

今夏の電力需給及び 今冬以降の需給見通し・運用について

2025年10月31日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 10月24日、電力広域的運営推進機関において、2025年度夏季の電力需給実績及び2025年度冬季の電力需給見通しが「電力需給検証報告書」として取りまとめられた。
- 本日の小委員会では、今夏の電力需給実績について御報告するとともに、今冬の最新の電力需給見通しと需給対策、あわせて2026年度の需給見通しの速報値をお示しし、来夏以降の需給対策について御議論いただく。

- 
- 1. 2025年度夏季の電力需給の振り返り**
 2. 2025年度冬季の電力需給見通し及び電力需給対策
 3. 2026年度の電力需給見通し及び電力需給対策

2025年度夏季の最大電力需要について

一部エリアで最大電力需要が増加

- 今夏の電力需要は、全国的に高気温となる日が多かったこと等を要因として、一部最大電力需要も増加し、7月・9月には、10年に一度の猛暑を想定した電力需要(猛暑H1 想定需要)を上回るエリアもあったが、8月においては猛暑H1 想定需要を上回る日はなかった。

<今夏の電力需要の実績>

※ 黄色部分は猛暑H1 想定需要を超過

※ 猛暑H1 想定需要について、10エリア合計値は不等時性を考慮した値 単位：万kW
エリア毎のH1想定需要は不等時性を考慮しないエリア単体の値

7月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
厳気象時の想定需要	486	1,341	5,936	2,520	509	2,824	1,078	499	1,672	179	16,950
最大需要実績	491	1,385	5,451	2,415	497	2,684	1,009	465	1,572	157	15,850
最大需要発生日	7/23	7/29	7/25	7/7	7/31	7/7	7/31	7/8	7/8	7/1	7/24

8月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
厳気象時の想定需要	486	1,418	5,936	2,520	509	2,824	1,078	499	1,672	180	16,850
最大需要実績	445	1,344	5,754	2,455	504	2,738	1,018	488	1,574	154	16,258
最大需要発生日	8/4	8/4	8/6	8/22	8/4	8/5	8/6	8/6	8/1	8/12	8/5

9月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
厳気象時の想定需要	413	1,343	5,555	2,462	483	2,731	1,038	480	1,620	162	16,123
最大需要実績	402	1,331	5,521	2,463	497	2,649	1,005	468	1,551	158	15,878
最大需要発生日	9/5	9/1	9/2	9/2	9/2	9/1	9/2	9/1	9/9	9/8	9/1

【参考】今夏（2025年度）と昨夏（2024年度）の供給力と需要の比較

- 今夏は猛暑H1 想定需要を超過するエリアも一部あったが、需給状況は概ね安定的に推移した。
- 需給が安定的だった主な要因は、昨冬同様に供給面における上積みもあったものの、需要面で7月及び9月の一部エリアを除いて猛暑H1 想定需要を超過しなかったことが主な要因であると考えられる。

＜今夏と昨夏の供給力見通しの比較（2025年5月時点）＞

供給力										
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7月の供給力※1	507	1,556	6,160	2,858	555	3,139	1,199	567	1,908	217
2025年7月の供給力※1	524	1,480	6,313	2,680	542	3,003	1,227	712	2,063	209
増減	+17	▲76	+153	▲178	▲13	▲136	+28	+145	+155	▲8

※1 計画外停止率や連系線活用考慮後の供給力

需要										
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7月のH1需要見通し※2	486	1,351	5,891	2,555	496	2,805	1,072	507	1,615	170
2025年7月のH1需要見通し※2 ()内は2024年からの増減	474 (▲12)	1,340 (▲11)	5,898 (+7)	2,504 (▲51)	506 (+10)	2,806 (+1)	1,078 (+6)	499 (▲8)	1,667 (+52)	179 (+9)

※2 需要は、最大電力発生時の不等時性を考慮した値

＜昨夏～今夏の間に運開・再稼働した主な発電設備＞

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)
東北	女川2号 (原子力)	82.5
東京	五井2号 (火力)	78
東京	五井3号 (火力)	78
中国	島根2号 (原子力)	82

【参考】各エリアの最大電力需要の動向

- 北海道・東北・中部・北陸エリアにおいて最大電力需要の実績が猛暑H1 想定需要を超過し、超過した日数は東北で5日、北陸で2日、北海道・中部で1日となった。
- 7月や9月において、猛暑H1想定需要を超過していることから、夏季において高需要を記録する期間が、従前は7月後半～8月だったものが、7月～9月と長期化している傾向。

7～9月における厳気象H1想定の超過日数

単位：日

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
7月	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	6
8月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9月	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	3
合計	1	5	0	1	2	0	0	0	0	0	9

※ 各月の日需要実績に対し、需給検証で想定した月毎の猛暑H1需要を超過した日数をカウント

【参考】今夏の電力需要の動向（7月～9月）

※気温補正なし

- 今夏の電力需要の動向は、国内全体では昨夏比で需要減も、沖縄エリアを除き7月は高く、8月及び9月は低く推移。
- 地域別には、北海道及び東北エリアにおいては、7月の需要が高く、8月及び9月は平年並み。東京から関西エリアにかけては8月及び9月の一部期間において昨年同時期と比較し需要量は減小。

（注）表中の数値は昨年同日比。週及び月合計における29日以降の電力需要は、曜日数の整合性の観点から含めず算出。

7月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	13%	10%	4%	4%	5%	8%	7%	6%	6%	-4%	6%
8日～14日	3%	6%	-2%	6%	10%	10%	11%	7%	6%	-10%	4%
15日～21日	5%	8%	1%	-2%	4%	-2%	1%	-3%	-2%	-8%	0%
22日～28日	10%	9%	-1%	-3%	3%	-3%	-2%	-6%	-4%	-4%	-1%
月合計	8%	8%	0%	1%	5%	3%	4%	1%	1%	-7%	2%

8月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	6%	1%	1%	0%	1%	-2%	-6%	-5%	-8%	-3%	-1%
8日～14日	-6%	-9%	-14%	-14%	-9%	-9%	-12%	-13%	-12%	-2%	-12%
15日～21日	1%	0%	2%	3%	4%	4%	1%	-1%	-3%	-3%	2%
22日～28日	0%	1%	7%	5%	-1%	0%	-2%	-4%	-3%	-1%	2%
月合計	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-2%	-5%	-6%	-6%	-2%	-2%

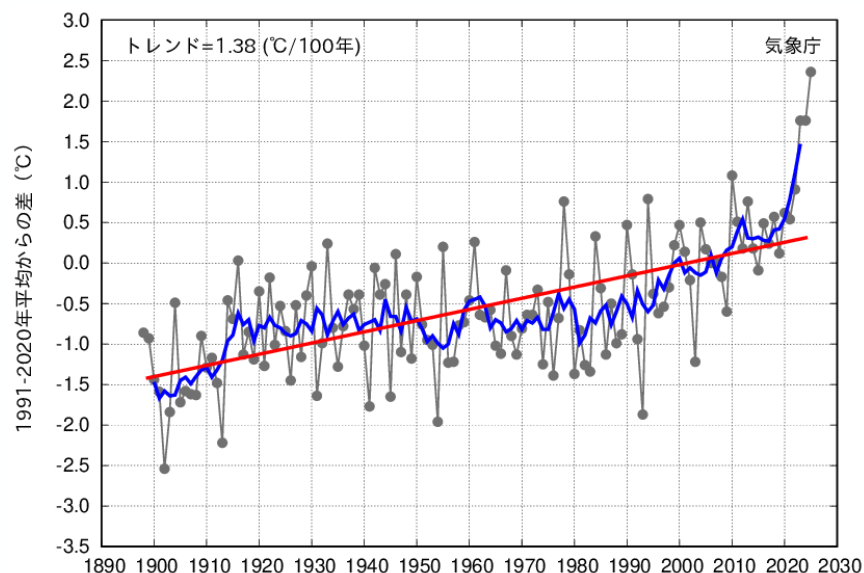
9月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	0%	3%	6%	6%	6%	6%	5%	2%	2%	4%	5%
8日～14日	0%	-6%	-7%	-3%	-9%	-5%	-9%	-7%	-5%	10%	-6%
15日～21日	0%	-2%	-7%	-8%	-8%	-8%	-12%	-9%	-10%	9%	-8%
22日～28日	0%	-1%	0%	-4%	-1%	-6%	-4%	-5%	2%	9%	-2%
月合計	0%	-2%	-2%	-2%	-3%	-4%	-5%	-5%	-3%	8%	-3%

出典：系統情報サービス 需要実績のデータを基に資源エネルギー庁で算出

【参考】 平均気温の推移等

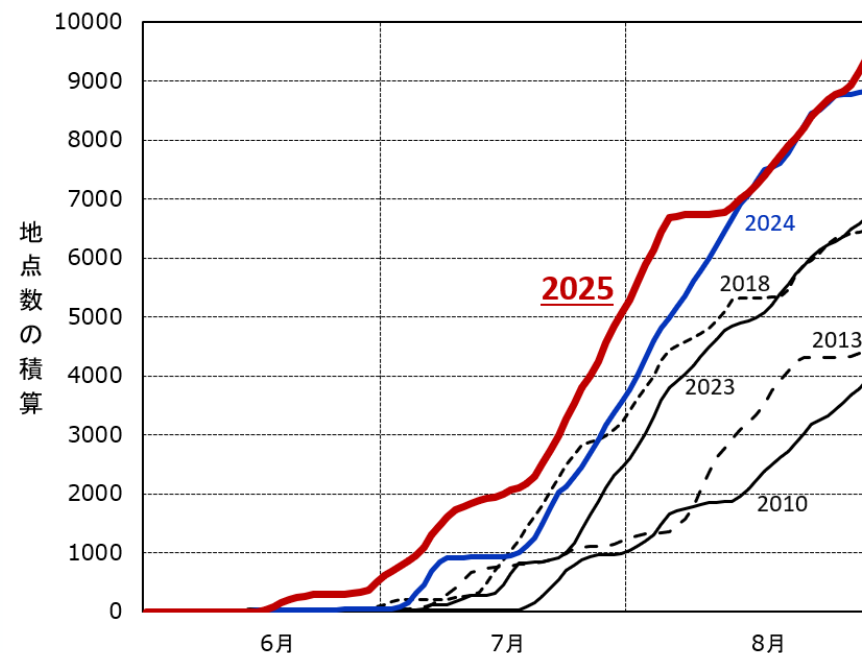
【日本の夏の平均気温偏差】

2025年夏(6～8月)の日本の平均気温の基準値(1991～2020年の30年平均値)からの偏差は+2.36℃で、1898年の統計開始以降、2023年および2024年を上回り最も高い値となった。



※細線(黒): 各年の平均気温の基準値からの偏差
太線(青): 偏差の5年移動平均値
直線(赤): 長期変化傾向
基準値は1991～2020年の30年平均値

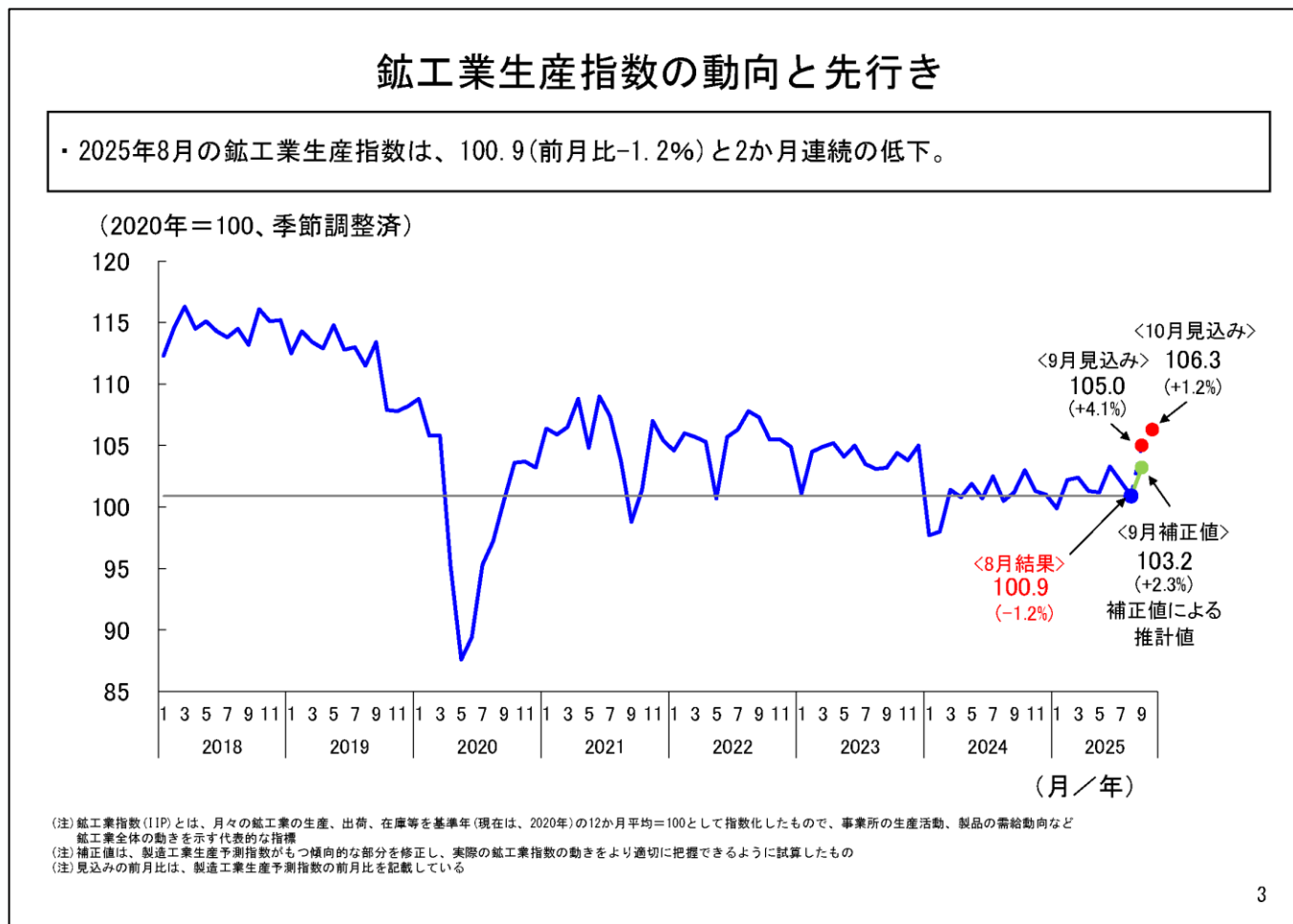
【 全国のアメダス地点で観測された 猛暑日の地点数の積算 】



※夏の期間(6月1日～8月31日)の推移を表し、この夏(赤線)と併せて2010年以降の主な高温年も示している。

【参考】今夏における経済動向（2025年8月）

- 国内の生産活動を示す「鉱工業生産指数」において、今年8月の数値は前月比で低下した



【参考】 広域予備率の状況（東京エリア 7月～9月）

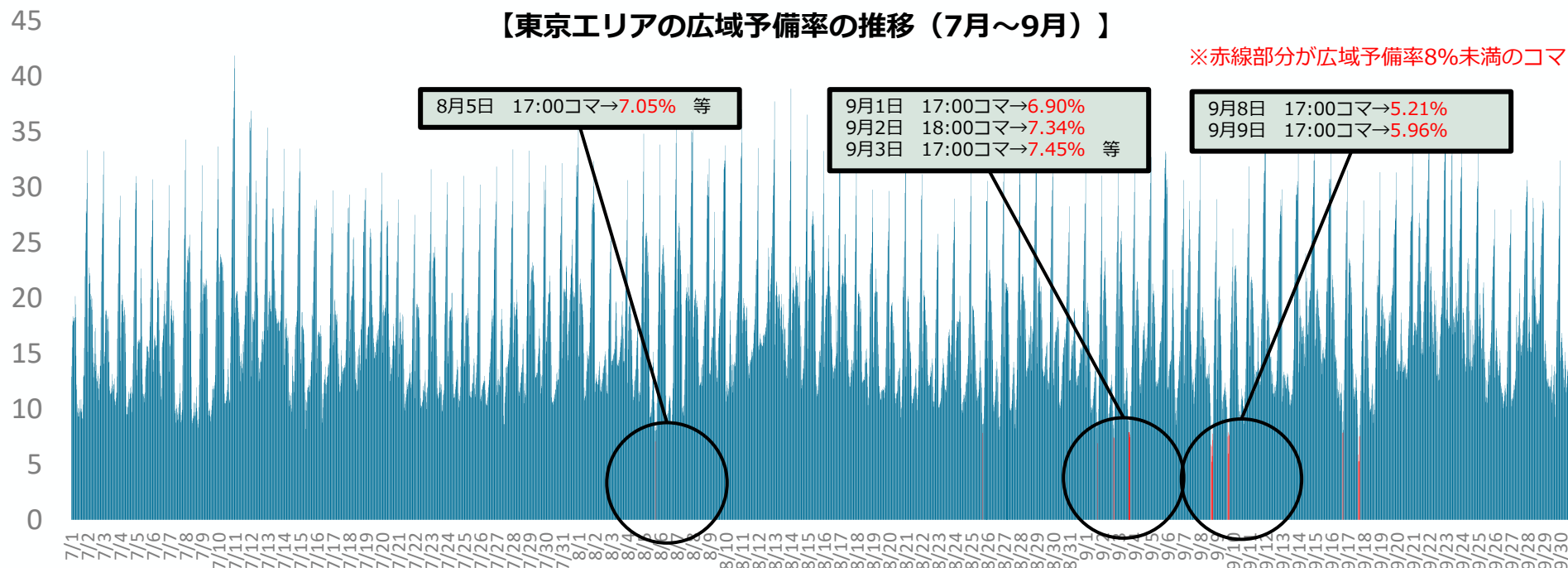
【参考】今夏の猛暑H1 想定需要予備率の見通し
(最小予備率時・25年5月23日時点)

8%未満のコマが26コマ（昨年度：81コマ）

	7月	8月	9月
東京	8.2%	7.6%	8.1%

- 東京エリアの広域予備率は、7月～9月の実需給1時間前（ゲートクローズ時点）の広域予備率で8%を下回っていたコマが26コマあった。
- 特に9月は、発電所の計画外停止などの影響で、太陽光発電の供給力が低下する点灯帯を中心に厳しい状況となった。

【東京エリアの広域予備率の推移（7月～9月）】



【参考】9月1日の東京エリアの需給について

- 9月1日（月）の東京エリアの供給力は、8月28日（木）時点で約5,352万kW（最小予備率時）と見込まれていたが、8月30日（土）から、火災などの想定外のトラブルにより計画外停止が発生（約172万kW）。
- このため、需要に対して供給力が不足する見込みとなったが、前日のスポット市場での調達に加えて、火力発電所の増出力運転、流通設備や電源の補修時期等を調整するなどの追加供給力対策により、電力ひっ迫注意報の発令基準未達である広域予備率5%以上を維持。

【8月30日付近で計画外停止した設備】

発電所	運転開始	設備容量（万kw）
常陸那珂2号機	2013年	100.0
千葉火力1－1軸	2000年	36.0
千葉火力1－2軸	1999年	36.0

【補修時期等の調整（東京電力パワーグリッド）】



Press Release

電力の安定供給に向けた発電事業者への作業停止計画調整の実施について

2025年8月31日
東京電力パワーグリッド株式会社

9月1日および2日の東京エリア^{※1}を含む広域ブロック^{※2}における電力需給は、現在、需給状況を精査しているものの、厳しい状況となる見通しです。

こうした状況を踏まえ、本日、電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）から業務規程第112条第1項^{※3}の規定に基づき、需給状況改善を目的とした当社サービスエリア内における作業停止計画の調整を行うよう要請を受けました。

上記要請を受け、送配電等業務指針第170条第1項^{※4}の規定に基づき、当社は、発電事業者に対して、電力設備の作業の中止について調整を今後実施いたします。

引き続き、需給状況を注視し、電力の安定供給に努めてまいります。

※今夏は、9月1日～2日に加えて、9月17日～18日にかけても補修調整を実施

【参考】広域予備率の状況（関西エリア 7月～9月）

【参考】今夏の猛暑H1 想定需要予備率の見通し
(最小予備率時・25年5月23日時点)

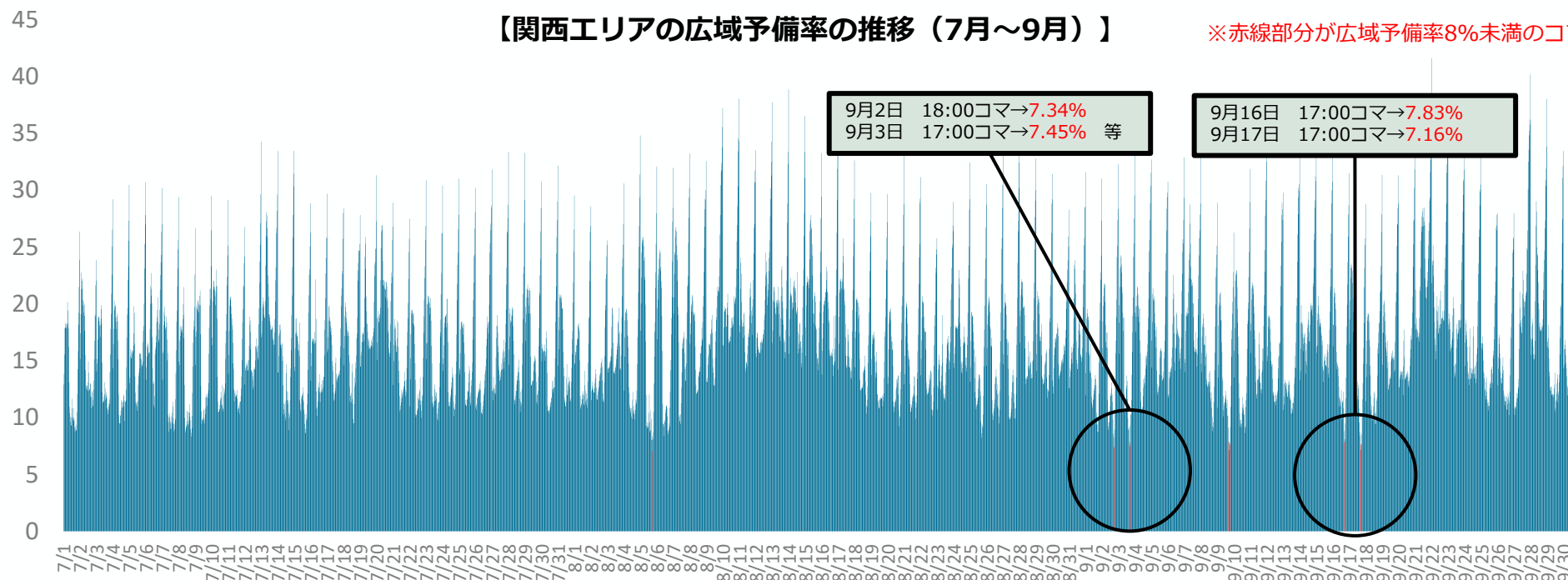
8%未満のコマが17コマ（昨年度：17コマ）

	7月	8月	9月
関西	8.2%	9.0%	8.1%

- 関西エリアの広域予備率は、夏前の見通しで7月～9月はいずれも8%以上となる見通しだったが、7月～9月の実需給1時間前（ゲートクローズ時点）の広域予備率で8%を下回っていたコマが17コマあった。
- 特に9月は、太陽光発電の供給力が低下する点灯帯を中心に厳しい状況となり、17コマのうち16コマが9月であった。

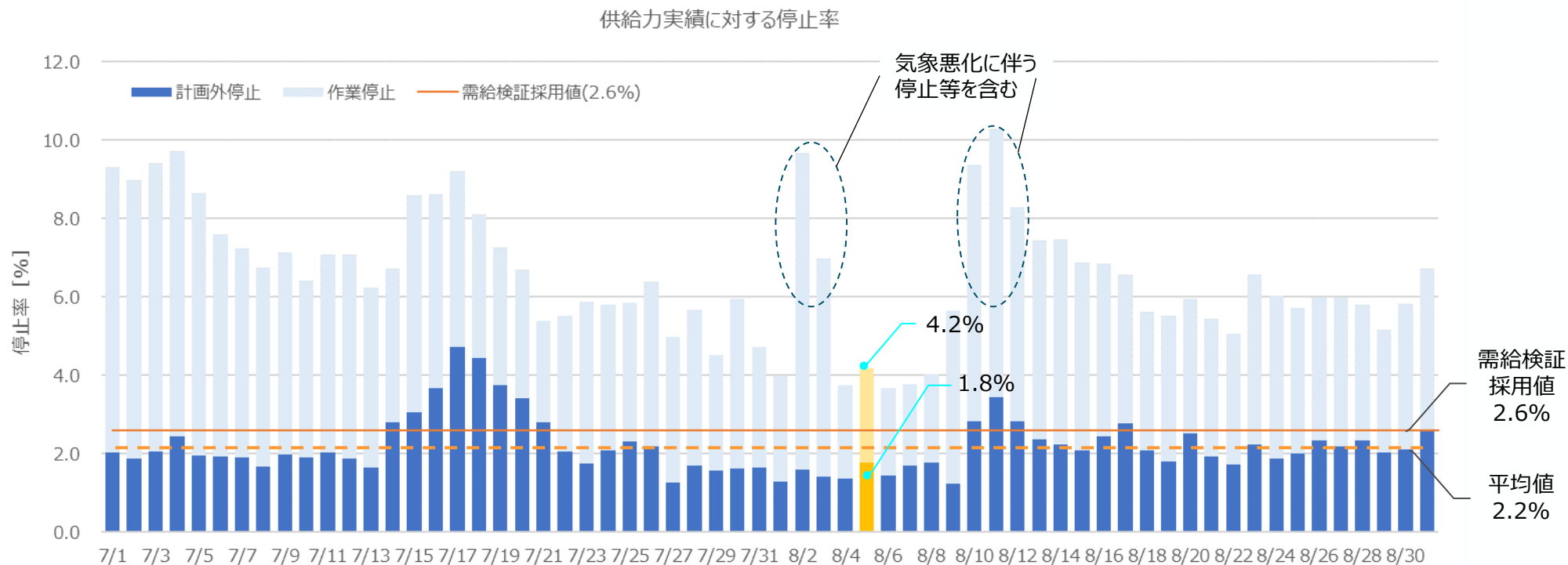
【関西エリアの広域予備率の推移（7月～9月）】

※赤線部分が広域予備率8%未満のコマ



【参考】計画外停止の状況（全国）

- 需給検証時の広域予備率の算定にあたり、供給力の算定の際に一定割合の割合（2.6%）盛り込んでいる。計画外停止率は、今年度の夏季においては需給検証対象事業者の平均値で2.2%となり、想定割合と同程度。
- なお、最大需要発生日である8月5日における停止率（5月の検証時から追加となった作業停止分も含めたもの）は4.2%であった。



※ 全電源種の供給力に対する計画外停止量および前回の需給検証報告書（2025年5月）において計画されていなかった作業に伴う供給力の変化量

- 
1. 2025年度夏季の電力需給の振り返り
 - 2. 2025年度冬季の電力需給見通し及び電力需給対策**
 3. 2026年度の電力需給見通し及び電力需給対策

電力需給の見通しの確認及び対策の検討

- 東日本大震災以降、電力需給に万全を期するため、毎年度、全国の電力需要が高まる夏（7月～9月）と冬（12月～3月）の前に、電力広域的運営推進機関において、電力需給の検証を実施。
- 今年度は、電力広域的運営推進機関の専門委員会の審議を経て、10月24日に2025年度冬季の電力需給見通しが取りまとめられた。
- 本日は、最新の2025年度の電力需給見通しの内容を御報告した上で、冬季の需給対策について御議論いただく。

需給見通しの策定

10/24 報告書

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
（電力広域的運営推進機関）

需給見通しの確認
及び
需給対策の検討

10/31（本日）開催

総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
（資源エネルギー庁）

政府による需給対策の決定・公表

2025年度の電力需給の見通し（冬季）

- 2025年度冬季は、全エリアとも10年に一度の厳しい寒さ（厳寒H1）を想定した電力需要に対し、最小予備率時において**安定供給に最低限必要な予備率3%※を確保できる見通し**。

※電力広域的運営推進機関の専門委員会では、予備率4.0%（最小予備率時）だったが、能代火力2号について12月末までの復旧が見込まれることから、その分を織り込んで予備率を算出。

- ただし、**一部エリアでは4%台と厳しい状況**。異常気象や燃料調達先の国際情勢の変化、火力発電所の東京湾・太平洋沿岸への集中等、自然災害に対して脆弱な構造にあること等を踏まえると、電力需給は予断を許さない。
- 高需要期に加え端境期の電力需給にも留意しつつ、更に需給バランスが厳しくなることが見込まれる場合には、安定供給確保のため、必要に応じて緊急の補修調整等の需給対策を講じる。

各エリアの予備率（厳気象H1） ※最小予備率時

<3月時点>

エリア	12月	1月	2月	3月	
北海道	18.0%	5.4%	6.5%	11.4%	
東北					
東京					
中部	9.6%	6.0%	19.3%	13.8%	
北陸					
関西		7.8%		33.0%	
中国					
四国		50.2%		6.0%	6.5%
九州	50.3%		53.6%	73.9%	
沖縄					



<10月時点>

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	16.5%	4.8%	4.8%	9.3%
東北	14.9%			
東京				
中部	10.3%	8.3%	8.5%	13.5%
北陸				
関西				
中国			19.1%	36.6%
四国			8.5%	13.5%
九州	40.5%	40.9%	43.4%	62.5%
沖縄				

※発動指令電源の考慮等により、最小予備率時の予備率が最大需要時を上回ることがある。

※電力広域的運営推進機関 電力需給検証報告書（2025年10月）以降に復旧見通しが判明した電源については復旧後の期間について供給力として織り込んで計算。

【参考】冬季の最大需要時の予備率見通しの推移

冬季高需要期（２月）の最大需要時の予備率見通しの推移

年度	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
北海道	14.0%	15.6%	16.6%	7.9%	6.6%	6.3%	7.0%	8.1%	5.7%	13.0%	4.2%
東北	6.1%	7.9%	15.8%	5.0%			4.4%	4.9%			
東京	6.6%	4.3%	8.9%				3.1%				
中部	6.1%	4.2%	3.0%	8.6%		6.4%	3.9%	6.5%	6.6%		7.4%
北陸	5.3%	8.3%	11.8%	4.0%							
関西	3.3%	9.2%	17.9%	8.6%							
中国	9.6%	15.0%	12.2%								
四国	6.2%	9.2%	25.3%								
九州	4.7%	10.3%	5.9%			30.5%	20.8%				
										13.0%	7.4%

数値目標なし節電要請

数値目標なし節電要請

※2016～2021年度は省エネ・節電の呼びかけを実施（18年度は北海道のみ数値目標なし節電要請）

【参考】 主な発電機における供給力の変化要因

- 本年3月の需給見通し以降に判明した発電機作業の延長、トラブル停止等は以下の通り。

エリア	発電所名・号機 (電源種別)		出力 (送電端)[万kW]	2025年度												停止・稼働理由
				4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北海道	苫小牧共火 (火力)	3号	-	24.3								12/13~12/21				作業停止
東北	女川 (原子力)	2号	+	78.8				7/28~未定					1/14~5/13			長期施設管理計画の認可
	能代 (火力)	2号	-	56.5						9/20~12/30				3/1~7/14		トラブル停止
東京	千葉 (火力)	1号 1軸	-	35.0					8/30~3/31							設備修繕
	横浜 (火力)	8号 1軸	-	36.9										3/8~5/25 3/16~6/4		定期補修期間変更
	袖ヶ浦 (火力)	4号	-	96.8						10/25~1/12(出力ハーフ)			1/13~7/10(定期点検)			出力ハーフ、定期点検
	今市 (揚水)	3号	-	35.0			6/19~未定							1/16~7/13		機器臨時点検修理
中部	新名古屋 (火力)	8号 4軸	-	39.4								12/27~2/11				タービン関連設備作業
関西	御坊 (火力)	3号	-	57.2						10/1~12/12 10/18~11/2						補修停止
	姫路第二 (火力)	5号	-	47.9						9/28~12/15 9/28~11/4						補修停止
	大河内 (揚水)	1号	-	31.8		3/25~3/31										発電機作業
中国	俣野川 (揚水)	3号	-	29.8		2/13~12/12 2/13~11/30										機器点検
	俣野川 (揚水)	4号	-	29.8			6/17~2027/9/30									設備故障

【参考】2025年2月と2026年2月の供給力・需要の比較

- 2025年2月の供給力は2024年2月に比べ、火力発電所の廃止（広野2号や鹿島共同4号）、トラブル・補修停止（千葉1号-1軸、東新潟1号など）により、東エリアを中心に大きく減小。
- 需要は2025年2月の需要実績の伸び等を考慮し、四国、沖縄以外で増加傾向となっている。

供給力										
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2月の供給力※1	625	1,610	5,951	2,717	594	2,812	1,207	631	1,801	160
2026年2月の供給力※1	595	1,540	5,624	2,589	577	2,760	1,149	575	1,726	162
増減	▲30	▲70	▲327	▲128	▲17	▲52	▲58	▲56	▲75	+2

※1 計画外停止率や連系線活用の考慮後の供給力

需要										
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2月のH1需要見通し※2	553	1,425	5,268	2,405	526	2,489	1,069	483	1,595	114
2026年2月のH1需要見通し※2 ()内は2024年からの増減	571 (+18)	1,477 (+52)	5,396 (+128)	2,411 (+6)	537 (+11)	2,571 (+82)	1,070 (+1)	476 (▲7)	1,608 (+13)	113 (▲1)

【参考】 供給力に織り込んでいない要素

- 新設火力における試運転では、安定運転のために必要な燃料試験等の制限はあるが、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加供給力となりうる。

2025年度冬季に試運転を実施する主な発電機

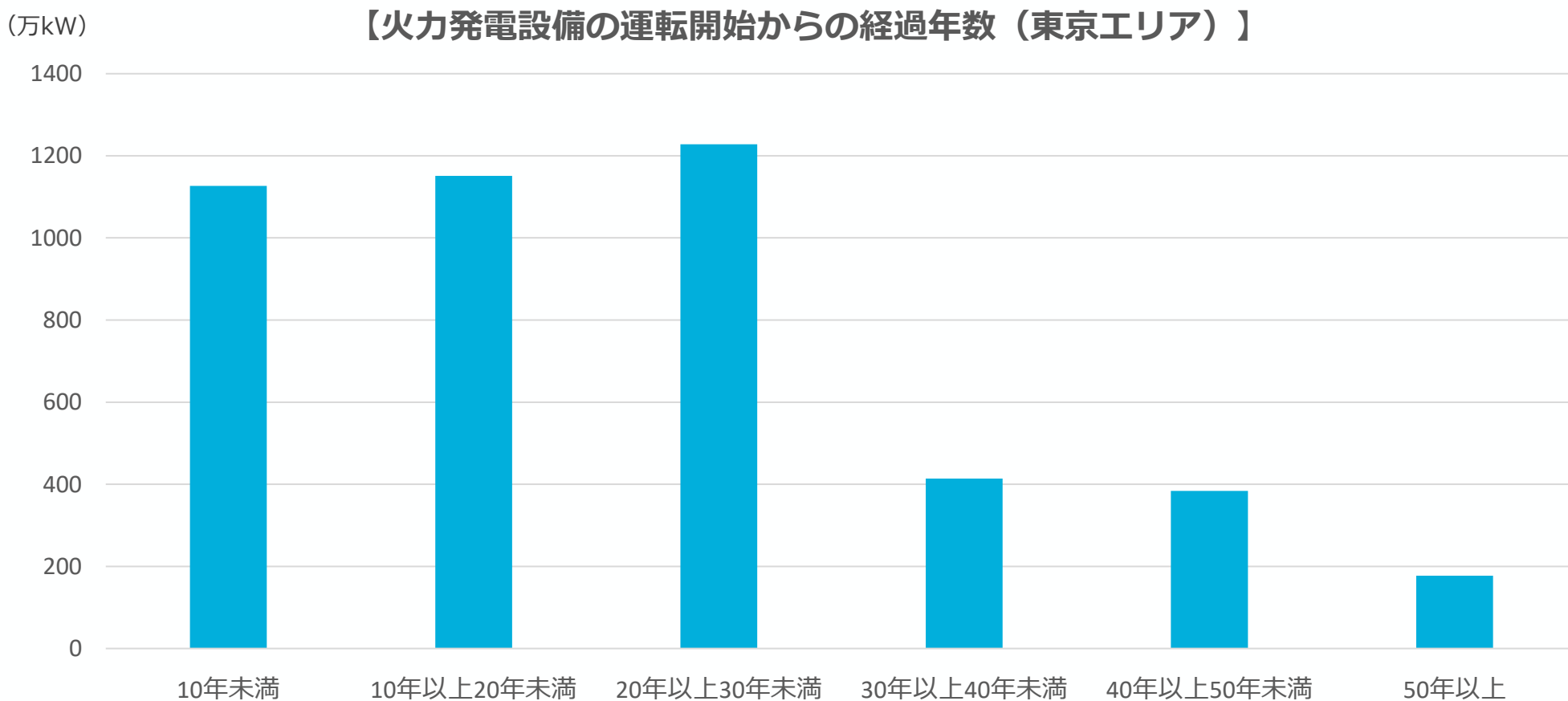
エリア	発電所名・号機 (電源種別)		設備容量 (万kW)	2025年度											
				4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
関西	姫路天然ガス (火力)	1号	62.3					8月 ~ 試運転				2026年1月 営業運転開始予定			
関西	姫路天然ガス (火力)	2号	62.3									12月 ~ 試運転開始予定			2026年5月 営業運転開始予定
九州	ひびき (火力)	1号	62.3								11月	~ 試運転開始予定			2026年3月 営業運転開始予定

※ 試運転開始後においても、作業停止等により試運転不可となる期間がある

【参考】火力発電設備の運転開始からの経過年数（東京エリア）

第1回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
(2025年5月23日) 資料9

- 今夏の電力需給の見通しにおける、供給力に含まれている火力発電設備には、**運転開始から期間が一定程度経過している設備※も存在**し、丁寧な状況把握が必要。



(※) 2025年7月1日時点

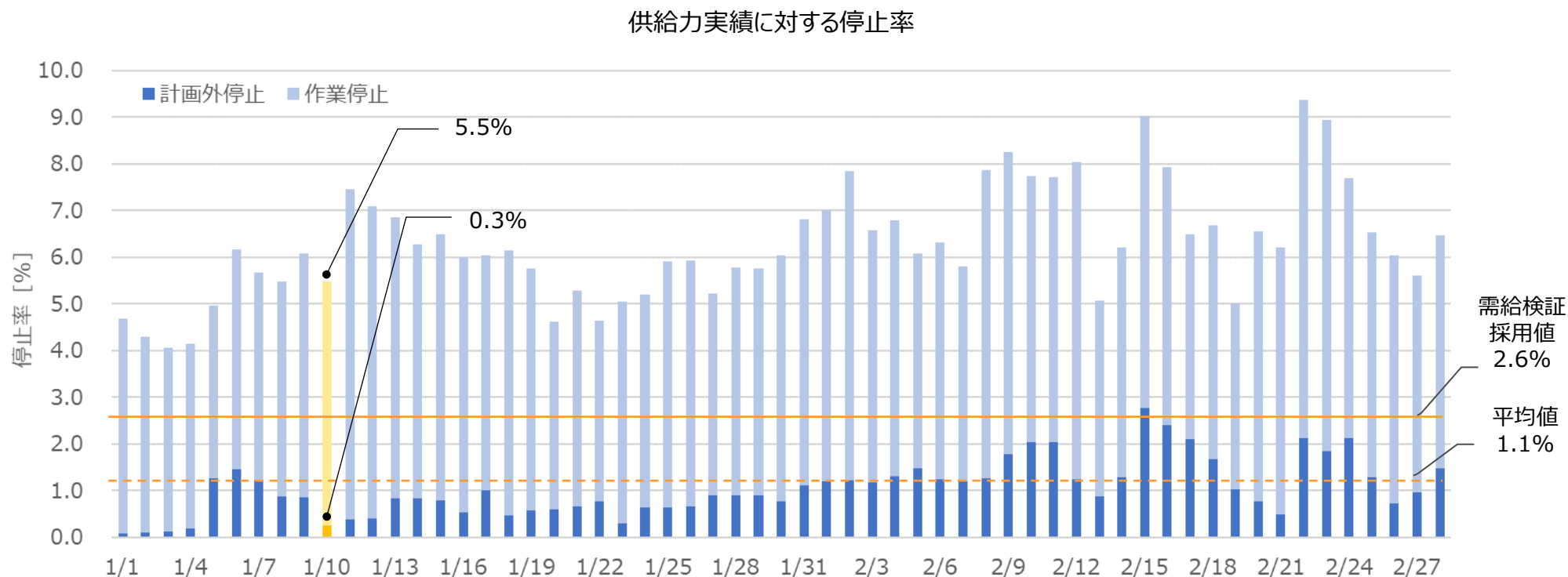
(※) 運転開始前の発電設備を除く

(※) 出力は送電端を使用

出典：電力広域的運営推進機関提供資料を基に資源エネルギー庁作成

【参考】計画外停止の実績（2024年度冬季）

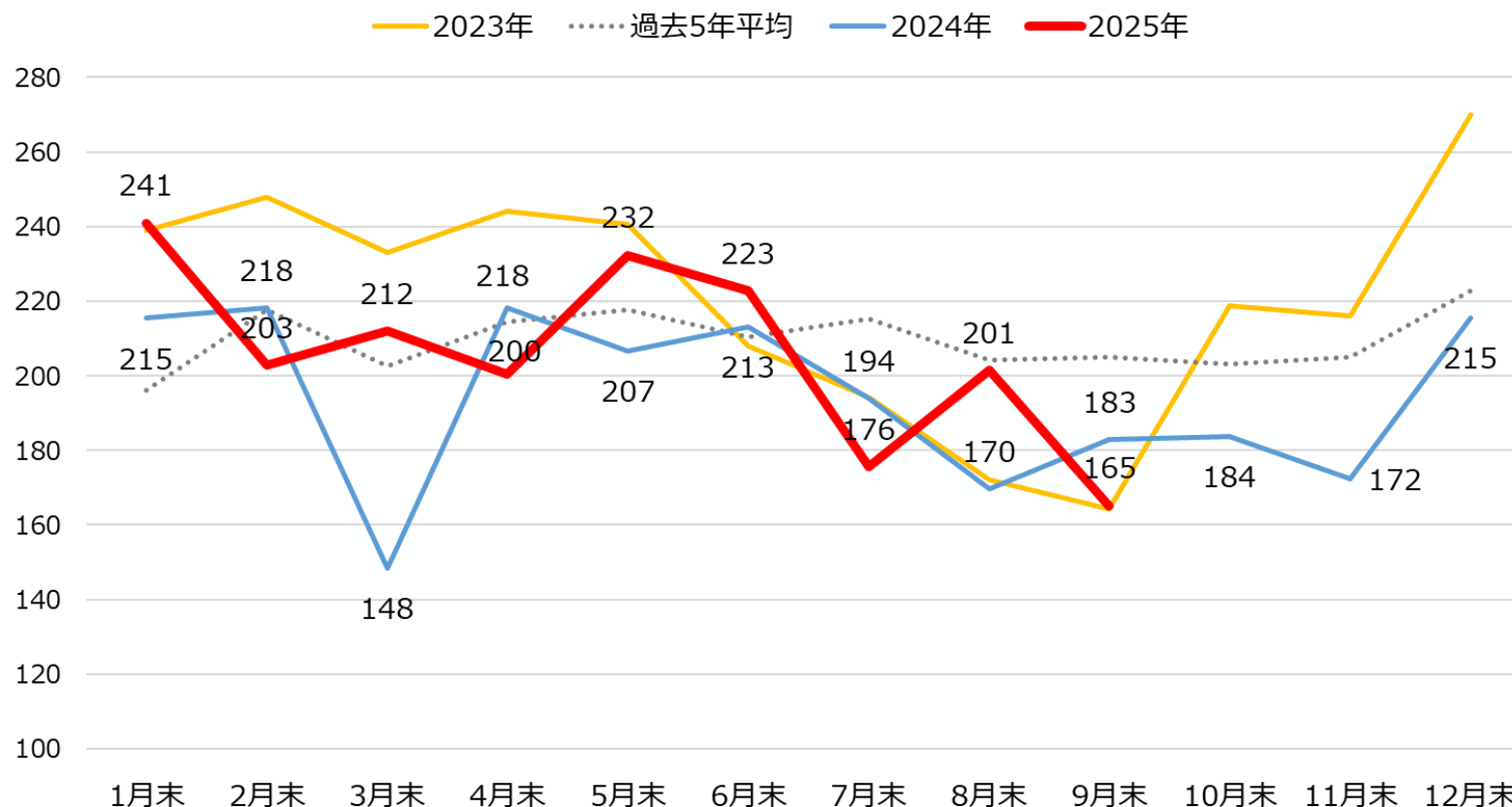
- 予備率の算定にあたっては、一定割合の割合（2.6%）の計画外停止率を盛り込んでいるが、昨年度の実需給断面においては、需給検証実施時の想定割合以上の計画外停止が発生している日も存在。今冬についても、注視が必要。



※ 全電源種の供給力に対する計画外停止量および前回の需給検証報告書（2025年5月）において計画されていなかった作業に伴う供給力の変化量

【参考】大手電力会社のLNG在庫の推移（2025年10月26日時点）

- 大手電力会社のLNG在庫は、最新（10/26時点）の数字で197万トンであり、過去5年間平均を下回る水準となっている。

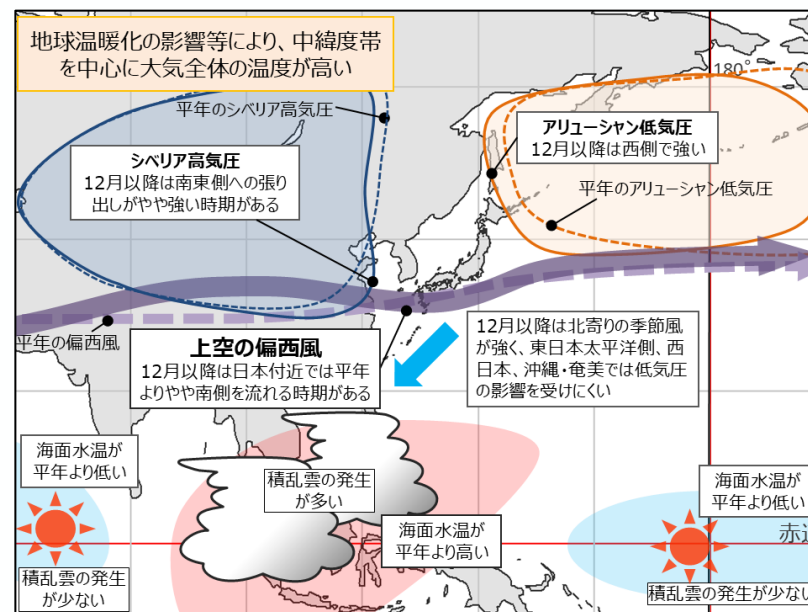
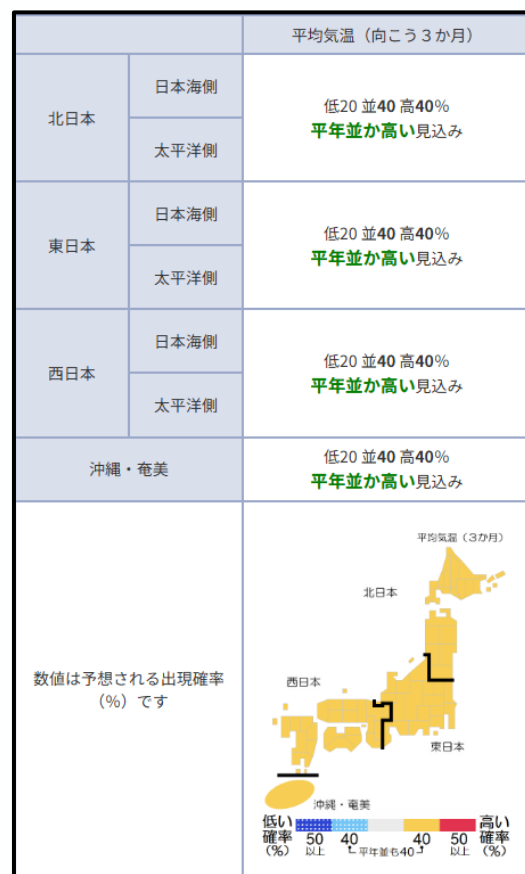


※大手電力会社に対する調査に基づき資源エネルギー庁作成
※在庫量はデッド（物理的に汲み上げ不可な残量）を除く数量。

【参考】冬季の気象予報（11月～1月）

- 2025年10月21日に気象庁が発表した3か月予報によれば、今冬の気温の見通しは全国的に平年並みか高い見込み。

※2025年10月21日14時00分 気象庁発表



【気象庁解説】

- 地球温暖化の影響等により、中緯度帯を中心に大気全体の温度が高いでしょう。
- ラニーニャ現象に近い状態が続く可能性が高く、海面水温は太平洋赤道域の中部から東部で低い一方、太平洋熱帯域の西部で高い見込みです。また、インド洋熱帯域では東部で高く、西部で低いでしょう。このため、積乱雲の発生はインド洋西部と太平洋赤道域の日付変更線付近で少ない一方、インド洋東部からフィリピン付近で多いでしょう。
- これらの影響により、上空の偏西風はユーラシア大陸で北に蛇行し、12月以降は日本付近で南に蛇行して平年よりやや南側を流れる時期があるでしょう。シベリア高気圧は南東側への張り出しがやや強い時期があり、アリューシャン低気圧は西側で強いでしょう。
- これらのことから、12月以降は、冬型の気圧配置が強まる時期があり、東日本太平洋側から沖縄・奄美では、低気圧の影響を受けにくいでしょう。また、北日本では低気圧の影響をやや受けやすい時期があるでしょう。

2025年度冬季に向けた電力需給対策について

- 2025年度冬季の電力需給の見通しについて、全エリアにおいて、安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通しのため、需要家の方々のご負担にも鑑み、冬季の全期間を通じた事前の節電要請は実施しない。
- ただし、予備率10%以上を確保できる見通しだった昨年度に比べ、発電機の廃止やトラブル停止等により供給力が大きく減少していることを主な要因として、今冬の予備率は低下している。
- また、異常気象、地政学的リスクが高まる中での燃料調達先の国際情勢の変化、発電所の休廃止の進展、火力発電所の東京湾・太平洋沿岸への集中等、自然災害に対して脆弱な構造にあることを踏まえると、電力需給は予断を許さない状況。
- こうした状況を踏まえ、今冬の電力需給の安定化に万全を期す観点から、大規模発電所の設備トラブル等によって、更に大きく供給力が不足する状態となった場合には、緊急の補修調整等、機動的な対応を実施する。
- 加えて、昨冬に引き続き、発電事業者に対する保安管理の徹底の要請等の供給力対策を講ずるとともに、日々の電力需給のモニタリングにおいては緊張感を持って状況を常に監視し、仮に厳しい状況が見込まれる場合は、緊急の追加供給力対策、電力需給ひっ迫注意報・警報などを適切に実施していく。
- また、供給サイドの抱える構造的な課題に対応し、安定供給を大前提とした電源の脱炭素化を進める観点から、再エネの最大限の活用とともに、安全性の確保を大前提に、地元の理解を得ながら原子力発電所の再稼働を進めることによる短～中長期の供給力の確保や、連系線の増強等の構造的な対策を実施する。
- 需要サイドにおいては企業・家庭の省エネ対策を推進し、エネルギーコストの上昇に強い省エネ型の経済・社会構造への転換を引き続き図ることが重要。なお、こうした省エネ対策は、予断を許さない今後の電力需給に万全を期すことにもつながるものである。

2025年度冬季の電力需給対策（案）

1. 供給力対策

- 発電所の計画外停止の未然防止等の徹底
- 電源の補修点検時期の調整等
- 電力広域的運営推進機関によるkW・kWhモニタリングの実施
- 再エネ、原子力等の脱炭素電源の最大限の活用

2. 需要対策

- エネルギーコストの上昇に強い省エネ型の経済・社会構造への転換
（企業・家庭向け省エネ支援策、効果的な省エネ行動をまとめた省エネメニュー）
- DRの更なる普及拡大（工場等のDR促進、家庭用蓄電池等の導入支援）
- 産業界や自治体等と連携した需給ひっ迫時における体制の構築

3. 構造的対策

- 連系線の増強等の系統対策の推進
- 容量市場、長期脱炭素電源オークションの着実な運用による供給力確保
- 大規模災害等に備えた予備電源制度の継続的な検討
- 揚水発電の維持・強化、蓄電池等の分散型電源の活用
- 原燃料の調達・管理の強化

【参考】電力需給ひっ迫時の対応（ひっ迫注意報警報・計画停電等）

前々日18:00目処

需給ひっ迫準備情報の発信

- ・ 蓋然性のある追加供給力対策を踏まえても、広域予備率5%を下回る見通しとなった場合、前々日18:00を目処に一般送配電事業者から需給ひっ迫準備情報の発信

※各一般送配電事業者が蓋然性のある追加供給力対策を反映したエリア予備率を算出し、電力広域的運営推進機関が広域予備率を算定する。この広域予備率を基に各一般送配電事業者が電力需給ひっ迫準備情報を発信する。

前日16:00目処

需給ひっ迫注意報の発令

- ・ あらゆる供給力対策を踏まえても、**広域予備率が5～3%の見通しとなった場合**、資源エネルギー庁の判断の下、前日16:00を目途に注意報を発令。

※前日16:00以降に、気象条件の変化や、電源の計画外停止等により、広域予備率3%未満の見通しとなった場合は急きょ警報発令となることがあり得る。

※需給ひっ迫のおそれが解消されたと判断される場合には注意報を解除する。

需給ひっ迫警報の発令

- ・ あらゆる供給力対策を踏まえても、**広域予備率が3%を下回る見通しとなった場合**、資源エネルギー庁の判断の下、前日16:00を目途に警報を発令。

※計画停電等を行う可能性がある場合、一般送配電事業者から実施の可能性を公表する。

需給ひっ迫警報の発令（続報）

- ・ 需給状況が前日時点から改善がされず更新があった場合や、より厳しい見通しとなった場合、**広域予備率が3%未満の場合**には、資源エネルギー庁の判断の下、警報（続報）を発令。

※需給ひっ迫のおそれが解消されたと判断される場合には警報を解除する。

当日

節電要請

※切迫度に応じて、節電要請の内容を変更

警報発令・節電要請等を行った後も広域予備率が1%を下回る見通しの場合

緊急速報メール（対象者：不足ブロック内の携帯ユーザー）の配信

- ・ 不足ブロック内の携帯ユーザーに「計画停電実施の可能性」を資源エネルギー庁から「緊急速報メール」にて配信。

実需給の
2時間程度前

計画停電の実施を発表

- ・ 「計画停電の実施」を、資源エネルギー庁から「緊急速報メール」にて配信。

※自然災害や電源の計画外停止が重なる等、急遽予備率低下が生じるケースにおいては、上記スキームに限らず警報等を発令する場合がある。

※ただし、電力需給ひっ迫準備情報、電力需給ひっ迫警報・注意報、計画停電実施の可能性及び実施については、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関、各一般送配電事業者等において連携し広く一般に向け周知をおこなう。

○2025年度冬季需給対策（参考資料）

需給ひっ迫時の供給力対策について

- 現時点で、追加供給力公募は行わないものの、大規模電源のトラブル停止等により供給力が減少した場合には、需給がひっ迫する可能性がある。
- 仮にこうした事象が発生した場合には、安定供給の確保の観点から、実施主体の一般送配電事業者は、資源エネルギー庁とも協議の上、緊急・臨時的な措置として、公募を経ず随意契約による追加供給力の調達を可能とする。

【緊急・臨時的な随意契約】

1. 実施可能エリア、実施主体

- 発電設備のトラブルはどのエリアでも発生する可能性があることから、実施可能エリアは全エリアとし、実施主体は各エリアの一般送配電事業者。

2. 提供期間

- 原則、高需要期（12～3月）を対象とする※。 ※発電機トラブル等により、需給ひっ迫が見込まれる場合はこの限りではない。

3. 対象電源

- 電源及びDR

4. 実施可能基準

- 以下のいずれの条件にも合致する場合に実施可能とする。
 - ・発電設備のトラブル等が発生し、かつ、復旧見込みが無い場合。
 - ・当該トラブル等により、冬季の電力需給がひっ迫することが見込まれる場合。

5. 随意契約可能量

- 安定供給に最低限必要な量（対象エリア（広域ブロック））

6. 契約の方針

- 「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」の取扱い（（10）必要量まで確保できなかった場合ハ）の取扱いを参考とし、以下の通りとする。
 - ※随意契約に際しては、以下の対応/要件を前提とする。
 - （1）kW公募に準じた対応であること（追加性等の要件、託送料金による費用回収等）
 - （2）今冬の提供期間に供給力供出が確実な案件を調達すること
 - （3）応札価格ベースでの契約協議が可能な案件を調達すること

【参考】一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方

(10) 必要量まで確保できなかった場合

(電源 I)

公募調達を実施したが、調整力が必要量まで確保出来なかった場合については、一般送配電事業者は、以下のような対応をすることが考えられる。

- イ) 募集期間を新たに設定して再募集
- ロ) 不足量については短期契約の公募調達を別途実施
- ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結

どの方法によるかは、不足している調整力の量、スペック、不足に陥ると想定される時期等によって異なり、一般送配電事業者が判断するものであるが、ハ)の方法が安易に行われることは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくない。

このため、一般送配電事業者は、ハ)の方法が必要であると判断した場合、必要となった経緯、理由を公表するとともに、契約した電源等の容量(kW)、容量(kW) 価格等を委員会に報告することが望ましいと考えられる。これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 必要量が確保出来なかった場合、原則として上記のイ) 又はロ) の対応をする。
- 上記のハ) の方法で調達が行われた場合、ハ) の方法が必要と判断するに至った経緯、理由を公表し、かつ、その内容を合理的なものとする。

【参考】業界団体等への働き掛け

- 2025年度冬季は、全エリアで安定供給に最低限必要な予備率を確保できているものの、想定外の事象が生じた場合は、安定供給に支障が生じるおそれがあることから、発電事業者等に対して各種の要請を実施予定。

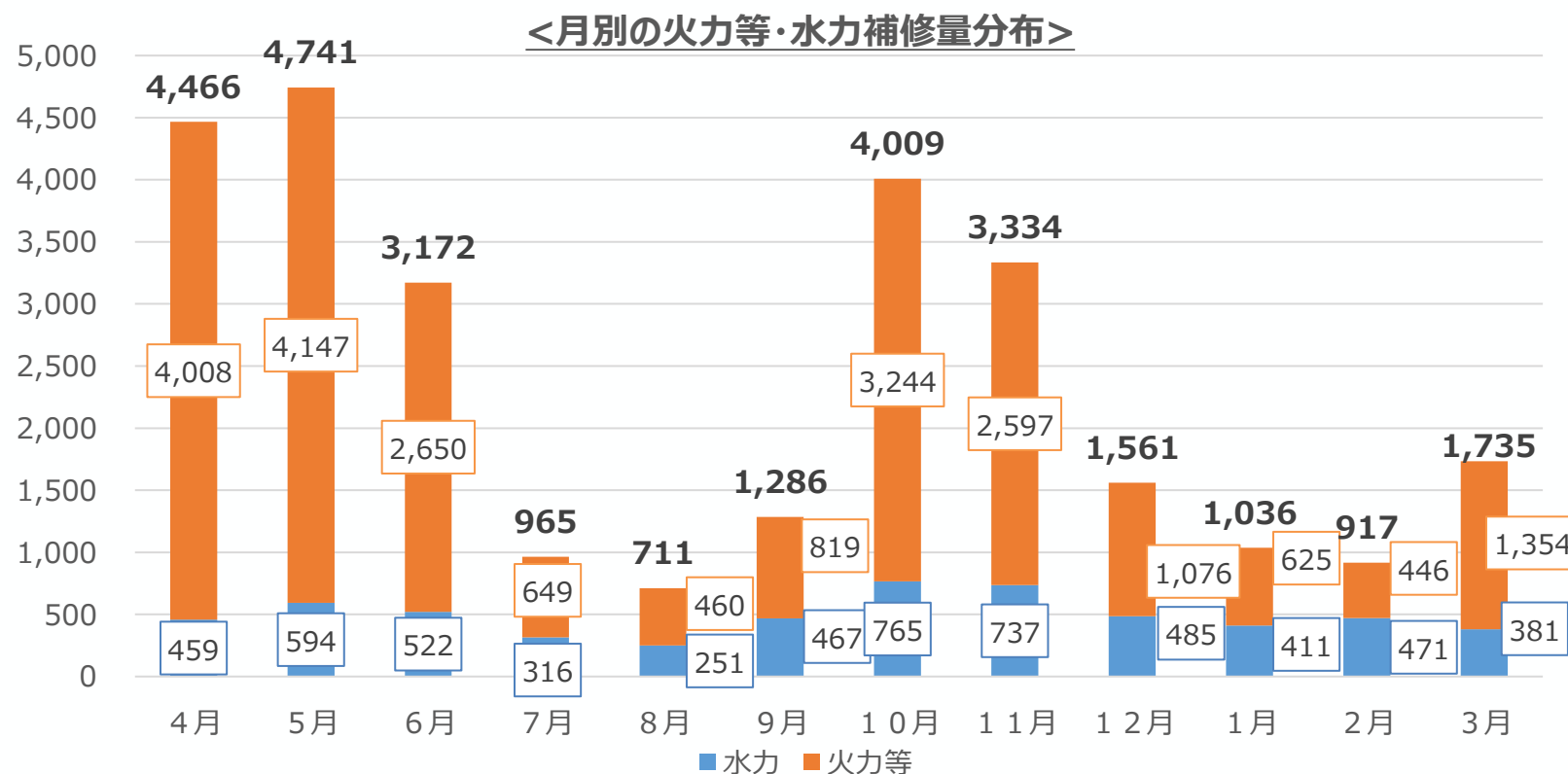
電力需給対策を踏まえた各種要請

要請事項	要請先	具体的内容
・保安管理の徹底	・発電事業者	・保安管理等の徹底及び計画外停止の未然防止
	・電気管理技術者及び電気保安法人	・冬季の自然災害に備え、電気工作物の入念な点検を実施するとともに、必要に応じて電気工作物の設置者に対し、補強・補修・修理等を指示又は助言する等、電気設備の保安管理の徹底
	・再エネ発電事業者	・業界団体を通じて、メンテナンス時期の調整や早期の実施を求め、高需要期の発電量の安定化を図る
・燃料確保	・発電事業者 (火力発電設備を有する事業者)	・「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン」に基づく、燃料確保の徹底
・自家発電設備の活用	・特定自家用電気工作物の設置者	・小売電気事業者やアグリゲーターとのDR（ダイヤモンド・リスポンス）契約の締結 ・卸電力取引所への積極的な電力供出の準備
・供給力確保等	・小売電気事業者	・相対契約や先物市場等を活用したリスクヘッジ ・ダイヤモンド・リスポンス契約の拡充等の検討

【参考】2025年度全国の月別の補修量分布

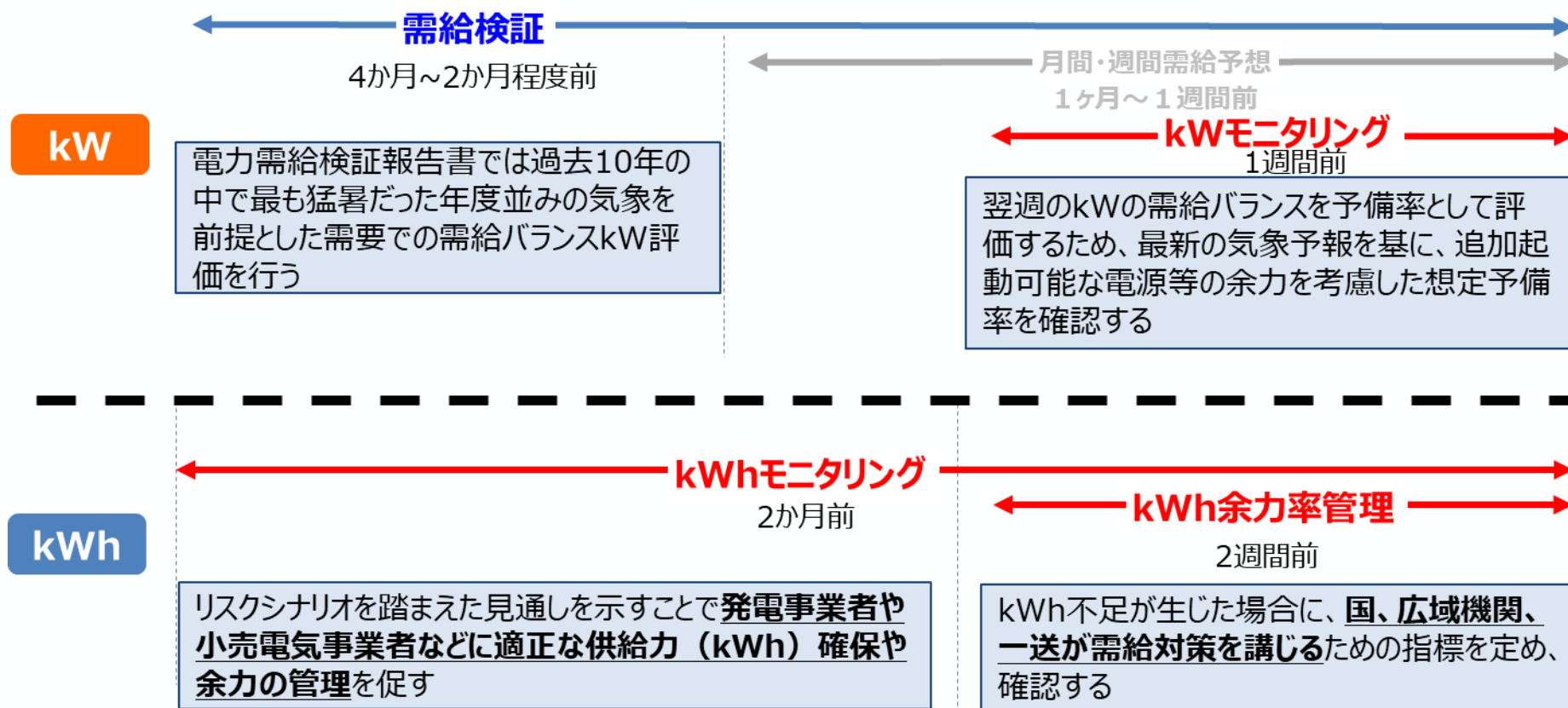
第1回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
(2025年5月23日) 資料9

- 発電事業者には、夏季高需要期（7月～9月）及び冬季高需要期（12月～3月）について、**既に補修点検の実施を回避いただいている**が、実需給段階において、需給が厳しくなる見通しの場合には、補修調整を検討する。



【参考】 kW・kWhのモニタリングの実施

- 電力広域的運営推進機関は、夏季に実施してきたとおり、冬季の電力需給検証後の供給力等の変化を継続的に確認することとし、① kW予備率のモニタリング（1週間先までの週別バランス評価）、② kWhモニタリング（2か月程度先までの余力推移）を定期的の実施し、H Pにて公表予定。



原子力発電所の現状

2025年10月28日時点

稼働
14基

設置変更許可
4基

新規規制基準
審査中
8基

未申請
10基

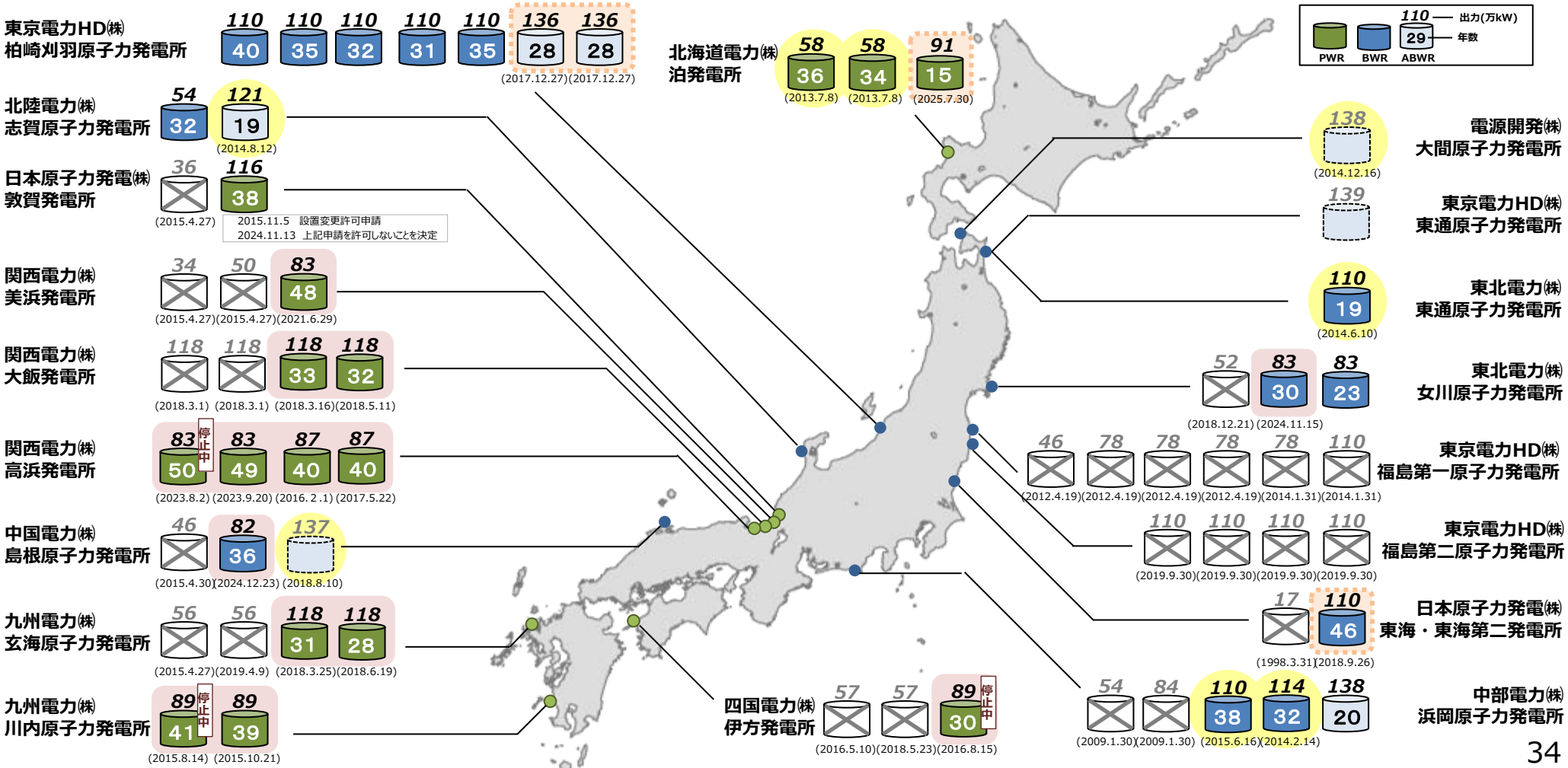
廃炉
24基

稼働中 11基、停止中 3基（送電再開日）

（許可日）

（申請日）

（電気事業法に基づく廃止日）



原子力発電所の現状②

2025年10月28日時点

再稼働済の原子炉：14基

再稼働を果たした原子炉：14基

(女川②、島根②、美浜③、大飯③④、高浜①※②③④、伊方③※、玄海③④、川内①※②)

※ 定期検査等により停止中

設置変更許可済の原子炉：4基

設置変更許可済：4基

(柏崎刈羽⑥⑦、東海第二、泊③)

- 柏崎刈羽⑦は、本年10月13日に特重施設設置期限を迎えた。特重工事完了時期は、2029年8月を予定。
- 柏崎刈羽⑥は、燃料装荷状態での事業者による検査を終え、本年10月28日に技術的な起動準備が完了。
- 東海第二は、安全対策工事を実施中。防潮堤の設計変更等に係る詳細設計の内容等について、規制庁の審査中。
- 泊③は、本年7月30日に設置変更許可。今後、設計および工事計画に係る審査、安全対策工事等を実施予定。

設置変更許可審査中の原子炉：8基

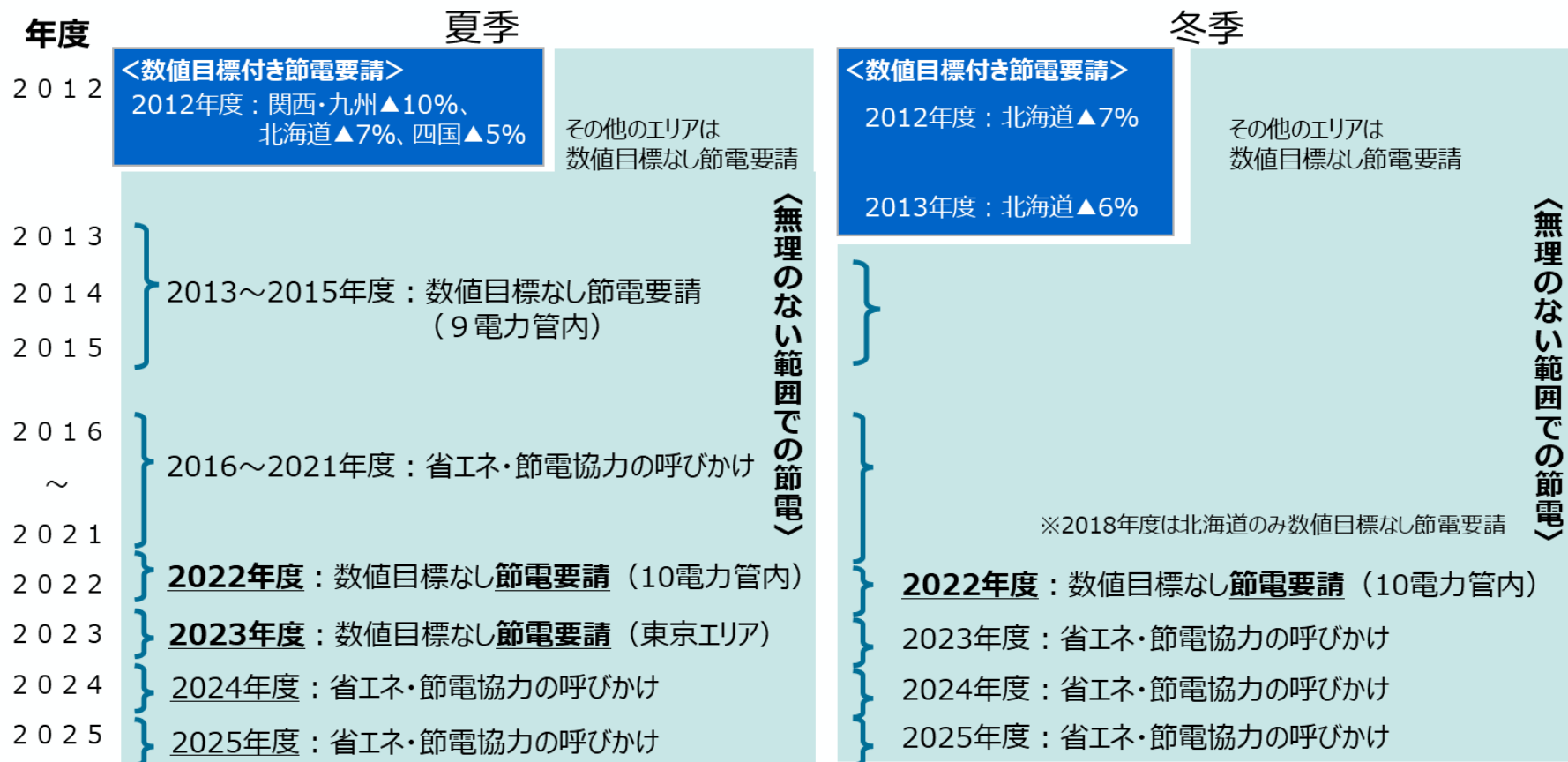
断層・地震・津波や、プラント設備の審査中：8基

(泊①②、大間、東通①、浜岡③④、志賀②、島根③)

- 島根③は、2024年12月より、プラント設備の審査を開始。
- 浜岡③④は、2024年12月より、プラント設備の審査を開始。
- 大間は、2025年6月より、プラント設備の審査を開始。

※ 敦賀②は、2024年11月13日の原子力規制委員会において、日本原電の設置変更許可申請に対して許可をしない旨を決定。
日本原電は、2025年8月21日に、再申請に向けた追加調査計画を公表。同年9月16日に、現地調査に着手。

【参考】これまでの電力需要対策



<電力需給関係閣僚会合の開催状況>

（夏季）

（冬季）

2011～2017 開催（2016、2017は書面開催）
 2018～2021 開催せず
2022 開催（対面）
2023 開催（書面）
 2024 開催せず
 2025 開催せず

2011～2016 開催（2015、2016は書面開催）
 2017～2021 開催せず
2022 開催（書面）
 2023 開催せず
 2024 開催せず

令和6年度補正予算における省エネ支援パッケージ

設備投資と省エネ診断に対する支援で、GXへの第一歩として省エネを強力に促進

1. 省エネ・非化石転換設備への更新支援

- 昨年度、省エネ設備への更新に対して、3年間で7,000億円規模の予算により、複数年の投資計画に切れ目なく支援することとした。今年度は、本取り組みを継続しつつ、以下により更に取り組みを強化【600億円】（国庫債務負担行為含め総額2,375億円）
 - － ニーズの高かった設備単位の更新を支援するⅢ型について、予算規模を拡充
 - － 工場全体で高い省エネ効果を求めるⅠ型や電化・脱炭素化を求めるⅡ型について、工事費用の追加など補助対象等の見直しを行いつつ、特に中小企業の積極的な活用（大規模投資）を促す
- 高効率機器（空調、照明、給湯）と外皮の高断熱化（断熱窓・断熱材）の導入を一体で進めることで、既存の建築物（事務所、学校、商業施設、病院等）を効率的に省エネ改修する支援策（環境省事業）を実施。【112億円】（国庫債務負担行為含め総額344億円）

2. 省エネ診断

- 工場・事業所のエネルギー消費量等の見える化を行い、改善提案を行う省エネ診断により、省エネの取り組みを行う中小企業の裾野を広げる。今年度からは、デジタル技術を活用した見える化を促進する診断メニューを加えて、より効果的な省エネ対策を後押しする。加えて、省エネ・地域パートナーシップにより地域の金融機関・省エネ支援機関と連携し、中小企業の省エネ診断の活用を促進することを目指す【40億円※R7当初予算6.1億円を含む】

経産省・国交省・環境省の3省連携による住宅の省エネ化支援

3. 省エネ住宅支援

- 住宅のヒートポンプ給湯機や家庭用燃料電池等の高効率給湯器の導入において、高性能な給湯器（高効率な機種や、昼間の余剰再エネ電気を活用できる機種等）に対して集中的に支援【580億円】。また、設置スペース等の都合からヒートポンプ給湯機等の導入が難しい既存賃貸集合住宅向けに、小型の省エネ型給湯器（エコジョーズ等）導入の支援を実施【50億円】
- これらの措置を、環境省による住宅の省エネ効果の高い断熱窓への改修支援【1,350億円】、国交省によるZEH水準の住宅支援【1,750億円】、環境省によるZEH水準を大きく上回る省エネ性能を有する住宅支援【500億円】と合わせて、3省連携でワンストップ対応で実施。

※「重点支援地方交付金」により、全国各地の自治体によるエアコン・冷蔵庫等の省エネ家電買い換え支援や賃貸集合住宅向けの断熱窓への改修支援を促進。

【参考】省エネ支援策、省エネメニュー等の広報について

- ①R6補正で強化した企業・家庭向け省エネ支援策について、ホームページで広報を実施。
- ②効果的な省エネ行動をまとめた省エネメニュー（パンフレット、リーフレット）を作成し、都道府県・関係機関等に周知予定。他にも、家庭の省エネ行動に関する動画等による広報を実施。



<家庭・事業者向けの省エネパンフレット>
(2025年度冬季の例)



<家庭・オフィス向けの省エネリーフレット>
(2025年度冬季の例)



<省エネ広報動画>

子供にも興味を持ってもらえるような家庭向け省エネ動画を作成。Youtubeに掲載し、300万回以上の再生達成。



<省エネ支援策パッケージに関する情報（省エネポータルサイト内）>
企業向け・家庭向けの省エネ支援策に関する情報を掲載。



【参考】省エネ法による電気の需要の最適化の措置：DR報告制度

- 2023年4月に施行された改正省エネ法では、電気の需要の最適化に関する措置を新設し、大規模需要家に対し、デマンド・リスポンス（DR）の取組について定期報告することを義務化。
- これにより、2023年度分の報告から、「DR実施回数（日数）」についての報告義務が開始。
- さらに、2024年度分の報告からは、高度なDR評価として、上げDRや下げDRといった区分毎の最大供給容量実績(kW)やDR実施量(kWh)、DR実施にあたり活用した設備等についても任意で報告することができるようにした。
- こうした措置により、事業者のDRに対する意識付けを行うことで、大規模需要家のDRを促進。

(参考) 上げ・下げDRの考え方

上げ DR

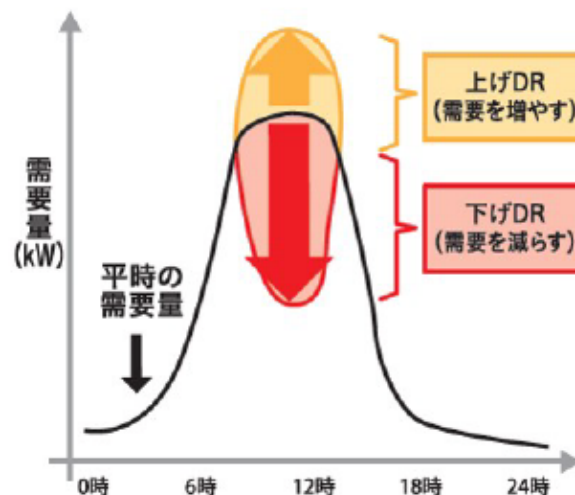
DR 発動により電気の需要量を増やします。

例えば、再生可能エネルギーの過剰出力分を需要機器を稼働して消費したり、蓄電池を充電することにより吸収したりします。

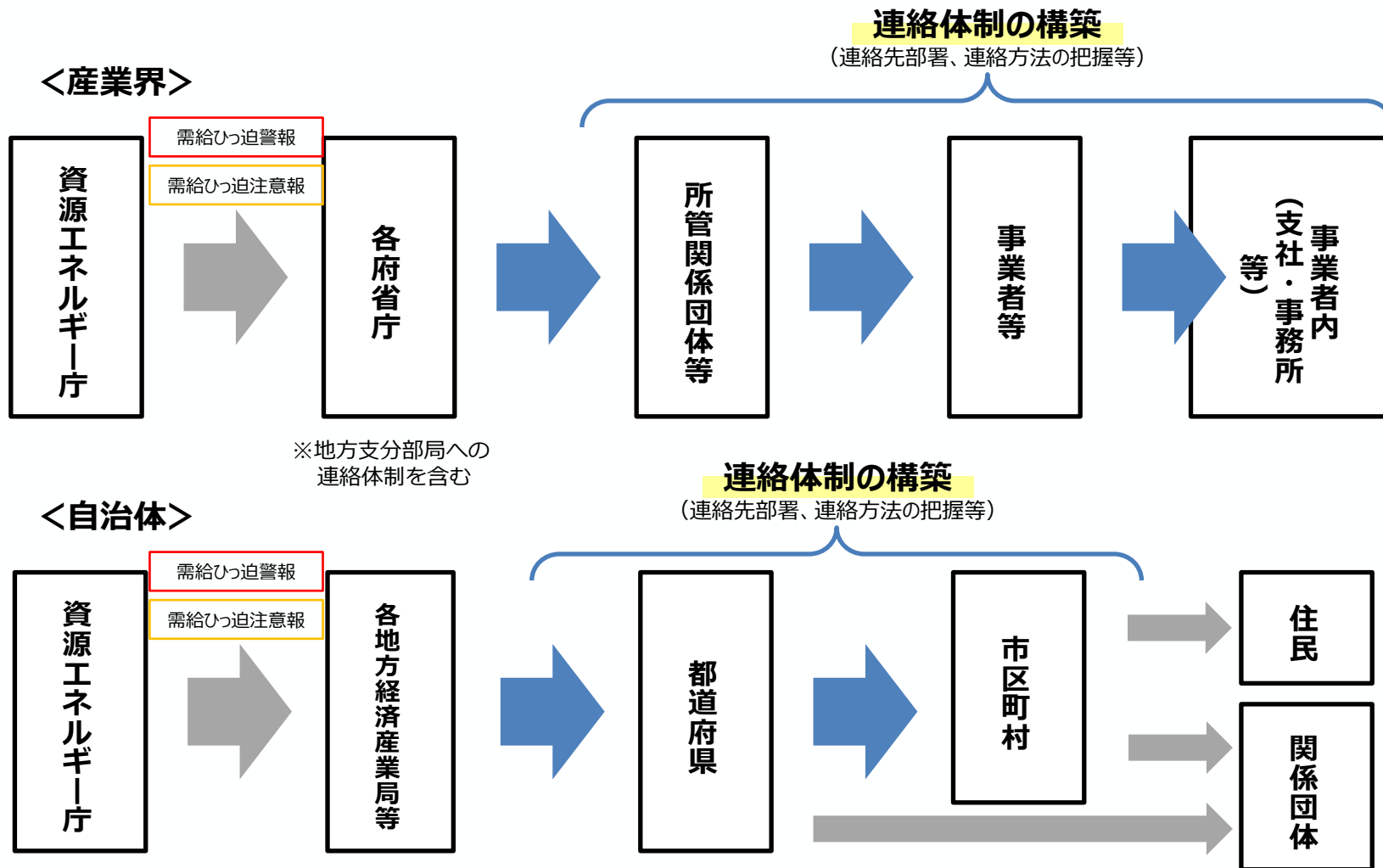
下げ DR

DR 発動により電気の需要量を減らします。

例えば、電気のピーク需要のタイミングで需要機器の出力を落とし、需要と供給のバランスを取ります。



【参考】電力需給ひっ迫注意報／警報発令時の連絡体制（産業界・自治体）



【参考】 系統対策

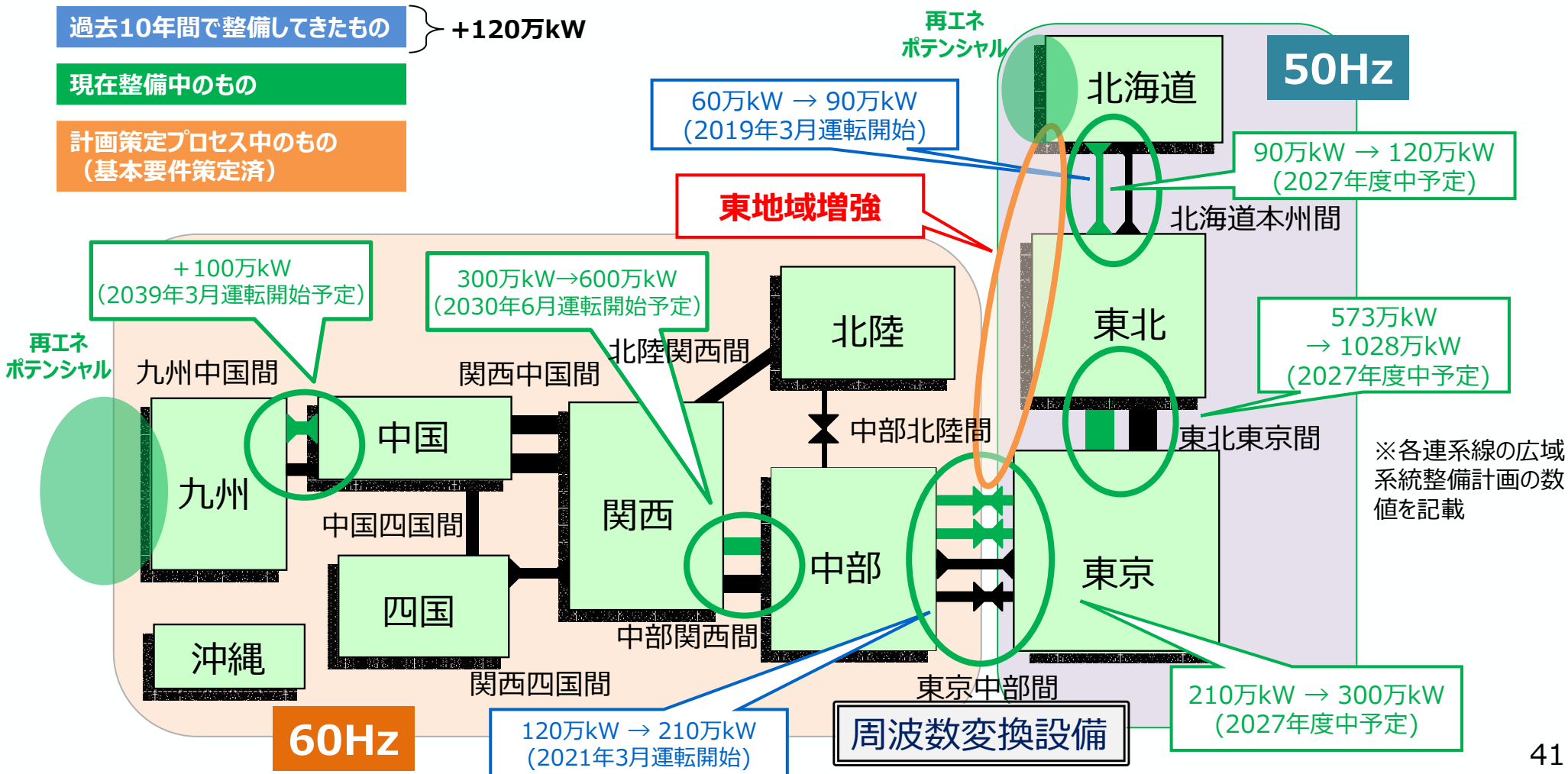
- 全国大での送電ネットワークの増強を進め、再エネの導入を図るとともに、首都直下地震等により首都圏等に集中立地するエネルギーインフラが機能不全に陥った場合のバックアップ機能の強化を図る。

過去10年間で整備してきたもの

+120万kW

現在整備中のもの

計画策定プロセス中のもの
(基本要件策定済)

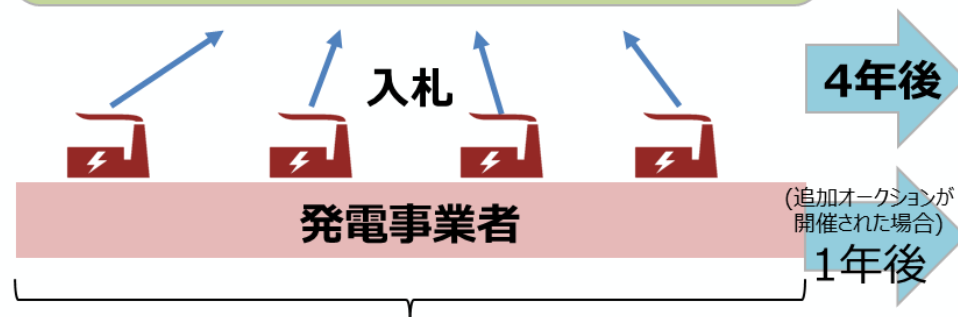


【参考】容量市場（メイン・追加オークション）の概要

- 電力広域的運営推進機関は、実需給年度の4年前に容量市場のメインオークションを開催し、発電事業者等から全国で必要な供給力を募集。応札があった電源等のうち、金額が安いものから順に落札され、約定価格が決定。なお、実需給年度の1年前に必要なに応じて追加オークションが開催される。
- 発電事業者等は、容量確保契約で定められた義務を履行することで、約定価格に応じて決められた「容量確保契約金」を受け取る。その原資は、小売電気事業者や一般送配電事業者等が支払う「容量拠出金」によって賄われる。

オークションの開催

電力広域的運営推進機関
入札価格の安い電源から落札
(シングルプライスオークション)



供給力の必要量を調達

従来一体で取引されていた電力の価値のうち、kW価値を取引

○容量市場 ➡ 将来の供給力(kW価値)

○卸売市場 ➡ 電力量 (kWh価値)

容量に対する支払い

小売電気事業者
電源を確保するための費用を支払い

容量拠出金



電力広域的運営推進機関

容量確保契約金

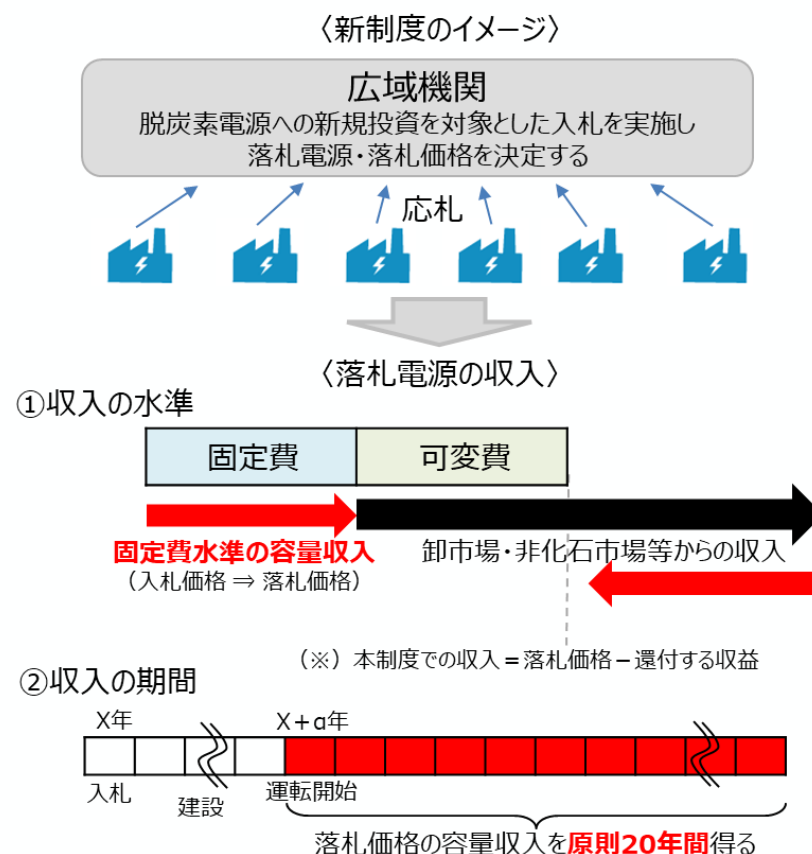
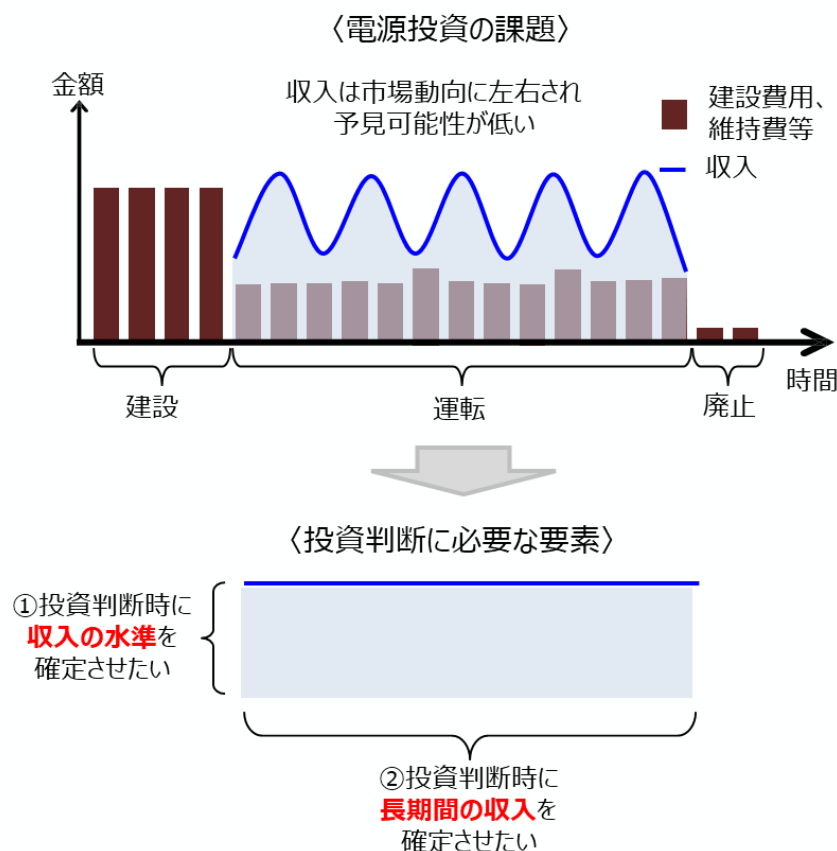


発電事業者

電力を供給可能な状態にしておく必要

【参考】長期脱炭素電源オークションの概要

- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひっ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進するべく、**脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度から開始。**
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、**固定費水準の容量収入を原則20年間得られる**こととすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。

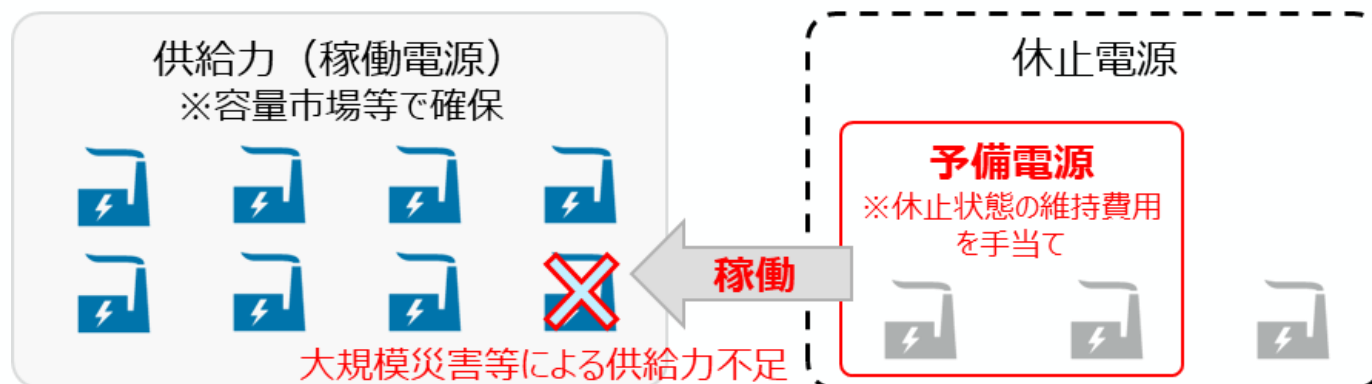


【参考】予備電源の概要

- 緊急時にも必要な供給力が確保されるよう、一定期間内に稼働が可能な休止電源を維持する枠組みである「予備電源」制度を、2024年度から募集開始。

- ✓ 目的：大規模災害等による電源の脱落や、需要の急増など、追加の供給力確保を行う必要が生じた際に、休止中の予備電源を稼働させることで、供給力不足を防ぐ。
- ✓ 対象電源・対象費用：休止中又は休止を予定している10万kW以上の火力（容量市場において2年連続で落札できなかった電源）から選定し、休止状態の維持や修繕等に必要な費用を手当てする。なお、予備電源を稼働させる際は、供給力不足が生じた際の公募等のプロセスを経ることとする。
- ✓ 調達量・制度適用期間：合計で300～400万kW程度とし、募集エリアは東西の2エリア、制度適用期間は最大3年間とする。
- ✓ 費用負担・実施主体：託送料金による負担とし、電力広域的運営推進機関で調達等のプロセスを実施する。

予備電源の制度イメージ



※予備電源は、短期（3カ月程度）で立ち上げが可能な電源と長期（1年程度）で立ち上げを行う電源に分けて募集を行う。

- 
1. 2025年度夏季の電力需給の振り返り
 2. 2025年度冬季の電力需給見通し及び電力需給対策
 - 3. 2026年度の電力需給見通し及び電力需給対策等**

2026年度の電力需給の見通しについて（速報値）

- 現時点の速報値※であるものの、2026年度は、発電所の長期補修停止や休止等が重なることにより、高需要期における厳気象発生断面では、夏季の一部エリアで、安定供給に最低限必要な予備率3%を下回り、非常に厳しい見通し。

※数値は今後の電源の稼働状況や需要の精査などにより変動する見込み。

厳気象H1 需要に対する最小予備率（速報値）

<夏季>

エリア	7月	8月	9月
北海道	10.9%	8.5%	15.3%
東北			11.3%
東京	2.1%	0.9%	2.7%
中部	9.7%	8.0%	
北陸	11.4%	11.6%	9.6%
関西			
中国			
四国			
九州	15.9%	18.0%	31.7%
沖縄			

<冬季>

エリア	12月	1月	2月	3月	
北海道	20.2%	5.7%	6.1%	12.4%	
東北				8.5%	
東京	8.8%		7.5%		
中部			14.1%		
北陸			14.1%		
関西					
中国					
四国	42.2%	44.8%	46.3%	53.3%	
九州					
沖縄	42.2%	44.8%	46.3%	53.3%	

【参考】2025年度の電力需給の見通しについて

第82回電力・ガス基本政策小委員会
(2024年10月29日) 資料4

- 2025年度は、発電所の休廃止の進展や定期検査・大規模修繕等が重なり、安定供給に最低限必要な予備率3%以上は確保できる見込みであるものの、現時点では、余裕のない状況。

厳気象H1 需要に対する最小予備率

<夏季>

エリア	7月	8月	9月
北海道	7.9%	7.2%	13.6%
東北			
東京	5.5%		
中部			
北陸	9.2%	11.1%	
関西			
中国			
四国	25.8%	23.6%	21.5%
九州	13.6%	11.1%	13.6%
沖縄	27.2%	36.8%	32.3%

<冬季>

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	20.5%	7.7%	8.1%	14.8%
東北				12.3%
東京				
中部	11.1%	8.9%	9.7%	20.1%
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州	10.3%	6.0%	3.2%	
沖縄	37.0%	34.1%	45.6%	51.0%

※広域予備率に関しては現時点版の数値であり、年度末に提出される供給計画の供給力や需要の見通しに応じて変更される。また、電力広域的運営推進機関において連系線の運用容量の細分化に関する検討が進められており、適宜議論状況を反映して再計算を実施する。

【参考】2025年8月と2026年8月の供給力・需要の比較

- 2026年8月の供給力は2025年8月に比べ、東京エリアにて大きく減少。
- 2026年8月の需要は2025年8月に比べ、東京エリアにて大きく増加。

供給力										
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8月の供給力※1	482	1,467	6,134	2,581	532	3,007	1,135	596	1,798	213
2026年8月の供給力※1	496	1,511	5,878	2,648	546	3,090	1,156	545	1,832	199
増減	+14	+44	▲ 256	+67	+14	+83	+21	▲ 51	+34	▲ 14

※1 計画外停止率や連系線活用の考慮後の供給力

需要										
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8月のH1需要見通し※2	448	1,363	5,701	2,399	488	2,759	1,041	491	1,649	177
2026年8月のH1需要見通し※2 ()内は2025年からの増減	457 (+9)	1,392 (+29)	5,826 (+125)	2,452 (+53)	490 (+2)	2,769 (+10)	1,036 (▲5)	488 (▲3)	1,642 (▲7)	177 (0)

※2 需要は、2025年8月のH1需要見通しを採用し、最小予備率発生時の不等時性を考慮した値

出典：電力広域的運営推進機関からの情報を基に資源エネルギー庁作成

2026年度夏季に向けた電力需給対策

- 2026年度夏季の電力需給見通しの速報値では、厳気象H1需要に対して、多くのエリアで概ね10%以上の予備率を確保できる見通しである一方、東京エリアにおいては、8月の予備率が0.9%（今年度比▲6.3%）と、非常に厳しい見通しとなっている。
- 供給力面では、複数の大型火力発電所（約200万kW）が年間を通じた補修停止となるとともに、その他の火力発電所（約20万kW）の休止などを主な要因として、約256万kW減少。
- 需要面では、供給力不足である東京エリアにおいては、運用容量の限界までエリア外からの融通を受けても広域ブロックの形成が出来ないため、東京エリア単独での需要シミュレーションを実施。結果として、2025年度の広域予備率算定に比べ、約125万kW需要増として評価（※）。
※ 広域予備率を算定する際には、広域エリアの合計で需要が最大となる場合を想定。そのため、試算に当たっては、単独エリアで見たときの最大需要を用いていない。したがって、単独エリアで試算する際には、一般に広域エリアで評価する場合に比べ需要が増加する。
- 結果として、需給バランスは約400万kW相当悪化し、8月の予備率は6.3%減少して0.9%となる見通し。
- これを踏まえ、電力広域的運営推進機関において、引き続き需要及び供給力の状況の精査を進める。並行して、2026年度夏季に向けて、最も数値が低い東京エリアにおいて、まずは安定供給に最低限必要な予備率3%を確保するべく、準備が済み次第、直近2023年度夏季の対応を参考に、速やかに120万kWのkW公募を実施することとし、これらの状況を見つつ、必要に応じて更なる機動的な対応を実施することとしてはどうか。
- また、今後同様の事態が生じた場合に備え、短期の追加供給力調達の在り方について、電力広域的運営推進機関の協力を得ながら早急に検討を開始することとしてはどうか。

2026年度以降に向けた取組

- 今後、設備の老朽化を背景として非効率な石炭火力を中心に、将来的なリプレースを見据えた長期休止や電源廃止に向けた検討などが進むことが見込まれる。一方で、長期脱炭素電源オークションを活用し、LNG火力等の新設・リプレースが進むが、それらの電源は、2029年以降順次稼働する見通し。
- こうした状況を踏まえ、これから当分の間、我が国は、電源移行の過渡期を迎えると考える必要があるのではないか。その結果、今後、2030年代初頭にかけて、特に夏冬の高需要期における電力需給は予断を許さない厳しい状況が続く可能性がある。
- これまで、電力広域的運営推進機関を中心に、容量市場におけるオークションを通じて必要な供給力（kW）を中期的に確保するとともに、高需要期の前には需給検証を行い、電源の補修点検時期の調整などの短期的な対応を行うことで、安定供給に必要な供給力を確保してきた。
- こうした取組に加え、今後本格化する電源移行の過渡期においても、引き続き安定供給に必要な水準の供給力を確保できるよう、電力広域的運営推進機関とも連携しつつ、容量市場におけるオークションや、予備電源制度といった既存の仕組みの見直し、短期の追加供給力調達の在り方を含め、必要な供給力確保に向けた新たな方策について検討を行う必要があるのではない

(参考) 2026年度H3需要に対する需給見通し

- H3需要に対して、全ての月・エリアで予備率12%以上を確保できる見通し

今回

(単位：%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	23.0%	41.6%	39.3%	25.7%	26.6%	27.5%	24.4%	19.4%	24.9%	18.0%	16.1%	23.0%
東北	19.7%	41.6%	40.7%	21.5%	26.6%	27.5%	24.4%	19.4%	24.9%	16.7%	16.1%	23.0%
東京	15.4%	17.6%	13.4%	12.4%	12.3%	18.4%	15.7%	18.2%	20.5%	16.7%	16.1%	23.0%
中部	37.5%	33.2%	26.7%	19.7%	18.8%	18.4%	15.7%	21.3%	14.9%	14.8%	16.1%	24.7%
北陸	37.5%	33.2%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.3%	14.9%	14.8%	16.1%	24.7%
関西	37.5%	33.2%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.3%	14.9%	14.8%	16.1%	24.7%
中国	37.5%	33.2%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.3%	14.9%	14.8%	16.1%	24.7%
四国	45.2%	52.3%	35.1%	21.9%	18.8%	27.6%	24.3%	21.3%	14.9%	14.8%	16.1%	24.7%
九州	37.5%	33.2%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.3%	14.9%	14.8%	16.1%	24.7%
沖縄	58.8%	45.0%	31.3%	28.8%	31.5%	35.7%	43.2%	56.2%	67.3%	74.8%	76.4%	77.7%

参考：2025年度供給計画（2025年3月時点）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	22.9%	38.4%	34.0%	25.7%	21.4%	21.7%	23.8%	19.0%	22.6%	17.9%	15.9%	22.0%
東北	18.6%	37.5%	34.0%	14.4%	21.4%	21.7%	15.8%	16.8%	20.7%	15.7%	15.3%	22.0%
東京	14.9%	16.9%	12.7%	11.8%	11.8%	18.0%	14.6%	16.8%	20.0%	15.7%	15.3%	22.0%
中部	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	18.0%	14.6%	18.0%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
北陸	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
関西	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
中国	36.2%	32.6%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
四国	45.2%	52.3%	35.1%	21.9%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
九州	36.2%	32.6%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
沖縄	58.8%	45.0%	31.3%	28.8%	31.5%	35.7%	43.2%	56.2%	67.3%	74.8%	76.4%	77.7%

(参考) 電力広域的運営推進機関による事業者に対する働きかけ

- 電力広域的運営推進機関より、2026年度供給計画の取りまとめに向けて、補修停止計画の調整などさらなる供給力確保の取り組みを事業者への働きかけを実施。

2026年度のさらなる供給力確保について

日頃より供給計画のとりまとめをはじめ、本機関の取り組みにご理解、ご協力いただき誠にありがとうございます。

本機関は、電気事業法第29条に基づき電気事業者が国に届け出る供給計画について、同条及び業務規程第28条に基づきこれを取りまとめています。

2026年度について一定の仮定をおいた需給バランスの試算では、第110回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2025年9月2日）で示した通り、目標とする供給信頼度が一部のエリアで確保できない見通しです。具体的には、東京エリアの6月・7月・8月で、供給信頼度が相対的に低くなっており、供給力確保策を実施していく必要があると考えております。

このような需給状況に加えて、2026年度供給計画に向けて需要や供給力が更新されること等により、需給が厳しくなる可能性があります。

以上のことから、各事業者におかれましては、2026年度供給計画に向けた補修停止計画を策定するにあたり、確実な供給力確保に向け、以下の事項に最大限のご協力をお願いいたします。

1. 発電事業者・小売電気事業者
供給信頼度が相対的に低い期間・エリアにおける既存の補修停止計画を他の期間（夏季・冬季を極力除く）へ変更、及び新規の補修停止計画を回避
2. 一般送配電事業者
連系線の運用容量に制約を及ぼす送変電設備について、供給信頼度が相対的に低い期間・エリアへの融通の影響を考慮し、既存の補修停止計画を他の期間（夏季・冬季を極力除く）へ変更、及び新規の補修停止計画を回避

発電制約を伴う送配電設備について、供給信頼度が相対的に低い期間・エリアにおける既存の補修停止計画を他の期間（夏季・冬季を極力除く）へ変更、及び新規の補修停止計画を回避

また、補修停止計画についての聞き取りや調整についてお願いさせていただく場合がありますので、ご協力いただきますよう、よろしくお願いいたします。

なお、2027年度以降も、容量市場のリクワイアメントに基づく容量停止計画の調整など、補修停止時期の調整にご協力いただきますよう、よろしくお願いいたします。

以上

(参考) kW公募の概要

- 2023年度夏季kW公募概要は以下のとおり。

(主な変更点) 落札者決定方法について、前回までは、最大確保容量を上限に、評価用価格の安価な案件から落札者としていたが、今回は、評価用価格を安価な案件から並べたリストを元に、最低募集容量を下回らない範囲で、最安で必要量を確保する組み合わせの案件を落札案件とした。

公募の概要

	内容
対象設備等	東京エリア管内の電源及びDR。供給力は、供給計画に計上されていないもの対象。
募集容量	30万kW（最大確保容量90万kW）
提供期間	2023年7月1日～8月31日の土日祝日を除く9時～20時
最低入札容量	1,000kW
運転継続時間	1日1回発動の場合は、原則、5時間以上／回 1日2回以上発動の場合は、原則、3時間以上／回
発動回数	1日1回発動の場合は、6回。 1日2回以上発動の場合は、12回。
運用方法	前々日夕方、前日夕方又は当日朝の段階で、広域予備率8%又はエリア予備率が5%を下回ることが見込まれるときに発動指令を行う。 発動指令に基づき、電源等はスポット・時間前市場に原則、限界費用ベースで応札（発動指令時以外の自主的な応札も可）。ただし、DRは、発動指令時に市場に応札するほか、小売事業者との相対契約や小売事業者の自社需要減のための利用も可。 発動指令時に市場に応札し未約定となった場合などゲートクローズ時点でkWに余力があれば、一般送配電事業者の調整力として活用される。
落札者決定方法	落札評価は、電源Ⅰ'と同様の考え方として、kW価格とkWh価格の総合評価を実施。電源において、マストラン運転が必要となる場合は、その費用をkW価格に含める。 <u>評価用価格が安価な案件から並べたリストを元に、最安で必要量を確保する組み合わせの案件を落札案件とする。</u>
費用負担	公募調達の費用負担については、発動指令等に伴い市場へ応札し得られた収益で費用を回収する。不足分については、託送料金の仕組みを利用して、東京エリアの需要家から回収。

(参考) 必要供給力の確保の在り方

- 2024年度の容量市場の運用開始以降、中長期的に必要な供給力については、容量市場を通じて確保していくことが基本となる。
- 他方、シングルプライス方式の下、基本的に同一の約定価格が適用される現行の容量市場で必要供給力を全量調達すると、社会コストが徒に増大するおそれがある。
- このため、本小委員会でのこれまでの議論も踏まえ、安定供給の確保を大前提としつつ、例えば、容量市場においては、社会コスト抑制の観点から、容量市場外で稼働が見込める一定量（120万kW程度）を調達量から控除する方向である。

※安定供給に万全を期す観点から、容量市場外の稼働を見込む電源が稼働できなくなるリスクに備え、予備的に電源を確保する方向。

- また、大規模災害等の極めて稀なリスクへの対応については、容量市場とは別に、予備電源を確保する方向で、本小委員会の下での制度検討作業部会において検討が進められている。
- このように、2024年度以降、容量市場等を通じて中長期的に必要な供給力が確保され、実需給 1 年前には追加オークションの機会もある中で、実需給前 1 年以内に追加の供給力が必要になる可能性は低いと考えられる。
- 他方、突発的な事象等により需給バランスが急激に悪化し、供給力が不足するリスクは常に残ることから、そうしたリスクに対応した短期の供給力確保策については、現行のkW公募や電源入札の仕組み等を参考に、今後検討を深めていく必要がある。

【参考】供給力を確保するための仕組み（2024年度以降）

第62回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年5月30日) 資料 3

長期
(1年超)

	容量市場 (メインオークション)	予備電源	電源入札
目的	中長期的な供給力の確保	大規模災害等に備えた供給力の予備	供給力確保を担保するセーフティネット
実施時期	実需給 4 年前	実需給 2 ～ 3 年前	(不定期)
実施主体	電力広域機関	電力広域機関 (P)	電力広域機関
費用負担	容量拠出金 (小売) (一部託送料金)	託送料金 (P)	託送料金

短期
(1年以内)

	容量市場 (追加オークション)	追加供給力調達
目的	中長期的な供給力確保の補完	不測の事態発生時の緊急の供給力対策
実施時期	実需給 1 年前	実需給前 1 年内
実施主体	電力広域機関	(今後検討)
費用負担	容量拠出金 (小売) (一部託送料金)	(今後検討)

【参考】
kW公募

追加の供給力対策

実需給数ヶ月前

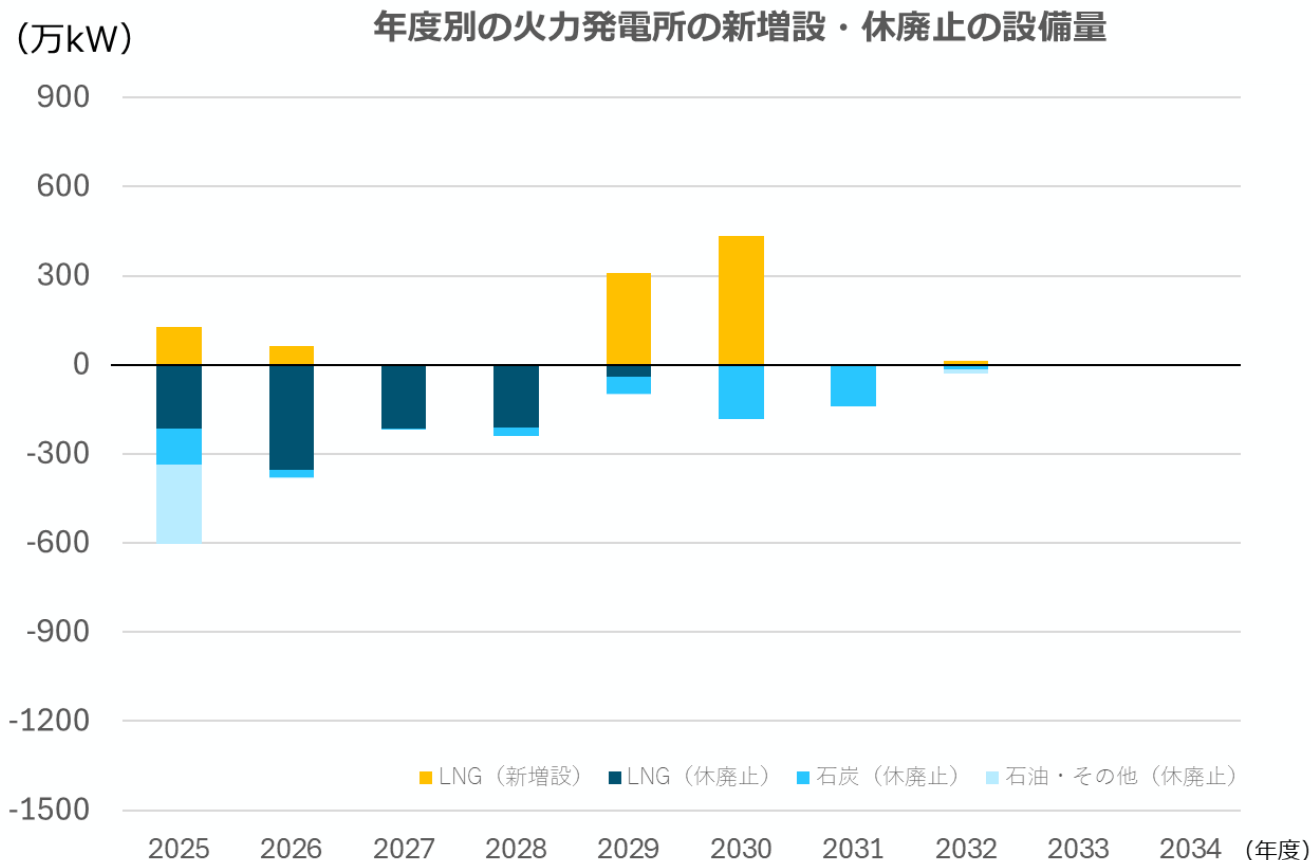
一般送配電事業者

託送料金

【参考】火力発電所の新增設・休廃止の推移

第87回電力・ガス基本政策小委員会
(2025年3月31日) 資料5

- 今後、火力発電は石炭やLNG電源の休廃止が、新增設を上回る規模で推移する見通し。

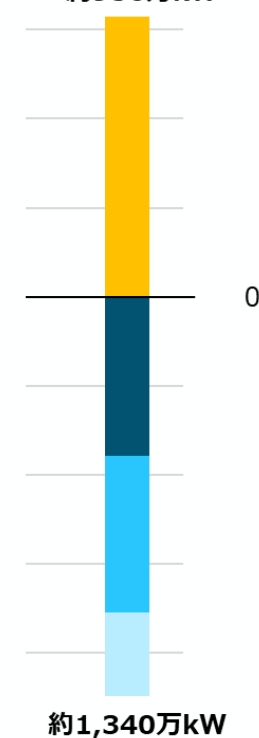


【年度別の新增設・休廃止の推移】

※ 単年度等に一時的に休止する電源であっても当該年度の「休廃止」に計上している。

出典：2025年度供給計画を基に資源エネルギー庁作成

参考：設備量の総計*
(2025年度～2034年度)
約950万kW



* 休廃止設備の容量（約1,340万）は、2025年度～2034年度に休止する電源のうち、2034年度末時点で稼働している電源の設備量は除いている。