

# 再生可能エネルギー出力制御の 長期見通し等について

2025年6月27日

資源エネルギー庁

# 本日の御報告内容

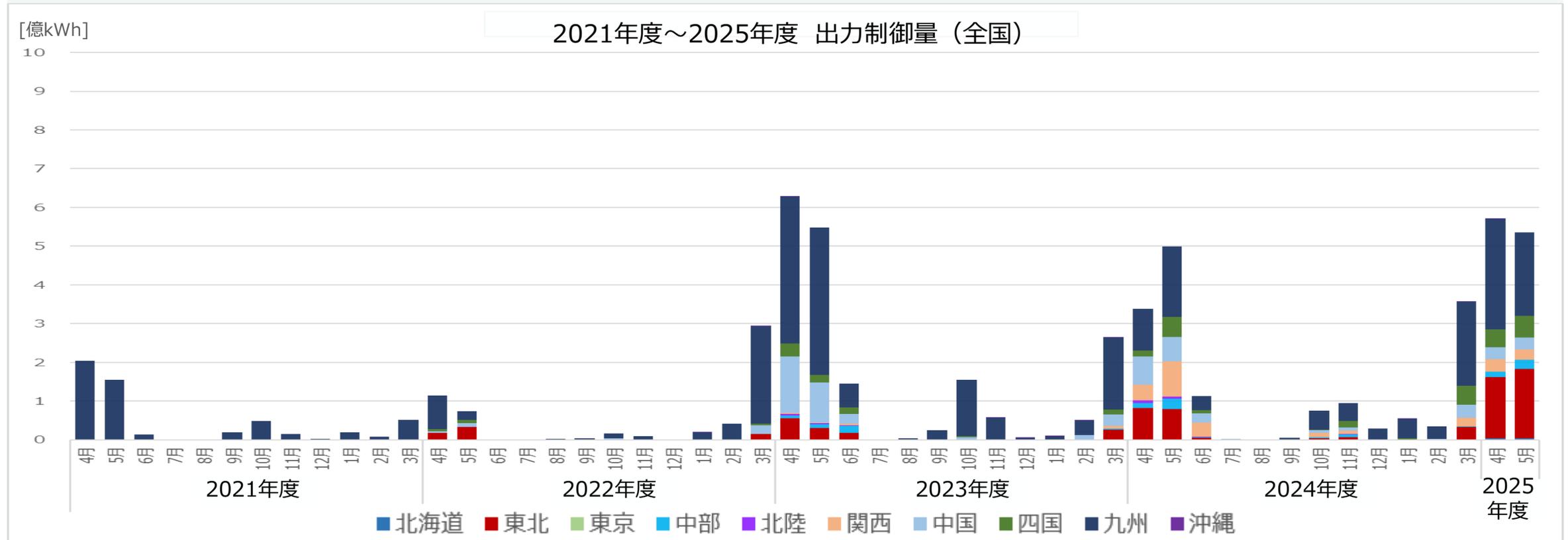
本日は、以下について御報告・御議論させていただく。

1. 再エネ出力制御の実施状況について
2. 再生可能エネルギー出力制御の長期見通しについて

# 1. 再生エネ出力制御の実施状況について

# 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。
- 今春は天候等の理由により、**全国の出力制御量は前年度と比較して増加傾向。**



(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 (2025年5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）

- 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。

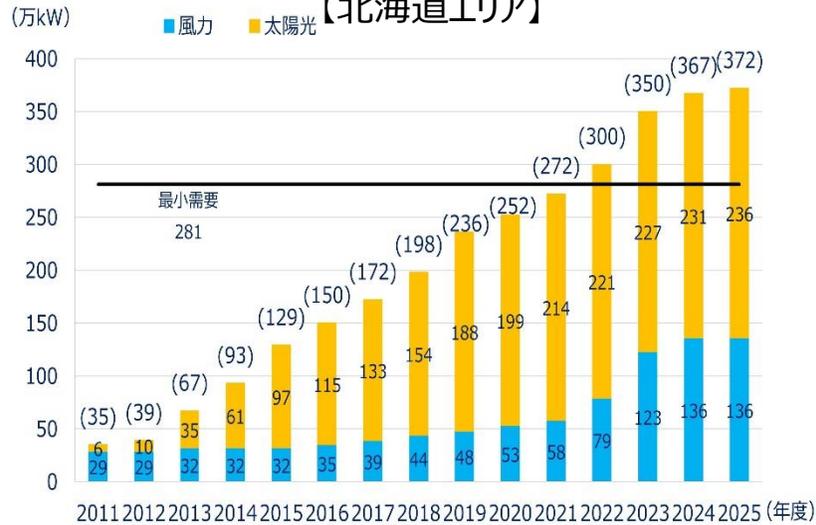
※4 需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合＝発電出力の内、太陽光と風力/需要。

※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。

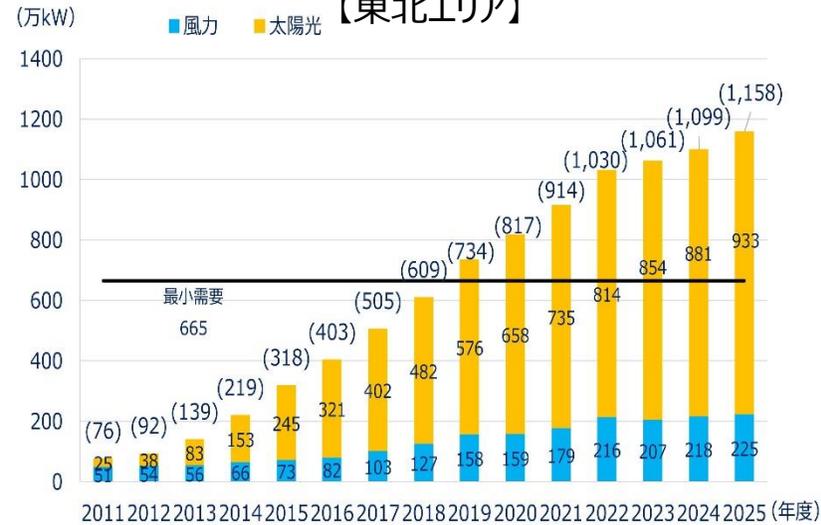
# 【参考】再エネ導入量の増加

出典：各エリア一般送配電事業者

## 【北海道エリア】



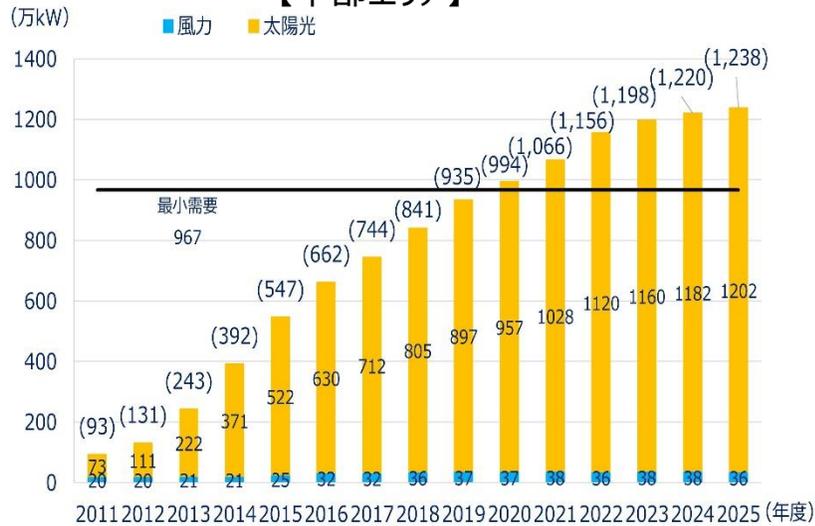
## 【東北エリア】



## 【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3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】



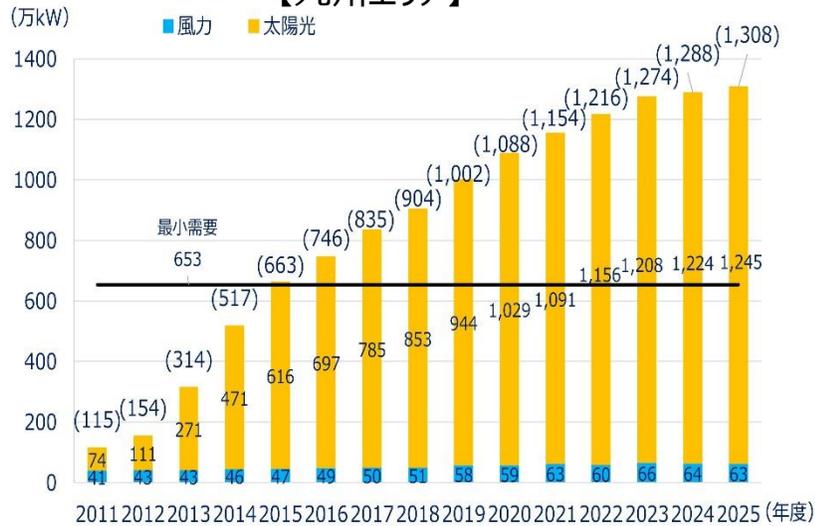
## 【中国エリア】



## 【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3月末時点の実績。

# 【参考】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

東京	中部	北陸	関西	北海道、東北、中国、四国、九州、沖縄
期日延伸 (264万kW、 5,221件)	期日延伸 (2.3万kW、58件)	期日延伸 (0.13万kW、5件)	期日延伸 (12万kW、67件) 未対応 (8万kW、571件)	完了

出典：各エリア一般送配電事業者

# 【参考】オンライン代理制御の導入について

(出所)第47回系統WG (2023年8月3日) 資料1

- 一般送配電事業者がオンラインで出力制御できる**オンライン電源**は、出力制御の実施に際し、**オフライン(手動)電源**に比べて**実需給に近い柔軟な運用が可能**であり、**出力制御量の低減**に資するもの。
- **オンライン代理制御**とは、**オフライン電源に代えてオンライン電源を追加的に制御**(=代理制御)した上で、**オフライン電源の発電量から代理制御分を控除する**一方、**オンライン電源の発電量に代理制御分を加算し、両電源間の出力制御量の差異を金銭精算**する仕組み。
- 2022年4月以降、**当面の間は、出力制御の実施対象外と整理されてきた旧ルール・500kW未満の太陽光発電設備**を、事業者間の**公平性を適切に確保する**観点から、**実施対象とするのにあわせ、オンライン代理制御を導入した**(九州エリアは2022年12月導入)。

## 【太陽光発電設備の出力制御実施対象拡大の範囲】

出力制御区分		旧ルール	新ルール	無制限無補償ルール
出力制御上限 無補償での	500kW以上	年間30日	年間360時間	無制限無補償
	50kW以上 500kW未満	当面の間、 出力制御対象外 ⇒2022年より 出力制御実施対象へ		
	10kW以上 50kW未満			
	10kW未満	当面の間、出力制御実施対象外		

# (参考) 再エネ設備のオンライン化の状況 (2024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) )	75.1% (+0.7)	66.3% (+5.2)	49.2% (+2.5)	59.8% (+2.0)	88.6% (+0.7)	66.1% (+6.6)	82.9% (+2.6)	78.3% (+2.2)	89.7% (+0.3)	58.7% (+0.5)
	②新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	46.5	304.5	417.0	242.0	51.9	157.7	245.6	113.0	349.1	4.8
	③旧ルール(30日)、 オフライン事業者	44.9	237.2	485.1	185.7	10.1	107.6	80.6	44.1	78.8	3.8
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	88.8	163.1	53.8	34.4	26.2	52.6	145.0	46.6 (予定含む)	337.8	0.6
	⑤旧ルール事業者の オンライン切替え率 (④/(③+④))	66.4% (+0.4) 【+0.9】	40.7% (+6.8) 【+10.7】	10.0% (+2.2) 【-】	15.6% (+1.6) 【+3.8】	72.2% (+1.3) 【+8.5】	32.8% (+10.5) 【+20.3】	64.3% (+4.6) 【+10.8】	51.4% (+4.1) 【+13.6】	81.1% (+0.5) 【+2.4】	13.6% (+0.0) 【+0.0】
風力	⑥オンライン化率 ( (⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨) )	88.5% (+1.7)	91.4% (+2.3)	5.7% (+0.8)	10.1% (+0.0)	33.5% (+0.3)	58.4% (+0.0)	0.2% (+0.0)	40.0% (+0.4)	42.5% (+4.9)	0.0% (+0.0)
	⑦新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	118.8	152.2	2.5	2.6	4.4	7.4	0.06	3.5	12.8	-
	⑧旧ルール、オフライン事業者	15.5	18.4	41.1	34.0	11.7	7.4	34.1	17.6	36.4	1.0
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.4	43.6	0.0	1.2	1.5	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) 【+0.0】	70.3% (+8.3) 【+9.0】	0.0% (+0.0) 【-】	3.4% (+0.0) 【+3.4】	11.7% (-12.1) 【-12.1】	28.8% (+0.0) 【+28.8】	0.0% (+0.0) 【+0.0】	32.1% (+0.5) 【+1.3】	27.9% (+1.8) 【+7.0】	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2024年3月末時点からの差分。【】内は2023年9月末時点からの差分。

## **2. 再生可能エネルギー出力制御の 長期見通しについて**

# 出力制御の長期見通しについて

- 再エネ発電事業に限らず、様々な民間事業者のビジネスにおいては、それぞれの事業者が種々の外部環境変化を自ら予測した上で事業計画を立案し、それに従って事業を実施していくことが基本であるが、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、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。
- 今年度から、優先給電ルールの見直し（順番変更：FIT→FIP）を踏まえ、FIP比率を25%とした場合の見通しを試算しており、発電事業者の事業性判断に柔軟に活用いただきたい。
- 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。今回お示しするのは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

第2回次世代電力系統WG（2025年3月17日）資料1  
より一部編集

- 「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。
- また、上記の試算とは別に、直近の単年度実績を基にして※<sup>1</sup>出力制御対策を追加的に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）		2022年度～2024年度
電力需要		各年度（2022年度～2024年度）のエリア実績を「供給計画」の“2034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“2034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 750kWh/併設蓄電池 250kW  
蓄電池併設陸上風力： 風力発電 19,200kWh/併設蓄電池 30,000kW

# 算定結果について（再エネ出力制御対策の効果）

- 一定の前提条件を元に算定した長期見通しの値から、以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率がどのように変化するかを算定した。
  - 需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
  - 供給対策：既設の火力等発電設備の最低出力も30%（火力）、50%（バイオマス）と仮定
  - 系統対策：マスタープランにおいて増強の必要性が高いとされた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、九州→中国+100万kW）

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
<b>出力制御率</b> (無制限無補償ルール) ※1,2,3,4	30	16	2	6	10	9	16	10	22	0.28
<b>需要対策</b>	30	15	2	5	10	9	13	8	17	0
	(0)	(▲1)	(0)	(▲1)	(0)	(0)	(▲3)	(▲2)	(▲5)	(▲0.28)
<b>供給対策</b>	26	9	1	4	7	7	12	7	19	0
	(▲4)	(▲7)	(▲1)	(▲2)	(▲3)	(▲2)	(▲4)	(▲3)	(▲3)	(▲0.28)
<b>系統対策</b>	15	16	2	6	10	9	16	9	20	—
	(▲15)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(▲1)	(▲2)	—

※表中括弧内の数値は対策前出力制御率（赤枠）に対する差分

※1 太陽光と風力について、足元から2025年度供給計画2034年の導入量の伸びの1.3倍程度まで導入された場合を想定したもの。需要は2025年度供給計画2034年の見通しを想定。

それぞれ機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない。

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見直し」（2024年度実績ベース）

※3 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示。

※4 系統対策のうち、北海道本州間連系設備（日本海ルート）及び中国九州間連系設備を除く地域間連系線の増強については、今回の試算よりベースケースに反映。

出所：各エリア一般送配電事業者

# 【参考】 前回の算定結果（再エネ出力制御対策の効果）

（出所） 第53回系統WG（2024年12月2日）資料1

- 一定の前提条件を元に算定した長期見通しの値から、以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率がどのように変化するかを算定した。
  - 需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
  - 供給対策：既設の火力等発電設備の最低出力も30%（火力）、50%（バイオマス）としたと仮定
  - 系統対策：現在建設中の地域間連系線の増強に加え、マスタープランにおいて増強の必要性が高いとされた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）

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
<b>出力制御率</b> (無制限無補償ルール) ※1,2,3	26	44	1	2	5	4	7	6	20	0.1
<b>需要対策</b>	23	40	1	2	4	3	5	4	15	0
	(▲3)	(▲4)	(0)	(▲1)	(▲1)	(▲1)	(▲2)	(▲2)	(▲5)	(▲0.1)
<b>供給対策</b>	23	38	0	1	3	2	5	5	18	0
	(▲3)	(▲6)	(▲1)	(▲1)	(▲2)	(▲1)	(▲2)	(▲1)	(▲2)	(▲0.1)
<b>系統対策</b>	9	12	1	2	5	4	7	6	16	—
	(▲17)	(▲32)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(▲4)	—

※表中括弧内の数値は対策前出力制御率（赤枠）に対する差分

※1 太陽光と風力について、足元から2024年度供給計画2033年の導入量の伸びの1.3倍程度まで導入された場合を想定したもの。需要は2024年度供給計画2033年の見通しの1.1倍想定。

それぞれ機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない。

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見直し」（2023年度実績ベース）

※3 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示。

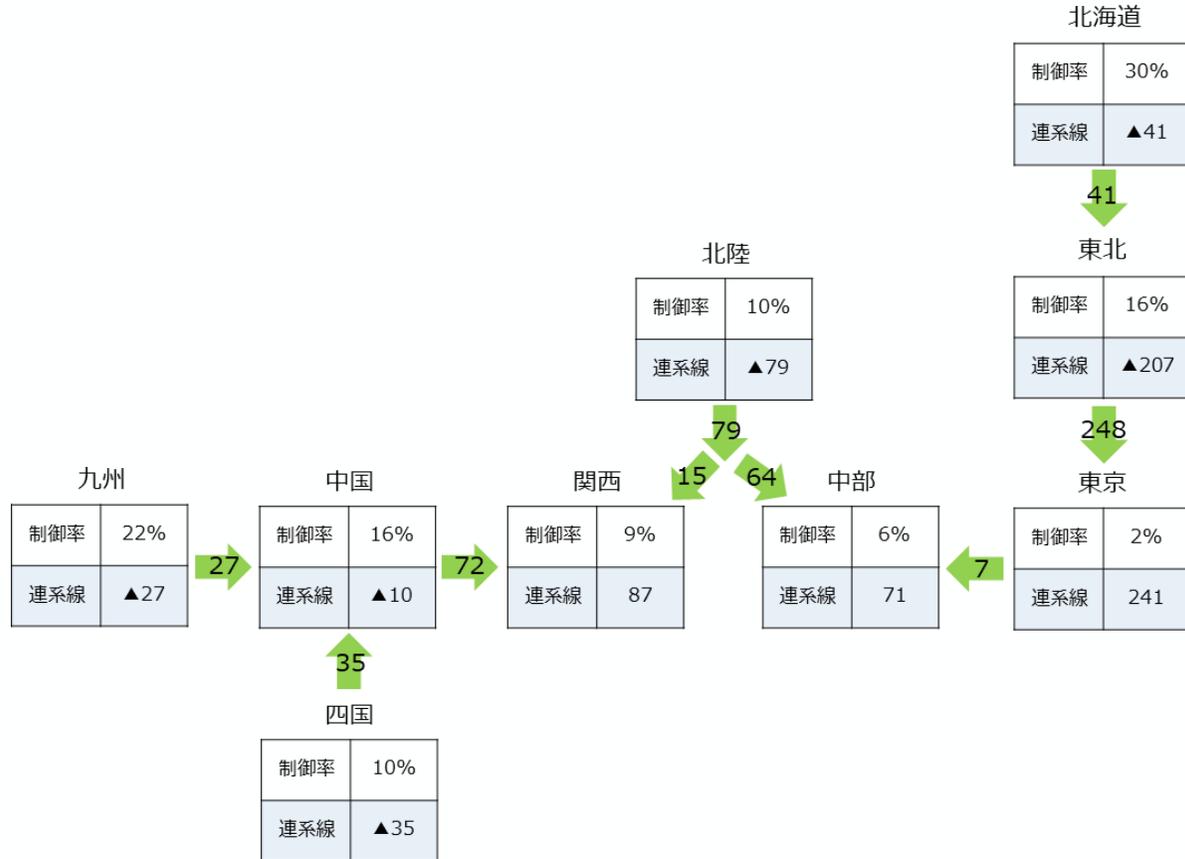
出所：各エリア一般送配電事業者

# 【参考】連系線増強効果

- 系統対策により、エリアを跨ぐ送電量が増加する。これにより送電エリアの出力制御率が減少。

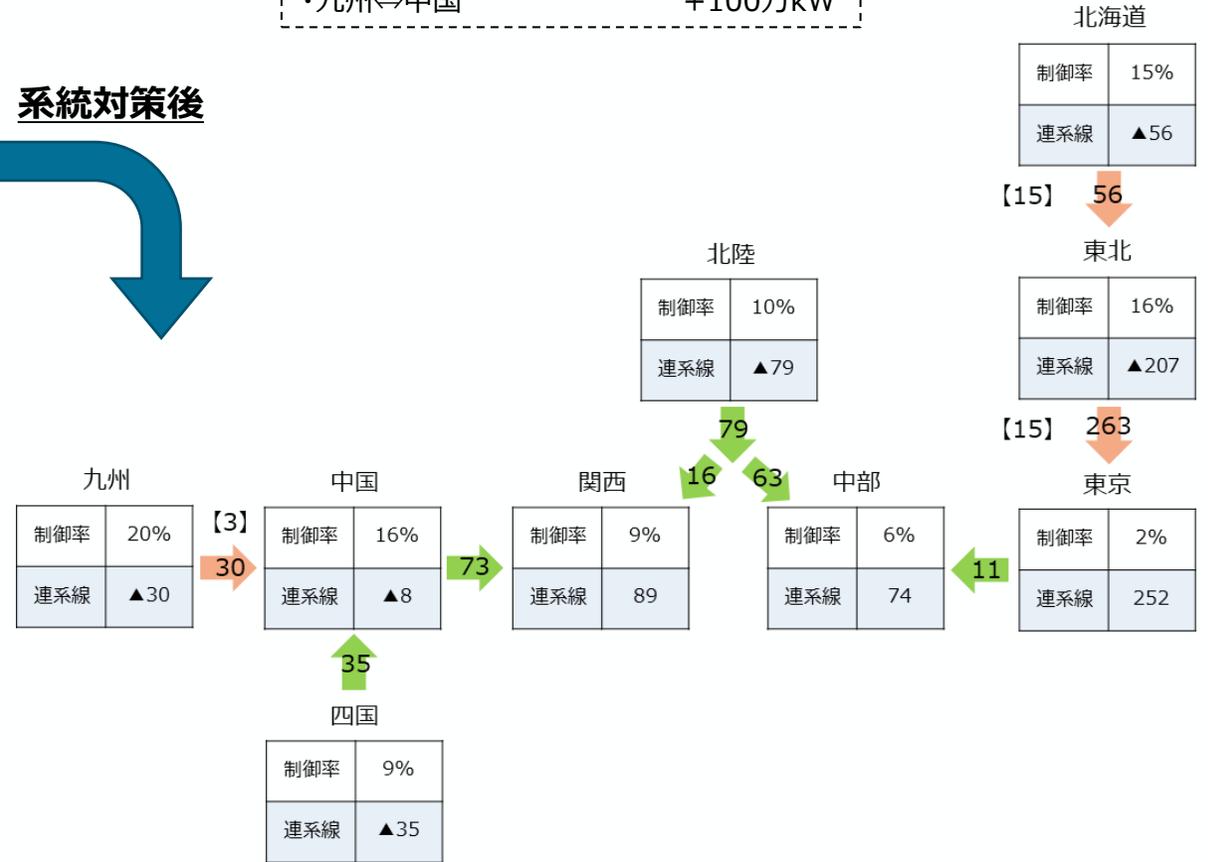
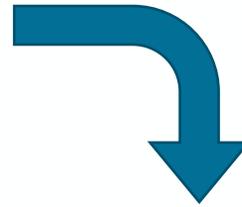
## エリアごとの制御率及び連系線活用量

[年間合計：億kWh]



連系線増強量  
 ・北海道⇔東北⇔東京 +200万kW  
 ・九州⇔中国 +100万kW

## 系統対策後



(注1) 連系線の欄の値はエリア外送受電量の合計

(注2) 連系線の欄において負の数 (▲) はエリア外への送電量が多いことを示す

(注3) 系統対策後の は増強箇所

# 優先給電ルール見直し後の算定結果（FIP移行ケース）

- 優先給電ルールの見直し（順番変更：FIT→FIP）を踏まえ、FIP比率を25%とした場合の見通しを算定した。一定の前提を置いた上での試算値であることに留意。
- 順番変更後において、FIT電源と比較すると**FIP電源の出力制御率が減少する傾向が示唆**。

エリア	出力制御率（順番変更前） FIT・FIP（無制限無補償ルール）		エリア	出力制御率（順番変更後（FIP比率25%の場合）※ <sup>2</sup> ）			
				FIT（無制限無保証ルール）		FIP	
北海道	30% (3,397時間)	太陽光 38% 風力 27%	北海道	36% (3,400時間)	太陽光 45% 風力 32%	7% (761時間)	太陽光 11% 風力 5%
東北	16% (1,199時間)	太陽光 22% 風力 11%	東北	18% (1,204時間)	太陽光 26% 風力 12%	8% (508時間)	太陽光 13% 風力 4%
東京	2% (167時間)	太陽光 3% 風力 2%	東京	3% (167時間)	太陽光 3% 風力 2%	2% (56時間)	太陽光 2% 風力 0.5%
中部	6% (312時間)	太陽光 6% 風力 2%	中部	7% (314時間)	太陽光 8% 風力 2%	2% (79時間)	太陽光 2% 風力 0.3%
北陸	10% (864時間)	太陽光 25% 風力 8%	北陸	10% (864時間)	太陽光 26% 風力 8%	7% (448時間)	太陽光 12% 風力 5%
関西	9% (402時間)	太陽光 9% 風力 -%	関西	11% (399時間)	太陽光 11% 風力 -%	4% (144時間)	太陽光 4% 風力 2%
中国	16% (793時間)	太陽光 18% 風力 7%	中国	24% (810時間)	太陽光 27% 風力 7%	2% (60時間)	太陽光 2% 風力 1%
四国	10% (705時間)	太陽光 12% 風力 5%	四国	12% (706時間)	太陽光 16% 風力 5%	2% (85時間)	太陽光 2% 風力 1%
九州	22% (1,236時間)	太陽光 26% 風力 12%	九州	28% (1,242時間)	太陽光 34% 風力 12%	1% (100時間)	太陽光 2% 風力 1%

※1 太陽光と風力は足元から2025年度供給計画2034年の導入量の伸びの1.3倍程度まで導入された場合を想定したもの。需要は2025年度供給計画2034年の見通しを想定。

※2 FIP電源の供給シフト考慮方法は次のとおり。

①FITに移行しないFIT電源を対象に抑制量を算定、②算定されたFIT抑制量を固定し、FIP移行量に紐づく蓄電池を導入した後、再度抑制量を算定。

※3 FIPへの移行は無制限無補償ルール適用電源に限らず、すべての抑制可能な電源を対象とする。上表FIP欄にはFIP移行電源を対象とした抑制率を記載。

# 太陽光・風力出力制御見通し（3か年平均）

- 無制限・無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し。2022～2024年度実績に基づく算定結果の3か年平均。

エリア	2025年2月末 時点導入量 [万kW]		最小需要 [万kW]	ケース①				ケース②					
				導入量[万kW]		出力制御率 (制御時間)		導入量[万kW]		出力制御率 (制御時間)			
北海道	太陽光	234	312	太陽光	+62	27%	太陽光	34%	太陽光	+81	31%	太陽光	38%
	風力	136		風力	+97	(2,991)	風力	24%	風力	+126	(3,373)	風力	27%
東北	太陽光	919	761	太陽光	+541	15%	太陽光	18%	太陽光	+703	19%	太陽光	24%
	風力	225		風力	+518	(1,007)	風力	11%	風力	+673	(1,304)	風力	14%
東京	太陽光	2,089	2,962	太陽光	+586	2%	太陽光	3%	太陽光	+762	3%	太陽光	3%
	風力	49		風力	+65	(158)	風力	2%	風力	+85	(200)	風力	2%
中部	太陽光	1,205	1,128	太陽光	+342	6%	太陽光	6%	太陽光	+445	8%	太陽光	8%
	風力	36		風力	+5	(304)	風力	3%	風力	+7	(378)	風力	4%
北陸	太陽光	130	251	太陽光	+27	9%	太陽光	20%	太陽光	+35	11%	太陽光	26%
	風力	18		風力	+165	(716)	風力	7%	風力	+215	(919)	風力	9%
関西	太陽光	762	1,281	太陽光	+449	9%	太陽光	9%	太陽光	+584	11%	太陽光	11%
	風力	17		風力	-1	(366)	風力	-%	風力	-1	(480)	風力	-%
中国	太陽光	723	536	太陽光	+332	14%	太陽光	15%	太陽光	+432	21%	太陽光	23%
	風力	35		風力	+94	(678)	風力	6%	風力	+122	(876)	風力	8%
四国	太陽光	348	205	太陽光	+87	8%	太陽光	10%	太陽光	+113	11%	太陽光	13%
	風力	29		風力	+46	(624)	風力	5%	風力	+60	(827)	風力	6%
九州	太陽光	1,238	834	太陽光	+378	22%	太陽光	26%	太陽光	+491	26%	太陽光	31%
	風力	64		風力	+313	(1,113)	風力	10%	風力	+407	(1,307)	風力	12%
沖縄	太陽光	40	77	太陽光	+7	0.25%	太陽光	0.25%	太陽光	+9	0.41%	太陽光	0.41%
	風力	1		風力	+0	(37)	風力	-%	風力	+0	(54)	風力	-%

※ケース①：2025年度供給計画2034年の再エネ導入量1.0倍程度、ケース②：2025年度供給計画2034年の再エネ導入量の伸び1.3倍程度まで導入された場合を想定したもの。

出所：各エリア一般送配電事業者

# 【参考】太陽光・風力出力制御見通し（2022年度実績ベース）

- 無制限・無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し。2022年度実績を基に算定。

エリア	2025年2月末 時点導入量 [万kW]		最小需要 [万kW]	ケース①				ケース②					
				導入量[万kW]		出力制御率 (制御時間)		導入量[万kW]		出力制御率 (制御時間)			
北海道	太陽光	234	285	太陽光	+62	23%	太陽光	31%	太陽光	+81	26%	太陽光	36%
	風力	136		風力	+97	(2,657)	風力	20%	風力	+126	(3,053)	風力	23%
東北	太陽光	919	708	太陽光	+541	15%	太陽光	18%	太陽光	+703	18%	太陽光	24%
	風力	225		風力	+518	(964)	風力	11%	風力	+673	(1,225)	風力	13%
東京	太陽光	2,089	2,899	太陽光	+586	3%	太陽光	3%	太陽光	+762	3%	太陽光	3%
	風力	49		風力	+65	(170)	風力	3%	風力	+85	(219)	風力	3%
中部	太陽光	1,205	1,091	太陽光	+342	6%	太陽光	7%	太陽光	+445	8%	太陽光	8%
	風力	36		風力	+5	(320)	風力	3%	風力	+7	(394)	風力	4%
北陸	太陽光	130	259	太陽光	+27	8%	太陽光	20%	太陽光	+35	10%	太陽光	25%
	風力	18		風力	+165	(669)	風力	6%	風力	+215	(835)	風力	8%
関西	太陽光	762	1,224	太陽光	+449	8%	太陽光	8%	太陽光	+584	10%	太陽光	10%
	風力	17		風力	-1	(373)	風力	-%	風力	-1	(492)	風力	-%
中国	太陽光	723	552	太陽光	+332	17%	太陽光	18%	太陽光	+432	23%	太陽光	26%
	風力	35		風力	+94	(741)	風力	6%	風力	+122	(917)	風力	7%
四国	太陽光	348	198	太陽光	+87	9%	太陽光	11%	太陽光	+113	11%	太陽光	14%
	風力	29		風力	+46	(652)	風力	4%	風力	+60	(816)	風力	5%
九州	太陽光	1,238	856	太陽光	+378	24%	太陽光	29%	太陽光	+491	27%	太陽光	34%
	風力	64		風力	+313	(1,142)	風力	9%	風力	+407	(1,338)	風力	11%
沖縄	太陽光	40	75	太陽光	+7	0.22%	太陽光	0.22%	太陽光	+9	0.43%	太陽光	0.43%
	風力	1		風力	+0	(41)	風力	-%	風力	+0	(62)	風力	-%

※ケース①：2025年度供給計画2034年の再エネ導入量1.0倍程度、ケース②：2025年度供給計画2034年の再エネ導入量の伸び1.3倍程度まで導入された場合を想定したもの。

出所：各エリア一般送配電事業者

# 【参考】太陽光・風力出力制御見通し（2023年度実績ベース）

- 無制限・無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し。2023年度実績を基に算定。

エリア	2025年2月末 時点導入量 [万kW]		最小需要 [万kW]	ケース①				ケース②					
				導入量[万kW]		出力制御率 (制御時間)		導入量[万kW]		出力制御率 (制御時間)			
北海道	太陽光	234	318	太陽光	+62	31%	太陽光	38%	太陽光	+81	35%	太陽光	42%
	風力	136		風力	+97	(3,313)	風力	28%	風力	+126	(3,669)	風力	32%
東北	太陽光	919	828	太陽光	+541	17%	太陽光	20%	太陽光	+703	22%	太陽光	26%
	風力	225		風力	+518	(1,155)	風力	14%	風力	+673	(1,488)	風力	18%
東京	太陽光	2,089	3,088	太陽光	+586	3%	太陽光	3%	太陽光	+762	3%	太陽光	3%
	風力	49		風力	+65	(188)	風力	2%	風力	+85	(215)	風力	2%
中部	太陽光	1,205	1,154	太陽光	+342	7%	太陽光	7%	太陽光	+445	9%	太陽光	9%
	風力	36		風力	+5	(366)	風力	4%	風力	+7	(428)	風力	5%
北陸	太陽光	130	274	太陽光	+27	11%	太陽光	22%	太陽光	+35	14%	太陽光	27%
	風力	18		風力	+165	(855)	風力	10%	風力	+215	(1,057)	風力	12%
関西	太陽光	762	1,334	太陽光	+449	10%	太陽光	10%	太陽光	+584	13%	太陽光	13%
	風力	17		風力	-1	(411)	風力	-%	風力	-1	(546)	風力	-%
中国	太陽光	723	539	太陽光	+332	14%	太陽光	15%	太陽光	+432	22%	太陽光	24%
	風力	35		風力	+94	(685)	風力	6%	風力	+122	(919)	風力	8%
四国	太陽光	348	203	太陽光	+87	8%	太陽光	9%	太陽光	+113	12%	太陽光	14%
	風力	29		風力	+46	(663)	風力	6%	風力	+60	(961)	風力	8%
九州	太陽光	1,238	855	太陽光	+378	25%	太陽光	29%	太陽光	+491	29%	太陽光	35%
	風力	64		風力	+313	(1,166)	風力	11%	風力	+407	(1,346)	風力	13%
沖縄	太陽光	40	75	太陽光	+7	0.32%	太陽光	0.32%	太陽光	+9	0.51%	太陽光	0.51%
	風力	1		風力	+0	(44)	風力	-%	風力	+0	(65)	風力	-%

※ケース①：2025年度供給計画2034年の再エネ導入量1.0倍程度、ケース②：2025年度供給計画2034年の再エネ導入量の伸び1.3倍程度まで導入された場合を想定したもの。

出所：各エリア一般送配電事業者

# 【参考】太陽光・風力出力制御見通し（2024年度実績ベース）

- 無制限・無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し。2024年度実績を基に算定。

エリア	2025年2月末 時点導入量 [万kW]		最小需要 [万kW]	ケース①				ケース②					
				導入量[万kW]		出力制御率 (制御時間)		導入量[万kW]		出力制御率 (制御時間)			
北海道	太陽光	234	334	太陽光	+62	27%	太陽光	34%	太陽光	+81	30%	太陽光	38%
	風力	136		風力	+97	(3,003)	風力	23%	風力	+126	(3,397)	風力	27%
東北	太陽光	919	748	太陽光	+541	12%	太陽光	16%	太陽光	+703	16%	太陽光	22%
	風力	225		風力	+518	(903)	風力	8%	風力	+673	(1,199)	風力	11%
東京	太陽光	2,089	2,900	太陽光	+586	2%	太陽光	2%	太陽光	+762	2%	太陽光	3%
	風力	49		風力	+65	(116)	風力	1%	風力	+85	(167)	風力	2%
中部	太陽光	1,205	1,140	太陽光	+342	5%	太陽光	5%	太陽光	+445	6%	太陽光	6%
	風力	36		風力	+5	(227)	風力	1%	風力	+7	(312)	風力	2%
北陸	太陽光	130	220	太陽光	+27	8%	太陽光	18%	太陽光	+35	10%	太陽光	25%
	風力	18		風力	+165	(624)	風力	6%	風力	+215	(864)	風力	8%
関西	太陽光	762	1,286	太陽光	+449	8%	太陽光	8%	太陽光	+584	9%	太陽光	9%
	風力	17		風力	-1	(315)	風力	-%	風力	-1	(402)	風力	-%
中国	太陽光	723	518	太陽光	+332	12%	太陽光	13%	太陽光	+432	16%	太陽光	18%
	風力	35		風力	+94	(609)	風力	6%	風力	+122	(793)	風力	7%
四国	太陽光	348	214	太陽光	+87	8%	太陽光	10%	太陽光	+113	10%	太陽光	12%
	風力	29		風力	+46	(558)	風力	4%	風力	+60	(705)	風力	5%
九州	太陽光	1,238	791	太陽光	+378	18%	太陽光	20%	太陽光	+491	22%	太陽光	26%
	風力	64		風力	+313	(1,030)	風力	10%	風力	+407	(1,236)	風力	12%
沖縄	太陽光	40	80	太陽光	+7	0.20%	太陽光	0.20%	太陽光	+9	0.28%	太陽光	0.28%
	風力	1		風力	+0	(26)	風力	-%	風力	+0	(34)	風力	-%

※ケース①：2025年度供給計画2034年の再エネ導入量1.0倍程度、ケース②：2025年度供給計画2034年の再エネ導入量の伸び1.3倍程度まで導入された場合を想定したもの。

出所：各エリア一般送配電事業者

# 【参考】太陽光・風力出力制御見通し（再エネ出力制御対策効果）

- 無制限・無補償ルール太陽光・風力の出力制御見通し。2024年度実績を基に再エネ出力制御対策の効果を算定。

エリア	2025年2月末 時点導入量 [万kW]		最小需要 [万kW]	ケース②													
				導入量[万kW]	出力制御率 (制御時間)		需要対策		供給対策		系統対策						
							出力制御率 (制御時間)		出力制御率 (制御時間)		出力制御率 (制御時間)						
北海道	太陽光	234	334	太陽光	+81	30%	太陽光	38%	30%	太陽光	37%	26%	太陽光	33%	15%	太陽光	19%
	風力	136		風力	+126	(3,397)	風力	27%	(3,238)	風力	27%	(3,016)	風力	23%	(1,290)	風力	12%
東北	太陽光	919	748	太陽光	+703	16%	太陽光	22%	15%	太陽光	20%	9%	太陽光	13%	16%	太陽光	23%
	風力	225		風力	+673	(1,199)	風力	11%	(1,099)	風力	11%	(769)	風力	6%	(1,116)	風力	11%
東京	太陽光	2,089	2,900	太陽光	+762	2%	太陽光	3%	2%	太陽光	2%	1%	太陽光	1%	2%	太陽光	3%
	風力	49		風力	+85	(167)	風力	2%	(150)	風力	1%	(69)	風力	0.4%	(185)	風力	2%
中部	太陽光	1,205	1,140	太陽光	+445	6%	太陽光	6%	5%	太陽光	5%	4%	太陽光	4%	6%	太陽光	6%
	風力	36		風力	+7	(312)	風力	2%	(243)	風力	2%	(195)	風力	1%	(317)	風力	2%
北陸	太陽光	130	220	太陽光	+35	10%	太陽光	25%	10%	太陽光	21%	7%	太陽光	17%	10%	太陽光	25%
	風力	18		風力	+215	(864)	風力	8%	(803)	風力	8%	(529)	風力	5%	(858)	風力	8%
関西	太陽光	762	1,286	太陽光	+584	9%	太陽光	9%	9%	太陽光	9%	7%	太陽光	7%	9%	太陽光	9%
	風力	17		風力	-1	(402)	風力	-%	(374)	風力	-%	(306)	風力	-%	(392)	風力	-%
中国	太陽光	723	518	太陽光	+432	16%	太陽光	18%	13%	太陽光	14%	12%	太陽光	13%	16%	太陽光	18%
	風力	35		風力	+122	(793)	風力	7%	(666)	風力	6%	(613)	風力	6%	(768)	風力	7%
四国	太陽光	348	214	太陽光	+113	10%	太陽光	12%	8%	太陽光	10%	7%	太陽光	9%	9%	太陽光	12%
	風力	29		風力	+60	(705)	風力	5%	(634)	風力	5%	(484)	風力	3%	(694)	風力	5%
九州	太陽光	1,238	791	太陽光	+491	22%	太陽光	26%	17%	太陽光	20%	19%	太陽光	22%	20%	太陽光	23%
	風力	64		風力	+407	(1,236)	風力	12%	(1,103)	風力	11%	(1,128)	風力	11%	(1,070)	風力	10%
沖縄	太陽光	40	80	太陽光	+9	0.28%	太陽光	0.28%	0.00%	太陽光	0.00%	0.00%	太陽光	0.00%	-	太陽光	-
	風力	1		風力	+0	(34)	風力	-%	(0)	風力	-%	(0)	風力	-%	-	風力	-

※ケース①：2025年度供給計画2034年の再エネ導入量1.0倍程度、ケース②：2025年度供給計画2034年の再エネ導入量の伸び1.3倍程度まで導入された場合を想定したものの。

# 【参考】長期見通しの試算における最小需要日の需給バランス

- 2024年度実績ケース②における、昼間最小需要発生日の需給バランス。

[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	
発生日		5月18日	5月18日	4月14日	4月28日	5月26日	4月14日	4月14日	4月14日	4月14日	3月22日	
発生時間		10:00	12:00	11:00	11:00	13:00	11:00	11:00	12:00	11:00	13:00	
需要		334	748	2,900	1,140	220	1,286	518	214	791	79.7	
供給力	火力	調整火力	39	103	609	240	41	68	71	14	79	40.9
		非調整火力	17	138	528	70	5	294	111	50	69	0
	再エネ	バイオマス	34	87	82	88	16	85	30	19	76	2.9
		太陽光	280	1,336	2,251	1,309	147	1,056	900	386	1,160	40.4
		風力	144	359	3	0	108	0	14	3	86	0
		一般水力	81	197	212	152	114	111	43	22	50	0.1
		地熱	5	20	1	2	0	0	0	0	25	0
	原子力	168	200	768	287	156	550	167	78	332	0	
	揚水・蓄電池	0	▲46	▲1,118	▲370	0	▲445	▲176	▲30	▲224	0	
	連系線活用	▲45	▲94	107	122	▲134	196	0	▲145	0	0	
	再エネ出力制御量	▲387	▲1,552	▲543	▲761	▲233	▲629	▲642	▲182	▲862	▲4.7	
	供給力計	334	748	2,900	1,140	220	1,286	518	214	791	79.7	

※最小需要とは、4、5月（GW期間除く休日）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。沖縄は2、3月。

※ケース②は2025年度供給計画2034年の再エネ導入量の伸び1.3倍程度まで導入された場合を想定したもの

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

※長期固定電源・電制電源の他エリア送受電分は、受電エリアの当該電源種別に計上し、連系線活用からは控除

出所：各エリア一般送配電事業者