

# 調整力コストについて

---

平成27年10月

東京電力株式会社

# 1. 調整コストについて

- 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>

## 【調整コストの託送原価への反映内容】

	現行原価	今回申請原価		
周波数制御・需給バランス調整	周波数制御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5%)を算入 (320億円)	・周波数制御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		
		・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		スライド4
その他	電圧調整	・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		
	ポンプアップ	・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		スライド8
	ブラックスタート	・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		スライド9

## 2. 申請原価の概要

- 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力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。

### 【調整力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第2回弊社提出資料5ページに記載の額と異なります。

# 3-1. 周波数制御・需給バランス調整にかかる固定費

- 全水力発電設備及び火力発電設備に占める周波数制御機能等を有する発電所の比率に基づき、抽出対象となる固定費を特定し、これに周波数制御機能等を有する発電所の認可出力に対する最大3日平均電力の7%（一般送配電事業者が年間計画断面で確保する必要がある調整力）の出力調整幅相当の割合を乗じて、対象固定費を算定いたしました。

## 【周波数制御等の業務に係る固定費の算定】

○全水力発電設備及び火力発電設備に占める周波数制御機能等を有する発電所の割合

	水力発電設備	火力発電設備
帳簿価額比率	84.64%	98.61%

○周波数制御機能等を有する発電所の認可出力に対する最大3日平均電力の7%の出力調整幅相当の割合

$5,677\text{万kW}(\text{※1}) \times 7\%(\text{※2}) \div (713\text{万kW}(\text{水力※3}) + 3,682\text{万kW}(\text{火力※3})) = \underline{9.04\%}$

※1: 最大3日平均電力  
 ※2: 一般送配電事業者が年間計画断面で確保する必要がある調整力  
 ※3: 周波数制御機能等を有する発電設備の認可出力

○周波数制御等の業務に係る固定費

水力発電費・火力発電費のうち  
周波数制御機能等を有する発電所に係る固定費 × 出力調整幅相当の割合 (9.04%) = 411億円

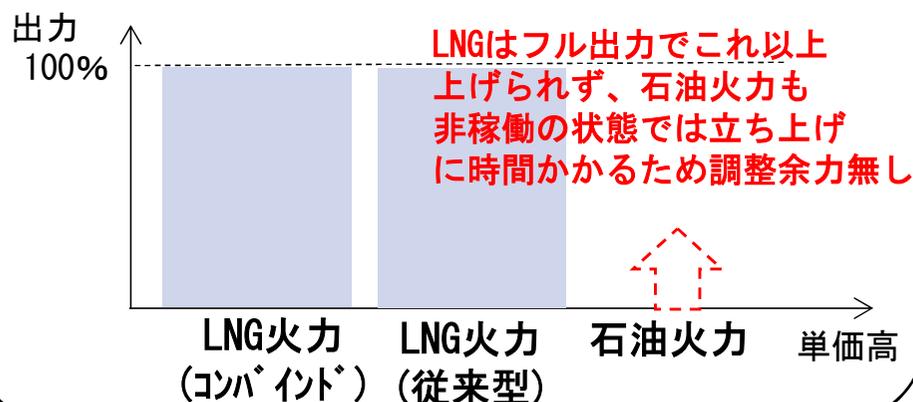
### ■一般電気事業供給約款料金算定規則 別表第2第3表

- (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。）を用いてアンシラリーサービス費又は非アンシラリ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、非アンシラリーサービス費に直課すること。

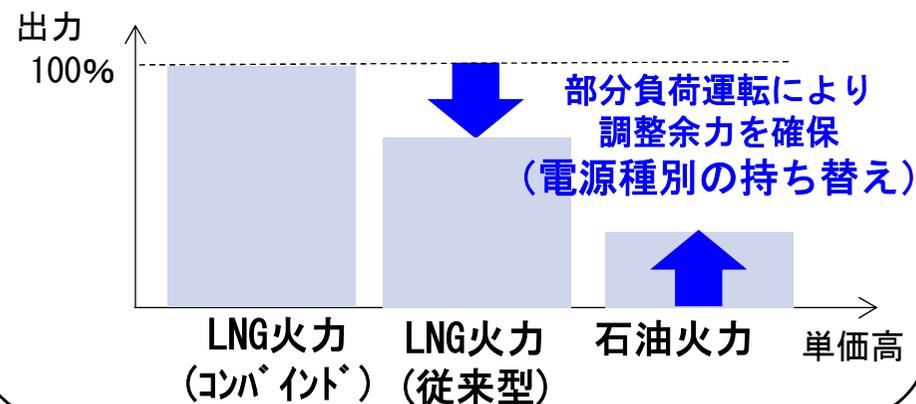
## 3-2. 部分負荷運転等に伴う増分費用①

- 一般送配電事業者は、あらかじめ周波数制御や需給バランス調整に必要な調整力を確保するため、出力調整余力を多数の電源に分散して確保しています。
- 例えば、発電事業者は最も経済的な運転計画を組むため、発電単価の安いLNG火力を最大出力で運転し、発電単価の高い石油火力は非稼働（下図左）となる。これでは予想以上に需給が逼迫した場合、出力を上げようにも、LNG火力はすでにフル出力でこれ以上上げられず、また石油火力は非稼働の状態では立ち上げに時間がかかるため、調整余力が殆ど無い状態になります。
- そこで、一般送配電事業者は、発電事業者に対し、発電単価の安いLNG火力の出力を、最大出力より低い出力で運転（部分負荷運転）し、その下げた分、発電単価の高い石油火力を運転する「電源種別の持ち替え」を指示することにより、調整余力を確保しています。（下図右）
- この指令に伴い発生する発電事業者の不経済（燃料費の増分）は、これまで託送料金原価には算入しておりませんでした。平成28年4月のライセンス制導入以降は、一般送配電事業者が負担し、すべての系統利用者から託送料金を通じて回収させていただく仕組みに変わったことから、今回「部分負荷運転等に伴う増分費用」として、託送料金原価に新たに算入させていただくものです。

【発電事業者の最経済運転計画】



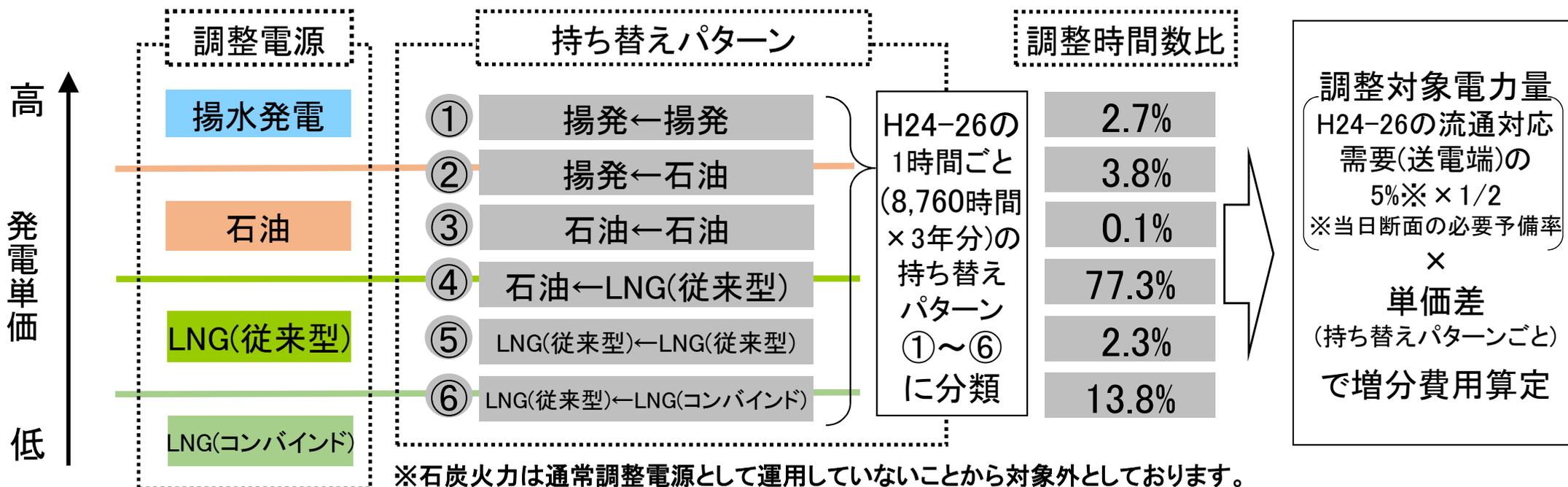
【一般送配電事業者による指令後】



### 3-2. 部分負荷運転等に伴う増分費用②

- 部分負荷運転等に伴う増分費用の推定にあたっては、本来、原価算定期間である平成24年度から平成26年度に発生する調整電力量及び増分費用を平成24年度供給計画等に基づき想定すべきところ、供給計画において部分負荷運転等の電力量等をどの程度見込んでいたかを特定することは困難です。
- そこで、平成24年度から平成26年度の発電機ごとの運転実績データから、どのように電源種別の持ち替えが行われていたか、下図のとおり1時間ごとに①から⑥の6つの持ち替えパターンに判定・分類し、これを集計のうえ、6つのパターンごとの調整時間を推定することとしました。
- これをもとに、調整対象電力量に持ち替えパターンごとの電力量当たり単価差を乗じて増分費用を算定しました。

【調整電源の分類と持ち替え増分費用の算定】



## 3-2. 部分負荷運転等に伴う増分費用③

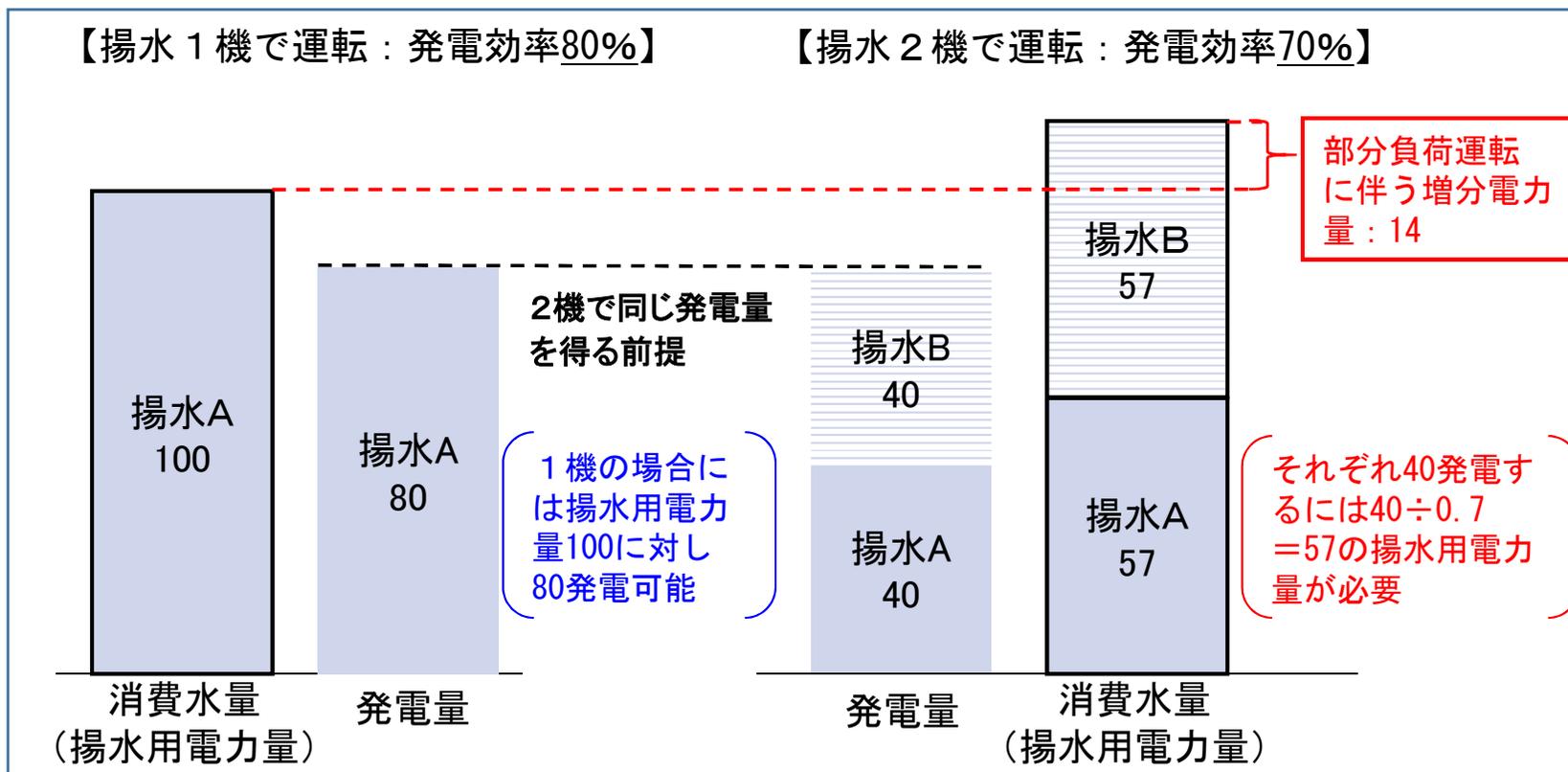
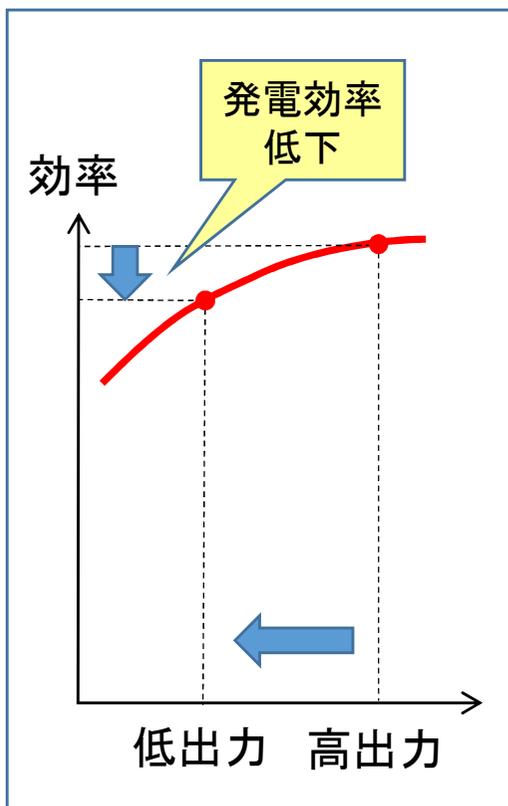
- ①揚水発電同士の持ち替えについては、例えば需給状況がより厳しい夏場の昼間時間帯において、揚水発電機が複数機運転、石油火力までがフルに運転している状態ならば、火力では調整余力を確保できず、揚水発電機複数台を部分負荷運転することで、調整余力を確保していたと判定しました。
- ⑥従来型LNGとコンバインド型LNGの持ち替えについては、例えば需給状況が余裕のある春・秋の夜間時間帯において、コンバインドサイクル型LNG発電機が部分負荷状態であれば、従来型LNG発電機との持ち替えにより、調整余力を確保していたと判定しました。

	持ち替えパターン	持ち替えの判定条件	増分費用の算定に用いる単価差
①	揚水発電←揚水発電	揚水発電並列 & 石油フル出力	揚水発電の部分負荷運転による増分コスト ※LNG(従来型)平均単価÷(1-揚水ロス)×揚水発電の部分負荷運転ロス
②	揚水発電←石油	揚水発電並列 & LNG(従来型)フル出力	LNG(従来型)の平均単価÷(1-揚水ロス)と石油の平均単価差
③	石油←石油	揚水発電並列ゼロ & LNG(従来型)フル出力	発電所別の石油の単価差 (高値平均と安値平均の差)
④	石油←LNG(従来型)	石油部分負荷 & LNG(従来型)部分負荷	LNG(従来型)と石油の平均単価差
⑤	LNG(従来型) ←LNG(従来型)	石油最低出力 & LNG(コンバインド)フル出力	発電所別のLNG(従来型)の単価差 (高値平均と安値平均の差)
⑥	LNG(従来型) ←LNG(コンバインド)	LNG(コンバインド)部分負荷	LNG(従来型)とLNG(コンバインド)の 平均単価差

# (参考)揚水発電同士の持ち替えイメージ

- 例えば需給状況がより厳しい夏場の昼間時間帯において、石油火力までがフルに運転している状態ならば、火力では調整余力を確保できないため、揚水発電機複数台を部分負荷運転することで調整力を確保します。
- 揚水発電は出力の低下に従い発電効率が低下するため、複数台の部分負荷運転で同じ発電量を賄う場合には、より多くの消費水量（揚水用電力量）が必要となります。（下図イメージ参照）
- 当該消費水量（揚水用電力量）の増加に伴う増分費用を、揚水発電同士の持ち替えに伴う増分費用として算定しました。

## <イメージ>



### 3-3. 調整力その他① 電圧調整・ポンプアップ

#### 【電圧調整】

- お客さまにお届けする電気の電圧を一定の範囲に維持するために、揚水発電所の水をくみ上げずに空回し運転(調相運転)することにより電圧を調整しており、これに伴い発生する燃料費の増分を算定し、託送原価として算入しております。
- 具体的には、揚水発電所の空回し運転に要した電力量に、その電力供給に必要な発電単価を乗じることにより算定いたしました。(平成24~26年度実績)

調整費用

0.4億円

#### 【ポンプアップ】

- 荒天等に伴う電源脱落時の広範囲停電を未然に防止するため、系統保安目的で揚水発電所の水のくみ上げ(ポンプアップ)を行い、電源脱落時には揚水発電所への電力供給を遮断し、当該供給力を、電源脱落に伴う供給力不足に振り向けることにより安定供給を確保しており、これに伴い発生する燃料費の増分を算定し、託送原価として算入しております。
- 具体的には、系統保安目的のポンプアップに要した電力量に、その電力供給に必要な発電単価を乗じることにより算定いたしました。(平成24~26年度実績)

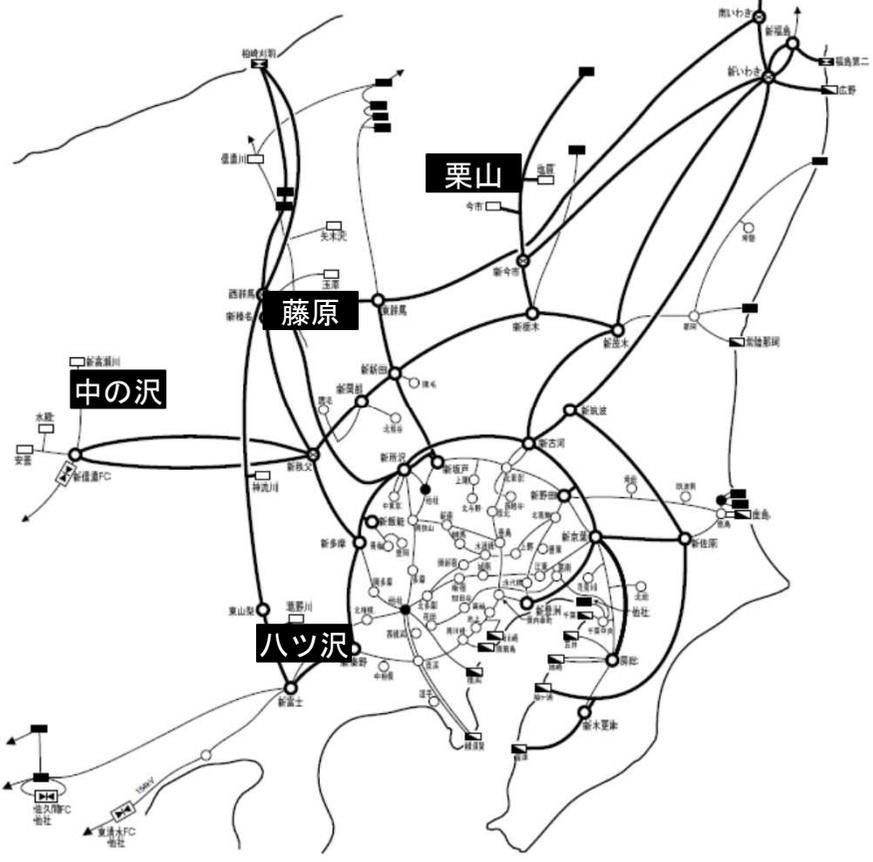
調整費用

1億円

### 3-3. 調整力その他② ブラックスタート

- 当社エリア全体が停電するなどの広域的な停電発生時に備え、外部からの電力供給を必要とせず自ら発電(ブラックスタート)できる非常用発電設備等を栗山発電所、藤原発電所、ハツ沢発電所、中の沢発電所の水力発電所4箇所に設置し、維持しています。
- この非常用発電設備等の維持に係る費用(減価償却費・修繕費)については、広域停電を解消するために必要な費用として、以下の算式により算定し、託送料金原価に算入しております。

【ブラックスタート発電所の位置】



水力固定費  
(離島除き)

924億円

×

全水力発電所に占める  
ブラックスタート設備の比率  
(帳簿価額比:26年度実績)

0.001%

=

0億円