

# 調整力コストについて

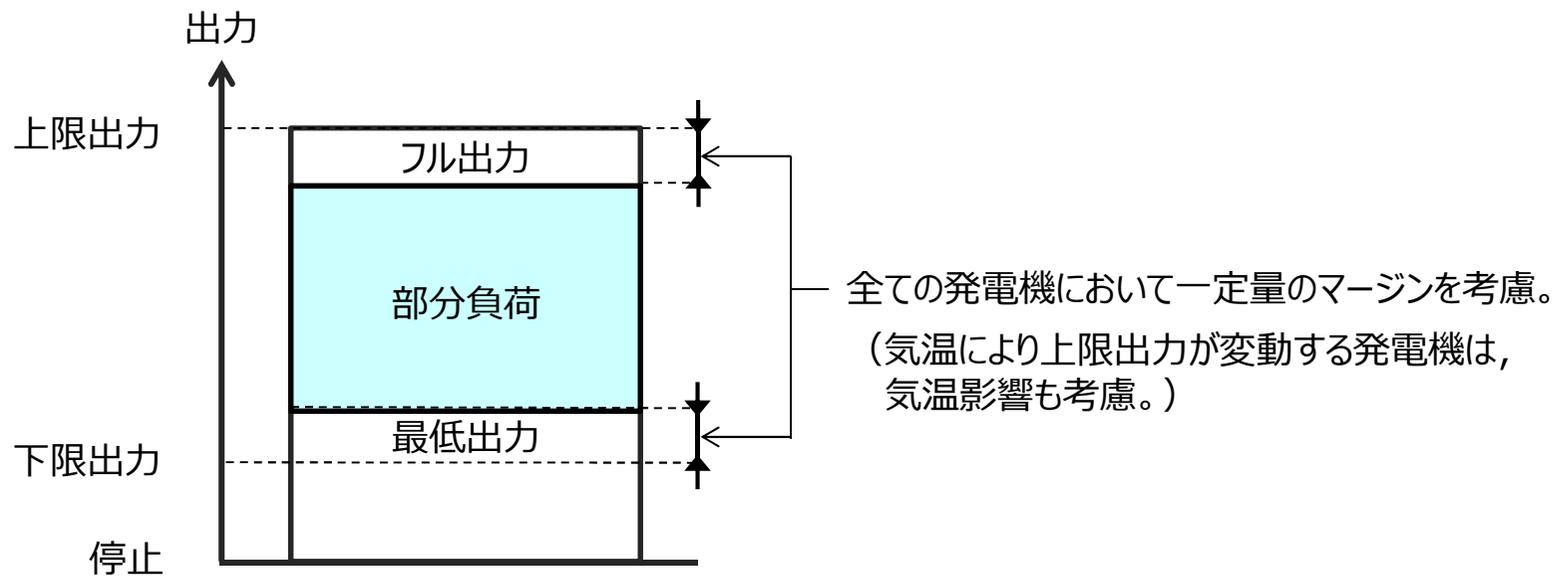
---

平成27年11月  
中国電力株式会社

- 第8回制度設計ワーキンググループでは、必要予備力のうち偶発的需給変動対応分（最大需要の7%）には、小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると整理されています。
- 改正電気事業法では小売電気事業者に定量的な予備力確保義務は示されておらず、また電力広域的運営推進機関においてそれぞれが確保すべき調整力の量について議論中であることから、現状では一般送配電事業者において、偶発的需要変動対応分の全量に対応する調整力を確保することが必要と考えます。

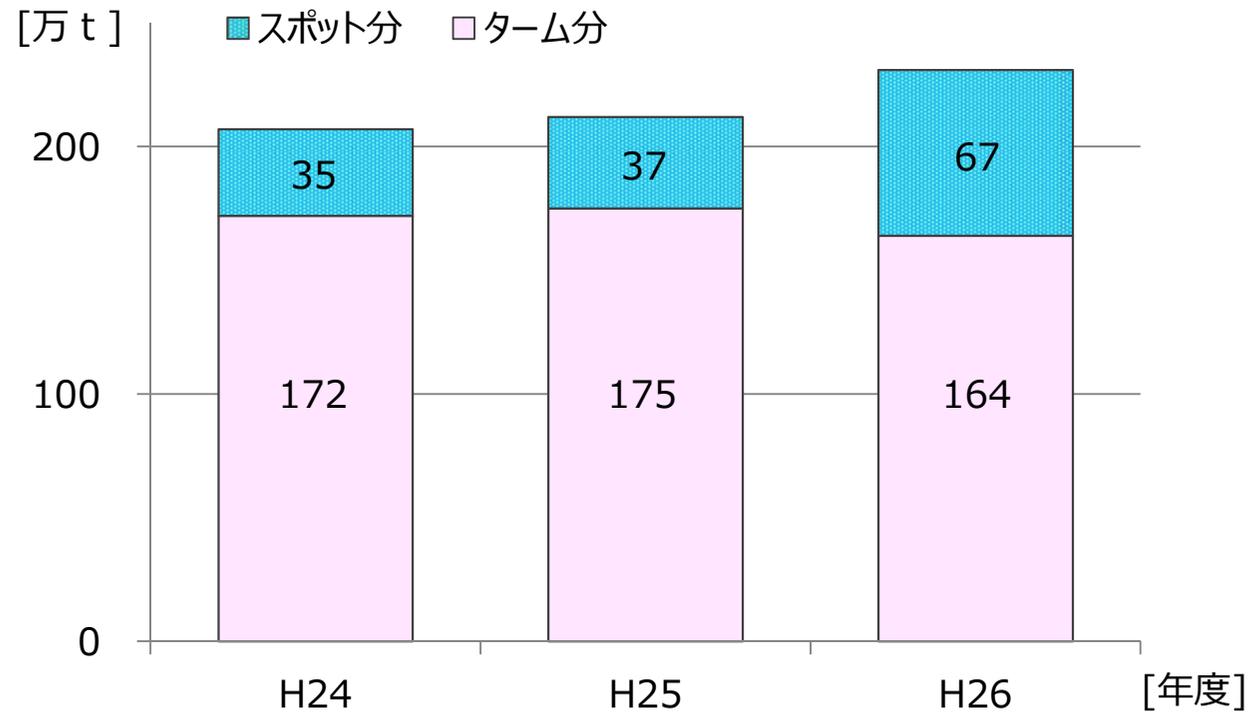
- 各発電機の発電状況は出力実績に基づき判定しています。
- 部分負荷運転と判定する出力帯の上限・下限については、全ての発電機において一定量のマージンを考慮しています。

## 【出力実績に基づく発電状況の判定イメージ】



- LNGについては、期間契約（ターム）だけではなく、一定割合を随時契約（スポット）による調達とすることで調達量の調整を行っており、通常の需給運用において発電制約はないことから、LNGの部分負荷運転を費用算定の対象としています。

【LNG調達実績（H24～26年度）】



※H26年度から玉島1号をLNG転換（石油⇒LNG）したため、スポットによる調達分が増加しています。

- 異燃種間の電源持ち替えは、上位燃種の安値群と下位燃種の高値群に限らず、上位燃種の高値群や下位燃種の安値群を含む複数機で部分負荷運転を行っている実態を踏まえ、各燃種全体の平均単価の差に基づき費用を算定しています。

【「石油⇔LNG」の電源持ち替えにおける部分負荷運転実績（H24～26年度平均）】

燃種	高値・安値区分	ユニット数※	部分負荷運転割合
石油	高値	3	57.3%
	安値	3	83.2%
LNG	高値	2	82.8%
	安値	3	63.2%

※ユニット数はH26年度値

### ④調整電力量について

- エリアの系統運用者は、周波数を適正に維持するため、それぞれの断面において必要な調整力を予め確保しておく必要があり、現状は需要の5%程度を必要調整力として確保しています。
- 需給状況によって、小売・発電事業として行う最経済運用を追求した発電計画で必要調整力を確保できる場合と、一般送配電事業として発電計画の調整を求めなければ必要調整力を確保できない場合があるため、「需要の5%の1/2」を調整電力量としています。
- なお、調整電力量の妥当性は、需給実績に基づくシミュレーションにより確認しています。

#### 【需給実績に基づく調整電力量のシミュレーション】

- 平成26年度の季節毎<sup>※1</sup>の代表日<sup>※2</sup>において、小売・発電事業としての必要調整力を踏まえた最経済発電計画をシミュレーションし、発電実績との差を一般送配電事業による調整電力量として評価した結果、需要の5%の1/2程度に相当することを確認しました。
- ※1 春季：5月，夏季：8月，秋季：11月，冬季：2月 ※2 平日：第3水曜，休日：第3水曜の次の日曜

発電実績	-	小売・発電事業としての 必要調整力を踏まえた 最経済発電計画	=	一般送配電事業としての 調整電力量 (210MWh/h)
------	---	--------------------------------------	---	------------------------------------

<一般送配電事業としての調整電力量> (単位：MWh/h)

春季(5月)	夏季(8月)	秋季(11月)	冬季(2月)	平均 <sup>※</sup>
112	256	123	353	210

※季節ごとの日数による加重平均

↑

需要の5%の1/2 (176MWh/h)  
程度に相当することを確認