

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

2024年10月29日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 本日の小委員会では、今夏の需給実績の振り返りについて御報告するとともに、2024年度冬季の電力需給の見通しについて、電力広域的運営推進機関（電力広域機関）において「電力需給検証報告書」が、10月24日に取りまとめられたため、内容の御報告と節電要請の有無を含む冬季の需給対策について御議論いただく。
- 併せて、2025年度以降の電力需給の見通しについて、現時点の状況を御報告する。
- 加えて、これまでの本小委員会に報告を行ってきた、週間断面の広域予備率が低下する事象等の2024年度需給運用の課題について、電力広域機関において検討が進められているため、検討内容の御報告と今後の対応方針について御議論いただく。

- 
- 1. 2024年度夏季の電力需給の振り返り**
 2. 2024年度冬季及び2025年度の電力需給見通し
 3. 電力需給運用の課題に対する対応

2024年度夏季の最大電力需要について

全国的に最大電力需要は増加傾向

- 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、最大電力需要も増加し、10年に一度の猛暑を想定した電力需要(猛暑H1 想定)を上回るエリアがあった。
- 特に9月は、厳しい暑さが続いたことから、北海道・東北・沖縄以外のエリアで猛暑H1想定を上回った。

<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 想定需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮した値

単位：万kW

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	1,351	5,891	2,555	496	2,805	1,072	507	1,615	170	16,947
最大需要実績	439	1,322	5,699	2,473	495	2,716	1,019	492	1,608	163	16,036
最大需要発生日	7/23	7/23	7/29	7/23	7/23	7/22	7/22	7/31	7/25	7/19	7/22

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	1,391	5,791	2,555	496	2,805	1,072	507	1,615	170	16,887
最大需要実績	428	1,360	5,435	2,521	511	2,772	1,064	505	1,703	160	16,093
最大需要発生日	8/7	8/23	8/5	8/5	8/23	8/2	8/6	8/5	8/5	8/2	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	416	1,326	5,167	2,382	475	2,521	1,028	479	1,419	160	15,374
最大需要実績	402	1,271	5,390	2,459	490	2,691	1,045	485	1,643	152	15,757
最大需要発生日	9/2	9/11	9/18	9/18	9/13	9/12	9/19	9/19	9/19	9/4	9/12

(参考) 各エリアの最大電力需要の動向

- 北海道・東北・沖縄を除くエリアにおいて最大電力需要の実績が猛暑H1 想定以上となり、超過した日数は九州で15日、関西で9日に上った。

7～9月における猛暑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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8月	0	0	0	0	1	0	0	0	11	0	12
9月	0	0	4	3	2	9	1	1	15	0	35
合計	0	0	4	3	3	9	1	1	26	0	47

※ 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

※ 猛暑H1 想定需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮していない

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、国内全体で見れば昨夏並みも、7月上旬及び9月中旬においては北海道及び東北以外のエリアで、昨夏と比べて高い需要となった。
- 地域別には、北海道と東北は概ね前年よりも低く推移、北陸を除く東京から沖縄は高く推移した。

（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	1%	0%	8%	5%	5%	7%	8%	10%	11%	6%	7%
8日～14日	-3%	-4%	-2%	-2%	-3%	0%	2%	0%	1%	7%	-1%
15日～21日	10%	1%	-6%	-3%	-1%	2%	-1%	-2%	0%	12%	-2%
22日～28日	-3%	-4%	7%	4%	-1%	5%	2%	5%	7%	3%	4%
月合計	1%	-2%	2%	1%	0%	4%	2%	3%	5%	7%	2%

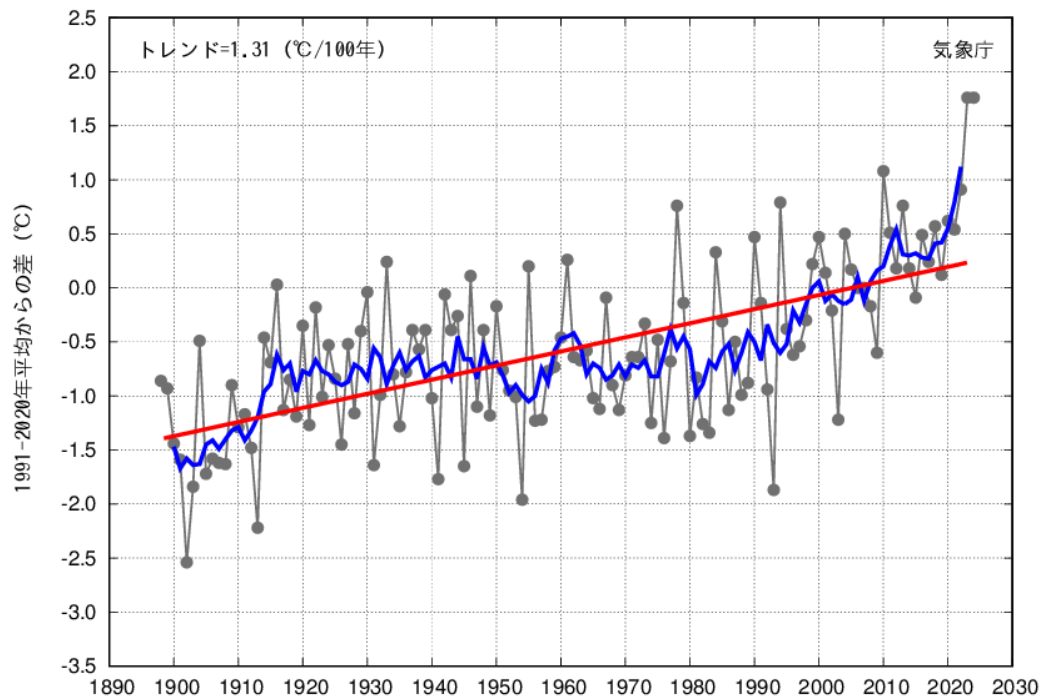
8月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	-2%	-4%	2%	3%	-5%	5%	4%	8%	9%	45%	3%
8日～14日	3%	-8%	5%	-3%	-10%	-2%	0%	5%	10%	13%	1%
15日～21日	-3%	-4%	1%	9%	-3%	4%	6%	5%	9%	6%	3%
22日～28日	-11%	-7%	-1%	0%	0%	6%	6%	8%	6%	6%	1%
月合計	-4%	-6%	2%	2%	-4%	3%	4%	6%	8%	16%	2%

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	-2%	-6%	-4%	-3%	-3%	-2%	2%	1%	5%	2%	-2%
8日～14日	-3%	-1%	12%	9%	8%	15%	15%	13%	14%	1%	11%
15日～21日	-4%	-5%	1%	4%	3%	8%	10%	6%	13%	1%	4%
22日～28日	-2%	-2%	-6%	-4%	-2%	-1%	-1%	-4%	0%	-1%	-3%
月合計	-3%	-4%	1%	1%	2%	5%	7%	4%	8%	1%	2%

【参考】 平均気温の推移等

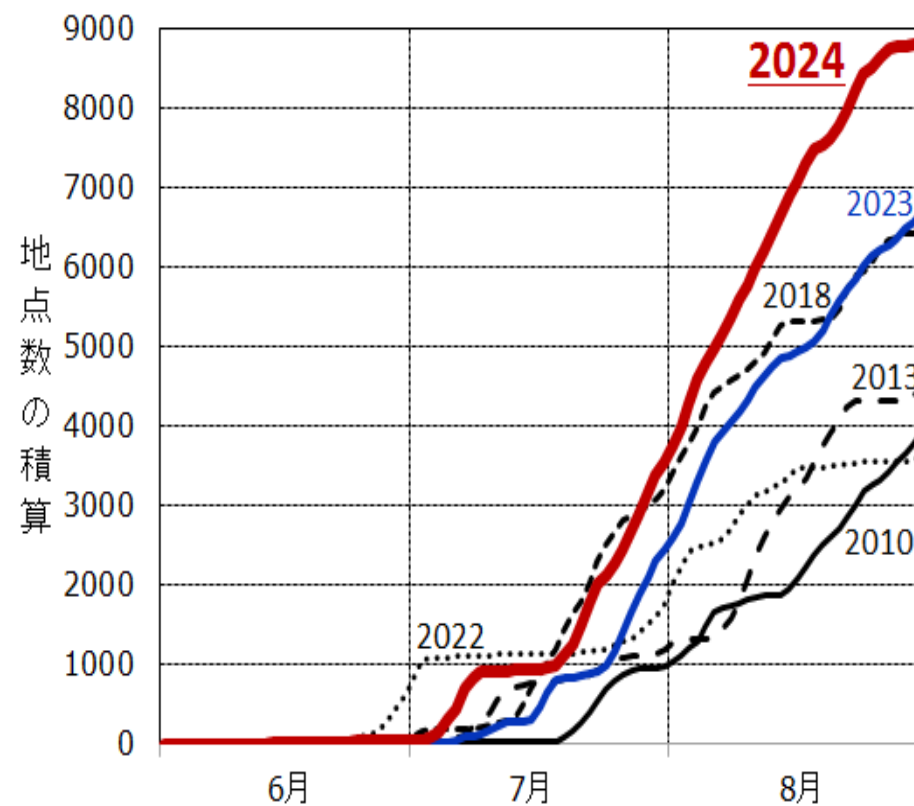
【日本の夏の平均気温偏差】

2024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+1.76℃で、1898年の統計開始以降、2023年と並び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

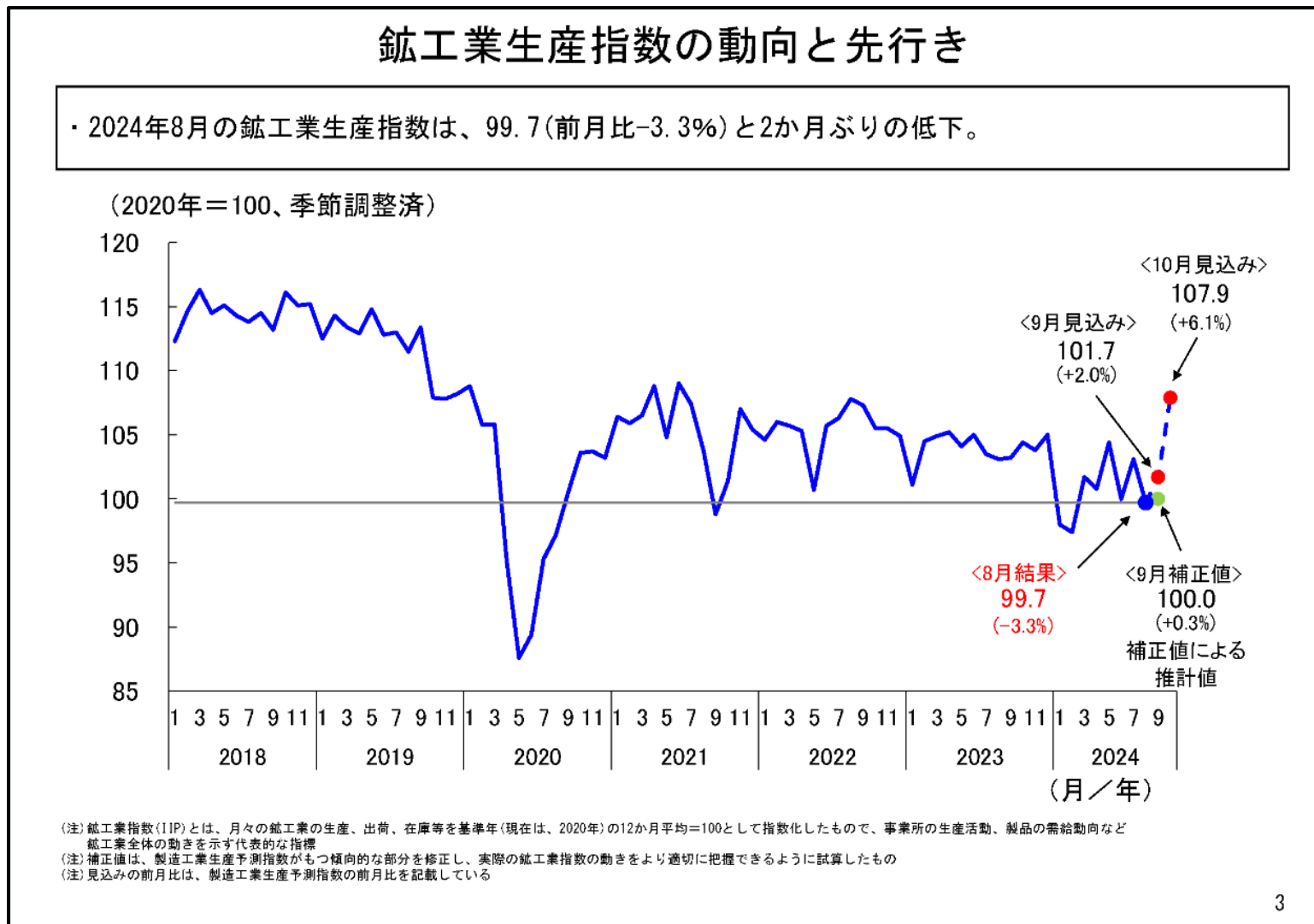
【 全国のアメダス地点で観測された 猛暑日の地点数の積算 】



※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（2024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。



※ 図は速報値公表時点（2024年9月30日）

【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 想定予備率の見通し(24年5月29日時点)

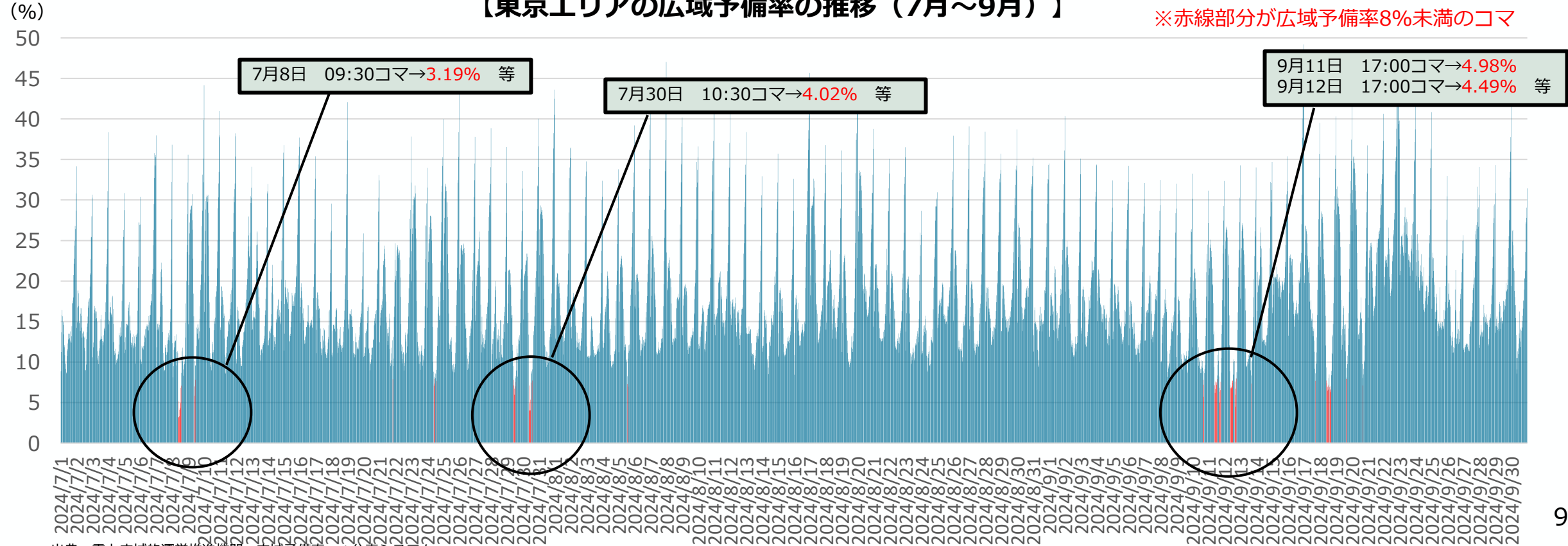
	7月	8月	9月
東京	4.1%	8.0%	11.8%

8%未満のコマが81コマ（昨年度：10コマ）

- 東京エリアの広域予備率は、夏前の見通しで8月と9月は8%以上を確保できる見通しだったが、7月～9月の実需給1時間前（ゲートクローズ時点）の予備率で8%を下回っていたコマが81コマに上った。
- 特に7月や9月においては、広域予備率5%を下回る厳しい状況となるコマも存在した。

【東京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

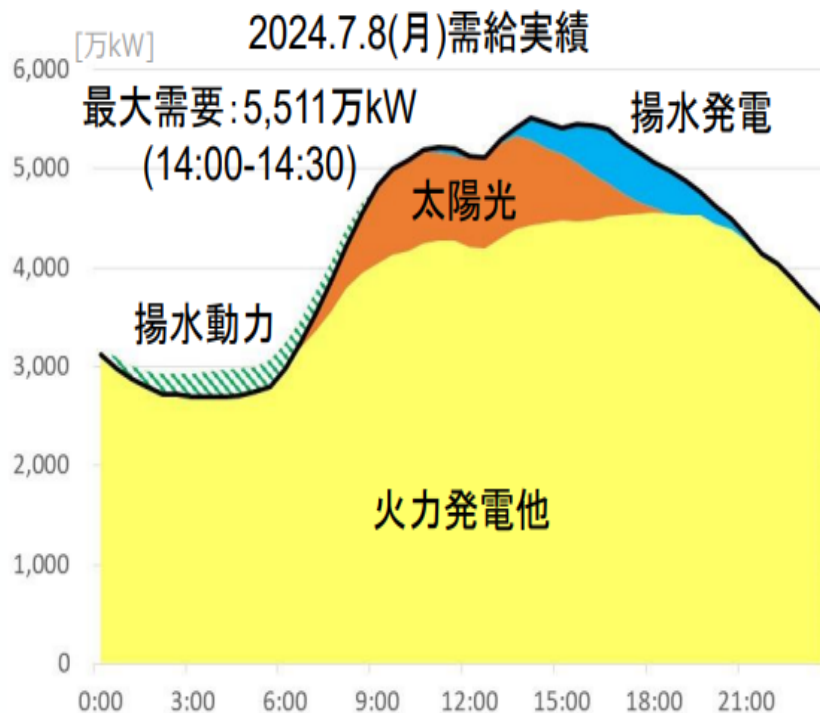


【参考】東京エリアの需給状況（7月8日）

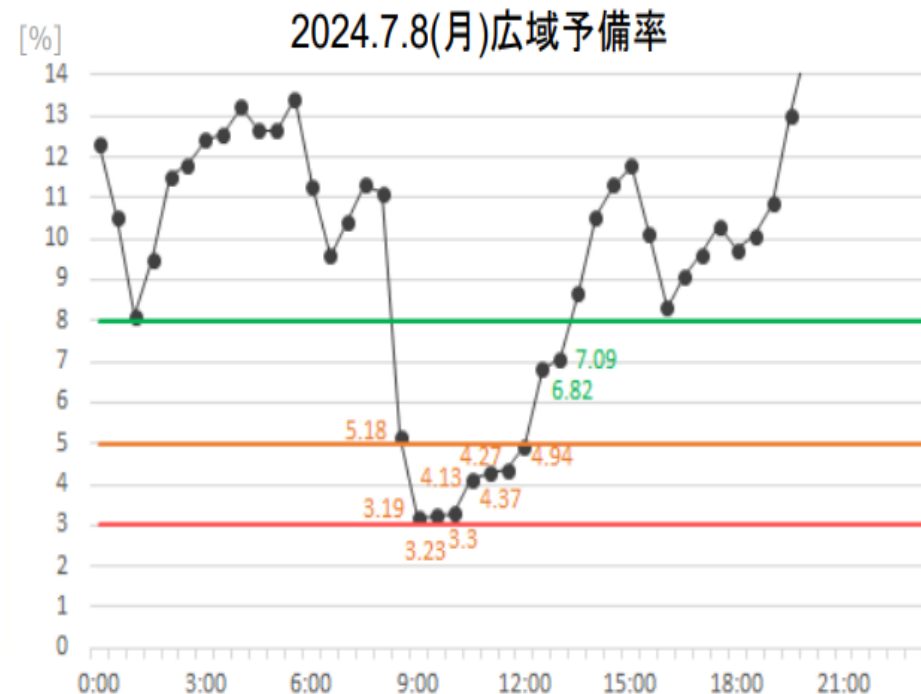
東京エリアで広域予備率3.19%を記録

- 7月8日は補修点検中の設備がある中で、高気温による需要の高まりにより、最大需要5,511万kWを記録。
- 当日は、工場やオフィス等が稼働する9：00以降から昼過ぎにかけて、追加供給力対策を加味しても、広域予備率が5%を下回り、厳しい状況となった。
- なお、他エリアからの融通、火力の増出力運転等の対策により、安定供給には支障がない見通しとなったため、需給ひっ迫注意報の発令には至らなかった。

【7月8日の東京エリアの需給状況】



【出典】東京電力パワーグリッド(株)HP「でんき予報」の公表データより作成



【出典】広域機関「広域予備率Web公表システム」の公表データより作成

【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 想定予備率の見通し(24年5月29日時点)

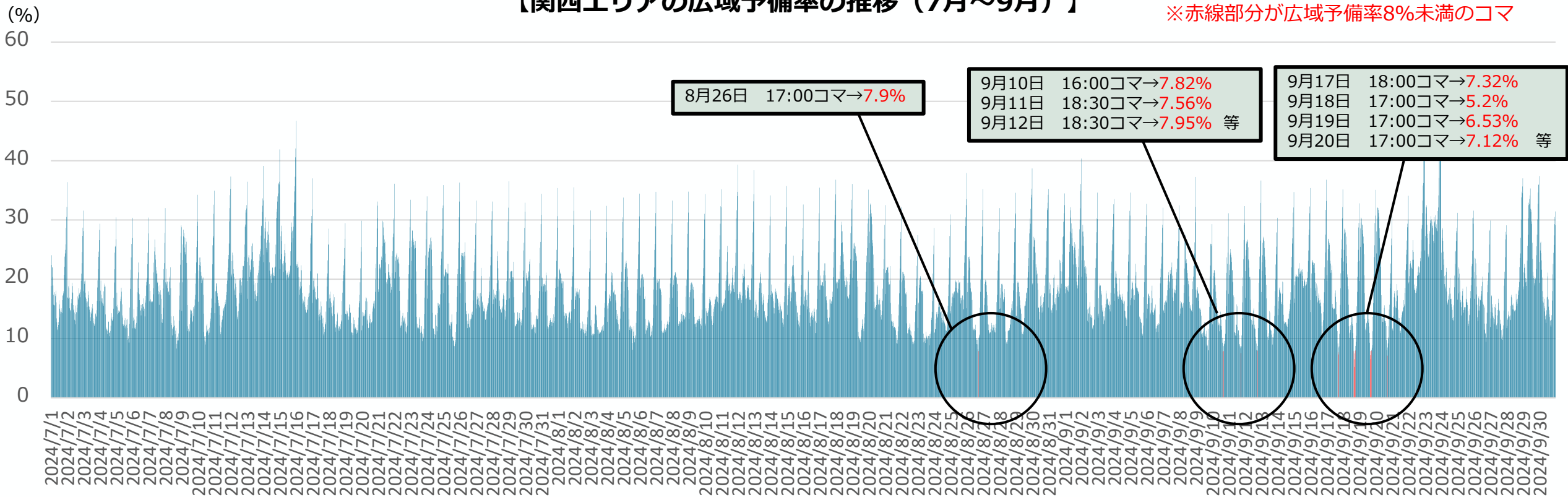
8%未満のコマが17コマ（昨年度：1コマ）

	7月	8月	9月
関西	10.4%	12.2%	13.8%

- 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10%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、需要が猛暑H1想定需要を超える日が9日あり、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。

【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

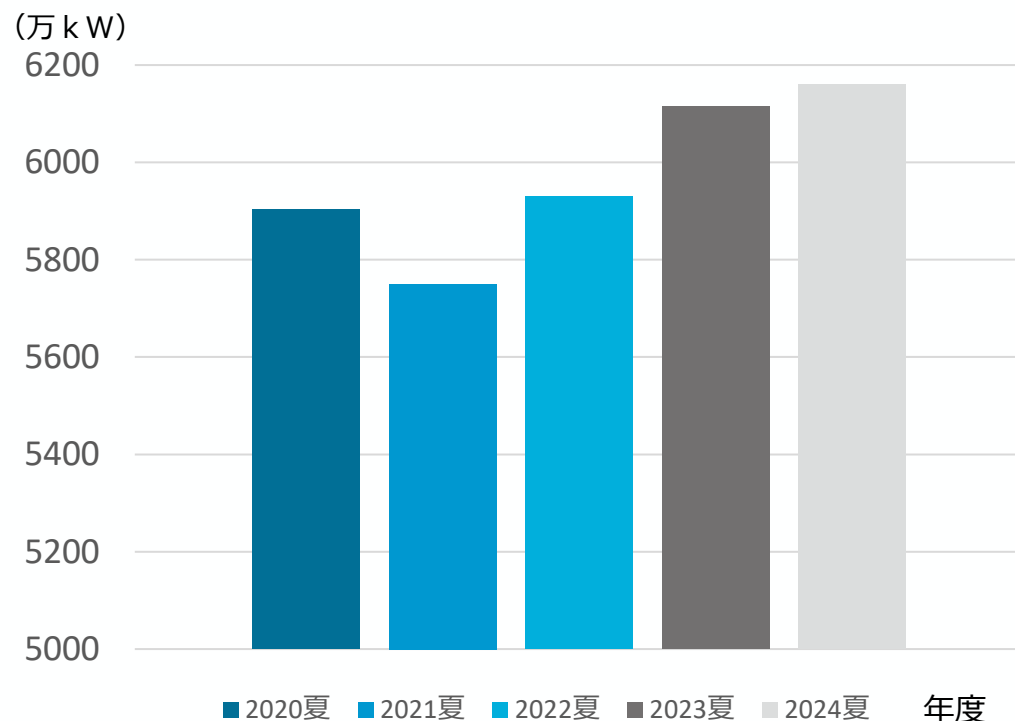


供給力の確保状況（東京・関西）

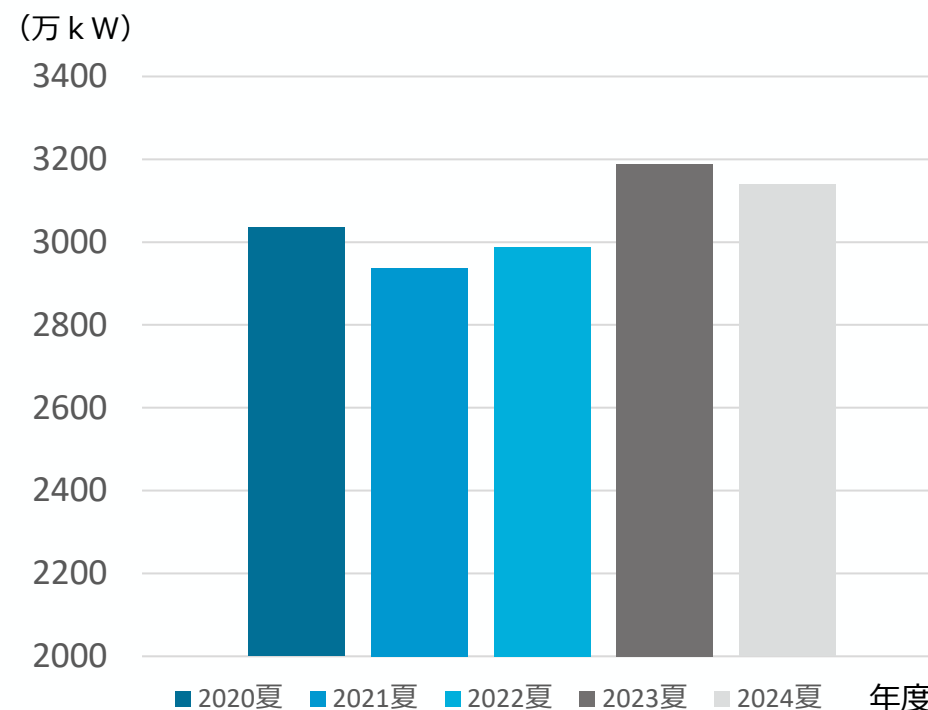
昨年度比で東京エリアは増加・関西エリアは減少

- 需要の高い東京エリアでは火力発電所のリプレースの進展等により、供給力が増加。
- 一方、関西エリアの供給力は近年、増加傾向で推移していたものの、2024年度夏は減少傾向となった。

【東京エリアの供給力の推移（7月）】



【関西エリアの供給力の推移（7月）】



計画外停止が事前の想定よりも上振れ

- ### 【計画外停止の実績（2024年度夏季）】



- 
1. 2024年度夏季の電力需給の振り返り
 - 2. 2024年度冬季及び2025年度の電力需給見通し**
 3. 電力需給運用の課題に対する対応

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、電力広域機関において、電力需給の検証を実施。
- 今年度は、電力広域機関の専門委員会の審議を経て、10月24日に2024年度冬季の電力需給見通しを取りまとめられた。
- 本日は、最新の2024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

10/29 (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
電力・ガス基本政策小委員会
(資源エネルギー庁)

政府による需給対策の決定・公表

2024年度冬季の電力需給見通し

- 10年に一度の厳しい寒さを想定した電力需要に対する**最小予備率は、全エリアで10%以上を確保できる見通し**。
- 一方で、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、発電所のトラブル等を踏まえると、引き続き予断を許さない状況が継続。

厳気象H 1 需要に対する最小予備率

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	23.8%	11.6%	13.5%	13.1%
東北				22.0%
東京				
中部	15.5%			23.0%
北陸				
関西				
中国				
四国	16.3%	17.2%	30.2%	26.3%
九州	15.5%	11.6%	13.5%	23.0%
沖縄	48.5%	34.5%	40.4%	40.9%

(参考) 冬季の最大需要発生時の予備率見通しの推移

冬季高需要期（２月）の最大需要発生時の予備率見通しの推移

年度	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
北海道	14.0%	15.6%	16.6%	7.9%	6.6%	6.3%	7.0%	8.1%	5.7%	13.0%
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%	
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%							

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）

出典：電力需給検証報告書等を基に資源エネルギー庁作成

【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。

		2024年度																
		補修等に伴う停止期間(現時点)			補修等に伴う停止期間(3月時点)													
エリア	発電所名・号機 (電源種別)	出力 (送電端)[万kW]	2024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				
東北	原町 (火力) 1号	-	94.6			6/10~6/27			12/9~12/26						定期補修時期調整			
	上越 (火力) 1号	-	56.4						9/25~未定 9/25~10/12						定期補修期間延長			
東京	神流川 (揚水) 1号	-	46.8	4/1~1/15 4/1~11/29												定期補修期間延長		
	葛野川 (揚水) 4号	-	39.7						8/25~2/28						発電機設備トラブル			
中部	上越 (火力) 2号 2軸	-	58.5						11/3~12/22						出力ハーフ			
北陸	七尾大田 (火力) 1号	+	47.1	1/1~7/2											発電機復旧			
	七尾大田 (火力) 2号	+	66.1	1/1~5/10 1/1~未定											発電機復旧			
関西	高浜 (原子力) 3号	+	83.8									2/22~5/27 1/16~未定			定期検査時期調整			
	高浜 (原子力) 4号	+	83.9	12/16~4/26 12/16~未定											運転再開			
四国	電発橘湾 (火力) 1号	+	99.2	2/15~11/30 2/15~未定											高温再熱蒸気管リーク補修			
	坂出 (火力) 4号	-	33.9						10/1~2/3 8/31~12/28						定期補修時期調整			

【参考】2023年度と2024年度の供給力・需要の比較（2月）

- 2025年2月の供給力は2024年に比べ、北海道、東北、東京等の7エリアで増加。
- 需要は九州エリアを除き、減少傾向となっている。

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
2024年2月の供給力※1	587	1,545	5,715	2,639	602	2,806	1,211	545	1,719	162
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
増減	+38	+65	+236	+78	▲8	+6	▲4	+86	+82	▲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
2024年2月のH1需要見通し※2	562	1,479	5,473	2,435	555	2,589	1,117	503	1,586	117
2025年2月のH1需要見通し※2 ()内は2023年からの増減	553 (▲9)	1,425 (▲54)	5,268 (▲205)	2,405 (▲30)	526 (▲29)	2,489 (▲100)	1,069 (▲48)	483 (▲20)	1,595 (+9)	114 (▲3)

※2 需要は、最大電力発生時の不等時性を考慮した値

(参考) 供給力に織り込んでいない要素

- 東北エリアの女川 2 号と中国エリアの島根 2 号が再稼働に向けて準備中。
- 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。

再稼働に向けて準備中の発電機

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2024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
東北	女川 (原子力)	2号 82.5									11月頃 再稼働予定			
中国	島根 (原子力)	2号 82.0									12月下旬 再稼働予定			

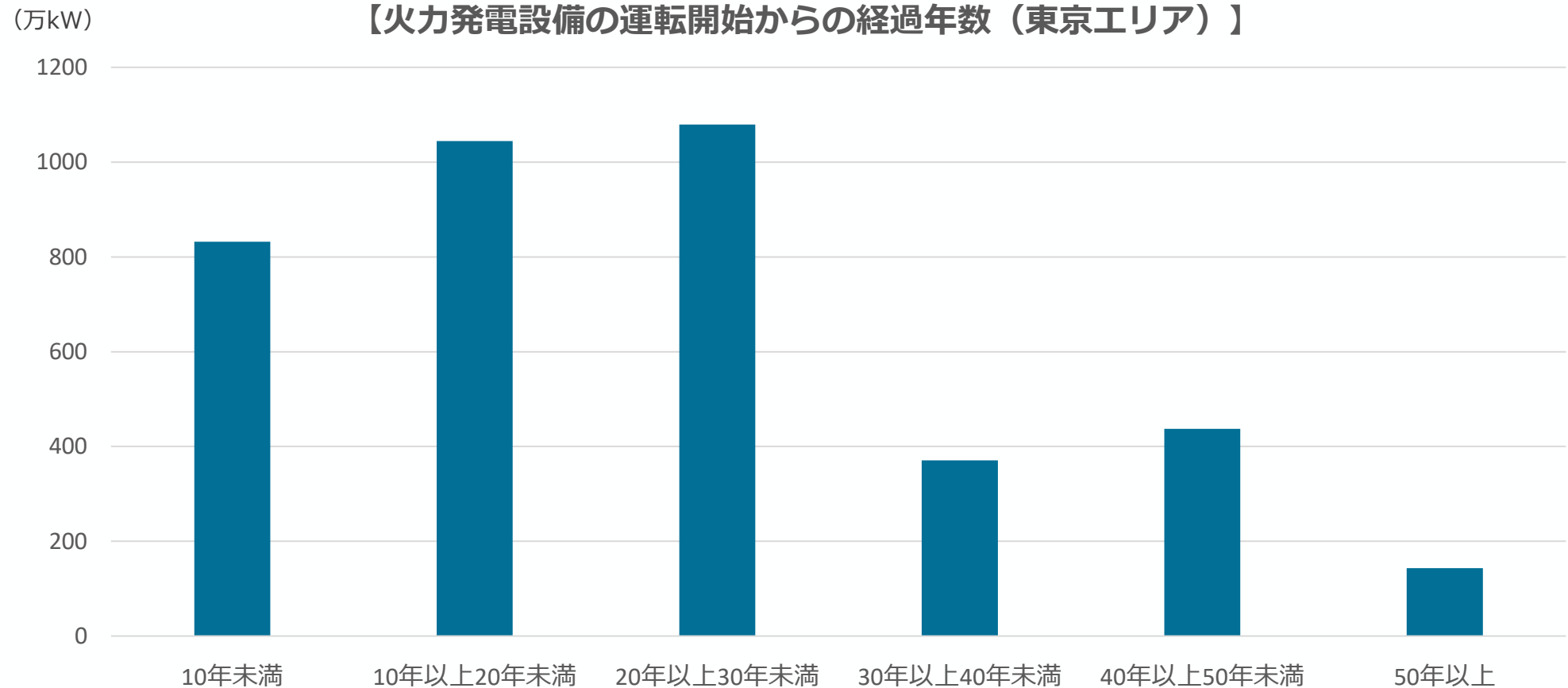
2024年度冬季に試運転を実施する主な発電機

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2024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
東京	五井 (火力)	3号 78.0								10月 ~ 試運転開始予定				2025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）

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。**



(※) 2024年7月1日時点

(※) 運転開始前の発電設備を除く

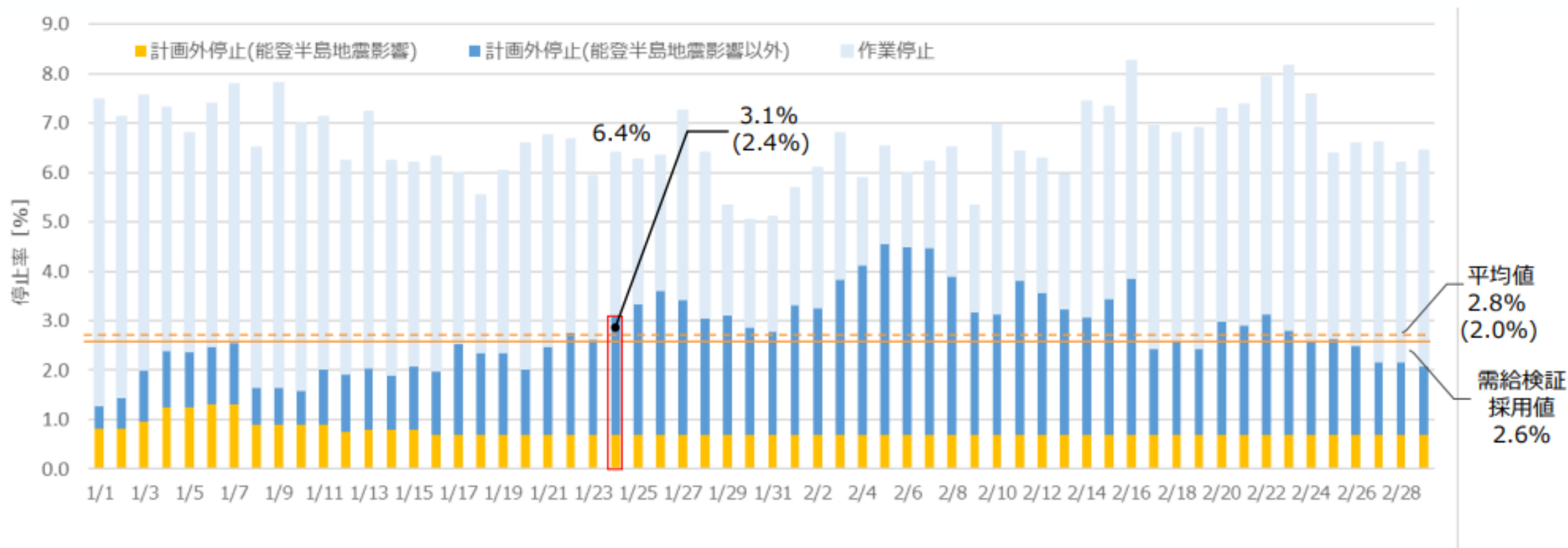
(※) 出力は送電端を使用

【参考】計画外停止の実績（2023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、丁寧な管理が必要。

【計画外停止の実績（2023年度冬季）】

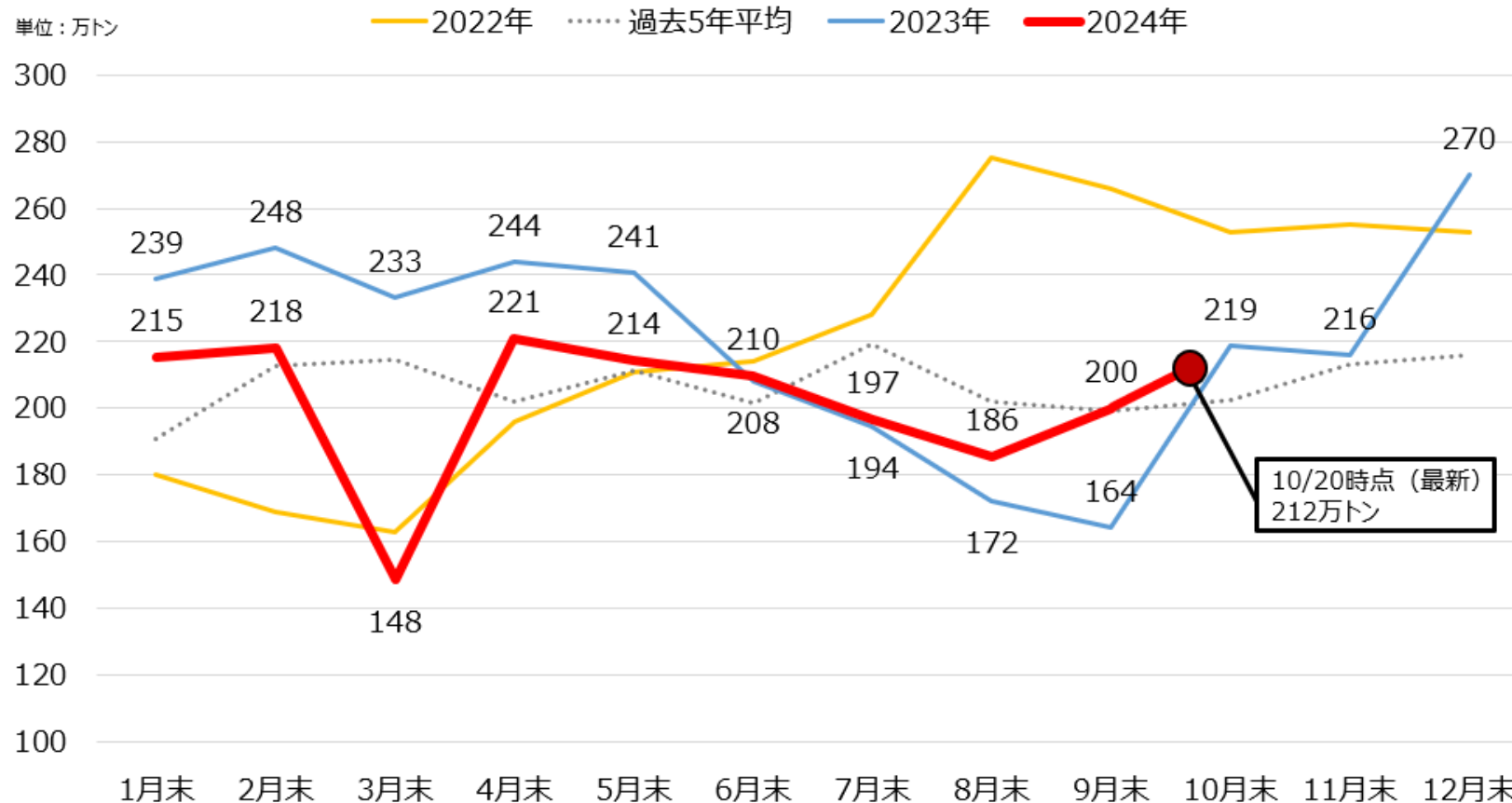
※括弧内の数字は能登半島地震の影響を除いた値



※ 全電源種の供給力に対する計画外停止量および需給検証報告書（2023年10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

大手電力会社のLNG在庫の推移（2024年10月20日時点）

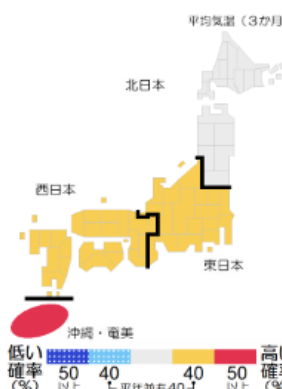
- 大手電力会社のLNG在庫は、最新（10/20時点）の数字で212万トンであり、過去5年平均と同程度の水準となっている。

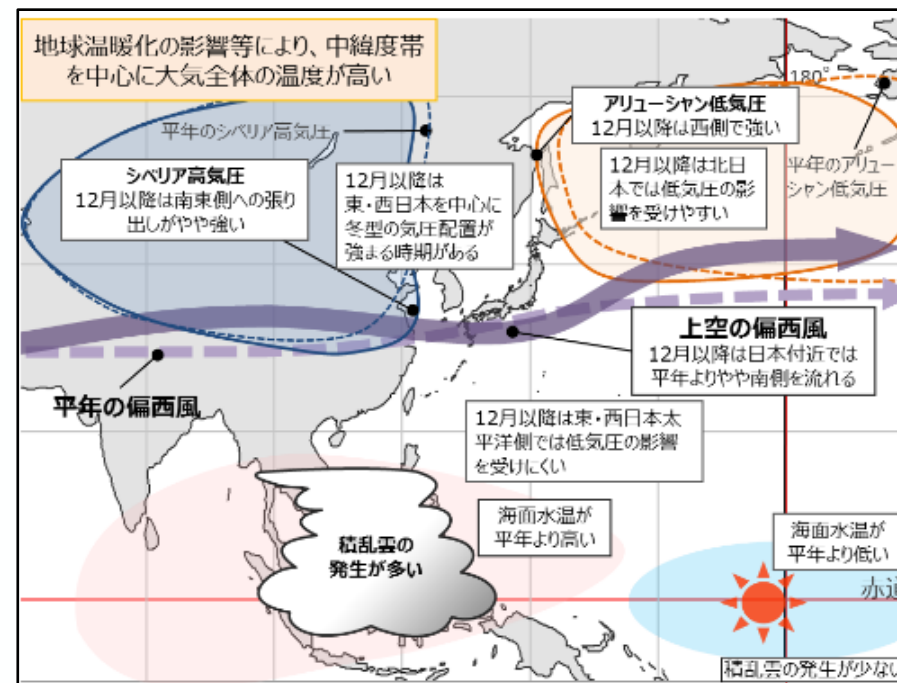


【参考】冬季の気象予報（11月～1月）

- 2024年10月22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北日本でほぼ平年並、東・西日本で平年並か高く、沖縄・奄美で高い見込み。

※2024年10月22日14時00分 気象庁発表

		平均気温（向こう3か月）
北日本	日本海側	低30 並30 高40% ほぼ平年並の見込み
	太平洋側	
東日本	日本海側	低20 並40 高40% 平年並か高い見込み
	太平洋側	
西日本	日本海側	低20 並40 高40% 平年並か高い見込み
	太平洋側	
沖縄・奄美		低20 並30 高50% 高い見込み
数値は予想される出現確率（％）です		



【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見込み。
- ラニーニャ現象時の特徴が現れるため、太平洋熱帯域の海面水温は西部で高く、中・東部で低い見込み。また、インド洋熱帯域では東部で高い見込み。このため、インドネシア付近を中心に積乱雲の発生が多い一方、日付変更線付近では積乱雲の発生が少ない見込み。
- これらの影響により、12月以降は、上空の偏西風は中国付近では北に、日本付近でやや南に蛇行する見込み。シベリア高気圧は南東側への張り出しがやや強く、アリューシャン低気圧は西側で強い見込み。
- これらのことから、12月以降は、東・西日本を中心に冬型の気圧配置が強まる時期がある見込み。東・西日本太平洋側では低気圧の影響を受けにくい見込み。また、北日本では低気圧の影響を受けやすい見込み。

2024年度冬季に向けた電力需給対策について

- 2024年度の電力需給の見通しについて、全エリアにおいて、10%以上の広域予備率を確保できる見通しのため、今冬も事前の節電要請を実施しない。
- 他方、供給サイドは異常気象、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、発電所のトラブル、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、引き続き電力需給は予断を許さない状況。
- このため、これらの課題に対応し、今冬の電力需給の安定化に万全を期す観点から、今夏に引き続き、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。
- 加えて、供給サイドの抱える構造的な課題に対応し、電力の安定供給を確保する観点から、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。
- また、仮に大規模発電所の設備トラブル等によって、供給力が不足する状態となった場合には、随意契約による供給力確保等、機動的な対応を実施する。
- また、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、予断を許さない今冬の電力需給に万全を期すことにもつながるものである。

2024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

2025年度の電力需給の見通しについて

- 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%

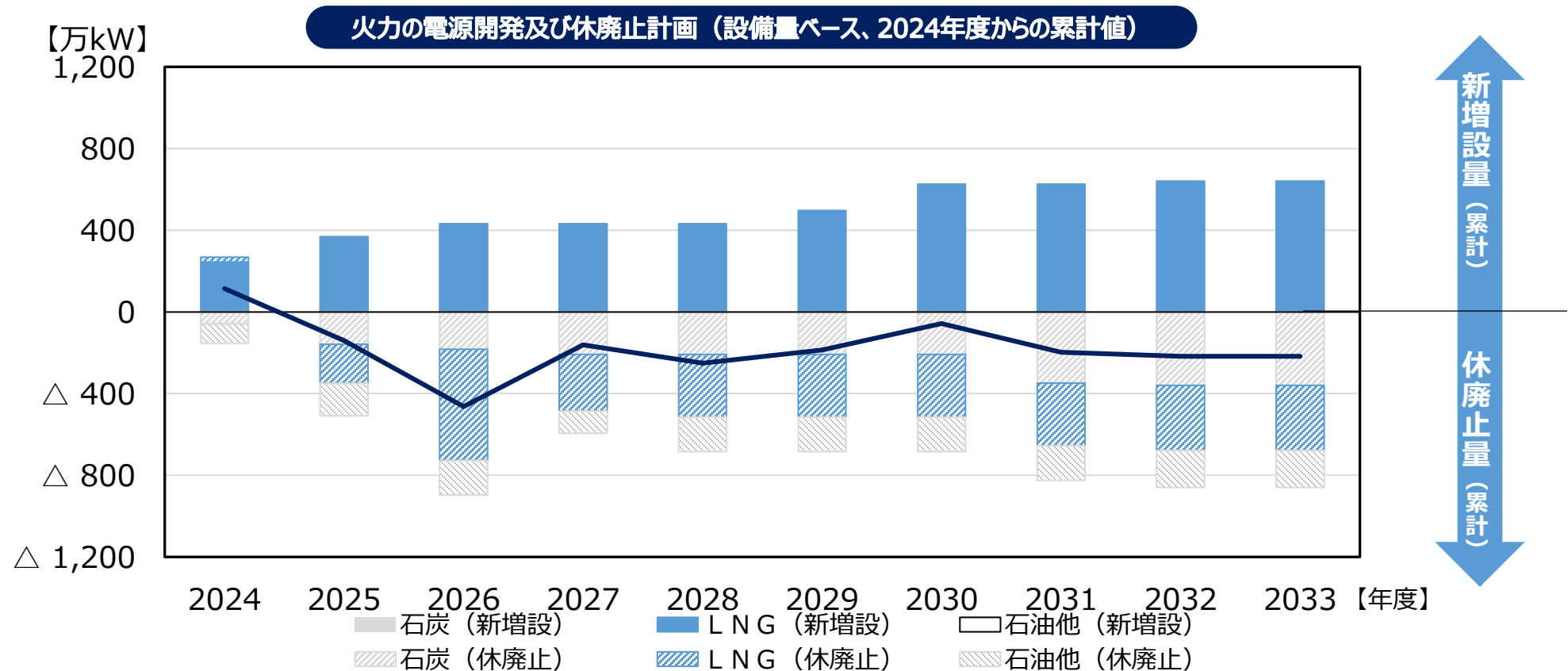
<冬季>

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			9.7%		
中部	11.1%	8.9%	9.7%	20.1%	
北陸					
関西					
中国					
四国	10.3%	6.0%	3.2%		
九州					
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。

火力発電の新增設及び休廃止計画の推移

- 供給計画の取りまとめによると、2025年度以降は火力の休廃止が増加し、新增設を上回る状態が続く見込み。
- 2027～2033年度にかけては、現在より約200万kW程度火力の設備容量が減少する状態が継続する見込み。



（出典）2024年度供給計画の取りまとめから資源エネルギー庁作成

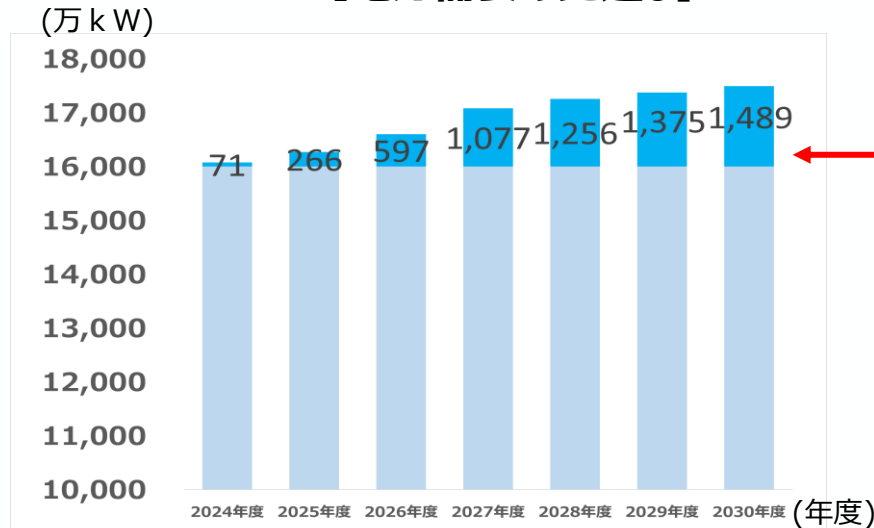
（注）2024年度からの累計値である点に留意。

石油他は、石油、LPG、その他ガス、歴生物混合物の合計値。休廃止には長期計画停止を含み、休止・長期計画停止からの再稼働による休止容量の減少分も含む。

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增設等により**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。**

【電力需要の見通し】



- 国内の電力需要（2024年8月の最大電力需要（約1億6000万kW）が継続すると仮定）
- 特別高圧増加見通し（データセンター等）

※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た容量であり、取下げ等もあるので、上記電力需要が確実に増加するものではない。

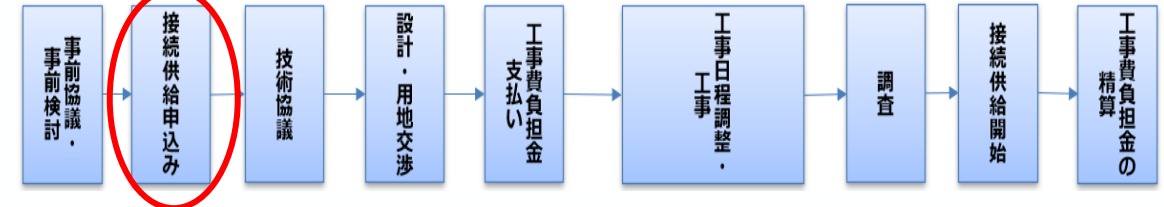
※グラフ上は、実際に接続供給申込みがあったもののうち、一部を除く。

※沖縄県は除く。

出典：送配電網協議会集計データを基に資源エネルギー庁作成（2024年9月末時点）

【系統接続までのフロー（東京電力パワーグリッドのケース）】

集計対象



○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

○2024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度を別途実施
- 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

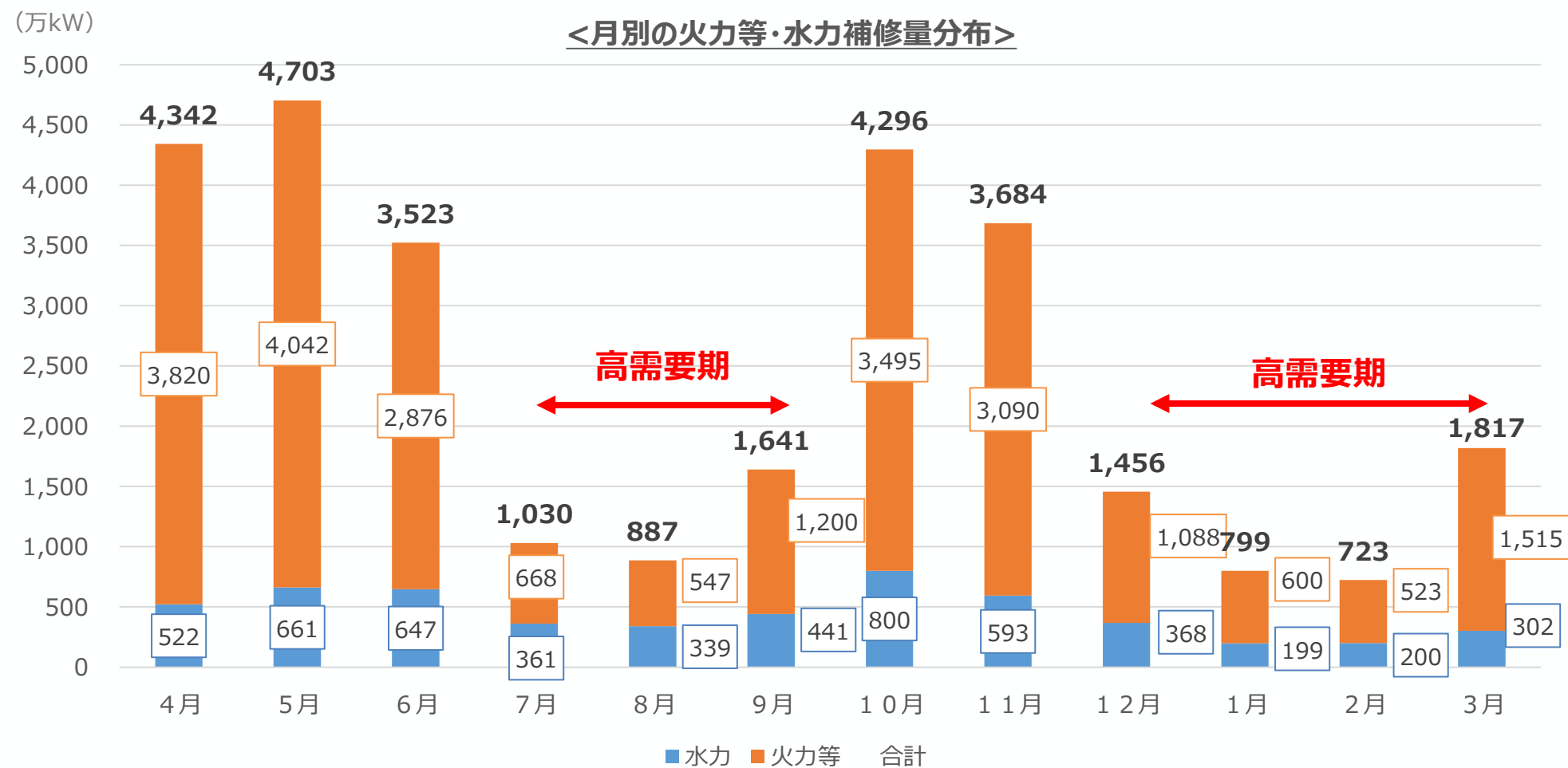
- 2024年度冬季は、全エリアで安定供給に最低限必要な広域予備率を確保できているものの、想定外の事象が生じた場合は、安定供給に支障が生じるおそれがあることから、発電事業者等に対して各種の要請を実施予定。

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（ディマンド・リスpons）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 ・ディマンド・リスpons契約の拡充等の検討

【参考】2024年度全国の月別の補修量分布

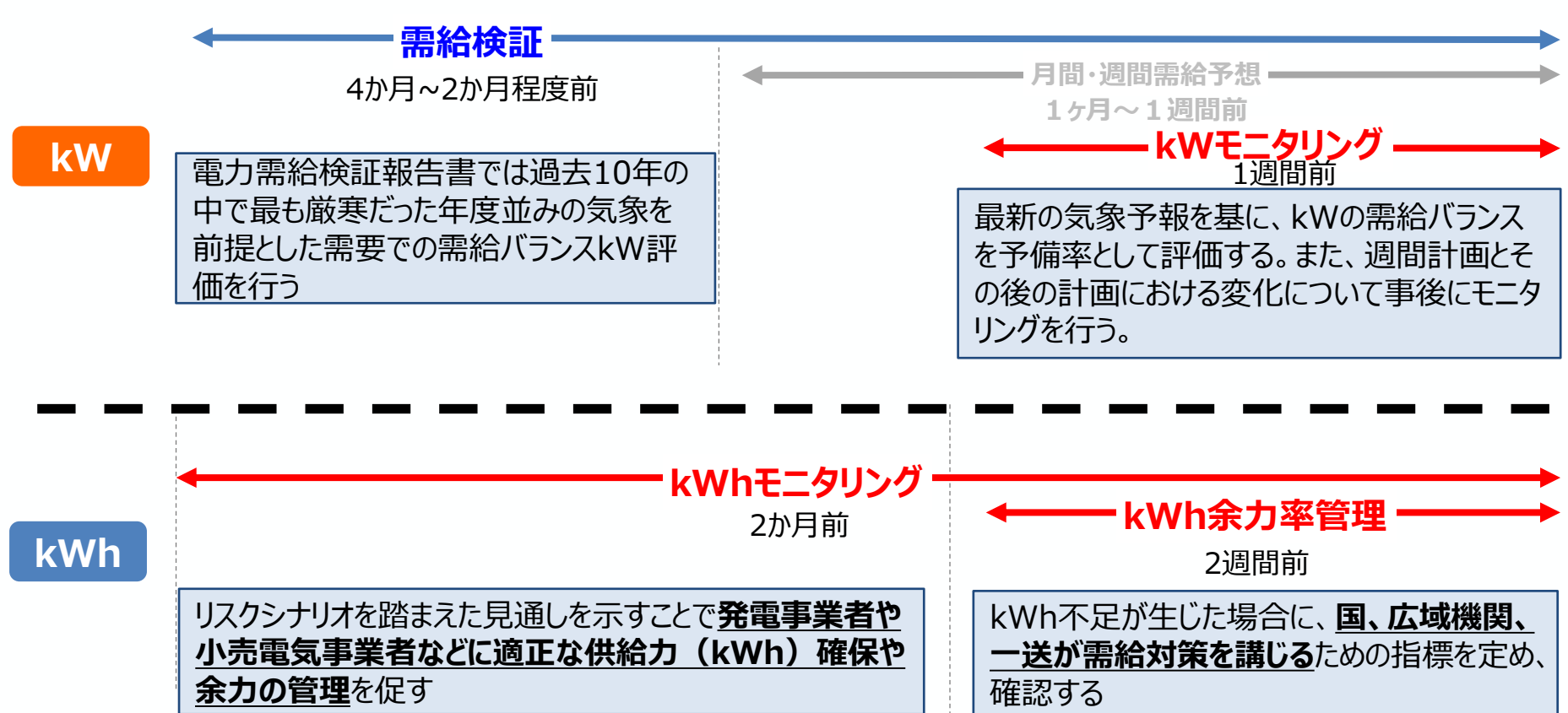
- 発電事業者には、夏季高需要期（7月～9月）及び冬季高需要期（12月～3月）について、既に補修点検の実施を回避いただいているが、実需給段階において、需給が厳しくなる見通しの場合には、補修調整を検討する。



※火力等にはバイオマスを含む
※各数字は四捨五入して記載しているため、必ずしも合計が一致しない場合がある

(参考) kW・kWhのモニタリングの実施

- 電力広域機関は、夏季に実施したように、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、①kW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）、②kWh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。



【参考】原子力発電所の現状

再稼働
12基

稼働中 10基、停止中 2基（送電再開日）

設置変更許可
5基

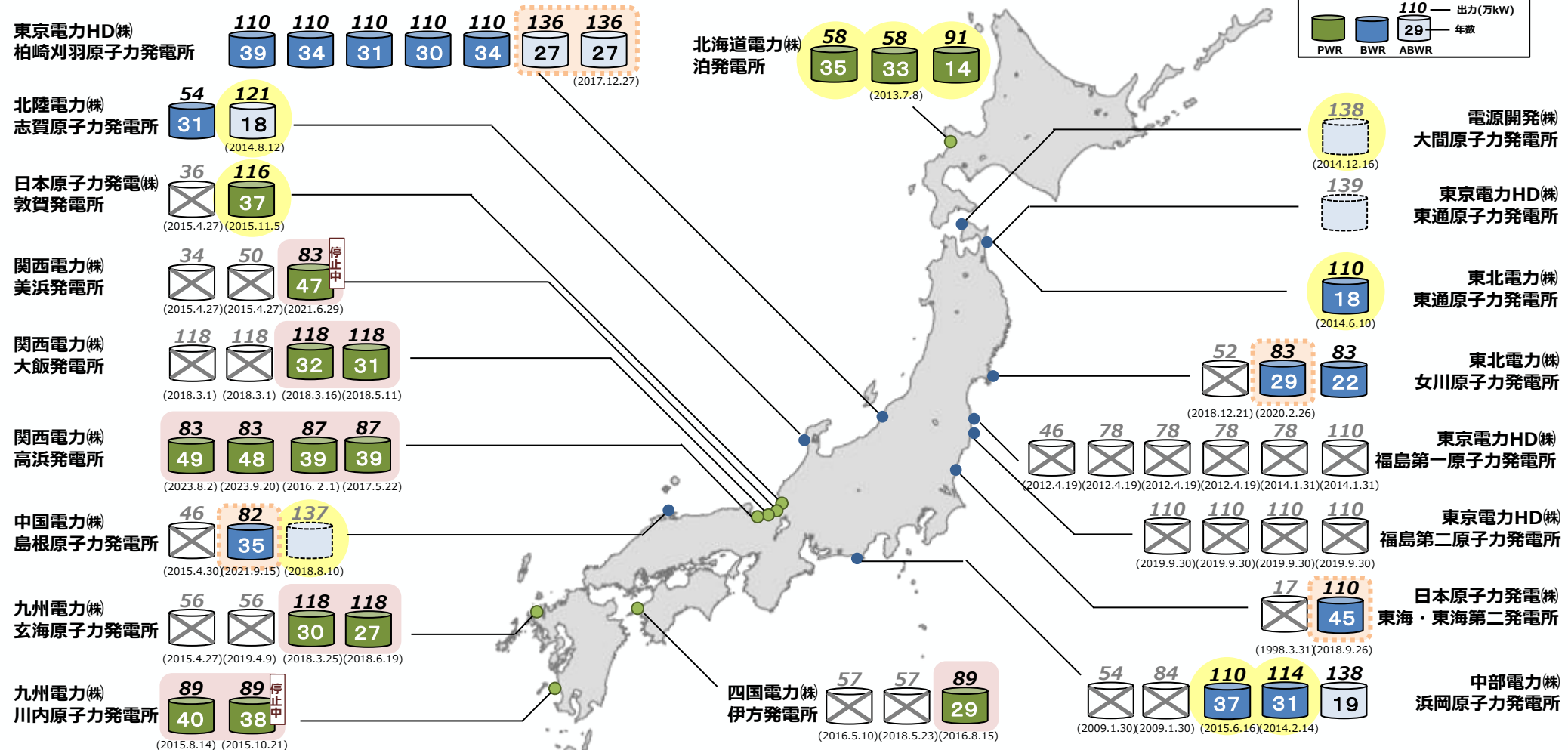
（許可日）

新規基準
審査中
10基

（申請日）

未申請
9基廃炉
24基

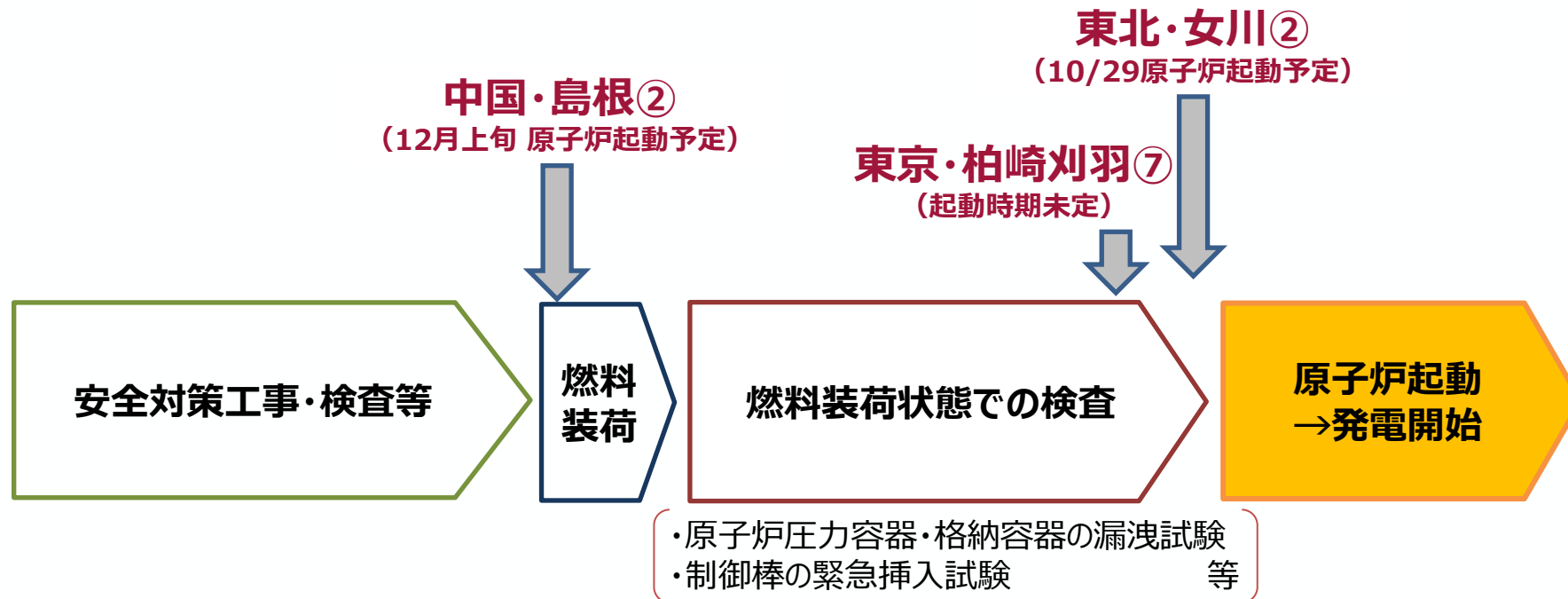
（電気事業法に基づく廃止日）



【参考】再稼働の進捗状況（主に技術的工程）：柏崎刈羽⑦・女川②・島根②

- 東京・柏崎刈羽⑦：本年6月までに燃料装荷状態での事業者による検査を一通り完了。9/6には、原子力関係閣僚会議を開催。再稼働に向けて政府が一体となって対応すべく、再稼働の重要性や避難対策を中心とする具体的対応の方針について確認。
- 東北・女川②：10/29に原子炉起動、11月上旬に発電開始を予定。
- 中国・島根②：10/28に燃料装荷を開始。
12月上旬に原子炉起動、12月下旬に発電開始を予定。

【再稼働工程・進捗のイメージ図】



(参考) これまでの電力需要対策

年度	夏季	冬季
2012	<数値目標付き節電要請> 2012年度：関西・九州▲10%、北海道▲7%、四国▲5% その他のエリアは数値目標なし節電要請	<数値目標付き節電要請> 2012年度：北海道▲7% 2013年度：北海道▲6% その他のエリアは数値目標なし節電要請
2013	2013～2015年度：数値目標なし節電要請（9電力管内） 2016～2021年度：省エネ・節電協力の呼びかけ ※2018年度は北海道のみ数値目標なし節電要請 2022年度 ：数値目標なし 節電要請 （10電力管内） 2023年度 ：数値目標なし 節電要請 （東京エリア） 2024年度：省エネ・節電協力の呼びかけ	2014～2015年度：数値目標なし節電要請（9電力管内） 2016～2021年度：省エネ・節電協力の呼びかけ ※2018年度は北海道のみ数値目標なし節電要請 2022年度 ：数値目標なし 節電要請 （10電力管内） 2023年度：省エネ・節電協力の呼びかけ
2014		
2015		
2016	2016～2021年度：省エネ・節電協力の呼びかけ ※2018年度は北海道のみ数値目標なし節電要請 2022年度 ：数値目標なし 節電要請 （10電力管内） 2023年度 ：数値目標なし 節電要請 （東京エリア） 2024年度：省エネ・節電協力の呼びかけ	2016～2021年度：省エネ・節電協力の呼びかけ ※2018年度は北海道のみ数値目標なし節電要請 2022年度 ：数値目標なし 節電要請 （10電力管内） 2023年度：省エネ・節電協力の呼びかけ
～		
2021		
2022		
2023		
2024		

	(夏季) <電力需給関係閣僚会合の開催状況>	(冬季)
2011～2017	開催（2016、2017は書面開催）	2011～2016 開催（2015、2016は書面開催）
2018～2021	開催せず	2017～2021 開催せず
2022	開催（対面）	2022 開催（書面）
2023	開催（書面）	2023 開催せず
2024	開催せず	

令和5年度補正予算におけるエネルギーコスト上昇に対する省エネ支援パッケージ（経済対策）

事業者向け

1. 省エネ設備への更新支援

- 工場のボイラや工業炉、ビルの空調設備や業務用給湯器などを、省エネ型設備へと更新することを支援する「**省エネ補助金**」について、**全類型において複数年の投資計画に切れ目なく対応する仕組みを適用**し、今後の支援の予算規模について、**今後3年間で7,000億円規模へと拡充**。また、**脱炭素につながる電化・燃料転換を促進する類型を新設**し、中小企業のカーボンニュートラルも一気に促進。【2,325億円（国庫債務負担行為の総額）】
- 高効率の空調や照明、断熱材等の導入を一体で進めることで、**既存の業務用建築物（オフィス、教育施設、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）を新設**。【339億円（国庫債務負担行為の総額）】

2. 省エネ診断

- 省エネの専門家が中小企業を訪ね、エネルギー使用の改善をアドバイスする「**省エネ診断**」を、中小企業が安価で受けられるよう支援。【31億円※R6当初9.9億円を含む】

家庭向け

3. 経産省・国交省・環境省の3省連携による、住宅省エネ化支援【4,615億円※新築、R6当初400億円を含む】

- 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支援**について、**昼間の余剰再エネ電気を活用できる機種等の支援額を上乗せ**。また、寒冷地の高額な電気代の要因となっている**蓄熱暖房機等を一新する措置を新設**し、一体として進めていく。【580億円】
- さらに、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**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）導入の支援策を新設**。【185億円】
- これらの措置を、**環境省の省エネ効果の高い断熱窓への改修支援【1,350億円】、国交省の住宅省エネ化支援【2,500億円※新築、R6当初400億円を含む】**と合わせて、**3省連携でのワンストップ対応で実施**。

※「重点支援地方交付金」を追加し、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

- ①R5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>
(2024年度冬季の例)



<家庭・オフィス向けの省エネリーフレット>
(2024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：D R 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、ディマンド・レスポンス（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。

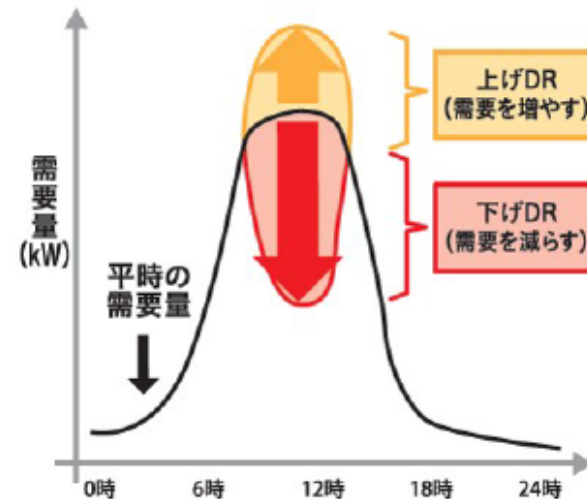
(参考) 上げ・下げD Rの考え方

上げ DR

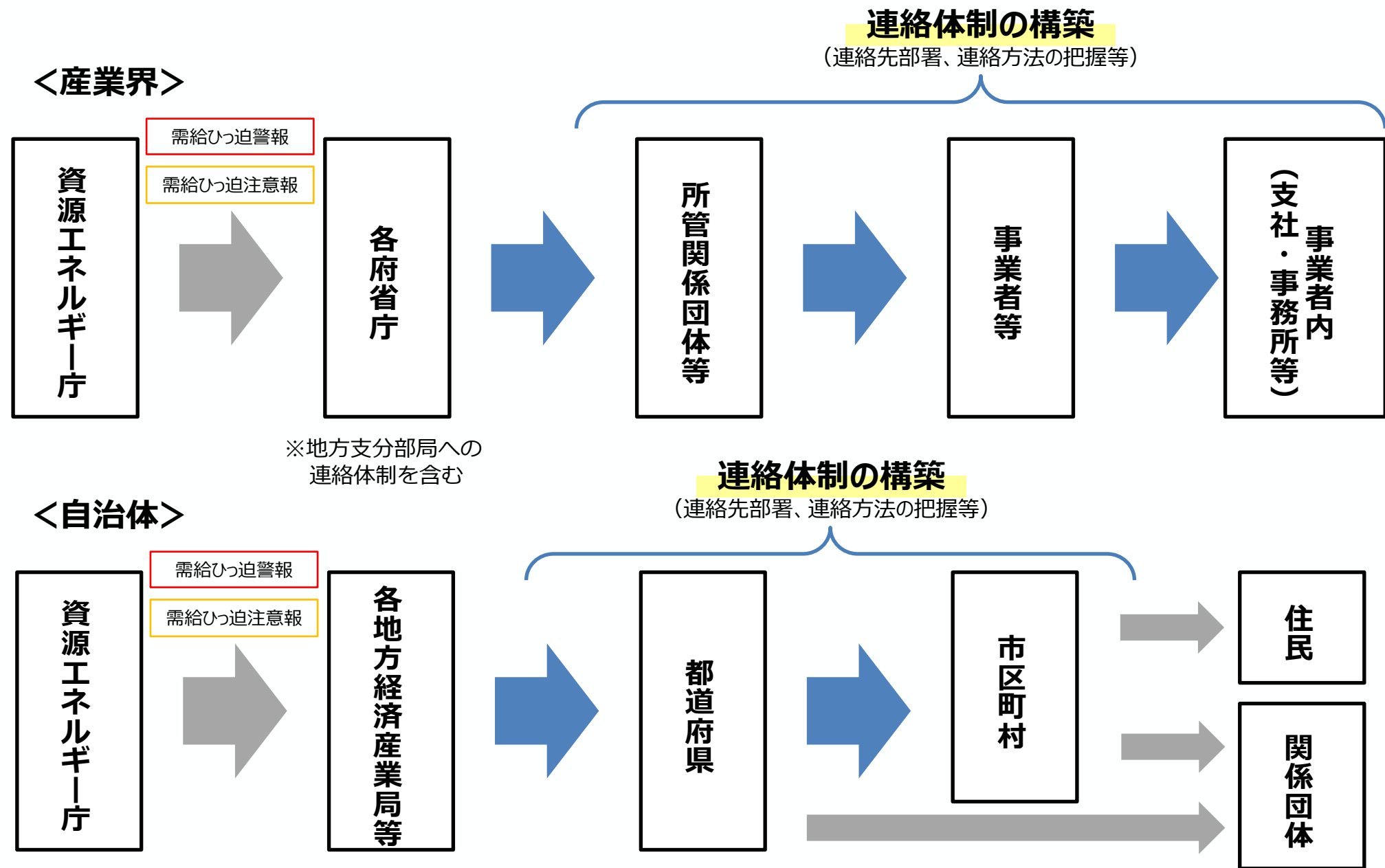
DR 発動により電気の需要量を増やします。
例えば、再生可能エネルギーの過剰出力分を需要機器を稼働して消費したり、蓄電池を充電することにより吸収したりします。

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。

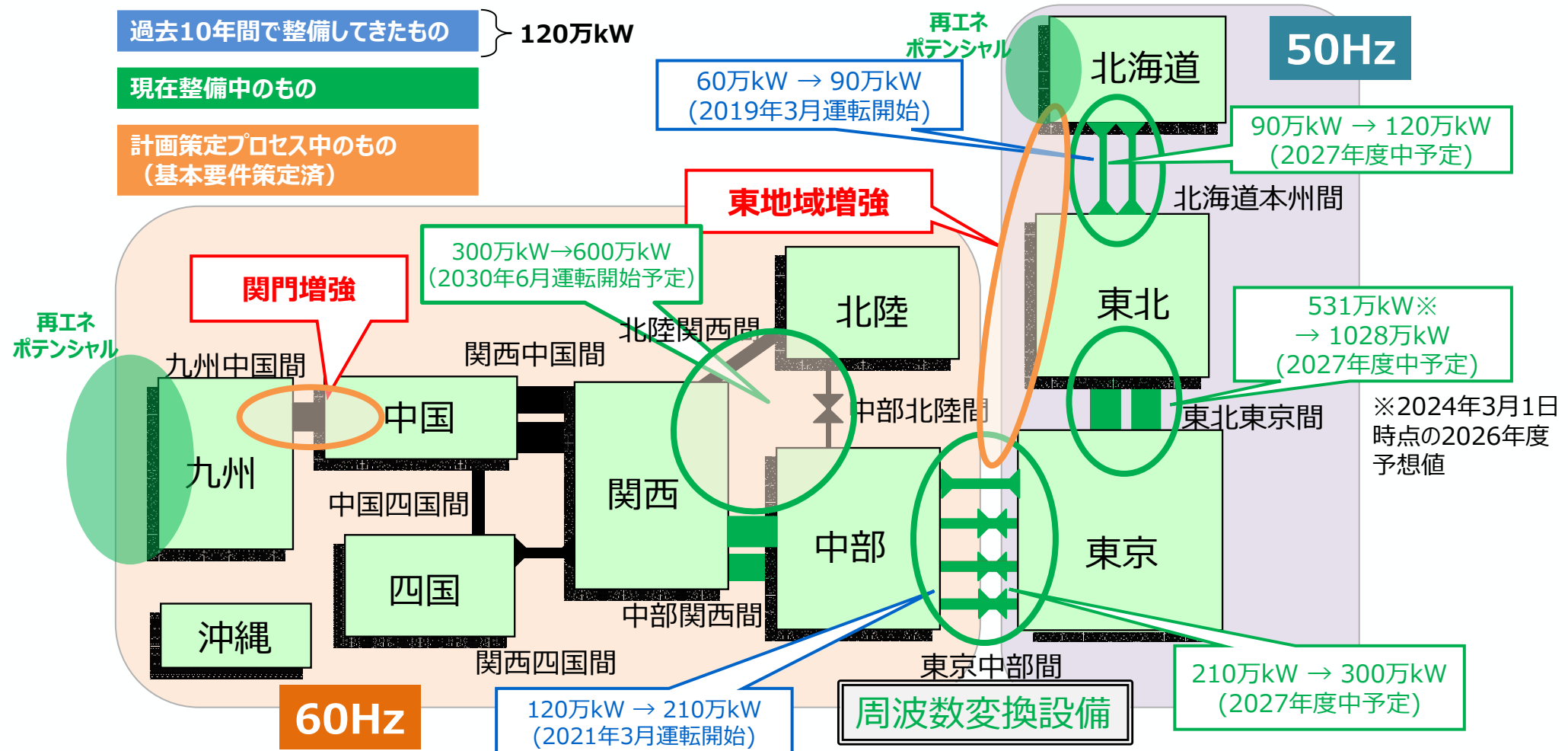


(参考) 電力需給ひっ迫注意報／警報発令時の連絡体制（産業界・自治体）



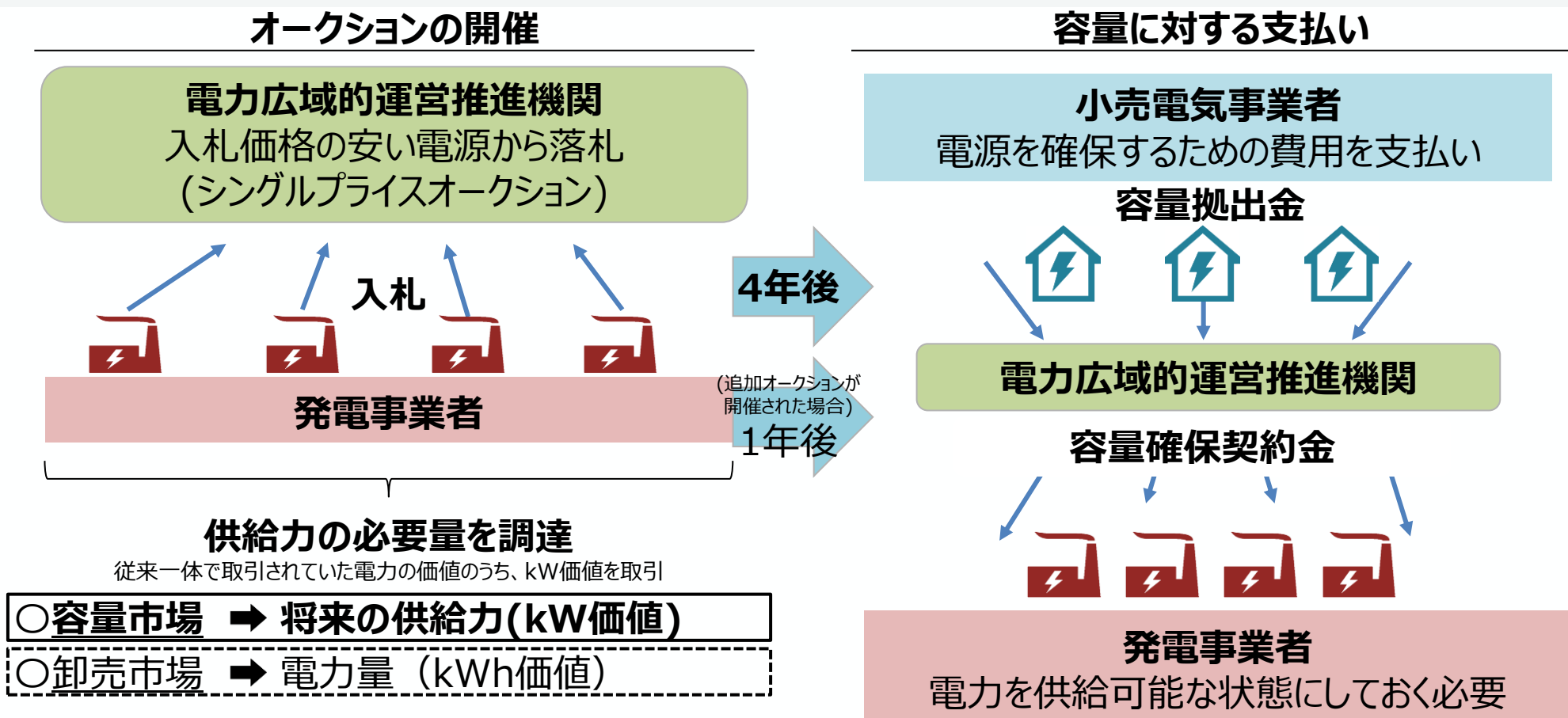
(参考) 系統対策

- 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。



(参考) 容量市場 (メイン・追加オークション) の概要

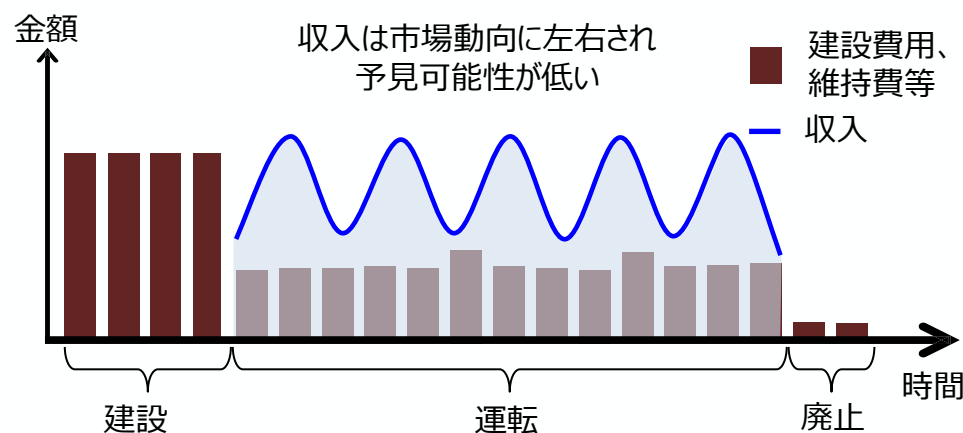
- 電力広域的運営推進機関は、実需給年度の4年前に容量市場のメインオークションを開催し、**発電事業者等から全国で必要な供給力を募集**。応札があった電源等のうち、金額が安いものから順に落札され、約定価格が決定。なお、実需給年度の1年前に必要なに応じて追加オークションが開催される。
- 発電事業者等は、容量確保契約で定められた義務を履行することで、**約定価格に応じて決められた「容量確保契約金」を受け取る**。その原資は、**小売電気事業者や一般送配電事業者等が支払う「容量拠出金」**によって賄われる。



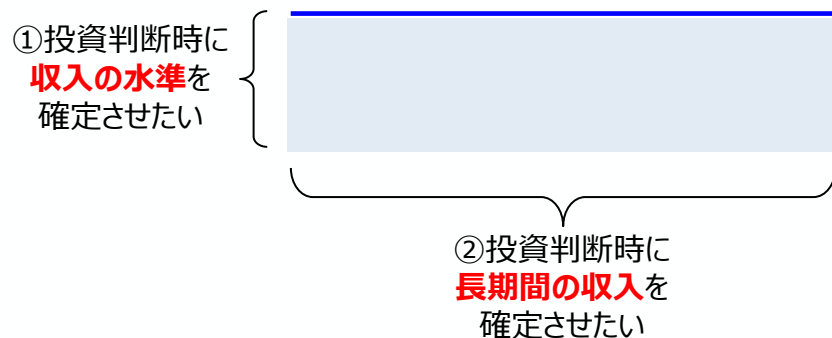
(参考) 長期脱炭素電源オークションの概要

- 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（初回の応札を2024年1月に実施）。**
- 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。

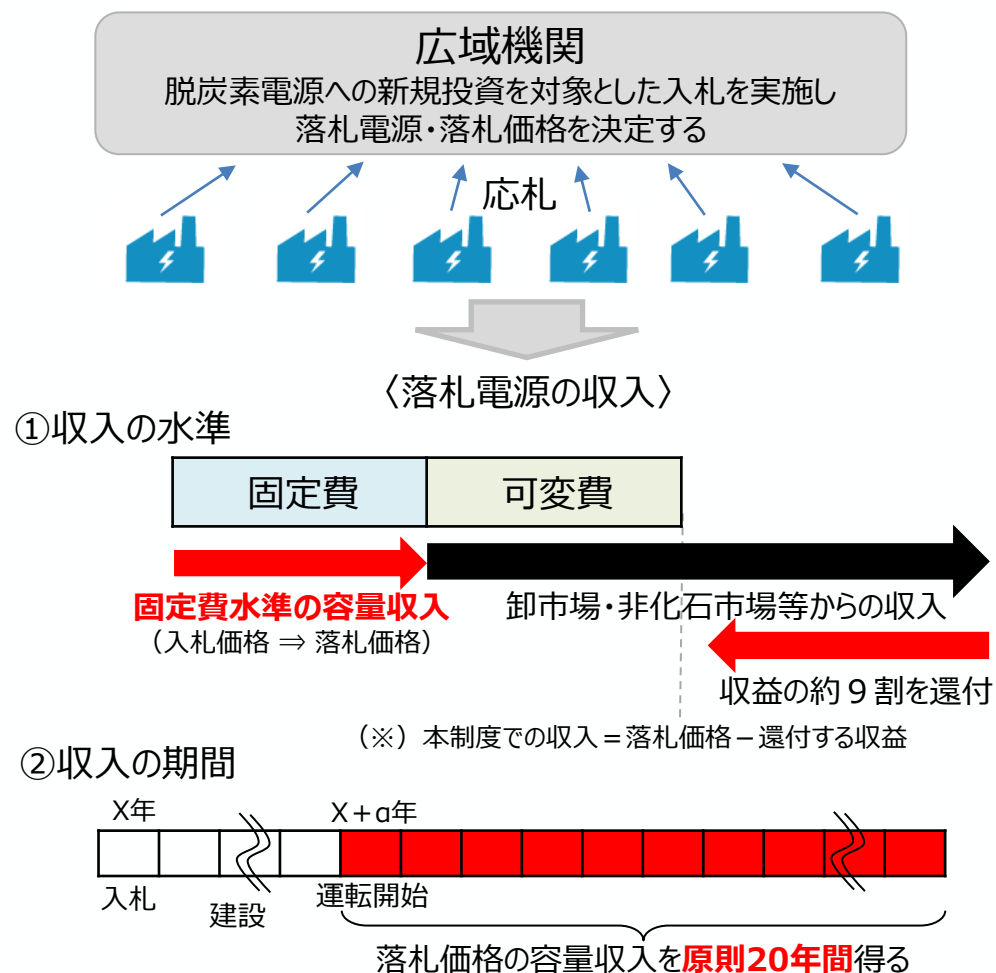
〈電源投資の課題〉



〈投資判断に必要な要素〉



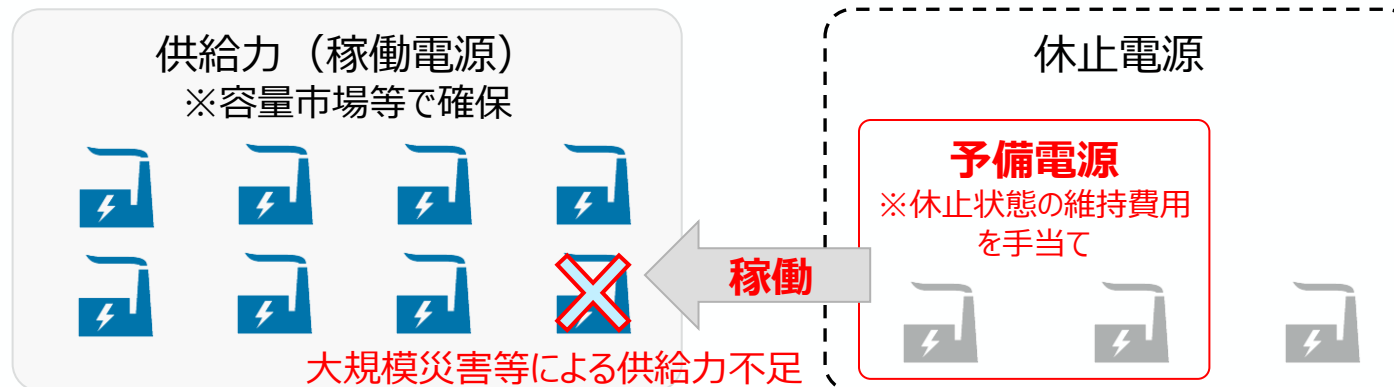
〈新制度のイメージ〉



【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」制度について、2024年8月30日～9月30日に初回募集を実施。
- ✓ 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. 2024年度夏季の電力需給の振り返り
2. 2024年度冬季及び2025年度の電力需給見通し
- 3. 電力需給運用の課題に対する対応**

電力の需給運用の課題について

- 2024年度の電力需給運用に関しては、週間予備率等が低下する等の課題が発生しており、これまでも本小委員会において、状況を報告するとともに、電力広域機関を中心に課題の整理と対応の方向性について、検討を進めてきた。
- 本日は電力広域機関の検討状況を御報告するとともに、今後の対応方針について御議論いただく。

【第77回電力・ガス基本政策小委員会】

- 供給力の提供準備通知は、本来、供給力増大に向けた事業者の自発的な行動を促すことを目指しているものの、これまでのところ、期待どおりには機能していない。
- その背景として、通知の発出が実需給前日のスポット市場取引より前であり、特に、需給が緩和している時期には、実需給が近づくまで起動させるかどうか不確かな発電機が少なからずある中で、通知の元となる広域予備率の信頼性が必ずしも高くないことがある。
- このため、週間計画以降の広域予備率に対する信頼性を高めるべく、電力広域機関が毎週公表するkWモニタリングにおいて、通常の広域予備率に加え、バランス停止機分を加味した広域予備率を別枠で表示することとしてはどうか（次頁参照）。
- 併せて、電力広域機関の「広域予備率Web公表システム」において、週間計画における広域予備率が低く表示され得る要因等を、今後必要に応じて追記することとしてはどうか。
- 一方、供給力の提供通知は、事業者に対して需給ひっ迫のおそれがあることを伝え、ペナルティ付きで具体的なアクションを求めるものであり、その元となる広域予備率の示し方については、慎重に対応する必要がある。
- また、これまで提供通知が発出された背景には、様々な要因があり、必ずしも特定の要因によるものではないと考えられる。
- このため、引き続き、提供通知の発出の背景と影響について調査分析を進め、その結果を踏まえ、必要に応じ、対策を講じることとしてはどうか。

【第81回電力・ガス基本政策小委員会】

広域予備率低下時の追加供給力対策について

1. 電力の需給運用において、需要の増加等により需給の状況が厳しくなることが見込まれる場合には、一般送配電事業者が広域予備率の状況に応じて追加供給力対策を実施。
2. このうち、広域予備率8%未満が実施の判断基準となっている「発動指令電源の発動」は、容量市場のリクワイアメントに基づき、12回/年度の発動上限が設けられているが、東京エリアにおいては9月24日時点で既に10回、中部エリアでは9回発動している。
3. このため、今後も、気象条件等により広域予備率が低下した際に「発動指令電源の発動」を追加供給力対策として活用できるよう、東京エリアについては9月13日から、中部エリアについては9月24日から実施の判断基準を広域予備率5%未満としている。
4. 加えて、他エリアにおいても発動指令電源の発動の回数が増えてきており、特に広域予備率が低下する局面において、効果的に追加供給力対策を実施するためにも、2024年度中に関しては、実施の判断基準を暫定的に広域予備率5%未満としてはどうか。
5. なお、2024年度の電力需給の運用に関しては、現在、電力広域機関と連携して、週間予備率等が低下する詳細な要因の分析を行うとともに、追加供給力対策（増出力運転・ピークモード運転、揚水発電機の運用切替、余力活用電源の追加起動等）の実施の判断基準見直し等、必要な対応策の検討を進めていく予定であり、後日、本小委員会においても御議論いただく予定。

(参考) 供給力提供通知の発出回数

供給力提供準備通知

週間計画・翌々日計画の2コマのいずれかに
供給力提供準備通知の対象になった日数

週間計画

北海道	6
東北	26
東京	29
中部	18
北陸	1
関西	1
中国	1
四国	1
九州	1

翌々日計画

北海道	9
東北	25
東京	34
中部	20

供給力提供通知

翌日計画・当日計画の
供給力提供通知の対象になったコマ数

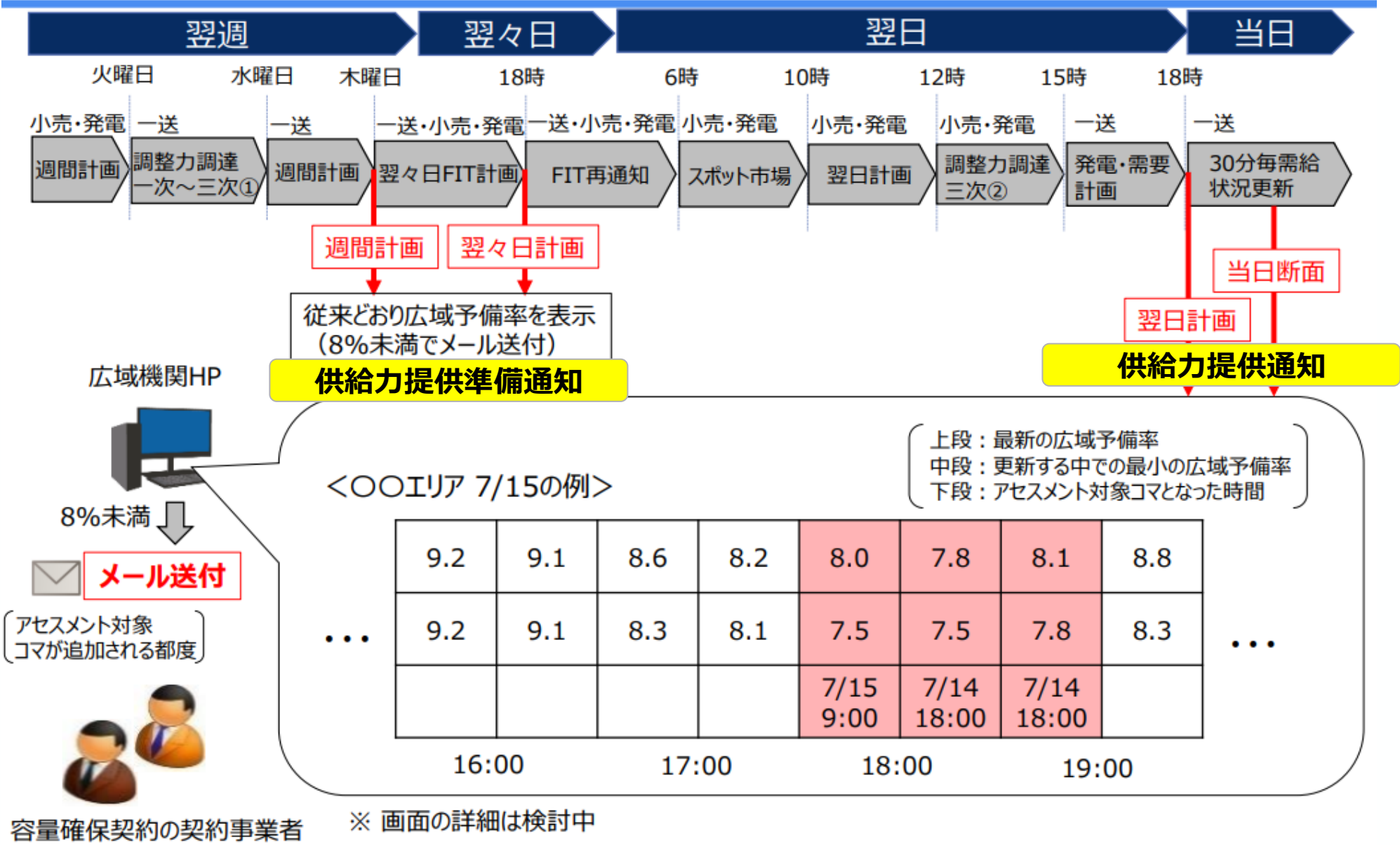
北海道	42
東北	40
東京	270
中部	146
北陸	146
関西	146
中国	144
四国	137
九州	136

(参考) 最終的な8%未満

当日計画の
ゲートクローズ時点で8%未満のコマ数

北海道	0
東北	1
東京	42
中部	2
北陸	1
関西	1
中国	1
四国	1
九州	1

(参考) 提供通知・準備通知発出のタイミング

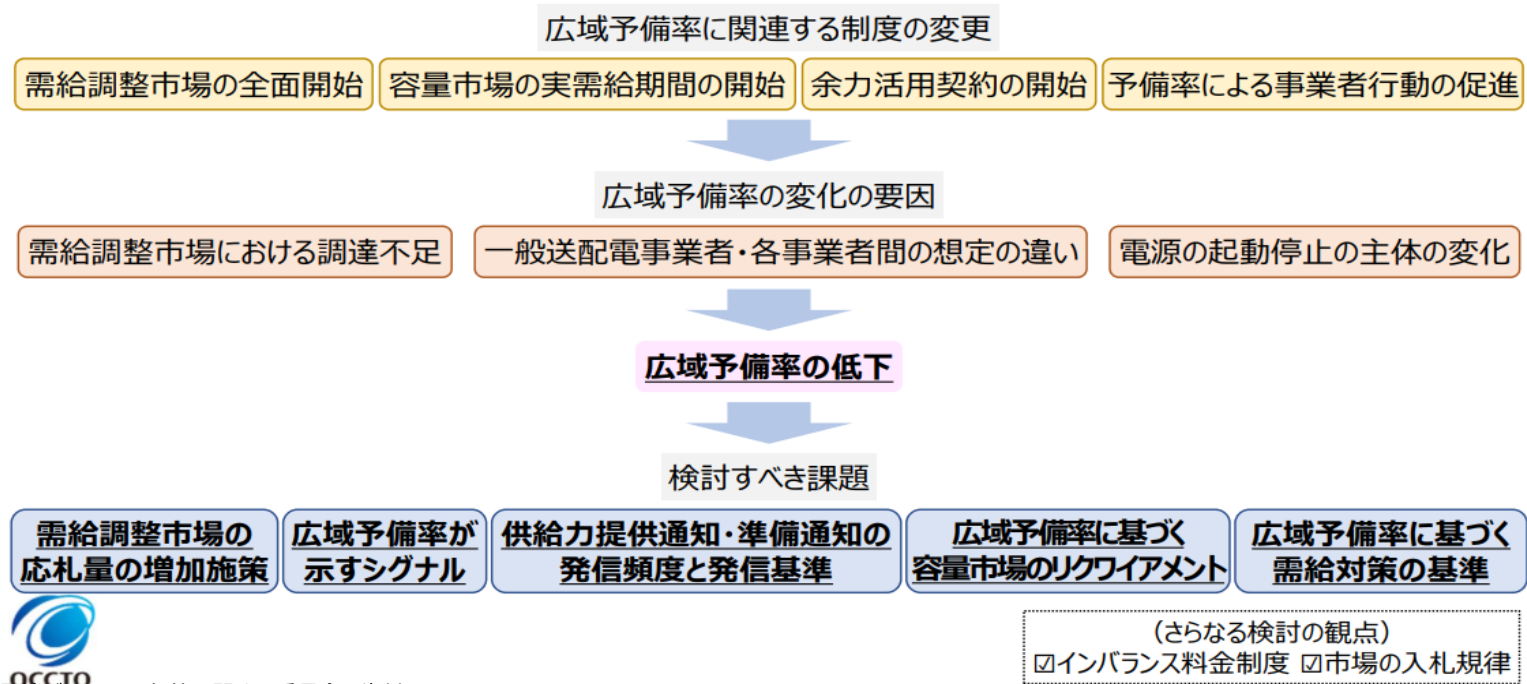


電力広域機関による検討状況

- 電力広域機関では専門委員会（調整力及び需給バランス等に関する委員会）において、広域予備率の低下の要因の詳細分析を行うとともに対応の方向性の整理を行った。

【電力広域機関における広域予備率等の課題に対する検討状況（概要）】

- 現在の広域予備率は、電源の起動や停止の状態、調整力の確保状況、小売事業者と一般送配電事業者における想定需要の違いを表すことで、小売事業者および発電事業者に対して自主的行動を促すシグナルの役割がある。
- 加えて、一般の需要家に対しては当日の電気の需給状況を予見させる役割がある。これらを踏まえ、**需要家と電気事業者の双方の目線で予備率の在り方を検討する必要がある。**



広域予備率低下の要因分析①（需給調整市場）

- 需給調整市場における調整力の調達不足が、週間計画における広域予備率の低下要因の一つとなっていたが、仮に、一般送配電事業者が調整力の必要量を確保できていた場合の、週間計画時点の広域予備率への影響を試算すると、影響の大きい東京エリアでは+2.5%となり、供給力提供準備通知の発出日数も10日減少する結果となった。

週間計画におけるΔkW募集量充足に伴う広域予備率の増加
(供給力提供準備通知日の最小予備率時平均)

	広域予備率の増加
北海道	+2.3%
東北	+2.7%
東京	+2.5%
中部	+2.3%

週間計画における供給力提供準備通知日数の変化

実績		ΔkW募集量充足後	
北海道	6	北海道	1
東北	26	東北	11
東京	29	東京	19
中部	18	中部	11
北陸	1		
関西	1		
中国	1		
四国	1		
九州	1		

⇒
ΔkW募集量
が充足してい
たとして試算

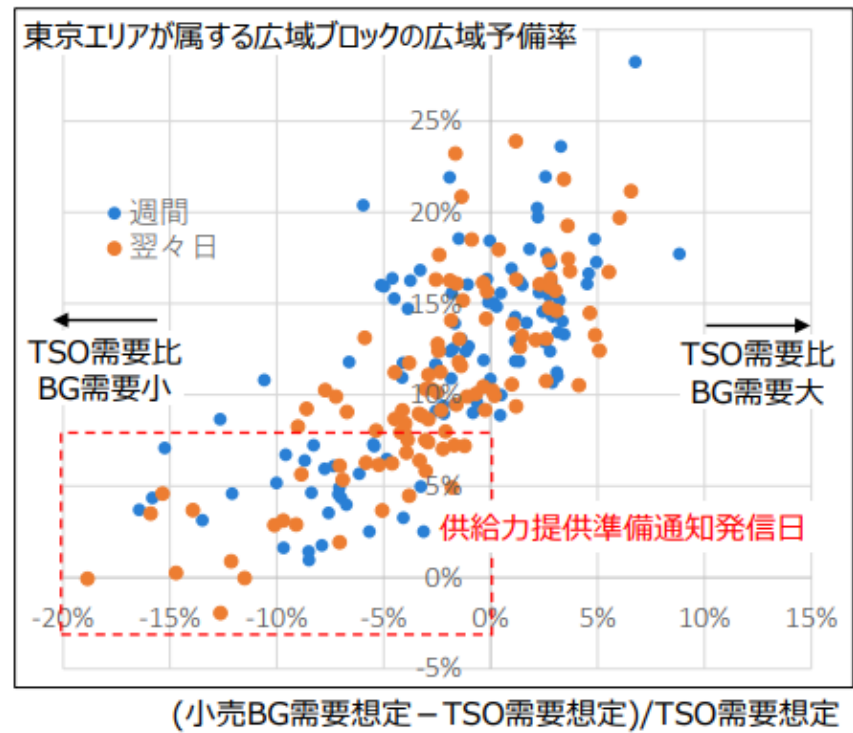
集計期間：4月1日～8月31日の週間計画の供給力提供準備通知発信日

広域予備率低下の原因分析②

(一般送配電事業者・小売BGの想定需要)

- 東京エリアにおいては週間・翌々日計画時点で小売事業者は低めに、一般送配電事業者は需要を大きめに想定する傾向が確認された。
- 特に、週間・翌々日計画では両者の需要想定に大きな違いがあり、週間・翌々日計画の需要の想定と実績の乖離は一般送配電事業者より小売電気事業者の方が大きかった。

週間・翌々日計画の小売BG・TSO需要想定と広域予備率
(東京エリア・平日最小予備率時)



需要想定と需要実績の乖離(東京エリア・最小予備率時)

週間・翌々日計画 小売BG想定 << 実績 < TSO想定
翌日計画 小売BG想定 < 実績 < TSO想定

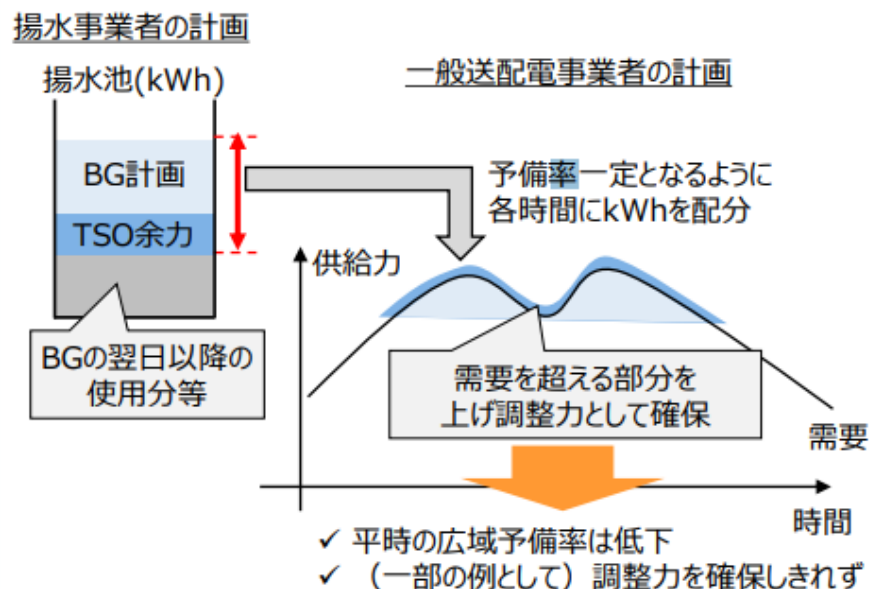
	TSO想定誤差 (準備通知日平均)	小売BG想定誤差 (準備通知日平均)
週間計画	需要実績比 + 2.6% (TSO需要想定が大きい)	需要実績比 ▲ 6.0% (小売BG需要想定が小さい)
翌々日計画	需要実績比 + 0.8% (TSO需要想定が大きい)	需要実績比 ▲ 6.3% (小売BG需要想定が小さい)
翌日計画	需要実績比 + 1.1% (TSO需要想定が大きい)	需要実績比 ▲ 0.9% (小売BG需要想定が小さい)

集計期間：4月1日～8月31日

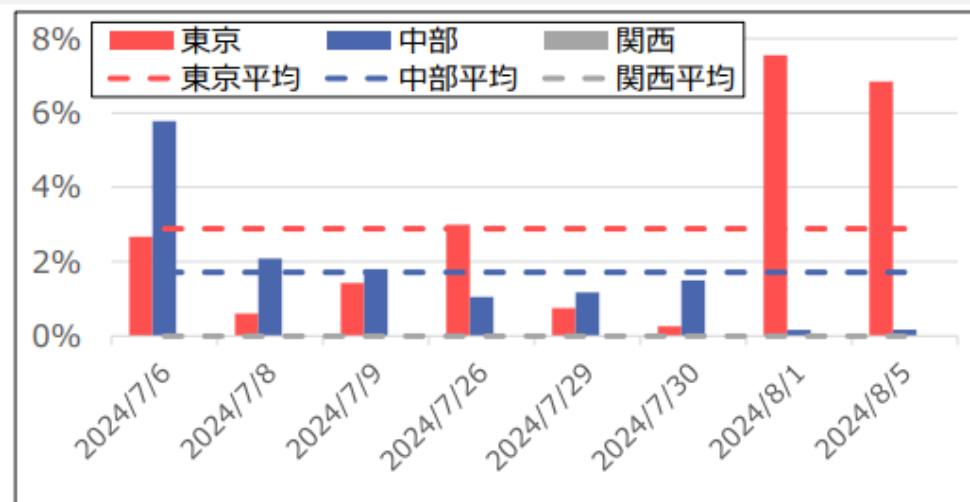
広域予備率低下の要因分析③（揚水運用）

- 揚水発電は、今年度よりBGが運用を行うこととなっており、一般送配電事業者は、調整力提供者であるBGが通知する余力の範囲で運用を行っている。このため、BGが通知する余力の範囲が小さい場合には、広域予備率が低下することとなる。
- 電力広域機関において、前日18時時点でBG運用から一般送配電事業者に揚水運用に切り替えた場合のエリア予備率への影響を分析したところ、東京エリアでは最小予備率時(当日17時コマ)でエリア予備率が約8%改善する日もあった。

揚水発電の余力範囲が小さい場合のイメージ



翌日計画における余力範囲のエリア予備率への影響（最小予備率時）



集計期間：4月1日～8月31日の翌日計画で
3エリア共通して供給力提供通知が発信された日

追加供給力対策の実施状況

- 広域予備率が8%を下回る場合、安定供給を確保するための施策として、発動指令電源の発動、電気の供給指示、増出力運転（8%未満で実施する対策）、余力活用電源の追加起動、揚水発電所のTSO運用（5%未満で実施する対策）などを実施している。
- 東京エリアにおいては、発動指令電源の発動回数が10回に達している（契約上の上限が12回）。
- また、増出力運転は設備によっては機器制約によって発動回数の制約がある場合もあることに留意が必要である。

今年度の追加供給力対策の発動実績

集計期間：4月1日～9月20日

項目	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
発動指令電源の発動※	1回	5回	10回	9回	8回	8回	8回	8回	8回
増出力運転	0回	6回	14回	9回	8回	0回	5回	6回	4回
安定電源への電気の供給指示	0回	5回	14回	8回	8回	6回	7回	6回	7回
揚水発電機の運用切替	0回	0回	5回	0回	0回	1回	1回	0回	0回
余力活用電源の追加起動	0回	0回	0回	0回	0回	0回	0回	0回	0回

（参考）2023年度の電源I'の発動回数

電源I'の発動※	1回	0回	5回	2回	1回	0回	0回	0回	0回
----------	----	----	----	----	----	----	----	----	----

※ 発動指令電源および電源I'は2グループに分けて発動しており、発動回数の多いグループの発動回数を記載

「需給ひっ迫融通受電」の名称について

- 追加供給力対策の一つとして、エリアの予備率が3%を下回る見通しとなった場合に、電力広域機関の指示に基づき、「需給ひっ迫融通受電」として、エリア間で電力の融通が行われることとなっている。
- 今夏も厳しい暑さにより、「需給ひっ迫融通受電」が行われる回数が多くなったが、広域予備率では3%以上を確保できている状況にあり、「対策の名称」と「対策が実施される際の広域予備率」に齟齬が生じているとの指摘もある。

【今夏における需給ひっ迫融通の実績】

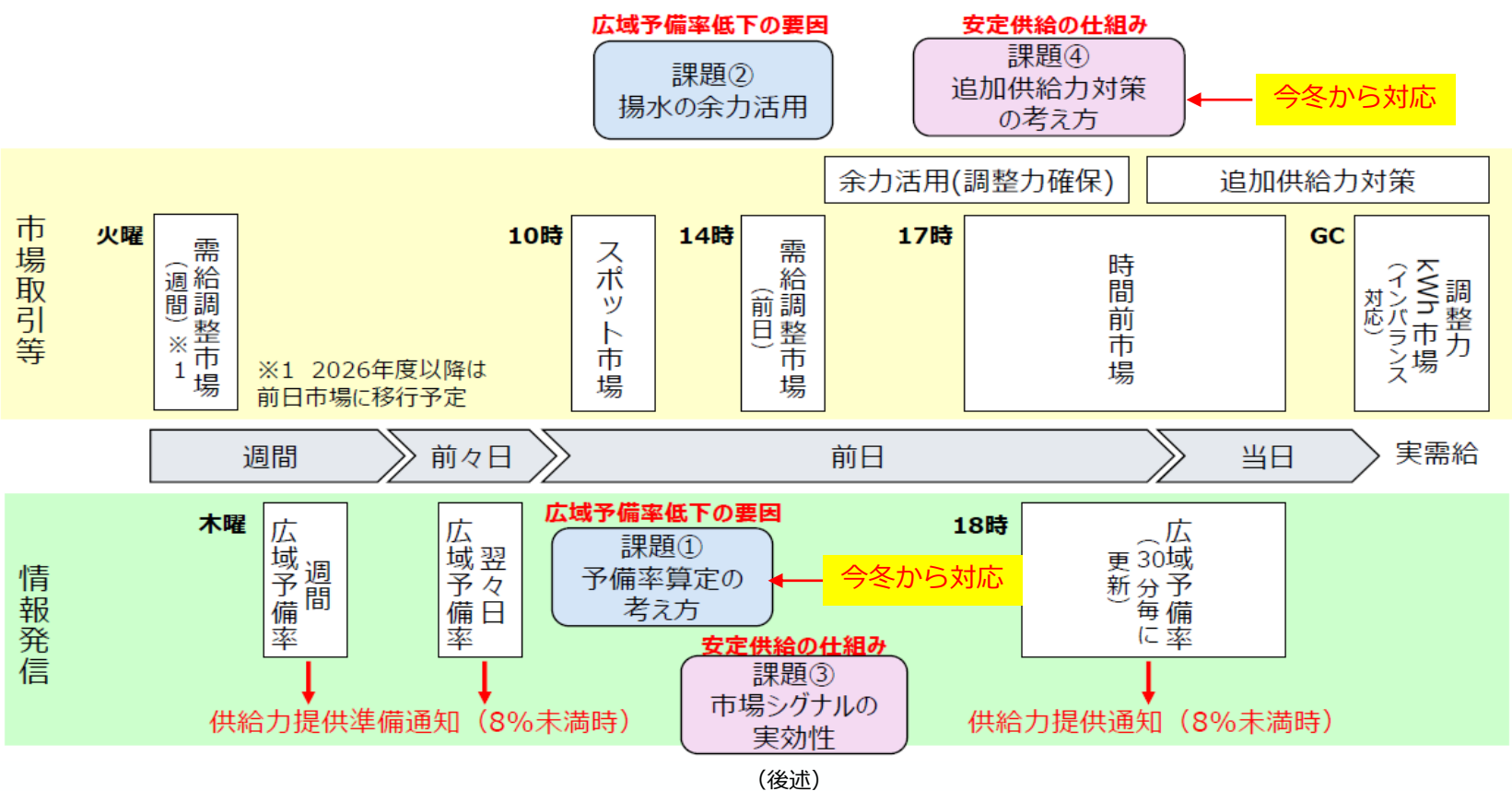
受給月日	融通先 (受ける側)	融通元 (送る側)	潮流計画	エリア予備率	広域 予備率	融通時間		
2024/7/5	関西	東京、中部、北陸、中国、九州	関西⇒中部、北陸⇒関西、中国⇒関西	2.08	10.08	16:30	～	19:00
2024/7/5	関西	東京	関西⇒中部	2.7	9.53	18:00	～	18:30
2024/7/8	東京	中部	中部⇒東京	2.73	3.19	9:00	～	12:00
2024/7/8	関西	中部	関西⇒中部	1.7	9.78	18:30	～	19:00
2024/8/21	九州	中国、関西	九州⇒中国	1.63	9.74	18:00	～	19:30
2024/8/23	東北	東京	東北⇒東京	2.56	13.97	18:00	～	19:30
2024/8/26	関西	中部	関西⇒中部	2.97	10.09	13:00	～	14:00
2024/8/26	関西	中部	関西⇒中部(途中で逆転)	3.01	9.78	14:00	～	17:00
2024/8/26	関西	中部	中部⇒関西	2.56	10.12	17:00	～	20:00
2024/9/11	東京	中部	中部⇒東京	2.92	5.52	16:30	～	17:00
2024/9/11	東北	北海道、東京、北陸、関西	北海道⇒東北、東北⇒東京	0.61	7.4	17:30	～	19:00
2024/9/12	東京	中部	中部⇒東京	2.39	5.32	16:30	～	17:00
2024/9/12	関西	中部	関西⇒中部	2.38	7.27	17:30	～	18:30
2024/9/17	関西	中部	関西⇒中部	1.64	9.06	16:00	～	18:30
2024/9/17	関西	中部、四国	関西⇒中部、四国⇒関西	0.74	7.32	17:30	～	18:30
2024/9/18	関西	東北、東京、中部、北陸、中国、四国	関西⇒中部、中国⇒関西、四国⇒関西	-0.25	6.52	16:00	～	18:30
2024/9/19	関西	東京、北陸、中国、四国	関西⇒中部、中国⇒関西、四国⇒関西	2.10	7.90	15:30	～	18:00
2024/9/19	中部	東京	中部⇒東京	2.06	7.24	16:00	～	16:30
2024/9/20	関西	中部	関西⇒中部	2.18	9.26	17:30	～	18:00

※予備率は融通指示直前の広域機関による算定データ

出典：電力広域機関提供データを基に資源エネルギー庁作成

検討課題の全体像

- 需給運用の課題に関して、実需給までの時系列で整理すると以下の通りとなる。
- 各課題に対する対応については、早急に取り組むべきものと、中長期的に対応が必要なものとに分けられるが、今冬の需給運用の安定化の観点から、早急に取り組むべきものに関しては、暫定対応として今冬から対応することとし、運用実態も踏まえて、恒久的な対応策を検討していくこととしてはどうか。



今冬からの対応（週間・翌々日の予備率関係）

週間計画段階で、一般送配電事業者に調整力の調達不足がある場合は、余力活用電源を起動するものとみなして予備率に計上

- 現状の広域予備率は週間・翌々日計画の断面では、スポット市場や時間前取引市場での確保量は想定取引量で計画を作成している。
- 広域予備率が低くなる要因の一つとして、需給調整市場での調達不足を挙げたが、一般送配電事業者が需給調整市場において調整力の必要量を調達できなかった場合は、前日計画時点で、余力活用契約を締結している電源を起動させ、調整力の確保を行う。
- このため、週間計画時点で、一般送配電事業者が調整力を確保できていない場合でも、余力活用契約を締結している電源を起動させるものと見なして、当該不足分を予備率に計上することとしてはどうか。

【現行の予備率の計上方法】

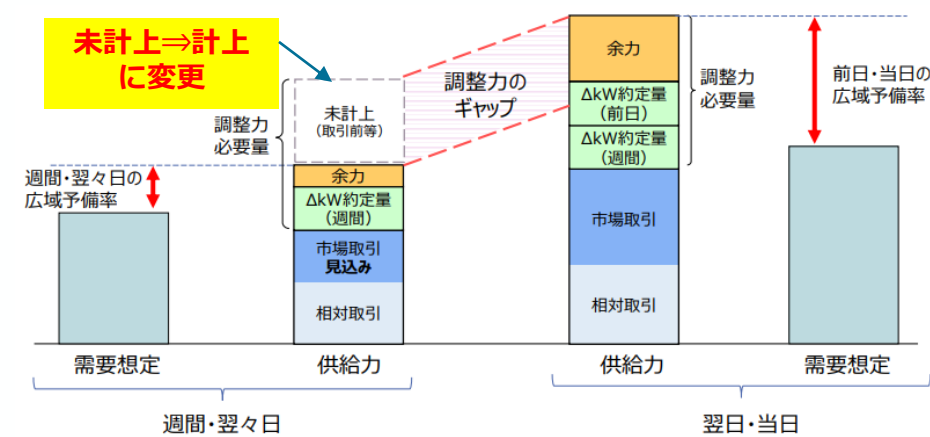
断面	粒度	発電計画			ΔkW		余力
		相対取引	スポット取引	時間前取引	週間商品	前日商品	
週間 (木曜日)	2点	実取引量	想定取引量		実調達量 (一次～三次①)	—	起動済み 電源の余力 (BG起動)
翌々日	2点	実取引量	想定取引量		実調達量 (一次～三次①)	—	起動済み 電源の余力 (BG起動)
翌日	48点	実取引量	実取引量	(余力で計上)	実調達量 (一次～三次①)	実調達量 (三次②)	起動済み 電源の余力 (TSO起動含む)
当日	48点	実取引量	実取引量	実取引量	実調達量 (一次～三次①)	実調達量 (三次②)	起動済み 電源の余力 (TSO起動含む)

取引見込みを含めて供給力計上

取引済のみ供給力計上
(未達分および取引前を計上しない)

余力を含めて調整力確保した状態

【供給力の計上イメージ】



今冬に向けた追加供給力対策の発動基準の変更等

- 第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年10月23日）を踏まえ、今冬に向けた広域予備率改善の暫定的な対応として、追加供給力対策の順番については、揚水発電機の運用機切り替え及び余力活用電源の追加起動の発動基準をいずれも8%未満での実施に変更し、翌日計画公表以降で計上することとしてはどうか。また、増出力運転・ピークモード運転については、経済合理性等の観点から5%未満の対策とすることとしてはどうか。
- 加えて、これまでエリア予備率3%未満の見通しの場合に実施されてきた「需給ひっ迫融通」は、広域予備率上は需給ひっ迫に至らない状況でも実施される場合があり、エリア間での融通であることを明確化するため、今後は「エリア間補正融通」と名称を改めてはどうか。

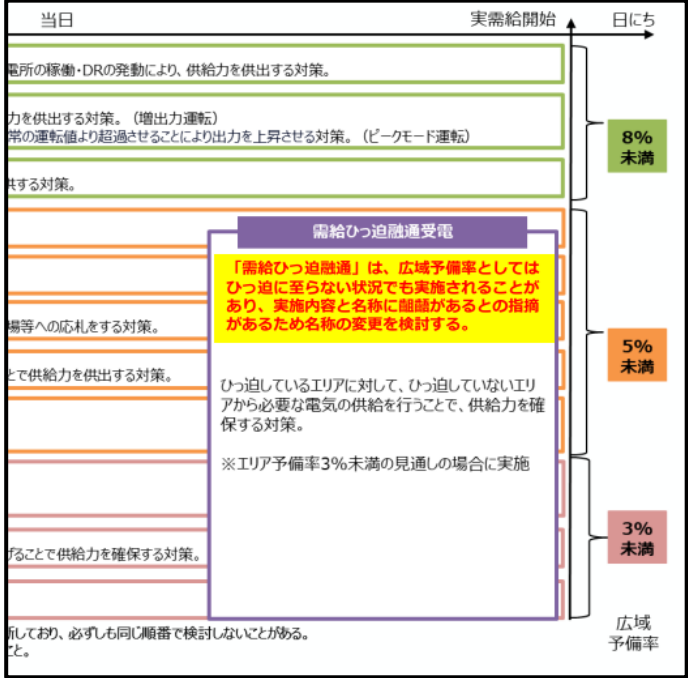
追加供給力対策の発動基準の変更

現行	予備率	変更後	発動基準
増出力・ピークモード運転	8%	揚水発電機の運用切り替え	8%
安定電源への電気の供給指示	8%	安定電源への電気の供給指示	8%
揚水発電機の運用切り替え	5%	余力活用電源の追加起動	8%
余力活用電源の追加起動	5%	発動指令電源の発動	5%
発動指令電源の発動	5%	増出力・ピークモード運転	5%
自家発電き増し要請	5%	自家発電き増し要請	5%
水力両用機の切り替え	5%	水力両用機の切り替え	5%

※ 対策の実施は、実施に要する時間や需給状況等を踏まえて判断するため、必ずしもこの順位によらない

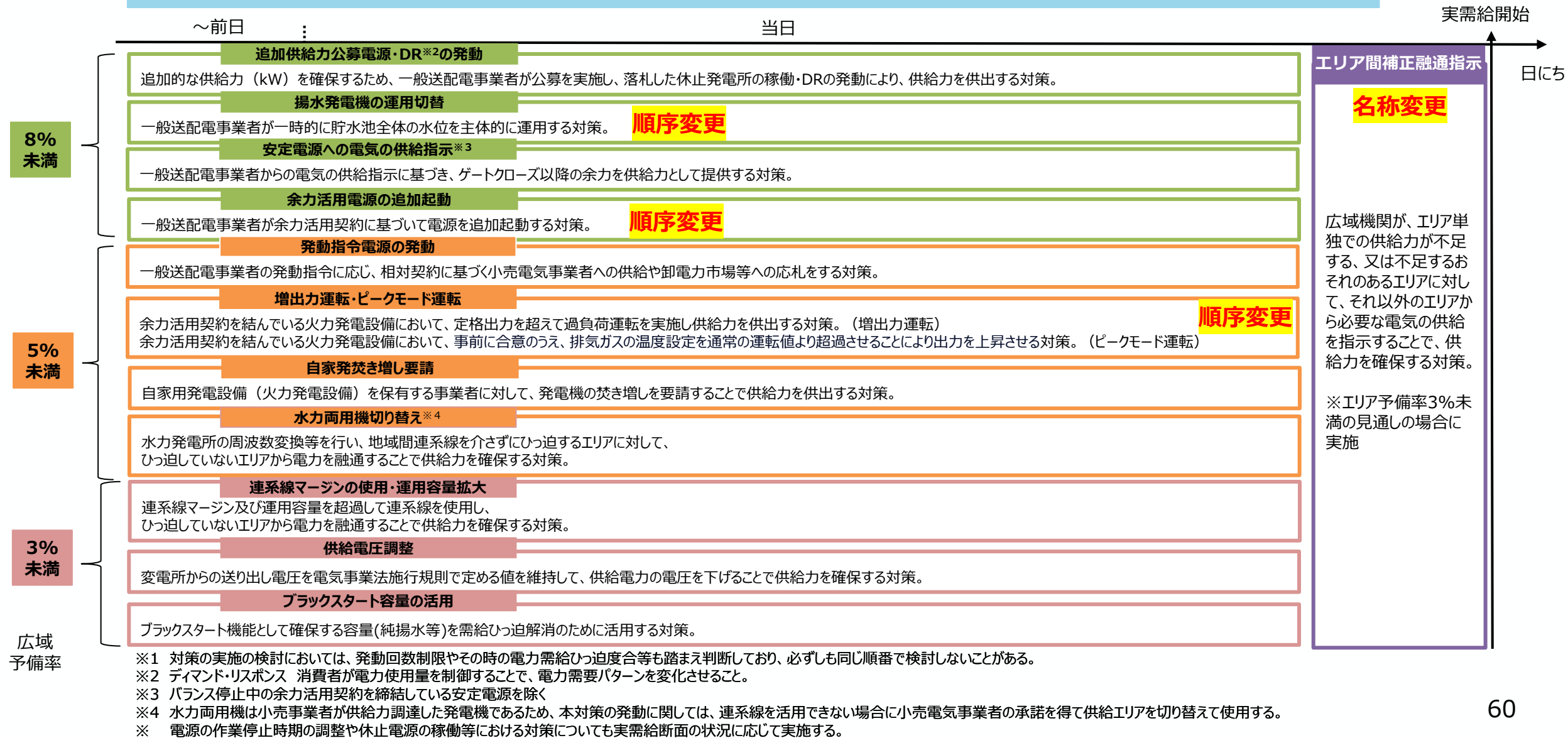
出典：左図：第102回（2024年10月23日）調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1を基に、資源エネルギー庁作成
右図：第81回（2024年9月26日）電力・ガス基本政策小委員会 資料4

「需給ひっ迫融通」の名称変更



【参考】追加供給力対策（変更後）

- 各種追加供給力対策の前から実需給開始までに検討する対策※1の順序と実施判断基準の予備率については以下のとおり。
- また、追加供給力対策については発動を決定したものから随時予備率に加味していく。

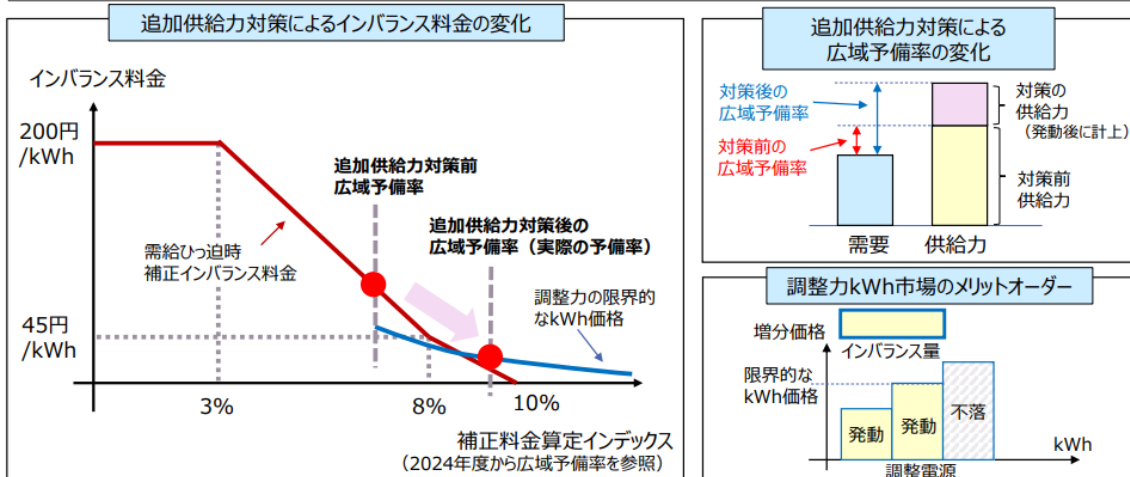


今後の検討事項（追加供給力対策とインバランスとの関係）

- ・ 現行のインバランス料金制度は、ゲートクローズ時点の補正料金算定インデックス（広域予備率）に応じて、インバランス料金に変化する仕組みとなっている。
- ・ 現状の一般送配電事業者が実施する追加供給力対策は、広域予備率の向上に寄与するため、インバランス料金が安くなりやすく、小売電気事業者が計画値同時同量を果たすインセンティブを弱めてしまう可能性がある。
- ・ インバランス料金制度の在り方については、今後、電力・ガス取引監視等委員会において、検討が進められる予定。

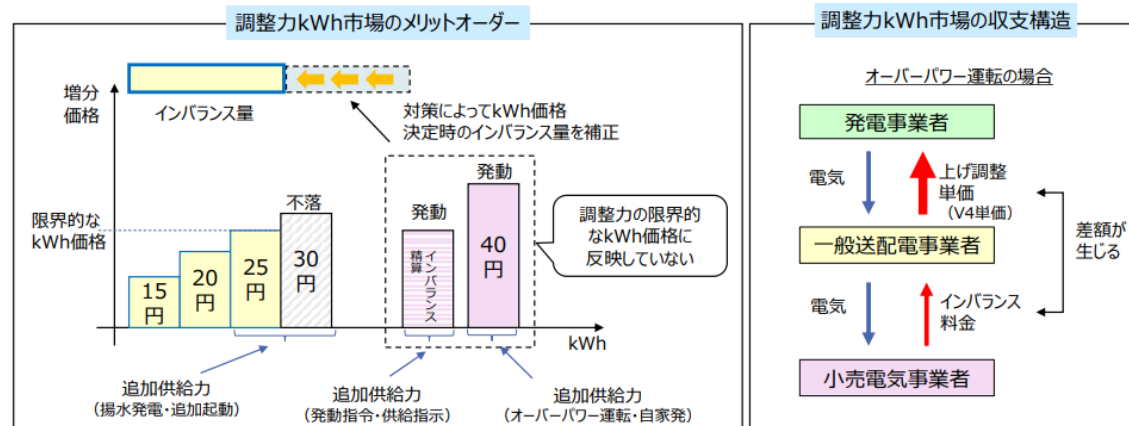
インバランス料金、広域予備率との関係性（その1）

- インバランス料金は『調整力の限界的なkWh価格』を引用しつつ、需給ひっ迫時に追加供給力を引き出すインセンティブの面からインバランス料金を上昇させる仕組みとして『需給ひっ迫時補正インバランス料金』を導入している。
- 需給ひっ迫の判定指標は『補正料金算定インデックス』であり、また今年度よりこれは広域予備率となった。
- なお、追加供給力対策を実施した場合、その供給力を広域予備率に反映するため広域予備率が回復する。
- そのため、インバランス料金の決定要因が需給ひっ迫時の補正インバランス料金単価から調整力の限界的なkWh価格に変わり安価になるため、小売電気事業者の計画値同時同量のインセンティブを弱めることになる。



インバランス料金、広域予備率との関係性（その2）

- 調整力kWh市場のメリットオーダー上の扱いは、追加供給力対策によって異なっている。
- 現状の仕組みは、オーバーパワー運転等や自家発電き増し要請は発動した場合においても調整力の限界的なkWh価格には反映していない。
- この点は前述の広域予備率の回復が与える影響に加えて追加供給力対策実施時にインバランス料金が低下し、小売電気事業者の計画値同時同量のインセンティブを弱めることになる。
- また、調整力kWh市場の収支構造として、インバランス料金より追加供給力対策の発電コストが高くなることは一般送配電事業者の収支の観点でも課題があると考えられる。



今後の検討事項（調整力不足時の揚水の余力活用について）

- 揚水発電の運用については、BGの運用から一般送配電事業者の運用に切り替えることにより、エリア予備率の向上に寄与することが確認されたが、揚水運用の在り方については、電力広域機関、電力・ガス取引監視等委員会とも連携の上、検討を進めていく。

調整力不足時の揚水の余力活用について 57

- 前回調整力等委員会において、足元の調整力確保不足の早期解消の方策として、一時的なTSO運用の考え方の整理を進めることをお示した。
- この点について、一時的なTSO運用の考え方の整理や揚水事業者が定める余力範囲の考え方の整理の他に、中部エリアで行われている、一般送配電事業者による揚水発電の随意契約も対応方策として考えられるとご意見をいただいた。
- これらの方策について、今後行われる予定である揚水発電の随意契約の事後監視や、足元の課題への対策導入までのリードタイムなどを考慮したうえで、どのような対応とするか、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討を進めていく。

