経済産業省

資料１

再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について

2024年9月18日

資源エネルギー庁

本日の御議論

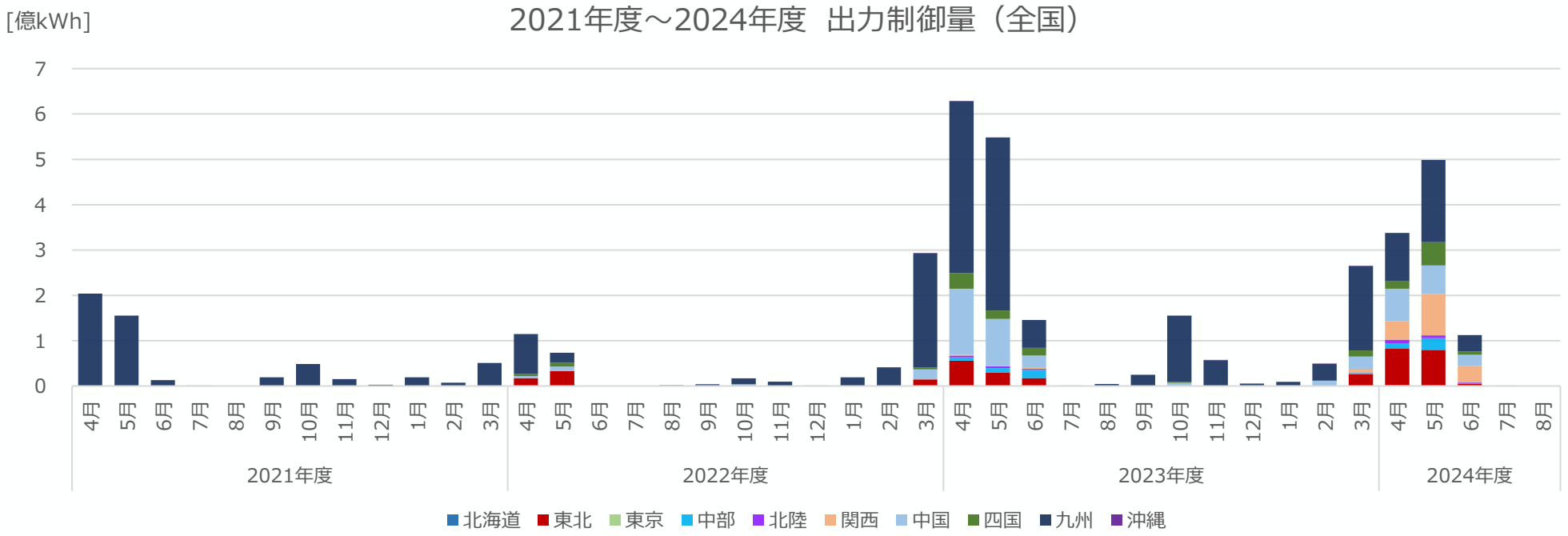
本日は、以下について御報告・御議論を頂く。

1．再エネ出力制御の実施状況と短期見通しについて
2．出力制御の長期見通しの算定について
3．市場統合措置に伴う優先給電ルールの見直しについて
4．下げ代不足融通指示について
5．再エネ出力制御に関する取組と課題について

１．再エネ出力制御の実施状況と短期見通しについて

再エネ出力制御の実施状況について

- 再エネの導入拡大により出力制御エリアは全国に拡大、複数エリアでの同時出力制御の増加による域外送電量の減少や電力需要の減少等もあり、足元の出力制御量は増加傾向。
- 今春は日射量の減少やパッケージ対策等により、全国の出力制御量は昨年度と比較して低下。



（出所）各一般送配電事業者提出資料を元に資源エネルギー庁が作成（2024年9月時点）

※　淡路島南部地域は四国から電気を供給される関係から、出力制御は四国エリアと同様に行われるが、数字は関西に含む。

再エネ出力制御の短期見通しについて

- 第35回WG（2021年12月15日）において、短期的な出力制御の発生可能性について、毎年２回程度、その見通しを本WGで示すこととした。
- 2024年度の見通しについては、第50回系統WG（2024年3月1日）で報告した。今般、7月までの出力制御の実績や直近の需給実績等を踏まえ更新を行ったため公表する。

（前提・主な更新点）

- 需要、太陽光・風力の前日想定・実績値は2022年度データを使用。
- 需要：至近の実績を踏まえて補正。
- 連系線活用率：至近の実績を踏まえ、5%単位で設定。
- 太陽光・風力設備容量：至近の増加量、連系予定を考慮。
- 供給力：最新の作業停止計画を反映。

2024年度の各エリアの再エネ出力制御見通し等（更新後）

	北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し（2024年度） 出力制御率(%) ※2 [制御電力量(kWh)]	**0.04%** [0.03億kWh]	**2.1%** [3.3億kWh]	**0.4%** [0.6億kWh]	**1.0%** [0.2億kWh]	**1.7%** [1.7億kWh]	**3.8%** [3.6億kWh]	**4.0%** [2.1億kWh]	**6.2%** [9.7億kWh]	**0.1%** [30.6万kWh]
仮に、エリア全体がオンライン化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.04% [0.03億kWh]	1.2% [1.9億kWh]	0.23% [0.4億kWh]	0.7% [0.1億kWh]	0.9% [0.9億kWh]	3.3% [3.1億kWh]	3.6% [1.9億kWh]	6.2% [9.7億kWh]	0.03% [17.0万kWh]
連系線利用率 ※3	50%	北本50% /東北東京 80%	-20%	5%	-20%	0%	35%	85%	–
最低需要 ※4 **（2022年度）[万kW]**	280	719	1,056	222	1,190	475	226	718	70.5
変動再エネ導入量（2022年度）[万kW]	300	1,030	1,156	139	716	699	361	1,216	40.2
変動再エネ導入量/最低需要（2022年度）[%]	107%	143%	109%	63%	60%	147%	160%	169%	57%
（参考）出力制御率見通し（2024年度当初想定） ※5 出力制御率(%)	0.2%	2.5%	0.6%	1.1%	0.7%	5.8%	4.5%	6.1%	0.2%

※1 本表に掲載のない東京エリアについては、2024年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。
※2 出力制御率は変動再エネ（太陽光・風力）の数値。
　　出力制御率［%］＝変動再エネ出力制御量［kWh］÷(変動再エネ出力制御量［kWh］＋変動再エネ発電量［kWh］)×100
※3 各エリアで出力制御が発生する場合に蓋然性が高い連系線利用率の値を採用。－はエリア外からの受電。
※4 ４月から５月8日までの昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最低需要とする。沖縄エリアは3月。
※5 出所：第50回 系統WG（2024年3月11日）
※6 関西は淡路島南部地域を除く、四国は淡路島南部地域を含む。

出典：各エリア一般送配電事業者

出力制御見通しの変動要因

- 出力制御率は、当初の見通し（3/11系統WG提示）より需要が減少するエリアもあったものの、再エネ出力の減少等により、大半のエリアにおいて、ほぼ横ばいか減少する見通しとなった。一方で、関西では原子力の点検工程変更等により、当初想定より増加。

- 当初見通しからの主な変動要因は次のとおり。

①4～7月の出力制御量実績の減少

日射量の減少や導入量の鈍化により出力が減少。北陸では震災影響により設備量が減少。

ex. 再エネ発電量の減少
（東北▲5%、中部▲7%（4,5月）、中国▲13%、四国▲8万kW（最大出力）、九州▲5日（4月））
再エネ設備量の減少（北海道▲20万kW、東北▲3%、北陸▲10万kW（震災影響））

②連系線を活用した域外送電量の増減

ex. 中国：0%→28%、四国：30%→35%、九州：95%→86%　※出力制御実施日実績

③供給力の増減

ex. 火力（東北▲20万kW（最低出力）・中国▲29万kW（最低出力引下げ・非調整電源運用停止））
水力（北陸▲10万kW（春季渇水））、揚水動力（関西：▲15%（6月））
原子力稼働（東北：11月～、関西：4月～、中国：9月→1月）

④需要の増減

ex. 需要減（東北、中部、関西、中国）、需要増（沖縄）

【参考】再エネ出力制御の実施状況等

上段：[年間制御電力量(kWh)]、下段：[年間総需要(kWh)]

	九州						北海道		東北	
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度
年間の出力制御率※2	**0.9%** [1.0億] [864億]	**4.0%** [4.6億] [844億]	**2.9%** [4.0億] [837億]	**3.9%** [5.3億] [853億]	**3.0%** [4.5億] [845億]	**8.3%** [12.9億] [849億]	**0.04%** [191万] [301億]	**0.01%** [81万] [301億]	**0.5%** [6,379万] [813億]	**0.8%** [1.3億] [797億]

	中部	北陸	関西	中国		四国		沖縄	
	2023年度	2023年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度
年間の出力制御率※2	**0.2%** [3,782万] [1,299億]	**0.6%** [1,043万] [278億]	**0.1%** [0.087万※6] [1,399億※6]	**0.5%** [3,988万] [585億]	**3.6%** [3.2億] [569億]	**0.4%** [1,934万※6] [274億※6]	**1.8%** [9,229万※6] [267億※6]	**0.08%** [34.9万] [69億]	**0.3%** [137万] [74億]

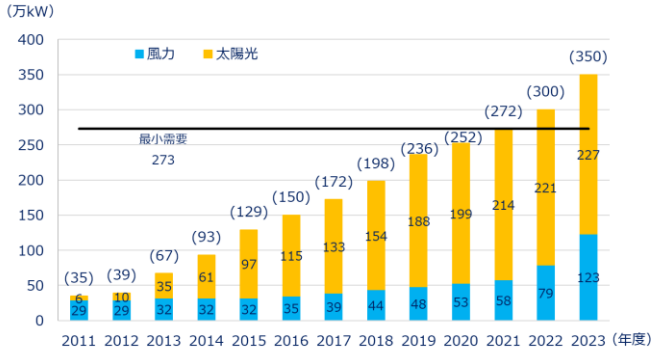
2024年度	北海道	東北	中部	北陸
太陽光・風力接続量※1	**350万kW** 太陽光 227万kW 風力 123万kW	**1,061万kW** 太陽光 854万kW 風力 207万kW	**1,198万kW** 太陽光 1,160万kW 風力 38万kW	**147万kW** 太陽光 129万kW 風力 18万kW
年間の出力制御率※2	**0.2%** （見込み）※3、4	**2.1%** （見込み）※3、4	**0.4%** （見込み）※3、4	**1.0%** （見込み）※3、4

2024年度	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光・風力接続量	**754万kW※6** 太陽光 737万kW 風力 17万kW	**731万kW** 太陽光 696万kW 風力 35万kW	**370万kW※6** 太陽光 340万kW 風力 30万kW	**1,274万kW** 太陽光 1,208万kW 風力 66万kW	**46万kW** 太陽光 44.8万kW 風力 1.4万kW
年間の出力制御率※2	**1.7%** （見込み）※3、4	**3.8%** （見込み）※3、4	**4.0%** （見込み）※3、4	**6.2%** （見込み）※3、4	**0.1%** （見込み）※3

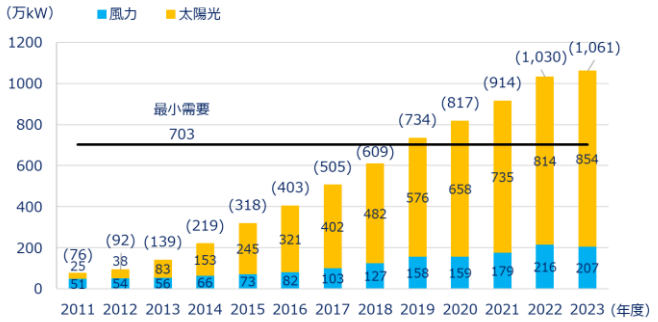
※1　2024年3月末時点。
※2　出力制御率［%］＝変動再エネ出力制御量［kWh］÷(変動再エネ出力制御量［kWh］＋変動再エネ発電量［kWh］)×100
※3　各エリア一般送配電事業者による見込み。あくまでも試算値であり、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することがあり得る。
※4　連系線活用率は北海道:50%、東北(北本):-50%、東北(東北東京):80%、中部・関西:-20%、北陸:5%、中国:0%、四国:35%、九州:85%
※5　当該表に無い東京エリアにおいては、現時点で、通常想定される需給バランスにおいて、再エネ出力制御が生じる蓋然性は低い見通し。
※6　淡路島南部地域は四国に含む。

【参考】再エネ導入量の増加

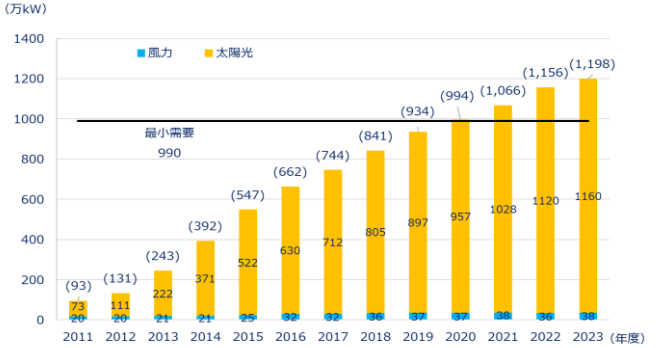
【北海道エリア】



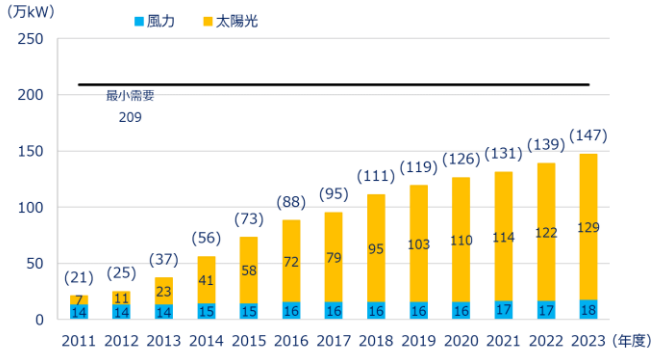
【東北エリア】



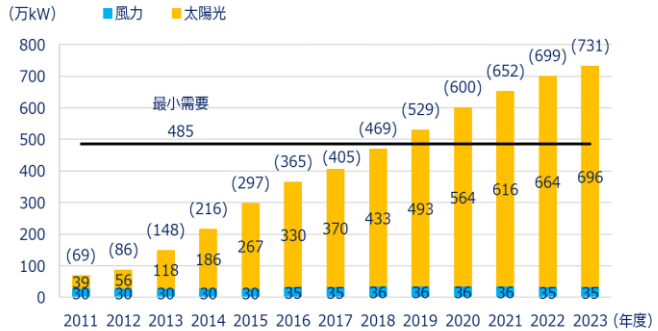
【中部エリア】



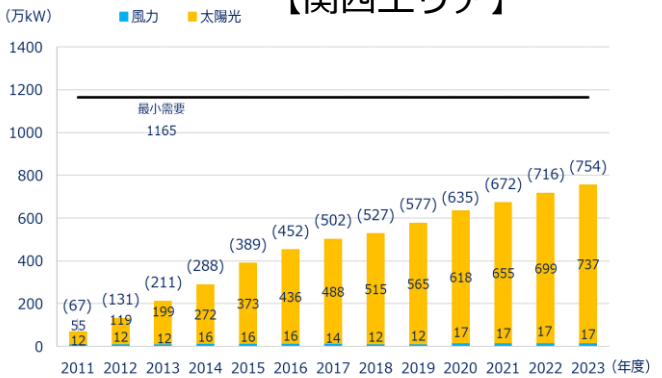
【北陸エリア】



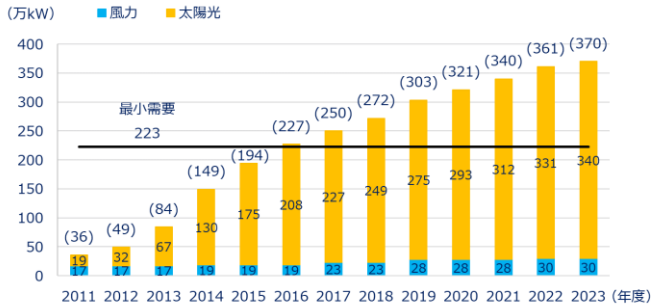
【中国エリア】



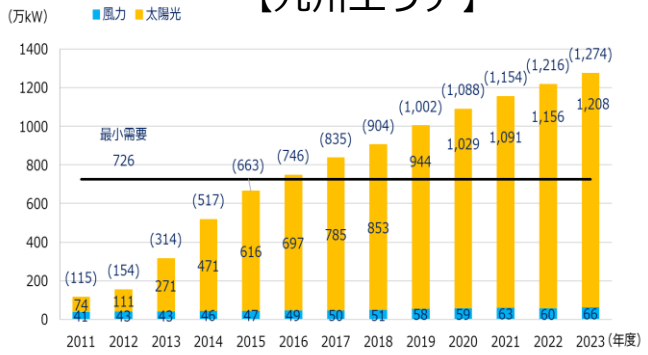
【関西エリア】



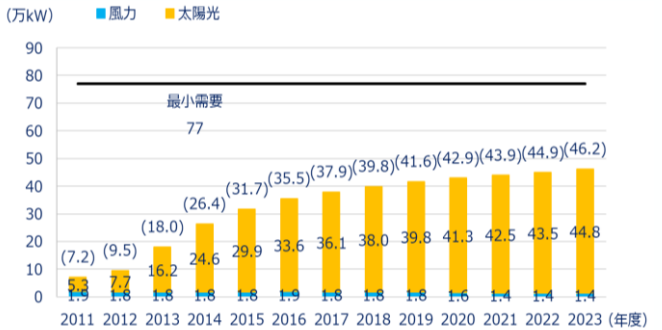
【四国エリア】



【九州エリア】



【沖縄エリア】



※最小需要とは、2023年の4月から5月7日までの休日（GWを含む）の需要に占める変動再エネの割合（＝（太陽光+風力）／需要）が最大となる日の需要。沖縄エリアは3月。※FIT制度開始（2012.7～）※淡路島南部地域は四国に含む。

出典：各エリア一般送配電事業者

【参考】再エネ設備のオンライン化の状況

●オンライン化の状況(2024年3月末時点)

（万kW）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光	①オンライン化率（(②+④)/(②+③+④)）	**74.4% (+0.7)**	**61.1% (+4.4)**	**46.7%**	**57.8% (+0.0)**	**87.9% (+3.1)**	**59.5% (+4.5)**	**80.3% (+4.0)**	**76.1% (+4.5)**	**89.4% (+1.4)**	**58.2% (+0.5)**
	②新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	43.6	281.0	390.6	229.8	51.3	148.3	236.6	109.3	341.1	4.7
	③旧ルール（30日）、オフライン事業者	45.4	265.7	494.0	190.6	10.6	125.7	91.1	47.9	80.6	3.8
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	88.2	136.2	42.0	31.1	25.7	36.1	135.0	43.0 (予定含む)	335.7	0.6
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替え率（④/(③+④)）	**66.0% (+0.5)**	**33.9% (+4.0)**	**7.8%**	**14.0% (+1.7)**	**70.9% (+7.1)**	**22.3% (+5.7)**	**59.7% (+6.2)**	**47.3% (+9.2)**	**80.6% (+1.9)**	**13.6% (+0.0)**
風力	⑥オンライン化率（(⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨)）	**86.8% (+5.1)**	**89.1% (+1.1)**	**4.9%**	**10.1% (+1.6)**	**33.2% (+0.0)**	**63.1% (+18.2)**	**0.2% (+0.0)**	**39.6% (+0.0)**	**37.6% (+5.3)**	**0.0% (+0.0)**
	⑦新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	101.5	172.7	2.1	2.6	2.2	7.4	0.06	3.5	9.9	-
	⑧旧ルール、オフライン事業者	15.5	26.5	41.3	34.0	11.9	6.1	34.8	18.0	39.9	1.0
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.4	43.2	0.0	1.2	3.7	3.0	-	8.3	14.1	-
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替え率（⑨/(⑧+⑨)）	**2.5% (+0.0)**	**62.0% (+0.7)**	**0.0%**	**3.4% (+1.7)**	**23.8% (+0.0)**	**33.0% (+33.0)**	**0.0% (+0.0)**	**31.6% (+0.0)**	**26.1% (+5.2)**	**0.0% (+0.0)**

（備考）当面の出力制御対象者（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。
オンライン代理制御対象となる旧ルール（一部新ルール）500kW未満の太陽光は除く。
（　）内は2023年9月末時点からの差分。

出典：各エリア一般送配電事業者

【参考】非調整火力・バイオマスの稼働状況の公表

- 出力制御が行われたエリアにおいて、第50回系統WG（2024年3月11日）報告分以降、出力制御率が最大であった日に稼働していた非調整電源・バイオマスの稼働状況を取りまとめた。

エリア		同時最大受電電力の50%を超えて運転	30%を超えて50%以下で運転	30%以下で運転	停止または自家消費相当分まで抑制
北海道	非調整火力	0	0	5	6
	バイオマス	2	1	0	1
東北	非調整火力	1	3	7	18
	バイオマス	8	2	1	3
中部	非調整火力	1	2	6	10
	バイオマス	4	3	3	5
北陸	非調整火力	0	0	0	5
	バイオマス	0	1	0	1
関西	非調整火力	1	2	14	14
	バイオマス	2	1	3	0
四国	非調整火力	0	1	4	5
	バイオマス	2	1	1	1
中国	非調整火力	3	8	7	9
	バイオマス	6	0	0	1
九州	非調整火力	0	2	3	13
	バイオマス	8	1	0	2
沖縄	バイオマス	0	1	0	0

※第50回系統WG（2024年3月11日）報告分以降変動再エネの出力制御が発生した日のうち、
　至近の制御率の大きかった日の時間帯の最大余剰電力発生時刻30分コマに稼働していた電源。
※設備容量1万kW以上の非調整火力（電源Ⅲ）、バイオマス発電設備を対象。（出力制御に応じることが困難である地域資源バイオマスを除く）
※系統連系要件では出力制御時の最低出力は発電端ベースで求めるが、集計の都合によりテレメータ単位（送電端ベース）で集計。

出所：各エリア一般送配電事業者

【参考】送電端出力50%を超えて稼働している非調整火力・バイオマス

工場の生産調整に基づく稼働

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
関西	日本海水赤穂バイオマス発電所	1.6	1.1	A、H、J、K
中国	徳山製造所東発電所第3号発電設備	27.7	20.5	A,H
中国	水島MZ発電所	10.3	5.4	A,H
中国	ENEOS水島製油所　B工場	6.0	4.7	H
中国	SARAパワー発電所	0.9	0.5	A,H

設備トラブル

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
九州	豊前バイオマス発電所	7.5	6.8	A,L
九州	佐伯発電所	4.5	4.5	A,L

定期点検作業

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
中部	四日市バイオマス発電所	4.5	4.5	L
中国	徳山バイオマス発電所	4.8	4.3	L

※緑字は専焼バイオマス

【参考】送電端出力50%を超えて稼働している非調整火力・バイオマス

燃料制約（ガス規制超過）

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
九州	七ツ島バイオマス発電所	4.3	2.4	K,L

燃料貯蔵困難

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
東北	野田バイオマス発電所	1.3	1.2	A,F,L
中国	境港バイオマス発電所	2.2	2.1	F

小売事業者等との契約

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
関西	本州化学工業発電所第1号/2号発電設備	0.6	0.4	D

最低出力運転のための安定運転確認試験期間

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
東北	杜の都バイオマス発電所	7.2	5.3	A,L
四国	富岡エコエネルギー発電所	7.0	4.0	A,L
四国	徳島津田バイオマス発電所	6.8	5.6	A,L
九州	かんだ発電所	6.7	6.0	A,L

※緑字は専焼バイオマス

【参考】送電端出力50%を超えて稼働している非調整火力・バイオマス

技術的に引き下げ困難な発電設備

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
北海道	勇払バイオマス発電所	7.2	4.6	A,L
北海道	室蘭バイオマス発電所	7.1	4.8	A,L
東北	石巻雲雀野発電所	14.2	11.2	A,L
東北	いわき好間バイオマス発電所	10.4	6.0	A,L
東北	八戸エコエネルギー発電所	7.1	4.4	A,L
東北	石巻ひばり野バイオマス発電所	7.0	5.6	A,J,K,L
東北	AWEP小名浜発電所	6.8	3.7	A,L
東北	八戸バイオマス発電所	1.1	0.6	A,L
東北	青南RER発電所	0.6	0.4	A,H,L
中部	半田バイオマス発電所	6.9	5.5	A,L
中部	CEPO半田バイオマス発電所	4.8	4.6	L
中部	愛知蒲郡バイオマス発電所	4.5	4.5	A,L
中部	東三河バイオマス発電所	2.1	1.9	A,J,L
関西	赤穂西浜バイオマス発電所	2.8	2.1	A、J、K、L

※緑字は専焼バイオマス

【参考】送電端出力50%を超えて稼働している非調整火力・バイオマス

技術的に引き下げ困難な発電設備

エリア	発電所名	同時最大受電電力[万kW]	当日発電出力[万kW]	稼働理由
中国	下関バイオマス発電所	6.9	3.5	A,L
中国	江津バイオマス発電所	1.1	0.6	A,L
中国	ミツウロコ岩国発電所	0.9	0.5	A,L
九州	苅田バイオマス発電所	7.5	6.0	A,J,L
九州	大牟田第一発電所	2.1	1.4	A,L
九州	大牟田第二発電所	2.1	1.4	A,L
九州	大分バイオマス発電所	2.0	1.6	A,F,K,L

※緑字は専焼バイオマス

【稼働理由】
A) 一般送配電事業者と申合せた出力の範囲内で稼働
B) 連系線運用容量を維持するための電制量確保
C) 一般送配電事業者との契約による調整力供出のため
D) 小売電気事業者等との契約による供給力供出のため
E) 燃料受入等に伴うボイルオフガス（BOG）消費のため
F) 燃料貯蔵が困難であるため
G) 試運転試験パターンに基づく稼働
H) 自家発設備など工場の生産調整に基づく稼働
I) 作業（ばい煙測定等）による稼働
J) 出力制御を行うことにより、燃料調達体制に支障を来たすため
K) 出力制御を行うことにより、周辺環境に悪影響を及ぼすため
L) その他（いずれにも該当しない場合は理由を備考欄に記入。）

※各一般送配電事業者提出資料を元に資源エネルギー庁が作成。
※前回報告（24/3/11）以降変動再エネの出力制御が発生した日のうち、至近の制御率の大きかった日の最大余剰電力発生時刻30分コマに稼働していた電源。
北海道：2024/5/5 9:00～9:30、東北：2024/5/3 11:30～12:00、中部：2024/5/5 10:30～11:00、北陸：2024/5/4 10:30～11:00、
関西：2024/6/1 11:30～12:00、中国：2024/3/31 10:30～11:00、四国：2024/3/30 12:30～13:00、九州：2024/4/14 11:00～11:30、
沖縄：2024/2/11 16:30～17:00

【参考】電源Ⅲ火力等の公表方法

（出所）第46回系統WG（2023年5月29日）資料1

対象者	変動再エネの出力制御が行われている断面で稼働している電源Ⅲ火力、バイオマス（出力制御に応じることが困難である地域資源バイオマスを除く）
対象日	変動再エネの出力制御が発生した日のうち、至近の出力制御率の大きかった日
公表情報	発電所名（事業者名）、出力値※、稼働理由 ※自家発設備については、系統への逆潮流分のみを対象とする。
公表タイミング	毎年の出力制御の短期見通し算定のタイミング（年２回程度）

電源Ⅲ火力・バイオマスの公表情報イメージ

	電源Ⅲ火力				専焼バイオマス			
	発電所名（事業所名）	定格出力[万kW]	当日出力[万kW]	稼働理由	発電所名（事業所名）	定格出力[万kW]	当日出力[万kW]	稼働理由
定格出力の５０%を超えて運転	AA							
	BB							
定格出力の３０%を超えて５０%以下で運転	○者							
定格出力の３０%以下で運転	○者							
停止又は自家消費相当分まで抑制	○者							

稼働理由例

A）一般送配電事業者と申合せた出力の範囲内で稼働
B）連系線運用容量を維持するための電制量確保
C）一般送配電事業者との契約による調整力供出のため
D）小売電気事業者等との契約による供給力供出のため
E）燃料受入等に伴うボイルオフガス（BOG）消費のため
F）燃料貯蔵が困難であるため
G）試運転試験パターンに基づく稼働
H）自家発設備など工場の生産調整に基づく稼働
I）作業（ばい煙測定等）による稼働
J）出力制御を行うことにより、燃料調達体制に支障を来たすため
K）出力制御を行うことにより、周辺環境に悪影響を及ぼすため
L）その他（いずれにも該当しない場合は理由を記入。）

２．出力制御の長期見通しの算定について

出力制御の長期見通しの算定について

- 再エネ出力制御の長期見通しについては、発電事業者の予見性を高める観点から、本WGにおいて**一般送配電事業者の試算結果を公表**している。
- 昨年度は連系線の活用について、試行的に各エリアの算定と受電可能量の算定を一体化し、１つの最適化計算として算定を行った。
- 結果、従来の各エリアの算定ツールによる試算と同等の結果が確認できたことから、**今年度からは統一ツールにより、見通しの試算を行う**こととする。
- これを受けて、連系線活用率は**受電可能量を考慮したケースのみ**算定を行う。一方で、**需要については**、足元で将来の大規模需要の拡大について議論されていることに鑑み、**供給計画の見通しをベースに幅を持って算定**を行う。
- なお、実際に発生する出力制御の時間数等については、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することや、**あくまでも試算値であり、一般送配電事業者が上限値として保証するものではないことに留意**する必要がある。
- また、長期見通しは、出力制御に上限のない**無制限無補償ルールに該当する事業者の出力制御率見通し**であることにも留意する必要がある。

出力制御長期見通し算定に関する考え方

- 「8,760時間の実績ベース方式」による見通しのみ算定。
- 過去３年の年度毎に見通しを算定後、過去３年間の平均値を採用。
- 出力制御対策効果は、2023年度実績をベースにケース②、ケース③を用いて算定する。

項目		諸元
太陽光・風力導入量		2024年度供給計画2033年度の導入量の伸びの1.0倍（ケース①）、1.3倍程度（ケース②）
電力需要		算定年度（2021年度～2023年度）のエリア実績を2024年度供給計画2033年度の需要電力見通しで補正（ケース③）、補正後需要を増加補正（ケース④）
連系線活用量		受電可能量考慮
対策効果（案）	①需要対策	各エリアの最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
	②供給対策	火力等発電設備の最低出力を30%（火力）、50%（バイオマス）としたと仮定
	③系統対策	現在建設中及びマスタープランも踏まえ計画策定中の地域間連系線が増強されたと仮定 （北海道→東北200万kW・東北→東京200万kW、北海道→東北＋30万kW 、九州→中国+100万kW 、東北→東京＋455万kW、中部⇔関西＋300万kW）

※詳細は参考資料１を参照。

３．市場統合措置に伴う
優先給電ルールの見直しについて

優先給電ルールの見直しについて

- 第66回大量導入小委（2024年8月7日）において、**FIT電源とFIP電源の間の需給バランスへの貢献という点における公平性を確保**するため、優先給電ルールの再エネ電源（太陽光・風力・バイオマス）の出力制御の順番を、**早ければ2026年度中から、FIT電源→FIP電源の順とする**ことについて議論が行われた。

- 見直しにより、**FIP電源（太陽光・風力）**は、**当面、出力制御の頻度が低下する**ことが見込まれる。他方、**FIT電源**は、**出力制御の頻度が増加する**ことが見込まれる。

  ※FIP電源（太陽光・風力）についても、余剰が特に大きい日や制御回数が多い（30日超過）エリアでは、FIT電源で下げ代が足りなくなった場合に、FIP電源が制御されることになる。

- 本日は、見直しに伴い検討すべき以下の点について、御議論いただきたい。

  ①非FIT/非FIP電源の取扱い等について
  ②出力制御上限の超過可能性に伴う制御量の確保
  ③出力制御の公平性について
  ④見直しに伴う出力制御量の変化の簡易的試算
  ⑤今後のスケジュールについて

【参考】今般の新たに講じる「市場統合措置」の全体像

（出所）第66回大量導入小委（2024年8月7日）資料3

- **再エネ最大導入（kWhベース）**を図るため、以下①②を組み合わせ、**FIP制度への更なる移行を促していく。**
  - ① **FIT電源とFIP電源の間の公平性を確保**するため、**優先給電ルールにおける出力制御の順番**を、**早ければ2026年度中から、FIT電源→FIP電源の順とする**こととしてはどうか。
  - ② 将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましいが、**まずは一定の電源**（FIT/FIP全体の**約25%**（※１））**がFIP電源に移行するまでの間**、集中的に、**FIP電源に係る蓄電池の活用や発電予測などへの支援を強化**（※２）し、FIP電源への移行を集中的に後押しすることとしてはどうか。

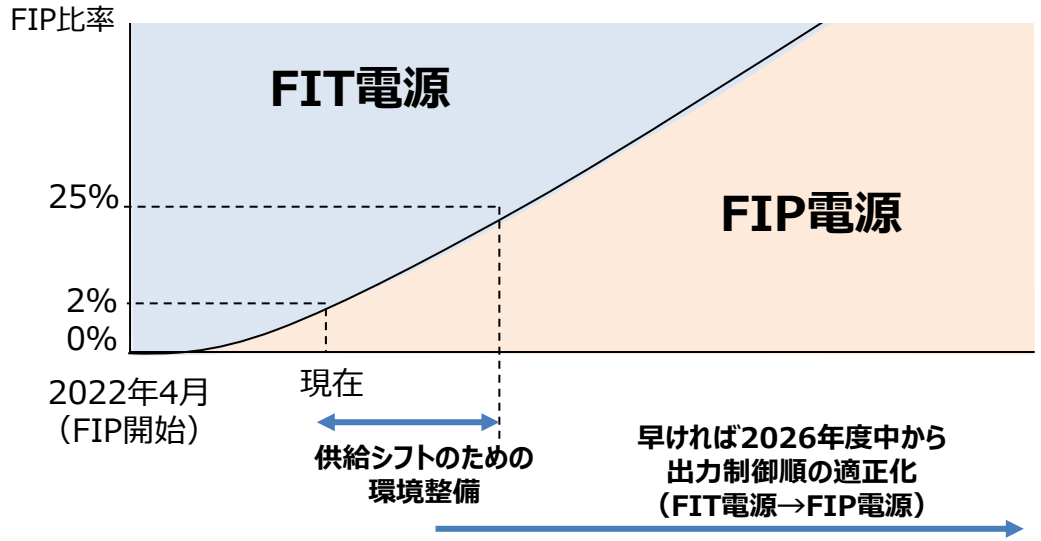
（※１）FIT移行状況や出力制御の状況を踏まえ、施策効果の検証、目標の更なる引上げ等を不断に検討していく。
（※２）①の措置によりFIT電源の出力制御率が増加する（再エネ買取量が減少する）ことに伴う国民負担減少分の範囲内で、バランシングコストの更なる増額等を検討する。

- これにより、**FIP電源（太陽光・風力）**は、**当面、出力制御の対象とならない**（※３）。他方、**FIT電源の出力制御確率は増加**することとなる。なお、出力制御の順番変更に伴う出力制御の運用や公平性の考え方、システム改修等のスケジュールの詳細は、**系統ワーキンググループで議論**してはどうか。

（※３）ただし、余剰が特に大きい日や制御回数が多いエリアでは、FIT電源に対する制御の後、FIP電源が制御される。

①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水・蓄電池の活用
②他地域への送電（連系線）
③バイオマスの出力制御
④太陽光、風力の出力制御
⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御
※出力制御が技術的に困難

③④それぞれのカテゴリでFIT電源→FIP電源の順とする。



【参考】FIT制度とFIP制度（電源の性質と公平性）

（出所）第66回大量導入小委（2024年8月7日）資料3

- FIT制度とFIP制度の電源の性質を比較すると、FIP電源は、**事業者の収入が電力市場価格に連動**することなどで、**電力市場の需給バランスに応じた電力供給が促される**ため、**通常の時間帯において、需給バランスへの貢献の度合いが高い**。
- また、FIP電源は、**エリアで出力制御が発生している**（＝市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯）ものの、**自らは出力制御指令対象とならない場合**に、**当該時間帯にプレミアムが交付されない仕組み**となっており、この点においても、**需給バランスへの貢献の度合いが高い**。
- このような電源の性質に起因した相違が存在する中で、**需給バランスの貢献という点において、FIT電源とFIP電源の公平性を確保**していくことが重要である。

	通常の時間帯	出力制御時間帯	
		自らが出力制御指令対象となる時間	指令対象とならない時間
FIT電源	―	◎ 〔 当該電源の稼働停止 〕	―
FIP電源	◎ （事業者の収入が電力市場価格に連動 発電計画の策定と予測誤差への対応 季節間の電力需給時期の調整）	◎ 〔 当該電源の稼働停止 〕	◎ （市場価格0.01円/kWh かつ、プレミアム交付なし →供給シフトのインセンティブ）

①非FIT/非FIP電源の取扱い等について

- **FIT・FIP以外の電源（非FIT/非FIP電源）**については、**自ら発電計画を策定し、予測誤差に対応しながら、需給に応じた発電を行っている電源**であることから、**需給バランスへの貢献の度合いを踏まえて、FIP電源と同じカテゴリで扱ってはどうか**。
- 具体的には、**以下の順序に優先給電ルールを変更してはどうか（変更箇所は赤字）**。

出力制御等を行う順番

0　一般送配電事業者が調整力として予め確保した発電設備及び蓄電設備の出力抑制、揚水発電設備の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電

1　一般送配電事業者が調整力として予め確保していない火力等の発電設備（バイオマス混焼含む）及び蓄電設備の出力抑制、揚水発電設備の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電

2　長周期広域周波数調整（連系線を活用した他地域への送電）

3　バイオマス専焼の抑制（FIT）

3’　バイオマス専焼の抑制（FIP・非FIT/非FIP）

4　地域資源バイオマスの抑制（FIT）

4’　地域資源バイオマスの抑制（FIP・非FIT/非FIP）

5　自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御（FIT）

5’　自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御（FIP・非FIT/非FIP）

6　業務規程第111条（電力広域運営推進機関）に基づく措置

7　長期固定電源（原子力、水力、地熱）の抑制

②出力制御上限の超過可能性に伴う制御量の確保

- 再エネの出力制御はルールの上限※を超えないように制御されているが、上限を超過するおそれがある場合、上限のある電源を計画段階で予め割り当てる等で制御量不足を防いでいる。

  ※ 旧ルール年間30日、新ルール360時間（太陽光）・720時間（風力）

- **<u>FIP電源の順番を変更したとしても、この対応は引き続き行われる</u>**。

  ※旧ルール(FIT)については、現行通り30日を超過しない範囲で最大限活用し、30日超過の可能性が見込まれる場合には、FIPを先に制御する。なお、10kW未満のFIT事業者については、当面は制御対象外とする。

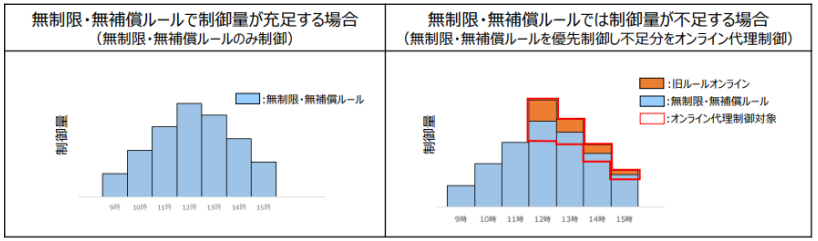
  ※なお、下げ代不足融通指示の要請が見込まれる断面では、当然に上限のある電源も制御することが想定される。

【出力制御上限を超過する可能性がある場合の運用例】

3．旧ルール事業者さまの制御機会を最大限活用する運用方法 9

- 九州エリアにおいて2022年12月以降、オンライン代理制御を導入。**【ベース運用】**
  各事業者さま間の公平性を確保しつつ、旧ルール事業者さまの出力制御機会30回を最大限活用※する運用を行っている。（※「出力制御の公平性の確保に係る指針」に明記）
- しかし、2023年度において、日射量増加等により**<u>旧ルール事業者さまの制御回数が30回を超過する可能性が生じたため、無制限・無補償ルール事業者さまの制御を優先する運用</u>**に9月から切替。**【調整運用】**　（8/3第47回系統WGにおいて説明済み）
- また、2月以降、必要制御量に対し無制限・無補償ルール事業者さまだけでは制御量が不足する場合の運用を一部見直し。（下記イメージ図参照）
- 今後、**<u>基本はベース運用</u>**とするが、運用実績等を踏まえた年度見通しの変動により30回を超過する可能性がある場合は、**<u>年度途中で調整運用に柔軟に切替え</u>**最適運用を行う。

〔2月以降の調整運用方法イメージ〕

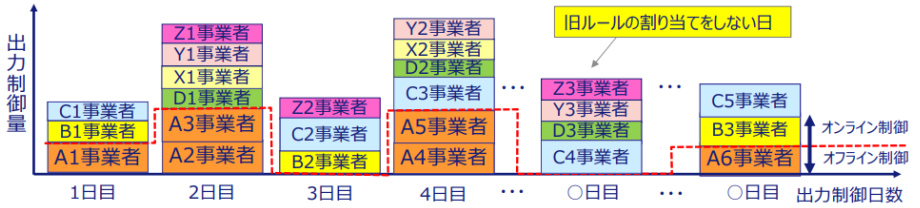


3．出力制御対象者選定の考え方 9

<年間計画において、事業者の出力制御が30日を超過し、360時間・720時間を超過しない見込みの場合>

- オフラインまたは、オンライン各事業者の出力制御が30日を超過し、360時間・720時間を超過しない見込みの場合は、以下のとおり出力制御を行う。
  - ✓ 年間計画段階において旧ルール事業者の出力制御を30日まで先に割り当てた上で、更なる余剰に対して新ルールおよび無制限・無補償ルール事業者を割り当てる。
  - ✓ オフライン太陽光（A）は前日指示の時間帯に停止、オンライン太陽光（B、C、D）は必要な時間、停止とする。（制御方法の取扱い分類毎に順番に停止）
  - ✓ 風力（X、Y、Z）の出力制御は、オンライン太陽光と同様、必要な時間、停止とする。（制御方法の取扱い分類毎に順番に停止）
  - ✓ 各ルールのオフライン事業者間、オンライン事業者間で出力制御回数が公平となるように順番に制御する。（オンライン事業者とオフライン事業者間の制御回数調整は行わない）

A：旧ルール太陽光（30日、オフライン）
B：旧ルール太陽光（30日、オンライン）
C：新ルール太陽光（360時間、オンライン）
D：無制限・無補償ルール太陽光（無制限、オンライン）
X：旧ルール風力（720時間、オンライン）
Y：新ルール風力（720時間、オンライン）
Z：無制限・無補償ルール風力（無制限、オンライン）



（出所）系統WG（第50回参考資料2）、中国電力NW HP

③出力制御の公平性について

- 現状、自然変動電源（太陽光・風力）については、同一出力制御ルール内の出力制御機会、出力制御ルール間の出力制御機会が公平になるように制御が行われている。
- 今回の順番変更にともない、旧ルール（FIT）、新ルール（FIT）、無制限無補償ルール（FIT）、無制限無補償ルール（FIP・非FIT/非FIP）の４つのルールに分かれる。
- FIP電源・非FIT/非FIP電源については、FIT電源の後に制御されるが、その出力制御の公平性について、次のとおり整理してはどうか。

①同一出力制御ルール内での公平性

無制限無補償ルール（FIP・非FIT/非FIP）内での制御指示が均等（差が１日以内）となるようにする。

②出力制御ルール間の公平性

無制限無補償ルール（FIP・非FIT/非FIP）は、他のルール（FIT）の出力制御を可能な限り行った上で、出力制御を行うこととする。FIP・非FIT/非FIP電源は、電源の性質として需給バランスへの貢献の度合いが高い（p.23参照）ため、**FIP・非FIT/非FIP電源の制御回数がFIT電源より少なくても、公平性に反するものではなく、むしろ電源間の公平性をより高めるものである**。

（※）なお、日数制御及び時間制御の上限を超過するおそれがある場合は、上限のある電源を計画段階で予め割り当てる等で制御量不足を防いでいる。そのため、①結果として上限まで制御が行われない場合がある。②また、期中では上限に十分余裕があるように見える場合でも、当該電源が出力制御されることがある。こうした運用については、現行制度を変更するものではなく、公平性に反するものではない。

【参考】出力制御の公平性の確保に係る指針（抜粋）

１．出力制御の機会の公平性の考え方について
（１）基本となる出力制御の機会の公平性の考え方
出力制御の上限について、年間30日（日数制御）、年間360時間又は年間720時間（部分制御換算時間）、無制限・無補償の出力制御のルールが規定されているが、同一のルールで接続する再エネ発電事業者は、均等に出力制御を行うようにする必要がある。そのため、出力制御を行うにあたっては、同一ルール内の公平性確保の観点から、必要に応じて各ルールの事業者毎にグループ分けを行った上で、年度単位で出力制御の機会が均等となるように順番に出力制御を実施する。（略）

（２）各出力制御ルールの下で接続する再エネ発電事業者間の公平性等の考え方
各ルールの下で接続する再エネ発電事業者間の公平性は下記を基本とすることとする。
① 日数制御が適用される再エネ発電事業者、時間制御が適用される再エネ発電事業者 及び無制限・無補償の出力制御が適用される再エネ発電事業者間の公平性の観点から 全体の出力制御量がそれぞれの出力制御の上限（年間30日（日数制御）、360時間又は720時間（部分制御換算時間））に達すると見込まれるまでの間は、再エネ特措法施行規則第14条第2項の規定に基づき、一般送配電事業者は、予め定められた手続に沿って、全ての再エネ発電事業者に対して公平に出力制御を行うことを原則とする。ただし各出力制御ルール間において、再エネ全体の出力制御量低減の観点から、オンライン制御事業者の制御機会がオフライン制御事業者より少ない場合であっても、公平性に反することにはならないものとする。（略）

② 無制限・無補償の出力制御が適用される再エネ発電事業者に対して年間30日等の上限を超えて出力制御を行う場合には、公平性の観点から、日数制御及び時間制御が適用される再エネ発電事業者に可能な限り上限まで出力制御を行うこととする。ただし、出力制御量確保の必要性から、日数制御及び時間制御が適用される再エネ発電事業者は、上限まで出力制御を行わない場合があっても、公平性に反することにはならないものとする。

④見直しに伴う出力制御量の変化の簡易的試算

- 今般の見直しに伴う出力制御量の変化を**簡易的にシミュレーション**すると、以下の結果となる。ただし、あくまでも一定の仮定を置いた簡易的なシミュレーションであり、**個別のエリアの状況等により、出力制御量の変化の仕方は異なる**点に注意が必要である。
- その上で、事業の予見可能性を高めるため、**今後の出力制御の長期見通し**は、**今般の優先給電ルールの見直しを踏まえた形で算定する方向で検討する**こととしてはどうか。

【制度見直し後のFIT電源の出力制御率（簡易的シミュレーション）】

FIP比率 ＼ 現行制度の場合のFIT電源の出力制御率（仮定）	2.0%	4.0%	6.0%	8.0%	10.0%	12.0%	14.0%	16.0%	18.0%	20.0%
5%	2.1%	4.2%	6.3%	8.4%	10.5%	12.6%	14.7%	16.8%	18.9%	21.1%
10%	2.2%	4.4%	6.7%	8.9%	11.1%	13.3%	15.6%	17.8%	20.0%	22.2%
15%	2.4%	4.7%	7.1%	9.4%	11.8%	14.1%	16.5%	18.8%	21.2%	23.5%
20%	2.5%	5.0%	7.5%	10.0%	12.5%	15.0%	17.5%	20.0%	22.5%	25.0%
25%	2.7%	5.3%	8.0%	10.7%	13.3%	16.0%	18.7%	21.3%	24.0%	26.7%

例：FIP比率が25%となると、現行制度では20.0%の出力制御率が、26.7%に増加することとなる。

試算方法：簡易的なシミュレーションとして、FIT電源について、旧ルール・新ルール・無制限無補償ルールの区分があることは捨象し、単純にFIT制度→FIP制度の順番で出力制御が発生するとの前提で計算している。また、FIP電源の出力制御量相当分について、FIT電源全体で追加的に出力制御を受けるとの前提で計算している。これらの計算を算式で表すと、以下のとおり。

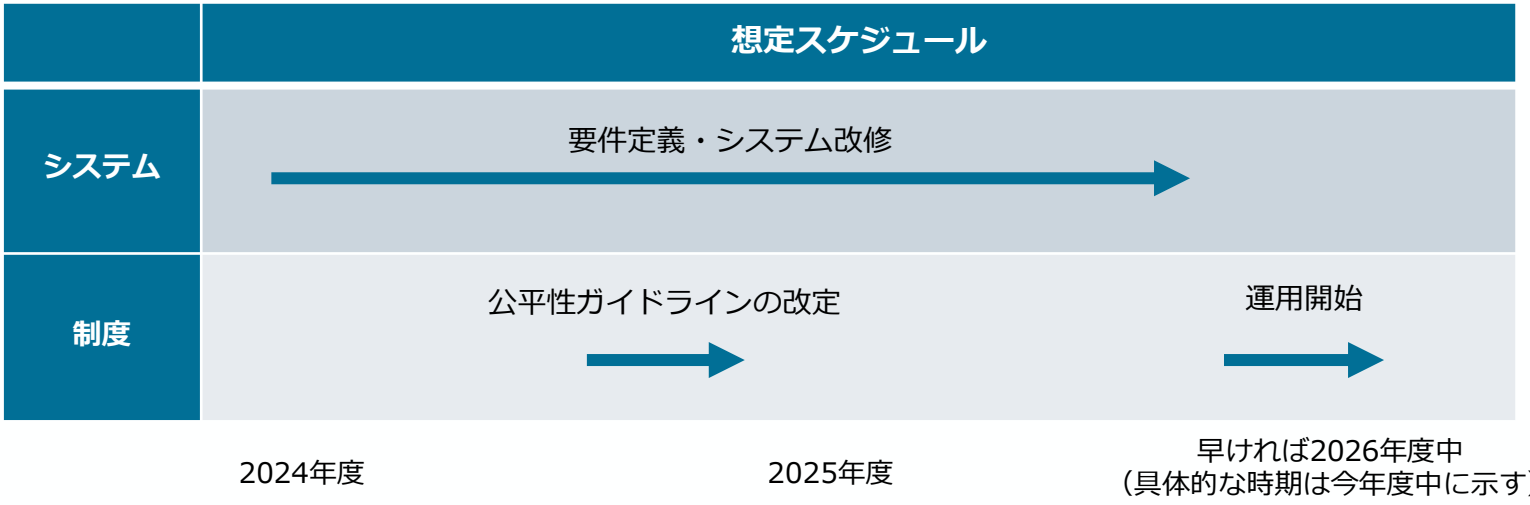
制度見直し後のFIT電源の出力制御率＝ｔ×（１÷（１－ａ））

ｔ：現行制度の場合のFIT電源の出力制御率　ａ：FIP比率

※なお、本試算ではFIP電源の供給シフトは反映していないが、供給シフトによって出力制御量が減ることも想定される。

⑤今後のスケジュールについて

- 優先給電ルールの順番変更については、**FIP制度の移行に向けた一定の準備期間を確保しつつ、速やかに措置する必要**があるが、**一般送配電事業者の制御システムの改修に一定程度の時間を要する**と考えられる。
- こうした中で、「早ければ2026年度中から」としている制度開始時期については、今後、一般送配電事業者において具体的な改修時期を算出した上で、具体的な時期を示してはどうか。
- また、優先給電ルールの順番変更に当たっては、「出力制御の公平性ガイドライン」の改定が必要となる。事業者の予見可能性を確保するため、**制度開始時期を待たずに今年度中に**、開始時期を明記した形で改定することとしてはどうか。



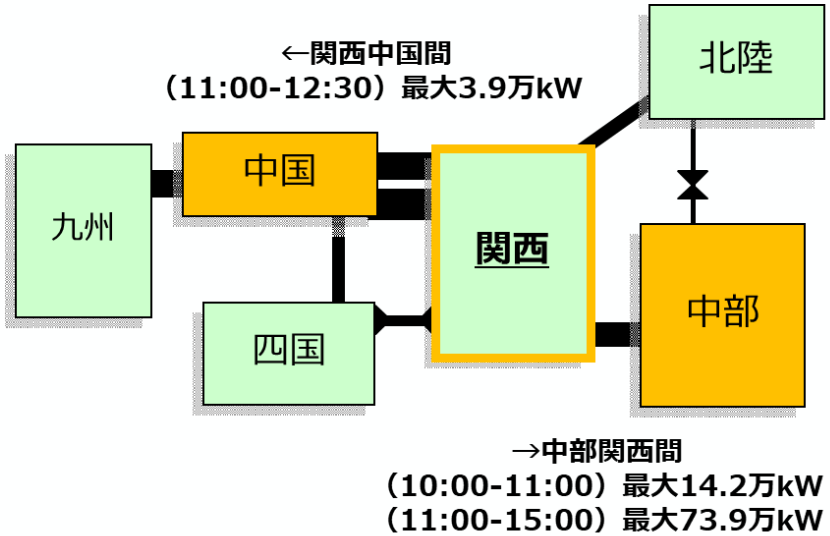
４．下げ代不足融通指示について

下げ代不足融通指示（６月関西エリア）

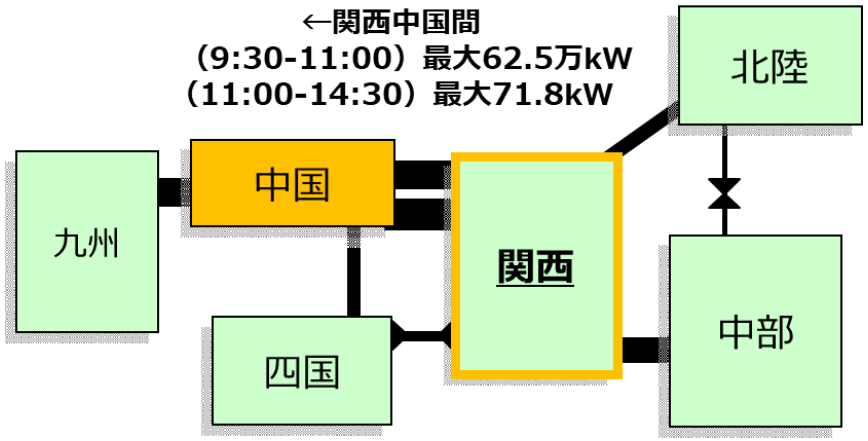
- 本年6月1日（土）、2日（日）の関西エリアにおいて、下げ代不足融通指示が行われた。昨年6月3日（土）に続き全国で２、３例目。
- 需要の増加や供給力の減少等もあったが、先日の降雨の影響により水力の出力が増加していたこと、揚水機のトラブル停止・補修期間延長等により、下げ代が不足し、融通指示要請に至ったもの。
- 当時は中西の全エリアで出力制御が行われており、中部エリアと中国エリアでは、再エネを追加制御することによって受電を行った。
- 今回は、昨年と異なり、再エネ出力制御の体制が整った中での下げ代不足融通指示であり、今後、他エリア含め、純粋な下げ代不足による融通指示が生じる可能性は大きく、対策が必要。

電力広域的運営推進機関による下げ代不足融通指示の実施状況

【2024年6月1日（土）】



【2024年6月2日（日）】



【参考】下げ代不足融通実施時の関西エリアの需給バランス（6月1日）

- 前週末と比較すると需要が増加したものの、水力・太陽光等の供給力が増加、揚水発電機のトラブル停止により下げ代が減少し、融通指示の要請に至った。

万kW

		①当日朝想定 (2024/5/26 6:00)	②当日朝想定 (2024/6/1 6:00)	差（②－①）	備　考
下げ代不足融通要請量の最大コマ		5/26（日） 11時30分～12時00分	6/1（土） 11時30分～12時00分		
①需要		1,245	1,321	+76	土日曜日差
供給力	原子力	656	655	▲1	
	調整電源	76	86	+10	
	非調整電源火力	40	78	+38	試運転、作業終了による運転台数増 他
	一般水力	84	176	+92	出水影響
	揚発（上げ調整力）	24	24	0	
	太陽光	460	500	+40	
	風力	7	6	▲1	
	バイオマス	42	42	0	
	連系線	151	140	▲11	
	平均誤差リスク	45	49	+4	
	②供給力 小計	1,585	1,756	+171	
③揚水ポンプ量		153	139	▲14	・作業等に伴う停止（▲25） ・非調整電源（+11）
④下げ調整余力（①＋③－②）		▲ 187	▲ 296	▲109	
⑤最大出力制御可能量		211	221	+10	
⑥下げ代不足融通までの余力（④+⑤）		**24**	**▲ 74**	▲98	**・下げ代不足融通　73.9万ｋW （中国NW、中部PG）**

【参考】下げ代不足融通実施時の関西エリアの需給バランス（6月２日）

- 前週末と比較すると原子力の作業停止、太陽光の減少があったものの、需要の減少や水力の増加、揚水発電機のトラブル停止等により下げ代が減少し、融通指示の要請に至った。

万kW

		①当日朝想定 (2024/5/26 6:00)	③当日朝想定 (2024/6/2 6:00)	差（②－①）	備　考
下げ代不足融通要請量の最大コマ		5/26（日） 11時30分～12時00分	6/2（日） 13時00分～13時30分		
①需要		1,245	1,189	▲56	
供給力	原子力	656	571	▲85	定期点検による運転台数減
	調整電源	76	79	+3	
	非調整電源火力	40	84	+44	試運転、作業終了による運転台数増　他
	一般水力	84	183	+99	出水影響
	揚発（上げ調整力）	24	24	0	
	太陽光	460	340	▲120	
	風力	7	2	▲5	
	バイオマス	42	42	0	
	連系線	151	147	▲4	長周期送電(▲2)
	平均誤差リスク	45	72	+27	
	②供給力 小計	1,585	1,544	▲41	
③揚水ポンプ量		153	129	▲24	・作業等に伴う停止（▲25）
④下げ調整余力（①＋③－②）		▲ 187	▲ 226	▲39	
⑤最大出力制御可能量		211	155	▲56	・太陽光出力差による制御可能量減
⑥下げ代不足融通までの余力（④+⑤）		**24**	**▲ 72**	▲96	**・下げ代不足融通　71.8万ｋW（中国NW）**

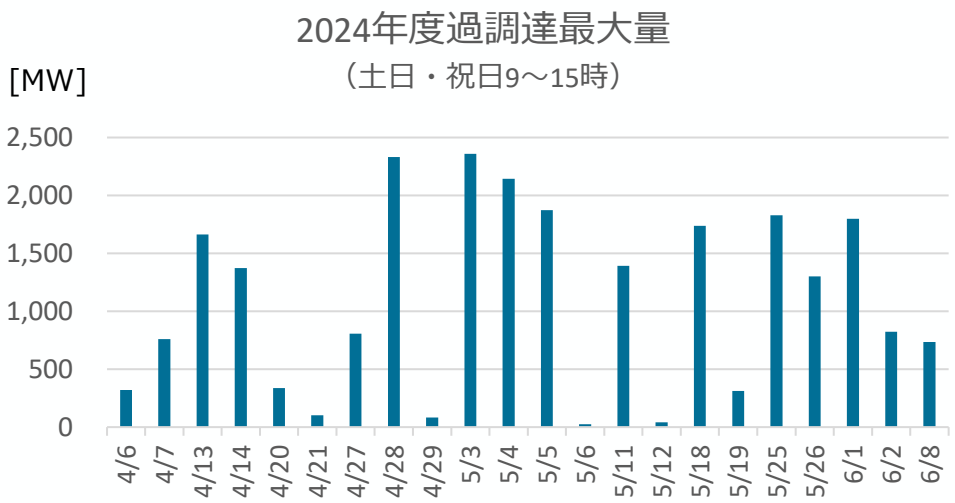
下げ代不足融通指示時の電力調達について

- 6月1日、2日については、時間前取引による連系線増加量は想定誤差範囲に収まっており、適切に対策がとられていたと考えられる一方で、引き続き過調達の状況は続いている。
- 出力制御が行われている時間帯は、余剰が生じている断面であり、基本的にインバランス料金は0円となるが、制御指示断面（想定）と実需給（実績）※では差が生じうることから、実際には系統不足が生じ、０円とならないこともある。

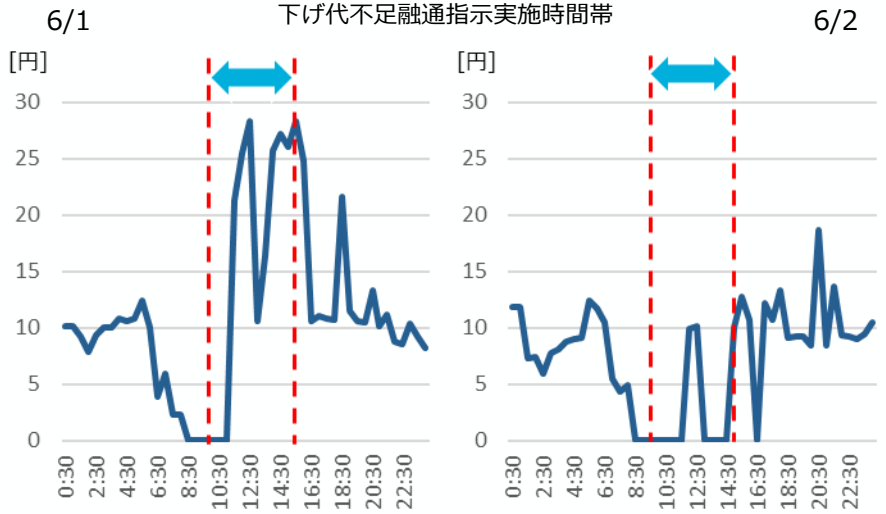
※広域需給調整システム（KJC）による広域運用調整力の調達時である実需給の11分前断面

- 計画値同時同量の順守を促すため、例えば、下げ代不足融通指示が行われている時間帯のインバランス料金について、０円とすることも考えられるのではないか。詳細については制度設計・監視専門会合で議論してはどうか。

【関西エリアの過調達状況】



【下げ代不足融通指示実施時の関西エリアのインバランス料金】



【参考】出力制御時のインバランス料金

太陽光等の出力抑制時のインバランス料金

- 太陽光・風力の出力抑制時のインバランス料金については、中間とりまとめにおいて以下のとおり整理した。
  - 太陽光等の出力抑制が行われているコマで系統余剰となった場合については、インバランス料金の算定に用いる調整力の限界的なkWh価格＝０円/kWhとする。
  - 系統余剰／系統不足の判断は、広域運用調整力の指令量に基づいて判断する。
- 今回、具体的な適用方法を検討し、以下のとおりとする。
  - 太陽光等の出力抑制が行われているコマで、系統余剰となった場合、出力抑制実施エリアを含む広域ブロック内のインバランス料金を0円/kWhとする。
  - 系統余剰/系統不足の判断は、広域需給調整システム（KJC）運用時の指令量に基づいて判断する。
  - 広域ブロックは、KJCの運用に基づく分断の判定により定義する。

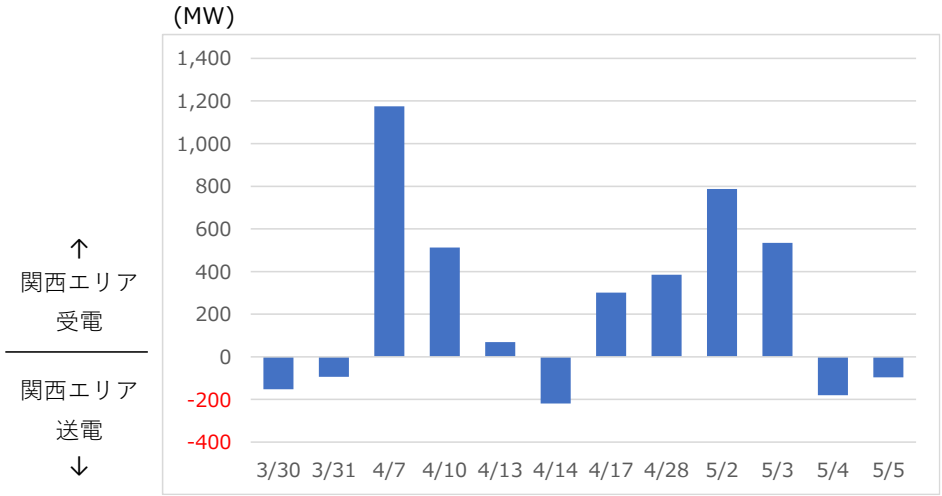
（出所）第48回制度設計専門会合　資料5（電力・ガス取引監視等委員会、2020年6月30日）

【参考】連系線を介した供給量の増減（時間前取引）

（出所）第51回 系統WG
（2024年5月24日）資料1

- 今春、関西エリアでも3月末から再エネの出力制御が実施されており、下げ代が厳しい状況が続いている。その中で、**時間前市場取引等の影響により、前日の計画と比較して連系線を通じた供給力が増加**し、**当日のエリア内の下げ代が不足する可能性**が生じた。
- この状況を受けて、関西エリアでは、**時間前取引による連系線増加リスクを想定誤差に織り込み、当日の下げ代不足に備える運用を行っている**。
- 時間前市場取引等の影響による連系線を通じた送電量の増減は、数字の多寡はあるものの、関西エリアのみならず、他のエリアでも見受けられ、**実績を踏まえながら、必要な対策が取られてきている。**

連系線を介した供給量増加実績（関西）



・2024/3/30～5/5のうち関西エリアで再エネ抑制を実施した日、コマは11:30～12:00
・連系線変動量は翌日計画の策定時点と最終更新時点との差を抽出（広域機関HPより）
・関西エリア受電がプラス、関西エリア送電がマイナス

時間前取引による潮流変化が当日指令の一因となった例（北海道）

4．10/8、13のオンライン自然変動電源の当日指令について　8

- 前日計画時点では、優先給電ルールに則った電源Ⅰ・Ⅱの出力抑制で、下げ調整力を確保できたいたため、電源Ⅲ抑制、長周期広域周波数調整の申込、バイオマス電源抑制、自然変動電源の抑制は不要と判断。
- 当日段階で、太陽光出力・風力出力の上振れ、時間前取引による連系線の送電量の減少等から、下げ調整力が不足し、当日指令にて自然変動電源の出力抑制を実施。
- 当日指令のため、前日指示の必要な電源Ⅲ抑制、長周期広域周波数調整、バイオマス抑制を行えず、やむを得ずオンライン自然変動電源の抑制を実施。
- 北海道エリアにおいては2022年度に当日指令が2回あったことから、**時間前取引による連系線潮流の変化についても想定誤差に織り込むこととしていたが、今回の変化量は想定を超えていた。**

※引き続き、太陽光・風力出力予測および時間前潮流の想定について精度向上検討を要請

（出所）北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果（2023年10月抑制分）（電力広域的運営推進機関）

【参考】連系線を介した供給量の増減（時間前取引）

（出所）第51回 系統WG
（2024年5月24日）資料1

- 電気に余剰が発生している断面では、優先給電ルールにより、各電源の抑制が行われるが、時間前市場において最終的な需給調整が行われており、**ゲートクローズ（実需給１時間前）までは、BG内で電源の差替えを含めた調整が行われている**。
- その結果、再エネ出力制御が起きるようなスポット価格が0.01円/kWhとなっている時間帯においても、**時間前取引において電源の差替え等が行われ、最終的な連系線潮流が計画値より増加する可能性**がある。
- これは、各発電・小売りBGが計画値同時同量を守ることを前提に、メリットオーダーにより全国大で電気を売買することによるもの。この結果、広域的に供給コストの低減も図られ、かつ、ゲートクローズ以降に余剰となる可能性のある電気が市場を通して引き取られることを期待するものであるが、**エリアを跨いだ調達が行われる**ことにより、**一エリアでのバランスを見た際には、前日想定から差が生じうる**ものと考えられる。
- 前日の計画と当日断面で、連系線を介した供給力に大きな差が生じることは、**過剰な出力制御や下げ代不足の原因となるなど、系統を安定的に運用する観点から課題**となる。
- このため、引き続き、**想定誤差への織り込みによる予測精度の向上等の対策**が必要。

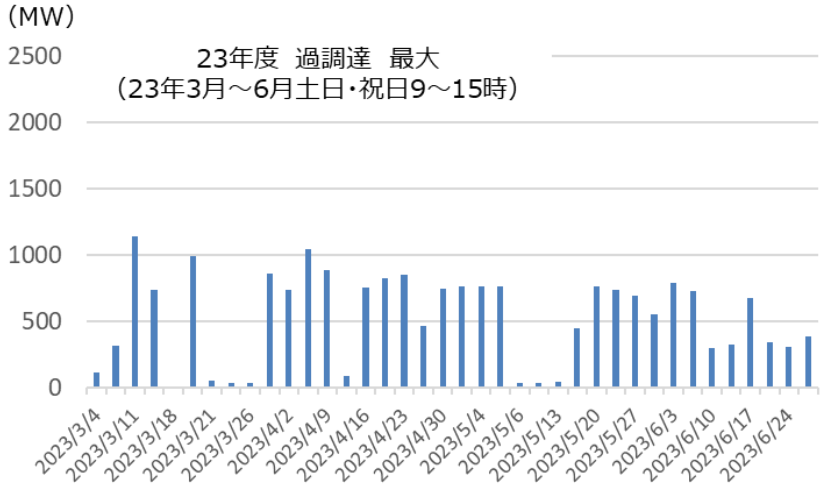
【参考】連系線を介した供給量の増減（過調達）

（出所）第51回 系統WG
（2024年5月24日）資料1

- **小売事業者の過調達**は、需要以上の供給力がエリア外から調達されることにより、**前日指令時点で過剰に下げ代を確保しなければならないことにつながる**。
- このため、計画時同時同量遵守の観点から、各一送は小売事業者に対し、**適切な需要予測・調達計画についてメールや架電で対応を依頼**している。また、**広域機関より過調達の多い小売事業者に対して注意喚起を実施**している。
- 一方で、足元でも過調達は続いており、要因として、特に電気に余剰が発生している断面では、価格の低下により**相対契約により調達した電気を、スポット・時間前市場で売り約定できない**こと等が挙げられる。
- 小売事業者からは、過調達が出ないよう市場応札を行うが、これ以上の対応には限界があるとの声もある中、**適切な下げ代を確保していく必要**がある。

＜過調達量の推移（関西エリアの例）＞

（出所）関西電力送配電



下げ代不足融通指示（公平性の考え方）

- 広域機関による融通指示が行われた場合は、業務規程（第114条）に基づき、まずは受電区域が隣接するエリアが優先され、次に受電可能量の充足度・大小を踏まえ、システム上で自動的に組み合わせが行われる。
- 一方で、今後、特定エリアで下げ代不足融通指示が続いた場合、**一部のエリアに受電量が偏るおそれ**がある。
- エリア間の再エネ事業者の公平性の観点から、隣接優先ではなく、**全国大での均等配分（受電可能量申し出量按分）も考えられる**。実施頻度や送電ロス、システム改修の必要性等も踏まえつつ、**下げ代不足融通指示時の受電量算定方法について検討**してはどうか。

業務規程（電力広域的運営推進機関）

（下げ代不足又は下げ代不足のおそれが認められる場合の指示の手順）
第１１４条
（略）
四 本機関は、前号の規定により一般送配電事業者たる会員から通知を受けた受電可能量を踏まえ、次のアからオまでの順位により、電気の供給を受ける指示の対象とする一般送配電事業者たる会員並びに当該会員が電気の供給を受ける期間、量及び送電経路を決定する。

ア 希望連系線を経由して電気の供給を行うことができるもの
イ 振替供給に際して、経由する一般送配電事業者たる会員の供給区域の数が少ないもの
ウ 下げ代不足一般送配電事業者が必要な電気の供給を行う期間をより多く充足するもの
エ 下げ代不足一般送配電事業者が必要な電気の供給を行う量をより多く充足するもの
オ 電気の供給を受ける一般送配電事業者たる会員の供給区域の系統容量の大きいもの

５．再エネ出力制御に関する取組と課題について

出力制御対策パッケージ

- 2023年12月に取りまとめた**出力制御の抑制に向けた新たな対策パッケージ**では、
  - **需要面**での対策により、出力制御時間帯の**需要家の行動変容・再エネ利用を促しつつ**、
  - **供給面**での対策により、**再エネが優先的に活用される仕組みを措置**するとともに、
  - **系統増強**等により、**再エネ導入拡大・レジリエンス強化の環境を整備**するなど、**切れ目のない対策**を講じることとしている。
- その際、太陽光等の更なる導入拡大を見据え、**中長期的な観点から、特に需要面の対策に重点**を置き、家庭・産業それぞれの分野で**予算措置と制度的措置を一体的に講じる**ことにより、**供給に合わせた需要の創出・シフト**を図っていく。

【具体的な対策】

１．需要面での対策

①需要側のリソースの活用に向けた消費者の行動変容の促進（電気料金メニューの多様化等）
②家庭用蓄電池・ヒートポンプ給湯機の導入を通じた需要の創出・シフト
③機器のDR Ready化（通信制御機器の設置）
④電炉等の電力多消費産業におけるDRの推進
⑤電力の供給構造の変化に合わせた電力多消費産業の立地誘導・需要構造の転換
⑥系統用：蓄電池、再エネ併設蓄電池、水電解装置の導入を通じた需要の創出・シフト
⑦事業者用：蓄電池の導入や、事業者所有設備への通信制御機器の設置の支援等

２．供給面での対策

①再エネ発電設備のオンライン化の更なる推進等　　②新設火力発電の最低出力引下げ(50%→30%) 等
③出力制御時の他エリアでの非調整電源の出力引下げ　　④火力等発電設備の運用高度化
⑤水力発電を活用した出力制御量の抑制
⑥電力市場の需給状況に応じた再エネの供給を促すFIP制度の更なる活用促進

３．系統増強等

①連系線の運用見直し等による域外送電量の拡大　　②地域間連系線の更なる増強による域外送電量の拡大

４．電力市場構造における対応（中長期的な検討課題）

◆価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

【取組①】長周期広域周波数調整時の非調整電源の出力引下げ

- 第46回系統ワーキンググループ（2023年5月29日）において、**長周期広域周波数調整時に受電側エリアの非調整電源**についても、燃料費を抑制しつつ再エネを最大限活用する観点から**出力を引き下げる**こととした。これを受けて、広域機関において、送配電等業務指針の2025年4月改正に向けた対応が行われる予定。
- 現在、一般送配電事業者において、対象事業者と契約見直し等の協議を進めており、**資源エネルギー庁からも事業者に対し、協力依頼文書を発出**した。

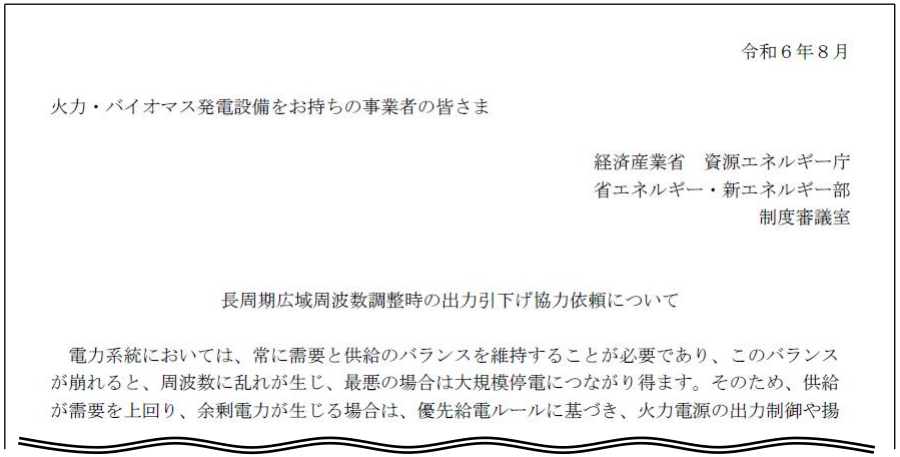
【出力制御対策パッケージ抜粋】

具体的措置（供給対策②）

③出力制御時の他エリアでの非調整電源※の出力引下げ ※一般送配電事業者からオンラインで調整できない電源

- 長周期周波数調整時に受電側エリアにおいて、燃料費を抑制しつつ再エネを最大限活用する観点から、調整電源だけでなく、非調整電源も含めて出力を引下げ。
- 一般送配電事業者が主体となって、精算方法や運用の詳細について必要な検討を行った上で、2024年度中を目指して事業者間の契約の見直しを行う。
- 資源エネルギー庁から大規模な発電事業者に対して、先行して出力引下げ協力を依頼済み。

【依頼文書抜粋】



令和６年８月

火力・バイオマス発電設備をお持ちの事業者の皆さま

経済産業省　資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
制度審議室

長周期広域周波数調整時の出力引下げ協力依頼について

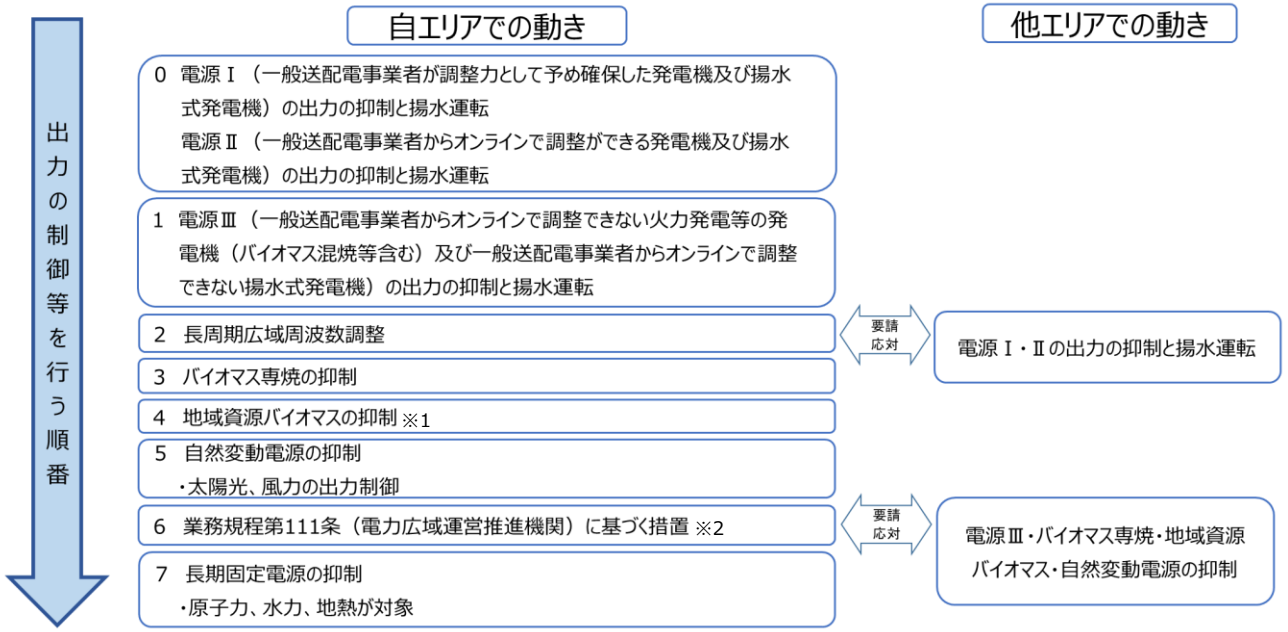
電力系統においては、常に需要と供給のバランスを維持することが必要であり、このバランスが崩れると、周波数に乱れが生じ、最悪の場合は大規模停電につながり得ます。そのため、供給が需要を上回り、余剰電力が生じる場合は、優先給電ルールに基づき、火力電源の出力制御や揚

【参考】広域的な出力制御の運用

（出所）第46回 系統WG（2023年5月29日）資料1

- 電力システム改革以降、スポット市場や需給調整市場等において広域的に電力の取引が行われ、**日々の需給管理においても、エリアを越えた広域予備率**が用いられている。
- こうした中で、再エネの出力制御の低減に向けて、一般送配電事業者間で余剰電力の送受電が行われる際、**受電可能量を増やすため、受電エリアにおいて火力等の出力を引き下げることは、燃料費を抑制しつつ、再エネを最大限活用する上で有効**である。
- このため、**再エネの出力制御においても、広域的な運用を進める**こととし、地域間連系線の最大活用に向けて、**あるエリアで供給が需要を上回ると見込まれる場合は、他エリアにおいても、火力等の出力を引き下げることを基本**としてはどうか。

現時点における出力の制御等を行う順番について



※1：燃料貯蔵の困難性、技術的制約などにより出力の抑制が困難な場合（緊急時は除く）は抑制対象外
※2：電力広域的運営推進機関の指示による融通

【参考】下げ調整力不足時の他エリアの電源の出力引下げ

- **電力の供給が需要を上回ると見込まれる場合**、優先給電ルールに基づき、まず、**あらかじめ一般送配電事業者が確保した調整電源（電源Ⅰ、Ⅱ）**、次に、**一般送配電事業者からオンライン指令できない非調整電源（電源Ⅲ）の出力が引き下げ**られる。
- それでもなお、**供給余剰が見込まれるときは（＝下げ調整力不足）**、**電力広域機関を通じ、他エリアに受電を依頼（＝長周期広域周波数調整）**することとなる。
- この場合、受電エリアにおいては、従来、調整電源の出力の制御にとどまり、非調整電源の出力の制御は行ってこなかったが、燃料費を抑制しつつ、再エネを最大限活用する観点から、**今後は、受電エリアの非調整電源についても出力を引き下げる**こととしてはどうか。
- そのためには、**事業者間の契約（運用申合せ書）を見直す**とともに、**エリア間の精算単価に差がある場合の一般送配電事業者間の精算方法についても検討が必要**となる。
- このため、**一般送配電事業者が主体となって、精算方法や運用の詳細について必要な検討を行った上で、2024年度中を目指して契約の見直しを行う**こととしてはどうか。
- また、再エネの出力制御の低減が喫緊の課題であることに鑑み、**特に大規模な発電事業者に対しては、契約の見直しを待たず、他エリアの出力制御時には出力を引き下げるよう、協力を求めていく**こととしてはどうか。

【参考】長周期広域周波数調整を受電する際の考え方の見直し

- 長周期広域周波数調整により他エリアの余剰供給力を受電する場合、これまでは各エリアにて揚水1台故障リスクを織り込み受電可能量を算定してきた。
- 一方、同期系統内で同時に揚水2台故障となる事は稀頻度であることから、一般送配電事業者における取り組みとして、2023年GWから各エリアではなく同期系統内（東北・東京エリア、中西エリア）で揚水１台故障リスクを織り込むことで、再エネの出力制御量を低減している。

【自エリアにおける優先給電ルールに基づく制御】

2. 出力の抑制等を行う順番（1） 2

出力の抑制等を行う順番

0 電源Ⅰ（一般送配電事業者が調整力として予め確保した発電機及び揚水式発電機）の出力の抑制と揚水運転
電源Ⅱ（一般送配電事業者からオンラインで調整ができる発電機及び揚水式発電機）の出力の抑制と揚水運転

1 電源Ⅲ（一般送配電事業者からオンラインで調整できない火力電源等の発電機（バイオマス混焼等含む）及び一般送配電事業者からオンラインで調整できない揚水式発電機）の出力の抑制と揚水運転

2 長周期広域周波数調整

3 バイオマス専焼の抑制

4 地域資源バイオマスの抑制※1

5 自然変動電源の抑制
・太陽光、風力の出力制御

6 業務規程第111条（電力広域的運営推進機関）に基づく措置※2

7 長期固定電源の抑制
・原子力、水力、地熱が対象

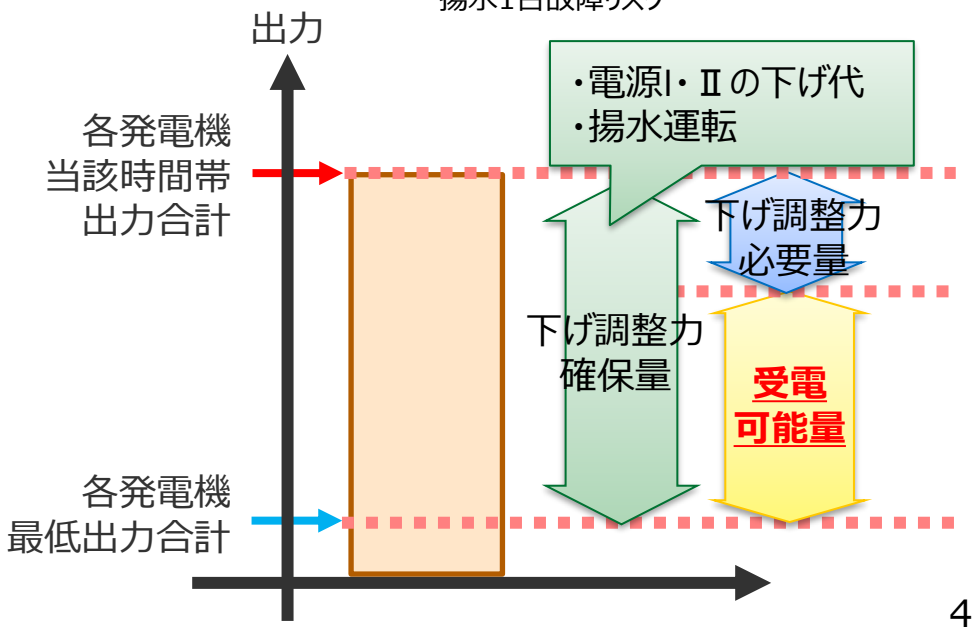
※1：燃料貯蔵の困難性、技術的制約等により出力の抑制が困難な場合（緊急時は除く）は抑制対象外
※2：電力広域的運営推進機関の指示による融通

電力広域的運営推進機関 送配電等業務指針
（下げ調整力の活用）第173条、（下げ調整力が不足する場合の措置）第174条、（出力抑制又は揚水運転の実施に係る事前協議）第175条

【長周期広域周波数調整の受電時における取り組み】

受電可能量＝下げ調整力確保量 － 下げ調整力必要量※

※時間内変動＋予測誤差＋同期系統内における揚水1台故障リスク



【取組②】域外送電量の拡大（再エネ電制電源拡大）

- 再エネ域外送電量拡大のため、九州送配電では再エネ発電設備への電制装置設置を進めている（令和5年度補正予算事業）。今般、**設置先候補としていたすべての大規模再エネ発電事業者が参画**することとなった。
- 設置事業者は、保全等の経費を一部負担いただくが、設置により**九州エリア全体の再エネ出力制御量の低減が実現**するもの。**太陽光発電協会（JEPA）をはじめ、再エネ発電事業者の協力により再エネ最大導入の取組が進展していることは評価されるべき**ものである。
- なお、電制装置設置事業者（太陽光）は、原則※、電制効果を高めるため出力制御の実制御対象とはせず、オンライン代理制御のスキームを用いて精算で対応する。工期の関係で電制装置の本格稼働はR8年度となる見込み。 ※関門連系線の運用容量が最大限活用されない場合に出力制御を行うこともある。

設置予定発電所

発電所	設備容量（MW）	種別
北九州響灘洋上ウインドファーム（西部）	160	風力
鹿屋大崎ソーラーヒルズ太陽光発電所	76	太陽光
鹿児島七ツ島メガソーラー発電所	70	太陽光
パシフィコ・エナジー細江メガソーラー発電所	63	太陽光
大分ソーラーパワー	61	太陽光
北九州響灘洋上ウインドファーム（東部）	60	風力
延岡門川メガソーラーパーク	42	太陽光

精算区分（九州エリア）

①旧ルール10kW以上500kW未満のオフライン発電所
②旧ルール500kW以上のオフライン発電所
③オンライン発電所
④電制装置付発電所

※ オンライン代理制御のスキームでは、実制御を伴わなかったオフライン発電所（①②）は、オンライン発電所と比較して出力制御時間帯が長くなることから、出力制御量の補正を行うが、電制装置付発電所（④）はオンライン発電所であるため、補正を行わない。
※ 風力はオンライン代理制御の対象外であるため、運用容量に影響しないように実制御で対応する。

【参考】系統面：域外送電量の拡大（再エネ電制電源拡大）

（出所）第51回 系統WG
（2024年5月24日）資料1

- 再エネ出力制御の抑制に資する再エネ電源制限装置の設置事業について、これまで、太陽光発電事業者（設置候補発電所）に対しては、太陽光発電協会（JPEA）の協力も得ながら、設置に向けた調整を行ってきた。その結果、**風力発電事業者及び一部太陽光発電事業者とは事業参画について概ね合意ができ、電制装置設置に向けた取組を進めている**。
- 一方で、一部の事業者は、関係者との調整難航等の理由により、設置に向けて前向きに回答をいただくものの、事業参画に関する覚書の締結までは至っていない。
- 工期等の関係から、期限内に**締結ができない事業者は事業参画を見送らざるを得ず、出力制御抑制量の低減効果が限られるおそれ**があるため、**未参画の発電事業者の公表等も含めた対応を行って**いく。

設置候補発電所（太陽光・風力）

エリア	発電所	設備容量(MW)	光ケーブル新設距離（km）	電制対象候補
北九州	A	160	2	○
鹿児島	B	76	35	○
鹿児島	C	70	3	○
宮　崎	D	65	40以上	
宮　崎	E	63	9	○
大　分	F	61	10	○
北九州	G	60	2	○
熊　本	H	50	40以上	
大　分	I	44	40以上	
宮　崎	J	42	16	○

※光ケーブル新設距離が40km以上の発電所は、費用と工期から候補から除外

再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた電源制御装置の開発及び効率的な運用に関する技術開発事業

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
制度審議室

令和５年度補正予算額 20億円

事業の内容

事業目的

再生可能エネルギー出力制御の抑制に向けて、電源制限（連系線事故時に即時に発電を止められる電源）の対象となる太陽光・風力発電所を拡大し、効率的に運用するためのシステムを構築する。

これにより、地域間連系線を通る再エネ量を増加させ、再エネの有効活用を図ることを目的とする。

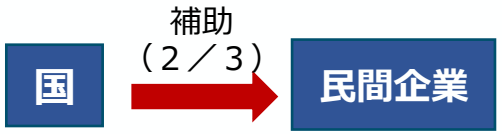
事業概要

電制対象の対象となる再エネ発電設備を拡大する（太陽光発電所：30万kW程度、洋上風力発電所：20万kW程度）

具体的には、以下の装置の設置・システム改造を行う。

①中央変電所への保護装置等の設置、システム改造
②変電所への保護装置等の設置
③発電所への保護装置等の設置

事業スキーム（対象者、対象行為、補助率等）



※地域間連系線を通じたエリア外への再エネ送電量が多く見込まれるエリアに存する事業者に対して補助を行う。

成果目標

電制電源の対象となる再エネ発電設備の拡大により、短期的に、近年増加傾向である再エネの出力制御の最大限の低減を目指す。中長期的には、地域間連系線の整備と合わせて、再エネ電気の更なる効率的・経済的な利用・電力のレジリエンスの強化を目指す。

【取組③】出力制御の抑制につながる電気料金割引サービス等（低圧）の例

	会社名	概　要
ポイント付与（需要シフト）	東京電力EP	エコ・省エネチャレンジ
	中部電力ミライズ	NACHARGE（ネイチャージ）
	北陸電力	ほくリンクアプリでの上げDRサービス
	中国電力	ぐっとずっと。エコアプリ
	四国電力	よんでんDRサービス
	九州電力	九電ecoアプリ
料金メニュー（軽負荷期昼間割安）	北陸電力	ecoシフトチェンジ（エコキュート等により昼シフト可能な方が対象） ・電力量料金を時間帯に関わらず一律単価にした上で、出力制御が発生する時間帯などに単価引下げ
	中国電力	おひさまシフトコース（おひさまエコキュート等の主として昼間沸上可能な給湯機使用者が対象） ・昼間の電力量料金単価を割安とする(夏季は昼夜同一単価) ぐっとずっと。タイムサービス「もっ10(と)使って割」 ・対象日時の電力量料金を割引
	四国電力	昼トクｅプラン（おひさまエコキュート等の主として昼間沸上可能な給湯機使用者が対象） ・昼間の電力量料金単価を割安とする（夏季・冬季は昼夜同一単価）
	九州電力	おひさま昼トクプラン（エコキュート、蓄電池、電気自動車により昼シフト可能な者が対象） ・昼間の電力量料金単価を割安とする
料金メニュー（一律単価）	東北電力	よりそうプラスおひさまｅバリュー（おひさまエコキュート等の主として昼間沸上可能な給湯機使用者が対象） ・電力量料金を時間帯に関わらず一律単価とする
	東京電力EP	くらし上手（おひさまエコキュートと太陽光発電設置者が対象） ・電力量料金を時間帯に関わらず定額＋従量料金（一律単価）とする
DRサービス等	東京電力EP	エコ・省エネチャレンジ　機器制御オプション ・電力の需給状況等に応じ、蓄電池等の機器の遠隔制御を実施、対価としてポイントを提供
	中部電力ミライズ	NACHARGE Link（ネイチャージリンク） ・電力の需給状況等に応じ、蓄電池の機器の遠隔制御を実施、対価としてポイントを提供
	北陸電力	Easyキュート ・遠隔制御によりエコキュートの通電時間をシフトし、対価としてリース料金の割引とポイントを提供

※2024年秋に旧一般電気事業者において実施されている料金メニュー・サービス

【課題】非FIT／非FIP電源の実制御化について

- **非FIT／非FIP電源（卒FIT含む）についても、需給上必要な措置として、再エネ出力制御（給電指令）の対象**となる。一方で、**エリアによっては運用の制約上、実施対象外としている**ところもある。
- **事業者間の公平性と実制御電源確保の観点**から、現在、当面の間実施対象外となっている太陽光10kW未満を除き、**全ての電源を実制御の対象とすべき**ではないか。
- **特に、高圧以上については、可能な限り早く制御するべき**ではないか。なお、開始時期については、需給状況、対象事業者の数、システム改修等の状況により**各エリアで判断する**こととしてはどうか。
- 将来、現在オンライン代理制御の対象である主に旧ルール500kW未満のオフライン事業者が順次卒FITとなっていくと、**代理制御の対象外となり、**実制御が必要となるが、**制御を免れるのは公平性の観点からも課題**。そのため、各一送においては、卒FITも見据え、**実制御に対応できる体制を整えるべき**ではないか。
- また、非FIT／非FIP電源（卒FIT含む）オフライン事業者は一般送配電事業者の指示の下、自ら発電設備を操作し、制御に対応する必要があるが、効率的な制御の観点からは、**オンライン化が推奨**される。
  （制御に対応しない場合は、契約解除の可能性）
- 今後、現行のガイドライン※及び一般送配電事業者の系統連系技術要件上、オフライン事業者は設備更新時にはオンライン化することが必須となる。オンライン化による制御量低減効果も勘案すれば、設備更新を待たず、**早期に検討の上、オンライン化すべきではないか。**
  ※電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン
- なお、各発電所のリプレースや寿命によるPCS等の装置更新が順調に行われれば、**将来的には、ほぼすべてがオンライン化に対応可能な設備へ切り替わると見込まれる。**

【参考】再エネ電源による下げ代の確保について

（出所）第51回 系統WG（2024年5月24日）
資料1から東京を追加

- オンライン制御は、**需給予測に応じた柔軟な調整ができる**ことから、**当日の急な需給変化にも柔軟に対応が可能**となるなど、出力制御量の抑制につながる。
- こうした中、エリアによってはオンライン化率が低く、**当日の追加制御量に限度**がある。また、実制御対象電源の割合が小さいことで、万が一の場合、広域機関による**下げ代融通指示に至る可能性**もあり、**引き続きオンライン化の促進と実制御可能電源の拡大が重要**。

制御方式別再エネ電源の割合（容量ベース）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
オンライン制御	68%	53%	8%	24%	51%	24%	51%	42%	55%	13%
オフライン制御	18%	30%	40%	22%	26%	19%	18%	21%	11%	13%
代理制御(実制御対象外)	7%	6%	30%	39%	15%	27%	15%	19%	17%	45%
実施対象外	8%	11%	22%	16%	7%	30%	17%	19%	18%	30%
(参考)再エネ接続量[万kW]	350	1,061	2,035	1,198	147	754	731	370	1,274	46
(参考)最低需要[万kW]	272	657	2,482	996	227	1,129	452	226	734	78.8

※太陽光・風力。東京、北陸、九州は非FIT電源除く。四捨五入により合計値が100にならない場合がある。
　オフライン制御の中にはオンライン化の期日を延伸している事業者を含む。
※代理制御は、オンライン事業者が代理で制御を行う主に太陽光旧ルール10kW以上500kW未満のオフライン事業者。
※実施対象外は、当面の間出力制御の実施対象外となっている太陽光10kW未満、風力主に旧ルール500kW未満の事業者。
※再エネ接続量は太陽光・風力。非FIT電源含む。2024年3月末時点。淡路島南部地域は四国に含む。
※最低需要は、2024年4月から５月6日までの休日（GWを含む）の需要に占める変動再エネの割合が最大となる日時の需要。沖縄は3月。

（出所）各一般送配電事業者（24年5月提供時点）

【報告】沖縄本島系統における変動緩和要件の撤廃について

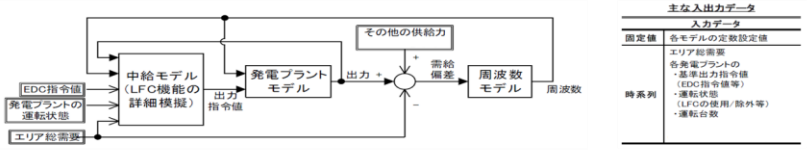
- 第3回系統WG（2014年12月16日）において、再エネ発電設備の短周期変動の影響を考慮した最大接続量について試算。これを受けて、沖縄本島系統における300kW以上の太陽光発電設備の出力変動緩和要件が要件化。また、第7回系統WG（2015年11月10日）において、風力発電設備の短周期制約の算定結果が示され、太陽光発電設備と同様に変動緩和の措置を講じている。
- 今般、沖縄電力において、今後変動緩和要件の対象電源の増加を見込んだシミュレーションを新たに行った結果、出力変動が大きい時間帯における周波数偏差が同社運用目標値以内であり、短周期制約において影響がないことが確認された。
- このため、沖縄本島系統における上記太陽光発電設備及び風力発電設備に求めている変動緩和の措置については、2024年10月以降撤廃する予定。
- なお、第45回系統WGにおける整理を踏まえ、本撤廃の対象となる案件について、需給バランス調整による出力制御の一環として調整力不足による出力制御を実施する際に、調整力不足に対応する抑制分の対象となることを前提に連系を認める補足的な同意書の提出を求める。

【参考】沖縄本島系統における変動緩和要件撤廃に向けた検討結果

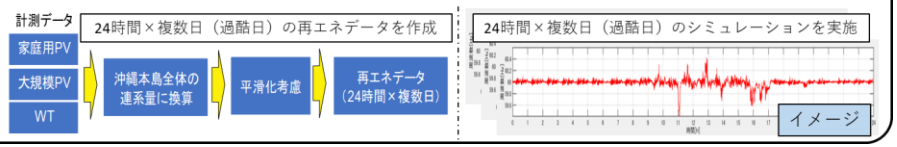
- 再エネ変動を含む短周期変動が最大クラスであった日をベースに、変動緩和要件の対象電源の接続量が足元の57MWから10年程度の間に増加する接続量以上を想定し、需給・周波数シミュレーションを実施。
- シミュレーションの結果、出力変動が大きくなる時間帯（10～15時）における周波数偏差の3σ値は0.17Hz、最大周波数偏差は0.25Hzと、沖縄電力の運用目標値60±0.3Hz以内であり、短周期制約において影響がないことが確認できた。

需給・周波数シミュレーションの方法

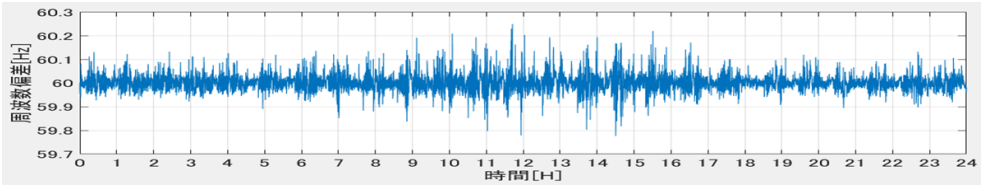
➢ 各発電プラントモデルや中給モデルから構成された精度の高い需給・周波数シミュレーションモデルの整備を行う。また、周波数解析シミュレーションを行うための当該モデルへの入力データとして再エネデータや発電プラントの運転状態（並解列、EDC指令値等）データを時系列（24時間×複数日）で作成する。



➢ 出力変動緩和要件を撤廃した条件で、将来想定される連系量に平滑化効果を考慮した再エネデータや、発電プラントの運転状態データを需給・周波数シミュレーションモデルに入力し、再エネ大量導入時においても系統周波数が運用目標範囲内（60±0.3Hz）となることを確認する。



（出所）沖縄電力提供資料より

シミュレーション結果

	評価結果	当社運用目標値
周波数偏差3σ値(10～15時)	0.17Hz	60±0.3Hz以内
最大周波数偏差	0.25Hz