ 経営効率化の内訳	・ ・ P 8	・ メニュー構成と料金制	・ ・ P 32
3. 原価の内訳		・ 契約電力決定方式	・ ・ P 33
・ 人件費	・ ・ P 11	6. 託送料金単価表	・ ・ P 34
・ 燃料費、購入電力料	・ ・ P 14	7. 近接性評価割引の見直し	
・ 修繕費	・ ・ P 15	・ 事業者設定基準	・ ・ P 40
・ 減価償却費（設備投資額）	・ ・ P 17	・ 評価対象地域	・ ・ P 41
・ 事業報酬	・ ・ P 20	・ 割引単価	・ ・ P 43
・ 公租公課	・ ・ P 22		
・ その他経費、控除収益	・ ・ P 23		

1. 託送供給等約款の認可申請について

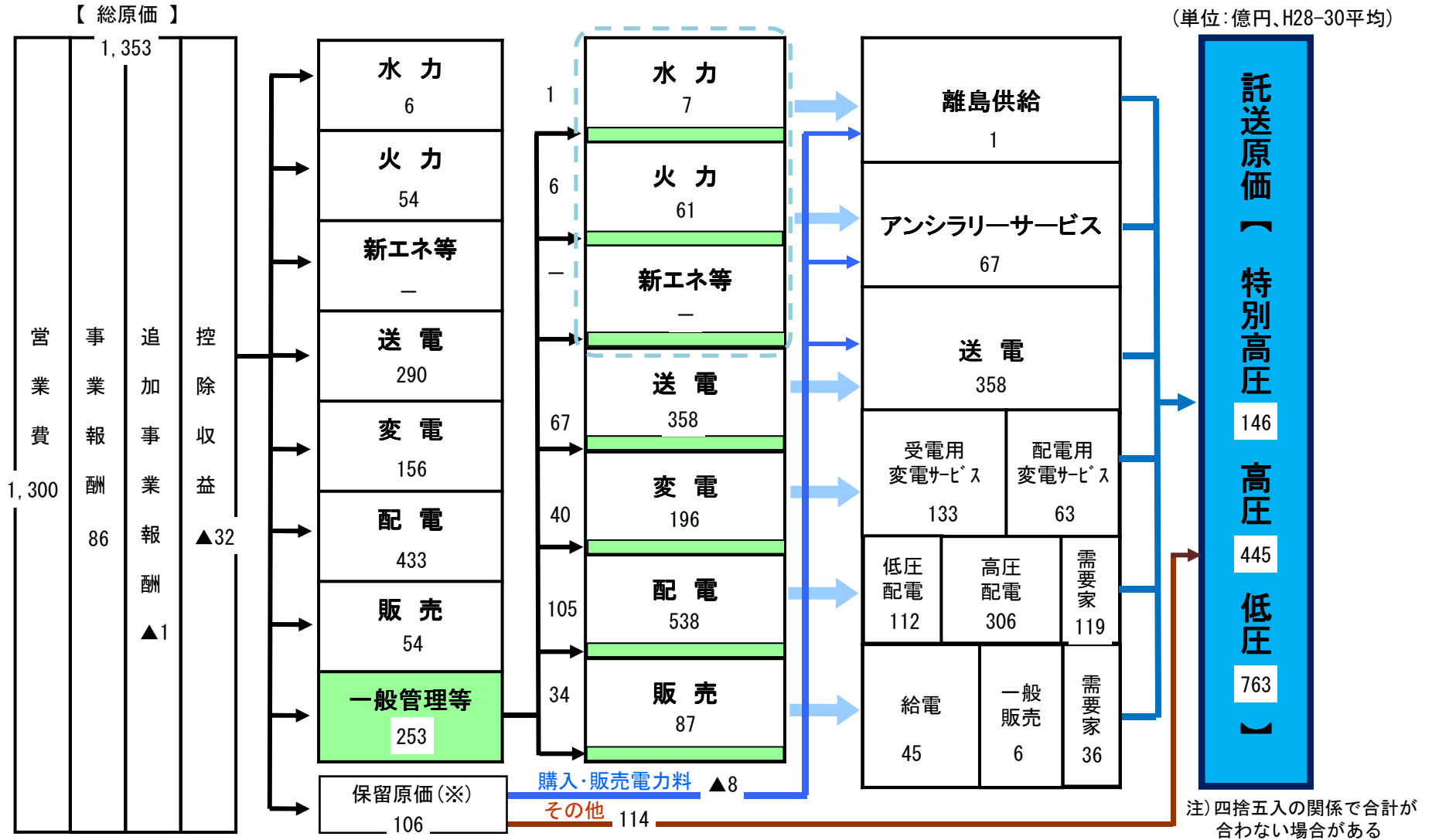
- 当社は、平成27年7月29日に改正電気事業法附則第9条第1項の規定に従い、同法第18条第1項に規定された託送供給等約款の認可申請を経済産業大臣に行いました。
- 今回の申請にあたっては、現行の託送供給約款に、平成28年4月に実施される電力小売全面自由化に向けた各種法令の改正や国の審議会における託送制度に関する議論の内容を反映する見直しを行っております。
- 申請にあたっては、託送料金算定省令(以下「算定省令」)等に基づくとともに、最大限の経営効率化によるコスト削減を織込んだ上で、今後安定供給に必要な託送料金原価を算定いたしました。
- なお、今回申請した託送供給等約款の実施時期は、平成28年4月1日を予定しております。

【託送供給等約款の認可申請概要】

項目	主な見直し内容
低圧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、今回、新たに低圧向け託送料金を設定。
高圧・特別高圧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の引き下げ、電気の周波数維持や需給バランスの調整に係るコストを追加するなどの見直しを反映。
インバランス制度の見直し	・ インバランス料金について、卸電力取引所における市場価格に連動させる仕組みを導入するなどの見直しを反映。
割引制度の見直し	・ 現行の「需要地近接性評価割引」について、低圧電源も割引対象へ追加するとともに、潮流改善効果に応じて割引の対象地域や料金の見直しを実施。

(参考) 託送料金算定フロー

・算定省令に規定された計算ルールに沿って、費目別に積み上げた送配電部門の原価(総原価)をその機能や性質に応じて、特別高圧・高圧・低圧の各需要に配分することで、託送料金を算定しております。



※ 保留原価: 燃料再処理等既発電費、購入・販売電力料、電源開発促進税、事業税、電力費振替勘定、追加事業報酬、託送収益、事業者間精算収益、電気事業雑収益、預金利息、電灯・電力料(離島非NW)

注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

2. 料金原価算定の概要（主な前提諸元）

- 「託送供給等約款料金審査要領」（以下「審査要領」）の規定に則り、料金原価の算定期間を平成28年度から平成30年度の3年間といたしました。

【原価算定の前提諸元】

	今回 A (※H28~H30)	前回 B (H20)	差引 A - B
流通対応需要（億kWh）	284.2	286.8	▲2.6
原油価格（\$/b）	56.6	71.0	▲14.4
為替レート（円/\$）	119.7	119.1	+ 0.6
事業報酬率（%）	1.9	3.3	▲1.4
設備投資額（億円）	712	426	+ 286

※「H28~H30」は3ヶ年平均値を記載（以降のページも同様）

流通対応需要：今回需要には、H27供給計画をベースに停止中所内電力等の制度変更を反映

原油価格、為替レート：申請日（H27年7月29日）における直近3ヶ月の貿易統計価格（H27年3~5月）の平均値

事業報酬率：「算定省令」等に基づき算定

設備投資額：電源（水力、火力）、流通（送電、変電、配電）、業務の各設備合計値を記載

2. 料金原価算定の概要（物価上昇率の織込）

- 政府の物価上昇目標[CPI+2%]や足元の労務費単価上昇※を踏まえて、今回申請原価にエスカレを反映しております。

[※ H27年度公共工事設計労務単価(H27/1国土交通省)：対前年+4.2%(H26年度単価：対前年+7.1%)]

- 適用する指標・適用方法ならびに対象費用は前回原価と同様といたしました。

[H19政府経済見通し：CPI +0.5%（H9原価算定要領ベース）]

- 適用する指標：「H27年度政府経済見通し」（H27.2.12閣議決定）の「H27見通し」を採用
- 織込方法：原価算定に使用している積算単価（H26年度単価）を基点とし、H27年度以降、H30年度まで上昇率を反映

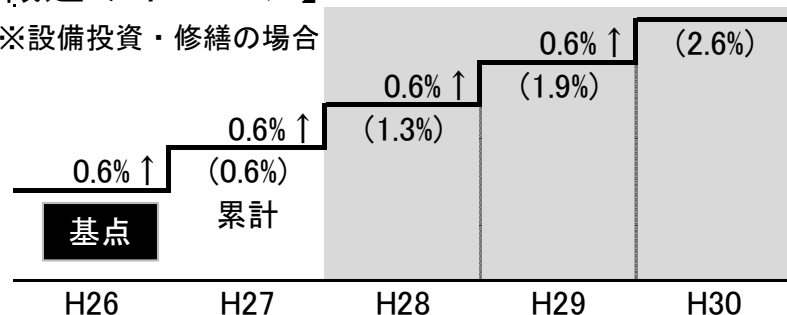
※H28年度以降については、民間の各調査機関が物価上昇の継続を予測しております。

【適用する指標と対象科目について】

指標	対象	H27 (H26→H27)	H28 (H27→H28)	H29 (H28→H29)	H30 (H29→H30)	3ヶ年平均 (H28～30)
①消費者物価指数	消耗品費・補償費・諸費・電雑	1.4%	2.8%	4.3%	5.7%	4.3%
②国内企業物価指数	電気事業雑収益	▲1.0%	▲2.0%	▲3.0%	▲3.9%	▲3.0%
③雇用者所得指数	委託費・電気事業雑収益	2.2%	4.4%	6.7%	9.1%	6.8%
合成指数:(①+③)/2	補償費・賃借料・諸費・普開費・養成費	1.8%	3.6%	5.5%	7.4%	5.5%
合成指数:(②+③)/2	設備投資・修繕費	0.6%	1.3%	1.9%	2.6%	1.9%

【織込みイメージ】

※設備投資・修繕の場合



【エスカレ織込額】

	H28	H29	H30	平均 (億円)
資本費	1	2	3	2
修繕費	3	5	7	5
諸経費	4	6	9	6
計	8	13	20	14

注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

2. 料金原価算定の概要（申請原価の内訳）

- ・申請原価は、「算定省令」および「審査要領」に基づき託送原価を算定いたしました。
- ・高経年設備の機能維持対応やスマートメーター導入によるコスト増加要因はありますが、減価償却の進行や経営効率化の反映等により、前回より▲26億円低減しております。

(億円)

	今回 A (H28~H30)	前回 B (H20)	差 引 A - B	主な差異
人 件 費	255	259	▲4	・審査要領反映(メルクマール)による減 ・経費対象人員増加 他
燃 料 費	20	—	+20	・制度改正影響(アンソリーサービス費、離島供給)による増
修 繕 費	309	272	+38	・高経年設備の修繕等による増 ・スマートメーター導入による増
資 本 費	363	463	▲101	
(減 価 償 却 費)	(277)	(311)	(▲34)	・償却進行による減 ・制度改正(アンソリーサービス費、設備区分見直し)による増 他
(電 気 事 業 報 酬)	(86)	(153)	(▲66)	・報酬率低下(1.9%←3.3%)による減 ・レートベース減少(償却進行等)による減
購 入 電 力 料	0	0	▲0	・地帯間・他社購入に係る送電料減 等
公 租 公 課	197	208	▲11	・法人税(29%←36%)、事業税、固定資産税の減 他
そ の 他 経 費	241	214	+27	・委託費(電力システム改革対応等)増 他
費 用 計 ①	1,385	1,416	▲31	
控 除 収 益 ②	32	37	▲5	・地帯間販売送電料の減
託 送 原 価 計 ③ = ① - ②	1,353	1,379	▲26	

注) 四捨五入の関係で合計及び差引が合わない場合がある(以降のページも同様)

2. 料金原価算定の概要（電圧別原価単価）

- ・前項で算定した託送原価を基に、「算定省令」の計算ルールに従い、各需要種別（特別高圧・高圧・低圧）に原価を配分しております。
- ・各需要種別ごとに、想定需要に基づいて算定した平均単価は下記のとおりとなっております。
- ・なお、前回原価では低圧向け託送料金を設定しておりませんが、前回の小売料金全体の中から低圧託送に係る部分を今回の新しい省令に基づいて抽出し、今回申請した低圧託送単価と比較すると、平均で▲0.54円/kWh低下しております。

【電圧別原価単価】

	今回 A (H28~H30)			前回 B (H20)			差 引 A - B		
	原価 (億円)	需要 (億kWh)	単価 (円/kWh)	原価 (億円)	需要 (億kWh)	単価 (円/kWh)	原価 (億円)	需要 (億kWh)	単価 (円/kWh)
特 別 高 圧	146	76.5	1.91	134	75.3	1.79	+11	+1.2	+0.12
高 圧	445	113.3	3.92	452	119.7	3.78	▲7	▲6.4	+0.14
低 圧	763	94.4	8.08	(792)	91.9	(8.62)	(▲30)	(+2.5)	(▲0.54)
全 系	1,353	284.2	4.76	(1,379)	286.8	(4.81)	(▲26)	▲2.6	(▲0.05)

注) 前回原価における()内の数値は、低圧まで含めた原価額(試算値)を記載。

2. 料金原価算定の概要（経営効率化の内訳）

- ・「審査要領」に基づき、人件費や厚生施設等に関する費用の一部を原価から▲37億円を控除しております。
- ・加えて、今回の申請原価には、総額▲65億円（申請原価1,353億円に対し約5%相当）の経営効率化を織込んでおります。

効率化額の主な内訳 ①前回改定以降取り組んできた効率化：▲24億円
 ②更なる効率化として資材調達：▲41億円

【申請原価へ反映した経営効率化等】

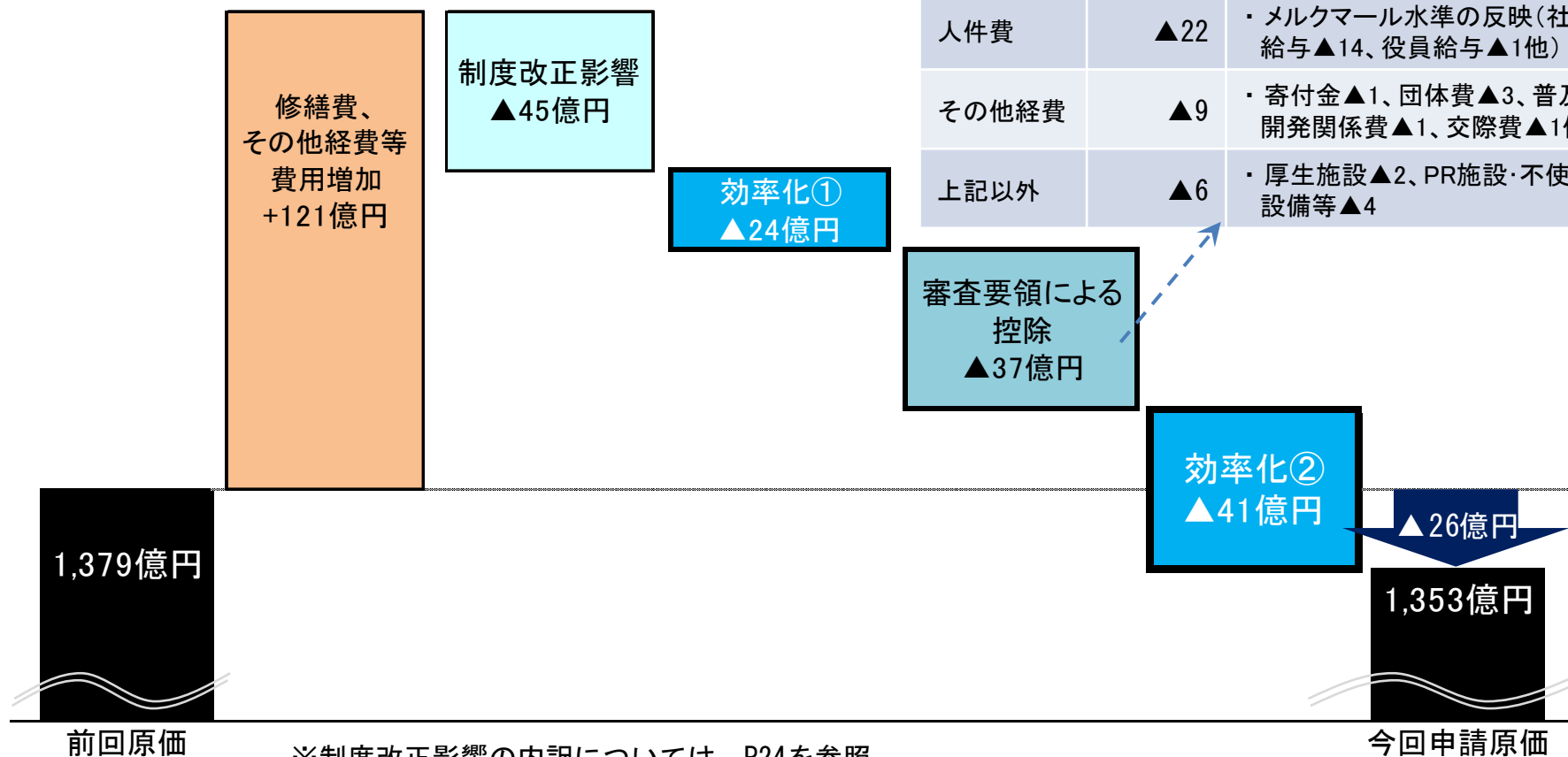
[]は調達ベースの金額

項目		原価織込額	内容
「審査要領」に基づく原価控除額 計 (A)		▲37億円	人件費、厚生施設他
効率化① (前回改定以降の効率化)	人件費の効率化	給料手当等の削減 ▲16億円 [-]	賞与削減等の年収水準引き下げ
	資材調達の効率化	仕様・工法の見直し ▲2億円 [▲7]	工事内容・機器仕様見直し等による工事費低減
		単価削減 ▲6億円 [▲7]	ケーブル・計器等の単価削減
		計 ▲8億円 [▲14]	過去3年資材発注総額平均(NW)の▲3%相当
計		▲24億円 [▲14]	
効率化② (更なる効率化)	資材調達の効率化	仕様・工法の見直し ▲3億円 [▲6]	新工法採用、工事内容・機器仕様見直し等 過去3年資材発注総額平均(NW)の▲1%相当
		調達低減▲7% ▲38億円 [▲57]	競争発注による資材調達低減効果▲7%
	計		▲41億円 [▲63]
経営効率化額 計 (B)		▲65億円 [▲77]	申請原価に対して約5%相当
原価削減額 合計 (A+B)		▲102億円	

2. 料金原価算定の概要（経営効率化の反映）

- 高経年設備の機能維持対応やスマートメーター導入による修繕費等のコスト増加に対しまして、「審査要領」に基づく原価控除額（自己査定額）および経営効率化によるコスト削減を反映することにより、前回原価と対比して▲26億円低減しております。

【前回原価（H20原価）からの変動要因（イメージ）】



○控除額内訳（億円）

費目	影響額	内容
人件費	▲22	・メルクマール水準の反映（社員給与▲14、役員給与▲1他）
その他経費	▲9	・寄付金▲1、団体費▲3、普及開発関係費▲1、交際費▲1他
上記以外	▲6	・厚生施設▲2、PR施設・不使用設備等▲4

※制度改正影響の内訳については、P24を参照。
 ※効率化の内訳については、P8を参照。

(参考) 競争発注比率の拡大[全社]

- ・ 資材調達価格の低減および発注の透明性確保を目的に、部門を横断する委員会を設置し、競争発注比率の拡大に取り組んできた結果、競争発注比率はH26年度で33%に向上しています。
- ・ 更に競争発注比率を拡大し、調達価格低減▲7%を達成するため、H27年度は50%程度への拡大を進めております。

【競争比率拡大に向けた取組み】

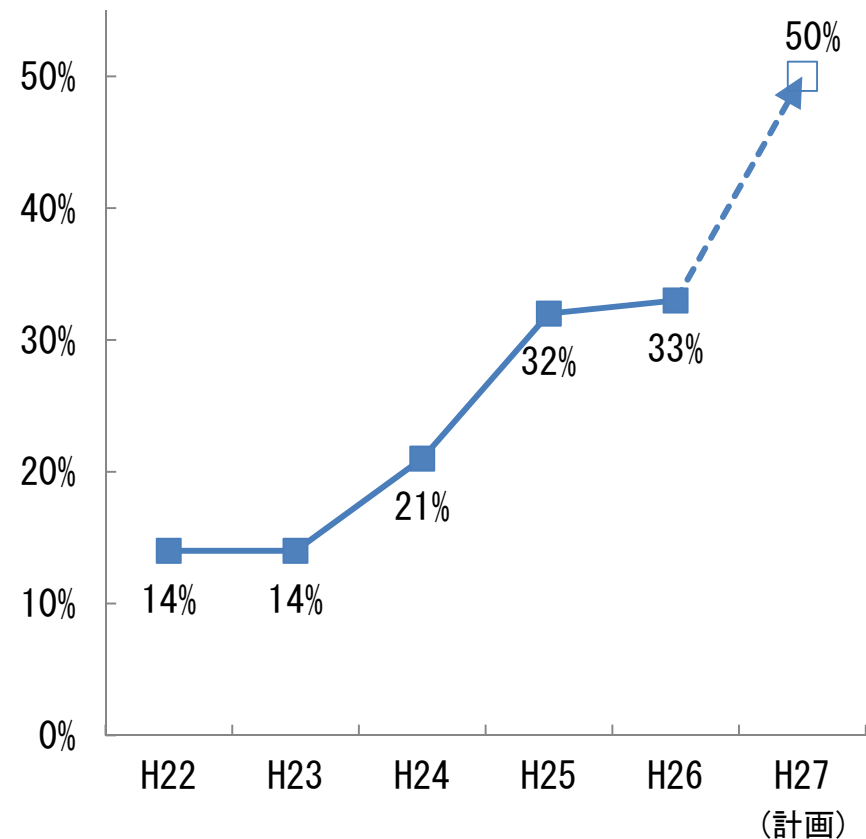
- 特命発注(随意契約)している全件名を対象に、技術主管部門と資材部門で構成する委員会(Cross Functional Team)を設置し、安全最優先と品質確保を前提に、競争化の障害となる課題を解決し、競争発注拡大に向け検討してきました。

＜主な取組み内容＞

調達対象毎に最適な調達方策を採用

- ・ 競争入札 (ターゲットプライス方式)
- ・ 順位配分競争
- ・ まとめ競争
- ・ 技術提案型競争 (VE提案型競争)
- ・ 共同調達 等

【競争発注比率の推移】



3. 原価の内訳（人件費①）

- ・人件費は、「審査要領」で示されたメルクマールや査定方針に従い算定しました。
- ・メルクマール適用による役員給与・社員年収・退職給与金の削減などにより、前回改定と比較し、▲4億円低減しております。

【原価の内訳】

（億円）

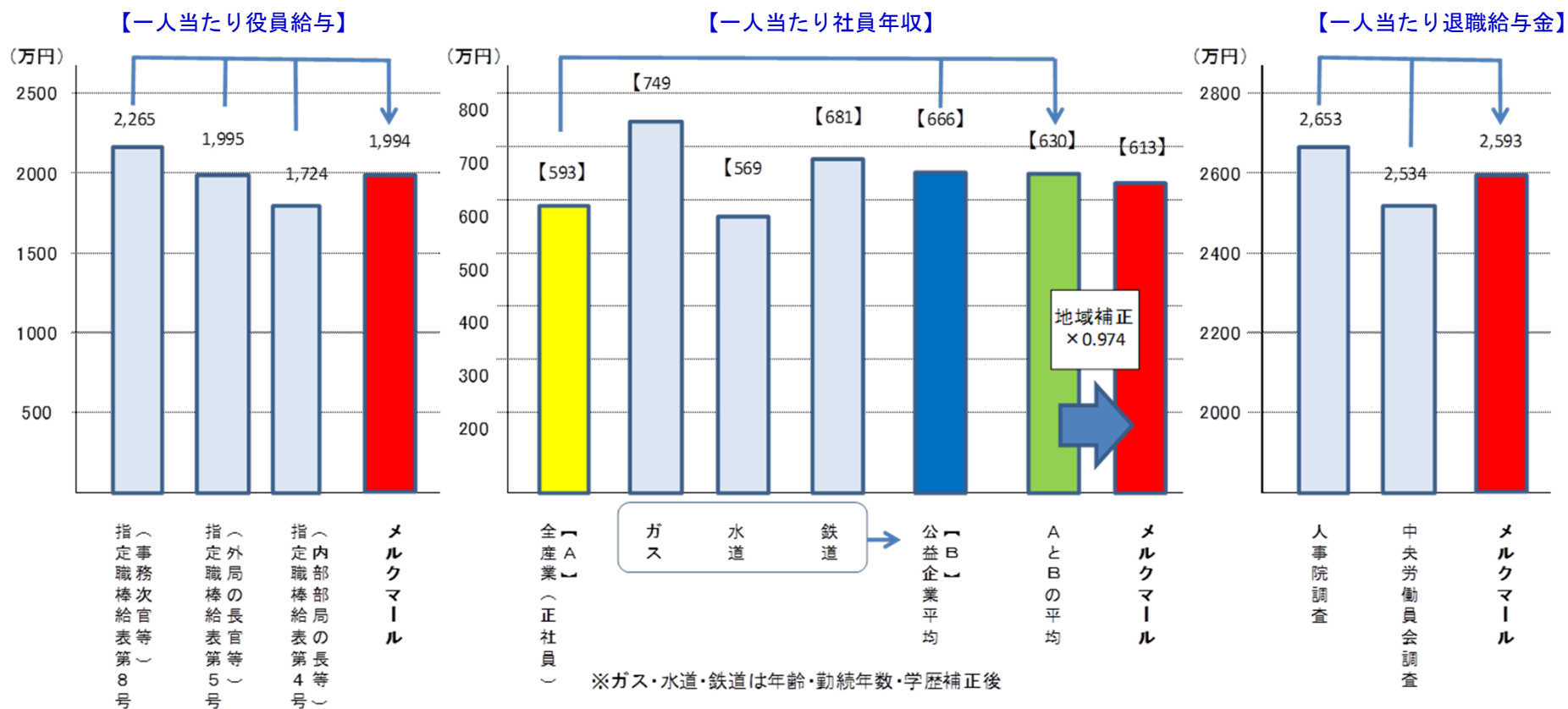
	今回 A (H28~H30)	前回 B (H20)	差引 A-B	備考
役員給与	1	2	▲1	・役員給与をメルクマール水準（1,994万円/人）まで引き下げ
給料手当	176	186	▲10	・社員年収をメルクマール水準（613万円/人）まで引き下げ
給料手当振替額	▲2	▲3	+2	
退職給与金	23	24	▲1	・退職給与金をメルクマール水準（2,593万円/人）まで引き下げ
厚生費	34	29	+5	・社会保険料率の上昇 ・健康保険料の事業主負担率をH30年度に55%まで引き下げ ・保健館・体育施設関連費用、持株奨励金は全額原価不算入
委託検針集金費	10	16	▲5	・スマートメーター導入による効率化
雑給	12	6	+6	・顧問、相談役等に係る費用を全額原価不算入
合計	255	259	▲4	

3. 原価の内訳（人件費②）

- ・役員給与、社員年収、退職給与金等は、「審査要領」や「電気料金審査専門小委員会」で示されたメルクマールに基づき算定しております。

※「審査要領」や「料金審査専門小委員会」で示されたメルクマール

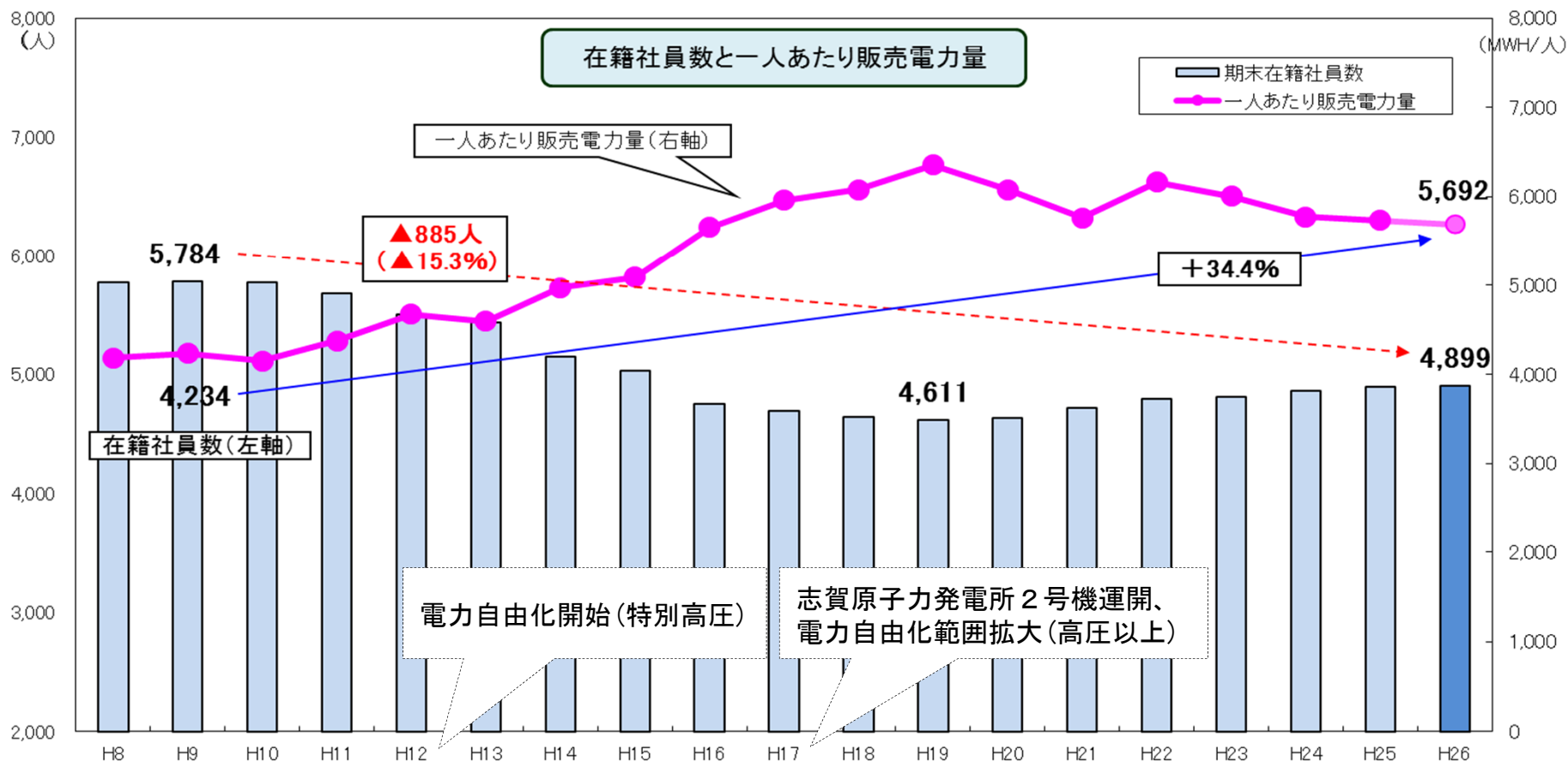
- ・役員給与：国家公務員の指定職（事務次官・外局の長官・内部部局長等）の平均
- ・社員年収：「1千人以上の大企業平均」と「ガス・水道・鉄道の3業種平均（年齢・勤続年数・学歴を補正）」の平均
- ・退職給与金：「人事院調査」と「中央労働委員会調査」の平均



※「中部電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針」で示された水準（給与改定特別法による減額前）

(参考) 全社人員数の推移

- ・当社は、部門横断プロジェクト(H13年度～17年度)を中心に、徹底的な業務効率化を推進し、採用数を大幅に抑制するなど人員効率化に取り組んできた結果、社員数はH19年度末に約4,600人まで減少しました。
- ・その後は、新規電源開発(LNG・水力)、高経年流通設備改修等のため人員増となりましたが、H26年度の人員数は、ピーク時のH9年度と比べ▲885人(▲15.3%)削減しており、労働生産性を示す一人あたり販売電力量については+34.4%向上しております。



【参考】

定期採用数

H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	H25	H26
177	149	145	134	104	90	59	30	28	33	52	80	115	160	163	150	144	135	135

注) 在籍人員数には、建設専従者を含む

3. 原価の内訳（燃料費、購入電力料）

- ・ 燃料費は、離島（石川県舩倉島）における内燃力発電（A重油）の燃料費を計上しております。
- ・ また、周波数制御等に必要な調整力を確保するために生じる電源の持替増分費用（アンシラリーサービス費における周波数制御・需給バランス調整可変費）を「算定省令」等に基づき計上しました。
- ・ 購入電力料については、電力融通および他社受電契約に基づく費用を計上しております。

【燃料費】

（億円、百万kWh、円/kWh）

	今回（H28～H30）A			前回（H20）B			差引 A－B		
	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価
内 燃 力	0.2	0.6	37.83	—	—	—	+0.2	+0.6	37.83

（億円）

	今回（H28～H30）A	前回（H20）B	差引 A－B
電源持替増分費用	20	—	+20

【地帯間・他社購入電力料】

（億円、億kWh、円/kWh）

	今回（H28～H30）A			前回（H20）B			差引 A－B		
	金額	受電電力量	単価	金額	受電電力量	単価	金額	受電電力量	単価
購入送電費	0.1	0.3	0.29	0.2	0.7	0.28	▲0.1	▲0.4	0.01

3. 原価の内訳（修繕費）

- ・ 修繕費については、高経年設備の修繕、スマートメーター導入などにより増加傾向にあります。
- ・ そうした中、競争発注の拡大による資材調達価格の低減や仕様・工法の見直し等の効率化を反映することにより、最大限の抑制を図っております。

【原価の内訳】

(億円)

		今回 A (H28~H30)	前回 B (H20)	差引 A-B
送電	電	51	36	+15
変電	電	35	31	+ 5
配電	電	198	186	+11
	一般修繕費	73	71	+ 2
	取替修繕費	125	115	+10
その他		25	19	+ 6
合計		309	272	+38

【今回料金原価の主な増加要因】

(億円)

- ・ 制度改正影響(アソソリ-固定費5→7%)による増 : + 5
- ・ スマートメーター導入による増 : +16
- ・ 高経年設備の修繕等の増 : +34
- ・ 太陽光発電連系に伴う電圧変動対策等による増 : + 5

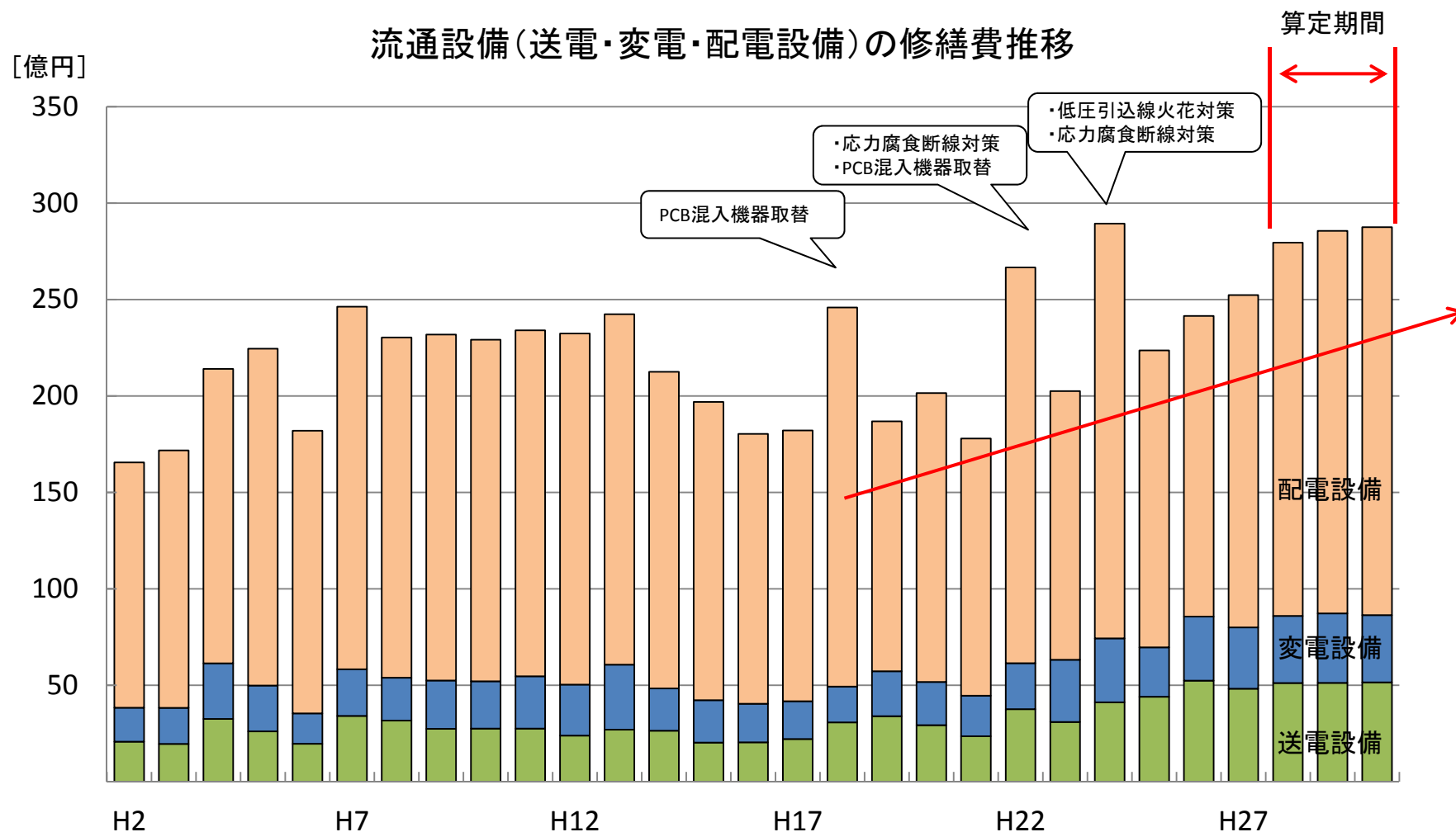
【今回料金原価に反映した効率化施策】

(億円)

- ・ 競争発注の拡大による調達価格の低減 : ▲22
- ・ 仕様・工法の見直しや物品単価低減による工事費削減 : ▲ 8

3. 原価の内訳（流通設備の修繕費推移）

- ・ 流通設備の修繕費は、平成13年度以降、工事の効率化やコスト削減施策の積み重ねにより抑制を図ってきましたが、至近では応力腐食断線対策や低圧引込線火花対策のほか、高経年設備の修繕の増加やスマートメーター導入などにより増加傾向にあります。



3. 原価の内訳（設備投資額）

- ・ 設備投資総額は、H28～H30年度平均712億円となり、前回改定に比べ286億円の増加となっております。
- ・ 内訳としましては、流通設備は高経年化対応などにより17億円の増加、その他設備については、主に電源設備（片貝別又、新港火力LNG火力発電所）の新設などに伴い269億円の増加となっております。

【設備投資額の内訳】

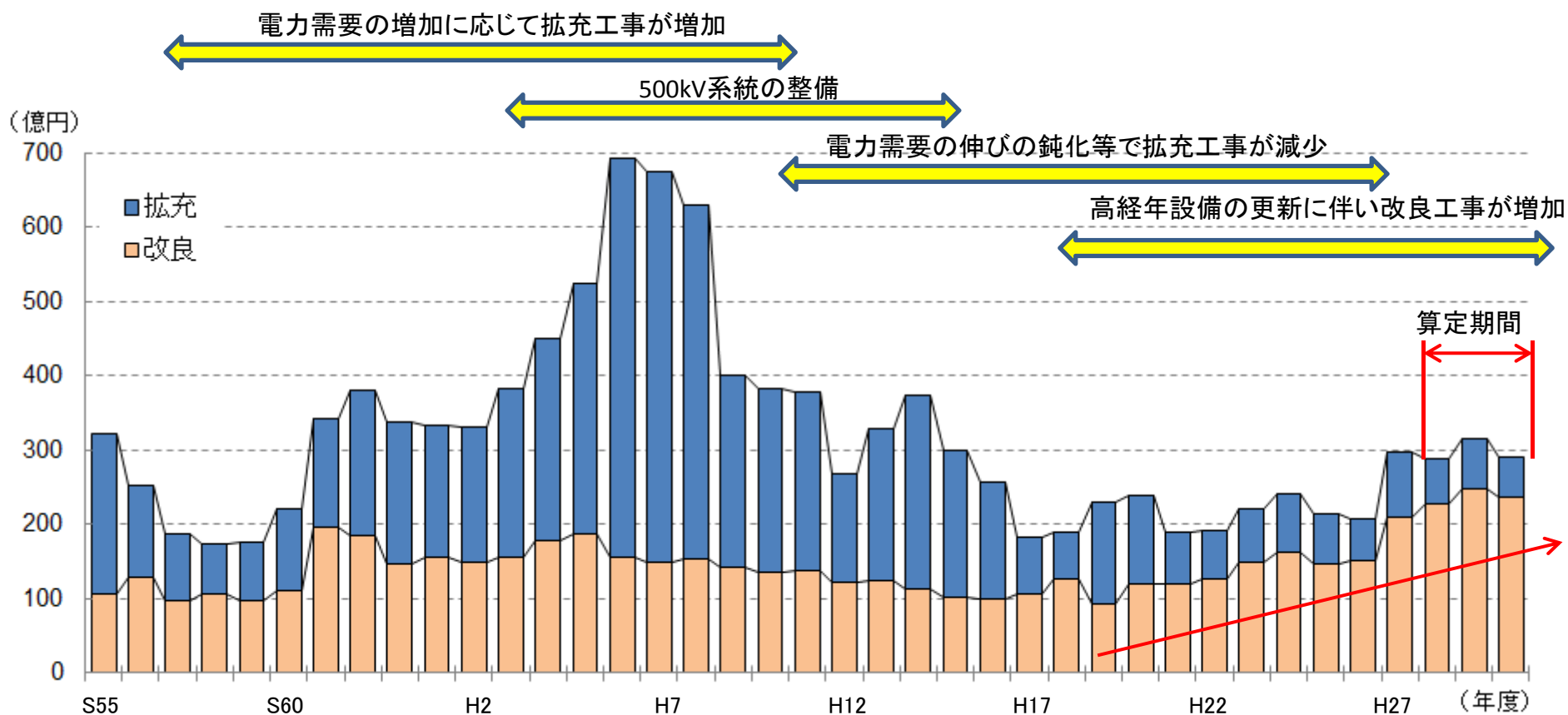
（億円）

		今回（H28～H30）				前回 (H20) B	差引 A－B	主な増減理由
		H28	H29	H30	平均 A			
流通	送電	135	143	129	136	135	+1	高経年設備の機能維持対応による増
	変電	61	70	63	65	57	+8	高経年設備の機能維持対応による増
	配電	90	101	98	96	88	+8	スマートメーター通信システムの整備
	計	287	314	290	297	280	+17	
その他	水力	64	51	72	62	31	+31	片貝別又発電所新設
	火力	307	239	319	288	29	+260	新港火力発電所(LNG)新設
	業務	76	59	57	64	85	▲21	拡充工事の減
	計	446	348	449	415	146	+269	
合計		734	663	739	712	426	+286	

3. 原価の内訳（流通設備の投資額推移）

- ・ 高度成長期以降、電力需要の増加に対応するため、流通設備の建設が増加。その後の需要の鈍化により、拡充工事が減少しました。
- ・ 近年では、流通設備の経年劣化に伴う更新工事により、改良工事は増加する傾向にあります。

流通設備（送電・変電・配電設備）の投資額推移



3. 原価の内訳（減価償却費・固定資産除却費）

- ・ 減価償却費については、投資増加や制度影響等の増加要因はありますが、既存設備の償却進行や経営効率化による設備投資額削減を反映した結果、前回対比で▲34億円減少いたしました。
- ・ 流通設備の経年劣化に伴う更新工事の増加に伴い、固定資産除却費は増加するものの、経営効率化による設備投資額削減を反映し、減価償却費と合わせた設備投資関連費用は、前回対比で▲8億円の減となります。

【減価償却費の内訳】

(億円)

	今回 A (H28~H30)	前回 B (H20)	差 引 A - B	備 考
送 電	119	126	▲ 6	・ 償却進行による減少
変 電	64	85	▲21	・ 償却進行による減少
配 電	63	81	▲18	・ 償却進行による減少
そ の 他	31	19	+11	・ 制度改正影響(アソシエーション費、発電設備区分見直しによる増)
合 計	277	311	▲34	

【固定資産除却費】

合 計	54	28	+26	・ 流通設備の経年劣化に伴う更新工事の増加
-----	----	----	-----	-----------------------

3. 原価の内訳（事業報酬①）

- ・事業運営に必要な資金調達コストに相当する「事業報酬」については、「算定省令」に基づき適正な事業資産価値（＝レートベース）に事業報酬率を乗じて算定いたしました。
- ・今回、事業報酬率が3.3%から1.9%に低下したこと等から、事業報酬は前回に比べて▲66億円減少しております。

【原価の内訳】

（億円）

		今回 A (H28~H30)	前回 B (H20)	差引 A-B
レ ー ト ベ ー ス	特 定 固 定 資 産	4,318	4,717	▲399
	建 設 中 の 資 産	91	41	49
	特 定 投 資	3	0	3
	運 転 資 本	120	117	3
	営 業 資 本	97	97	0
	貯 蔵 品（燃 料・そ の 他）	23	21	3
	繰 延 償 却 資 産	—	—	—
	小 計	4,532	4,875	▲344
	剰 余 金 残 高 相 当 額	—	▲253	253
合 計 ①	4,532	4,622	▲90	
事 業 報 酬 率 ②	1.9%	3.3%	▲1.4%	
事 業 報 酬 ① × ②	86	153	▲66	

3. 原価の内訳（事業報酬②） 前回対比

- ・事業報酬額を前回と比較すると、報酬率の低下により▲63億円、レートベースの低下により▲3億円の合計▲66億円減少しております。
- ・また、自己資本報酬率及び他人資本報酬率の前回対比は下表のとおりとなっております。



<報酬率差 前回対比>

	今回 A (H28~H30)	前回 B (H20)	差引 A-B
事業報酬率 (a) × 0.3 + (b) × 0.7	1.9%	3.3%	▲1.4%
自己資本報酬 (a)	3.47%	5.42%	▲1.95%
	公社債利回り [1.20%] × (1-β) + 全産業 ROE [6.72%] × β ※ β : 0.41	[計算式同左] 公社債利回り : 3.40% 全産業 ROE : 6.12% β : 0.70	
他人資本報酬 (b)	1.17%	2.37%	▲1.20%
	公社債利回り (至近5年) : 0.86% リスクプレミアム (震災前5年) : 0.31% の合計	電力10社有利子負債利子率 (至近5年)	

3. 原価の内訳（公租公課）

- ・ 公租公課は、法人税法地方税法及びその他税に関する法律の定めるところにより、流通対応需要電力量や設備投資等の前提計画をもとに算定しております。
- ・ 法人税や電源開発促進税などが減少したことから、公租公課は前回に比べ▲11億円減少しております。

【原価の内訳】

(億円)

	今回 A (H28~H30)	前回 B (H20)	差引 A-B	備考
水利使用料	1	1	▲ 0	
固定資産税	58	58	▲ 1	償却進行等による固定資産の減
雑税 ※	1	2	▲ 1	
電源開発促進税	106	108	▲ 2	課税標準電力量の減
事業税	18	20	▲ 2	事業税対象原価の減
法人税等	13	19	▲ 6	法人税率引き下げ(29%←36%)による減
合計	197	208	▲11	

※ 住民税、事業所税、印紙税等

3. 原価の内訳（その他経費、控除収益）

- ・ 寄付金の全額不算入に加え、調達価格の削減を反映したものの、電力システム改革対応によるシステム改修費用の増加による委託費の増加、流通設備の経年劣化に伴う更新工事の増加による固定資産除却費用の増加等により、その他経費は前回に比べ27億円増加しております。

【その他経費の内訳】 (億円)

	今回 A (H28~H30)	前回 B (H20)	差引 A-B
消耗品費	10	8	+ 2
補償費	19	15	+ 4
賃貸料	32	33	▲ 1
託送料 / 事業者間精算費	9	15	▲ 6
委託費	73	59	+14
損害保険料	0	0	+ 0
普及開発関係費	1	3	▲ 1
養成費	2	2	▲ 0
研究費	4	6	▲ 1
諸費	21	27	▲ 6
固定資産除却費	54	28	+26
使用済燃料再処理等既発電費	16	16	—
その他	▲ 1	2	▲ 3
合計	241	214	+27

【控除収益の内訳】 (億円)

	今回 A (H28~H30)	前回 B (H20)	差引 A-B
託送収益 / 事業者間精算収益	13	10	+ 3
地帯間販売送電料	8	12	▲ 4
電気事業雑収益	11	14	▲ 3
電灯・電力料	0	—	+ 0
遅収加算	—	2	▲ 2
預金利息	0	0	+ 0
合計	32	37	▲ 5

【今回料金原価の主な増減要因】 (億円)

- ・ 流通設備更新工事増加に伴う固定資産除却費の増加 : 26
- ・ 電力システム改革への対応等による委託費の増加 : 14
- ・ 寄付金, 団体費など原価外扱いによる諸費の減少 : ▲ 6

【今回料金原価に反映した効率化施策】 (億円)

- ・ 競争発注の拡大等による調達価格の低減 : ▲ 9

4. 電力システム改革に伴う制度改革の反映

【主な制度改革内容とその影響】

(億円)

	制度改革概要	今回 (H28~H30)	制度改革による影響
事業報酬率 (前回3.3% →今回1.9%)	・送配電部門のリスクプレミアムを抑制 (震災前実績[震災前5年or7年]を使用し算定)	86	(▲63)
アンシラリー サービス費	・周波数制御・需給バランス調整に必要な出力調整幅を見直し(現行5%→7%)【変更:固定費】 ・周波数制御等に必要な電源持替増分費用(最経済運転→部分負荷運転運用による増分)を託送原価へ振替【新規:可変費】	固定費:47 可変費:20 計:67	固定費:+8 可変費:+20 計:+28
離島供給費用	・離島の供給義務者が送配電事業者とされたことに伴い、舩倉島(石川県)の発電コストを託送原価へ振替	1	(+1)
発電・送配電の 設備区分見直し	・H28年4月からのライセンス制導入に伴い、水力・火力発電設備について、発電しない場合でも託送供給に必要な設備のコスト(減価償却費、事業報酬)を託送原価に振替	3	(+3)
営業・送配電の 業務区分見直し	・ライセンス制導入に伴い、需要家費及び一般販売費を「NW業務」と「小売業務」に区分	42	(▲13)
合 計			(▲45)

4. 制度改革（アンシラリーサービス費）

・電力システム改革の議論や「算定省令」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・需給バランス調整及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】

	主な内容
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）に応じた発電機の出力調整
その他	<ul style="list-style-type: none"> 管轄エリアの供給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]

【アンシラリーサービス費の託送原価への織込み】

	対象原価	金額(億円/年)	
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7%）【固定費】 調整力の供出を求めることで生じる（最経済となる）発電計画からの調整による、部分負荷運転に伴う増分費用【可変費(燃料費)】 	67	
その他	潮流調整	<ul style="list-style-type: none"> 送電線の容量制約の順守や広範囲停電を未然防止するために、調整電源を運転して発生するコスト（過去実績に基づき算定） ⇒ 過去3ヶ年(H24-26年度)実績なしのため、織込まず 	—
	電圧調整	<ul style="list-style-type: none"> 系統電圧を維持するために必要な調整電源を運転することで発生する増分コスト（過去実績に基づき算定） ⇒ 過去3ヶ年(H24-26年度)実績なしのため、織込まず 	—
	系統保安ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 送配電設備の事故等に伴う電源脱落時の影響を軽減するために揚水発電所を運転して発生する増分コスト（過去実績に基づき算定） ⇒ 過去3ヶ年(H24-26年度)実績なしのため、織込まず 	—
	ブラックスタート	<ul style="list-style-type: none"> ブラックスタート機能（広範囲停電発生時に外部電源に依存せず発電を開始）を有する水力設備の固定費 	0

(参考) 周波数制御・需給バランス調整【固定費】

- ・水力発電設備・火力発電設備のうち、周波数制御機能を有する設備の帳簿価額比率（A）をもとに、周波数調整の対象となる費用を特定し、これに周波数制御機能を有する発電所の最大出力に対する周波数変動是正のために増加する発電出力の割合（B）を乗じて、周波数制御等費用（C）を算定しました。

(A) 水力発電設備及び火力発電設備のうち周波数制御等機能を有する設備の帳簿価額比率

	水力発電設備	火力発電設備
発電設備の帳簿価額比率	34.999% (①)	93.772% (②)

(B) 周波数制御等機能を有する発電所の最大出力に対する周波数変動是正のために増加する発電出力の割合

$$\frac{(5,208 \text{ kW}[\ast 1] \times 7\%[\ast 2])}{(975 \text{ kW}[\text{水力}\ast 3] + 3,971 \text{ kW}[\text{火力}\ast 3])} = 7.372\% \text{ (③)}$$

※1：ピーク日の最大需要電力のH28～H30年度平均値

※2：最大電力に対応するために必要となる出力調整幅相当 [偶発的需給変動]

※3：周波数制御機能を有する発電設備の認可出力H28～H30年度平均値

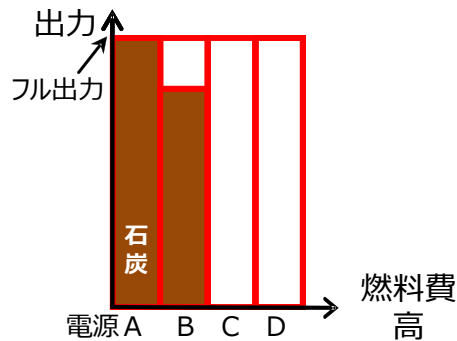
(C) 周波数制御等コストの算定

水力：	275億円	×	34.999% (①)	×	7.372% (③)	=	7億円/年	
火力：	579億円	×	93.772% (②)	×	7.372% (③)	=	40億円/年	計：47億円/年

- ・発電側として各時点で最経済となる発電計画から、送配電側の要請により部分負荷運転となる発電機を増やすことに伴い、発生する電源持替増分費用を算定しました。

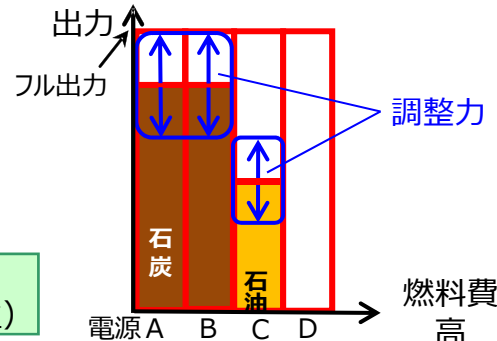
【出力調整と電源持替増分費用発生のイメージ】

[最経済運用を追求した発電計画]



出力調整
(増分費用発生)

[調整力確保のために調整した発電計画(実績)]



左記の発電状況の
対象時間を集計
×
持替電源の単価差
×
時間あたりの調整電力量※
(各時間一定みなし)

出力調整
に伴う
増分費用
を算出

※ 調整電力量とは

- ・周波数制御・需給バランス調整のため、常に需要の5%程度を必要調整力として確保する需給運用を行っております。
- ・小売・発電事業として行う需給運用の結果、管内エリアの調整力を確保できる場合もあることから、一般送配電事業として必要な調整力に1/2を乗じて調整電力量を算定しています。

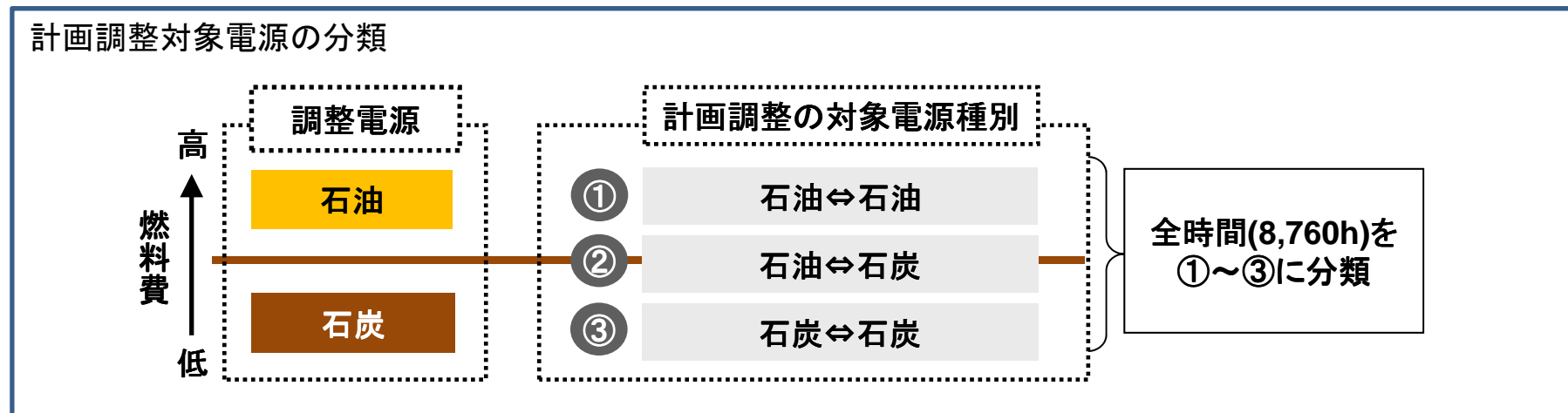
$$1 \text{ 時間あたりの調整電力量} = \text{実績需要}^{\ast 1} \times 5\%^{\ast 2} \times 1/2 \text{ / } 8,760 \text{ 時間}$$

※1 至近3ヶ年の実績流通対応需要(送電端)

※2 需給当日時点での調整力

(参考) 周波数制御・需給バランス調整【可変費】②

【電源持替増分費用の算定方法】



↓

①~③の 対象時間	×	①~③の 単価差	×	時間あたりの 調整電力量	=	H24-26の 3年実績	0.07円/kWh
--------------	---	-------------	---	-----------------	---	-----------------	-----------

電源持替増分実績費用単価(a)

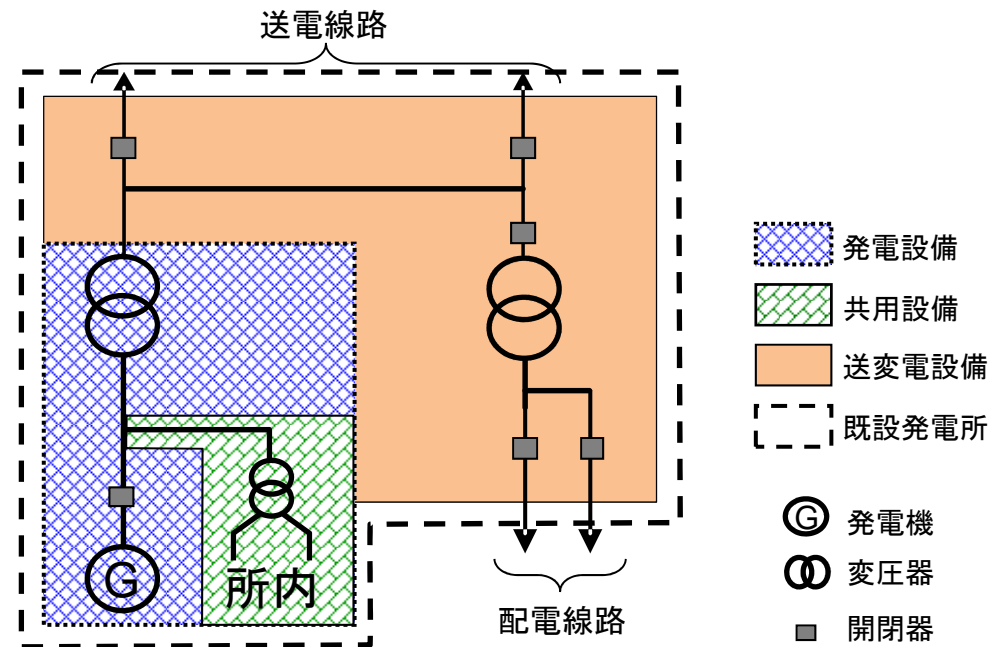
H24-26の 3年実績	0.07円/kWh	×	需要 (H28-30平均)	300億kWh	=	<u>20億円/年</u>
-----------------	-----------	---	------------------	---------	---	---------------

電源持替増分実績費用単価(a) 原価算定期間の流通対応需要(送電端)(b) 電源持替増分費用(a × b)

4. 制度改革（発電・送配電の設備区分見直し）

- 発電所周辺地域の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関して、ライセンス制導入以降における送配電部門の公平性・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、送配電設備の費用を託送料金に反映しました。

- 水力発電設備及び火力発電設備のうち、発電機が停止した場合においても託送供給に必要な設備を送配電設備とみなし、当該設備の減価償却費・電気事業報酬を託送料金に反映しています。
（3億円/年）
- 当該設備を有する発電所は次のとおりです。
水力発電所：64箇所、火力発電所：4箇所



※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

4. 制度改革（離島供給費用）

- 送配電部門が離島への供給義務を負うことを法令上明確に定められたことから、火力発電費に整理されている当社管内唯一の離島である「舢倉（へぐら）島」への供給コストを抽出して、「離島供給費」として託送料金に反映しました。

【舢倉（へぐら）島の位置】



【離島供給費用の算定】

(1) 離島供給に係る費用 (億円)

対象費目	離島に係る費用
燃料費、修繕費、委託費、減価償却費、事業報酬 など	0.8

(2) 離島供給に係る控除収益 (億円)

対象費目	離島に係る収益
離島に係る電灯・電力料 (託送料金相当額除き)	0.1

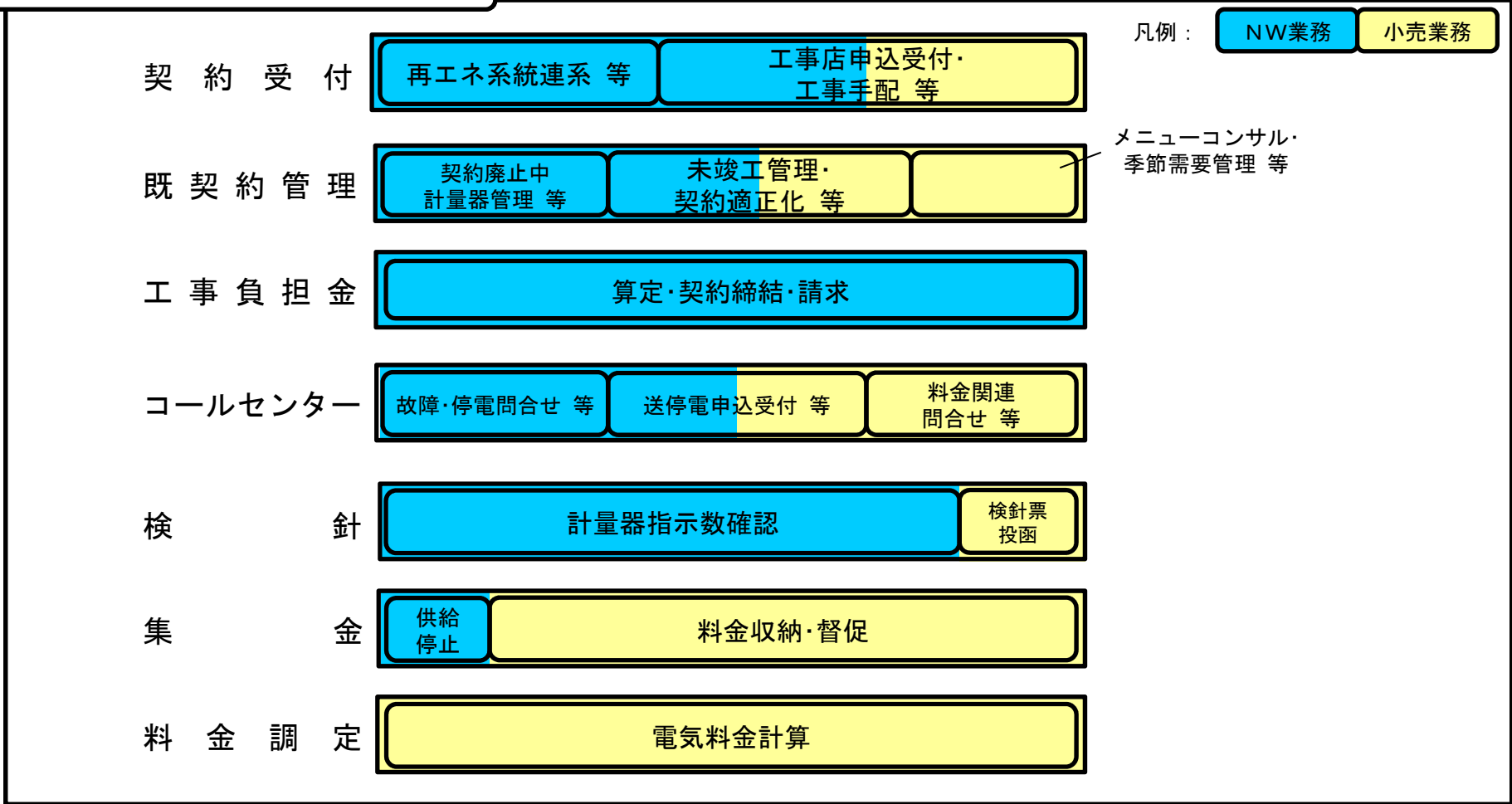
(3) 離島供給費用

上記(1)0.8億円/年－(2)0.1億円/年 = 0.7億円/年

4. 制度改革（営業・送配電の業務区分見直し）

- ・現状、送配電部門(NW)と営業部門(小売)が一体となって実施している業務に関して、ライセンス制の導入に伴い、国の審議会等の議論を踏まえて、NWと小売の業務に区分しました。
- ・区分に基づきNWとして整理される業務に係る費用を託送料金に反映しております。(42億円/年)

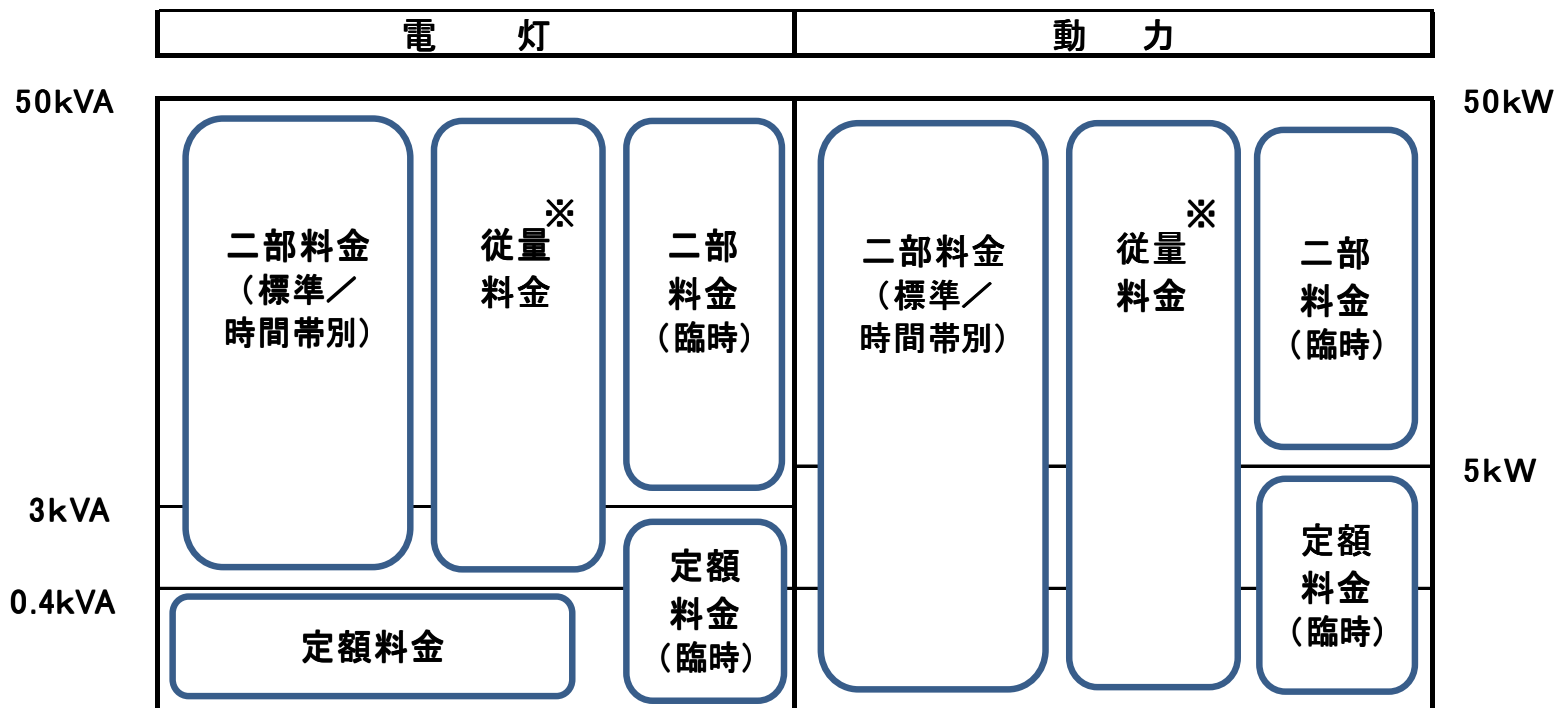
支店・支社等の主な業務区分



5. 低圧託送料金等の設定（メニュー構成と料金制）

- ・ 小売全面自由化に伴い、新たに低圧託送料金を設定しました。
- ・ 低圧託送料金のメニュー構成と料金制については、現行の電気供給約款料金との整合を図り、以下のとおり設定いたします。

- ・ 電灯（電灯または小型機器を使用）と動力（動力機器を使用）別に設定
- ・ 標準、時間帯別（負荷平準化を目的）に、二部料金（基本料金＋電力量料金）を設定
- ・ 小規模の需要を対象として非計量とした定額料金を設定
- ・ 1年未満の需要を対象とした臨時を設定



※自己等への電気の供給（自己託送）を希望される場合に適用いたします。

5. 低圧託送料金等の設定（契約電力決定方式）

- ・ 契約電力の決定方式については、S B（サービスブレーカー）契約および主開閉器契約に加えて、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新たに導入し、S B契約、主開閉器契約、実量契約の選択制といたします。

契約決定方式	契約電力決定方法
・ S B 契約	・ 年間の最大電流値 （5、10、15、20、30、40、50、60アンペアの電流制限値）
・ 主開閉器契約	・ お客さまが設置する開閉器容量
・ 実量契約	・ スマートメーターにより計測された過去12か月の最大需要電力 （30分電力量×2倍）の最大値

6. 託送料金単価表①

【低圧 接続送電サービス料金】

(単位：円)

契約種別		単位	料金単価(消費税等相当額含む)		
			新単価	現行単価	
電灯定額 接続送電 サービス	電灯 料金	10Wまで	1 灯	32.97	—
		10Wをこえ20Wまで	1 灯	65.94	—
		20Wをこえ40Wまで	1 灯	131.88	—
		40Wをこえ60Wまで	1 灯	197.82	—
		60Wをこえ100Wまで	1 灯	329.70	—
		100Wをこえる100Wまでごとに	1 灯	329.70	—
	小型 機器 料金	50VAまで	1機器	98.47	—
		50VAをこえ100VAまで	1機器	196.96	—
		100VAをこえる100VAまでごとに	1機器	196.96	—
電灯標準 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1kW	178.20	—
		SB・主開閉器契約	1kVA	140.40	—
		SB契約(5A)	1契約	70.20	—
		SB契約(15A)	1契約	210.6	—
	電力量料金	1kWh	7.16	—	

※ 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。

6. 託送料金単価表②

【低圧 接続送電サービス料金】

(単位：円)

契約種別			(単位)	料金単価(消費税等相当額含む)	
				新単価	現行単価
電灯 時間帯別 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1kW	178.20	—
		SB・主開閉器契約	1kVA	140.40	—
		SB契約(5A)	1契約	70.20	—
		SB契約(15A)	1契約	210.60	—
	電力量 料金	昼間時間	1kWh	8.10	—
		夜間時間	1kWh	5.94	—
電灯従量接続送電サービス			1kWh	10.08	—
動力標準 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1kW	469.80	—
		主開閉器契約	1kW	345.60	—
	電力量料金		1kWh	5.30	—
動力 時間帯別 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1kW	469.80	—
		主開閉器契約	1kW	345.60	—
	電力量 料金	昼間時間	1kWh	5.99	—
		夜間時間	1kWh	4.45	—
動力従量接続送電サービス			1kWh	13.00	—

※ 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。

6. 託送料金単価表③

【低圧 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(消費税等相当額含む)	
			新単価	現行単価
電灯 臨時定額 接続送電 サービス	50VAまで	1日	2.93	—
	50VAをこえ100VAまで		5.84	—
	100VAをこえ500VAまでの 場合100VAまでごとに		5.84	—
	500VAをこえ1kVAまで		58.45	—
	1kVAをこえ3kVAまでの 場合1kVAまでごとに		58.45	—
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 (主開閉器契約)の料金率を 10%割増したもの	—
	電力量料金	1kWh		—
動力臨時定額接続送電サービス		1kW1日	88.93	—
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 (主開閉器契約)の料金率を 20%割増したもの	—
	電力量料金	1kWh		

※ 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。

6. 託送料金単価表④

【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(消費税等相当額含む)		
			新単価	現行単価	
高圧標準 接続送電サービス	基本料金	1kW	610.20	583.20	
	電力量料金	1kWh	2.27	2.22	
高圧時間帯別 接続送電サービス	基本料金	1kW	610.20	583.20	
	電力量 料金	昼間時間	1kWh	2.53	2.46
		夜間時間	1kWh	1.95	1.89
高圧従量接続送電サービス		1kWh	12.27	11.77	
ピークシフト割引		1kW	▲518.40	▲495.72	
特別高圧標準 接続送電サービス	基本料金	1kW	453.60	421.20	
	電力量料金	1kWh	1.21	1.17	
特別高圧時間帯別 接続送電サービス	基本料金	1kW	453.60	421.20	
	電力量 料金	昼間時間	1kWh	1.32	1.27
		夜間時間	1kWh	1.07	1.04
特別高圧従量接続送電サービス		1kWh	8.65	8.07	
ピークシフト割引		1kW	▲385.56	▲358.56	

※ 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。

6. 託送料金単価表⑤

【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(消費税等相当額含む)	
			新単価	現行単価
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	1kWh		
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	1kWh		

※ 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 予備送電サービス料金】

(単位：円)

契約種別		(単位)	料金単価(消費税等相当額含む)	
			新単価	現行単価
高圧	予備送電サービスA	1kW	76.68	71.28
	予備送電サービスB	1kW	123.12	115.56
特別高圧	予備送電サービスA	1kW	75.60	71.28
	予備送電サービスB	1kW	100.44	103.68

※ 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水準

契約種別	契約電力等	1か月のご使用量	電気料金お支払額	託送料金相当額
従量電灯B	30A	300kWh	6,588円	2,569円
季節別時間帯別電灯Ⅰ (エルフナイト10)	10kVA	940kWh	17,028円	7,982円
季節別時間帯別電灯Ⅱ (エルフナイト10プラス)	6kVA	650kWh	11,148円	5,282円
高負荷率電灯	20kVA	7,000kWh	144,659円	52,928円
低圧電力	10kW	700kWh	18,689円	7,166円
低圧季節別時間帯別電力	12kW	3,600kWh	49,926円	23,227円

※電気料金お支払額には、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は含まれておりません。

※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。

※従量電灯B・季節別時間帯別電灯Ⅰ・季節別時間帯別電灯Ⅱ・高負荷率電灯には、口座振替割引額(▲54円)を含みます。

※季節別時間帯別電灯ⅠはエルフVプラン(電力量料金を▲10%割引)を適用、季節別時間帯別電灯ⅡはエルフSプラン

(夏季昼間時間以外の電力量料金を▲5%割引)を適用しています。

※低圧電力・低圧季節別時間帯別電力は力率割引(基本料金を▲5%割引)を含みます。

※使用量の内訳は、季節別時間帯別電灯Ⅰは夏季昼間時間123kWh・その他季昼間時間453kWh・夜間時間364kWh、

季節別時間帯別電灯Ⅱは夏季昼間時間25kWh・その他季昼間時間75kWh・朝夕時間235kWh・夜間時間315kWh、

高負荷率電灯は夏季2,100kWh・その他季4,900kWh、低圧電力は夏季210kWh・その他季490kWh、

低圧季節別時間帯別電力はピーク時間360kWh・その他時間3,240kWh。

※託送料金相当額は、上記のご使用量等に基づき算定しています。

従量電灯B・高負荷率電灯は電灯標準接続送電サービス料金、季節別時間帯別電灯Ⅰ・季節別時間帯別電灯Ⅱは電灯時間帯別接続送電サービス料金、低圧電力・低圧季節別時間帯別電力は動力標準接続送電サービス料金に基づき算定しています。

7. 近接性評価割引の見直し① 事業者設定基準

- ・ 現行は、評価対象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について評価を行っておりますが、今後は、以下のとおり事業者設定基準を届け出て、割引単価を設定いたします。

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]

第25条に定められた基準託送供給料金は、以下のとおり設定する。

3. 供給区域内の電気の潮流を改善する場合の近接性評価割引額

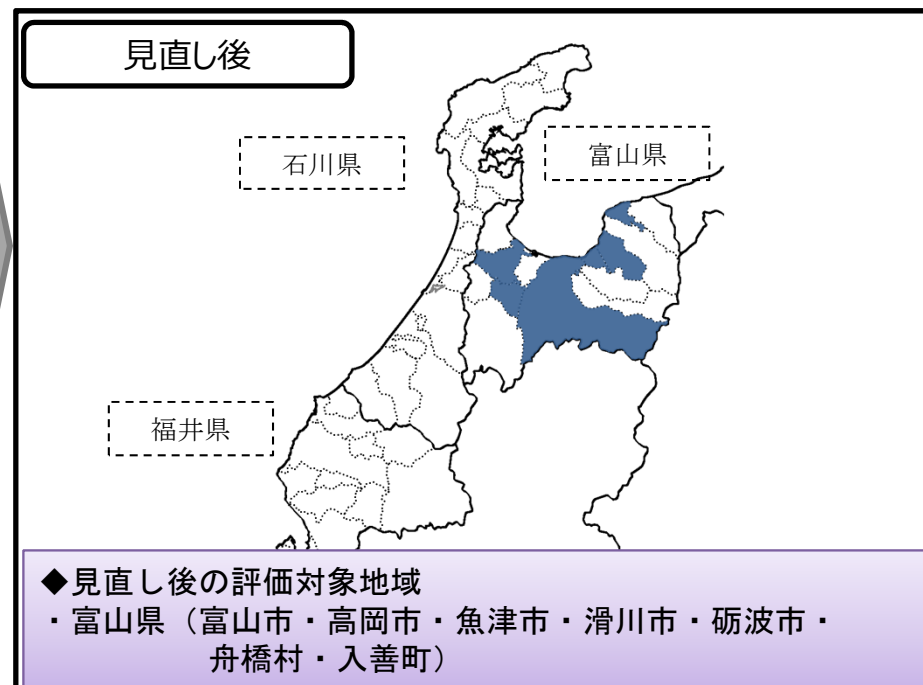
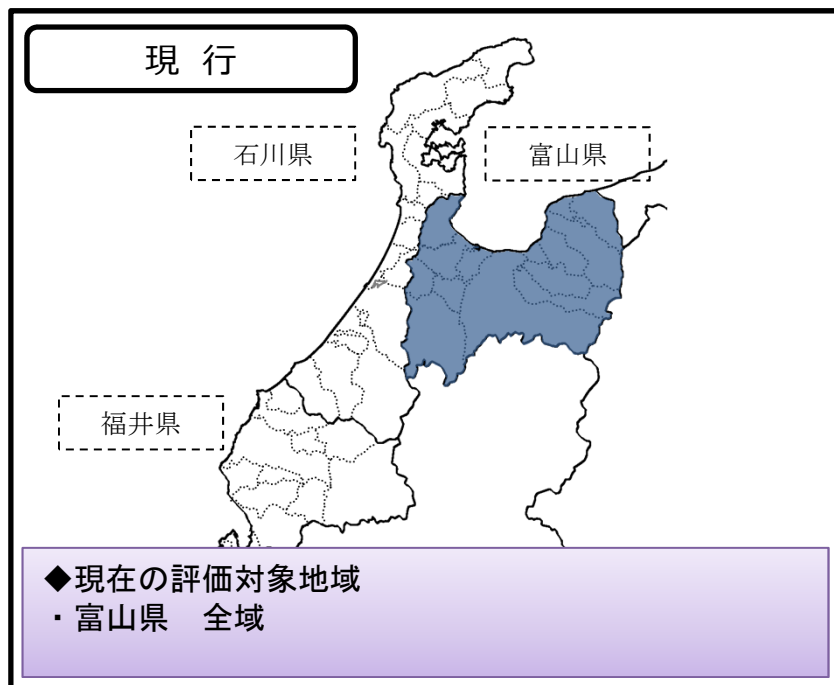
小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を発電する発電設備が、発電電力量、需要電力量および流通設備の実態等を踏まえ潮流改善効果进行评估できる市町村に立地する場合は、当該発電設備からの受電電力量（当該発電設備を維持し、および運用する発電契約者以外の事業者等を介して当該発電設備に係る電気を調達する場合の当該電気を除く。）と近接性評価割引単価を基礎に算定した割引額を、接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額から差し引くこととする。

なお、近接性評価割引単価については、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。

7. 近接性評価割引の見直し② 評価対象地域

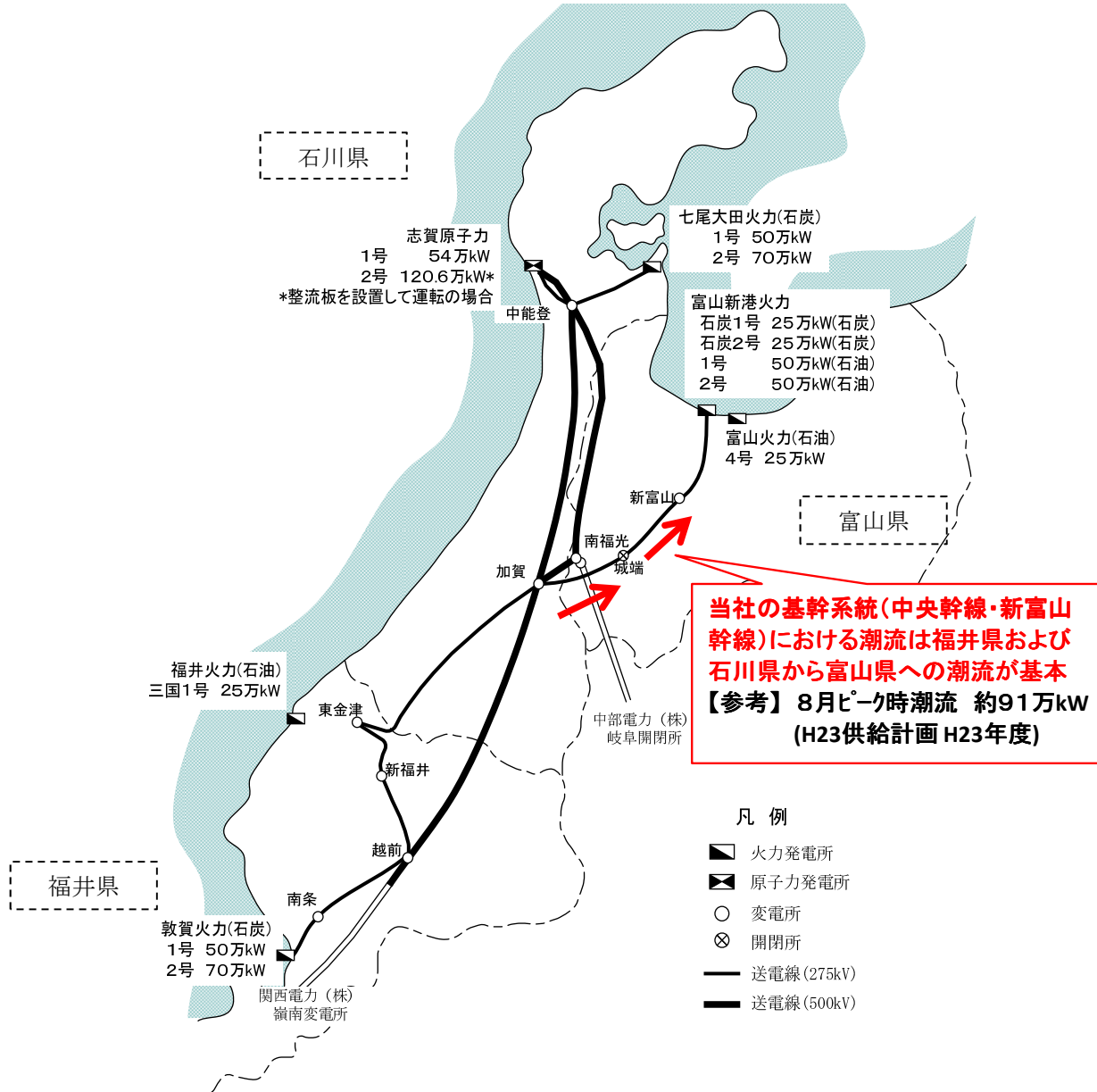
41

- ・評価対象地域については、電源立地に伴い基幹系統の潮流改善に資する地域のうち、需要地近接性地域として電源不足地域を選定して設定しております。（基幹系統の下位系統の潮流も考慮し、より細やかな単位として市町村単位で設定しております）
- ・具体的には、以下のとおりです。
 - ・「電源不足地域」として、発電量(kWh)と需要量(kWh)を比較し、「発電量<需要量」となる市町村を抽出し、その中でも一定期間継続して電源不足地域と見込まれる地域とするため、需要密度(需要量/面積)を算定し、エリア全体の需要密度を上回る市町村を抽出しております。
 - ・その上で、当社の基幹系統における潮流は、石炭火力等のベース電源が立地している福井県および石川県から富山県へ向かう潮流が基本であることを踏まえ、石川県・福井県を除外の上、基幹系統の潮流改善に資する富山県内の市町村を評価対象としております。
⇒ 富山市、高岡市など富山県内の7市町村を設定



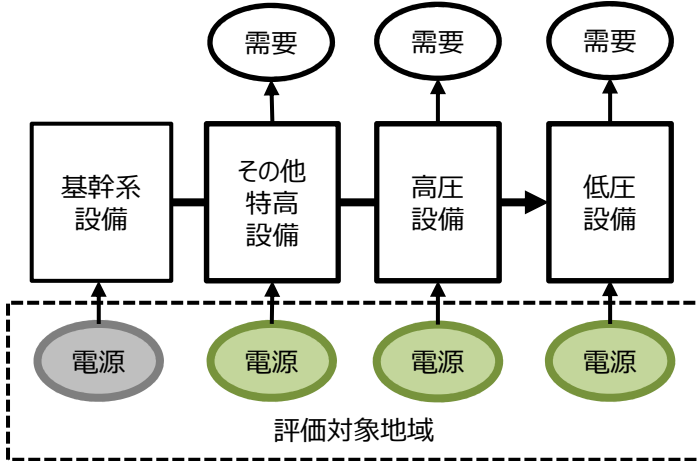
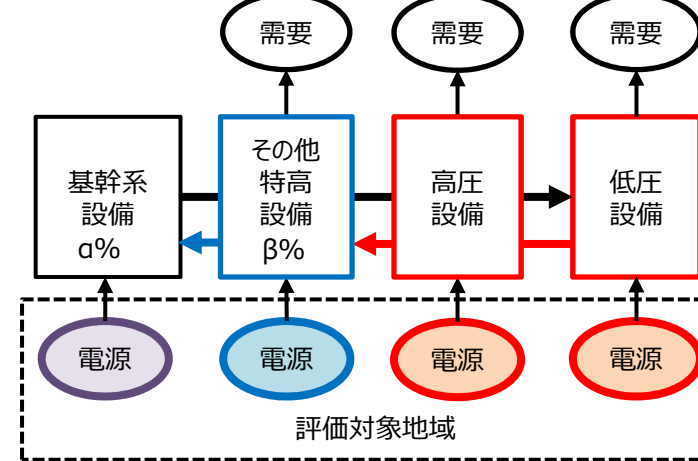
(参考) 当社の供給設備・潮流の状況

電力系統図 (平成27年3月31日現在)



7. 近接性評価割引の見直し③ 割引単価

・以下の評価にもとづき、受電電圧別に割引単価を設定しております。

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、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きいたします。</p>  <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 	<p>評価地域に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、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きいたします。</p>  <ul style="list-style-type: none"> ・特高電源 → α %のロス率を割引 (基幹系統に接続している電源を除く) ・高・低圧電源 → $(\alpha + \beta)$ のロス率を割引

※ 近接性評価割引は、評価対象地域に設置した発電設備から電気を受電することを小売電気事業者が選択する場合に託送料金を割り引く制度であり、他事業者からの転売や日本卸電力取引所の匿名取引により、結果として当該発電設備から受電する場合は、制度の趣旨に鑑み近接性評価割引の対象外といたします。

7. 近接性評価割引の見直し③ 割引単価

・受電電圧別の割引単価は以下のとおりです。

(単位：円)

	単 位	割引単価 (消費税等相当額含む)	
		新 単 価	現 行 単 価
高・低圧電源 (受電電圧が標準電圧6,000V以下の場合)	1 kWh	0.45	高圧電源 特高電源 0.01
特高電源 (受電電圧が標準電圧6,000Vをこえ 140,000V以下の場合)	1 kWh	0.27	
基幹系電源 (受電電圧が標準電圧140,000Vをこえる場合)	1 kWh	0.14	

※ 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。

- ・なお、基幹系統に連系する電源については、特高に連系する電源の1/2の評価としております。
- ・これは、見直し後の評価内容が「基幹系統に係る設備の投資抑制」「上位系統のロスに係る評価」であることを踏まえると、基幹系統に連系する電源については、電源の立地地点によって、潮流改善が相対的に大きい場合もあれば小さい場合もあります。
- ・したがって、潮流改善効果が電源立地地点により異なることを考慮し、特高に連系する電源の割引単価の1/2といたしました。

<イメージ>

