

# 一般送配電事業者の調整力確保に要する費用の 考え方について

平成27年1月22日  
電気事業連合会

## 第10回WGでのご指摘事項と回答

## ご指摘事項

- 周波数調整等における発電計画の調整に要する増分費用はどの程度となるのか  
(出力調整の上げ代を確保しておくための費用)

## 回答

- 費用の試算例 (各社、H25年度実績ベース)
  - 年間を通じて常時5%の上げ代を確保しておくための調整に要する増分費用を試算したところ、9社平均で8銭/kWh程度となる見込み  
【⇒詳細は次シート以降参照】



## ■ アンシラリーコスト概算（第10回WG試算値および今回試算値）

(銭/kWh, [億円])

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社平均	沖縄
<b>周波数制御・需給バランス調整(※1)</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>26</b>	<b>29</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>138</b>
上記を担う水力・火力設備の固定費	20	17	15	17	17	16	19	19	16	16	97
<b>発電計画の調整に要する費用【今回試算】</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>41</b>
<b>その他</b>	<b>11</b>	<b>0.003</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.4</b>	<b>0.3</b>	<b>0.5</b>	<b>0.01</b>	<b>0.2</b>	<b>0.6</b>	<b>77</b>
潮流調整	0	0	0.1	0.2	0.4	0.05	0.5	0	0.2	0.1	2.1
電圧調整	9	0	0.01	0.01	0.02	0	0	0	0.03	0.3	74
系統保安ポンプ	1.5	0	0.1	0.05	0	0.2	0	0	0	0.1	0
ブラックスタート	0.04	0.003	0.004	0.01	0.01	0.03	0.03	0.01	0.02	0.01	1.2
<b>合計</b>	<b>35</b> [約110]	<b>25</b> [約190]	<b>23</b> [約660]	<b>24</b> [約310]	<b>23</b> [約60]	<b>26</b> [約370]	<b>29</b> [約170]	<b>24</b> [約70]	<b>23</b> [約200]	<b>25</b> [約240]	<b>215</b> [約160]
(参考)現行回収分(※2)	23	12	11	12	12	11	14	14	11	12	25

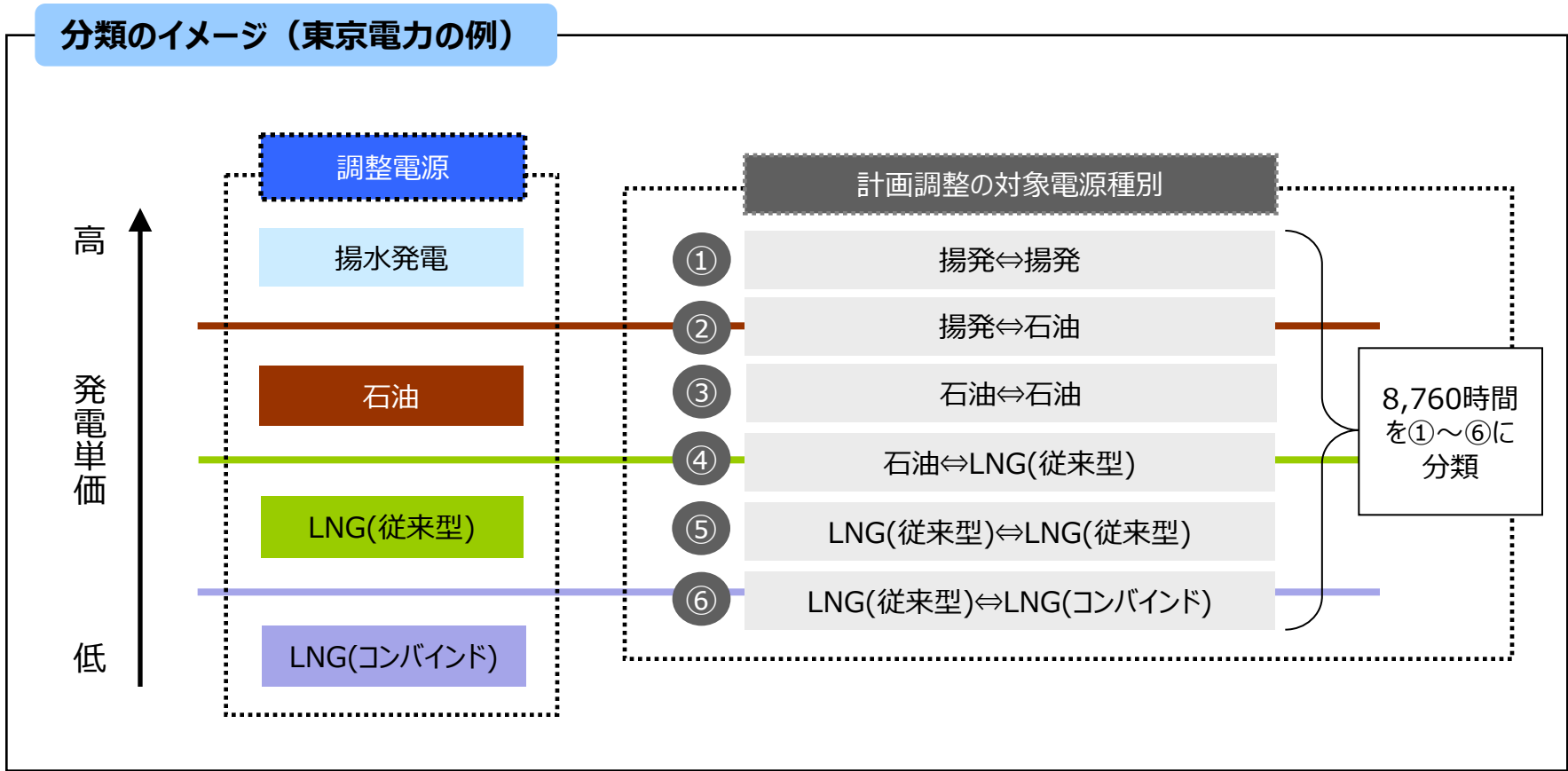
(注) ・合計欄の下段の[ ]は、試算した費用の総額を示す（単位：億円）

- ・過去実績や設備固定費等を元に試算（単価は試算した費用をH25年度エリア使用端電力量実績で割ったもの）
- ・四捨五入の関係で合計が合わないことがある

(※1) インバランス料金を除く。沖縄は単独系統の特殊性を考慮

(※2) 現行は周波数制御に要する固定費のみをアンシラリーコストとして回収。H25年度実績を記載（第8回制度設計WG資料ベース）

- <概要>
- 調整力確保のための発電計画の調整について、年間（8,760時間）の需給状況に応じて計画調整の対象となる電源種別を分類（東京電力の場合、下図①～⑥の6種類）
  - それぞれの状況における調整費用を算出して集計



(注) 上記イメージは、H25年度の例。需給状況によっては、石炭火力も調整電源になり得る

## <具体的な算出方法>

- H25年度の発電実績に基づき、発電計画の調整対象となる電源種別（東京電力の場合、前シートの①～⑥）毎に、計画調整の対象時間を判定<sup>(注1)</sup>し、その対象時間に対して各時間で調整した電力量<sup>(注2)</sup>と増分費用の単価<sup>(注1)</sup>を乗じたものを、一般送配電事業者による計画調整に伴う増分費用として算出

(注1) 計画調整の対象時間、増分費用の単価については、参考1を参照

(注2) 各時間で調整した電力量は、次式で算定することとし、各時間一定とみなした

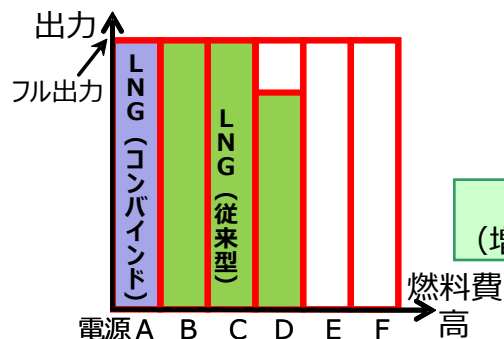
各時間で調整した電力量：年間平均電力×当日時点での調整力(現行のもの、5%)×1/2<sup>(※)</sup>

※ 発電BGが用意している上げ代をエリアの調整力として利用できる場合があることなどから、1/2を乗じることとした。【参考2参照】

- 東京電力の場合、その増分費用は約220億円（8銭/kWh）

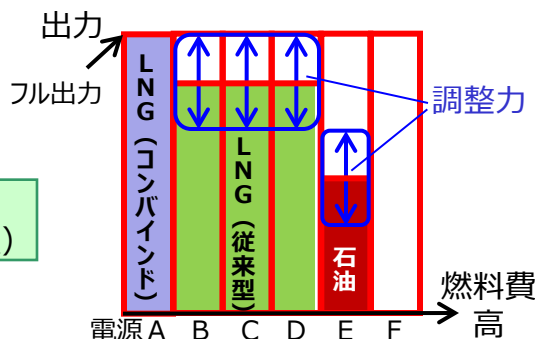
## 【増分費用算出のイメージ：④石油⇔LNG(従来型)の例】

[最経済運用を追求した発電計画]



計画調整  
(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)]



このような発電状況の  
対象時間を集計  
×  
石油とLNG(従来型)  
の単価差  
×  
計画調整の電力量  
(各時間一定みなし)

調整に伴う  
増分費用を算出

# [参考 1] 計画調整の対象時間、増分費用の単価について

○「計画調整の対象時間」と「増分費用の単価」について、本試算では、電源種別毎に以下のような考え方で算定

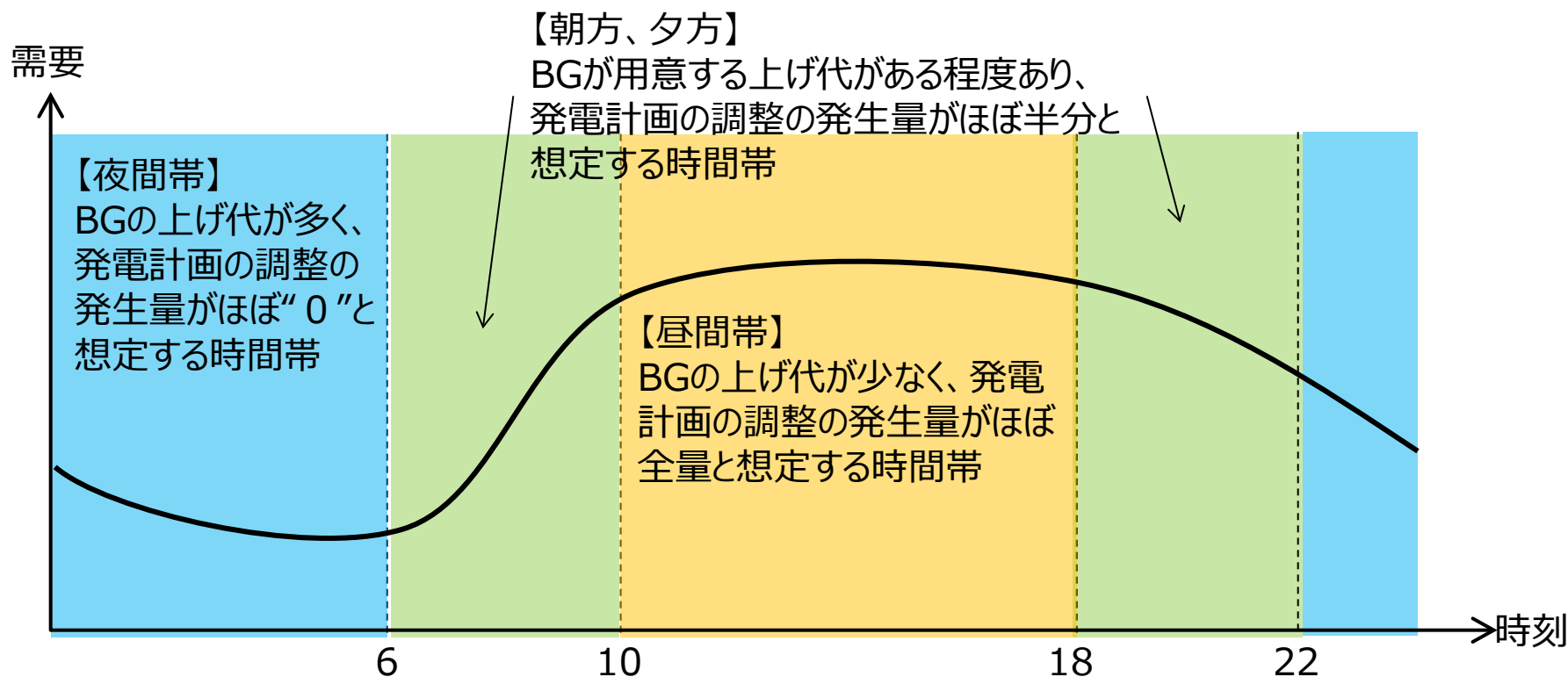
## 【東京電力の場合】

No.	計画調整の対象電源種別	対象時間の判定条件※	増分費用の単価
①	揚発⇔揚発	揚発並列 &油機フル	揚水の部分負荷運転による増分コスト： LNG・油の平均単価 ÷ (1 - 揚水ロス30%) に 揚発部分負荷運転ロス(5%)を乗じたもの
②	揚発⇔石油	揚発並列 &LNG(従来型)フル	LNG・油の平均単価 ÷ (1 - 揚水ロス30%) と 油の平均単価差
③	石油⇔石油	揚発並列ゼロ &LNG(従来型)フル	発電所別の油の単価差 (最高値と最低値の差)
④	石油⇔LNG(従来型)	石油部分負荷 &LNG部分負荷	LNG(従来型)と油の平均単価差
⑤	LNG(従来型) ⇔LNG(従来型)	石油最低 &LNG(コンバインド)フル	発電所別のLNG(従来型)の単価差 (最高値と最低値の差)
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

※②～⑥の対象時間については、当該No.より若番Noの条件を満たした時間帯を除いて算出

## [参考2] 「各時間で調整した電力量」の算定において1/2を乗じることについて

- 前述の「各時間で調整した電力量」の算定で、調整力必要量に対して1/2の比率を乗じることについては、発電BGが用意している上げ代に着目すると、例えば、以下のように考えられるのではないか
  - 1日を3つの時間帯に分類し、それぞれ、「一般送配電事業者による計画調整が多く発生する時間帯(昼間帯)」と、「計画調整があまり発生しない時間帯(夜間帯)」、「その中間(端境帯)の時間帯」と見なす
  - この場合、1日を通して必要な発電計画の調整量は、“合計値”の概ね1/2となる
    - ※  $\{(ほぼ全量) \times 8時間 + (ほぼ半分) \times 8時間 + (ほぼ"0") \times 8時間\} \div 24時間 \approx 1/2$
- 1年を通してこのような状況が、日々、繰り返されていると見なすことができるのではないか





# [別紙2] 試算方法例 (詳細シミュレーションによる手法、東京電力の例)

- 調整力を確保した計画 (①一般送配電事業者計画) と、発電事業者(発電BG)が自らの発電計画での計画値同量の達成のみを考慮して一般送配電事業者が調整力を確保しないと仮定した計画 (②発電BG計画) を計算
- 例として、ある日の9時と10時の状況を示す
  - ・ ②は、発電BGの発電計画での供給増加に備え、油火力・LNG(従来型)で発電機出力増加の余力を確保
  - ・ ①は、油火力・LNG(従来型)に加え、LNG(コンバインド)でも調整力を確保し、発電BGによる計画値同量への対応に加えて、瞬時瞬時の周波数制御や需給バランス調整への対応を準備
- ①、②のそれぞれについて、1年間 (8,760時間) 計算し、②と①の燃料費から増分費用を試算

## 配分における制約

### 〔一般送配電事業者・発電BG共通の制約〕

- ✓各ユニットに対し、出力変化速度を設定

### 〔一般送配電事業者のみの制約〕

- ✓左記に加え、エリアで必要な調整力を確保

