

再生可能エネルギー出力制御の 低減に向けた対応について

2018年11月
資源エネルギー庁

1. 九州における出力制御の実績

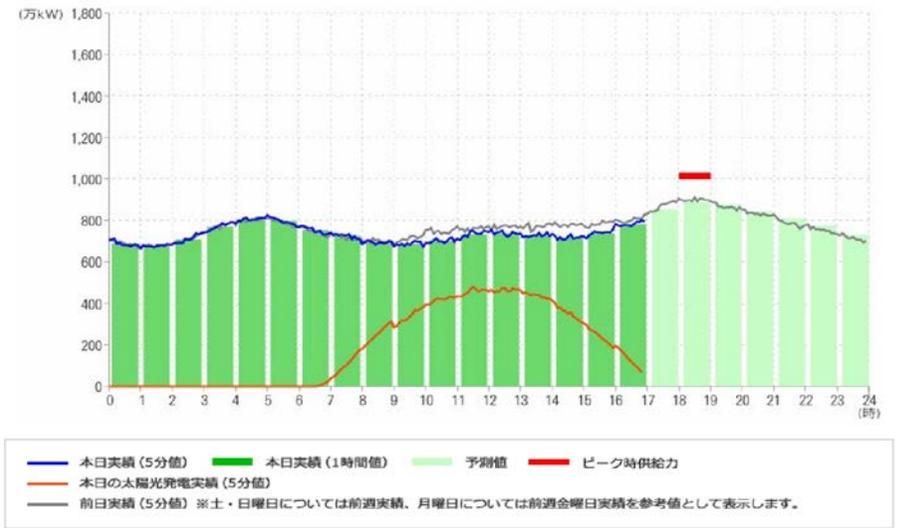
電力需給 (10月21日 (日))

- 10月21日の九州の昼間も晴天に恵まれ、太陽光発電が増加。休日かつ空調需要も低下。
→ 需要を供給が上回ると、停電となるおそれがあるため、太陽光の出力制御を実施。
- 電力需要：732万kW (制御量最大断面：11:30~12:00) (当日朝予測：728万kW)
→ 実需給断面の需要はほぼ予測どおり。
- 太陽光発電：(制御前) 551万kW (11:30~12:00) (当日朝予測：588万kW)
→ 雲の発生による太陽光出力の下振れ。
- 太陽光の下振れに対応するため、火力・揚水で必要な調整力を確保。
- 関門連系線は最大限活用して本州へ送電 (九州→本州方向に概ね194万kW程度)。

<九州の需給バランス (10月21日)>

項目	前日16時計画※1 (12時~12時30分)	当日9時計画※1・2 (12時~12時30分)	実績※3 (11時30分~12時)	当日10時差
エリア需要	728	728	733	+5
蓄電池・揚水	226	226	184	▲42
域外送電	196	196	194	▲2
小計①	1,150	1,150	1,111	▲39
供給力 (太陽光制御前)②	1,268	1,268	1,204	▲64
太陽光 (制御前)	588	588	551	▲37
制御量②-①	118	118	93	▲25

<九州の電力需要の推移 (10月21日)>

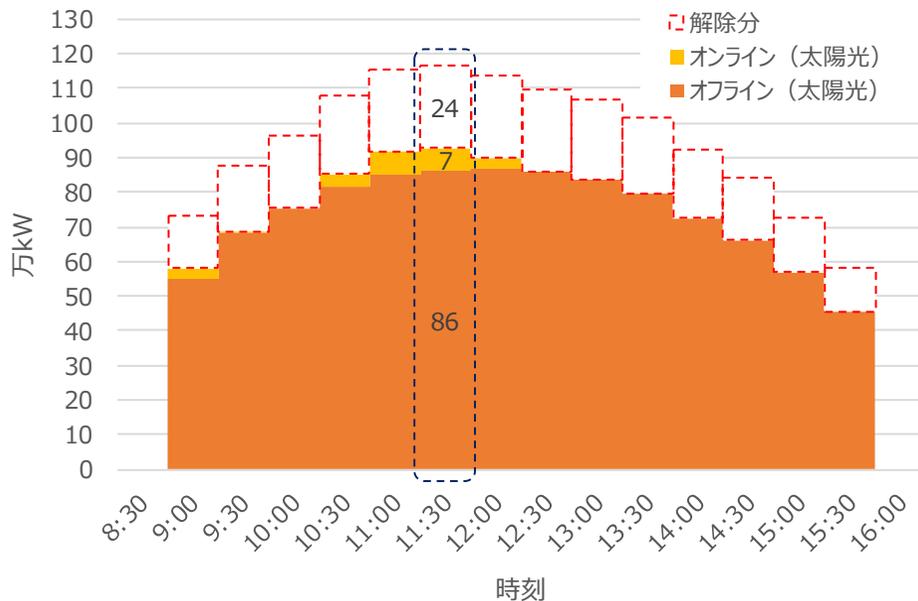


・数値は送電端の値です。
 ・0時から10時10分頃は、データが更新されません。予めご了承下さい。
 ・太陽光発電実績は、日射量による推計値を含む九州エリア(本土、離島)の値です。

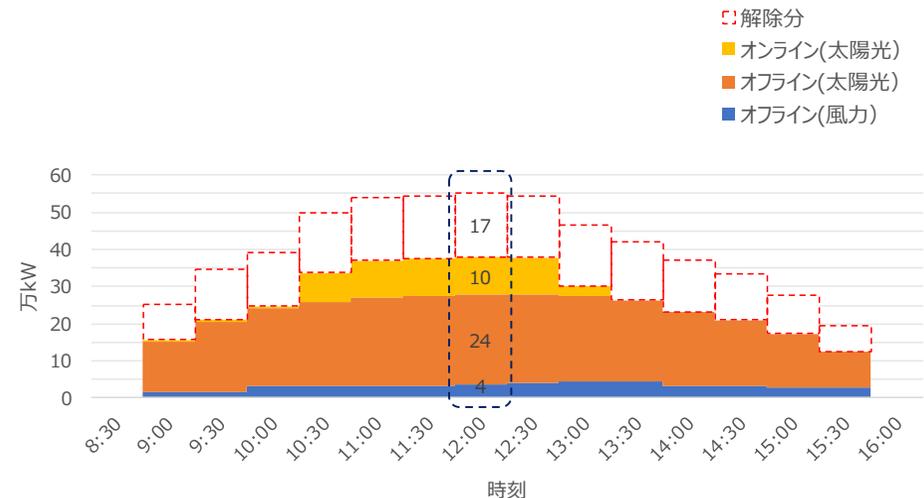
太陽光の出力制御の実績（10月21日（日））

- **前日通告内容：118万kW**に対し、「**9時～16時**まで出力制御の可能性あり」
 - 当日朝、変更なし（118万kW：オンライン制御31万kW、オフライン制御87万kW）
- **出力制御実績：最大93万kW**（オンライン制御7万kW、オフライン制御86万kW）
 - オンライン制御分は、当日の需給動向をみつつ、**実需給の各2時間前に最終決定**。
 - 最終的に**オンライン制御可能31万kWのうち、24万kW相当を解除**。
 - **オンライン制御については最長でも3.5時間の制御**（※オフライン制御は7時間制御）。

<太陽光の出力制御量（10月21日）>



<（参考）11月3日の出力制御量>



(参考) 九州エリアにおける出力制御順 (イメージ)

- **予め決められたグループ毎 (原則地域毎) に順番に制御**。グループ間の公平性は、**年間を通じた制御日数が同じになるように制御** (事業者間に差が生じた場合は次年度以降で調整)。
- **オフライン制御は設備容量が多い**ため、**地域バランスを考慮**して制御を実施。

制御方法	電圧区分	設備容量 (件数)	設備容量比	グループ	各グループの制御回数 (当年度)			
					1	2	N	
オンライン 太陽光 (当日2時間前 指令)	特別高圧	31万kW (20件)	7%	特高 (オンライン)			3月30日	次年度へ
	高圧/低圧	105万kW (2.2万件) (高圧 36万kW (590件) 低圧 69万kW (2.1万件))	24%	①北九州				
				②福岡				
				③佐賀				3月31日
				⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
				⑧鹿児島				次年度へ
オフライン 太陽光 (前日16時 指令)	特別高圧	75万kW (46件)	17%	特高 (オフライン)				次年度へ
	高圧	230万kW (0.2万件)	52%	①北九州				次年度へ
				②福岡				次年度へ
				③佐賀				次年度へ
				⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
				⑧鹿児島				次年度へ

(注) 設備容量比は制御可能な太陽光発電設備 (441万kW) に対する比率

各グループ毎の設備容量
(※グループによって容量が異なる)

2. 出力制御量の低減に向けた対応の方向性（案）

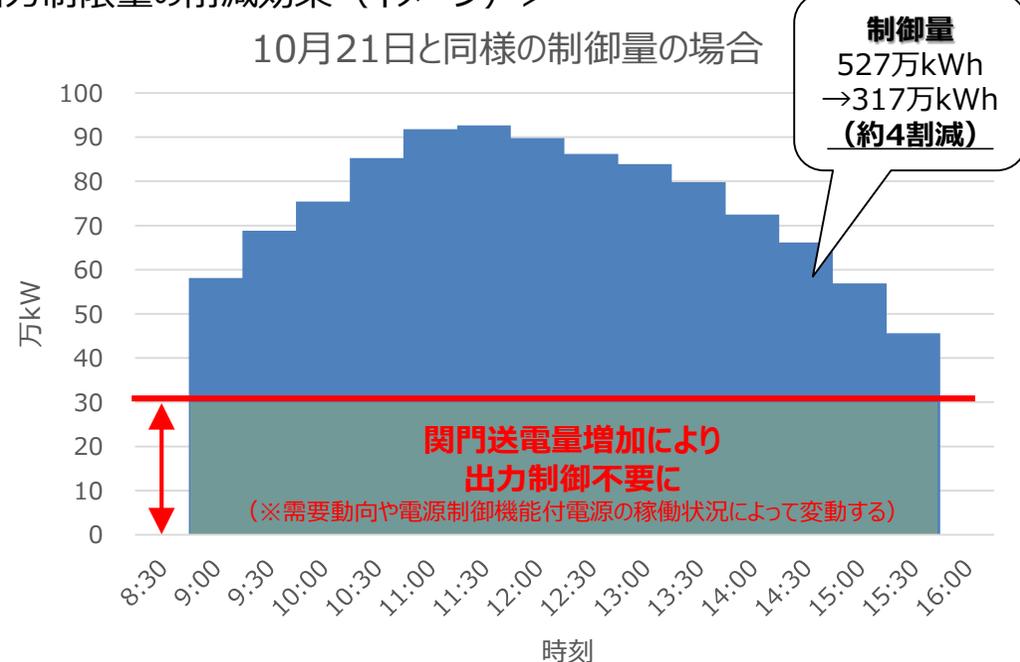
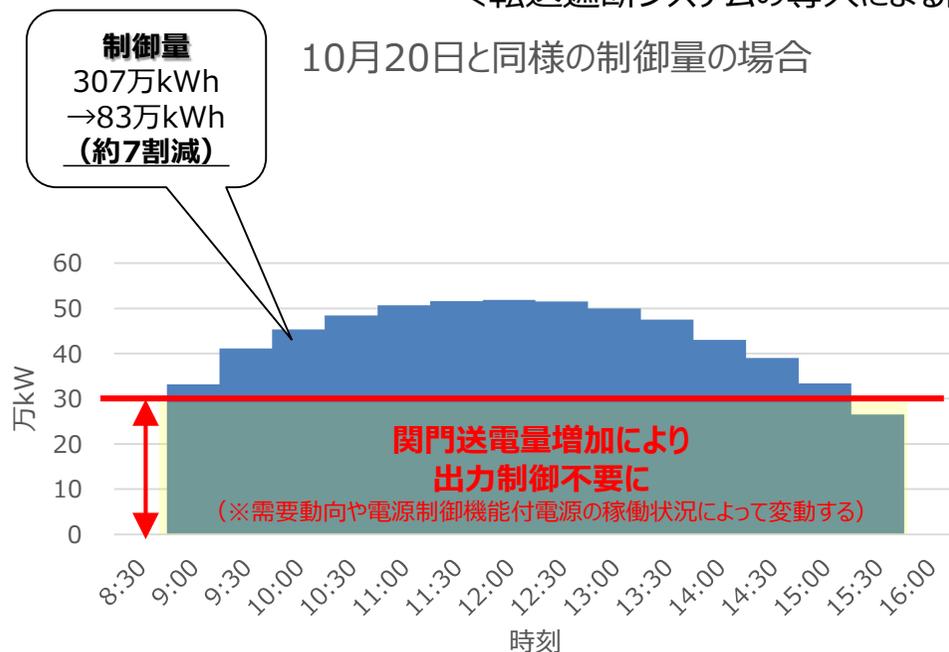
出力制御量の低減に向けて

- 九州では需要が落ち込む本年10月の週末、電力の需要と供給のバランスを維持するため、優先給電ルールに基づいて**火力の制御、揚水の活用、関門連系線を活用した他地域への送電等**を行った上で、再生可能エネルギーの出力制御を実施。
- 実際の制御は、法令等で予め定められたルールや系統ワーキンググループで議論された手続きに従って行われたものであるが、以下のような取組を追加的に行うことで、出力制御量の低減が可能となるのではないかと。
 - (1) 連系線のさらなる活用
 - (2) オンライン制御の拡大
 - (3) 火力等の最低出力の引き下げ
 - (4) 出力制御における経済的調整
- 加えて、予測精度の向上や運用システムの高度化による予測誤差の低減等を通じて、再エネ出力制御を低減するための不断の取組が必要ではないかと。
- また、九州では初期の段階で、再エネ出力制御システムの不具合による出力制御解除遅延や指令誤送信が発生した。既に原因が特定され、システムの改修を行うと共に、再発防止に向けた体制強化等を進めているとの報告があったが、こうしたトラブルは発電事業者の事業性に影響を与えるとともに、出力制御の必要性や運用に対する理解を阻害することになりかねないことから、電力会社は運用上で起こりうる事象を想定し、システムの安定性・信頼性向上に向けた取組を不断に進めるべきではないかと。

(1) 関門連系線の更なる活用

- 関門連系線に流せる再エネの量は、これまで**45万kW**であったが、関門連系線事故の制御対策等を行うことにより、送電可能量を拡大することが可能。
- 昨年来、九州電力では、**①連系線の運用改善 (+10万kW)** や**②OFリレーを活用した電源制限量の確保 (+50万kW)** によって、再エネの送電可能量を拡大してきた。
- また、国の補正予算事業によって、**③転送遮断システムによる電源制限量の確保 (+30万kW)** を進めている。この結果、今年度末までに、関門連系線の**再エネ送電可能量は当初の45万kWから135万kW程度** (※) に拡大する見込み。
(※一定の仮定の下で試算した数値であり、需要動向や電源制御機能付電源の稼働状況によって変動する。)
- 転送遮断システムの導入によって再エネ30万kWの追加送電が可能な場合、出力制御量を相当程度削減する効果が期待される。

<転送遮断システムの導入による出力制限量の削減効果 (イメージ)>



平成29年度補正予算案額 43.0億円

事業の内容

事業目的・概要

- 停電等を防ぐため、各エリアにおいて、常に発電量と需要量を一致させる必要があります。電気の供給が需要を上回る場合は、電力会社は火力発電等の出力制御や揚水運転の実施を行い、次に連系線の利用により供給量を調整しますが、それでも供給が需要を上回れば、太陽光発電等の再生可能エネルギーの出力を制御する必要があります。
- 九州エリアでは、太陽光発電等の再生可能エネルギーの急速な導入に伴い、昼間帯に電力の供給が需要を上回り、太陽光発電等の出力制御を行う可能性が高まっています。
- 九州エリアには関門連系線があり、当該連系線は事故（送電線の切断等）が生じた場合でも安全に運転ができるよう一定程度の空き容量を確保した上で利用しています。しかし、連系線事故発生時において発電所を瞬時に系統から遮断することが可能となれば、連系線の利用量を増やすことができ、結果として連系線事故時以外の通常時の再生可能エネルギーの出力制御量を低減することが可能となります。
- このため、本事業では連系線事故発生時に瞬時に系統から遮断ができる「転送遮断システム」（IoT技術等を活用して発電所の発電量等をリアルタイムで取込み、自動演算により最適な出力制御量を計算し、遮断する対象発電所を瞬時に決定するシステム）を開発し、その実効性の検証を行います。

成果目標

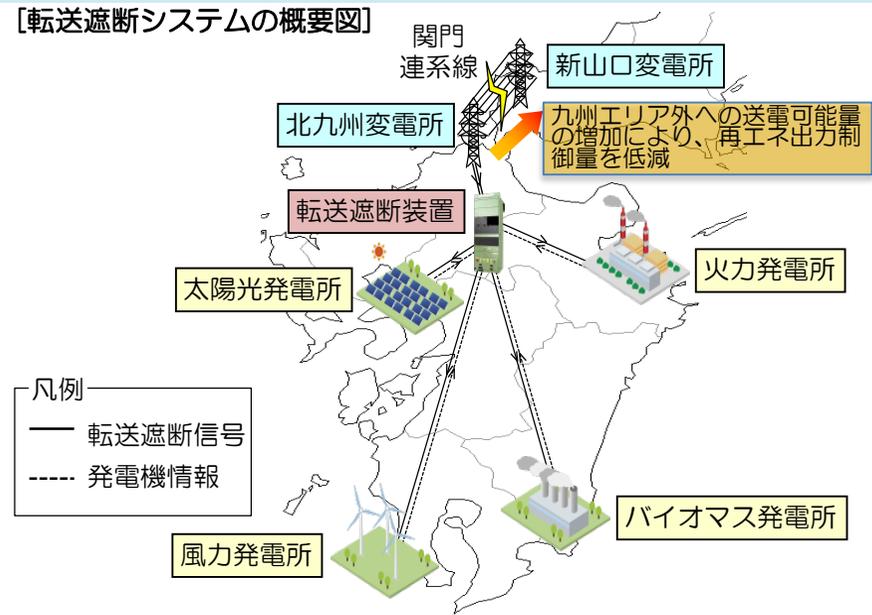
- 本システム開発により、関門連系線の利用量を30万kw拡大し、太陽光発電等の出力制御量の低減を目指します。また、本事業の成果は他エリアにおいても活用していきます。

条件（対象者、対象行為、補助率等）



事業イメージ

〔転送遮断システムの概要図〕



1. 転送遮断システムの開発

- 太陽光発電等、15箇所の電源を対象として、必要制御量をリアルタイムで演算し、関門連系線事故時に、高速遮断を行うシステムを開発します。

2. 自然変動電源の制御対象の実効性検証

- 太陽光・風力発電の出力予測値と実績値を分析し、制御対象としての効果量や条件など、実効性の検証を行います。

3. IoT技術を活用した通信システムの実効性検証

- 制御指令等の通信の信頼性や所要時間等を分析し、通信システムとしての実効性の検証を行います。

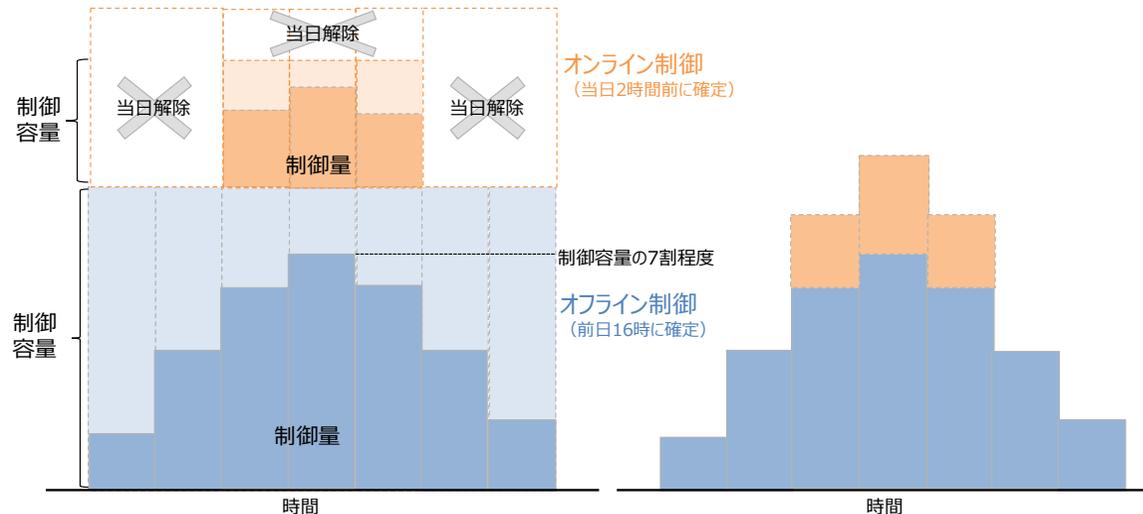
(2) オンライン制御の拡大

- オフライン制御は**前日16時**に制御量を確定し、**発電事業者自らが当日9～16時**に発電を停止。
- オンライン制御は**当日2時間前**に制御量を確定し、**必要時間帯で自動制御**。
→ **2時間前の需給予測に応じた柔軟な調整が可能**。
- **オンライン制御は再エネ全体の制御量低減**に加えて、**発電事業者の機会損失の低減や人件費の削減**にも資することから、電力各社の再エネ運用システムの開発状況を踏まえつつ、オフライン事業者に対して、国、一般送配電事業者、発電事業者の業界団体が、**遠隔制御装置の設置**を促していくべきではないか。

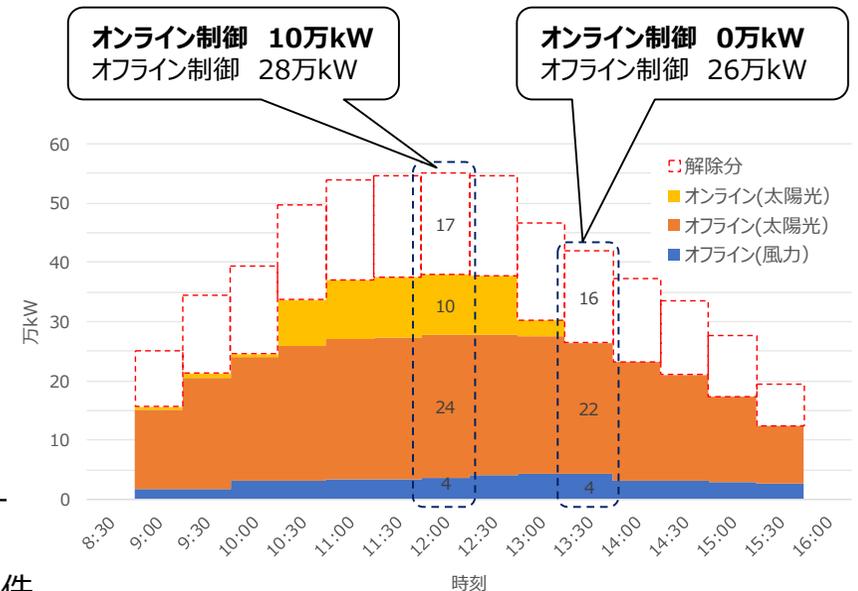
<オンライン/オフライン制御 (イメージ)>

制御容量の調整

実際の制御量



<太陽光・風力の出力制御量 (11月3日のケース)>



【機会損失額の試算】

オンライン及びオフライン事業者の出力制御による機会損失額を以下の条件で試算した場合、その差は約40万円/年となる。

- ・発電容量：1,000kW
- ・買取価格：30円/kWh
- ・制御時間/回：オンライン4.5時間、オフライン7時間
- ・事業者あたりの制御回数/年：5回

(3) 火力等の最低出力の引き下げ

- 優先給電ルールに基づく電源Ⅲ（火力等）の出力制御について、九州電力は対象事業者（18社）に対して出力制御指令への確実な対応を要請。
- **12社については出力制御時に定格出力の30%以下への引き下げに合意済み。**一方、その他の**6社（火力1社、混焼バイオ2社、専焼バイオ3社）は発電機の技術的制約により、現状の最低出力は55～80%にとどまっている。**
- これらの事業者は、3年かけて最低出力引き下げによる発電機への影響等を分析し、最終的に50%への引き下げを目指しているが、**他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、可及的速やかに（少なくとも）最低出力50%への引き下げを図るべきではないか。**

＜九州エリアにおける電源Ⅲの最低出力＞

	事業者数	定格出力 [万kW]	最低出力 [万kW]	
①定格出力の0%まで抑制	2社 (火力)	0.3	0.0	(0%)
②定格出力の30%程度まで抑制	2社 (火力)	13.7	3.9	(28%)
		30.0	9.0	(30%)
③一定期間後には定格出力の50%まで抑制	2社 (混焼バ 伐)	22.4	11.2 [17.8]※1	(50%)
	3社 (専焼バ 伐)	14.9	7.5 [11.1]※1	(50%)
	1社 (火力)	15.8	7.9 [8.7]※2	(50%)
④自家消費相当分まで抑制	8社 (自家発)	※3 12.8	※4 原則、逆潮なし	
計	18社	109.9	39.5	(36%)

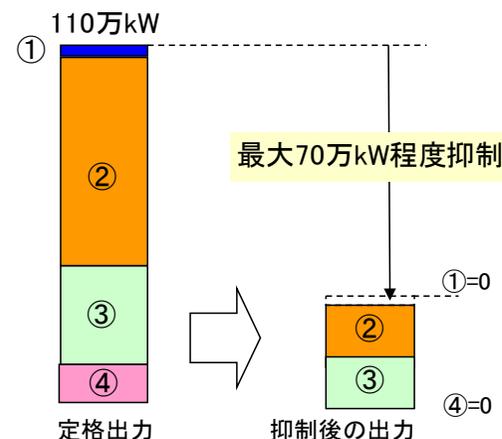
現状の最低出力が
50%超の事業者

現状の最低出力(6社計)
37.6万kW



最低出力50%
26.6万kW
(▲11.0万kW)

【出力抑制量イメージ】



[]内は当面の最低出力

※1 現在、運開直後に伴う調整運転中のため、数年かけて分析を行い、50%まで抑制(混焼バイオは毎年最低出力を協議)

※2 老朽化等に伴う設備制約のため、数年かけて分析を行い、50%を目標に段階的に抑制

※3 自家発事業者の逆潮想定値(軽負荷期休日)

※4 自家発事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられない[最大12.8万kW程度]ものの、可能な限り逆潮なしの運用で合意

(出典：系統WG(第17回)九州電力提出資料を一部更新)

(4) 出力制御における経済的調整

- 九州では、足下では毎月4万kWのペースで太陽光発電の導入が進み、太陽光発電の導入量は812万kW（2018年9月時点）。
- このうち、現時点で出力制御の対象となっている太陽光は、導入量の約5割に相当する約441万kW（内訳：オフライン制御305万kW、オンライン制御136万kW）。
- 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の中間整理（2018年5月）において、出力制御低減や運用効率化による社会的コスト削減を目的として、当日制御可能な大規模設備を制御することで出力制御範囲を抑制するとともに、追加収益・逸失利益を経済的に調整するといった手法等について、具体的検討を行うこととされたところ。
- これらを踏まえ、当日制御可能なオンライン制御への切替の促進と並行して、経済的調整の実務的手法の検討を進めるべきではないか。

＜九州における太陽光発電の導入状況＞

		オフライン制御（手動制御） （旧ルール事業者）		オンライン制御（自動制御） （指定ルール事業者）	
特別高圧		46件	75万kW	20件	31万kW
高圧	500kW以上	0.2万件	230万kW	260件	28万kW
	500kW未満	0.2万件	33万kW	330件	8万kW
低圧	10kW以上	6.3万件	174万kW	2.1万件	69万kW
	10kW未満	29.7万件	133万kW	5.7万件	31万kW

（注1）旧ルール500kW未満の太陽光は出力制御の対象外

（注2）指定ルールの住宅用太陽光（10kW未満）は当面出力制御の対象外

（注3）表中における「オンライン制御」の「特別高圧」には、オンライン制御可能な旧ルール事業者（15件、27万kW）も含まれる

（注4）出力制御の対象となる風力発電事業者は、旧ルール51件49万kW、新ルール9件1万kW（いずれも現時点でオフライン制御のみ）

当面の出力制御の対象
約441万kW

2. 需給バランス制約による出力制御における経済的調整

エリア全体の需給バランス制約による出力制御については、「出力制御の公平性の確保に係る指針」(平成29年3月資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部)に基づき、発電事業者間の公平性及び効率的な出力制御のための柔軟性を確保することが求められている。これを踏まえ、一般送配電事業者は、必要に応じて出力制御ルールの事業者ごとにグループ分けを行った上で、年度単位で出力制御の機会が均等となるように順番に出力制御を実施することし、手続の公平性を確保している。一方、主に中小規模の太陽光設備には中央給電指令所から直接制御指令を受ける機能がなく、前日段階で制御指令を受けることから、予測誤差を踏まえ、より多くの発電設備に対して制御をかけなければならない。

このため、実際の出力制御は、直前であっても出力制御が可能な大規模の再生可能エネルギー設備等に対して指令を行うことで、出力制御範囲を抑制するとともに、追加収益・逸失利益を経済的に調整するといった手法等について、具体的な検討を行っていくことが重要である。こうした手法を活用することにより、今後、出力制御が起きる際に、住宅用太陽光発電設備等の小規模電源の出力制御頻度を減少させ、物理的な制御の実運用を効率化できる可能性がある。一方で、経済的調整の実現に向けては、①追加収益・逸失利益の算定方法、②費用調整の実務、③買取価格の異なる電源間の調整(収支不一致の調整)等の実務上の課題をクリアする必要がある。

なお、経済的調整の仕組みは、需給バランス制約への対応だけでなく、N-1電制やノンファーム型接続における対応にも関係するとの指摘もあったところであるが、他の場面における展開や考え方の整合性も含めた検討が求められる。

【アクションプラン】

- 経済的調整制度を導入するため、①追加収益・逸失利益の算定方法、②費用調整の実務、③買取価格の異なる電源間の調整(収支不一致の調整)等について実務的な検討を行う。

【→資源エネルギー庁】

※本小委員会で整理された事項を枠内に「アクションプラン」として記載し、それぞれ検討・実施主体を明記している。色分けについては、青：既に実施済み・継続実施中のもの、緑：具体的なスケジュールが決まっているもの、赤：基本的な考え方が整理されており今後詳細を議論していくもの、としている。

今後の出力制御検証の進め方について

- 本日の系統ワーキンググループでは、九州電力から出力制御の手順や実績（※1）について、電力広域的運営推進機関（広域機関）から出力制御の事後検証（※2）について報告がなされ、その内容についてご議論いただく。
- 九州では足下でも太陽光発電等の導入が急速に進んでおり、需要が落ち込む春秋の休日や年末年始等には今後も出力制御の可能性がある。
- 今後も必要に応じて系統ワーキンググループでご議論いただくことが適切だが、出力制御の技術的妥当性（誤差見込みの妥当性、運用システムの適切性等）、改善の方向性、事業者間の公平性等を見極めるためには一定程度の実績の蓄積が必要であることにも留意すべきではないか。

（※1）一般送配電事業者は、FIT省令に基づき、出力制御が行われた月の翌月に出力制御の実績（出力制御実施日・時間帯、時間帯毎に出力制御の指示を行った出力）を公表することとされている。なお、広域機関も「系統情報の公表の考え方」に基づき、同様の出力制御の実績を公表することとされている。

（※2）広域機関は、月単位で出力制御実施の翌月目途で出力制御を行う必要性の検証（月間検証）、年度単位で出力制御の機会の公平性の検証（年間検証）を実施・公表している。

- 2018年11月10日（土）の九州本土再エネ出力制御必要量について、九州電力は**前日計画において63万kW**と見込んでいたものの、当日早朝に受電会社（中国電力）から電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）に対して長周期広域周波数調整（※1）による受入量の変更要請があったため（※2）、**送電会社（九州電力）は再エネ制御計画の見直しを実施（63→81万kW）**（※3）。
- 広域機関は、自らが行う長周期広域周波数調整について、時間前市場が開場する前日17時以降は、取引影響のない減少変更のみを行う運用としている（※4）。**時間前市場の停止を伴う連系線からの追加受入**は、取引の約定キャンセルが発生する可能性を伴うものであるため、長周期広域周波数調整として受電会社に斡旋を行うというのではなく、需給状況の悪化時に限り、広域機関が**自然変動電源の出力制御の後に業務規程第111条第1項（需給状況の悪化時の指示又は要請）及び第114条（下げ代不足又は下げ代不足のおそれが認められる場合の指示の手順）に基づく措置で行うこと**としている。
- 国や広域機関では、実運用を踏まえて**自然変動電源の出力制御量を最小化することも考慮**し、関係各所と連携しつつ、**前日スポット取引時点の連系線の空容量の妥当性確認や広域機関の業務規程・送配電等業務指針における受電会社の受電可能量減少時の対応の明文化等を検討**していくこととしてはどうか。

- ※1 長周期広域周波数調整とは、供給区域の下げ調整力が不足、または下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線の空き容量を活用して他の供給区域の一般送配電事業者の調整力を活用して行う周波数調整であり、広域機関は送配電等業務指針及び業務規程に基づき、その要請を行うこととされている。
- ※2 新小野田発電所1号機（出力50万kW/石炭火力）の制御系のトラブルにより下げ調整が困難となり、他の火力発電所も最低出力で運転する計画であった結果、中国電力より広域機関に対し、前日に通知された長周期広域周波数調整に基づき算出された中国電力が協力可能な九州エリアからの受電電力の減少の依頼が発生。
- ※3 数値は速報値であり、後日一般送配電事業者及び電力広域的運営推進機関による確認が必要。なお、実際の最大制御量は25万kW（12:00-12:30）。
- ※4 長周期広域周波数調整の増加変更は、連系線の空容量を減少させる方向の処理のため、処理途中に変更後の空容量を上回る取引が入ると取引が成立しなくなるため、時間前市場取引を停止して処理する必要がある。

【業務規程 第111条（一部抜粋）】

本機関は、法第28条の4第1項に基づき、小売電気事業者たる会員が営む小売電気事業、一般送配電事業者たる会員が営む一般送配電事業又は特定送配電事業者たる会員が営む特定送配電事業に係る電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合において、当該電気の需給の状況を改善する必要があると認めるときは、会員に対し、次の各号に掲げる事項を指示することができる。

～略～

【業務規程 第114条（一部抜粋）】

第114条 本機関は、下げ代不足又は下げ代不足のおそれが認められる場合において、第111条第1項の指示を行うときは、原則として、ゲートクローズ後、次の各号に掲げる手順により、一般送配電事業者たる会員に対し、指示を行う（以下、本条において、下げ代不足又は下げ代不足のおそれが認められる供給区域の一般送配電事業者たる会員を「下げ代不足一般送配電事業者」という。）。但し、下げ代不足が見込まれる時期までに以下の手順を行う時間的余裕がない場合には、本機関は、以下の手順によらずに第111条第1項の指示を行う。

～略～

【送配電等業務指針 第174条（一部抜粋）】

一般送配電事業者は、前条の措置を講じても供給区域の電気の余剰を解消できず、下げ調整力不足又は下げ調整力不足の発生するおそれがあると判断した場合には、次の各号の順位にしたがって同号に掲げる措置を講じる。

一 一般送配電事業者からオンラインで調整できない火力電源等の発電機の出力抑制及び一般送配電事業者からオンラインで調整できない揚水式発電機の揚水運転

二 長周期広域周波数調整

三 バイオマスの専焼電源

四 地域資源バイオマス電源

五 自然変動電源

六 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置