

再生可能エネルギーの出力制御見通し (2019年度算定値)の算定結果について

2019年12月5日

九州電力株式会社

- 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抑制、揚水動力等並びに閘門連系線を最大限活用することを前提に算定する。
- 算定にあたっては、旧ルール事業者の制御日数が上限30日に達するまでは、「旧ルール・新ルール・指定ルール」間、及び「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。
- 具体的には、太陽光の接続可能量817万kW、及び風力の接続可能量180万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。

- 2016年度～2018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。
 - ・風力接続可能量(180万kW)を前提とした、「指定ルール太陽光発電所」の出力制御見通し
 - ・太陽光接続可能量(817万kW)を前提とした、「指定ルール風力発電所」の出力制御見通し

〔前提条件〕

項 目	内 容
算定年度	2016年度～2018年度(年度毎算定、3年間平均)
電力需要	2016年度～2018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年間の稼働率平均に、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	間接オークションの活用の見通しに応じた100%、50%、0%の3ケースを算定

3 出力制御見通し(2019年度算定値)の算定のフロー

4

- 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: 2019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(2019年度算定値)の算定

4 前回(2018年度)算定条件との比較

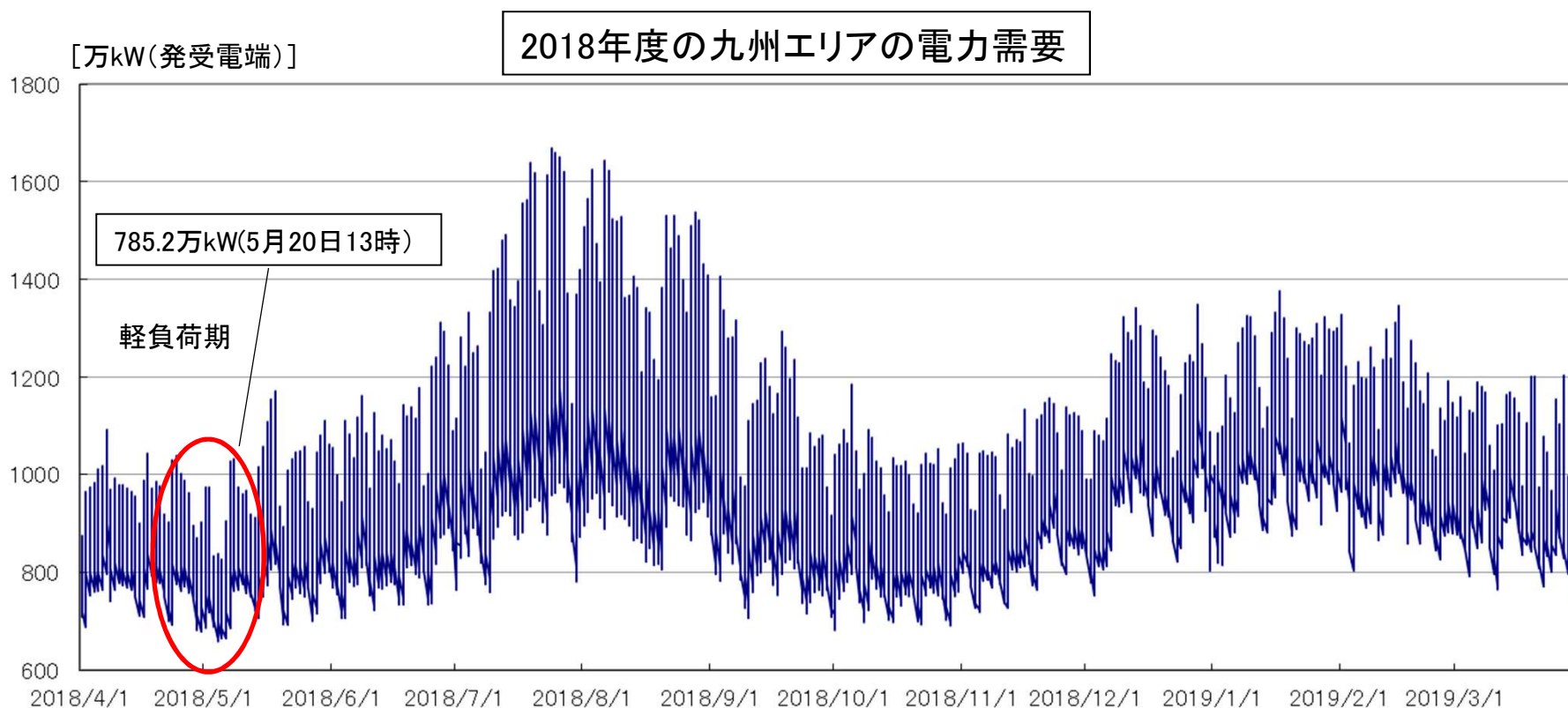
5

○ 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(2019年)	昨年系統WG(2018年)
需要断面 (エリア需要)		・ <u>2018年度実績</u> [8,760時間] ・ <u>2017年度実績</u> [8,760時間] ・ <u>2016年度実績</u> [8,760時間]	・2017年度実績 [8,760時間] ・2016年度実績 [8,760時間] ・2015年度実績 [8,784時間]
供給力	太陽光	・ <u>2016～2018年度の年度実績</u> を元に算定	・2015～2017年度の年度実績 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年平均)	
		414.0万kW×84.2%= <u>348.6万kW</u> (玄海2号廃炉を考慮)	469.9万kW×83.7%=393.3万kW
	地熱	・設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)	
		43.0万kW×83.1%= <u>35.7万kW</u>	47.8万kW×83.1%=39.7万kW
	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)	
・既設: 49.3万kW×44.1%(過去5か年平均)= <u>21.7万kW</u> ・新規: 96.0万kW※1×70%※2= <u>67.2万kW</u> ・専焼: 68.2万kW×50%= <u>34.1万kW</u> [計123.1万kW] ※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		・既設: 48.1万kW×43.5%(過去5か年平均)=20.9万kW ・新規: 67.6万kW※1×70%※2=47.4万kW ・専焼: 68.2万kW×50%=34.1万kW [計102.4万kW] ※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	・調整池式、貯水式は、可能な限り昼間帯の発電を回避 ・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)〕		

		今回系統WG(2019年)	昨年系統WG(2018年)
回避措置	火力の抑制	・安定供給の観点から、運転が必要なユニットは必要なLFC調整力を確保した最低出力、それ以外は停止 ・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)	
	揚水運転 需給バランス改善用蓄電池	・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 ・点検、補修または設備トラブル等による停止を考慮(1台) ・需給バランス改善用蓄電池も揚水に準じた運用	
	地域間連系線	・間接オークションの対象となる容量を踏まえ、活用の見通しに応じた幅(100、50、0%)で算定 ・さらに、転送遮断システム構築による新たな電源制限量の確保に伴う運用容量拡大を織込んで算定	

- 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等を反映した需要実績が望ましいため、至近（2016～2018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。



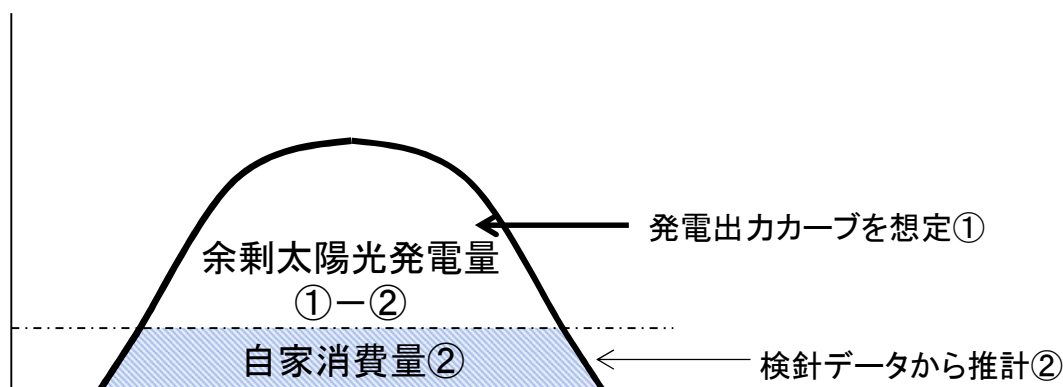
- 太陽光発電の自家消費量は、余剰買取契約設備量に自家消費率を乗じて算定。

(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(2018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
自家消費率 [%]	8.6	12.1	6.4	14.9	14.9	9.1	8.9	8.6	8.0	15.3	13.2	12.9
自家消費量 [万kW]	14.3	20.0	10.7	24.8	24.8	15.3	15.0	14.5	13.6	26.1	22.8	22.5



ステップ3 検討断面における出力の設定(一般水力)

9

【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〕	62.4	99.6	39.3	201.3
出力※ 〔万kW〕	30.5	25.8	0	56.3

※ 5月のGWを除く晴れた休日で最低需要となる昼間帯の供給力

〔水力の昼間帯最低供給力(自社・他社合計)〕

〔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	29.6	30.5	35.0	38.9	35.0	33.3	28.2	23.3	22.2	21.8	22.4	27.9
調整池式	24.4	25.8	31.7	36.9	31.8	29.4	22.5	16.0	14.7	14.1	14.9	22.3
貯水池式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	54.0	56.3	66.7	75.8	66.8	62.7	50.7	39.3	36.9	35.9	37.3	50.2

〔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	49.3	44.1※ ¹	21.7
	新規	96.0	70.0※ ²	67.2
専焼 バイオマス	既連系	14.9	50.0※ ³	7.5
	新規	53.3	50.0※ ³	26.7
合計		213.5	57.7	123.1

※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

ステップ3 検討断面における出力の設定(地熱・原子力)

11

- 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。

【地熱】

発電機名	八丁原 1号	八丁原 2号	八丁原 バイナリー	滝上	大岳	山川	大霧	左記以外 の設備	合計
設備容量(万kW) 〔①〕	5.5	5.5	0.2	2.75	1.25	3.0	2.6	22.2	43.0
設備利用率(%) 〔②〕	82.0	88.9	62.3	95.3	82.8	63.4	94.1	82.0	83.1
出力(万kW) 〔①×②〕	4.5	4.9	0.1	2.6	1.0	1.9	2.5	18.1	35.7

【原子力】

	原子力
設備容量(万kW) ①	414.0
設備利用率(%) ②	84.2
出力(万kW) ①×②	348.6

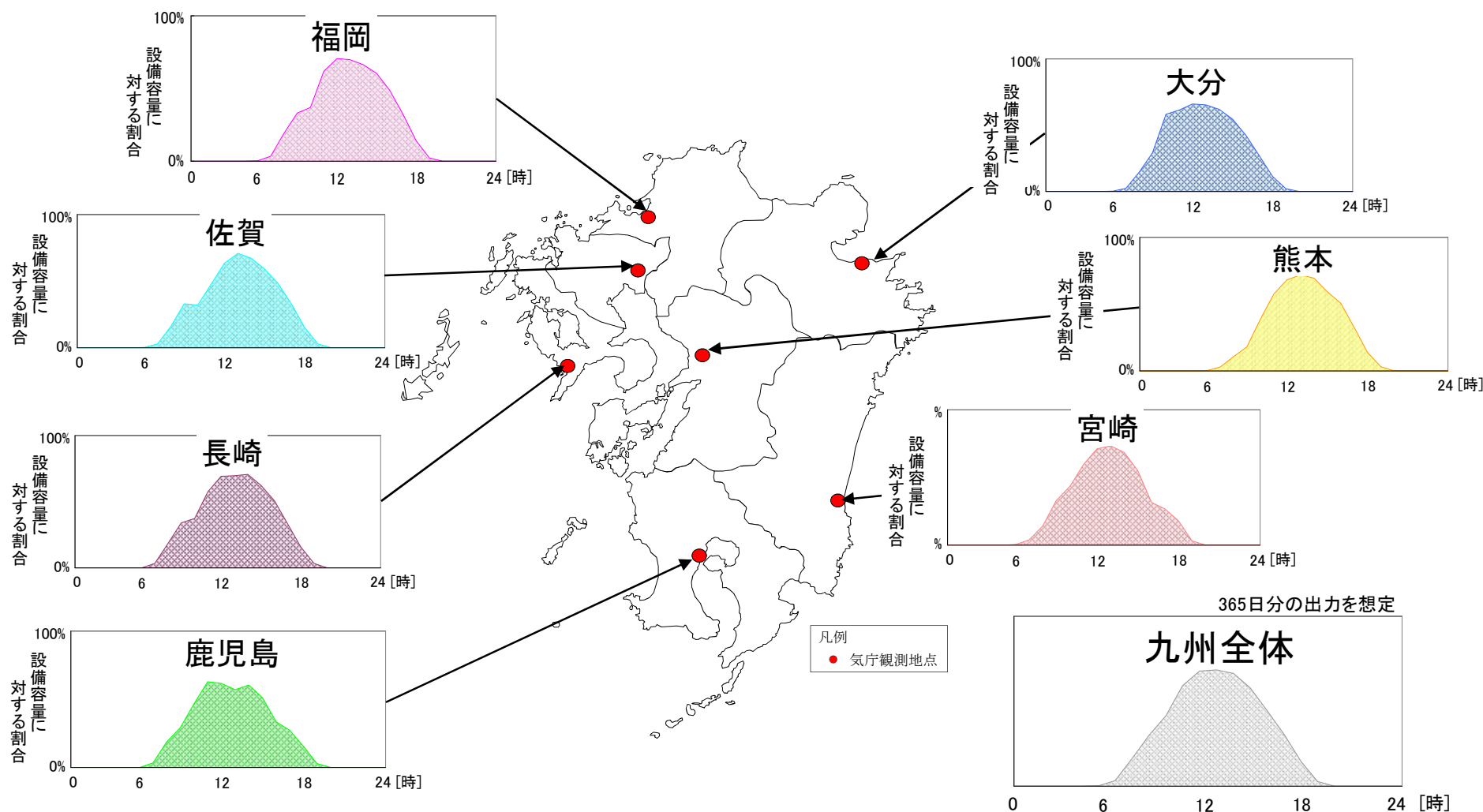
【原子力:内訳】

ユニット	玄海		川内	
	3号	4号	1号	2号
設備容量 (万kW)	118.0	118.0	89.0	89.0

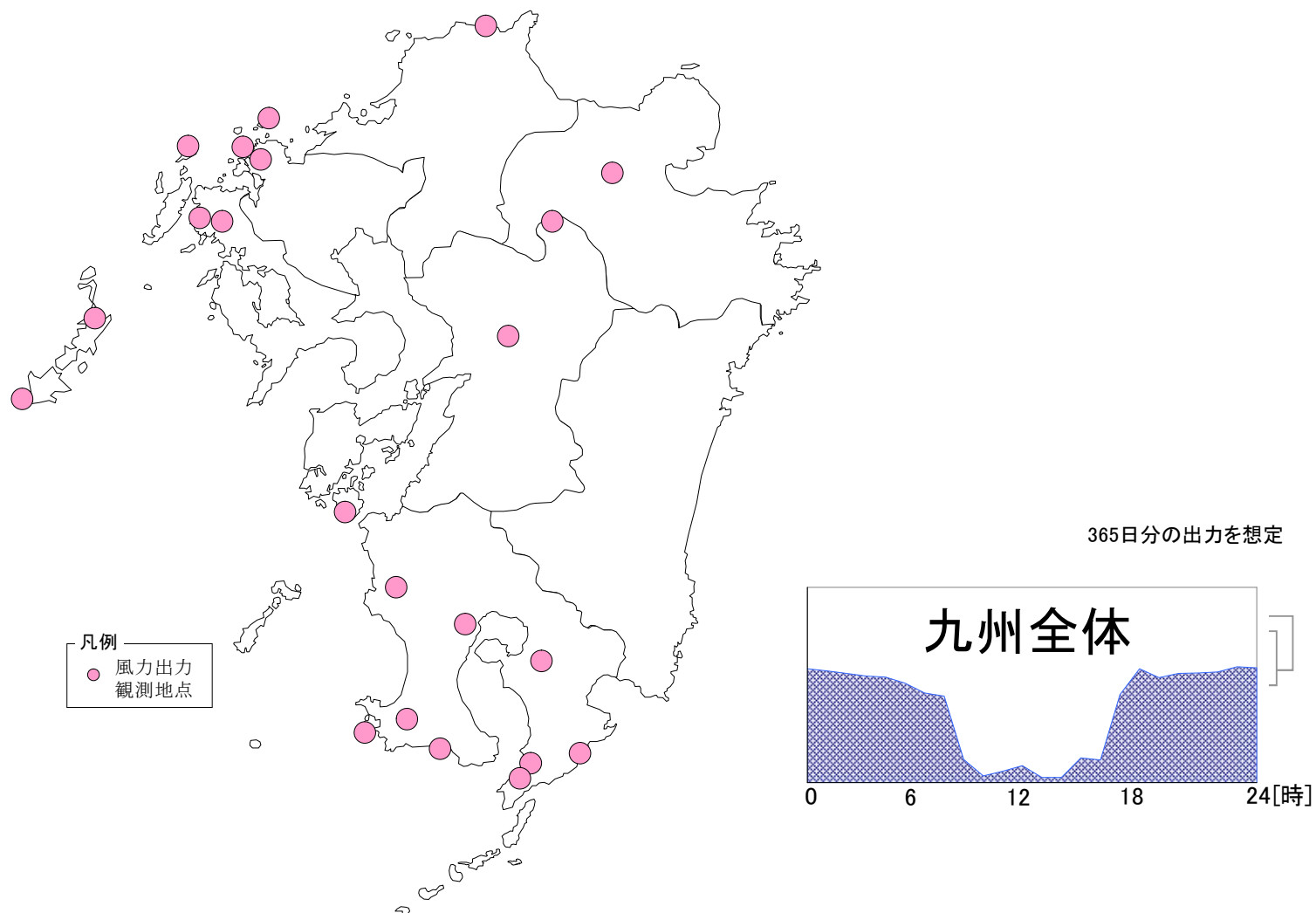
ステップ4 再エネの接続量に応じた出力の想定(太陽光)

12

- 太陽光については、2018年度の各県の日射計データをもとに、各県単位の太陽光出力を想定し、これらを県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。



- 風力については、2018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。

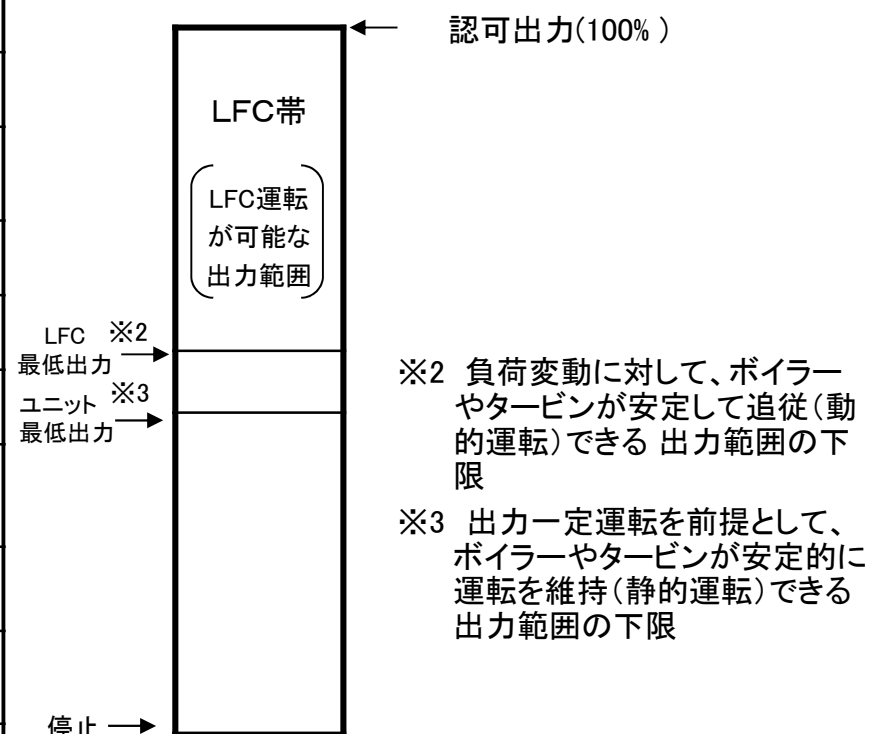


- 電源Ⅰ・Ⅱについては、安定供給の観点から、太陽光出力が減少する点灯帯の供給力確保(供給予備力必要量8%を含む)を考慮し、電力品質維持のために必要なLFC調整力2%を確保した最低出力とし、それ以外は停止とする。

(万kW)

発電所			認可出力	LFC 最低出力	ユニット 最低出力
石炭	松浦	1	70.0	28.0	10.5
		2	100.0	30.0	15.0
	荅北	1	70.0	21.0	10.5
		2	70.0	21.0	10.5
	荅田	新1	36.0	18.0	18.0
LNG	新小倉	3	60.0	22.0	12.0
		4	60.0	22.0	12.0
		5	60.0	15.0	12.0
	新大分	1	69.0 (11.5×6軸)	8.3 (1軸分)	3.5 (1軸分)
		2	92.0 (23.0×4軸)	10.8 (1軸分)	5.4 (1軸分)
		3	73.5 (24.5×3軸)	14.7 (1軸分)	6.1 (1軸分)
			48.0 (48.0×1軸)	19.2 (1軸分)	12.0 (1軸分)

〔火力機の運転範囲〕



- 電源Ⅲについては、太陽光出力が減少する点灯帯の供給力確保を考慮し、昼間帯は最低出力(連続運転)とする。

最低出力については、設備保全の観点から支障のない出力までの抑制とし、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。

【電源Ⅲ】

電源開発			最大出力 (万kW)	最低出力 (万kW)
石炭	松島	1	50.0	25.0
		2	50.0	25.0
	松浦	1	100.0	40.0
		2	100.0	35.0

共同火力		最大受電 (万kW)	最低受電 (万kW)
副生ガス /石炭/LNG	戸畑	40.6	0
副生ガス /石油	大分	31.0	9.0※

※ ガス余剰相当

その他火力等	設備容量 (万kW)	最低出力 (万kW)
火力	88.6※1	35.2
自家発	13.5※2	0

※1 混焼バイオマス含む

※2 事業者と合意した最低出力

- 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、全8台中7台運転を前提とした揚水動力(最大ユニットである小丸川1台停止を織込む)とする。

発電所		発電出力(万kW)	揚水動力(万kW)	保有量※1(万kWh)
大平	1	25.0	▲26.1	530 [10H]※2
	2	25.0	▲26.1	
天山	1	30.0	▲32.5	470 [7H]
	2	30.0	▲32.5	
小丸川	1	30.0	▲34.0	1,103 [8H]
	2	30.0	▲34.0	
	3	30.0	▲34.0	
	4	30.0	▲34.0	
豊前蓄電池		5.0	▲5.0	30 [6H]
合計		235.0	▲258.2	2,133

※1 上池保有量は揚水動力量ベースで記載

※2 []内は、揚水の運転可能時間 (上池保有量 ÷ 揚水動力)

- 関門連系線については、OFリレー活用による電源制限量の確保等のこれまでの運用容量拡大策に加え、2019年4月から実施している転送遮断システム※¹構築による電源制限量確保を織込み、最大限の活用を前提とする。

※¹ 関門連系線事故時に瞬時に発電機を停止するシステム(運用容量拡大効果:30万kW)

- 具体的な算定にあたっては、間接オークションの対象となる容量を踏まえ、その活用の見通しに応じた幅(100%、50%、0%)を持たせる。
- また、月・平休日・時間帯等に応じた連系線活用量を用い、熱容量面の制約と周波数面の制約のうち値が低い方を運用容量※²とする。

※² 年間を通じて周波数面の制約となり、運用容量は年平均で130万kW(5月は135万kW)

〔参考2〕軽負荷期(春季)の昼間最低需要日のkWバランス(GW除く)

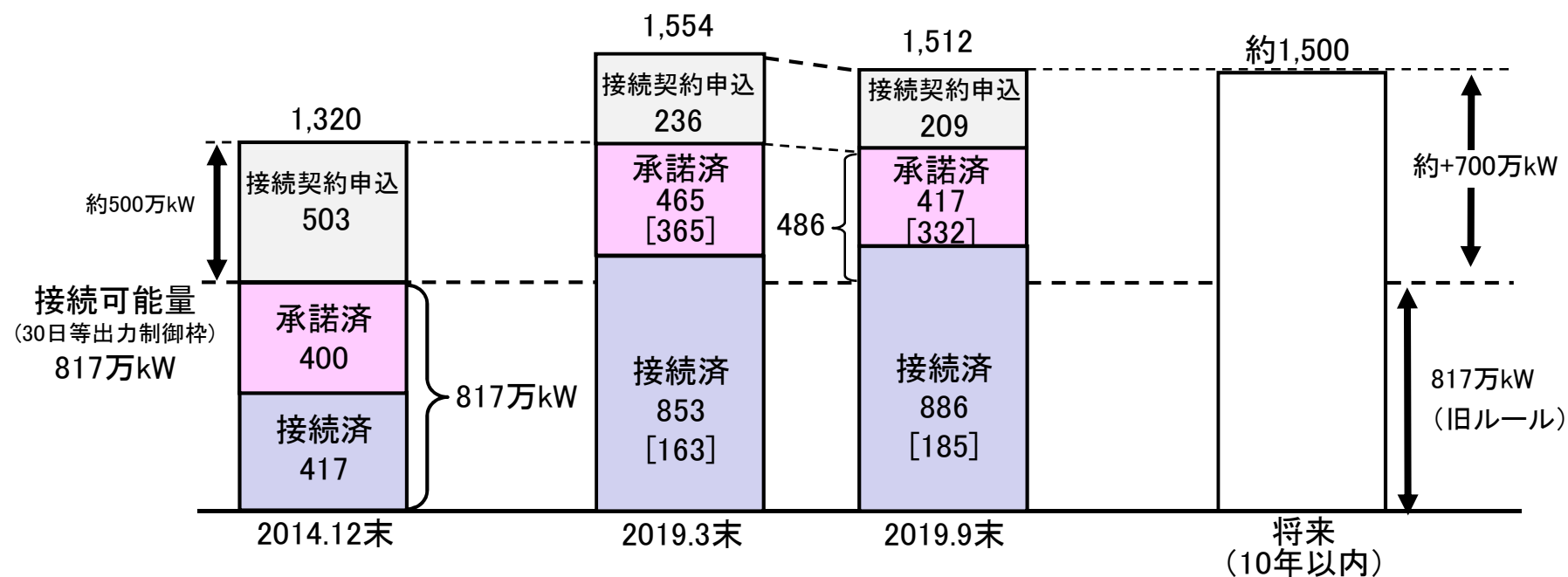
18

			地域間連系線 100%		地域間連系線 0%	
			5月日曜13時	5月日曜20時	5月日曜13時	5月日曜20時
電力需要			785.2	877.5	785.2	877.5
供給力	火力	LNG(新小倉Ⅴ)	15.0	15.0	15.0	15.0
		LNG(新大分)	[15.7]54.0	55.9	[15.7]54.0	55.9
		石炭(苓北Ⅱ)	10.5	35.0	10.5	10.5
	電源Ⅲ	共同火力	9.0	31.3	9.0	31.3
		電源開発	0.0	0.0	0.0	0.0
		小火力、バイオ	35.2	35.2	35.2	35.2
	原子力		348.6	348.6	348.6	348.6
	再エネ	一般水力	56.3	109.7	56.3	109.7
		太陽光	649.9	0	649.9	0
		風力	42.4	62.3	42.4	62.3
		地熱	35.7	35.7	35.7	35.7
		地域・専焼バイオ	123.1	123.1	123.1	123.1
	再エネ抑制		▲235.3	0	▲370.3	0
	揚水、蓄電池		▲224.2	160.7	▲224.2	50.2
	地域間連系線		▲135.0	▲135.0	0	0
	計		785.2	877.5	785.2	877.5

〔 〕内はLFC下げ調整力:電力需要の2%

【出力制御の見通しの追加接続量】

- 接続申込（接続契約申込～接続済）は、約1,500万kW程度で推移する傾向が続いており、将来的に817万kW（30日等出力制御枠）に加え700万kW程度の指定ルール事業者の接続が考えられるため、1,500万kW（+700万kW）まで算定する。
- 承諾済みが既に400万kW程度であることから、+400万kW～+700万kWで算定する。



4 太陽光の出力制御見通しの算定結果(つづき)

20

○太陽光の出力制御見通し〔2016～2018年度実績をもとに算定(至近3か年平均)〕

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+400万kW	0	1,526	2,756	57
	50	1,271	1,941	40
	100	922	1,051	21
+500万kW	0	1,736	3,578	59
	50	1,446	2,600	43
	100	1,093	1,584	26
+600万kW	0	1,912	4,476	61
	50	1,622	3,307	45
	100	1,290	2,199	30
+700万kW	0	2,037	5,562	65
	50	1,786	4,108	48
	100	1,449	2,869	34

(注1) 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、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%、50%、0%

○太陽光の出力制御見通し(2018年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+400万kW	0	1,634	3,062	64
	50	1,346	2,164	45
	100	1,035	1,167	24
+500万kW	0	1,884	3,940	66
	50	1,507	2,830	48
	100	1,179	1,707	29
+600万kW	0	2,040	4,882	68
	50	1,680	3,511	49
	100	1,380	2,323	33
+700万kW	0	2,165	6,014	72
	50	1,815	4,178	50
	100	1,516	2,947	35

(注1) 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、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%、50%、0%

○太陽光の出力制御見通し(2017年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+400万kW	0	1,611	2,854	58
	50	1,349	2,014	41
	100	925	1,101	22
+500万kW	0	1,775	3,706	60
	50	1,524	2,714	44
	100	1,108	1,665	27
+600万kW	0	1,923	4,600	62
	50	1,686	3,435	46
	100	1,316	2,312	31
+700万kW	0	2,026	5,721	66
	50	1,812	4,265	49
	100	1,459	3,025	35

(注1) 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、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%、50%、0%

○太陽光の出力制御見通し(2016年度実績をもとに算定)

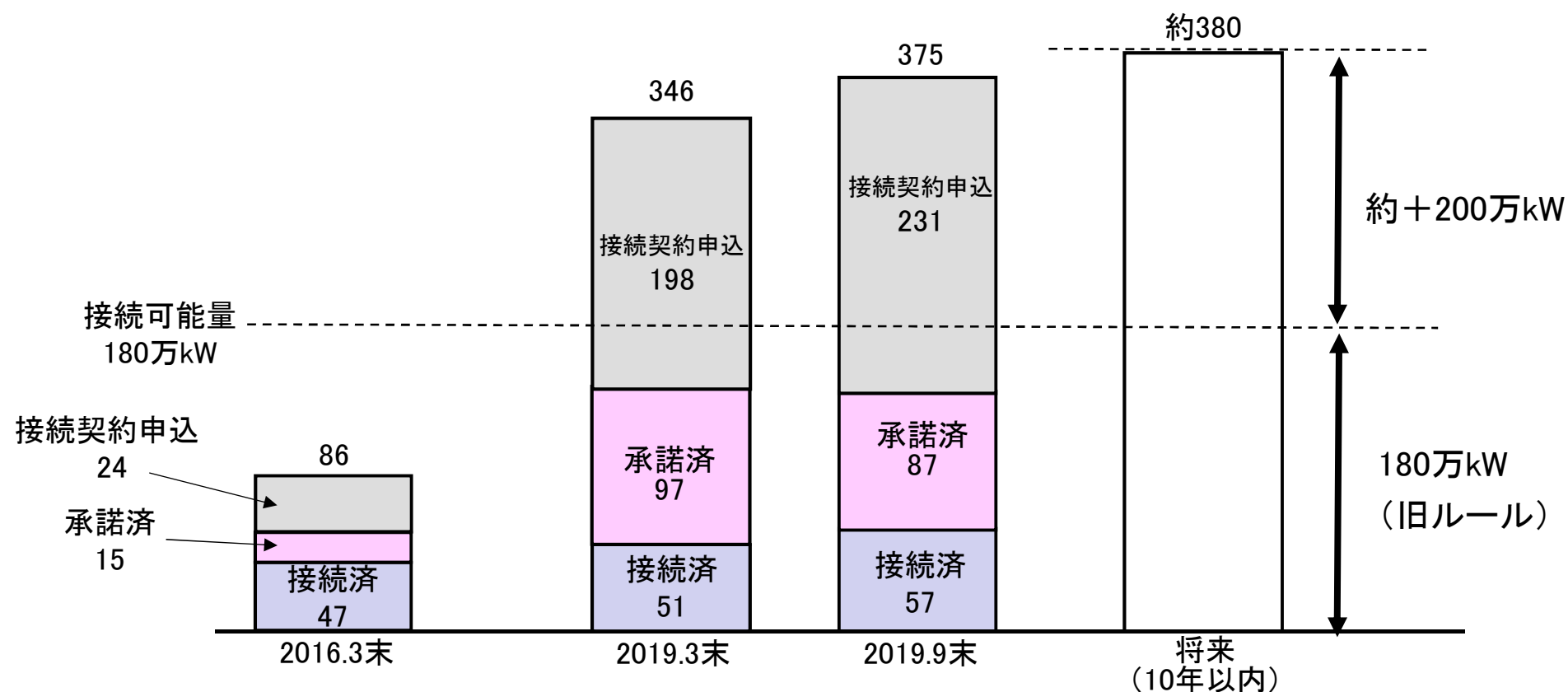
指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
+400万kW	0	1,334	2,353	49
	50	1,119	1,646	34
	100	807	885	18
+500万kW	0	1,549	3,088	51
	50	1,306	2,255	37
	100	993	1,379	23
+600万kW	0	1,773	3,946	54
	50	1,499	2,974	41
	100	1,173	1,963	27
+700万kW	0	1,920	4,951	58
	50	1,731	3,880	46
	100	1,371	2,636	31

(注1) 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、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量: 100%、50%、0%

【出力制御見通しの追加接続量】

- 接続申込（接続契約申込～接続済）は、将来的に180万kW（30日等出力制御枠）に加え200万kW程度の指定ルール事業者の接続を考慮し、380万kW（+200万kW）までの算定とする。
- 承諾済みが既に100万kW程度であることから、+100万kW～+200万kWで算定する。



○ 風力の出力制御見通し〔2016～2018年度実績をもとに算定（至近3か年平均）〕

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
＋100万kW	0	442	47	3
	50	362	40	2
	100	110	14	1
＋150万kW	0	561	75	4
	50	451	58	3
	100	169	22	1
＋200万kW	0	672	131	5
	50	545	93	4
	100	229	43	2

（注1） 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、実際の制御日数等を保証するものではない。

（注2） 連系線活用量：100%、50%、0%

○ 風力の出力制御見通し(2018年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
＋100万kW	0	513	48	4
	50	404	34	3
	100	157	15	1
＋150万kW	0	581	67	5
	50	465	50	4
	100	176	24	2
＋200万kW	0	650	116	6
	50	510	89	5
	100	203	42	2

(注1) 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、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量：100%、50%、0%

○ 風力の出力制御見通し(2017年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
＋100万kW	0	368	51	2
	50	354	49	2
	100	116	18	1
＋150万kW	0	557	89	4
	50	450	74	3
	100	177	27	1
＋200万kW	0	732	174	5
	50	587	109	4
	100	243	52	1

(注1) 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、実際の制御日数等を保証するものではない。

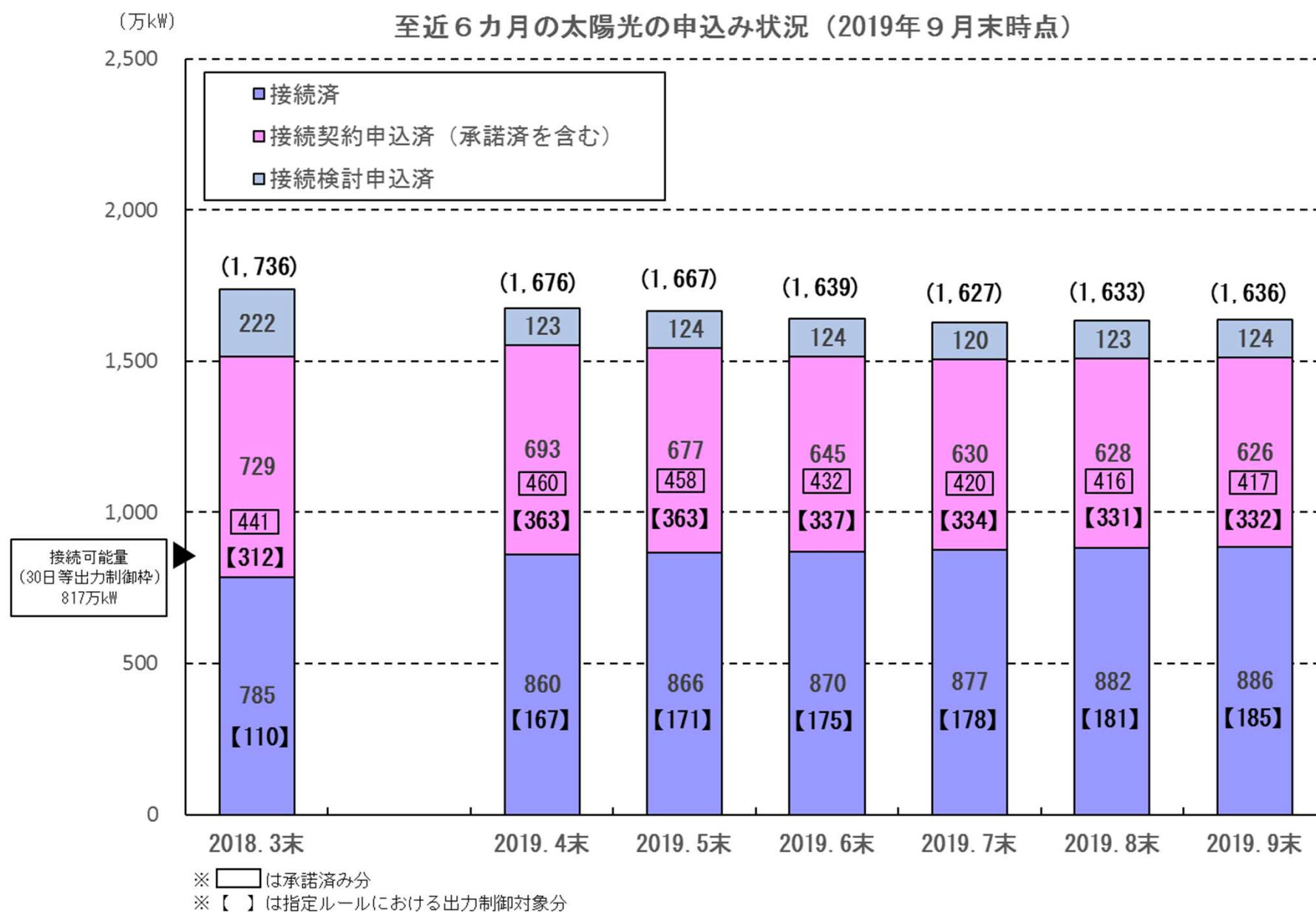
(注2) 連系線活用量：100%、50%、0%

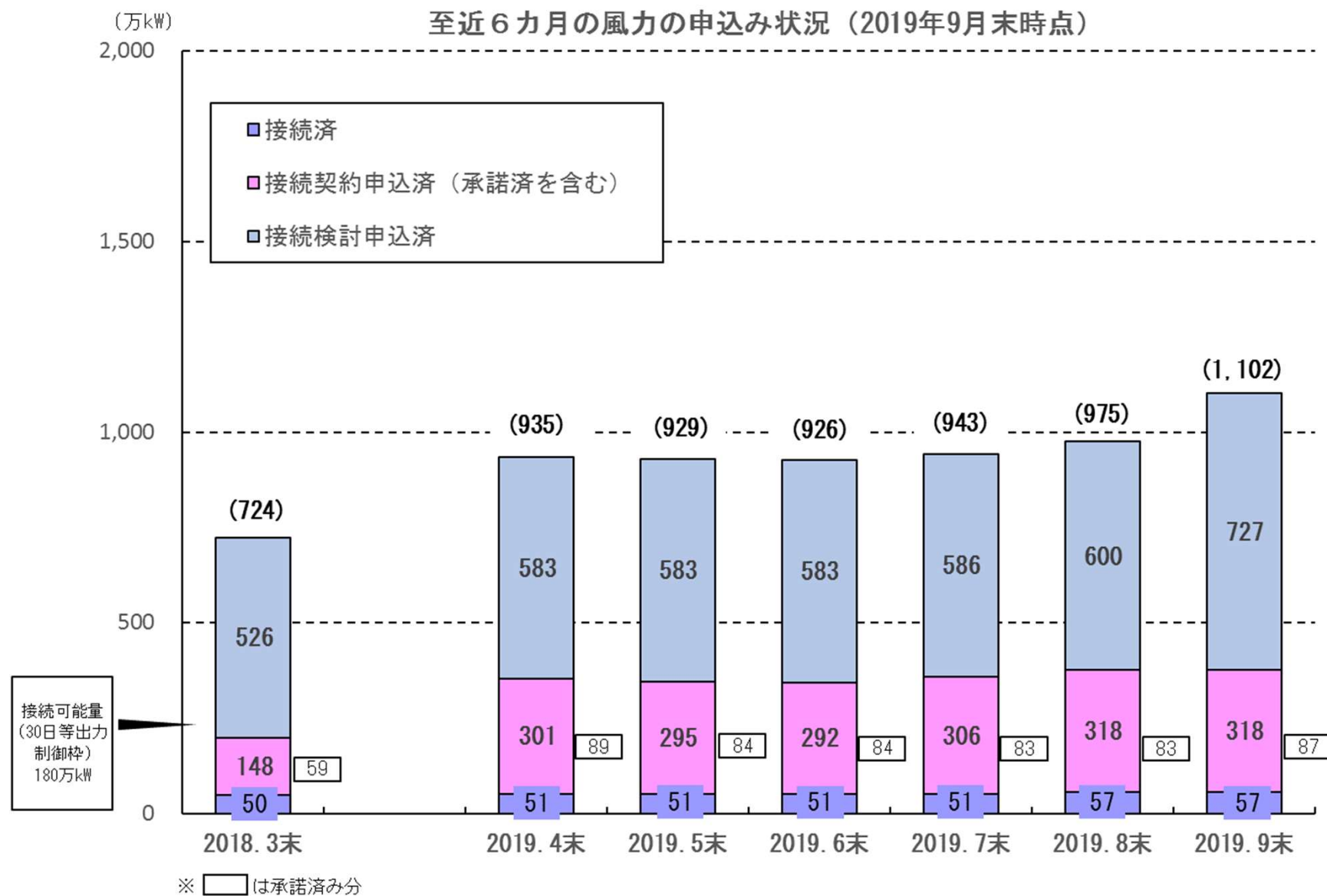
○ 風力の出力制御見通し(2016年度実績をもとに算定)

指定ルール 設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	制御時間 (時間)	制御電力量 (百万kWh)	制御率 (%)
＋100万kW	0	446	42	3
	50	327	37	2
	100	56	10	1
＋150万kW	0	545	69	4
	50	439	50	3
	100	154	14	1
＋200万kW	0	635	104	5
	50	537	80	4
	100	242	36	2

(注1) 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、実際の制御日数等を保証するものではない。

(注2) 連系線活用量：100%、50%、0%





	区分定義	系統容量上のステータス
系統アクセス	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