

再生可能エネルギー出力制御の 長期見通し等について

2024年12月2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. 再エネ出力制御の長期見直しについて
2. 市場統合措置に伴う優先給電ルールの見直しについて
(参考) 再エネ出力制御の実施状況について

1. 再エネ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、連系線の活用について、受電側エリアの受電可能量を考慮し、統一ツールを用いて試算を行うこととした。これにより、複数条件で試算を行うことが容易になった。
- これを受けて、再エネ導入量、電力需要を複数パターンで試算を行っており、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。

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
出力制御率 (無制限無補償ルール) ※1,2,3	26	44	1	2	5	4	7	6	20	0.1
需要対策	23	40	1	2	4	3	5	4	15	0
	(▲3)	(▲4)	(0)	(▲1)	(▲1)	(▲1)	(▲2)	(▲2)	(▲5)	(▲0.1)
供給対策	23	38	0	1	3	2	5	5	18	0
	(▲3)	(▲6)	(▲1)	(▲1)	(▲2)	(▲1)	(▲2)	(▲1)	(▲2)	(▲0.1)
系統対策	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通し」（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。

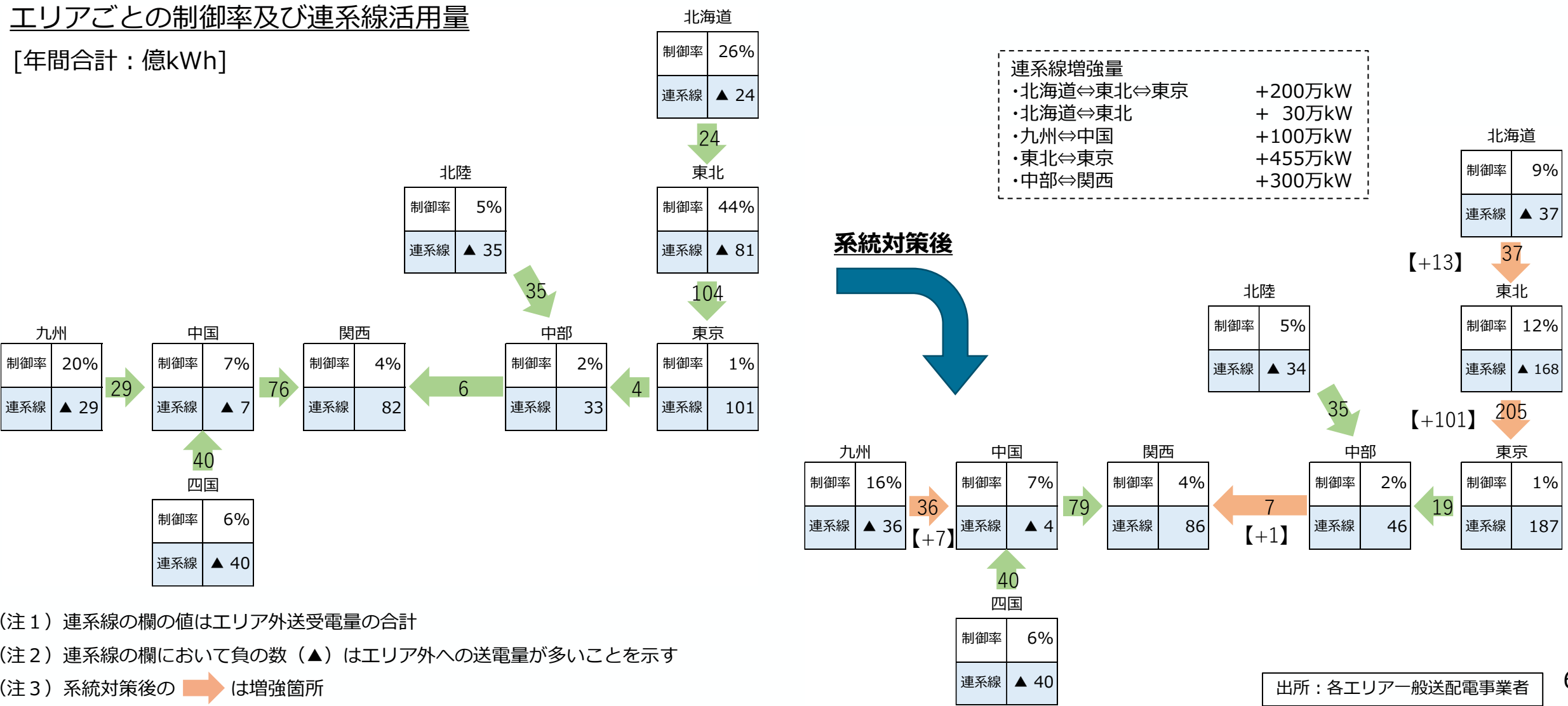
出所：各エリア一般送配電事業者

【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]



【参考】算定結果について（優先給電ルール見直し後）

- 今後の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行的に算定した。FIP電源の供給シフトは反映しておらず、一定の前提を置いた上での試算値であることに留意。

	順番変更前				順番変更後（FIP比率25%の場合）					
	FIT・FIP（無制限無補償ルール）				FIT			FIP		
北海道	26% (3,032時間)	太陽光 風力	30% 24%	北海道	33% (3,042時間)	太陽光 風力	40% 30%	4% (610時間)	太陽光 風力	7% 3%
東北	44% (3,184時間)	太陽光 風力	52% 35%	東北	53% (3,184時間)	太陽光 風力	65% 37%	14% (1,071時間)	太陽光 風力	19% 7%
東京	1% (97時間)	太陽光 風力	1% 1%	東京	1% (97時間)	太陽光 風力	2% 1%	0.3% (14時間)	太陽光 風力	0.3% 0.1%
中部	2% (146時間)	太陽光 風力	2% 1%	中部	3% (142時間)	太陽光 風力	3% 1%	0.4% (13時間)	太陽光 風力	0.4% 0.02%
北陸	5% (323時間)	太陽光 風力	9% 4%	北陸	4% (320時間)	太陽光 風力	9% 4%	4% (280時間)	太陽光 風力	8% 3%
関西	4% (188時間)	太陽光 風力	4% 2%	関西	4% (189時間)	太陽光 風力	4% 3%	1% (56時間)	太陽光 風力	1% 1%
中国	7% (394時間)	太陽光 風力	8% 3%	中国	9% (394時間)	太陽光 風力	12% 3%	0.3% (23時間)	太陽光 風力	0.3% 0.01%
四国	6% (354時間)	太陽光 風力	7% 3%	四国	8% (348時間)	太陽光 風力	10% 3%	0% (0時間)	太陽光 風力	0% 0%
九州	20% (1,073時間)	太陽光 風力	20% 10%	九州	26% (1,083時間)	太陽光 風力	33% 10%	4% (287時間)	太陽光 風力	5% 1%

※太陽光と風力は足元から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。
※本来、FIP電源は供給をシフトすることが期待される電源であるが、本試算ではFIP電源の供給シフトは反映していない。
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ことに留意。供給シフトを加味したケースについては、引き続き検討していく。

【参考】見直しに伴う出力制御量の変化の簡易的試算

(出所) 第52回系統WG (2024年9月18日) 資料1

- 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）】

		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%
FIP比率	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 = $t \times (1 \div (1 - a))$
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。

出力制御長期見通し算定に関する考え方

(出所) 第52回系統WG (2024年9月18日) 資料1を一部修正

- 「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太陽光・風力導入量はケース②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及び足元の申込み状況で補正、補正後需要を増加補正しパラメータ分析
連系線活用量		受電可能量考慮
対策効果	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。

(参考) 前提条件

＜再エネ導入量（設備容量）＞

[万kW]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
太陽光※1	227	854	1,994	1,160	127	738	696	340	1,208	39	7,383
ケース①	+39	+740	+518	+217	+28	+430	+193	+97	+414	+5	+2,681
ケース②※2	+51	+960	+673	+282	+36	+560	+251	+127	+538	+7	+3,485
風力※1	123	207	44	38	18	17	35	30	66	1	579
ケース①	+77	+410	+60	+3	+176	+3	+121	+42	+336	+0	+1,228
ケース②※2	+100	+530	+78	+4	+229	+5	+157	+54	+437	+0	+1,594

※1 2024年3月末時点。 ※2 ケース①足元から2024年度供給計画2033年の導入量の伸びの1.0倍程度まで導入量が入った場合を想定したもの。
ケース②足元から2024年度供給計画2033年の導入量の伸びの1.3倍程度まで導入量が入った場合を想定したもの。

＜評価出力※1、2＞

[万kW]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最小需要	343	883	3,354	1,239	297	1,438	648	232	929	75
調整火力※3	39	88	624	276	41	57	85	37	74	46
非調整火力※3	19	140	543	61	15	205	111	50	74	0
バイオマス※3	32	84	174	85	12	109	34	21	71	3
一般水力※4、5	77	200	205	166	119	111	43	22	56	0.1
地熱※5	5	21	1	3	0	0	0	0	26	0
原子力※5	168	200	845	270	96	550	167	78	332	0
揚水動力※6 蓄電池充電	0	▲32	▲1,134	▲373	▲12	▲442	▲176	▲30	▲221	0
連系線活用※7	▲57	0	57	0	▲200	145	0	▲144	▲135	－

※1 最小需要となる昼間帯(GWを除く晴れた休日昼間の需要が最も小さい日)の発電出力。 ※2 数値は送電端値に統一したもの。 ※3 安定供給が維持可能な最低出力。 ※4 沖縄は小水力。
※5 震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定。 ※6 最大活用時。補修作業・計画外停止による1台停止を考慮。
※7 運用容量から、①マージン、②他エリアから受電し、自エリアを通過し別の他エリアに送電される量、③長期固定電源・電制電源の他エリア送受電分を控除した量。

出所：各エリア一般送配電事業者

【参考】電力需要の想定について

- 電力需要については、2024年度供給計画2033年度の見通しに加え、足元の系統接続の申込み状況等を踏まえて補正を行った。

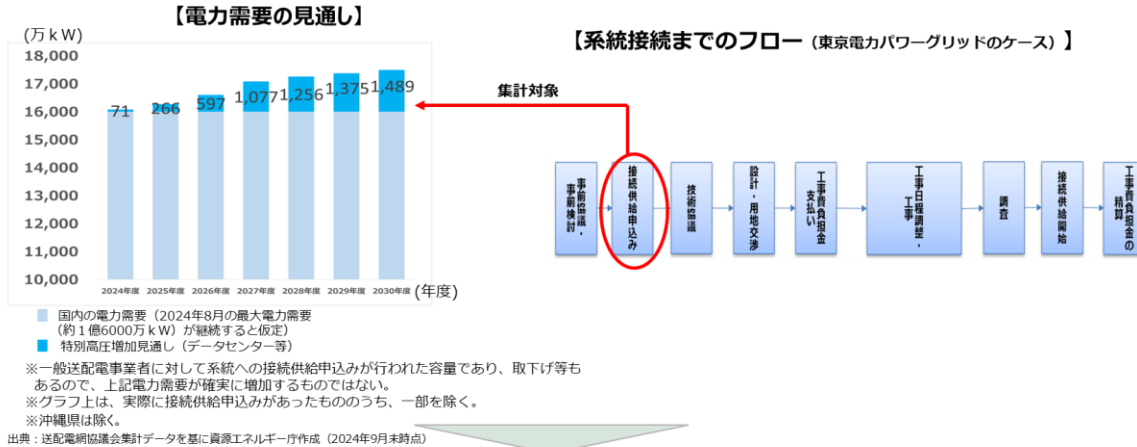
表（別） 2－1 長期の需要電力見通し（8月）

	【万kW】									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	418	420	424	425	432	443	447	446	446	445
東北	1,301	1,308	1,307	1,306	1,305	1,304	1,303	1,301	1,300	1,299
東京	5,395	5,455	5,507	5,564	5,604	5,631	5,645	5,655	5,664	5,666
東3社計	7,114	7,183	7,238	7,295	7,341	7,378	7,395	7,402	7,410	7,410
中部	2,409	2,412	2,406	2,400	2,393	2,388	2,381	2,375	2,368	2,362
北陸	475	475	475	474	474	473	473	473	472	472
関西	2,647	2,656	2,655	2,661	2,666	2,665	2,661	2,656	2,652	2,646
中国	1,039	1,038	1,040	1,044	1,058	1,083	1,092	1,100	1,103	1,103
四国	478	475	473	470	467	465	462	459	456	454
九州	1,538	1,544	1,551	1,556	1,557	1,560	1,558	1,556	1,553	1,551
中西6社	8,586	8,600	8,600	8,605	8,615	8,634	8,627	8,619	8,604	8,588
9社合計	15,700	15,783	15,838	15,900	15,956	16,012	16,022	16,021	16,014	15,998
沖縄	154	155	159	160	161	162	163	164	165	166
10社合計	15,854	15,939	15,997	16,060	16,117	16,173	16,185	16,185	16,179	16,163

（出所）2024年度供給計画の取りまとめ（電力広域的運営推進機関）

2025年度以降の電力需給の見通しについて

- 一般送配電事業者に対して系統への接続供給申込みが行われ、かつ、未連系の特別高圧案件の容量を集計したところ、今後、2030年度までの累計で約1500万kW（日本の夏の最大電力需要の約1割に相当）となった。
- 接続供給申込みが行われた案件全てが予定通りに運転するわけではないものの、今後は、データセンターや半導体工場の新増設等により電力需要は増加する可能性が高く、供給力確保や系統整備、需要対策等の対応が必要。



- 供給力確保に向けた対応
 - ・原子力発電所の再稼働
 - ・長期脱炭素電源オークションによる発電所の新設
 - ・脱炭素電源の投資を促進する制度措置や市場環境を整備

（出所）第82回電力・ガス基本政策小委員会（2024年10月29日）資料4

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。 2021～2023年度実績に基づく算定結果の3か年平均。

エリア	2024年3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	227	331	太陽光	+39	21%	太陽光	26%	太陽光	+51	23%	太陽光	29%
	風力	123		風力	+77	(2,512)	風力	18%	風力	+100	(2,799)	風力	20%
東北	太陽光	854	856	太陽光	+740	36%	太陽光	43%	太陽光	+960	42%	太陽光	50%
	風力	207		風力	+410	(2,490)	風力	26%	風力	+530	(2,971)	風力	30%
東京	太陽光	1,994	3,231	太陽光	+518	1%	太陽光	1%	太陽光	+673	1%	太陽光	1%
	風力	44		風力	+60	(77)	風力	1%	風力	+78	(91)	風力	1%
中部	太陽光	1,160	1,186	太陽光	+217	2%	太陽光	2%	太陽光	+282	2%	太陽光	2%
	風力	38		風力	+3	(104)	風力	1%	風力	+4	(128)	風力	1%
北陸	太陽光	127	280	太陽光	+28	4%	太陽光	7%	太陽光	+36	4%	太陽光	8%
	風力	18		風力	+176	(243)	風力	3%	風力	+229	(304)	風力	4%
関西	太陽光	738	1,397	太陽光	+430	2%	太陽光	2%	太陽光	+560	3%	太陽光	3%
	風力	17		風力	+3	(135)	風力	2%	風力	+5	(175)	風力	2%
中国	太陽光	696	611	太陽光	+193	5%	太陽光	6%	太陽光	+251	7%	太陽光	8%
	風力	35		風力	+121	(281)	風力	3%	風力	+157	(382)	風力	3%
四国	太陽光	340	229	太陽光	+97	4%	太陽光	5%	太陽光	+127	6%	太陽光	7%
	風力	30		風力	+42	(230)	風力	2%	風力	+54	(331)	風力	2%
九州	太陽光	1,208	905	太陽光	+414	15%	太陽光	15%	太陽光	+538	19%	太陽光	19%
	風力	66		風力	+336	(891)	風力	8%	風力	+437	(1,075)	風力	10%
沖縄	太陽光	38.7	77	太陽光	+5.1	0.05%	太陽光	0.05%	太陽光	+6.6	0.08%	太陽光	0.08%
	風力	1.0		風力	+0.0	(7)	風力	0.00%	風力	+0.0	(12)	風力	0.00%

※ケース①：2024年度供給計画2033年の再エネ導入量1.0倍程度、ケース②：2024年度供給計画2033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。

【参考】太陽光・風力出力制御見通し（2021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。2021年度実績を基に算定。

エリア	2024年3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	227	330	太陽光	+39	21%	太陽光	28%	太陽光	+51	23%	太陽光	31%
	風力	123		風力	+77	(2,581)	風力	18%	風力	+100	(2,844)	風力	20%
東北	太陽光	854	857	太陽光	+740	35%	太陽光	42%	太陽光	+960	40%	太陽光	49%
	風力	207		風力	+410	(2,412)	風力	24%	風力	+530	(2,916)	風力	29%
東京	太陽光	1,994	3,183	太陽光	+518	1%	太陽光	1%	太陽光	+673	1%	太陽光	1%
	風力	44		風力	+60	(57)	風力	1%	風力	+78	(65)	風力	1%
中部	太陽光	1,160	1,143	太陽光	+217	1%	太陽光	1%	太陽光	+282	2%	太陽光	2%
	風力	38		風力	+3	(99)	風力	1%	風力	+4	(112)	風力	1%
北陸	太陽光	127	265	太陽光	+28	4%	太陽光	6%	太陽光	+36	5%	太陽光	8%
	風力	18		風力	+176	(220)	風力	3%	風力	+229	(292)	風力	5%
関西	太陽光	738	1,370	太陽光	+430	2%	太陽光	2%	太陽光	+560	3%	太陽光	3%
	風力	17		風力	+3	(108)	風力	2%	風力	+5	(151)	風力	2%
中国	太陽光	696	601	太陽光	+193	4%	太陽光	5%	太陽光	+251	6%	太陽光	7%
	風力	35		風力	+121	(258)	風力	3%	風力	+157	(341)	風力	4%
四国	太陽光	340	229	太陽光	+97	4%	太陽光	4%	太陽光	+127	5%	太陽光	6%
	風力	30		風力	+42	(215)	風力	2%	風力	+54	(299)	風力	3%
九州	太陽光	1,208	857	太陽光	+414	15%	太陽光	15%	太陽光	+538	18%	太陽光	18%
	風力	66		風力	+336	(868)	風力	9%	風力	+437	(1,040)	風力	11%
沖縄	太陽光	38.7	77	太陽光	+5.1	0.04%	太陽光	0.04%	太陽光	+6.6	0.07%	太陽光	0.07%
	風力	1.0		風力	+0.0	(6)	風力	0.00%	風力	+0.0	(8)	風力	0.00%

※ケース①：2024年度供給計画2033年の再エネ導入量1.0倍程度、ケース②：2024年度供給計画2033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	2024年3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	227	320	太陽光	+39	17%	太陽光	23%	太陽光	+51	19%	太陽光	25%
	風力	123		風力	+77	(2,209)	風力	14%	風力	+100	(2,521)	風力	16%
東北	太陽光	854	829	太陽光	+740	36%	太陽光	44%	太陽光	+960	42%	太陽光	51%
	風力	207		風力	+410	(2,351)	風力	23%	風力	+530	(2,814)	風力	28%
東京	太陽光	1,994	3,155	太陽光	+518	1%	太陽光	1%	太陽光	+673	2%	太陽光	2%
	風力	44		風力	+60	(91)	風力	1%	風力	+78	(111)	風力	1%
中部	太陽光	1,160	1,176	太陽光	+217	2%	太陽光	2%	太陽光	+282	2%	太陽光	2%
	風力	38		風力	+3	(106)	風力	1%	風力	+4	(125)	風力	1%
北陸	太陽光	127	278	太陽光	+28	3%	太陽光	6%	太陽光	+36	4%	太陽光	8%
	風力	18		風力	+176	(248)	風力	2%	風力	+229	(297)	風力	3%
関西	太陽光	738	1,384	太陽光	+430	3%	太陽光	3%	太陽光	+560	4%	太陽光	4%
	風力	17		風力	+3	(150)	風力	1%	風力	+5	(187)	風力	1%
中国	太陽光	696	584	太陽光	+193	6%	太陽光	7%	太陽光	+251	7%	太陽光	9%
	風力	35		風力	+121	(299)	風力	2%	風力	+157	(410)	風力	3%
四国	太陽光	340	226	太陽光	+97	4%	太陽光	5%	太陽光	+127	6%	太陽光	7%
	風力	30		風力	+42	(223)	風力	1%	風力	+54	(341)	風力	2%
九州	太陽光	1,208	930	太陽光	+414	15%	太陽光	15%	太陽光	+538	19%	太陽光	19%
	風力	66		風力	+336	(929)	風力	7%	風力	+437	(1,113)	風力	9%
沖縄	太陽光	38.7	80	太陽光	+5.1	0.01%	太陽光	0.01%	太陽光	+6.6	0.03%	太陽光	0.03%
	風力	1.0		風力	+0.0	(5)	風力	0.00%	風力	+0.0	(11)	風力	0.00%

※ケース①：2024年度供給計画2033年の再エネ導入量1.0倍程度、ケース②：2024年度供給計画2033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	2024年3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	227	343	太陽光	+39	23%	太陽光	27%	太陽光	+51	26%	太陽光	30%
	風力	123		風力	+77	(2,746)	風力	21%	風力	+100	(3,032)	風力	24%
東北	太陽光	854	883	太陽光	+740	38%	太陽光	44%	太陽光	+960	44%	太陽光	52%
	風力	207		風力	+410	(2,706)	風力	30%	風力	+530	(3,184)	風力	35%
東京	太陽光	1,994	3,354	太陽光	+518	1%	太陽光	1%	太陽光	+673	1%	太陽光	1%
	風力	44		風力	+60	(82)	風力	1%	風力	+78	(97)	風力	1%
中部	太陽光	1,160	1,239	太陽光	+217	2%	太陽光	2%	太陽光	+282	2%	太陽光	2%
	風力	38		風力	+3	(107)	風力	1%	風力	+4	(146)	風力	1%
北陸	太陽光	127	297	太陽光	+28	4%	太陽光	8%	太陽光	+36	5%	太陽光	9%
	風力	18		風力	+176	(262)	風力	3%	風力	+229	(323)	風力	4%
関西	太陽光	738	1,438	太陽光	+430	3%	太陽光	3%	太陽光	+560	4%	太陽光	4%
	風力	17		風力	+3	(147)	風力	2%	風力	+5	(188)	風力	2%
中国	太陽光	696	648	太陽光	+193	5%	太陽光	6%	太陽光	+251	7%	太陽光	8%
	風力	35		風力	+121	(286)	風力	2%	風力	+157	(394)	風力	3%
四国	太陽光	340	232	太陽光	+97	4%	太陽光	5%	太陽光	+127	6%	太陽光	7%
	風力	30		風力	+42	(252)	風力	2%	風力	+54	(354)	風力	3%
九州	太陽光	1,208	929	太陽光	+414	16%	太陽光	16%	太陽光	+538	20%	太陽光	20%
	風力	66		風力	+336	(876)	風力	8%	風力	+437	(1,073)	風力	10%
沖縄	太陽光	38.7	77	太陽光	+5.1	0.09%	太陽光	0.09%	太陽光	+6.6	0.13%	太陽光	0.13%
	風力	1.0		風力	+0.0	(11)	風力	0.00%	風力	+0.0	(18)	風力	0.00%

※ケース①：2024年度供給計画2033年の再エネ導入量1.0倍程度、ケース②：2024年度供給計画2033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。2023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	2024年3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 風力	227 123	343	太陽光 風力	+51 +100	26% (3,032)	太陽光 風力	30% 24%	23% (2,814)	太陽光 風力	26% 21%	23% (2,836)	太陽光 風力	27% 21%	9% (910)	太陽光 風力	11% 8%
東北	太陽光 風力	854 207		883	太陽光 風力	+960 +530	44% (3,184)	太陽光 風力	52% 35%	40% (2,990)	太陽光 風力	46% 33%	38% (2,925)	太陽光 風力	44% 31%	12% (930)	太陽光 風力
東京	太陽光 風力	1,994 44	3,354		太陽光 風力	+673 +78	1% (97)	太陽光 風力	1% 1%	1% (84)	太陽光 風力	1% 1%	0% (14)	太陽光 風力	0% 0%	1% (109)	太陽光 風力
中部	太陽光 風力	1,160 38		1,239	太陽光 風力	+282 +4	2% (146)	太陽光 風力	2% 1%	2% (109)	太陽光 風力	2% 1%	1% (85)	太陽光 風力	1% 1%	2% (158)	太陽光 風力
北陸	太陽光 風力	127 18	297		太陽光 風力	+36 +229	5% (323)	太陽光 風力	9% 4%	4% (292)	太陽光 風力	7% 4%	3% (204)	太陽光 風力	6% 3%	5% (381)	太陽光 風力
関西	太陽光 風力	738 17		1,438	太陽光 風力	+560 +5	4% (188)	太陽光 風力	4% 2%	3% (160)	太陽光 風力	3% 2%	2% (124)	太陽光 風力	2% 1%	4% (204)	太陽光 風力
中国	太陽光 風力	696 35	648		太陽光 風力	+251 +157	7% (394)	太陽光 風力	8% 3%	5% (325)	太陽光 風力	6% 3%	5% (304)	太陽光 風力	6% 2%	7% (415)	太陽光 風力
四国	太陽光 風力	340 30		232	太陽光 風力	+127 +54	6% (354)	太陽光 風力	7% 3%	4% (277)	太陽光 風力	5% 2%	5% (280)	太陽光 風力	6% 2%	6% (357)	太陽光 風力
九州	太陽光 風力	1,208 66	929		太陽光 風力	+538 +437	20% (1,073)	太陽光 風力	20% 10%	15% (910)	太陽光 風力	15% 8%	18% (1,005)	太陽光 風力	18% 9%	16% (847)	太陽光 風力
沖縄	太陽光 風力	38.7 1.0		75	太陽光 風力	+6.6 +0.0	0.13% (18)	太陽光 風力	0.13% 0.00%	0.00% (0)	太陽光 風力	0.00% 0.00%	0.00% (0)	太陽光 風力	0.00% 0.00%	- -	太陽光 風力

※ケース①：2024年度供給計画2033年の再エネ導入量1.0倍程度、ケース②：2024年度供給計画2033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。

【参考】最小需要日の需給バランス

- 2023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27日	4月23日	4月9日	4月9日	4月8日	4月23日	4月22日	4月16日	4月8日	2月11日
発生時間			12:00	11:00	11:00	11:00	13:00	11:00	12:00	12:00	12:00	13:00
需要			343	883	3,354	1,239	297	1,438	648	232	929	75
供給力	火力	調整火力	39	88	624	276	41	57	85	37	74	46
		非調整火力	19	140	543	61	15	205	111	50	74	0
	再エネ	バイオマス	32	84	174	85	12	109	34	21	71	3
		太陽光	222	1,529	2,275	1,173	147	1,081	787	387	1,540	30
		風力	103	539	34	18	198	6	70	5	186	0.4
		一般水力	77	200	205	166	119	111	43	22	56	0.1
		地熱	5	21	1	3	0	0	0	0	26	0
	原子力		168	200	845	270	96	550	167	78	332	0
	揚水・蓄電池		0	▲32	▲1,134	▲373	▲12	▲442	▲176	▲30	▲221	0
	連系線活用		▲57	0	57	0	▲200	145	0	▲144	▲135	0
	再エネ出力制御量		▲265	▲1,886	▲270	▲439	▲118	▲385	▲474	▲194	▲1,075	▲5
	供給力計		343	883	3,354	1,239	297	1,438	648	232	929	75

※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月。
※ケース②は2024年度供給計画2033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

パラメータスタディ

- 今年度から、出力制御の長期見通しにおいては、受電側エリアの受電可能量を考慮することとし、沖縄を除く9社は統一ツールを用いて試算を行うこととした。これにより、複数条件で試算を行うことが容易となった。
- そこで、足元の電力需給の状況等も踏まえつつ、太陽光・風力、需要について、複数の値を設定し、出力制御量のパラメータスタディを行った。
- 例えば、再エネ導入量については、2024年度供給計画2033年度の導入量の伸びを1.0倍～1.3倍にした4パターンで試算。需要については、各エリアの需要規模を1.0倍～1.5倍にした6パターンを設定し、合計24ケースで算定を行った。

※あくまでケーススタディであり、将来の電力需給を予測するものではなく、また、エネルギー政策の目標として設定したものではない点に留意。

	[億kWh]					
	×1.0	×1.1	×1.2	×1.3	×1.4	×1.5
再エネ導入量	1,667	1,725	1,782	1,840		
需要	8,658	9,524	10,390	11,256	12,122	12,988

(参考)

(注) 数値は送電端値に統一したもの。

<再エネ導入量>

エネルギー基本計画：1,800～1,970億kWh

<需要（使用端値）>

エネルギー基本計画：8,640億kWh

広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）2050年想定：12,484億kWh

※使用端値＝送電端値－送電ロス

算定ケース

- 次の通り算定ケースを設定した。

<算定ケース一覧>

No.	再エネ	需要
1	供計2033×1.0	2023実績（供計2033補正）×1.0
2	供計2033×1.0	2023実績（供計2033補正）×1.1
3	供計2033×1.0	2023実績（供計2033補正）×1.2
4	供計2033×1.0	2023実績（供計2033補正）×1.3
5	供計2033×1.0	2023実績（供計2033補正）×1.4
6	供計2033×1.0	2023実績（供計2033補正）×1.5
7	供計2033×1.1	2023実績（供計2033補正）×1.0
8	供計2033×1.1	2023実績（供計2033補正）×1.1
9	供計2033×1.1	2023実績（供計2033補正）×1.2
10	供計2033×1.1	2023実績（供計2033補正）×1.3
11	供計2033×1.1	2023実績（供計2033補正）×1.4
12	供計2033×1.1	2023実績（供計2033補正）×1.5
13	供計2033×1.2	2023実績（供計2033補正）×1.0
14	供計2033×1.2	2023実績（供計2033補正）×1.1
15	供計2033×1.2	2023実績（供計2033補正）×1.2
16	供計2033×1.2	2023実績（供計2033補正）×1.3
17	供計2033×1.2	2023実績（供計2033補正）×1.4
18	供計2033×1.2	2023実績（供計2033補正）×1.5

No.	再エネ	需要
19	供計2033×1.3	2023実績（供計2033補正）×1.0
20	供計2033×1.3	2023実績（供計2033補正）×1.1
21	供計2033×1.3	2023実績（供計2033補正）×1.2
22	供計2033×1.3	2023実績（供計2033補正）×1.3
23	供計2033×1.3	2023実績（供計2033補正）×1.4
24	供計2033×1.3	2023実績（供計2033補正）×1.5

※再エネ導入量は2024年度供給計画2033年度の導入量の伸び。
※No.1～6が再エネ導入量のケース①、No.19～24がケース②。

算定結果（パラメータスタディ）

- 各エリアの再エネ導入量・需要の複数想定による出力制御量を算定。

【 北海道 】		需要					
		×1.0	×1.1	×1.2	×1.3	×1.4	×1.5
再エネ	×1.0	36%	23%	12%	6%	3%	2%
	×1.1	37%	24%	13%	7%	4%	2%
	×1.2	37%	25%	14%	7%	4%	2%
	×1.3	38%	26%	14%	8%	4%	2%

【 東北 】		需要					
		×1.0	×1.1	×1.2	×1.3	×1.4	×1.5
再エネ	×1.0	53%	38%	26%	17%	13%	10%
	×1.1	54%	40%	28%	20%	14%	11%
	×1.2	56%	42%	30%	22%	15%	12%
	×1.3	58%	44%	32%	24%	17%	13%

【 東京 】		需要					
		×1.0	×1.1	×1.2	×1.3	×1.4	×1.5
再エネ	×1.0	5%	1%	0%	0%	0%	0%
	×1.1	5%	1%	0%	0%	0%	0%
	×1.2	5%	1%	0%	0%	0%	0%
	×1.3	6%	1%	0%	0%	0%	0%

【 中部 】		需要					
		×1.0	×1.1	×1.2	×1.3	×1.4	×1.5
再エネ	×1.0	5%	2%	0%	0%	0%	0%
	×1.1	5%	2%	1%	0%	0%	0%
	×1.2	5%	2%	1%	0%	0%	0%
	×1.3	6%	2%	1%	0%	0%	0%

【 北陸 】		需要					
		×1.0	×1.1	×1.2	×1.3	×1.4	×1.5
再エネ	×1.0	10%	4%	2%	1%	0%	0%
	×1.1	11%	4%	2%	1%	0%	0%
	×1.2	11%	4%	2%	1%	0%	0%
	×1.3	11%	5%	2%	1%	0%	0%

【 関西 】		需要					
		×1.0	×1.1	×1.2	×1.3	×1.4	×1.5
再エネ	×1.0	8%	3%	1%	0%	0%	0%
	×1.1	9%	3%	1%	0%	0%	0%
	×1.2	10%	3%	1%	0%	0%	0%
	×1.3	11%	4%	1%	0%	0%	0%

【 中国 】		需要					
		×1.0	×1.1	×1.2	×1.3	×1.4	×1.5
再エネ	×1.0	11%	5%	3%	1%	1%	0%
	×1.1	12%	6%	3%	2%	1%	0%
	×1.2	13%	6%	3%	2%	1%	0%
	×1.3	15%	7%	4%	2%	1%	0%

【 四国 】		需要					
		×1.0	×1.1	×1.2	×1.3	×1.4	×1.5
再エネ	×1.0	9%	4%	2%	1%	0%	0%
	×1.1	10%	5%	2%	1%	1%	0%
	×1.2	11%	5%	3%	2%	1%	0%
	×1.3	11%	6%	3%	2%	1%	0%

【 九州 】		需要					
		×1.0	×1.1	×1.2	×1.3	×1.4	×1.5
再エネ	×1.0	29%	16%	11%	7%	5%	3%
	×1.1	30%	17%	12%	8%	5%	4%
	×1.2	31%	18%	12%	9%	6%	4%
	×1.3	32%	20%	13%	9%	7%	4%

※ 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、需要は2024年度供給計画2033年の見通しに各倍率をかけた場合の想定。

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】2023年度の算定結果（再エネ出力制御低減対策の効果）

（出所）第49回系統WG（2023年12月6日）資料1

- 仮に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試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルール的事業者に対する出力制御率
- ・ 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：火力等発電設備の最低出力を30%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+278万kW、東北→東京+455万kW）

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース②において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
各社ケース② ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率	54.8	54.9	3.5	3.9	2.7	5.3	14.2	2.8	30	0.08
需要対策	48.2 (▲6.6)	50.7 (▲4.2)	3.2 (▲0.3)	2.6 (▲1.3)	2.3 (▲0.4)	4.7 (▲0.6)	10.9 (▲3.3)	1.7 (▲1.1)	23 (▲7)	0 (▲0.08)
供給対策	47.7 (▲7.1)	46.0 (▲8.9)	0.8 (▲2.7)	3.2 (▲0.7)	2.2 (▲0.5)	2.8 (▲2.5)	9.7 (▲4.5)	2.4 (▲0.4)	28 (▲2)	0 (▲0.08)
系統対策 50%分活用	1.8 (▲53.0)	26.9 (▲28.0)	—	—	—	—	—	—	19 (▲11)	—
100%分活用	1.0 (▲53.8)	11.4 (▲43.5)	—	—	—	—	—	—	12 (▲18)	—

※1 太陽光と風力について、足元から2023年度供給計画2032年の導入量の伸びの1.4倍程度まで導入された場合を想定したもの。

導入量については、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」（2022年度実績ベース）※3 連系線活用量100%の場合（北陸は50%、中三社は0%）

※4 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

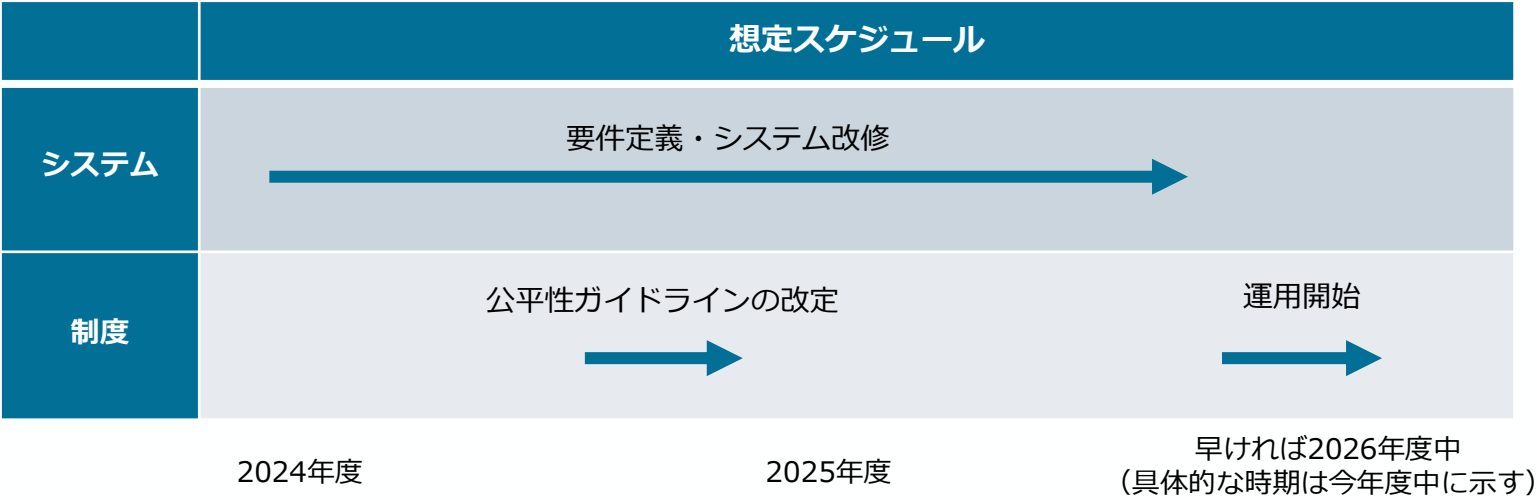
出所：各エリア一般送配電事業者

2. 市場統合措置に伴う 優先給電ルールの見直しについて

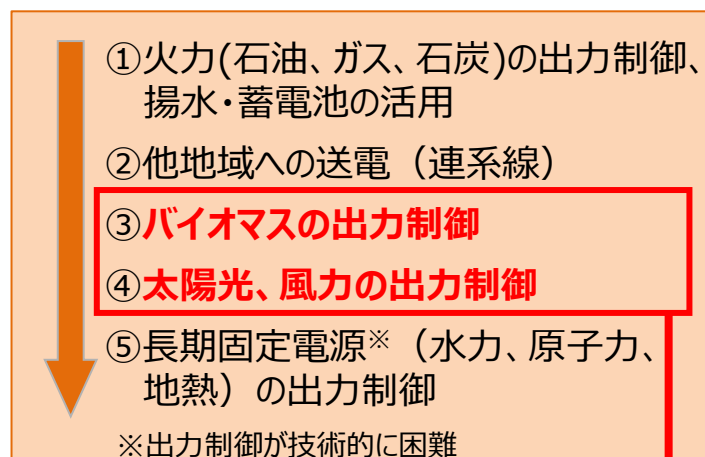
出力制御順番変更の制度開始時期について

- 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、第52回系統WG（2024年9月18日）において、その詳細をご議論していただいた。
- 今後検討としていた制度開始時期について、一般送配電事業者の制御システムの具体的な改修時期を算出したところ、他の制度変更対応等で複数のシステム改修が予定されている状況。
- この中で、FIP制度の移行に向けた一定の準備期間を確保しつつも、可能な限り速やかに措置を行う必要がある。こうしたことから、準備ができたエリアから順次運用を開始することとしてはどうか。
- 具体的には、2026年度又は2027年度に運用開始とし、システム改修が終わったエリアから準備が出来次第速やかに運用を開始する。

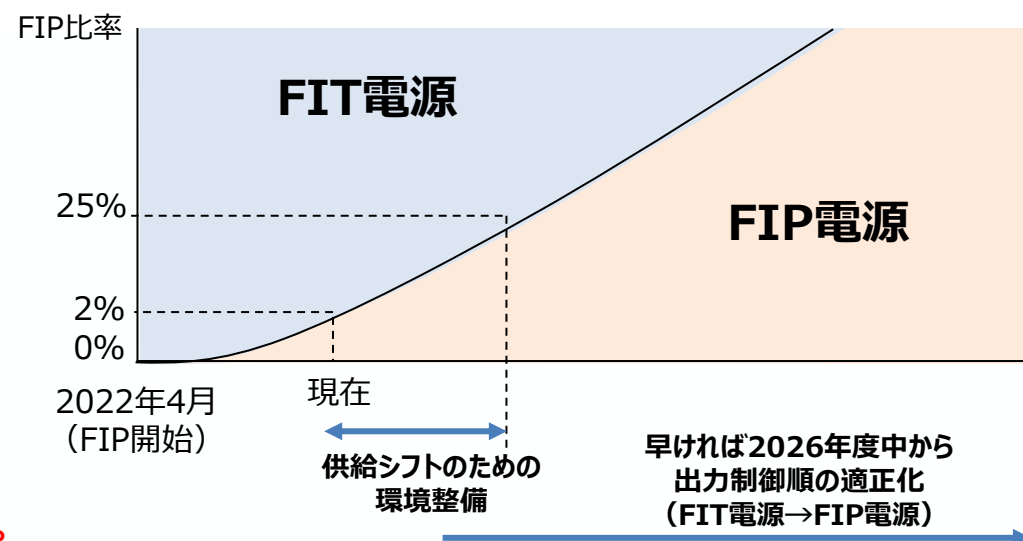
- 優先給電ルールの順番変更については、FIP制度の移行に向けた一定の準備期間を確保しつつ、速やかに措置する必要があるが、一般送配電事業者の制御システムの改修に一定程度の時間を要すると考えられる。
- こうした中で、「早ければ2026年度中から」としている制度開始時期については、今後、一般送配電事業者において具体的な改修時期を算出した上で、具体的な時期を示してはどうか。
- また、優先給電ルールの順番変更に当たっては、「出力制御の公平性ガイドライン」の改定が必要となる。事業者の予見可能性を確保するため、制度開始時期を待たずに今年度中に、開始時期を明記した形で改定することとしてはどうか。



- 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、バランス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。



③④それぞれのカテゴリでFIT電源→FIP電源の順とする。



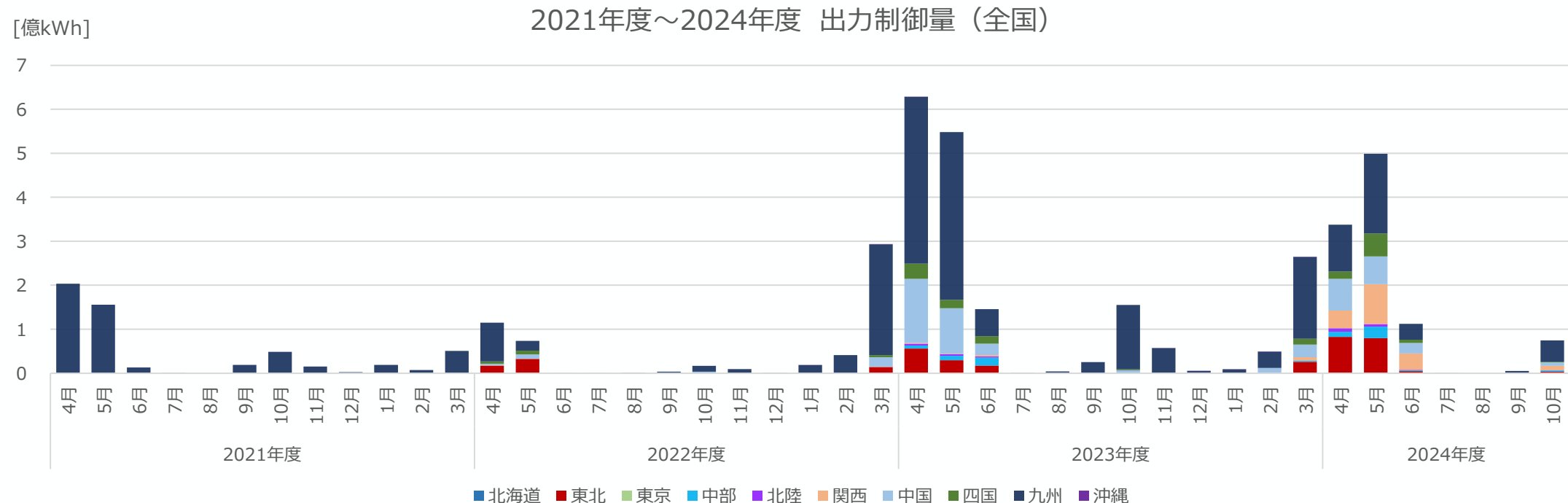
- FIT制度とFIP制度の電源の性質を比較すると、FIP電源は、事業者の収入が電力市場価格に連動することなどで、電力市場の需給バランスに応じた電力供給が促されるため、通常の時間帯において、需給バランスへの貢献の度合いが高い。
- また、FIP電源は、エリアで出力制御が発生している（＝市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯）ものの、自らは出力制御指令対象とならない場合に、当該時間帯にプレミアムが交付されない仕組みとなっており、この点においても、需給バランスへの貢献の度合いが高い。
- このような電源の性質に起因した相違が存在する中で、需給バランスの貢献という点において、FIT電源とFIP電源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

(参考) 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が実施される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概ね増加傾向。
- 今秋は九州では日射量の減少等により昨年度と比較して制御量が低下している一方、複数エリアで出力制御が行われるようになっている。



（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11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		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。