

調整力コストについて

平成 2 7 年 1 0 月
四 国 電 力 株 式 会 社

1. 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		・ 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%）	・ 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%※） ・ <u>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）</u>
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	・ <u>ブラックスタートにかかる設備の減価償却費、事業報酬</u>

※ 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

2. 調整力コストの原価織込額

2

○ 今回申請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、以下の通りです。

【調整力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、系統保安ポンプアップ	—	—	—	—
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、調整力コストの見直しによる影響

3. 周波数制御業務・需給バランス調整業務に係る固定費の算定

3

- 周波数制御・需給バランス調整機能を有する水力・火力発電設備の固定費に、送配電事業者が年間計画時点で確保する必要がある最大需要の7%の出力調整幅相当を乗じて算定しました。

(1) 周波数制御機能等を有する水力・火力設備の固定費

水力発電設備のうち周波数制御機能等を有する発電所に係る固定費

= 116億円

火力発電設備のうち周波数制御機能等を有する発電所に係る固定費

= 446億円

(2) 出力調整幅相当

$$\begin{array}{c} \text{ピーク日の最大需要電力} \\ \boxed{5,380\text{千kW}} \end{array} \times 7\% \div \left(\begin{array}{c} \text{周波数制御機能等を有する発電設備の認可出力} \\ \text{水力} \\ \boxed{782.5\text{千kW}} \end{array} + \begin{array}{c} \text{火力} \\ \boxed{3,393.7\text{千kW}} \end{array} \right) = 9.0\%$$

(3) 周波数制御・需給バランス調整業務に係る固定費

$$(1) \times (2) = (116\text{億円} + 446\text{億円}) \times 9.0\% = \underline{\underline{47\text{億円}}}$$

※ 実際の算定にあたっては、事業報酬について、NW・非NWの報酬率の違いを勘案するため、周波数制御・需給バランス調整業務に係るレートベースを抽出後、NW報酬率を乗じて算定している。

一般電気事業供給約款料金算定規則 別表第2第3表

- (1) 事業者の保有する水力発電設備及び火力発電設備のうち、供給区域内の供給周波数を感知し、その変動を是正するために発電出力の増加又は減少を行う発電設備の基礎原価等項目ごとの額のうち販売電力量にかかわらず必要なものを、基礎原価等項目ごとに、配賦基準（原価算定期間における当該発電設備の最大出力に対する周波数の変動の是正のために増加する発電出力又はそれ以外の発電出力の占める割合をいう。）を用いてアンシリャーサービス費又は非アンシリャーサービス費に整理すること。
- (2) (1) 以外の基礎原価等項目ごとの額を、基礎原価等項目ごとに、非アンシリャーサービス費に直課すること。

4. 部分負荷運転に伴う増分費用の算定

【指摘事項8】

4

- 周波数制御等に必要となる調整力を確保するため、出力調整の上げ・下げ代を複数の電源に分散させております。このため、発電側として各時点で最経済となる計画から、一般送配電事業者が部分負荷運転となる発電機を増やすことにより、結果として最経済運転と比較して増分費用が発生します。
- この部分負荷運転に伴う増分費用について、年間の需給実績等を勘案して算定し、託送料金原価に算入いたしました。

◆具体的な算定方法

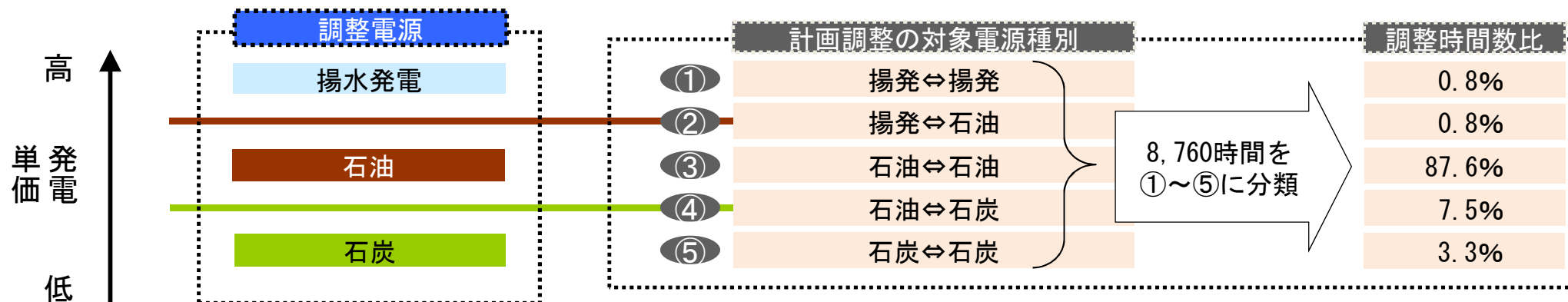
費用：（発電計画を調整した時間）×（各時間で調整した電力量）×（増分費用の単価）

により、一般送配電事業者が周波数制御等のために計画を調整することに要した費用を特定※

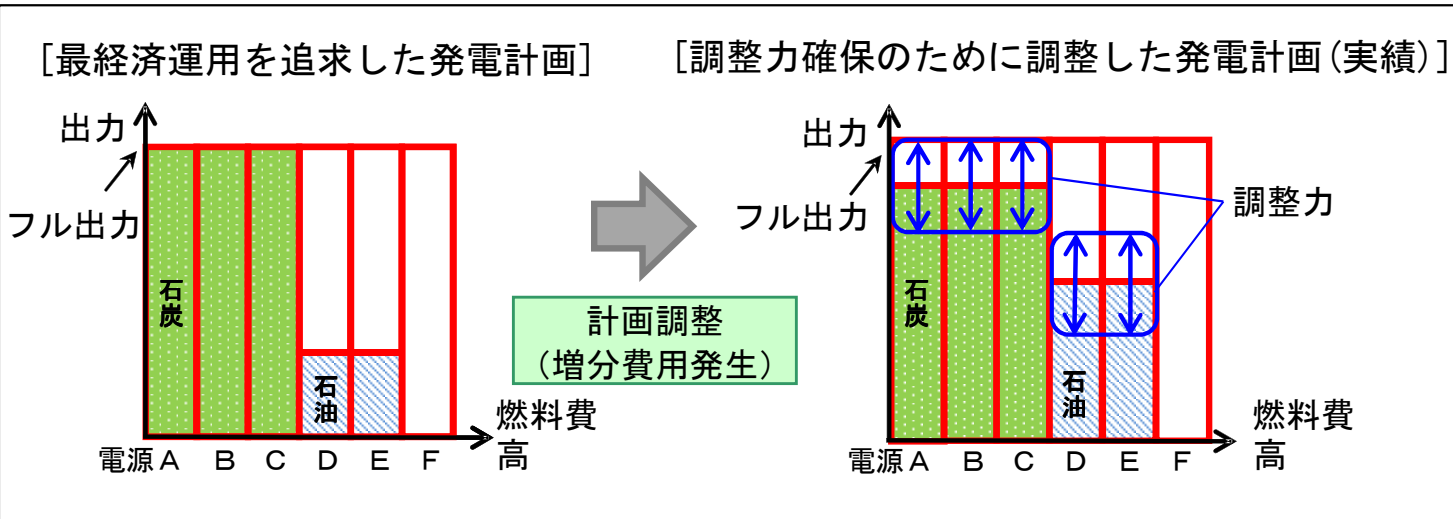
発電計画を調整した時間	各時間で調整した電力量	増分費用の単価
年間の需給実績に基づき、上げ・下げ代確保（中間出力帯で運転）のために増分費用が発生したと見られる時間を電源種別毎に積み上げ	需要の5%×1/2	H24～H26年度の発電所別発電原価（実績）を使用

※ 特定した費用を織込流通対応需要（送電端）ベースに補正することにより増分費用を算定

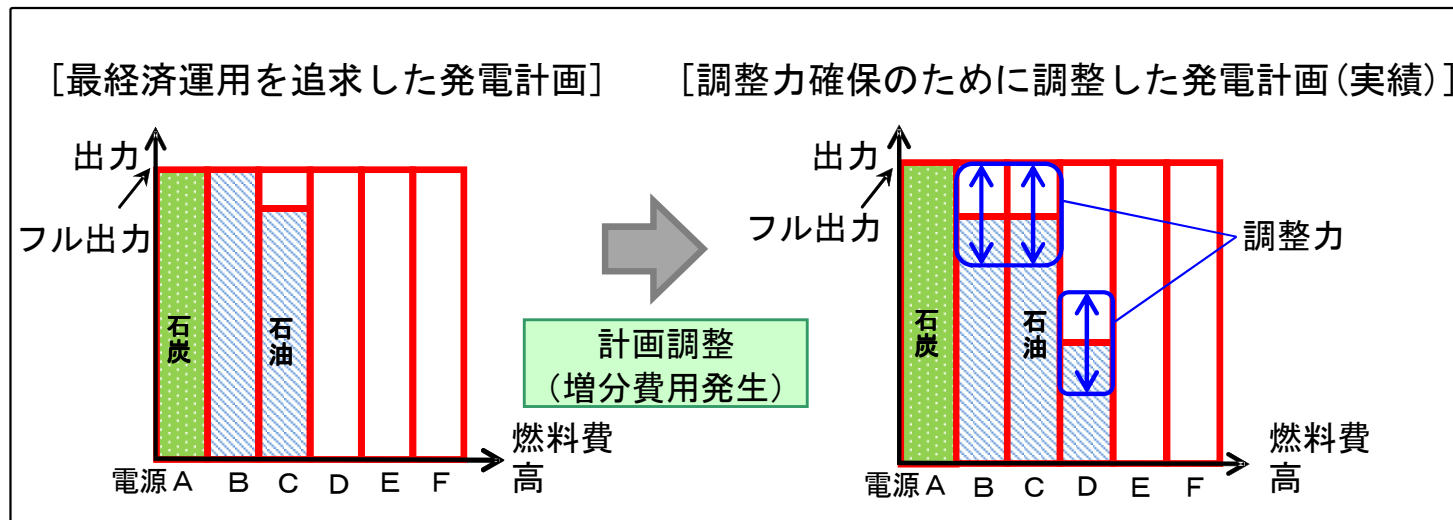
分類のイメージ



◆異燃種間：石油⇔石炭の場合



◆同燃種間：石油（高値平均）⇔石油（安値平均）の場合



このような発電状況
の対象時間を集計

×

燃種間の単価差

×

計画調整の電力量
(需要の5% × 1/2)

調整に伴う
増分費用を算出

5. 対象時間の判定条件、増分費用の単価について

【指摘事項8】

6

○ 分類ごとの具体的な判定条件、増分費用の単価は以下の通りです。

分類	計画調整の 対象電源種別	対象時間の判定条件（時間数比）	増分費用の単価
①	揚発⇔揚発	揚発並列&石油火力フル（0.8%）	（1発電所2機しかなく、増分費用が小さいことから考慮せず）
②	揚発⇔石油	揚発並列&石油火力部分負荷（0.8%）	揚発と石油火力との単価差 [石油火力の平均単価÷（1－揚水ロス率）－石油火力の平均単価]
③	石油⇔石油	揚発並列ゼロ&石炭火力フル（87.6%）	石油火力ユニット別の単価差 [石油火力高値平均－石油火力安値平均]
④	石油⇔石炭	石油火力部分負荷&石炭火力部分負荷 （7.5%）	石油火力と石炭火力との単価差 [石油火力の平均単価－石炭火力の平均単価]
⑤	石炭⇔石炭	石油火力最低&石炭火力部分負荷 （3.3%）	石炭火力ユニット別の単価差 [石炭火力高値平均－石炭火力安値平均]

※ 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・運用に努めていることから、分類の対象外としました。

6. ブラックスタート設備に係る費用の算定

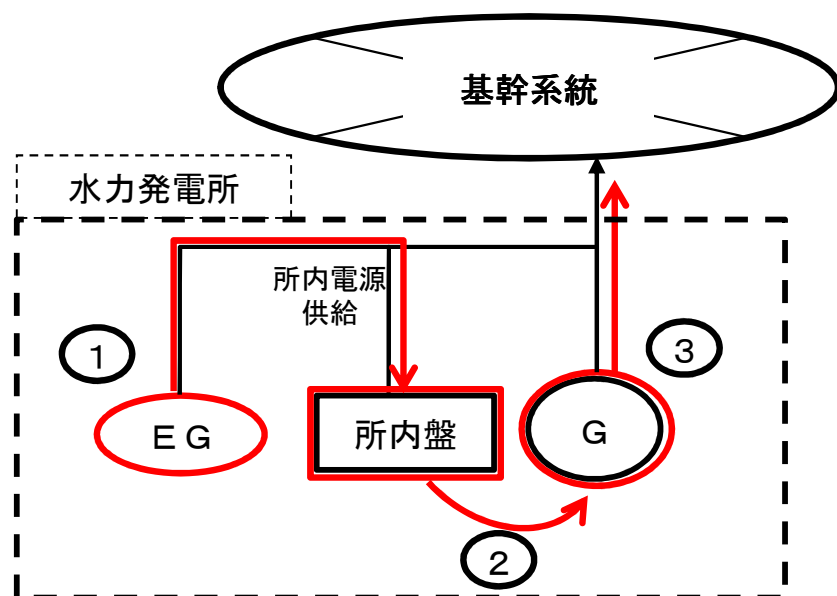
- 広域的な停電発生時に外部電源を必要とせず発電することができ、早期に停電を解消するために必要な非常用発電機及びその付帯設備を特定し、当該設備に係る帳簿価額比を、水力発電費に整理された減価償却費、事業報酬に乗じて算定しました。(対象:本川発電所、津賀発電所)

【ブラックスタートに要する費用の算定】

減価償却費		事業報酬		
0.6百万円	+	0.2百万円	=	<u>1百万円</u>

＜ブラックスタートの手順イメージ＞

- ① 全停電時に非常用発電機（E G）を起動させ、発電機（G）の起動に必要な所内電源を供給
- ② 発電機（G）を起動
- ③ 線路を充電し、系統の停電を順次解消



〔①本川発電所 E G〕



〔②本川発電所 発電機〕



〔①本川発電所 所内盤〕



〔③本川発電所 屋外開閉設備〕

