

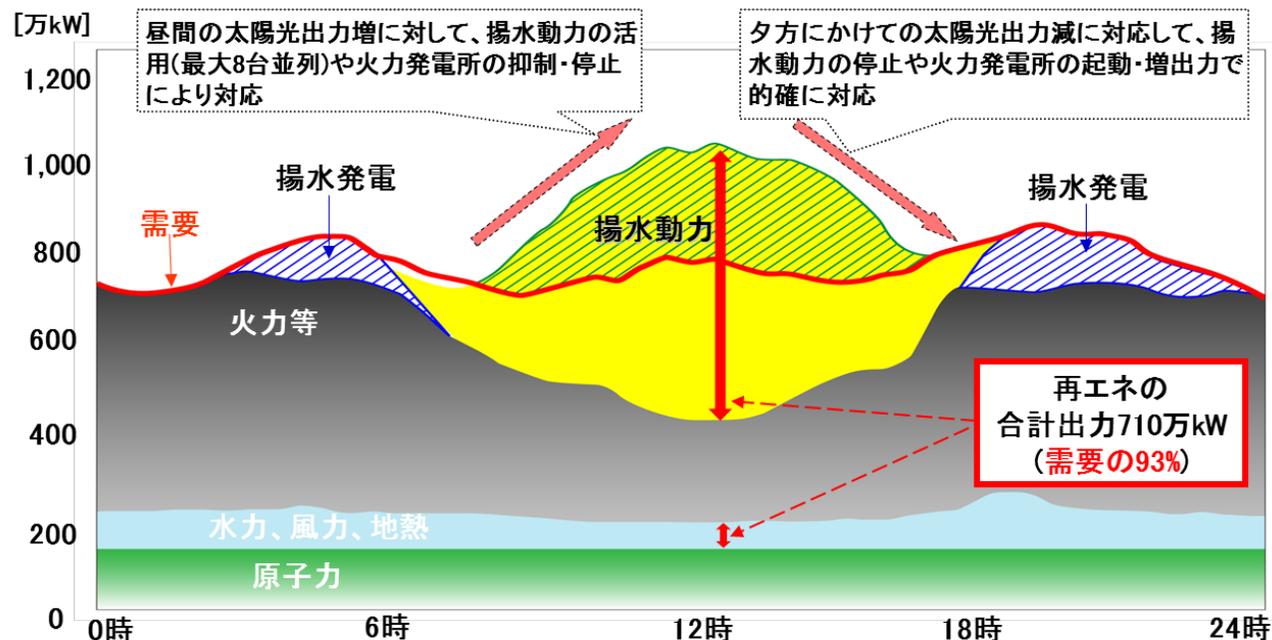
# 九州エリアの再生可能エネルギーの 出力制御に向けた対応について

2018年10月  
資源エネルギー庁

# 九州エリアの再生可能エネルギーの出力制御に向けた対応

- 九州エリアでは毎月5万kWのペースで太陽光発電の導入が進んでいる。この結果、2018年のゴールデンウィーク5月3日（13時）には、**再エネの出力が全体需要の93%（太陽光だけで81%）**を記録し、**足元でも再エネ導入が進行中**。
- こうした中で、電力需要の少ない春秋の休日や年末年始等には九州全体の発電量が需要量を上回る（電気が余る）可能性があり、**電気の需要と供給を一致させ、安定供給を維持**していくためには、電気が余る時間帯に**適切に電源を制御していくことが必要な段階**。
- 今後、FIT法省令や電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針でルール化された**優先給電ルールに従って再エネの出力制御**も行っていく必要がある。

＜2018年5月3日の九州の電力需給実績＞



＜優先給電ルールに基づく対応＞

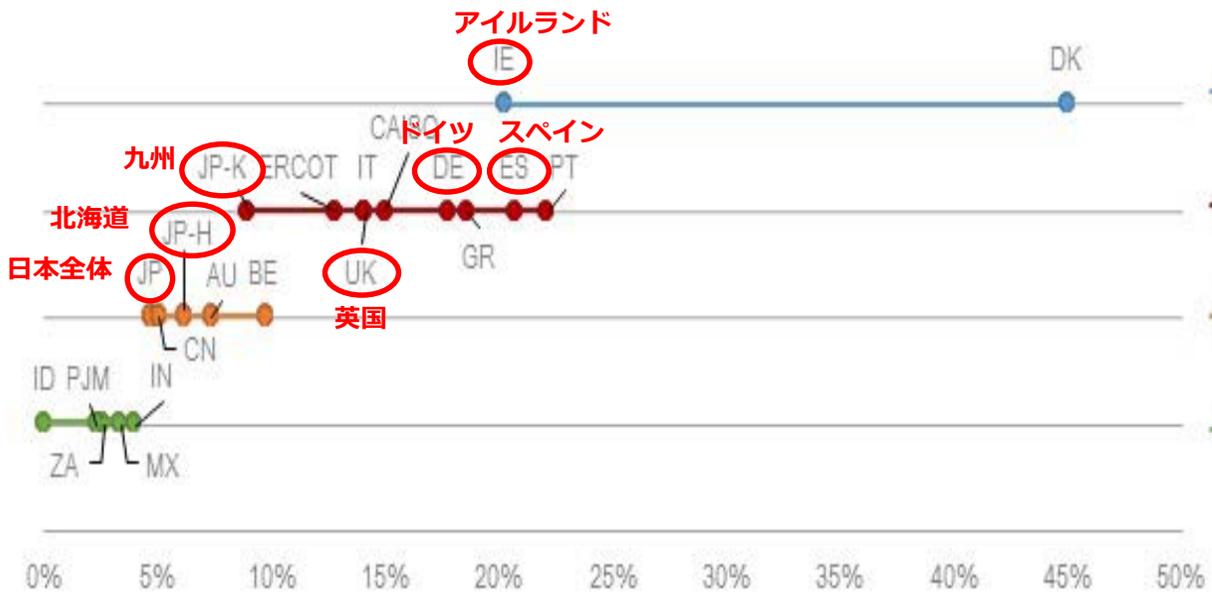
- ①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用
- ②他地域への送電（連系線）
- ③バイオマスの出力制御
- ④**太陽光、風力の出力制御**
- ⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御

※出力制御が技術的に困難

# 自然変動再エネの導入拡大とそれに応じた運用上の課題

- 国際エネルギー機関（IEA）によれば、自然変動再エネ導入比率にに関して4つの運用上のフェーズが存在する。
  - ・フェーズ1ではローカル系統での調整が必要となる。
  - ・フェーズ2では系統混雑が現れ始め、需要と変動再エネのバランスが必要となる。
  - ・フェーズ3では出力制御が起こり、柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となる。
  - ・フェーズ4では変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる。
- フェーズ4にはアイルランドとデンマーク、フェーズ3には欧州各国（ドイツ、スペイン、英国等）、フェーズ2には北米・南米・アジア・オセアニアの各国が位置する。九州は再エネ導入が進む欧州各国と同じフェーズ3に位置する。
- 再エネの出力制御は、自然変動再エネが増えれば電力の需給バランスを保つために必然的に起きうるものであり、アイルランド（フェーズ4）やスペイン（フェーズ3）などでも行われている。

<各国の変動再エネ比率と運用上のフェーズ（2016）>



各フェーズの特徴	
●	フェーズ4：特定の時間に再エネの割合が大きくなり安定性が重要になる
●	フェーズ3：需給の変動に対応できる調整力が必要となる
●	フェーズ2：オペレーターが認識できる負荷が発生
●	フェーズ1：系統に対して顕著な負荷無し

変動再エネ導入割合(%)

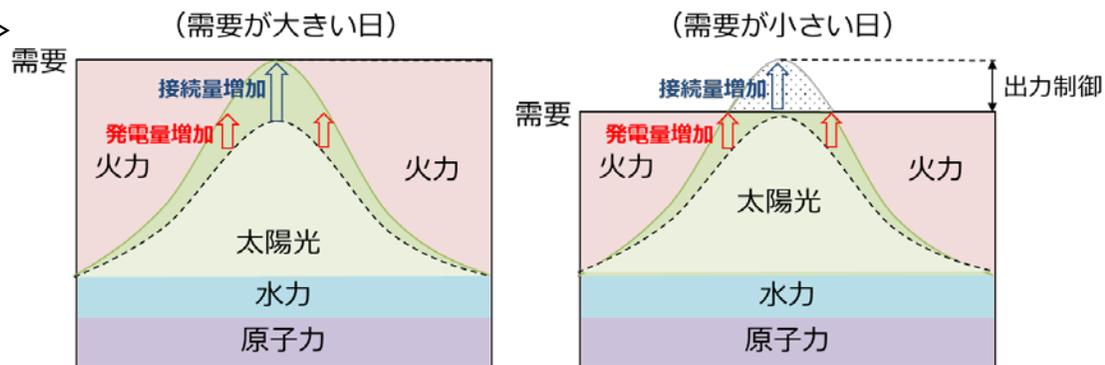
(出所) IEA「System Integration of Renewables」を基に作成

- 再エネの出力制御はFIT法省令でルール化されており、発電事業者と電力会社の接続契約締結時の前提となっている。
- 出力制御を前提とすることで、再エネの接続量が増加するとともに再エネの発電量が増加し、再エネの最大限の導入に寄与。
- なお、長期固定電源である原子力を太陽光よりも先に抑制する場合、原子力の発電量を火力と太陽光が代替することになり、国民負担の増加やCO2排出量の増加を招く。例えば、100万kWの原子力発電所を止めて、太陽光と火力で同じ量の電気を供給する場合、概算すると1日あたり1.3億円の国民負担が増加。（※）

（※）発電コスト検証ワーキンググループ（2015年5月）のデータに基づき、発電コストを原子力10円/kWh、太陽光24円/kWh、火力（LNG）14円/kWhとし、太陽光の発電比率を14%（残りを火力）として概算した場合の数字。

[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/pdf/cost\\_wg\\_01.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf)

<再エネ発電量と出力制御の関係>



<原子力を太陽光・火力で代替した場合の影響>

