

**再生可能エネルギーの出力制御見通し  
(2018年度算定値)の算定結果について**

**平成30年11月12日  
沖縄電力株式会社**

---

# 1. 出力制御見通しの考え方

---

- 再生可能エネルギーの出力制御見通しは、優先給電ルールに基づき、安定供給に必要なものを除き、火力（電源Ⅰ～Ⅲ）、バイオマスを停止又は制御することを前提に算定する。
- 算定にあたっては、公平性確保の観点から、制御日数が旧ルール30日、新ルール360時間の上限に達するまでは、「旧ルール・新ルール・指定ルール」間、および「太陽光・風力」間に対して、出力制御の機会が均等となるように制御することを前提とする。
- 太陽光接続可能量（49.5万kW）および風力接続可能量（18.3万kW）の連系を前提として、指定ルール事業者が追加的に接続された場合の、出力制御時間、制御率、出力制御量を算定する。
- 出力制御見通しは、理論上の指標として当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測の通りとなった場合であり、運用においては、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間等を保証するものではない。

## 2. 出力制御見通しの算定内容

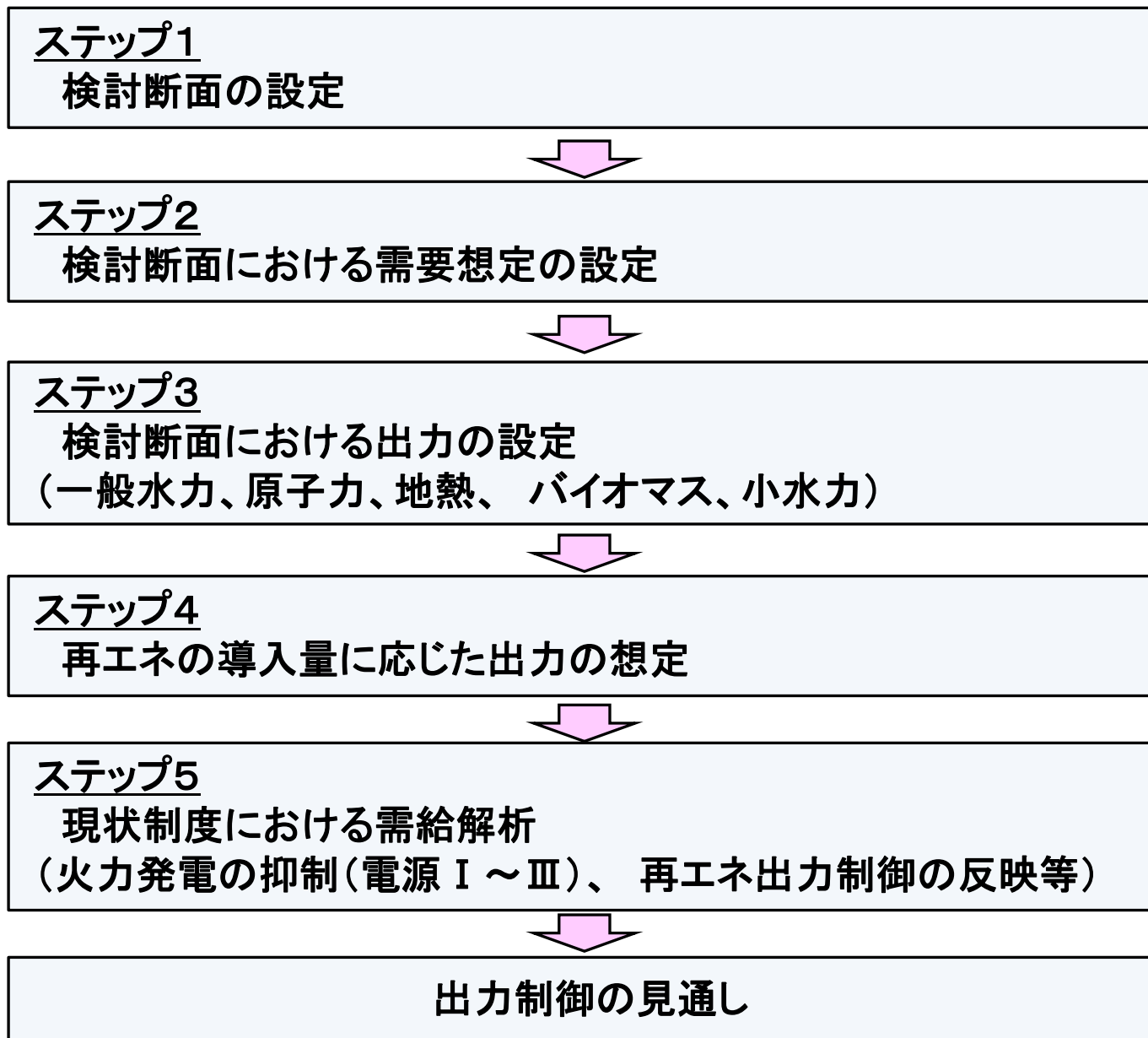
○2015年度～2017年度需要実績等に基づき、指定ルール事業者の出力制御見通しを算定。

- ・風力の接続可能量(30日等出力制御枠：18.3万kW)における、指定ルール太陽光発電所の出力制御見通し

### [前提条件]

項目	内容
算定年度	2015～2017年度(年度毎算定、3年間平均)
電力需要	2015年度～2017年度のエリア実績
太陽光、風力	太陽光発電と風力発電の時間帯別の各年度発電実績
火力	安定的な供給が維持可能な最低出力等まで調整
一般水力	対象設備なし
原子力	対象設備なし
地熱	対象設備なし
揚水式水力	対象設備なし
連系線の活用	対象設備なし

### 3. 出力制御見通し(2018年度算定値)の算定フロー



## 4. 昨年の系統WGの算定条件との比較

○今回と前回の算定条件の比較は下表のとおり

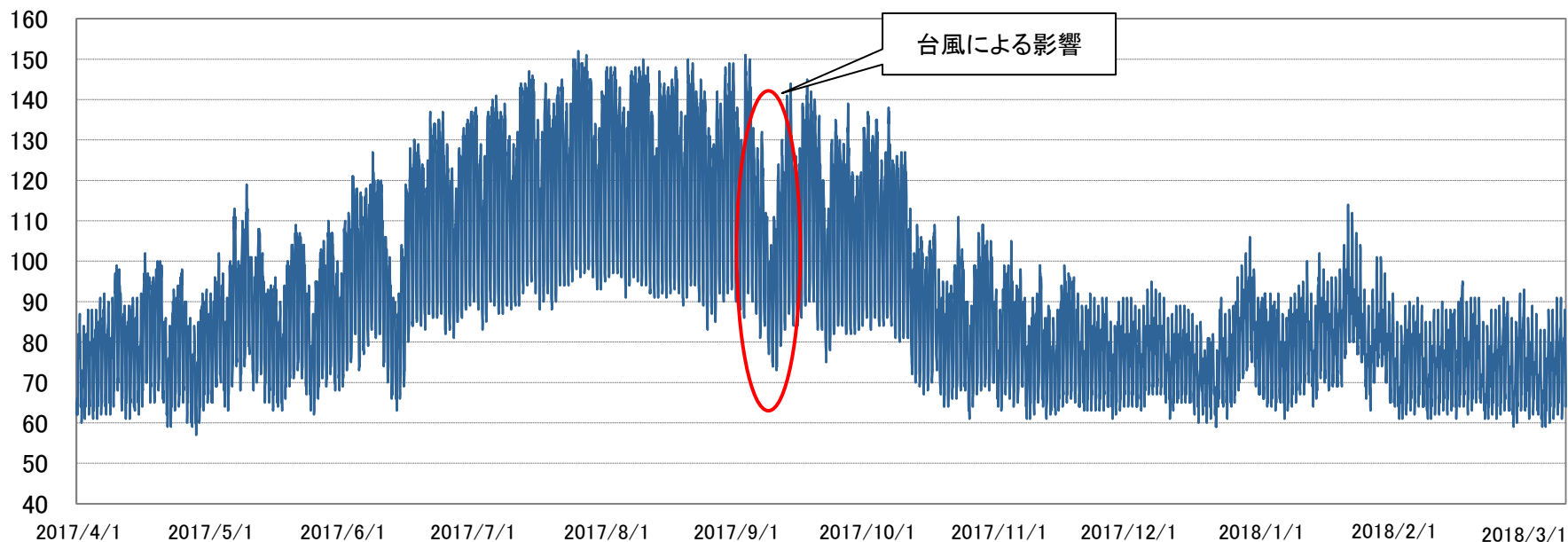
	2018年度算定値(今回の系統WG)	2017年度算定値(昨年の系統WG)
需要断面 (エリア需要)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>2017年度実績</u>(8,760時間)</li> <li>・<u>2016年度実績</u>(8,760時間)</li> <li>・<u>2015年度実績</u>(8,784時間)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2016年度実績(8,760時間)</li> <li>・2015年度実績(8,784時間)</li> <li>・2014年度実績(8,760時間)</li> </ul>
太陽光 風力	・ <u>2015～2017年度</u> 発電実績を元に試算	・2014～2016年度発電実績を元に試算
火力	安定的な供給が維持可能な最低出力等まで調整	
バイオマス 小水力	至近5年間( <u>2013～2017年度</u> )における実績利用率平均を元に試算	至近5年間(2012～2016年度)における実績利用率平均を元に試算
一般水力	対象設備なし	
原子力	対象設備なし	
地熱	対象設備なし	
揚水式水力	対象設備なし	
連系線の活用	対象設備なし	

## ステップ1、2 検討断面の設定と需要想定の設定

- 需給解析には、震災後の電力需要カーブの形の変化を考慮し、1年間（24時間×365日＝8,760時間）を通じた全ての時間断面について、安定供給確保の面から評価・確認を行う。
- また、固定買取制度開始後で震災後の省エネ等を反映した需要実績が望ましいため、2015年度～2017年度のエリア需要実績を使用する。  
なお、エリア需要実績に余剰契約の太陽光の自家消費電力分相当を反映したものにより行う。

昨年度(2017年度)の沖縄本島系統の電力需要実績

エリア需要(万kW)

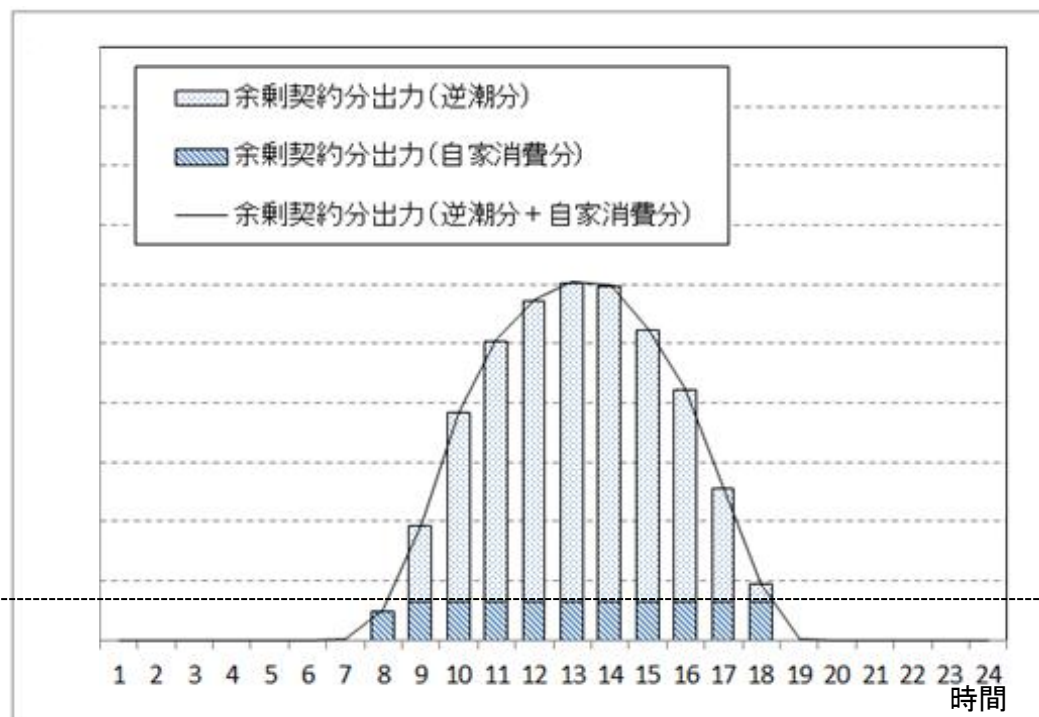


## (参考)余剰買取契約の自家消費算定

○余剰買取契約の自家消費量は、余剰買取契約設備量に自家消費率を乗じて算定。

○自家消費率は、想定発電出力および余剰買取電力実績（検針値）から算定。

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
自家消費率[%]	6.3	7.1	7.7	9.6	11.8	10.8	8.7	7.4	5.8	9.2	7.7	7.7
自家消費量[万kW]	0.5	0.6	0.6	0.8	0.9	0.9	0.7	0.6	0.5	0.7	0.6	0.6



イメージ図

## ステップ3 検討断面における出力の設定(一般水力・地熱・原子力)

○一般水力（流れ込み式、調整池式、貯水池式）、地熱、原子力については、沖縄本島系統管内における所有設備および対象設備はありません。

## ステップ3 検討断面における出力の設定(バイオマス、小水力)

○出力制御困難となる地域資源型バイオマス設備（2.1万kW）の出力を0.6万kWと想定し、専焼バイオマス等は停止として算定した。  
また、小水力設備については、0.1万kWの出力を想定した。

### バイオマス発電の出力設定

バイオマス類型	設備容量	利用率	出力想定
地域資源型	2.1万kW	27.0%※	0.6万kW
専焼型	4.5万kW	0.0%	0.0万kW
合計	6.6万kW	9.1%	0.6万kW

※利用率：至近5年間（2013～2017年度）における実績利用率平均。

（注）四捨五入の関係で、出力想定 of 計算結果が合わない場合がある。

### 小水力発電の出力設定

設備容量	利用率	出力想定
0.2万kW	39.8%※	0.1万kW

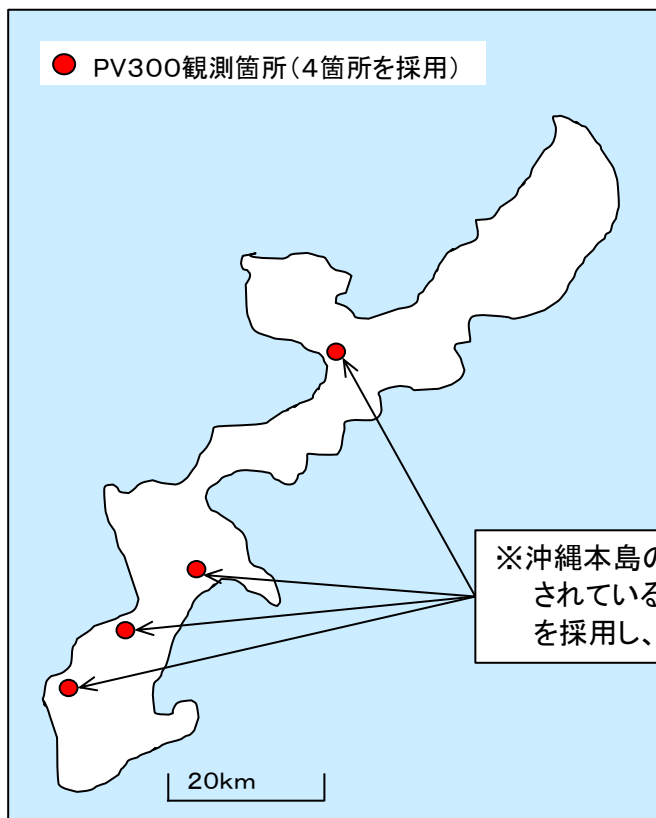
※利用率：至近5年間（2013～2017年度）における実績利用率平均。

（注）四捨五入の関係で、出力想定 of 計算結果が合わない場合がある。

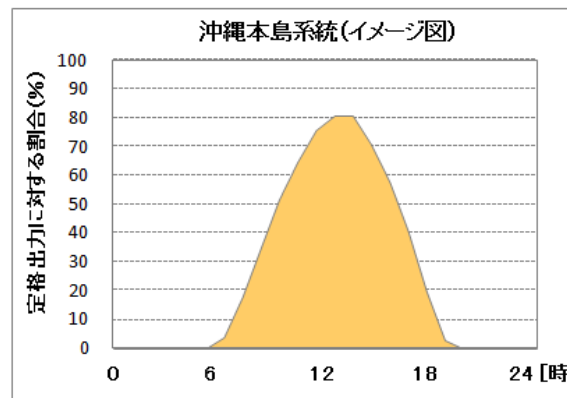


## ステップ4 再エネの導入量に応じた出力の想定(太陽光)

- 当社系統に接続される太陽光発電設備については、その多くが家庭用などの低圧及び高圧連系であり発電出力の把握は困難である。
- そのため、分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業（PV300実証事業）で設置した日射計4箇所のデータ（2015年度～2017年度実績）から、太陽光出力実績を推定した。



※沖縄本島の北部から南部に設置されている4箇所の日射計データを採用し、平滑化効果を考慮。



## ステップ4 再エネ導入量に応じた出力の想定(風力)

○既設風力発電設備の出力データ実績および設備容量から風力発電の出力を想定する。

風力発電の出力設定

データ	サイト数 (※)	設備容量	期間
既接続の風力	5サイト	約0.9万kW	2015年度～ 2017年度

※データ取得箇所を対象

## ステップ5 回避措置(火力発電の抑制(電源Ⅰ・Ⅱ))

○電源Ⅰ・Ⅱは、安定供給の観点から、設備仕様やピーク需要に対応するための供給力および調整力等、下記の点を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは、調整力を確保した最低出力、それ以外は停止とする。

- ①設備仕様
- ②電源Ⅰ・Ⅱとして、安定供給に必要なLFC（AFC）等調整力を確保
- ③ピーク需要に対応できる供給力の確保など
- ④安定供給に必要な下げ代の確保
- ⑤LNGのBOG（Boil off Gas）消費の制約を考慮し、必要な発電機を運転

【電源Ⅰ・Ⅱ設備仕様】

(単位：万kW)

電源	燃料	発電所		定格	LFC 下限	最低 出力
自社	石油	牧港	9号	12.5	7.0	6.0
		石川	2号	12.5	7.0	6.0
	LNG	吉の浦	1号	25.1	14.2	12.2
			2号	25.1	14.2	12.2
	石炭	具志川	1号	15.6	-	6.0
			2号	15.6	-	6.0
		金武	1号	22.0	-	8.4
			2号	22.0	-	8.4
他社	石炭	電源 開発	1号	15.6	-	8.6
			2号	15.6	-	8.6

## ステップ5 回避措置(火力発電の抑制(電源Ⅲ))

○オンライン制御対象外の火力（電源Ⅲ）は、全て停止可能と仮定して算定する。

○当社エリア内において、現在、電源Ⅲに区分される発電設備はない。

## ステップ5 回避措置(火力発電(電源Ⅰ・Ⅱ)の抑制)

【最小需要断面（72.9万kW）：2017年4月2日（日）13時】

※晴れの日のうちGWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい断面

電源	燃料	発電所		定格出力	最低出力	LFC下限	昼間(13時)	
自社	石油	牧港	9号	12.5	6.0	7.0	7.5	
		石川	2号	12.5	6.0	7.0	0.0	
	LNG	吉の浦	1号	25.1	12.2	14.2	14.2	
			2号	25.1	12.2	14.2	0.0	
	石炭	具志川	1号	15.6	6.0	—	7.5	
			2号	15.6	6.0	—	7.5	
		金武	1号	22.0	8.4	—	9.9	
			2号	22.0	8.4	—	0.0	
	小計				150.4	65.2	42.4	46.6
	他社	石炭	電源開発	1号	15.6	8.6	—	0.0
2号				15.6	8.6	—	0.0	
小計				31.2	17.2	—	0.0	
合計				181.6	82.4	42.4	46.6	

## ステップ5 回避措置(再エネ出力制御)

---

- 火力発電の抑制等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合、優先給電ルールに基づき、太陽光および風力の出力制御を行う。
- 太陽光および風力の出力制御は、旧ルール、新ルール、指定電気事業者制度の下での出力制御ルール（指定ルール）に分類され、無補償での出力制御は、旧ルールは30日／年、新ルールは360時間／年（太陽光）または720時間／年（風力）に制限されている。
- 再エネの出力制御にあたっては、制御が必要となる時間帯に対象事業者すべてを一括制御するのではなく、余剰電力の発生時間帯や発生見込量に応じて、各ルールにおける無補償での出力制御の上限を最大限活用した出力制御を実施する。
- 旧ルールの制御日数、新ルールの制御時間がそれぞれ上限に達しない見込みの時は、各ルール間や太陽光および風力間の公平性を踏まえ、出力制御を実施する。

## 5. 昼間最低需要時のバランス

○昼間（13時）およびピーク（20時）の断面バランス

【最小需要断面（72.9万kW）：2017年4月2日（日）】

※晴れの日のうちGWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい日。

需要		昼間（13時） 72.9万kW	ピーク（20時） 84.0万kW
供給力 (万kW)	原子力（万kW）	—	—
	水力（万kW）	—	—
	地熱（万kW）	—	—
	バイオマス（万kW）	0.6	0.6
	小水力（万kW）	0.1	0.1
	火力（万kW）	46.6	75.2
	風力（万kW）	14.4	8.1
	太陽光（万kW）	40.2	0.0
	揚水（万kW）	—	—
	出力制御（万kW）	▲ 29.0	0.0
	合計（万kW）	72.9	84.0

## 5. 昼間最低需要時のバランス(火力ユニット(電源Ⅰ・Ⅱ)の出力想定)

○昼間最低需要※発生日の昼間（13時）およびピーク（20時）における火力ユニットの出力想定

※「最低需要」とは晴れの日のうち、GWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい日〔2017年4月2日（日）〕

電源	燃料	発電所		定格出力	最低出力	LFC下限	想定出力		
							昼間 (13時)	ピーク (20時)	
自社	石油	牧港	9号	12.5	6.0	7.0	7.5	7.5	
		石川	2号	12.5	6.0	7.0	0.0	0.0	
	LNG	吉の浦	1号	25.1	12.2	14.2	14.2	17.5	
			2号	25.1	12.2	14.2	0.0	0.0	
	石炭	具志川	1号	15.6	6.0	—	7.5	14.8	
			2号	15.6	6.0	—	7.5	14.8	
		金武	1号	22	8.4	—	9.9	20.6	
			2号	22.0	8.4	—	0.0	0.0	
	小計				150.4	65.2	42.4	46.6	75.2
	他社	石炭	電源開発	1号	15.6	8.6	—	0.0	0.0
2号				15.6	8.6	—	0.0	0.0	
小計				31.2	17.2	—	0.0	0.0	
合計				181.6	82.4	42.4	46.6	75.2	

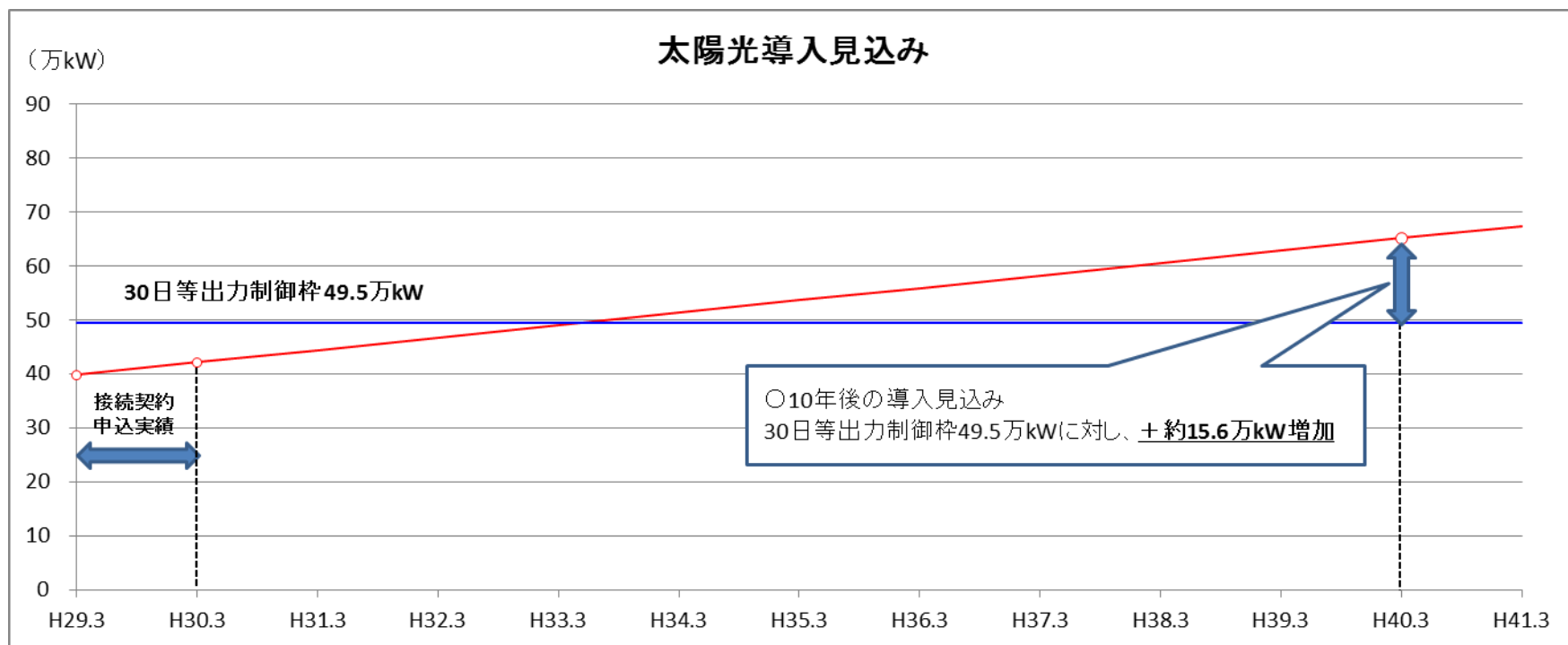
---

## 太陽光発電の出力制御見通しについて



## 6.太陽光の出力制御見通しの算定方法(追加接続量)

- 指定電気事業者制度下で追加的に接続される太陽光の導入量は、昨年度における太陽光接続契約申し込みの増加量から、10年後の太陽光接続契約申し込み量を約65.1万kW(=49.5万kW+15.6万kW)と想定した。
- 算定においては、太陽光の30日等出力制御枠49.5万kWからの追加接続量を5.2万kW刻みで+5.2万kW、+10.4万kW、+15.6万kWの3ケースとする。



## 7.太陽光の出力制御見通しの算定結果(至近3カ年平均)

○太陽光49.5万kWおよび風力18.3万kWの連系を前提として、指定ルール事業者が追加的に接続された場合の、出力制御時間、制御率、出力制御量を算定する。

○太陽光30日等出力制御枠49.5万kWからの追加接続量を+5.2万kW、+10.4万kW、+15.6万kWまで増加させた場合の算定結果を以下に示す。

	追加接続量 (万kW)	制御時間 (時間)	制御電力量 A (MWh)	制御前発電電力量 B (MWh)	制御率 A/B (%)
至近3カ年平均	5.2	345	5,994	64,300	9.3
	10.4	466	15,498	129,554	12.0
	15.6	743	30,455	192,859	15.8

(注1) 出力制御見通しは、理論上の指標として当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合であり、運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであるため、実際の制御時間等を保証するものではない。

(注2) 当社は、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、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、回避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、安定化装置の機能向上対策完了時期を踏まえ、必要に応じて出力制御見通しの再算定することを検討する。

## (参考)太陽光の出力制御見通しの算定結果(至近3カ年)

○2015年度から2017年度実績による太陽光の出力制御見通しの算定結果は、以下のとおり。

太陽光30日等出力制御枠49.5万kWからの追加接続量に対する算定結果

	追加接続量	制御時間	制御電力量	制御前発電電力量	制御率
	(万kW)	(時間)	A (MWh)	B (MWh)	A/B (%)
2017年度 最小需要※ 72.9万kW	5.2	383	5,958	65,020	9.2
	10.4	458	15,790	130,962	12.1
	15.6	828	33,630	194,965	17.2
2016年度 最小需要※ 74.3万kW	5.2	289	5,364	64,308	8.3
	10.4	385	12,863	129,601	9.9
	15.6	575	24,788	192,935	12.8
2015年度 最小需要※ 72.0万kW	5.2	364	6,661	63,572	10.5
	10.4	555	17,842	128,098	13.9
	15.6	825	32,946	190,677	17.3

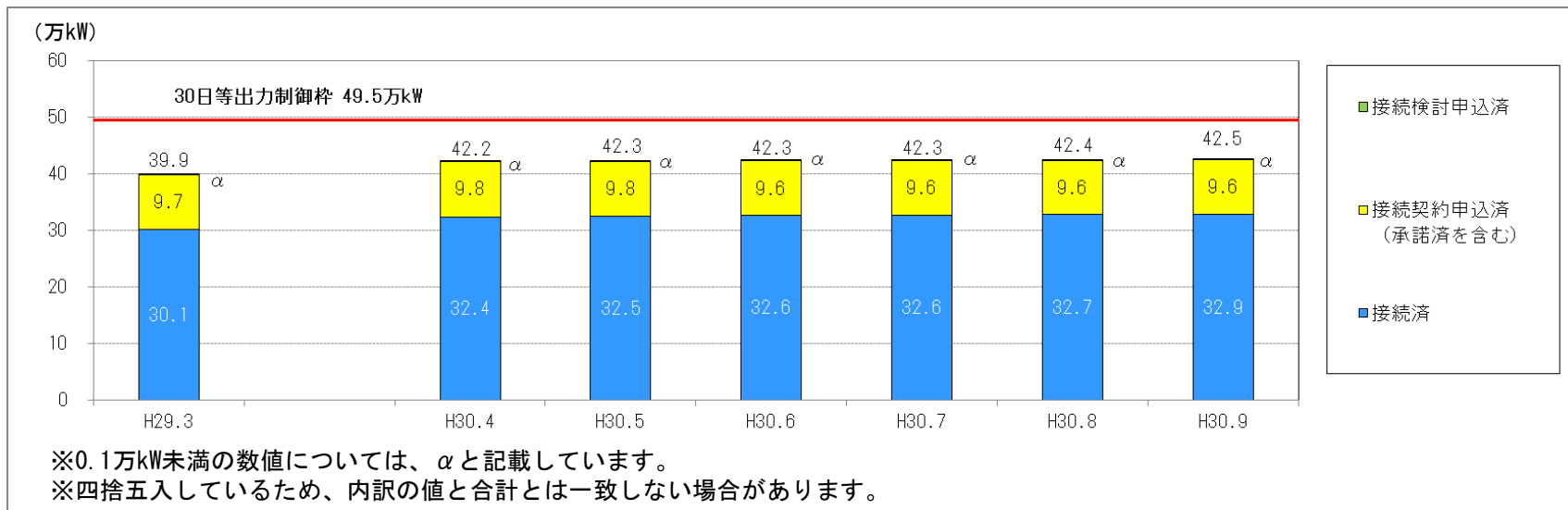
※快晴日のうちGWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しい断面。

(注1) 出力制御見通しは、理論上の指標として当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合であり、運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであるため、実際の制御時間等を保証するものではない。

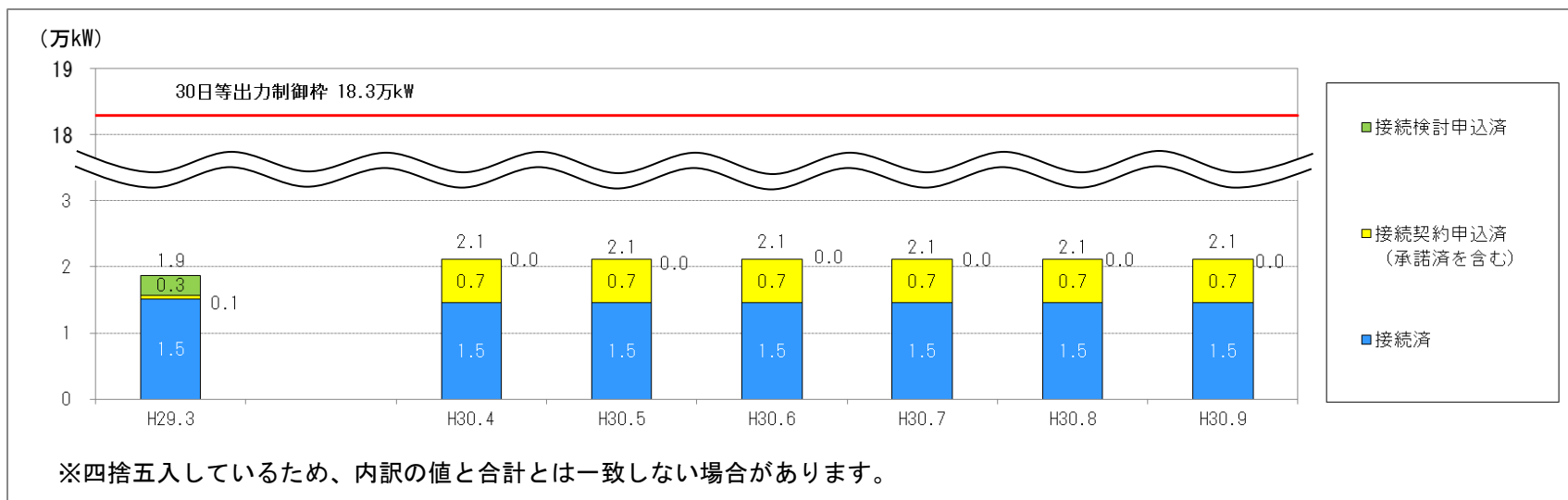
(注2) 当社は、第3回電力レジリエンスワーキンググループ(2018年11月5日開催)において、ブラックアウト回避策として安定化装置の機能向上を図ることとし、当該対応が完了するまでの間は、回避策として電源持替などによる対策を図ることを一案として示している。当該電源持替を前提に試算を行う場合、出力制御見通しの前提となる制御後の火力発電所の出力が異なるため、安定化装置の機能向上対策完了時期を踏まえ、必要に応じて出力制御見通しの再算定することを検討する。

# (参考)太陽光・風力発電設備の導入状況

## ○太陽光の導入状況



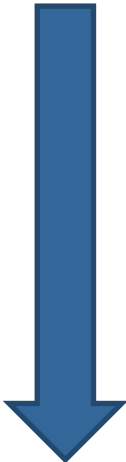
## ○風力の導入状況



## (参考)各ステータスの定義について

系統

アクセス



	区分定義	系統容量上のステータス
接続検討申込済	事業者から接続検討の申込があったものの累積(事業者からの取り下げがないものも含み、「接続契約申込済」以降の行程に進んだものを除く)	容量未確保
接続契約申込済	事業者から接続契約の申込があったものの累積(「接続済」を除く)	暫定容量確保
承諾済	連系を承諾したものの累積(「接続済」を除く)	確定容量確保
接続済	運転開始済のものの累積	同上