

「接続可能量」の算定と今後の取扱い等について

平成 2 7 年 1 0 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
3. 「接続可能量」の今後の取扱いについて

1. 再生可能エネルギーの「接続可能量」の算定について

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

「接続可能量（2015年度算定値）」の算定方法に関する考え方①

4

【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、以下の三点を考慮。

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】

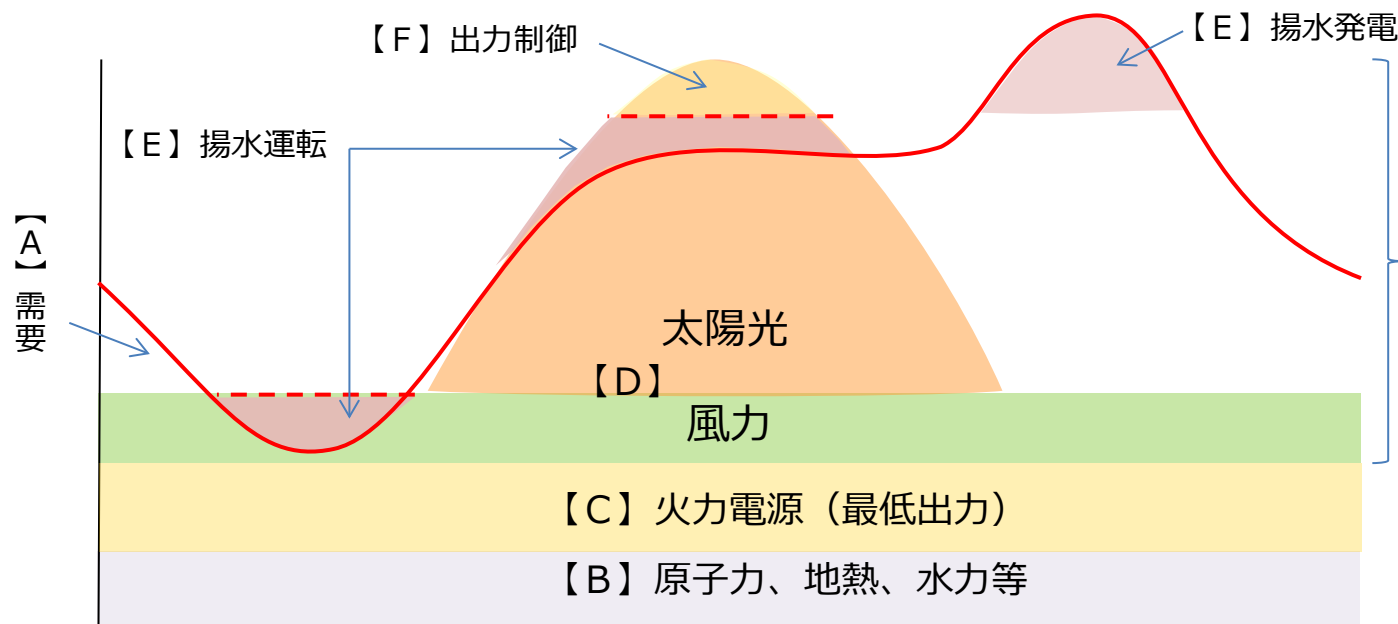
【F】出力制御

年間30日、年間360時間
（太陽光）、年間720時間
（風力）※2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。

※2 風力発電については、JWPAより示された「風力発電の出力制御の実施における対応方針」が実施されるケースについても算定する（P6参照）。



【A】需要

需要については、2014年度※1の各社需要実績に、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。

※1 風力発電については、2013年度の需要実績のケースについても算定する（P6参照）。

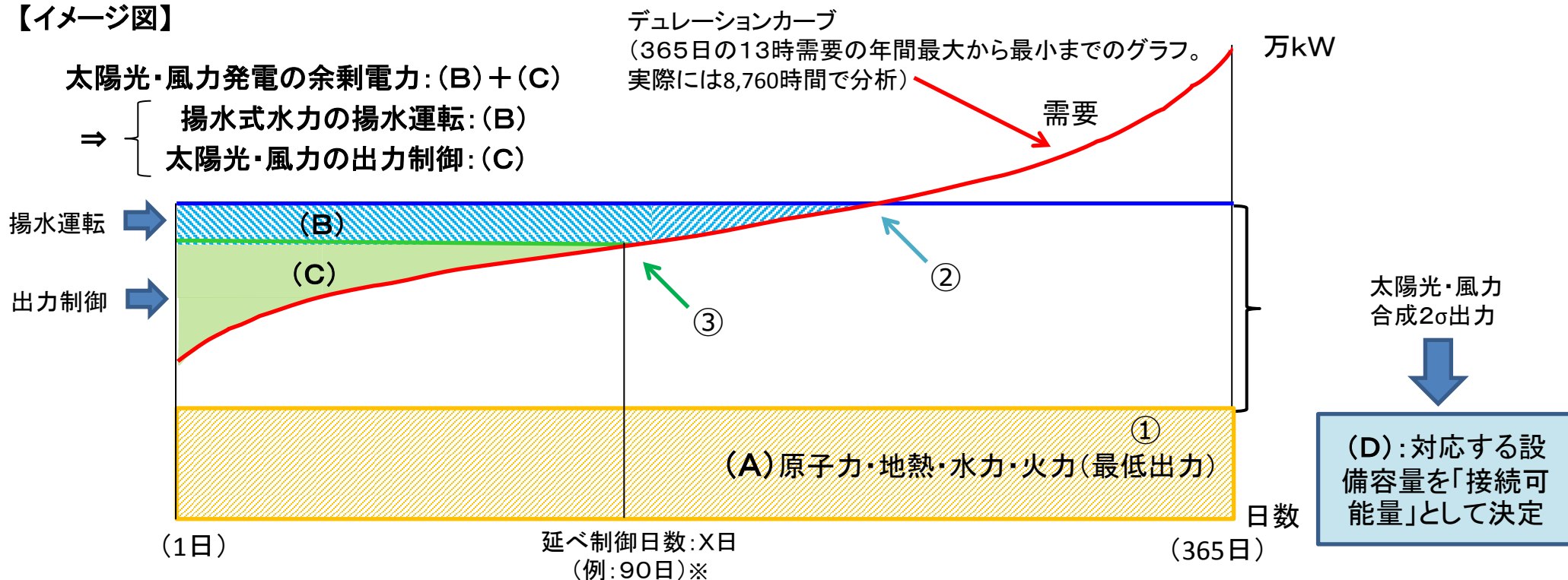
「接続可能量（2015年度算定値）」の算定方法に関する考え方②

5

■ 年間を通しての「接続可能量（2015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）まで達するまで、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】



※ 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

（風力の「接続可能量」の算定にあたって）

- 昨年の系統WGにおいては、各社が公表している風力発電の「連系可能量」を前提として、太陽光発電の「接続可能量（2014年度算定値）」を算定し、太陽光発電の「接続可能量（30日等出力制御枠）」を設定した。
- 今回の系統WGにおいては、太陽光発電の「接続可能量（2015年度算定値）」の算定に加え、太陽光発電の「接続可能量（30日等出力制御枠等）」を前提とした、風力の「接続可能量（2015年度算定値）」を算定する。
- また、昨年の系統WGにおいて算定した太陽光発電の「接続可能量（2014年度算定値）」と同一の前提条件下で、風力の「接続可能量（2014年度算定値）」についても併せて算定し、最終的に風力発電の「接続可能量（30日等出力制御枠）」を決定する。
- なお、今回の系統WGにおいて、JWPAより以下の「風力発電の出力制御の実施における対応方針」が示された。
 - ①既契約の一部見直しにより、既設も含めた全ての風力発電所に新ルール（720時間）を適用
 - ②部分制御を考慮した時間評価（部分制御考慮時間）※の適用
 - ③エリア内の全ての風力発電所に対して一律に部分出力制御を指令し、自動又は手動で制御。
- このため、JWPAの提案が着実に実行されることを前提とした、風力の「接続可能量（2014年度算定値、2015年度算定値）」についても算定を行うこととする。

※ 部分制御考慮時間のイメージ

ケース1：出力制御値の制御指令が定格出力の0%までの全部制御とする場合

→ 出力制御量は最大で定格出力の100%分となるため、出力制御時間は1時間×100%＝1時間とみなす。

ケース2：出力制御値の制御指令が定格出力の70%までの部分制御とする場合

→ 出力制御量は最大で定格出力の30%分となるため、出力制御時間は1時間×30%＝0.3時間とみなす。

「接続可能量（2015年度算定値）」の算定方法に関する考え方④

7

項目		2014年度算定値(昨年の系統WG)	2015年度算定値(今回の系統WG)
評価期間	算定断面	1年(8760時間)	
需要	需要想定・需要カーブ	2013年度実績(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。)	2014年度実績※ ¹ (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	・2013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	・2014年度発電実績※ ¹ 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以上の風力発電、太陽光発電については、年間30日を上限として考慮	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)※ ² 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8760h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8760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。	

※¹ 風力発電については、2013年度需要実績のケース(2014年度算定値)についても算定する。

※² 風力発電については、JWPAの対処方針(①既契約の一部見直しにより、既設も含めた全ての風力発電所に新ルール(720時間)を適用、②部分制御考慮時間)が実行されたケースについても算定する。

- 「接続可能量（2015年度算定値）」の算定にあたっては、以下の点について留意する必要がある。このため、「接続可能量」についての今後の取扱いについて、検討する必要がある。
 - ①需要は、気候や景気等の影響により、毎年短期的に変動する。
 - ②太陽光発電と風力発電等の再エネ発電実績は、毎年短期的に変動する。
 - ③発電所の新增設や廃止等により、電源構成が変化する。

(参考 1) 昨年の系統WGにおいて算定した太陽光発電の「接続可能量 (2014年度算定値) 9

(各社が公表している風力発電の「接続可能量」を前提として算定した太陽光発電の「接続可能量」)

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
風力「接続可能量」: (a) (万kW)	56 ※1	200 ※1	45 ※1	100	60 ※1	100	2.5
太陽光「接続可能量」: (b) (万kW)	117	552	70 ※2	558	219 ※2	817	35.6 ※2
太陽光・風力「接続可能量」 (a)+(b)	173	752	115	658	279	917	38.1
合成2σ出力(万kW)	105.6	547	62	463	171.5	622	28.8
合成最大出力(万kW)	106.7	549	64	490	190.3	629	30.1
昼間最低負荷: (c) ※2 (万kW)	308.4 (5月26日 12時)	791 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
(a) / (c) (%)	18.2%	25.3%	17.9%	18.1%	22.7%	12.7%	3.7%
(b) / (c) (%)	37.9%	69.8%	27.8%	100.7%	82.8%	103.7%	52.4%

8760時間断面における需要実績に基づいた分析(2013年度)

再エネ出力制御量 (万kWh/年) (制御率 (%))	4,943 (2.9%)	52,102 (4.6%)	4,400 (3.3%)	11,236 (1.3%)	16,400 (4.5%)	46,446 (4.2%)	-
-----------------------------------	-----------------	------------------	-----------------	------------------	------------------	------------------	---

- ※1 風力「接続可能量」は、地域間連系線活用による実証分を踏まえたもの(北海道:20万kW 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。
- ※2 北陸については、系統WGの提示の考え方に基づく現行の接続可能量70万kWに加えて、連系線活用により接続可能量を40万kW拡大(北陸:110万kW)。
四国、沖縄については新ルールへの移行により接続可能量を拡大(四国:257万kW、沖縄:49.5万kW)。
- ※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。

(参考 2) 太陽光発電設備の接続済量、接続申込量等の状況

10

	「接続可能量」 (30日等出力制御枠)	接続済量 (7月末)	接続済量 ＋接続契約申込量 (7月末)	設備認定量 (6月末)
北海道電力	117 万kW	75 万kW	203 万kW	288 万kW
東北電力	552 万kW	182 万kW	753 万kW	1, 478 万kW
東京電力	—	675 万kW	1, 456 万kW	1, 975 万kW
中部電力	—	420 万kW	808 万kW	918 万kW
北陸電力	110 万kW	44 万kW	85 万kW	120 万kW
関西電力	—	312 万kW	574 万kW	680 万kW
中国電力	558 万kW	211 万kW	511 万kW	631 万kW
四国電力	257 万kW	148 万kW	251 万kW	282 万kW
九州電力	817 万kW	528 万kW	1, 481 万kW	1, 818 万kW
沖縄電力	49. 5 万kW	24 万kW	37 万kW	58 万kW
合計	—	2, 619 万kW	6, 159 万kW	8, 248 万kW

※接続済量、接続契約申込量は各電力会社のウェブサイト、もしくは各電力会社からの報告データをもとに作成。離島分を含んでいない等。

※接続済量は固定価格買取制度以外の太陽光発電設備を含む。

※設備認定量は、認定設備を市町村単位で各電力会社に区分した概数(静岡県富士宮市・富士市は東京電力、岐阜県飛騨市・郡上市は中部電力、岐阜県関ヶ原町・三重県熊野市・兵庫県赤穂市は関西電力、愛媛県今治市は四国電力とした。)であり、各電力会社のウェブサイト掲載の値とは異なることがある。

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①

- 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（2015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。
- 出力制御の見通しは、前提と同様の条件が揃った場合に発生するものであり、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などによって変動することに留意する必要がある。

	「8760時間の実績ベース方式」による見通し	「2σ方式」による見通し
算定年度	2012年度～2014年度	2014年度
電力需要	2012年度～2014年度の実績	2014年度の実績
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	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2σ相当の出力で評価 (但し、雨天・曇天時は2σ相当出力は発生しないとした)
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	同左
火力発電の供給力	安定供給が維持可能な最低出力	同左
揚水式水力の活用	再エネの余剰電力を吸収するため、最大限活用(発電余力として、最大発電機相当を確保)	同左
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	同左

出力制御の見通しに関する考え方②

- 出力制御見通しの算定にあたっての基本的な考え方は以下のとおりとしていた。（2015年3月系統WG等）

（1）出力制御の見通しの算定について

- ・ 出力制御の見通しについては、8760時間ベースの過去の実際の気象条件等を踏まえた発電量の想定に基づき算定する。併せて、「接続可能量」の算定に用いた太陽光発電と風力発電の合成2σ方式による算定を行うこととした。
 - ・ 実績に基づく見通しの算定にあたっては、前提条件となる電力需要や再生可能エネルギーの出力の変動により、結果が異なるため、複数年（過去3年）のデータに基づく算定結果を示すこととした。
 - ・ 追加的に接続した再エネ電源の容量によって出力制御の見通しは変化するため、追加的に接続した再エネ電源の容量に応じた出力制御時間数、出力制御率を見通しとして示すこととした。
- （例） 100万kW太陽光発電の導入量が増えた場合 （出力制御時間：〇〇時間 出力制御率：〇%）
200万kW太陽光発電の導入量が増えた場合 （出力制御時間：〇〇時間 出力制御率：〇%）

（2）出力制御の見通しの見直しについて

- ・ 「接続可能量」の定期的な見直し等の状況変化に合わせて、出力制御の見通しについても見直すものとした。

（3）出力制御の見通しについての留意事項

- ・ 出力制御の見通しは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や、その年の電力需要や電源の稼働状況によって変動するものであり、単年度で判断すべきものではなく、一定の前提に基づいた見通しであることに留意。

- 各電力会社による見通しの算定に当たっては、以下のような点について考慮することとした。

(指定電気事業者制度の下での出力制御について)

- 電力会社の運用上は、出力制御の上限がないものに対して優先的に出力制御を求める誘因があるが、指定電気事業者制度の下で接続する事業者が著しく不利となるような出力制御の運用は避け、年間30日、360時間又は720時間までは全ての事業者が公平に出力制御を行うことを前提とした。

(太陽光発電と風力発電の出力制御について)

- 太陽光発電は昼間に発電することに対して、風力発電は昼夜を通して発電するといった違いにより、出力制御の実施に差異が生じるものの、太陽光発電、風力発電ともに、30日間、360時間、720時間を使い切ることを前提とした。

(住宅用太陽光発電等の出力制御について)

- ルールに従い、住宅用太陽光発電以外の自然変動電源の出力制御を行った上で、出力制御を行うこととした。

(地域型バイオマス発電の出力制御について)

- 出力制御が困難な場合に出力制御の対象外となる一部の地域型バイオマスについては、その導入量について一定の仮定を置いた上で、地熱や水力と同様のものとして取り扱うこととした。

（参考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（昨年度試算） 15

（ ）内は出力制御率

		最小需要	実績ベースの見通し(2011～2013年度の実際の需要、日照等を基礎にした試算)					2σ方式での 見通し(※) (2013年度)
北海道電力	2011年度	348万kW	+20万kW 30時間(1.0%)	+40万kW 59時間(2.0%)	+60万kW 101時間(3.5%)	+80万kW 123時間(4.7%)	+100万kW 174時間(7.1%)	+100万kW 940時間 (29%)
	2012年度	337万kW	69時間(2.3%)	126時間(4.2%)	220時間(8.1%)	321時間(12%)	394時間(16%)	
	2013年度	308万kW	281時間(10%)	423時間(15%)	530時間(20%)	607時間(23%)	702時間(27%)	
東北電力	2011年度	704万kW	+100万kW 330時間(9%)	+200万kW 690時間(19%)	+300万kW 1,000時間(28%)			+300万kW 1,360時間 (34%)
	2012年度	797万kW	210時間(5%)	530時間(13%)	890時間(21%)			
	2013年度	791万kW	220時間(6%)	580時間(15%)	910時間(24%)			
四国電力	2011年度	302万kW	+30万kW 204時間(12%)	+60万kW 315時間(16%)	+90万kW 478時間(24%)			+90万kW 934時間 (36%)
	2012年度	302万kW	180時間(9%)	312時間(15%)	478時間(23%)			
	2013年度	265万kW	330時間(16%)	558時間(26%)	736時間(32%)			
九州電力	2011年度	830万kW	+100万kW 32時間(2%)	+200万kW 78時間(4%)	+300万kW 138時間(6%)	+400万kW 239時間(10%)	+500万kW 342時間(14%)	+500万kW 1825時間 (51%)
	2012年度	827万kW	46時間(2%)	139時間(6%)	262時間(12%)	384時間(15%)	495時間(20%)	
	2013年度	788万kW	130時間(5%)	365時間(9%)	574時間(15%)	792時間(20%)	1031時間(25%)	
沖縄電力	2011年度	69万kW	+5万kW 286時間(13.2%)	+10万kW 400時間(17.9%)	+15万kW 560時間(23.5%)			+15万kW 1001時間 (31.9%)
	2012年度	70万kW	302時間(13.5%)	447時間(18.8%)	636時間(25.7%)			
	2013年度	68万kW	253時間(10.1%)	389時間(14.9%)	572時間(22.0%)			

※2σ方式：各月において、太陽光、風力の各時間の出力を合成した値のうち各月における最大値から2番目の値を基礎とした試算。

3. 「接続可能量」の今後の取扱いについて

（１）昨年度の系統WGにおける「接続可能量」の算定方法

昨年度、「接続可能量」の算定にあたって、

- ①電力需要や太陽光・風力の出力は前年の２０１３年度実績データを用いる。
- ②需要の変化や、発電設備の新增設や廃止等による電源構成の変化により、定期的に見直す。
としたところ。

（２）「接続可能量」の算定に関する、２つの課題

①「接続可能量」の名称により誤解が生じる

「接続可能量」を超過した場合でも、指定電気事業者制度を活用した無制限・無補償の下では、更なる接続が可能であるにも関わらず、「接続が不可能である」という誤解を生じさせる恐れがある。

②需要は気候や景気等の影響により、毎年短期的に変動する

本来、需要想定は過去数年間の長期的トレンドを見込んで設定するもの。しかし、震災後、節電が進み需要のトレンドが過去と大きく変わったため、昨年系統WGでは、短期的に変動する直近の需要実績（２０１３年度）を採用。短期的な需要の変動によって、今後２０年間買い取る「接続可能量」が変動するのは適切でない。



（３）今後の対応

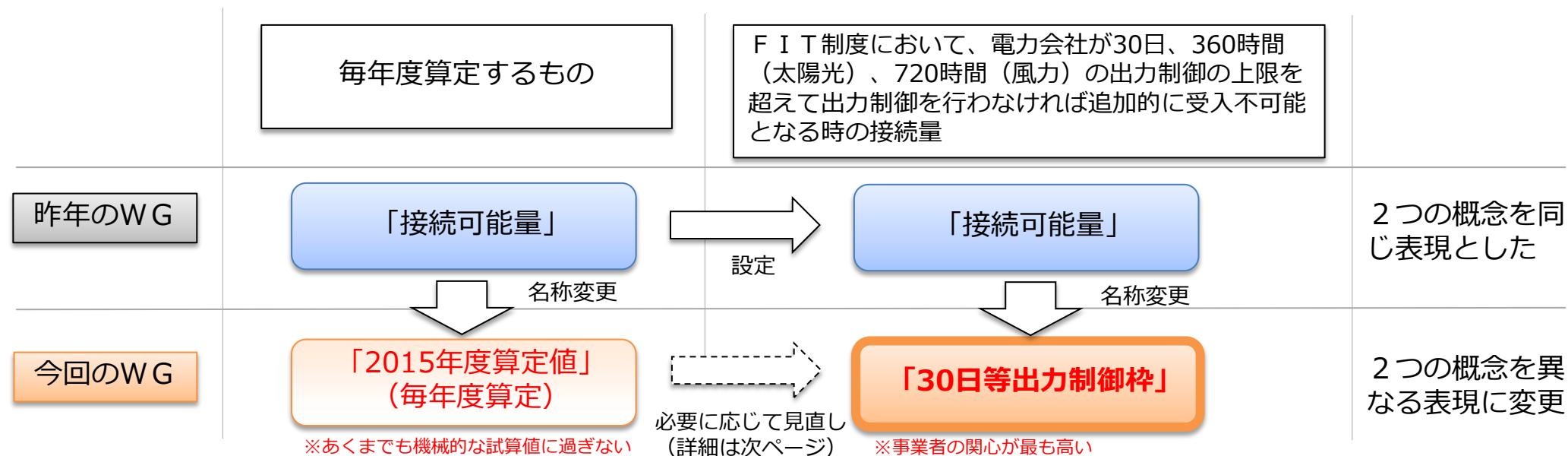
①「接続可能量」の名称の見直しを行う。

②需要の変化や電源構成の変化等による、「接続可能量」の見直しの考え方を整理する。

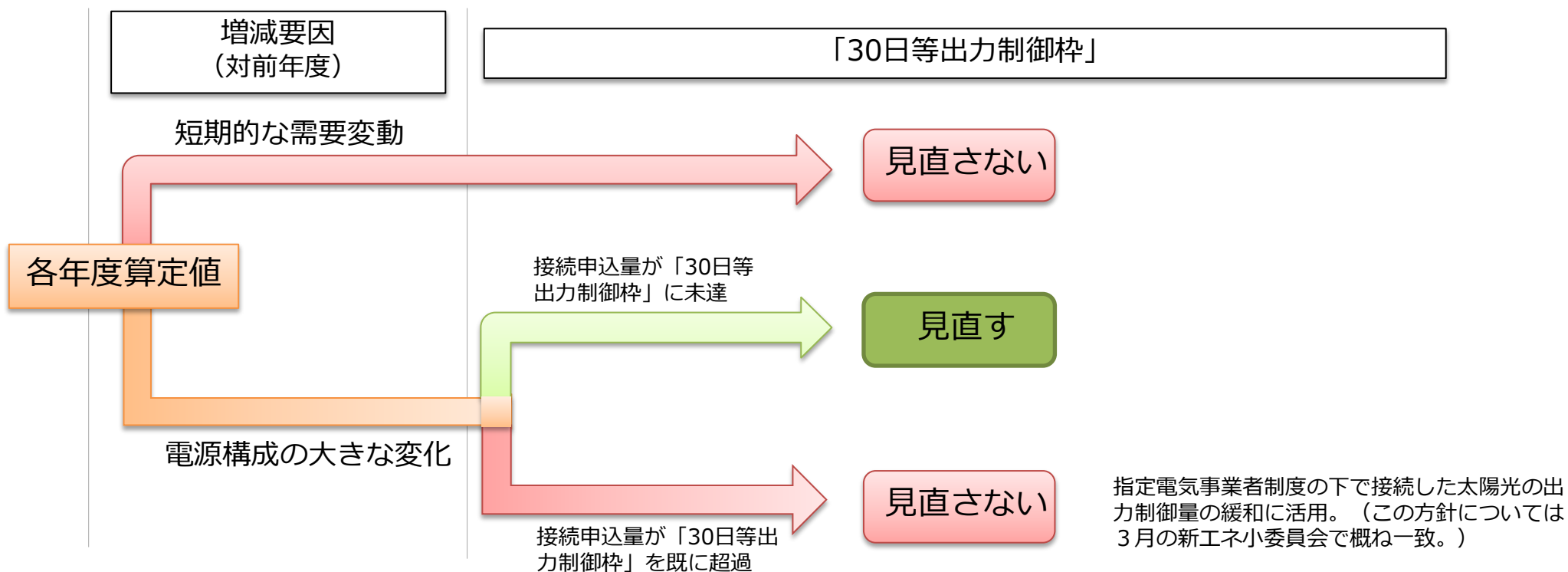
対応①「接続可能量」の名称の見直しについて

- 昨年の系統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、今回の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」と名称変更したい。
- また、昨年の系統WGでは「2014年度算定値」をもとに30日等出力制御枠を設定したが、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次ページで整理したい。

「接続可能量」の名称の見直し（「30日等出力制御枠」）



対応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。

「2015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