

# 再生可能エネルギーの出力制御見通し (2022年度算定値)の算定結果について

2 0 2 3 年 3 月 1 4 日

九州電力送配電株式会社

- 再生可能エネルギーの出力制御見通しについては、無制限無補償ルール事業者の出力制御率、制御時間を算定する。
  
- 算定にあたっては、以下を前提とする。
  - ・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抑制、揚水動力等並びに関門連系線を最大限活用する。
  
  - ・旧ルール・新ルール事業者の制御日数上限30日相当を最大限活用したうえで、残りを無制限無補償ルール事業者で制御した場合の出力制御率、制御時間を算定する。

## 2 出力制御見通しの算定内容

- 2019年度～2021年度需要実績等に基づき、無制限無補償ルール事業者の出力制御見通しを算定。
  - ・太陽光・風力の足元の導入量(2022年9月)を前提として、太陽光・風力の双方が追加で導入された場合の「無制限無補償ルール事業者」の出力制御見通し
  - ・系統WG等においてとりまとめられた出力制御低減策※に係る基本的方向性を踏まえた「無制限無補償ルール事業者」の出力制御見通し

※蓄電池の導入、火力・バイオマス最低出力引下げ、連系線増強

### 〔前提条件〕

項目	内容
算定年度	2019年度～2021年度(年度毎算定、3年間平均)
電力需要	2019年度～2021年度のエリア実績
太陽光、風力	時間帯別の各年度発電実績
供給力 (ベース)	震災前過去30年間の利用率平均に、設備容量を乗じて算定
火力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力等	再エネの余剰電力吸収のため最大限活用
地域間連系線	0%および100%の2ケースを算定

### 3 出力制御見通し(2022年度算定値)の算定のフロー

- 出力制御の見通し(年度算定値)は、以下のフローで算定する。

ステップ1: 2022年度算定の検討断面の設定



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、バイオマス(専焼、地域資源型)、地熱、原子力〕



ステップ4: 再エネ接続量に応じた出力の想定(太陽光、風力)



ステップ5: 優先給電ルールに基づく需給解析  
〔火力発電の抑制、揚水式水力等の活用、再エネ出力制御の反映等〕



出力制御の見通し(2022年度算定値)の算定

## 4 前回(2021年度)算定条件との比較

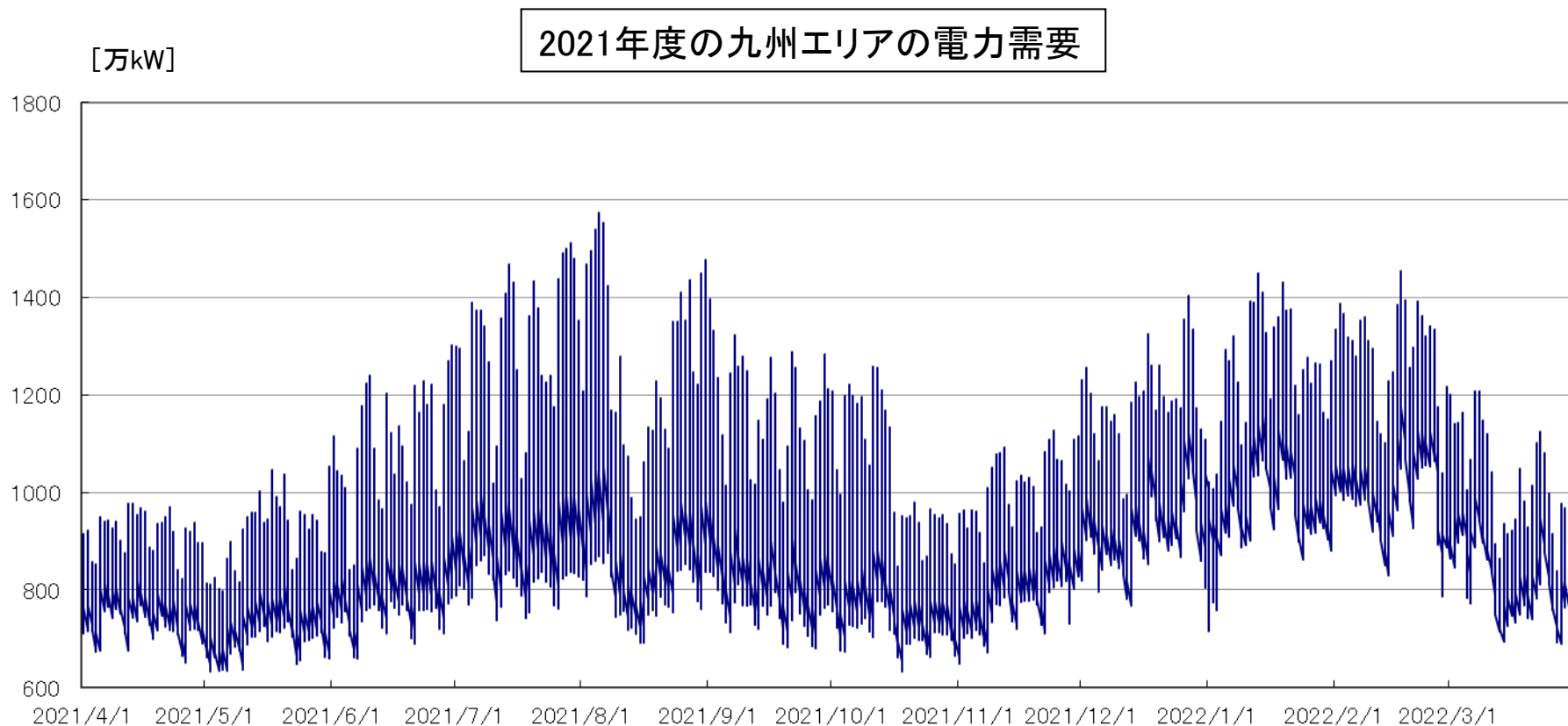
○ 今回と前回の算定条件の比較は下表のとおり

		今回系統WG(2022年度)	昨年度系統WG(2021年度)
需要断面 (エリア需要)		<ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>2021年度実績</u> [8,760時間]</li> <li>・<u>2020年度実績</u> [8,760時間]</li> <li>・<u>2019年度実績</u> [8,784時間]</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2020年度実績 [8,760時間]</li> <li>・2019年度実績 [8,784時間]</li> <li>・2018年度実績 [8,760時間]</li> </ul>
発電出力	太陽光	・ <u>2019～2021年度の年度実績</u> を元に算定	・ <u>2018～2020年度の年度実績</u> を元に算定
	風力		
	原子力	・設備容量×設備利用率(震災前過去30カ年平均)	
		414.0万kW×84.2%=348.6万kW	
	地熱	・設備容量×設備利用率(震災前過去30カ年平均)	
		28.6万kW×83.1%= <u>23.8万kW</u>	36.6万kW×83.1%= <u>30.4万kW</u>
バイオマス	・設備容量×設備利用率(既設バイオマス発電の平均利用率)		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・既設:65.7万kW×41.8%(過去5か年平均)=<u>27.4万kW</u></li> <li>・新規:82.0万kW<sup>※1</sup>×70%<sup>※2</sup>=<u>57.4万kW</u></li> <li>・専焼:81.6万kW×50%=<u>40.8万kW</u> [計125.6万kW]</li> </ul> ※1:連系が見込まれる発電所 ※2:売電主体の既設バイオマスの平均利用率	<ul style="list-style-type: none"> <li>・既設:56.7万kW×40.5%(過去5か年平均)=<u>22.9万kW</u></li> <li>・新規:98.1万kW<sup>※1</sup>×70%<sup>※2</sup>=<u>68.7万kW</u></li> <li>・専焼:77.1万kW×50%=<u>38.5万kW</u> [計130.2万kW]</li> </ul> ※1:連系が見込まれる発電所 ※2:売電主体の既設バイオマスの平均利用率	
一般水力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・調整池式、貯水式は、可能な限り昼間帯の発電を回避</li> <li>・流込式は、平水出力〔設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)〕</li> </ul>		

		今回系統WG(2022年度)	昨年度系統WG(2021年度)
回避措置	火力の抑制	<ul style="list-style-type: none"> <li>・安定供給の観点から、運転が必要なユニットは必要なLFC調整力を確保したうえで最低出力運転または停止</li> <li>・電源Ⅲは設備の保全維持や保安などの観点から、支障のない出力までの抑制(50%以下まで抑制)</li> </ul>	
	揚水運転 需給バランス改善用蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>・太陽光で発電した電気を吸収するため、昼間帯に優先的に使用</li> <li>・点検、補修または設備トラブル等による停止を考慮(1台)</li> <li>・需給バランス改善用蓄電池も揚水に準じた運用</li> </ul>	
	地域間連系線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・OFリレー活用や転送遮断システム構築等の再エネ送電可能量拡大のための取組を織込んで算定</li> </ul>	

## ステップ1、2 検討断面の設定と需要想定の設定

- 1年間（24時間×365日＝8,760時間）の全時間断面について、評価・確認を行う。
- 固定買取制度開始後で震災後の省エネやコロナ禍による影響等を反映した需要実績が望ましいため、至近（2019～2021年度）の九州エリアの需要実績を使用する。  
なお、需要実績には、余剰買取契約の太陽光の自家消費電力分を加算。



## [参考1]太陽光自家消費電力の想定

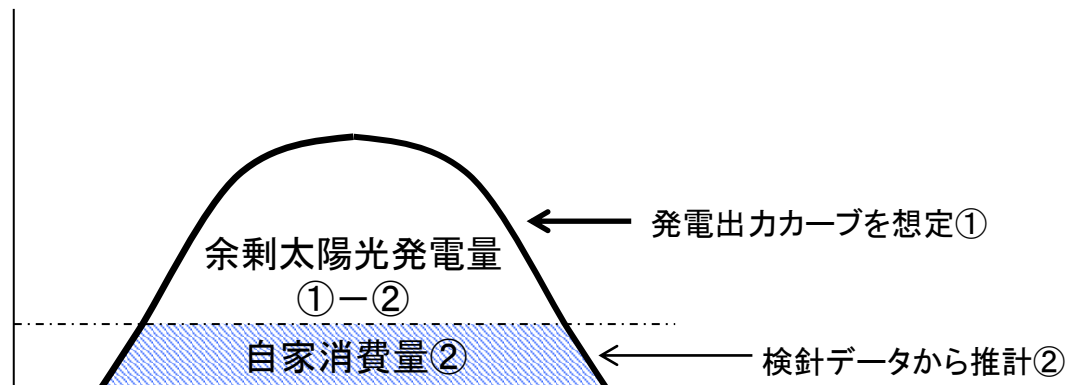
- 太陽光発電の自家消費量は、余剰買取契約設備量に自家消費率を乗じて算定。

### (自家消費率の算定)

- 各月毎の過去の太陽光発電出力カーブを過去の気象(日射量)データから推定。  
太陽光発電出力カーブから実際に受電した「余剰太陽光発電量」の差分を自家消費量とし、太陽光が発電する時間帯で平均的に消費していると仮定して自家消費率を算定。

### [太陽光発電自家消費率、自家消費量(2017～2021年度平均)]

	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 [%]	12.7	13.2	12.3	13.5	16.7	7.4	8.4	8.3	6.6	11.5	10.1	8.0
自家消費量 [万kW]	24.1	25.1	23.6	26.0	32.1	14.3	16.3	16.1	13.0	22.6	19.9	15.9





## ステップ3 検討断面における出力の設定(一般水力)

### 【一般水力】

- 調整池式や貯水池式水力は、河川水を一時貯留し発電時間を多少調整することができることから、可能な限り昼間帯の発電を回避する運用を前提とする。(平水で算定)

分類	流れ込み式	調整池式	貯水池式	合計
概要	河川流量をそのまま利用する発電方式	河川流量を調整池で調整して発電する方式	河川流量を貯水池で調整して発電する方式	—
運用	流れ込む流量に応じ、ほぼ一定の出力で運転	調整池容量見合いで、多少の需要変動に対応し出力を調整	原則、需要のピーク時間帯に発電	—
設備容量 〔万kW〕	76.3	100.2	39.3	215.8
出力※ 〔万kW〕	32.7	23.7	0	56.4

※ 4月のGWを除く晴れた休日で最低需要となる昼間帯の発電出力

### 〔水力の昼間帯最低出力〕

〔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	32.7	34.5	41.3	47.1	40.9	39.3	33.8	28.4	27.5	26.8	27.2	31.9
調整池式	23.7	25.8	35.1	42.8	34.5	32.4	25.0	17.8	16.7	15.7	16.3	22.5
貯水池式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	56.4	60.3	76.4	89.9	75.4	71.7	58.8	46.2	44.2	42.5	43.5	54.4

〔地域資源型バイオマス〕

- 設備保全上の問題が生じない出力まで抑制する。  
ただし、燃料貯蔵が困難な場合、燃料調達体制に支障を来す発電所は、出力制御対象外。

〔専焼バイオマス〕

- 設備保全上の問題が生じない出力まで抑制する。  
※現在、運開直後に伴う調整運転中のため、3年間試験・分析を行った後、最低出力を50%まで抑制

	区分	①設備容量 (万kW)	②出力比率(%)	③最低出力(万kW) [①×②]
地域資源 バイオマス	既連系	65.7	41.8※ <sup>1</sup>	27.4
	新規	82.0	70.0※ <sup>2</sup>	57.4
専焼 バイオマス	既連系	44.2	50.0※ <sup>3</sup>	22.1
	新規	37.4	50.0※ <sup>3</sup>	18.7
合計		229.2	54.8	125.6

※1: 至近5か年の購入実績等を用いた設備利用率平均

※2: 売電主体とし、「新エネニッポン(九州編)(資源エネルギー庁発行)」に記載されているバイオマス発電所の平均利用率70%を適用

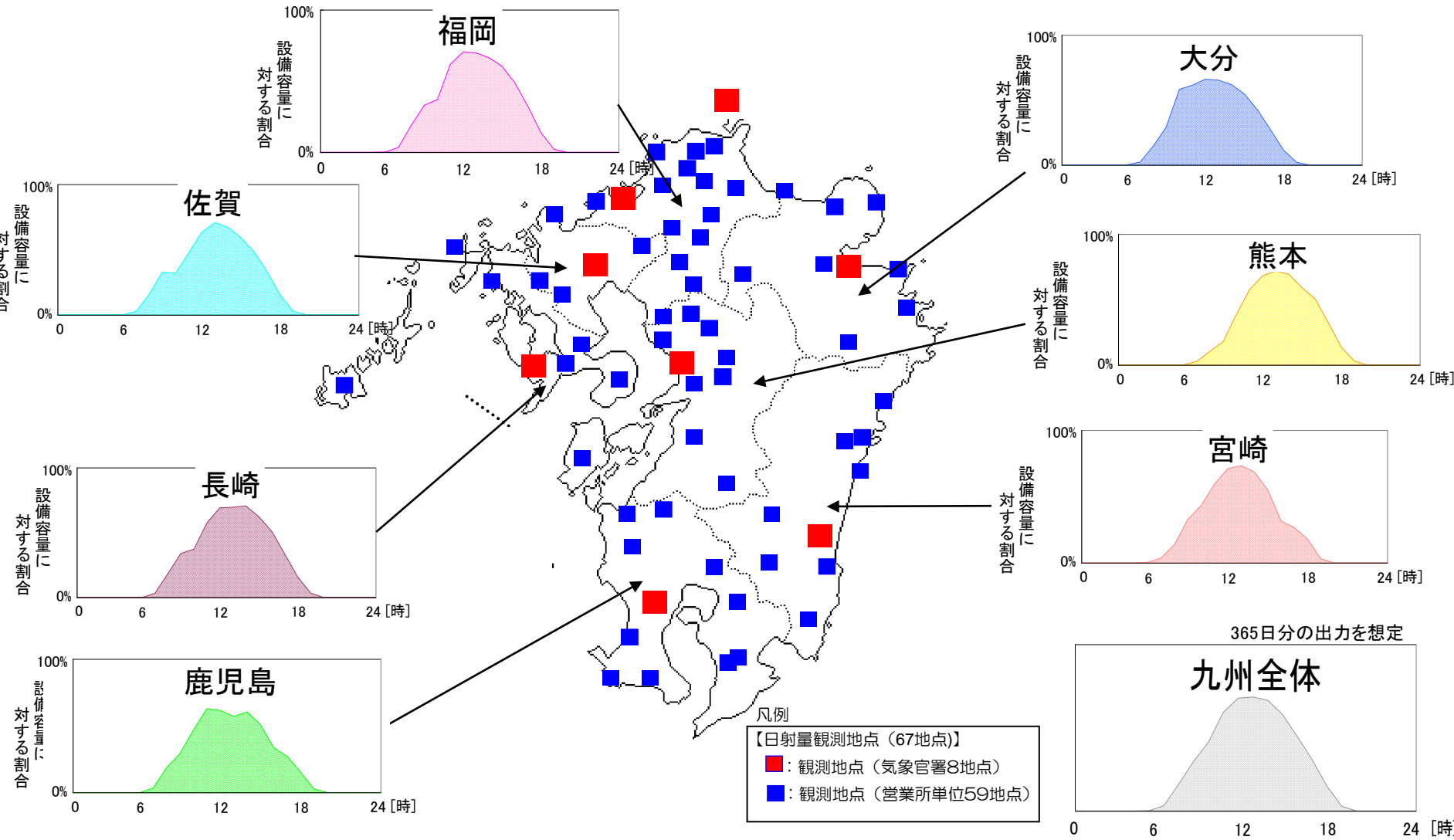
※3: 設備保全の観点から支障のない出力まで抑制

- 検討に用いる出力については、震災前過去30年の設備利用率平均を設備容量に乘じたものとし、8,760時間一定運転を前提とする。

電源種別	地熱	原子力
設備容量(万kW) [①]	28.6	414.0
設備利用率(%) [②]	83.1	84.2
出力(万kW) [①×②]	23.8	348.6

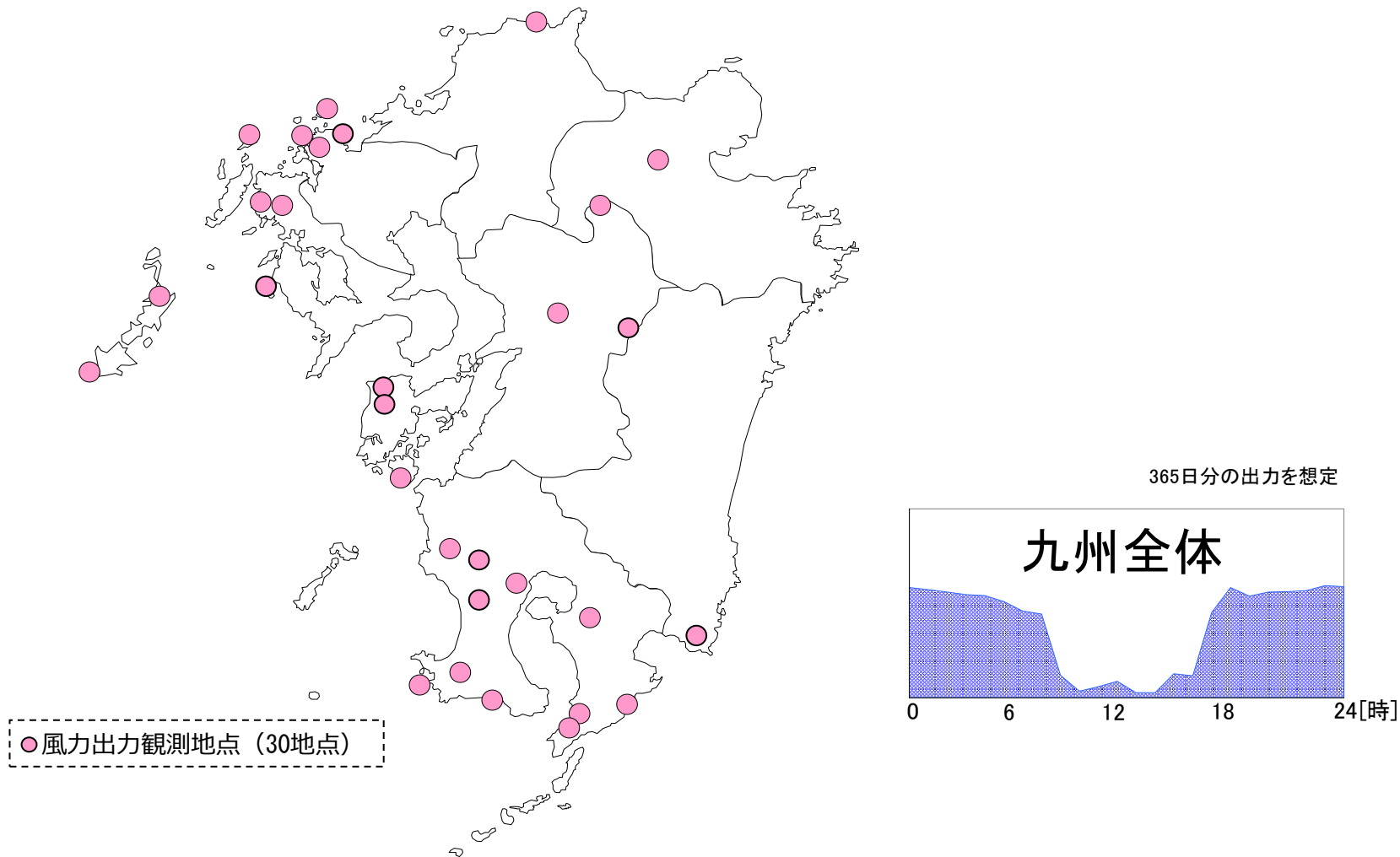
# ステップ4 再エネの接続量に応じた出力の想定(太陽光)

○ 太陽光については、エリア内67地点の2019～2021年度の日射計データをもとに、各地点単位の太陽光出力を想定し、これらを地点毎の接続済の設備容量比率等により重み付けをして合成することにより、太陽光の総出力を8,760時間分想定する。



## ステップ4 再エネの接続量に応じた出力の想定(風力)

- 風力については、2019～2021年度の各風力発電所の出力実績データや風力設備容量をもとに、風力発電の総出力を8,760時間分想定する。



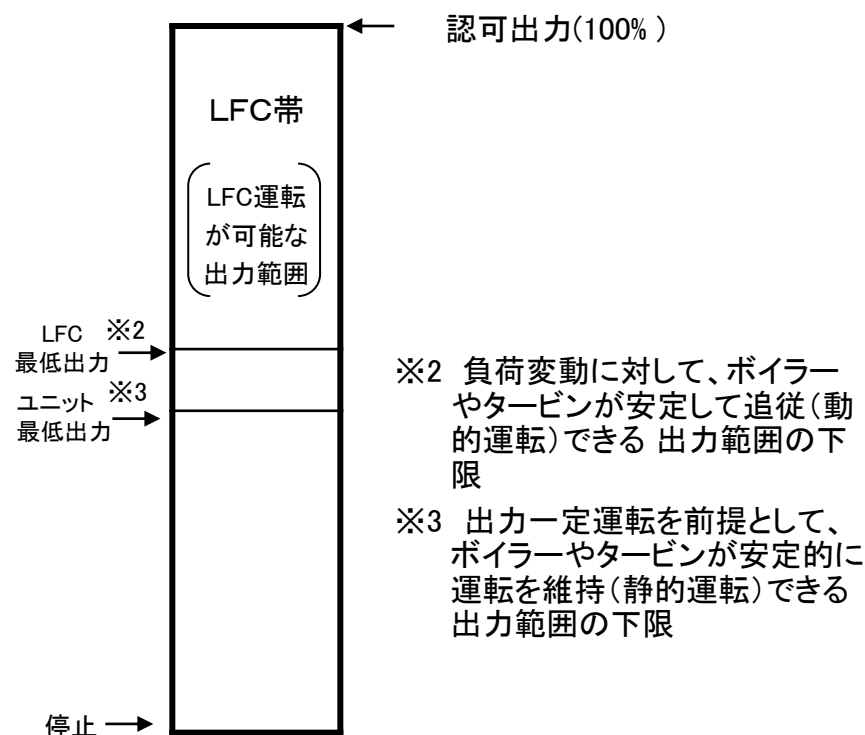
## ステップ5 回避措置〔火力発電の抑制(電源Ⅰ・Ⅱおよび電源Ⅲ)〕

- 電源Ⅰ・Ⅱについては、安定供給の観点から、太陽光出力が減少する点灯帯の供給力確保(供給予備力必要量8%を含む)を考慮し、昼間帯は電力品質維持のために必要なLFC調整力2%を確保したうえで最低出力運転または停止※とする。  
※起動停止が容易なコンバインドサイクル発電方式の火力機については可能な限り毎日起動停止(DSS)とする
- 電源Ⅲについては、設備保全の観点から支障のない範囲で最低出力とし、自家発火力については、自家消費相当(逆潮流なし)まで抑制する。

発電所		認可出力	出力※1
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	50.0	0
	LNG	405.5	54.7
	石炭	310.0	21.0
電源Ⅲ	石油	60.6	10.9
	LNG	40.6	0
	石炭	345.6	16.9
	混焼 バイオマス	37.1	14.4

※1 GWを除く4月～5月の13時最小需要日(2021年4月25日13時)における発電出力

〔火力機(電源Ⅰ・Ⅱ)の運転範囲〕



## ステップ5 回避措置(揚水式水力等の活用)

- 揚水式水力・需給バランス改善用蓄電池は、太陽光等で発電した電気を吸収するため、昼間帯に揚水・充電を行い、太陽光発電が発電しない点灯帯や早朝に発電・放電する運用を行う。
- 点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮した揚水動力とする。

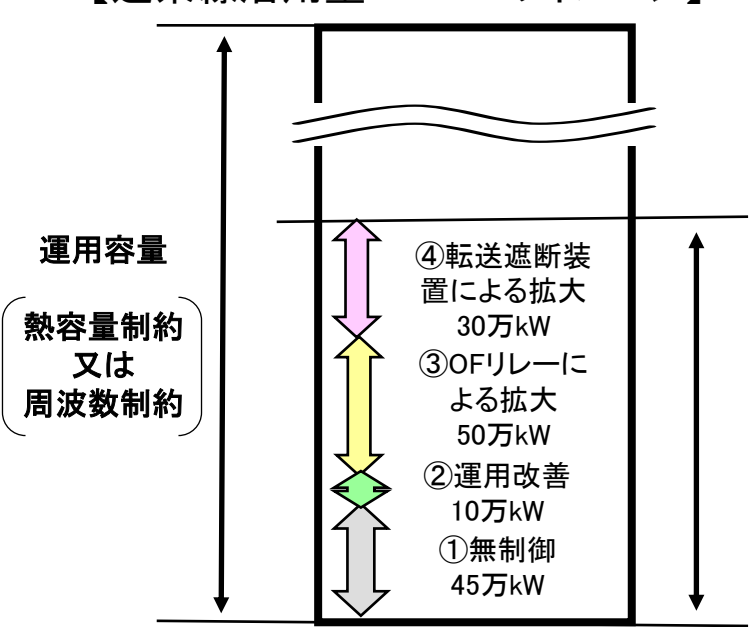
電源種別	発電出力(万kW)	揚水動力(万kW)	保有量 <sup>※1</sup> (万kWh)
揚水式発電所	230.0 [200.0] <sup>※2</sup>	▲253.2 [▲219.2] <sup>※2</sup>	2,235
豊前蓄電池	5.0	▲5.0	30
合計	235.0 [205.0] <sup>※2</sup>	▲258.2 [224.2] <sup>※2</sup>	2,265

※1 上池保有量は揚水動力量ベースで記載

※2 [ ]は、揚水最大機停止時の値

- 関門連系線については、最大限活用する前提とし、再エネ送電可能量に対して0%、100%の2ケースを算定。
- 再エネ送電可能量は、運用容量から電制電源の広域送電分を考慮し、OFリレー活用や転送遮断システム構築等の再エネ送電可能量拡大のための取組みを踏まえ算定。

## 【連系線活用量100%のイメージ】



- 再エネ送電可能量拡大のための取組
- ①域外送電できる再エネ量は、従来45万kW (5月休日)
  - ②連系線の運用改善 (+10万kW : 2017年度対策済)
  - ③OFリレーを活用した電源制限確保 (+50万kW : 2017年度対策済)
  - ④転送遮断システムによる電源制限確保 (+30万kW : 2019年度対策済)

**再エネ送電可能量  
135万kW (年平均)**



単位:万kW

		地域間連系線 100%		
		4月日曜13時	4月日曜20時	
電力需要		803.8	849.4	
発電出力	火力(電源Ⅰ・Ⅱ)	75.7	195.6	
	火力(電源Ⅲ)	42.2	62.5	
	原子力	348.6	348.6	
	再エネ	一般水力	56.4	106.2
		太陽光	1210.8	0
		風力	128.2	73.2
		地熱	23.8	23.8
		地域・専焼バイオマス	125.6	125.6
	揚水、蓄電池		▲224.2	80.7
	地域間連系線		▲124.4	▲132.4
太陽光・風力出力制御		▲858.9	▲34.4	
計		803.8	849.4	

※太陽光、風力は出力制御前の数値

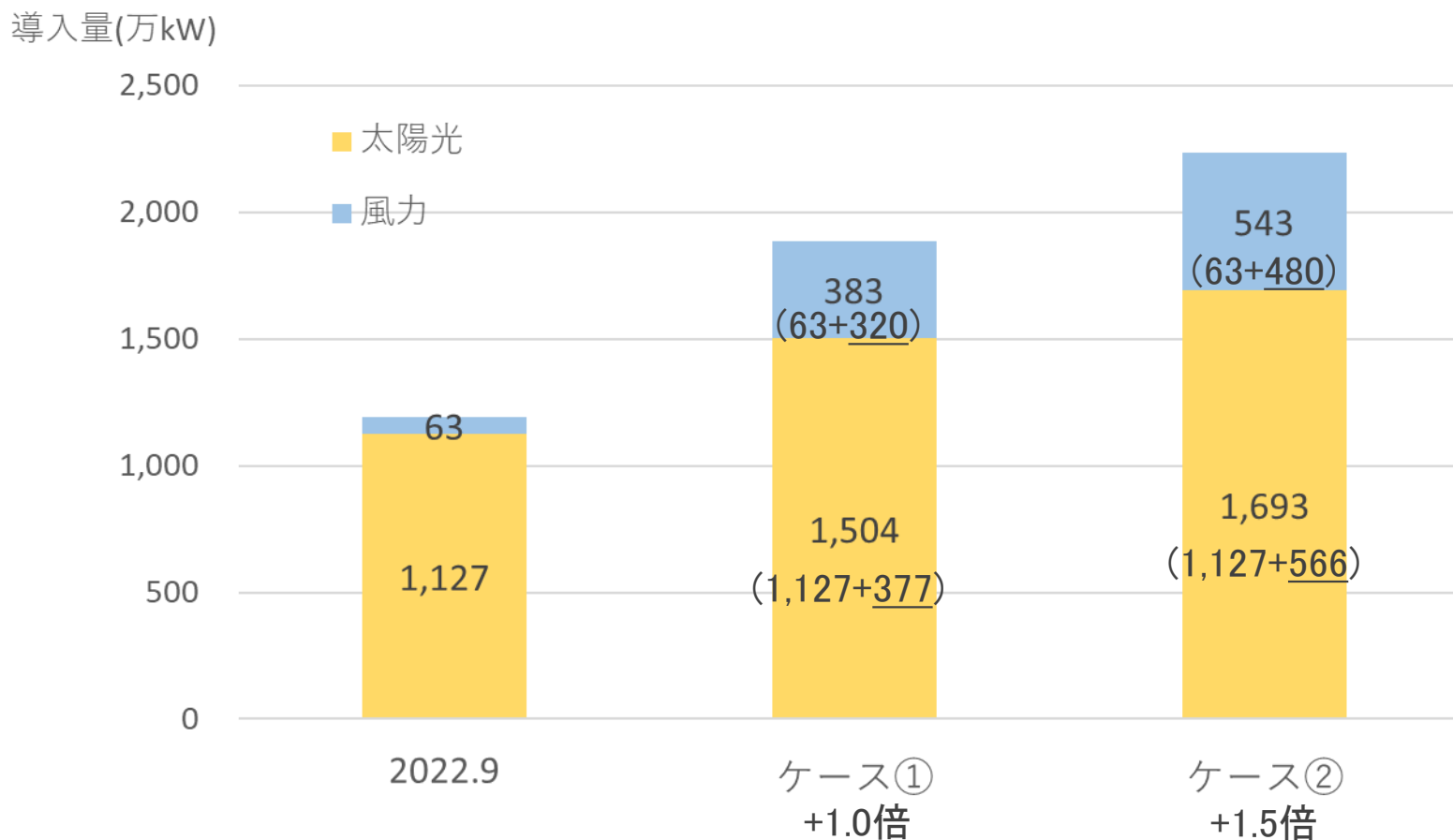
※2021年度のGWを除く4・5月13時最小需要日のデータをもとに、太陽光1,504万kW、風力383万kW(次頁ケース①)で算定したバランス

## 5 太陽光・風力の出力制御見通しの算定結果

### 【出力制御の見通しの算定ケース】

○ 足下の導入量(2022年9月)から太陽光・風力の双方が追加で導入された場合の見通しを算定する。追加導入量については、以下2ケースを算定。

- ・ケース①: 2022年度供給計画 2031年の導入量程度(1.0倍)
- ・ケース②: 2022年度供給計画 2031年までの導入量増分の1.5倍程度



## 5 太陽光・風力の出力制御見通しの算定結果(つづき)

○出力制御見通し〔2019～2021年度実績をもとに各々算定後、平均したもの〕

2022年9月 導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース①(※2) 太陽光+377万kW 風力+320万kW	ケース②(※2) 太陽光+566万kW 風力+480万kW
太陽光 1,127万kW 風力 63万kW	803.8 万kW	0kW <0%>	52% 2,220時間 〔太陽光:65% 風力:10%〕	58% 2,368時間 〔太陽光:73% 風力:13%〕
		135万kW <100%>	23% 1,509時間 〔太陽光:28% 風力:5%〕	29% 1,871時間 〔太陽光:37% 風力:7%〕

○(参考)受電会社の受電可能量を考慮した出力制御見通し〔2021年度実績をもとに算定〕

2022年9月 導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース①(※2) 太陽光+377万kW 風力+320万kW
太陽光 1,127万kW 風力 63万kW	803.8 万kW	受電会社の 受電可能量 考慮	38% 1985時間 〔太陽光:49% 風力:7%〕

(※1) 最小需要については、GWを除く4月または5月の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た値

(※2) 制御率は太陽光・風力全体の値、制御時間は太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載  
太陽光、風力それぞれの制御率は()内に記載

(注) ・無制限無補償ルール of 太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施する考えで算定。  
・出力制御見通しは、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の理論上の指標としての値であり、  
実運用においては、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り、実際の制御率等を保証するものではない

## 5 太陽光・風力の出力制御見通しの算定結果(つづき)

## ○出力制御見通し〔2019年度実績をもとに算定〕

2022年9月 導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース① 太陽光 +377万kW 風力 +320万kW (※2)	ケース② 太陽光 +566万kW 風力 +480万kW (※2)
太陽光 1,127万kW 風力 63万kW	803.8 万kW	0kW <0%>	52% 2,207時間 〔太陽光:65% 風力 :9%〕	57% 2,342時間 〔太陽光:71% 風力 :13%〕
		135万kW <100%>	23% 1,484時間 〔太陽光:27% 風力 :5%〕	28% 1,827時間 〔太陽光:35% 風力 :6%〕

(※1) 最小需要については、GWを除く4月または5月の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た値

(※2) 制御率は太陽光・風力全体の値、制御時間は太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載  
太陽光、風力それぞれの制御率は( )内に記載

(注) ・無制限無補償ルール of 太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施する考えで算定。

・出力制御見通しは、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の理論上の指標としての値であり、実運用においては、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り、実際の制御率等を保証するものではない

## 5 太陽光・風力の出力制御見通しの算定結果(つづき)

## ○出力制御見通し〔2020年度実績をもとに算定〕

2022年9月 導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース① 太陽光 +377万kW 風力 +320万kW (※2)	ケース② 太陽光 +566万kW 風力 +480万kW (※2)
太陽光 1,127万kW 風力 63万kW	803.8 万kW	0kW <0%>	56% 2,306時間 〔太陽光:68% 風力 :10%〕	62% 2,458時間 〔太陽光:76% 風力 :14%〕
		135万kW <100%>	26% 1,598時間 〔太陽光:32% 風力 :5%〕	32% 1,974時間 〔太陽光:41% 風力 :7%〕

(※1) 最小需要については、GWを除く4月または5月の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た値

(※2) 制御率は太陽光・風力全体の値、制御時間は太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載  
太陽光、風力それぞれの制御率は( )内に記載

(注) ・無制限無補償ルール of 太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施する考えで算定。

・出力制御見通しは、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の理論上の指標としての値であり、実運用においては、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り、実際の制御率等を保証するものではない

## 5 太陽光・風力の出力制御見通しの算定結果(つづき)

## ○出力制御見通し〔2021年度実績をもとに算定〕

2022年9月 導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース① 太陽光 +377万kW 風力 +320万kW (※2)	ケース② 太陽光 +566万kW 風力 +480万kW (※2)
太陽光 1,127万kW 風力 63万kW	803.8 万kW	0kW <0%>	49% 2,148時間 〔太陽光:63%〕 〔風力:9%〕	56% 2,303時間 〔太陽光:71%〕 〔風力:13%〕
		135万kW <100%>	21% 1,446時間 〔太陽光:25%〕 〔風力:5%〕	26% 1,812時間 〔太陽光:34%〕 〔風力:6%〕

(※1) 最小需要については、GWを除く4月または5月の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た値

(※2) 制御率は太陽光・風力全体の値、制御時間は太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載  
太陽光、風力それぞれの制御率は( )内に記載

(注) ・無制限無補償ルール of 太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施する考えで算定。

・出力制御見通しは、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の理論上の指標としての値であり、実運用においては、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り、実際の制御率等を保証するものではない

## 6 出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえた試算結果

- 系統WG等においてとりまとめられた出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえ、エネ庁殿から提示があった以下の対策を行った場合の太陽光・風力の出力制御見通しの試算を実施
- 試算にあたっては、2021年度実績をもとに、ケース②の太陽光・風力導入量を前提とする

### 【出力制御低減策】

対策	前提条件（エネ庁殿提示）	
②a 需要対策	蓄電池の導入	エリア最小需要の10%、6時間容量
②b 供給対策	火力・バイオマスの最低出力引下げ	電源Ⅰ～Ⅲ火力は最低出力20%※、専焼バイオマスは最低出力40%
②c 連系線増強	連系線増強	関門連系線増強（+278万kW）

※既に最低出力20%以下の電源は現状の最低出力で算出

ケース②a 蓄電池の導入

- 2021年度昼間帯最小需要である800万kWの10%相当にあたる、出力80万kWの蓄電池を導入したものと出力制御見通しを試算
- 充電容量は定格出力の6時間分である480万kWh、充放電ロス32%と仮定

ケース②b 火力・バイオマスの最低出力引下げ

- 電源Ⅰ～Ⅲ火力の最低出力を20%まで引き下げ※、専焼バイオマスの最低出力を40%まで引き下げたときの出力制御見通しを試算

※既に最低出力20%以下の電源は現状の最低出力で算出

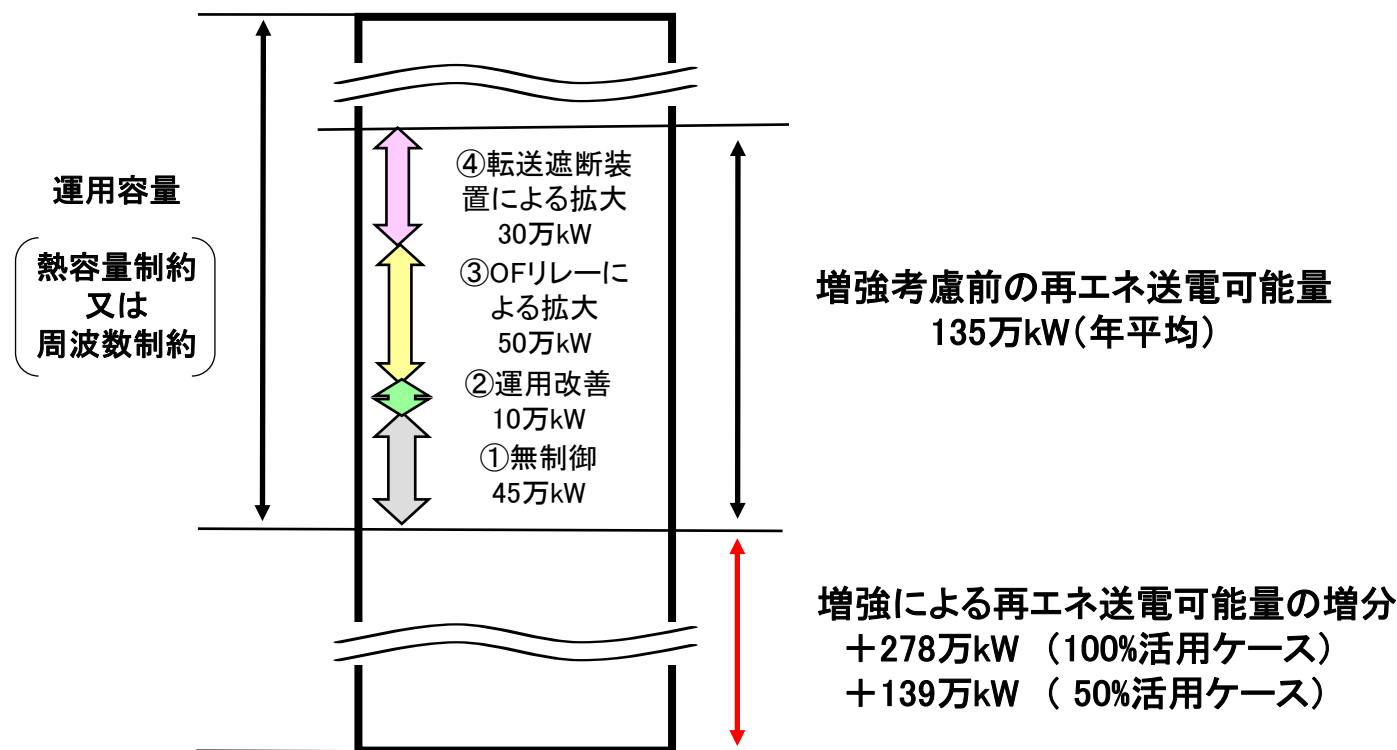
単位：万kW

	基本ケース	対策後	引き下げ量
電源Ⅰ～Ⅲ火力	117.1	98.5	18.6
専焼バイオマス	40.8	32.6	8.2
合計	157.9	131.1	26.8



## ケース②c 連系線増強

- マスタープラン中間整理において増強の必要性が高いとされた関門連系線を増強(+278万kW)したときの出力制御見通しを試算(増強分を100%活用ケースと50%活用ケースの2ケースを試算)
- 今回試算では、再エネ送電可能量は年間を通して+278万kW(100%活用ケースの場合)一定としたものの、実際の再エネ送電可能量は、再エネの分布状況を踏まえ系統安定度等を考慮して評価するため、変動することに留意が必要



## ○出力制御見通し(2021年度実績をもとに算定)

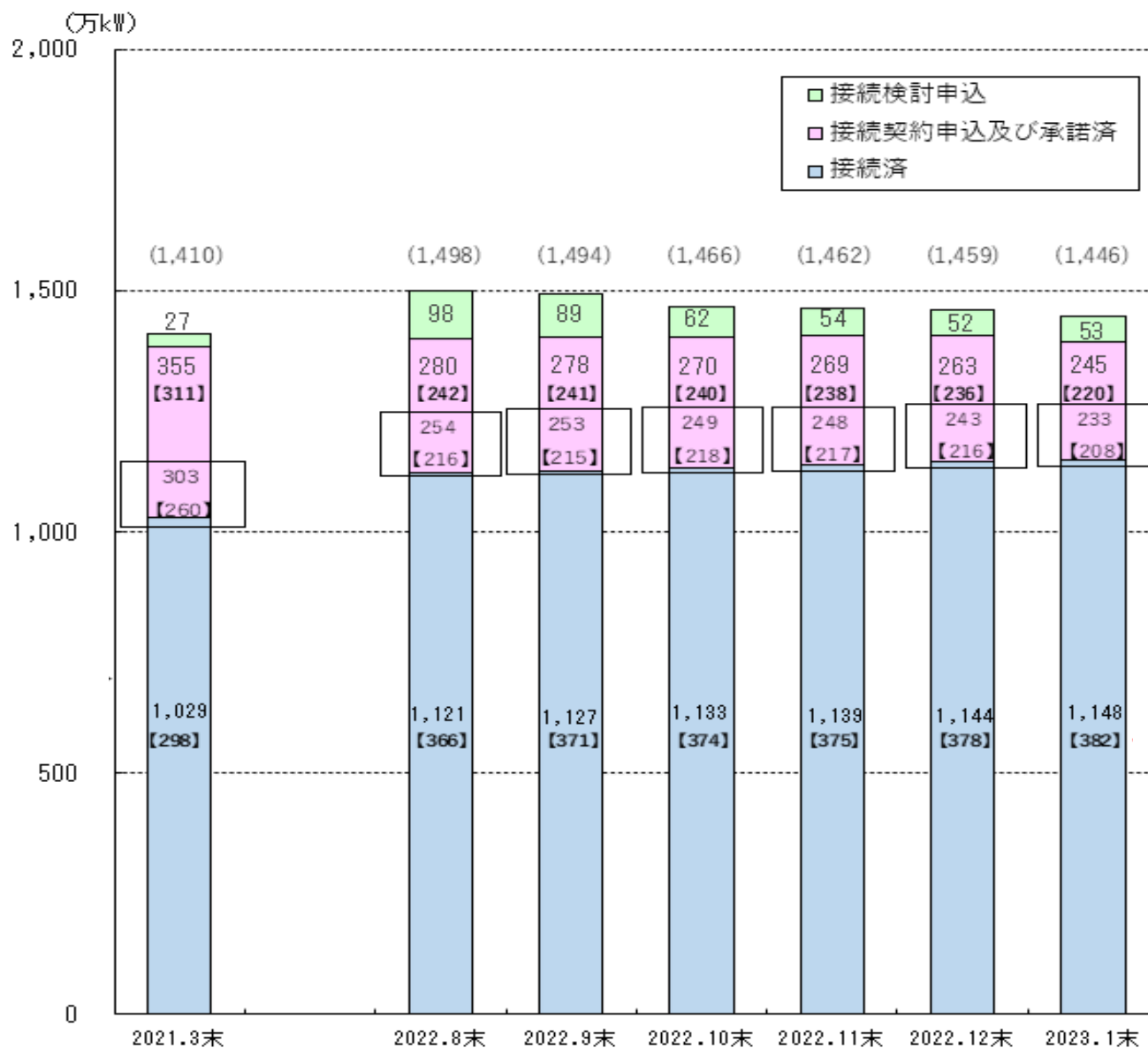
2022年 9月 導入量	既設 連系線 活用量	ケース② 太陽光+566万kW 風力+480万kW (※1)				
		(参考) ② 基本ケース	②a 蓄電池導入	②b 最低出力 引下げ	②c 連系線増強 (既設+50%、+100%)	
太陽光 1,127万 kW 風力 63万kW	135万 kW <100%>	26% 1,812時間 〔太陽光:34% 風力 : 6%〕	20% 1,552時間 〔太陽光:27% 風力 : 5%〕	23% 1,730時間 〔太陽光:31% 風力 : 6%〕	+139万 kW <+50%>	15% 1,329時間 〔太陽光:20% 風力 : 4%〕
					+278万 kW <+100%>	9% 1,065時間 〔太陽光:12% 風力 : 3%〕

(※1) 制御率は太陽光・風力全体の値、制御時間は太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載  
太陽光、風力それぞれの制御率は()内に記載

(注) ・無制限無補償ルール of 太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施する考えで算定。  
・出力制御見通しは、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の理論上の指標としての値であり、実運用においては、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り、実際の制御率等を保証するものではない

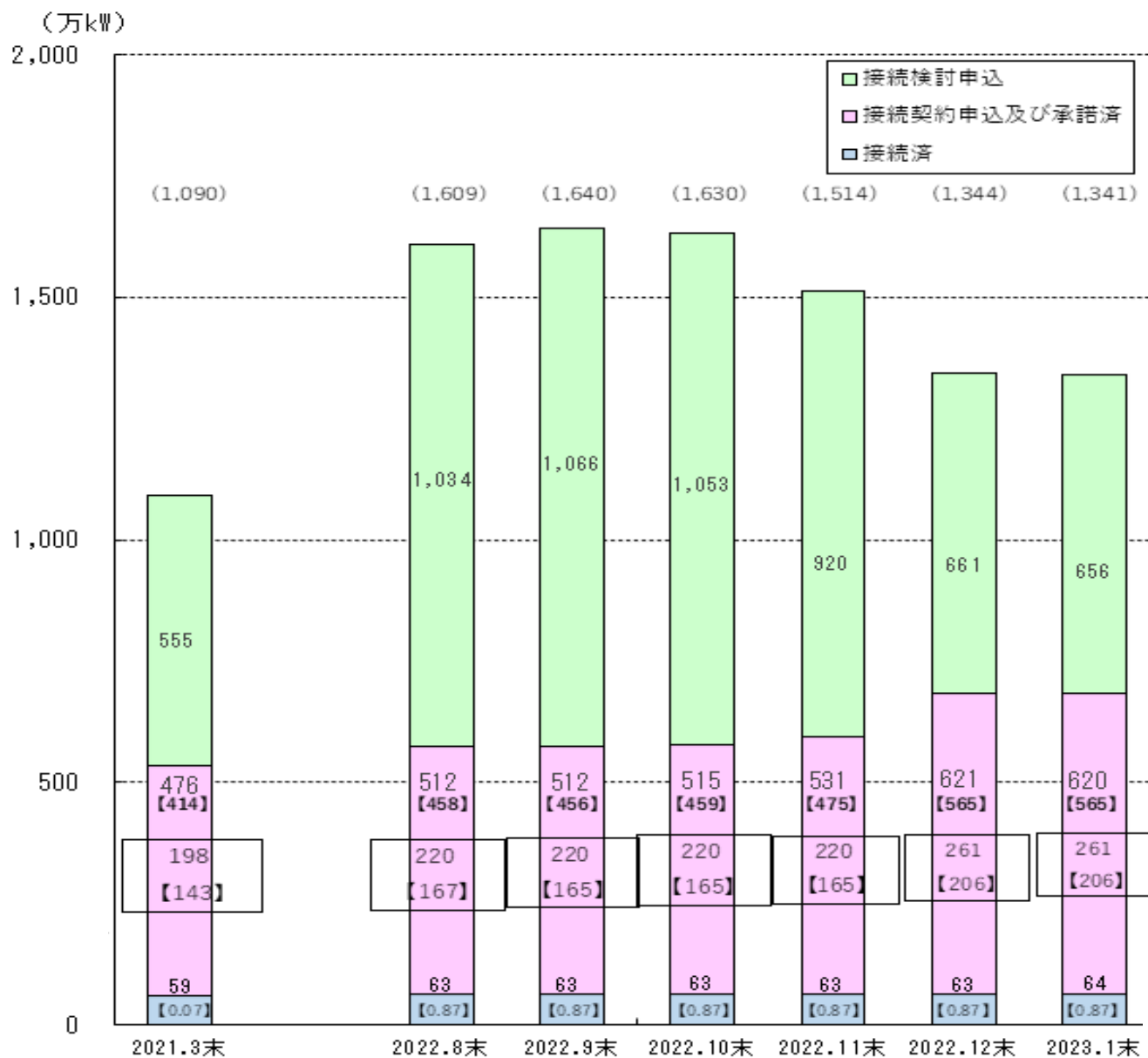
# [参考3]太陽光の申込み状況の推移

## 至近6ヶ月の太陽光の申込み状況（2023年1月末時点）



## [参考4]風力の申込み状況の推移

至近6ヶ月の風力の申込み状況（2023年1月末時点）





	区分定義	システム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