

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5月24日

資源エネルギー庁

本日の御議論

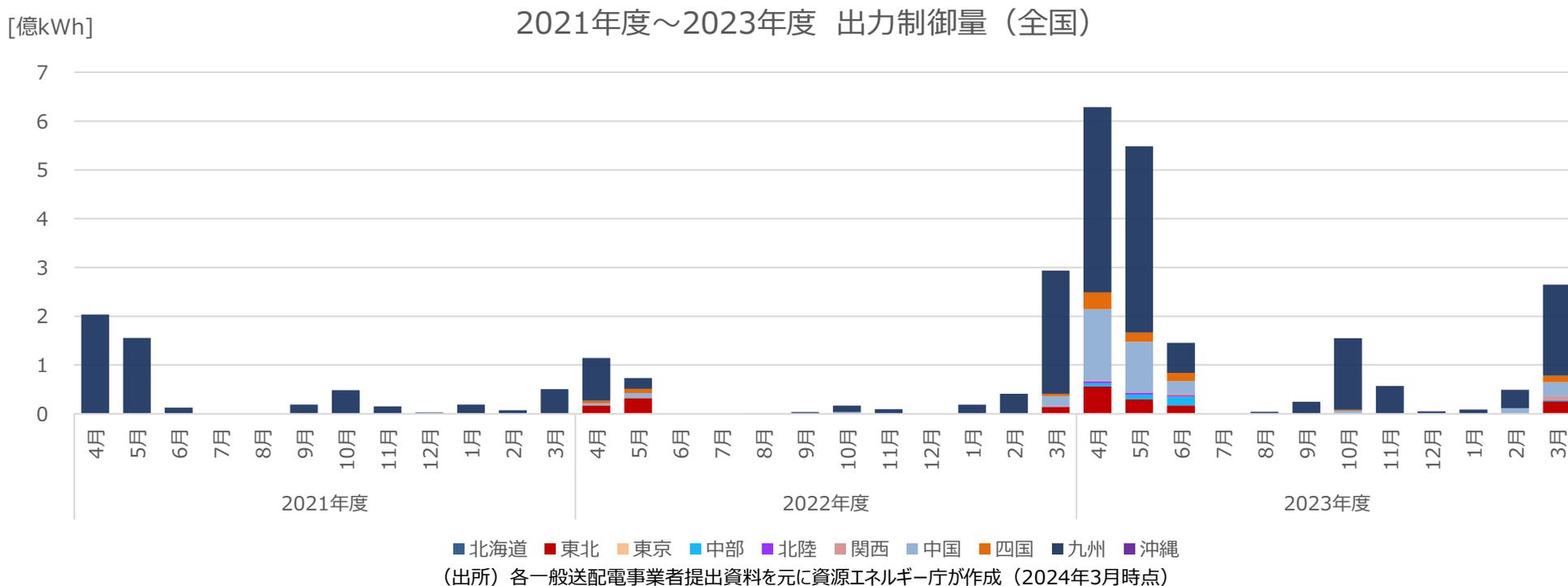
- 本日は、以下について御報告・御議論を頂く。
 1. 再エネ出力制御の実施状況・課題について
 2. 新たな「再エネ出力制御対策パッケージ」の進捗について

1. 再エネ出力制御の実施状況・課題について

2. 新たな「再エネ出力制御対策パッケージ」の進捗について

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。
- 3月～5月は、全国的に出力制御が行われている。九州エリアにおいては、昨年3月に比べ、気温低下による需要の増加と揚水の補修停止の減により制御量は減少。



※ 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。

【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]	0.45% [6,379万] [813億]	0.82% [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]	0.56% [1,043万] [278億]	0.1% [0.087万※6] [1,399億※6]	0.45% [3,988万] [585億]	3.6% [3.2億] [569億]	0.41% [1,934万※6] [274億※6]	1.8% [9,229万※6] [267億※6]	0.08% [34.9万] [69億]	0.27% [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	2.5% (見込み) ※3、4	0.6% (見込み) ※3、4	1.1% (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 1.2万kW
年間の出力制御率※2	0.7% (見込み) ※3、4	5.8% (見込み) ※3、4	4.5% (見込み) ※3、4	6.1% (見込み) ※3、4	0.2% (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 連系線活用率は右のとおり。北海道:50%、東北(北本):-50%、東北(東北東京):80%、中部・関西:-20%、北陸:10%、中国:0%、四国:30%、九州:95%

※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】最小需要日（GW含む）のエリア需給バランス（2024年）

- 需要に占める変動再エネの割合は増加傾向。
- 100%を超える又は100%近い数字のエリアも多く、再エネの導入が着実に進んでいる。

【単位：万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
2024年	5月3日 11時	5月3日 12時	5月3日 11時半	5月3日 12時半	4月7日 13時	5月4日 11時半	5月4日 12時半	5月4日 13時	5月3日 12時半	3月12日 13時	
発電出力	原子力・水力・地熱	50	133	155	98	115	757	28	125	372	0.1
	火力	59	262	871	312	29	110	137	92	106	42.4
	バイオマス	24	42	50	19	4	28	18	8	43	3.3
	太陽光	187	705	1,611	934	117	566	555	275	801	32.4
	風力	73	122	5	1	0	0	4	5	3	0.6
	揚水	△77	△44	△688	△288	0	△283	△68	△60	△136	-
	蓄電池	0	0	0	0	-	-	0	-	△4	-
	連系線	△44	△269	440	△13	△17	121	△76	△93	△94	-
	その他	0	0	38	9	9	0	0	0	22	-
	再エネ出力制御	-	△294	-	△76	△29	△170	△148	△127	△379	-
	【下げ代余力】	【28】 〈45〉	-	【234】 〈-〉	-	-	【34】 〈-〉	-	-	-	【1.5】 〈-〉
	合計	272	657	2,482	996	227	1,129	452	226	734	78.8
需要	272	657	2,482	996	227	1,129	452	226	734	78.8	
需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合 ※4	95.5 %	125.9%	65.1%	93.9%	51.6%	50.1%	123.9%	123.9%	109.5%	41.9%	

※1 最小需要日（GW含む）とは、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（=（太陽光+風力）/需要）が最大となる日時とする。沖縄は3月。

30分コマの数字（例：12時=11時半～12時）

※2 【下げ代余力】における〈〉は連系線空き容量を含めた値。

※3 バイオマスには、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを含む。火力には混焼バイオマスを含む。

※4 需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合=発電出力の内、太陽光と風力/需要。

※5 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。

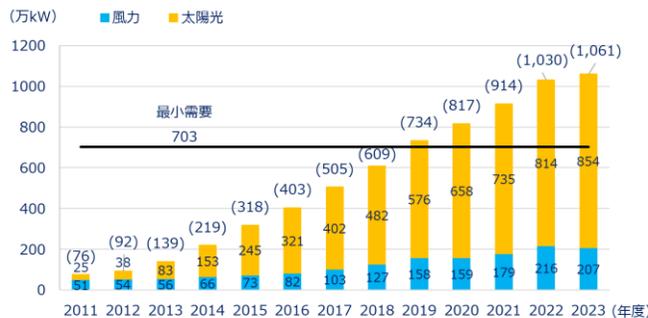
出典：各エリア一般送配電事業者

【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】

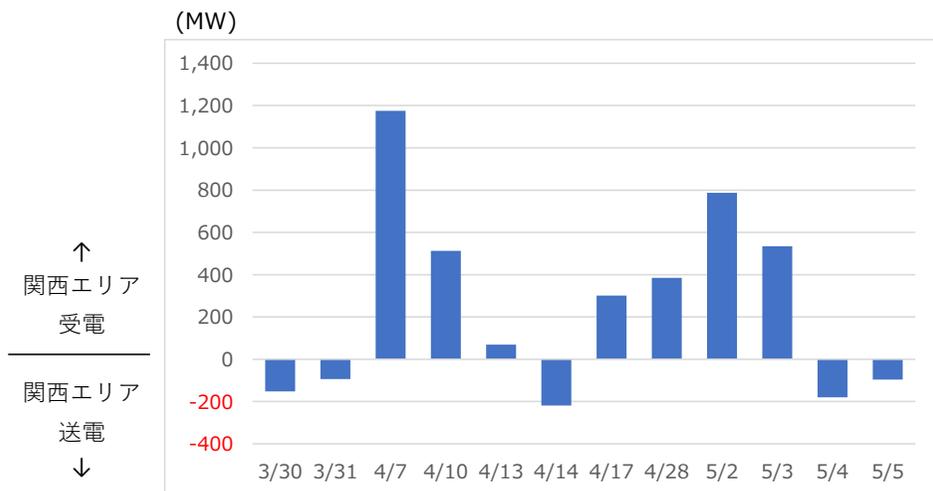


※最小需要とは、2023年の4月から5月7日までの休日（GWを含む）の需要に占める変動再エネの割合（＝（太陽光＋風力）／需要）が最大となる日の需要。
 沖縄エリアは3月。※FIT制度開始（2012.7～）※淡路島南部地域は四国に含む。

課題①：連系線を介した供給量の増減（時間前取引）

- 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）

課題①：連系線を介した供給量の増減（時間前取引）

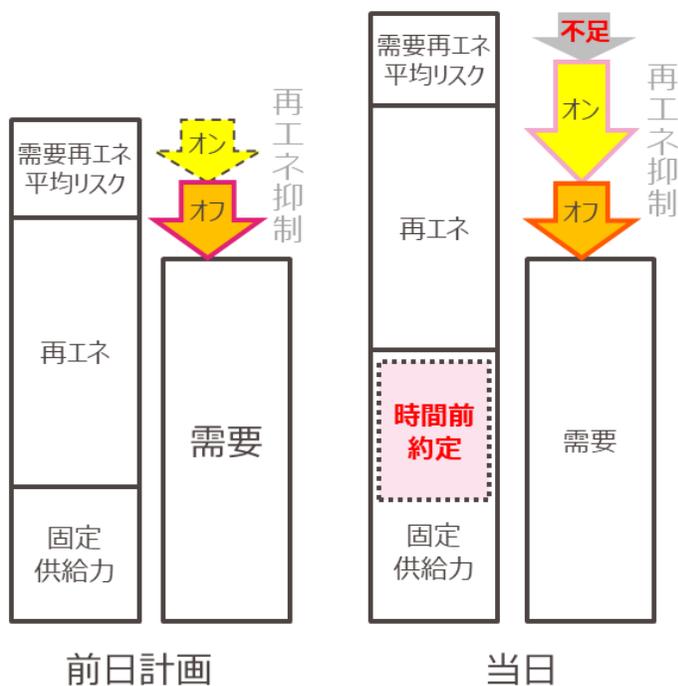
- 電気に余剰が発生している断面では、優先給電ルールにより、各電源の抑制が行われるが、時間前市場において最終的な需給調整が行われており、ゲートクローズ（実需給1時間前）までは、BG内で電源の差替えを含めた調整が行われている。
- その結果、再エネ出力制御が起きるようなスポット価格が0.01円/kWhとなっている時間帯においても、時間前取引において電源の差替え等が行われ、最終的な連系線潮流が計画値より増加する可能性がある。
- これは、各発電・小売りBGが計画値同時同量を守ることを前提に、メルットオーダーにより全国大で電気を売買することによるもの。この結果、広域的に供給コストの低減も図られ、かつ、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、システム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】連系線増加リスクを踏まえた対応（関西送配電）

- 従来は、前日計画策定時点で需要・再エネの平均誤差リスクを考慮し、オフラインの出力制御量を決定。
- 足元の連系線増加状況を踏まえ、従来の需要・再エネの平均誤差リスクに加え、時間前取引による連系線増加リスク（平均リスク）を考慮してオフライン出力制御量を決定し、当日の下げ代確保に努める。

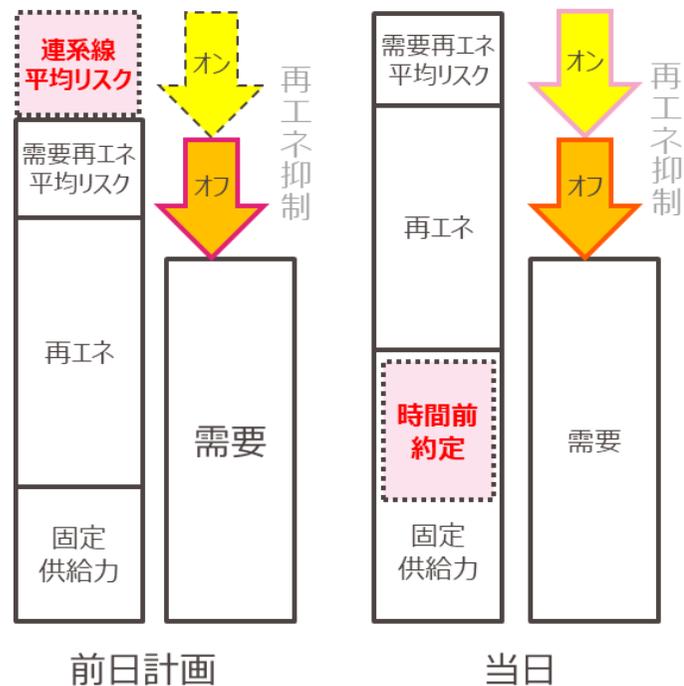
従来の対応

前日時点で連系線増加リスクを考慮しない場合、当日にオフラインによる追加抑制はできないため、想定以上のリスクが発生した場合は下げ代不足。



連系線増加リスク（平均リスク）を考慮

前日計画時点で連系線増加リスク（平均リスク）を考慮し、オフライン出力制御量を決定。当日の下げ代を確保する。



課題①：連系線を介した供給量の増減（過調達）

- **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に市場応札を行うが、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）＞



- エリアによっては、前日計画断面において、**小売事業者の想定需要に対し、調達計画量が多かった**ことが要因で、自エリア内での下げ調整力が不足となり、**再エネ出力制御が必要となる場合**がある。
- エリア内の需給バランスを確保し、出力制御を含めた下げ調整を適切に実施するためには、小売り事業者の**適切な需要予測・調達計画も重要**となる。

【関西エリアの例】

<過調達量の推移>



※過調達量は、翌日計画時点の調達販売計画における、調達 - 販売の値。

GW期間中も
継続的に発生

【参考】再エネ電源による下げ代の確保について

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

※太陽光・風力。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）

課題②：オンライン化義務者の切替え対応状況について

- オンライン制御は、実需給に近い柔軟な調整が可能であり、必要時間帯のみの制御が可能であることから、出力制御量の低減効果等が見込まれる。**新ルール※以降の事業者はオンライン化が必須**となっている。※一部対象外事業者あり。
- 出力制御機器のオンライン化は一送の求めに応じて行われ、**現在、全エリアにおいて、オンライン化が進められている。**
- 一方で、特に出力制御が最近始まったエリアにおいて、**オンライン化に対応していない事業者が一定数存在**する。これらの事業者については、継続的な催促を実施するとともに、催促しても対応しない事業者に対しては、**契約解除も念頭に対応**を行っている。
- なお、オンライン化が義務となっていない**旧ルール事業者に対しても**、オンライン化のメリットを周知しながら、**引き続きオンライン化を推進**していく。

オンライン化義務事業者のオンライン化状況

中部	北陸	関西	北海道、東北、中国、四国、九州、沖縄
期日延伸 (9万kW、170件)	期日延伸 (0.256万kW、5件)	期日延伸 (50万kW、149件) 未対応 (16万kW、571件)	完了

※東京エリアは2024.3末までのオンライン化を求めており、現在集計中。

【参考】再エネ設備のオンライン化の状況

(出所) 第50回 系統WG (2024年3月11日) 資料1

●オンライン化の状況(2023年9月末時点)

(万kW)

	北海道	東北	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))	73.7% (+0.7)	56.5% (+3.6)	55.5% (+11.7)	85.1% (+4.2)	36.2%	76.3% (+3.6)	71.4% (+5.4)	88.0% (+1.4)	57.7% (+2.0)
	②新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	41.6	263.0	212.1	51.9	79.7	220	106	323.8	4.6
	③旧ルール(30日)、 オフライン事業者	46.1	301.2	190.7	13.2	188.0	106	56	88.9	3.8
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	87.5	128.7	25.4	23.1	26.8	122	34 (予定含む)	328.4	0.6
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替え率 (④/(③+④))	65.5% (+0.6)	30.0% (+6.5)	11.8% (+5.7)	63.7% (+9.8)	12.5%	53.5% (+6.1)	37.8% (+10.3)	78.7% (+2.0)	13.6% (+2.2)
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	81.7% (+1.5)	88.0% (+1.6)	8.1% (+8.1)	33.2% (+2.9)	0.0%	0.2% (+0.0)	37.9% (+0.0)	32.3% (-0.7)	0% (+0.0)
	⑦新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	69.0	154.1	2.6	2.2	0.0	0.06	3	8.7	-
	⑧旧ルール、オフライン事業者	15.5	26.9	29.6	11.9	16.5	35	18	41.0	1.0
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.4	42.6	-	3.7	0.0	-	8	10.9	-
	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)	61.3% (+4.4)	0% (+0.0)	23.8% (+0.0)	0%	0% (+0.0)	30.8% (+0.0)	20.9% (-0.5)	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500kW未満の太陽光は除く。
 東京エリアについては、オンライン出力制御システム開発中のため、数字なし。
 () 内は2023年3月末時点からの差分。

課題③：オフライン事業者の制御履行率について

- 今春の出力制御のオフライン事業者の履行率について、これまでの再エネの出力制御回数が少ないエリアで履行率が低くなっている傾向がある。
- エリアによっては低い履行率によって、十分な下げ代が確保できないことから、引き続き注意喚起による履行率の改善が重要となる。
- なお、制御に応じなかった事業者は、次回以降、優先的に制御されることになり、年間を通じた制御回数が事業者間で公平となるように運用されている。さらに、制御指示に応じない場合は必要に応じて契約の解除等が行われることになる。

オフライン事業者の出力制御履行率

		東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
容量	履行	98%	77%	66%	84%	99%	99%	100%	96%
	不履行	2%	23%	34%	16%	1%	1%	0%	4%
件数	履行	95%	57%	62%	65%	98%	98%	100%	96%
	不履行	5%	43%	38%	35%	2%	2%	0%	4%

※2024/3/1～5/6における平均履行率。東北は3/1～4/27。沖縄は2024/2/1～3/31。北海道は該当期間にオフライン制御なし。

※九州エリアはオンライン制御を基本としており、該当期間のオフライン制御は風力のみ。

※淡路島南部地域は四国に含む。

1. 再エネ出力制御の実施状況・課題について

2. **新たな「再エネ出力制御対策パッケージ」の進捗について**

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

【進捗①】需要面：出力制御の抑制につながる新たな料金メニュー・サービス

- 今春も電力各社から出力制御の抑制につながる新たな電気料金メニュー・サービスの提供が行われている。
- 昨年秋に実施された電気料金割引メニュー・サービスでは、1日の世帯当たりシフト効果量約0.2kWh/件～2.5kWh/件。今後の効果拡大が期待される。

【2023年秋の電気料金割引サービス等概要（低圧）】

	会社名	概要	期間	割引単価・ポイント
ポイント付与	中部電力 ミライズ	NACHARGE（ネイチャージ） ・需要側のアクションに応じてポイントを提供	10月～11月 ※10月末から11月末までDR成功者に追加ポイントキャンペーン	通常ポイント：5p/kWh キャンペーン追加インセンティブ：10p/DR成功回数
	九州電力	九電ecoアプリ ＜使ってお得・エコチャレンジ＞ ・需要シフトに応じてポイントを提供 ＜タイムセール＞ ・需要シフトに加えベース需要にもポイントを提供	10月～11月	＜使ってお得・エコチャレンジ＞ ※オール電化以外15ポイント/kWh ＜タイムセール＞ ※オール電化メニュー対象18～30ポイント/kWh ※メニュー、月、平日/休日により割引単価が異なる。
料金メニュー	中国電力	ぐっどずっと。タイムサービス ・対象日時の電力量料金を割引	10月21日～11月5日の9時～16時	▲10円～▲15円/kWh ※メニュー、平日/休日により割引単価が異なる。
DRサービス等	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制御し、対価としてポイントを提供	通年	8,000円相当/年

【参考】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	東京電力	エコキュート昼シフトチャレンジ ・対象期間のエコキュートの沸き上げ時間を昼間に変更し、需要シフトに成功した場合ポイントを提供 エコ・省エネチャレンジ ・需要シフトに応じてポイントを提供
	中部電力ミライズ	NACHARGE（ネイチャージ） ・需要側のアクションに応じてポイントを提供
	北陸電力	ほくリンクアプリでの上げDRサービス ・需要シフトに応じてポイントを提供
	中国電力	ぐっとずっと。エコアプリ ・需要シフトに応じてポイントを提供
	四国電力	よんでんDRサービス 春トクキャンペーン ・今春はキャンペーンとして、対象日時の需要シフトに加えベース需要にもポイントを提供
	九州電力	九電ecoアプリ ・需要シフトに応じてポイントを提供
料金メニュー	北陸電力	ecoシフトチェンジ（エコキュート等によるDRサービス加入者が対象） ・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	ぐっとずっと。タイムサービス ・対象日時の電力量料金を割引
	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
特定機器専用メニュー	東北電力	よりそうプラスおひさま eバリュー ・太陽光発電とおひさまエコキュート設置者専用メニュー
	東京電力	くらし上手 ・太陽光発電とおひさまエコキュート設置者専用メニュー
DRサービス等	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制御し、対価としてポイントを提供

DRready要件検討の進め方について

- DRready要件に関しては、これら諸外国の事例を参考としつつ、**通信接続機能や外部制御機能、セキュリティ等について検討**していくことが必要。なお、現状においても給湯機の一部のメーカーは、通信接続機能や外部制御機能を具備した商品を販売している。
- 検討に当たっては、機器を販売する事業者や電力事業者等、関係者が多岐に渡るため、関係者による**勉強会を設置し、詳細な要件について議論を進展させていく**こととしてはどうか。
- ヒートポンプ給湯機の規格や電気料金の契約要件等のあり方を検討する**機器メーカー・小売電気事業者とも連携**して、検討を進めていくこととしたい。

〈勉強会の構成（案）〉

委員

- DRready要件を検討する機器、セキュリティ・通信、アグリゲーションに知見のある有識者

オブザーバー

- DRready要件を検討する機器、その機器に通信プロトコル、アグリゲーションに関わる電気事業者に関連する業界団体

〈想定される要件（案）〉

通信接続機能

- 例えば、サービサーが**ゲートウェイや機器と接続するサーバー**と接続できるインターフェースを持つこと

外部制御機能

- 例えば、**電力の需要を増減させる機能、消費電力を取得する機能、個別の機器識別できる情報**

セキュリティ

- 関連する機器のセキュリティ指針との整合性を持った要件の設定

【進捗②】系統面：域外送電量の拡大（再エネ電制電源拡大）

- 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

【参考】系統面：域外送電量の拡大（再エネ電制電源拡大）

- 地域間連系線を通じた再エネ域外送電量拡大に向けて、電制電源の対象となる再エネ発電設備の拡大等に関する予算を措置し、事業実施者とし、九州電力送配電を採択。
- 費用対効果を考慮し、設備容量の大きい事業者から選定し、最大で50万kW程度の再エネ発電設備に装置を設置し、最大で30万kW程度の電制量を確保する予定。
- 電制装置の設置により、発電事業者は保全等の経費を一部負担することになるものの、九州エリア全体の出力制御量の低減効果が期待されるものであり、本事業等を通じ、導入を着実に進めていくことが重要。
- また、将来的には、周波数制約が地域間連系線の運用容量維持の要因になっているエリアについて、一定容量以上の新設再エネ電源には電制装置の設置を求めることも考えられるのではないかと。

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	○

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。

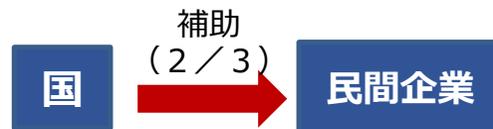
事業概要

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。

【進捗③】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

- 一部の一般送配電事業者においては、特別高圧の需要家に向けた、早期の電力供給が可能なエリア（ウェルカムゾーン）について情報公開を行っているが、全国的な情報公開には至っていないのが現状。
- 今後、データセンター等の大規模な電力需要の立地が拡大する可能性がある中、これらの需要を適地に誘導し効率的な電力需給の体制を構築する必要。
- このため、需要家のニーズも踏まえて、建設可能な電力容量や建設に必要な工期等の情報を、ウェルカムゾーンマップとして公開していくことが重要。
- そこで、現在ウェルカムゾーンマップを公開していない一般送配電事業者においては、自治体等との調整要否を含めて検討しつつ、建設可能な電力容量や建設に必要な工期等の情報を、2024年度頃を目指して早期に、公開可能な範囲において作成してはどうか。
- また、既にウェルカムゾーンマップを公開している一般送配電事業者においては、より精緻な情報公開を目指すため、例えば、電力設備までの距離、土地の区画の広さといった情報を追加的に公開可能であるか検討を深めることとしてはどうか。
- さらに、今後、GXやDXを進めていく上では、再エネ等の電源立地エリアにおいて、効率的かつ迅速に送配電網を整備し、需要家に安定的に電力供給を行う体制を整備することが重要。このため、例えば、送配電網の先行的な整備や、整備費用の在り方について、今後、再エネ大量導入小委や電ガ小委において、検討を深めていくこととしたい。

【参考】ウェルカムゾーンの情報公開について

- データセンター等を運営する需要家は、**工場等の建設に当たって、安定的な電力供給や円滑な系統接続が確保できるエリアに関する情報を必要**としている。
- こうした中、現在、一部の電力会社においては、特別高圧の需要家に向けて、**早期に電力供給が可能なエリア（ウェルカムゾーン）**について情報公開を行っている。
- 今後、データセンター等の大規模な電力需要の立地が拡大する可能性がある中、これらの需要を適地に誘導し**効率的な電力需給の体制を構築**する必要。
- このため、**需要家のニーズも踏まえて、建設可能な電力容量や建設に必要なとなる工期等の情報を、ウェルカムゾーンマップとして公開していくことが重要。**



所在地	滋賀県彦根市大字赤野原
総面積	4.7ha
分譲中面積	1,052.9ha
用途地域	駅前計画区(4)用途無指定
アクセス	鉄道駅 3ヶ所：長野原駅(約 3.0km / 6分) 道路 主要道路：国道145号 開設 高速道路 上池田自動車道：隣接(約1.5km)インターチェンジ 43km / 1時間26分 近畿自動車道：近川伊賀保インターチェンジ 45km / 1時間30分
給水(用水)	上水道：100トン/日(長野原町上水道) 工業用水：なし
排水	工業排水：自己処理後、団地内側溝へ排水 雨水：団地内側溝へ排水
ガス	-
参考価格	10万円
備註	詳しくはこちら
電力供給	約36ヶ月
備考	電力供給までの工期は、当社の供給設備から工場団地内の電圧調整にある程度までは標準とし、自費として算出しております。詳しくは当社コンタクトセンターまでお問い合わせ下さい。 ※団地のページには以下のURLからいただけますので、ご参考ください。 https://www.pref.gunma.jp/06/01/1810004.html



【参考】供給余力情報（東電PG）

- 東京電力パワーグリッドでは、ウェルカムゾーンマップに合わせて供給余力情報を公開している。

千葉県に関する余力情報

