

再エネ出力制御の低減に向けた取組について

2021年11月12日
資源エネルギー庁

本日の御議論

- 9月7日の再エネ大量導入小委において、出力制御低減に向けた包括的なパッケージとして、①出力制御の効率化、②供給対策、③需要対策、④系統対策に区分の上、本系統WGを中心に検討を深めた上で、年内を目途に基本的方向性を取りまとめることとされた。
- 本日は、まず、①出力制御の効率化に大きな効果を有する再エネ設備のオンライン化の促進に係る現状と課題について、風力、太陽光事業者団体に御説明いただきつつ、オンライン化を更に促進するために必要な取組について、御議論いただく。
- 次に、②供給対策の1つとして、出力制御時における火力等発電設備の最低出力の引下げについて、技術的な課題等に関するメーカーヒアリング結果を御紹介しつつ、今後の方向性を御議論いただく。

- 1. 再エネ設備のオンライン化の促進**
2. 火力等発電設備の最低出力の引下げ

再エネ設備のオンライン化の促進について

- 再エネの導入拡大に伴い、電力需要の低い時期において、全国的に再エネの出力制御の可能性が高まりつつある。
- このため、既に出力制御が行われている九州エリアのみならず、他エリアにおいても、将来的な再エネの出力制御量をできる限り抑制するため、前日段階で出力制御の実施を判断しなければならないオフラインの再エネ電源※について、需給予測の精度が高まる当日段階で効率的に出力制御が行えるオンライン化を促進してきた。

※主に2015年1月25日以前に接続申込みがなされた電源

- 他方、オンライン化には一定のコストがかかる中で、特に出力制御が未だ発生していない九州以外のエリアにおいては、発電事業者側にオンライン化のメリットが感じられないことなどにより、必ずしも十分にオンライン化が進展していない。
- また、既に出力制御が発生している九州エリアにおいても、自社で遠隔制御装置を導入しており、現地操作対応が省略できていることから人件費削減のメリットは特にないとの声や、設備更新のタイミングでオンライン化したいとの声もある。
- このような実態を踏まえ、オンライン化のメリットを引き続き周知していくことに加え、メリットを特段感じない事業者に対し、どのようにオンライン化を促していくか、御議論いただきたい。

①出力制御の効率化

- オンライン化については、九州エリアにおいて特に、オフラインからオンラインへの切り替え率が伸びているところ、先行的な取組を参考に、さらに拡大していくこととしてはどうか。
- 出力制御の予見可能性を高めるため、可能な限りリアルタイムに近く、30分値で電源別にビジュアル化して公開・提供するべく、燃料種別の情報公開の是非を含めさらに検討を深めていくこととしてはどうか。
- 一般送配電事業者による出力制御の見通しの試算については、予見可能性を高める観点から、電源の稼働状況に係る試算条件を見直すなどするとともに、現に出力制御を行っているエリアにおいては、例えば、年に2回、実施状況と年度の見通しを示すなど、情報発信を強化することとしてはどうか。

②供給対策

- 火力等発電設備の最低出力については、メーカーからヒアリングも行った上で、技術的な最低出力を精査し、基準の引下げの可能性について検討を深めていくこととしてはどうか。
- その際、全国一律の基準とするのではなく、例えば、出力制御の実施状況や、各エリアの特性に応じて異なる基準を設けることも検討してはどうか。
- 更に、最低出力の引下げを促すインセンティブとして、出力制御時に稼働する発電所名の公表や、最低出力を引下げない場合の経済的なディスインセンティブを検討することとしてはどうか。

(参考) 再エネ設備のオンライン化の状況

2021年10月28日系統ワーキンググループ 第32回 参考資料を一部修正

●オンライン化の状況(2021年7月末時点)

(万kW)

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	67.9%	44.1%	66.1%	63.0%	57.9%	70.1%	47.7%
	②新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	29.8	179.7	38.9	180.8	89	252	3.8
	③旧ルール(30日)、オフライン事業者	50.5	280.1	24.1	139.9	72	192	4.5
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	76.9	41.5	8.1	57.1	10(予定)	198	0.3
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替え率 (④/(③+④))	60.4%	12.9%	25.1%	29.0%	12.2%	50.8%	6.3%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	82.7%	81.4%	14.1%	0.1%	28.6%	18.5%	0%
	⑦新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	43.5	87.6	0.7	0	0	4.8	0
	⑧旧ルール、オフライン事業者	9.2	30.1	14.0	36	20	51.1	1.2
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.4	43.8	1.5	0	8	6.8	0
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替え率 (⑨/(⑧+⑨))	4.2%	59.2%	9.9%	0%	28.6%	11.7%	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。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) オンライン化に係る主な御意見 (2021年9、10月 系統WG第31回、32回)

(委員)

- オンライン化は、再エネのさらなる導入に重要であり、引き続きオンライン化率が高まるように努力していただきたい。
- オンライン化に応じてもらえないところを公表したりすることは難しいのか。違法ではないが、社会的にもメリットがあることを進めてもらえない事業者を公表できないか。

(オブザーバー：一般送配電事業者側)

- 個別にオンライン化のメリットを説明し、ある程度進めてきたが、初期投資コスト面で難しいという事業者も多い。次回の PCS の取替えのタイミングで考えるかもとの意見。
- 将来的な出力制御発生の可能性を踏まえ、切替えを促しているが、事業者として今やる必要があるのかという受け止めがあるものと推察している。
- PCSは事業者が用意するものであるため、電力が手当することは難しい。また、オンライン化に対する補助金は、既存事業者との公平性の観点で難しいと考える。

(参考) オンライン化のメリットに係る過去系統WGにおける発言 (2020年12月 系統WG第28回)

(オブザーバー：一般送配電事業者側)

- オンライン化した場合に、仮に、発電容量が1000kW、利用率が約12%、単価40円で試算すると、年間300万円程度の機会損失の低減が図れる。オフラインを現地で制御する場合は、さらに委託費や人件費も削減できる。オンライン化の費用については、大体1000kWで500万円程度と聞いているため、2年程度で回収できるコスト低減効果ではないか。

オンライン化に向けた課題①（旧ルール事業者 オンライン化しない理由）

- 一般送配電事業者のヒアリングによれば、オンライン化しない理由として、①出力制御が発生しているエリアでは技術的な困難性、②出力制御が発生していないエリアにおいては、現時点でオンライン化するメリットが把握できない等の理由が挙げられている。

オンライン化しない理由 ＜九州エリア＞

出典：一般送配電事業者ヒアリング

- 設備更新が控えており、そのタイミングにあわせてオンライン化を実施する方向。
- 自社で遠隔にて発電停止が可能な装置を導入しており、現地操作対応が省略できているため。
- 発電所増設により異メーカーのPCSが混在しており、オンライン化改造が技術的に困難
- 発電所が山間部にあり、良好な通信環境の確保が困難（確保する場合の費用が高額となる）

＜九州エリア以外＞

- オンライン化には初期投資がかかるため、今後の出力制御の実施状況を踏まえ判断したい。
- 再エネ出力制御が未だ実施されていないことから、オンライン化に係る設備投資に対する事業者の発電機会損失の低減や人件費の削減などの経済メリットが十分見通せない。
- 主任技術者が発電所に常駐や手動対応できる範囲にいるため、出力制御が必要になった場合でも、応じることができる。
- プロジェクトファイナンス上、新たな資金を拠出するためにはレンダー含めステークホルダーの承認が必要となり、非常に手続きが面倒。
- 設置義務がなく、電力から設置催促されるものでもないため、オンライン化は考えていない。
- 発電設備メーカーの経営破綻により、CDT（情報伝送装置）設置等の技術的対応が困難なため。
- 自動制御に係る機器の導入には多大な設備投資が必要となるため。

オンライン化に向けた課題②（旧ルール事業者 オンライン化した理由）

- オンライン化した理由として、①出力制御が発生しているエリアでは具体的なメリットを把握できたこと、②出力制御が発生していないエリアにおいては、現地対応を減らすため（人件費削減）等の理由が挙げられている。

オンライン化した理由

<九州エリア>

出典：一般送配電事業者ヒアリング

- 九州エリアで発生している出力制御の実施状況から、オンライン化のメリットを具体的に把握できたため。

<九州エリア以外>

- 発電所の所有者が設備から離れた場所にいるため、出力制御が発生した場合に備えて現地要員を確保しておく必要があったが、人件費削減の目的でオンライン化を実施。
- 遠隔地で発電所管理しているため、現地対応を減らしたいから。
- 手動制御は主任技術者に現地に待機してもらう必要がある、費用がかかる。また、オンライン化と比較し、手動制御は停止（抑制）時間が長時間になる傾向があるため、事業性の向上に資するものと考えたから。
- 設備を複数保有しており、いつ来るかわからない出力制御指令に対して手動では耐えられないため。
- 手動制御すると、人件費等により費用がより増大するため。
- オンライン化した事業者は特別高圧がほとんどであり、設備容量が大きいため出力制御低減量が大きい。

(参考) オンライン化促進に向けた取組

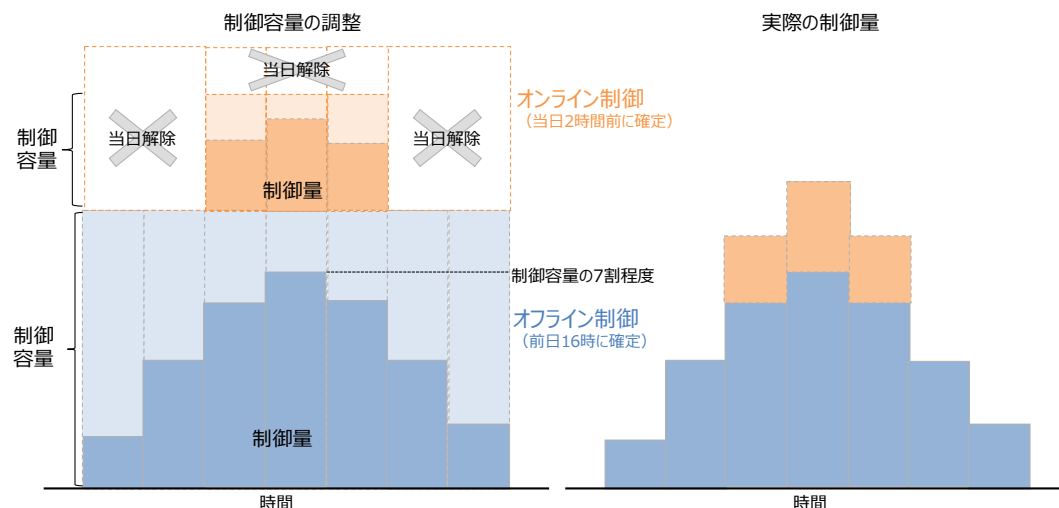
各エリアにおけるオンライン化に向けた取組

出典：一般送配電事業者ヒアリング

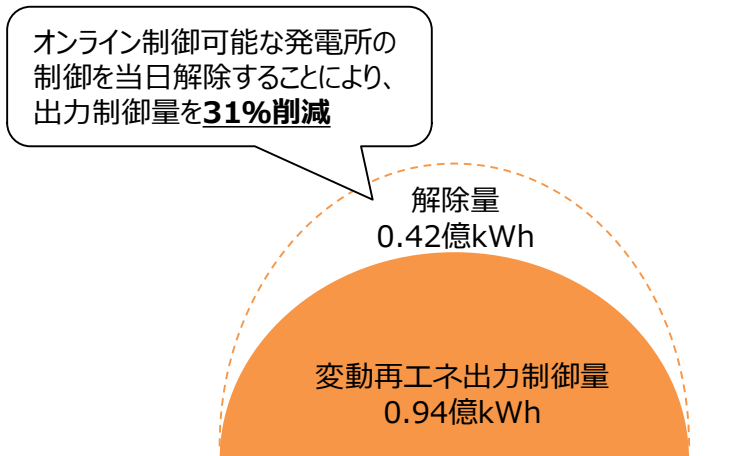
- 運用見直し等の機会を通じて、都度PCS切替を促すDMを事業者宛に送付
- 主任技術者への面会の機会を通じて、都度系統WG資料などを用いてオンライン化のメリットを説明
- 特別高圧事業者との出力制御に関する申合書の協議時にメールや口頭でオンライン化を推奨
- 手動対応事業者へ情報連絡訓練時にメールでオンライン化を推奨
- オンライン化推奨について出力制御の準備に関するお願い時のDMに記載し、発電事業者宛てに配信
- オンライン化を推奨するDMの送付や大規模太陽光を所有している事業者については、訪問して説明を実施した。
- 旧ルール発電者向けの出力制御に係るDMの内容に、オンライン化推奨とオンライン化実施後のイメージを掲載し発信。
- 旧ルール発電者からの問合せ等接触の機会を活用し、オンライン化推奨の説明を逐次実施。

- 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8～16時**に発電を停止。
- 一方、オンライン制御は**当日2時間前の需給予測に応じた柔軟な調整が可能**であり、**必要時間帯のみ制御が可能**。
オンライン制御を活用することにより、**九州では約3割の再エネ制御量を削減**（2018年度実績）。
- **オンライン制御の拡大は再エネ制御量の一層の低減に加えて、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が、発電事業者任せでは十分にオンライン化が進展しない。**こうした状況を踏まえ、**一般送配電事業者は必要な再エネ運用システムの整備を進めつつ、国や発電事業者の業界団体とともに、まずは特別高圧のオフライン事業者のオンライン化から順次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）＞



＜九州における再エネ出力制御量（2018年度）＞



【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

オンライン化促進に係る論点①

(基本的考え方)

- 九州エリア以外でも出力制御の可能性が高まる中、出力制御の低減に向けて、オンライン化を加速するためには、国、一般送配電事業者、事業者団体など、関係者が連携して取組を進めることが重要。
- 出力制御が行われる場合、オンライン化することは発電事業者自身に経済的なメリットをもたらすことを踏まえると、そのメリットを発電事業者に周知し、オンライン化の取組を促していくことが基本となる。
- 一方、メリットを認識の上でオンライン化しない事業者に対し、ディスインセンティブを含めて更なる措置を講じるかどうかは、オンライン化しないことによる社会的なデメリットとの程度を見極めつつ、慎重に検討を進める必要がある。
- なお、現行のガイドライン※及び一般送配電事業者の系統連系技術要件上、設備更新時にはオンライン化することが必須となるため、各発電所のリプレースやパワーコンディショナー等の装置切替が順調に行われれば、2035年頃にはほぼすべての設備がオンライン化に対応可能な設備へ切り替わると見込まれる。

※電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

オンライン化促進に係る論点②

(メリット周知の方策)

- オンライン化の促進に向けて、国においては、一般送配電事業者の協力の下、短期的な出力制御の発生可能性について、①既に出力制御が発生しているエリア、②通常想定される需給バランスにおいて来年度に再エネ出力制御が発生する蓋然性が高いエリア、③それ以外のエリアに区分し、毎年、見通しを示していくこととしてはどうか。
- また、太陽光及び風力の発電事業者団体においては、事業者の規模や特性に応じたオンライン化の経済的な損益を具体的事例に即して整理し、本WGに報告するとともに、発電事業者に周知することとしてはどうか。
- 更に、一般送配電事業者においては、本WGで整理した上記情報を発電事業者に周知するとともに、発電事業者の対応状況等を調査の上、定期的に本WGに報告することとしてはどうか。

(ディスインセンティブ付与の在り方)

- オンライン化を促進する観点から、例えば、出力制御が既に発生しているエリアに限り、一定の猶予期間を与えた上で、オンライン化の計画を持たない一定規模以上の発電事業者について、事業者名を公表することについて、どのように考えるか。
- オンライン化しない発電事業者は、他事業者に直接的な不利益をもたらしているものではないと考えられる一方、オンライン化した場合に比べて、一般送配電事業者の調整費用を増大させる可能性について、どのように考えるか。

1. 再エネ設備のオンライン化の促進
- 2. 火力等発電設備の最低出力の引下げ**

火力等発電設備の最低出力の引下げについて

- 新規の火力等発電設備の最低出力については、2020年4月以降、50%以下とすることが求められている。
- こうした中で、本年6月の規制改革実施計画では、2021年内のできる限り早期に、「最低出力の状況等を精査した上で、火力発電の最低出力運転の基準の引下げ等を検討する」こととされた。
- 最低出力の引下げに際しての技術的な課題については、現在、メーカーからのヒアリングを実施中であり、本日は、その途中経過を御報告しつつ、新規設備の最低出力引下げの基本的な方向性と、既存の設備に対する基準適用の在り方等について、御議論いただきたい。

(参考) 火力等発電設備の最低出力基準引下げに係る論点

2021年10月28日系統ワーキンググループ 第32回 資料2

- 再エネの出力制御を低減する上で、需給制約による出力制御時における火力等発電設備の最低出力の引下げは、どの程度の効果を有するか。また、最低出力基準の引下げのほか、例えば、起動時間の短縮や負荷追従速度の向上など、再エネの出力制御の低下に寄与する取組として、どのようなことが考えられるか。
- 2020年4月以降、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」に基づき、火力等設備は、最低出力を50%以下とすることが求められているが、この基準を更に引き下げるについて、どのように考えるか。2050年カーボンニュートラルを目指す中で、化石燃料を用いる火力発電とバイオマス発電とで異なる扱いをするべきか、同等の扱いをするべきか。
- 仮に最低出力の基準を引き下げる場合、全国一律とするのではなく、例えば、設備の特性やエリアの特性（系統規模や出力制御の実施状況等）等に応じて異なる基準を設けることについて、どのように考えるか。
- 仮に新設の火力等設備について最低出力の基準を引き下げたとして、既設の設備に対して最低出力の引下げを促す方策としては、どのようなことが考えられるか。例えば、市場等におけるリクワイアメントとして定める、或いは、出力制御時に新設に求める最低出力基準を超えて稼働する発電所名を公表することについて、どのように考えるか。
- 設備の特性上、出力調整（部分負荷運転）が技術的に困難である場合、稼働停止を求めることについて、どのように考えるか。

3. 発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、一般送配電事業者からの求めに応じ、発電出力の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。逆潮流のある発電設備のうち、火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（平成23年法律第108号）に定める地域資源バイオマス電源であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし、その最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする。ただし、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議するものとする。

(参考) 前回WGにおける主な御意見 (2021年10月29日系統WG第32回)

(委員)

- 公表について、最低出力という文脈でもそうだが、再優先なのは、出力制御時にどの発電機が動いていたのかを公表することであり、国民は詳細に知る権利がある。50%を超えた時に、調整力を供給していたなど、事業者の説明する余地を残すことで、一方的なペナルティというわけではないので是非検討いただきたい。
- 調整力を供給していたということもなく、出力制御時にたくさん動いていれば、ESG投資家から見捨てられてもしかるべきである。公表で最低出力を下げる効果あるかというだけでなく、大きな目で公表ということを考えて頂きたい。
- 最低出力を燃料種別や設備で変えるのはありえるが、エリアごとに変えるのは意味がないと思う。
- 事務局の参考資料の4ページで、既存のものは難しい部分もあるが、最低出力基準の引下げの効果をシミュレーションで検証いただけないかと思う。効果があれば、より遡及を要求すべきことになるし、そうでなければ要求する必要がないことになる。また、最低出力を燃料種別やエリアで変えることについて、太陽光が全国たくさん入ってくると考えると、異なる基準にすべきではないと考える。

(オブザーバー)

- 公表の件について、電力事業用の電源については系統側の指示で最低負荷になることもあり、発電側で把握できないのもあるので、合わせ技でお願いしたい。また、火力設備は型式で性能が違うので、最低ラインは一律とすべきだが、運用については特性を良く見て最適になるようにしていただきたい。
- 再エネと火力は対立関係でなく共生関係という発表中での発言はその通り。それぞれの不得意分野を補完しながら、得意分野を伸ばしていくのが大事である。例えば、太陽光は、物理的にはインバータで瞬時にゼロにできる。
- 火力については、基準を定めるより、最低出力が小さい電源にインセンティブを与えるなどの事業者が自主的に取り組む方に誘導する方法もある。

最低出力の引下げに係る論点①

(基本的考え方)

- 九州エリア以外でも出力制御の可能性が高まる中、出力制御の低減に向けて、S+3Eを大前提に、**火力等発電設備の最低出力を引き下げることは喫緊の課題**である。特に、官民挙げて脱炭素化の取組を進める中で、九州エリアにおいて、出力制御時に火力等発電設備が最低出力を超えて稼働することは、最大限回避する必要がある。
- したがって、**新設の火力等発電設備**については、最新の技術水準の動向を踏まえつつ、**一律に最低出力を引き下げる方向で検討**していくこととしてはどうか。
- 他方、**既存の設備**については、設備の特性や稼働条件のほか、当該設備の所在するエリアにおける出力制御の実施状況等を踏まえつつ、**それぞれの状況に応じて最低出力の引下げを求めていく**こととしてはどうか。
- なお、通常、出力制御が行われるエリアの卸電力市場価格はほぼゼロになることから、仮に卸電力市場価格をベースに電気の売買が行われている場合、起動・停止費用を除けば、出力制御時は火力等発電設備の稼働を止める方が経済合理的となることが多いと考えられる※。

※調整力供出などの系統運用上の必要性や、自家発としての稼働の必要性から運転する場合などがある。

(参考) 電源Ⅲ火力最低出力 (2021年7月末時点)

2021年10月28日系統ワーキンググループ 第32回 参考資料

(者(万kW))

事業者と契約する出力制御時の最低出力率		事業者数 (設備容量)								
		北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
① 電源Ⅲ 火力 (石油)	自家消費相当分まで抑制	1(1.50)	2(10.26)	2(11.4)	1(4.61)	0	3(113.40)	2(18.40)	7(29.25)	0
	0～30%以下	1(6.30)	0	1(22.6)	0	0	0	0	4(53.20)	0
	31～50%以下	0	0	0	0	2(12.0)	1(14.90)	0	0	0
	51%以上	0	0	2(35.6)	2(5.59)	0	1(11.24)	0	0	0
	その他	0	0	2(8.8)	0	0	1(61.70)	0	0	0
	合計	2(7.80)	2(10.26)	7(78.4)	3(10.20)	2(12.0)	6(201.24)	2(18.40)	11(82.45)	0
② 電源Ⅲ 火力 (石炭)	自家消費相当分まで抑制	3(9.90)	1(15.43)	0	0	0	2(29.55)	7(143.20)	0	0
	0～30%以下	0	1(100)	1(62.8)	1(50.00)	0	0	1(16.70)	1(30.00)	0
	31～50%以下	1(10.00)	6(406.20)	0	0	0	3(143.00)	2(217.10)	3(298.60)	0
	51%以上	0	2(30.60)	2(21.0)	1(4.05)	0	5(57.07)	0	0	0
	その他	0	0	1(3.1)	0	0	0	0	0	0
	合計	4(19.90)	10(552.23)	4(87.0)	2(54.05)	0	10(229.62)	10(377.00)	4(328.60)	0
③ 電源Ⅲ 火力 (LNG)	自家消費相当分まで抑制	4(1.57)	1(13.11)	3(2.3)	0	7(7.58)	1(1.10)	0	0	0
	0～30%以下	1(7.50)	2(14.51)	2(1.7)	0	2(6.45)	0	0	1(40.60)	0
	31～50%以下	0	5(142.88)	2(2.5)	0	2(56.2)	0	0	0	0
	51%以上	0	0	5(11.0)	0	0	0	0	0	0
	その他	0	0	1(2.9)	0	0	0	0	0	0
	合計	5(9.07)	8(170.50)	13(20.4)	0	11(70.23)	1(1.10)	0	1(40.60)	0

※東京エリアは事業者との協議中の段階であり、記載なし

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) バイオマス最低出力 (2021年7月末時点)

2021年10月28日系統ワーキンググループ 第32回 参考資料

(者(万kW))

事業者と契約する出力制御時の最低出力率		事業者数 (設備容量)								
		北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
④ 混焼バイオマス	自家消費相当分まで抑制	0	4(56.11)	0	0	1(0.1)	6(158.27)	0	4(25.00)	0
	0～30%以下	1(8.00)	0	0	0	0	0	0	0	0
	31～50%以下	1(5.00)	0	1(14.9)	0	1(3.6)	5(51.43)	0	0	0
	51%以上	1(10.40)	3(41)	3(19.0)	0	0	3(7.18)	0	2(22.40)	0
	その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	合計	3(23.4)	7(97.11)	4(33.9)	0	2(3.7)	14(216.88)	0	6(47.40)	0
⑤ 専焼バイオマス	自家消費相当分まで抑制	1(0.10)	7(8.15)	0	1(0.10)	1(0.1)	1(0.20)	0	0	0
	0～30%以下	0	6(4.65)	0	0	0	0	0	0	1(0.08)
	31～50%以下	37(39.18)	4(20.21)	4(0.2)	1(0.01)	2(0.83)	3(2.14)	8(27.24)	3(16.90)	0
	51%以上	2(7.61)	4(10.79)	14(18.0)	1(3.70)	3(4.88)	4(3.20)	1(6.30)	3(14.00)	0
	その他	0	0	0	0	0	0	2(12.50)	0	1(4.46)
	合計	40(46.89)	21(43.8)	18(18.2)	3(3.80)	6(5.81)	8(5.53)	11(46.04)	6(30.90)	2(4.54)
⑥ 地域資源バイオマス	合計	125 (13.80)	76 (22.6)	73 (27.7)	19 (6.44)	5(3.07)	40(16.36)	39 (6.30)	175 (48.96)	7 (1.80)

※東京エリアは事業者との協議中の段階であり、記載なし

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 火力の出力 (2021年における最小需要日)

(万kW)

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
			4/11 13時	5/4 12時	5/4 12時	5/3 12時	5/4 14時	5/3 11時	5/3 12時	5/3 12時	5/3 12時	4/18 12時
需要			292	723.9	2519	1031	219	1143	495	229	707	73.8
発電出力	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	63	100.7	801	289	60	134	59	57	44	44.0
		電源Ⅲ	24	90.1	405	33	15	92	88	51	48	0
		計	87	190.8	1206	322	75	225	147	108	93	44.0
	再エネ	太陽光	176	551.7	1305	806	91	463	447	232	833	29.0
		風力	18	83.2	10	13	2	6	7	2	2	0.8
		一般水力	64	194.5	192	112	112	167	35	27	21	0
		地熱	2	8.9	0	0	0	0	0	0	17	0
		バイオマス	16	42.4	25	10	4	8	8	6	29	0
		計	276	880.7	1532	941	208	644	497	267	901	29.8
	原子力		0	0.0	0	0	0	296	0	0	414	0
	揚水・蓄電池		△41	△44.9	△715	△177	0	△251	△97	△61	△210	0
	連系線活用		△30	△302.7	496	△55	△64	229	△52	△86	△146	0
	再エネ出力制御		0	0	0	0	0	0	0	0	△345	0
	需要にシめる火力の割合 (火力計/需要)		29.8%	26.3%	47.9%	31.2%	34.3%	19.7%	29.7%	47.2%	13.2%	59.6%

※最小需要日（GW含む）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若しくは下げ調整力最小の時間帯の需要とする

※バイオマスには、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを含む。

※火力電源Ⅲには混焼バイオマスを含む。

出典：各エリア一般送配電事業者

最低出力の引下げに係る論点②

(引下げの方法・水準)

- 現行のガイドラインにおいて、発電方式の区分によらず一律の基準が設けられている一方、系統連系技術要件において、発電方式により出力変化速度や最低出力時の効率の違いなどといった、設備の特性に応じた基準が設けられていることから、最低出力を引き下げる場合に、設備の特性に応じてガイドラインにおいて基準を定めることとしてはどうか。
- その際、技術面の検討に加えて、安定供給や経済性等の観点も踏まえることが必要。また、火力発電設備とバイオマス発電設備について、従来どおり、特に差異を設けないことを基本としつつ、具体的な水準については、引き続きメーカーからのヒアリング等を行いつつ、海外の事例も参考に、定めていくこととしてはどうか。
- なお、仮に基準を引き下げることとした場合、その適用時期については、事業者の予見可能性を確保する観点から、例えば、2～3年程度の猶予期間を設けることを基本としつつ、実態等を踏まえ判断することとしてはどうか。

(参考) メーカーヒアリング概要 <中間報告>

- 火力等発電設備の最低出力の引下げについて、現在実施中の技術的な課題等に関するメーカーからヒアリングした主な内容は以下の通り。

主要メーカーからのヒアリングを元に作成

<従来型火力>

- 大型石炭火力では一般的に**最低出力約30%の設備が多い**が、設備や運用の工夫によって、**20%前後**などより低い最低負荷で運用している例も存在。
- 最新鋭機では、例えば、広範囲の負荷に対応したバーナーや回転数を制御可能なミルテーブル等の採用により柔軟性を向上。

<ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC) >

- **一般的に約50%の設備が多い**が、高い効率と機動性を有する最新鋭機では、**最低出力25%程度**での運用例も存在。
- 燃焼器の熱振動対策や蒸気温度を維持するタービンへの対策、低負荷帯でも必要なNox排出規制を満たす性能を確保するための脱硝装置等の対策が必要。

<共通>

- 従来型火力、コンバインドサイクルともに最低出力引下げには、**個々の発電所ごとに応じた検討が必要**ではあるものの、**技術課題は明確**。
- 他方、その実現には、プラント機器開発や電気・制御システム等について**追加投資を伴う改修が必要**。
- 再エネ導入拡大や系統安定への貢献価値を評価してもらえる**インセンティブ付与**（需給調整能力の価値化等）が必要と考える。

(参考) 火力設備の調整機能に関する現状と目標

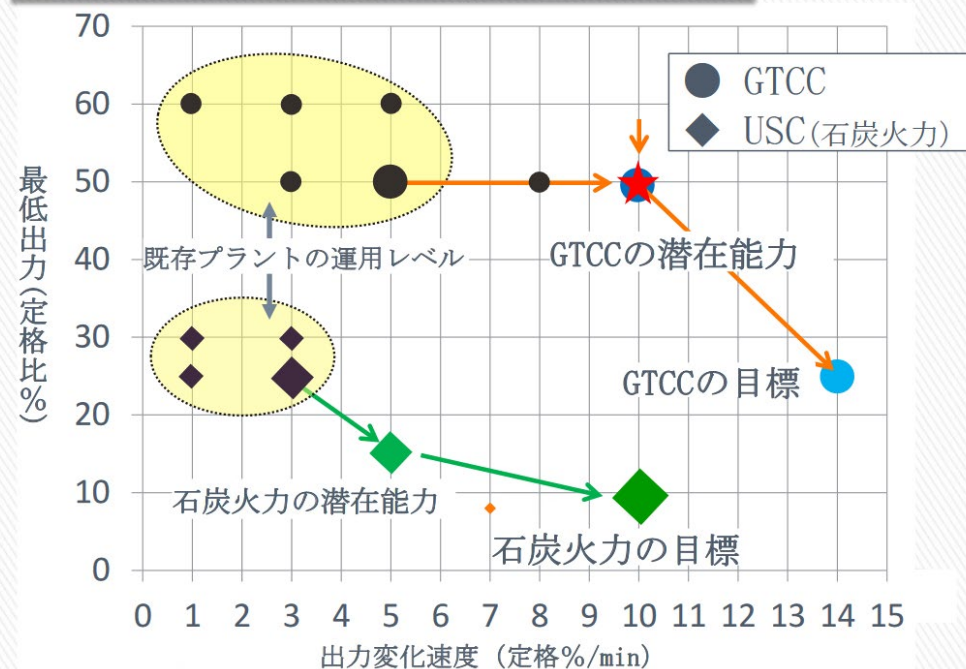
- 国内の火力発電の多くは、貫流石炭火力（通常型）において、現状30%程度、ガスタービンコンバインドサイクル（GTCC）において、50%の最低出力で運用されている。

2021年10月28日系統ワーキンググループ 第32回 資料 3

火力設備の調整力一覧

		貫流石炭火力(通常型) (600~1,000MW級)	GTCC(1軸、多軸) (1,100~1,600℃級)
変化速度	現 状	1~3%	1~5%
	潜在能力	3~5%	8%
	目 標	5%(低出力帯) 10%(高出力帯)	14% (中間負荷帯)
最低出力	現 状	30%程度	50%
	目 標	15%以下	25%
起動時間	現 状	4時間程度	60分程度
	目 標	より短く	30分

火力設備の調整力 現状と目標



(参考) 火力等発電設備の仕様

＜仕様等を系統連系技術要件に定める火力等発電設備＞

供給区域	北海道	沖縄	北海道及び沖縄以外
発電容量	10万kW以上	3.5万kW以上	10万kW以上

＜系統連系技術要件に定める火力等発電設備の仕様等＞

	GTおよびGTCC	その他の火力等発電設備
GF速度調停率	5%以下*	5%以下*
GF幅	5%以上*	3%以上*
LFC変化速度	5%/分以上	1%/分以上*
LFC幅	±5%以上*	±5%以上
EDC変化速度	5%/分以上	1%/分以上*
EDC+LFC変化速度	10%/分以上	1%/分以上*
最低出力	50%以下	30%以下
DSS機能具備	要（8時間以内*）	無*
周波数変動補償（不感帯）	要（±0.2Hz以内*）	要（±0.2Hz以内*）
出力低下防止	要	—

*北海道・沖縄は別仕様

最低出力の引下げに係る論点③

(既設の扱い)

- 既存の火力等発電設備について、引下げ後の最低出力の基準を新設の場合と同様に適用することは、事業者の予見可能性を損なうこととなり、妥当でない。
- 他方、既設について、新たな基準を全く適用しないこととした場合、出力制御が行われた断面に調整力以外の化石由来の電気が消費されることで、経済的にも脱炭素の観点からも合理性を損なう可能性がある。
- このため、各設備の所在するエリアにおける出力制御の発生状況や、エリアの系統規模に比した電源の規模などを踏まえ、例えば、以下の設備については、新設の場合と同様の基準適用を求めていくこととしてはどうか。
 - ・出力制御が発生しているエリアに所在する発電設備
 - ・出力制御が発生する可能性があるエリアに所在し、かつ、エリアの系統規模に比して電源の規模が大きい設備
- その際、最低出力まで出力を引き下げることが困難な場合においては、稼働停止を原則とすることとしてはどうか。
- また、出力制御の実施状況等を踏まえながら定期的なフォローアップを行う観点から、出力制御の事後検証の中で電力広域機関が行っている電源Ⅰ、Ⅱの公表に加えて、本WGにおいて、定期的に、出力制御が行われている断面で稼働している電源Ⅲ火力やバイオマスの発電所名や稼働理由等を公表することとしてはどうか。

(参考) 最低出力基準の遵守が望まれる既存の火力等発電設備 (案)

- 現行の各エリア（沖縄除く）の系統連系技術要件では、10万KW以上の火力等発電設備に最低出力等の周波数調整機能を具備することが要件とされている。
- 沖縄エリアでは、系統規模に対して、調整電源の数や規模も限られていることから、現状で調整力としている発電設備の容量と同等とし、他エリアより小さい基準（3.5万kW以上）で運用されている。
- こうした実態を鑑み、既設については、見直し後の最低出力基準の遵守が望まれる対象として、以下のように整理することが一案。

判断軸① 判断軸②		電源の規模	
		小	大
出力制御の 発生状況	現に発生	最低出力基準の遵守が強く望ましい	
	発生可能性あり	最低出力基準の遵守が望ましい	
	現状は可能性なし	※エリアの出力制御可能性が出てきた際には、基準遵守が望まれる。	

公表