

## 調整力コストについて

平成27年10月30日  
沖縄電力株式会社

# 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

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)に応じた発電機出力調整</li> </ul>
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 管轄エリアの系統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</li> </ul>

調整コストの託送原価への反映		金額(億円)	単価(円/kWh)
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火力設備の固定費×出力調整幅相当【固定費】	72	0.92
	・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等に伴う増分費用(燃料費)【可変費】	40	0.52
その他	潮流調整 ・発電機の下げ代確保のための発電機出力の持替えに伴う増分費用	1	0.02
	電圧調整 ・系統の電圧調整に係る発電機のマストラン運転に伴う増分費用	30	0.39
	系統保安ポンプ ・実績なしのため、織り込まず	—	—
	ブラックスタート ・ブラックスタート機能を有するガスタービン設備の固定費	6	0.08
合計		151	1.94

## 2. 沖縄系統の概要

- 小規模独立系統であり、他系統（他電力）との連系線が無い。
- 電源が火力発電（定格35～251MW）のみで、原子力および水力が無い。
- 系統内における常時並列台数が5台～9台と少ない。
- 系統規模に対して最大単機容量が大きいいため、電源脱落時の影響が大きい。

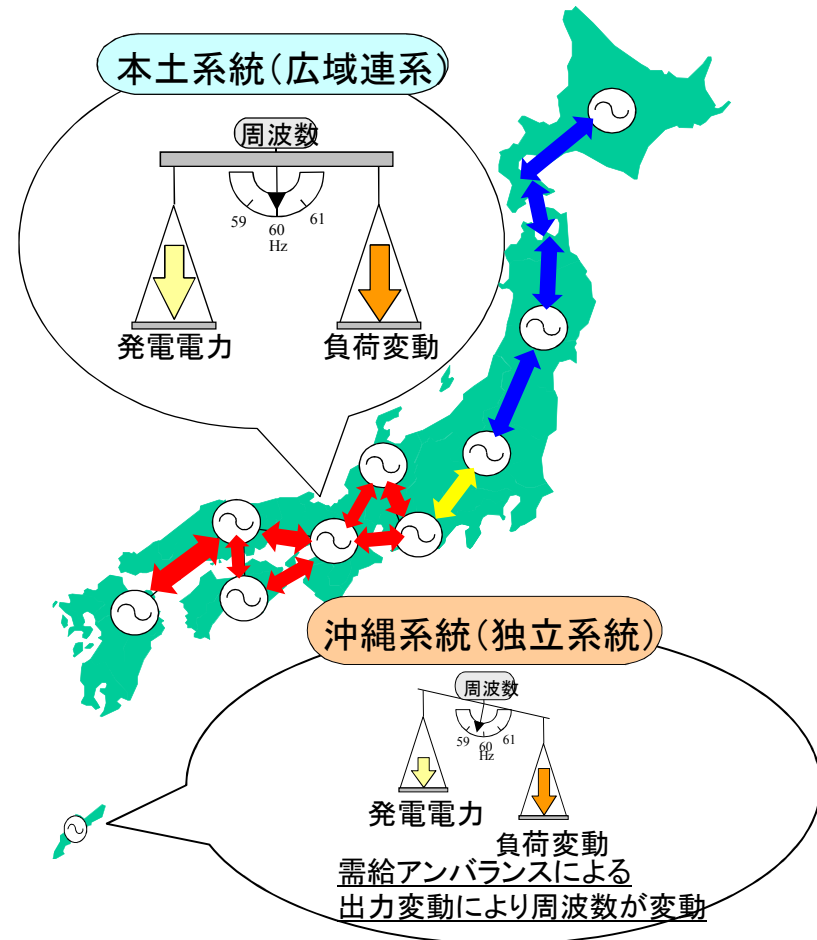
### ◎沖縄の電力系統

小規模独立系統であり、連系線がないため、需要と供給のアンバランスが周波数変動に与える影響が大きい。

### ※本土の電力系統

沖縄系統に比べ系統規模が大きく、電力会社間での融通が可能。

発電設備台数	
重油機	2台
LNG機	2台
石炭機	6台
ガスタービン	4台
合計	14台



### 3. 当社の系統運用の基本的な考え方

- 小規模独立系統である当社は、連系線による電力の融通を受けられないため、当社管内の電源のみで周波数調整等を行い、安定供給を図る必要があります。
- そのため、並列電源は原則ガバナフリー（GF）運転、電源脱落事故時には並列電源の上げ代と停止待機中のガスタービンにより対応、重負荷地域の電圧調整のためのマストラン運転、悪天候時の潮流調整を実施することで、日々変化する系統の安定運用に努めております。

- 当社系統は小規模独立系統であり、常時並列台数も少ない（5～9台）ことから、全ての並列電源で需給調整を行っています。また、日々の需給運用において、下記の事象に対応するため、並列電源のGF、AFC機能を最大限活用する必要があります、並列電源を原則GF運転としております。
  - ・連系線による電力の融通を受けられないことによる、エリア需給のアンバランス時に発生する大幅な周波数の変動
  - ・電源脱落事故が発生した場合の著しい周波数低下及び停電の発生
  - ・送電線事故が発生した場合の、急峻な需要減少による周波数上昇
- 電源脱落時に需給バランスが崩れて大幅な周波数低下が発生した場合、瞬時のGF（周波数制御）が応動して周波数低下を抑制しますが、それでも足りない場合は、負荷制限（停電）を余儀なくされる場合があります。最大単機容量の電源脱落事故に備え、並列電源の上げ代と停止待機のガスタービンの組み合わせにより最大単機容量分を確保しており、事故時にはこれらを活用して停電の早期復旧に努めております。
- 送電線事故の発生に伴う瞬間的な電圧変動は重負荷地域ほど大きくなることから、発電機の電圧調整機能により電圧変動を抑制するため、重負荷地域に近い牧港火力電源をマストラン運転（連続運転）としており、電力の安定供給や品質維持に努めております。
- 悪天候時（雷や台風）の対応
  - ・GF不使用とせざるを得ない作業などがある場合においても、作業を中止して並列中の全電源をGF運転として送電線事故に備えた運用を行っています。
  - ・送電線事故に伴う需要の減少や周波数上昇に備えて、下げ代確保のため並列電源間の出力持ち替えや、電源の入れ替え（並解列）を行っています。

## 4. 周波数維持に係る調整力の必要量の考え方

- 小規模独立系統である当社は、連系線による電力の融通を受けられないため、当社管内の電源のみで周波数調整等の必要量を確保する必要があります。
- そのため、周波数制御、需要見積誤差対応および電源脱落対応の必要量をそれぞれ算出しております。

調整力	必要量の考え方	必要量
①周波数制御	小規模独立系統である当社は、系統を安定的に運用するために、並列ユニットのGF、AFC機能を最大限活用しております。系統事故、急峻な需要変動への対応として原則GF運転を行う必要があります、重負荷期に確保可能な量が111MWとなっております。	111MW
②需要見積誤差対応	ゲートクローズ時の計画に対する需要誤差として、過去実績(H24-H26)より誤差率を試算し、必要量を算出しております。	47MW
③電源脱落対応	他系統と連系していないため、電源脱落対応として安定供給維持の観点から最大単機容量分(251MW)の予備力が必要となります。	251MW
合 計		409MW

## 5. 周波数制御・需給バランス調整に係る固定費

○年間計画段階での調整力確保のための固定費については、周波数制御機能を有する火力発電所に係る固定費に、「周波数制御機能を有する発電所の占める帳簿価額比率（A）」と「調整力を確保するために必要な発電容量の割合（B）」を乗じて算定しております。

項目	割合
周波数制御機能を有する発電所の占める帳簿価額比率（A）	100%
調整力を確保するために必要な発電容量の割合（B）	$409\text{MW} \div 1809\text{MW} \times 100 = 22.61\%$

※1 周波数制御機能を有する火力発電所の認可出力（H28～H30平均）（離島除く）

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{周波数制御機能を有する} \\ \text{発電所に係る固定費} \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|} \hline \text{(A)} \\ \hline 100\% \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|} \hline \text{(B)} \\ \hline 22.61\% \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \text{年間計画段階での調整力確保} \\ \text{のための固定費} \\ \hline \end{array}$$

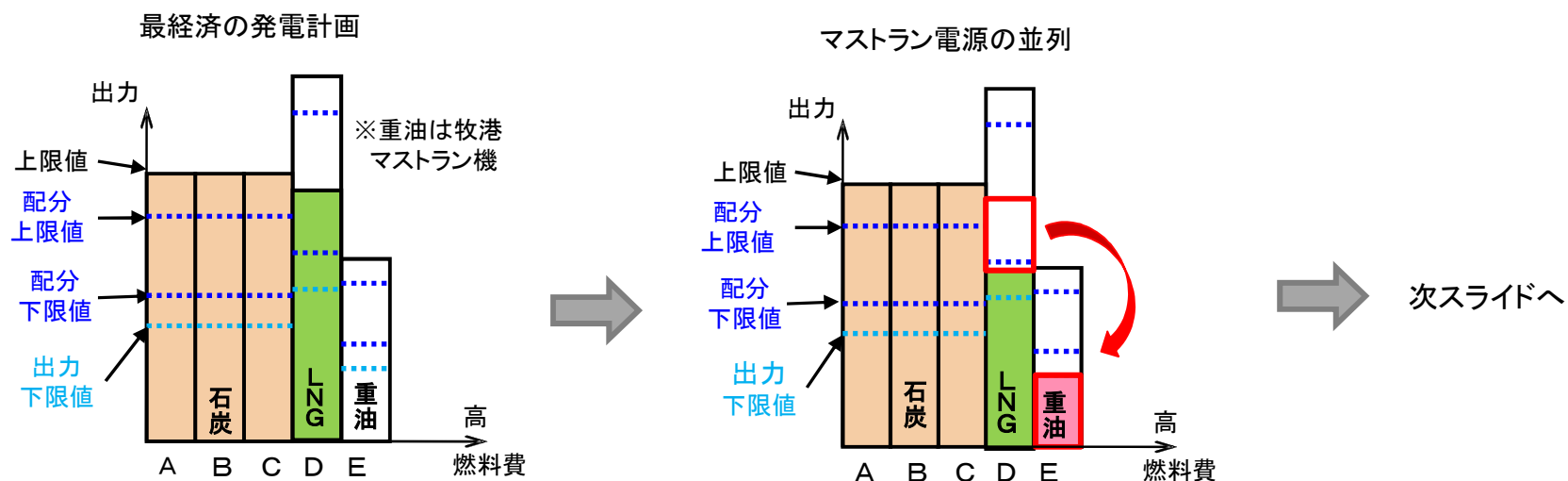
調整費用：72億円

## 6. 部分負荷運転等に伴う増分費用(持替電力量の算定)

第1回会合  
指摘事項への回答

- 一般送配電事業に必要な調整力確保のため、発電計画を調整(電源の持ち替え)することで生ずる部分負荷運転等に伴う増分費用について、新たに託送料金原価に算入しました。
- 具体的には、需要や発電機運転などの実績に基づいた最経済の発電計画から、各時間で必要な調整力の持替電力量を算出し、その燃種間の単価差を乗じて増分費用を算定しております。
- 持替電力量の算出においては、算出した電力量に重複が生じないように、まず電圧調整(マストラン)、次に周波数制御(GF, AFC)の順に算出しております。
- それをベースに、必要に応じて行う潮流調整に係る持ち替え電力量を算出しております。(次スライド)

マストラン電源の並列に伴う持替電力量の算出  
⇒電源の運転に必要な最低限の出力を算出



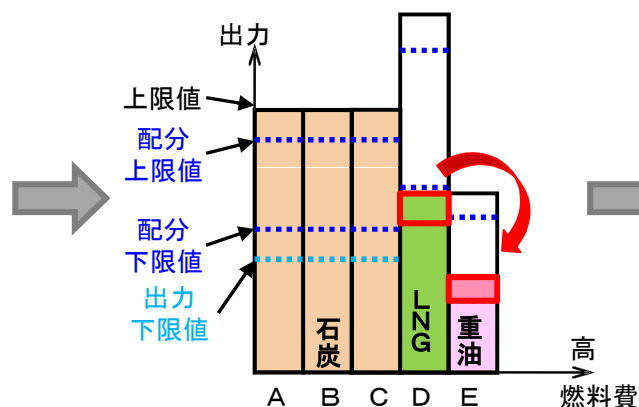
## 6. 部分負荷運転等に伴う増分費用(持替電力量の算定)

第1回会合  
指摘事項への回答

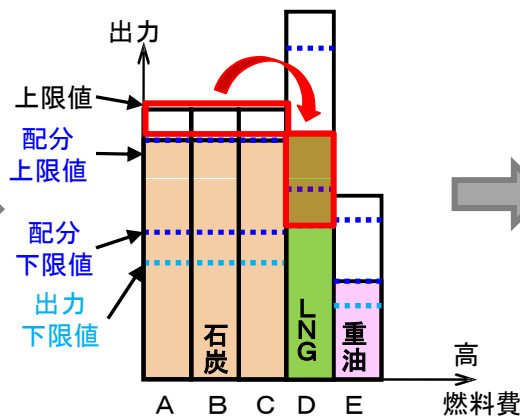
周波数制御(GF、AFC)の確保に伴う持替電力量の算出  
⇒周波数制御(GF、AFC)に必要な最低限の上げ代と下げ代を予め確保するために必要な持替電力量を算出。

潮流調整に伴う持ち替え電力量の算出  
⇒悪天候時に必要に応じ調整を行う潮流調整に係る持替電力量を算出。

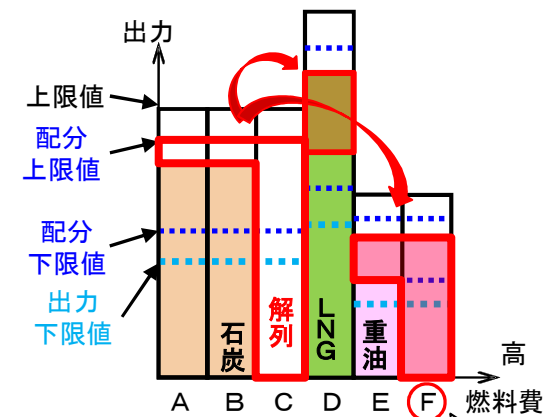
周波数制御(GF、AFC)の確保  
※重油



周波数制御(GF、AFC)の確保  
※LNG、石炭



潮流調整による下げ代確保



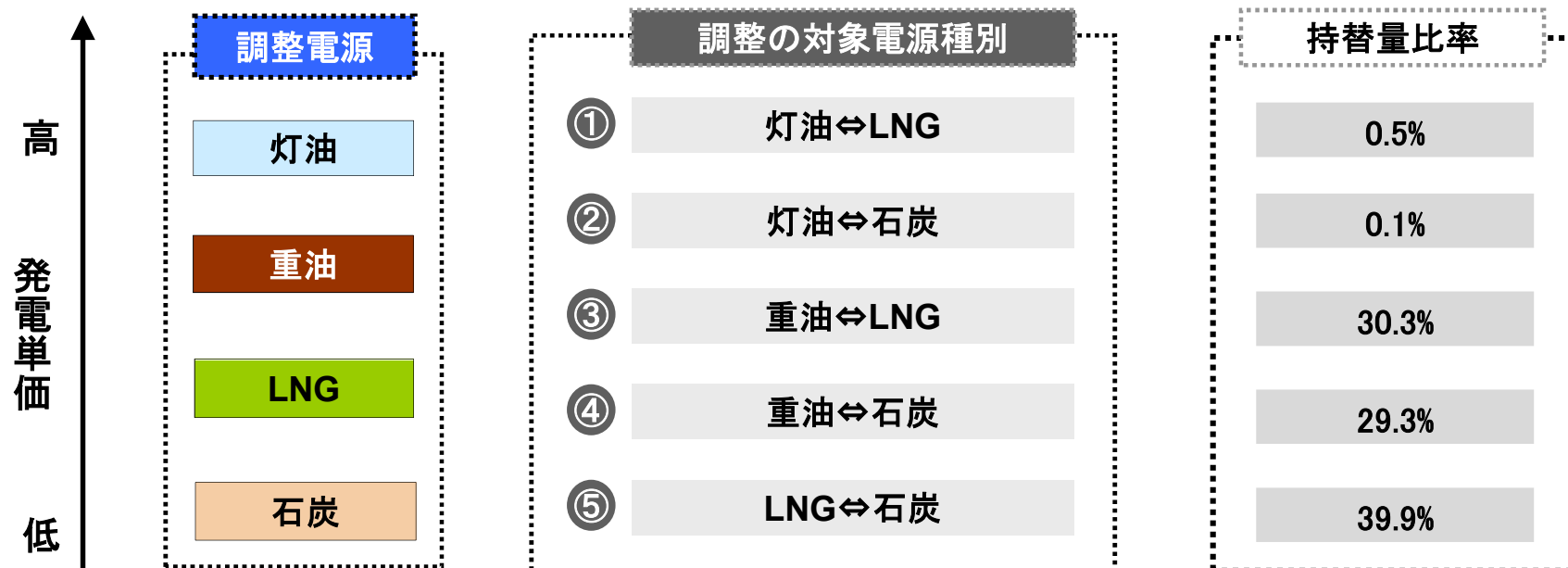
追加並列

上限値：発電機が出力できる最大値(定格出力)  
配分上限値：GF、AFCを使用できる上限値  
配分下限値：GF、AFCを使用できる下限値  
出力下限値：発電機が運転するために必要な最小出力



## 7. 部分負荷運転等に伴う増分費用

○毎時間の調整の対象電源種別における持替電力量を算出して、調整を行った燃種間の単価差を乗じて算定した費用を、部分負荷運転等に伴う持替増分費用として託送料金原価に反映しております。



※電圧・潮流調整量含む  
※3年平均(H24~H26)

※調整の対象電源種別において、次の理由により単価差が大きくなる持ち替えが生じております。

- ①単価差の小さい電源が出力下限値となっているため持ち替えが出来ない場合
- ②発電機の下げ代確保(系統事故に備え、応答の遅い石炭から応答の速い重油への持ち替え等)を目的とする場合

### ◇調整の対象電源種別毎の持替増分費用の算出方法

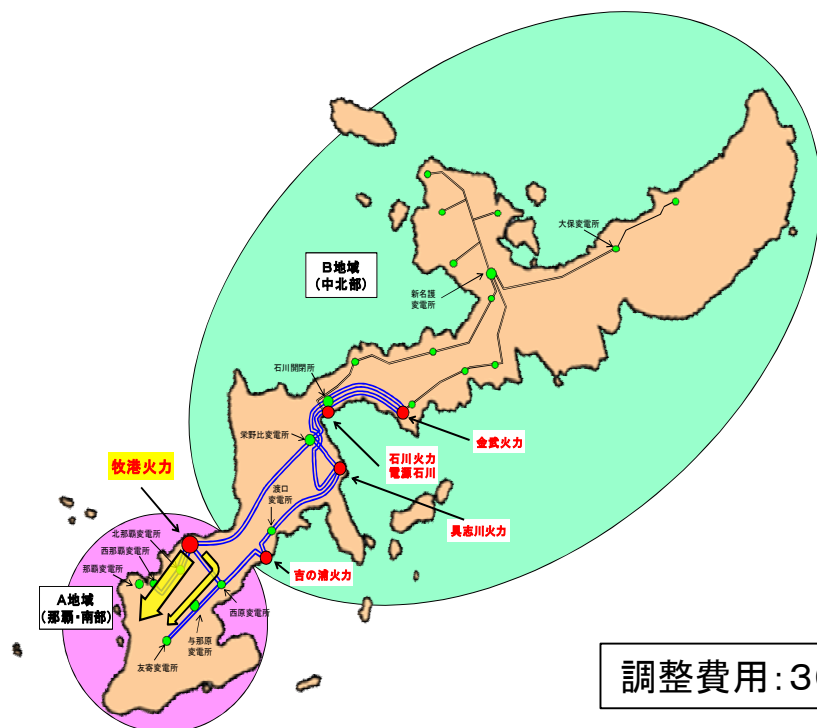
$$\boxed{\text{持替電力量}} \times \boxed{\text{単価差}} = \boxed{\text{持替増分費用}} \quad \boxed{\text{調整費用: 40億円}}$$

## 8. 電圧調整(マストラン運転)

- 送電線事故の発生に伴う瞬間的な電圧変動は重負荷地域ほど大きくなることから、発電機の電圧調整機能により電圧変動を抑制するため、重負荷地域に近い牧港火力電源をマストラン運転(連続運転)とし、電力の安定供給や品質維持に努めております。
- 電圧調整に係る費用を託送料金原価に算入いたしました。

沖縄本島の面積の約20%を占める那覇・南部地域に系統需要の約65%が集中しています。そのため、系統事故に伴う瞬間的な電圧変動は那覇・南部地域(下図のA地域)が大きくなります。

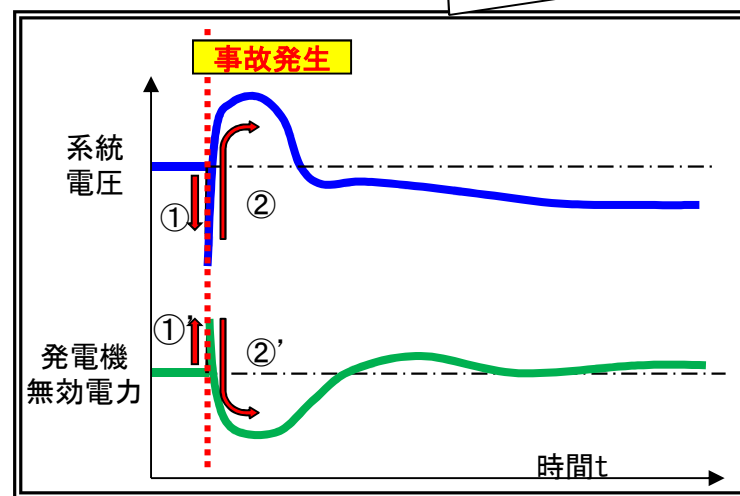
牧港火力電源は周波数調整に加え、重負荷地域に近いことから電圧調整上も重要な電源となります。



調整費用:30億円

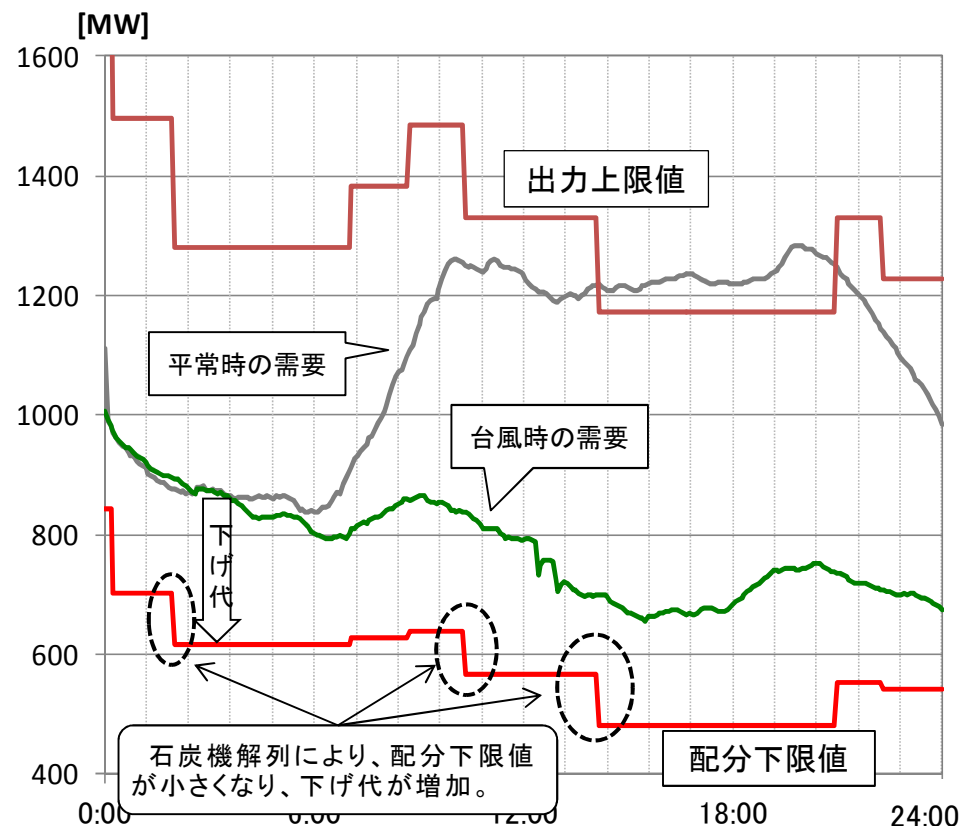
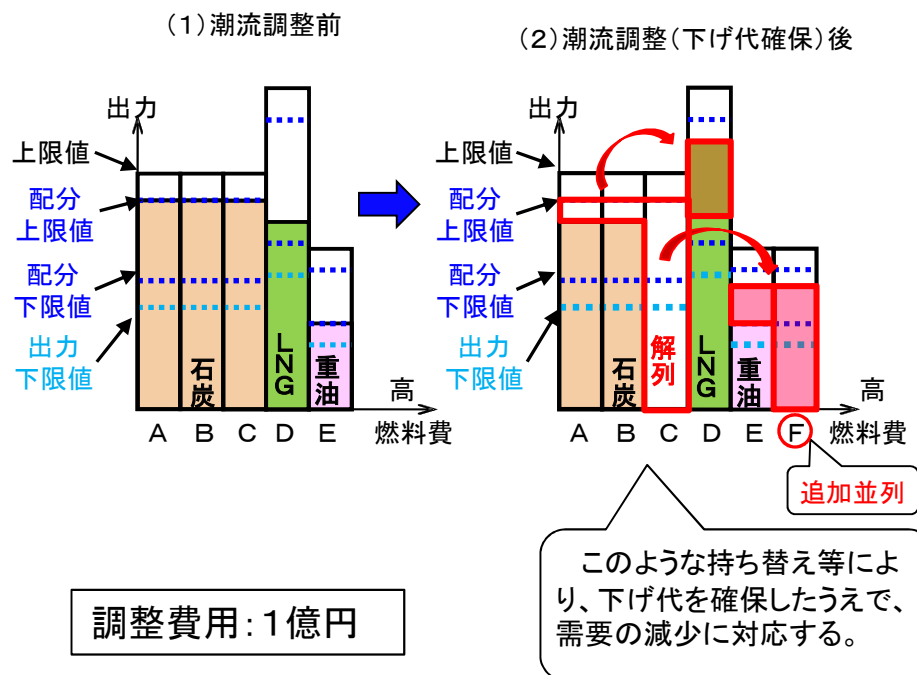
系統事故発生時、「①系統電圧の瞬時低下⇒②負荷脱落による電圧上昇」に対して、牧港電源は発電機の自動電圧調整機能(無効電力による電圧制御)で「①'無効電力の増加⇒②'絞り込み」により、電圧変動を抑制しています。

また、結果として、電圧抑制は負荷脱落による周波数上昇の抑制にも寄与しており、牧港電源がない場合、周波数変動も大きく、発電機が不安定になり、広範囲な停電が発生する虞があります。



## 9. 潮流調整(下げ代確保)

- 系統事故による需要の減少が発生した場合に、発電機に十分な下げ代がなく需要と供給のアンバランスが生じて周波数が上昇すると、発電機が不安定になり、更に広範囲な停電が発生する虞があります。
- 落雷多発の悪天候や台風時は事故に伴う周波数の上昇に備えて、応答の遅い石炭機から応答の早い石油機やLNG機へ出力の持ち替えを行い、下げ代を分散して確保する運用を行っております。
- また台風襲来時は、下げ代の量を確保するため、事前に下限出力の大きい石炭機を解列して、下限出力の小さい重油機やガスタービンを並列させて、十分な下げ代を確保した運用を行っております。
- これらの下げ代確保に係る費用を託送料金原価に算入いたしました。

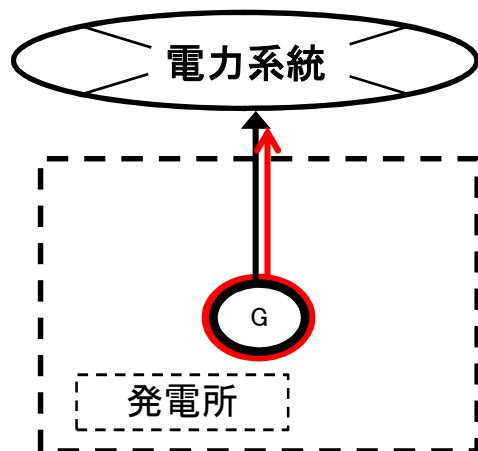


## 10. ブラックスタート

○当社系統で全島停電が発生した場合に外部電源を必要とせずに発電することができ、早期に停電を解消する機能を有する発電所に係る設備関連費用等を算定いたしました。

<ブラックスタートの手順イメージ>

- ①全停電時にガスタービン発電機を起動。
- ②線路を充電し、系統の停電を順次解消。  
(西側から牧港、または東側から吉の浦)



全火力発電所に占める  
ブラックスタート設備の比率  
(帳簿価額比: H28~H30平均)

火力固定費  
(調整力分除く)

×

2.626%

=

6億円

### ブラックスタート対象発電所

