

# H28年度安定供給確保に向けた 調整力調達方針について

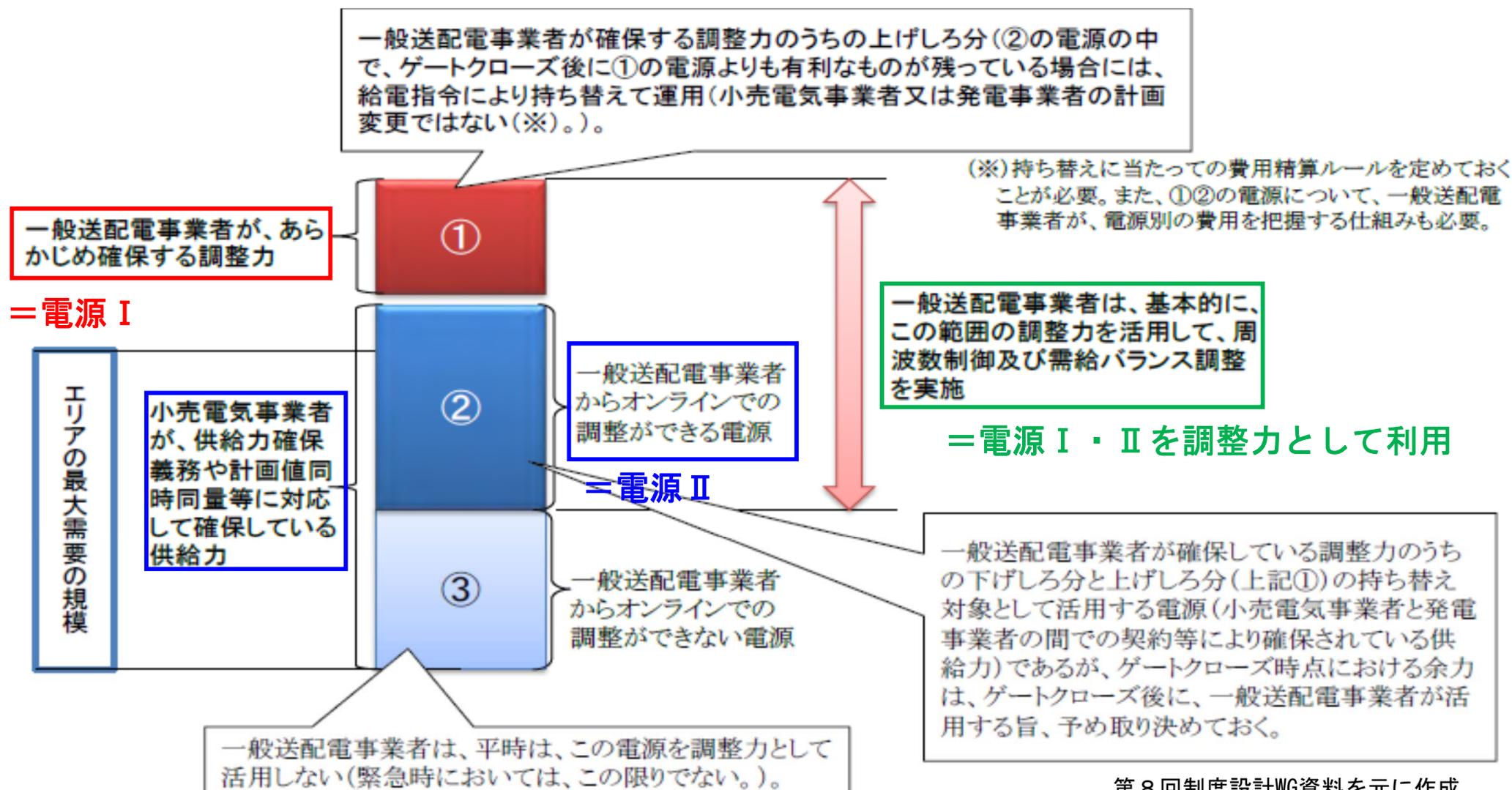
---

1. 電源Ⅰ調達方針
2. 電源Ⅱ調達方針
3. H29年度以降の調達に向けた課題

平成27年12月  
東京電力株式会社

# 前提：調整力電源の位置づけ

- ✓ 電源Ⅰ：一般送配電事業者が予め確保する電源
- ✓ 電源Ⅱ：小売電気事業者が、供給力確保や計画値同時同量等に対応して確保している供給力のうち、一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる電源



# 1. 電源 I 調達方針

- ✓ ライセンス制導入後の予備力の必要量については、第8回制度設計WGで議論されているが“偶発的需給変動対応”に関して、小売・一般送配電事業者双方がどの程度確保すべきか明確になっていない。
- ✓ 12月11日に出された託送料金査定方針では、この点に関して以下のように整理された。
  - 小売自由化により発電・小売事業者は競争上優位な地位を得ようとする動きが顕在化していくことが見込まれ、限界費用の高い電源が長期計画停止・廃止となる可能性がある。こうした点を定性的には起こり得るものと評価し、査定当初の5%→6%へ修正された。
- ✓ 小売事業者には改正電気事業法において供給力確保義務が課されているが、自らの需要を超える予備力をどの程度確保すべきか明確に定められておらず、エリア全体の安定供給に資する必要予備力が確保されることは担保されていない。

## 現在の必要予備力の考え方

持続的需要変動対応	1~3%	循環的景気による需要変動を過去の実績から分析
偶発的需給変動対応	7%	水力の出力変動 ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み 計画外停止 ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み 需要変動 ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み
合計	8~10% (※)	

(※)ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要(年間最大3日平均の需要)に対する8~10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

第8回制度設計WG資料より抜粋

## 電気事業類型見直し後の方向性

「持続的需要変動対応」:

- ◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。
- ◆この部分については、原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。

「偶発的需要変動対応」:

- ◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。
- (例)
  - 小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまう場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。
  - 発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画を有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまう場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。
- ◆この部分については、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ではないか。

## 託送料金査定方針

<当初(案)>

これまで通り、7%のうち5%が一般送配電。2%は小売の負担とすることが適当。

<検討結果>

- ・小売全面自由化に伴い、発電・小売事業者は競争上優位な地位を得ようとする動きを顕在化することが見込まれ、限界費用の高い電源が長期計画停止・廃止となる可能性がある。
- ・定量的に評価することは困難であるものの定性的には起こりうるものと評価することで2%の半分程度をこうした可能性へ充当することを暫定的に認める。

現行の考え方を前提とすれば偶発的需給変動対応には、これまで通り年間計画段階で7%が必要。一般送配電事業者が原価織込み通りの6%しか確保しない場合、小売事業者が自らの需要を超える予備力を確実に確保するかが課題となる。

# 1. 電源 I 調達方針

- ✓ 直近の夏季ピーク時における新電力のインバランス発生状況を見ると、新電力全体の需要に対し、最大で16%の不足インバランスが発生しており、小売事業者に期待される予備力確保の姿（持続的・偶発的需給変動分として計2～4%）とは大きく乖離している実態にある。
- ✓ こうした状況を踏まえ、結果として予備力確保量が一般送配電と小売とで重複することとなっても、これまで同様の安定供給維持を優先し、原価織込み量を超過するもののH28年度は一般送配電として7%を確保することとした。
- ✓ 上記方針に基づき、既存オンライン電源を対象に募集を行い契約協議中。調整力として活用するための契約協議も同時に実施している。
- ✓ なお、H29年度以降の調達条件の検討に資するため、意見募集をHPで実施中。

## 【直近の夏季ピーク時（H27年8/3の週）における新電力のインバランス発生状況】

第10回料金審査専門会合プレゼン資料から抜粋

月/日(曜)	8/3(月)	年間3位 8/4(火)	8/5(水)	年間2位 8/6(木)	年間最大 8/7(金)	年間最大 3日平均
最高気温	35.0	35.1	35.2	35.9	37.7	36.2
最低気温	26.1	26.5	25.7	26.8	26.8	26.7
発生時間	14時～15時	14時～15時	14時～15時	14時～15時	14時～15時	-
エリア最大電力(a)	5,420万kW	5,470万kW	5,434万kW	5,535万kW	5,587万kW	5,531万kW
新電力最大電力(b)	563万kW	567万kW	569万kW	578万kW	575万kW	573万kW
同インバランス電力(c)	▲21万kW	▲60万kW	▲87万kW	▲93万kW	▲53万kW	▲69万kW
インバランス発生率(c/b)	▲3.8%	▲10.6%	▲15.3%	▲16.0%	▲9.2%	▲11.9%
同エリア需要比率(c/a)	▲0.4%	▲1.1%	▲1.6%	▲1.7%	▲0.9%	▲1.2%

H28年4月以降は+2～4%の予備力確保が期待される中、直近の夏季ピーク時には最大16%の不足インバランスが発生

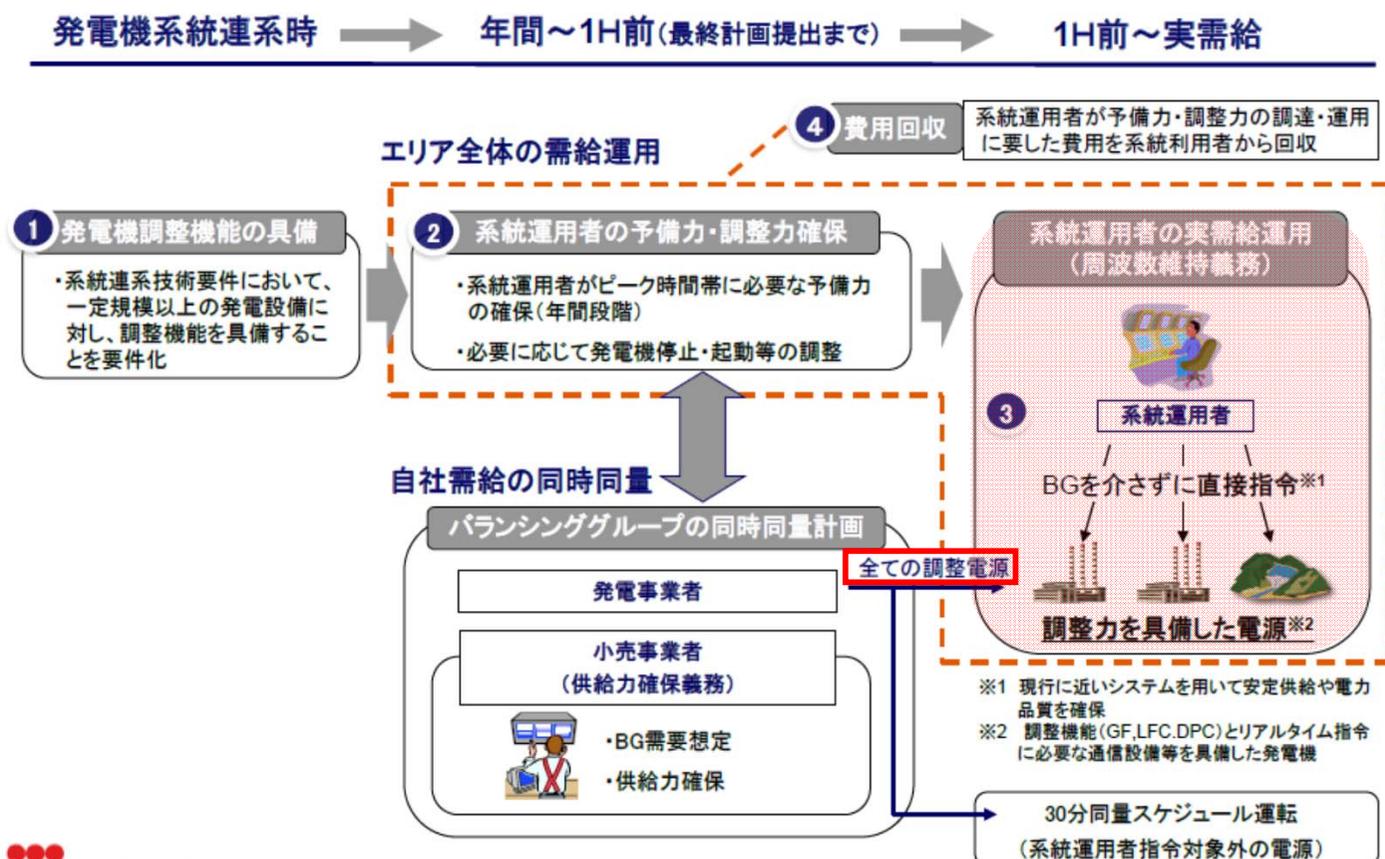


計画同時同量下でインバランス供給を含めた日々の所要量として6%で充足できるか不透明な現状では、H28年度はこれまで同様の安定供給維持を優先し、7%を調達

## 2. 電源Ⅱ調達方針

- ✓ 現状と同様の品質・コストで電圧・周波数調整を行うためには、既存オンライン電源をすべて活用することが不可欠。また、今後も周波数調整機能を具備した新規電源をオンライン化していく必要。
- ✓ 小売事業者が契約している電源を含む周波数調整機能を具備したすべての発電機が電圧・周波数維持の担い手へ参加するよう要望させていただいたが、義務化には至っていない。
- ✓ これを受け当社では、来年度も既存オンライン電源をすべて活用できるよう、発電・小売事業者と契約協議を実施中。（現状の当社および当社購入他社電源（火力・水力）におけるオンライン電源比率 約85%）

### 【参考】予備力・調整力の確保と需給運用イメージ



第7回制度設計WGで分社化した場合の制度面の課題について、当社からプレゼンを実施。予備力・調整力確保と需給運用に関して、左図①～④の課題を提示。

③需給運用で用いる電源の確保策として、調整力を具備した電源すべてを系統運用者が活用できるように要望したものの、義務化には至っていない。

**既存オンライン電源をすべて活用するために、発電・小売事業者と契約協議を実施中。**

# 余 白

### 3. H29年度以降の調達に向けた課題(1/2)

- ✓ H28年度の電源Ⅰ・電源Ⅱの調達に関しては、上述のような調達方針で対応することとしており、これまで同様に安定供給確保に努めて参ります。
- ✓ ただし、H29年度以降の調達に関しては、以下のような課題があることから、電力広域的運営推進機関においても関係機関との協調のもと、必要な条件整備等を速やかにお願いしたい。

#### 一般送配電事業者が予め確保すべき調整力量

一般送配電事業者が予め確保すべき調整力(電源Ⅰ)量の整理

当委員会にて「系統全体として必要な予備力・調整力の算定」および「一般送配電事業者が予め確保すべき調整力(電源Ⅰ)の量」を早急に整理いただきたい。

※検討においては、エリアの再エネ連系量を考慮した調整力必要量の整理も要。

#### 小売事業者の予備力確保

小売事業者の予備力確保の位置づけの明確化

「系統全体として必要な予備力・調整力」の確保において、その一部を小売事業者が確保する予備力とする場合は、供給力確保義務において確保すべき予備力量の明確化や供給計画など計画策定段階で確認する仕組みの整備などの確実に確保するための措置が必要と考える。

### 3. H29年度以降の調達に向けた課題(2/2)

#### 調整機能を具備した電源の需給運用参加

<p>確実な調整電源(電源Ⅰ,電源Ⅱ)の確保</p>	<p>周波数調整機能を具備した電源が、より多く一般送配電事業者の需給運用に参加いただけるよう、安定的な調整電源(電源Ⅰ、電源Ⅱ)の確保の方策等(周波数調整機能を具備した発電機の需給運用への参加の義務化や需給運用参加インセンティブ)について検討いただきたい。</p>
----------------------------	--

#### H29年度以降の調達に向けた整理

<p>H29年度以降の電源Ⅰの調達に向けた整理</p>	<p>H29年度以降の電源Ⅰ調達に関して、電力広域的運営推進機関にて定めるべき事項があれば早急に整理・議論いただきたい。(公募等の実施に当たっては、募集期間が必要となることから、遅くとも1Q内での整理をお願いしたい。)</p>
-----------------------------	---

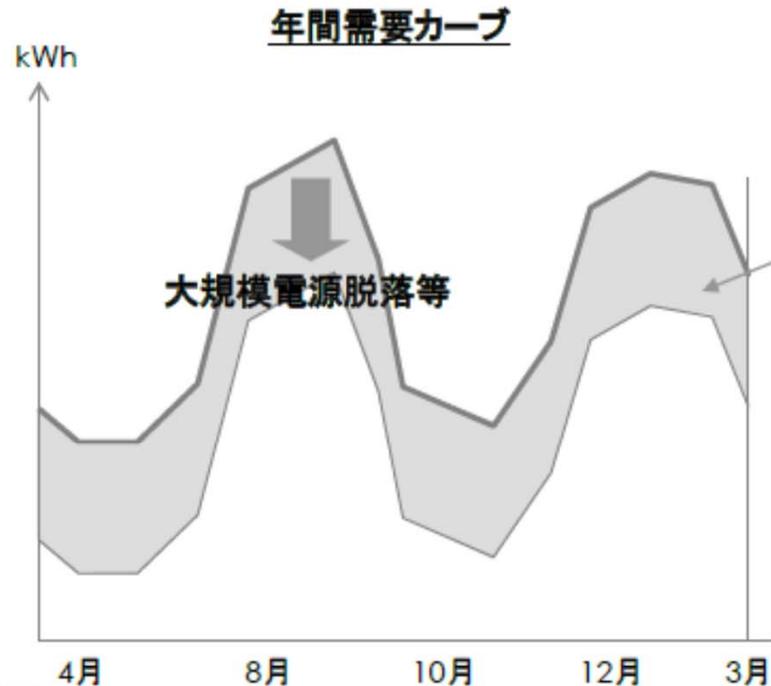
#### 大規模災害等による供給力不足への対応

<p>大規模電源脱落等の希頻度リスクへの備えの担い手</p>	<p>従来一貫体制の下で確保されてきた希頻度リスク対策について、その必要性を整理し、必要な場合、ライセンス制導入以降、誰がどのように担うか、万が一のリスク発現に備え、早期に整理いただきたい。(次ページ参照)</p>
--------------------------------	---

## 3. 送配電と発電の分離に伴う課題 ②安定供給のための電源確保

- 大規模災害などによる電源の脱落が発生した場合、年間需要に対し、電力量(kWh)面で供給支障となるおそれがある。
- 現状と同様の安定供給を確保するためには、長期的な電力量(kWh)不足時の対応力を確保する必要がある。特に、柔軟性は高いものの競争力の相対的に低い石油火力については、設備のみならず、石油精製能力の維持・確保に配慮した仕組みが必要と考える。
- このような希頻度かつ大規模なリスクへの備えは、誰が担うべきか議論をお願いしたい。

### 電力量(kWh)不足の概念図



### 電力量(kWh)不足への対応

- ✓ **自社火力の増**
  - LNG スポット・長期計画分の追加(2ヶ月で調達)
  - LPG 追加調達(2週間で調達)
  - 石油 追加調達(1~2日で調達)
- ✓ **他社購入電力の増**
  - 他社購入契約の枠内での購入増
  - 取引所からの購入増、自家発余剰買い上げ

大規模災害などによる電源脱落時に生じる  
電力量(kWh)不足を補うための  
電源、燃料確保手段の維持・確保が必要  
(特に石油火力の維持・確保が課題)

# <参考>ライセン制導入以降の発電計画作成(週間~GC)の流れ

- ✓ 発電計画については、BGは小売供給最経済計画(以下、BG計画)を作成、TSOは調整力を考慮した計画(以下、TSO計画)を作成
- ✓ 週間~GCまで、BG・TSOは、それぞれ独自の需要想定のもと、BG計画・TSO計画を作成
- ✓ TSOは、必要により電源 I II の追加並列などを計画することで、調整力を確保

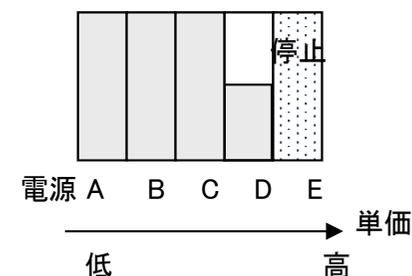
## 発電計画作成のイメージ

作成主体	計画種別	週間	前日	GC前
BG	小売供給最経済計画 (BG計画)	●	●	●
TSO	調整力考慮計画 (TSO計画)	●	●	●
[発電事業者(電源 I II)]				
運用上、確保に努めるエリア調整力*		8%	8%	5%

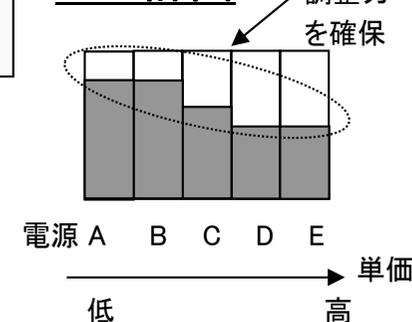
電源 I II の詳細情報を受領し、調整力を確保。(必要により追加並列などを計画)

実際の発電計画イメージ (前日~GC)

### BG計画



### TSO計画



実需給段階

※短期の調整力必要量は検討中であるため、当面は、現状運用を継続  
 なお、数値はエリア最大電力想定に対する比率