

「接続可能量（2017年度算定値）」の算定について

平成29年9月
資源エネルギー庁

1. 再生可能エネルギーの「接続可能量」の算定について
2. 出力制御の見通しについて

1. 再生可能エネルギーの「接続可能量」 の算定について

系統WGのこれまでの経緯

2014年9月 太陽光発電の大量申し込みにより接続保留問題が発生

10月 「接続可能量(2014年度算定値)」の算定について検討開始 (第1回系統WG)

12月 「接続可能量(2014年度算定値)」の算定結果の公表 (第3回系統WG)

→同月の第8回新エネ小委員会で結果報告

2015年3月 出力制御見通しを策定 (第5回系統WG)

→同月の第10回新エネ小委員会で出力制御見通しを公表

10月 「接続可能量(2015年度算定値)」の算定について検討開始 (第6回系統WG)

11月 「接続可能量(2015年度算定値)」の算定結果及び出力制御見通しを公表(第7回系統WG)

→12月の第15回新エネ小委員会で結果報告

2016年10月 「接続可能量(2016年度算定値)」の算定について検討開始 (第8回系統WG)

11月 「接続可能量(2016年度算定値)」の算定結果及び出力制御見通しを公表(第9回系統WG)

→2017年1月の第17回新エネ小委員会で結果報告

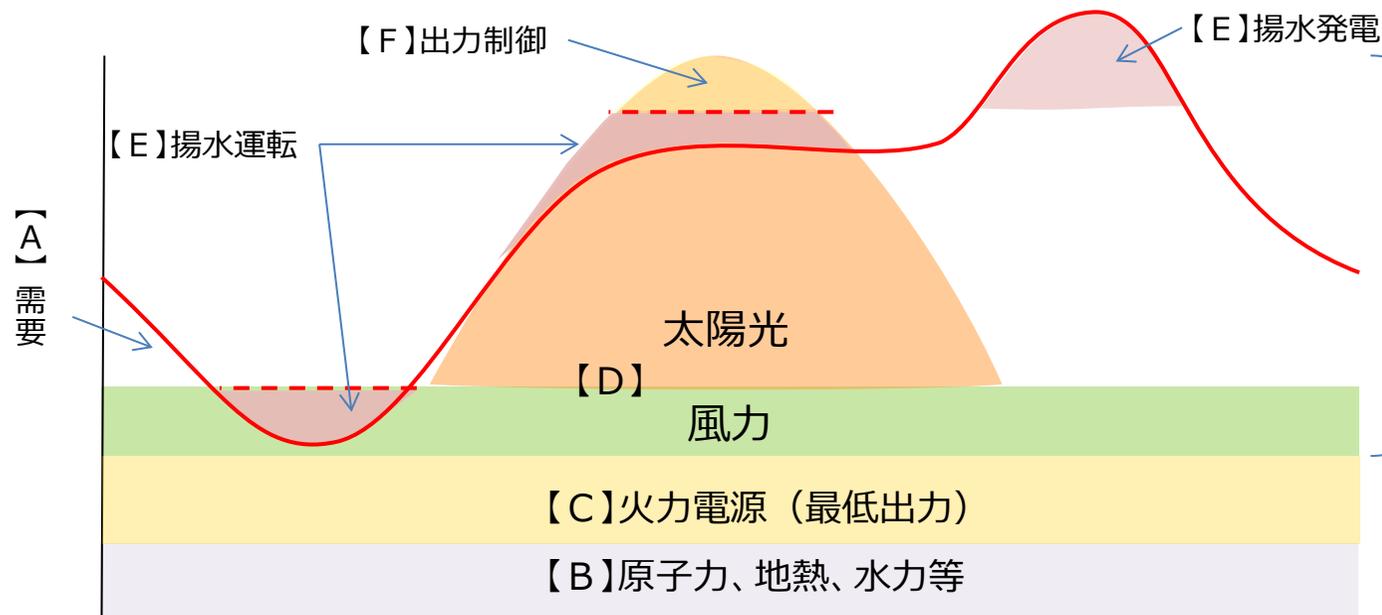
「接続可能量(2017年度算定値)」の算定方法に関する考え方①

【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、2016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。

■ 年間を通しての「接続可能量 (2017年度算定値)」算定のイメージ

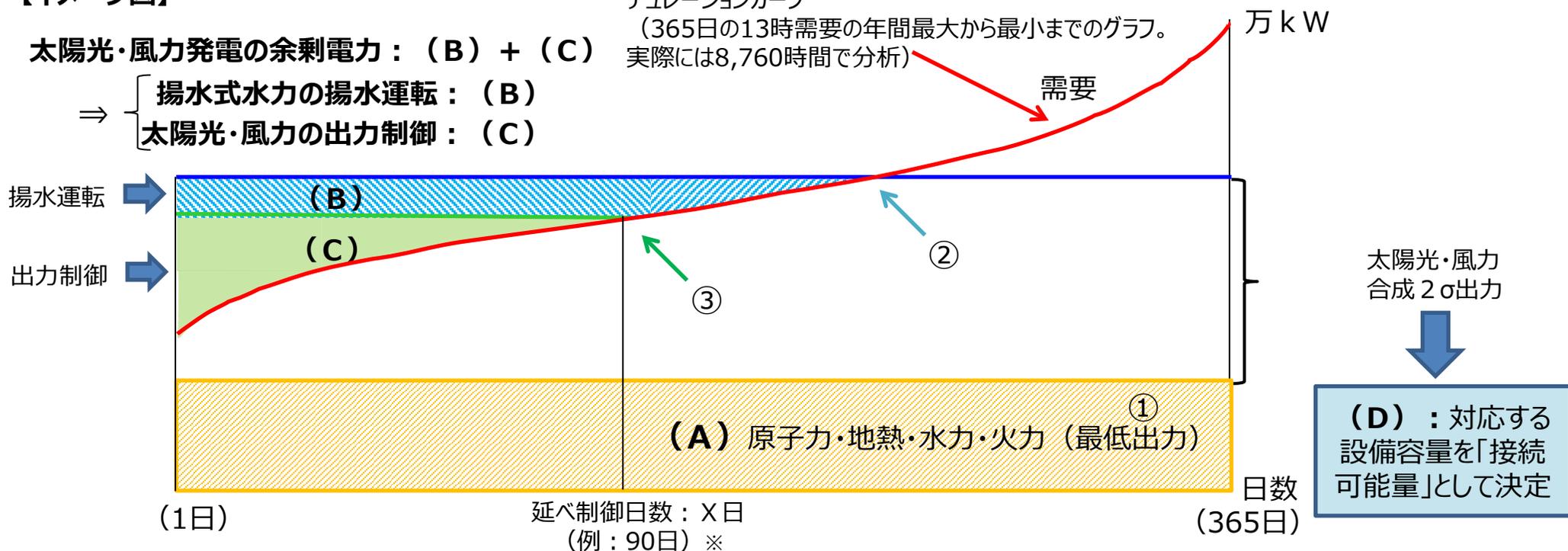
- ① 太陽光・風力の出力が大きい状況では、火力電源を安定供給に必要な最低出力とする。・・・ (A)
- ② その上で、電気の供給量が需要量を超過する場合、まずは揚水運転を実施し、できる限り余剰の再生エネルギーを吸収。・・・ (B)
- ③ それでもなお、太陽光・風力の余剰電力が発生する場合は、年間30日、年間360時間 (太陽光)、年間720時間 (風力) を上限とする出力制御を実施。・・・ (C)
- ④ 1 発電所当たりの再生エネルギーの出力制御日数が年間30日、年間360時間 (太陽光)、年間720時間 (風力) に達するまで、太陽光発電・風力発電を受入れることとし、「接続可能量」を算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



※ 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

「接続可能量(2017年度算定値)」の算定方法に関する考え方③

項目		2016年度算定値（昨年度の系統WG）	2017年度算定値（今回の系統WG）
評価期間	算定断面	1年（8,760時間）	
需要	需要想定・需要カーブ	2015年度エリア実績（余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実際の需要。）	2016年度エリア実績（余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実際の需要。）
供給※ (自然変動)	風力・太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ・2015年度発電実績を元に試算 ・太陽光発電と風力発電の合成出力を月別、時間帯別の最大出力で（2σ評価）で評価 	<ul style="list-style-type: none"> ・2016年度発電実績を元に試算 ・太陽光発電と風力発電の合成出力を月別、時間帯別の最大出力で（2σ評価）で評価
	合成最大出力(2σ)の発生日	一部予測 （雨天、曇天の日は2σ出力は発生しないと予測）	
供給※ (ベース)	一般水力・原子力・地熱	震災前過去30年間の設備利用率平均×設備容量 <ul style="list-style-type: none"> ・調整池式水力、貯水池式水力については、他の再エネ発電時にはできる限り制御 ・水力、地熱、バイオマスについては、設備容量に今後の導入見込みを考慮 	
供給※ (調整)	火力	安定的な供給が維持可能な最低出力等まで調整	
	揚水式水力	最大限の活用（発電余力として最大発電機相当を確保）	
その他	再エネ出力制御	500kW未満も含む太陽光発電及び20kW以上の風力発電については、年間30日、年間360時間（太陽光）、年間720時間（風力）を上限として考慮	
	連系線を利用した取引の活用	現行制度下で各社が自主的な取組みとしてコミットできる分は、「接続可能量」に含める。また、各社の自主的取組を超えるような更なる活用については、拡大策のオプションとして検討。	
	実績ベースによる8,760hの需給解析	算出された各社の「接続可能量」について、風力発電と太陽光発電の出力想定を需要と連動した8,760時間の実績ベースの出力を使用して需給解析を行った場合の出力制御日数、制御量（kWh）等を参考として示す。	

(参考 1) 昨年度の系統WGにおける算定結果

○太陽光の2016年度算定値の算定結果

 は30日等出力制御枠

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	117万 kW	552万 kW	110万 kW	660万 kW	257万 kW	817万 kW	49.5万 kW
2016年度算定値	0万 kW	544万 kW	91万 kW	616万 kW	241万 kW	795万 kW	47.0万 kW
主な増減要因	需要減少	需要減少	需要減少	需要減少	電源構成	需要減少	需要増加

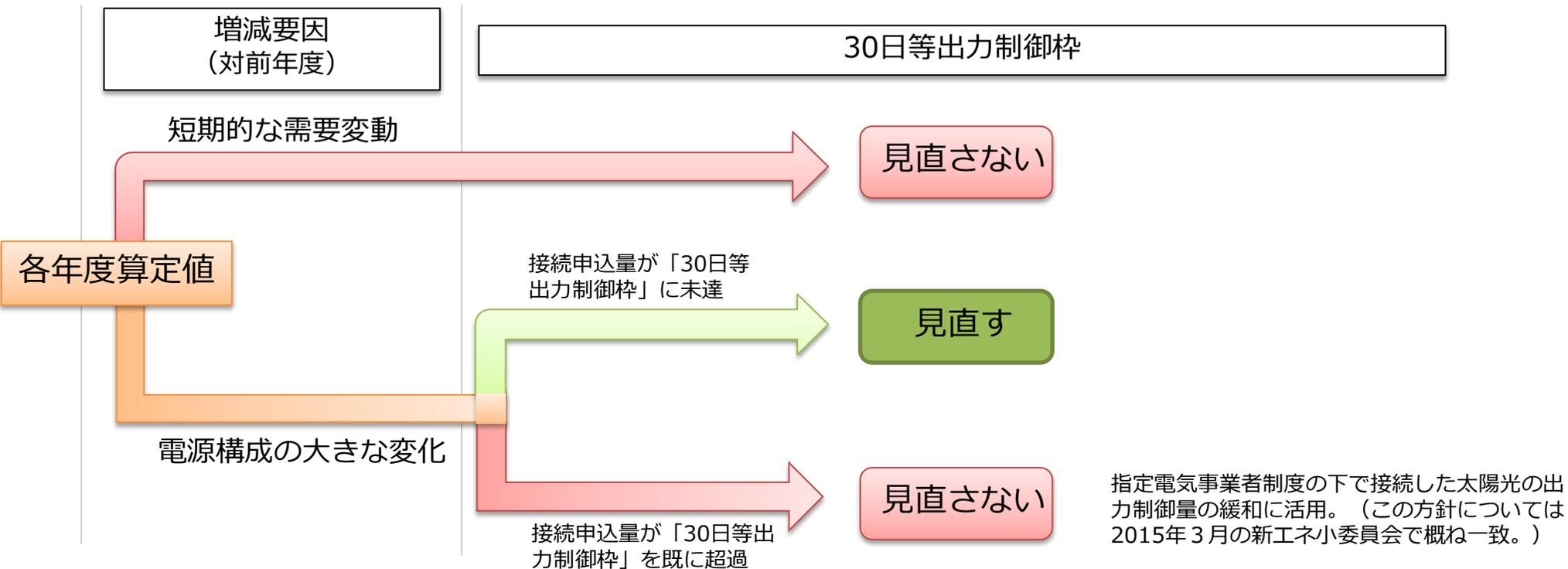
×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない

○風力の2016年度算定値の算定結果

算定値	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	36万 kW	251万 kW	59万 kW	109万 kW	64万 kW	180万 kW	18.3万 kW
2016年度算定値	0万 kW	246万 kW	50万 kW	0万 kW	71万 kW	168万 kW	17.2万 kW
主な増減要因	需要減少	需要減少	需要減少	需要減少	電源構成	需要減少	需要増加

×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ○見直す
 ×見直さない
 ×見直さない

(参考 2) 30日等出力制御枠の見直しの考え方



参考

現状

接続申込量

無補償・無制限の出力制御対象

「30日等出力制御枠」

接続済み

仮に「30日等出力制御枠」を見直す場合

引き続き無制限・無補償の対象となる事業者に出力制御量がより重くかかるおそれ。事業者間の公平性に問題あり。

「2016年度算定値」

引き続き、無制限・無補償の対象

「30日等出力制御枠」に繰り上げ

「30日等出力制御枠」を見直さない。

全体の出力制御量の緩和に活用



2. 出力制御の見通しについて

出力制御の見通しに関する考え方

- 出力制御の見通しの算定に当たっての前提は、「接続可能量（2017年度算定値）」の算定に用いた前提と同様に置くこととする。
- 出力制御の見通しの策定に当たっては、より、実際の導入実績等に即したものにするため、昨年同様、以下の考え方を採用する。
 - 「8,760時間の実績ベース方式」による見通しのみ策定。（「2σ方式」の見通しは策定しない。）
 - 実際の導入実績等に即した、今後の導入増加量を採用。
 - 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。
- 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。

	「8,760時間の実績ベース方式」による見通し
算定年度	2014年度～2016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	2014年度～2016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	安定供給上支障がない範囲で見込める量を最大限活用

(参考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 (2016年度)12

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	実績ベースの見通し (2013~2015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	300万kW	866時間 (27.4%)	961時間 (31.0%)	1,074時間 (35.1%)	1,155時間 (38.2%)	1,234時間 (41.2%)
東北	552万kW	779万kW	587時間 (13.7%)	1,111時間 (29.3%)	1,508時間 (40.7%)		
北陸	110万kW	252万kW	273時間 (11.0%)	307時間 (13.0%)	358時間 (15.0%)		
四国	257万kW	257万kW	552時間 (26.5%)	810時間 (37.0%)	855時間 (38.6%)		
九州	817万kW	823万kW	423時間 (9.7%)	647時間 (16.0%)	843時間 (21.3%)	1,027時間 (26.3%)	
沖縄	49.5万kW	72万kW	640時間 (21.5%)	728時間 (23.7%)	803時間 (25.4%)		

() 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、2013~2015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) 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 (2016年度) 13

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	実績ベースの見通し (2013~2015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	300万 kW	+40万 kW 1,450時間 (13.4%)	+80万 kW 1,838時間 (16.6%)	+120万 kW 2,366時間 (19.8%)	+160万 kW 2,919時間 (23.5%)	+200万 kW 3,521時間 (27.8%)
東北	251万 kW	779万 kW	+50万 kW 591時間 (4.9%)	+100万 kW 792時間 (6.6%)	+150万 kW 993時間 (9.6%)		

() 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、2013~2015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。