

最新の出力制御の見通しの算定について

2021年10月28日
資源エネルギー庁

出力制御の見通しの算定に関する考え方

- 需給バランスによる出力制御の見通しの算定に当たっては、年に1回、各一般送配電事業者から見通しを公表していたところ、再エネの導入拡大が進む中、その公表の在り方について御議論いただきたい。
- 今年度の算定に当たっては、本WG等においてとりまとめる出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえ、試算結果を提示することとしてはどうか。
- また、上記の試算結果の公表に加えて、通常想定される需給バランスにおいて、2022年度に再エネ出力制御が生ずる蓋然性の高いエリアにおいては、短い時間軸における予見可能性を高める観点から、追加的に最新の補修計画等を反映し、2022年度の出力制御見通しについても試算・公表する。
- 一方で、これまでと同様、これらの出力制御の見通しは、前提と同様の条件が揃った場合に発生するため、実際に発生する出力制御の時間数等については、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することや、あくまでも試算値であり、一般送配電事業者が上限値として保証するものではないことに留意する必要がある。

新たな算定方法について

- 従来は30日等出力制御枠を基準に今後見込まれる導入量における出力制御量の算定を行っていたところ、見やすさの観点から、算定の基準として足下の導入実績を用いることとする（変更点①）。
- 太陽光・風力については、従来は、一方の電源を固定した上で、もう一方の電源が追加で導入された場合の試算結果を電源毎に公表していたところ、今後見込まれる導入量により即した試算とするため、足下の導入実績から太陽光・風力の双方が追加で導入された場合の試算に統合する（変更点②）。
- また、本WG等においてとりまとめる出力制御低減策※に係る基本的方向性を踏まえ、出力制御の試算結果を公表してはどうか（変更点③）。※例）需要対策：蓄電池の導入、供給対策：電源Ⅲ火力最低出力引下げ、系統対策：連系線増強

【各社の試算結果のイメージ図（※東北エリアの場合）】

●無制限・無補償ルール事業者に対して、見込まれる導入量における出力制御の見通し

変更点③（例）

変更点①	最小需要 （※1）	連系線 活用量 （※2）	実績ベースの見通し (2018~2020年度の実際の需要、日照等を基礎 にして試算後、過去3年間の平均値)（※3）			蓄電池を ●万kW (●万kWh) 導入した場合	火力電源Ⅲ (●万kW) の 最低出力を引下 げた場合	連系線増強を 踏まえた場合 (●●連系線を ●kW増強)（※5）
			ケース① 太陽光 + ●●万kW 風力 + ●●万kW	ケース② 太陽光 + ▲▲万kW 風力 + ▲▲万kW	ケース③ 太陽光 + ■■万kW 風力 + ■■万kW			
東北	太陽光 670万kW 風力 170万kW	768万kW	0万kW <0%>	○○時間 (○%)	○○時間 (○%)	○○時間 (○%)	○○時間 (○%)	○○時間 (○%)
			176.5万kW <100%>	○○時間 (○%)	○○時間 (○%)	○○時間 (○%)	○○時間 (○%)	○○時間 (○%)

※1 最小需要については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2018~2020年度の平均値である。

※2 中三社については、足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量0%の場合の出力制御の見通しを算定。

※3 至近の導入状況等を踏まえ、追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。出力制御量低減策については、2020年度の需要、日照等を基礎にして試算。

※4 中三社除く。※5 今後X年以内に広域系統整備計画で増強が見込まれるもの。

(参考) 指定電気事業者の下で追加される太陽光発電と出力制御の見通し

2020年12月18日系統ワーキンググループ 第28回 資料1-8

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	連系線活用量	実績ベースの見通し（2017～2019年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値）(※2)		
北海道	117万kW	273.0万kW	0万kW <0%>	+100万kW 3,448時間 (76.6%)	+150万kW 3,591時間 (80.1%)	+200万kW 3,649時間 (80.9%)
			29万kW <50%>	+100万kW 3,158時間 (65.8%)	+150万kW 3,302時間 (69.8%)	+200万kW 3,450時間 (73.6%)
			58万kW <100%>	+100万kW 2,777時間 (49.6%)	+150万kW 2,951時間 (56.2%)	+200万kW 3,112時間 (61.6%)
東北	552万kW	773万kW	0万kW <0%>	+150万kW 1,688時間 (57.2%)	+300万kW 2,094時間 (68.8%)	+450万kW 2,430時間 (77.2%)
			82.2万kW <50%>	+150万kW 1,059時間 (42.6%)	+300万kW 1,460時間 (55.5%)	+450万kW 1,792時間 (65.7%)
			164.3万kW <100%>	+150万kW 380時間 (5.7%)	+300万kW 745時間 (18.6%)	+450万kW 1,026時間 (29.8%)

() 内は出力制御率 (注) 各電力の風力は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く（沖縄については2～5月）晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2017～2019年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

(参考) 指定電気事業者の下で追加される風力発電と出力制御の見通し

2020年12月18日系統ワーキンググループ 第28回 資料1-8

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	連系線活用量	実績ベースの見通し（2017～2019年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値） (※2)		
北海道	36万kW	273.0万kW	0万kW <0%>	+100万kW 6,433時間 (60.6%)	+150万kW 7,049時間 (65.4%)	+200万kW 7,505時間 (70.3%)
			29万kW <50%>	+100万kW 5,818時間 (50.6%)	+150万kW 6,238時間 (54.8%)	+200万kW 6,816時間 (59.4%)
			58万kW <100%>	+100万kW 4,925時間 (38.0%)	+150万kW 5,365時間 (43.1%)	+200万kW 5,877時間 (47.6%)
東北	251万kW	773万kW	0万kW <0%>	+150万kW 2,919時間 (35.3%)	+300万kW 3,771時間 (43.6%)	+450万kW 4,540時間 (50.9%)
			82.2万kW <50%>	+150万kW 1,612時間 (20.4%)	+300万kW 2,323時間 (27.4%)	+450万kW 3,135時間 (34.3%)
			164.3万kW <100%>	+150万kW 636時間 (4.4%)	+300万kW 1,236時間 (9.1%)	+450万kW 1,885時間 (15.8%)

() 内は出力制御率　注) 各電力の太陽光は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2017～2019年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

(参考) 出力制御の見通しの算定に関する考え方

出力制御の見通しの算定に関する考え方

- ① 「8,760時間の実績ベース方式」による見通しのみ算定。
- ② 実際の導入実績等に即した、今後の導入増加量を採用。
- ③ 過去3年の年度毎に見通しを算定後、過去3年間の平均値を採用※。

※更なる出力制御量低減策を想定するケースについては、単年度（2020年度）実績を用いて算定。

項目	諸元
算定年度	2018年度～2020年度（各年度毎に算定後、過去3年間の平均値を採用）
電力需要	2018年度～2020年度のエリア実績
太陽光発電・風力発電の供給力	太陽光発電と風力発電の時間帯別の各年度発電実績で評価
供給力（ベース）	震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定
火力発電の供給力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力・需給調整用蓄電池の活用	再エネの余剰電力吸収のため最大限活用（発電余力として最大発電機相当を確保）
地域間連系線の活用	間接オークションの活用の見通しに応じた幅を持った数値を採用

(参考)「出力制御見通し」の算定方法①

【需給バランス断面のイメージ図】

【A】需要

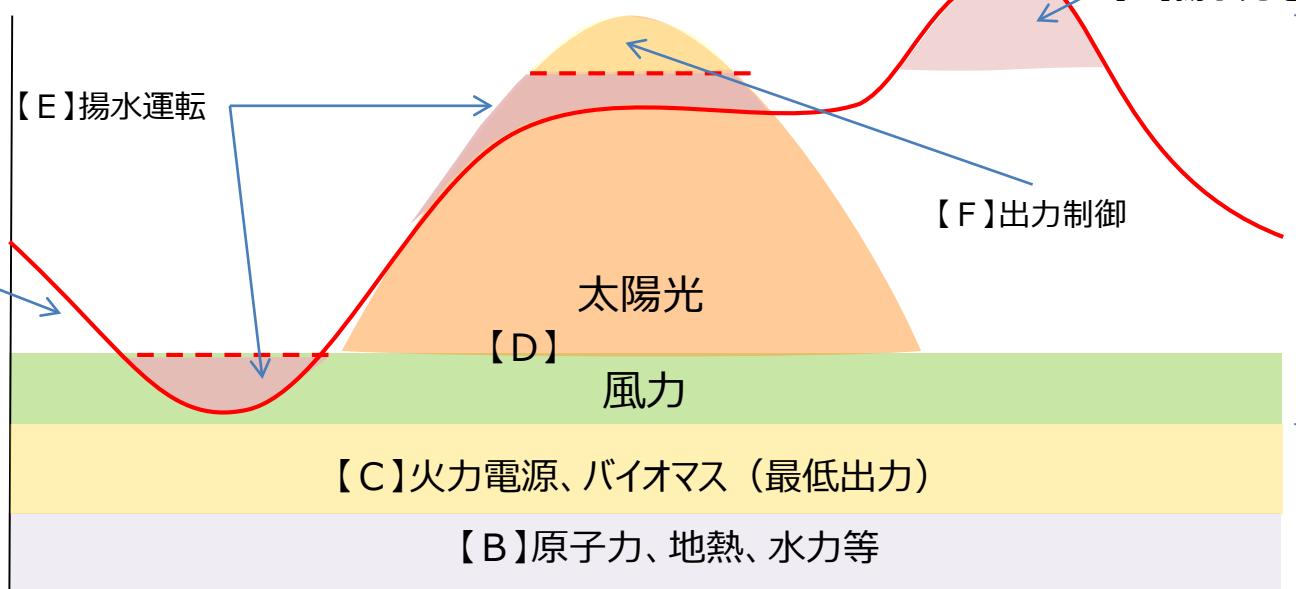
需要については、各年度のエリア需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した需要を用いる。
また、最低需要については、4月又は5月の休日（GWを除く）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

【B】原子力、地熱、水力

原子力、地熱、水力の出力については、震災前過去30年間の設備平均利用率を用いて評価。また、地熱、小水力については、導入が見込まれる案件を織り込む。

【C】火力、バイオマス

LFC調整力の確保や、夕方ピーク時の需要に対応するために必要な量も含め、最大限に出力が制御される。
なお、バイオマスについて、制御可能な場合は事業者との協議値、制御不可な場合は過去の実績等を用いる。
(原則、最低出力50%以下)。



【D】太陽光・風力

太陽光・風力発電の出力については、過去実績をベースに今後見込まれる導入量に基づき出力を算定。

※ 風力発電については、JWPAより「風力発電の出力制御の実施における対応方針」において示された部分制御考慮時間により算定する。

【E】揚水式水力

揚水式水力については、再エネ余剰時に揚水運転を行い、再エネ受け入れのために最大限活用する。その際には、以下の3点を考慮。

1. kW : 再エネの出力（上図の高さ）に対して、揚水運転が対応可能か
2. kWh : 揚水可能量が、余剰再エネ量（上図の面積）に対して十分か
3. 週間運用 : 揚水した水を、夜間等に放水（揚水発電）が可能か

【F】出力制御

今後の出力制御対象範囲の拡大を考慮した上で、見込まれる再エネの導入量における出力制御量を算定する。

(参考)「出力制御見通し」の算定方法②

● 年間を通しての「出力制御見通し」算定のイメージ

- ① 太陽光・風力の出力が大きい状況では、火力電源等を安定供給に必要な最低出力とする。 . . . (A)
- ② その上で、電気の供給量が需要量を超過する場合、まずは揚水運転を実施し、できる限り余剰の再エネ電気を吸収。 . . . (B)
- ③ それでもなお、太陽光・風力の余剰電力が発生する場合は、出力制御を実施（ルール毎の出力制御上限を考慮）。 . . . (C)
- ④ 現状の接続量をベースとし、今後見込まれる導入量（接続量 + a）における出力制御量を算定

【イメージ図】

太陽光・風力発電の余剰電力： (B) + (C)

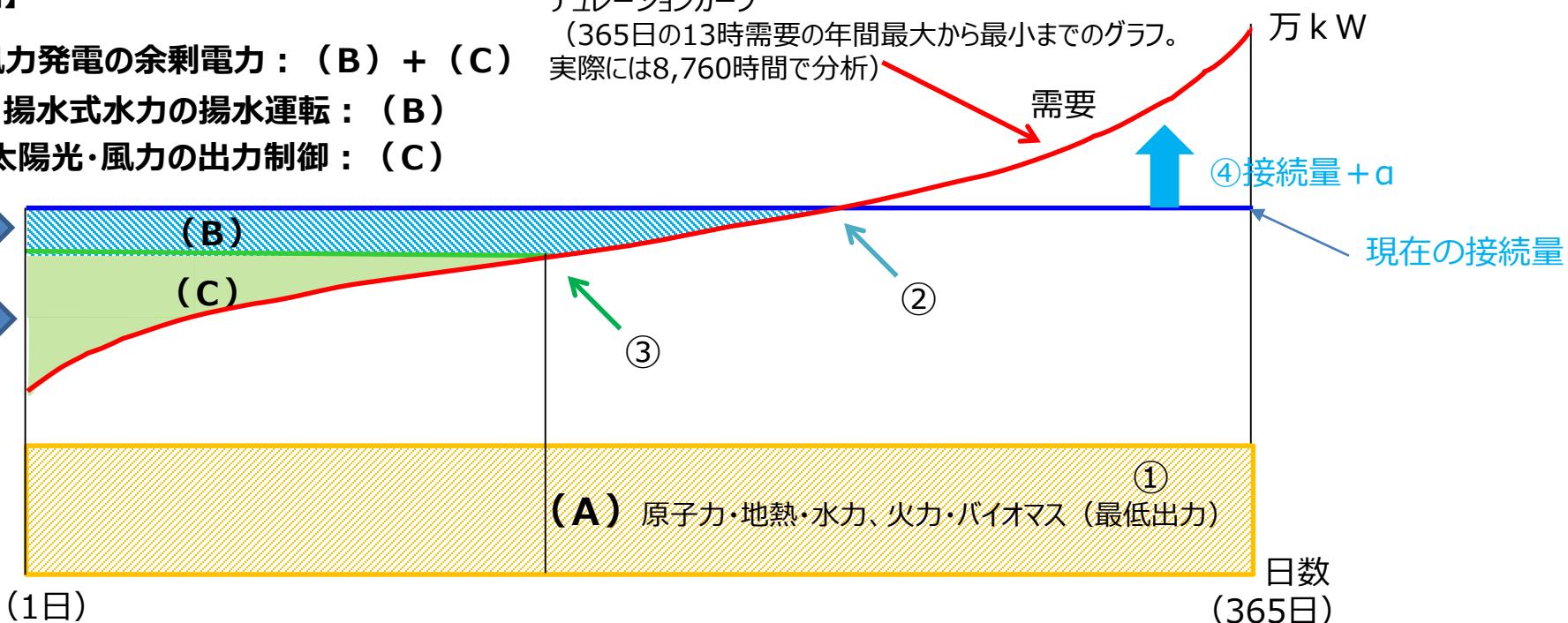
⇒
 [揚水式水力の揚水運転： (B)
 太陽光・風力の出力制御： (C)]

揚水運動

出力制御

デュレーションカーブ

(365日の13時需要の年間最大から最小までのグラフ。
 実際には8,760時間で分析)



2022年度の出力制御見通しのイメージ

- 短期的な出力制御見通しについては、これまで、出力制御の実績のあった、九州電力送配電のみ、公表を行ってきたところ。
- 今後、通常想定される需給バランスにおいて、**2022年度に再エネ出力制御が生ずる蓋然性の高いエリア**においては、短期的な予見可能性を高める観点から、これまでの九州電力送配電の分析方法を可能な限り参考にしつつ、**2022年度の出力制御見通しについても試算・公表することとしてはどうか。**
- またその中で、**エリア全体がオンライン化した場合**の出力制御率についても、試算・公表することとしてはどうか。

2021年9月30日系統ワーキンググループ 第31回 資料1－5 九州電力送配電

<2021年度太陽光出力制御見通し（各制御区分別）> (%、[億kWh])

	出力制御率 ^{※1} [制御電力量]					全設備	
	制御対象設備のみ						
	旧ルール オフライン	旧ルール オンライン	無制限・無補償 ルール	制御対象 設備計			
前回 ^{※2} (2020年12月時点)	12.1 [4.2]	5.4 [0.7]	3.3 [1.1]	7.3 [6.1]	4.6		
今回	12.3 [2.7]	6.4 [1.6]	4.9 [1.5]	7.5 [5.8]	4.6		

※1 各区分の太陽光出力制御量／各区分の太陽光総発電量(出力制御量含み)にて算出。全設備は出力制御対象外設備を含む太陽光総発電量(出力制御量含み)に対する太陽光出力制御量の割合を示す。

※2 第28回系統WG (2020.12.11)での掲載値。

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。