

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。
- 〇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

- 〇需給解析には、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。
- 〇接続可能量については、年間365日の天気の前提として、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2σ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

- 〇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。
 - ① 接続される再エネの発電出力を仮に設定



② 再エネ電源の余剰が発生する日について、出力抑制量を 割り当て、余剰を解消させていく (抑制可能な電源×年間30日間を上限)



最適な抑制パターンにより、接続量の限界値が判明

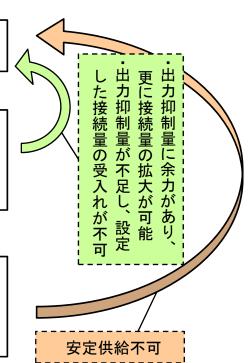
- ③ 需給上厳しい日の各時間において、kWの面から安定供給 可能なことを確認
 - ・必要な調整力が確保されているか(kW面)



④ 上記で設定された再エネ発電出力にて1年間(8,760時間) の各断面において、安定供給確保の面から評価・確認

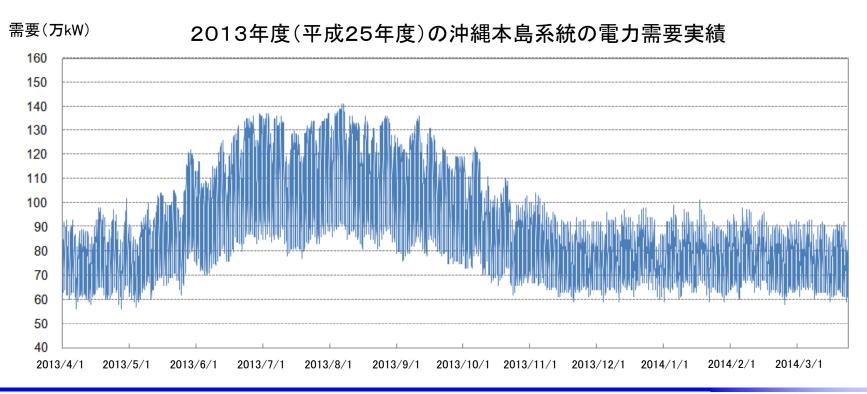


接続可能量決定



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。
- 〇また、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。
- 〇なお、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。

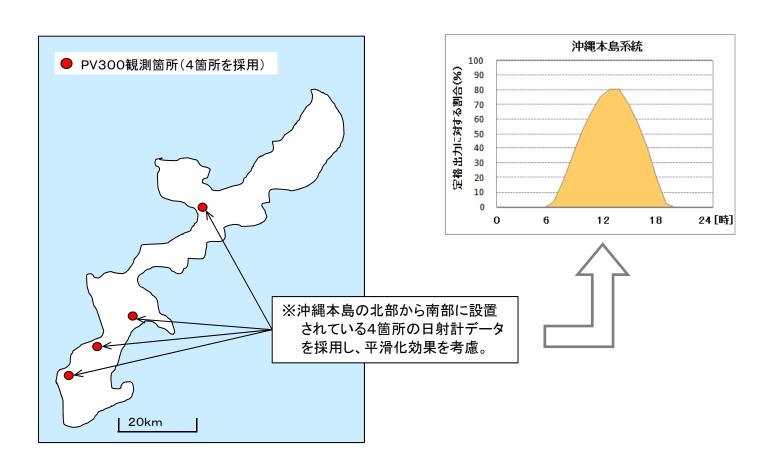


ステップ3 検討断面における出力の設定(一般水力・地熱・原子力)

〇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)

- 〇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。
- 〇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	O. 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)

〇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) 合計(万kW) 出力 出力 出力 出力 1日 1日 0.4 1日 12.1 5日 23.6 11.7 2σ相当 1.4 2日 19.9 2日 2日 21.3 6⊟ 22.4 + 9.9 3日 3日 0.7 3日 10.6 25日 22.2 値が大きい順 に並べ替え 31日 31 日 31日 17.8 0.1 17.9 11日 5.5 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	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
光	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	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
カ	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
	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
合成	※ 2 <i>σ</i> 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

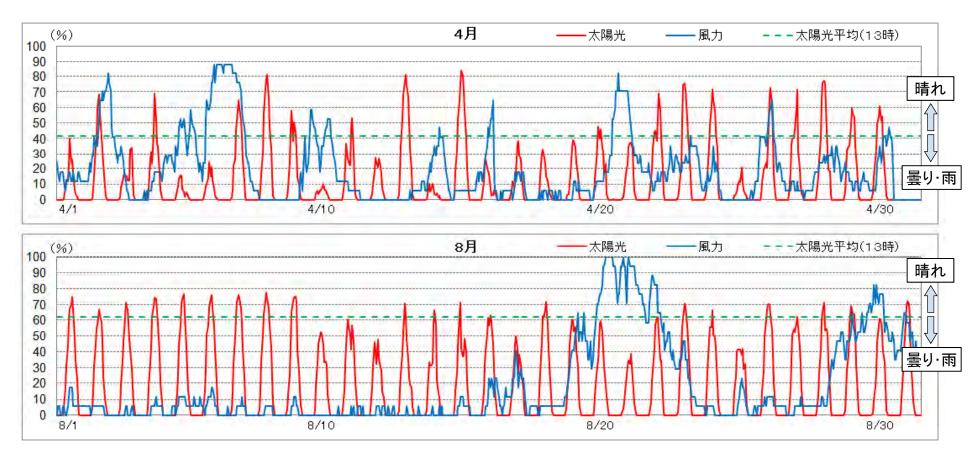
(2) 当該月におけるx時の合成出力2σ相当と

合成出力平均値を算定

ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定

- 〇太陽光、風力の出力特性は季節によって異なる。
- 〇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。
- 〇13時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】

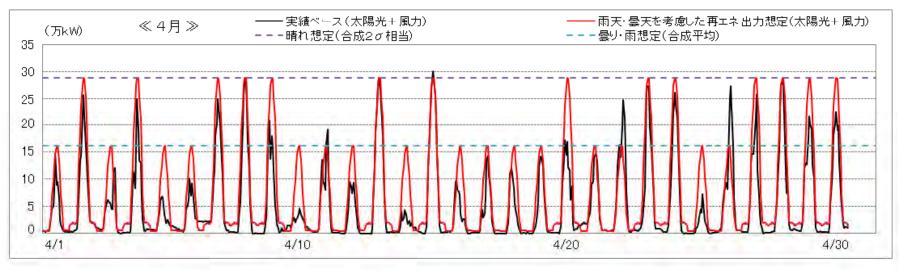


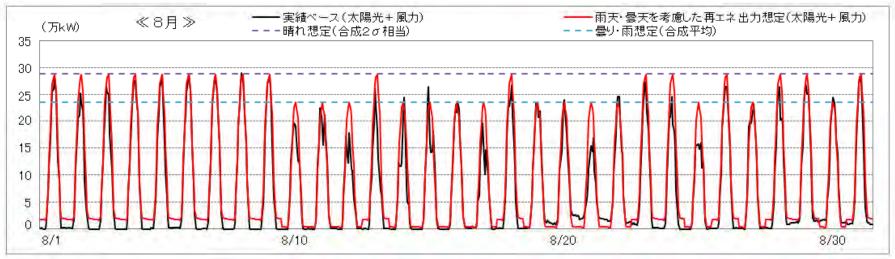
ステップ4 検討断面における再エネ出力の想定

〇晴れ想定:太陽光、風力の合計出力の月毎、時間毎の2σ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)

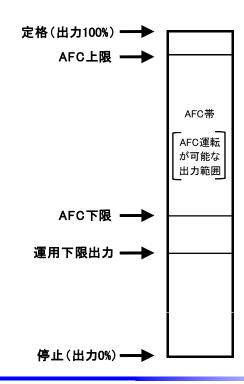
- 〇自社火力については、安定供給の観点から、下記の点を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは必要なLFC(AFC)調整力を確保した運用下限出力、それ以外は給電停止とする。
 - ①設備仕様(運用下限出力等)
 - ②安定供給に必要なLFC(AFC)調整力として、AFC容量を需要の2%相当確保
 - ③ピーク需要に対応できる供給力の確保など
 - ④安定供給に必要な下げ代の確保
 - ⑤LNGのBOG(Boil off Gas)消費の制約を考慮し、必要な発電機を運転
- 〇他社火力についても、安定供給の観点から、自社火力同様な点を考慮する。

【設備仕様】

(単位:万kW)

[AFCの概要]

電源	燃料	発電所		定格	AFC 下限	運用下限 出力
	石油	牧港	9号	12.5	7.0	6.0
	11 /四	石川	2号	12.5	7.0	6.0
	LNG	吉の浦	1号	25.1	14.2	12.2
 自社	LNG	一百の浦	2号	25.1	14.2	12.2
│ │ Ħॉ┸		具志川	1号	15.6	ı	6.0
	石炭	八 心川	2号	15.6	ı	6.0
	1 1 灰	金武	1号	22.0	ı	8.4
		亚氏	2号	22.0	-	8.4
他社	7 4	工业局海胆 参	1号	15.6	-	8.6
16年工	石炭	電源開発	2号	15.6	_	8.6



ステップ5 回避措置(火力発電の抑制)

【最小需要断面(68. O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)

(40.320)											
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		
	石油	牧港	9号	12.5	6.0	7.0	1.0	7.5	〇最低運転台数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	・給電停止または作業停止		
	LNG	吉の浦	1号	25.1	12.2	14.2	2.0	14.2	〇最低運転台数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)		下げ代余力 合計 6.0万kW
			2号	25.1	12.2	14.2	2.0	0.0	・給電停止または作業停止		
目社 	自社	8 + 111	1号	15.6	6.0	_	-	7.5	〇最低運転台数5台確保のため運転 ・運用下限出力(6.0)+下げ代余力(1.5)	- ▶	
	石炭	具志川	2号	15.6	6.0	_	_	7.5	〇最低運転台数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	〇最低運転台数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			
	石炭	電源	1号	15.6	8.6	_	_	0.0	・給電停止または作業停止		
他社	口灰	開発	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】当社系統における火力発電の運用について

- 〇当社系統は小規模・独立系統であり、他系統との連系線がないため、下記のような 特徴および電力安定供給確保のための発電機運用を行っている。
- 〇再エネ導入を拡大する場合においても、大規模な停電を引き起こさないように、安定 供給を確保した運用を行う必要がある。

(1)当社系統の特徴

- ① 小規模独立系統であり、他系統(他電力)との連系線が無い。
- ② 電源が火力発電(定格12.5~25.1万kW)のみで、原子力および水力が無い。 ※試験運転機であるが他社海水揚水発電設備1台あり(発電3万kW)
- ③ 系統内における常時運転台数が5台~9台と少ない。
- ④ 系統規模に対して最大単機容量が大きいため、電源脱落時の影響が大きい。
- ⑤ 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。そのため、太陽光の出力変動が系統へ与える影響が大きい。

【参考】当社系統における火力発電の運用について

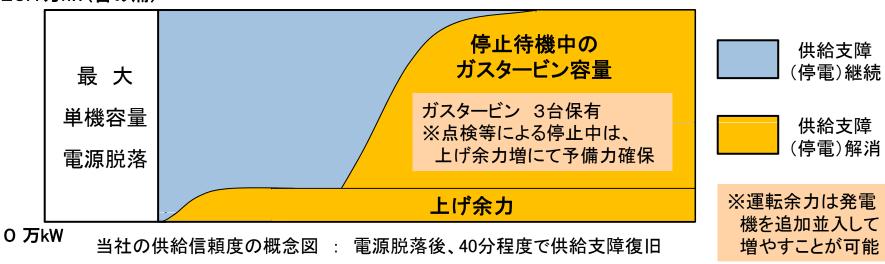
- (2) 当社系統における発電機運用の留意事項
 - 小規模・独立系統および火力発電の運転制約などから、下記のような発電機運用が必要となる。
 - ① 最低運転台数の確保
 - ○発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するため、軽負荷期においても、総需要に対する1台あたりの出力配分を抑えて運用する必要がある。発電機1台(N-1)脱落事故時でも系統を安定に保つために、運転台数5台で分担する必要がある。
 - 〇発電機構成については、調整力の確保や安定供給を考慮し、以下のとおりとしている。
 - ・負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台運転する必要がある。
 - ・AFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台運転する必要がある。
 - ・事故時の周波数低下・上昇を抑制し、系統を安定化するためには、慣性が 大きい大容量火力機を3台運転する必要がある。
 - ※大容量火力機は、慣性力(回転機の質量に比例し、外径の2乗に比例)が 大きいため、周波数低下・上昇を抑制する効果が高い。
 - ② AFC機の選定
 - 〇周波数制御のため、AFC可能ユニットを最低1台選定し、AFC容量を需要の2%相当確保。

【参考】当社系統における火力発電の運用について

- ③ 上げ代・下げ代余力の確保
 - 〇需要予測誤差や発電機脱落事故などに対応するための上げ代(6万kW以上)と、系統事故による停電に備えた下げ代(6万kW以上)を並列発電機で確保する必要がある。
- ④ 運転予備力の確保
 - 〇発電機脱落事故時には大規模な停電が発生する場合もあるが、その供給支障を早期に復旧するため、並列発電機の上げ代(6万kW以上)と停止待機のガスタービン発電機で最大単機容量を確保する必要がある。※自社ガスタービン3台保有(10.3万kW×2台、6万kW×1台)
 - ○基本的にガスタービン発電機は停止待機とし、緊急時に起動できる必要がある。

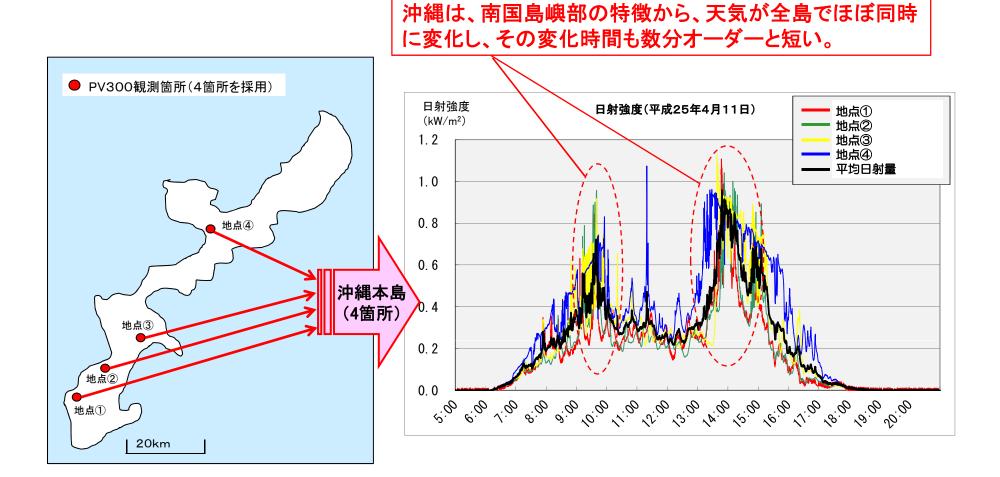
運転予備力 = 上げ余力 + 停止待機中のガスタービン容量 > 最大単機容量

25.1万kW(吉の浦)



【参考】沖縄本島系統における日射変動

〇沖縄本島は、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。



ステップ5 回避措置(揚水式水力の活用)

- 〇揚水式水力は、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。
- 〇この場合、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。
- 〇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】

- 〇再エネ特措法上は、
 - ・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ことが 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】

- 〇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。
- 〇これにより、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。
- 〇しかしながら、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(風力導入見込みケース)

〇500kW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)	1. 7	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. O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)(%)	2. 5	
(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)】

太陽光発電の接続可能量(風力接続可能量ケース)

〇500kW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. O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)】

昼間最低需要時のバランス

〇快晴日のうち、GWを除く4、5月の日曜日昼間で需給バランスが 厳しい日(4月7日)。 〇昼間(14時)およびピーク(20時)の断面バランス

需要		昼間(14時) 68. 0万kW	ピーク(20時) 82. 3万kW
	原子力(万kW)	_	_
	水力(万kW)	_	_
	地熱(万kW)	_	_
	火力(万kW)	46. 6	79. 0
供給力	風力(万kW)	0. 0	1. 3
(万kW)	太陽光(万kW)	28. 8	0. 0
	揚水(万kW)	▲3. 3	2. 0
	出力抑制(万kW)	▲ 4. 1	0. 0
	合計(万kW)	68. 0	82. 3

昼間最低需要時のバランス(火力ユニットの出力想定)

○昼間最低需要※発生日の昼間(14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」とは晴天日のうち、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(4月7日)。

(単位:万kW)

事活	源		_	定格	運用下限	AFC下限	AFC容量	想定	出力				
電源	XM 不 1	発電所	ı	出力	出力	AFU PR	AFU谷里	昼間(14時)	ピーク(20時)				
	石油	牧港	9号	12.5	6.0	7.0	1.0	7.5	9.0				
	11 /四	石川	2号	12.5	6.0	7.0	1.0	0.0	0.0				
	LNG	吉の浦	1号	25.1	12.2	14.2	2.0	14.2	20.2				
	LING	ロの帰	2号	25.1	12.2	14.2	2.0	0.0	0.0				
自社		具志川 炭 ————————————————————————————————————	1号	15.6	6.0	ı	_	7.5	14.8				
	石炭		2号	15.6	6.0	I	1	7.5	14.8				
	12 灰 		1号	22.0	8.4	I	1	9.9	20.2				
		亚氏	2号	22.0	8.4	ı	_	0.0	0.0				
		小計		150.4	65.2	42.4	6.0	46.6	79.0				
	7 F	7 4	7 4	 石炭	工学 電流	電源開発	1号	15.6	8.6	1	-	0.0	0.0
他社	1 7 灰	电冰用光	2号	15.6	8.6	_	_	0.0	0.0				
	小計			31.2	17.2	0.0	0.0	0.0	0.0				
		合計		181.6	82.4	42.4	6.0	46.6	79.0				

太陽光の拡大方策と拡大量(風力最大ケース)

〇風力最大ケース:風力接続可能量2.5万kWの導入を想定

	沖 縄	備考
30日現行制度出力抑制ケース (万kW)	35. 6	平成26年7月31日に太陽光発電接続可能量31. O万kWを公表済み
最大60日での出力抑制ケース (万kW)	+O. O	抑制対象設備容量の制約により抑 制日数が増えず可能量の増加無し
時間単位での出力抑制ケース (万kW)	+0.0	抑制対象設備容量の制約により抑 制時間が増えず可能量の増加無し
全太陽光の30日出力抑制ケース	+9. 4	公表値31.0万kW以降について、 全て30日抑制対象とした場合
(万kW)	+15.4	現状承諾分も含めて全て30日抑制対象とした場合
出力抑制をOとした場合(万kW)	30. 5	
連系線の活用	_	

拡大策一蓄電池の活用について①

蓄電池の活用方法	接続可能量の 増加(万kW)	必要な蓄電池 の量(万kW)
○太陽光発電設備側での蓄電池設置による追加的な接続の調整 太陽光発電設備側にて蓄電池を設置していただき、昼間の太陽光発電電力を全量蓄電池へ充電し、18時頃から25時頃の時間帯に放電をしていただくことで、追加的な接続が可能と考えております。	5. 9	事業者側にてご検討・提案いただく

拡大策-蓄電池の活用について②

	沖縄	備考
太陽光発電接続可能量(万kW)	35. 6	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
太陽光発電1kW当たり、 1kWh分の蓄電池を事業者側に 入れた増分※(万kW)	O. O	当社における回答保留以降の申込 分が接続可能量に逼迫していること から拡大効果は得られない。
太陽光発電1kW当たり、 5kWh分の蓄電池を事業者側に 入れた増分※(万kW)	0. 0	当社における回答保留以降の申込 分が接続可能量に逼迫していること から拡大効果は得られない。
太陽光発電1kW当たり、 5kWh分の蓄電池を系統側に 入れた増分※(万kW)	0. 0	当社における回答保留以降の申込 分が接続可能量に逼迫していること から拡大効果は得られない。

再生可能エネルギー電源間の比較(感度分析)

- 〇風力発電の導入想定量は、公表している接続可能量と導入見込量の2パターンとした。
- 〇上記パターンの風力発電導入想定量、太陽光発電の接続可能量及び再エネ発電量については以下のとおりである。
- 〇風力発電の導入量を増やしても、太陽光発電の接続可能量は減らず、風力発電の導入量を増やした方が、再生可能エネルギーの発電量(kWh)が増えるとの結果となった。

	風力導入見込量ケース			風力接続可能量ケース		
	風力導入 見込量 (万kW)	太陽光接続 可能量 (万kW)	発電量 (太陽光• 風力合計) (億KWh)	風力接続 可能量 (万kW)	太陽光接続 可能量 (万kW)	発電量 (太陽光・ 風力合計) (億KWh)
沖縄	1. 7	35. 6	4. 66	2. 5 (+0. 8)	35. 6 (▲0)	4. 86 (+0. 19)

実績に基づき試算した出力抑制日数

〇再エネが可能量導入されたと仮定し、2011、2012、2013需要実績で出力抑制が何日となるか試算。

【再エネ導入想定】ベースケース

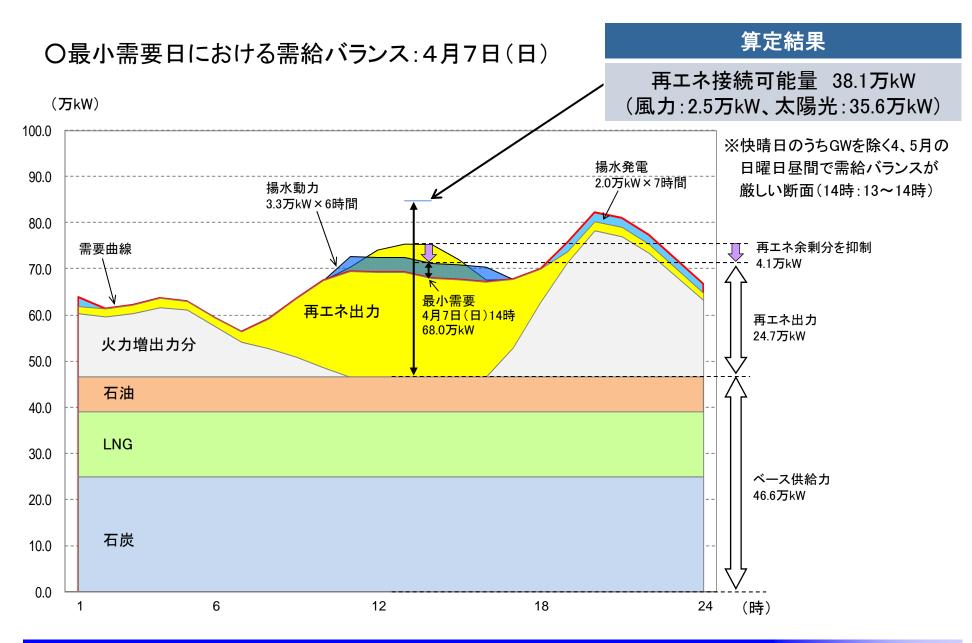
風力 2. 5万kW, 太陽光 35. 6万kW

年度	出力抑制 日数 (日)	太陽光年間 抑制量 (万kWh)※1	太陽光年間 抑制率 (%)※2	風力年間 抑制量 (万kWh)※1	風力年間 抑制率 (%)※2
2011	1	12.1	0.03	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0

- ※1 抑制必要量のみ抑制したと仮定して算出
- ※2 年間抑制率は下記により算出

年間抑制率 = <u>大陽光または風力年間抑制量</u> × 100 太陽光または風力年間発電量 + 太陽光または風力年間抑制<u>量</u>

再工 不接続可能量算定結果



当社が拡大方策として算定に織り込む追加オプション

〇太陽光発電設備側での蓄電池設置による追加的な接続の調整

太陽光発電設備側にて蓄電池を設置していただき、昼間の太陽光発電電力を全量蓄電池へ充電し、18時頃~25時頃の時間帯に放電をしていただくことで、追加的な接続が可能と考えております。

以上

参考

【参考1】再エネ発電設備の短周期面における接続可能量について

再生可能エネルギー発電設備(太陽光発電(PV)、風力発電(WT))の短周期変動による沖縄本島系統への影響(主として周波数面)について確認するため、下記の検討を実施し接続可能量を算出した。なお、検討に際しては、再エネ発電設備が最大限接続できるよう条件設定を行った。

■検討手法

(1)代数的手法を用いた試算

電気学会技術報告(869号)にて報告されている代数的手法を応用し、再工ネ発電設備の接続可能量を試算。

(2)シミュレーション(電力系統解析プログラム)による検討 第三者研究機関(電力中央研究所)と共に電力系統解析プログラムを 用いて、再工ネ発電設備の接続可能量を試算。

■検討結果

代数的手法およびシミュレーション結果より、PV300kW以上の接続可能量(短周期変動)は下記の通りとなった。

接続可能量試算結果 57MW

300kW未満のPVについては、分散配置により変動の平滑化効果が 期待できるものと判断し、対象から除外。

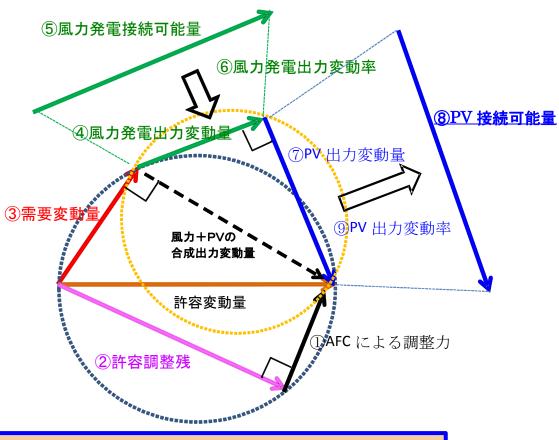
平成25年12月3日付 「資源エネルギー庁ニュースリリース」及び 「当社プレスリリース」にて公表済み

【参考1】再エネ発電設備の短周期面における接続可能量について

(1)代数的手法を用いた試算

再工ネ発電設備(PV、WT)の短周期変動による影響(接続可能量)について、代数的手法に基づき試算した。

(電気学会技術報告869号: 右図参照)



[ただし、4=5×6]

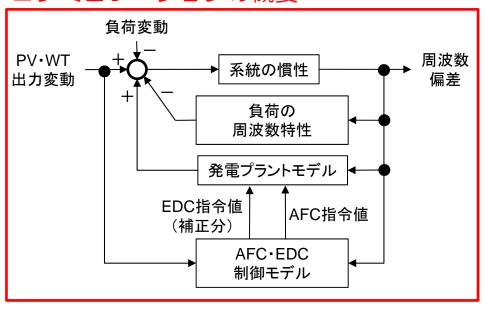
【参考1】再エネ発電設備の短周期面における接続可能量について

(2) シミュレーションによる検討

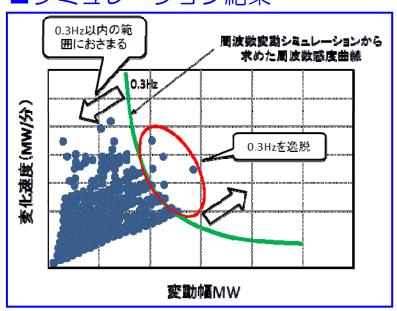
再工ネ発電設備(PV、WT)の短周期変動による影響を 考慮するため、周波数制御シミュレーションを実施。



■シミュレーションの概要



■シミュレーション結果



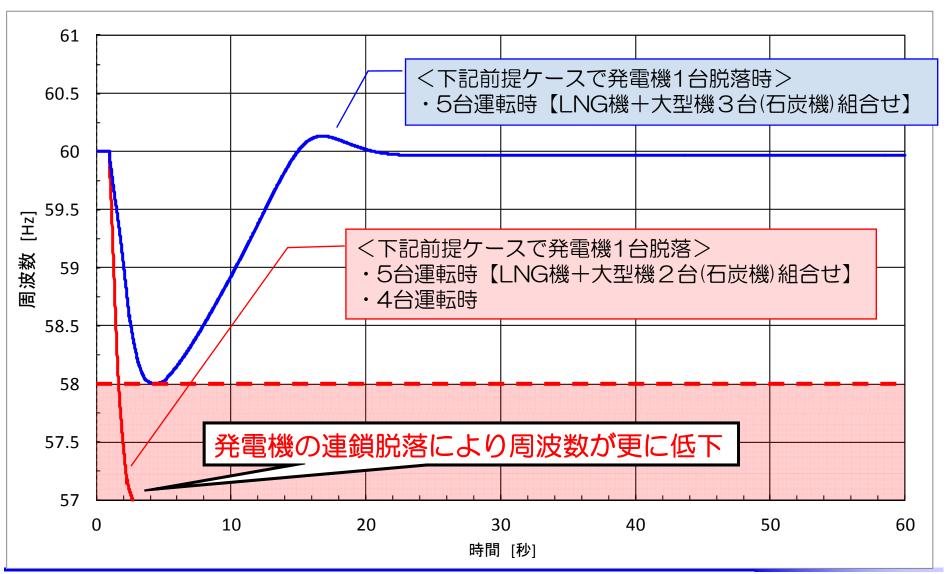
- ■平滑化係数を考慮
 - ⇒3つ「サイト内、エリア内、沖縄本島全体(北部、中部、南部)〕の平滑化を考慮
- ■エリア毎の重み係数を考慮

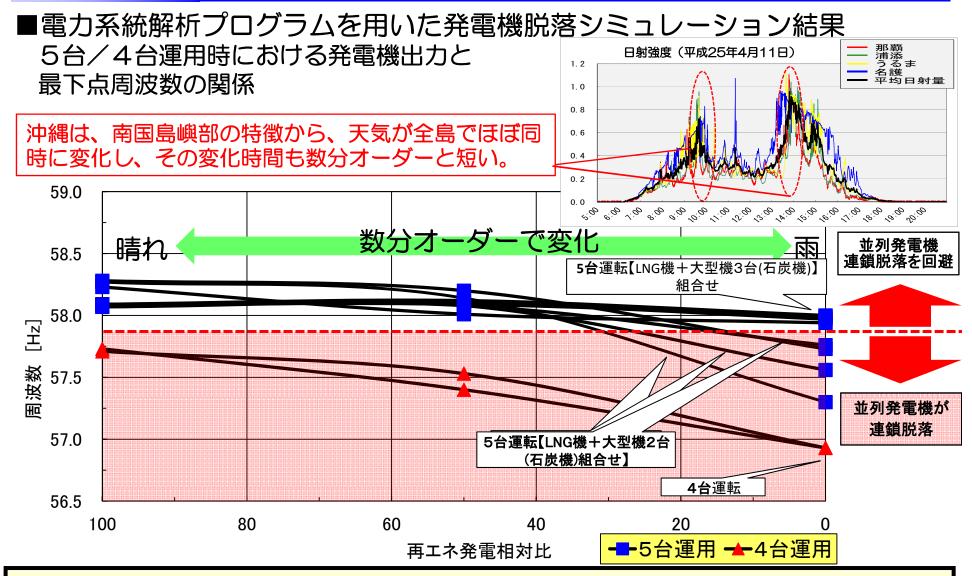
⇒PVの接続申込量のエリア毎の量を考慮

- ■電力系統解析プログラムを用いた発電機脱落シミュレーションのまとめ
- ▶沖縄本島系統は、独立系統で他の地域と系統連系されていないことから、通常運用中においてや発電機1台脱落事故(N-1)においても全島停電に至らないよう系統運用面で常に留意して運転を行う必要がある。
- ▶再生可能エネルギーの系統接続量が拡大すると、発電機の下限値の制約と発電機1台脱落事故(N-1)事故時の周波数低下許容範囲(58,OHz以上)の制約があり、この2点の制約において系統運用面に影響を与えない範囲の中で接続可能量が最大となるものを検討する。
- ▶N-1事故時の周波数低下許容範囲の有無確認に関するシミュレーション結果から、発電機が4台運転中に1台脱落した場合は58.0Hzを大きく下回るという結果となった。また、5台運転においてもLNG機と大型機2台(石炭機)並入の組み合わせでは、LNG機と大型機3台並入の組み合わせに比べ周波数低下抑制に資する慣性力が小さいこと等の理由から58.0Hzを大きく下回る。

この結果から、系統運用上問題なく運転するためには、最低5台の発電機並入が必要である。発電機5台並入ケースの再工ネ接続可能量が最大となる組み合わせを採用することで接続可能量は35.6万kWとなった。

■電力系統解析プログラムを用いた発電機脱落シミュレーション結果 5台運転時と4台運転時の比較(波形例)

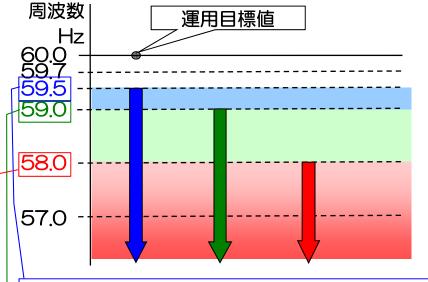




5台運転【LNG機+大型機2台(石炭機)組合せ】及び4台運用時は58.0Hzを大きく下回っており、発電機が連鎖脱落し本島全停(ブラックアウト)する可能性が高い。

■(参考)周波数変動が引き起こす問題

(1)発電機の脱落



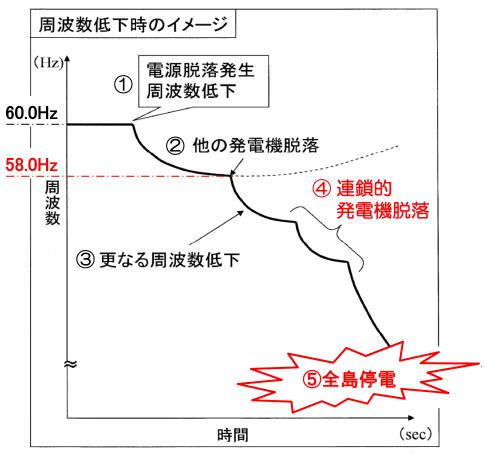
59.5Hzを下回ると、工業用電子計算機が誤差を 生じる恐れあり。

59.0Hzを下回ると、自家用発電設備の保護装置が動作し、周波数低下を助長する恐れあり。

タービン翼の破損を回避するため、発電機自体の不足周波数リレー(整定値58.0Hz)が動作し、発電機が脱落する。

※当社本島系統は小規模単独系統の特殊性から、電源脱落(N-1)事故時には周波数が大きく低下する傾向にある。

(2)連鎖脱落による全島停電



※大規模電源が脱落すると、連鎖脱落が発生し、 その結果、全島停電(ブラックアウト)に至る 可能性が高い。