

2023年度出力制御見通しについて

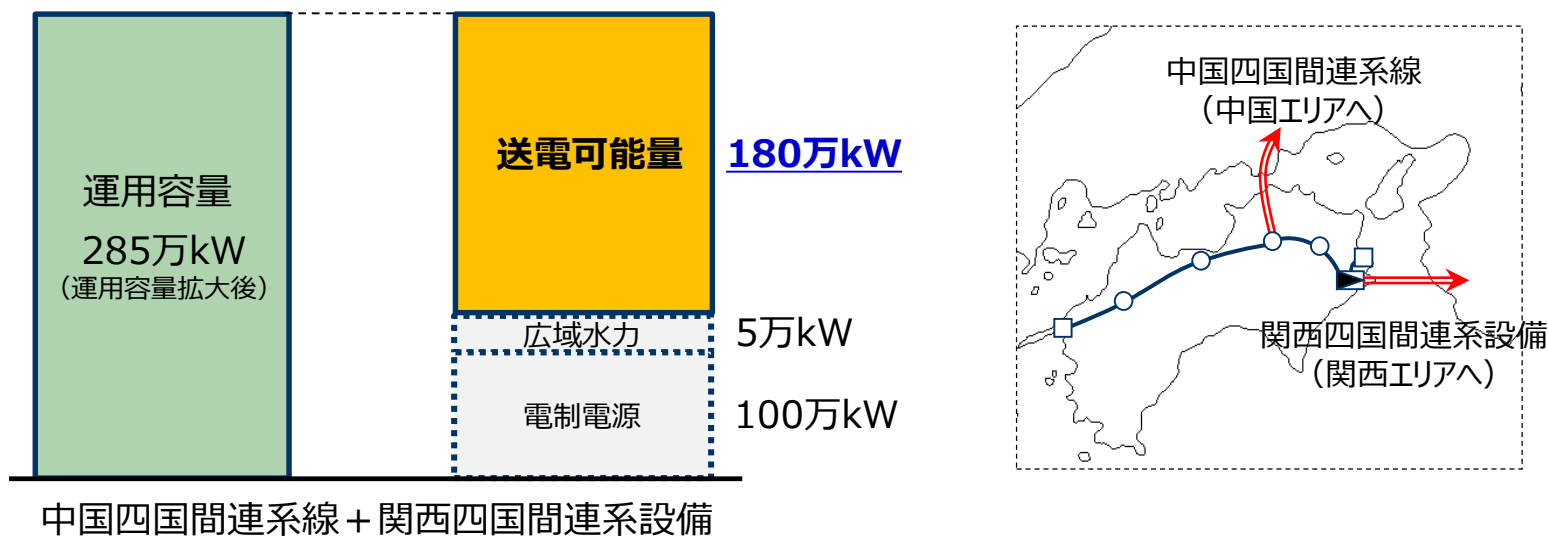
2023年 8月 3日
四国電力送配電株式会社

1. 2023年度の再エネ出力制御見直しについて

シミュレーションの前提条件

- エリア需要は、2023年4～6月の実績を踏まえ、当初想定（2021年度実績）から5%減を使用
- 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、2023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、2023年度補修計画を織り込む
- 連系線活用量は、2023年4～6月の実績相当である、送電可能量の20%(36万kW)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

(2023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				
2023年度 見込み	5.73% (1.333億kWh) 〔太陽光 : 6.43%〕 〔風力 : 2.16%〕	2.33% (0.107億kWh) 〔太陽光 : 3.50%〕 〔風力 : 0.46%〕	3.06% (0.156億kWh) 〔太陽光 : 3.50%〕 〔風力 : 0.46%〕	3.50% (0.345億kWh) 〔太陽光 : 3.50%〕 〔風力 : -※4〕	4.53% (1.942億kWh) 〔太陽光 : 5.06%〕 〔風力 : 1.48%〕	3.14% (1.632億kWh) 〔太陽光 : 3.37%〕 〔風力 : 1.47%〕
(参考) 2023年度 エリア全体 オンライン化	2.99% (0.835億kWh) 〔太陽光 : 3.50%〕 〔風力 : 0.97%〕		3.14% (0.160億kWh) 〔太陽光 : 3.50%〕 〔風力 : 0.97%〕	3.50% (0.345億kWh) 〔太陽光 : 3.50%〕 〔風力 : -※4〕	3.13% (1.341億kWh) 〔太陽光 : 3.50%〕 〔風力 : 0.97%〕	2.58% (1.341億kWh) 〔太陽光 : 2.81%〕 〔風力 : 0.96%〕

※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

(2023年度出力制御見通し(全設備)の内訳)

	実績	見通し	
	4～6月	7～3月	年度合計
全設備	5.41% (0.779億kWh) 〔太陽光 : 5.60%〕 〔風力 : 3.46%〕	2.27% (0.853億kWh) 〔太陽光 : 2.47%〕 〔風力 : 0.96%〕	3.14% (1.632億kWh) 〔太陽光 : 3.37%〕 〔風力 : 1.47%〕

(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※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				
2023年度 見込み	1.29% (0.330億kWh) 〔太陽光 : 1.43%〕 〔風力 : 0.58%〕	0.16% (0.005億kWh) 〔太陽光 : 0.36%〕 〔風力 : 0.04%〕	0.31% (0.016億kWh) 〔太陽光 : 0.36%〕 〔風力 : 0.04%〕	0.36% (0.034億kWh) 〔太陽光 : 0.36%〕 〔風力 : -※4〕	0.89% (0.386億kWh) 〔太陽光 : 0.98%〕 〔風力 : 0.38%〕	0.48% (0.249億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% (0.111億kWh) 〔太陽光 : 0.45%〕 〔風力 : 0.08%〕	0.40% (0.020億kWh) 〔太陽光 : 0.45%〕 〔風力 : 0.08%〕	0.45% (0.041億kWh) 〔太陽光 : 0.45%〕 〔風力 : -※4〕	0.40% (0.172億kWh) 〔太陽光 : 0.45%〕 〔風力 : 0.08%〕	0.33% (0.172億kWh) 〔太陽光 : 0.37%〕 〔風力 : 0.08%〕	

- ※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

2. 2023年度当初想定に対する増減分析

- 2023年度当初想定と比較すると、主に以下の理由により制御量が増加している。

(4～6月実績における主な増加理由)

項目	内容
連系線	連系線活用率が当初想定(50%(90万kW))から20%程度(36万kW)に減少
需要	当初想定と比べ節電等の影響により、5%(12万kW)程度減少
揚水	出水に伴う河川制約により、4～6月の再エネ出力制御を実施した32日のうち11日間において30万kW揚水需要が減少
水力	降水量が多く、4～6月の再エネ制御実施日の制御量最大断面において、当初想定(平水)に比べて平均で20万kW程度水力供給力が増加

(7～3月見通しにおける主な増加理由)

項目	内容
連系線	実績を踏まえ、連系線活用率が当初想定(50%(90万kW))から20%程度(36万kW)に減じる
需要	実績を踏まえ、当初想定から5%減じる

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。

（オンライン化の状況）

		2023年3月末	(参考) 2022年8月末
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	66.0%	61.3%
	②新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	103万kW	99万kW
	③旧ルール、オフライン事業者	66万kW	72万kW
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	25万kW (予定含む)	15万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))	27.5%	17.2%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	36.7%	35.5%
	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	3万kW
	⑧旧ルール、オフライン事業者	19万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))	29.6%	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。

