

2025年度出力制御見通しについて

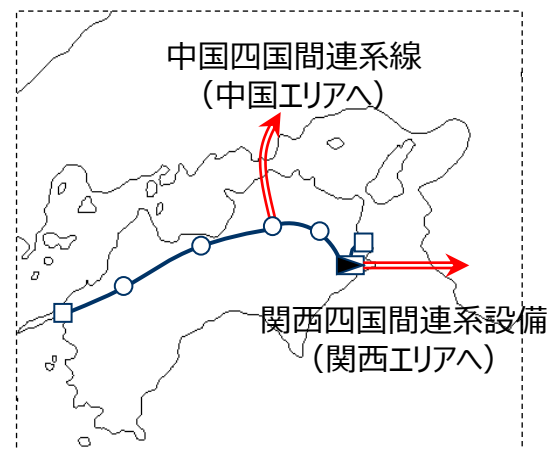
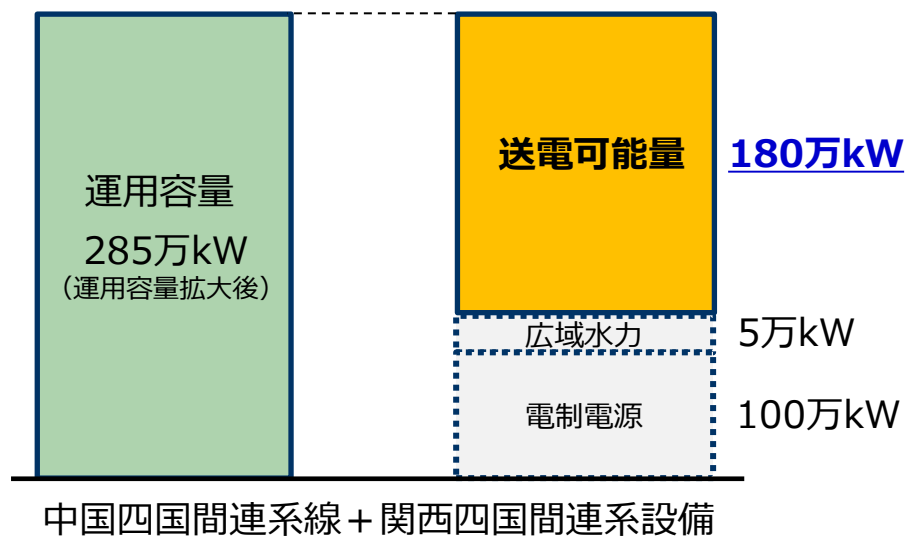
2025年 9月 24日
四国電力送配電株式会社

シミュレーションの前提条件

- ・ エリア需要は、2023年度実績をもとに至近の実績を考慮して5%減を使用
- ・ 太陽光発電および風力発電は、2023年度実績データを使用
- ・ 太陽光発電、風力発電の設備量は、2025年3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、2025年度補修計画を織り込む
- ・ 連系線活用量は、2025年度軽負荷期の実績相当である、送電可能量の35%(63万kW)として試算
ただし、関西四国間連系設備の双極停止作業時※は送電可能量の8%(15万kW)として試算

※2025/7/22～8/22、2025/10/4～11/24、2026/2/9～3/18

【今回の試算における連系線活用のイメージ】



1. 2025年度の再エネ出力制御見通しについて

2

(2025年度出力制御見通し)

ケース	出力制御率※1 (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※2	全設備※3
	オフライン※2	オンライン				
2025年度 見込み	5.59% (1.082億kWh) 〔太陽光 : 6.58%〕 〔風力 : 1.87%〕	4.37% (0.376億kWh) 〔太陽光 : 5.34%〕 〔風力 : 1.07%〕	4.63% (0.225億kWh) 〔太陽光 : 5.34%〕 〔風力 : 1.11%〕	5.34% (0.567億kWh) 〔太陽光 : 5.34%〕 〔風力 : -※4〕	5.18% (2.250億kWh) 〔太陽光 : 5.86%〕 〔風力 : 1.55%〕	3.80% (2.031億kWh) 〔太陽光 : 4.13%〕 〔風力 : 1.53%〕
(参考) 2025年度 エリア全体 オンライン化	4.01% (1.122億kWh) 〔太陽光 : 4.79%〕 〔風力 : 1.17%〕		4.18% (0.203億kWh) 〔太陽光 : 4.79%〕 〔風力 : 1.15%〕	4.79% (0.508億kWh) 〔太陽光 : 4.79%〕 〔風力 : -※4〕	4.22% (1.834億kWh) 〔太陽光 : 4.79%〕 〔風力 : 1.17%〕	3.43% (1.834億kWh) 〔太陽光 : 3.77%〕 〔風力 : 1.16%〕

※1 各区分の出力制御量／各区分の総発電量(出力制御量含み)にて算出。全設備は出力制御対象外設備を含む。

※2 オフライン代理制御分を含む。(オフライン相当の8時間停止に換算した値で算出)

※3 実際の制御時間で評価した値。(オフライン本来制御およびオンライン本来制御・代理制御の合計)

※4 対象設備なし

(2025年度出力制御見通し(全設備)の内訳)

	実績	見通し	
	4～7月	8～3月	年度合計
全設備	6.69% (1.352億kWh) 〔太陽光 : 7.07%〕 〔風力 : 3.04%〕	2.04% (0.679億kWh) 〔太陽光 : 2.23%〕 〔風力 : 0.96%〕	3.80% (2.031億kWh) 〔太陽光 : 4.13%〕 〔風力 : 1.53%〕

(2025年度出力制御見通し)

ケース	出力制御率※1 (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※2	全設備※3
	オフライン※2	オンライン				
2025年度 見込み	4.69% (0.958億kWh) 太陽光 : 5.61% 風力 : 0.97%	2.25% (0.175億kWh) 太陽光 : 2.88% 風力 : 0.38%	2.50% (0.132億kWh) 太陽光 : 2.88% 風力 : 0.38%	2.88% (0.315億kWh) 太陽光 : 2.88% 風力 : - ※4	3.56% (1.580億kWh) 太陽光 : 4.07% 風力 : 0.73%	2.40% (1.316億kWh) 太陽光 : 2.64% 風力 : 0.72%
(参考) 2025年度 エリア全体 オンライン化	2.41% (0.678億kWh) 太陽光 : 2.95% 風力 : 0.37%		2.56% (0.136億kWh) 太陽光 : 2.95% 風力 : 0.37%	2.95% (0.323億kWh) 太陽光 : 2.95% 風力 : - ※4	2.56% (1.137億kWh) 太陽光 : 2.95% 風力 : 0.37%	2.07% (1.137億kWh) 太陽光 : 2.31% 風力 : 0.37%

※1 各区分の出力制御量／各区分の総発電量(出力制御量含み)にて算出。全設備は出力制御対象外設備を含む。

※2 オフライン代理制御分を含む。(オフライン相当の8時間停止に換算した値で算出)

※3 実際の制御時間で評価した値。(オフライン本来制御およびオンライン本来制御・代理制御の合計)

※4 対象設備なし

2025年1月23日 第1回次世代電力システム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			2026年3月12時
需 要			243
発電出力	原子力		88
	火 力	調整電源	150
		非調整電源	0
		計	150
	水 力		22
	風 力		22
	太陽光		267
	バイオマス		21
	揚 水		▲30
	連系線活用※		▲120
	再エネ出力制御		▲177
	合 計		243

※ 下げ代が不足している際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となるが関西四国間連系設備の双極停止作業時は送電可能量を8%（15万kW）として試算している。

2. 2025年度当初想定に対する増減分析

5

- 2025年度の当初想定と比較して、実績において需要の減少や揚水式発電所の揚水の減少および水力の増加があったことに伴い、出力制御率は増加する見込み。

項目	内容	影響
需要	・4月～6月の実績が、当初想定から約5%減少 ・そのため、8月～3月の見通しは、当初想定から5%減少させ算定	再エネ制御量 増加
連系線活用率	・実績において当初想定と比較して大きな差はなかったことから、当初 想定どおり35%(63万kW) で算定 ※ただし、関西四国間連系設備の双極停止作業時は除く	—
太陽光、風力	・実績において当初想定と比較して大きな差はなかったことから、当初 想定どおり算定	—
供給力 (揚水・原子力・火力)	・4月～6月の揚水式発電所の実績が、大雨による運転制約や、本四 連系線と阿南紀北直流幹線の1回線作業停止に加えて阿南紀北 直流幹線の残回線に運用制約がある中での系統事故に備えた運用 制約により、当初想定から約12%減少	再エネ制御量 増加
その他	・大雨の影響により5～6月の水力の実績が、当初想定から約20%増 加	再エネ制御量 増加

3. 電源（太陽光、風力）のオンライン化

- 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。
- また、代理制御対象である旧ルール10kW以上500kW未満のオフライン事業者さまに対しても、オンラインでの実制御に対応いただけるよう、DMによりオンライン化のメリットをお伝えする取組を実施。

（オンライン化の状況）

		2025年3月末	(参考) 2024年9月末
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	81.8%	78.3%
	②新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	116.5万kW	113.0万kW
	③旧ルール、オフライン事業者	37.6万kW	44.1万kW
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	53.0万kW (予定含む)	46.6万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))	58.5%	51.4%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	40.3%	40.0%
	⑦新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	3.5万kW	3.5万kW
	⑧旧ルール、オフライン事業者	17.4万kW	17.6万kW
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	8.3万kW	8.3万kW
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替率 (⑨/(⑧+⑨))	32.3%	32.1%

※「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。

