

# 調整力・予備力について

平成27年11月13日  
九州電力株式会社

- 第8回制度設計WGにおいて、偶発的需給変動に応じた予備力7%については、「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考えることが適当」と整理されております。
- しかしながら、改正電気事業法において、小売電気事業者は、自らの需要に応じるための供給力確保を義務付けられておりますが、当該需要を超える予備力の量については、事業者の判断に基づき、任意に確保することとなります。
- このため、一般送配電事業者にとって小売電気事業者による予備力確保の担保が無いことから、一般送配電事業者がエリアの電圧・周波数維持義務を果たすためには、7%相当の予備力を自ら確保する必要があるものと考えております。

### <参考> 改正電気事業法抜粋

#### 〔第二条の十二〕

- ・小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給力を確保しなければならない。

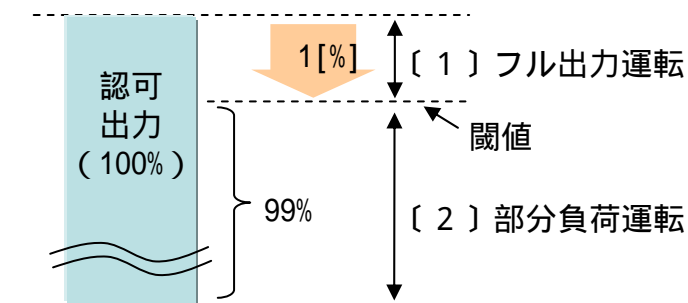
#### 〔第二十六条〕

- ・一般送配電事業者は、その供給する電気の電圧及び周波数の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない。

- 電源持ち替えの判定区分における発電設備の稼働状態の判定にあたっては、個々の発電機のスペックを踏まえた、運転可能な範囲を設定することが妥当と考えております。
- 石油・LNG従来型における運転区分判定の閾値の考え方は以下のとおりです。

< 石油・LNG（従来）の閾値 >

〔判定イメージ〕



〔判定の考え方〕

○ 定格からの変動分（ 1 % ）を考慮し、運転状態を判定。

〔1〕フル出力運転：  $\text{出力(実績)} \geq \text{定格} \times (1 - 0.01)$

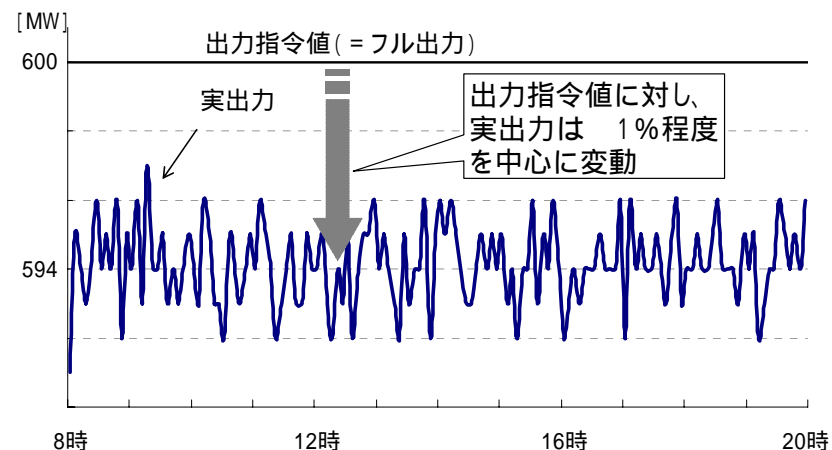
〔2〕部分負荷運転：  $\text{出力(実績)} < \text{定格} \times (1 - 0.01)$

定格からの変動分を 1 % とする理由

- ・ 発電設備(ボイラー、タービン等)や系統(電圧、周波数等)の揺らぎによる影響等を考慮して定格からの変動分を 1 % として判定しております。

（ 当社の場合、フル出力までLFC等による出力指令が可能であり、実需給断面においては、複数台の発電ユニットでLFC調整力を確保しております。 ）

(参考) 出力指令値と実出力の状況 (新小倉3号機、H25.8.20)



- 当社のLNG火力（新小倉、新大分）については、発電の制約となるような受入制限（受入量や燃料調達の制限）は無く、調整力として活用可能です。

## < 受入量の制限 >

- 至近3ヶ年（H24～H26）においては、1ヶ月間に発電所のフル出力運転での燃料消費量を上回る数量を受け入れた実績もあり、年間を通してフル出力での運転が可能となっております。  
〔1ヶ月間の最大受入実績（H24～H26）〕

発電所	最大出力 (認可出力)	燃料消費量 <sup>1</sup> (1ヶ月間フル出力で発電した場合)	月間最大受入数量
新小倉(従来型)	180万kW	約24万t/月(約4隻 <sup>2</sup> )	27万t/月(6隻)
新大分(コンバインド)	229.5万kW	約26万t/月(約5隻 <sup>2</sup> )	32万t/月(5隻)

1 発電電力量と燃料消費係数に基づく理論値

2 隻数は、標準的な規模(6万t/隻)の場合

## < 燃料調達の柔軟性 >

- 長期契約は、調達量の増減や配船調整、当社基地間の転送等が可能な契約を締結しており、LNG基地の運用の制約により、LNG火力の運転に制約が生じることはありません。
- 長期契約以外にも、スポット調達や短期契約等により発電計画に基づく必要量を調達しており、H24～H26(3年平均)において、運転中利用率90%を超える高稼働運転を実施しております。

定期検査や補修作業等による停止を除く利用率

### 〔LNG調達実績〕

(単位：万t)

	H24	H25	H26	平均
長期・中期	328	333	278	313
スポット・短期	188	219	260	222
合計	516	552	538	535

### 〔運転中利用率〕

	運転中利用率 (H24～H26平均)
新小倉(従来型)	90.6%
新大分(CC)	92.3%

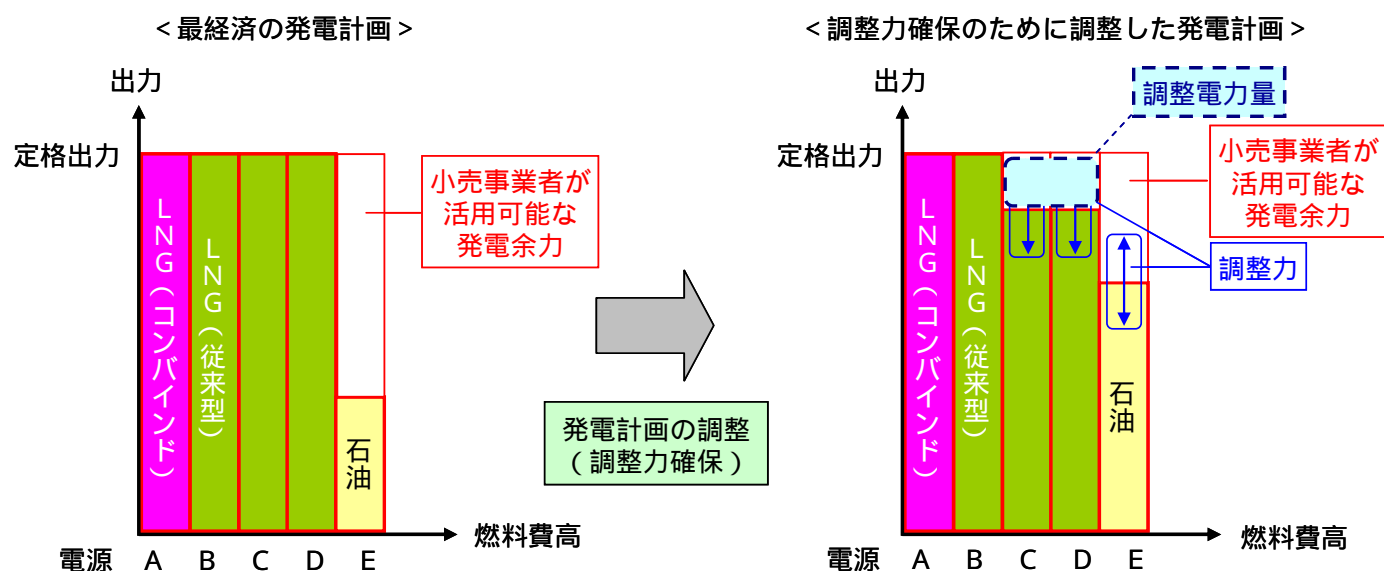
- 異燃種間の持ち替えは、基本的にはメリットオーダーに従って発電計画を策定するものの、実需給断面においては、調整力確保のための複数ユニットによる部分負荷運転や、補修停止・起動時の制約、各発電ユニットの出力調整幅等の特性を考慮した運用を行っております。
- このような状況を踏まえ、石油 LNG（従来型）の持ち替え実績は、必ずしも、石油の安値GとLNGの高値Gの持ち替えとはならないことから、平均単価を用いた評価が妥当と考えております。

< 石油 LNG（従来型）の持ち替え時間帯における部分負荷運転比率（H24～26平均） >

ユニット		部分負荷運転割合
石油	高値G	59.9 %
	安値G	67.4 %
LNG	高値G	55.3 %
	安値G	90.7 %

LNG(従来型)全体 石油全体の持ち替えと考えるのが妥当

- 一般送配電事業者は、時々刻々の需給変動に応じ適正な周波数を維持するため、発電機の部分負荷運転（電源持替）や追加並列など発電計画の調整（以下、計画調整）を行うことにより、翌日計画の策定段階において、現状は需要の5%程度の調整力を最低限確保しております。
- 調整電力量の算定式「流通対応需要の5%×1/2」の妥当性を確認するため、平成24～26年度における各電源の発電実績とLFC容量（上げ余力）実績を基に、小売電気事業者が策定する最経済の発電計画（下左図）に対して、一般送配電事業者が調整力確保のために発電原価が安い燃種電源の出力抑制を行った電力量（下右図C・D電源の青破線部分）を「調整電力量」として算定しました。
- その結果、3カ年平均で2.5%となったことから、調整電力量の算定式「流通対応需要の5%×1/2」は、一定の合理性があると考えております。



<調整電力量の算定結果>

	調整電力量 [流通対応需要比]
H 2 4	3.0%
H 2 5	2.5%
H 2 6	1.9%
平均	2.5%

- 五島地区については、需要規模が比較的大きいことや、万一、本土と連系する長距離海底ケーブル等に事故が発生した場合には当該設備の復旧に9ヶ月以上の期間を要すると見込まれることから、他の地域とは異なる対策が必要であり、バックアップ電源として3発電所を残置しております。

<例 : 本土での事故事例>

- ・ 本土において、災害等により、鉄塔倒壊等に起因する送配電線事故が発生した場合は、仮設鉄塔等を用いた応急的な電力供給が可能です。海底ケーブルである五島連系線においては、仮設送電線による応急的な対応はできません。

<例 : 海底ケーブルで連系している他の離島での事故事例>

- ・ 万一の連系線事故の際、小規模離島の場合は移動用発電機車等を活用することにより電力供給が可能です。五島地区においては当社が所有する全移動用発電機車等を活用しても全需要を賄うことができません。(海底ケーブルで連系している離島において、現在も発電所を残置しているのは五島地区のみです)

- なお、本土では、半島や山間部においても、災害等により送配電線事故が発生した場合、まずは全社を挙げて、事故区間の復旧を行っており、復旧に長時間を要すると見込まれる時には、移動用発電機車等を配備することにより短期間での電力供給を行っております。

また、災害等によりアクセスする全ての道路が寸断されるおそれがある地域については、予め地域を特定し、移動用発電機車等のヘリコプター空輸訓練の実施やヘリコプターの離着陸箇所等の調整等、自治体や自衛隊と連携のうえ、長期間電力供給が途絶えることがないように対策を講じております。

○ 連系線事故時のバックアップ電源として残置している五島の3発電所（福江第二発電所、新有川発電所、宇久発電所）の固定費を、内燃力発電費から抽出し、託送料金原価に反映しております。  
 発生的主要原因に応じて直課、又は配分ドライバーにより特定

<五島系統の概要図>



<五島の人口等>

	人口	世帯数
五島	6万2千人	3万世帯
(参考) 姫島	2千人	0.09万世帯

本土連系離島で五島の次に大きな島

<影響内訳（3年平均）> (億円)

項目	影響額
設備関係費	7
保守・管理等経費	1
その他	2
<b>計</b>	<b>10</b>

減価償却費・修繕費・事業報酬等  
 (注) 現行原価において、3発電所は未稼働の前提であるため、燃料費は計上していない。

(参考) 設備概要 (億円)

発電所名	認可出力	帳簿価額 (H26末実績)
福江第二発電所	21,000kW	2
新有川発電所	60,000kW	14
宇久発電所	3,000kW	0.3
<b>3箇所合計</b>	<b>84,000kW</b>	<b>16.3</b>

(参考) 移動用発電機車等の概要

台数	認可出力
73台	35,070kW