

再生可能エネルギー出力制御の 短期見通し等について

2025年9月24日

資源エネルギー庁

本日の御報告

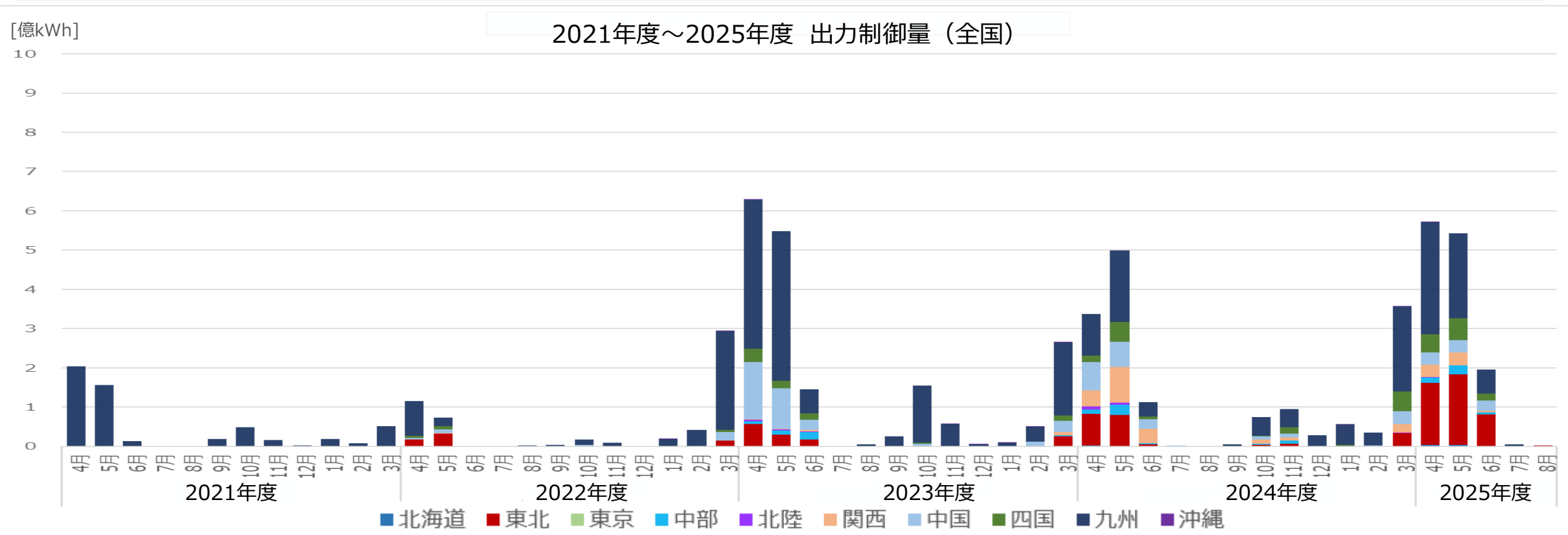
本日は、以下について御報告する。

1. 再エネ出力制御の実施状況について
2. 再エネ出力制御の短期見通しについて
3. 再エネ発電事業者等における運用改善の協力に係る対応状況について

1. 再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8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	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]	4.8% [7.5億] [880億]	0.04% [191万] [301億]	0.01% [81万] [301億]	0.04% [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	0.5% [6,379万] [813億]	0.8% [1.3億] [797億]	1.3% [2.1億] [792億]	0.2% [3,782万] [1,299億]	0.3% [5,099万] [1,300億]	0.6% [1,043万] [278億]	0.9% [1,652万] [279億]	0.1% [0.087万※5] [1,399億※5]	2.1% [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	0.5% [3,988万] [585億]	3.6% [3.2億] [569億]	2.3% [2.1億] [580億]	0.4% [1934万※5] [274億※5]	1.8% [9,229万※5] [267億※5]	3.2% [1.6億※5] [269億※5]	0.08% [34.9万] [69億]	0.27% [137万] [74億]	0.15% [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]	372万kW [236 万kW] [136 万kW]	1,158万kW [933万kW] [225万kW]	2,149万kW [2,100万kW] [49万kW]	1,238万kW [1,202万kW] [36万kW]	148万kW [131万kW] [17万kW]	785万kW [769万kW] [17万kW]	761万kW [726万kW] [35万kW]	379万kW [350万kW] [29万kW]	1,308万kW [1,245万kW] [63万kW]	47.6万kW [46.2万kW] [1.4万kW]
年間の出力制御率※2 (見込み) ※3、4	0.3%	2.2%	0.009%	0.4%	2.1%	0.4%	2.8%	2.4%	6.1%	0.2%

※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】	【5.7】 〈－〉	－	【132】 〈－〉	－	【21】 〈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		80.1%	130.7%	68.8%	99.9%	58.4%	53.8%	128.1%	140.0%	149.8%	42.6%

※ 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。

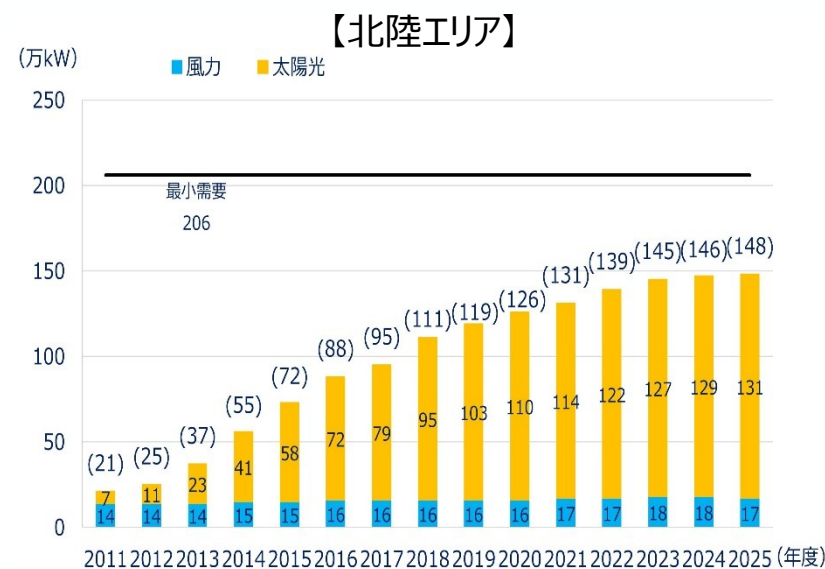
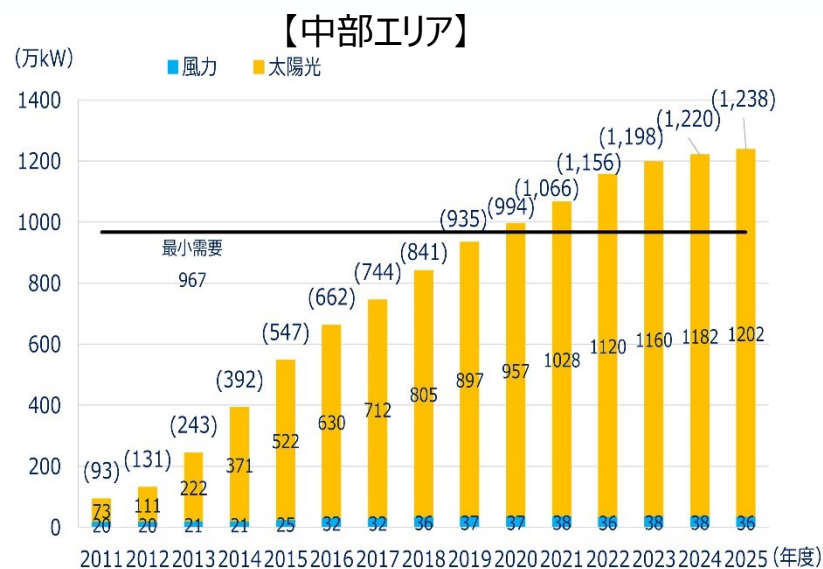
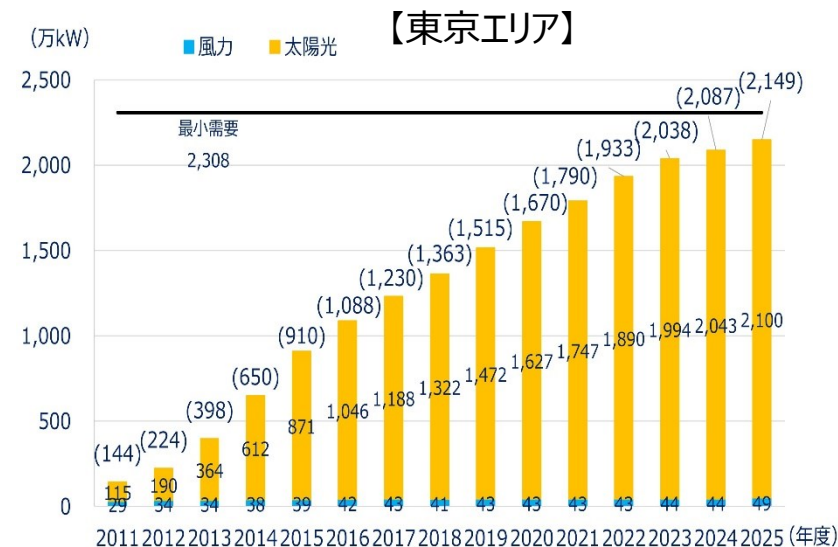
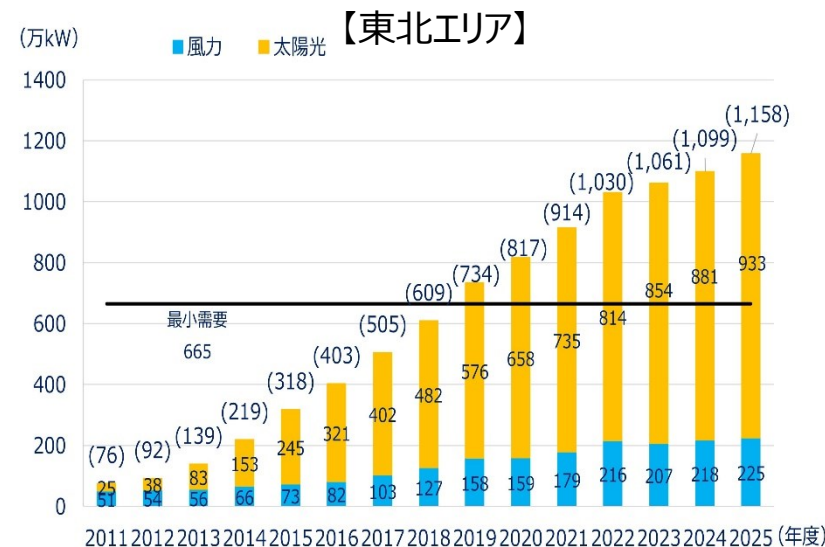
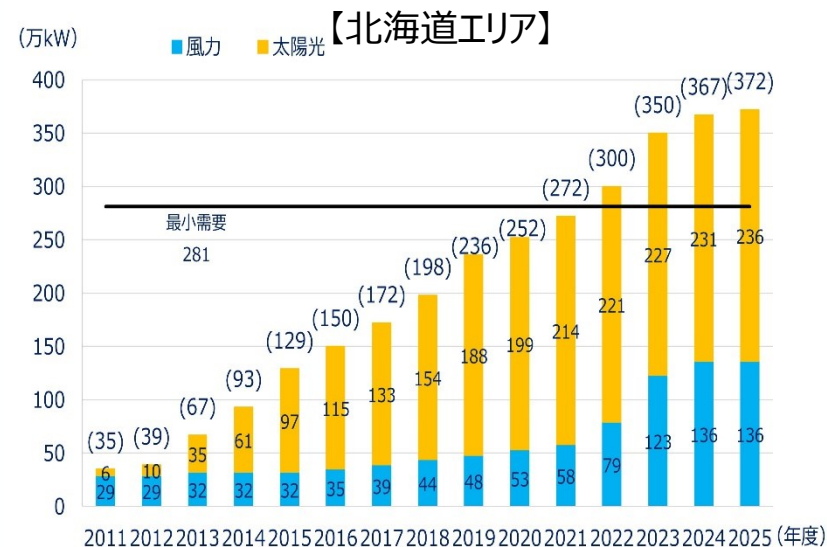
※ 5 関西は淡路島南部地域を除く、四国は淡路島南部地域を含む。

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

第3回次世代系統WG（2025年6月27日）資料1

出典：各エリア一般送配電事業者

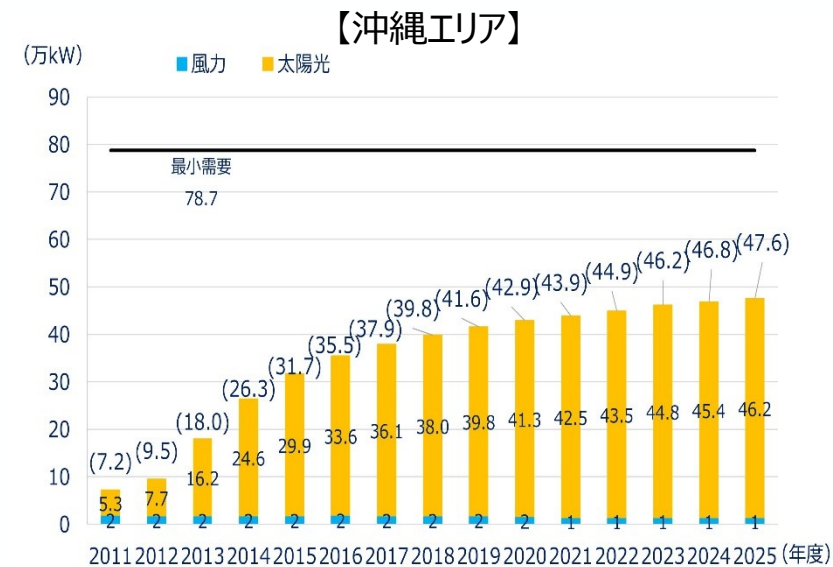
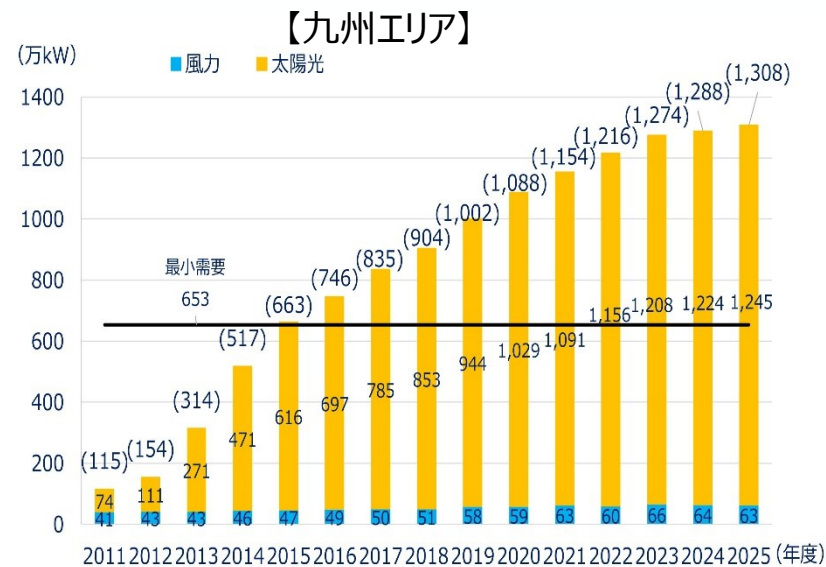
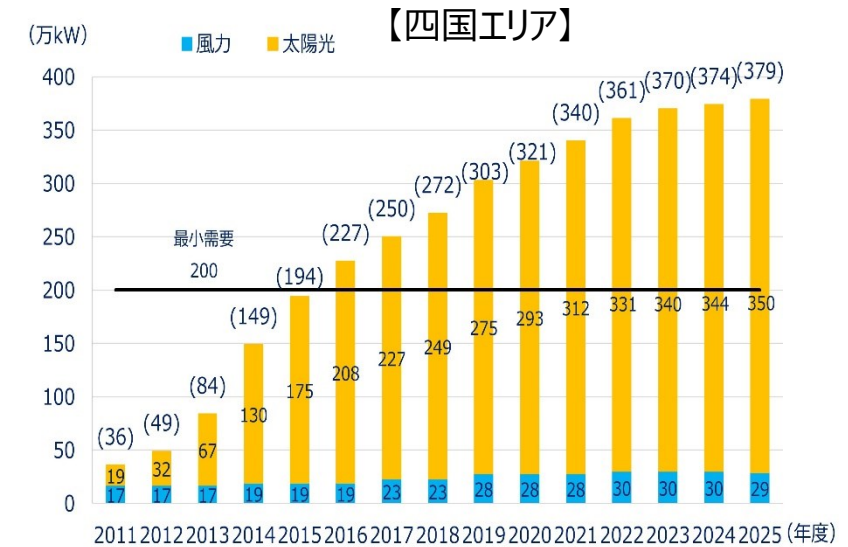
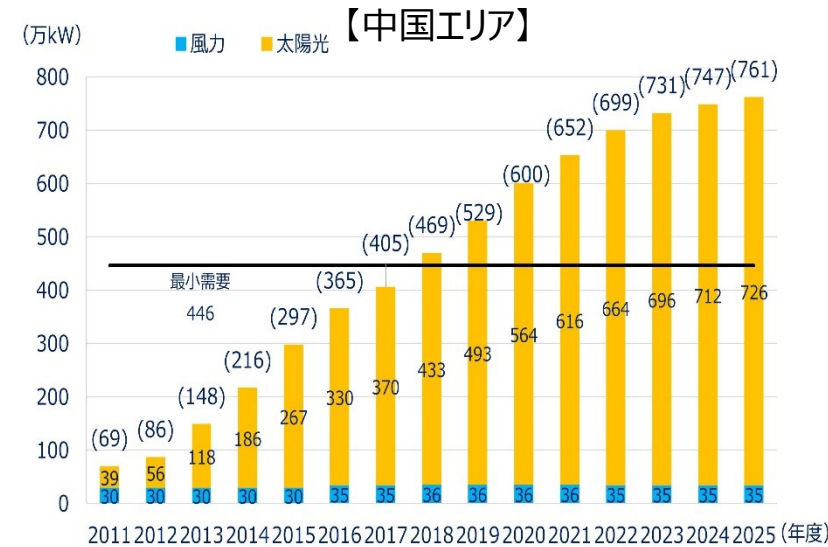
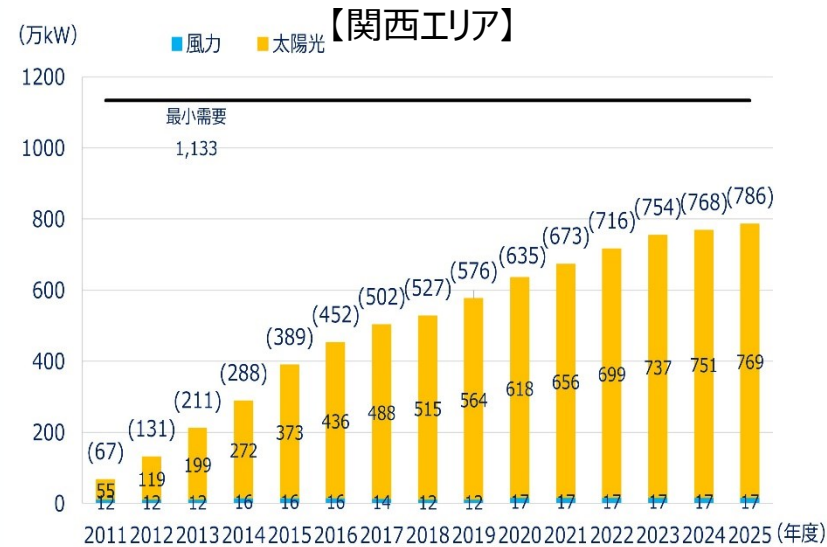


※最小需要とは、2025年の4月から5月6日までの休日（GWを含む）の需要に占める変動再エネの割合（＝（太陽光＋風力）／需要）が最大となる日の需要。
沖縄エリアは3月。※FIT制度開始（2012.7～）※淡路島南部地域は四国に含む。※再エネ導入量は2025年3月末時点の実績。

【参考】再エネ導入量の増加

第3回次世代系統WG（2025年6月27日）資料1

出典：各エリア一般送配電事業者



※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) 再エネ設備のオンライン化の状況 (2025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))	75.9% (+0.8)	72.8% (+6.5)	52.4% (+3.2)	62.8% (+3.0)	88.8% (+0.2)	74.4% (+8.3)	85.6% (+2.7)	81.8% (+3.5)	90.5% (+0.8)	70.7% (+12.0)
	②新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	50.5	345.7	453.6	259.1	53.5	176.7	253.9	116.5	370.6	4.8
	③旧ルール(30日)、 オフライン事業者	44.3	201.7	469.7	180.8	10.1	87.6	68.9	37.6	74.5	2.7
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	89.3	193.2	63.9	45.8	26.2	78.6	156.7	53.0 (予定含む)	341.6	1.7
	⑤旧ルール事業者の オンライン切替え率 (④/(③+④))	66.8% (+0.4) 【+0.8】	48.9% (+8.2) 【+15.0】	12.0% (+2.0) 【+4.2】	20.2% (+4.6) 【+6.2】	72.2% (+0.0) 【+1.3】	47.3% (+14.5) 【+25.0】	69.5% (+5.2) 【+9.8】	58.5% (+7.1) 【+11.2】	82.1% (+1.0) 【+1.5】	38.6% (+25.0) 【+25.0】
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	88.6% (+0.1)	93.0% (+1.6)	19.5% (+13.8)	10.1% (+0.0)	33.9% (+0.4)	58.4% (+0.0)	0.2% (+0.0)	40.3% (+0.3)	44.4% (+1.9)	0.0% (+0.0)
	⑦新・無制限無補償ルール、 オンライン事業者	119.5	155.4	9.5	2.6	4.4	7.4	0.06	3.5	15.2	-
	⑧旧ルール、オフライン事業者	15.5	15.1	39.4	34.0	11.5	7.4	34.1	17.4	35.0	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	3.0	-	8.3	12.8	-
	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】	74.6% (+4.3) 【+12.6】	0.0% (+0.0) 【+0.0】	3.4% (+0.0) 【+0.0】	11.8% (+0.1) 【-12.0】	28.8% (+0.0) 【+0.0】	0.0% (+0.0) 【+0.0】	32.3% (+0.2) 【+0.7】	26.8% (-1.1) 【+0.7】	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9月末時点からの差分。【 】内は2024年3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) 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。

出典：各エリア一般送配電事業者

2. 再生可能エネルギー出力制御の 短期見通しについて

【報告】2025年度の再エネ出力制御の短期見通し（更新）

- 再エネ出力制御の短期見通しについて、第1回次世代系統ワーキンググループ（2025年1月23日）で報告した当初見通しより年度における制御実績および試算前提の変動を踏まえて、**2025年度の短期見通しを更新したので御報告**する。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率 ※1 [制御電力量]	0.3% [0.2億 kWh]	3.0% [5.2億 kWh]	0.042% [0.1億 kWh]	0.3% [0.5億 kWh]	0.03% [0.006億 kWh]	0.6% [0.7億 kWh]	1.5% [1.5億 kWh]	3.8% [2.0億 kWh]	5.9% [10.0億 kWh]	0.09% [0.006億 kWh]
(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]	0.1% [0.1億 kWh]	1.9% [3.3億 kWh]	0.005% [0.01億 kWh]	0.2% [0.3億 kWh]	0.01% [0.001億 kWh]	0.5% [0.5億 kWh]	1.3% [1.3億 kWh]	3.4% [1.8億 kWh]	5.9% [10.0億 kWh]	0.05% [0.003億 kWh]
連系線利用率 ※2	55%	90%	-80% (受電)	-25% (受電)	5%	-35% (受電)	45%	35%	80%	—
(‘25年度当初見通し) 出力制御率 ※1	0.3%	2.2%	0.009%	0.4%	2.1%	0.4%	2.8%	2.4%	6.1%	0.2%
(‘25年度当初見通し) 連系線利用率 ※2	50%	85%	-80% (受電)	-20% (受電)	5%	-20% (受電)	20%	35%	80%	—

※1 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

※2 主に（低需要期の）直近実績を踏まえ算定。

※3 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）2025年度短期見通し（更新）の試算前提及び変動要因

【試算前提】

2025年度4～7月分は出力制御実績に置き換え、8～3月分は以下の前提にて試算。

- 需要 : 直近実績（2023年度）をベースとしつつ、目下の傾向を反映するなどエリア毎に必要な応じて補正を実施。
- 再エネ出力 : 直近実績（2023年度）をベースとしつつ、2023年度実績の数値が特異なエリアは、2022年度実績を活用。また、2025年度直近の設備量を反映。
- 再エネ設備量 : 2025年3月末設備量に直近の増加量及び系統接続予定量を反映。
- その他供給力 : 2025年度の補修計画や需給運用に応じた必要最小限の出力で織り込み。

【出力制御率の主な変動要因（2025年度短期見通し（当初）の諸元と比較）】

- 増加要因 : 再エネ導入量の増加、出水による水力増加、日射量など天候状況の変動(増加)、一部エリア需要減少、故障や定期検査による稼働停止（揚水発電所）など。
- 減少要因 : 一部エリア需要増加、故障や定期検査による稼働停止（火力発電所等）、連系線利用率の向上など。

(参考) 非調整火力・バイオマスの稼働状況の公表

- 各エリアにおいて、出力制御率が最大であった日に稼働《注1》していた非調整火力・バイオマス《注2》の稼働状況を取りまとめたため、「系統情報の公表の考え方」に沿って公表する。 ※緑字は専焼バイオマス

エリア	稼働（出力）状況							
	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	
(電源区分)	非調整火力	バイオマス	非調整火力	バイオマス	非調整火力	バイオマス	非調整火力	バイオマス
北海道	0	3	0	0	0	0	0	0
東北	2	7	4	4	7	2	15	3
中部	1	6	3	0	3	2	13	3
北陸	0	2	0	0	3	0	2	0
関西	0	5	3	0	3	1	18	0
中国	4	2	7	2	9	0	7	3
四国	0	3	1	2	2	0	7	2
九州	0	9	2	4	6	0	10	2
沖縄	0	0	0	1	0	0	0	0

《注1》 制御率最大の日における最大余剰電力発生時刻30分コマに稼働していた場合。

《注2》 設備容量1万kW以上の非調整火力（電源Ⅲ）、バイオマス（出力制御に応じることが困難な「地域資源バイオマスを除く」）。

《注3》 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、集計の都合により送電端ベースで集計。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 出力50%超で稼働していた非調整火力・バイオマス

工場の生産調整に基づく稼働

※緑字は専焼バイオマス

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
東北	BP福島梁川発電所	その他	1.3	0.8	A,H
関西	日本海水赤穂バイオマス発電所	FIT	1.6	1.2	A,H,J,K
中国	水島MZ	その他	10.3	5.5	A,H

出力制御を行うことで周辺環境に悪影響を及ぼす

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
九州	八代バイオマス発電所	FIT	6.8	4.2	A,K

設備トラブル

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
九州	三川発電所	FIT	4.4	4.3	A,L

※出力について、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、集計の都合により送電端ベースで集計。

(参考) 出力50%超で稼働していた非調整火力・バイオマス

燃料貯蔵困難（一部、石油製品の安定供給のため）

※緑字は専焼バイオマス

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	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	FIT	1.3	1.2	A,F,J
関西	パルテックエナジー株式会社 火力発電所	FIP	2.0	1.5	A,F,K
中国	麻里布製油所	その他	13.7	7.9	F
九州	大分バイオマス発電所	FIT	2.0	1.8	A,F,K
九州	日向バイオマス発電所	FIT	4.5	3.2	F,J,L

安定運転確認試験期間

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	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	苫東バイオマス発電所	FIT	4.7	3.1	G
四国	坂出バイオマス発電所	その他	7.5	5.0	G
九州	日本海水TTS苅田パワー発電所	FIT	4.8	4.0	A,J,K,L

作業（ばい煙測定等）による稼働

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
中国	防府バイオマス・石炭混焼発電所	FIT	10.4	10.2	I

※出力について、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、集計の都合により送電端ベースで集計。

(参考) 出力50%超で稼働していた非調整火力・バイオマス

技術的に引下げ困難な発電設備

※緑字は専焼バイオマス

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	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	室蘭バイオマス発電所	FIP	7.2	4.6	A,L
北海道	勇払バイオマス発電所	FIT	7.2	4.6	A,L
東北	石巻雲雀野発電所	FIT	14.2	9.6	A,L
東北	AWEP小名浜発電所	FIT	7.0	3.5	A
東北	石巻ひばり野バイオマス発電所	FIP	7.0	5.5	A,J,K,L
東北	八戸エコエネルギー発電所	FIT	7.1	4.4	A,L
東北	いわき好間バイオマス発電所	FIT	10.4	6.2	A,L
東北	杜の都バイオマス発電所	FIT	7.2	5.4	A,L
東北	八戸バイオマス発電所	FIT	1.1	0.9	A,J,L
中部	半田バイオマス発電所	FIT	6.9	5.6	A,L
中部	津バイオマス発電所	FIP	1.8	1.6	A,L
中部	CEPO半田バイオマス発電所	FIP	4.8	4.1	A,L
中部	愛知蒲郡バイオマス発電所	FIT	4.5	4.4	A,L
中部	東三河バイオマス発電所	FIT	2.1	2.0	A,J,L
中部	御前崎港バイオマス発電所	FIT	7.0	6.5	L
中部	愛知田原バイオマス発電所	FIT	6.9	6.8	A,L
北陸	伏木万葉埠頭バイオマス発電所	FIT	4.8	4.0	A,L
北陸	敦賀グリーンパワー発電所	FIT	3.4	3.2	A,L

(参考) 出力50%超で稼働していた非調整火力・バイオマス

技術的に引下げ困難な発電設備

※緑字は専焼バイオマス

エリア	発電所名	FIT/FIP/ その他	同時最大受電電力 [万kW]	当日発電出力 [万kW]	稼働理由
関西	赤穂西浜バイオマス発電所	FIT	2.8	2.2	A,J,K,L
関西	広畑バイオマス発電所	FIT	6.8	5.4	A,L
関西	相生バイオマス発電所	FIT	19.2	13.9	A,L
中国	海田バイオマス発電所	FIT	10.5	5.3	A,L
中国	下関バイオマス発電所	FIT	6.9	3.5	A,L
中国	境港バイオマス発電所	FIT	2.2	1.5	A,L
四国	富岡エコエネルギー発電所	FIT	7.0	4.0	A,L
四国	徳島津田バイオマス発電所	FIT	6.8	5.8	A,L
九州	かんだ発電所	FIT	6.9	5.2	A,L
九州	苅田バイオマス発電所	FIT	7.5	6.9	A,J,L
九州	大牟田第一発電所	FIT	2.1	1,4	A,L
九州	大牟田第二発電所	FIT	2.1	1,4	A,L

【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 | G) 試運転試験パターンに基づく稼働 |
| B) 連系線運用容量を維持するための電制量確保 | H) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく稼働 |
| C) 一般送配電事業者との契約による調整力供出のため | I) 作業（ばい煙測定等）による稼働 |
| D) 小売電気事業者等との契約による供給力供出のため | 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 |
| E) 燃料受入等に伴うボイラオフガス（BOG）消費のため | 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 |
| F) 燃料貯蔵が困難であるため | 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。） |

※Aについては、技術的に対応困難な事業者を除き、継続的に新設と同様の基準の遵守について協力を求めている。

※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。

(参考) 電源Ⅲ火力等の公表方法

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 ※自家発電設備については、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ラオフガス（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) 自家発電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。）

3. 再エネ発電事業者等における 運用改善の協力に係る対応状況について

系統利用者への協力要請後のフォローアップについて

- 2023年2月開催の第44回電力・ガス基本政策小委員会系統ワーキンググループでは、送配電網協議会から、再生可能エネルギー発電事業者等の系統利用者における運用上の様々な課題が示され、社会コストの増加につながっている実態を把握した。
- これを受け、2023年3月31日付けで、資源エネルギー庁から系統利用者に対し、託送供給等約款に沿った運用の徹底等について協力要請の通知文を発出したところ。
- 本日は、協力要請の通知文発出をしてから一定期間が経過したため、「作業停電の実施に必要な協力について」に関するフォローアップを行うこととしたい。

本日の論点

第44回系統WG
(2023年2月28日) 資料5-2

- 先ほど、送配電網協議会（以下、協議会）より、再生可能エネルギーの発電事業者等における運用上の様々な課題が示された。
- 各課題については、いずれにしても追加で発生する費用等が、社会コストの増加につながるものとなっている。
- こうした事例について、現時点においては、一部の発電事業者等に留まることから、まずは、資源エネルギー庁から発電事業者等に対して、託送供給等約款に沿った運用の徹底等について協力を要請する（通知文の発出）こととしてはどうか。
- その後の改善状況を見た上で、引き続き、状況が改善されない場合には、運用が徹底される仕組みを検討するなど、これらの問題への対応については継続的に検討していくこととしてはどうか。

(参考) 2023年3月31日付け発出の通知文 (抜粋)

再生可能エネルギー事業者等における運用改善の協力について

再生可能エネルギーの発電設備を有する発電事業者をはじめとする皆さま

昨年10月に取りまとめられた「再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会提言」や第44回電力・ガス基本政策小委員会系統ワーキンググループの審議のとおり、系統の工事・保全・運用面の観点から、工事や運用面の課題における、連系工事の計画変更の多発、機器の誤操作、作業時間帯の協力については、一般送配電事業者のみならず、関係行政機関も連携し、託送供給等約款等に基づいた適切な運用を徹底していくことが重要です。

このため、再生可能エネルギーの発電設備を有する発電事業者をはじめとした電力系統を利用する皆さまにおかれては、下記について御協力をお願いします。

3. 作業停電の実施に必要な協力について

工事に伴う作業停電の実施について、再生可能エネルギーの発電設備を有する発電事業者をはじめとする系統利用者は、一般送配電事業者の求めに応じるように、託送供給等約款において定められております。

系統利用者の都合によって、計画的な作業のみならず緊急的な作業が実施できない場合、または、夜間の作業や無停電化した上での作業、年末年始など連休期間中の作業等が発生する場合は、人身安全上の懸念や、工期の長期化・人件費の増加等が発生し、社会コストの増加を招くことにもなります。

このため、系統利用者におかれては、一般送配電事業者との作業停電に関する調整について、託送供給等約款のとおり、協力することが求められるので、適切な対応をお願いします。

通知文発出後の改善状況

- 一般送配電事業者ヒアリングの結果、通知文の発出によって作業停電の必要性について系統利用者における認知度が向上し、停電調整が以前と比べ容易になったとの声があった。
- 一方、一部の系統利用者から昼間の作業停電を頑なに拒否され、やむを得ず夜間作業等を実施している実態があることも確認できた。

(参考) 作業停電の困難化に伴う対応

22

- 夜間作業は、作業員の安全確保面で留意が必要であり、安全確保のため機材の追加準備や人件費増により工事コストが増加する。また、労働環境の変化により、働き方改革が進められる中、電工の離職率の増加や採用難も懸念される。
- 無停電工事は、停電を回避するためのパイパス等の仮設備の追加設置が必要となるため、工事コストが増加している。
- 更に、発電事業者の増加に伴い、既に連系している他の事業者も含めた複数事業者との停止作業に係る調整コストが増加しており、将来的にも対応が困難になる虞。

【夜間作業の状況】



夜間作業では、投光器等を用いて手元足元の視界を確保のうえ作業を行う。

昼間作業と比較して更に安全確保面に留意が必要となる。

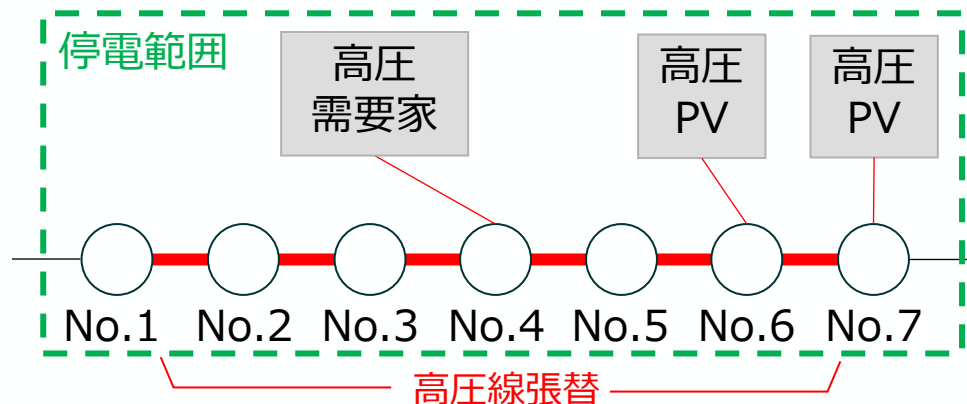
(出典) 東京電力ホールディングス

第44回系統WG
(2023年2月28日) 資料5-1

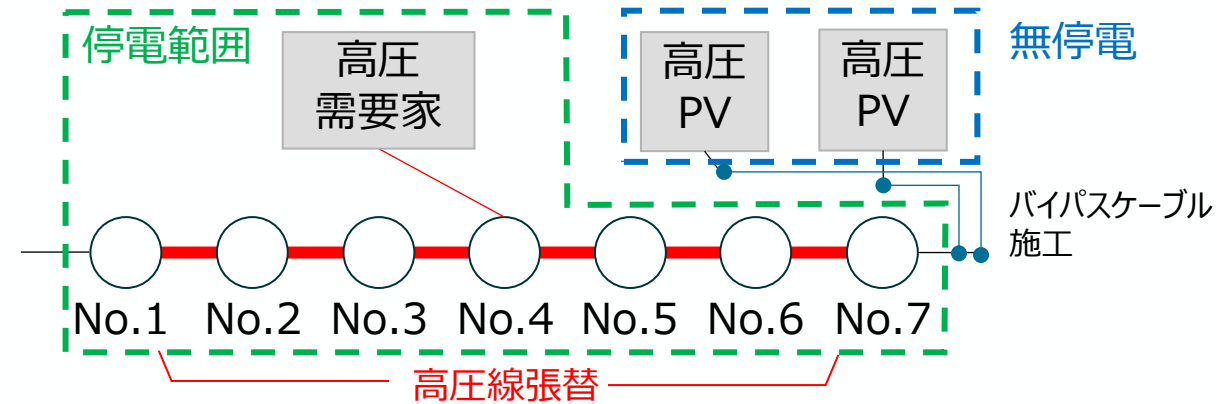
(参考) 高圧配電線の停止調整の困難化事例

- 高圧配電線の電線張替工事において、工事エリア内で停電が必要な太陽光発電設備の管理者と複数回に亘り協議を行うも、「停電に対する補償費の支払いがなければ停電は認めない、協力しない」と頑なに拒絶された。
- 結果、隣接する需要家のみ停電させ、当該の太陽光発電所はバイパスケーブルの敷設等による無停電工法により工事を実施した。

【当初計画 停電：6径間】



【停電調整後 停電：6径間（高圧太陽光のみ無停電）】

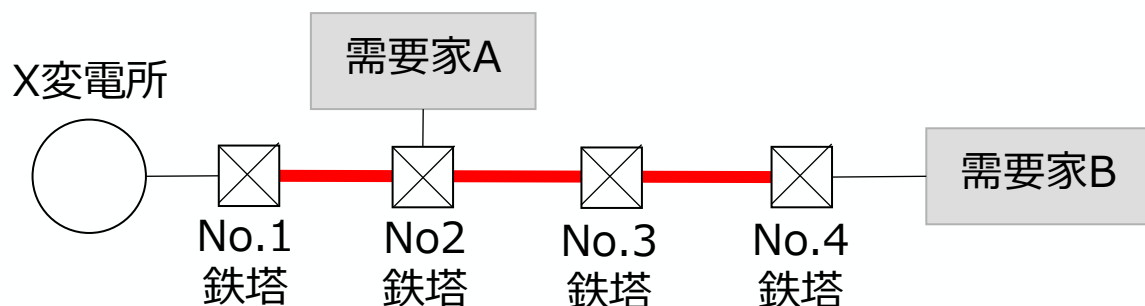


停電調整の困難化によって生じた対応

- 無停電機材活用による工事コスト、工事ボリューム増大 → **コスト及び施工力への影響大**
- 発電設備は無停電工事とする一方、需要家は停電工事 → **系統利用者間の公平性に課題**

(参考) 特別高圧送電線の停止調整の困難化事例

- 66kV特別高圧送電線こう長1.0km（No.1～No.4までの3径間）の電線張替の停止調整において、1回線3条分の電線張替を安全に実施できる停電期間として、3日間の停電調整の協力をお願いしたところ、需要家Aから「操業に影響が出る」と理解が得られなかったため、年間1日の停電期間しか確保が出来なかったことから、工事計画を変更し、1条ずつ3カ年にわたり電線張替を実施した。



【当初計画の延線区間（停電期間：3日間）】

3条1延線（No.1～No.4）

【停電調整後の延線区間（停電期間：1日間×3回）】

1条3延線（No.1～No.2、No.2～No.3、No.3～No.4）×3回

停電調整の困難化によって生じた対応

- 停電期間が非常に短く（停電期間24時間のうち、安全に作業できる時間は実質15時間程度）、3径間を一度に延線できなかったため、延線区間を1径間毎3分割して、作業班を増班させて作業を行った。→ **施工力への影響大**
- 当初1カ年で電線を張替する予定が3カ年になったため、仮設費や現場管理費等が増大した。→ **コストへの影響大**

【論点】 作業停電の実施に関する更なる改善措置について

- 託送供給等約款では、一般送配電事業者が維持及び運用する供給設備に故障が生じた場合（または、故障が生ずるおそれがある場合）や点検、修繕、変更その他の工事上やむをえない場合、その他電気の需給上または保安上必要がある場合等に給電指令を行い、系統利用者の系統利用を制限することが定められている。
- さらには、一般送配電事業者からの給電指令に従わず、またその改善を求めても修正に応じない場合には、託送供給等約款に基づき契約の解約も取り得ることが明記されている。
- 一般送配電事業者が停電作業の機会・時間の極小化や停電調整等の早期化に努めることを大前提としたうえで、一般送配電事業者からの停電調整に頑なに応じない系統利用者に対しては、託送供給等約款に基づく解約も選択肢となりえる。
- そのため、給電指令に従うことは託送供給等約款の遵守事項である旨を系統利用者へ周知する観点から、契約の解約も取り得ることを通知文へ追記し、再度通知することとしてはどうか。

通知文修正案（修正部は下線）

｜ 系統利用者への運用改善の協力について

｜ 発電事業者や需要家などの電力系統を利用する皆様

2022年10月に取りまとめられた「再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会提言」や第44回電力・ガス基本政策小委員会系統ワーキンググループの審議のとおり、系統の工事・保全・運用面の観点から、工事や運用面の課題における、連系工事の計画変更の多発、機器の誤操作、作業時間帯の協力については、一般送配電事業者のみならず、関係行政機関も連携し、託送供給等約款等に基づいた適切な運用を徹底していくことが重要です。

このため、発電事業者や需要家などの電力系統を利用する皆様（以下「系統利用者」といいます。）におかれては、下記について御協力をお願いします。

◆ 3. 作業停電の実施に必要な協力について

工事や設備点検等に伴う作業停電（電気使用や発電の停止・制限等）の実施について、系統利用者は、一般送配電事業者の求めに応じるように、託送供給等約款等において定められております。

系統利用者の都合によって、計画的な作業のみならず緊急的な作業が実施できない場合、または、夜間の作業や無停電化した上での作業、年末年始など連休期間中の作業等が発生する場合は、人身安全上の懸念や、工期の長期化・人件費の増加等が発生し、社会コストの増加を招くことにもなります。

このため、系統利用者におかれては、一般送配電事業者との作業停電に関する調整について、託送供給等約款等のとおり、協力することが求められるので、適切な対応をお願いします。

なお、協力に応じただけない場合、託送供給等約款等に基づき契約解除に至る可能性があります。

(参考) 託送供給等約款の記載内容

- 一般送配電事業者の託送供給等約款では、必要な停電調整に応じない等の「39 給電指令の実施等」の不履行について、「55 解約等」の要件に該当するため契約解除とする可能性のあることが明記されている。

8 契約の要件

- (1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。
 - ホ 高圧または特別高圧で供給する場合は、契約者および需要者が**当社からの給電指令にしたがうこと。**
 - ヘ 契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
- (2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。
 - 二 高圧または特別高圧で受電する場合は、発電契約者および発電者が**当社からの給電指令にしたがうこと。**
 - ヌ 発電契約者が、発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ、かつ、発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
- (3) 発電者が系統連系受電契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。
 - 二 高圧または特別高圧で受電する場合は、発電者が**当社からの給電指令にしたがうこと。**

55 解約等

- (1) **当社は、次の場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。**
 - ハ 契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が**次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。**
 - (イ) **8（契約の要件）を欠くに至った場合**
 - (ロ) **その他この約款に反した場合**

39 給電指令の実施等

- (2) 当社は、低圧で受電または供給する場合を除き、**次の場合には、契約者、発電契約者、発電者または需要者に給電指令を行ない、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。**ただし、緊急やむをえない場合は、当社は、給電指令を行なうことなく、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。
 - イ **当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ、または故障が生ずるおそれがある場合**
 - ロ **当社が維持および運用する供給設備の点検、修繕、変更その他の工事上やむをえない場合**
《略》
 - ト **その他電気の需給上または保安上必要がある場合**

40 適正契約の保持等

- (3) 当社は、31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合、31（電力および電力量の算定）(20)イもしくは(21)イによって算定された値が著しく大きい場合、31（電力および電力量の算定）(20)ロもしくは(21)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も、給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。）、31（電力および電力量の算定）(24)もしくは(25)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインもしくは分割接続供給における通告電力量が著しく不適当と認められる場合等、**契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合、発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には、使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正**していただきます。

(参考) 電気の電圧及び電力品質を維持するために必要な協力について

- 太陽光発電の導入量が大きなエリアでは、太陽光発電用PCSから発生する無効電力の影響で周期的な電圧変動による電圧フリッカが発生。
- 最近では、九州エリア以外での発生も確認されていることから、再エネ発電事業者をはじめとした関係者の方々には、通知文のとおり、改めてPCS設定変更の協力をお願いしたい。

⑤ 運用面の課題と対応 (電圧フリッカ対応)

24

- 太陽光発電導入量の大きいエリアでは、太陽光発電用PCS※1から発生する無効電力の影響により、全国的に電圧フリッカ (照明がちらつく現象) の発生が確認されている。
- 中でも、2020年以降、九州南部の広い範囲において電圧フリッカが発生。その対策として発電事業者、PCSメーカー、監督省庁にご協力をいただき、PCSの設定変更の対象エリアを拡大しながら進めている。
- 九州エリア以外の太陽光導入量が多いエリアでも、同事象が発生する可能性があるため、再エネ発電事業者をはじめ関係者の皆様には、引き続き、PCS設定変更へのご協力をお願いしたい。

(参考) 九州南部におけるPCS設定変更実施状況 (2022年3月末現在)

電圧階級	対策エリア	設定変更依頼量	変更済量
特高	九州南部全体 (2020.4~)	813MW (37件)	794MW:98%
高圧	先行対応エリア (2020.7~)	363MW (365件)	361MW:99%
	拡大エリア※2 (2022.3~)	625MW (665件)	114MW:18%
低圧 10kW以上	先行対応エリア (2020.10~)	136MW (1,766件)	74MW : 54%
	拡大エリア※2 (2021.4~)	58MW (354件) ※敷地分割を対象	45MW : 78%

※2 2022年2月以降、一旦収束していた電圧フリッカの再発に伴いPCS設定変更エリアを拡大

※1 PCS : パワーコンディショナ



©Transmission & Distribution Grid Council

(参考) PCS設定変更のエネ庁からの協力文書

第44回系統WG
資料5-1

- PCSの設定変更対応に当たっては、エネ庁から発電事業者に対しての協力文書が発出されている

<東京エリア>

2020年2月4日

東京電力エリアの電圧フリッカ発生地域における
10kW以上の低圧太陽光発電事業者の皆さま

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
新エネルギー課

電気の電圧及び電力品質を維持するために必要な発電事業者の協力について

今般、東京電力パワーグリッド株式会社 (以下、東京電力PG) のホームページにて「電圧フリッカ抑制のための対策について」が掲載・周知されています。

この報告において、10kW以上の低圧太陽光発電設備に対して、新型駆動方式による単相運転機能を有しているPCSを対象として設定変更を進めることとされており、当該設定変更に際して東京電力PGより対象となる設備を有する発電事業者に対して協力が求められています。

「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則」第5条第1項第4号においては、認定基準として、再生可能エネルギー発電事業者は、電力会社から、当該電力会社がその供給する電気の電圧及び周波数の値を維持するために必要な範囲で、当該再生可能エネルギー発電設備の出力の抑制その他の協力を求められたときは、これに協力するものであることが規定されています。

また、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」第2章第2節第2条においては、再生可能エネルギー発電設備等を連系する場合であって、出力変動や頻繁な並列による電圧変動 (フリッカ等) により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、発電設備等設置者において電圧変動の抑制や並列の頻度を低減する対策を行うものとして記されています。

ついで、東京電力PG管内で10kW以上の低圧太陽光発電設備を有する再生可能エネルギー発電事業者においては、東京電力PGからPCS設定変更の協力を求められた際にはこれに協力する義務があることをご認識いただき、適切に対応いただく必要がございます。

以上

<九州エリア>

2020年5月26日

九州電力送配電エリアにおけるPCSを用いた発電設備を有する発電事業者の皆さま

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
新エネルギー課

電気の電圧及び電力品質を維持するために必要な発電事業者の協力について

今般、九州電力送配電株式会社 (以下、九州電力送配電) の一部エリアにおいて、再生可能エネルギー発電比率が高い福岡県に電圧フリッカと呼ばれる「照明がちらつく現象」が確認されています。

これまでも、九州電力送配電では電圧フリッカ発生抑制のため、新型駆動方式による単相運転機能を有する10kW以上の低圧太陽光PCSを対象として設定変更を進めることとされており、九州電力送配電より対象となる設備を有する発電事業者に対して協力を求め、対応してきたと報告を受けております。

一方、今般九州電力送配電エリアで確認された電圧フリッカは、これまでとは異なる変動周期で発生しているため、原因究明を行い、対象となる単相運転輸出方式を拡大するなど、更なる対策を実施する必要があると九州電力送配電から求められております。

「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則」第5条第1項第4号においては、認定基準として、再生可能エネルギー発電事業者は、電力会社から、当該電力会社がその供給する電気の電圧及び周波数の値を維持するために必要な範囲で、当該再生可能エネルギー発電設備の出力の抑制その他の協力を求められたときは、これに協力するものであることが規定されています。

また、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」第2章第2節第2条においては、再生可能エネルギー発電設備等を連系する場合であって、出力変動や頻繁な並列による電圧変動 (フリッカ等) により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、発電設備等設置者において電圧変動の抑制や並列の頻度を低減する対策を行うものとして記されています。

ついで、九州電力送配電管内でPCSを用いた発電設備を有する発電事業者においては、九州電力送配電からPCSに関する調査及び対策等の協力を求められた際にはこれに協力する義務があることをご認識いただき、適切に対応いただく必要がございます。

以上

©Transmission & Distribution Grid Council

(参考) 2023年3月31日付け発出の通知文 (抜粋)

再生可能エネルギー事業者等における運用改善の協力について

再生可能エネルギーの発電設備を有する発電事業者をはじめとする皆さま

昨年10月に取りまとめられた「再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会提言」や第44回電力・ガス基本政策小委員会系統ワーキンググループの審議のとおり、系統の工事・保全・運用面の観点から、工事や運用面の課題における、連系工事の計画変更の多発、機器の誤操作、作業時間帯の協力については、一般送配電事業者のみならず、関係行政機関も連携し、託送供給等約款等に基づいた適切な運用を徹底していくことが重要です。

このため、再生可能エネルギーの発電設備を有する発電事業者をはじめとした電力システムを利用する皆さまにおかれては、下記について御協力をお願いします。

5. 電気の電圧及び電力品質を維持するために必要な協力について

再生可能エネルギー発電比率が高い昼間帯に電圧フリッカと呼ばれる「照明がちらつく現象」が確認され、他者に影響を及ぼすおそれがある場合、フリッカ発生抑制のため、一般送配電事業者より太陽光PCSの設定変更など、対象となる設備を有する発電事業者に対して協力を求めています。託送供給等約款等において記されているように、PCSに関する調査及び対策等の協力を求められた際にはこれに協力する義務がありますので、適切な対応をお願いします。