

最新の出力制御の見通しの算定について

2019年10月
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

- 出力制御の見通しの算定の前提は、従来「接続可能量」の算定に用いてきた前提と同様としつつ、出力制御の見通しの算定に当たっては、より実際の導入実績等に即したものにするため、昨年度同様の考え方を採用する。
- なお、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、電力会社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。

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。（「2σ方式」の見通しは策定しない。）
- 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。

項目	諸元
算定年度	2016年度～2018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	2016年度～2018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 1) 「接続可能量」の算定方法①

【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（下図の高さ）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（下図の面積）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

【需給バランス断面のイメージ図】

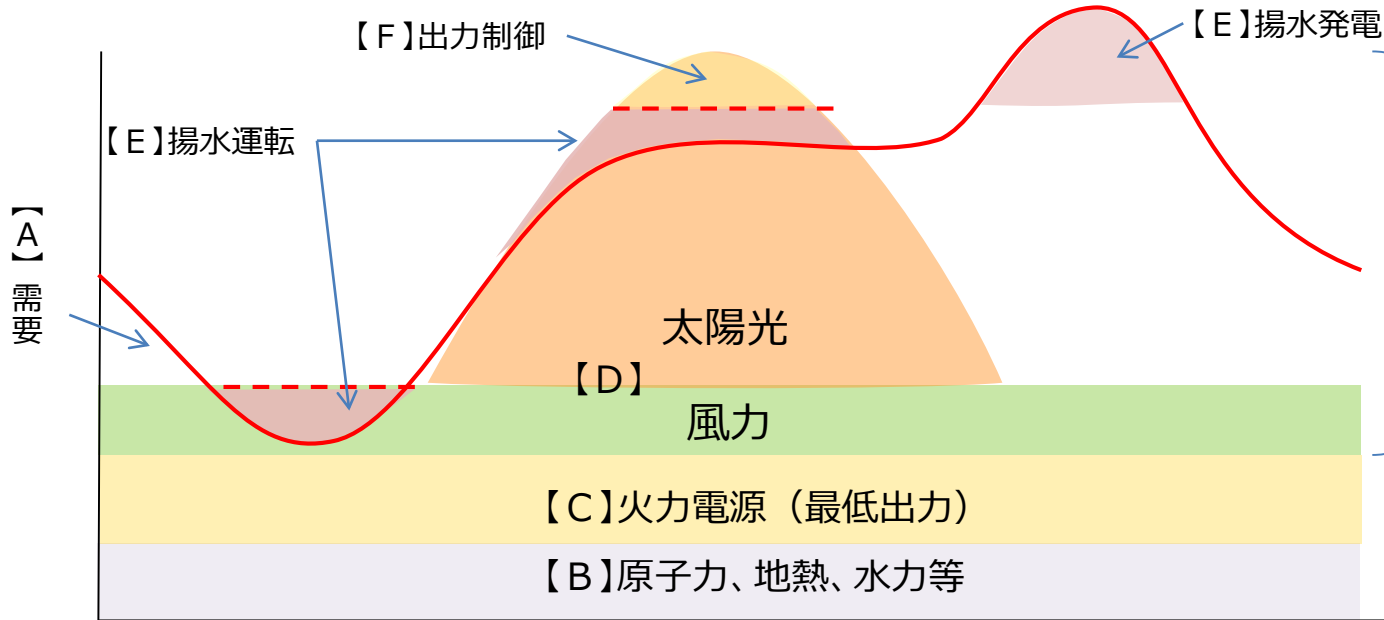
【F】出力制御

年間30日、年間360時間(太陽光)、年間720時間(風力)[※]までの出力制御による需給調整を織り込み「接続可能量」を算定する。

【D】太陽光・風力発電

太陽光・風力発電の出力については、合成2σ値相当を採用するとともに、発電量が少ない日（曇天・雨天）を考慮する。

※ 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。



【A】需要

需要については、算定対象年度の前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実需要を用いる。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、水力等

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した。なお、バイオマスについては、過去の実績を用いる。また、地熱、小水力、バイオマスについては、導入が見込まれる案件を織り込む。

【C】火力発電

火力発電の出力については、再エネ特措法のルールを前提として、安定供給上必要な下限値まで制御又は停止しながら、可能な限り経済的な運用を行うこととする。

(参考2) 「接続可能量」の算定方法②

● 年間を通しての「接続可能量」算定のイメージ

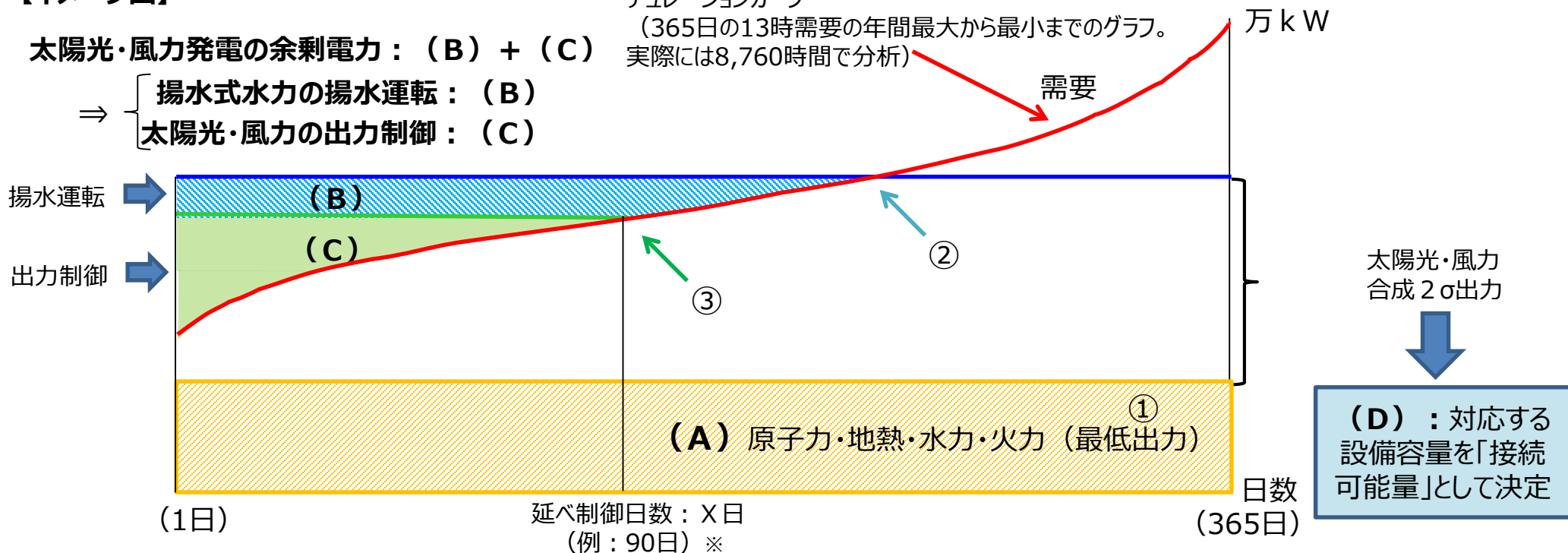
- ① 太陽光・風力の出力が大きい状況では、火力電源を安定供給に必要な最低出力とする。・・・ (A)
- ② その上で、電気の供給量が需要量を超過する場合、まずは揚水運転を実施し、できる限り余剰の再生エネ電気を吸収。・・・ (B)
- ③ それでもなお、太陽光・風力の余剰電力が発生する場合は、年間30日、年間360時間 (太陽光)、年間720時間 (風力) を上限とする出力制御を実施。・・・ (C)
- ④ 1 発電所当たりの再生エネ電気の出力制御日数が年間30日、年間360時間 (太陽光)、年間720時間 (風力) に達するまで、太陽光発電・風力発電を受入れることとし、「接続可能量」を算定。・・・ (D)

【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)

デューションカーブ
(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)



※ 但し、雨天・曇天は太陽光出力を小さく評価し、区別して制御対象日から除外

(参考3-1) 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 (2018年度) 5

	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 (2015~2017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)				
				+20万kW	+40万kW	+60万kW	+80万kW	+100万kW
北海道	117万kW	277万kW	0万kW <0%>	1,603時間 (44.9%)	1,668時間 (46.6%)	1,734時間 (49.0%)	1,805時間 (51.2%)	1,861時間 (53.3%)
			30万kW <50%>	738時間 (23.8%)	816時間 (26.8%)	890時間 (29.6%)	974時間 (32.8%)	1053時間 (35.8%)
			61万kW <100%>	100時間 (4.4%)	139時間 (6.2%)	187時間 (8.4%)	237時間 (10.6%)	316時間 (14.2%)
東北	552万kW	768万kW	0万kW <0%>	514時間 (10.2%)	901時間 (24.7%)	1,206時間 (37.5%)		
			87.9万kW <50%>	202時間 (3.5%)	597時間 (11.4%)	831時間 (17.5%)		
			175.7万kW <100%>	105時間 (1.7%)	310時間 (3.6%)	620時間 (11.6%)		

() 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、2015~2017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3-2) 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 (2018年度) 6

	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 (2015~2017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)			
北陸	110万kW	254万kW	0万kW <0%>	+20万kW 1,072時間 (32.0%)	+40万kW 1,178時間 (33.5%)	+60万kW 1,351時間 (36.8%)	
			80.5万kW <50%>	+20万kW 134時間 (5.5%)	+40万kW 150時間 (6.3%)	+60万kW 170時間 (6.9%)	
			161万kW <100%>	+20万kW 22時間 (1.1%)	+40万kW 28時間 (1.5%)	+60万kW 38時間 (1.9%)	
中国	660万kW	553万kW	0万kW <0%>	+100万kW 304時間 (13.9%)	+200万kW 492時間 (22.0%)	+300万kW 698時間 (30.3%)	
			56万kW <50%>	+100万kW 191時間 (9.2%)	+200万kW 276時間 (13.0%)	+300万kW 389時間 (17.8%)	
			112万kW <100%>	+100万kW 116時間 (5.7%)	+200万kW 185時間 (9.0%)	+300万kW 259時間 (12.3%)	

() 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、2015~2017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3-3) 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 (2018年度) 7

	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 (2015~2017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)				
四国	257万kW	261万kW	0万kW <0%>	+20万kW 832時間 (39.2%)	+40万kW 984時間 (44.0%)	+60万kW 1,033時間 (45.4%)		
			67.5万kW <50%>	+20万kW 108時間 (6.0%)	+40万kW 182時間 (9.8%)	+60万kW 217時間 (11.3%)		
			135万kW <100%>	+20万kW 6時間 (0.4%)	+40万kW 24時間 (1.4%)	+60万kW 40時間 (2.3%)		
九州	817万kW	818万kW	0万kW <0%>	+400万kW 1,602時間 (56%)	+500万kW 1,786時間 (58%)	+600万kW 1,922時間 (60%)	+700万kW 2,213時間 (65%)	
			67.5万kW <50%>	+400万kW 1,206時間 (36%)	+500万kW 1,372時間 (40%)	+600万kW 1,552時間 (44%)	+700万kW 1,674時間 (49%)	
			135万kW <100%>	+400万kW 842時間 (22%)	+500万kW 1,028時間 (26%)	+600万kW 1,205時間 (30%)	+700万kW 1,364時間 (34%)	

()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、2015~2017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3-4) 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 (2018年度) 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 (2015~2017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)(※3)			
				+5.2万kW	+10.4万kW	+15.6万kW	
沖縄	49.5万kW	73.1万kW	-	345時間 (9.3%)	466時間 (12.0%)	743時間 (15.8%)	

() 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、2015~2017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。
- ※3 第3回電力レジリエンスワーキンググループ (2018年11月5日開催) において、需要が低く太陽光発電が最大出力している断面において、需要に占めるサイト出力比率が最も大きいサイト脱落を選定し、シミュレーションを行うとブラックアウトに至る可能性がある結果となった。沖縄電力はこれを踏まえ、ブラックアウト回避策として安定化装置の機能向上を図ることとし、当該対応が完了するまでの間は、ブラックアウト回避対策として電源持替などによる対策を図ることを一案として示している。当該電源持替を前提に試算を行う場合、出力制御見通しの前提となる制御後の火力発電所の出力が異なるため、電力レジリエンスワーキンググループの議論を踏まえて、必要に応じて出力制御見通しの算定、公表を行うこととする。

(参考4-1) 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 (2018年度)

	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 (2015~2017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	277万kW	0万kW <0%>	+40万kW 2,945時間 (26.3%)	+80万kW 3,504時間 (30.2%)	+120万kW 4,096時間 (34.2%)	+160万kW 4,613時間 (38.1%)	+200万kW 5,070時間 (41.9%)
			30万kW <50%>	+40万kW 1,426時間 (12.3%)	+80万kW 1,827時間 (15.3%)	+120万kW 2,323時間 (18.8%)	+160万kW 2,937時間 (22.7%)	+200万kW 3,517時間 (27.0%)
			61万kW <100%>	+40万kW 345時間 (2.7%)	+80万kW 573時間 (4.1%)	+120万kW 946時間 (6.0%)	+160万kW 1,491時間 (9.3%)	+200万kW 1,985時間 (12.9%)
東北	251万kW	768万kW	0万kW <0%>	+150万kW 859時間 (5.5%)	+300万kW 1,655時間 (12.6%)	+450万kW 2,459時間 (21.6%)		
			87.9万kW <50%>	+150万kW 344時間 (1.8%)	+300万kW 753時間 (4.4%)	+450万kW 1,346時間 (9.1%)		
			175.7万kW <100%>	+150万kW 129時間 (0.6%)	+300万kW 367時間 (1.7%)	+450万kW 738時間 (4.1%)		

() 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、2015~2017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4-2) 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 (2018年度)

	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 (2015~2017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)				
				+30万kW	+60万kW	+90万kW		
北陸	59万kW	254万kW	0万kW <0%>	+30万kW 1,854時間 (20.8%)	+60万kW 2,022時間 (23.1%)	+90万kW 2,252時間 (25.9%)		
			80.5万kW <50%>	+30万kW 238時間 (2.7%)	+60万kW 259時間 (3.5%)	+90万kW 323時間 (4.3%)		
			161万kW <100%>	+30万kW 33時間 (0.6%)	+60万kW 50時間 (0.8%)	+90万kW 57時間 (1.0%)		
中国	109万kW	553万kW	0万kW <0%>	+50万kW 431時間 (3.5%)	+100万kW 451時間 (3.7%)	+150万kW 474時間 (4.0%)		
			56万kW <50%>	+50万kW 241時間 (2.1%)	+100万kW 257時間 (2.3%)	+150万kW 277時間 (2.4%)		
			112万kW <100%>	+50万kW 120時間 (1.1%)	+100万kW 140時間 (1.2%)	+150万kW 151時間 (1.4%)		

() 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、2015~2017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4-3) 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 (2018年度)

	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 (2015~2017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)				
九州	180万kW	818万kW	0万kW <0%>	+100万kW 1,360時間 (8%)	+150万kW 1,600時間 (11%)	+200万kW 1,873時間 (15%)		
			67.5万kW <50%>	+100万kW 749時間 (5%)	+150万kW 932時間 (7%)	+200万kW 1,082時間 (10%)		
			135万kW <100%>	+100万kW 212時間 (1%)	+150万kW 296時間 (2%)	+200万kW 416時間 (4%)		

() 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、2015~2017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。