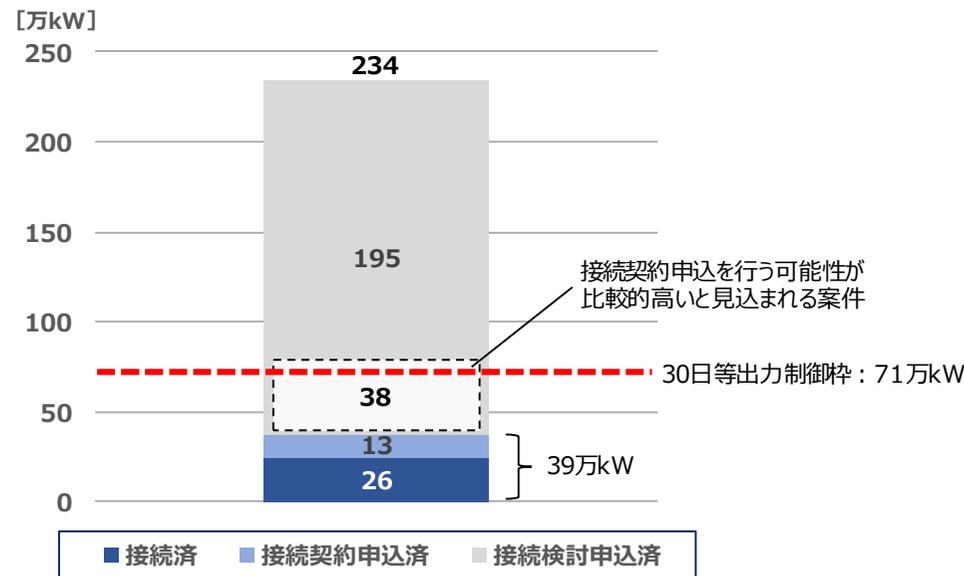


# 風力発電設備に係る状況および 出力制御見通しの算定結果について

2019年8月1日

四国電力株式会社

- 四国エリアの風力発電の30日等出力制御枠：71万kW  
(当社管内および淡路島南部)
- 2019年6月末現在の風力発電の申込状況
  - ・ 接続済 + 接続契約申込済：39万kW
  - ・ 接続済 + 接続契約申込済 + 接続検討申込済：234万kW

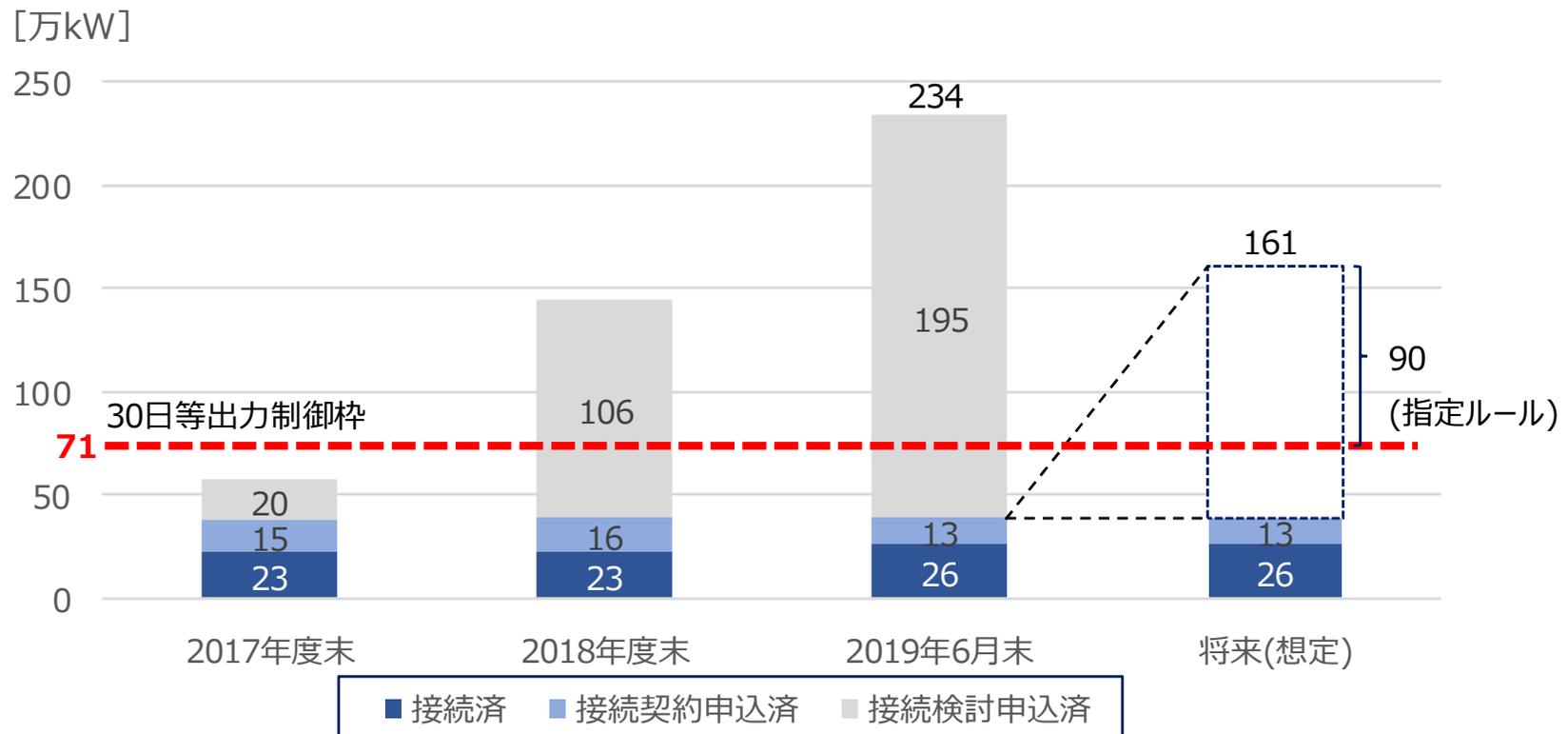


⇒ 接続検討申込済の案件のうち、環境影響評価や事業計画が進展し、接続契約申込を行う可能性が比較的高いと見込まれる案件が38万kW※程度出てきており、それらが接続契約申込を行った場合に、30日等出力制御枠に到達する可能性がある。

※7月に接続契約申込みを行った案件が19万kWあり、接続済と接続契約申込済の合計で58万kWとなっている。

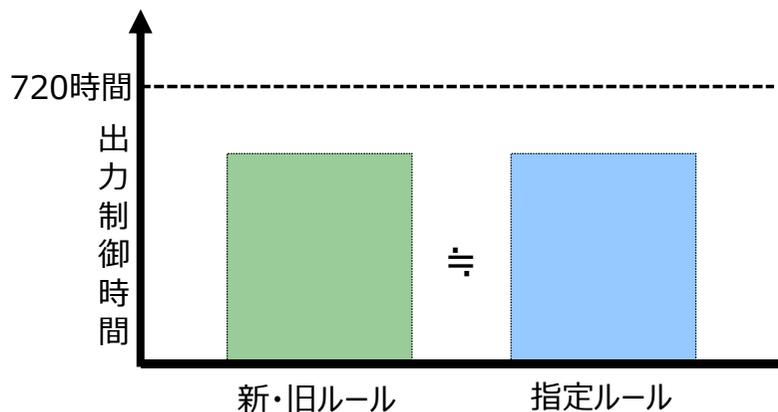
# 出力制御見通し算定における風力発電導入想定

- 2019年6月末現在で接続済および接続契約申込済の案件は合計で39万kW程度、接続検討申込済の案件は至近1年間で大きく増加し、195万kW程度。
- 接続検討の状況などから、風力の指定ルールを導入量を90万kWとして算定。  
(大規模案件の接続契約申込の状況などを踏まえ、必要に応じて見直しを行う)

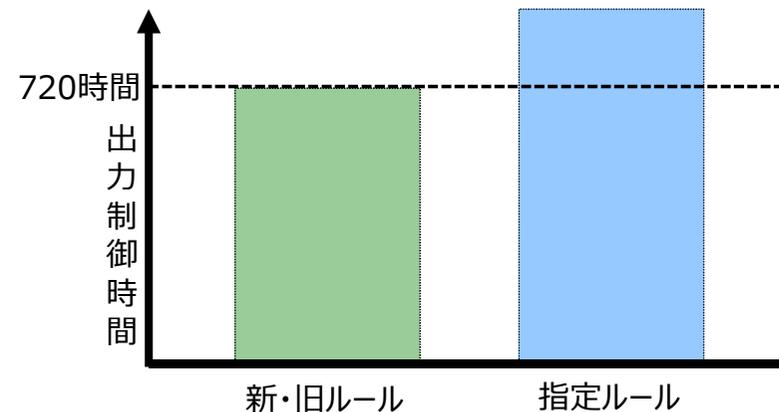


- 30日等出力制御枠は71万kW
- 全事業者一律制御の等価時間管理とする。
- 指定ルール事業者が追加的に接続された場合の出力制御時間、出力制御率、出力制御量を算定する。
- 制御時間が720時間に達しない見込みの場合は、新ルール・旧ルール・指定ルールの各事業者の出力制御機会が均等になるように制御する。
- 新・旧ルールと指定ルールの各事業者間の公平性確保の観点から、新・旧ルールの事業者の制御時間上限720時間(等価時間管理)を最大限活用する。

## 【新・旧ルールと指定ルールの制御イメージ】



制御時間が720時間に達しない場合は、各事業者の出力制御機会が均等になるように制御



制御時間が720時間を超過する場合は、新・旧ルールの事業者の制御時間を最大限活用

# 風力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 (%)
+ 30万kW	0	0	330	25	661	3.8
	50	67.5	101	7		1.1
	100	135	8	0		0.0
+ 60万kW	0	0	449	69	1,321	5.2
	50	67.5	138	21		1.6
	100	135	14	2		0.2
+ 90万kW	0	0	598	137	1,982	6.9
	50	67.5	181	41		2.1
	100	135	21	4		0.2

値は2015～2017年度実績ベースにおける算定結果の平均値

※ 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。

# 【参考】風力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 (%)
+ 30万kW	0	0	324	21	627	3.3
	50	67.5	87	6		1.0
	100	135	5	0		0.0
+ 60万kW	0	0	465	63	1,253	5.0
	50	67.5	114	15		1.2
	100	135	11	2		0.2
+ 90万kW	0	0	622	129	1,880	6.9
	50	67.5	135	27		1.4
	100	135	13	3		0.2

値は2015年度実績ベースにおける算定結果

※ 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。

# 【参考】風力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 (%)
+ 30万kW	0	0	319	27	684	3.9
	50	67.5	109	8		1.2
	100	135	11	0		0.0
+ 60万kW	0	0	412	70	1,368	5.1
	50	67.5	136	24		1.8
	100	135	19	2		0.1
+ 90万kW	0	0	586	141	2,052	6.9
	50	67.5	193	48		2.3
	100	135	24	4		0.2

値は2016年度実績ベースにおける算定結果

※ 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。

# 【参考】風力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 (%)
+ 30万kW	0	0	346	27	671	4.0
	50	67.5	108	8		1.2
	100	135	9	0		0.0
+ 60万kW	0	0	469	74	1,343	5.5
	50	67.5	164	24		1.8
	100	135	11	1		0.1
+ 90万kW	0	0	585	140	2,014	6.9
	50	67.5	214	48		2.4
	100	135	25	4		0.2

値は2017年度実績ベースにおける算定結果

※ 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。

## 【参考】算定諸元について

項目	算定諸元
需要断面	<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	<u>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）</u>
太陽光	<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>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	<u>地域資源バイオマス：設備容量×設備利用率実績(利用率72.8%) 専焼バイオマス：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%)</u>
地熱	<u>該当なし</u>
原子力	<u>伊方1台（利用率88.0%）</u>
火力	<u>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</u>
揚水	<u>大型揚水は長期作業・トラブル等を考慮しN - 1台</u>
連系線活用	<u>0万kW、67.5万kW、135万kW</u>