

需給調整市場（三次調整力②）の運用状況について

第61回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和3年5月31日（月）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

需給調整市場の開設

- 2021年4月1日より、需給調整市場が開設され、三次調整力②の広域調達・広域運用が開始された。その後、広域調達の対象は順次拡大されることとなっている。
- 本市場の5月中旬までの状況について事務局で分析した結果を報告するとともに、速やかに修正すべきと考えられる点について、ご審議いただきたい。

2020年 5月 第47回制度設計専門会合 資料 3

| | 2020年度 | 2021年度 | 2022・2023年度 | 2024年度以降 |
|---|---|---|---|--|
| 予約電源の調達 (kW又はΔkWコストが発生する電源) ※白色はエリア内の調達、 <u>橙色は市場での広域調達</u> | <div>電源 I - a</div> <div>電源 I - b</div> | <div>電源 I - a</div> <div>電源 I - b</div> <div>三次調整力②</div> | <div>電源 I - a</div> <div>電源 I - b</div> <div>三次調整力①</div> <div>三次調整力②</div> | <div>一次調整力</div> <div>二次調整力①</div> <div>二次調整力②</div> <div>三次調整力①</div> <div>三次調整力②</div> |
| 余力電源の活用 | 電源 II | 電源 II | 電源 II | 余力活用電源 |

(参考) 需給調整市場における商品の概要

2021年1月 第21回需給調整市場検討小委員会 資料3

| | 一次調整力 | 二次調整力① | 二次調整力② | 三次調整力① | 三次調整力② |
|------------------|--|--|--|---|--|
| 英呼称 | Frequency Containment Reserve (FCR) | Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR) | Frequency Restoration Reserve (FRR) | Replacement Reserve (RR) | Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT) |
| 指令・制御 | オフライン (自端制御) | オンライン (LFC信号) | オンライン (EDC信号) | オンライン (EDC信号) | オンライン |
| 監視 | オンライン (一部オフラインも可※2) | オンライン | オンライン | オンライン | オンライン |
| 回線 | 専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要) | 専用線※1 | 専用線※1 | 専用線 または 簡易指令システム | 専用線 または 簡易指令システム |
| 応動時間 | 10秒以内 | 5分以内 | 5分以内 | 15分以内※3 | 45分以内 |
| 継続時間 | 5分以上※3 | 30分以上 | 30分以上 | 商品ブロック時間(3時間) | 商品ブロック時間(3時間) |
| 並列要否 | 必須 | 必須 | 任意 | 任意 | 任意 |
| 指令間隔 | － (自端制御) | 0.5～数十秒※4 | 数秒～数分※4 | 専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6 | 30分 |
| 監視間隔 | 1～数秒※2 | 1～5秒程度※4 | 1～5秒程度※4 | 専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分 | 1～30分※5 |
| 供出可能量 (入札量上限) | 10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限) | 5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限) | 5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限) | 15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限) | 45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限) |
| 最低入札量 | 5MW (監視がオフラインの場合は1MW) | 5MW※1,4 | 5MW※1,4 | 専用線：5 MW 簡易指令システム：1 MW | 専用線：5 MW 簡易指令システム：1 MW |
| 刻み幅 (入札単位) | 1kW | 1kW | 1kW | 1kW | 1kW |
| 上げ下げ区分 | 上げ／下げ | 上げ／下げ | 上げ／下げ | 上げ／下げ | 上げ／下げ |

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※6 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

(参考) 三次②の概要

- 三次②は、再エネ予測誤差に対応するための調整力であり、前日に調達される。
- 需給調整市場の商品の中では最も応動時間が長く設定され、比較的参入しやすい。

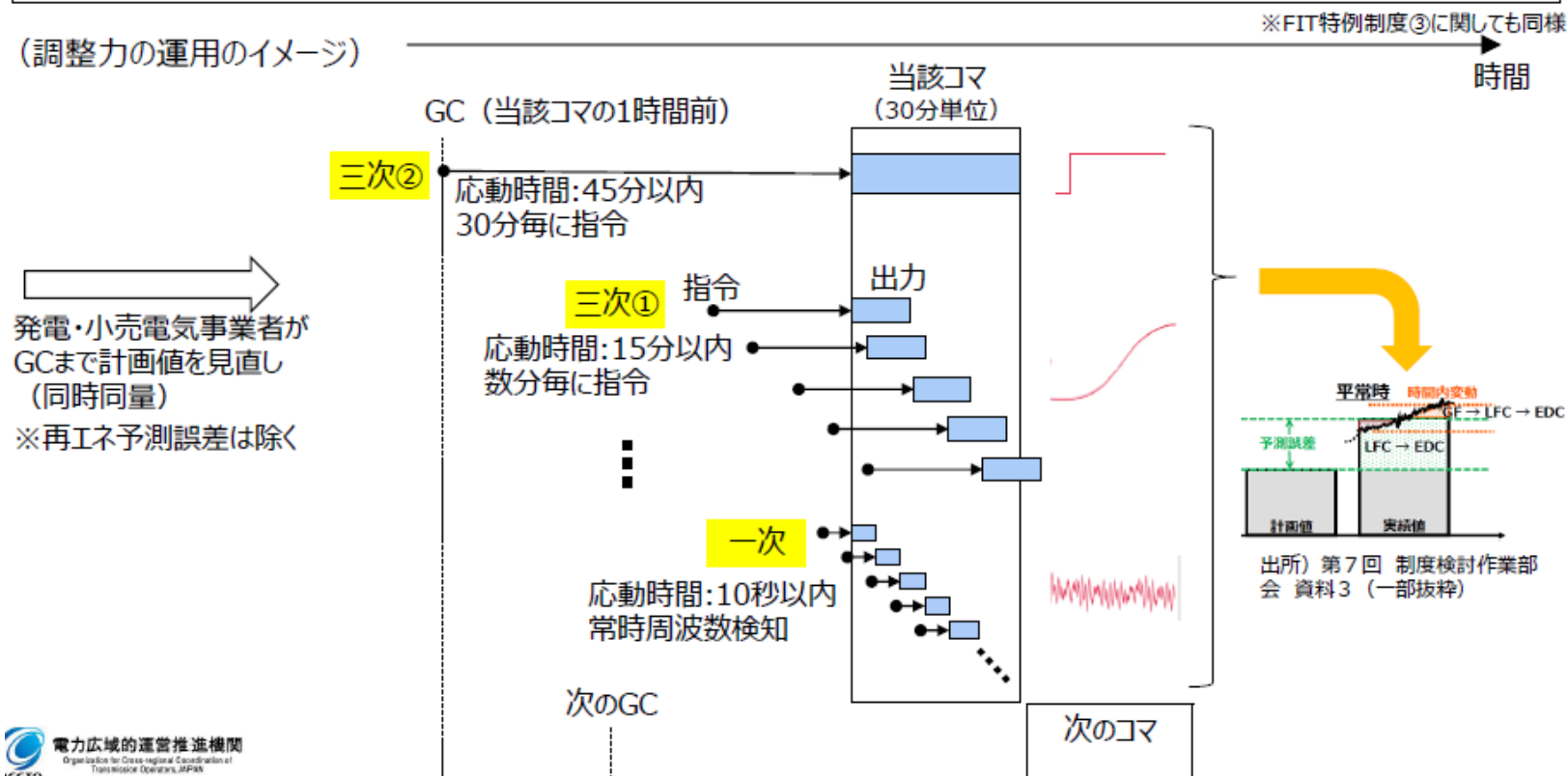
三次②が対応する事象

7

2019年6月 第28回制度検討作業部会 資料5

- FIT特例制度①※を利用している再エネに関しては、一般送配電事業者が前々日からの予測誤差に対応することから、前々日から実需給の予測誤差のうちGC時点でも発動できる部分がある。
- このような誤差については、応動時間が長い調整力でも対応ができることから、新規参入者による価格低減を期待した三次②を商品として設けた。

(調整力の運用のイメージ)



- 三次②の必要量は、一般送配電事業者において、以下のように算出されている。

- 三次②必要量は、これまでの需給調整市場検討小委員会において、過去データを月別・予測出力帯別・時間帯別の三次②必要量テーブルとして整理し、前日のFIT特例の出力予測に基づき選択することと整理されている。
- また、この三次②必要量テーブルは、再エネ設備導入量の変化や、データの蓄積不足を起因とした特異値について補正処理を実施することとされている。

三次②必要量算出に関する考え方について

11

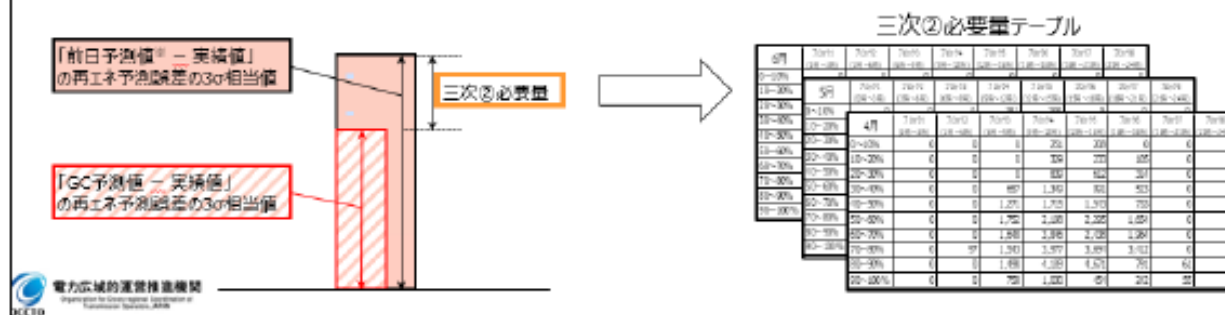
- 三次②は、FIT特例①・③の予測誤差のうち、前日からGC時点までの予測誤差に対応する商品であることから、第7回本小委員会（2018年11月13日）において、その必要量は過去実績に基づき統計的に算出することとし、次の算定式で算出すると整理した。

$$\text{三次②必要量} = \left[\text{「前々日※予測値} - \text{実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値} \right. \\ \left. - \text{「GC予測値} - \text{実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値} \right]$$

- また、前日に調達する三次②必要量は、2021年度の調達開始までに蓄積された過去データを、月別・予測出力帯別・時間帯別に整理（三次②必要量テーブル）し、前日※のFIT特例の出力予測に基づき算定することとした。この方針を受け、各一般送配電事業者は、三次②必要量テーブルを作成するために必要となるデータの整備を進めている。

【三次②必要量算出イメージ】

※2020年度以降、FIT特例①の予測値は前日の6時にBGへ再通知することに変更されたため、需給調整市場における三次②取引が行われる際は、前日の出力予測値に基づく算定となる。

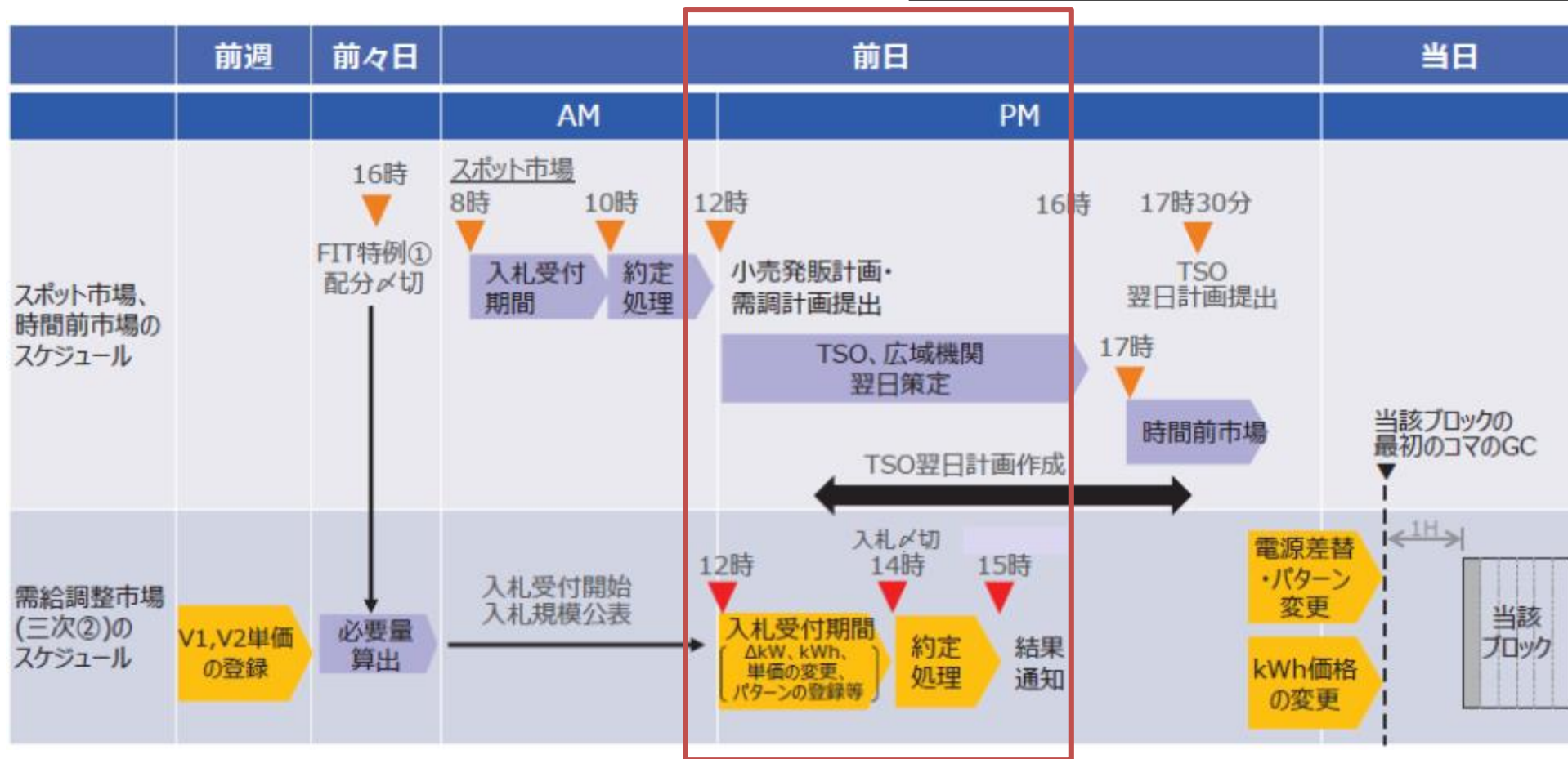


(参考) 三次②の取引スケジュール

- 三次②の調達は、毎日、スポット市場終了後・時間前市場開始前の、前日12時～14時に入札が行われ、14時～15時の間に約定処理が行われる。

三次調整力②の取引スケジュール

2019年6月 第28回制度検討作業部会 資料5を一部加工

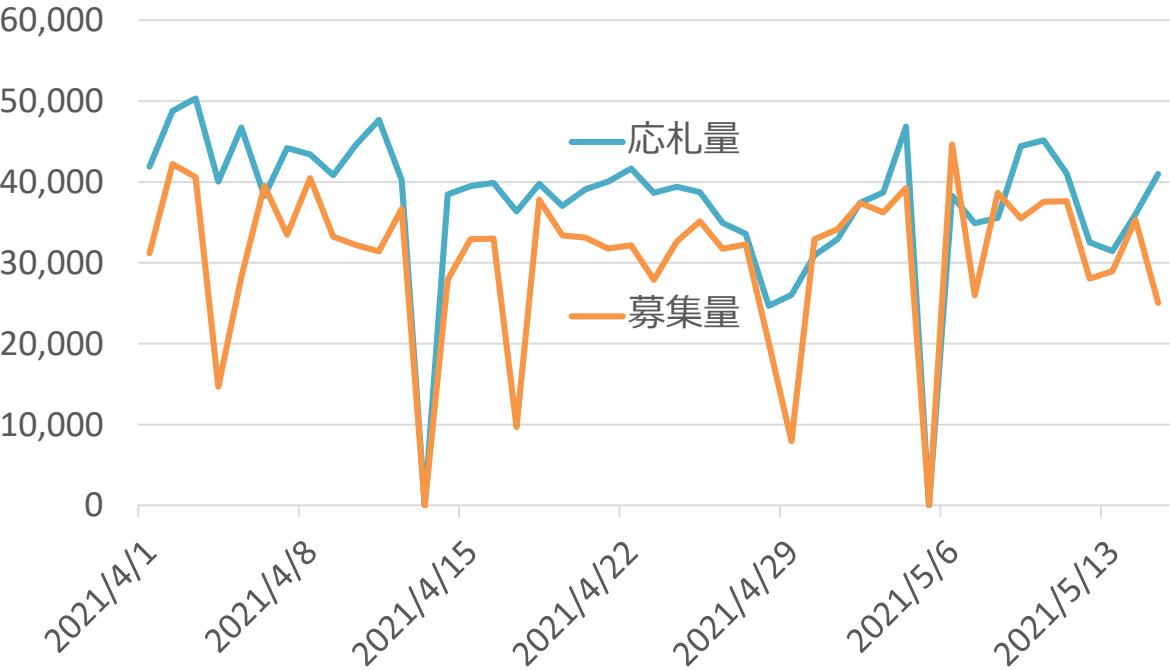


1. 需給調整市場（三次調整力②） の運用状況について

需給調整市場（三次調整力②）：全国の募集量・応札量の推移

- 2021年4月1日から5月15日までの全国の募集及び応札の状況は以下のとおり。
- 三次②は太陽光等の予測外れに対応するものであるため、日によって募集量が増減。
- 全国合計で見ると、募集量の1.2～1.3倍程度の応札がある日が多いが、応札量が募集量に満たない日もあった。

全国の募集及び応札の状況（1日合計）（4/1～5/15の推移） 単位：MW／日



ブロック別平均値（4/1～5/15） 単位：MW

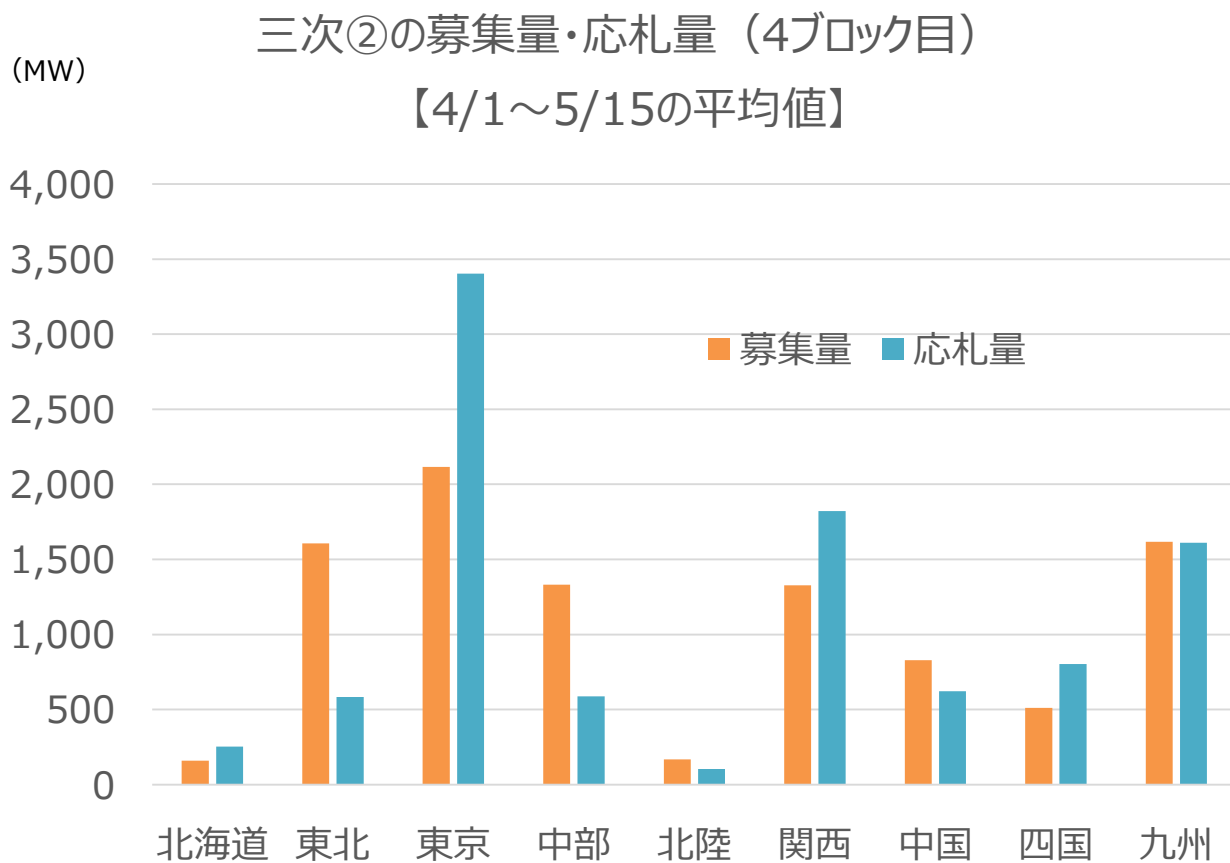
| ブロック | 時間帯 | 募集量 | 応札量 |
|------|---------|-------|-------|
| B01 | 0時～3時 | 81 | 1,443 |
| B02 | 3時～6時 | 468 | 2,515 |
| B03 | 6時～9時 | 5,497 | 6,075 |
| B04 | 9時～12時 | 9,670 | 9,796 |
| B05 | 12時～15時 | 9,120 | 9,109 |
| B06 | 15時～18時 | 6,596 | 6,407 |
| B07 | 18時～21時 | 484 | 2,637 |
| B08 | 21時～24時 | 201 | 1,144 |

※1ブロック（3時間）当たり

✓ 日別に全 8 ブロックの全国合計値をグラフ化。
✓ 4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の募集量・応札量の状況

- エリア毎の募集量・応札量の状況（2021年4月1日から5月15日までの4ブロック目(9時～12時)の平均値）は、以下のとおり。
- 東北、中部、北陸、中国では、応札量が少なく、募集量を下回っている。
- なお、市場参加者数（応札事業者数）は全国計で11社である。

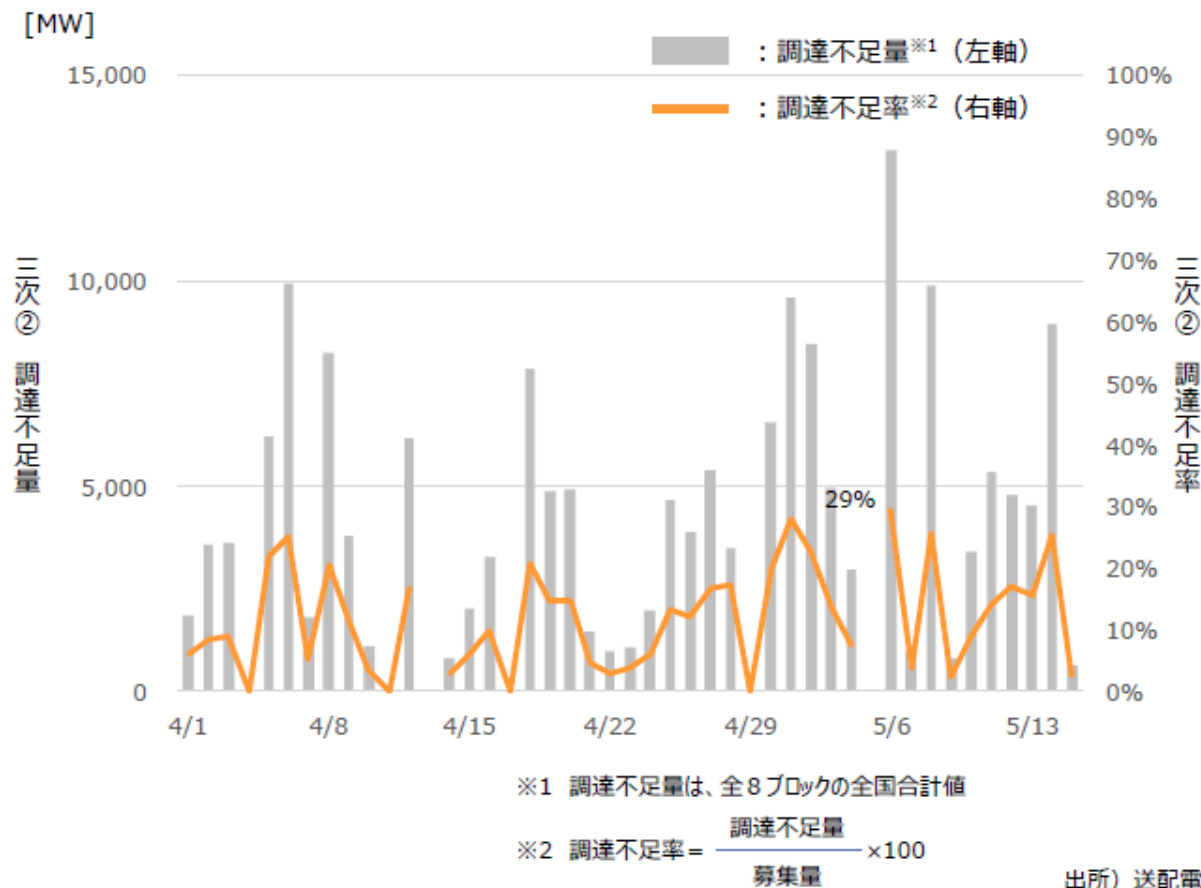


需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の約定量の状況

- 約定の状況を見ると、広域機関における以下の分析のとおり、東北エリア及び中部エリアにおいて、調達不足（約定量が募集量を下回る状況）が多く発生しており、全エリア平均で12%程度の調達不足が継続的に発生している。

2021年5月 第23回 需給調整市場検討小委員会 資料2 - 1

- 他方で、三次②の取引が開始された4月1日以降、全エリア平均で12%程度の調達不足が継続的に発生している。
- 不足量をエリア別にみると、東北エリア、中部エリアに集中しており、全体の7～8割を占めている。



エリア別調達不足量累計
(4/1～5/15 受け渡し分の合計値)

| エリア | 不足量[MW] | 割合※3 |
|-----|---------|------|
| 北海道 | 617 | 0% |
| 東北 | 62,547 | 35% |
| 東京 | 7,243 | 4% |
| 中部 | 71,997 | 41% |
| 北陸 | 5,108 | 3% |
| 関西 | 13,297 | 7% |
| 中国 | 14,893 | 8% |
| 四国 | 418 | 0% |
| 九州 | 1,395 | 1% |
| 合計 | 177,516 | 100% |

※3 四捨五入の関係でエリア毎の割合の合計が100%とならない

出所) 送配電網協議会HPの情報をもとに、広域機関にて作成

需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の約定量の状況

- エリア毎の調達不足の発生状況は以下の通り。

エリア毎の調達不足の状況（4/1～5/15）

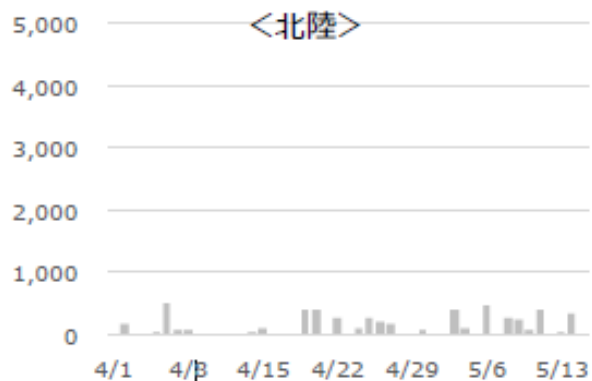
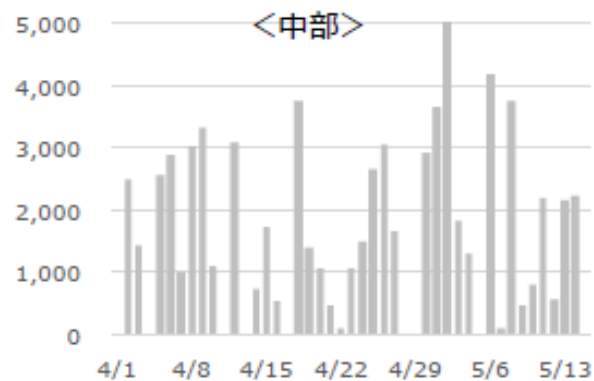
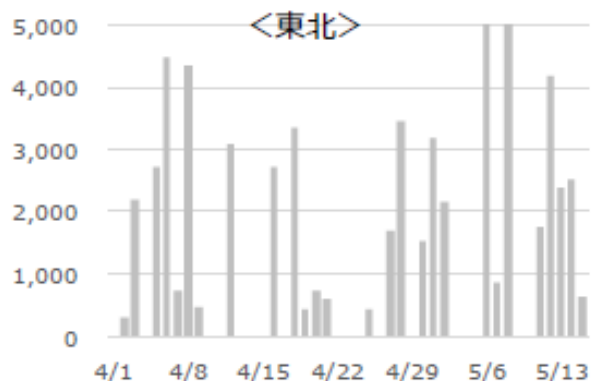
| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|----------------------------------|--------|---------|---------|---------|--------|---------|---------|--------|---------|
| 募集量合計 (MW) (a) | 28,799 | 220,821 | 234,449 | 233,127 | 21,028 | 191,990 | 137,012 | 92,638 | 221,192 |
| 調達不足量 合計 (MW) (b) | 617 | 62,547 | 7,243 | 71,997 | 5,108 | 13,297 | 14,893 | 418 | 1,395 |
| 調達不足率 (b/a) | 2.1% | 28.3% | 3.1% | 30.9% | 24.3% | 6.9% | 10.9% | 0.5% | 0.6% |
| 全344ブロックの内 調達不足が発生 したブロック数 | 6 | 90 | 21 | 104 | 48 | 31 | 49 | 1 | 4 |

※調達不足率(%) = エリア毎の調達不足量 / エリア毎の募集量 × 100
 ※4/13, 5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

(参考) エリア別調達不足の推移 (4/1~5/15)

2021年5月 第23回 需給調整市場検討
小委員会 資料2-1

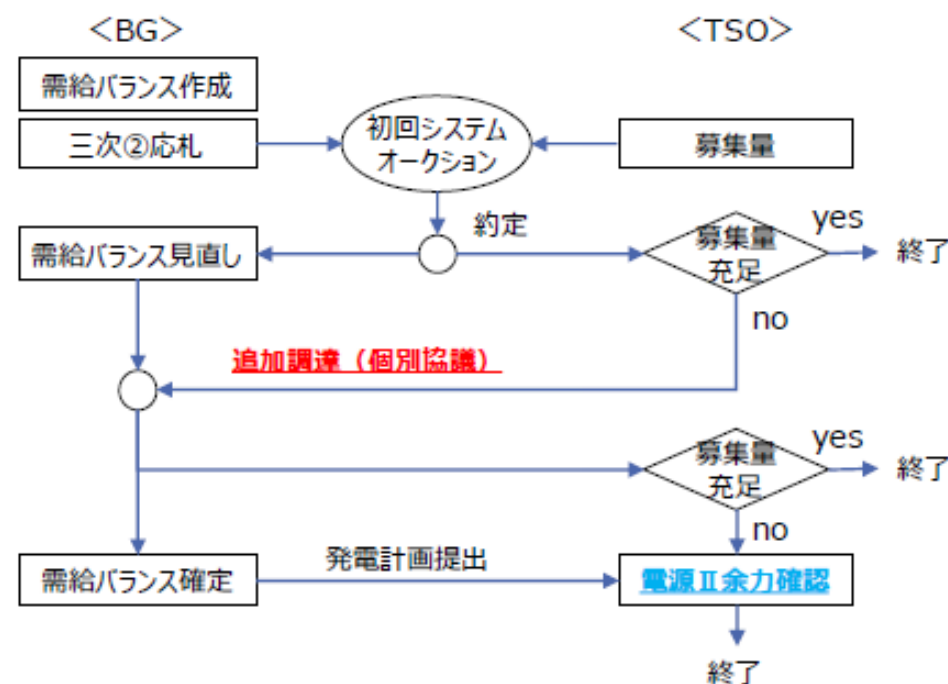
出所) 送配電網協議会HPの情報をもとに、広域機関にて作成



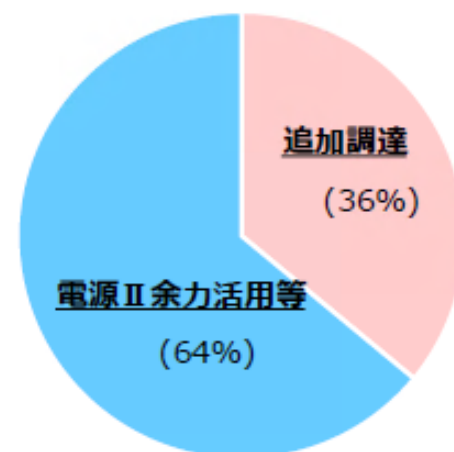
(参考) 三次②調達不足時の一般送配電事業者の対応について

2021年5月 第23回 需給調整市場検討小委員会 資料2-1

- 今回の三次②調達不足に対しては、第8回需給調整市場検討小委員会の整理に基づき、不足するエリアの一般送配電事業者が三次②の追加調達を実施している。この追加調達は、システム外で、オンラインで出力調整可能な電源等を有する事業者に対して、エリア内→エリア外の順で三次②供出の要請を行い、その際の約定価格については、システム約定価格をもとに協議により決定することとなっている。
- また、追加調達においても調達不足を解消できない場合は、発電事業者等が策定する最終的な発電計画を踏まえ、調整力公募した電源Ⅱの余力等を見込むことで不足分に対応している。これまでのところ、追加調達により調達不足を充足できたのは3割程度であり、調達不足の大部分は電源Ⅱの余力等に対応している状況にある。



【調達不足量※に対する
追加調達量と電源Ⅱ余力活用の対応割合】
(4/1～5/15 受け渡し分)



※ 調達不足量は、全8ブロックの全国合計値

需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の約定価格の状況

- 三次調整力②について、エリア別の落札価格（4ブロック目：5/15までの平均）を見ると、エリアによって比較的大きな価格差が発生している。
- 特に北海道の価格が高く、次いで、北陸・関西が比較的高い価格となっている。

4ブロック目の平均約定価格の期間平均（TSO別）【単位：円/kW・30分】 ※単純平均

| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 4月1日～5月15日 | 7.11 | 1.62 | 0.43 | 1.42 | 3.22 | 2.68 | 1.49 | 0.65 | 1.61 |

4ブロック目の最高落札価格の期間平均（TSO別）【単位：円/kW・30分】

| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 4月1日～5月15日 | 7.60 | 4.35 | 0.57 | 3.28 | 4.03 | 4.51 | 4.99 | 1.22 | 3.74 |

【参考】4ブロック目の落札量の期間平均（TSO別）【単位：MW】

| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|------------|-----|-------|-------|-------|-----|-------|-----|-----|-------|
| 4月1日～5月15日 | 175 | 1,184 | 2,045 | 1,071 | 121 | 1,267 | 732 | 511 | 1,611 |

(参考) エリア別の平均落札価格（４ブロック目）（T S O別）

- 2021年4月1日から5月15日までのエリア別平均落札価格の推移は以下のとおり。

単位：円/kW・30分

| 日付 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|------|-------|------|------|------|-------|------|------|------|------|
| 4/1 | 2.87 | 0.41 | 0.41 | 0.74 | 0.41 | 4.29 | 5.23 | 0.49 | 1.06 |
| 4/2 | 3.20 | 0.83 | 0.41 | 0.65 | 0.91 | 3.06 | 5.22 | 1.53 | 1.12 |
| 4/3 | 30.67 | 0.97 | 0.49 | 0.33 | 0.82 | 3.35 | 3.84 | 1.62 | 1.06 |
| 4/4 | 13.09 | 0.43 | 0.41 | 0.60 | 0.41 | 0.74 | 0.20 | 1.04 | 2.29 |
| 4/5 | 14.72 | 0.77 | 0.41 | 0.69 | 1.10 | 3.20 | 1.96 | 0.99 | 1.22 |
| 4/6 | 2.46 | 1.21 | 0.44 | 0.70 | — | 5.14 | 0.32 | 1.23 | 1.47 |
| 4/7 | 2.01 | 0.77 | 0.41 | 0.45 | 1.10 | 2.47 | 0.33 | 0.68 | 1.33 |
| 4/8 | 2.90 | 2.90 | 0.48 | 0.55 | 11.10 | 2.80 | 0.33 | 1.08 | 1.40 |
| 4/9 | 6.69 | 0.89 | 0.41 | 5.09 | 1.64 | 3.57 | 3.12 | 1.06 | 1.32 |
| 4/10 | 3.08 | 0.41 | 0.41 | 0.38 | 0.04 | 2.61 | 0.32 | 1.07 | 1.75 |
| 4/11 | 2.25 | 0.60 | 0.41 | 0.39 | 0.04 | 2.31 | 0.31 | 1.07 | 1.17 |
| 4/12 | 2.83 | 2.63 | 0.43 | 3.93 | 5.56 | 2.47 | 1.12 | 1.06 | 1.92 |
| 4/14 | 4.08 | 0.47 | 0.41 | 0.82 | 0.65 | 0.72 | 0.27 | 0.79 | 1.84 |
| 4/15 | 1.62 | 0.88 | 0.41 | 0.90 | 0.41 | 1.55 | 0.40 | 0.36 | 1.57 |
| 4/16 | 4.93 | 2.81 | 0.44 | 2.98 | 5.06 | 1.50 | 1.45 | 0.28 | 1.89 |
| 4/17 | 10.76 | 0.54 | 0.41 | 0.45 | 0.43 | 0.38 | 0.33 | 0.04 | 3.70 |
| 4/18 | 10.72 | 3.04 | 0.50 | 2.50 | 3.52 | 1.73 | 0.57 | 0.39 | 0.92 |
| 4/19 | 3.50 | 0.61 | 0.41 | 0.45 | 0.08 | 2.51 | 1.69 | 0.32 | 1.45 |
| 4/20 | 1.71 | 1.80 | 0.41 | 0.57 | 2.63 | 2.29 | 1.84 | 0.28 | 1.53 |
| 4/21 | 1.75 | 1.80 | 0.41 | 0.65 | 0.37 | 2.03 | 1.85 | 0.36 | 1.10 |
| 4/22 | 5.57 | 1.10 | 0.41 | 1.16 | 0.42 | 1.88 | 1.02 | 0.61 | 1.39 |
| 4/23 | 2.31 | 0.42 | 0.41 | 1.23 | 2.18 | 2.21 | 2.31 | 0.40 | 2.76 |
| 4/24 | 3.03 | 0.92 | 0.41 | 0.67 | 18.22 | 3.45 | 2.24 | 0.30 | 1.34 |
| 4/25 | 12.29 | 3.24 | 0.44 | 0.77 | 0.71 | 3.66 | 0.49 | 0.27 | 1.20 |
| 4/26 | 10.64 | 1.29 | 0.41 | 1.01 | 17.21 | 2.82 | 2.16 | 0.34 | 1.56 |
| 4/27 | 3.06 | 1.64 | 0.41 | 0.77 | 6.04 | 3.65 | 3.44 | 0.36 | 1.67 |
| 4/28 | 11.78 | 2.70 | 0.47 | 2.89 | 0.71 | 3.72 | 2.20 | 0.15 | 4.25 |
| 4/29 | 11.81 | 0.41 | 0.41 | 1.40 | 1.40 | 0.60 | 0.50 | 0.03 | 4.88 |
| 4/30 | 2.21 | 1.96 | 0.43 | 0.54 | 0.04 | 2.74 | 0.37 | 0.61 | 1.28 |

（参考）エリア別の平均落札価格（４ブロック目）（T S O別）

- 2021年4月1日から5月15日までのエリア別平均落札価格の推移は以下のとおり。

単位：円/kW・30分

| 日付 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|------|-------|------|------|------|-------|------|------|------|------|
| 5/1 | 13.63 | 3.69 | 0.52 | 2.36 | 0.57 | 3.69 | 0.42 | 0.22 | 0.93 |
| 5/2 | 4.44 | 3.23 | 0.53 | 3.63 | 5.69 | 2.81 | 2.26 | 0.82 | 1.12 |
| 5/3 | 11.84 | 2.60 | 0.41 | 0.55 | 0.04 | 2.83 | 0.99 | 0.79 | 1.18 |
| 5/4 | 0.75 | 0.71 | 0.41 | 1.27 | 0.13 | 2.38 | 1.15 | 0.42 | 1.01 |
| 5/6 | 0.07 | 2.26 | 0.51 | 0.89 | 0.15 | 3.62 | 0.21 | 0.55 | 0.77 |
| 5/7 | 4.06 | 2.63 | 0.45 | 2.85 | 1.30 | 3.76 | 0.21 | 0.56 | 0.68 |
| 5/8 | 13.18 | 2.71 | 0.50 | 0.75 | 3.72 | 3.69 | 1.74 | 0.96 | 0.85 |
| 5/9 | 11.86 | 1.49 | 0.41 | 0.68 | 0.71 | 3.28 | 0.65 | 0.54 | 0.85 |
| 5/10 | 12.20 | 1.41 | 0.41 | 0.87 | 0.63 | 2.88 | 0.86 | 0.52 | 0.92 |
| 5/11 | 12.21 | 2.41 | 0.41 | 2.04 | － | 2.47 | 5.37 | 0.81 | 1.56 |
| 5/12 | － | 2.48 | 0.46 | 4.09 | 14.37 | 1.84 | 0.76 | 0.37 | 3.52 |
| 5/13 | － | 1.95 | 0.41 | 2.52 | 8.39 | 2.79 | 1.53 | 1.16 | 1.68 |
| 5/14 | 2.00 | 0.62 | 0.41 | 2.15 | 11.50 | 3.39 | 2.20 | 0.83 | 1.03 |
| 5/15 | 16.82 | 2.94 | 0.41 | 2.30 | 1.49 | 2.51 | 0.32 | 0.55 | 1.60 |

✓ 4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

(参考) エリア別の最高落札価格 (4ブロック目) (TSO別)

- 2021年4月1日から5月15日までのエリア別最高落札価格の推移は以下のとおり。

単位：円/kW・30分

| 日付 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|------|-------|------|------|------|-------|-------|-------|------|------|
| 4/1 | 4.12 | 0.41 | 0.41 | 1.29 | 0.95 | 13.48 | 12.85 | 0.66 | 4.44 |
| 4/2 | 3.20 | 1.69 | 0.41 | 0.65 | 0.91 | 5.73 | 10.67 | 1.75 | 4.28 |
| 4/3 | 30.67 | 1.34 | 0.67 | 0.65 | 1.12 | 5.94 | 11.01 | 3.00 | 4.04 |
| 4/4 | 13.09 | 0.81 | 0.41 | 0.65 | 0.41 | 1.90 | 0.20 | 1.09 | 4.61 |
| 4/5 | 14.72 | 1.16 | 0.41 | 0.84 | 1.10 | 8.46 | 5.65 | 1.50 | 4.53 |
| 4/6 | 2.46 | 1.34 | 0.67 | 1.10 | — | 9.10 | 0.78 | 3.00 | 4.35 |
| 4/7 | 3.12 | 2.44 | 0.41 | 1.10 | 1.10 | 3.69 | 0.79 | 1.30 | 4.03 |
| 4/8 | 2.90 | 3.21 | 0.67 | 0.73 | 14.31 | 3.97 | 0.79 | 1.33 | 4.35 |
| 4/9 | 6.69 | 3.21 | 0.41 | 5.72 | 5.46 | 5.46 | 10.26 | 1.24 | 4.39 |
| 4/10 | 5.21 | 0.41 | 0.41 | 0.67 | 0.04 | 3.69 | 0.79 | 1.27 | 3.92 |
| 4/11 | 2.25 | 0.67 | 0.41 | 0.41 | 0.04 | 3.69 | 1.27 | 1.27 | 3.84 |
| 4/12 | 4.06 | 3.61 | 0.67 | 5.08 | 6.08 | 3.97 | 6.08 | 1.24 | 6.08 |
| 4/14 | 5.16 | 0.65 | 0.41 | 1.29 | 1.18 | 1.01 | 0.41 | 1.43 | 4.81 |
| 4/15 | 1.62 | 3.61 | 0.41 | 2.55 | 0.41 | 3.69 | 0.79 | 0.41 | 4.44 |
| 4/16 | 5.17 | 3.97 | 0.67 | 8.70 | 5.06 | 3.69 | 4.55 | 0.70 | 3.57 |
| 4/17 | 10.76 | 0.67 | 0.41 | 0.45 | 0.45 | 0.41 | 0.33 | 0.33 | 4.38 |
| 4/18 | 10.72 | 3.61 | 0.67 | 3.69 | 3.69 | 2.40 | 3.97 | 3.00 | 3.03 |
| 4/19 | 5.18 | 3.61 | 0.41 | 0.66 | 0.08 | 3.69 | 7.31 | 0.41 | 3.03 |
| 4/20 | 1.71 | 3.61 | 0.41 | 0.86 | 3.12 | 3.97 | 7.95 | 0.39 | 3.03 |
| 4/21 | 1.75 | 3.61 | 0.41 | 3.87 | 0.41 | 3.69 | 3.97 | 0.41 | 3.03 |
| 4/22 | 5.57 | 2.71 | 0.41 | 2.81 | 0.51 | 3.69 | 3.69 | 2.50 | 3.03 |
| 4/23 | 2.31 | 0.67 | 0.41 | 2.82 | 5.15 | 5.15 | 5.15 | 2.00 | 4.44 |
| 4/24 | 3.08 | 2.71 | 0.41 | 5.46 | 23.50 | 5.46 | 5.46 | 0.41 | 3.03 |
| 4/25 | 12.29 | 7.71 | 0.67 | 1.16 | 0.71 | 3.97 | 3.00 | 0.40 | 3.03 |
| 4/26 | 12.20 | 3.61 | 0.41 | 5.56 | 19.50 | 3.97 | 15.24 | 0.70 | 3.03 |
| 4/27 | 12.74 | 3.21 | 0.41 | 5.63 | 6.59 | 14.02 | 13.50 | 1.00 | 3.09 |
| 4/28 | 11.78 | 3.85 | 3.85 | 4.49 | 0.71 | 3.78 | 6.00 | 0.35 | 6.00 |
| 4/29 | 11.81 | 0.41 | 0.41 | 1.40 | 1.40 | 1.40 | 0.66 | 0.03 | 5.27 |
| 4/30 | 2.21 | 3.61 | 0.67 | 0.67 | 0.04 | 3.69 | 0.66 | 1.35 | 3.03 |

（参考）エリア別の最高落札価格（４ブロック目）（T S O別）

- 2021年4月1日から5月15日までのエリア別最高落札価格の推移は以下のとおり。

単位：円/kW・30分

| 日付 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|------|------|
| 5/1 | 13.63 | 7.71 | 0.67 | 3.69 | 0.71 | 3.69 | 0.79 | 0.37 | 3.04 |
| 5/2 | 4.44 | 4.44 | 0.67 | 3.69 | 7.94 | 3.69 | 7.94 | 1.50 | 3.03 |
| 5/3 | 11.84 | 11.84 | 0.41 | 0.67 | 0.04 | 3.90 | 3.60 | 1.18 | 3.03 |
| 5/4 | 0.81 | 2.71 | 0.41 | 4.09 | 0.71 | 3.69 | 3.90 | 1.06 | 3.03 |
| 5/6 | 0.07 | 2.71 | 0.67 | 1.69 | 0.71 | 3.85 | 0.22 | 1.12 | 3.03 |
| 5/7 | 4.06 | 4.06 | 0.67 | 3.86 | 1.40 | 3.86 | 0.79 | 1.20 | 3.43 |
| 5/8 | 13.18 | 13.18 | 0.67 | 3.69 | 3.98 | 3.69 | 3.98 | 1.65 | 3.03 |
| 5/9 | 11.86 | 11.86 | 0.41 | 1.72 | 0.71 | 3.98 | 3.00 | 1.15 | 3.03 |
| 5/10 | 12.20 | 12.20 | 0.41 | 3.13 | 0.67 | 3.98 | 1.55 | 1.15 | 3.03 |
| 5/11 | 12.21 | 12.21 | 0.41 | 3.44 | － | 3.75 | 15.14 | 1.35 | 3.69 |
| 5/12 | － | 3.81 | 0.67 | 19.50 | 19.50 | 3.69 | 3.52 | 0.41 | 3.52 |
| 5/13 | － | 10.65 | 0.41 | 7.70 | 11.50 | 7.70 | 5.50 | 3.20 | 3.79 |
| 5/14 | 2.00 | 0.67 | 0.41 | 9.39 | 11.50 | 3.98 | 19.42 | 1.35 | 3.03 |
| 5/15 | 16.82 | 16.82 | 0.41 | 3.95 | 1.63 | 3.73 | 1.30 | 1.15 | 3.11 |

需給調整市場（三次調整力②）：連系線の活用状況

- 本年度から開始された需給調整市場においては、 ΔkW 価格が低いものから広域的に約定される。
- これまでのところ、エリアによって応札状況に差があることから、連系線を活用した約定がかなり行われている。
- また、連系線確保量が十分なかったため、以下のように市場分断が発生したブロックも多くあった。

需給調整市場（三次調整力②）の市場分断の状況：第3～6ブロック（6時～18時）（4/1～5/15）

| 連系線 | 北海道-東北 | | 東北-東京 | | 東京-中部 | | 中部-関西 | | 北陸-関西 | | 関西-中国 | | 中国-四国 | | 中国-九州 | |
|-----------------------|--------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|
| 方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 |
| 172ブロック 中 分断した数 | 53 | 6 | 29 | 4 | 58 | 50 | 60 | 76 | 26 | 12 | 1 | 16 | 2 | 120 | 114 | 48 |

※システムトラブルにより市場停止した4/13,5/5を除く。

※北海道、東北間連系線については、市場取引が分断していた4 / 2 6までの期間を除くこととする。

注）今回の分析においては、以下のいずれかに該当するものを市場分断とみなした。

①三次②が活用できた連系線容量の上限まで利用されていたケース

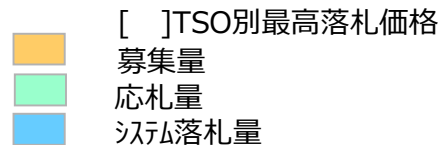
②順逆方向ともに、三次②が活用できた連系線容量が0であったケース

※どちらの方向が分断したかについては、両サイドの平均落札価格の値差で判断した。

③三次②が活用できた連系線容量が0で、逆方向は空きがあったにもかかわらず利用されていなかったケース

三次調整力②取引状況の例

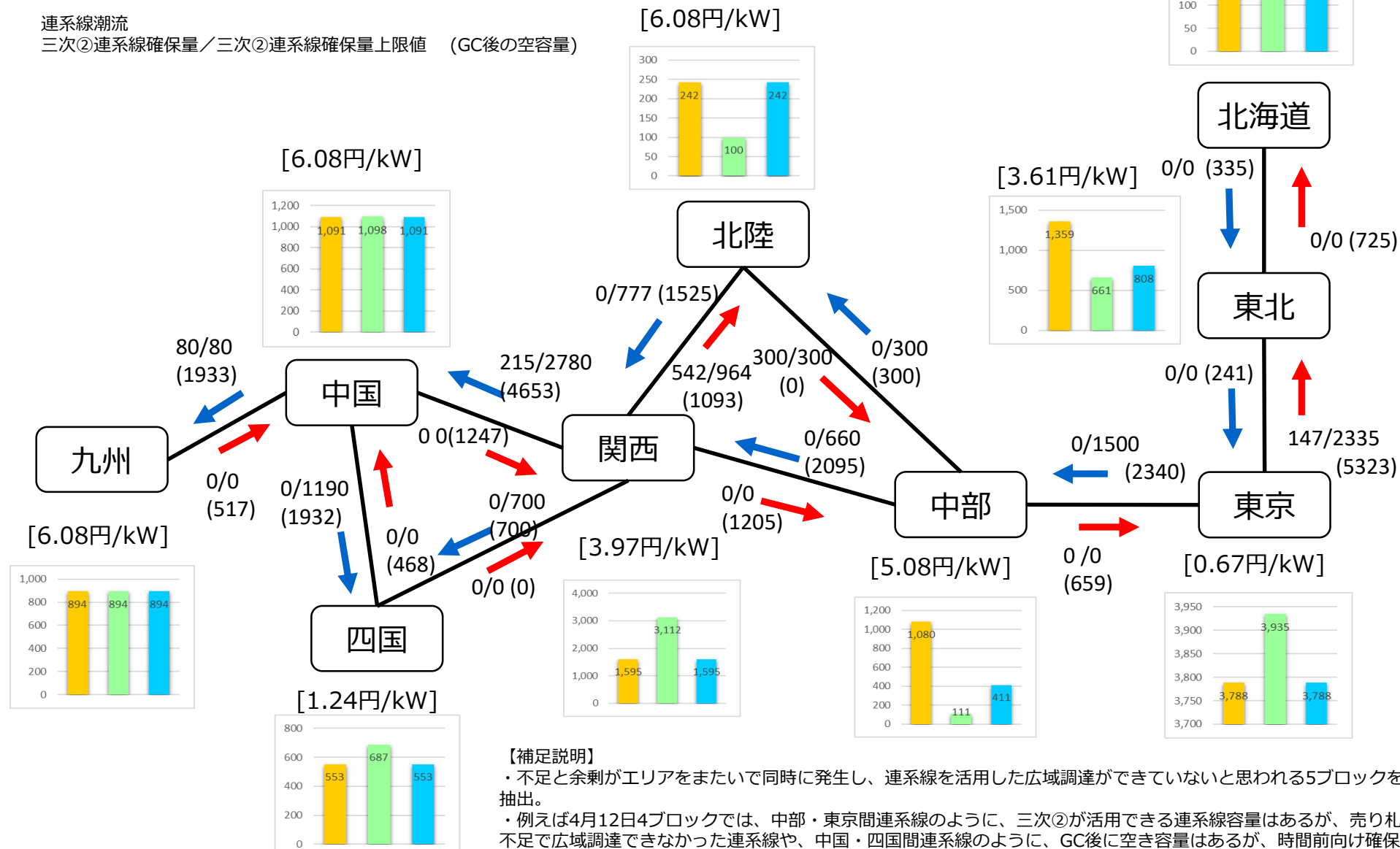
4月12日 4ブロック(9時～12時)※1コマ目



単位：MW

連系線潮流

三次②連系線確保量／三次②連系線確保量上限値 (GC後の空容量)



【補足説明】

- ・不足と余剰がエリアをまたいで同時に発生し、連系線を活用した広域調達できていないと思われる5ブロックを抽出。
- ・例えば4月12日4ブロックでは、中部・東京間連系線のように、三次②が活用できる連系線容量はあるが、売り札不足で広域調達できなかった連系線や、中国・四国間連系線のように、GC後に空き容量はあるが、時間前向け確保量が大きいので、三次②が活用できる連系線容量がなかった連系線も見られる。

三次調整力②取引状況の例

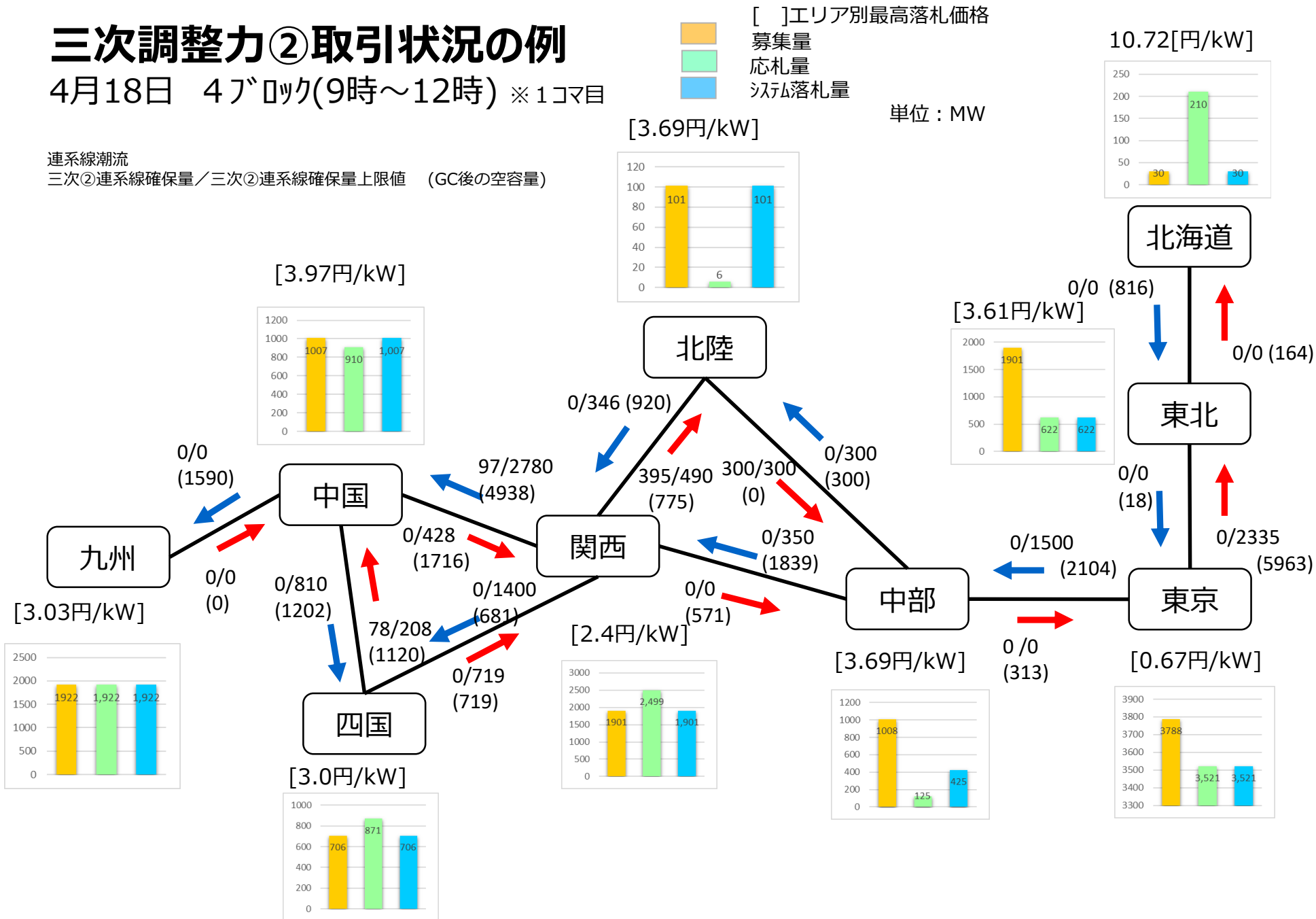
4月18日 4ブロック(9時～12時) ※1コマ目

連系線潮流

三次②連系線確保量／三次②連系線確保量上限値 (GC後の空容量)

[]エリア別最高落札価格
募集量
応札量
システム落札量

単位：MW



4月27日 4ブロック(9時～12時) ※1コマ目

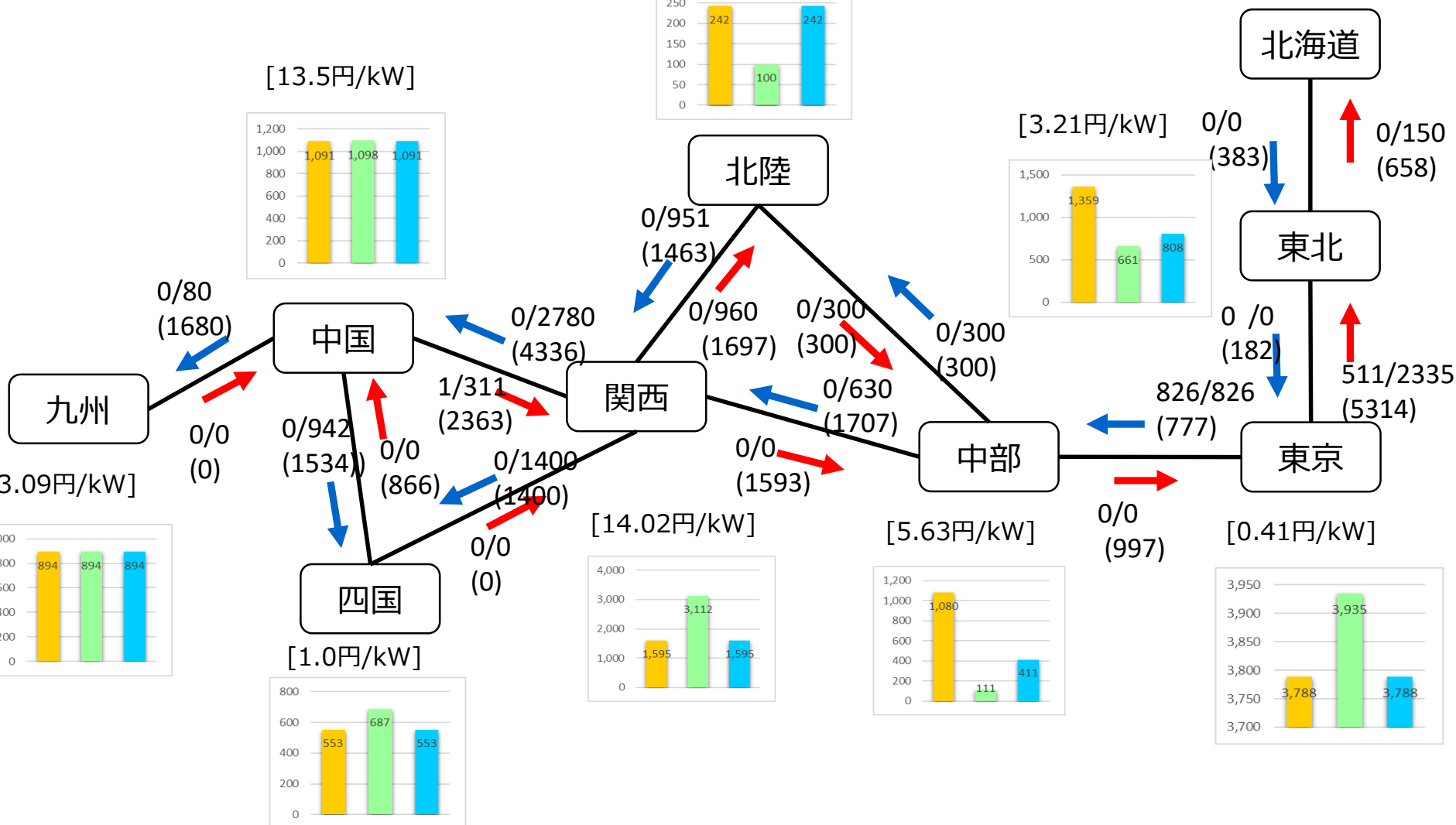
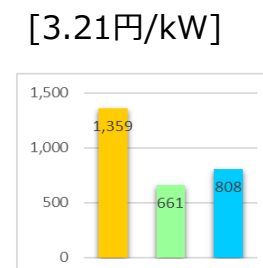
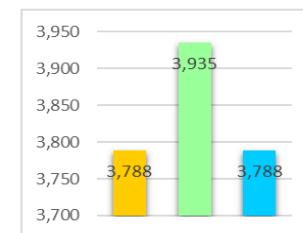
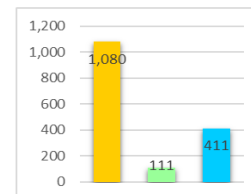
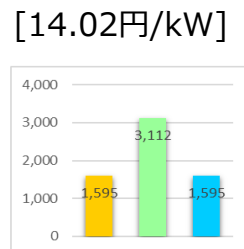
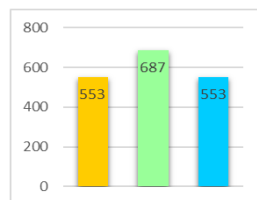
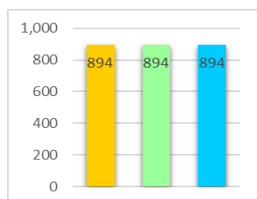
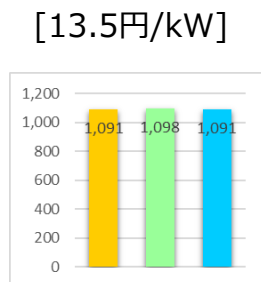
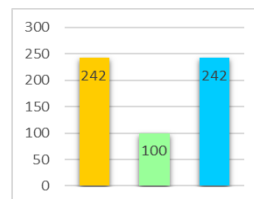
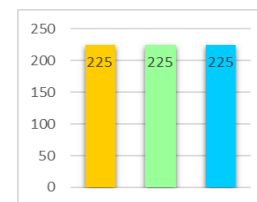
三次②連系線確保量／三次②連系線確保量上限値 (GC後の空容量)

システム落札量

單位：MW

[6.59円/kW]

[12.74円/kW]



(資料) 送配電網協議会 H P の情報をもとに作成

三次調整力②取引状況の例

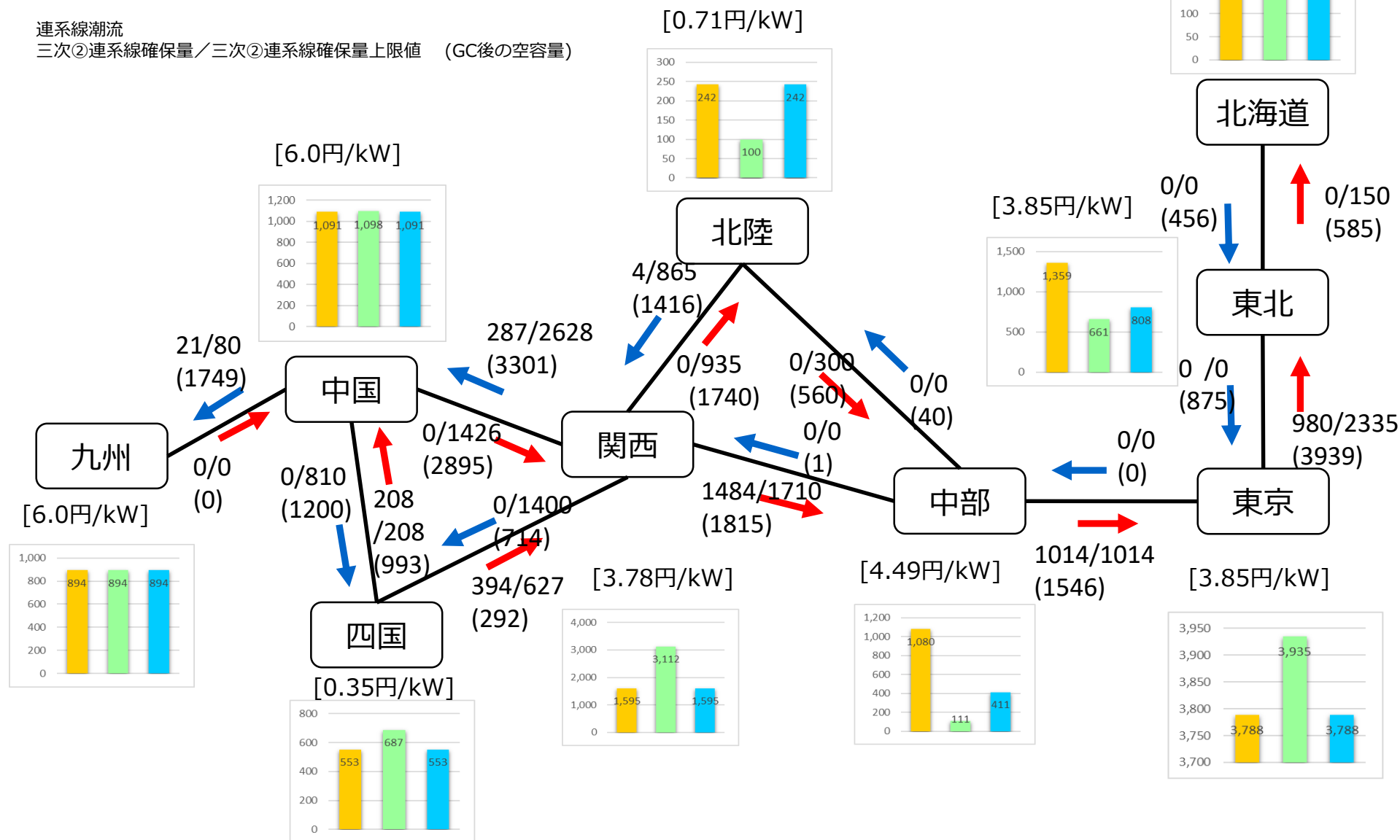
4月28日 4ブロック(9時～12時) ※1コマ目

[]エリア別最高落札価格
募集量
応札量
システム落札量

単位：MW

連系線潮流

三次②連系線確保量／三次②連系線確保量上限値 (GC後の空容量)



三次調整力②取引状況の例

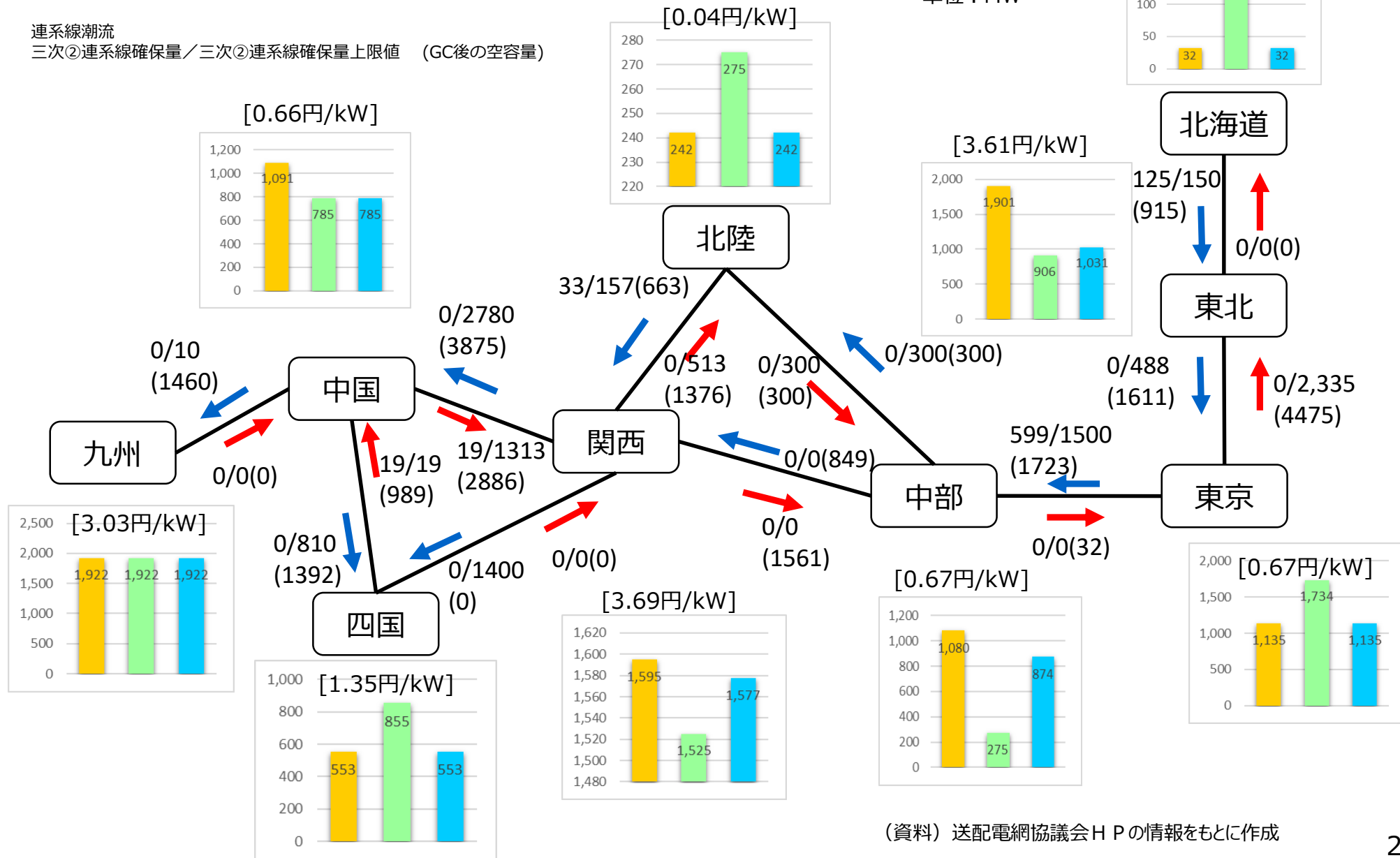
4月30日 4ブロック(9時～12時) ※1コマ目

連系線潮流

三次②連系線確保量／三次②連系線確保量上限値 (GC後の空容量)

[]エリア別最高落札価格
募集量
応札量
システム落札量

単位：MW



(資料) 送配電網協議会HPの情報をもとに作成

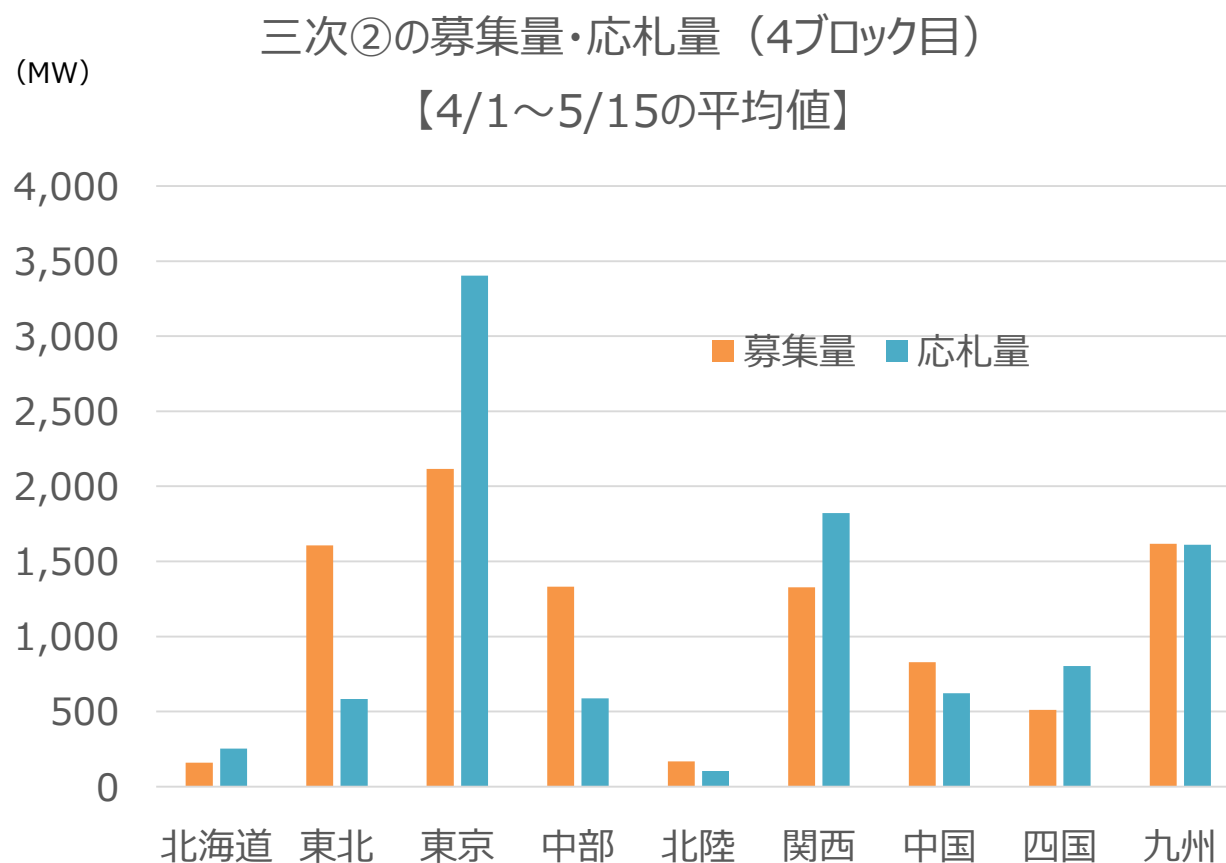
需給調整市場（三次調整力②）：これまでの運用状況の分析のまとめ

- 本年4月から開始された需給調整市場（三次調整力②）の運用状況について、前述までの分析をまとめると以下の通り。
 - ✓ 全国合計では、募集量の1.2～1.3倍の応札があるが、エリアによって応札量が少ないエリアがある。（東北、中部、北陸、中国）
 - ✓ エリアによって、約定量が募集量に満たないケース（未達）が多く発生している。
 - ✓ エリアによって、約定価格に比較的大きな差がある。
 - ✓ 連系線を通じた他エリアからの約定が広く起きている。連系線の枠が足りずに市場分断が発生するケースも多く発生している。

2. 応札量が少ない状況について

＜再掲＞ 需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の募集量・応札量の状況

- エリア毎の募集量・応札量の状況（2021年4月1日から5月15日までの4ブロック目(9時～12時)の平均値）は、以下のとおり。
- 東北、中部、北陸、中国では、応札量が少なく、募集量を下回っている。
- なお、市場参加者数（応札事業者数）は全国計で11社である。

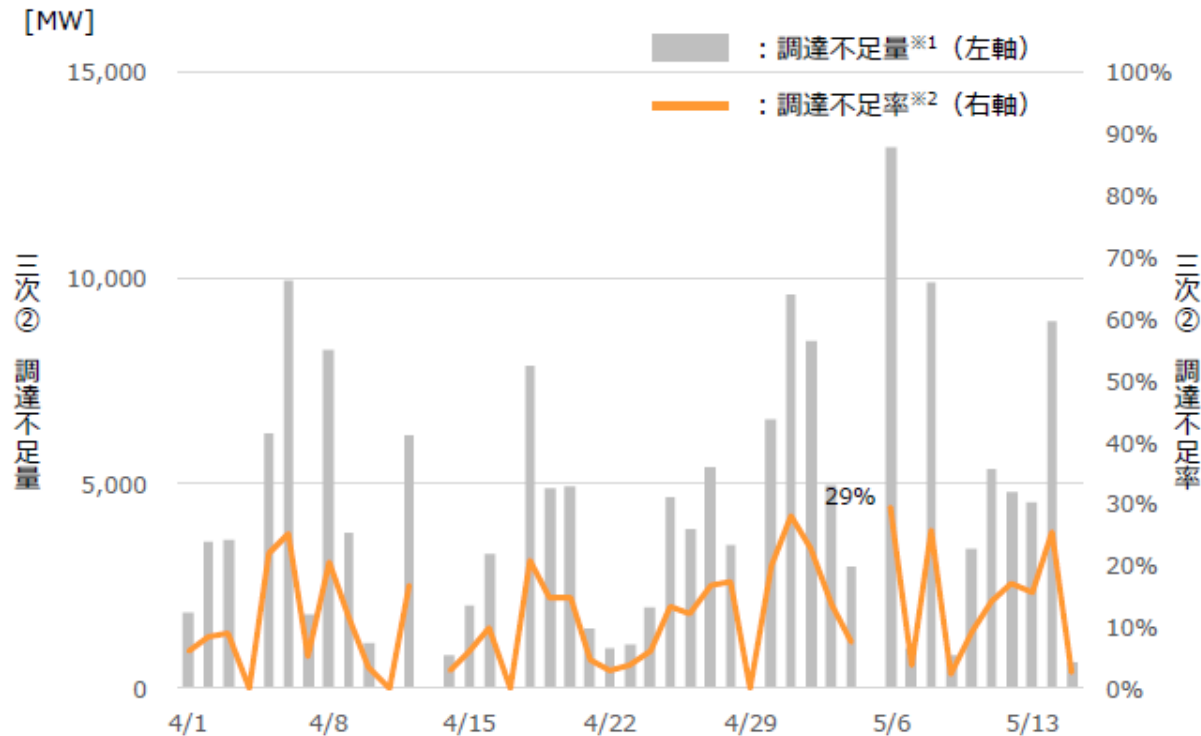


<再掲> 需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の約定量の状況

- 約定の状況を見ると、広域機関における以下の分析のとおり、東北エリア及び中部エリアにおいて、調達不足（約定量が募集量を下回る状況）が多く発生しており、全エリア平均で12%程度の調達不足が継続的に発生している。

2021年5月 第23回 需給調整市場検討小委員会 資料2-1

- 他方で、三次②の取引が開始された4月1日以降、全エリア平均で12%程度の調達不足が継続的に発生している。
- 不足量をエリア別にみると、東北エリア、中部エリアに集中しており、全体の7～8割を占めている。



※1 調達不足量は、全8ブロックの全国合計値

※2 調達不足率 = $\frac{\text{調達不足量}}{\text{募集量}} \times 100$

エリア別調達不足量累計
 (4/1～5/15 受け渡し分の合計値)

| エリア | 不足量[MW] | 割合※3 |
|-----|---------|------|
| 北海道 | 617 | 0% |
| 東北 | 62,547 | 35% |
| 東京 | 7,243 | 4% |
| 中部 | 71,997 | 41% |
| 北陸 | 5,108 | 3% |
| 関西 | 13,297 | 7% |
| 中国 | 14,893 | 8% |
| 四国 | 418 | 0% |
| 九州 | 1,395 | 1% |
| 合計 | 177,516 | 100% |

※3 四捨五入の関係でエリア毎の割合の合計が100%とならない

出所) 送配電網協議会HPの情報をもとに、広域機関にて作成

<再掲> 需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の約定量の状況

- エリア毎の調達不足の発生状況は以下の通り。

エリア毎の調達不足の状況（4/1～5/15）

| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|----------------------------------|--------|---------|---------|---------|--------|---------|---------|--------|---------|
| 募集量合計 (MW) (a) | 28,799 | 220,821 | 234,449 | 233,127 | 21,028 | 191,990 | 137,012 | 92,638 | 221,192 |
| 調達不足量 合計 (MW) (b) | 617 | 62,547 | 7,243 | 71,997 | 5,108 | 13,297 | 14,893 | 418 | 1,395 |
| 調達不足率 (b/a) | 2.1% | 28.3% | 3.1% | 30.9% | 24.3% | 6.9% | 10.9% | 0.5% | 0.6% |
| 全344ブロックの内 調達不足が発生 したブロック数 | 6 | 90 | 21 | 104 | 48 | 31 | 49 | 1 | 4 |

※調達不足率(%) = エリア毎の調達不足量 / エリア毎の募集量 × 100

※4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

三次②調達不足に関する現時点で想定される要因や課題

- 第23回需給調整市場検討小委員会（2021年5月24日：広域機関）において、三次②調達不足に関する現時点で想定される要因や課題がまとめられている。
- 要因や課題として、市場参加者数が少ない、BG最経済計画における余力のみを市場供出している大手発電事業者が存在している、ブロック（3時間）を通じての最小値を応札するため、等が挙げられている。

2021年5月 第23回 需給調整市場検討小委員会 資料2 - 1

■ 三次②の取引状況および事業者アンケートで得られた意見等を踏まえると、現時点で考えられる三次②調達不足に係る要因や課題は以下のとおりであり、それぞれの要因や課題等の改善に向けた検討を進めていきたい。

三次②調達不足に関する現時点で想定される要因や課題と検討事項例

| 想定される要因や課題 | | | (本資料) | 検討事項例 |
|------------|-----|---|------------------------------------|------------------------------|
| 調達不足 | 応札量 | <ul style="list-style-type: none"> ・市場取引を行う取引会員が少なく（11社）、競争が活性化していない ・従来のBG最経済計画における余力のみを市場供出している会員も存在。 ・ΔkWの供出を踏まえた計画に基づき市場供出するにおいても、商品ブロック(3時間)を通じての最小値を応札することになる。 また、日中の軽負荷時間帯でBG向け電源を短時間停止することや、余剰インバランスとなることを回避するために、三次②向けに応札する電源数が限られているおそれ | (P14) (P11) (P15～16) | ・市場活性化 市場ルールの改善 市場監視 等 |
| | 募集量 | <ul style="list-style-type: none"> ・応札可能な量に対して募集量が多いおそれ | (P15) | ・三次②必要量低減 |
| 追加調達 | | <ul style="list-style-type: none"> ・市場システム外での相対取引であることに加え、約定単価は一般送配電事業者との協議により決定した単価となるため、効率的な調達ではないうえ、売り惜しみや価格つり上げの温床となるおそれ。 | (P18～21) | ・市場監視 ・システムによる追加調達 等 |

三次②調達不足に関する現時点で想定される要因や課題

- 応札量を増やすための市場ルールの改善等については、広域機関を中心に検討が行われるとのことであるが、速やかに進められることを期待したい。

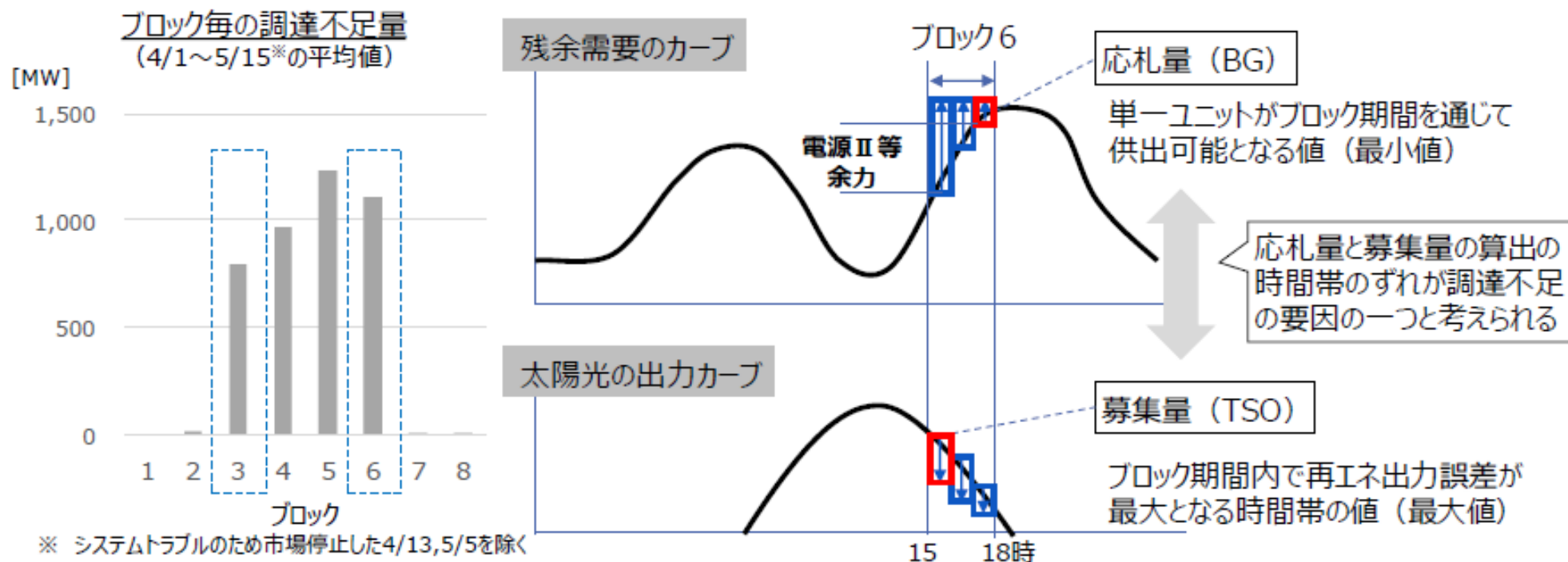
※例えば、商品設計について、以下が考えられるのではないかな。

- 太陽光の出力カーブに合わせた商品ブロックを設定する
- 3時間よりも短時間の商品ブロックを設定する

(参考) 三次②応札量が少ない要因について

2021年5月 第23回 需給調整市場検討小委員会
資料 2 - 1

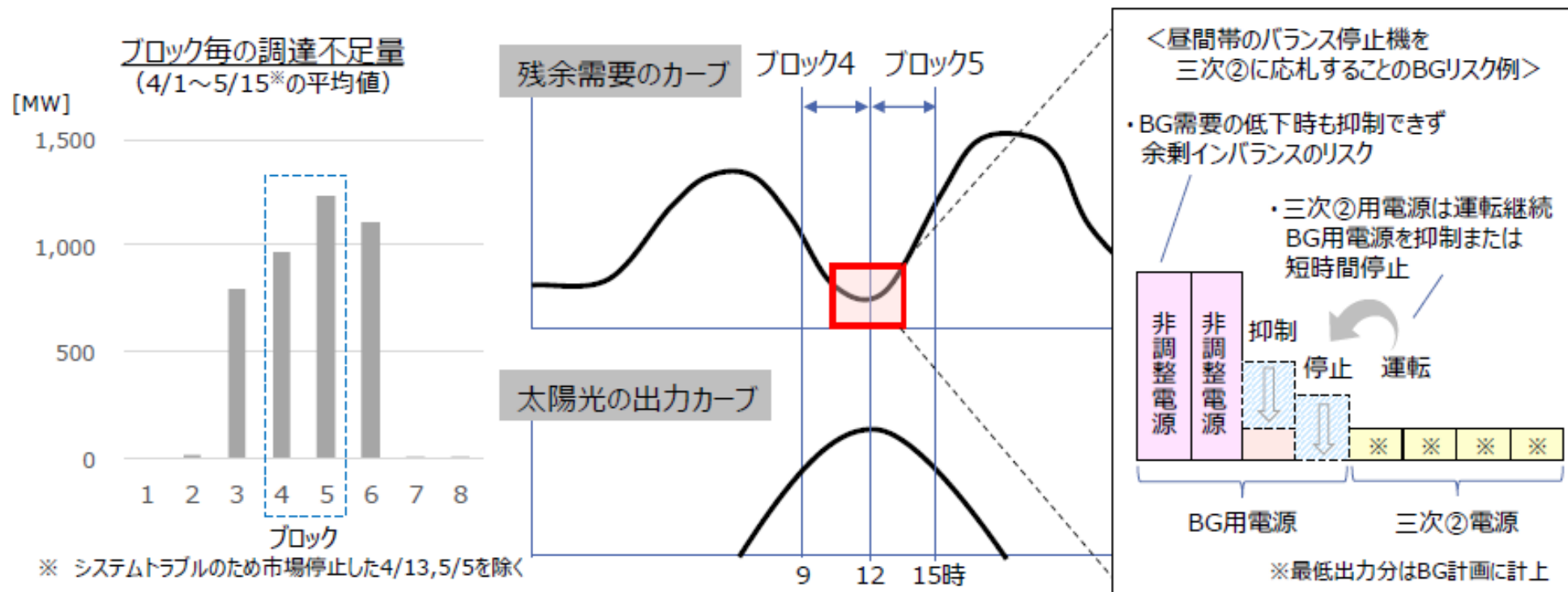
- ΔkW の供出を踏まえた計画を基に三次②応札を実施している事業者から、応札量が少ない理由として商品ブロック（3時間）内における最小供出可能量を応札していること等が挙げられている。需給調整市場における取引は、3時間単位の商品ブロック（8ブロック/日）で行っているところ、今回の三次②調達不足は、この8ブロックのうちブロック3～6で発生している。
- このうち、ブロック6（15～18時）は、昼間帯から点灯帯にかけて太陽光出力が低下するに伴い、残余需要が増加するという変化の大きいブロックであるところ、応札量は商品ブロック期間を通じて供出可能である必要があるため、点灯帯の発電余力が少ない時間帯で算出されることが、このブロックにおいて応札量が少ない要因として考えられる。なお、これは太陽光出力が増加する朝のブロック3（6～9時）についても同様となる。



(参考) 三次②応札量が少ない要因について

2021年5月 第23回 需給調整市場検討小委員会
資料 2 - 1

- また、調達不足が生じているブロックのうちブロック4、5（9～12、12～15時）は、太陽光出力が大きい際に、残余需要が少なくなる時間帯であり、特に、軽負荷期においては、BGは計画値同時同量を確保するため、限界費用の高い発電機の停止等を行うことで対応している。
- そのような需給状況において、BGとしては停止予定の発電機を三次②へ応札し、落札した場合は、当該発電機の運転が求められるため、BGとしては別の発電機の短時間停止が必要となるうえ、実需給で残余需要がさらに低下した場合には余剰インバランスを生じるリスクを負うことになる。このため、それらのリスクを回避するために昼間帯において停止予定の発電機の一部を三次②に応札することを見送っていることが、このブロックにおいて応札量が少ない要因として考えられる。



(参考) 三次②応札量算定の考え方について

2021年5月 第23回 需給調整市場検討小委員会
資料 2 - 1

- 取引会員が三次②応札量を算定するにあたり、BGとしてのkWh最経済計画では停止する発電機を追加起動するなどにより三次②応札を実施している事業者（下表のB）がいる一方で、従来のように、BGのkWh最経済計画は変更せず、BGとしての最経済計画の余力を応札している事業者（下表のA）も一定数存在。
- 従来の最経済計画で対応している事業者については、 Δ kWの供出を踏まえた計画を策定する業務システムの構築が整っていないこと等が応札量の少ない理由として挙げられている。
- また、 Δ kWの供出を踏まえた計画で対応している事業者については、商品ブロック（3時間）内における最小供出可能量を応札していること等が応札量の少ない理由として挙げられている。

【アンケートの集約結果：発電計画の策定方法】

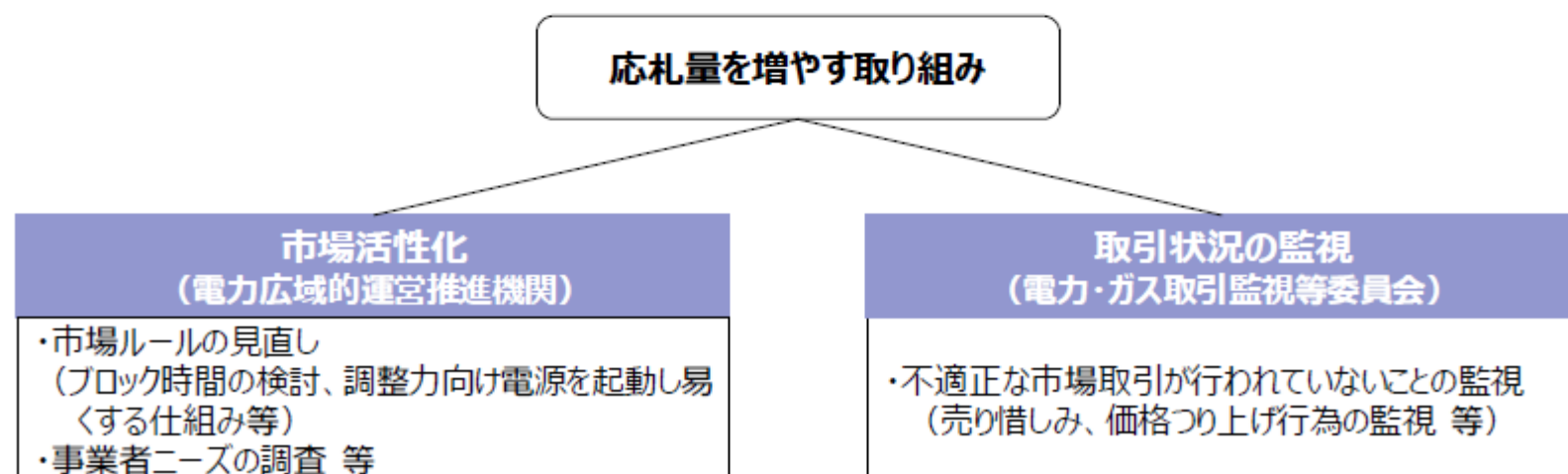
| | A 従来の最経済計画 | B Δ kWの供出を踏まえた計画 | C その他 |
|--------------|--|---|--------------------|
| 事業者数 | 4社※1 | 6社 | 1社 |
| 応札の考え方 | BGとしてのkWh最経済計画を変更せず、BG計画の余力や短時間で起動可能な発電機を原資に応札 | BGとしてのkWh最経済計画を変更して、前日に追加起動可能な発電機や短時間で起動可能な発電機を原資に応札 | 需要家と契約したDR容量を上限に応札 |
| 応札量が少ない主な理由等 | ・ Δ kWの供出を踏まえた計画を策定するシステムが整っておらず、またその計画をシステム外で策定するためには相当の時間を要するため対応できていない | ・ブロック時間内の最小供出可能量を応札 ・全出力帯における最も遅い変化速度で、応動時間45分を達成できる量を応札 ・軽負荷期は、追加起動する発電機の最低出力を持ち替えられる範囲で応札 ・短時間の起動停止回数制約が課せられた発電機は追加起動の対象外 ・追加起動に数日を要する発電機は対象外 | ・契約容量の増量が出来ない |

※1 短時間で起動可能な発電機のみ有している事業者も含む（実質的にBに近い）

(参考) 市場活性化に向けた検討について

2021年5月 第23回 需給調整市場検討小委員会 資料2 - 1

- 現時点のように取引会員が実質的にエリア毎に1社であり、また連系線の利用可能量が限られている状況においては、全ての取引会員が合理的な判断に基づき三次②に応札可能な原資を各エリアにおいて市場供出することが、調達不足の解消に繋がるものと考えられる。
- また、今後、一般送配電事業者が安定供給を維持するために必要な調整力の確保方法は、公募から需給調整市場に順次移行していくなか、この仕組みを持続的なものとするためには、需給調整市場に多くの事業者が参入し、かつ十分な応札量が確保されることが求められる。
- このため、現状、実質的に各エリアにおいて市場が寡占状態に近い状況にあると考えられることも踏まえ、市場取引において売り惜しみを行っていないか、あるいは追加調達において価格つり上げが行われていないか等も含め、電力・ガス取引等監視委員会と協調して、取引会員の応札行動について監視、確認を行うとともに、市場ルールの見直し等による市場活性化に向けた検討を継続的に行っていききたい。



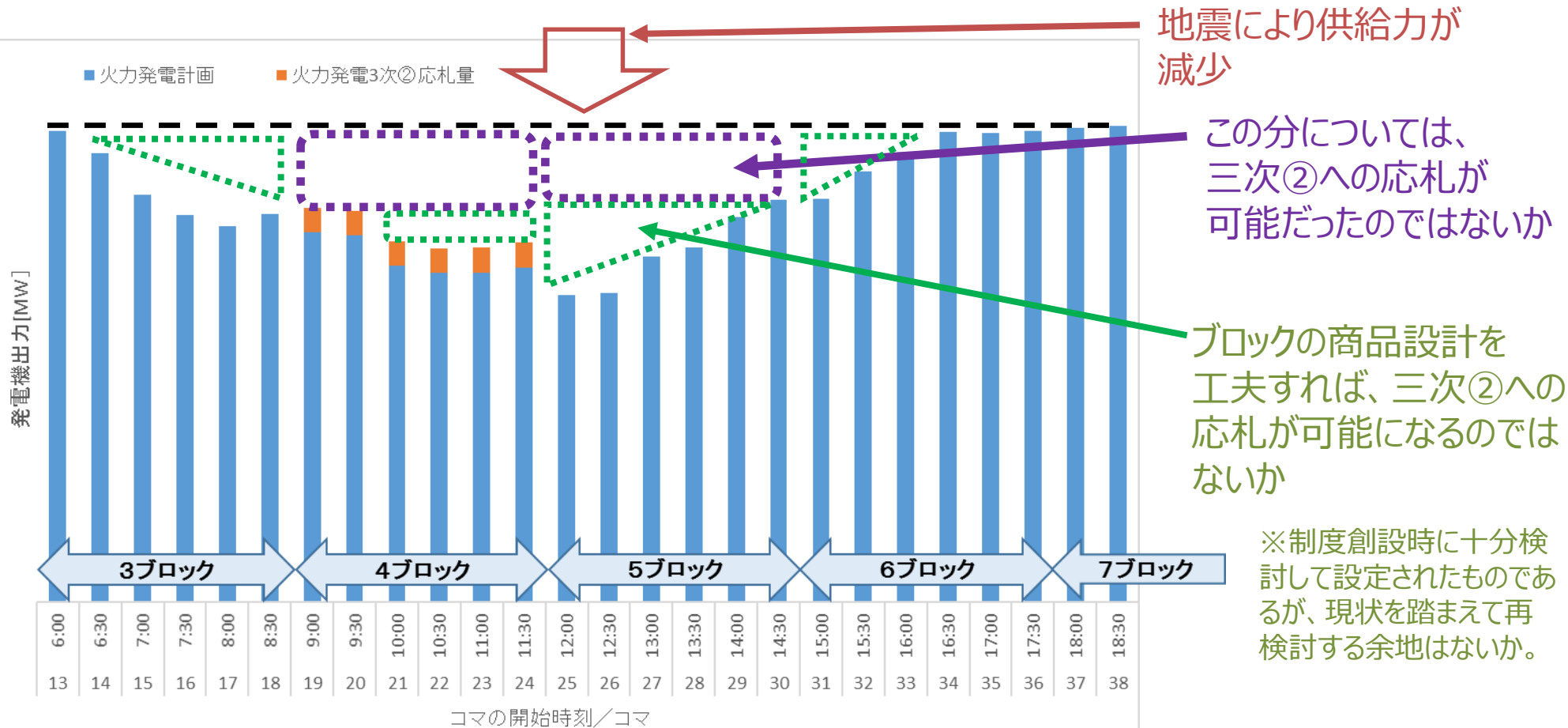
いくつかのエリアで応札量が少ないことの分析

- 前述のとおり、いくつかのエリアでは、応札量が少なく、募集量を下回っている状況が続いている。（特に、東北エリア、中部エリア）
- これらのエリアでの応札量が少ないことについて、大手発電事業者の電源の稼働状況について分析を行ったところ、次頁以降のように、調達不足が多く発生している昼間の時間帯において、応札量の大幅な増加が可能なように見受けられた。

※これについては、資料４－２及び４－３において大手発電事業者による補足説明あり。

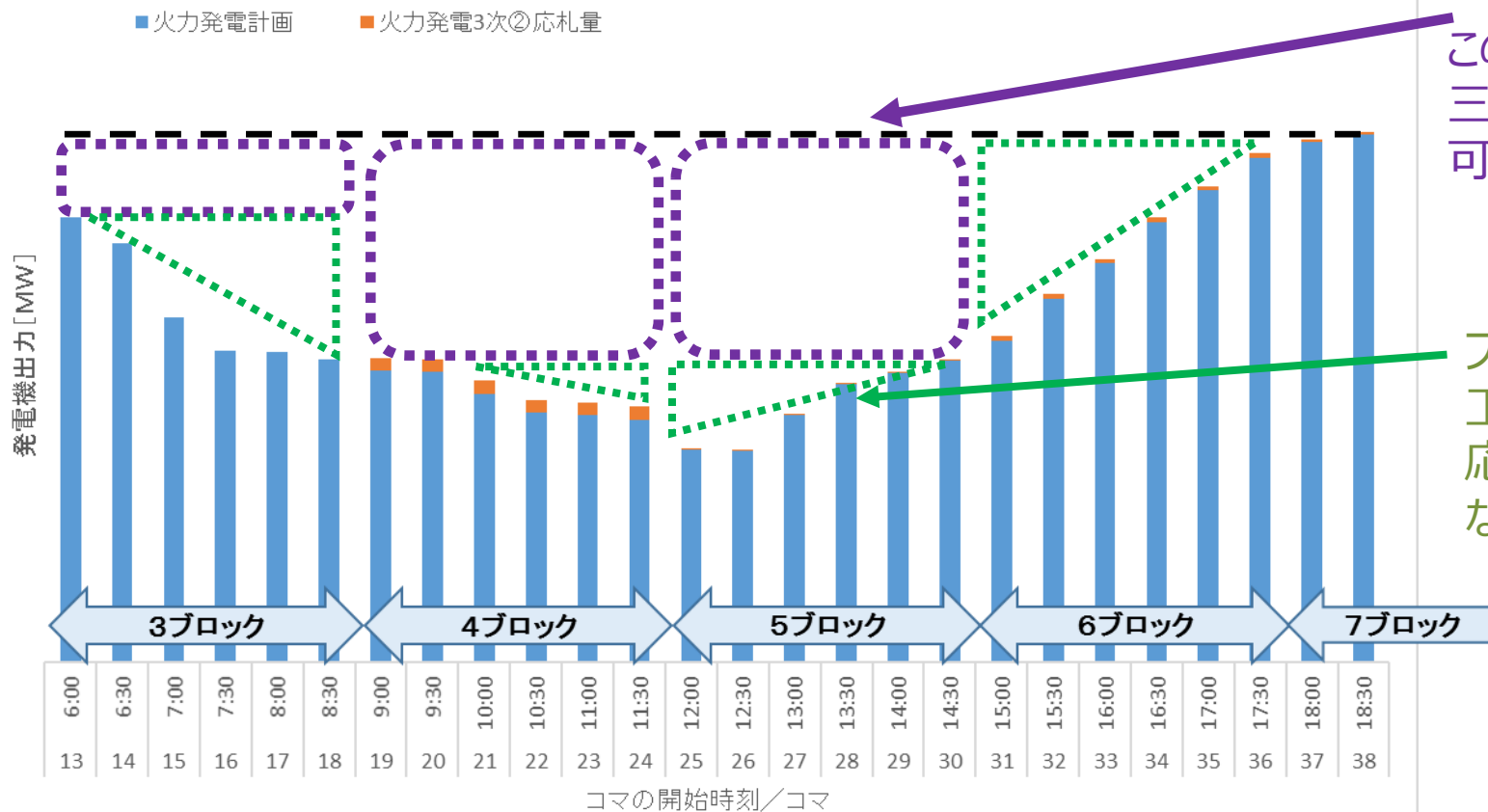
東北電力の火力の発電計画値及び三次②への応札量のコマ毎の実績例

- 東北電力の4月X日での火力発電計画値及び三次②への応札量は以下のとおり。
- 4ブロック・5ブロックにおいてはより多くの応札を行うことができる可能性のあるように見受けられた。



JERA（中部エリア）の火力の発電計画値及び三次②への応札量のコマ毎の実績例

- JERAの中部エリアでの4月Y日での火力発電計画値及び三次②への応札量は以下のとおり。
- 3～5ブロックについてはより多くの応札を行うことができる可能性のあるように見受けられた。



この分については、
三次②への応札が
可能だったのではないか

ブロックの商品設計を
工夫すれば、三次②への
応札が可能になるのでは
ないか

※制度創設時に十分検討して設定されたものであるが、現状を踏まえて再検討する余地はないか。

いくつかのエリアで応札量が少ないことの分析

- 太陽光の発電量が大きくなる昼間時間帯における応札量の増加に向けて、以下を検討する必要があるのではないか。

◆東北電力について

東北電力においては、地震による供給力喪失の影響があるところ、供給力が回復すれば、三次調整力②の応札量が増加すると期待される。

また、現状、システム面の制約により最経済計画をベースに供出可能な範囲のみで応札しているところ、今後システムを構築することで、より多くの応札が可能となると期待される。その状況をフォローすることとしてはどうか。

2021年5月 第23回 需給調整市場検討小委員会 資料2 - 1

【アンケートの集約結果：発電計画の策定方法】

| | A 従来の最経済計画 | B ΔkWの供出を踏まえた計画 | C その他 |
|--------------|---|---|--------------------|
| 事業者数 | 4社※1 | 6社 | 1社 |
| 応札の考え方 | BGとしてのkWh最経済計画を変更せず、BG計画の余力や短時間で起動可能な発電機を原資に応札 | BGとしてのkWh最経済計画を変更して、前日に追加起動可能な発電機や短時間で起動可能な発電機を原資に応札 | 需要家と契約したDR容量を上限に応札 |
| 応札量が少ない主な理由等 | ・ΔkWの供出を踏まえた計画を策定するシステムが整っておらず、またその計画をシステム外で策定するためには相当の時間を要するため対応できていない | ・ブロック時間内の最小供出可能量を応札 ・全出力帯における最も遅い変化速度で、応動時間45分を達成できる量を応札 ・軽負荷期は、追加起動する発電機の最低出力を持ち替えられる範囲で応札 ・短時間の起動停止回数制約が課せられた発電機は追加起動の対象外 ・追加起動に数日を要する発電機は対象外 | ・契約容量の増量が出来ない |

※1 短時間で起動可能な発電機のみ有している事業者も含む（実質的にほぼ近い）

システムを構築し最経済計画から変更を伴う応札も可能とすることにより、多くの応札が可能となるのではないかと

いくつかのエリアで応札量が少ないことの分析

- 太陽光の発電量が大きくなる昼間時間帯における応札量の増加に向けて、以下を検討する必要があるのではないか。

◆ JERA（中部エリア）について

- JERAの説明によれば、当社は最経済計画を変更することも含め、応札量をできるだけ増やせるよう取り組んでいるとのこと。供給余力の全量を応札できないのは、以下の理由によるとのこと。
 - ① 計画内不一致となるリスクを回避するため一定量の下げしろを確保する必要があり、そのために供出可能な量が限定される。
 - ② 三次②に求められる応動時間45分を確実に満たすことができる範囲のみ応札している。
 - ③ ブロックの中で全ての時間帯に対応できる量しか応札できない。
- これについて、以下の検討が必要ではないか。
 - ✓ 上述①～③のいずれについても、他社も同じように影響を受けていると考えられるところ、なぜJERAの応札が他社と比較して少ないのか、より詳細に分析する必要があるのではないか。
 - ✓ 特に上述①については、小売事業者への販売量が前日15時からGCまでに変更されるケースがあることに対応するものと考えられるが、JERAがグループ内外の小売事業者とどのような契約をしているかも含め、その合理性を確認することとしたい。（三次②の応札が多い事業者と契約に違いはあるのか、内外無差別な卸売りととの関係で合理的なものか、などを確認）
 - ✓ 需給調整市場が開始される3月以前は、中部PGはどのようにして太陽光予測外れに備えていたのか、当時の運用との比較による分析も行ってはどうか。

★各社共通に課題となっていると考えられる点については、次ページに記載

いくつかのエリアで応札量が少ないことの分析

- 太陽光の発電量が大きくなる昼間時間帯における応札量の増加に向けて、以下を検討する必要があるのではないか。

◆ 全ての事業者が影響を受けている可能性のある事項について

今回の分析から、以下は他エリアの事業者においても応札量を減らす方向に影響を与えている可能性があることが示唆された。これらについても、より詳細に分析することとしたい。

1) ブロック（3時間）の設計について

ブロックの商品設計の工夫により、三次②への応札を増やすことができるのではないか。制度創設時に十分検討して設定されたものであるが、現状を踏まえて再検討する余地はないか。

（太陽光の出力カーブに合わせた商品ブロックを設定する3時間よりも短時間の商品ブロックを設定する など）

2) 応動時間に関する要件（45分）について

応動時間45分という要件を緩和することで応札量が増える可能性があるのではないか。

3) 発電事業者が下げしろ確保のために応札量を限定している可能性について

JERAのように下げしろ確保のために応札量を減らしている事業者が他にいるか、それがどの程度の影響を与えているか分析。

仮に同様の対応をしている事業者がある場合には、まずは、小売事業者との契約の内容等を分析し、内外無差別な卸売りとの整合性を含め、その合理性を確認。

発電事業者等の応札状況の分析について（今後の対応方針）

- 本日の専門会合での議論も踏まえ、需給調整市場の競争活性化・公正性の確保、ひいてはより効率的な需給調整のしくみの構築という観点から、特に以下の点について分析を行っていくこととしたい。

◆ 応札量が少ない事業者の分析（東北電力、JERA等）〔前述〕

- ・ 応札量が比較的多い発電事業者との違いはなにか等を分析し、これらの事業者の応札増に向けた取組を促進していく。（東北電力、JERAに加え、それ以外の比較的反札量が少ない事業者についても今後分析。）

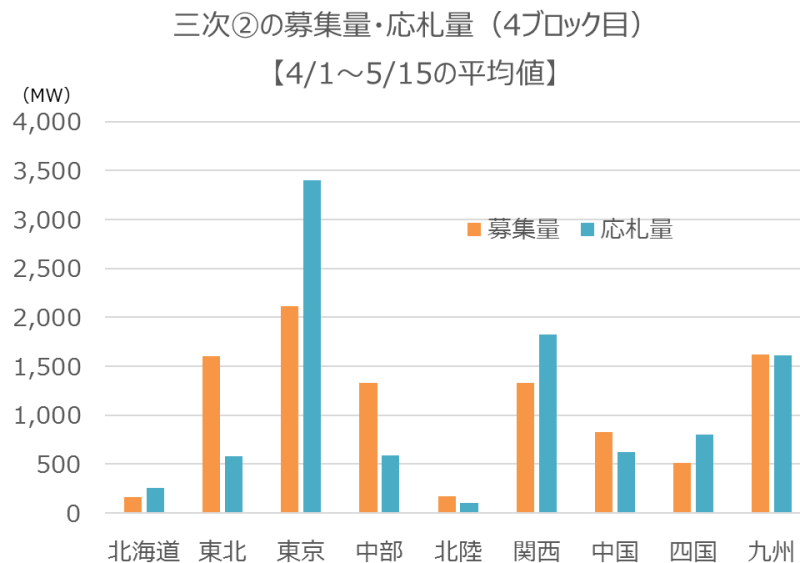
◆ 全ての事業者が影響を受けている可能性のある事項についての分析〔前述〕

- ・ ブロックが3時間箱形となっていること、応動時間が45分となっていること等について、応札にどの程度の影響を与えているかなどを分析し、広域機関における改善に向けた検討に協力。

◆ 市場参加者が少ないことについての分析

- ・ 市場参加者数は、現時点で全国で11者のみと限定されている。旧一般電気事業者以外の参加が少ない要因について分析する。

★これら以外に、分析すべき事項はあるか。

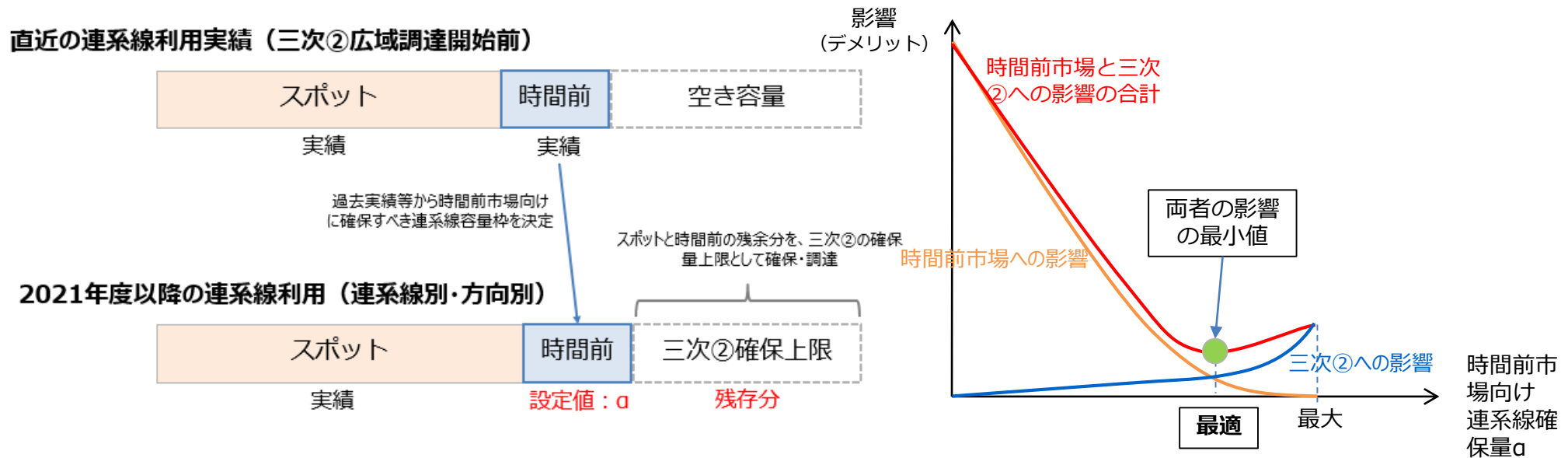


3. 三次調整力②向け連系線確保量 の見直しについて

三次調整力②の広域調達における地域間連系線の活用可能枠について

- 三次調整力②の調達は、毎日、スポット市場終了後・時間前市場開始前の、前日12時～14時に入札が行われ、14時～15時の間に約定処理が行われる。
- このため、スポット市場後の連系線の空き容量を、三次調整力②の広域調達と時間前市場にどのように配分するかを決める必要があり、2021年3月の本会合において、過去のデータを基にした分析により、以下のような考え方をもって算定していたところ。

2021年3月 第57回制度設計専門会合 資料3



【連系線容量確保の基本的考え方】

三次②連系線容量確保量 = スポット市場後の連系線空容量 - a

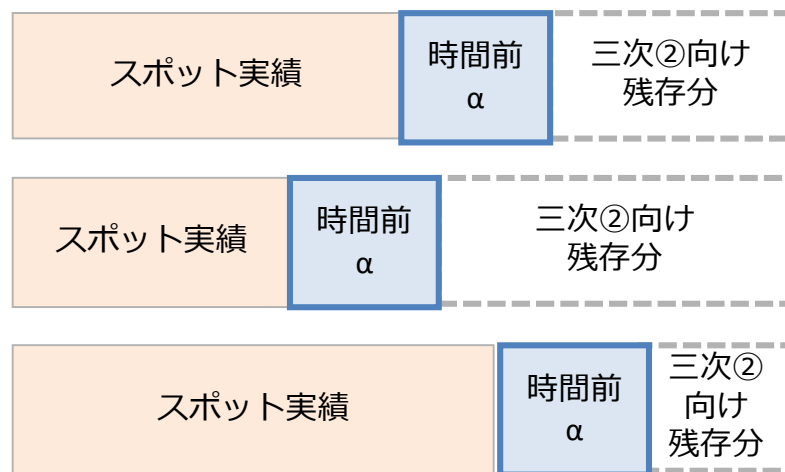
a：時間前市場の実績から算定する各連系線の2方向（順方向・逆方向）の時間前市場向け確保量

(参考) 三次②向け連系線容量確保の考え方①

2021年3月 第57回制度設計専門会合 資料3

- 前述のとおり、三次②の約定における連系線活用については、そのメリットと時間前市場への影響とのバランスを考慮し、その量に一定の上限（時間前市場に残す量）を設けることが適当。
- 具体的な方法としては、三次②への影響と時間前市場への影響を検討し、両者の経済メリット等を評価して、社会コストが最小となるように、時間前市場向けに残す連系線空容量（ α ）を決定し、スポット市場後の連系線空容量から α を差し引いた残余分を三次②向けに充てることが合理的と考えられる。

連系線利用のイメージ



【連系線容量確保の基本的考え方】

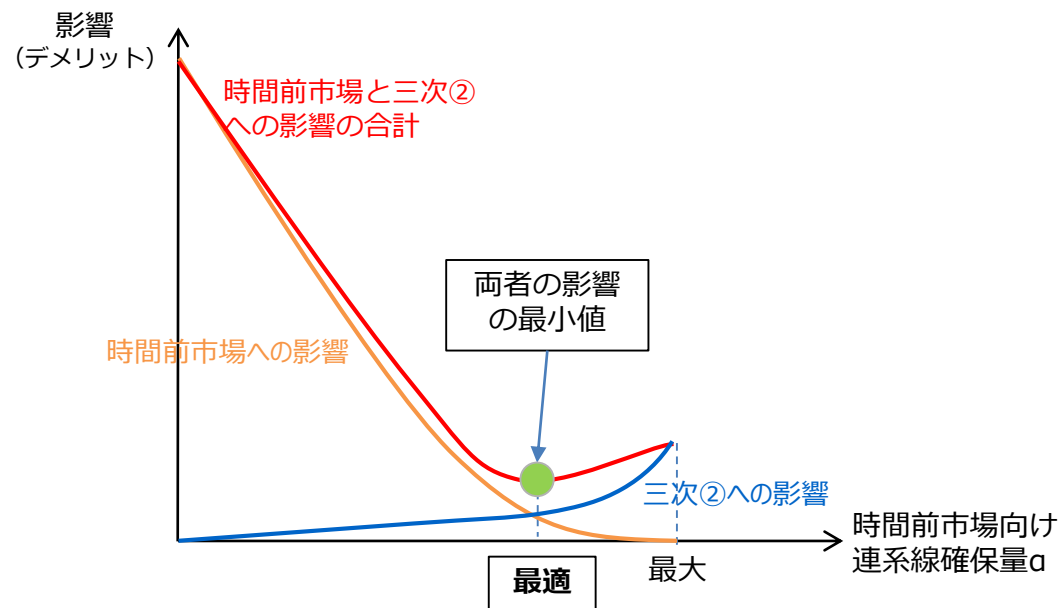
三次②連系線容量確保量 = スポット市場後の連系線空容量 - α

α : 時間前市場の実績から算定する各連系線の2方向（順方向・逆方向）の時間前市場向け確保量

(参考) 三次②向け連系線容量確保の考え方②

2021年3月 第57回制度設計専門会合 資料3

- 時間前市場向けに連系線容量を最大限に確保した場合（時間前市場取引量の最大値を確保）、時間前市場への影響（デメリット）はゼロとなり、三次②の広域調達への影響（デメリット）は最大となる。
- また、時間前市場向けに連系線容量を最小限に確保した場合（三次②の需給調整市場後の連系線空容量を確保）、時間前市場への影響は最大となり、三次②の広域調達への影響は最小となる。
- このことから、時間前市場向けの連系線確保量を段階的に変えることにより、両者の影響額は単調変化し、両者の影響額の和が最小となる時（社会コストが最小となる時）が最適な連系線確保量と考えられる。



連系線の配分を見直すことの必要性

- 4月～5月中旬までの状況をみると、前述のとおり、応札量にエリア間の偏りがあるなどの理由から、三次調整力②の調達における連系線利用の意義が大きい状況が続いている。
- このように、当初の想定と異なる状況となっていることから、4月～5月中旬までの実績に基づき、スポット市場後の連系線空き容量の配分を変更することとしたい。

三次調整力②の
広域調達を拡大

（エリア毎の応札量の偏りなどにより意義が大きい状況）

三次調整力②に活用できる
連系線の容量を拡大

（スポット市場後
連系線空き容量）

（時間前市場向け
連系線確保量 α ）

4～5月中旬の
実績に基づき
見直し

時間前市場向け連系線確保量（α）最適値の修正

- 連系線の空き容量の配分について、4月～5月中旬の実績をもとに、以下に修正することとしてはどうか。

時間前市場向け連系線確保量（α）を、以下のように見直す。

4月～5月中旬における実績値から、時間前市場の約定に影響を与えずにどこまでαを減らせたか算出し、これを新たなαとする。

注）本来であれば、需給調整市場への影響と時間前市場への影響の両方を考慮して最適点を算定すると、さらにαを減らせると考えられるが、分析に時間がかかることから、まずは速やかに実現できる方法として簡易な方法を採用。他方で、あくまでも4～5月中旬の実績であり、今後の状況によっては時間前市場へ影響を与える可能性もあるが、まずは以下で開始することとしてはどうか。

なお、今後も連系線の活用状況を分析し、必要に応じて本会合で議論いただくこととしたい。

時間前市場向け連系線確保量（α）の現行値と修正案

単位：MW

| 連系線 | 北海道-東北 | | 東北-東京 | | 東京-中部 | | 中部-関西 | | 北陸-関西 | | 関西-中国 | | 中国-四国※2 | | 中国-九州 | |
|-----------------|--------|-----|-------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-----|-------|-------|---------|-----|-------|-------|
| | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 |
| α最適値 (修正前) | 356 | 368 | 837 | 999 | 652 | 1,139 | 1,008 | 1,450 | 557 | 672 | 973 | 1,290 | 390 | 992 | 1,185 | 1,285 |
| α再設定値 (見直し後) | 302 | 292 | 239 | 0 | 175 | 355 | 577 | 440 | 93 | 15 | 0 | 92 | 0 | 180 | 321 | 203 |

※1 4月-5月中旬までの全コマにおいて、時間前市場に影響を及ぼさない範囲で、時間前市場向け連系線確保量αを削減できるポイントを評価。具体的には、4月-5月中旬までの実績から、時間前市場と三次②とで連系線の取り合いが生じたと考えられるブロックを抽出し、そのブロックの中で時間前市場の潮流が最大であった値をα（修正案）とした。

※2 中国・四国間連系線については、後述の通り。

本四連系線の時間前市場向け連系線確保量 α の設定誤りについて

- 監視等委事務局が示した第57回制度設計専門会合（2021年3月2日）において、2021年度時間前市場向け連系線確保量 α のうち、本四連系線（中国－四国）の α の算出において誤りがあったことが判明した。（四国送配電の指摘により発見された。）
- 市場を監視する者が、市場取引を制限させるような誤りを起こしてしまったことについて、深くお詫び申し上げます。
- 四国は比較的安価な電源の供出量が多いが、それらが他エリアに適切に行き渡らなかったことで、調整力の調達コストを上昇させたおそれがある。このことについては、市場を監視する者として真摯に受け止め、二度とこのような誤りが起こらないように、再発防止を徹底する。
- 再発防止策として、事務局内で元データ及び計算プロセスのダブルチェックを行うとともに、広域機関や送配電網協議会に協力を求め、可能な範囲で外部からもデータの妥当性を確認することとした。

2019年度時間前潮流実績

| 連系線 | 中国-四国 | |
|----------------------------|--------------|--------------|
| | 順方向 | 逆方向 |
| 時間前市場 連系線利用実績 (年度最大) | 正992 誤422 | 正422 誤992 |

第57回制度設計専門会合において誤って設定した α

| 連系線 | 中国-四国 | |
|--------------|-------|------|
| | 順方向 | 逆方向 |
| α 最適値 | 誤390 | 誤992 |

単位：MW

2021年度向け α を算出するにあたり、過去の潮流実績について、順方向と逆方向を逆に用いてしまったため、 α が誤った数値となっていた。

時間前市場向け連系線確保量（α）の見直しにより見込まれる効果

- 今回の見直しの結果、見込まれる効果は以下の通り。

今回の修正によって見込まれる効果：4/1～5/15（6時～18時の昼間帯）の実績値に当てはめた場合

| 連系線 | 北海道-東北 | | 東北-東京 | | 東京-中部 | | 中部-関西 | | 北陸-関西 | | 関西-中国 | | 中国-四国 | | 中国-九州 | |
|---|--------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|
| 方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 |
| 172ブロック中 分断した数 | 53 | 6 | 29 | 4 | 58 | 50 | 60 | 76 | 26 | 12 | 1 | 16 | 2 | 120 | 114 | 48 |
| 上記のうち、 今回の見直しで 三次調整力② の枠が拡大する ブロック数 | 26 | 1 | 13 | 4 | 55 | 17 | 32 | 64 | 13 | 5 | 1 | 10 | 2 | 111 | 113 | 1 |

※システムトラブルにより市場停止した4/13,5/5を除く。
※北海道・東北間連系線については、システム不具合のため4 / 2 6 までの期間を除くこととする。

北本連系線（北海道・東北間連系線）の段差制約について

- 北本連系線については、段差制約により、三次②向け連系線利用可能量は150MWが上限となっており、それが原因となって三次調整力②の市場分断が発生したケースもある。
- 今後、これによる影響を分析し、必要があれば見直しを提言することとしてはどうか。

<取引規程別冊（三次調整力②）>（2021年4月1日：一般送配電事業者9社）

第6章 約定処理

（約定）

第32条 本市場における取引は、マルチプライスオークションとし、全国一市場で、商品ブロックごとに、必要量を充足するまで、調達費用が最小となるように以下のとおり約定する。

また、 $\Delta k W$ 約定量は、最小約定希望量から約定希望 $\Delta k W$ までの間で確定する。

(1) $\Delta k W$ の入札単価の安いものから約定

(2) $\Delta k W$ の入札単価が同値の場合、経由する連系線が少ないものから約定

(3) 経由する連系線数が同値の場合、系統上優先されるエリアに連系しているものから約定

(4) 連系するエリアが同一の場合、入札時間の早いものから約定

2 必要量を充足する約定予定の $\Delta k W$ において、最小約定希望量の制約がある場合に行う経済性を考慮した調達または**連系線の運用容量制約等**により、第1項のとおり約定しないことがある。

3 市場運営者は、実需給前日の15時までに第1項の約定処理を実施する。

4 連系線の混雑等により連系線に制約が発生した場合は、分断後の当該エリアごとに第1項の約定処理を実施する。

4. 今後の対応について

今後の対応について

- 需給調整市場を通じた三次調整力②の調達が本年4月から開始され、約2ヶ月が経過したところ。今回は、これまでの状況について現時点までに実施した分析の結果を報告し、それを踏まえて速やかに講ずるべき措置についてご議論いただいた。
 - 本市場については、まだ開始後間もないところではあるが、前述の通り、市場参加者が少ない、応札量が少ないエリアがある、市場分断の発生など、改善の余地があると考えられる。
 - 今後、事業者の理解が進むことにより参入等が進むなど、状況が変化することも考えられるが、いずれにせよ、引き続き状況を把握・分析し、問題があれば速やかに対策を講じていくことが重要。
 - したがって、以下を中心に状況の把握・分析を行い、本会合において審議し、遅滞なく必要な措置を講じていくこととしたい。
-
- ✓ 応札の状況（市場参加者数、大手事業者の応札量・応札価格の状況など）
 - ✓ 連系線の活用状況（空き容量の時間前市場との配分のあり方）