

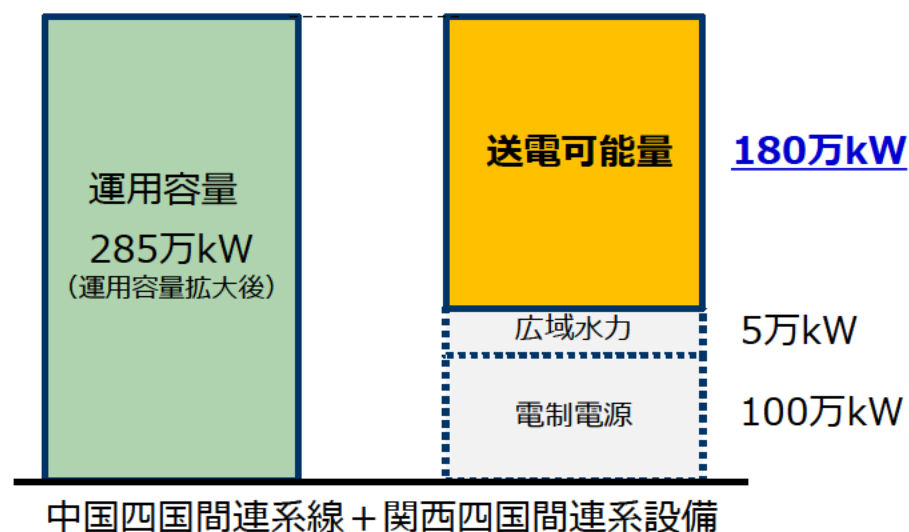
2023年度出力制御見通しについて

2022年11月30日
四国電力送配電株式会社

シミュレーションの前提条件

- ・ エリア需要、太陽光発電および風力発電は、2021年度実績データを使用
- ・ 太陽光発電、風力発電の設備量は、2022年8月末設備量に至近の増加量や連系予定を考慮
- ・ 火力は、エリア需給運用において必要最小限を織り込む
- ・ 供給力は、2023年度補修計画を織り込む
- ・ 連系線活用量は、送電可能量の100%および50%として試算

【今回の試算における連系線活用のイメージ】



1. 2023年度の再エネ出力制御見通しについて

2

(2023年度出力制御見通し 連系線 100%活用時)

ケース	出力制御率 (制御電力量) [太陽光・風力それぞれの出力制御率]					
	旧ルール		新 ルール	無制限 無補償 ルール	制御対象 設備計	全設備※2
	オフライン	オンライン				
2023年度 見込み	0.06% (157万kWh) 〔太陽光 : 0.07%〕 〔風力 : 0.04%〕	0.01% (3万kWh) 〔太陽光 : 0.02%〕 〔風力 : 0.00%〕	0.02% (11万kWh) 〔太陽光 : 0.02%〕 〔風力 : 0.00%〕	0.02% (23万kWh) 〔太陽光 : 0.02%〕 〔風力 : -※1〕	0.04% (194万kWh) 〔太陽光 : 0.05%〕 〔風力 : 0.02%〕	0.03% (156万kWh) 〔太陽光 : 0.03%〕 〔風力 : 0.02%〕
(参考) 2023年度 エリア全体 オンライン化	0.02% (44万kWh) 〔太陽光 : 0.02%〕 〔風力 : 0.00%〕		0.02% (8万kWh) 〔太陽光 : 0.02%〕 〔風力 : 0.00%〕	0.02% (17万kWh) 〔太陽光 : 0.02%〕 〔風力 : -※1〕	0.02% (69万kWh) 〔太陽光 : 0.02%〕 〔風力 : 0.00%〕	0.01% (69万kWh) 〔太陽光 : 0.02%〕 〔風力 : 0.00%〕

※1 対象設備なし

※2 出力制御対象外設備を含む総発電量に対する実際の制御量の割合

1. 2023年度の再エネ出力制御見通しについて

3

(2023年度出力制御見通し 連系線 50%活用時)

ケース	出力制御率 (制御電力量) [太陽光・風力それぞれの出力制御率]					
	旧ルール		新 ルール	無制限 無補償 ルール	制御対象 設備計	全設備※2
	オフライン	オンライン				
2023年度 見込み	1.29% (3,304万kWh) 〔太陽光 : 1.43%〕 〔風力 : 0.58%〕	0.16% (45万kWh) 〔太陽光 : 0.36%〕 〔風力 : 0.04%〕	0.31% (164万kWh) 〔太陽光 : 0.36%〕 〔風力 : 0.04%〕	0.36% (343万kWh) 〔太陽光 : 0.36%〕 〔風力 : -※1〕	0.89% (3,856万kWh) 〔太陽光 : 0.98%〕 〔風力 : 0.38%〕	0.48% (2,490万kWh) 〔太陽光 : 0.50%〕 〔風力 : 0.38%〕
(参考) 2023年度 エリア全体 オンライン化	0.38% (1,112万kWh) 〔太陽光 : 0.45%〕 〔風力 : 0.08%〕	0.40% (198万kWh) 〔太陽光 : 0.45%〕 〔風力 : 0.08%〕	0.45% (409万kWh) 〔太陽光 : 0.45%〕 〔風力 : -※1〕	0.40% (1,719万kWh) 〔太陽光 : 0.45%〕 〔風力 : 0.08%〕	0.33% (1,719万kWh) 〔太陽光 : 0.37%〕 〔風力 : 0.08%〕	

※1 対象設備なし

※2 出力制御対象外設備を含む総発電量に対する実際の制御量の割合

(2022年度出力制御見通し 連系線100%活用時)

- ・送電可能量の100%として試算した場合、出力制御は生じない。

(2022年度出力制御見通し 連系線50%活用時) ※4月～6月実績を含む

ケース	出力制御率 (制御電力量) [太陽光・風力それぞれの出力制御率]					
	旧ルール		新 ルール	無制限 無補償 ルール	制御対象 設備計	全設備※2
	オフライン	オンライン				
2022年度 見込み	1.02% (0.284億kWh) 〔太陽光 : 1.12%〕 〔風力 : 0.42%〕	0.24% (0.007億kWh) 〔太陽光 : 0.44%〕 〔風力 : 0.12%〕	0.40% (0.020億kWh) 〔太陽光 : 0.44%〕 〔風力 : 0.12%〕	0.44% (0.042億kWh) 〔太陽光 : 0.44%〕 〔風力 : -※1〕	0.78% (0.353億kWh) 〔太陽光 : 0.86%〕 〔風力 : 0.31%〕	0.58% (0.312億kWh) 〔太陽光 : 0.61%〕 〔風力 : 0.31%〕
(参考) 2022年度 エリア全体 オンライン化	0.28% (0.077億kWh) 〔太陽光 : 0.33%〕 〔風力 : 0.07%〕		0.30% (0.014億kWh) 〔太陽光 : 0.33%〕 〔風力 : 0.07%〕	0.33% (0.029億kWh) 〔太陽光 : 0.33%〕 〔風力 : -※1〕	0.29% (0.120億kWh) 〔太陽光 : 0.33%〕 〔風力 : 0.07%〕	0.24% (0.120億kWh) 〔太陽光 : 0.27%〕 〔風力 : 0.07%〕

※1 対象設備なし

※2 出力制御対象外設備を含む総発電量に対する実際の制御量の割合

2022年9月14日 第41回系統ワーキンググループ 四国電力送配電資料より作成

(短期見通し算定における制御量最大時の需給バランス)

(送電端、単位：万kW)

項 目			2023年5月12時
需 要			257
発電出力	原子力		88
	火 力	電源Ⅰ・Ⅱ	91
		電源Ⅲ	108
		計	199
	水 力		27
	風 力		1
	太陽光		263
	バイオマス		18
	揚 水		▲60
	連系線活用※		▲195
	再エネ出力制御		▲84
	合 計		257

※ 下げ代不足時の連系線活用量については、中国四国間連系線の145万kW（短時間熱容量）と関西四国間連系設備の140万kW（設備容量）を合わせ、最大285万kWとなる。なお、連系線活用量のうち、電制電源分等を除く再エネ分の送電可能量は、180万kWとなる。

- 旧ルール事業者のオンライン化を促進するため、メール発信や架電等により、オンライン化のメリットをお伝えする取組を継続的に実施している。

（オンライン化の状況）

		2022年8月末	(参考) 2022年3月末
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	61.3%	59.7%
	②新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	99万kW	94万kW
	③旧ルール、オフライン事業者	72万kW	71万kW
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	15万kW (予定含む)	11万kW (予定含む)
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替率 (④/(③+④))	17.2%	13.4%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	35.5%	28.6%
	⑦新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	3万kW	—
	⑧旧ルール、オフライン事業者	20万kW	20万kW
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	8万kW	8万kW
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替率 (⑨/(⑧+⑨))	28.6%	28.6%

※ 「旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者（太陽光は、10kW以上）」について算定。

