

再生可能エネルギーの 出力制御見通しの算定結果について

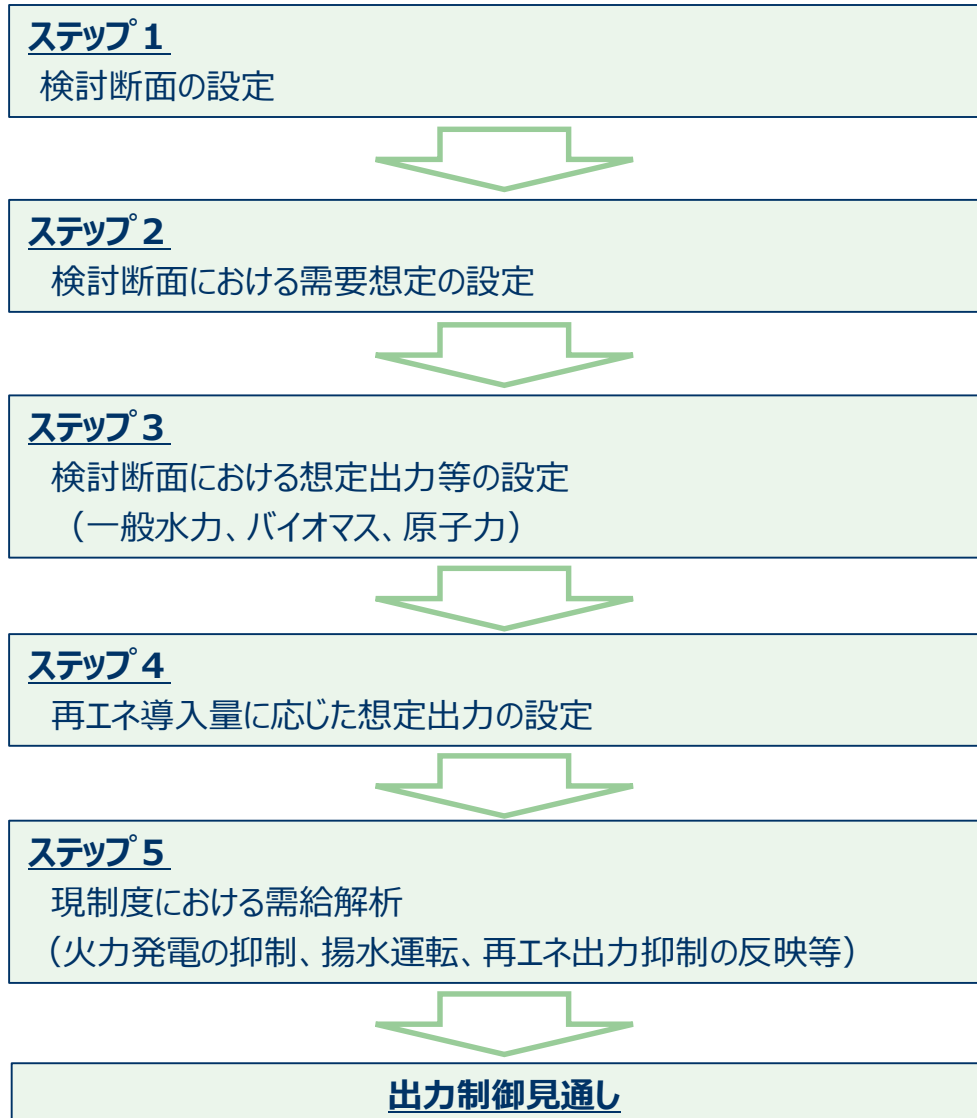
平成30年11月12日

四国電力株式会社

出力制御見通しの前提条件

太陽光257万kW（30日等出力制御枠）、風力71万kW（30日等出力制御枠）を前提に、指定電気事業者制度下における太陽光の出力制御見通しを算定する。

出力制御見通しの算定フロー



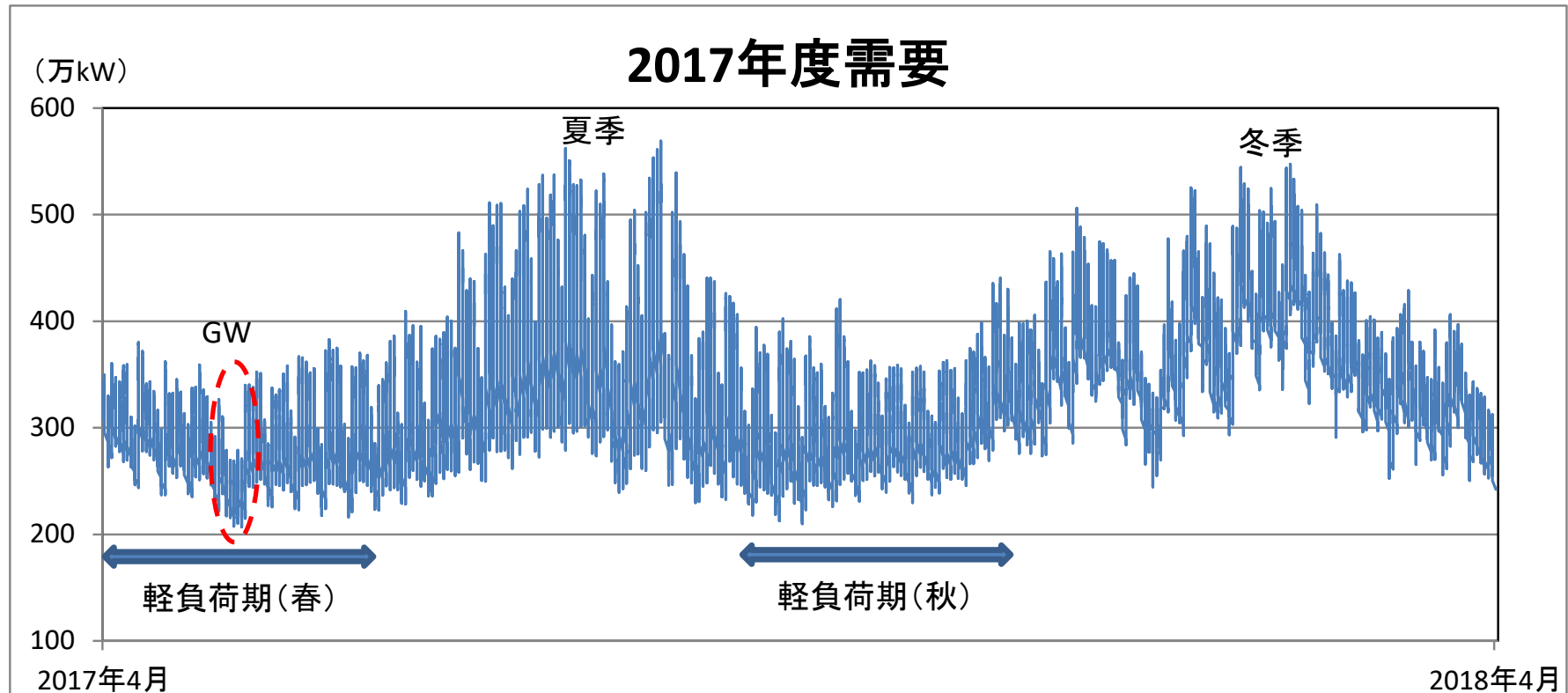
ステップ1,2：検討断面の設定と需要想定

検討断面は、8,760時間(24時間×365日)とし、各時間において試算を行う。

検討に用いる需要については、2015年度から2017年度のエリア需要実績に太陽光の自家消費電力分、淡路島南部需要等を加算したものとする。

なお、至近年度(2017年度)の昼間最低需要※は2017年4月23日13時の254.2万kW

※ 快晴日のうちGWを除く4,5月の日曜日13時需要（12～13時の1時間平均）の中で最も小さいもの



(参考) 太陽光自家消費の想定

余剰買取である住宅用太陽光発電（低圧10kW未満）の自家消費量については、日射量データを基に想定した太陽光発電の月間電力量から、当社が購入した月間電力量を差し引くことによって、月毎に自家消費分を想定し、太陽光発電が発電する時間帯の需要に平均的に加算している。

○月別の自家消費量と自家消費率（2017年度）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
自家消費量 (万kW)	4.1	3.3	0.6	4.9	3.9	2.9	2.8	2.0	3.6	5.0	6.0	5.5
自家消費率 (%)	10.2	8.2	1.4	12.1	9.5	7.2	6.8	4.8	8.6	12.0	14.3	12.8

ステップ3：検討断面における一般水力出力

一般水力の出力は、平水（震災前過去30年の平均水量）とする。

※ 調整池・貯水池式は太陽光が発電する昼間帯は可能な限り出力を抑制

○水力の月別の最低供給力

(万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
流れ込み式	8.5	8.4	7.1	18.1	13.7	13.9	6.5	3.9	3.5	3.6	5.5	9.8
調整池式	11.1	11.7	12.4	15.5	13.1	13.1	9.2	6.5	5.6	5.5	7.1	10.8
貯水池式	2.3	2.3	3.0	4.1	3.9	3.7	1.9	1.2	1.0	1.0	1.4	2.1
合計	21.9	22.4	22.4	37.7	30.7	30.7	17.6	11.5	10.1	10.1	14.0	22.8

○昼間最低需要時（2017年4月23日13時）の最低出力

		設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)	備考
再エネ出力 ピーク時の 最低供給力	流れ込み式	16.9	50.3	8.5	小水力（0.4万kW） 含む
	調整池式	40.9	27.1※ ¹	11.1	
	貯水池式	22.5	10.2※ ²	2.3	
合計		80.3	27.3	21.9	

※ 1：河川への責任放流や農業・工業用水への供給のため

※ 2：一部の貯水池水力ではダムからの給水だけでなく支流からの流れ込みによる発電を実施している

ステップ3：検討断面におけるバイオマス出力

バイオマスの出力は、接続検討申込み済みの設備のうち、

- ・地域資源バイオマスで抑制困難なものに、連系済み設備の設備利用率実績を乗じたものとする。
- ・専焼バイオマスは、設備の保全維持や保安の観点から支障のない出力(定格出力の50%)までの抑制とする。

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)
地域資源バイオマス	23.9	72.8	17.4

	設備容量 (万kW)	最低出力比率 (%)	最低出力 (万kW)
専焼バイオマス	28.7	50.0	14.4

ステップ3：検討断面における原子力出力

原子力の出力は、震災前過去30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）〔昭和56年度～平成22年度〕の設備利用率平均を設備容量に乗じたものとする。

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)
原子力	89.0 〔伊方3号〕	88.0	78.3

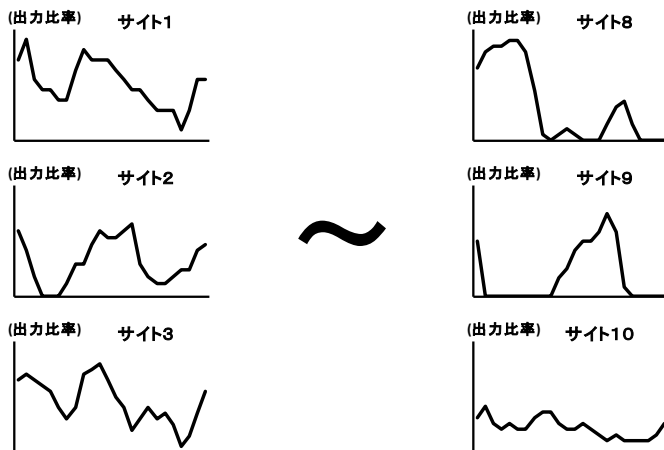
ステップ4：検討断面における風力出力

風力発電の出力は、既設風力発電設備の出力データ実績（2015年度から2017年度）をもとに設備容量に対する出力比率を算定したうえで、制御枠71万kWにその出力比率を乗じたものとする。

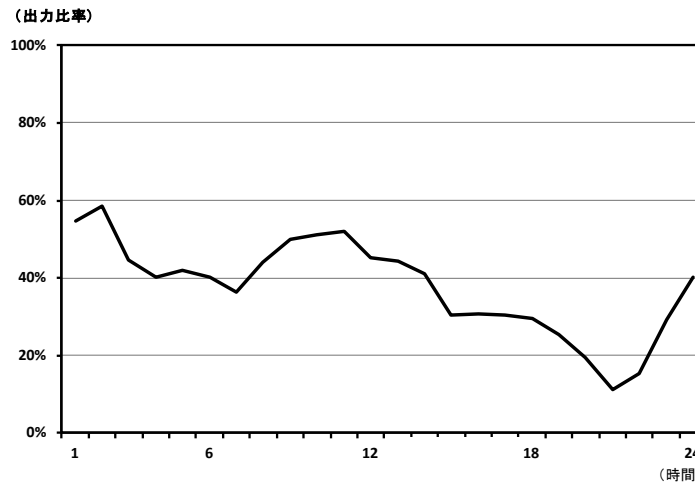
○出力データ実績の評価対象箇所（2018年3月末時点）

データ	サイト数	設備容量 (万kW)
既連系の風力	11	18.1

○ある日のサイト毎の出力比率実績



○一日の出力比率(全サイト合計)



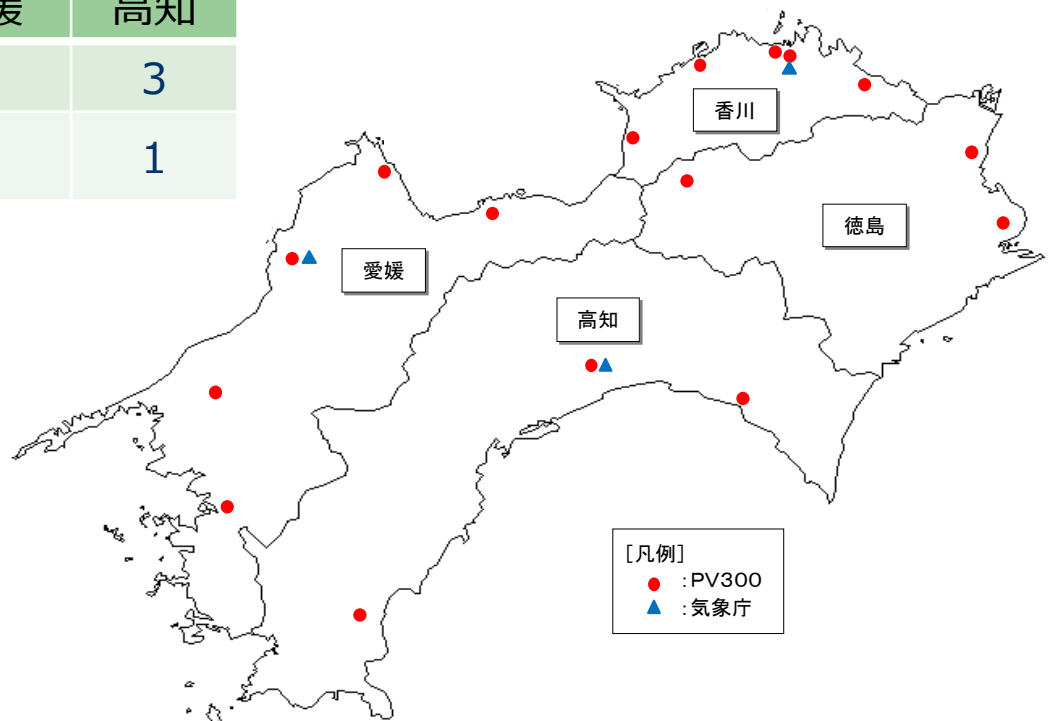
ステップ4：検討断面における太陽光出力①

太陽光発電の出力は、国の補助事業「分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業」（PV300）における当社管内の観測点16箇所および気象庁HP掲載の当社管内3箇所の観測点のデータから想定する。

○PV300，気象庁の県別観測箇所数

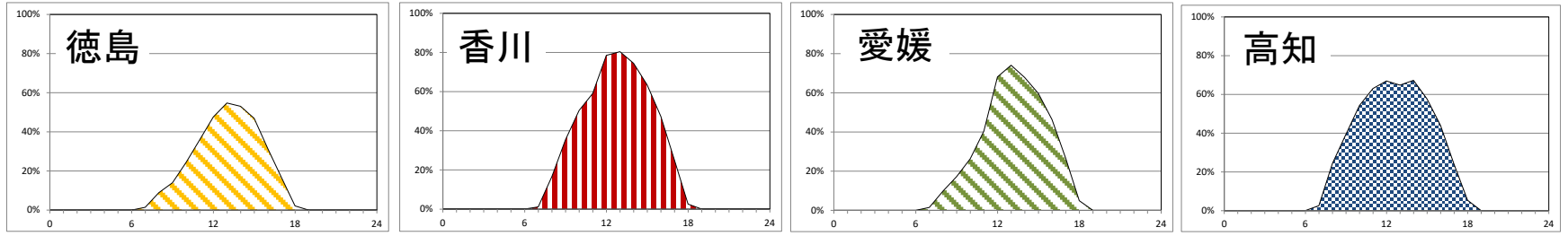
	徳島	香川	愛媛	高知
PV300	3	5	5	3
気象庁	0	1	1	1

気象庁データに徳島の日射データはない

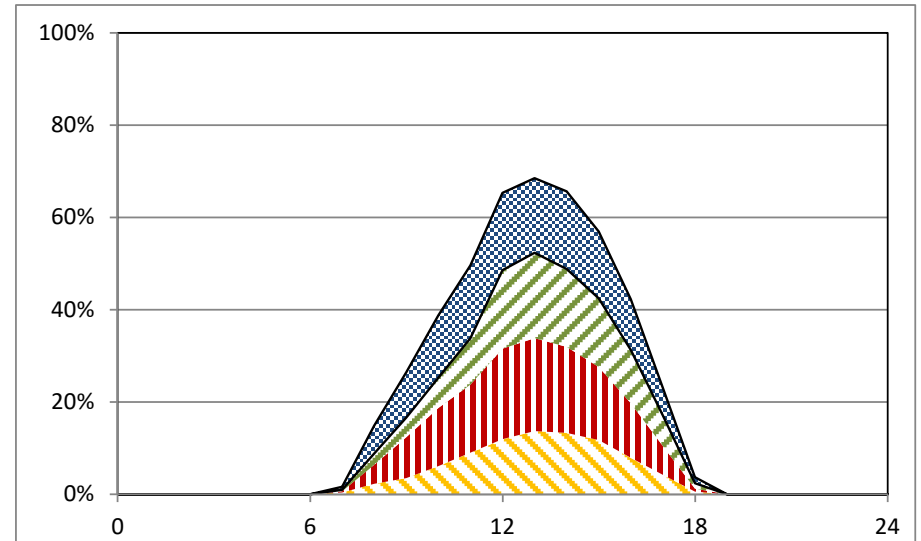


ステップ4：検討断面における太陽光出力②

日射量実績の県別平均値からエリア全体のPV出力を想定（ある1日の出力想定例）



各県別導入比率（既連系 + 既承諾分）
により重み付をして合算



ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）①

火力発電については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、下記の点を考慮し、安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制（または停止）する。

- 予備率8%、LFC調整力2%※¹を確保するために必要な火力ユニットを並列（再エネの供給力がL5相当でもピーク需要等に対応可能な供給力を確保）
- LNG・コークス炉ガス(COG)※²の最低消費制約を考慮

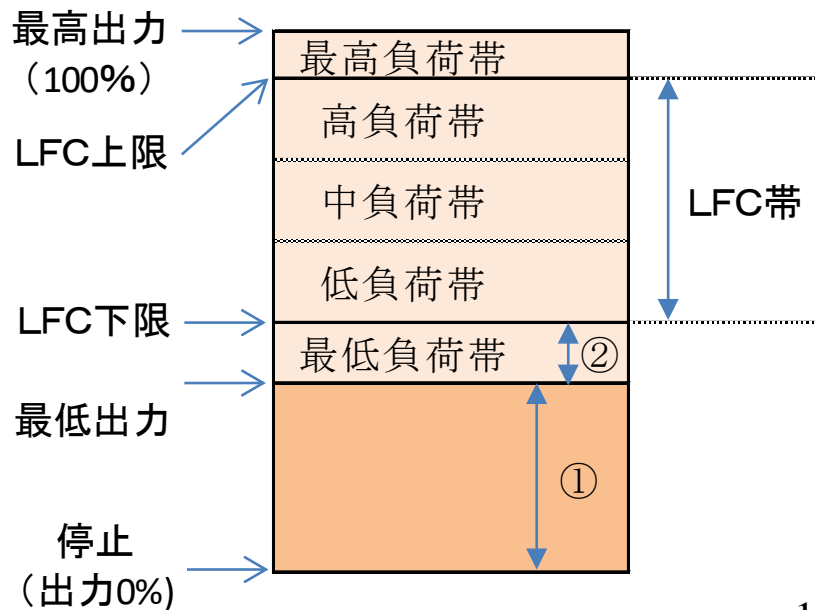
※¹ 再エネ電源などによる短周期変動はLFC調整力により対応する

※² 隣接事業者のコークス生産により発生する副生ガス（コークス炉ガス）を年間、ほぼ一定量を連続して消費する必要がある

- 設備仕様による運転制約を考慮

- ・ 需要の軽い深夜には、D S S機以外の発電機は、機械的に問題ない範囲の最低出力までしか出力を低下できない(①)
- ・ さらに、最低負荷帯では、出力変動させるとボイラーなどの安定運用に支障が生じるため、出力を小刻みに動かすLFC運転はできない

⇒ LFC運転の火力機はLFC帯(① + ②)まで出力を上昇させる必要がある。



ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）②

○火力発電を最低限まで調整した場合の運転状況（電源Ⅰ・Ⅱ）（万kW）

個所	燃料	定格出力	最低出力	運転状況	備考
阿南3号	石油	45	11	0	停止
阿南4号	石油	45	13	0	停止
坂出1号	LNG	29.6	8.5	0	停止
坂出2号	LNG	28.9	13.5	0	停止
坂出3号	COG 石油	45	11	14.9	COG消費のため運転 最低出力(11.0)+LFC下限まで(1.0)+LFC容量(2.9)
坂出4号	COG LNG	35	8.8	12.3	LNG消費のため運転 最低出力(8.8)+LFC下限まで(1.2)+LFC容量(2.3)
西条1号	石炭	15.6	5.6	0	停止
西条2号	石炭	25	5	0	停止
橋湾	石炭	70	17.5	0	停止
合計	-	339.1	93.9	27.2	-

ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）③

○火力発電を最低限まで調整した場合の運転状況（電源Ⅲ）（万kW）

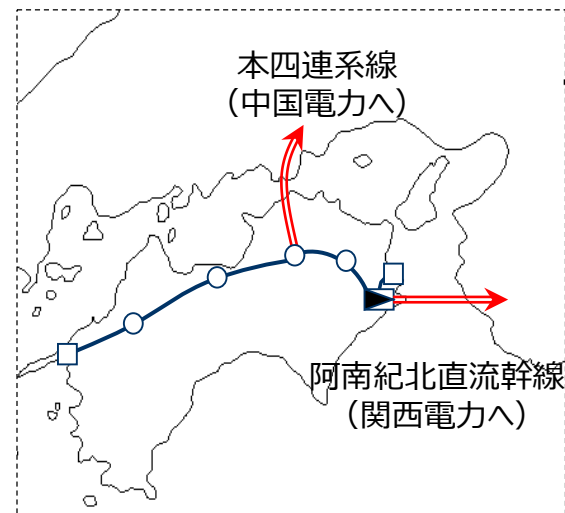
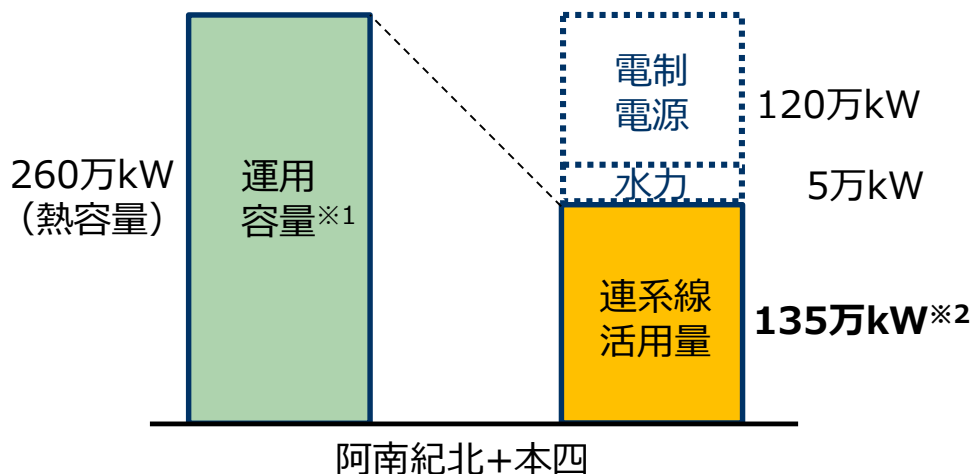
個所	燃料	定格出力	最低出力	運転状況	備考	
電発橋湾	1号	石炭	14.2	4.7	0	停止
	2号	石炭	14.2	4.7	0	停止
壬生川火力	石炭	14.9	4.2	0	停止	
土佐発電	石炭	15.0	6.0	0	停止	
住友大阪セメント	石炭	6.5	2.0	0	停止	
その他 (新電力分など)	—	108.8	—	1.5	抑制不可分織込み 混焼バイオマスを含む	
合計	—	173.6	—	1.5	—	

定格出力は四国エリアの受電最大出力、最低出力は四国エリアの受電最低出力

ステップ5：回避措置（連系線の活用）

- 間接オークションにおける連系線活用については、現時点で想定することには不確実性があるものの、今回の算定に当たっては、最大限連系線を活用する前提とし、送電可能量に対して0%、50%、100%の連系線活用を織り込むこととする。
- 具体的には、本四および阿南紀北の運用容量から、
 - ・本四ルート断事故時の周波数上昇を考慮し、電制電源120万kWを設定
 - ・水力の広域送電分として、5万kWを設定することとし、連系線の送電可能量は最大**135万kW**とする。

【今回の試算における連系線活用のイメージ】



※1 運用容量は広域機関の公表値を基に算定

(広域機関HP：<https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2017/>)

※2 阿南紀北直流幹線1回線停止時は、連系線活用量が65万kWとなる。(阿南紀北直流幹線の定期点検等の作業は、1~2か月程度の期間を要することから、再エネの出力制御見通しに少なからず影響する)

ステップ5：回避措置（揚水式水力の活用）

通常は、需要の少ない夜間の電力で揚水運転を行い、需要の多い昼間に供給力として活用するが、昼間に揚水運転を行うことで、ロスを伴うものの太陽光発電の余剰電力を吸収することが可能となるため、下記の点を考慮し、揚水式水力を活用する。

- ✓ 本川揚水の長期間作業やトラブル停止に加え、今回試算では火力運転台数の最小化や連系線活用を織り込んでいることを踏まえN-1台運転を前提
- ✓ 上池水位は電源脱落等の緊急時のため下限に裕度（1台最大発電2時間分程度）を設定し、日々の需給状況を見ながら水位調整するように運用

○大型揚水式水力設備仕様

発電所		発電認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	上池保有量 (万kWh)
本川	1号	31.5	30.0	745万kWh (1台最大24.8h)
	2号	30.0	30.0	

小規模混合揚水発電所の大森川(1万kW)、穴内川(1万kW)、蔭平(4万kW)については、ダム水位や流入量などの制約があり、太陽光の余剰吸収には活用できないことから、揚水可能量としては見込んでいない。

ステップ5：回避措置（再エネの出力制御）

- 火力発電の抑制、揚水活用等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合、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。
なお、風力については、日本風力発電協会より「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とする。
- 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、余剰電力の発生時刻や発生見込量に応じて各ルール間や太陽光および風力間の制御順位を切り替えることで、無補償での出力制御の制限を最大限活用する。

昼間最低需要日のkWバランス

○ 2017年度の昼間最低需要日(4/23)におけるkWバランス(太陽光257万kW、風力71万kW)

項目		連系線活用0%		連系線活用100%		備考	
		13時(万kW)	20時(万kW)	13時(万kW)	20時(万kW)		
供給力	原子力	78.3	78.3	78.3	78.3		
	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	27.2	90.9	44.7	90.9	
		坂出1,2 (LNGCC)	0	55.3	0	0	
		坂出3	14.9	20.0	14.9	14.9	
		坂出4	12.3	15.6	12.3	12.3	
		橘湾	0	0	17.5	63.7	再エネL5時の供給力確保
		電源Ⅲ	1.5	1.5	1.5	1.5	
	小計	28.7	92.4	46.2	92.4		
	再エネ	水力	21.9	58.2	21.9	58.2	小水力含む
		風力	14.4	0	14.4	0	実績ベース
		太陽光	225.0	0	225.0	0	実績ベース
		バイオマス	31.8	31.8	31.8	31.8	
		小計	293.1	90.0	293.1	90.0	
	揚水	▲30.0	30.0	▲30.0	30.0		
	再エネ出力制御	▲115.9	0	0※	0	現行FITに基づく抑制	
	連系線活用	0	0	▲133.4	0	100%では135万kWまで活用可能	
合計	254.2	290.7	254.2	290.7			
需要	254.2	290.7	254.2	290.7			

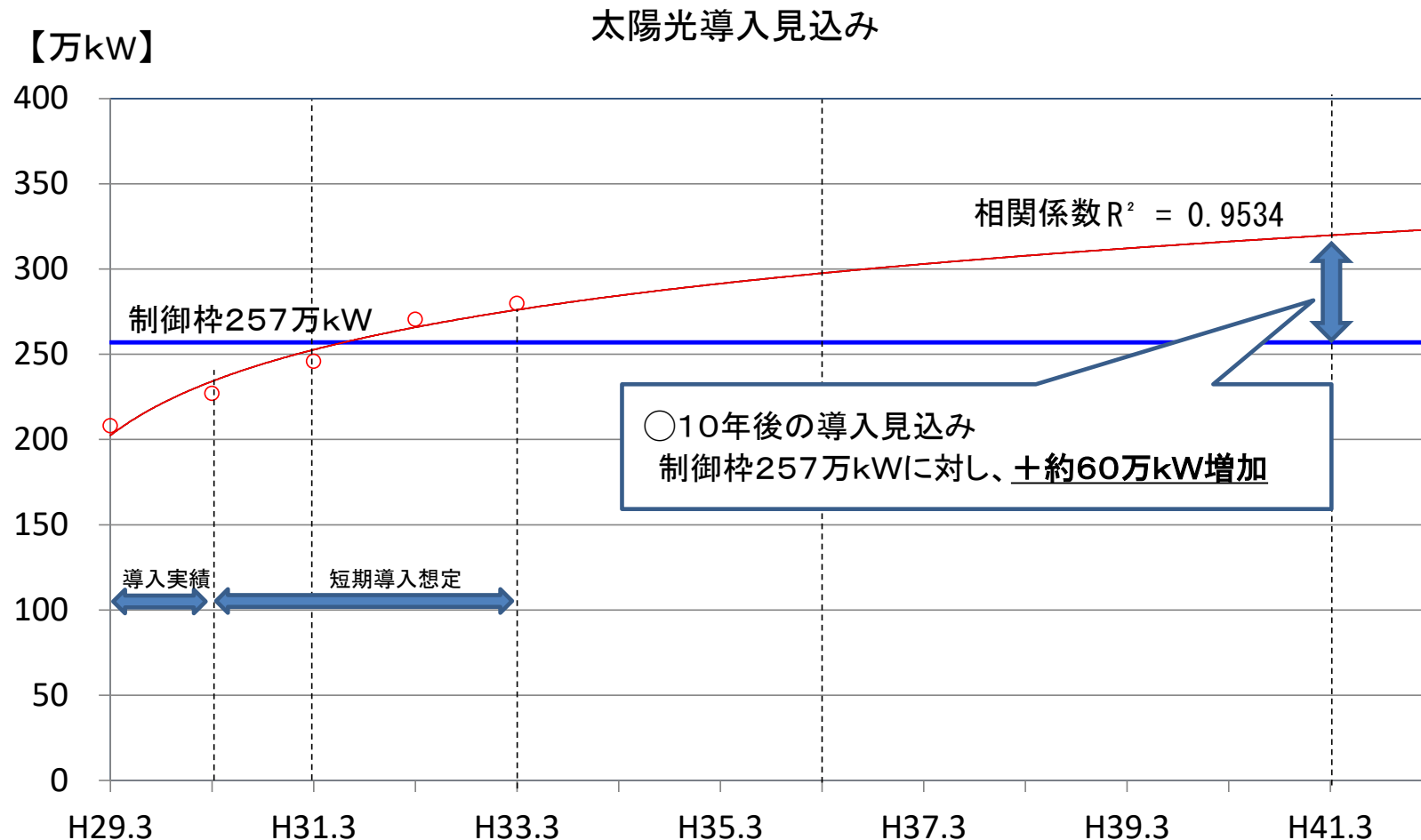
※連系線活用100%ケースでは、出力制御はゼロとなっているが、さらに需要の低いGWおよび水力の運転状況等により、出力制御が発生する 17

算定諸元（前回の系統WGとの比較）

項目	前回(2017年度算定値)	今回(2018年度算定値)
需要断面	<u>2014年度から2016年度のエリア需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算</u>	<u>2015年度から2017年度のエリア需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算</u>
一般水力	震災前30ヶ年の平均（調整池式・貯水池式は可能な限り出力を抑制）	
太陽光	<u>PV300および気象庁観測データによる2014年度から2016年度の出力推定値</u>	<u>PV300および気象庁観測データによる2015年度から2017年度の出力推定値</u>
風力	<u>2014年度から2016年度の風力発電実績を基に想定</u>	<u>2015年度から2017年度の風力発電実績を基に想定</u>
バイオマス	接続検討申込済み設備まで織込み	
地熱	該当なし	
原子力	<u>伊方2台（利用率84.9%）</u>	<u>伊方1台（利用率88.0%）</u>
火力	必要な調整力を確保したうえで可能な限り停止 電源Ⅲ火力最低出力を織込み	
揚水	大型揚水は長期作業・トラブル等を考慮しN - 1台	
連系線活用	<u>20万kW</u>	<u>0万kW、67.5万kW、135万kW</u>

出力制御見通しの算定方法について

- 30日等制御枠以降、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、足元の導入実績、および短期導入見込みから、10年後で+60万kWと想定した。
- 出力制御見通しの算定は、20万kW刻みとする。



太陽光の出力制御見通しの算定結果（3ヶ年平均）

太陽光 257万kW、風力 71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+20万kW	0	0	832	102	261	39.2
	50	67.5	108	16		6.0*
	100	135	6	1		0.4*
+40万kW	0	0	984	230	523	44.0
	50	67.5	182	51		9.8*
	100	135	24	7		1.4*
+60万kW	0	0	1,033	356	784	45.4
	50	67.5	217	89		11.3*
	100	135	40	18		2.3*

値は2015～2017年度実績ベースにおける算定結果の平均値

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+60万kW、連系線活用量100%(135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は2.3%⇒6.0%となる。

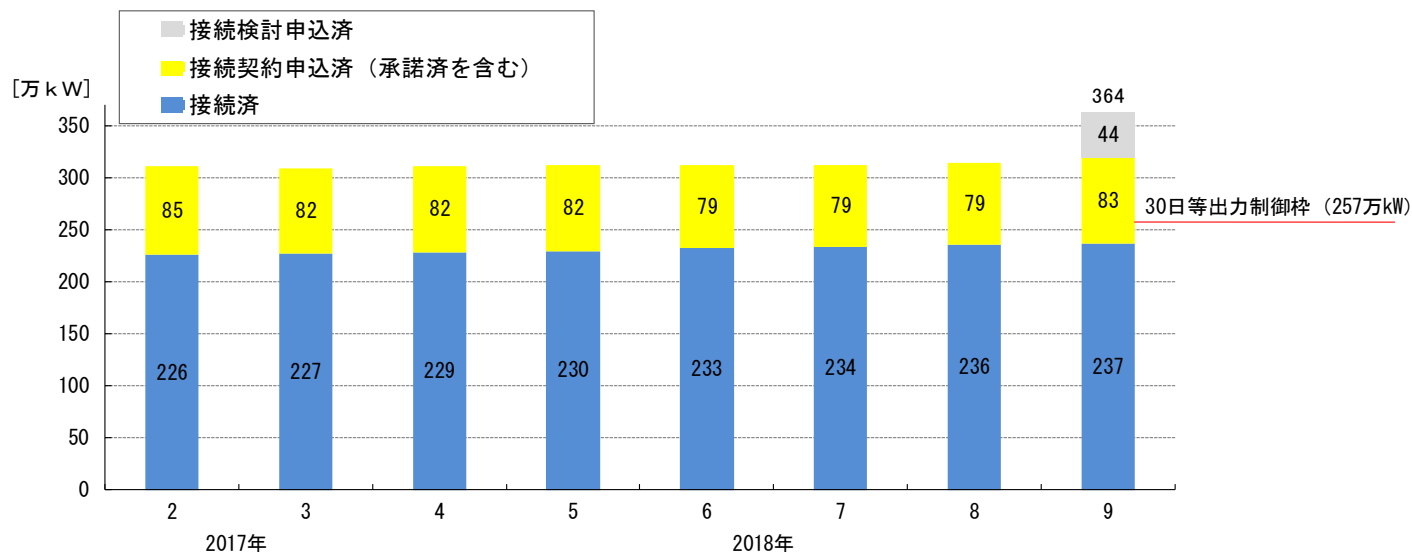
20

おわりに

- 今回の算定は、一定の前提条件のもとでのシミュレーションであり、実運用においては、需要や再エネ出力の予測誤差、出水状況、調整力の必要量、電源や連系線の運転状況および融通を受電する他エリアの需給状況等により変動することから、実際の出力制御率等を保証するものではないことについて、ご理解いただきたい。
- また、四国エリアにおいては、今後の再エネの導入増を踏まえると、電力需要が低くなる時期に、平年を上回る降雨による水力発電所の出力増や揚水発電所のトラブルなどの需給変動要因によっては、再エネ出力制御を実施する可能性が高まっていることから、これまで、再エネ出力制御システムの整備、PCS切替および出力制御訓練の実施などの準備を進めてきました。
- 今後は、事業者間の公平性の確保に留意しつつ、出力制御を確実に実施できるよう、連絡体制・実施手順の整備、出力制御訓練の追加実施および再エネ事業者との情報連絡訓練など、必要な準備を進めていきます。

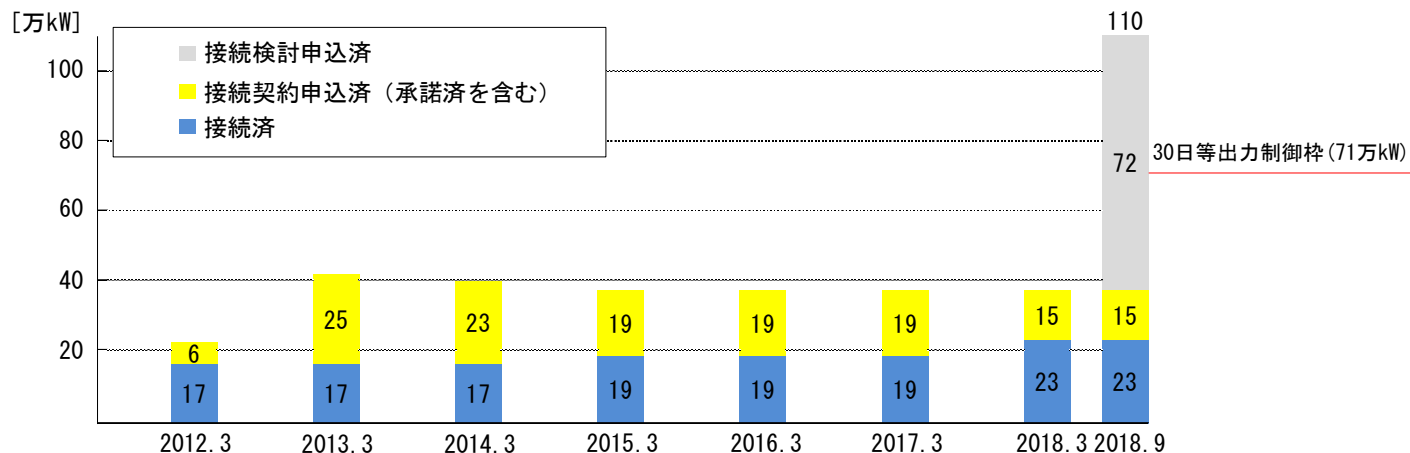
【参考】太陽光・風力発電設備の導入状況

○太陽光の導入状況



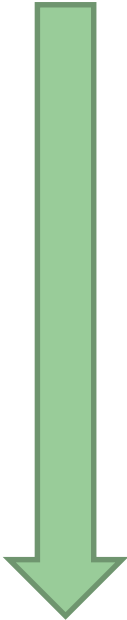
(注) 当社管内および淡路島南部。2018年9月から接続検討申込済を記載。

○風力の導入状況



(注) 当社管内および淡路島南部。2018年9月から接続検討申込済を記載。

【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

【参考】太陽光の出力制御見通しの算定結果（2015年度）

太陽光 257万kW、風力 71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+20万kW	0	0	852	101	249	40.6
	50	67.5	60	8		3.2※
	100	135	6	1		0.4※
+40万kW	0	0	1,002	225	498	45.2
	50	67.5	144	39		7.8※
	100	135	12	4		0.8※
+60万kW	0	0	1,056	350	747	46.9
	50	67.5	180	73		9.8※
	100	135	21	9		1.2※

値は2015年度実績ベースにおける算定結果

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+60万kW、連系線活用量100%(135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は1.2%⇒4.4%となる。

【参考】太陽光の出力制御見通しの算定結果（2016年度）

太陽光 257万kW、風力 71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+20万kW	0	0	768	95	266	35.7
	50	67.5	114	17		6.4*
	100	135	6	1		0.4*
+40万kW	0	0	930	221	532	41.5
	50	67.5	180	50		9.4*
	100	135	30	9		1.7*
+60万kW	0	0	972	344	798	43.1
	50	67.5	213	86		10.8*
	100	135	48	22		2.8*

値は2016年度実績ベースにおける算定結果

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+60万kW、連系線活用量100%(135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は2.8%⇒6.3%となる。

【参考】太陽光の出力制御見通しの算定結果（2017年度）

太陽光 257万kW、風力 71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+20万kW	0	0	876	111	269	41.3
	50	67.5	150	22		8.2*
	100	135	6	1		0.4*
+40万kW	0	0	1,020	244	539	45.3
	50	67.5	222	64		11.9*
	100	135	30	9		1.7*
+60万kW	0	0	1,071	374	808	46.3
	50	67.5	258	108		13.4*
	100	135	51	23		2.8*

値は2017年度実績ベースにおける算定結果

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+60万kW、連系線活用量100%(135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は2.8%⇒7.3%となる。