

# 再生可能エネルギーの出力制御の 抑制に向けた取組等について

2023年8月3日

資源エネルギー庁

# 本日の御議論

- 本日は以下の議題について、報告、御議論をいただく。

## （１）再エネ出力制御の短期見通し

- ・2023年度の各エリアの再エネ出力制御見通し（更新）
- ・再エネ設備のオンライン化の状況

## （２）再エネ出力制御の実施状況について

- ・関西エリアにおける下げ代不足融通指示について
- ・再エネ出力制御の実施状況について
- ・オンライン代理制御の実施状況について

## （３）再エネ出力制御の抑制に向けた更なる取組について

- 1. 再エネ出力制御の短期見通し**
2. 再エネ出力制御の実施状況について
3. 再エネ出力制御の抑制に向けた更なる取組について

## 再エネ出力制御の短期見通しについて

- 第35回WG（2021年12月15日）において、短期的な出力制御の発生可能性について、毎年2回程度、その見通しを本WGで示すこととした。
- 2023年度の見通しについては、第43回系統WG（2022年11月30日）で報告したが、これまでの実績を踏まえ、今般、更新を行った。
- なお、昨年来の電気料金高騰に伴う節約・節電効果に伴う電力需要の減少や連系線活用量の変化等により、想定より再エネ出力制御量が増加傾向であることを踏まえ、需要減少の反映や連系線活用率をエリア毎に実績に近い値を採択すること等によって、より実態に近い数字を出すこととした。
- 今回は、初めて短期見通しを示す関西エリア、数字の大きい西エリアから、九州、中国エリアの一般送配電事業者から御説明をいただく。

# 2023年度の各エリアの再エネ出力制御見通し等（更新）

|                                                       | 北海道                   | 東北                      | 中部                      | 北陸                       | 関西                      | 中国                     | 四国                     | 九州                     | 沖縄                      |
|-------------------------------------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|
| 出力制御率見通し<br>(2023年度更新)<br>出力制御率(%) ※2<br>[制御電力量(kWh)] | 0.01%<br>[50万<br>kWh] | 0.93%<br>[1.47億<br>kWh] | 0.26%<br>[0.41億<br>kWh] | 0.55%<br>[1,062万<br>kWh] | 0.20%<br>[0.18億<br>kWh] | 3.8%<br>[3.50億<br>kWh] | 3.1%<br>[1.63億<br>kWh] | 6.7%<br>[10.3億<br>kWh] | 0.14%<br>[74.3万<br>kWh] |
| 仮に、エリア全体がオンライン<br>化した場合<br>出力制御率(%)<br>[制御電力量(kWh)]   | -<br>※3               | 0.66%<br>[1.04億<br>kWh] | 0.20%<br>[0.32億<br>kWh] | 0.47%<br>[894万<br>kWh]   | 0.13%<br>[0.12億<br>kWh] | 2.9%<br>[2.63億<br>kWh] | 2.6%<br>[1.34億<br>kWh] | 6.7%<br>[10.3億<br>kWh] | 0.11%<br>[64.1万<br>kWh] |
| 連系線利用率 ※4                                             | 50%                   | 北本50%/<br>東北東京<br>80%   | -20%                    | 10%                      | -20%                    | 10%                    | 20%                    | 100%                   | -                       |
| 最低需要 ※5<br>(2021年度) [万kW]                             | 292                   | 724                     | 1,031                   | 217                      | 1,143                   | 495                    | 229                    | 688                    | 73.8                    |
| 変動再エネ導入量<br>(2021年度) [万kW]                            | 272                   | 914                     | 1,066                   | 131                      | 672                     | 652                    | 340                    | 1,154                  | 39.1                    |
| 変動再エネ導入量/最低<br>需要 (2021年度)<br>[%]                     | 93%                   | 126%                    | 103%                    | 60%                      | 59%                     | 132%                   | 148%                   | 168%                   | 53%                     |
| (参考) 出力制御率見<br>通し (2023年度当初想<br>定) ※6<br>出力制御率(%)     | 0.01%                 | 0.56%                   | 0.01%                   | 0.02%                    | -                       | 0.67%                  | 0.48%                  | 4.8%                   | 0.12%                   |

※1 2023年4～6月（北海道は4月、5月）の実績を反映。本表に掲載のない東京エリアについては、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※2 出力制御率は変動再エネ（太陽光・風力）の数値。

出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※3 「-」で示している部分は、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※4 各エリアで出力制御が発生する場合に蓋然性が高い連系線利用率の値を採用。- はエリア外からの受電。

※5 4月から5月9日までの昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最低需要とする。

※6 出所：第43回 系統WG（2022年11月30日）

出典：各エリア一般送配電事業者

# (参考) 2023年度の各エリアの再エネ出力制御見通し等

(出所) 第43回 系統WG (2022年11月30日) 参考資料1-1より一部数字の誤りを修正

|                                                     | 北海道                   | 東北                       | 中部                     | 北陸                    | 中国                       | 四国                       | 九州                    | 沖縄                      |
|-----------------------------------------------------|-----------------------|--------------------------|------------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 出力制御率見通し<br>(2023年度)<br>出力制御率(%) ※2<br>[制御電力量(kWh)] | 0.01%<br>[50万<br>kWh] | 0.56%<br>[8,857万<br>kWh] | 0.01%<br>[175万<br>kWh] | 0.02%<br>[43万<br>kWh] | 0.67%<br>[6,168万<br>kWh] | 0.48%<br>[2,490万<br>kWh] | 4.8%<br>[7.4億<br>kWh] | 0.12%<br>[68.8万<br>kWh] |
| 仮に、エリア全体がオンライン化した場合<br>出力制御率(%)<br>[制御電力量(kWh)]     | -<br>※3               | 0.27%<br>[4,358万<br>kWh] | -<br>※3                | 0.02%<br>[36万<br>kWh] | 0.44%<br>[4,059万<br>kWh] | 0.33%<br>[1,719万<br>kWh] | 4.8%<br>[7.4億<br>kWh] | 0.06%<br>[29.9万<br>kWh] |
| 連系線利用率 ※4<br>(100%/50%/0%)                          | 50%                   | 100%                     | 0%                     | 50%                   | 50%                      | 50%                      | 100%                  | -                       |
| 最低需要 ※5<br>(2021年度) [万kW]                           | 292                   | 724                      | 1031                   | 217                   | 495                      | 229                      | 688                   | 73.8                    |
| 変動再エネ導入量<br>(2021年度) [万kW]                          | 272                   | 914                      | 1066                   | 131                   | 652                      | 340                      | 1154                  | 39.1                    |
| 変動再エネ導入量/最低需要<br>(2021年度) [%]                       | 93%                   | 126%                     | 103%                   | 60%                   | 132%                     | 148%                     | 168%                  | 53%                     |
| (参考) 出力制御率見通し<br>(2022年度) ※6<br>出力制御率(%)            | 0.03%                 | 0.36%                    | -                      | -                     | 0.21%                    | 0.58%                    | 3.0%                  | 0.3%                    |

※1 本表に掲載のない2エリア（東京、関西）については、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。  
※2 出力制御率は変動再エネ（太陽光・風力）の数値。  
※3 「-」で示している部分は、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。  
※4 各エリアで出力制御が発生する場合に蓋然性が高い連系線利用率の値を採用。  
※5 最低需要とは、4月から5月9日までの休日（GWを含む）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。  
※6 2022年度の数字は2022年4～6月の実績を反映したもの。出所：第41回 系統WG（2022年9月14日）  
※7 赤字は修正箇所。

出典：各エリア一般送配電事業者

# 出力制御見通しの変動要因

- 今回、直近の需給実績等を踏まえ、昨年11月に公表した2023年度の出力制御見通しを更新したところ、中国、四国、九州の各エリアで出力制御率が2～3%上昇するなど、見通しが少なからず変化した。

- 見通しが変化した背景には、様々な要因があるが、主な理由は以下のとおり。

## ①連系線を活用した域外送電量の減少

複数エリアでの同時出力制御が増加し、域外送電量が想定より減少。

ex. 連系線活用率 中国関西間：63%→44%、関門：92%→85%

※ 連系線利用率＝潮流実績/（運用容量-マージン）。4月、5月の12:00-13:00の時間帯における昨年度との比較。出力制御実施日以外も含む。

## ②需要の減少

電気料金高騰に伴う節約・節電効果等により、需要が想定（前々年度実績）より減少。

ex. 中国▲7%、四国▲5%

## ③晴天日や水量の増加

晴天日や水量が想定（前々年度実績）より増加し、太陽光や水力の発電量が増加。

ex. 九州の晴天日 +10日（5月）、四国の水力発電量 +20万kW

- 短期的な再エネの出力制御見通しは、再エネ発電事業者にとってはもちろんのこと、関係する事業者や新規参入を検討中の事業者、更には小売電気事業者など、幅広い関係者の事業に影響する重要な情報である。
- こうした観点から、今後、見通しをより精緻化していくに当たり、見通しを作成する一般送配電事業者の業務負担にも配慮しつつ、どのような点に留意することが考えられるか。

# 見通しの精緻化に向けた検討課題

- まず、連系線の活用については、従来、各一般送配電事業者において、実績等に応じ、0%、50%、100%の3つから選択することとしていた。
- しかしながら、複数エリアでの同時出力制御が一般化する中で、特に西日本において、受電可能量の制約から、連系線の運用容量上限まで最大活用できないケースが増加している。こうした状況を踏まえ、受電エリアの受電可能量も考慮しつつ、直近の実績を踏まえ、より実態に即した設定としていくこととしてはどうか。
- 次に、需要の減少については、足元の減少傾向を一時的なものとするか、構造的なものとするかにより、対応が異なってくる。
- 昨年来、電気料金の高騰に伴う節約と節電の効果が顕著に見られる一方、コロナ禍からの経済回復等に伴う需要の増加も一部エリアで見られる。したがって、電力需要の減少を一時的なものとして全く考慮しないことは妥当でない一方、足元の需要減を全て織り込むことは、過度に保守的な出力制御の見通しとなり得るのでないか。
- また、晴天日や水量の増加については、出力制御率の試算において、毎年変動する気候要因をどのように織り込むかが課題である。
- 例えば、需要、太陽光・風力の出力については、実需給の前々年度の実績（23年度見通しでは21年度実績）データを元に算定を行っているが、1年毎の気候等による特異な変動を極力抑制する観点から、過去数年間の実績を基準とすることも考えられる。
- 一方で、その場合、複数年分の見通しを算定して平均する必要がある、年数分の追加作業が生じること、また、既に更新版の見通しにおいて、春季の実績を基に、再エネ設備量、連系線活用量等の最新情報を織り込んで再算定を行っていることも踏まえ、精緻化についてどう考えるか。

# 再エネ設備のオンライン化の状況

## ●オンライン化の状況(2023年3月末時点)

(万kW)

|     |                                 | 北海道             | 東北              | 中部              | 北陸              | 中国              | 四国               | 九州              | 沖縄              |
|-----|---------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|
| 太陽光 | ①オンライン化率<br>((②+④)/(②+③+④))     | 73.0%<br>(+1.7) | 52.9%<br>(+3.7) | 43.8%<br>(+4.8) | 80.9%<br>(+1.5) | 72.7%<br>(+3.1) | 66.0%<br>(+4.7)  | 86.6%<br>(+4.4) | 55.7%<br>(+2.3) |
|     | ②新・無制限無補償ルール、オンライン事業者           | 39.7            | 249.9           | 166.2           | 50.9            | 212.0           | 103.0            | 305.0           | 4.4             |
|     | ③旧ルール(30日)、オフライン事業者             | 46.9            | 305.5           | 232.4           | 16.7            | 120.0           | 66.0             | 96.0            | 3.9             |
|     | ④オンライン制御可能な旧ルール事業者              | 86.8            | 93.9            | 15.0            | 19.5            | 108.0           | 25.0<br>(予定含む)   | 317.0           | 0.5             |
|     | ⑤旧ルール事業者のオンライン切替え率<br>(④/(③+④)) | 64.9%<br>(+0.9) | 23.5%<br>(+4.5) | 6.1%<br>(+0.9)  | 53.9%<br>(-0.2) | 47.4%<br>(+5.6) | 27.5%<br>(+10.3) | 76.7%<br>(+7.1) | 11.4%<br>(+4.6) |
| 風力  | ⑥オンライン化率<br>((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))     | 80.2%           | 86.4%<br>(+1.1) | 0.0%<br>(+0.0)  | 30.3%<br>(+0.0) | 0.2%<br>(+0.1)  | 36.7%<br>(+1.2)  | 33.0%<br>(+8.7) | 0%<br>(+0.0)    |
|     | ⑦新・無制限無補償ルール、オンライン事業者           | 62.6            | 149.0           | -               | 1.5             | 0.06            | 3.0              | 8.7             | -               |
|     | ⑧旧ルール、オフライン事業者                  | 15.6            | 29.4            | 34.9            | 11.9            | 35.0            | 19.0             | 39.8            | 1.0             |
|     | ⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者              | 0.4             | 38.8            | -               | 3.7             | -               | 8.0              | 10.9            | -               |
|     | ⑩旧ルール事業者のオンライン切替え率<br>(⑨/(⑧+⑨)) | 2.5%<br>(+0.0)  | 56.9%<br>(+0.0) | 0%<br>(+0.0)    | 23.8%<br>(+0.0) | 0%<br>(+0.0)    | 29.6%<br>(+1.0)  | 21.4%<br>(+7.2) | 0%<br>(+0.0)    |

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。

オンライン代理制御対象となる旧ルール500kW未満の太陽光は除く。

東京、関西エリアについては、オンライン出力制御システム開発中のため、数字なし。

( ) 内は2022年8月末時点からの差分。

出典：各エリア一般送配電事業者

# (参考) 再エネ設備のオンライン化の状況

(出所) 第43回 系統WG (2022年11月30日)  
参考資料1-1より一部数字の誤りを修正

## ●オンライン化の状況(2022年8月末時点)

(万kW)

|     |                                 | 北海道             | 東北              | 中部              | 北陸              | 中国              | 四国              | 九州              | 沖縄              |
|-----|---------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 太陽光 | ①オンライン化率<br>((②+④)/(②+③+④))     | 71.3%<br>(+0.7) | 49.2%<br>(+0.8) | 39.0%<br>(+6.0) | 79.4%<br>(+2.4) | 69.6%<br>(+4.4) | 61.3%<br>(+1.6) | 82.2%<br>(+2.2) | 53.4%<br>(+2.1) |
|     | ②新・無制限無補償ルール、オンライン事業者           | 34.5            | 224.7           | 139.0           | 42.9            | 201.3           | 99              | 290             | 4.4             |
|     | ③旧ルール(30日)、オフライン事業者             | 48.7            | 305.7           | 238.2           | 16.4            | 128.0           | 72              | 124             | 4.1             |
|     | ④オンライン制御可能な旧ルール事業者              | 86.4            | 71.9            | 13.1            | 19.3            | 92.1            | 15<br>(予定含む)    | 284             | 0.3             |
|     | ⑤旧ルール事業者のオンライン切替え率<br>(④/(③+④)) | 64.0%<br>(+0.8) | 19.0%<br>(+2.3) | 5.2%<br>(+0.4)  | 54.1%<br>(+6.6) | 41.8%<br>(+9.1) | 17.2%<br>(+3.8) | 69.6%<br>(+3.3) | 6.8%<br>(+0.4)  |
| 風力  | ⑥オンライン化率<br>((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))     | 75.6%           | 85.3%           | 0.0%            | 30.3%<br>(+0.0) | 0.1%<br>(+0.0)  | 35.5%<br>(+6.9) | 24.3%<br>(+0.0) | 0%<br>(+0.0)    |
|     | ⑦新・無制限無補償ルール、オンライン事業者           | 48.0            | 132.2           | -               | 1.5             | 0.04            | 3               | 7.3             | -               |
|     | ⑧旧ルール、オフライン事業者                  | 15.6            | 29.4            | 36.5            | 11.9            | 35.2            | 20              | 47.3            | 1.0             |
|     | ⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者              | 0.4             | 38.8            | -               | 3.7             | -               | 8               | 7.9             | -               |
|     | ⑩旧ルール事業者のオンライン切替え率<br>(⑨/(⑧+⑨)) | 2.5%            | 56.9%           | 0.0%            | 23.8%<br>(+0.0) | 0%<br>(+0.0)    | 28.6%<br>(+0.0) | 14.2%<br>(+0.0) | 0%<br>(+0.0)    |

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。

オンライン代理制御対象となる旧ルール500kW未満の太陽光は除く。

東京、関西エリアについては、オンライン出力制御システム開発中のため、数字なし。

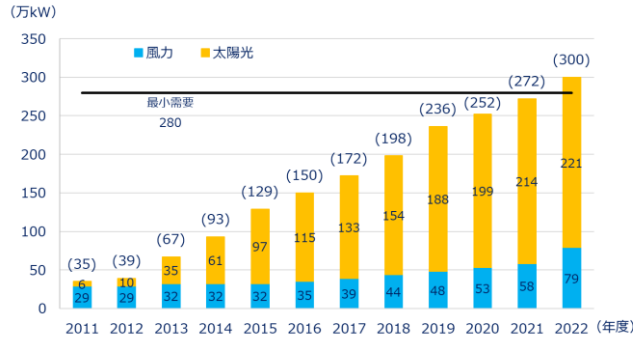
( ) 内は2022年3月末時点からの差分。

赤字は修正箇所。

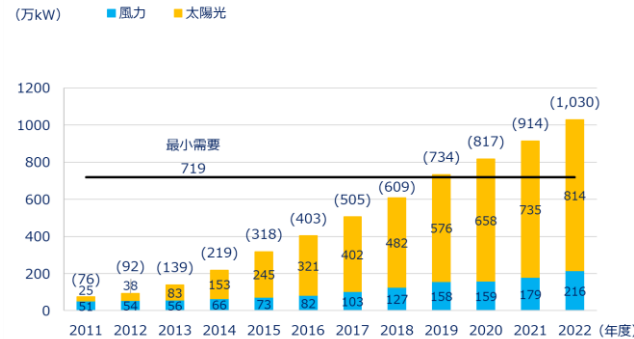
出典：各エリア一般送配電事業者

# (参考) 再エネ導入量の増加

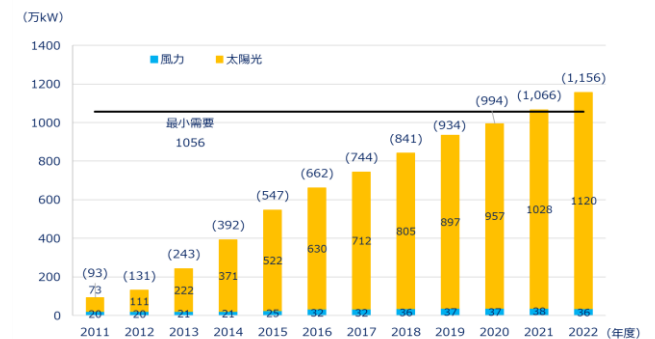
## 【北海道エリア】



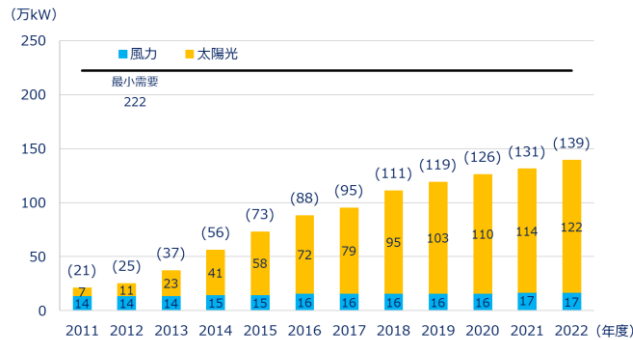
## 【東北エリア】



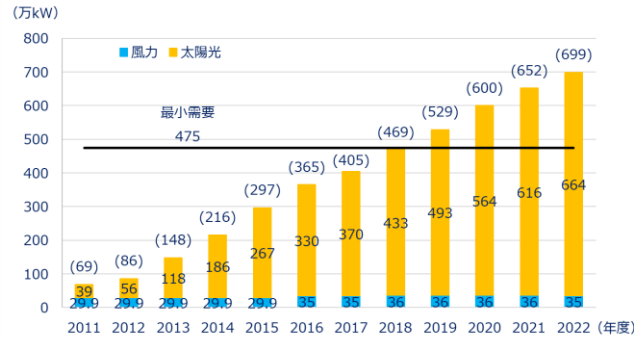
## 【中部エリア】



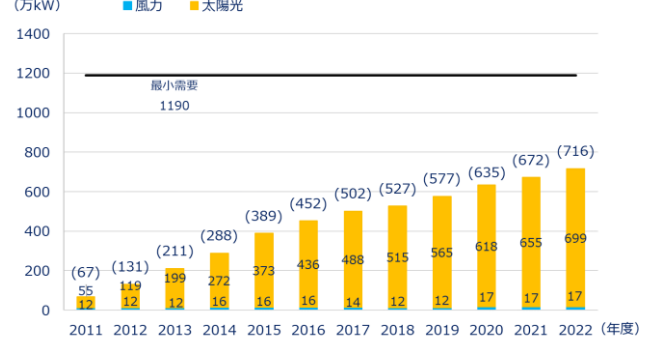
## 【北陸エリア】



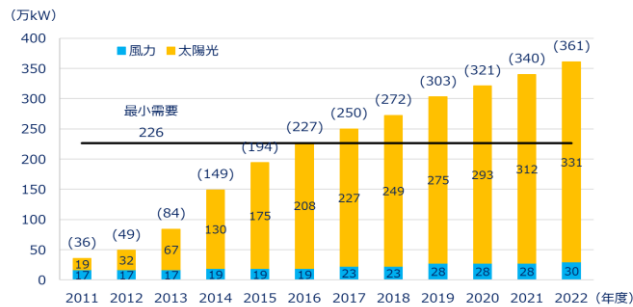
## 【中国エリア】



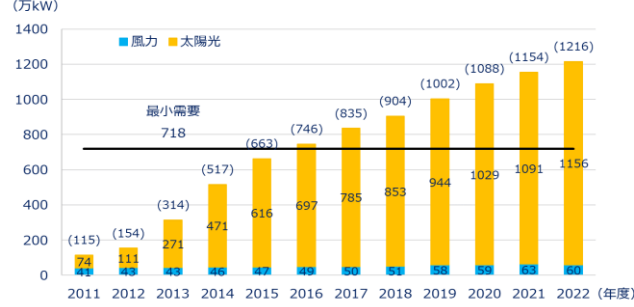
## 【関西エリア】



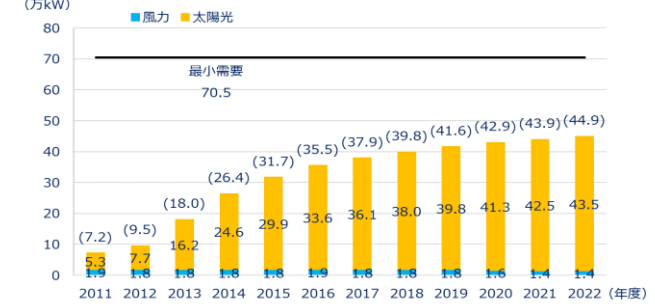
## 【四国エリア】



## 【九州エリア】



## 【沖縄エリア】



※最小需要とは、2022年の4月から5月8日までの休日（GWを含む）の需要に占める変動再エネの割合（＝（太陽光＋風力）／需要）が最大となる日の需要。  
 沖縄エリアは3月。※FIT制度開始（2012.7～）※淡路島南部地域は四国に含む。

1. 再エネ出力制御の短期見通し
- 2. 再エネ出力制御の実施状況について**
3. 再エネ出力制御の抑制に向けた更なる取組について

# 再エネ出力制御の実施状況について

- 再エネ導入量の拡大に伴い、下げ調整力の不足が顕在化。6月3日（土）には、関西エリアにおいて、前日予想より大幅な需要の下振れと日射量の上振れにより、予め確保していた調整力だけでは需給調整ができない事態となり、全国で初めて広域機関から下げ代不足融通指示が行われた。
- また、需給バランス制約による再エネ電源の出力制御は、2018年以降、休日やGW等の軽負荷期に九州エリアで実施されていたが、2022年4月に初めて、東北、中国、四国エリア、5月に北海道エリア、2023年1月には沖縄エリア、2023年4月に中部・北陸エリアでも実施。加えて、2023年6月4日（日）に関西エリアでも実施された。
- こうした状況を踏まえ、本日は、
  - ① 関西エリアにおいて行われた広域機関からの下げ代不足融通指示について、関西電力送配電から御説明いただく。
  - ② 関西エリアで初めて行われた再エネ出力制御の実施状況を関西電力送配電から御説明いただくとともに、その検証結果を、電力広域的運営推進機関から御説明いただく。
  - ③ 2022年度から開始されているオンライン代理制御の実施に伴い生じている情報公開の課題について、今後の対応についてご報告させていただきます。

# (参考) 再エネ出力制御の実施状況等

|                                                | 九州                       |                          |                          |                          |                          | 北海道                       | 東北                          | 中国                          | 四国                             | 沖縄                        |
|------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|---------------------------|
|                                                | 2018年度                   | 2019年度                   | 2020年度                   | 2021年度                   | 2022年度                   | 2022年度                    | 2022年度                      | 2022年度                      | 2022年度                         | 2022年度                    |
| 年間の出力制御率※2<br>[年間制御電力量 (kWh)]<br>[年間総需要 (kWh)] | 0.9%<br>[1.0億]<br>[864億] | 4.0%<br>[4.6億]<br>[844億] | 2.9%<br>[4.0億]<br>[837億] | 3.9%<br>[5.3億]<br>[853億] | 3.0%<br>[4.5億]<br>[845億] | 0.04%<br>[191万]<br>[301億] | 0.45%<br>[6,379万]<br>[813億] | 0.45%<br>[3,988万]<br>[585億] | 0.41%<br>[1934万※6]<br>[274億※6] | 0.08%<br>[34.9万]<br>[69億] |

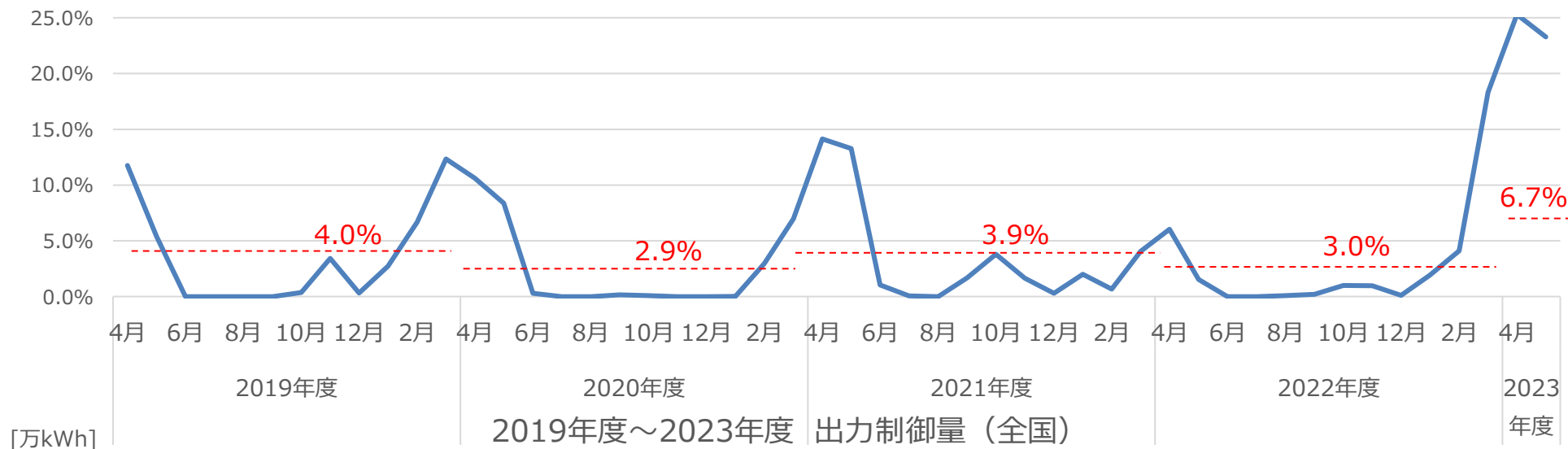
| 2023年度        | 北海道                                | 東北                                    | 中部                                     | 北陸                                 |
|---------------|------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------|
| 太陽光・風力<br>接続量 | 300万kW※1<br>太陽光 221万kW<br>風力 79万kW | 1,030万kW※1<br>太陽光 814万kW<br>風力 216万kW | 1,156万kW※1<br>太陽光 1,120万kW<br>風力 36万kW | 139万kW※1<br>太陽光 122万kW<br>風力 17万kW |
| 年間の出力制御率※2    | 0.01%<br>(見込み) ※3、4                | 0.93%<br>(見込み) ※3、4                   | 0.26%<br>(見込み) ※3、4                    | 0.55%<br>(見込み) ※3、4                |

| 2023年度        | 関西                                   | 中国                                 | 四国                                   | 九州                                     | 沖縄                                  |
|---------------|--------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------------------|
| 太陽光・風力<br>接続量 | 716万kW※1※6<br>太陽光 699万kW<br>風力 17万kW | 699万kW※1<br>太陽光 664万kW<br>風力 35万kW | 361万kW※1※6<br>太陽光 331万kW<br>風力 30万kW | 1,216万kW※1<br>太陽光 1,156万kW<br>風力 60万kW | 45万kW※1<br>太陽光 43.5万kW<br>風力 1.4万kW |
| 年間の出力制御率※2    | 0.20%<br>(見込み) ※3、4                  | 3.8%<br>(見込み) ※3、4                 | 3.1%<br>(見込み) ※3、4                   | 6.7%<br>(見込み) ※3、4                     | 0.14%<br>(見込み) ※3                   |

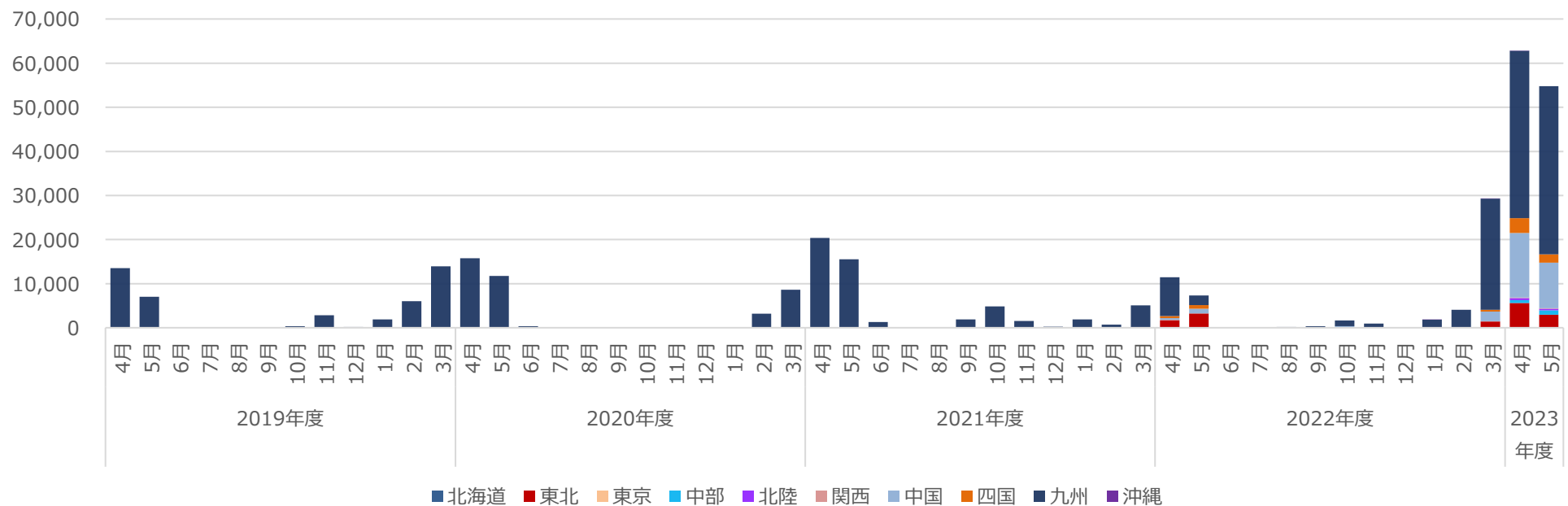
※1 2023年度は2023年3月末時点。  
※2 出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100  
※3 各エリア一般送配電事業者による見込み。あくまでも試算値であり、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することがあり得る。  
※4 連系線活用率は右のとおり。中部・関西:-20%、北陸・中国:10%、四国:20%、北海道・東北(北本):50%、東北(東北東京):80%、九州:100%  
※5 当該表に無い東京エリアにおいては、現時点で、通常想定される需給バランスにおいて、再エネ出力制御が生じる蓋然性は低い見通し。  
※6 淡路島南部地域は四国に含む。

# (参考) 各月ごとの出力制御の実施量及び率について

2019年度～2023年度 出力制御率（九州）



2019年度～2023年度 出力制御量（全国）



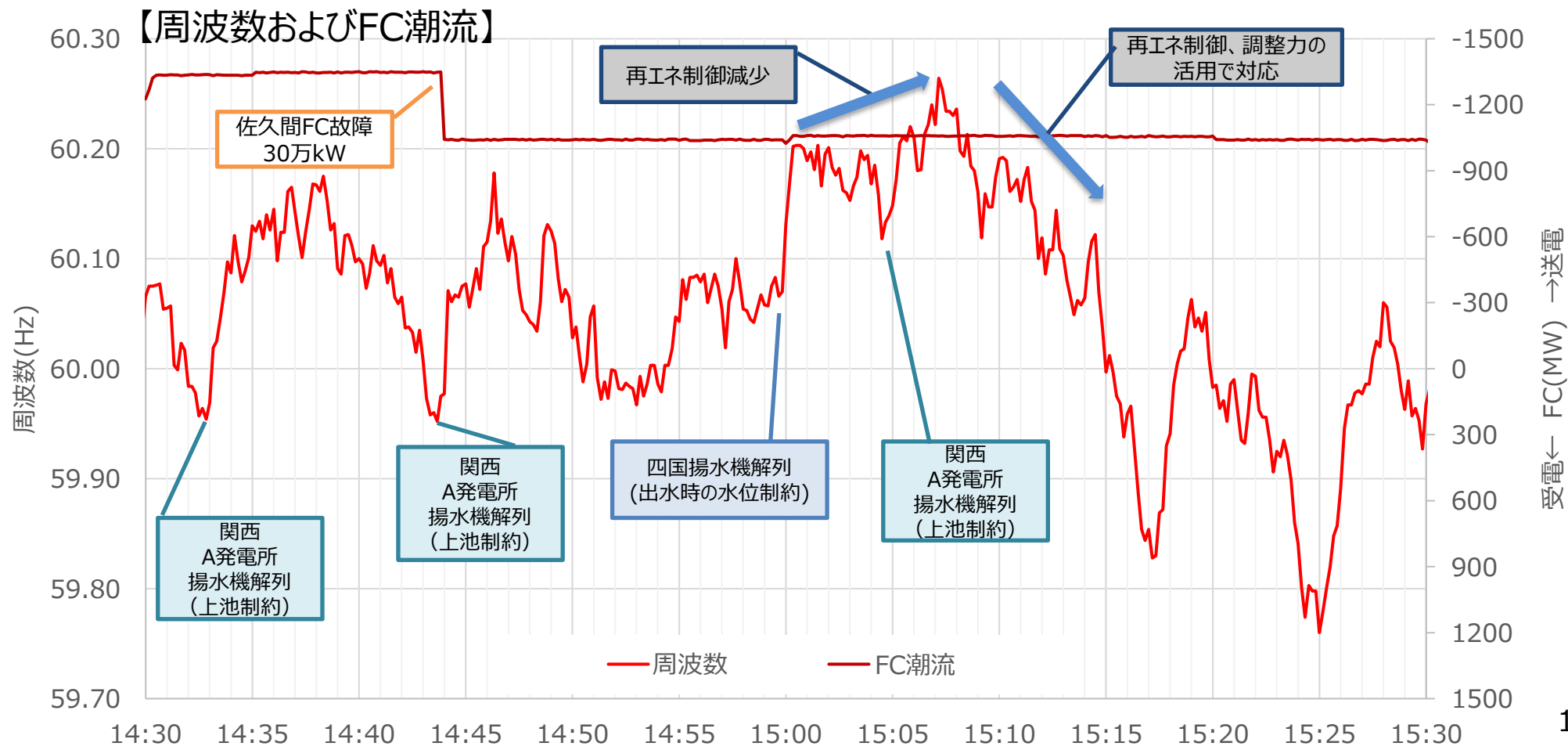
(出所) 各一般送配電事業者提出資料を元に資源エネルギー庁が作成

# 下げ代不足時の関西電力送配電の対応について

- 6月3日に関西電力送配電が電力広域機関に対して行った下げ代不足融通指示の要請は、当日、関西エリアにおいて、優先給電ルールに基づく対応を行った上で行われたもの。現行の優先給電ルールに照らして特に不適切な対応はなく、要請は適切であったと考えられる。
- 他方、下げ代不足融通指示の要請に至るまでの対応においては、改善すべき点も明らかとなっている。
- 例えば、前日段階でオフラインの再エネの出力制御の指示を行わない判断を行った際、本来計上すべきスポット市場における再エネの未約定分の計上漏れがあった。その結果、オフラインの再エネ出力制御指示が行われないうちに、実需給当日を迎えることとなった。
- 本事案の発覚後、既に改善措置がとられているものの、結果的に、下げ代不足融通指示の要請の前提が十分に満たされていなかった点は、大いに反省する必要がある。
- また、当日の対応においても、予め発電事業者と調整がなされていれば、電源Ⅲ及びオフライン太陽光・風力を抑制できた可能性がある。
- このため、関西電力送配電においては、下げ代不足回避に向けた運用の在り方を再検討し、その結果に基づき、必要な見直しを行うことが求められる。
- なお、再エネの導入拡大に伴い、今後、他のエリアにおいても下げ代不足が生じる可能性がある。このため、一般送配電事業者においては、関係事業者等と連携し、下げ代不足への対応の円滑化に向けて、運用方法の検討を深めていく必要がある。

# (参考) 60Hz系の一時的な周波数上昇について

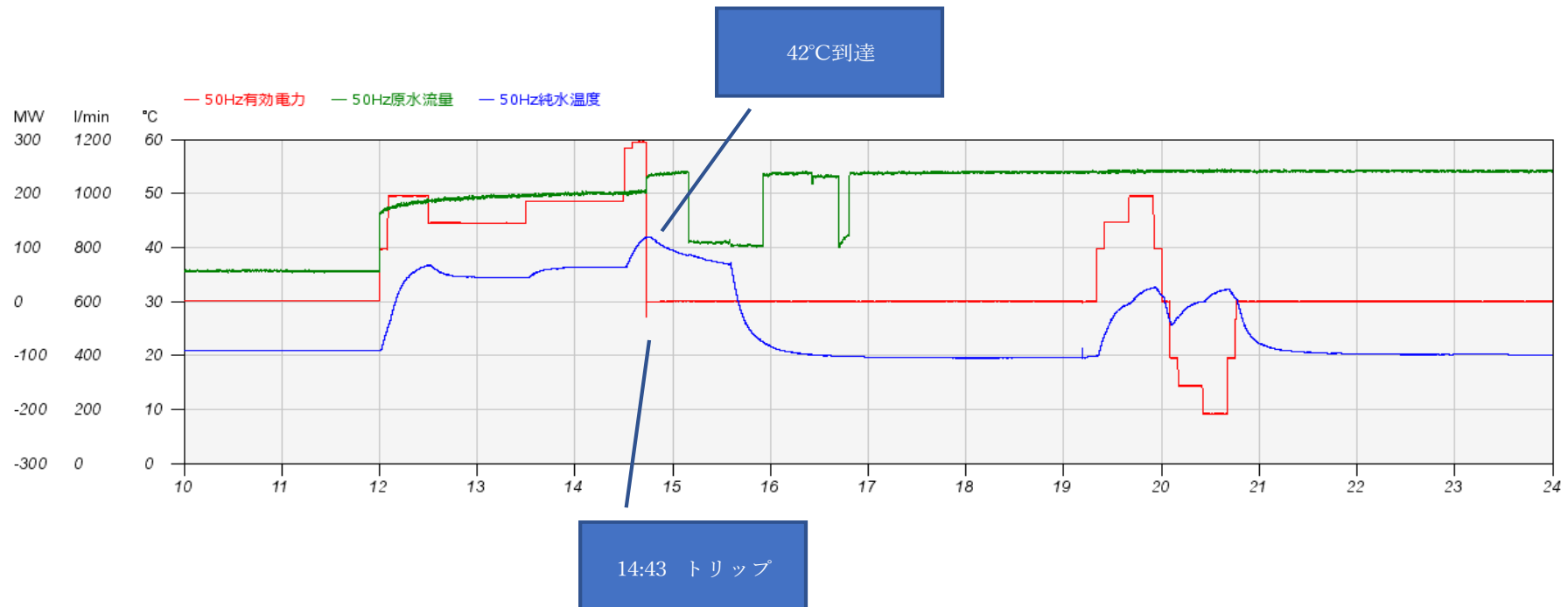
- 6月3日は、前日の豪雨の影響により、揚水運転に制約があるなど、下げ運用が難しい状況。
- 下げ代不足融通として東京エリアへ電力を供給中、14:43に佐久間FC（30万kW）が故障した。
- FCの故障により60Hz系で追加の下げ代が必要となったところに、上池制約等による揚水停止や一部エリアの再エネ出力制御の解除が重なり、周波数は15:07頃に60.268Hzまで上昇した。
- 解除した出力制御を再度実施するとともに、広域機関からも各エリアへ周波数調整を依頼した。その後、調整力の活用も含めて各エリアが対応し、周波数は安定した。



# (参考) 佐久間F Cのトリップ

- 佐久間FCのトリップ原因はサイリスタバルブの冷却系の故障による停止であった。

- ・発生日時：2023 年 6 月 3 日（土） 14:43
- ・運用状況：12:00から50Hz向けに300MWを融通中。当日は関西エリアにおける需要減少
- ・太陽光出力増などに伴い連系線空き容量を活用した融通が行われた。
- ・故障状況：以下のとおり、サイリスタバルブ（交直変換装置）の冷却系で重故障が発生しトリップに至った。
  - 14:36 純水装置軽故障発生（40℃）
  - 14:42 純水装置重故障発生（42℃）
  - 14:43 FC トリップ（直流設備故障，O-50 転送遮断 動作）
- ※21:15 現地調査にて健全性を確認し復旧

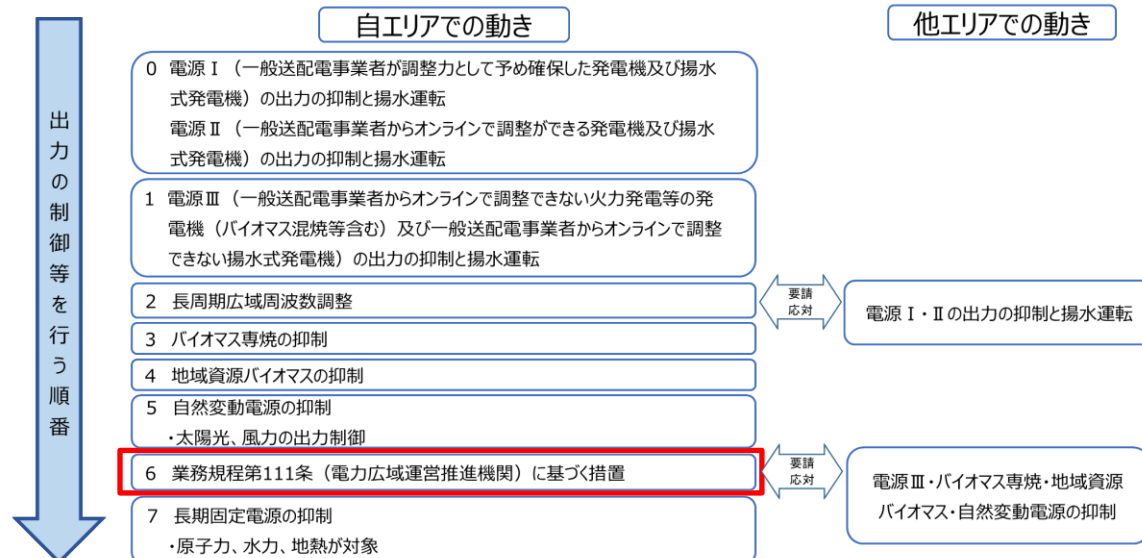


# (参考) 下げ代不足融通指示について

(出所) 第63回電力・ガス基本政策小委員会 (2023年7月24日) 資料3

- 電力の供給が需要を上回ると見込まれる場合、優先給電ルールに基づき、火力等の出力を引下げ、前日段階でエリアを超えた下げ調整力の活用（長周期広域周波数調整）を行ってもなお、供給余剰が見込まれるときは、バイオマス、更には太陽光、風力の出力を引き下げることとなる（再エネの出力制御）。
- 一方で、**再エネの出力制御を行ってもなお、供給余剰を回避できない場合**（＝下げ代不足）、広域機関は、供給余剰となったエリアの余剰電力を連系線を介して他エリアへ送電する、**下げ代不足融通指示を出す**こととなる。
- 一般送配電事業者は**自らの供給区域において、需給バランスを維持し、安定して電力を供給する責務**があるが、自エリアで下げ代不足を解消できなかった場合、他エリアから下げ代の融通を受ける融通指示の要請を行うことが生じ得る。他方、当該要請は自エリアにおいて優先給電ルールに基づく対応を**十全に行った上で初めて要請がなされるもの**である。

## 優先給電ルールに基づく対応



## (参考) 下げ代不足融通指示の実施について

- 6月3日(土)の関西エリアでは、前日予想より大幅な需要の下振れと日射量の上振れにより、あらかじめ確保していた調整力だけでは需給調整できない事態となり、**全国で初めて広域機関から下げ代不足融通指示が行われた。**
- これは、前日の豪雨による影響が大きいと考えられ、12時から16時までの間に東京電力パワーグリッドに最大60万kW、北陸電力送配電に最大5万kWの電気の受電指示が行われた。
- 関西エリアは、再エネ出力制御システムの運用開始前であり、当日にオンラインによる制御が行えず、**暫定運用が行われていたことも、融通指示に至った要因の1つ**と考えらる。
- 東京エリアへの供給にあたっては、連系線のマージンが使用されたが、同時時間帯に周波数変換設備の故障もあり、60Hz系の一時的な周波数の上昇も招いた。
- 広域機関からの下げ代不足融通指示により、電気の需給の状況は改善されたものの、**関西エリアで下げ代不足融通に至るまでの対応が適切に行われたかどうかについては、系統ワーキンググループにおいて、確認すること**としたい。

# (参考) 関西エリアにおける再エネ出力制御システム運用開始までの暫定運用方法

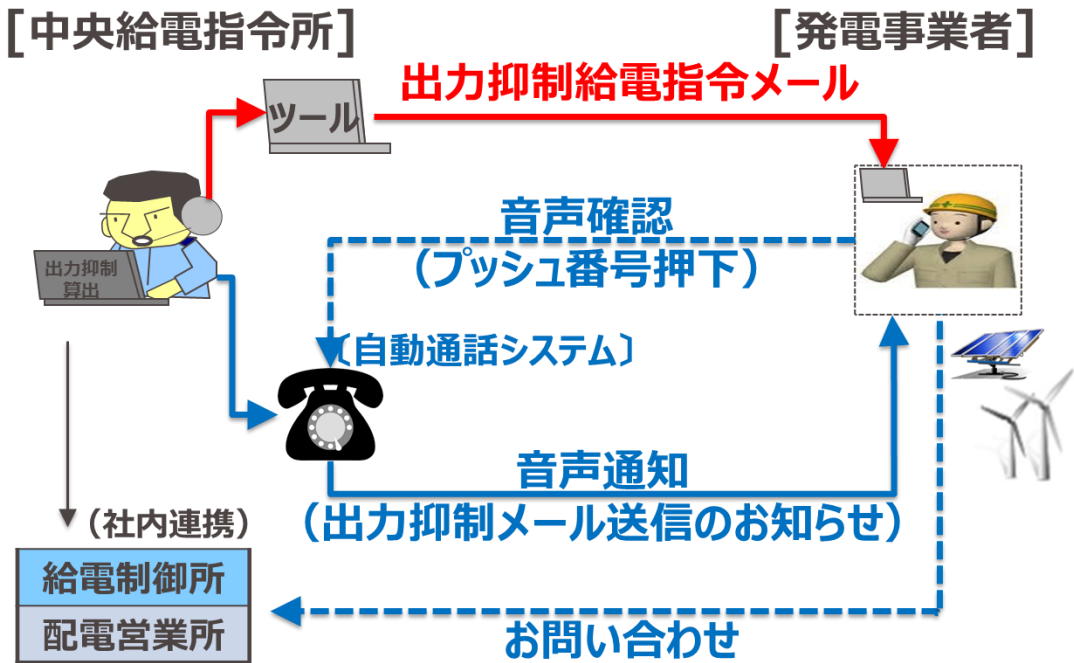
第61回 電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日）資料6

- 設備規模の大きい特別高圧受電の太陽光・風力発電事業者を制御対象に暫定運用。
- 制御対象の機会がグループ毎の輪番とし、可能な限り公平性に配慮。
- 今春・GW期間中に出力制御を実施した発電事業者は、再エネ出力制御システム運用開始（2023年10月予定）以降、制御順位を後順位にすることで、長期的な公平性に配慮。

## <暫定運用>

- ✓ 3日前から出力制御の可能性についてHPにて公表
- ✓ 前日の需給バランス確定後、中央給電指令所から電話・メールにて制御対象の発電事業者へ制御を指令
- ✓ 2日目以降の出力制御は、前回制御した発電事業者の次グループに出力制御の指令を実施
- ✓ オンラインでの追加制御ができないため、あらかじめ実効性を考慮し制御対象を決定
- ✓ 再エネ出力制御後は広域機関による事後検証にて妥当性を評価

## <発電事業者への指令ルート>



## <グループ毎の輪番制御>

| 設定順                       | 発電所     |
|---------------------------|---------|
| 太陽光<br>グループ 1<br>(20万 kW) | A 発電所   |
|                           | B 発電所   |
|                           | C 発電所   |
|                           | D 発電所   |
| 太陽光<br>グループ 2<br>(20万 kW) | E 発電所   |
|                           | F 発電所   |
|                           | G 発電所   |
| ...                       | ...     |
| 風力<br>グループ 8              | A A 発電所 |
|                           | ...     |

次回はグループ2に指令（輪番）

今回

次回

# (参考) 関西エリアにおける下げ代不足融通実施時 (6/3) の状況〔需要面〕

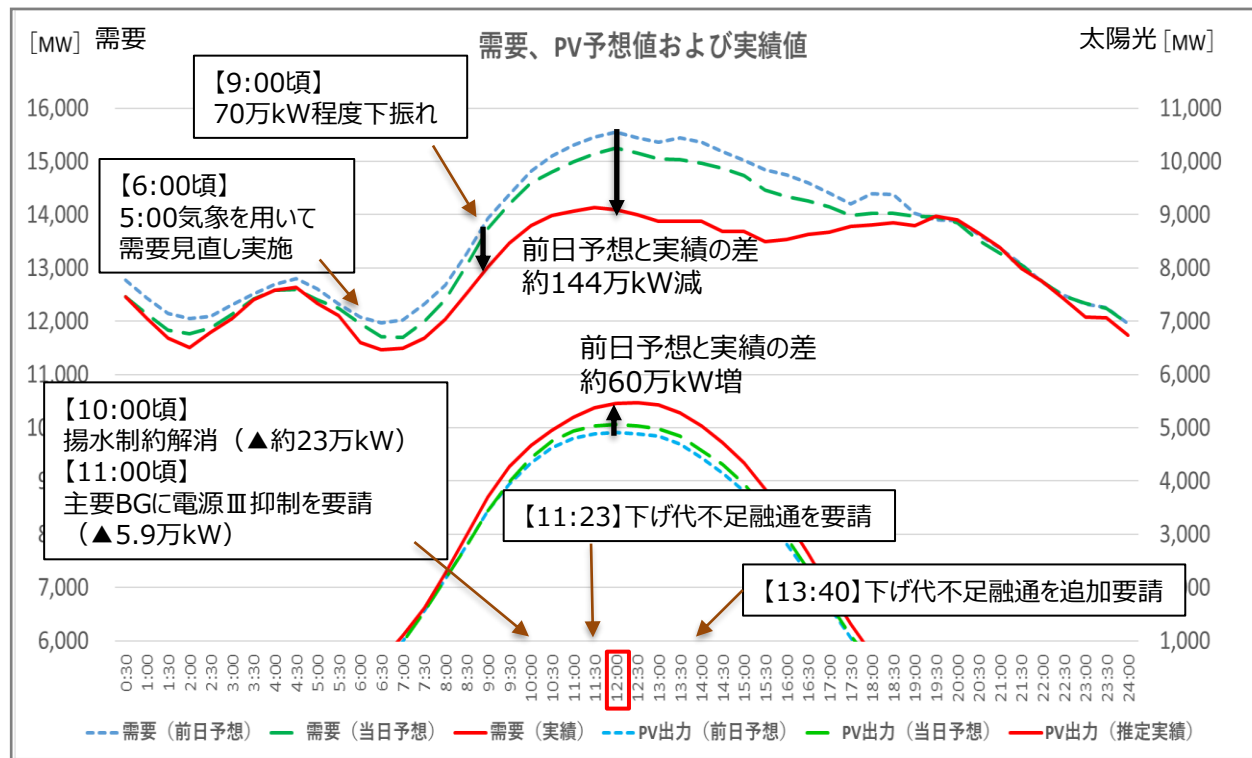
(出所) 第63回電力・ガス基本政策小委員会 (2023年7月24日) 資料3

## (1) 需要および日射量 前日予想との乖離

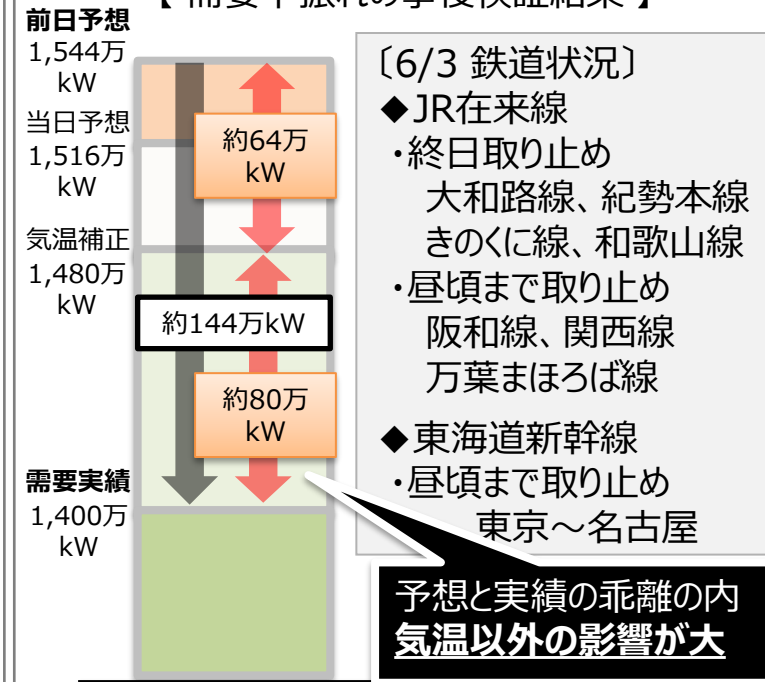
- 6/3 6時断面で見直したが、9時以降、前日予想をより**大幅な需要下振れ** (約144万kW)
- **日射量予想上振れ**により、PV出力 (約60万kW) 増加。
- 揚水制約解消や電源Ⅲ抑制による下げ代 (約29万kW) 確保に努めたものの 11時23分および 13時40分 広域機関へ下げ代不足融通の要請を行い、**最大61万kWの融通**となった。

## (2) 前日予想需要からの下振れ (約144万kW) 要因

- **気温下振れ (▲2.3℃)** によるもの (約64万kW)
- **前日豪雨や鉄道運休の影響、湿度低下など**によるもの (約80万kW)



## 【需要下振れの事後検証結果】



# (参考) 関西エリアにおける下げ代不足融通実施時 (6/3) の状況〔気象面〕

(出所) 第63回電力・ガス基本政策小委員会 (2023年7月24日) 資料3

## (1) 気温の下振れ (2.3℃低) 要因

- 衰退期にあった台風が予想よりも勢力を維持し、進行も早く進路も南よりとなったことから、**北風が強まり寒気が引き込まれた**ことで、想定より気温上昇とならなかった。

## (2) 日射量予測 (PV出力) 上振れ ( $131.2\text{W/m}^2$ ) 要因

- 前日予想では快晴に至らず、広い範囲で晴れと想定。当日は**台風や前線の影響が想定より小さく広い範囲で快晴ないしは晴れとなり、雲の発生域もごく一部の地域に限られた**ことから、PV出力が過小予測となった。

【台風2号進路】

【上空1,500mの気温場】

【前日3時発表の日射量予測値および実績値】

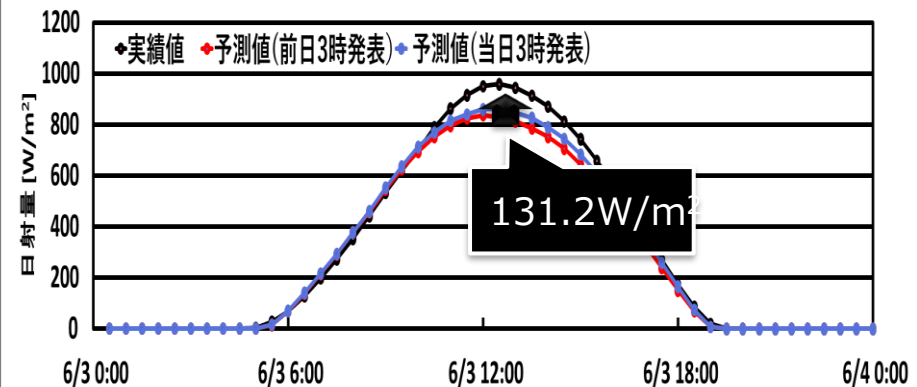
前日の予想(前日9時発表)

前日の予想(前日9時発表)

当日の予想(当日9時発表)

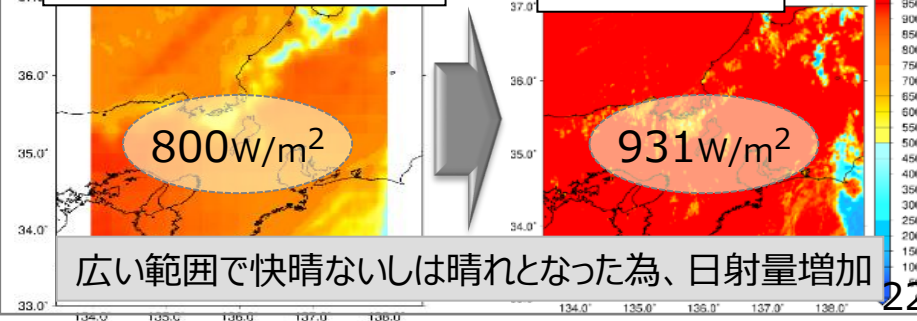
当日12時解析実況値

台風が南よりに推移し気圧も低く、北寄りの寒気が流入し気温が低下



13:00の予測値(前日3時発表)

13:00の実績値



# オンライン代理制御の導入について

- 一般送配電事業者がオンラインで出力制御できる**オンライン電源**は、出力制御の実施に際し、**オフライン（手動）電源**に比べて**実需給に近い柔軟な運用が可能**であり、**出力制御量の低減**に資するもの。
- **オンライン代理制御**とは、**オフライン電源に代えてオンライン電源を追加的に制御**（＝代理制御）した上で、**オフライン電源の発電量から代理制御分を控除**する一方、**オンライン電源の発電量に代理制御分を加算**し、両電源間の出力制御量の**差異を金銭精算**する仕組み。
- 2022年4月以降、**当面の間は、出力制御の実施対象外と整理されてきた旧ルール・500kW未満の太陽光発電設備**を、事業者間の**公平性を適切に確保**する観点から、**実施対象とするのにあわせ、オンライン代理制御を導入**した（九州エリアは2022年12月導入）。

【太陽光発電設備の出力制御実施対象拡大の範囲】

| 出力制御区分          |                   | 旧ルール                                      | 新ルール    | 無制限無補償ルール |
|-----------------|-------------------|-------------------------------------------|---------|-----------|
| 出力制御上限<br>無補償での | 500kW以上           | 年間30日                                     | 年間360時間 | 無制限無補償    |
|                 | 50kW以上<br>500kW未満 | 当面の間、<br>出力制御対象外<br>⇒2022年より<br>出力制御実施対象へ |         |           |
|                 | 10kW以上<br>50kW未満  |                                           |         |           |
|                 | 10kW未満            |                                           |         |           |

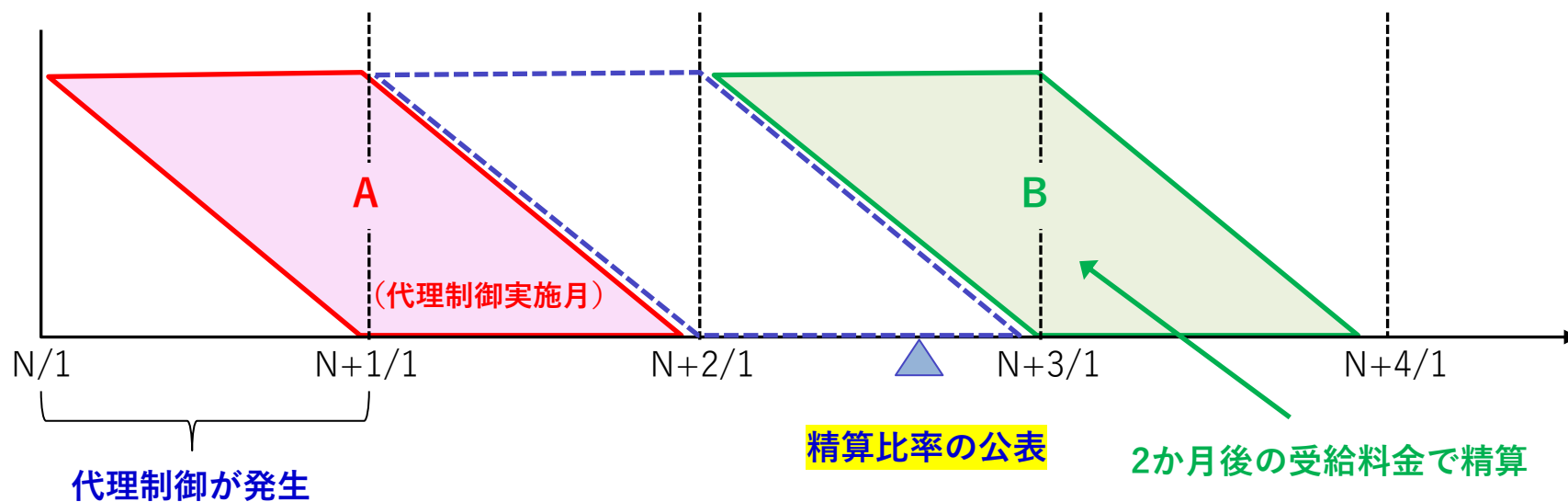
# オンライン代理制御の精算について

- オンライン代理制御の精算は、分散検針の関係で、精算比率の算定に必要な発電量実績が出揃うのが最短で代理制御実施の翌月末になることから、代理制御実施月※の2か月後の発電者への受給料金支払いのタイミングで実施されることになる。

※ オンライン代理制御が実施された月における検針日に属する料金月（以下「代理制御実施月」という）

- 代理制御実施月（A）の翌月に、オフライン（代理）制御事業者及びオンライン制御事業者への精算比率が各一般送配電事業者のホームページに公表される。
- 併せて、一般送配電事業者から買取義務者へは、代理制御実施月の2か月後の受給料金（B）算定向けに、代理制御実施月（A）の代理制御実績（発電者設備ごとの制御区分別、精算比率、代理制御調整電力量等）が、通知される。
- 発電事業者へは、一般送配電事業者からの通知情報に基づき、買取義務者から代理制御実績（発電設備ごとの制御区分別、精算比率、代理制御に係るみなし電力量等）が、通知される。

<精算比率公表スケジュール（イメージ）>



# オンライン代理制御に関する情報公開について

- オンライン代理制御の実施に当たって、再エネ事業者からは、次のような課題が挙げられている。
  - 代理制御の精算がいつ行われたものか、わかりづらい。
  - 代理制御実施月の2～3カ月後に届く購入電力料金明細書によって自らの代理制御量が通知されるまでの間、代理制御がどれだけ発生したのかわからない。
- 現状では、精算比率が買取月（N月）の翌月末（N+1月）に一送のHPに掲載される他、代理制御の実施回数については、遅くとも翌月末までに掲載される制御回数実績に内数として記載されている。
- なお、情報開示について、一般送配電事業者からは、早期の情報公開等に当たっては、検針のタイミングによりデータが揃わないこと、システム改修が必要であること等の課題がある。
- 以上を踏まえ、オンライン代理制御に関して、事業収益の予見性を高めるために、一般送配電事業者からどのように情報が公表されることが望ましいか。

# (参考) オンライン代理制御に関する情報公開について

## <出力制御回数実績>

九州本土の再エネ発電所への出力制御指示回数（2023年度）

| 日 付     | 再エネ区分/ルール区分/電圧階級 |                         |                             |       | 1発電所あたりの制御回数※1 |               |           |                 |       |
|---------|------------------|-------------------------|-----------------------------|-------|----------------|---------------|-----------|-----------------|-------|
|         |                  |                         |                             |       | 当日制御回数         |               | 累計制御回数    |                 |       |
|         |                  |                         |                             |       | 制御実行回数 ※2      | 代理制御考慮後の回数 ※3 | 制御実行回数 ※2 | 代理制御考慮後の回数 ※3.5 |       |
| 6/11(日) | 太陽光              | 旧ルール                    | 特高及び<br>高圧500kW以上           | オフライン | 0回             | 0.1回相当        | 2回～3回     | 22回～23回相当       |       |
|         |                  |                         |                             | オンライン | 0.2回           |               | 32回～33回   |                 |       |
|         |                  |                         | 高圧500kW未満<br>及び<br>低圧10kW以上 | オフライン | —              |               | —         |                 |       |
|         |                  |                         |                             | オンライン | 0.2回           |               | 32回～33回   |                 |       |
|         |                  | 無制限無補償ルール<br>(低圧10kW以上) |                             |       |                |               | 0.2回      |                 | 34.5回 |
|         |                  | ※4<br>風力                | 旧ルール<br>新ルール                | オフライン | 0回             |               | 21回       |                 |       |
|         | オンライン            |                         |                             | 0回    | 21回            |               |           |                 |       |
|         | 無制限無補償ルール ※5     |                         |                             |       | 0回             | 21回           |           |                 |       |

## <精算比率の公表例>

オンライン代理制御の精算比率（2023年6月末時点）

| 代理制御実施期間                 | 精算対象月分     | オンライン発電所            | オフライン発電所              |                |
|--------------------------|------------|---------------------|-----------------------|----------------|
|                          |            | 旧ルール及び<br>無制限無補償ルール | 旧ルール10kW以上<br>500kW未満 | 旧ルール500kW以上(注) |
| 2023年4月1日～<br>2023年4月30日 | 2023年7月検計分 | 25.52%              | —43.23%               | —38.73%        |

(注) 旧ルール500kW以上のオフライン発電所は、軽負荷等でオンライン発電所だけでは制御量が不足する際、電話、メールによる前日指令に基づく出力制御（現地操作等による自発電所の発電停止）を実施頂く場合があります。  
この場合、自発電所の発電停止を考慮した精算比率となり、自発電所の発電を停止しない（オンライン代理制御のみの）旧ルール10kW以上500kW未満のオフライン発電所と異なる精算比率となります。

東北本土の再エネ発電所への出力制御指示回数（2023年度）

| 日付     | ルール区分/出力制御方法  |         | 今回指示対象発電所数※1 | 1発電所あたりの<br>累計制御指示回数※2,3 |
|--------|---------------|---------|--------------|--------------------------|
| 6/4(日) | 旧ルール          | オフライン   | 797件         | 4回～5回                    |
|        |               | オンライン   | 10件          | 1回～2回                    |
|        | 新ルール※4        | オフライン※5 | 54件          | 4回                       |
|        |               | オンライン   | 17件          | 1回～2回                    |
|        | 無制限無補償<br>ルール | オフライン※5 | 35件          | 4回                       |
|        |               | オンライン   | 15件          | 1回～2回                    |

## <発電事業者への通知内容イメージ>

| 買取<br>年月<br>(N+2月) | 精算<br>対象<br>年月<br>(N月) | 制御<br>区分<br>(オン/<br>オフ) | 計量値にもとづく買取料金 |                 |                    | 代理制御調整金    |                  |            |                        |                   | 支払金額                          |                |
|--------------------|------------------------|-------------------------|--------------|-----------------|--------------------|------------|------------------|------------|------------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|
|                    |                        |                         | 調達<br>価格①    | 調達<br>kWh②<br>※ | 調達金額<br>③<br>(①×②) | 調達<br>価格①' | 調達<br>kWh②'<br>※ | 精算<br>比率④' | 精算<br>kWh④'<br>(②'×④') | 調整金額⑤'<br>(①'×④') | 申請金額<br>④<br>オン③+⑤'<br>オフ③-⑤' | うち<br>消費税<br>額 |
|                    |                        |                         |              |                 |                    |            |                  |            |                        |                   |                               |                |

※②は当該月のkWh ②'は2か月前のkWh

※オンラインの累積制御指示回数に代理制御による指示日数を含む。  
※同一ルール内の出力制御日数の公平性から、旧ルールオフライン手動とオフライン代理の日数は概ね同一と考えられる。

1. 再エネ出力制御の短期見通し
2. 再エネ出力制御の実施状況について
- 3. 再エネ出力制御の抑制に向けた更なる取組について**

## 更なる対策の基本的な考え方

- 5年前に九州エリアで初めて行われた再エネの出力制御は、再エネの導入拡大とともに、全国に拡大している。また、昨年来の電気料金高騰に伴う節約・節電効果に伴う電力需要の減少もあり、足元の出力制御量は増加傾向にある。
- こうした状況変化を踏まえつつ、2030年のエネルギーミックス実現に向けて、更なる再エネの導入拡大を図るためには、**出力制御の抑制に向けて、これまで以上に踏み込んだ取組が求められる。**
- 具体的には、例えば、従来、費用対効果や事業者理解等の観点から、必ずしも十分に検討してこなかった取組についても、改めて検討を行う必要がある。
- その際、**個々の取組に付随する社会的費用については、中長期的な視点で便益と比較しつつ、再エネの更なる導入拡大を進める観点から、その負担の在り方を検討することが重要**である。
- また、**効率性の観点から、市場メカニズムをできる限り活用する一方、エネルギー政策の大前提となる供給の安定性を損なわないよう留意**する必要がある。
- このような観点から、足元の対策は引き続き進めながら、供給面、需要面、系統面それぞれにおいて取り得る取組について、幅広く検討の上、**年内を目途に、再エネの出力制御低減に向けた新たな対策パッケージを取りまとめる**こととする。

- 更なる再エネの導入拡大に向けて、費用対効果を踏まえつつ、足元で増加傾向にある再エネの出力制御の抑制に向けて、幅広い取組を行っていく必要がある。
- 2021年末に取りまとめた対策パッケージを補完・強化する更なる取組として、以下に掲げるもののほか、どのような取組が考えられるか。

## <短期対策>

- － 発電設備のオンライン化の更なる推進
- － 全国大での火力の最低出力引下げ等（揚水の最大限活用含む）
- － 蓄電池や水電解装置、ヒートポンプによる需要創出
- － 電源制限装置の設置等による関門連系線の再エネ送電量の拡大

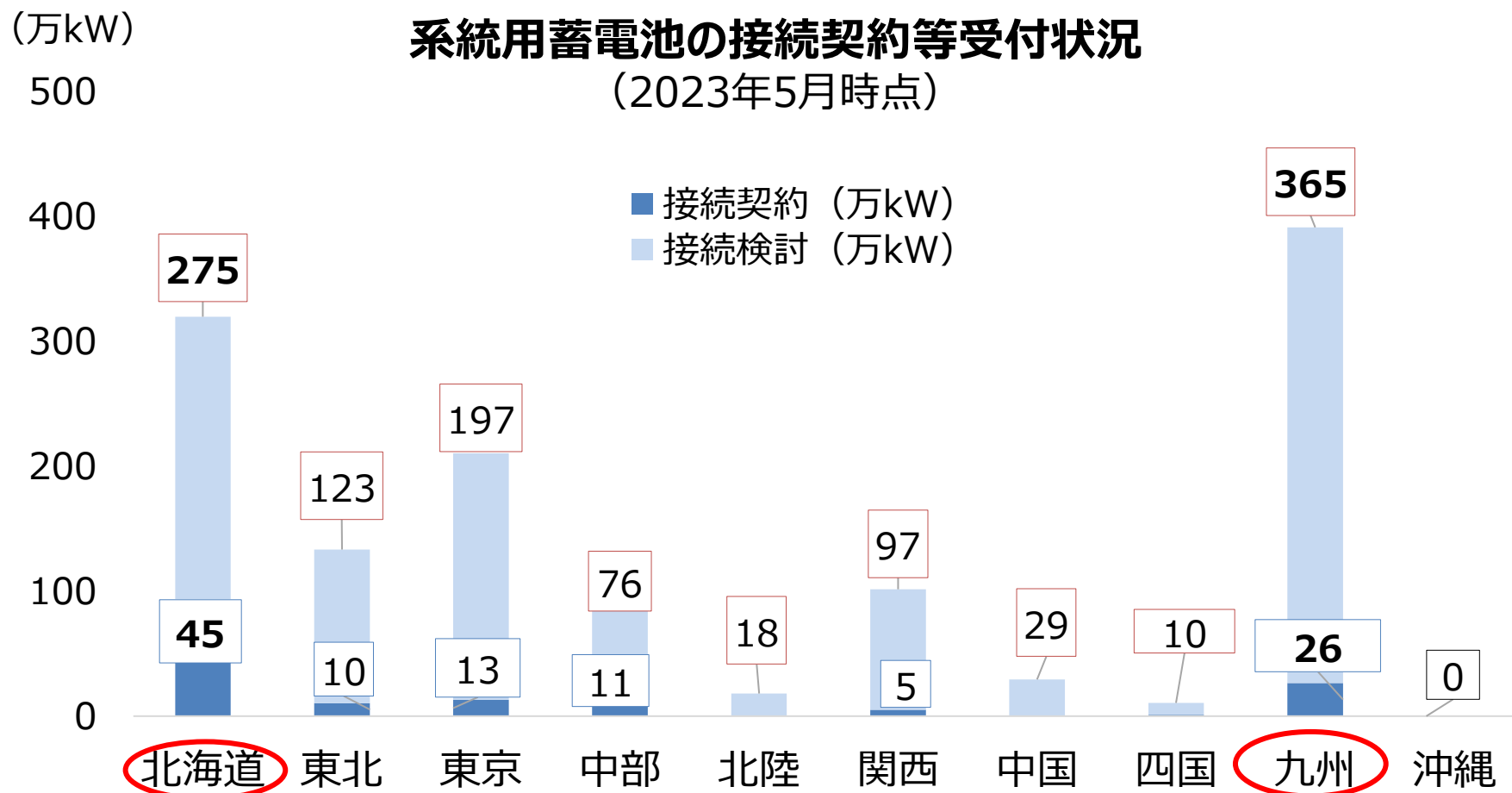
## <中長期対策>

- － 地域間連系線の増強 ◆
- － 変動再エネ（風力・太陽光）の調整力としての活用
- － 価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

※ ◆は2021年末に取りまとめた対策パッケージに同じ。

## 短期対策：系統用蓄電池の導入

- 再エネの出力制御等に活用される**系統用蓄電池は、ここ1, 2年で急速に導入が拡大。**  
全国で**接続検討受付が約1,200万kW、契約申込が約112万kW**となっている。  
※接続検討のすべてが接続契約に至るものではない。なお、通常、契約から設置まで2年程度を要する。
- エリア別では、**特に北海道や九州で導入が進んでいる。**



# (参考) エリア別の系統用蓄電池の接続検討等の受付状況

## ＜接続検討等の受付状況＞

(単位) 上段：件  
下段：万kW

| 2023.1末      | 北海道<br>NW | 東北<br>NW | 東京<br>PG | 中部<br>PG | 北陸<br>送配電 | 関西<br>送配電 | 中国<br>NW | 四国<br>送配電 | 九州<br>送配電 | 沖縄<br>電力 | 合計    |
|--------------|-----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|----------|-------|
| 接続検討受付       | 107       | 50       | 222      | 27       | 8         | 25        | 7        | 2         | 134       | -        | 582   |
|              | 251.3     | 101.5    | 140.4    | 63.8     | 12.6      | 48.6      | 17.2     | 3.8       | 239.5     | -        | 878.7 |
| 接続契約申込<br>受付 | 14        | 4        | 3        | 3        | -         | 2         | 2        | -         | 10        | -        | 38    |
|              | 29.9      | 10.2     | 12.1     | 1.5      | -         | 4.8       | 0.7      | -         | 7.5       | -        | 66.8  |
| 連系済          | -         | -        | -        | 1        | -         | -         | -        | -         | 2         | -        | 3     |
|              | -         | -        | -        | 0.0      | -         | -         | -        | -         | 0.2       | -        | 0.3   |
| 合計           | 121       | 54       | 225      | 31       | 8         | 27        | 9        | 2         | 146       | -        | 623   |
|              | 281.2     | 111.7    | 152.5    | 65.3     | 12.6      | 53.4      | 17.9     | 3.8       | 247.3     | -        | 945.8 |

注1 2023.1末時点のデータを各一般送配電事業者において集計（東京電力PGと九州電力送配電は2023.2.9時点）

| 2023.5末      | 北海道<br>NW | 東北<br>NW | 東京<br>PG | 中部<br>PG | 北陸<br>送配電 | 関西<br>送配電 | 中国<br>NW | 四国<br>送配電 | 九州<br>送配電 | 沖縄<br>電力 | 合計     |
|--------------|-----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|----------|--------|
| 接続検討受付       | 110       | 65       | 245      | 43       | 10        | 40        | 14       | 5         | 190       | -        | 722    |
|              | 274.8     | 122.8    | 197.4    | 76.0     | 18.1      | 96.5      | 29.2     | 9.5       | 364.7     | -        | 1189.0 |
| 接続契約申込<br>受付 | 19        | 5        | 29       | 5        | -         | 3         | 1        | 1         | 26        | -        | 89     |
|              | 44.8      | 10.4     | 13.0     | 10.7     | -         | 5.0       | 0.2      | 1.2       | 26.4      | -        | 111.7  |
| 連系済          | -         | -        | -        | 1        | -         | -         | -        | -         | 3         | -        | 4      |
|              | -         | -        | -        | 0.0      | -         | -         | -        | -         | 0.4       | -        | 0.5    |
| 合計           | 129       | 70       | 274      | 49       | 10        | 43        | 15       | 6         | 219       | -        | 815    |
|              | 319.6     | 133.2    | 210.4    | 86.8     | 18.1      | 101.6     | 29.3     | 10.6      | 391.6     | -        | 1301.2 |

注2 2023.5末時点のデータを各一般送配電事業者において集計（九州電力送配電は2023.6末時点）

注3 高圧以上について集計

注4 端数処理により、合計値が合わない場合があります

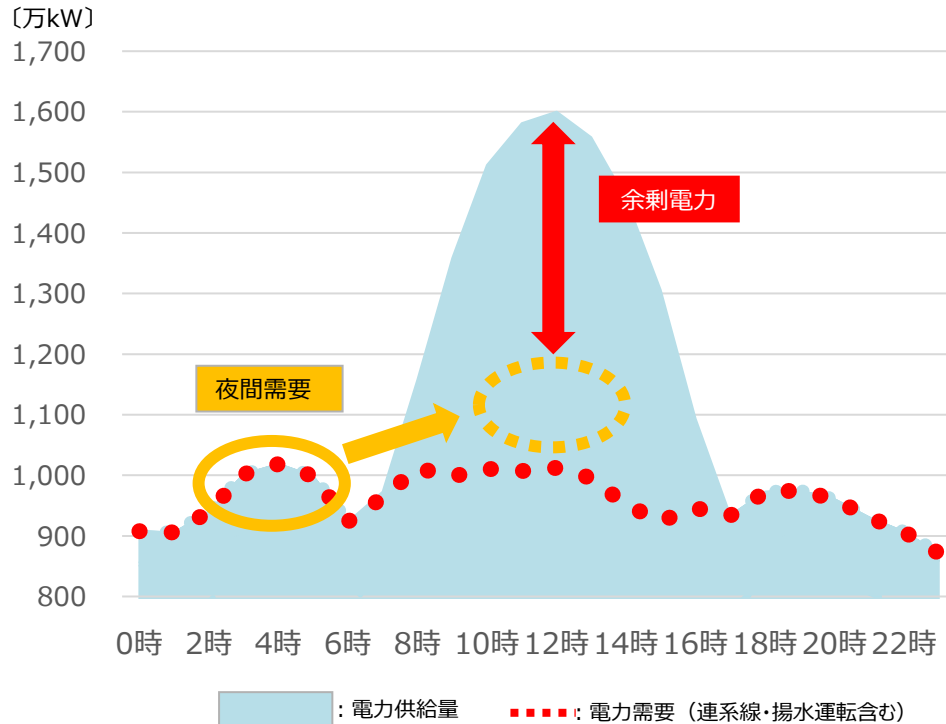
注5 接続検討受付した案件がすべて連系まで至るわけではないことに留意が必要

## 短期対策：ヒートポンプ給湯器等による需要の創出・シフト

- 電力供給における太陽光の比率が高まるにつれて、卸電力市場における約定価格は、昼間に安価となる一方、朝夕と夜間は相対的に高くなる傾向が強まっている。
- 一方、家庭において電力需要の大きなヒートポンプ等は、夜間の電気料金が安い電気料金メニューに合わせ、明け方に蓄熱を行うことが多い。例えば、九州では、明け方4時頃の電力需要が前後の時間帯に比べて100万kW以上増加している。こうした電力多消費機器の使用時間を夜間から昼間にシフトできれば、再エネの出力制御の抑制に大きく寄与することが期待できる。
- 他方、これらの機器の中には、現状、明け方に電力を消費するようタイマーがセットされ、柔軟かつ容易に設定時間を変更できない機器もあるとの課題がある。また、小売電気事業者が料金メニューやサービスにより、インセンティブを付与しなければ、仮に昼夜で需要をシフトしたとしても、需要家にとってメリットがない。こうした中で、社会的な便益の大きな電力多消費機器の需要シフトを促進するため、どのような対応が考えられるか。
- 例えば、小売電気事業者に対し、需要家にDRのメリットを与える料金メニューやサービスの提供を促進するため、規制的手法または誘導的な手法を用いることについて、どのように考えるか。また、電力多消費機器については、使用時間の変更あるいは遠隔制御を可能とするため、規制的手法または誘導的な手法を用いることについて、どのように考えるか。  
※なお、事業者によるサービス開発のためには、データ公開の在り方などについても検討が必要となる可能性がある。
- また、家庭用だけでなく、系統用蓄電池や水電解装置など、今後導入増加が期待される大型の需要設備についても需要シフトを誘導できるような仕組みについて検討する必要がある。

# (参考) ヒートポンプ給湯器等による需要の創出・シフト

2023年4月9日 九州エリア需給実績



(出所) 九州電力送配電HP エリア需給実績よりエネ庁作成

家庭用ヒートポンプ給湯器導入量

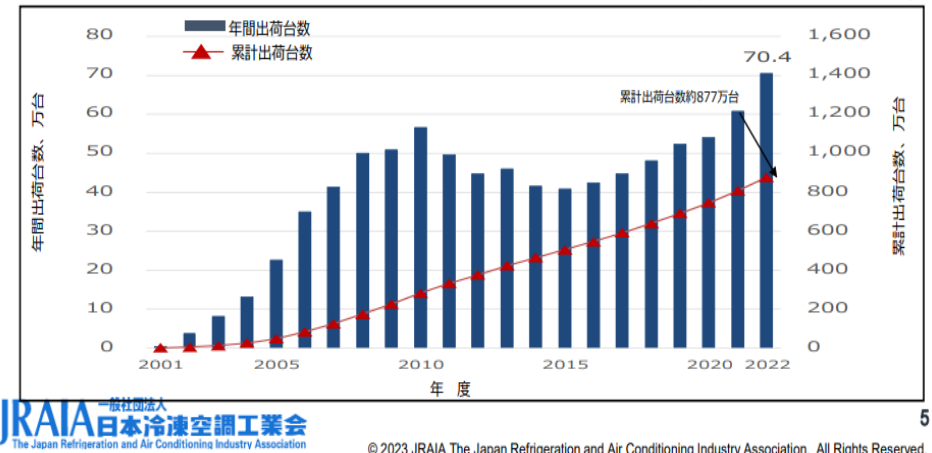
## ■家庭用ヒートポンプ給湯機の出荷台数

- 出荷開始は2001年からであり、**2022年度出荷台数は約70万台**。  
2022年度末までの**累計出荷台数は約877万台**。
- 主要なメーカーは7社。
- 2030年度末までに**導入・普及台数1,590万台が目標**(エネルギー需給見通し)

※「こどもエコすまい支援事業」、「給湯省エネ事業」などの補助金政策により、2022年度の出荷台数は増加。

## ●給湯機出荷台数の推移

(データは(一社)日本冷凍空調工業会調べ)



(出所) 第41回省エネルギー小委員会 (2023年5月24日)  
資料5 (日本冷凍空調工業会)

- 自動車や家電製品等32品目の機器や建材のメーカー等に対して、機器等のエネルギー消費効率の目標を示して達成を求めている。
- トップランナー基準は、製品の省エネ水準と技術進歩の見込み等を加味して策定し、企業ごとに目標年度に、出荷製品の消費効率の加重平均がトップランナー基準を上回ることを求めている。

エネルギー消費効率

製品A  
製品B  
製品C  
製品D  
製品E  
⋮

製品A' (5割以上)  
製品B' (5割以上)  
製品C' (5割以上)  
⋮

製品D' (5割以下)  
製品E' (5割以下)  
⋮

トップランナー基準

製品Aの省エネ水準と技術進歩の見込み等を加味してトップランナー基準を策定

企業ごとに目標年度に、出荷製品の消費効率の加重平均がトップランナー基準を上回る必要

トップランナー基準設定時

目標年度 (3-10年後)

- 左記のトップランナー制度を参考に、機器のメーカー等に対して、目標年までに一定のDR Ready機能や非化石エネルギー比率（※）の達成を求める仕組みを検討することについてどう考えるか。  
※ 例えば、電気や水素、eメタン等のCN貢献度等を踏まえた総合的な指標。

**<共通>**

- ✓ コスト/ベネフィット等の分析を踏まえた、対象商品セグメント・目標年・目標値の設定
- ✓ 消費者への情報提供や必要に応じた導入支援策

## ＜機器のDR Ready 対応＞

- ✓ DR Ready機能の定義
- ✓ インターオペラビリティやサイバーセキュリティ等



## ＜機器の非化石転換＞

- ✓ CN貢献度評価の技術中立性
- ✓ 集合住宅等の需要側の特性



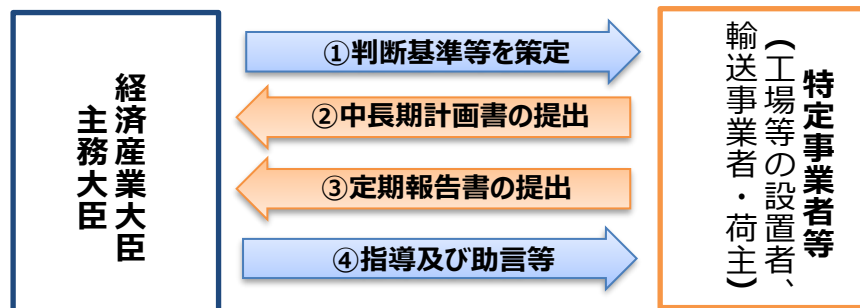
## (参考) ② : エネルギー小売事業者を通じたアプローチ

### 既存制度：工場等の定期報告等の制度

工場等の設置者、輸送事業者・荷主に対し、

- 省エネ・非化石転換に関する取組を実施する際の目安となるべき判断基準及び電気の需要の最適化に関する指針を示すとともに、
- 一定規模以上の事業者にはエネルギーの使用状況等を報告させ、省エネ取組が不十分な場合には指導・助言や合理化計画の作成指示、非化石転換の取組が不十分な場合には指導・助言や勧告等を行っている。

#### <工場等の定期報告等の仕組み>



### 論点

- 現行省エネ法の関連規定（※）をベースに、
  - ※ 消費者への情報提供規定（省エネ・コミュニケーションランキング）や電気事業者に係る措置。
- 左記の工場等の定期報告等の制度を参考に、一定規模のエネルギー小売事業者が、省エネ、非化石転換及び電気需要最適化に関する情報提供やサービスの提供（※）についての具体的な計画を設定（ブレッジ）し、その進捗を国が評価（レビュー）する仕組みを検討することについてどう考えるか。
  - ※ 省エネ・非化石化支援サービスや、需要家のDRを促す柔軟な料金メニューの提供等。
- 留意事項：
  - ✓ 対象となる小売事業者の設定（業種や中小零細事業者）・他制度との整理
  - ✓ 情報提供等の取組に留まらず、アウトカムに繋がる定量目標（※）の設定
    - ※ 海外の制度等を参考にしつつ、省エネ等の効果の数値化を検討。

# 短期対策：関門連系線の運用見直しによる再エネ送電量の拡大

- 関門連系線は、事故時に周波数上昇を抑制するため、即時に発電を止められる電制電源により運用容量を維持している。このため、前日のスポット取引後に連系線に空きがある場合、計画潮流に合わせて火力電制電源を抑制することで、再エネ制御量を抑制することが可能となる。

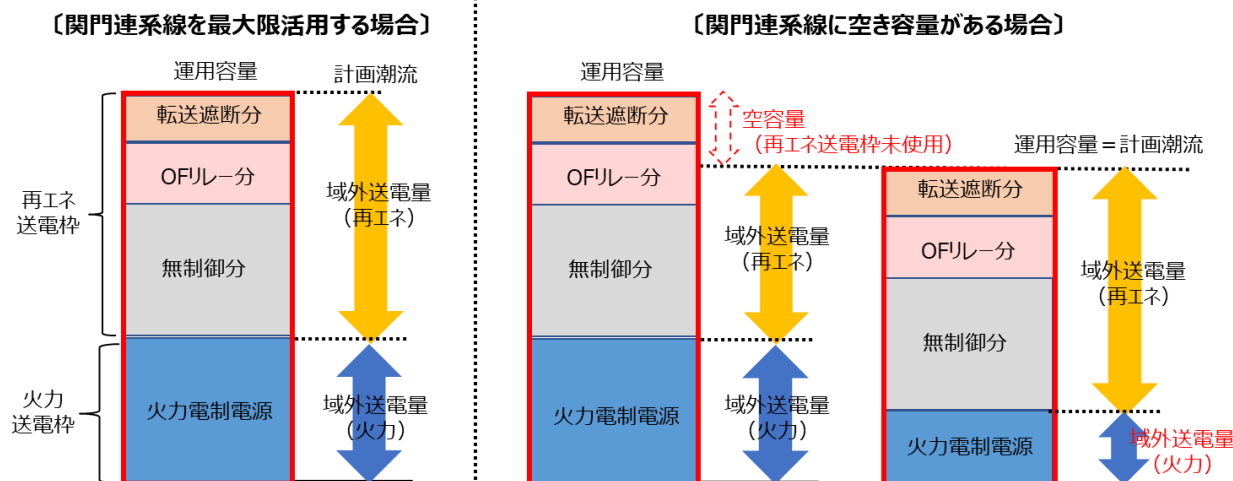
## 2. 対応案① 関門連系線を活用した再エネ出力制御低減策（運用対策）

11

- 関門連系線の軽負荷期の運用容量は、周波数限度※で決定されるが、関門2回線事故時の九州エリアの周波数上昇を抑制するための電制電源が一定量必要であり、前々日に確定した運用容量を維持するように火力電制電源の調整を行う場合がある。

※九州エリアの周波数上昇限度又は中国以東の周波数低下限度のどちらか低い方

- 一方、他エリアが再エネ出力制御により下げ調整力を確保する状況で、前日スポット取引後に関門連系線に空き容量がある場合、その後に関門連系線が最大限活用される蓋然性が低いことから、火力出力を可能な範囲で抑制し再エネに置き換える運用を検討している。
- 関係箇所と調整のうえ、運用が可能な場合は準備出来次第、運用開始したい。



# 短期対策 電源制限装置の設置等による関門連系線の再エネ送電量の拡大

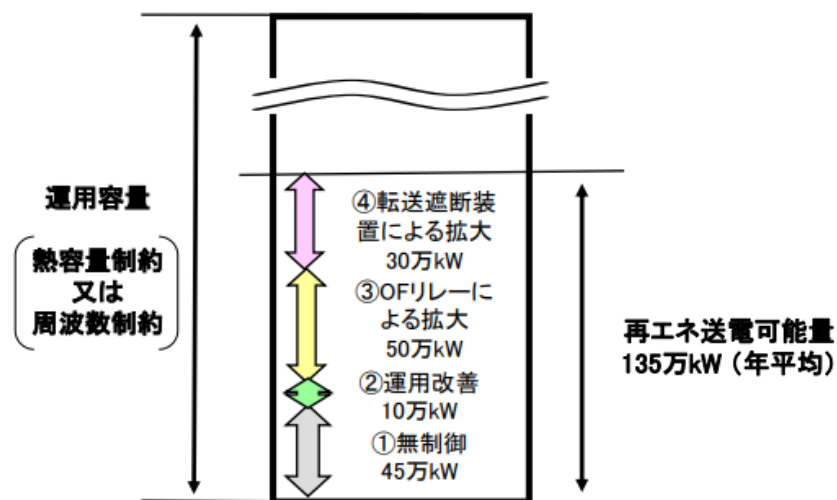
- 関門連系線の送電側の周波数制約による再エネ送電可能量（九州→中国）は、2016年度まで45万kW（最小時）であったが、九州エリア内の電源に対する制御装置の設置等により、2018年度以降は135万kWに拡大した。
- その結果、九州エリアの余剰再エネについて、中国エリアへの送電可能量が増加し、九州エリアの再エネの出力制御率の抑制に一定程度寄与している。
- 他方、現時点においてもなお、関門連系線の中国エリア向け運用容量（278万kW：熱容量制約）の限度一杯まで余剰再エネを送電するには至っていない。これは、主たる制約は受電側（中国エリア等）の周波数制約である一方、連系線トラブル時に九州エリアで電源を制御できる装置が再エネに十分設置されていないため、関門連系線に再エネが十分に流せていないことにも起因する。
- このうち、後者の対策として、太陽光や風力等、火力に比べて設備利用率の低い再エネへの制御装置の設置は相対的に費用対効果が低くなるが、再エネの出力制御の抑制に大きな効果を有することから、費用対効果を見極めつつ、具体的方策について検討を深めていくこととしてはどうか。  
※例えば、設備利用率が80%の火力の電源制御装置の効果は、20%の再エネの4倍（80万kWの制御量を確保するのに再エネでは400万kW分必要だが、火力では100万kW分で足りる）。
- 例えば、どのような電源や事業者への電源制御装置の設置が効果的か、また、設置費用の費用負担の在り方や設置スケジュールについて、検討していくこととしてはどうか。
- なお、一般送配電事業者においては、新たに再エネ向けの制御システムの設置等も必要となるため、並行して検討を深めていくこととする。

# (参考) 関門連系線の活用について

(出所) 第63回電力・ガス基本政策小委員会 (2023年6月27日) 資料5

- 再エネ出力制御量低減のための技術開発事業 (平成29年度補正予算 43.0億円) において、**約30万kWの電制電源量を確保し、関門連系線の再エネ送電可能量を拡大した。**

【連系線活用量100%のイメージ】



## 再エネ送電可能量拡大のための取組

- ①域外送電できる再エネ量は、従来45万kW (5月休日)
- ②連系線の運用改善 (+10万kW : 2017年度対策済)
- ③OFリレーを活用した電源制限量確保 (+50万kW : 2017年度対策済)
- ④転送遮断システムによる電源制限量確保 (+30万kW : 2019年度対策済)

【転送遮断システムにおける電源制限対象発電所】

| No. | 種 別   | 発電所名  | 電制見込み量※   |
|-----|-------|-------|-----------|
| 1   | 電源Ⅲ   | A 発電所 | 約 34 万 kW |
| 2   |       | B 発電所 |           |
| 3   |       | C 発電所 |           |
| 4   |       | D 発電所 |           |
| 5   |       | E 発電所 |           |
| 6   | バイオマス | F 発電所 |           |
| 7   |       | G 発電所 |           |
| 8   |       | H 発電所 |           |
| 9   |       | I 発電所 |           |
| 10  |       | J 発電所 |           |
| 11  |       | K 発電所 |           |
| 12  |       | L 発電所 |           |
| 13  |       | M 発電所 |           |
| 14  |       | N 発電所 |           |
| 15  | 太陽光   | O 発電所 |           |
| 16  | 風 力   | P 発電所 |           |
| 17  |       | Q 発電所 |           |

※再エネ出力制御時の発電量より算定

(出所) 第45回系統WG (2023年3月14日) 資料2-9

(出所) 平成29年度再生可能エネルギー出力制御量低減のための技術開発事業成果報告書

# **(参考) 再エネの出力制御低減に向けた新たな対策パッケージに係る主な御意見**

**(2023年6月21日 第52回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会)**

## **(委員)**

- 再エネ電制についてはコストや時間がかかる。英国では先進的な高速の周波数制御などの導入も検討している。日本は従来より先進的技術の導入は慎重であるため、変える必要がある。
- 九州の出力制御率はネガティブに映るものの、今後新規参入する際の立地誘導に繋がるのではないかと。
- 小規模なコジェネ等も一定の出力で運転されている可能性があり、kW的にも大きいのではないかと。小さい設備についても調査する必要があるのではないかと。
- ヒートポンプは対策をすることで短期的な効果が見込めるのではないかと。特に料金メニューについては検討要。令和3年のヒートポンプ普及率が10%に対し、電気温水器は8%もある。電気温水器のインパクトが四国九州ではかなり大きいと思料。電気温水器を新しいヒートポンプに買い替える費用の補助などは効果的ではないかと。
- ネガティブプライスを導入する前に託送料金がある程度ダイナミックにすることが必要ではないかと。昼間と夕方に分けて賦課金も高くなる等、ネガティブプライス以前に考えられるものもあるのではないかと。
- 四国・沖縄・中部エリアのオンライン化の加速は必須。第46回系統WGの判断に沿って対応してほしい。
- 需要立地のシフトは今から検討していく必要がある。関連する施策として、水素戦略についても統合的な検討をお願いしたい。
- 出力制御が増えていくことは消費者にとっても関心事項である。上げDRを需要家にお願いするものの、出力制御をしなくてもよいような情報提供を需要家にすることを進めてほしい。

## **(オブザーバー)**

- 新たな対策パッケージはぜひお願いしたい。一方でパッケージの完成を待たずしてできることは早くやってほしい。中長期対策については実際の実装は時間がかかると思うものの、検討は早くから始めていただきたい。
- 需要家や小売事業者が能動的に取り組める料金体系整備等が必要。また、出力制御が発生する時間帯等の情報が適切に共有されるような仕組みづくりをしてほしい。
- 蓄電池や上げDR等の分散設備を市場主導型で導入していくことが必要。

# (参考) 再エネの出力制御低減に向けた新たな対策パッケージに係る主な御意見 (2023年6月27日 第63回電力・ガス基本政策小委員会)

## (委員)

- 火力について新設だけでなく、既設についても50%から30%に最低出力の低下を求めていくことに対して、設備への負荷に対する懸念と、火力発電事業者に対して悪い方向のメッセージになるという懸念がある。調整力・供給力の観点で全体俯瞰してほしい。
- 需要のピークシフトについて、電力不足の際の消費者行動は動かしやすいが、上げDRは難しいもののまだまだ検討余地があるため、引き続き検討してほしい。
- 料金については、上げDRに対応できる料金メニューの設計も有効な打ち手と思料。
- 需要側の関与が重要。省エネだけでなく、消費者側への出力制御の周知や需要のコントロールが重要と思料。それでも再エネが増える場合は、蓄電池や水素電解装置も含んだ長期的な計画を立ててほしい。
- ネガティブプライスについて、需給調整に有効な手段と思料。一方、ネガティブプライス導入だけでなく、蓄電池併設に適切なインセンティブを与える等、両面で検討してほしい。
- 再エネは発電量の見通しが立てづらいので、上げ下げ両方の調整力を考えなければならない。単純に火力ばかりを下げると、下げ調整力が無くなるので、火力だけでなく総合的に調整力の確保をする必要がある。
- 昼は安く、夜は高いような料金メニューを作りたいものの、大手であればあるほど難しい。中小規模の事業者から対策を進めて、大手が追随する形の方が良いのではないか。
- ネガティブプライスについて、検討の俎上に上げて検討を進めるべき。一方で精緻かつ丁寧に議論すべき。
- 新しいヒートポンプの普及形態を誘導することは賛成。ヒートポンプだけでなくコジェネなどの他の技術も含めて、技術同士を競わせる形で検討していくこととしてはどうか。
- ネガティブプライスの議論を早く進めるべき。同時市場を睨んで対策することが尤もだと思料。同時市場に間に合うように議論は進めてほしい。

## (オブザーバー)

- ネガティブプライスについては、インバランスやFITとの整合性確保のため、丁寧な議論が必要。