

# 発動指令電源および電源 I' の部分発動について

2021年10月14日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 厳気象対応及び稀頻度リスク対応分の供給力は、2023年度分までは調整力公募により電源Ⅰ' として調達され、2024年度以降分は容量市場においてkW価値部分が発動指令電源として調達される。
- 第45回本委員会(2019年11月14日)において、2024年度以降の需給運用として、広域予備率による発動指令電源の運用等を整理した。
- また、第48回本委員会(2020年2月18日)において、2022・23年度は、広域予備率により電源Ⅰ' を発動することについてご確認いただくとともに、電源Ⅰ' の調達量が3%程度であることから、その発動にあたっては、部分発動（各エリア半量ずつ発動）とすることについても継続検討することとしていた。
- さらに、発動指令電源の調達量上限3%については、容量市場の初回オークション結果等を踏まえて、2025年度以降は追加オークションでの1%を含め、全体として4%に引き上げられ、発動指令電源の調達量も増加していくことを想定すると、発動指令電源についても電源Ⅰ' と同様に部分発動とすることが考えられる。
- 今回、まず、2024年度以降の発動指令電源の部分発動について検討するとともに、その検討結果を踏まえて2022・23年度の電源Ⅰ' の部分発動について検討したため、ご議論いただきたい。

## 容量市場開設後における需給運用について

3

- 第42回本委員会において、容量市場開設後における需給運用としては、広域的な予備率8%未満（以下、広域予備率8%未満）と見込まれる場合に需給ひっ迫のおそれと判定し、バランス停止機の起動（準備）・並列、発動指令電源の発動、電源の掘り起こし等を順次実施することとしている。

## 需給ひっ迫のおそれの判定基準（まとめ）

3

- 広域予備率（ブロック予備率の場合含む）が8%を下回ると見込まれ、需給ひっ迫のおそれとなった場合は、まず計画停止の変更やバランス停止機の起動並列などの容量市場のリクワイヤメントによって予備率の改善を実施する。
- バランス停止機の起動並列によっても、なお予備率が8%を下回ると見込まれる場合、発動指令電源を発動させ、予備率を改善する。発動指令電源により最大3%の予備率改善が見込める。

| 広域予備率=       | 対応内容   |
|--------------|--|
| 8%未満と見込まれる場合 | <ul style="list-style-type: none"> <li>●需給ひっ迫のおそれ判定・周知           <ul style="list-style-type: none"> <li>①バランス停止機の起動（準備）・応札</li> <li>②発動指令電源の発動</li> </ul> </li> <li>●電源掘り起こし</li> <li>●計画停止の中止再要請</li> </ul> |

※連系線分断時はブロック予備率



## (参考) 今後の電源 I' と発動指令電源の運用について

まとめ

24

- 容量市場開設後の広域予備率による需給運用については、2022年度の需給ひつ迫対応(電源 I' 発動は広域予備率のもと広域ブロック単位で発動)から前倒し適用する方向でシステム等を準備することとしてはどうか。

|                | 現在（2020年度）                          | 2021年度   | 2022・2023年度   | 2024年度以降  |
|----------------|-------------------------------------|--|---|---|
| インバランス料金制度     | 現行制度<br>( $\alpha, \beta, K, L$ 算定) | 現行制度<br>( $\alpha, \beta, K, L$ 算定)                  | 新しい制度<br>(広域予備率,調整力単価)                                | 新しい制度<br>(広域予備率,調整力単価)  |
| 調整力関係          | エリア毎に調整力公募<br>(電源 I, I', II)        | エリア毎に調整力公募<br>(電源 I, I', II)<br>需給調整市場で広域調達<br>(三次②) | エリア毎に調整力公募<br>(電源 I, I', II)<br>需給調整市場で広域調達<br>(三次①②) | 需給調整市場で広域調達<br>(一次、二次①②、三次①②)   |
| 電源I・II<br>安定電源 | 予備率管理                               | エリア予備率   | エリア予備率  | エリア予備率  |
|                | 発電機起動                               | 一般送配電事業者がエリア毎にエリア予備率をもとに、電源 I・II を起動指令               | 一般送配電事業者がエリア毎にエリア予備率をもとに、電源 I・II を起動指令                | 一般送配電事業者がエリア毎にエリア予備率をもとに、電源 I・II を起動指令  |
| 電源I'指<br>令電源   | 予備率管理                               | エリア予備率   | エリア予備率  | 広域予備率   |
|                | 電源 I' 発動<br>発動指令電源<br>発動            | 一般送配電事業者がエリア毎にエリア予備率(3~5%程度)をもとに、電源 I' に発動指令         | 一般送配電事業者がエリア毎にエリア予備率(3~5%程度)をもとに、電源 I' に発動指令          | 電源 I・II を起動しても広域予備率8%未満となる場合に、広域ブロック単位で電源 I' を発動<br><br>バランス停止起動(準備)後においても広域予備率8%未満となる場合容量市場のリクワイアメントに基づき発動指令電源発令 |

## (参考) 電源 I' 部分発動の検討状況について

- 第48回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、電源 I' の部分発動については、引き続き検討することとしていた。

## ①需給ひつ迫時(広域予備率8%未満)における電源 I' の発動（まとめ）

12

- 新しいインバランス料金制度との整合を踏まえると電源 I' は広域予備率にて需給運用することが望ましいこと、広域需給調整システムを活用した需給運用を実施することにより、広域ブロック単位で電源 I' 発動することによる卸市場取引への影響や電源等の持替による影響は生じないことから、需給ひつ迫時の電源 I' の発動は、広域予備率をもとに広域ブロック単位で発動することとしてはどうか。
- なお、2020年度以降の電源 I' の調達量は3%程度に増加しており、2020・2021年度の運用状況を踏まえ、全電源 I' の全エリアの全量発動ではなく、部分発動（各エリア半量ずつ発動など）することについても引き続き検討することとしてはどうか。

## (参考) 発動指令電源の調達量の上限について

- 容量市場の初回オークション結果から、2025年度以降は発動指令電源の調達量の上限3%を、追加オークションでの1%も含め、全体として4%に引き上げことになった。

### 発動指令電源（DR）の拡充について

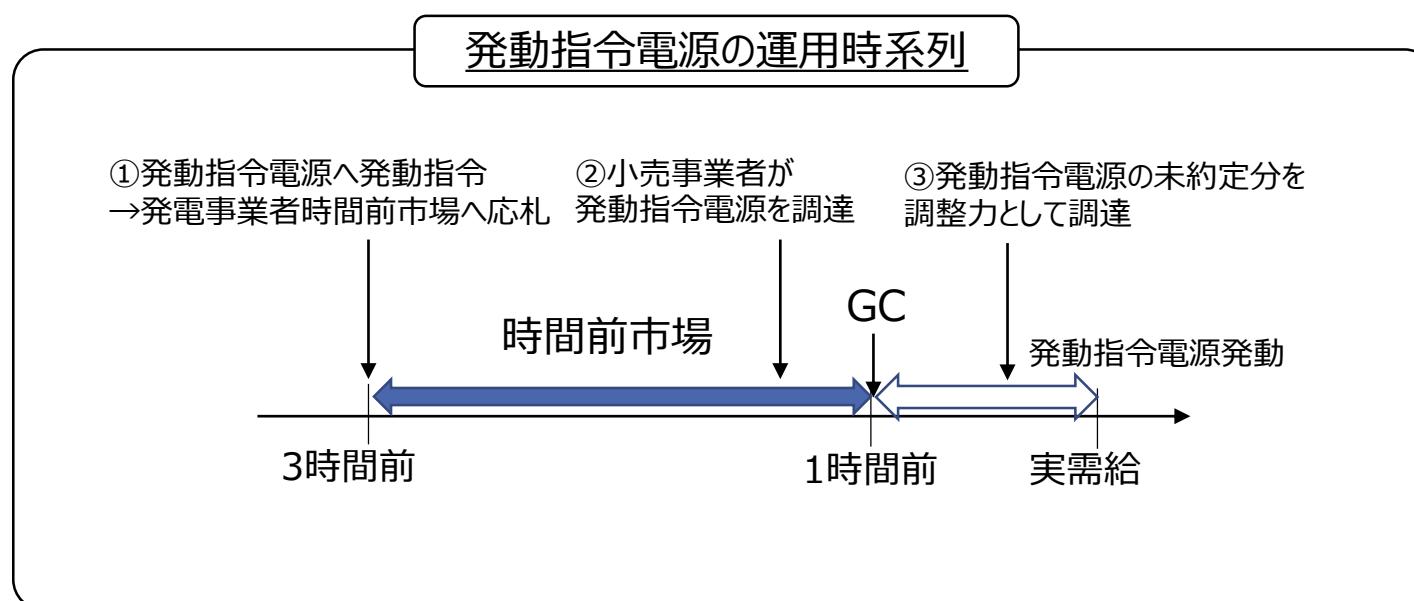
- 今後、再生可能エネルギーが更に増加していき、発動指令電源として期待されるDRを含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促すような制度変更が望ましいと考えられる。
- 電源I'の実績と比較して容量市場の初回オークションの発動指令電源の調達量は大きく増加している。
- このような点も踏まえて、発動指令電源の調達上限については、現行の3%から全体として4%に拡充することとしてはどうか。
- また、その場合には、メインオークションでの調達量は初回オークションの調達上限と同様の3%とし（上限に達しなかった場合には他の電源区分の電源を調達）、追加オークションでは拡充分の1%を上限として確保することとしてはどうか。また、追加オークションでの調整係数について検討することとしてはどうか。

- 
1. 2024年度以降の発動指令電源の部分発動
  2. 2022・2023年度における電源 I' の部分発動

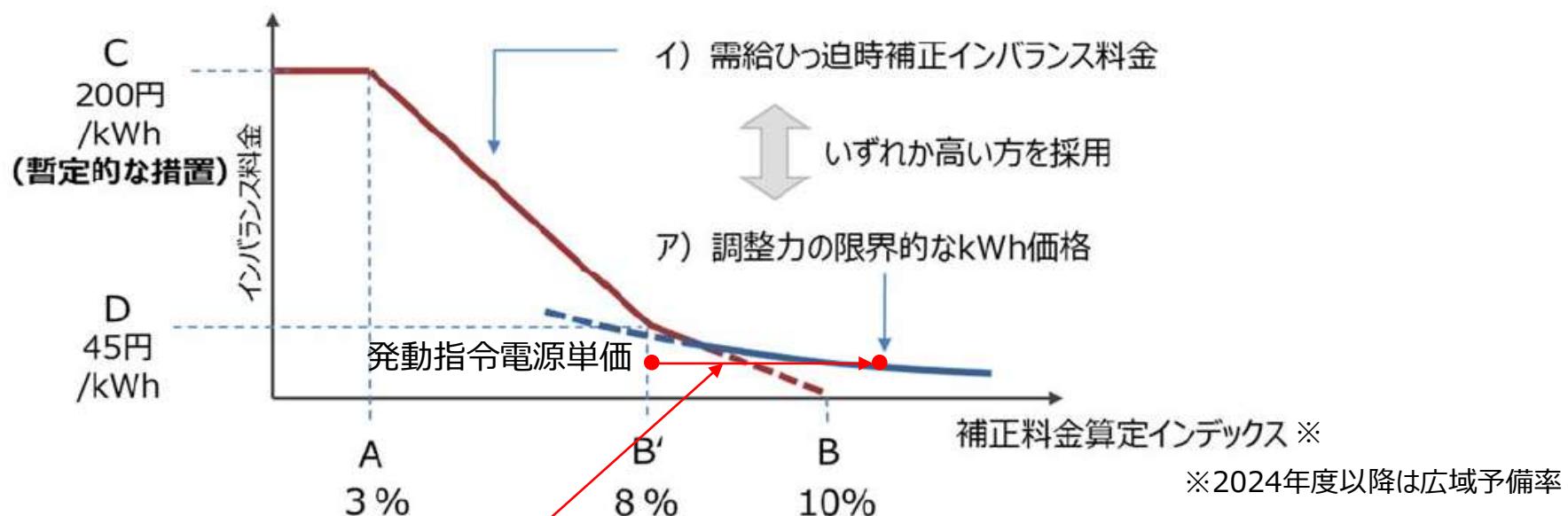
- 
1. 2024年度以降の発動指令電源の部分発動
  2. 2022・2023年度における電源 I' の部分発動

## 容量市場における発動指令電源について

- 2024年度（実需給年度）容量市場では、発動指令電源はH3需要の3%を上限に調達される。
- 容量市場は原則として全国市場であり、発動指令電源の調達量は各エリア一律ではなく、エリアによって偏在する可能性がある。また、発動指令電源は、更なる市場参加者の拡大を促すよう、2025年度以降は発動指令電源の調達量の上限を3%から4%に引き上げることになった。
- 発動指令電源の発動は1日1回（3時間単位）を基本とし、設定時間は9時から20時まで。（土曜日、日曜日、および祝日を除く）
- 発動指令電源を発動した場合は、まずは卸市場（主に時間前市場）への入札等により不足インバランスの発生が想定される小売電気事業者の供給力として活用され、未約定分が調整力として活用されることとなる。



- 広域予備率による全エリアの発動指令電源の発動は、広域予備率8%未満としている。
- この発動基準においては、発動指令電源は3%上限に確保することとしているため、全量発動した場合、最大11%まで広域予備率は上昇し、2025年度以降、発動指令電源の調達上限が4%に拡大された場合は、さらに12%まで上昇する。（過剰な広域予備率の上昇）
- なお、端境期に年間最大H3需要の4%相当を発動するとなると、さらに影響は大きくなる。
- インバランス補正料金カーブ上の10%を上回るため、通常インバランス料金となった場合に、kWh価格の高い発動指令電源が市場約定することは難しいと想定される。
- また、3%～4%の供給力が急激に増えた場合は、周波数調整にも影響が生じることも想定される。



出所) 第44回制度設計専門会合（2019.12.17）資料3-2 抜粋（朱書き、矢印、※追記）  
[https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_system/pdf/044\\_03\\_02.pdf](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/044_03_02.pdf)

- 前頁の発動指令電源発動による過剰な広域予備率上昇を防止するには、以下の案があるか。
  - 発動指令電源の発動基準を引き下げる。（例；広域予備率8%未満→6%未満へ引き下げ）
  - 発動指令電源の部分発動を行う。
- 発動基準を引き下げる場合、例えば、発動を広域予備率8%→6 %未満とすると、全量発動により10%程度となる。（2025年度以降、発動指令電源の調達上限が4%となった場合）
- 引き下げた場合、発動指令電源の全量発動のみではひつ迫状況が改善せず、さらなる追加供給力対策がより低い予備率での対応となり、対応が遅れる懸念があることから、発動指令電源の発動基準を引き下げるることは困難かと考えられる。
- 以上のことから、次頁より、発動指令電源の部分発動について、全量発動と比較を行った。

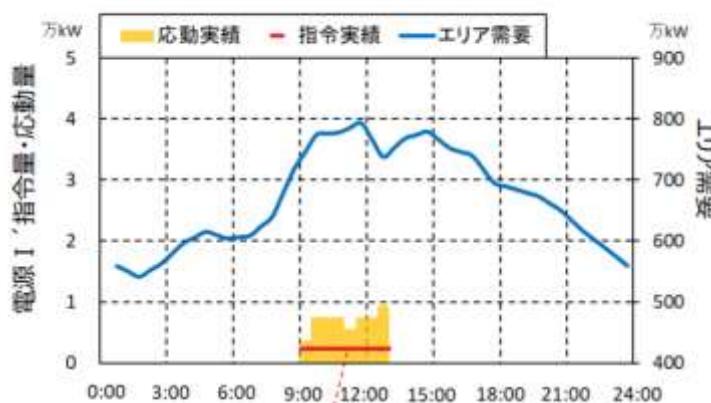
- 発動指令電源の発動方法として、全量発動と部分発動を発動量、発動時間、運用方法、公平性の観点から比較した。（発動指令電源の上限4%で検討した）
- 比較した結果、部分発動は運用方法や発動対象の公平性の確保の面で課題があるものの、発動量の調整、3時間を上回るひつ迫に対応できる点は安定供給面においては有用であることから、部分発動の運用方法や発動対象の公平性の確保の面での課題を克服することが可能かどうか確認することとする。

|          | 全量発動  | 部分発動   |
|----------|---|--|
| 発動量      | <ul style="list-style-type: none"> <li>全量発動による予備率の変動が最大4%程度生じ、発動量が過大になる場合がある。（△）</li> </ul>                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>グループ単位の発動によって、予備率の変動を段階的に調整できる（○）</li> </ul>                      |
| 発動時間     | <ul style="list-style-type: none"> <li>1日3時間を上回る需給ひつ迫時は、発動対象外の時間帯の予備率低下には、焚き増し指示等、追加供給力対策により対応することとなる（△）</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>グループを組合せて発動することで3時間を上回る需給ひつ迫時間帯にも一定程度対応できる（○）</li> </ul>          |
| 運用方法     | <ul style="list-style-type: none"> <li>発動対象や発動回数の管理等の運用が容易（○）</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>発動対象や発動回数の管理等の運用が複雑（△）</li> </ul>                                 |
| 発動対象の公平性 | <ul style="list-style-type: none"> <li>発動対象の公平性の確保が容易（○）</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>発動対象の公平性の確保が複雑（△）</li> </ul>                                      |
| 総合評価     | <p style="text-align: center;">△<br/>↓<br/>3時間を上回るひつ迫時対応の解決には発動指令電源における要件の変更（運転継続時間延長）が必要。<br/>現状困難（△）</p>          | <p style="text-align: center;">△<br/>↓<br/>運用方法や発動対象の公平性の確保について<br/>解消になれば○<br/>(次ページ以降で具体的な検討を実施) )</p> |

- 部分発動の運用方法の課題として、部分発動のグループ数が多いほど柔軟な運用が可能となる反面、管理が煩雑となる。
- また、現状の電源 I' におけるDRの発動実績値は、指令値(契約値)に対する達成率が70～200%程度と変動幅が大きいため、仮にグループ数を増やし、細分化すると、個々の達成率の変動の影響が生じる可能性がある。
- 以上より、運用方法の容易さ、達成率の変動の均平化の面から発動指令電源は、細かく細分化せず、半量ずつ発動することでどうか。

2020年度 中国エリア発動実績例

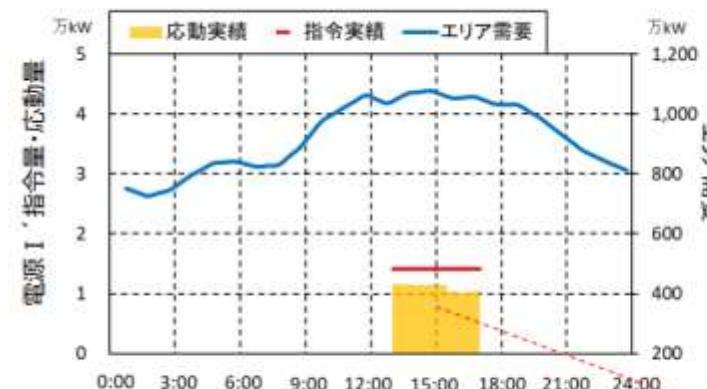
7月14日 (火)



【指令量】9:00～13:00 0.2万kW  
【実効率】9:00～13:00 292%

2020年度 九州エリア発動実績例

9月24日 (木)



【指令量】13:00～17:00 1.4万kW  
【実効率】13:00～17:00 78%

※ 「実効率」は、指令量に対する応動実績の電力量比率として算出。（実効率 = 応動実績 ÷ 指令量）  
※ エリア需要は速報値。広域機関HP 系統情報サービスの需要実績による。

- 発動指令電源を発動した場合は、まずは卸市場（主に時間前市場）への入札等により不足インバランスの発生が想定される小売電気事業者の供給力として活用される。
- 広域予備率の低下に伴いインバランス料金が高額となることで卸市場価格も高額となると仮定すると、発動指令電源のグループ間で発動する時間帯（広域予備率）が大きく異なる場合、取引可能な卸市場価格に大きな差異が生じることにならぬよう、公平性を考慮する必要はあるか。
- 以上のことから発動指令電源における部分発動のグループ作成にあたっては、以下の考え方を基本としつつ、具体的には、各エリアにて決定することとしてはどうか。
  - ① 各グループの発動量を可能な範囲で同等とする（下図では、500）
  - ② 各グループの種別（ネガ・ポジ）の割合（契約数）を可能な範囲で同等とする（下図では、ネガ:ポジ=1:2）
  - ③ 各グループの契約数を可能な範囲で同等とする（下図では、契約数3）

<グループ作成方法イメージ>

|         | 契約名 | 契約量 | 種別 |
|---------|-----|-----|----|
| グループ I  | A   | 100 | ネガ |
|         | B   | 100 | ネガ |
| グループ II | C   | 200 | ポジ |
|         | D   | 200 | ポジ |
|         | E   | 200 | ポジ |
|         | F   | 200 | ポジ |

Diagram illustrating the grouping of contracts:

- Contracts A and B are grouped together and enclosed in a red box, labeled "グループ I".
- Contracts C, D, E, and F are grouped together and enclosed in a green box, labeled "グループ II".

- 発動指令電源の発動は、広域予備率という同一基準により運用されることから、発電事業者の公平性はある程度担保されているのではないか。
- さらに、発動するグループ順を輪番制にすることで、発電事業者間の差はなくなるのではないか。

輪番制イメージ

| 回 | 発動<br>グループ数 | I | II |
|---|-------------|---|----|
| 1 | 1           | ○ |    |
| 2 | 1           |   | ○  |
| 3 | 1           | ○ |    |
| 4 | 2           | ○ | ○  |
| 5 | 1           |   | ○  |
| 6 | 2           | ○ | ○  |
| 7 | 1           | ○ |    |

○のグループが発動

■ 部分発動方法としては、以下の2案が考えられるか。今回、この2案を比較検討した。

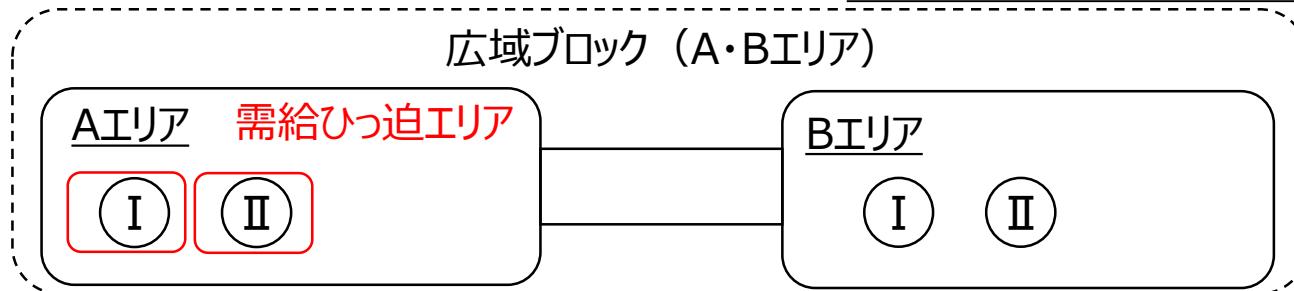
- ① 広域ブロック内でエリア予備率の低いエリアを優先に発動する案
- ② 広域ブロック内で各エリアの各グループ数を均一に発動する案

□ 発動グループ

I ~ II 発動指令電源グループ

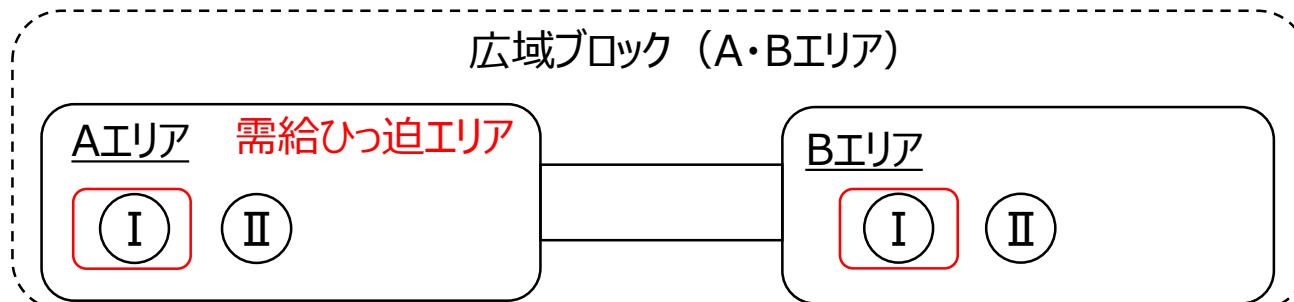
### 案①：エリア予備率低いエリア優先発動

エリア予備率の低いエリアを優先して発動



### 案②：広域ブロック内で各エリア均一発動

各エリアにてグループ数を均一に発動



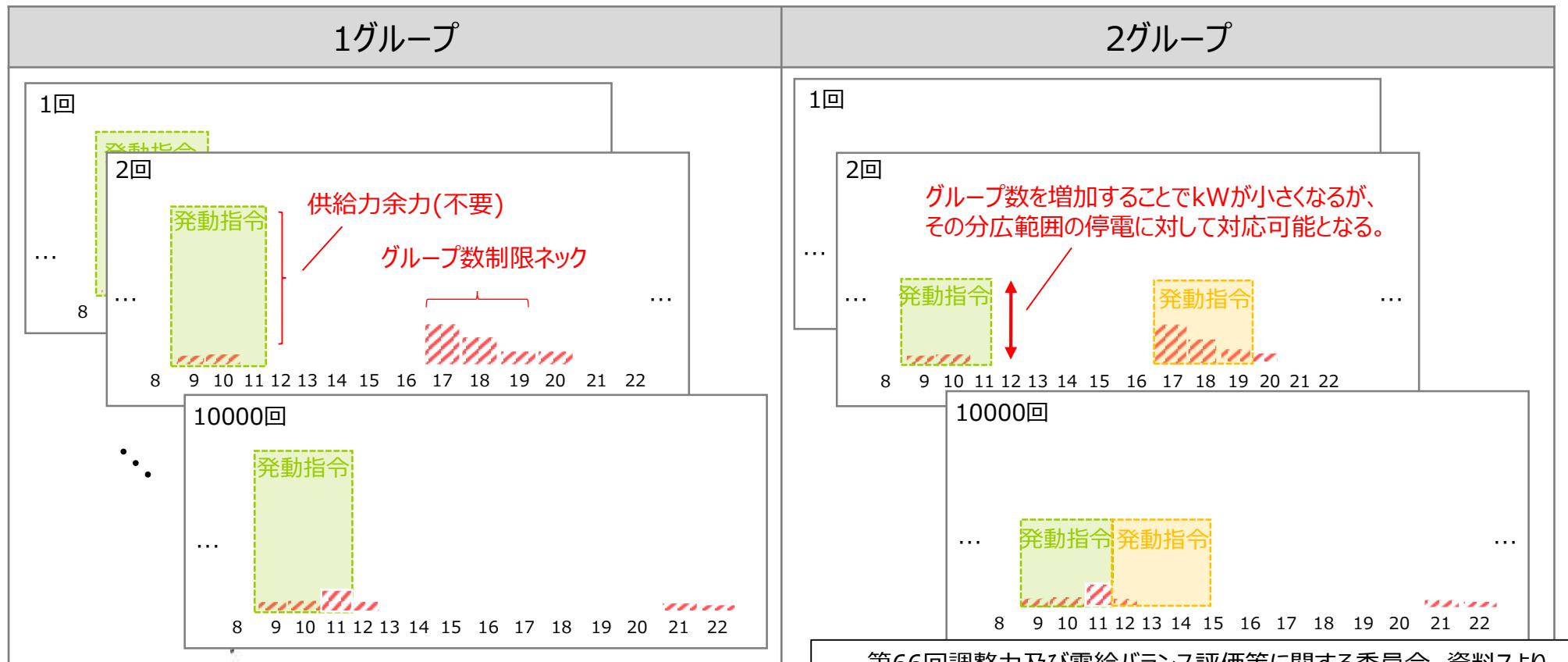
- 案①(エリア予備率低いエリア優先発動)と案②(広域ブロック内で各エリア均一発動)を比較した結果、容量市場における各エリア等の電源等の落札量の偏在を踏まえると、発動回数にエリア間の偏りが生じにくく、公平性のある案②(広域ブロック内で各エリア均一発動)を採用してはどうか。
- 1グループ目を発動後も広域予備率8%未満の場合は、更に2グループ目の発動指令電源グループを発動してはどうか。

|       | 案①：エリア予備率低いエリア優先発動   | 案②：広域ブロック内で各エリア均一発動   |
|-------|--|---|
| 発動回数  | <ul style="list-style-type: none"> <li>・エリア予備率の低いエリアを優先に発動すると、特定のエリアの発動指令電源の発動回数が大きくなる可能性がある（△）<br/>(容量市場は全国市場であり、各エリアの電源等の落札量は必ずしも一律ではなく、偏在が生じる。その結果、広域ブロック内のエリア予備率の低いエリアも偏在する可能性がある。)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・広域ブロック内で全エリアで均一に発動することで、エリア予備率の低い特定のエリアの発動指令電源の発動回数が大きくなることは緩和される（○）<br/>(容量市場は全国市場であり、各エリアの電源等の落札量は必ずしも一律ではなく、偏在が生じる。その結果、広域ブロック内のエリア予備率の低いエリアも偏在する可能性がある。)</li> </ul> |
| 発動量   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・上記の結果、エリアによって発動回数に偏りが生じ、発動が上限に達し、発動量が不足する可能性有（△）</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>・各エリアの発動回数に偏りが生じにくいため、発動回数制約に伴う発動量の不足は発生しにくい（○）</li> </ul>   |
| 運用方法  | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ブロック内にエリア予備率の近いエリアが複数ある場合、どのエリアでどの程度発動すべきか判断が煩雑（△）</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>・広域予備率をもとに各エリアで発動すべきグループ数が判断しやすい（○）</li> </ul>   |
| 連系線制約 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ひつ迫エリアより発動するため、連系線を使用せず、ひつ迫解消になる場合があり、連系線制約の影響は小さい（○）</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・必ず連系線を使用し、ひつ迫エリアに送電することから影響は大きい（△）</li> </ul>   |
| 公平性   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・同じ広域ブロック内のひつ迫が生じるエリアの事業者はばかりが発動することになる（△）</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・広域ブロック内で事業者の発動機会は公平（○）</li> </ul>   |
| 総合評価  | △  | ○   |

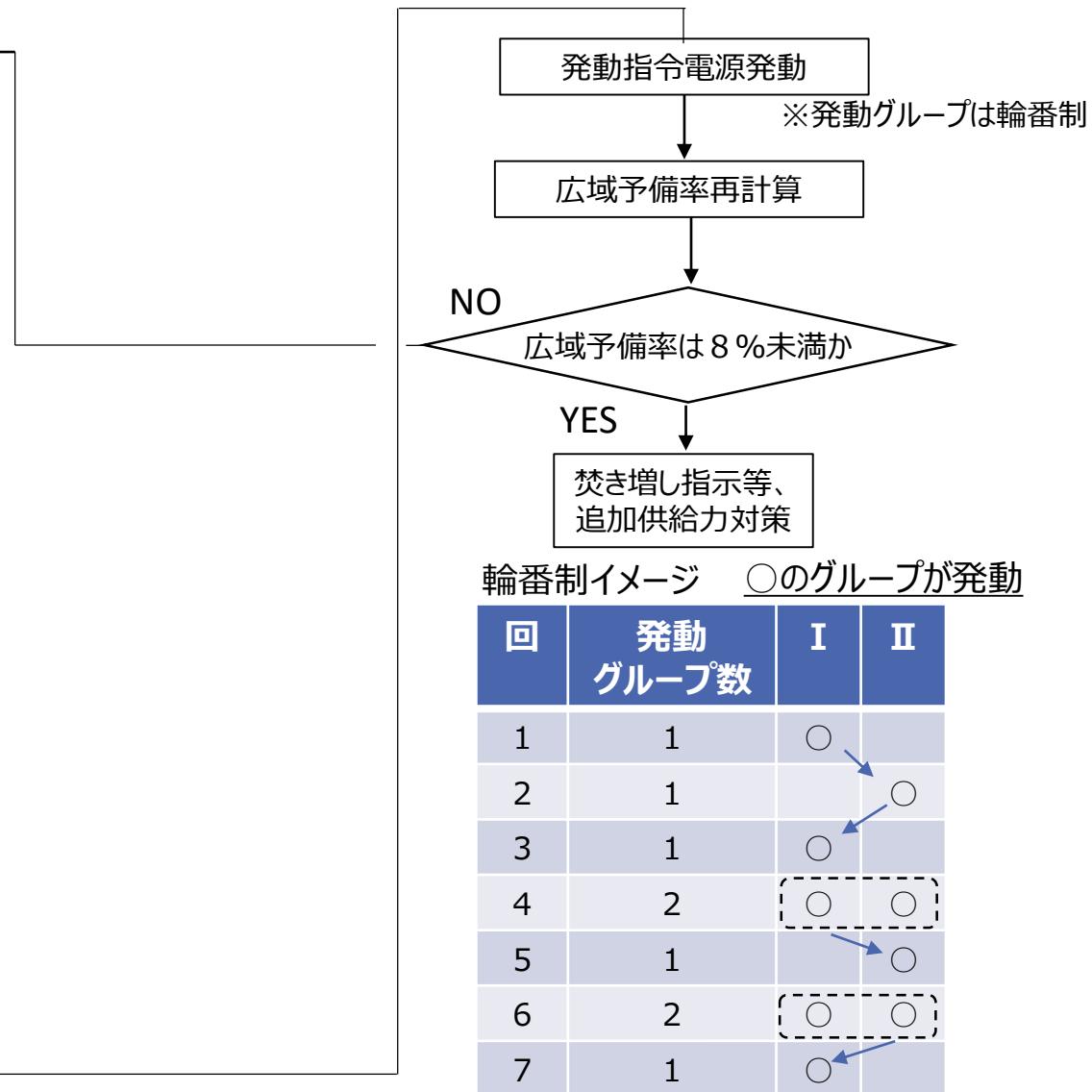
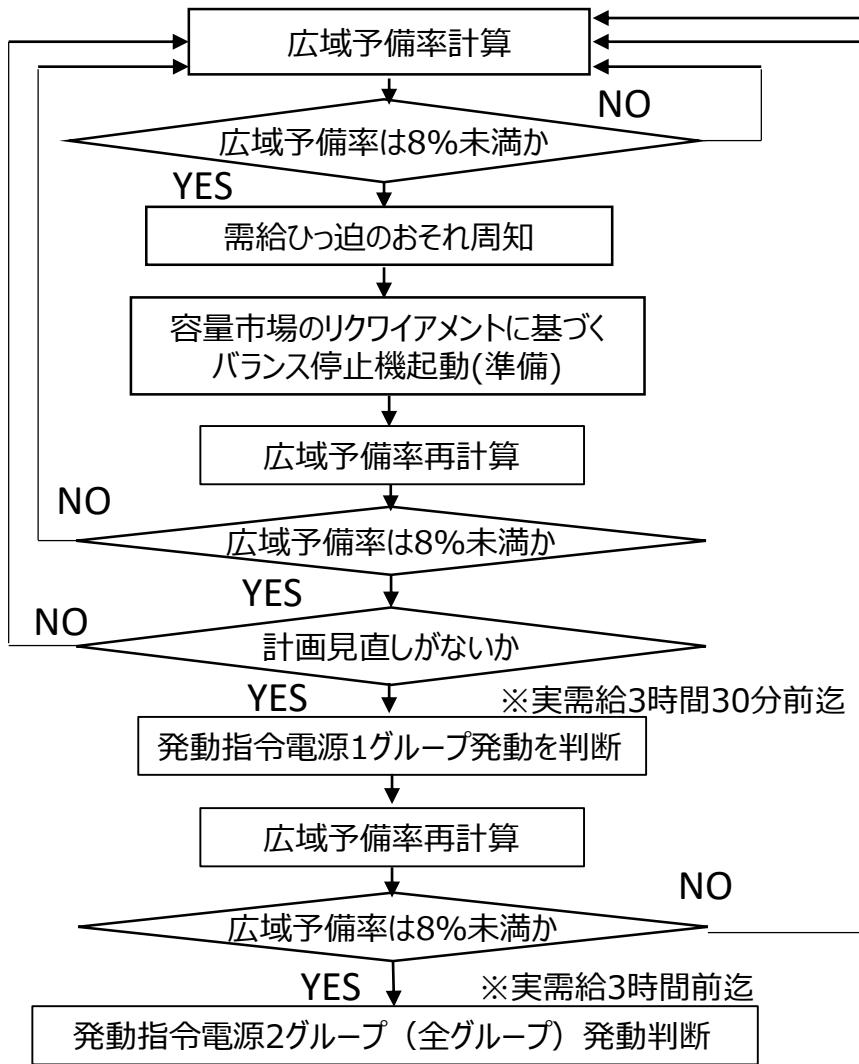
- 発動指令電源は1グループの発動単位を半量ずつグループ分けし、広域予備率8%未満の場合、広域予備率が8%以上となることを目標に各エリアの発動指令電源グループを発動してはどうか。（輪番制）

|          | 全量発動  | 部分発動   |
|----------|---|--|
| 発動量      | <ul style="list-style-type: none"> <li>全量発動による予備率の変動が最大3%程度生じ、発動量が過大になる場合がある。（△）</li> </ul>                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>グループ単位の発動によって、予備率の変動を段階的に調整できる（○）</li> </ul>  |
| 発動時間     | <ul style="list-style-type: none"> <li>1日3時間を上回る需給ひつ迫時は、発動対象外の時間帯の予備率低下には、焚き増し指示等、追加供給力対策により対応することとなる（△）</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>グループを組合せて発動することで3時間を上回る需給ひつ迫時間帯にも一定程度対応できる（○）</li> </ul>  |
| 運用方法     | <ul style="list-style-type: none"> <li>発動対象や発動回数の管理等の運用が容易（○）</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>発動対象や発動回数の管理等の運用が複雑（△）<br/>→グループ数を2つ（半量ずつ）とし、部分発動による発動対象や発動回数の管理等の運用を極力少なくすることで対応（○）</li> </ul> |
| 発動対象の公平性 | <ul style="list-style-type: none"> <li>発動対象の公平性の確保が容易（○）</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>発動対象の公平性の確保が複雑（△）<br/>→新インバランス料金制度の基、広域予備率により発動を決定することや発動順序を輪番制にすることで対応（○）</li> </ul>           |
| 総合評価     | <p style="text-align: center;">△<br/>↓</p> <p>3時間以上を上回るひつ迫時対応の解決には発動指令電源における要件の変更（運転継続時間延長）が必要。<br/>現状困難</p>        | <p style="text-align: center;">運用方法や発動対象の公平性の改善により<br/>○</p>   |

- 安定電源減少に伴う停電kWh(時間×量)を確認すると、広範囲の時間帯で発生しており、また各時間帯によって停電kWが異なっている。（需要や再エネ出力によるが、一般的に点灯帯に停電kWが多い）
- また、発動指令電源は例えば、グループ数が1Gの場合、1回/日、3h/回などの要件制約があるため、早い時間帯で発生した小さな停電に対しても発動指令電源が稼働してしまい、後で発生する比較的大きな停電に対して発動することが出来なくなる。
- そのため、発動指令電源の供給力評価を高くするためにには、グループ数を増加することで供給力の細分化を行い、安定電源減少に伴う停電kWh(時間×量)の対応を効率的にすることが重要となる。



■ 容量市場における発動指令電源の部分発動判断のフロー図を記載する。



- 
1. 2024年度以降の発動指令電源の部分発動
  2. 2022・2023年度における電源 I' の部分発動

- 第62回委員会において、2022年度の沖縄エリア以外の電源Ⅰ'必要量は容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、最大3日平均電力の3%で整理された。

## 電源Ⅰ'必要量

7

- 各エリアの電源Ⅰ'必要量は次式による。

<沖縄以外のエリア>

$$\text{電源Ⅰ'} = \text{最大3日平均電力} \times 3\%$$

<沖縄エリア>

$$\text{電源Ⅰ'} = \text{最大3日平均電力} \times 5.2\%$$

$$= 70\text{MW}$$

- ※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2021年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。
- ※ 2022年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2022年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。
- ※ 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。

※ 算定においては、離島分を除いて算定する

## (参考) 今後の各エリアの電源 I' 量の設定について

## 今後の供給信頼度評価方法における各エリアの電源 I' 量の設定について

## 検討の方向性

【P.18】

全体の電源 I' の必要量をどう考えるか

各エリアの電源 I' の必要量をどう考えるか

第60回委員会 資料4

- 今後の供給計画の需給バランス評価(年間EUE評価による供給信頼度評価)における電源 I' 量の設定は、第2年度以降は容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%とすることとしている。
- したがって、供給計画において年間EUE評価における供給信頼度を満たすのであれば、**各エリアの電源 I' 量として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる**こととなる。

## 【論点1】今後の供給信頼度評価方法 (1/3)

～作業停止調整後の供給計画の短期見通し(第1～2年度)～

論点1 14

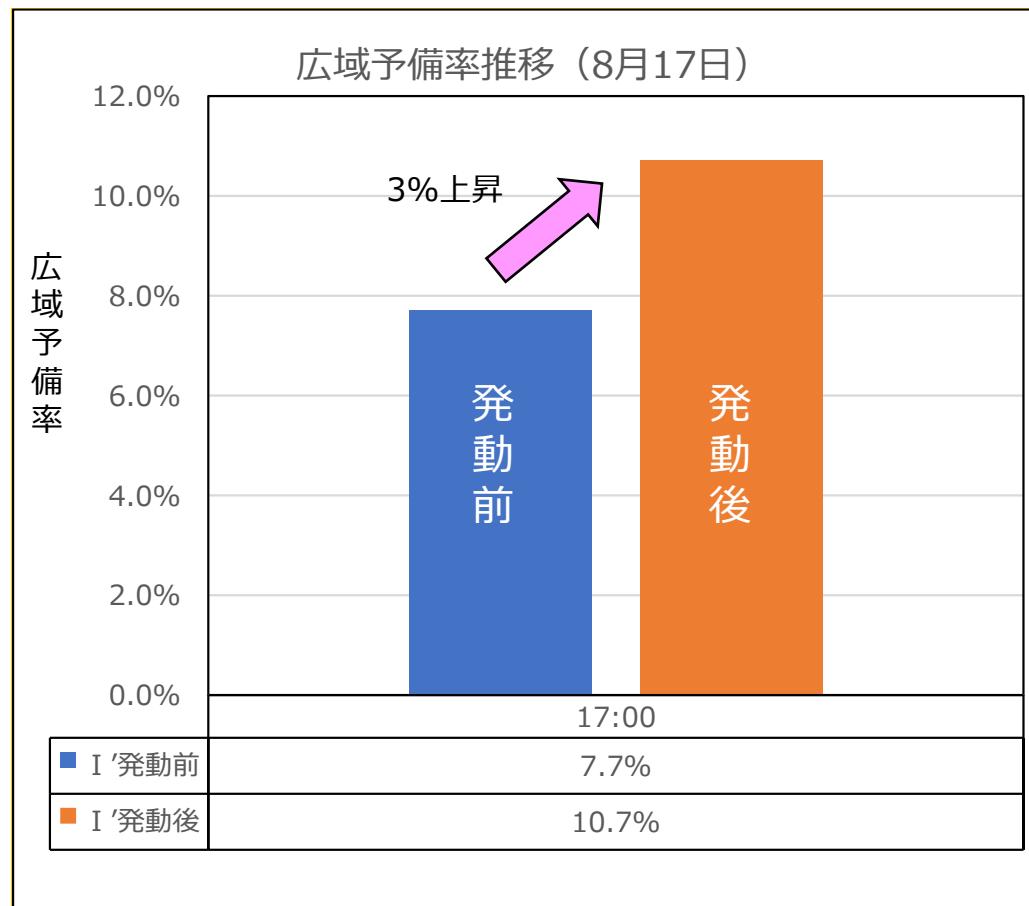
- 今後の供給計画の短期需給バランス評価としては、**作業停止を考慮した供給計画に計上されている供給力に、電源 I' を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、各エリアの年間のEUEを算定してはどうか**。そして、**年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価(年間EUE評価)**することとしてはどうか。
- なお、**電源 I' 量**としては、現状の供給計画では届出対象ではないことから、**第1年度については、各エリアの調整力公募結果の契約(予定)容量を用いること**とし、**第2年度以降については、容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方**と合わせて、**各エリアH3需要の3%として算定すること**としてはどうか。



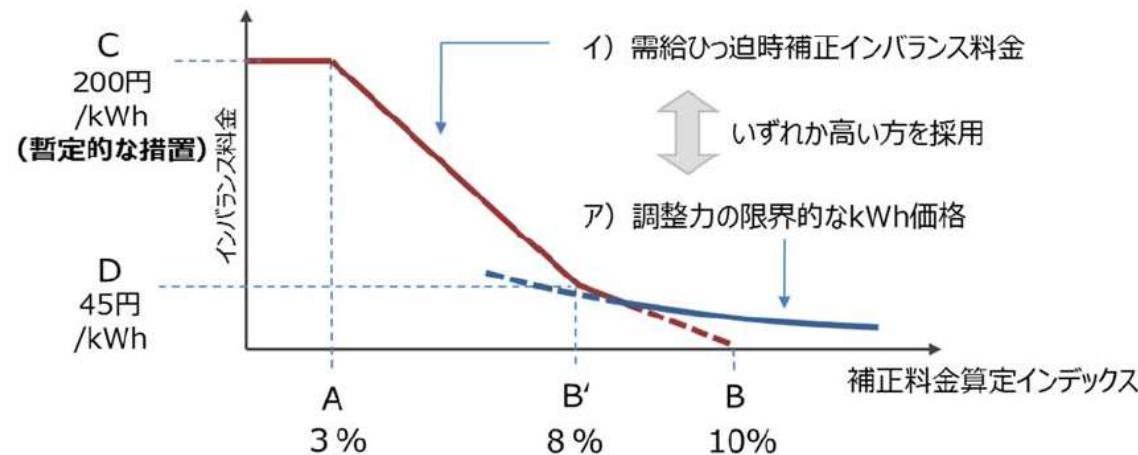
出所) 第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料5 抜粋

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei\\_62\\_05r.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_62_05r.pdf)

- 昨年度の電源 I 'が発動された日時のうち、8月17日の17時コマの広域予備率を試算したところ7.7%であったため、2022年度以降の電源 I '発動を想定し、各エリア最大3日平均電力の 3 %を予備力として加算したところ、10.7%まで上昇した。
- 全エリアで電源 I 'が発動された場合は、発動指令電源と同様に広域予備率が大きく推移する。



- 2022年度以降の電源 I' の発動は広域予備率による発動であり、発動規模も発動指令電源と同等であるため、電源 I' の発動は2024年度以降の発動指令電源と同様に部分発動することでどうか。
- 2022・23年度は新インバランス料金制度が適用されており、電源 I' のkWh価格を通常のインバランス料金カーブに算入されることになっているため、電源 I' 部分発動に伴うkWh価格への影響についても整理する。



| 需給ひつ迫時に講じられる対策 | インバランス料金の計算方法                   |
|----------------|---------------------------------|
| 電源 I'          | 電源 I' のkWh価格を通常のインバランス料金カーブに算入。 |

- 限界的な kWh 価格 = 上げ調整においては最も高い kWh 価格、下げ調整においては最も低い kWh 価格

出所) 第44回制度設計専門会合 (2019.12.17) 資料3-2 抜粋

[https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_system/pdf/044\\_03\\_02.pdf](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/044_03_02.pdf)

- 2022年度の沖縄エリア以外の電源 I' の必要量は、最大3日平均電力の 3 %程度であり、発動指令電源と同規模であるため、作成するグループ数については発動指令電源と同様 2 グループにしてはどうか。
- 電源 I' は発動指令電源と異なり、kWh価格がインバランス料金（通常インバランス料金カーブ）に参入されるため、kWh単価の最高価格の差を可能な範囲で小さくすることも、基本的な考え方に入れてはどうか。
  - ① 各グループのkWh単価の最高価格の差を可能な範囲で小さくする（下図では、90円と80円）
  - ② 各グループの発動量を可能な範囲で同等とする
  - ③ 各グループの種別(ネガ・ポジ)の割合(契約数)を可能な範囲で同等とする
  - ④ 各グループの契約数を可能な範囲で同等とする

全量発動

| 契約名 | 単価        | 契約量 |
|-----|-----------|-----|
| A   | 40        | 100 |
| B   | 40        | 100 |
| C   | 40        | 100 |
| D   | 50        | 100 |
| E   | 80        | 100 |
| F   | <b>90</b> | 100 |

インバランス料金に反映単価

部分発動

| 契約名 | 単価        | 契約量 |
|-----|-----------|-----|
| A   | 40        | 100 |
| B   | 40        | 100 |
| C   | 40        | 100 |
| D   | 50        | 100 |
| E   | <b>80</b> | 100 |
| F   | <b>90</b> | 100 |

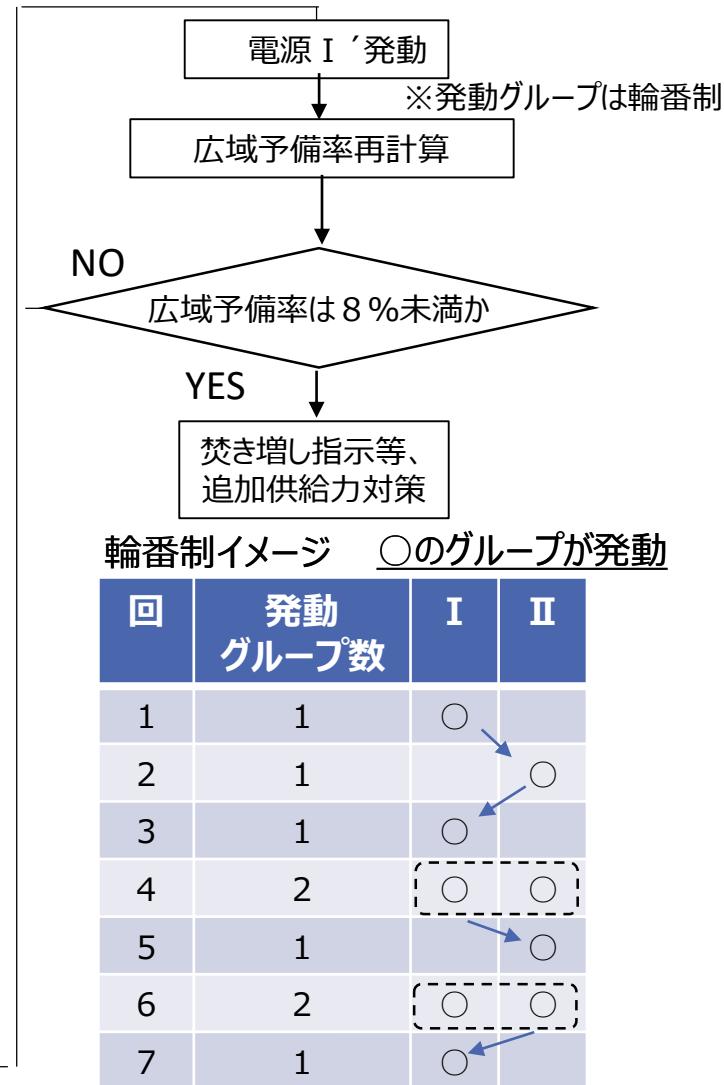
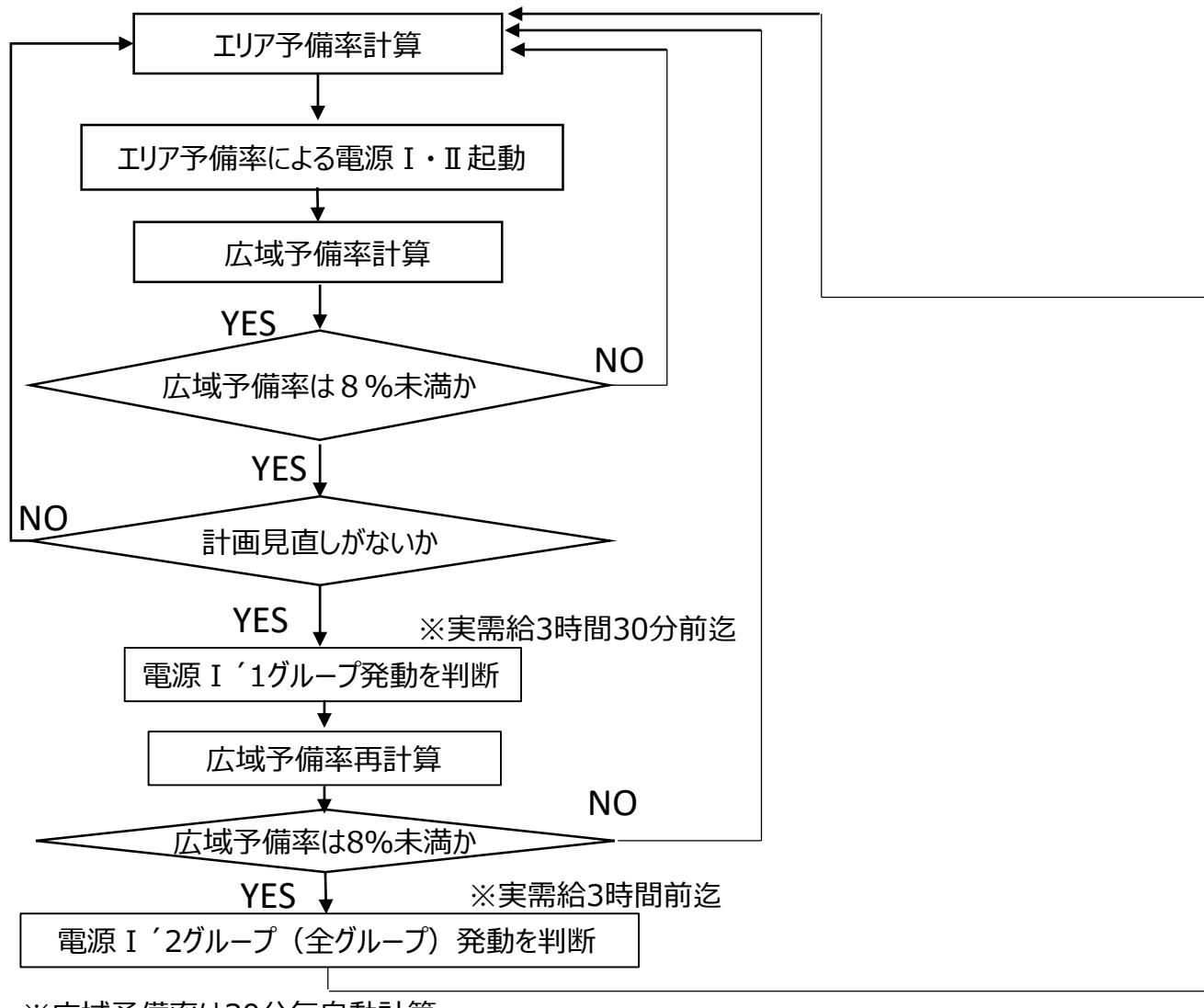
グループ II 発動時  
インバランス料金に  
反映グループ I 発動時  
インバランス料金に  
反映

グループ I



グループ II

- 電源Ⅰ'は各エリア毎に、kWh価格の差が小さくなるようにグループ化し、広域予備率8%未満の場合、広域予備率を8%以上を目指に広域ブロック内の全エリア必要量を満たすよう電源Ⅰ'グループを発動してはどうか。（輪番制）



- 今回、発動指令電源および電源Ⅰ'の部分発動方法、グループ構成について検討した。
- 発動指令電源、電源Ⅰ'とともに2グループの輪番制とし、広域ブロック内で各エリア均一発動とすることでどうか。
- グループ構成については、発動量、種別（ネガ、ポジ）や契約数を可能な範囲で同等とすることとし、電源Ⅰ'についてはkWh単価の最高価格の差を可能な範囲で小さくすることも考慮することでどうか。
- 来年度以降、部分発動の運用実績を注視しつつ、課題等が確認される場合には追加検討を進めることとしたい。

### 部分発動まとめ

|        | 発動指令電源   | 電源Ⅰ'  |
|--------|--|---|
| 発動方法   | <ul style="list-style-type: none"><li>• 2グループの輪番制</li><li>• 広域ブロック内で各エリア均一発動</li></ul>   | <ul style="list-style-type: none"><li>• 以下の考え方を基本としつつ、各エリアにて決定</li></ul>  |
| グループ構成 | <ul style="list-style-type: none"><li>① 発動量を可能な範囲で同等とする</li><li>② 種別(ネガ・ポジ)の割合を可能な範囲で同等とする</li><li>③ 契約数を可能な範囲で同等とする</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>① kWh単価の最高価格の差を可能な範囲で小さくする</li><li>② 発動量を可能な範囲で同等とする</li><li>③ 種別(ネガ・ポジ)の割合を可能な範囲で同等とする</li><li>④ 契約数を可能な範囲で同等とする</li></ul> |