

調整力コスト

平成27年10月30日
北陸電力株式会社

1.1 調整力コストの概要

- 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(アンシラリーサービス費)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。

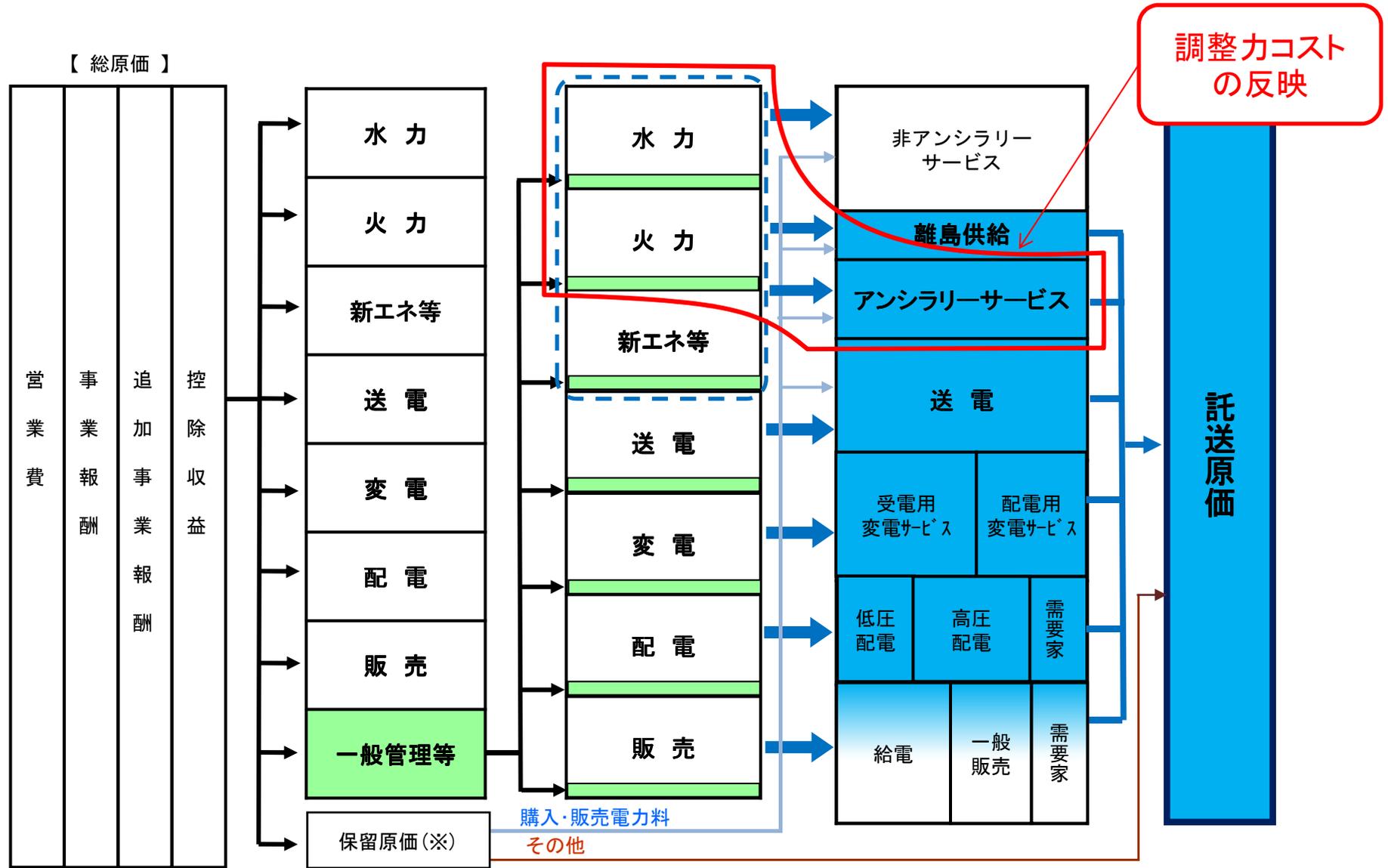
【一般送配電事業者が発電事業者から機能の提供を受ける業務】

	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]

【調整力コスト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	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】	47
	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(電源持替増分費用)】	20
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

1.2 調整コストの概要



※ 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)

2. 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抑制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

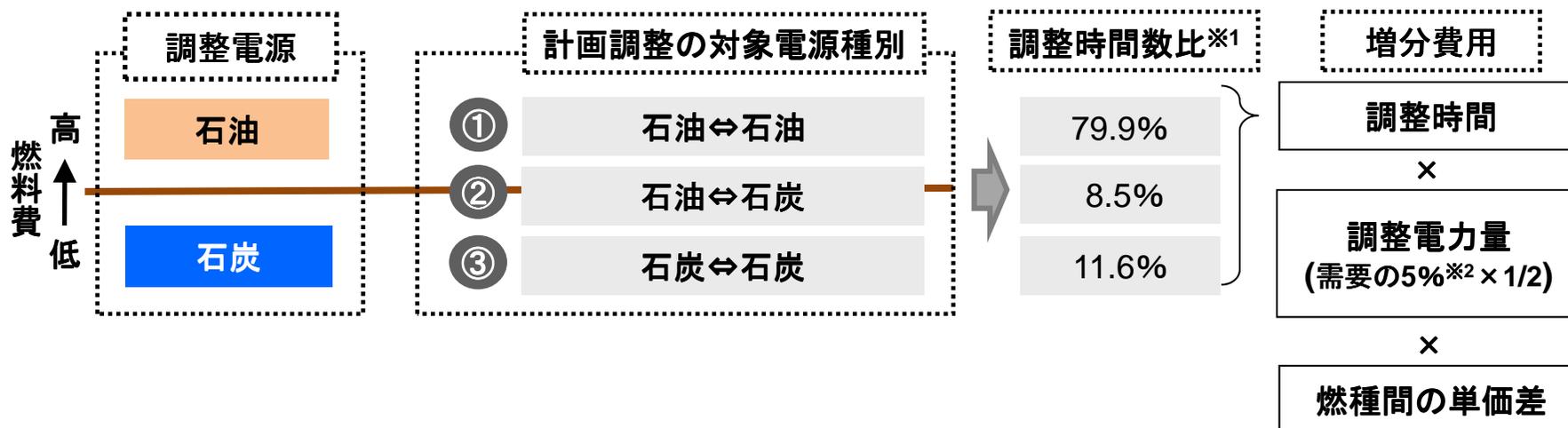
$$\begin{aligned} \text{水力：} & 275 \text{ 億円} \times 34.999\% \text{ (①)} \times 7.372\% \text{ (③)} = 7 \text{ 億円/年} \\ \text{火力：} & 579 \text{ 億円} \times 93.772\% \text{ (②)} \times 7.372\% \text{ (③)} = 40 \text{ 億円/年} \end{aligned} \quad \text{計：47億円/年}$$

3.1 周波数制御・需給バランス調整【可変費】

- 発電側として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。
- 具体的には、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①～③)毎に、計画調整の対象時間を判定し、その対象時間に対して、調整した電力量に計画調整を行った燃種間の発電単価差を乗じて算定した費用を、部分負荷運転等に伴う増分費用として託送料金に反映しました。

【電源持替増分費用の算定方法の概要】

計画調整対象電源の分類と算定イメージ



※1 H24-26年度実績平均

※2 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実施

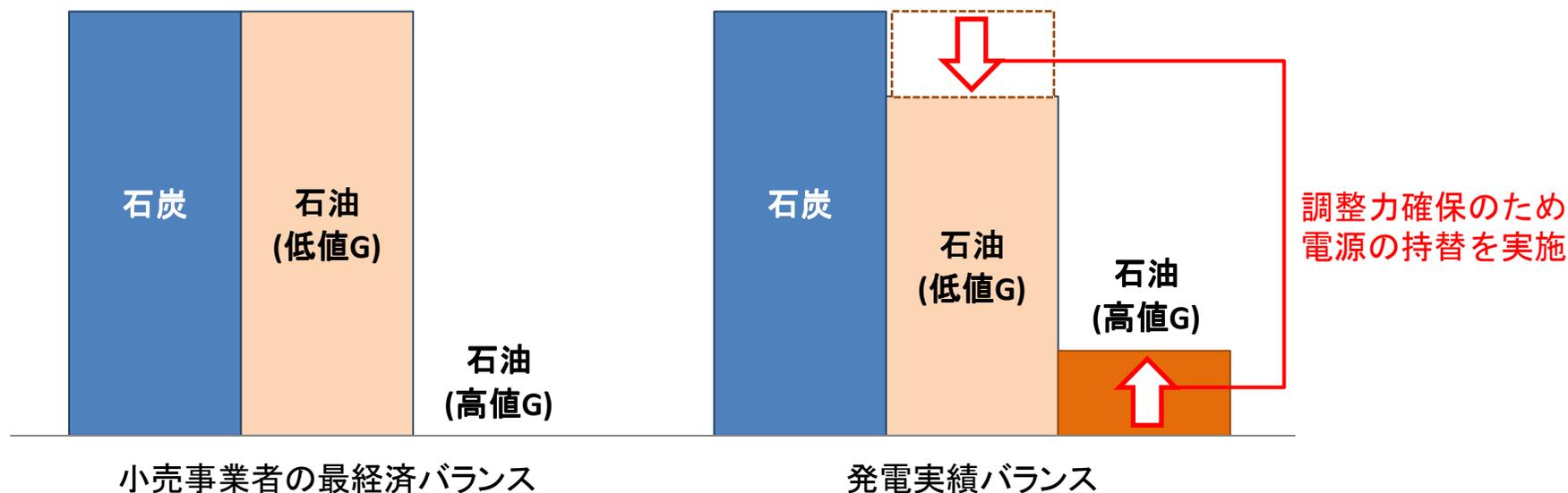
3.2 周波数制御・需給バランス調整【可変費】

- 電源の持替に関しては、H24～26年度の8,760時間別の発電実績に基づき、下記①～③のどの電源の持替に該当するのか判断し、調整時間を集計しました。

【電源持替の状況】

	運転状況		調整時間数比 (H24～26年度実績平均)
	石油	石炭	
①石油⇄石油	部分負荷	フル負荷	79.9%
②石油⇄石炭	部分負荷	部分負荷	8.5%
③石炭⇄石炭	なし	部分負荷	11.6%

<ある1時間における電源持替イメージ（上記①石油⇄石油のパターン）>



3.3 周波数制御・需給バランス調整【可変費】

- 電源持替増分費用は、前ページ記載の持替対象時間 [A (下表参照)]、持替電源間の発電単価差 [B]、および調整電力量 [D] を乗じて算定しました。

【電源持替増分費用の具体的な算定方法】 ※ 下記[A]～[D]はH24～26年度実績平均

	①石油⇄石油	②石油⇄石炭	③石炭⇄石炭
調整時間数比[A]	79.9%	8.5%	11.6%
発電単価差[B]	高値平均と低値平均の単価差	石油平均と石炭平均の単価差	高値平均と低値平均の単価差
流通対応需要[C]	294億kWh		
調整電力量[D]	1時間当たり8.4万kW (=流通対応需要[C]×5%×1/2÷8,760h)		
増分単価[Σ(A×B×D)]	0.07円/kWh		



H24-26の 3年実績	0.07円/kWh	×	流通対応需要 (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			原価算定期間の流通対応需要(送電端)			電源持替増分費用

4. ブラックスタート

- 広範囲停電発生時に外部電源に依存せず発電を開始することができる(=ブラックスタート)機能を持つ特殊設備の固定費を水力発電費から抽出し、託送料金に反映しました。

【ブラックスタート対象設備】

※当社供給エリアが全停電かつ関西電力・中部電力との連系でも電気が確保できない場合に、設置発電所の所内電力を確保して、発電・起動が可能な装置。

設置発電所	対象設備	原価算入額
神通川第一発電所(富山県)、 和田川第二発電所(富山県)	小水車、圧油ポンプ、 配電盤	1.5百万円/年 =1.4(修繕費、減価償却費 他)+0.1(事業報酬)



神通川第一発電所 小水車