

各社接続可能量（2016年度算定値）の算定結果

平成 2 8 年 1 1 月
資源エネルギー庁

※接続可能量算定の前提となる数値、算定値については、各電力会社の算定結果を集計したものです。

1. 再生可能エネルギーの接続可能量（2016年度算定値）の算定方法
2. 30日等出力制御枠の見直しの考え方
3. 各種電源の前提条件等
4. 接続可能量（2016年度算定値）の算定結果
5. 出力制御見通しの算定

1. 再生可能エネルギーの接続可能量 (2016年度算定値) の算定方法

「接続可能量(2016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】

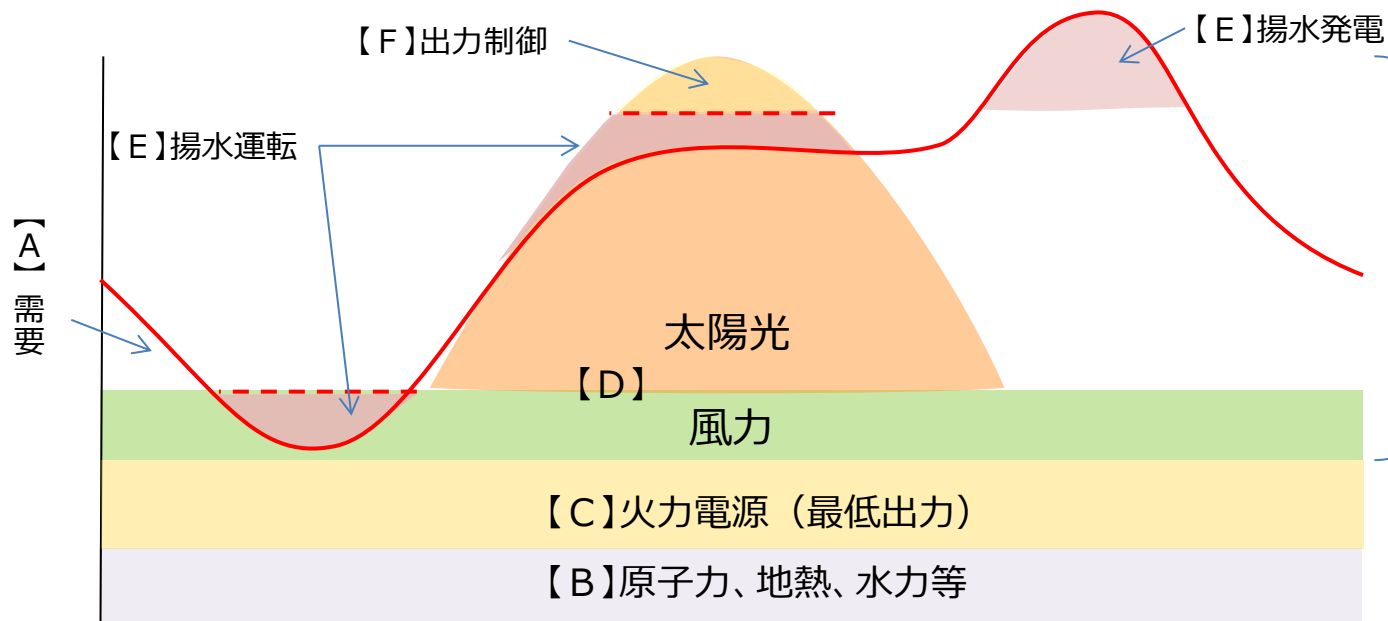
【F】出力制御

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、2015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。

「接続可能量(2016年度算定値)」の算定方法に関する考え方②

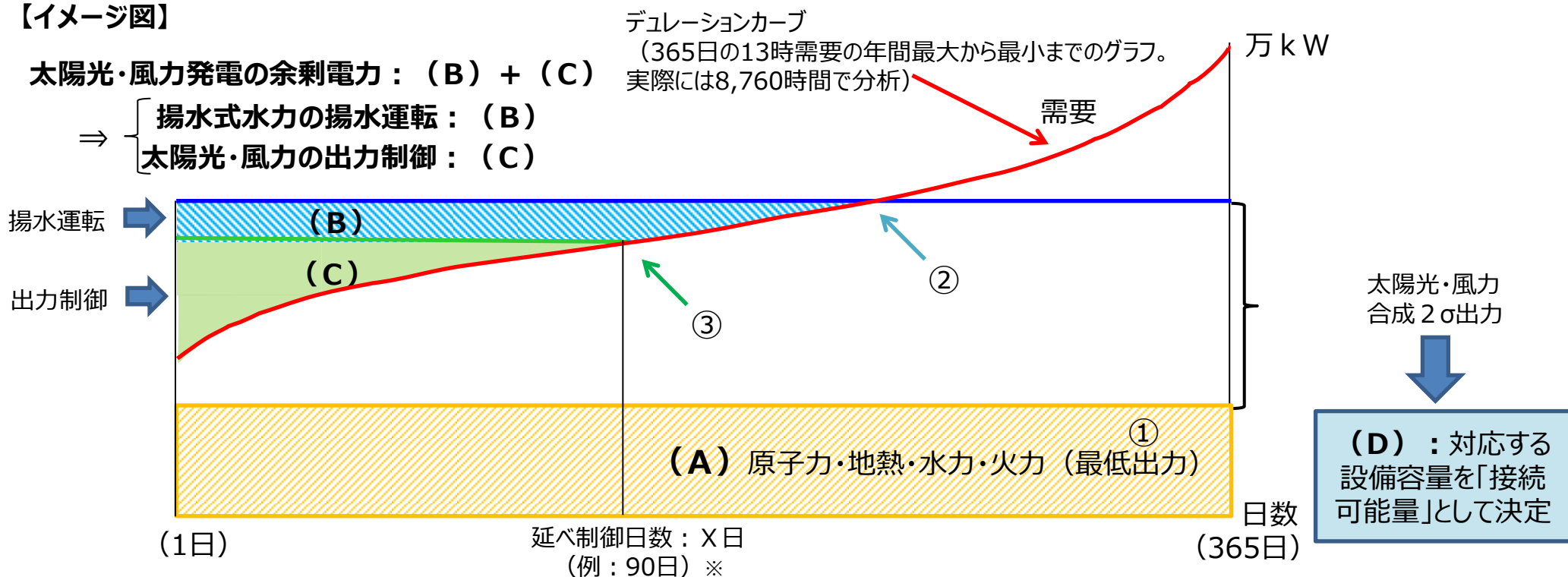
■ 年間を通しての「接続可能量（2016年度算定値）」算定のイメージ

- 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）



※ 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(2016年度算定値)」の算定方法に関する考え方③

(優先給電ルール見直し後の算定にあたって)

- 平成28年4月のライセンス制導入に伴い、優先給電ルールの見直しを行い、具体的には旧一般電気事業者と新電力が調達した火力発電等について抑制指令順位を同順位とした。
- このため、平成28年4月以降、太陽光・風力の出力抑制前に、新電力の電源を含め抑制することになったため、今回の算定にあたってはエリア需要及びエリア供給力による算定に変更する。
- なお、新電力の電源（いわゆる電源Ⅲ等）については、鉄鋼や製紙工場等における自家発電の余剰電力等の経済活動に伴って出力が発生する等の要因により出力を調整できないものの除き、全て停止で計算する。

(参考) 出力制御ルール (優先給電ルール) の見直し

7

- 優先給電ルールとは、需要と供給のバランスを一致させるために、需要の変動等に応じて、稼働中の電源等に対する出力抑制の条件や順番を定めるものである。
- 平成28年4月のライセンス制導入に伴い、抑制指令順位の見直しを以下のとおり行った。
 - 抑制指令順位は一般電気事業者と新電力が調達した火力発電等について同順位とする。
 - 再エネの出力抑制前に連系線を活用した広域的な系統運用（広域周波数調整）を実施する。

＜以前の抑制指令順位＞

- 一般電気事業者が調達した発電機の出力抑制及び揚水式発電機の揚水運転
- 一般電気事業者が調達したバイオマス専焼電源の出力抑制
- 一般電気事業者が調達した地域資源バイオマス電源の出力抑制
- 卸電力取引所における取引による電力の販売
- 一般電気事業者が調達した自然変動電源の出力抑制
- 全国融通（広域機関の指示に基づく広域系統運用）の活用
- 特定規模電気事業者、特定電気事業者又は自己託送を利用する発電者の発電機（長期固定電源を除く。）の出力抑制
- 長期固定電源の出力抑制

＜新たな抑制指令順位＞（平成28年4月～）

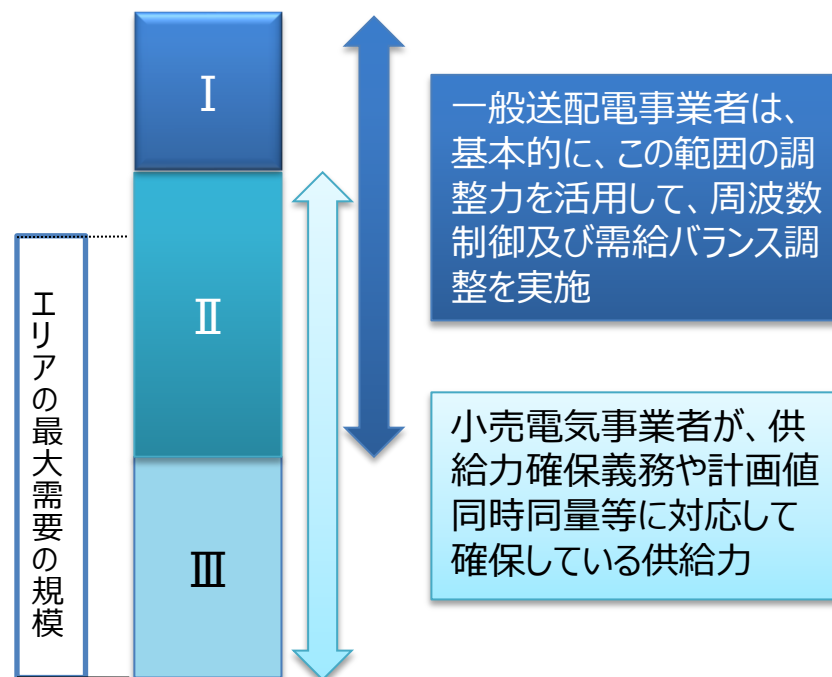
- 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（火力等）（電源Ⅰ）及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）の出力抑制及び揚水式発電機の揚水運転
- 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等（電源Ⅲ）の出力抑制
- 連系線を活用した広域的な系統運用（広域周波数調整）
- バイオマス電源の出力抑制
- 自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制
- 電気事業法に基づく広域機関の指示（緊急時の広域系統運用）
- 長期固定電源の出力抑制

(参考) 電源等の区分について

第3回電力基本政策小委員会より抜粋

	電源Ⅰ	電源Ⅱ	電源Ⅲ
定義	一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる電源等	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源等 (注1)
設備運用要件	・系統連系技術要件を満たし、調整幅が数万kW。 ・周波数制御、需給バランス調整に対応が可能。 ・一般送配電事業者の指令（上げ・下げ両方）に基づく運転が可能。 ・数分以内に出力増減が可能。	・GC後の余力を活用。	—
料金精算	固定費＋可変費	可変費のみ	託送約款に基づいた給電指令時補給料金（インバランス料金等）
調達方式	入札等	入札または個別協議等	—

(注1) オンライン調整が可能な電源であっても、一般送配電事業者からオンライン指令する契約をしない場合には「電源Ⅲ」に含まれる。



「接続可能量(2016年度算定値)」の算定方法に関する考え方④

項目		2015年度算定値（昨年度の系統WG）	2016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	2014年度自社実績（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。）	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。）
供給※ （自然変動）	風力・太陽光	・2014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	・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
	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 ・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。	

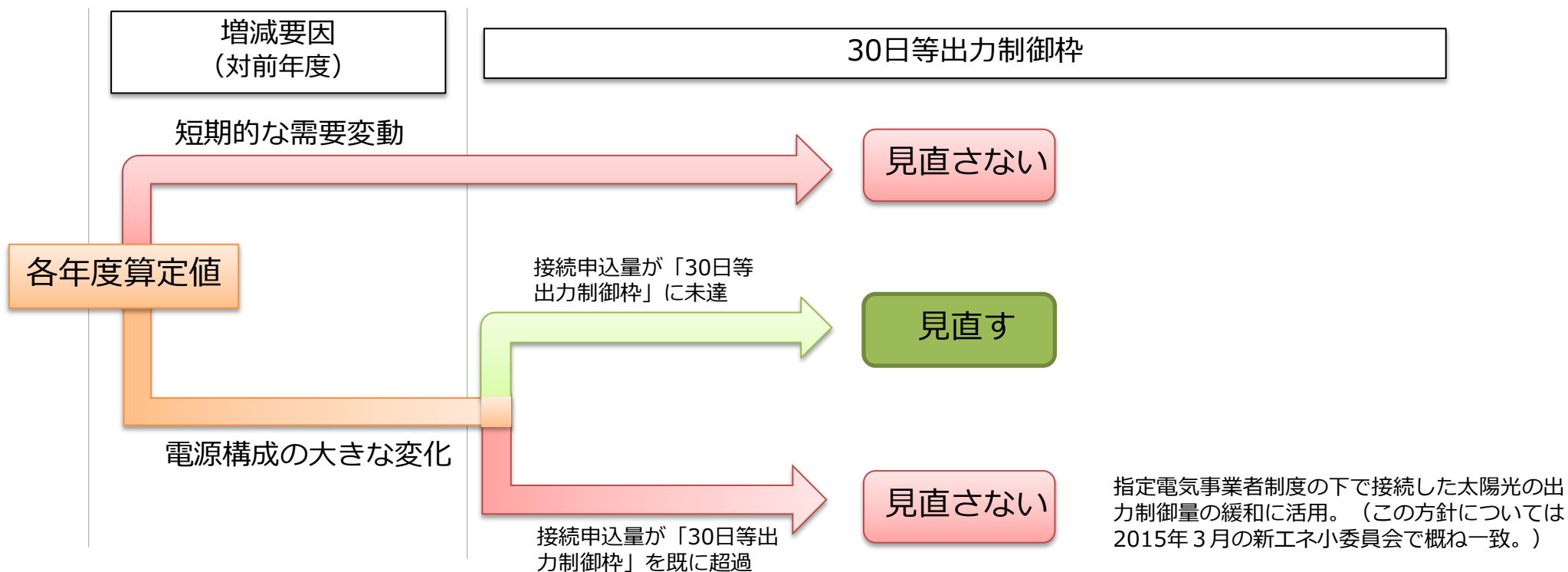
※2016年度算定値では、新電力が利用する電源を含むエリアの供給力。

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（2016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。
- なお、様々な機会において「指定電気事業者制度により、発電事業者のファイナンスが困難」との指摘があった。金融機関へヒアリングを実施したところ、機械的に出力制御見通しにおける最大の出力制御率のみを採用すると、プロジェクトファイナンスによる融資は難しいとの回答があった。
- 上記を踏まえて、今後の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。具体的には次のとおり。
 - 「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	2013年度～2015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	2013年度～2015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

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

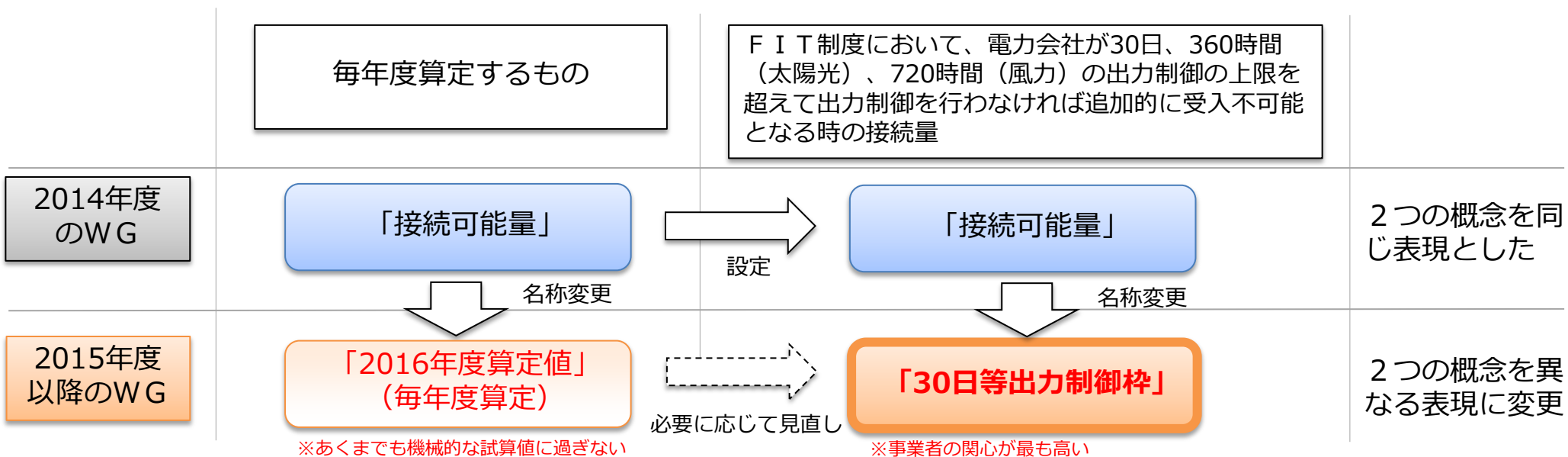
「30日等出力制御枠」
を見直さない。

全体の出力制御量
の緩和に活用

(参考)「接続可能量」の名称の見直しについて

- 2014年度の系統WGにおいては、『毎年度算定するもの』と『F I T制度において、電力会社が30日、360時間（太陽光）、720時間（風力）の出力制御の上限を超えて出力制御を行わなければ追加的に受入不可能となる時の接続量』の2つの概念を同じ表現「接続可能量」として用いていた。
- このため、2015年度のWGより「接続可能量」については、毎年度算定するものは「〇〇年度算定値」、F I T制度において、電力会社が30日、360時間（太陽光）、720時間（風力）の出力制御の上限を超えて出力制御を行わなければ追加的に受入不可能となる時の接続量を「30日等出力制御枠」と名称変更した。
- また、需要の変化や電源構成の変化等による、「30日等出力制御枠」の見直しの考え方を前ページで整理した。

「接続可能量」の名称の見直し（「30日等出力制御枠」）



3. 各種電源の前提条件等

A 一般水力の供給力

- 一般水力（沖縄以外）については、震災前過去30年間の平均稼働率（平水）をもとに、太陽光発電の出力が大きい、電力需要が小さく、需給調整が厳しい、4月または5月の出力を記載した。なお、設備容量には今後の導入見込みを含んでいる。
- 多少の出力の調整が可能である調整池式水力、貯水池式水力については、他の再エネの出力が大きい時間帯にはできる限り抑制することを前提とした。貯水池式は、農業用水等に必要な責任放流分の制約等があり、出力をゼロまで下げられない場合がある。
- 北海道、東北、北陸地域は春期に融雪により高出力となる傾向が見られた。

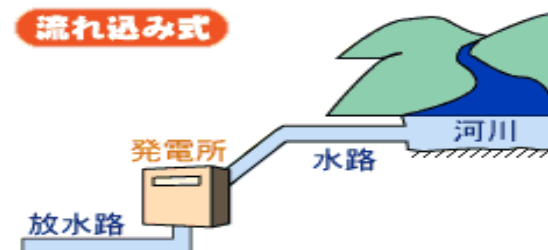
		北海道		東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
昼間最低負荷時の出力 最小値 (万kW)	流れ込み式	10.3	他社 27.5	76.2	72.0	15.3	8.2	31.0	-
	調整池式	46.4		108.3	43.0	19.7	11.7	24.4	-
	貯水池式	0.0		7.5	10.0	0.0	2.3	0.0	-
合計 ※1		84.2		191.9	125.0	35.0	22.2	55.4	-
設備容量 (万kW)	流れ込み式	21.6		86.1	86.8	32.9	16.6	62.5	-
	調整池式	77.0		223.5	60.2	73.2	40.8	99.6	-
	貯水池式	28.0		12.0	122.9	1.5	22.5	39.3	-
合計 ※1		126.6		321.6	269.9	107.6	79.9	201.4	-
昼間最低負荷 ※2 (万kW)		287.7 (5月24日 12時)		760.6 (5月17日 12時)	253 (5月17日 12時)	561.9 (5月10日 13時)	254.5 (5月24日 13時)	824.7 (4月26日 12時)	72.0 (4月26日 14時)
昼間最低負荷に占める割合		29.3%		25.2%	49.4%	6.2%	8.7%	6.7%	-

※1 端数により、合計が一致しない場合がある。

※2 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いる。

流れ込み式

河川を流れる水を貯めることなく、そのまま発電に使用する方式。



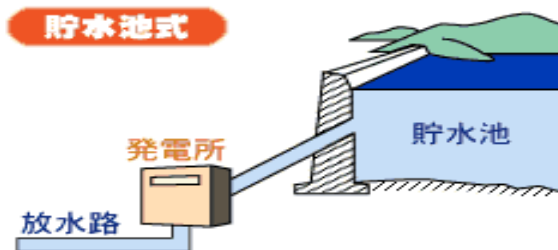
調整池式

夜間や週末の電力消費の少ない時には発電を控えて河川水を調整池に貯め込み、消費量の増加に合わせて水量を調整しながら発電する方式。



貯水池式

水量が豊富で電力の消費量が比較的少ない春先や秋口などに河川水を貯水池に貯め込み、電力が多く消費される夏季や冬季にこれを使用する年間運用の発電方式。



B 地熱の供給力

17

- 地熱（北海道、東北、九州のみ）については、震災前過去30年間の平均設備利用率により、出力を評価した。なお、設備容量等には今後の導入見込みを含んでいる。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価出力：（A） （万kW） （＝（B）×（C））	4.2	17.9	-	-	-	34.5	-
設備容量：（B） （万kW）	6.3	27.7	-	-	-	41.2	-
設備利用率：（C）	65.9%	64.6%	-	-	-	83.7%	-
設備 （万kW）	森（2.5） 他社購入 （3.8）	葛根田（8.0） 上の岱（2.9） 澄川（5.0） 柳津西山（3.0） 他社購入（8.8）	-	-	-	八丁原1号（5.5） 八丁原2号（5.5） 八丁原バイナリー （0.2） 滝上（2.75） 大岳（1.25） 山川（3.0） 大霧（3.0） 他社購入（20.0）	-
昼間最低負荷※ （万kW）	287.7 （5月24日 12時）	760.6 （5月17日 12時）	253 （5月17日 12時）	561.9 （5月10日 13時）	254.5 （5月24日 13時）	824.7 （4月26日 12時）	72.0 （4月26日 14時）
昼間最低負荷に 占める割合	1.5%	2.4%	-	-	-	4.2%	-

※ 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いる。

- バイオマスについては、過去の実績を踏まえて出力を評価した。なお、設備容量等には今後の導入見込みを含んでいる。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価供給力：（A） （万kW） （＝（B）×（C））	4.3	26.1	2.7	64.4	15.9	42.5	0.4
設備容量：（B） （万kW）	10.8	104.0	6.4	241.5	40.9	84.7	1.6
設備利用率：（C）	39.7%	25.1%	42.5%	26.7%	38.9%	50.1%	24.3%
設備 （万kW）	他社購入 （10.8）	他社購入 （104.0）	他社購入 （6.4）	他社購入 （241.5）	他社購入 （40.9）	他社購入 （84.7）	他社購入 （1.6）
昼間最低負荷※ （万kW）	287.7 （5月24日 12時）	760.6 （5月17日 12時）	253 （5月17日 12時）	561.9 （5月10日 13時）	254.5 （5月24日 13時）	824.7 （4月26日 12時）	72.0 （4月26日 14時）
昼間最低負荷に占める 割合	1.5%	3.4%	1.1%	11.5%	6.2%	5.2%	0.6%

※ 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いる。

D 原子力の供給力

19

■ 原子力については、震災前過去30年間の平均稼働率により、出力を評価。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価供給力： (A) (万kW) (=(B)×(C))	175.5	234.9	119.7	174.6	123.6	393.3	-
設備容量：(B) ※1 (万kW)	207.0	389.3	167.4	219.3	145.6	469.9	-
設備利用率： (C)	84.8%	69.8%	71.5%	79.6%	84.9%	83.7%	-
設備※2 (万kW)	泊1 (57.9) 泊2 (57.9) 泊3 (91.2)	東通 (57.0) 女川1 (52.4) 女川2 (82.5) 女川3 (42.8) 柏崎刈羽1 (52.6) 東海第二 (21.1) 大間 (28.1) 福島第二3(26.4) 福島第二4(26.4)	志賀1 (54.0) 志賀2 (75.8) 原電敦賀2 (37.6)	島根2 (82.0) 島根3 (137.3)	伊方2 (56.6) 伊方3 (89.0)	玄海2 (55.9) 玄海3 (118.0) 玄海4 (118.0) 川内1 (89.0) 川内2 (89.0)	-
昼間最低負荷※3 (万kW)	287.7 (5月24日 12時)	760.6 (5月17日 12時)	253 (5月17日 12時)	561.9 (5月10日 13時)	254.5 (5月24日 13時)	824.7 (4月26日 12時)	72.0 (4月26日 14時)
昼間最低負荷に占める割合	61.0%	30.9%	47.3%	31.1%	48.6%	47.7%	-

※1 複数の電力会社に供給している電源の設備容量については、各社の受電相当を記載している。

※2 東北電力は、福島第二を、東京電力の「新・総合特別事業計画」においても今後の扱いは未定としていること等から、接続可能量を算定する供給力には織り込んでいない。仮に稼働した場合には、連系線に新たな南向き空き容量を確保できるため、その分を活用すれば、接続可能量には影響しない。

※3 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いる。

- 火力発電については、L F C 調整力の確保や、ピーク時の需要に対応できること等を前提に、最大限出力を抑制することとして算出した。
- 結果として、経済面で有利な石炭火力の抑制が大量に発生し、効率的な電源利用の観点からは課題が見られることとなった。

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
昼間最低負荷時 に見込んだ出力 ※1 (万kW)	石油	11.7	0.0	0.0	9.9	15.1	9.0	7.5
	LNG	-	128.4	-	49.6	12.1	74.9	14.2
	石炭	33.1	0.0	33	76.4	0.0	10.5	24.9
	その他	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
合計 ※2		44.8	128.4	33	135.9	27.2	94.4	46.6
設備容量※1,3 (万kW)	石油	221.2	130.0	150.0	349.4	135.0	356.0	25.0
	LNG	-	701.1	-	237.5	93.5	501.0	53.7
	石炭	243.0	471.8	294.7	493.6	222.6	398.4	106.4
	その他	17.2	100.9	6.7	86.4	36.0	134.7	-
合計 ※2		481.4	1,403.8	451.4	1166.9	487.1	1390.1	185.1
昼間最低負荷※4 (万kW)		287.7 (5月24日 12時)	760.6 (5月17日 12時)	253 (5月17日 12時)	561.9 (5月10日 13時)	254.5 (5月24日 13時)	824.7 (4月26日 12時)	72.0 (4月26日 14時)
昼間最低負荷に占める割合		15.6%	16.9%	13.0%	24.2%	10.7%	11.4%	64.7%
火力抑制量のうち、連系線の 活用分※5 (万 kW)		-	46.4	4.7	150.7	47.2	9.4	-

※1 副生ガスについては火力ユニットの主な燃料の種別に、新電力が調達した電源については“その他”に含めて表示している。

※2 端数により、合計が一致しない場合がある。

※3 複数の電力会社に供給している電源の設備容量については、各社の受電相当分を記載している。

※4 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いる。

※5 域外の発電所からの受電分について、最大受電出力から最小需要時に見込んだ出力までの抑制量を記載。

※6 火力発電については、再エネ導入のための出力制御により経済的運用（メリットオーダー）とはなっていない。

F 揚水式水力の揚水動力

- 揚水式水力については、定期点検や事故時対応等を想定し、必要な最低台数（1台）は予備電源として確保。また、安定供給上必要となる上池の貯水量は確保した。混合揚水については、上池及び下池への流入量や放水量の制限についても考慮した。
- その上で、kW（揚水動力）とkWh（蓄電容量）の制約及び週間運用（放水）を確認し、再エネの余剰電力を吸収するため最大限活用することを前提とした。
- 揚水動力可能時間については、最大動力時（想定稼働台数）の値を記載した。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
想定稼働台数／ 全台数	5/6	2/3	1/1	8/9	1/2	7/8	-
揚水出力（万kW） 想定稼働/全台数	60.0/80.0	46.0/71.2	11.0/11.0	182.5/212.5	31.5/61.5	200.0/230.0	-
揚水動力（万kW） 想定稼働/全台数	67.0/90.0	46.0/71.2	12.0/12.0	171.0/201.0	30.0/60.0	219.2/253.2	-
揚水可能量 （万kWh） [揚水動力可能時 間※（h）]	563 [8.4h]	3,413 [74.2h]	57 [4.8h]	1,687 [9.9h]	745 [24.8h]	1,756 [8.0h]	- [-h]
設備一覧 （出力／揚水動 力） （万kW）	新冠1～2 (10.0/10.0) 高見1 (10.0/10.0) 高見2 (10.0/14.0) 京極1～2 (20.0/23.0)	第二沼沢1～2 (23.0/23.0) 下郷 (25.0/25.0) ※池尻川は容量 が小さく(0.234)、 農業用水の調整 が必要なため、計 上していない。	電発長野 (11.0/12.0)	俣野川1～4 (30.0/30.0) 南原1～2 (31.0/30.0) 新成羽川1 (7.7/—) 新成羽川2～4 (7.6/7.0) ※新成羽川1G は発電専用	本川1 (31.5/30.0) 本川2 (30.0/30.0)	大平1,2 (25.0/26.1) 天山1,2 (30.0/32.5) 小丸川1～4 (30.0/34.0)	-

※ 揚水動力可能時間は、揚水可能量÷揚水動力（想定稼働台数）で算定

4. 接続可能量（2016年度算定値）の算定結果

■ 風力発電の30日等出力制御枠を前提として算定した太陽光発電の接続可能量（2016年度算定値）

	北海道 ※1	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
風力の30日等出力制御枠： （a）（万kW）	36 ※2	251 ※3	59 ※3	109	64 ※3	180	18.3
太陽光の2016年度算定値： （b）（万kW）	0	544	91	616	241	795	47.0
太陽光+風力：（a）+（b） （万kW）	36	795	150	725	305	975	65.3
合成2σ出力（万kW）	111.2	640.8	89	547.5	203	664	42.0
合成最大出力（万kW）	118.2	661.0	104	577.2	208	687	47.7
昼間最低負荷：（c）※4 （万kW）	287.7 （5月24日 12時）	760.6 （5月17日 12時）	253 （5月17日 12時）	561.9 （5月10日 13時）	254.5 （5月24日 13時）	824.7 （4月26日 12時）	72.0 （4月26日 14時）
（a）／（c）（％）	12.5％	33.0％	23.3％	19.4％	25.1％	21.8％	25.4％
（b）／（c）（％）	0.0％	71.5％	36.0％	109.6％	94.7％	96.4％	65.3％

※1 2016年度算定値は0となるため、合成2σ出力および合成最大出力は30日等出力制御枠により算定した結果を記載

※2 地域間連系線活用による実証分（20万kW）を除いたもの

※3 地域間連系線活用による実証分を踏まえたもの（東北：40万kW 北陸：30万kW 四国：20万kW）。

但し、北海道電力では、地域間連系線を用いて、風力発電の出力に相当する電気を東京電力に送電することから、北海道電力の需給バランスに影響しないため、合成出力には含んでいない。

※4 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いる。

■ 太陽光発電の30日等出力制御枠を前提として算定した風力発電の接続可能量（2016年度算定値）

	北海道 ※1	東北	北陸	中国 ※1	四国	九州	沖縄
風力の2016年度算定値： (a)(万kW)	0 ※2	246 ※3	50 ※3	0	71 ※3	168	17.2
太陽光の30日等出力制御枠： (b)(万kW)	117	552	110	660	257	817	49.5
太陽光＋風力：(a)+(b) (万kW)	117	798	160	660	328	985	66.7
合成2σ出力（万kW）	111.2	644.2	98	586.2	217	682	43.7
合成最大出力（万kW）	118.2	665.8	112	615.4	222	705	49.1
昼間最低負荷：(c)※4 (万kW)	287.7 (5月24日 12時)	760.6 (5月17日 12時)	253 (5月17日 12時)	561.9 (5月10日 13時)	254.5 (5月24日 13時)	824.7 (4月26日 12時)	72.0 (4月26日 14時)
(a) / (c) (%)	0.0%	32.3%	19.8%	0.0%	27.9%	20.4%	23.9%
(b) / (c) (%)	40.7%	72.6%	43.5%	117.5%	101.0%	99.1%	68.8%

8,760時間断面における需要実績に基づいた分析（2015年度）・・・太陽光および風力の30日等出力制御枠を前提とした実績ベース方式による算定

再エネ出力制御量 (万kWh/年)(制御率(%))	33,927 (13.7%)	81,648 (7.1%)	14,683 (7.7%)	60,606 (6.0%)	26,326 (5.7%)	50,644 (4.3%)	3,048.8 (3.2%)
太陽光の出力制御量 (万kWh/年)(制御率(%))	21,324 (13.2%)	59,037 (10.3%)	8,836 (10.2%)	55,609 (6.3%)	23,508 (7.4%)	45,834 (5.0%)	2,272.3 (3.7%)
風力の出力制御量 (万kWh/年)(制御率(%))	12,603 (14.7%)	22,612 (4.0%)	5,847 (5.6%)	4,997 (3.8%)	2,818 (1.9%)	4,810 (1.7%)	776.5 (2.2%)

※1 2016年度算定値は0となるため、合成2σ出力および合成最大出力は30日等出力制御枠により算定した結果を記載

※2 地域間連系線活用による実証分（20万kW）を除いたもの

※3 地域間連系線活用による実証分を踏まえたもの（東北：40万kW 北陸：30万kW 四国：20万kW）。

但し、北海道電力では、地域間連系線を用いて、風力発電の出力相当の電気を東京電力に送電することから、北海道電力の需給バランスに影響しないため、合成出力には含んでいない。

※4 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いる。

は30日等出力制御枠

○太陽光の2016年度算定値の算定結果

	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
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)	需要減少	需要増加 (電源構成)

○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
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)	需要減少	需要増加 (電源構成)

5. 出力制御見通しの策定

H－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²⁷

	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	117万kW	300万kW	+20万kW 866時間 (27.4%)	+40万kW 961時間 (31.0%)	+60万kW 1,074時間 (35.1%)	+80万kW 1,155時間 (38.2%)	+100万kW 1,234時間 (41.2%)
東北	552万kW	779万kW	+150万kW 587時間 (13.7%)	+300万kW 1,111時間 (29.3%)	+450万kW 1,508時間 (40.7%)		
北陸	110万kW	252万kW	+20万kW 273時間 (11.0%)	+40万kW 307時間 (13.0%)	+60万kW 358時間 (15.0%)		
四国	257万kW	257万kW	+20万kW 552時間 (26.5%)	+40万kW 810時間 (37.0%)	+60万kW 855時間 (38.6%)		
九州	817万kW	823万kW	+200万kW 423時間 (9.7%)	+300万kW 647時間 (16.0%)	+400万kW 843時間 (21.3%)	+500万kW 1,027時間 (26.3%)	
沖縄	49.5万kW	72万kW	+2.8万kW 640時間 (21.5%)	+5.6万kW 728時間 (23.7%)	+8.4万kW 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。

H－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

28

	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。

- 一般送配電事業者は、エリア毎の需給実績（電源種別、1 時間値）を四半期毎に公表している。
- 今後、各社の「でんき予報（需給見通し）」に、需給実績へのリンクを掲載予定。

<エリア毎の需給実績の公表url一覧>

北海道電力	北海道エリアの需給実績 http://www.hepco.co.jp/energy/recyclable_energy/fixedprice_purchase/supply_demand_results.html
東北電力	エリア需給実績のダウンロード http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/download.html
東京電力 パワーグリッド	エリアの需給実績公表について http://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_data-j.html
中部電力	中部エリアの電力需給のお知らせ「過去実績データ（2016年4月から）」 http://denki-yoho.chuden.jp/
北陸電力	エリア需給実績について http://www.rikuden.co.jp/rule/area_jisseki.html
関西電力	エリア需給実績 http://www.kepco.co.jp/corporate/takusou/disclosure/fairness.html
中国電力	供給区域の需給実績について http://www.energia.co.jp/retailer/eria_jyukyu.html
四国電力	需給関連情報（需給実績）の公表について http://www.yonden.co.jp/energy/n_ene_kounyu/renewable/jukyu_jisseki.html
九州電力	需給関連情報 http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html
沖縄電力	需給関連情報(需給実績)の公表 http://www.okiden.co.jp/business/free/jukyu_infomation.html