

平成 26 年 12 月 16 日  
沖縄電力株式会社

## 沖縄本島における再生可能エネルギーの接続可能量の当社算定結果の提出について

当社は、沖縄本島系統における再生可能エネルギー(以下、再エネ)の接続について、接続可能量が 310MW 程度であることを本年 7 月 31 日にお知らせし、本年 9 月 30 日には接続見込みとなる設備容量が接続可能量の上限を超過したことから、本年 8 月 8 日以降の再エネ接続申込みについてはこれまでと同様の接続が不可能な状況となっている旨をお知らせいたしました。

このような中、他の電力会社においても接続申込みへの回答保留が発生した状況を踏まえ、国の総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会(以下、新エネ小委)の下に設置された系統ワーキンググループ(以下、系統 WG)において、電力各社により算定された接続可能量について検証を行うこととなりました。

当該系統 WG においては、接続可能量算定に係る前提条件が整理され、当社も接続可能量について精査を進めて参りましたところ、沖縄本島系統における再エネの接続可能量は 360MW 程度との当社算定結果となり、本日、系統 WG へ報告しましたのでお知らせいたします。

なお、その当社算定結果につきましては、新エネ小委ならびに系統 WG にて中立的な専門家による接続可能量の検証、接続可能量の拡大方策等が審議されるとともに、再エネ電源の今後の導入のあり方など、再エネに関する方針が議論される予定です。

また、新エネ小委では固定価格買取制度の運用見直しについても議論されることから、当社の再エネの接続可能量と制度の運用見直しが確定した後、速やかに再エネ接続に関する方針についてお知らせいたします。

当社としましては、今後も電力安定供給の維持を図りながら、再エネの導入に向け対応を進めて参りますので、ご理解とご協力をお願い申し上げます。

別紙：再生可能エネルギー接続可能量の算定結果(試算)について

以上



**再生可能エネルギー接続可能量の  
算定結果（試算）について**

**平成26年12月16日  
沖縄電力株式会社**

## 基本的な考え方

---

○接続可能量の算定にあたり、電源の運用や出力抑制等のルールについては、現在の制度を前提とする。

○運用や制度の見直しを伴う接続可能量拡大方策については、追加オプションとして分けて検討する。

[算定に織り込む方策]

- ・火力発電の抑制
- ・揚水運転による再エネ余剰電力の吸収
- ・30日間を上限とした再エネ出力抑制

[接続可能量拡大方策として今後検討していく追加オプション]

- ・太陽光発電設備側での蓄電池設置による追加接続の調整

# 接続可能量算定のフロー

## ステップ1

接続可能量算定の検討断面の設定(評価対象とする時点の決定)  
[接続可能量の算定方法]



## ステップ2

検討断面における需要想定の設定



## ステップ3

検討断面における出力の設定(一般水力、原子力、地熱)



## ステップ4

再エネの導入量に応じた出力の想定



## ステップ5

現状制度における需給解析(火力発電の抑制、揚水運転、30日間の再エネ出力抑制の反映等)



接続可能量



## 今後のステップ

拡大方策オプション  
の適用と対策量を検討



オプションを採用した場合  
の接続可能量の拡大

## ステップ1 接続可能量算定の検討断面の設定

---

○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)を通じた各時間を検討の対象とする。

○接続可能量については、年間365日の天気的前提として、以下のとおり試算を行う。

- ・ 2013年度実績に基づく太陽光・風力の出力想定

その日の太陽光出力(13時(12～13時1時間平均))が、月単位で算定する太陽光平均出力(13時)を超える場合は、晴れ、この平均出力以下の場合は、曇天または雨とする。

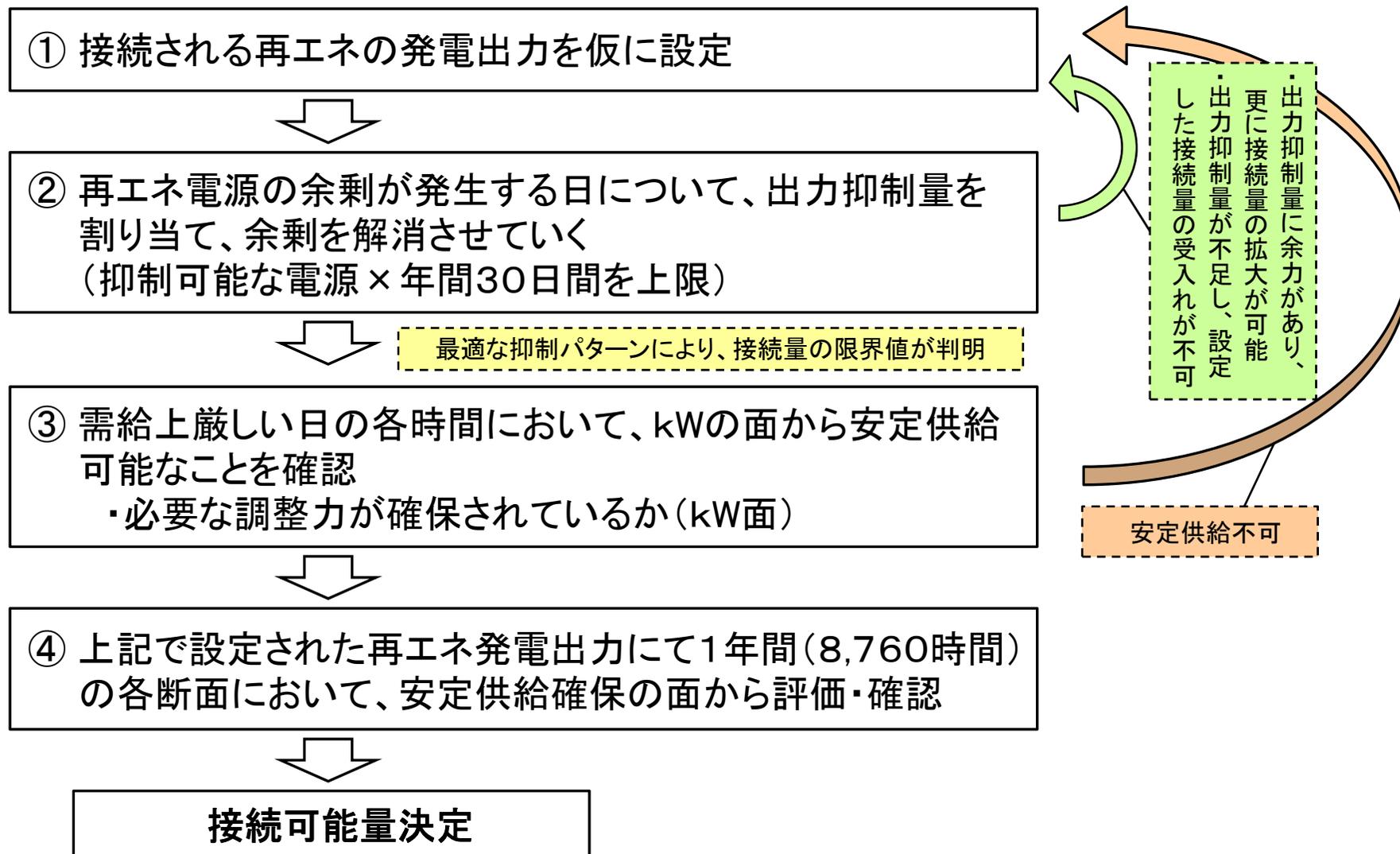
- ・ 晴れ日は、太陽光・風力合成 $2\sigma$ 出力(カーブ)を適用。
- ・ 一方、曇天または雨天の日は、太陽光・風力合成平均出力を適用。
- ・ それぞれの試算結果に基づき、全ての時間断面について、安定供給確保の面から評価、確認を行い、接続可能量を算定する。

### [主な確認項目]

- ・ 必要な調整力の確保状況(kW面)  
(ピーク需要に応じた火力の運転台数の確認など)
- ・ 各時間帯の予備力確保状況(kW面)

# 接続可能量の算定方法

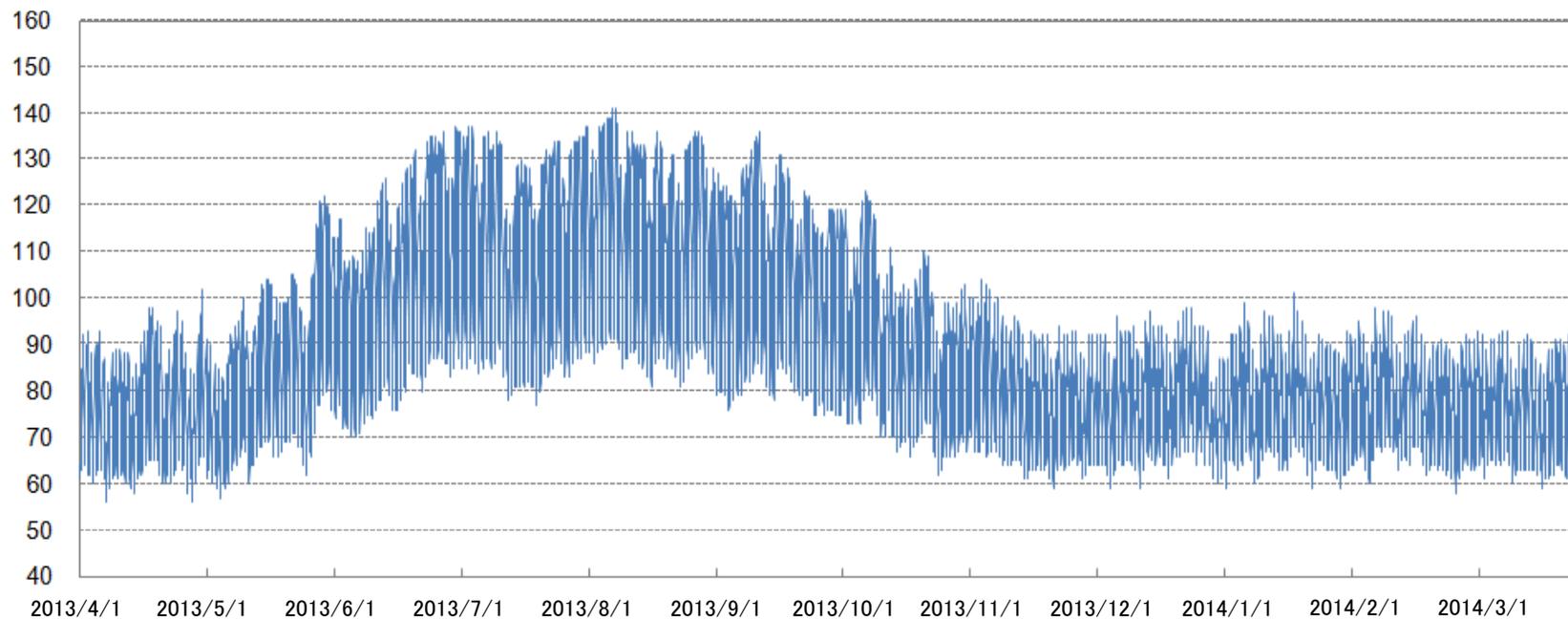
○火力の出力抑制や揚水動力の活用等を考慮したうえで、以下のとおり接続可能量を算定する。



## ステップ2 検討断面における需要想定の設定

- 需要想定は、過去の需要実績に一定の需要増加を見込んで設定することが一般的であるが、需要増加が見込みに達しなかった場合、将来的に接続可能量が小さくなる可能性があることから、より確実な需要実績を採用する。
- 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、昨年度(2013年度)の自社需要実績を採用することとし、具体的な接続可能量の分析は、この自社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。
- なお、将来において需要実績が変化し、接続可能量の算定に反映する必要がある場合には、その都度、接続可能量を見直す。

需要(万kW) 2013年度(平成25年度)の沖縄本島系統の電力需要実績



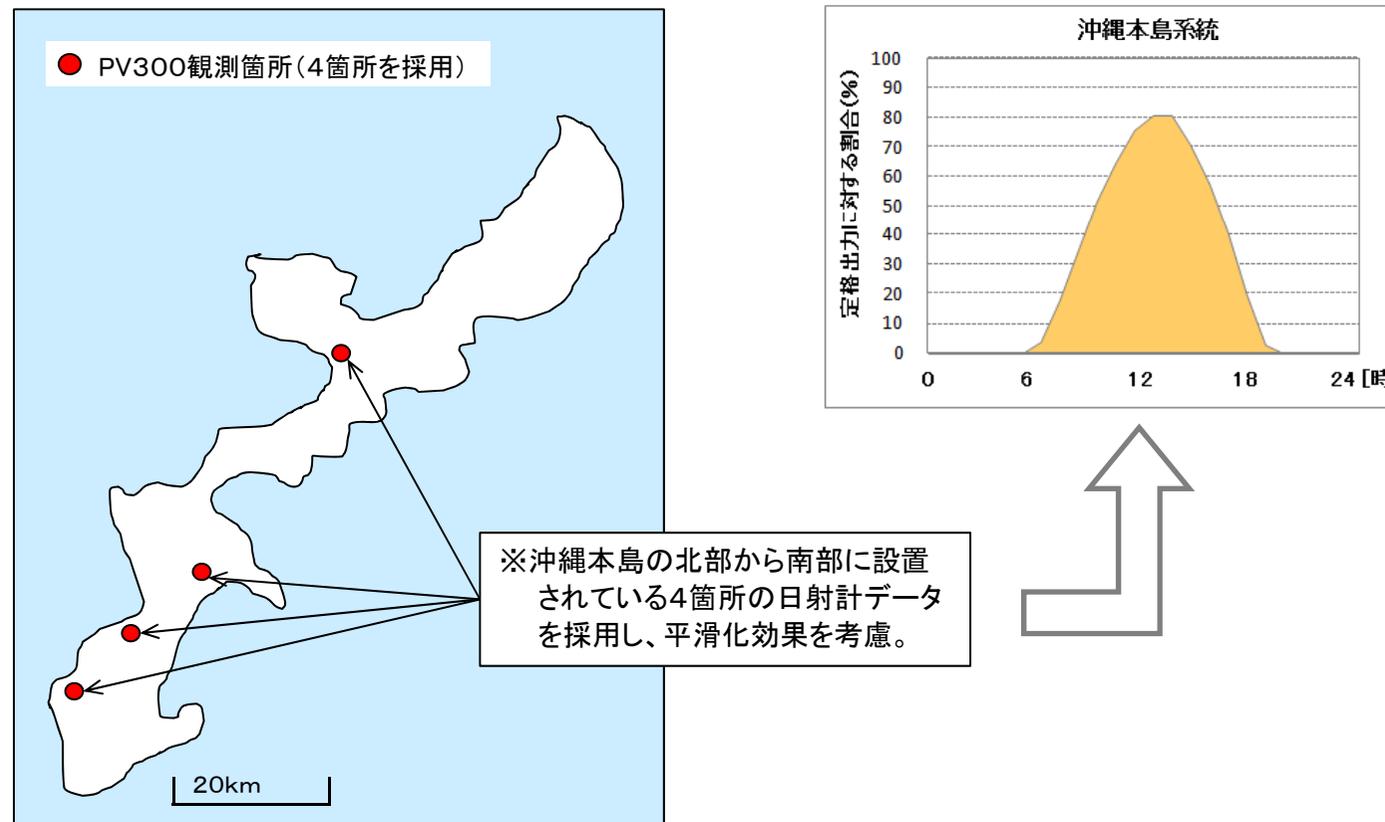
## ステップ3 検討断面における出力の設定(一般水力・地熱・原子力)

---

○今回の検討における一般水力(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無し。

## ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定(太陽光)

○太陽光発電については、ご家庭の屋根などに設置されている太陽光の出力データは、オンラインで受領していないことから、PV300実証事業で設置した日射計のうち、沖縄本島の北部から南部に設置されている4箇所の日射データ(2013年度実績)から、太陽光出力を8,760時間分想定する。



## ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定(風力)

○風況により出力が大きく変動する風力発電については、平成18年2月17日に沖縄本島系統における風力発電接続可能量2.5万kWを公表している。現状、風力発電の既接続量および接続予定量の合計は1.7万kWであるが、今後の導入量想定にあたっては、沖縄県が台風常襲地域であること、地域住民との離隔確保など環境面からの課題もあって、現時点では接続申し込みも無い状況ではあるが、太陽光発電の導入影響を確認しながら導入をすすめる。

○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出力を想定する。

データ	サイト数	設備容量(※)	採用期間
既接続の風力	4サイト	0.7万kW	2013年4月 ~2014年3月

※データ取得箇所のみを対象

# ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定(太陽光・風力)

○検討断面における太陽光と風力の出力は、月単位で時刻毎に、太陽光と風力の合計出力の2σ相当(31日の場合は上から2番目)、太陽光と風力の合計出力の平均値を求める。

## 【月単位の太陽光・風力の出力算定方法】

(1)ある月のx時の太陽光と風力の発電出力を合成

太陽光(万kW)		風力(万kW)		合計(万kW)	
	出力		出力		出力
1日	11.7	1日	0.4	1日	12.1
2日	19.9	2日	1.4	2日	21.3
3日	9.9	3日	0.7	3日	10.6
⋮		⋮		⋮	
31日	17.8	31日	0.1	31日	17.9

(2)当該月におけるx時の合成出力2σ相当と合成出力平均値を算定

合計(万kW)	
	出力
5日	23.6
6日	22.4
25日	22.2
⋮	
11日	5.5

値が大きい順に並べ替え

31日間の平均値 13.1万kW

## 【風力2.5万kW、太陽光35.6万kW時の定格出力に対する割合(%)】

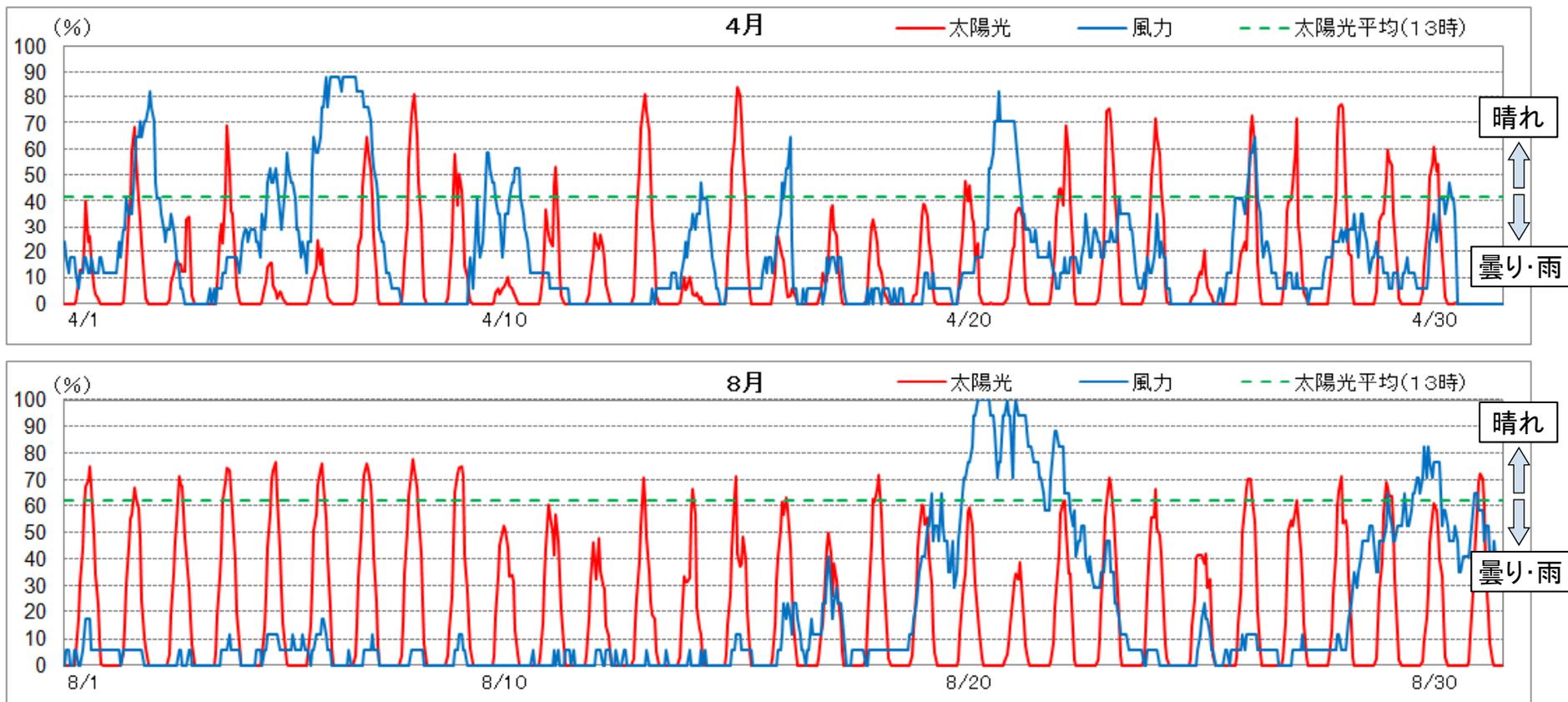
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光	最大値	84.3	79.2	80.3	79.5	81.2	73.9	61.8	57.9	53.1	61.8	64.9	71.1
	2σ相当※	81.2	78.1	80.1	79.5	80.1	72.5	59.6	53.1	52.5	61.8	62.6	71.1
風力	最大値	88.0	92.0	92.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	2σ相当※	88.0	76.0	92.0	100.0	100.0	96.0	100.0	96.0	100.0	100.0	100.0	96.0
合成	最大値	79.0	75.9	77.4	80.1	76.4	69.0	61.2	54.9	50.4	59.3	63.8	67.7
	2σ相当※	75.9	73.5	76.6	76.4	75.9	69.0	60.9	50.1	49.9	58.3	63.5	66.9
	平均値	42.3	39.6	58.0	61.7	62.2	54.3	37.3	36.5	29.7	40.2	37.5	38.8

※毎日の最大値の2σ相当

## ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定

- 太陽光、風力の出力特性は季節によって異なる。
- 太陽光と風力の出力が最大となる時間は一致しないことも想定される。
- 13時における太陽光出力想定が太陽光平均(13時)を上回る場合は「晴れ想定」、下回る場合は「曇り・雨想定」とする。

### 【太陽光と風力の定格出力に対する出力割合】

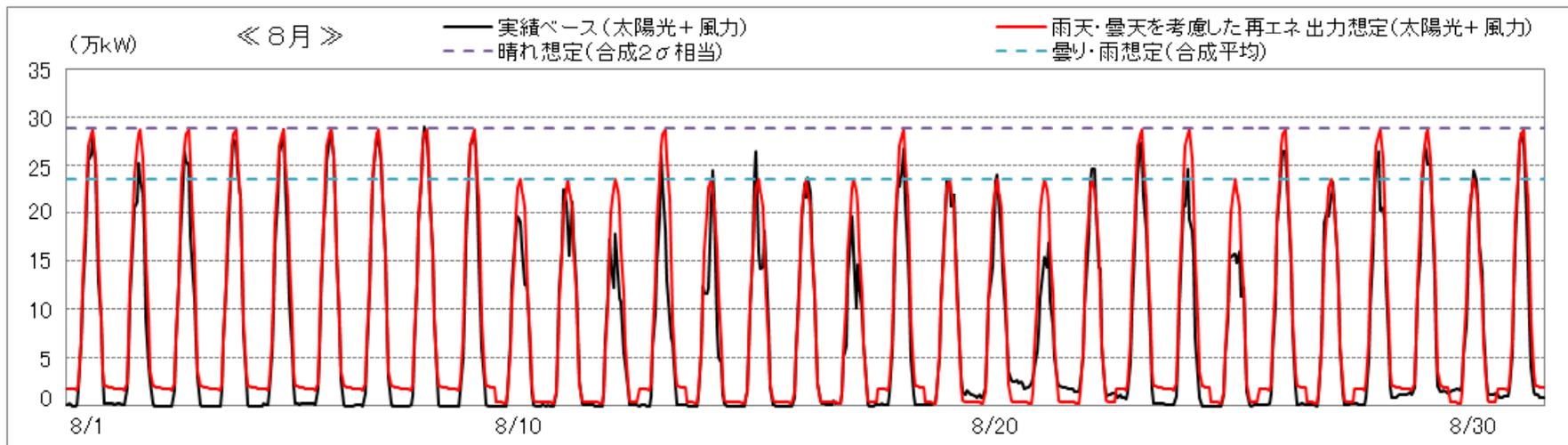
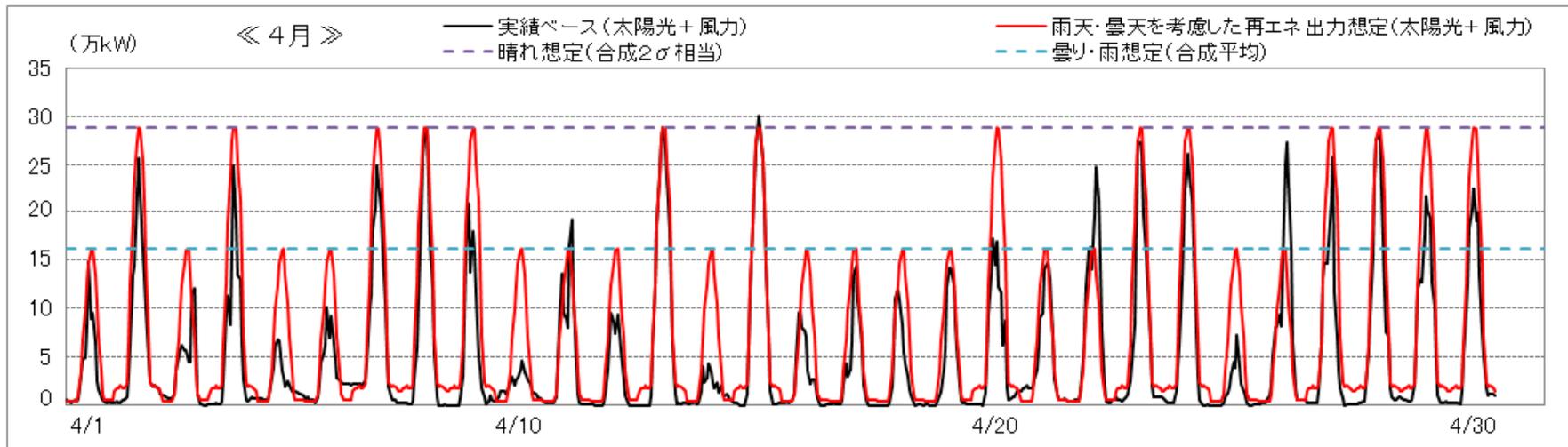


## ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定

○晴れ想定：太陽光、風力の合計出力の月毎、時間毎の $2\sigma$ 相当採用。

○曇り・雨想定：太陽光、風力の合計出力の月毎、時間毎の平均値を採用。

【太陽光35.6万kWと風力2.5万kWの再エネ合計出力想定】



## ステップ5 回避措置(火力発電の抑制)

○自社火力については、安定供給の観点から、下記の点を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは必要なLFC(AFC)調整力を確保した運用下限出力、それ以外は給電停止とする。

- ①設備仕様(運用下限出力等)
- ②安定供給に必要なLFC(AFC)調整力として、AFC容量を需要の2%相当確保
- 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

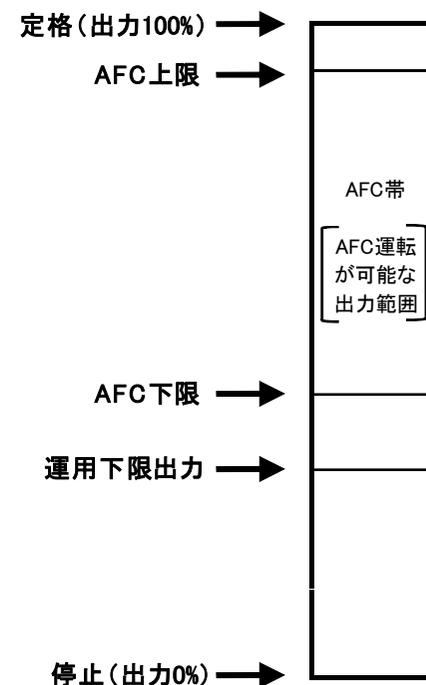
○他社火力についても、安定供給の観点から、自社火力同様な点を考慮する。

【設備仕様】

(単位:万kW)

電源	燃料	発電所		定格	AFC 下限	運用下限 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

【AFCの概要】



## ステップ5 回避措置(火力発電の抑制)

【最小需要断面(68.0万kW)：4月7日14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

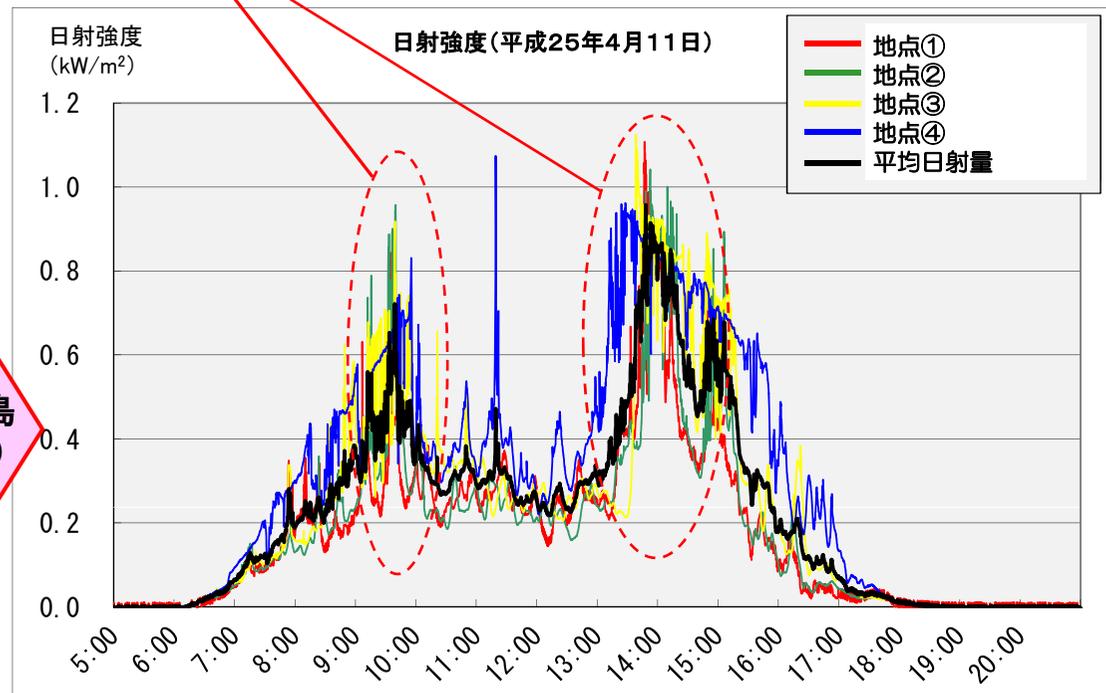
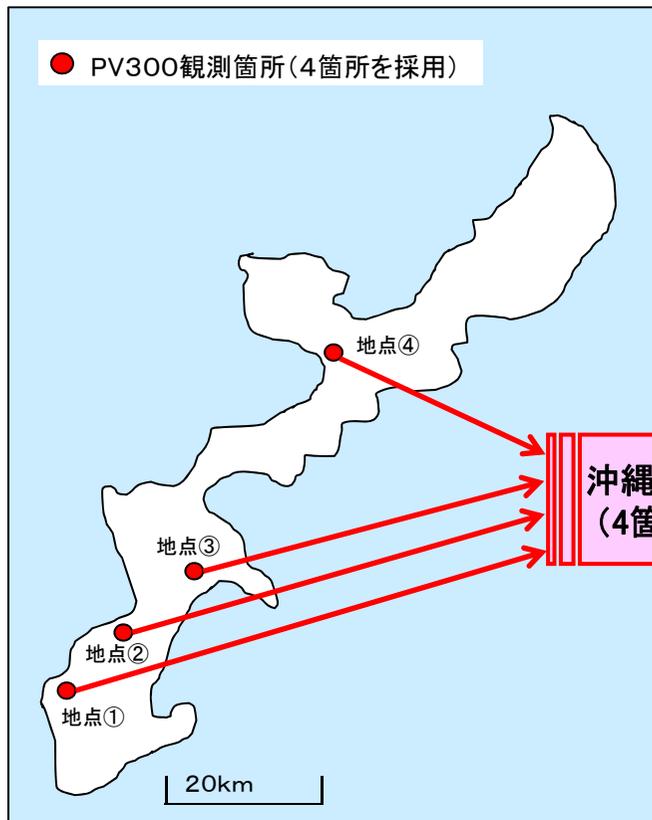
(単位:万kW)

電源	燃料	発電所		定格出力	運用下限出力	AFC下限	AFC容量	昼間(14時)	運転状況
自社	石油	牧港	9号	12.5	6.0	7.0	1.0	7.5	○最低運転台数5台確保のため運転 ・制御性の良い石油機を1台運転 ・運用下限出力(6.0)+下げ代余力(1.5)
			石川	2号	12.5	6.0	7.0	1.0	0.0
	LNG	吉の浦	1号	25.1	12.2	14.2	2.0	14.2	○最低運転台数5台確保のため運転 ・AFCのため1台運転 ・BOG消費のため1台運転 ・AFC下限(12.2)+AFC容量(2.0)
			2号	25.1	12.2	14.2	2.0	0.0	・給電停止または作業停止
	石炭	具志川	1号	15.6	6.0	—	—	7.5	○最低運転台数5台確保のため運転 ・運用下限出力(6.0)+下げ代余力(1.5)
			2号	15.6	6.0	—	—	7.5	○最低運転台数5台確保のため運転 ・運用下限出力(6.0)+下げ代余力(1.5)
		金武	1号	22.0	8.4	—	—	9.9	○最低運転台数5台確保のため運転 ・運用下限出力(8.4)+下げ代余力(1.5)
			2号	22.0	8.4	—	—	0.0	・給電停止または作業停止
	小計			150.4	65.2	42.4	6.0	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	・給電停止または作業停止
小計			31.2	17.2	0.0	0.0	0.0		
合計			181.6	82.4	42.4	6.0	46.6		

## 【参考】沖縄本島系統における日射変動

○沖縄本島は、南北に100km程度、東西最も短いところでは3km程度と小さく細長い島であり、沖縄本島に前線(雲)が接近・通過する場合には、本島内の各地域の日射強度がほぼ同時に変化する傾向にある。

沖縄は、南国島嶼部の特徴から、天気が全島でほぼ同時に変化し、その変化時間も数分オーダーと短い。



## ステップ5 回避措置(揚水式水力の活用)

- 揚水式水力は、通常、需要の多い昼間に発電を行い、需要の少ない夜間で揚水する。この揚水運転を昼間に行い、夜間に発電することで、昼間に発電する太陽光の余剰電力を吸収することが可能。
- この場合、揚水運転時の揚水動力が吸収できる余剰電力(kW面)の上限となる。
- 当社は揚水式水力を保有していないが、今回の可能量算定にあたっては試験運転機ではあるが、電源開発(株)殿が所有する沖縄やんばる海水揚水発電設備の活用を想定する。

発電所	発電可能出力	揚水動力	揚水可能量 (動力換算)
沖縄やんばる海水揚水発電所 (試験運転機)	3.0万kW	3.3万kW	約20万kWh [6時間程度]

## ステップ5 回避措置(再エネ30日間の出力抑制)

---

### 【再生可能エネルギーの出力抑制】

○再エネ特措法上は、

- ・自社発電設備(太陽光、風力、原子力、一般水力、地熱を除く)及び調達している電気の発電設備の出力抑制
- ・自社揚水発電設備の揚水運転

※当社は揚水発電設備を保有していないが、電源開発(株)所有の沖縄やんばる海水揚水発電設備を活用する。

を行った上でなお、太陽光・風力の発電出力を加えた供給力が需要を上回るが見込まれる場合に、500kW以上の太陽光または風力について、年間最大30日間の無償による出力抑制を行うことが可能。

### 【効果的な出力抑制方法の採用】

○実際の再エネの出力抑制にあたっては、対象事業者すべてを一括して抑制するのではなく、最低限必要な出力抑制量に相当する事業者だけを抑制する。

○これにより、出力抑制実績の延べ日数が増加(30日⇒30日+n日)し、再エネの接続可能量が拡大する。

○しかしながら、沖縄本島系統における太陽光発電は、9割程度が低圧接続であり、500kW以上の出力抑制対象設備が太陽光+風力設備容量の約20%程度であり、現行ルールでは、出力抑制による導入拡大効果が小さい。

※500kW以上抑制対象設備：太陽光4.8万kW、風力1.6万kW

## 太陽光発電の接続可能量(風力接続可能量ケース)

○500kW以上の再エネ設備を対象に、年間30日間以内の出力抑制を考慮。

	沖 縄	備 考
風力導入見込み量:(a)(万kW)	2.5	平成18年2月17日に風力発電接続可能量2.5万kWを公表済み
太陽光接続可能量:(b)(万kW)	35.6 (公表値:31.0)	平成26年7月31日に太陽光発電接続可能量31.0万kWを公表済み
合成2σ出力(万kW)	28.8	
合成最大出力(万kW)	30.1	
昼間最低負荷※:(c)(万kW)	68.0	
(a)／(c)(%)	3.7	
(b)／(c)(%)	52.4 (公表値:45.6)	

※快晴日のうち、ゴールデンウィークを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが厳しいもの。【4月7日(日曜日)14時需要(13～14時1時間値)】

# 再エネ接続可能量算定結果

○最小需要日における需給バランス: 4月7日(日)

算定結果

再エネ接続可能量 38.1万kW  
(風力:2.5万kW、太陽光:35.6万kW)

