

# 再生可能エネルギー出力制御の 長期見通し等について

2026年3月16日

資源エネルギー庁

# 本日の御報告

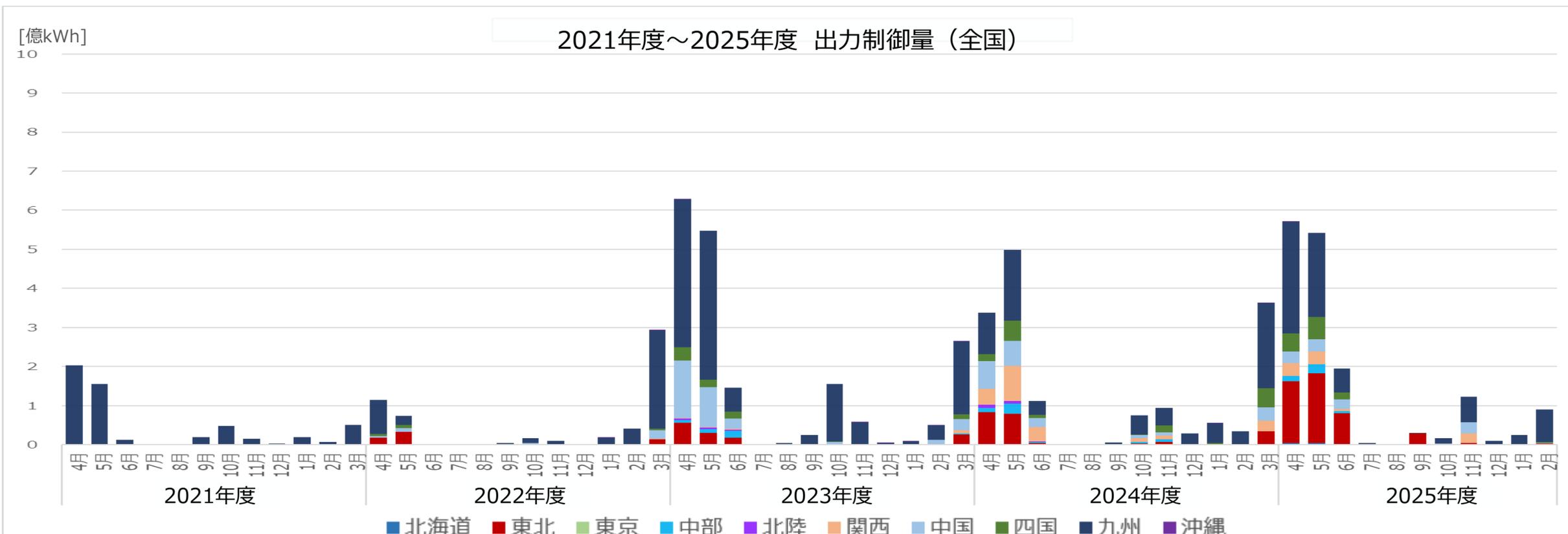
本日は、以下について御議論いただきたい。

1. 再エネ出力制御の実施状況
2. 再エネ出力制御の長期見通しの算定方法
3. 九州エリアにおける出力制御量低減に資する追加対策

# 1. 再エネ出力制御の実施状況

# 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。
- 今冬の**全国の出力制御量は好天等の影響により例年対比で増加。**



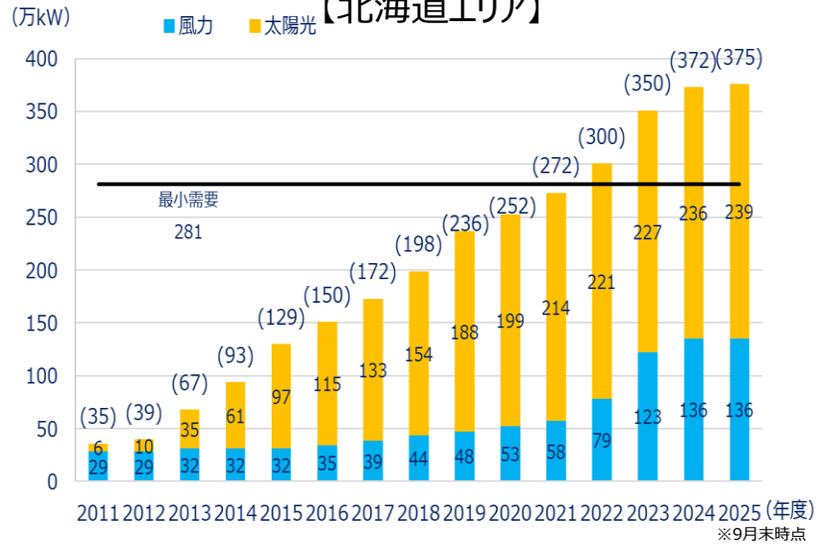
(出所) 各一般送配電事業者提出資料を元に資源エネルギー庁が作成 (2026年2月時点)

※ 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。

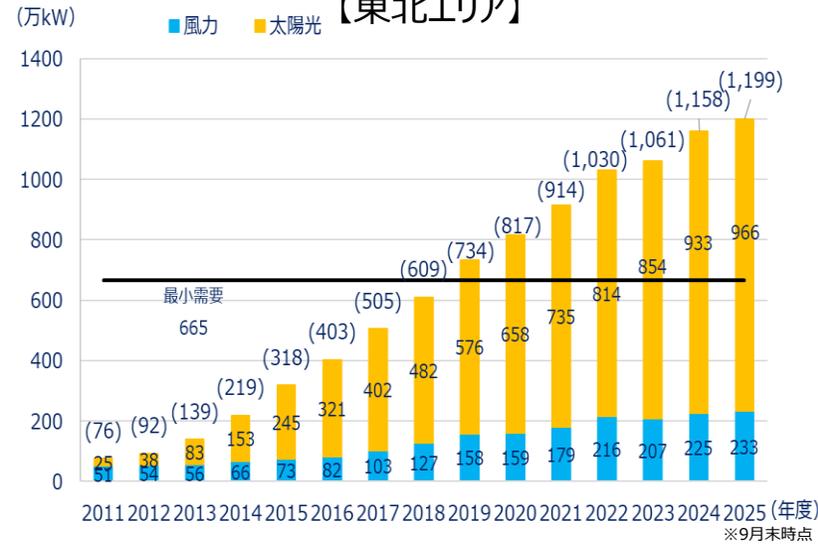
# 【参考】再エネ導入量の増加

出典：各エリア一般送配電事業者

## 【北海道エリア】



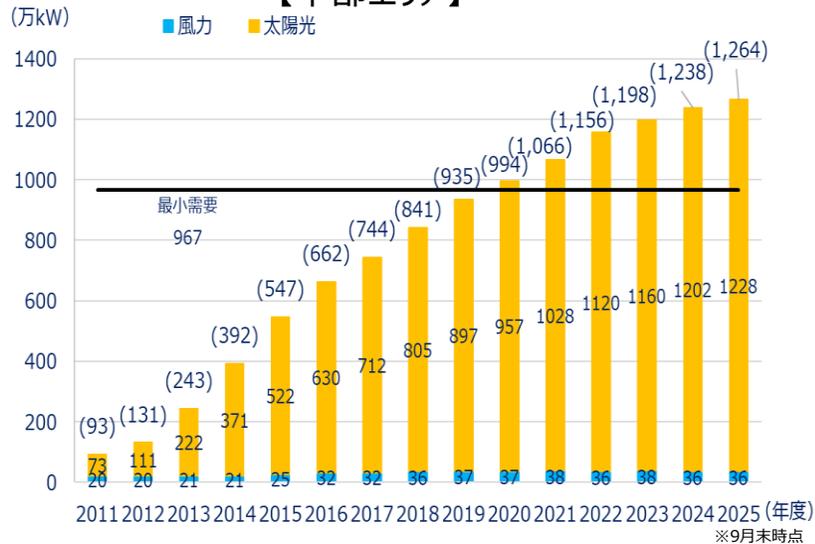
## 【東北エリア】



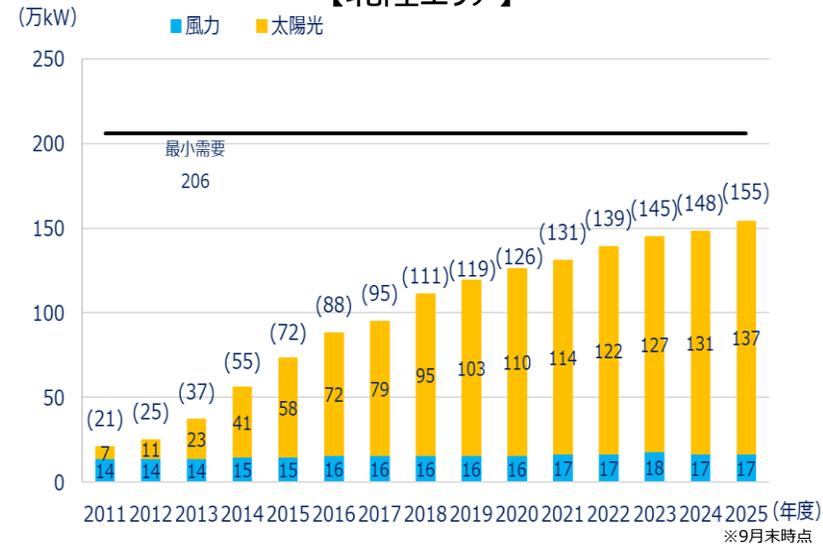
## 【東京エリア】



## 【中部エリア】



## 【北陸エリア】

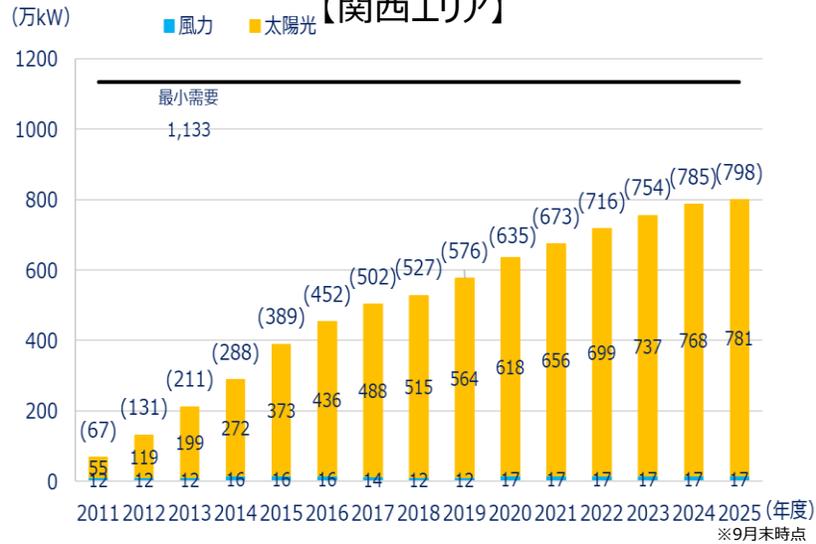


※最小需要とは、2025年の4月から5月6日までの休日（GWを含む）の需要に占める変動再エネの割合（＝（太陽光＋風力）／需要）が最大となる日の需要。沖縄エリアは3月。※FIT制度開始（2012.7～）※淡路島南部地域は四国に含む。※再エネ導入量は2025年9月末時点の実績。

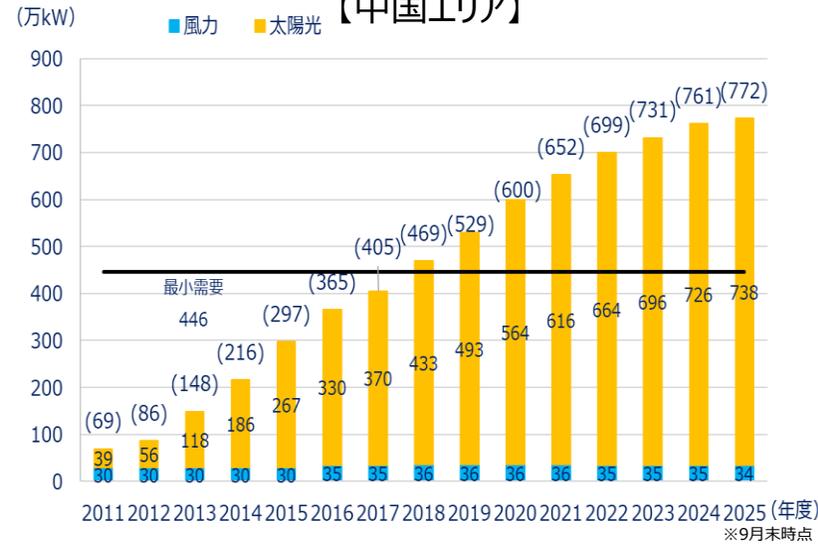
# 【参考】再エネ導入量の増加

出典：各エリア一般送配電事業者

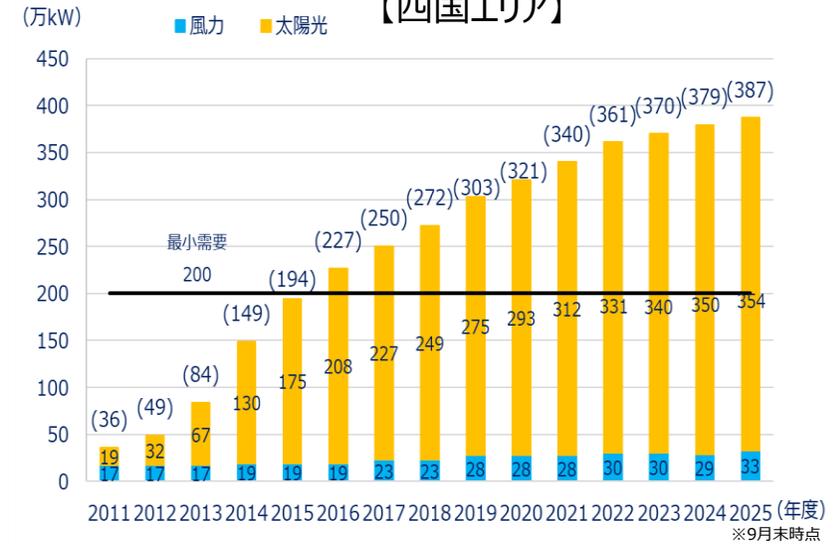
## 【関西エリア】



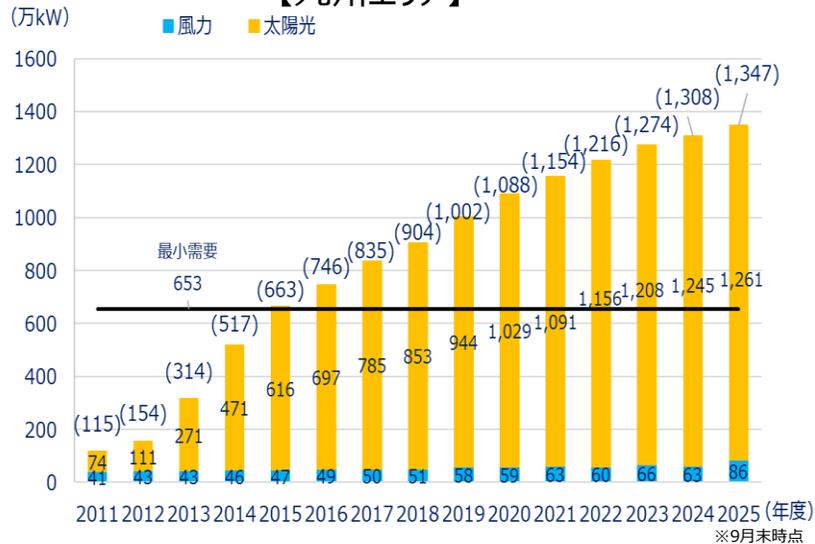
## 【中国エリア】



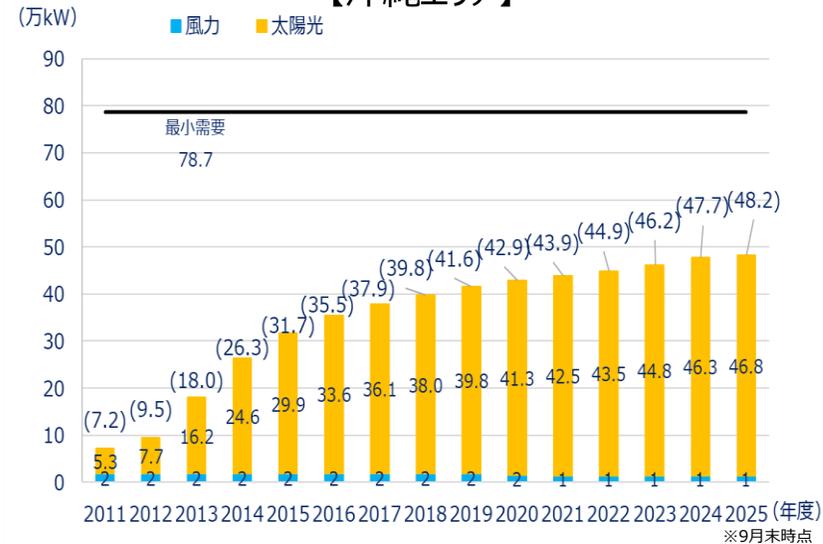
## 【四国エリア】



## 【九州エリア】



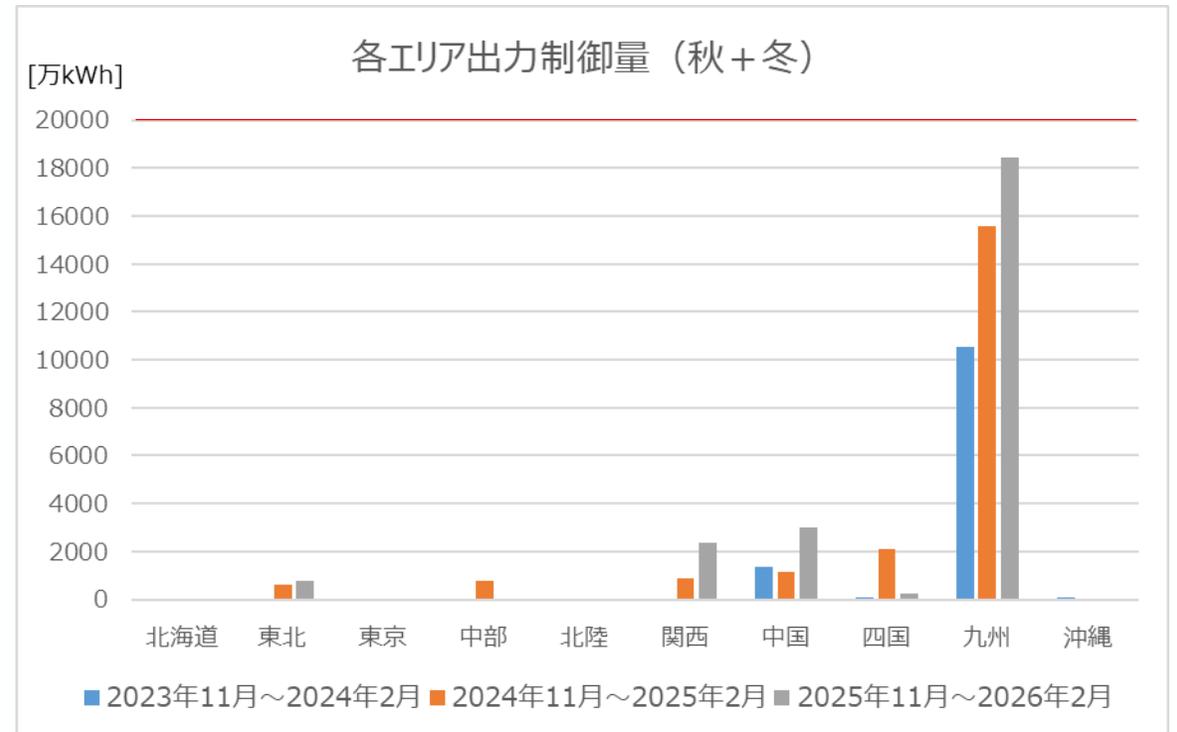
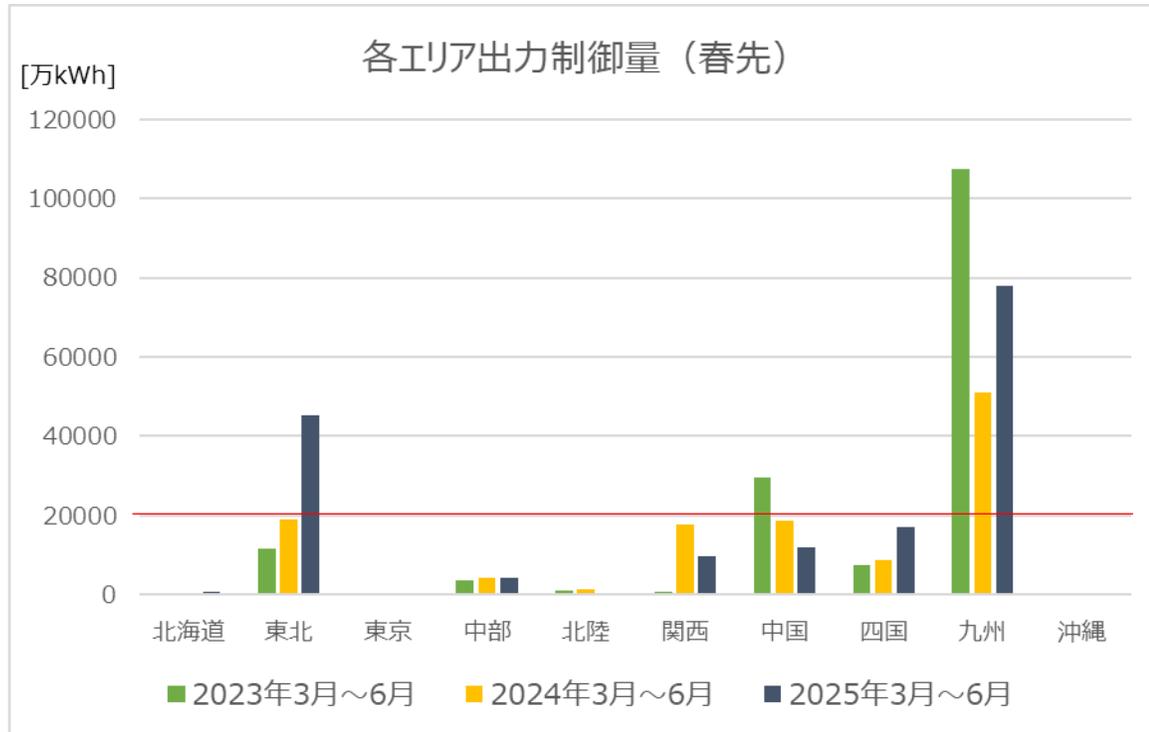
## 【沖縄エリア】



※最小需要とは、2025年の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。※再エネ導入量は2025年9月末時点の実績。

# 【参考】出力制御量の比較

- 再エネ出力制御は軽負荷期の春及び秋に発生しやすい傾向がある。
- 再エネ発電設備容量は年々拡大する一方、出力制御量は必ずしも毎年度増加しているわけではない。
- 出力制御は複合的な要因により発生しており、発生する要因を特定することは困難が伴うものの、今後、天候や再エネ以外の発電設備の稼働状況など、出力制御量に影響を及ぼしうる要素に関するデータとの相関などの分析を行うこととする。



# 東京エリアにおける出力制御の実施について

- 3月1日（日）の11:00-16:00の間、東京エリアにおいて再エネの出力制御を初めて実施。これにより、全てのエリアにおいて再エネの出力制御を実施したこととなる。



## Press Release

### 当社サービスエリアにおける 「再生可能エネルギー出力制御」実績（速報値）について

2026年3月1日  
東京電力パワーグリッド株式会社

当社は、本日（3月1日）、再生可能エネルギー事業者に対して、当社サービスエリア初となる再生可能エネルギー（以下、「再エネ」）の出力制御\*を実施しました。同日の出力制御実績（速報値）について、以下のとおりお知らせいたします。

<参考：再生可能エネルギーの出力制御内容等>

#### 【出力制御実績（速報値）】

再エネ出力制御期間	3月1日（日）11時00分～16時00分
最大余剰電力発生時刻	12時00分～12時30分
再エネ出力制御量	184万kW

#### 【需給状況（速報）】

（万kW）

エリア需要	2,543
揚水運転	617
域外送電	0
小計	3,160
供給力	3,344
(再掲)再エネ出力	1,620

\*四捨五入の関係で、合計が一致しないことがある

\*供給力は再エネ出力制御前の値

東京電力パワーグリッド(株)HPより抜粋

# 【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		
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2022年度	2023年度	2024年度
年間の出力制御率※2	<b>0.9%</b> [1.0億] [864億]	<b>4.0%</b> [4.6億] [844億]	<b>2.9%</b> [4.0億] [837億]	<b>3.9%</b> [5.3億] [853億]	<b>3.0%</b> [4.5億] [845億]	<b>8.3%</b> [12.9億] [849億]	<b>4.8%</b> [7.5億] [880億]	<b>0.04%</b> [191万] [301億]	<b>0.01%</b> [81万] [301億]	<b>0.04%</b> [269万] [296億]

	東北			中部		北陸		関西	
	2022年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度
年間の出力制御率※2	<b>0.5%</b> [6,379万] [813億]	<b>0.8%</b> [1.3億] [797億]	<b>1.3%</b> [2.1億] [792億]	<b>0.2%</b> [3,782万] [1,299億]	<b>0.3%</b> [5,099万] [1,300億]	<b>0.6%</b> [1,043万] [278億]	<b>0.9%</b> [1,652万] [279億]	<b>0.1%</b> [0.087万※5] [1,399億※5]	<b>2.1%</b> [2.0億※5] [1,345億※5]

	中国			四国			沖縄		
	2022年度	2023年度	2024年度	2022年度	2023年度	2024年度	2022年度	2023年度	2024年度
年間の出力制御率※2	<b>0.5%</b> [3,988万] [585億]	<b>3.6%</b> [3.2億] [569億]	<b>2.3%</b> [2.1億] [580億]	<b>0.4%</b> [1934万※5] [274億※5]	<b>1.8%</b> [9,229万※5] [267億※5]	<b>3.2%</b> [1.6億※5] [269億※5]	<b>0.08%</b> [34.9万] [69億]	<b>0.27%</b> [137万] [74億]	<b>0.15%</b> [70万] [79億]

2025年度	北海道	東北	東京※6	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光・風力 接続量※1 [上段：太陽光] [下段：風力]	<b>372万kW</b> [236万kW] [136万kW]	<b>1,158万kW</b> [933万kW] [225万kW]	<b>2,149万kW</b> [2,100万kW] [49万kW]	<b>1,238万kW</b> [1,202万kW] [36万kW]	<b>148万kW</b> [131万kW] [17万kW]	<b>785万kW</b> [769万kW] [17万kW]	<b>761万kW</b> [726万kW] [35万kW]	<b>379万kW</b> [350万kW] [29万kW]	<b>1,308万kW</b> [1,245万kW] [63万kW]	<b>47.6万kW</b> [46.2万kW] [1.4万kW]
年間の出力制御率※2 (見込み) ※3,4	<b>0.3%</b>	<b>2.2%</b>	<b>0.009%</b>	<b>0.4%</b>	<b>2.1%</b>	<b>0.4%</b>	<b>2.8%</b>	<b>2.4%</b>	<b>6.1%</b>	<b>0.2%</b>

※1 2025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:85%、東京:-80%、中部・関西:-20%、北陸:5%、中国:20%、四国:35%、九州:80%

※5 淡路島南部地域は四国に含む。

※6 2025年6月時点では、東京エリアにおいて再エネ出力制御は実施していない。

出典：各エリア一般送配電事業者

# 【参考】最小需要日（GW含む）のエリア需給バランス（2025年）

第3回次世代系統WG（2025年6月27日）資料1

- 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
	2025年	5月6日 11時半	4月27日 11時半	5月3日 11時半	5月3日 11時	5月5日 13時	5月5日 12時	5月3日 11時半	5月4日 13時	5月4日 12時半	3月22日 13時
発電出力	原子力・水力・地熱	80	303	153	118	116	575	104	109	334	0.1
	火力	60	296	779	257	52	108	142	79	109	44.4
	バイオマス	17	53	36	42	7	44	20	20	47	0.7
	太陽光	192	732	1,579	955	120	609	567	264	968	33.6
	風力	34	137	9	11	1	0	4	16	10	0
	揚水	△42	△22	△745	△303	△12	△361	△173	△31	△189	-
	蓄電池	△0.5	0	0	0	-	0	0	-	△4	-
	連系線	△60	△356	477	△27	△84	393	△120	△129	△134	-
	その他	0	0	20	0	6	0	0	0	21	-
	再エネ出力制御	-	△478	-	△86	-	△236	△98	△128	△509	△0.1
	【下げ代余力】	<b>[5.7]</b> 〈-〉	-	<b>[132]</b> 〈-〉	-	<b>[21]</b> 〈62〉	-	-	-	-	-
	合計	281	665	2,308	967	206	1,133	446	200	653	78.7
	需要	281	665	2,308	967	206	1,133	446	200	653	78.7
需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合※4	<b>80.1%</b>	<b>130.7%</b>	<b>68.8%</b>	<b>99.9%</b>	<b>58.4%</b>	<b>53.8%</b>	<b>128.1%</b>	<b>140.0%</b>	<b>149.8%</b>	<b>42.6%</b>	

※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。

※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

## **2. 再エネ出力制御の長期見通しの算定方法**

# 出力制御の長期見通しについて

- 再エネ発電事業者の予見性を高める観点から、再エネ出力制御の長期見通しについて、毎年度、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。
- 優先給電ルールの見直し（順番変更：FIT→FIP）を踏まえ、昨年からFIP比率を25%とした場合の見通しを公表している。今年の試算結果についても、今後の当WGでお示しする予定であり、発電事業者の事業性判断に柔軟に活用いただくことを想定。
- 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。前提条件を含めて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

- 算定の前提は、従前のおりであるが、以下表のとおり。
- 過去3年の実績値の平均をもとに、「8,760時間の実績ベース方式」による見通しを算定。
- また、これとは別に、直近の単年度実績をもとにして※<sup>1</sup>出力制御対策を追加的行った場合の試算結果についても提示する。

項目		諸元
算出諸元の対象年度（直近過去3年）		2023年度～2025年度
電力需要		各年度（2023年度～2025年度）のエリア実績を「供給計画」の“2035年度見通し”を踏まえて補正※ <sup>2</sup>
太陽光発電・風力発電の供給力		各年度（同上）の発電実績を「供給計画」の“2035年度見通し”を踏まえて補正
ベース電源（原子力、地熱、一般水力）の供給力		東日本大震災前過去30年間の平均設備利用率に設備容量を乗じて算出
火力・バイオマス発電の供給力		過去実績や一般送配電事業者・発電事業者間の協議状況を踏まえた最低出力までの引下げを反映
揚水・需給調整用蓄電池の活用		再エネの余剰電力吸収のため最大限活用
地域間連系線の活用		各エリアの受電可能量を考慮した数値を採用（現在建設中の地域間連系線増強を考慮）
追加的な出力制御対策	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）及び50%（バイオマス）まで一律引き下げたと仮定
	③系統対策	マスタープランを踏まえ、計画策定中の地域間連系線が整備・増強されたと仮定（北海道→東北+200万kW、東北→東京+200万kW、九州→中国+100万kW）
	④FIP移行ケース	太陽光発電および風力発電の25%がFIPに移行し、併設蓄電池容量は太陽光発電1kWに対し3kWh、風力発電1kWに対し0.64kWhと仮定※ <sup>3</sup>

※<sup>1</sup> 試算難易度の都合上

※<sup>2</sup> 今後の電力需要の見通しにおけるデータセンターや半導体工場の新増設等の需要想定等が供給計画に反映されていることを踏まえ、足元の系統接続の申込み状況等を踏まえた補正は行っていない。

※<sup>3</sup> 発電コスト検証ワーキンググループ報告書(令和7年2月6日)に記載の「蓄電池併設再エネ設備」のモデルプラントにおける想定値を基に算定  
 蓄電池併設太陽光（事業用）： 太陽光発電 250kW／併設蓄電池 750kWh  
 蓄電池併設陸上風力： 風力発電 30,000kW／併設蓄電池 19,200kWh

# **3. 九州エリアにおける出力制御量低減に資する 追加対策**

# オンライン電源への出力制御指令

- 需給制約に伴う再エネ出力制御において、オンライン制御は制御量低減に資する有効な手法。一般送配電事業者とオンライン再エネ発電事業者間の通信方式については、特別高圧に連系する電源はCDT専用回線を活用し、PCSへ制御スケジュールを直接送信する一方、高圧以下に連系する電源はインターネット回線を経由した通信によってPCSが制御スケジュールを取得している。
- 一般送配電事業者が再エネ出力制御の指令を出す際、特別高圧の電源は実需給の10～30分前に指令することが技術的に実現可能（一般送配電事業者のシステム改修が必要）であるのに対し、高圧以下ではPCSによる制御スケジュール取得に要する時間が必要であることから、実需給の1～2時間前程度の想定による指令で運用されている。

【制御スケジュールの配信概要】

電圧区分	伝送路	システム構成イメージと伝送概要	出力制御への影響
特高	CDT専用回線		現コマの制御スケジュールを直接PCSに配信できるシステム仕様のため、 <b>現コマから制御可能</b>
高圧以下	インターネット回線		PCSの制御スケジュール取得に最大1時間程度、必要なことから、 <b>確実な制御スケジュール受信が可能な2コマ先(1時間先)以降から制御可能</b> <sup>※</sup> <small>※ 実需給断面から1時間以内のコマに対して制御スケジュールを配信した場合、一部の発電所で制御スケジュール未取得(その結果、制御不応動)が発生する可能性あり</small>

# 更なる出力制御量低減に向けた対応案

- オンライン制御の指令配信の所要時間に応じて「オンライン特別高圧」と「オンライン高圧以下」で制御区分を分けることで、オンライン特別高圧への制御指令を実需給の直前まで引きつけることが可能になることから、出力制御量の低減が見込める。
- ただし、この取組の実現化にあたっては、オンライン代理制御の精算における公平性の観点から、精算区分も「オンライン特別高圧」と「オンライン高圧以下」に分割する見直しが必要。なお、オンライン代理制御の精算区分の見直しは、精算比率の算定方法の変更を伴うため、一般送配電事業者以外のFIT買取義務者（小売）側の対応も必要となる可能性があることに留意が必要。
- オンラインが着実に進展した九州エリアにおいては、再エネ出力制御量の更なる低減に向け、今回の取組を準備が出来次第運用開始するべく、制御区分及びオンライン代理制御の精算区分を「オンライン特別高圧」と「オンライン高圧以下」に分割することとしてはどうか。
- 他のエリアについては、一般送配電事業者各社が自エリアのオンライン化や出力制御の実施状況等を踏まえた上で、導入検討を進めることとしてはどうか。
- なお、本運用に関する取扱いや精算方法については、運用開始に関する準備が整い次第、資源エネルギー庁ホームページ等で適切に周知していく。

# (参考) 精算区分

〔精算区分の見直しイメージ〕

〔現 行〕

精算区分	オンライン (特高/高圧以下)	オフライン (500kW未満)	オフライン (500kW以上 : ハイブリッド)	—	—
精算比率	A	B	C	—	—

2区分に分割

〔見直し後〕

精算区分	オンライン		オフライン (500kW未満)	オフライン (500kW以上 : ハイブリッド)	オンライン* (電制)
	特高	高圧以下			
精算比率	A	B	C	D	E

※令和5年度補正予算「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」の運用開始（2026年4月）に伴い精算区分を追加予定

# (参考) 再エネ設備のオンライン化の状況 (2025年9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) )	77.4% (+1.5)	77.2% (+4.4)	55.2% (+2.8)	65.3% (+2.5)	89.8% (+1.0)	78.4% (+4.0)	86.9% (+1.3)	86.3% (+4.5)	90.8% (+0.3)	71.0% (+0.3)
	②新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	53.5	376.9	469.3	272.4	54.9	188.5	261.8	121.3	387.6	4.9
	③旧ルール(30日)、 オフライン事業者	42.2	177.8	453.5	173.0	9.2	77.8	63.9	28.7	73.8	2.7
	④オンライン制御可能な旧ルール事 業者	91.4	225.0	89.6	53.2	26.5	93.6	160.2	60.0 (予定含む)	341.4	1.7
	⑤旧ルール事業者の オンライン切替率 (④/(③+④))	68.4% (+1.6) 【+2.0】	55.9% (+7.0) 【+15.2】	16.5% (+4.5) 【+6.5】	23.5% (+3.3) 【+7.9】	74.2% (+2.0) 【+2.0】	54.6% (+7.3) 【+21.8】	71.5% (+2.0) 【+7.2】	67.6% (+9.1) 【+16.2】	82.2% (+0.1) 【+1.1】	38.6% (+0.0) 【+25.0】
風力	⑥オンライン化率 ( (⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨) )	89.2% (+0.6)	93.8% (+0.8)	41.2% (+21.7)	10.3% (+0.2)	33.9% (+0.0)	58.9% (+0.5)	0.6% (+0.4)	48.2% (+7.9)	63.0% (+18.6)	0.0% (+0.0)
	⑦新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	127.1	182.2	28.6	2.6	4.4	10.4	0.2	7.7	41.2	-
	⑧旧ルール、オフライン事業者	15.4	14.9	39.4	33.2	11.5	7.3	33.8	17.3	31.6	1.0
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事 業者	0.4	44.4	0.0	1.2	1.5	0	-	8.3	12.8	-
	⑩旧ルール事業者の オンライン切替率 (⑨/(⑧+⑨))	2.5% (+0.0) 【+0.0】	74.9% (+0.3) 【+4.6】	0.0% (+0.0) 【+0.0】	3.5% (+0.1) 【+0.1】	11.8% (+0.0) 【+0.1】	0.0% (-28.8) 【-28.8】	0.0% (+0.0) 【+0.0】	32.6% (+0.3) 【+0.5】	28.8% (2.0) 【+0.9】	0.0% (+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2025年3月末時点からの差分。【】内は2024年9月末時点からの差分。