

電力需給対策について

2023年3月1日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2022年度冬季の電力需給は、安定供給に最低限必要な予備率3%は確保されていたが、1月の東北・東京エリアの予備率は4.1%となるなど、厳しい見通しであった。
- このため、東日本で最大170.0万kW、西日本で最大190.0万kWのkW公募を行い、休止電源の再稼働を促すなどして、今冬に備えてきたところである。
- その結果、1月下旬には10年に一度程度の厳しい寒波に見舞われたものの、これまでのところ、安定供給に特に大きな支障は生じていない。
- 本日は、今冬の電力需給の振り返りを行った上で、2024年度以降を見据えた今後の供給力の確保の在り方と、費用負担・回収の在り方等について御議論いただく。

1. 2022年度冬季の電力需給の振り返り

2. 今後の供給力確保と費用負担・回収

【参考】最大需要電力の見通しとの比較

- 2022年度冬季の最大需要電力実績（速報値）と10年に一度の厳しい寒さを想定した厳寒H1需要を比較したところ、12月は東京と北陸エリアで、1月は北海道、東北、中部エリアで厳寒H1需要を上回ったものの、安定供給に支障は生じていない。

<2022年12月の最大需要実績と厳寒H1需要の見通し>

(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	10エリア計
2022年12月厳寒H1需要	517	1,380	4,650	2,312	516	2,505	1,123	512	1,591	115	15,221
月間最大電力実績	494	1,374	4,685	2,290	520	2,431	1,050	502	1,506	97	14,949
月間最大電力需要日	12月14日	12月19日	12月22日	12月19日	12月23日						

<2023年1月の最大需要実績と厳寒H1需要の見通し>

(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	10エリア計
2023年1月厳寒H1需要	542	1,484	5,443	2,449	555	2,655	1,134	512	1,609	119	16,503
月間最大電力実績	569	1,524	5,137	2,464	542	2,559	1,030	505	1,574	100	16,004
月間最大電力需要日	1月25日					1月27日	1月24日	1月25日		1月28日	1月25日

<2023年2月※の最大需要実績と厳寒H1需要の見通し>

(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	10エリア計
2023年2月厳寒H1需要	542	1,463	5,443	2,449	555	2,655	1,134	512	1,609	118	16,481
月間最大電力実績	514	1,359	5,179	2,269	505	2,378	971	448	1,309	92	15,024
月間最大電力需要日	2月10日	2月15日	2月10日	2月1日	2月15日	2月16日	2月1日		2月6日	2月13日	2月10日

※最大需要実績については速報値（2023年2月21日時点）
（出典）系統情報サービス及び電力需給検証報告書

【参考】電力需要実績の変化率【気象補正無、速報値】

- 昨冬と比較し、12月下旬以降の電力需要実績は概ね減少傾向。
- 日本列島に強い寒気が流れ込んだ1月末（25日～31日）は全エリアで電力需要が増加した。

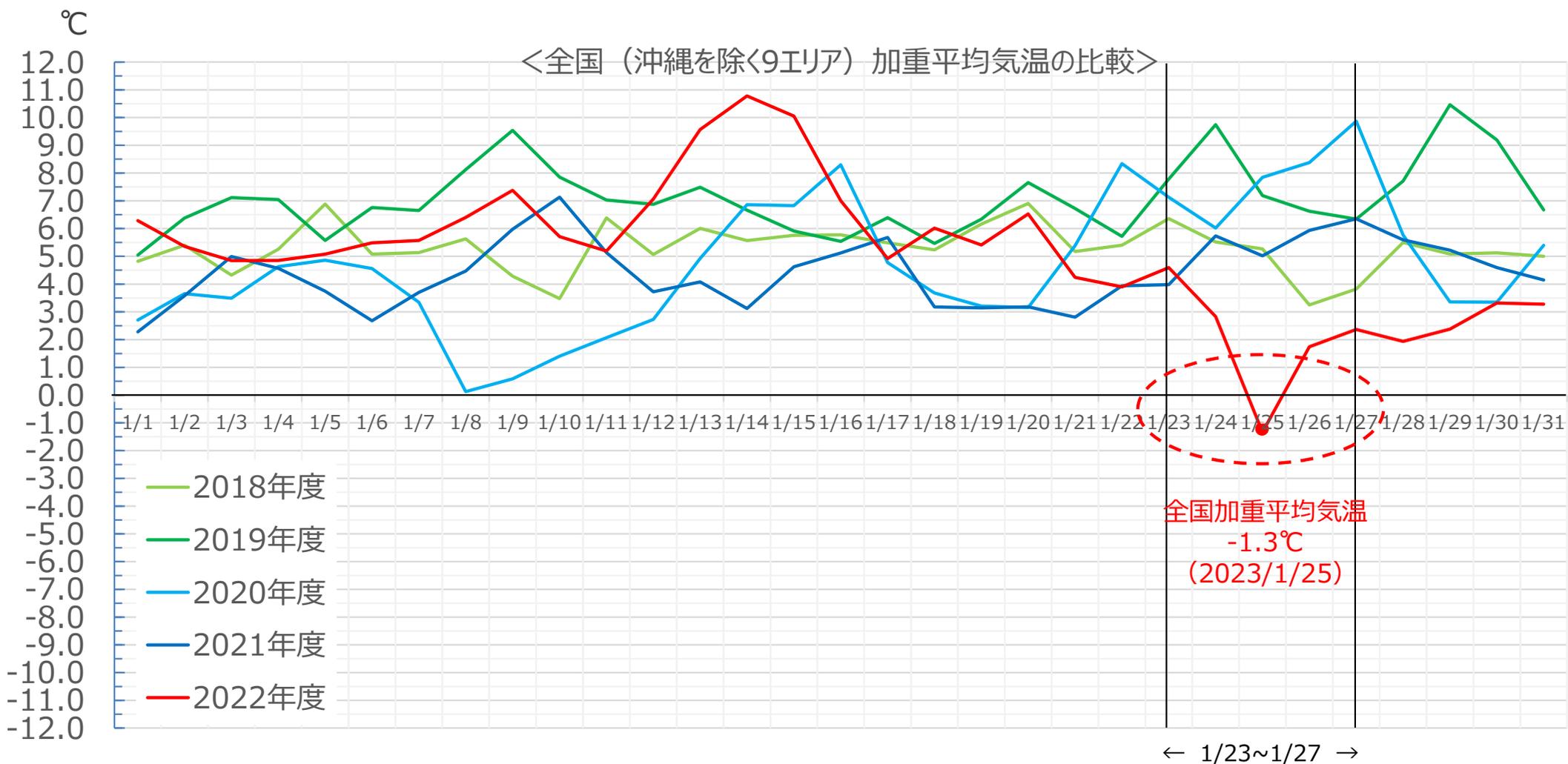
＜昨年度から今年度の電力需要実績の変化率＞

12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	8%	2%	0%	-5%	-5%	-3%	-3%	-2%	-3%	3%	-2%
8日～14日	8%	1%	-3%	-2%	-1%	-1%	0%	2%	0%	1%	-1%
15日～21日	5%	5%	-1%	2%	4%	6%	5%	10%	6%	1%	3%
22日～28日	-8%	-8%	-2%	-1%	-1%	2%	3%	6%	5%	1%	-1%
29日～31日	-8%	-9%	-9%	-10%	-13%	-6%	-9%	-6%	-3%	0%	-8%
月合計	2%	-1%	-2%	-2%	-2%	0%	0%	3%	2%	1%	-1%
1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～3日	-9%	-8%	-10%	-11%	-13%	-7%	-8%	-6%	-3%	-1%	-9%
4日～10日	-5%	-7%	-10%	-9%	-7%	-6%	-3%	-2%	-3%	1%	-7%
11日～17日	-3%	-13%	-8%	-12%	-17%	-12%	-13%	-11%	-16%	-5%	-11%
18日～24日	4%	-6%	-9%	-10%	-14%	-9%	-6%	-4%	-1%	-2%	-7%
25日～31日	5%	6%	3%	6%	8%	6%	7%	10%	14%	8%	6%
月合計	-1%	-5%	-6%	-7%	-8%	-5%	-4%	-2%	-2%	0%	-5%
2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%	-8%	-9%	-7%	-10%	-5%	-7%	-3%	-8%	-4%	-7%
8日～14日	2%	-3%	-10%	-9%	-7%	-6%	-8%	-5%	-7%	1%	-7%
15日～20日	-1%	-6%	-10%	-8%	-11%	-7%	-14%	-9%	-15%	-8%	-9%
月合計*	0%	-9%	-11%	-10%	-12%	-7%	-8%	-5%	-8%	-4%	-9%

(出典) 系統情報サービス ※2月は20日までの情報で比較している。

【参考】2023年1月の気温の推移

- 日本列島に強い寒気が流れ込んだ本年1月末の全国の加重平均気温は、至近5年の比較で最も低かった。

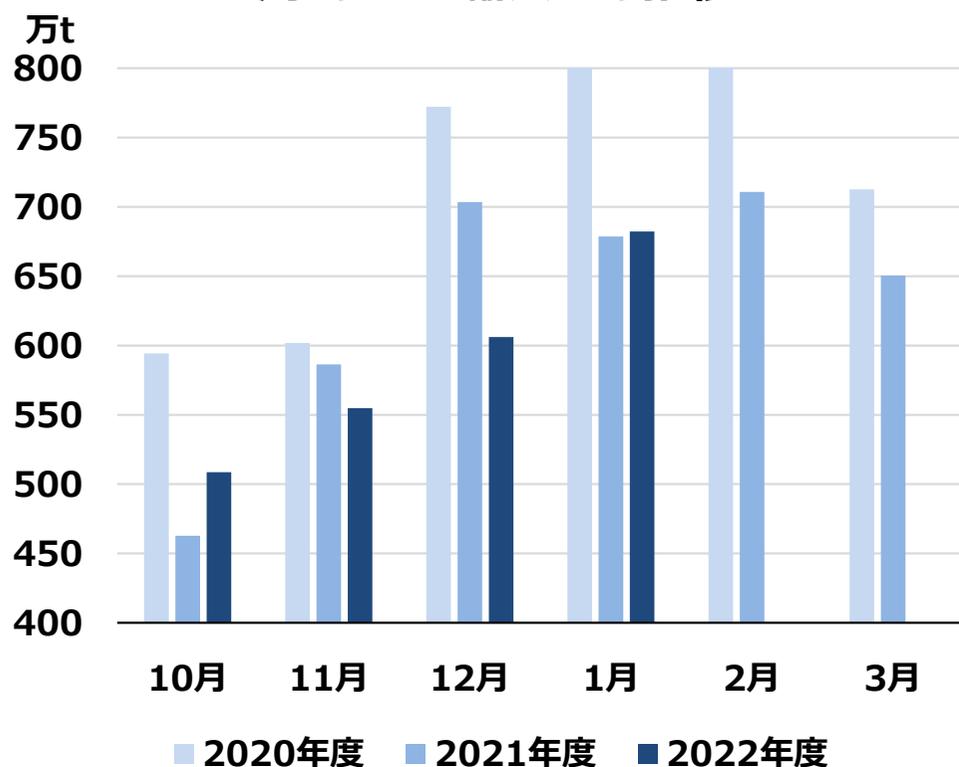


※系統情報サービス及び気象庁データを基に作成。なお、気温は一般送配電事業者本店所在地データを電力需要比率で加重平均して算出。

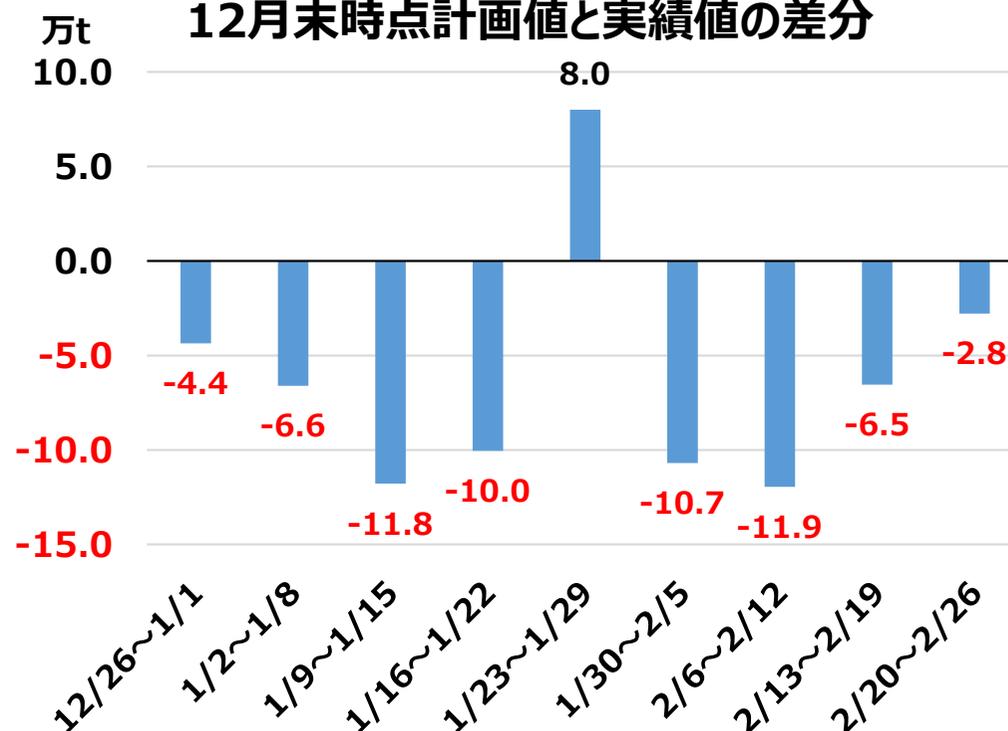
【参考】今冬のLNG調達・消費の状況

- 寒波による電力需給ひっ迫が生じた2020年度の冬と比較すると、2021年度及び2022年度の冬季のLNG輸入量は減少している。
- 今年の1～2月は、電力需要減少により、昨年12月時点の計画よりも実際のLNG消費量が下回った。

冬季のLNG輸入量の推移



大手電力のLNG消費量の12月末時点計画値と実績値の差分



(出典) 左図：貿易統計（液化天然ガスの輸入量）を基に作成。

右図：毎週調査を行っている大手電力のLNG消費量等のモニタリング調査結果を基に作成。

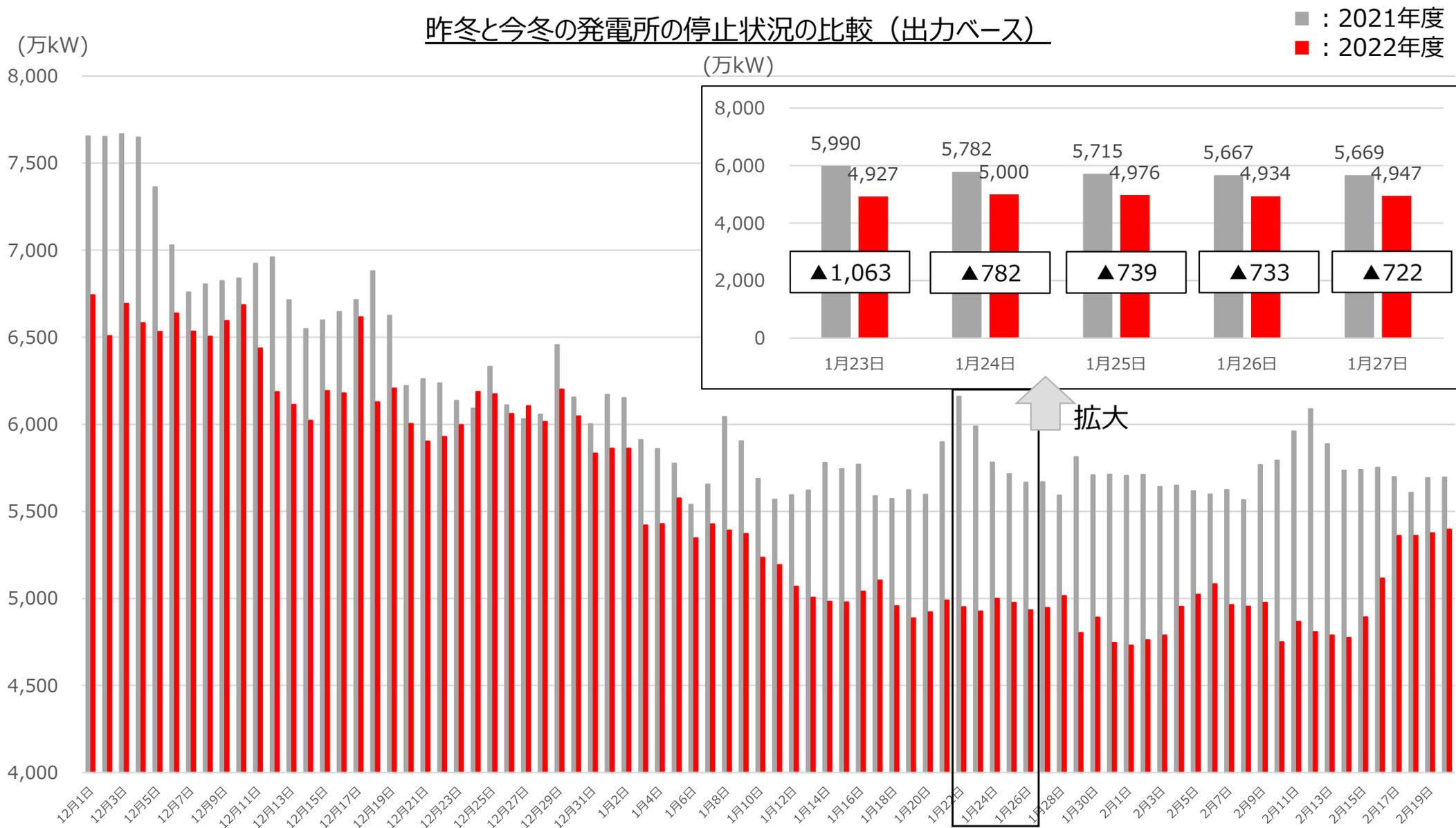
各社から12月26日に提供のあった1月・2月の燃料消費計画と、各週の消費実績値の差分を掲載。

※マイナスの値は、12月末時点の計画よりも実際の消費量が下回っていることを意味している。

【参考】発電所の停止状況

- 今冬の発電所の停止状況は、昨冬と比較して全体的に低下している。

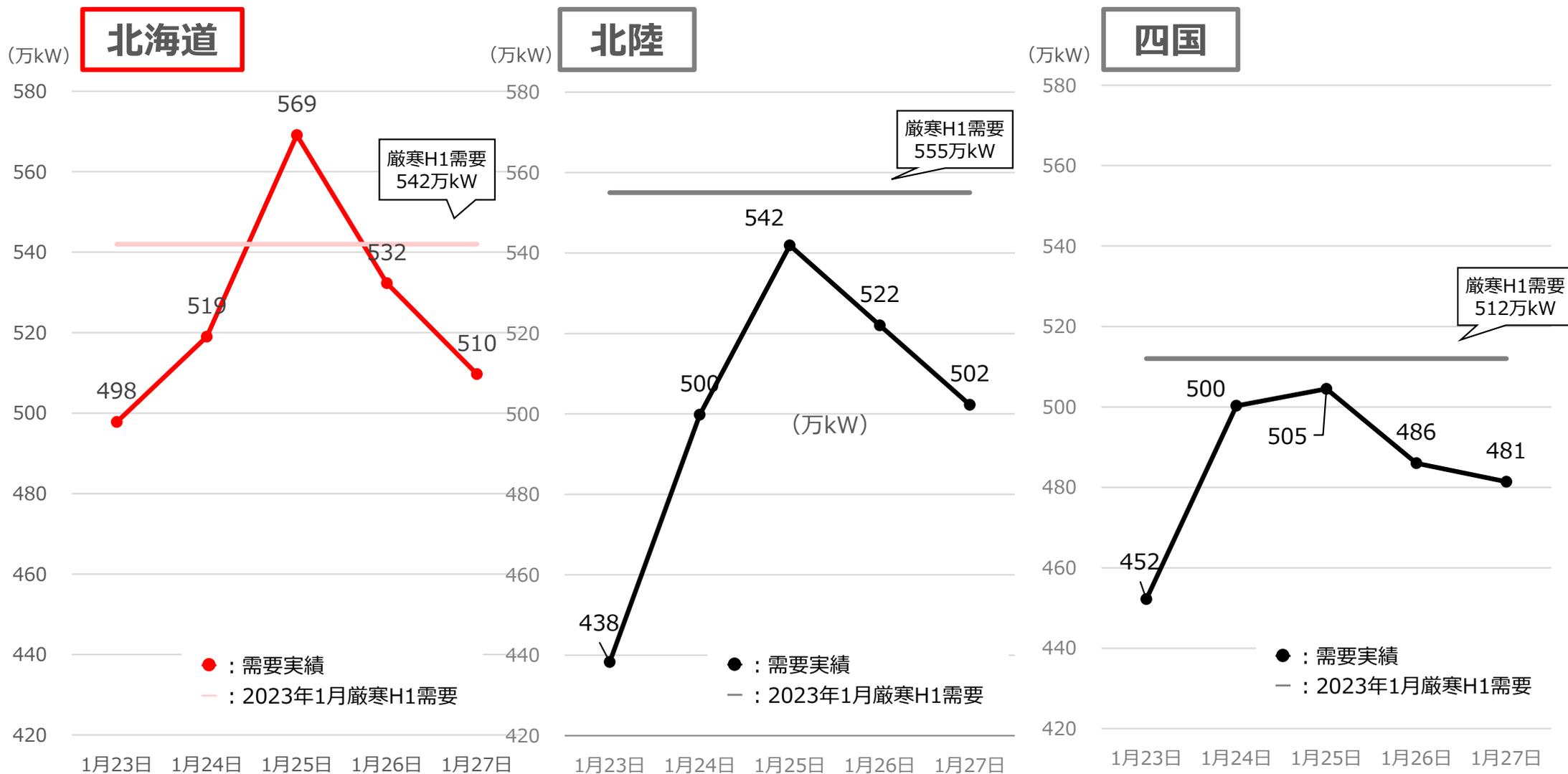
昨冬と今冬の発電所の停止状況の比較（出力ベース）



（出典）発電情報公開システム HJKS（2023/2/20時点） <https://hjks.jepx.or.jp/hjks/top>

【参考】1月23日から27日の最大電力需要の推移（北海道・北陸・四国）

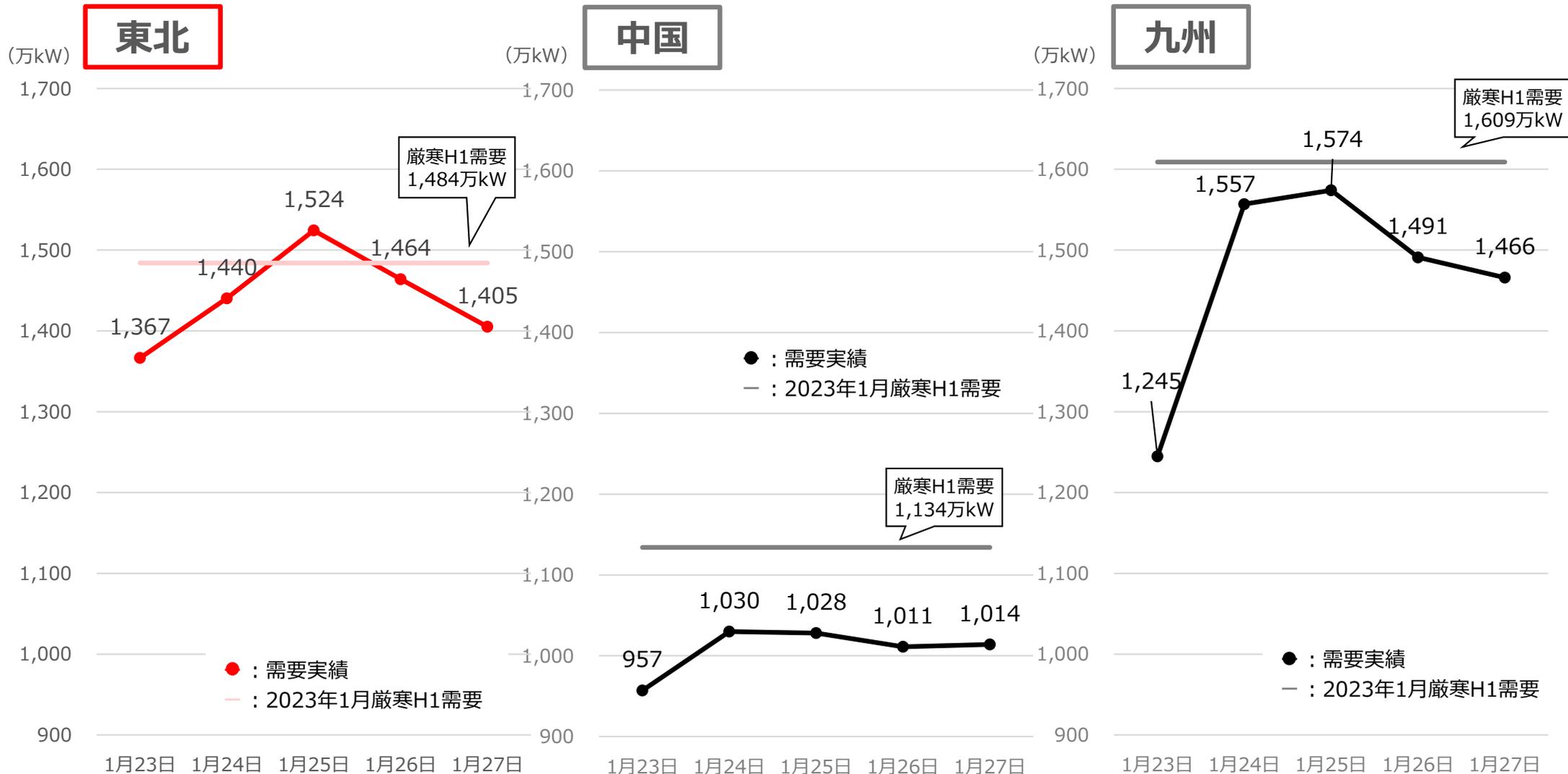
- 1月23日から27日の5日間、安定供給に支障は生じていないものの、電力需要は高水準で推移。特に、北海道エリアでは10年に一度の厳寒を想定した電力需要を超過した。



(出典) 最大電力需要：系統情報サービス <https://www.occto.or.jp/keitoujouhou/>
2023年1月厳寒H1需要：需給検証報告書 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/221026_denryokujukyukensho.pdf

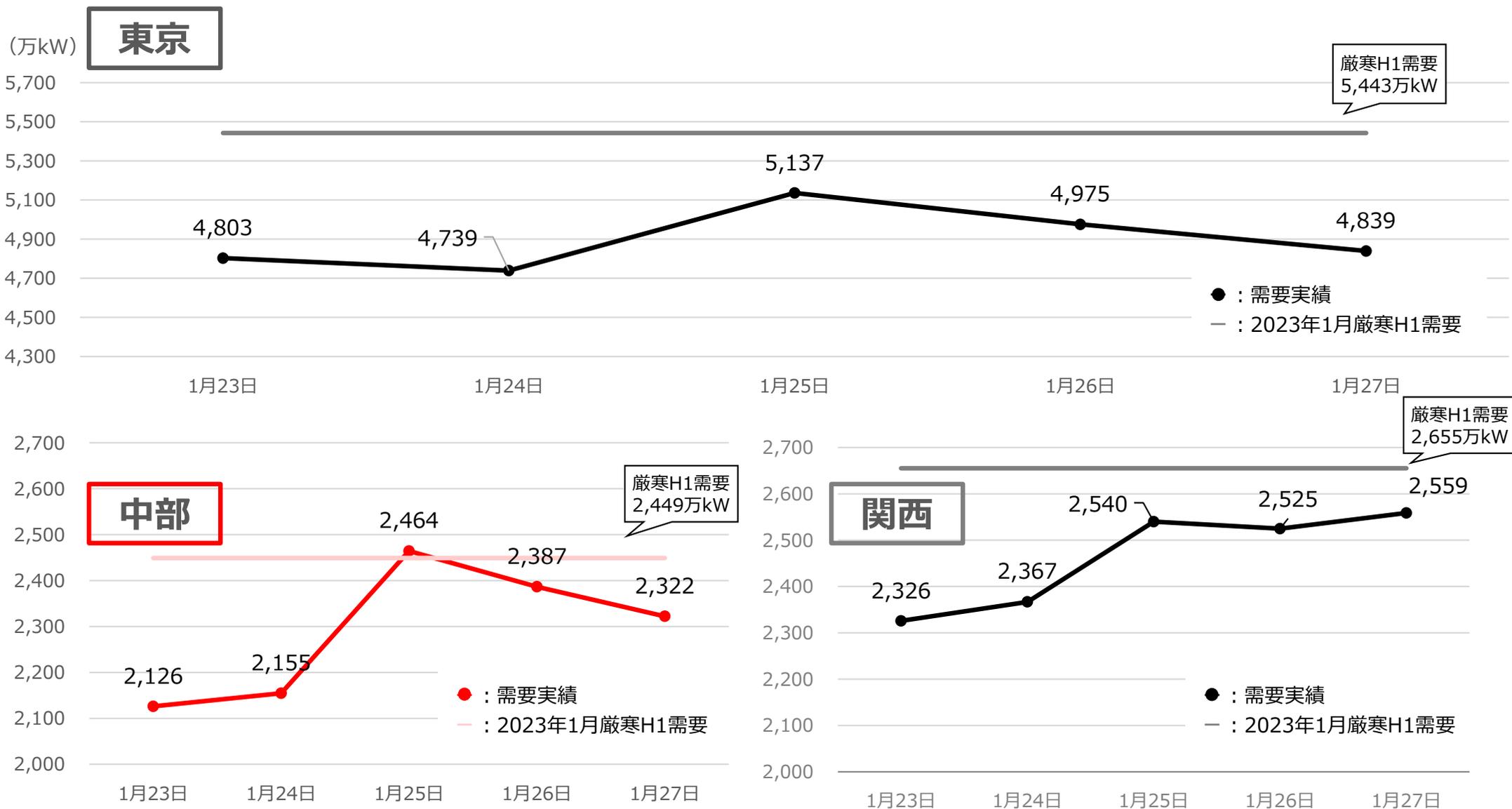
【参考】1月23日から27日の最大電力需要の推移（東北・中国・九州）

- 1月23日から27日の5日間、安定供給に支障は生じていないものの、電力需要は高水準で推移。特に、東北エリアでは10年に一度の厳寒を想定した電力需要を超過した。



【参考】1月23日から27日の最大電力需要の推移（東京・中部・関西）

- 1月23日から27日の5日間、安定供給に支障は生じていないものの、電力需要は高水準で推移。特に、中部エリアでは10年に一度の厳寒を想定した電力需要を超過した。



(出典) 最大電力需要：系統情報サービス <https://www.occto.or.jp/keitoujouhou/>
2023年1月厳寒H1需要：需給検証報告書 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/221026_denryokujukyukensho.pdf

【参考】追加供給力対策（1月23日から27日の実施実績）

- 日本列島に強い寒気が流れ込んだ1月末、複数のエリアで追加供給力対策が講じられ、供給力に貢献した。

	1/25	1/26	1/27
東北	<ul style="list-style-type: none"> ・火力増出力運転：11.6万kW ・電源 I'：22.7万kW 	<ul style="list-style-type: none"> ・火力増出力運転：11.6万kW 	
東京	<ul style="list-style-type: none"> ・公募電源：102.1万kW (東日本エリア) 	—	<ul style="list-style-type: none"> ・公募電源：108.1万kW (東日本エリア) ・火力増出力運転：28万kW
中部		—	
中国	<ul style="list-style-type: none"> ・公募電源：73.6万kW (西日本エリア) 	—	<ul style="list-style-type: none"> ・公募電源：154.6万kW (西日本エリア)
九州	<ul style="list-style-type: none"> ・火力増出力運転：7.6万kW 	—	

注1：各追加供給力対策実施時の最大出力を記載。

注2：表中の数値は送電端ベースの値。

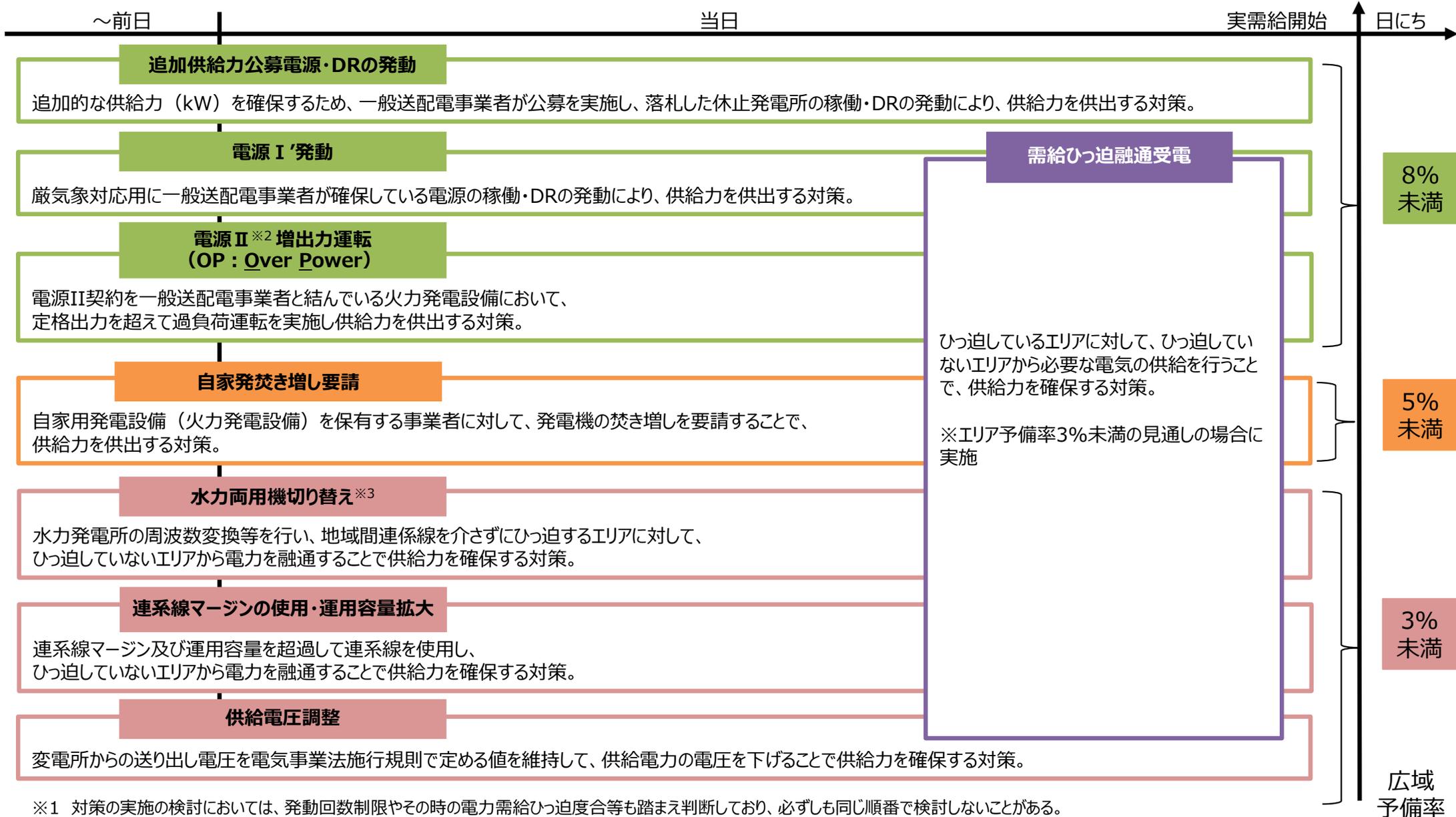
注3：1月23日及び24日に追加供給力対策は実施されていない。

注4：追加供給力公募の落札量は東日本・西日本のそれぞれの合計値で公表されており、属地エリアについては公表されていないため東西を分割して記載。

(出典) 一般送配電事業者からの提供データを基に資源エネルギー庁作成

【参考】追加供給力対策について

- 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、調整の見通しがたったものから随時予備率に加味していく。



※1 対策の実施の検討においては、発動回数制限やその時の電力需給ひっ迫度合等も踏まえ判断しており、必ずしも同じ順番で検討しないことがある。

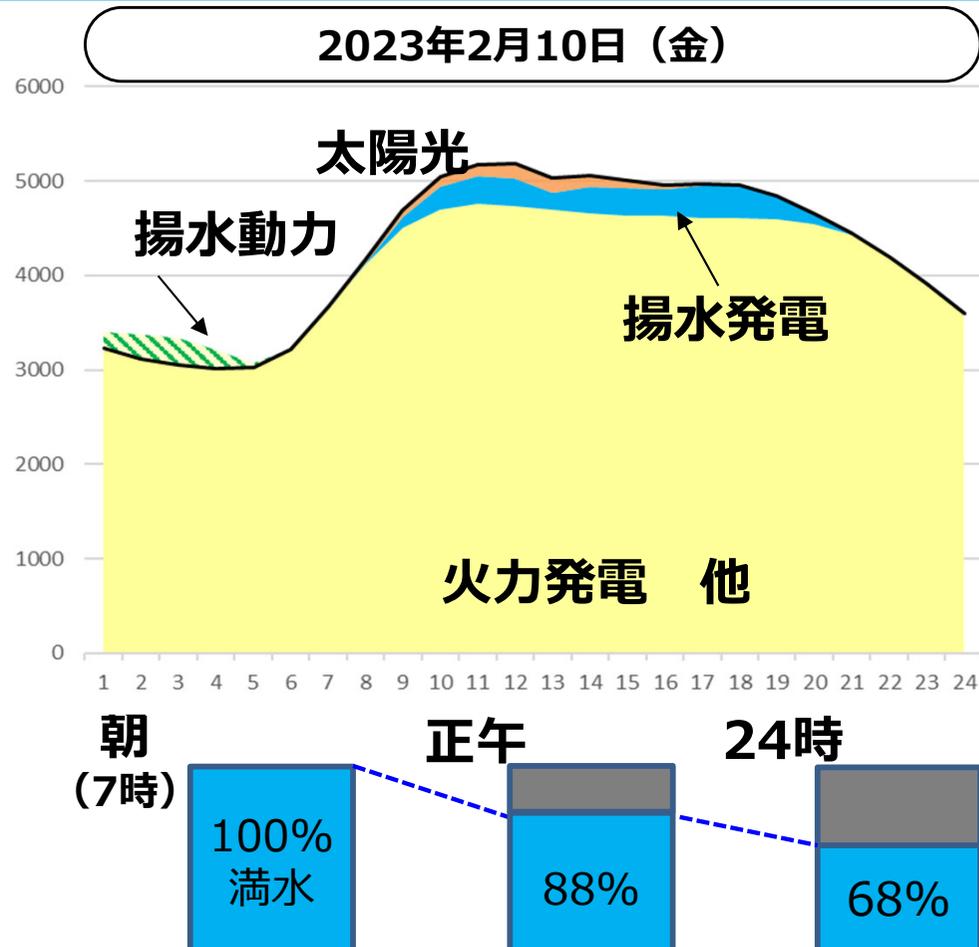
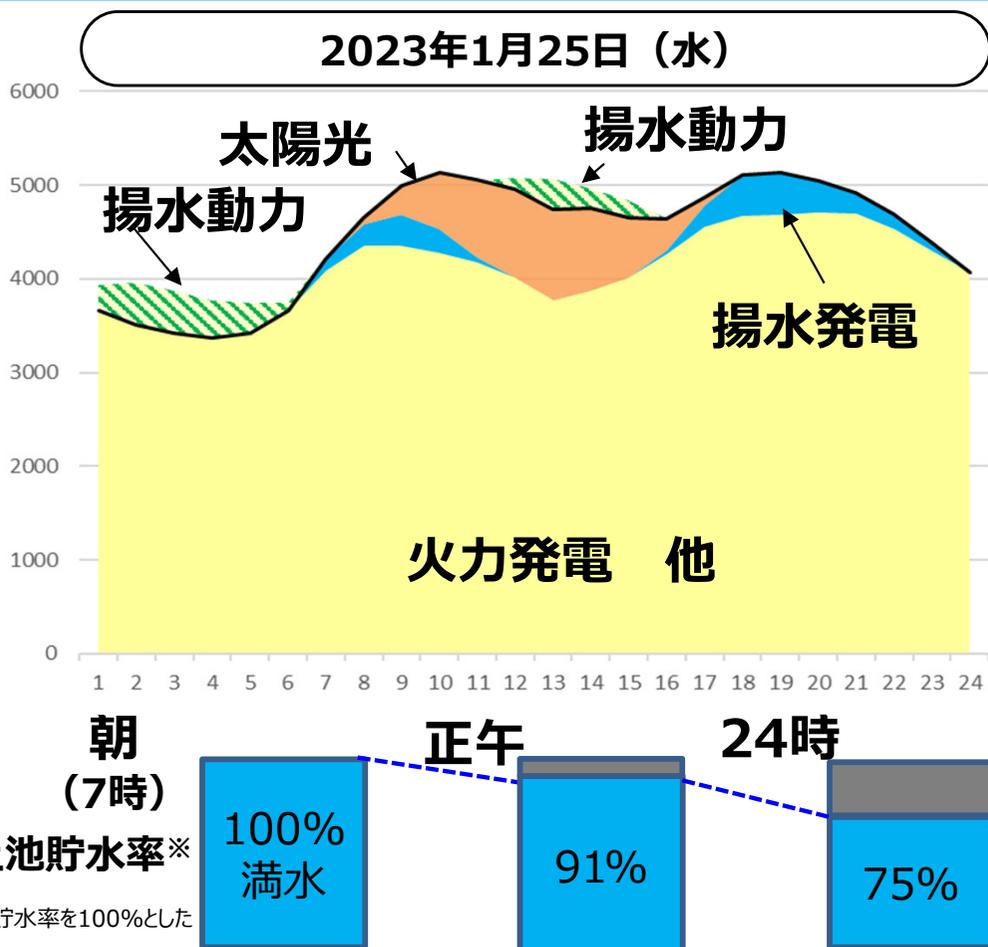
※2 電源IIとは、小売電気事業者の供給力などと一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源。

※3 水力両用機は小売事業者が供給力調達した発電機であるため、本対策の発動に関しては、連系線を活用できない場合に小売電気事業者の承諾を得て供給エリアを切り替えて使用する。

【参考】東京電力管内の揚水発電の活用実績

東京電力PG作成

- 1月25日は、寒気の影響で東京最高気温3.7℃を観測。天候は晴れのため点灯時の揚水発電の稼働量が多い日となった。
- 2月10日は、東京で午前中雪一時みぞれを観測。朝から点灯時まで揚水発電所が継続運転となった。



	最大需要	需要日量	太陽光最大	太陽光日量	揚水発電使用量	揚水発電稼働
1/25 (水)	5,137万kW(10時)	10.7億kWh	978万kW	5,680万kWh	2,967万kWh	455万kW(18時)
2/10 (金)	5,179万kW(12時)	10.2億kWh	153万kW	875万kWh	3,059万kWh	343万kW(16時)
差分	▲42万kW	+0.5億kWh	+825万kW	+4,805万kWh	▲114万kWh	+112万kW

【参考】2022年1月6日と2023年1月25日の比較（東京電力管内）

- 昨年1月の最大電力需要を記録した1月6日と本年1月25日との比較では、気象状況の違いもあり、今冬の方が最低気温は低かったものの、使用率は低かった。

	2022年1月6日	2023年1月25日
気象状況（東京）	曇後雪 最高2.6℃/最低-1.7℃ 日照時間0.0h	晴 最高3.7℃/最低-2.9℃ 日照時間9.2h
使用率 (使用率ピーク時)	97% (15:00-16:00)	90% (18:00-19:00)
最大電力需要	5,374万kW (16:00-17:00)	5,137万kW (9:00-10:00)
供給力 (需要ピーク時)	5,550万kW <ul style="list-style-type: none"> ・電源 I・II : 3,437万kW ・太陽光 : 6万kW ・連系線 : 527万kW ※ひっ迫融通を除く ・その他（非調整電源） : 1,212万kW ・追加供給力対策 : 368万kW 	5,722万kW <ul style="list-style-type: none"> ・電源 I・II : 3,663万kW ・太陽光 : 517万kW ・連系線 : 316万kW ・その他（非調整電源） : 1,124万kW ・追加供給力対策 : 102万kW

（出典）東京電力パワーグリッドからのデータ提供に基づき資源エネルギー庁作成

（補足）気象状況は東京（北の丸公園）の観測データを記載。2022年1月6日、東京での日照は見られなかったが、北関東では日照を記録。

昨冬と今冬の電力需要の傾向について（概括）

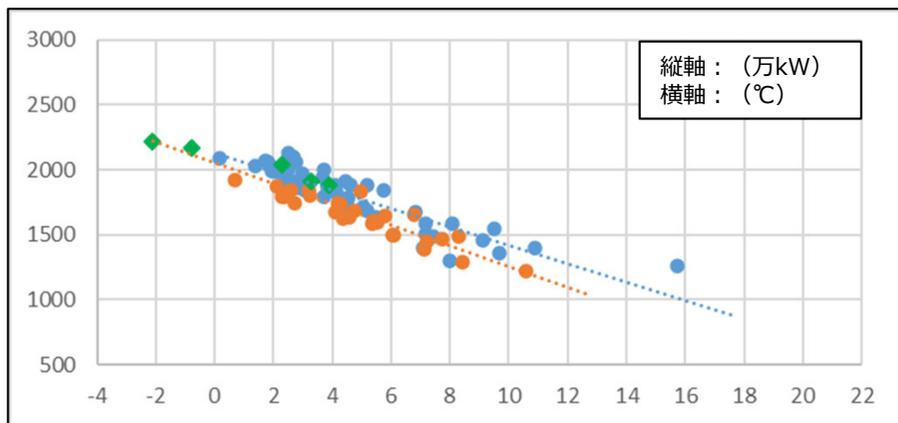
- 2022年度冬季は無理のない範囲での節電の呼び掛けを行っており、全国的に強い寒波の影響があった1月末の1週間を含めたこれまでの冬の電力需要の動向を確認した（参考資料2参照）。
- 具体的には、昨冬と今冬の電力需要について、気温と電力需要の散布図と近似直線で確認した。その結果、
 - ✓ 家庭用を中心に、今冬の電力需要がやや低くなる傾向がみられた。背景として、コロナ影響の緩和により在宅比率が下がっていることや節電の効果等が考えられる。
 - ✓ また、業務用・産業用においても、昨冬と比較して需要が低減しているエリアや時間があり、生産水準や操業状況等の変化や、節電の効果等が考えられる。

<参考> 東京電力管内の例

● 2021年度12月～2月
● 2022年度12月～1月
◆ 2022年度1月23日～27日

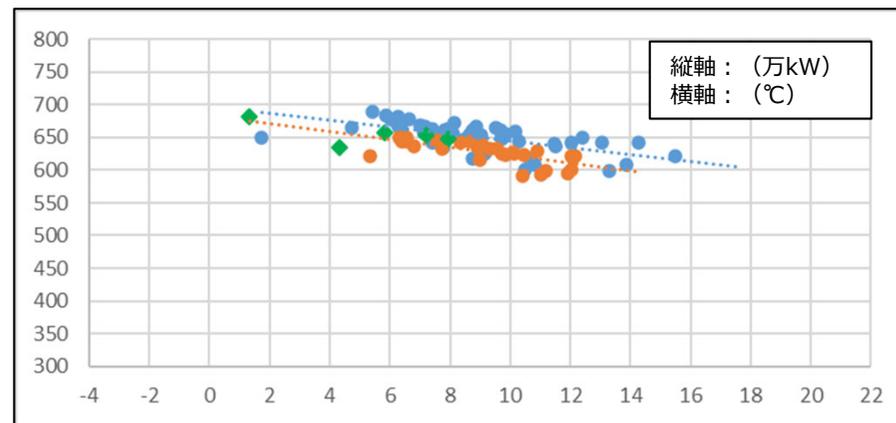
9時（8～9時）

東京電力エリア
（家庭用）



17時（16～17時）

東京電力エリア
（業務用・高圧）



【参考】今冬の節電要請

- 2022年度冬季は、1月の東北・東京エリアで予備率が4.1%となるなど、厳しい見通しであった。
- また、ここ数年、需給検証での想定を上回る高需要が発生するケースが増加。特に、冬季においては、2020年度、2021年度と2年連続して複数エリアで最大電力実績が想定を上回っており、コロナの影響を含めた経済社会構造の変化による電力需要の増加リスクも顕在化。
- 更には、ロシアのウクライナ侵略により、国際的な燃料価格は引き続き高い水準で推移しており、燃料を取り巻く情勢は予断を許さない状況。
- こうしたリスクに対応するため、追加の供給力公募や燃料対策等を講じているところであるが、依然としてリスクは残る。
- このため、2022年度冬季において、需給ひっ迫時への備えをしっかりと講じつつ、無理のない範囲での節電の呼び掛けを実施することとしている。

今冬の節電要請について

期間：2022年12月1日～2023年3月31日

- ✓ 終日、無理のない範囲での節電への協力を呼び掛け
※数値目標は設けない。

【参考】節電プログラム促進事業

- 需給ひっ迫時に、簡単に電気の効率的な使用を促す仕組みの構築に向け、小売電気事業者等の①節電プログラムへの登録と②節電の実行への支援を行う。
- 参加する小売電気事業者等は、大手電力・新電力あわせて約280社（12/31時点）であり、販売電力量総計に占める割合は95%超。参加需要家は約706万件（低圧）、約37万件（高圧・特高）（1/31時点）。
- 昨年12月から本格実施を開始。

第1弾：登録支援

この冬の需給ひっ迫に備え、節電に協力いただける需要家を増やすため、節電プログラムに登録いただいたご家庭や企業に一定額のポイント等付与（低圧（家庭等）：2,000円、高圧特高（企業）：20万円）

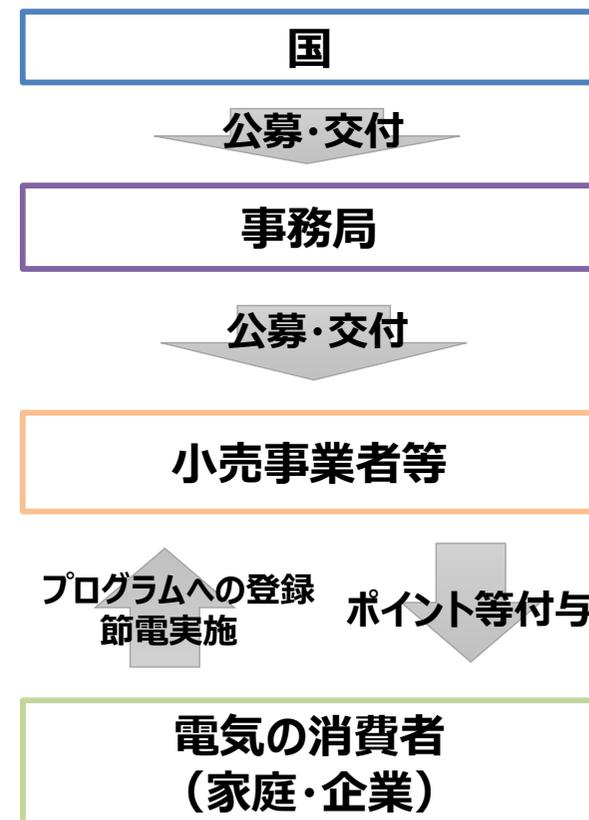
第2弾：実行支援

電力需要が高まる12月～3月に、現在のまだ厳しい需給の見通しを踏まえ、対価支払型の節電プログラム※に参加して、一層の省エネに取り組んでいただいた家庭や企業に対して、電力会社によるポイント等の特典に、国による特典を上乗せする支援

※対象となるプログラムは以下のとおり。

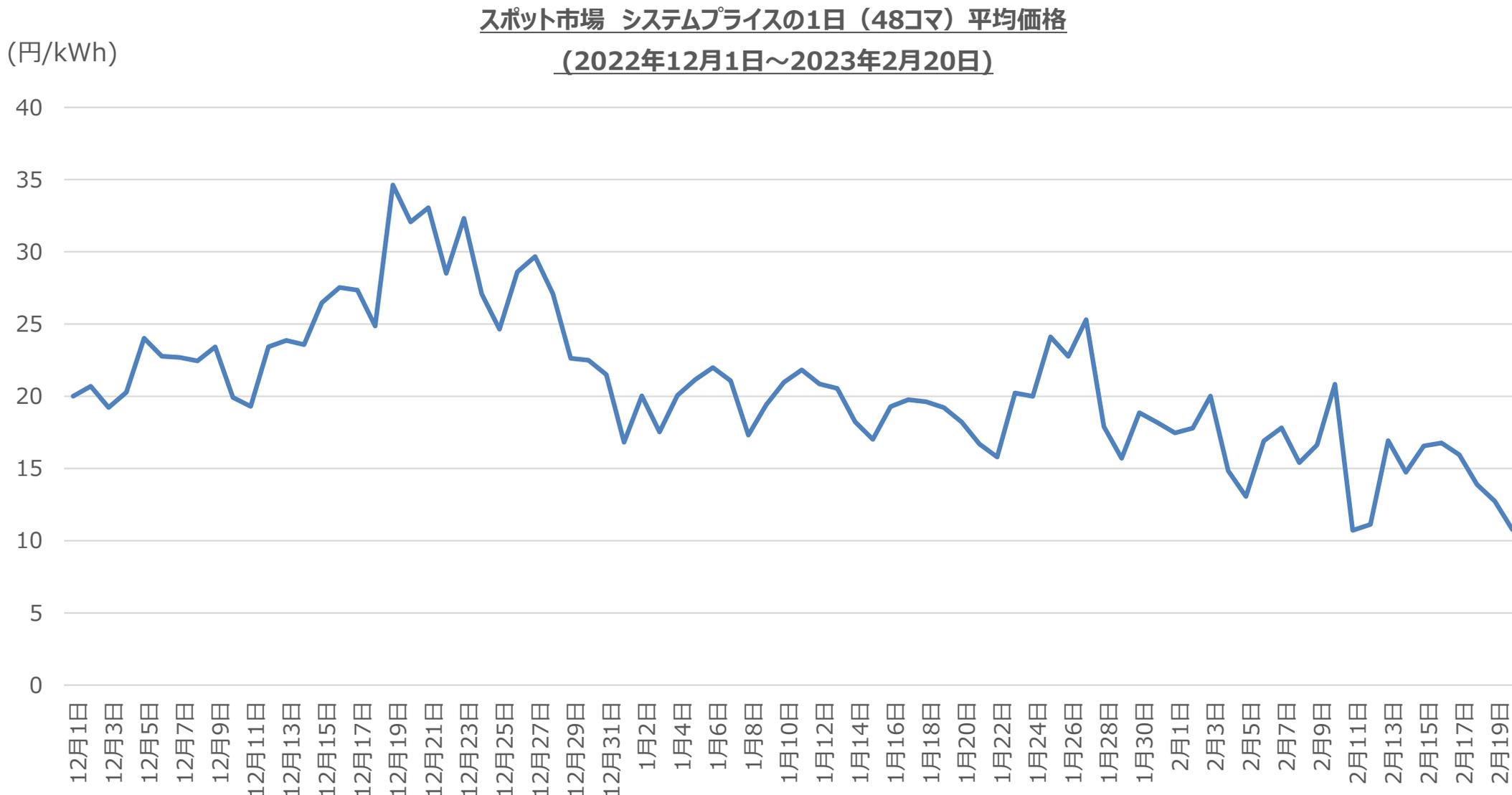
- ① 月間型（kWh）プログラム：前年同月比で一定の電力使用量を削減した場合、達成として評価し、対価を支払う（低圧：1000円/月、高圧特高：2万円/月の上乗せ）
- ② 指定時型（kW）プログラム：電力会社が指定する日時に、電力使用量を削減した場合、削減量に応じた特典を提供（需給ひっ迫注意報・警報時40円/kWh、その他20円/kWh上限での同額上乗せ）

実施スキーム



【参考】スポット市場の動向

- 今冬のシステムプライスの1日の平均価格の動向は、1月下旬にこの冬一番の強い寒気が流れ込んだ週含め、一定の水準を保って推移している。



1. 2022年度冬季の電力需給の振り返り

2. 今後の供給力確保と費用負担・回収

今後の供給力の確保について

- 近年、電力自由化の進展や脱炭素化の流れを背景に、火力発電の稼働率が低下し、採算性の悪化により休廃止が増加。その結果、電力需給が構造的に厳しくなっており、供給力の確保が一層重要となっている。
- こうした中で、2021年度冬季以降、需給検証結果を踏まえた緊急の供給力確保策として、kW公募を行ってきた。
- 2024年度からは、容量市場の運用が開始され、今後、必要となる供給力は、基本的に容量市場を通じて確保されることとなる^(注)。
 - ※脱炭素電源への投資を促進するため、容量市場におけるオークションの1つとして、長期脱炭素電源オークションの詳細制度検討が進められている。
- 一方で、容量市場でカバーしていない大規模災害のリスク等を念頭に、一定の休止電源を維持する予備電源の仕組みについて、本小委員会の下での制度検討作業部会(TF)において検討が進められている。
- また、2022年3月の電力需給ひっ迫を受けて、電力広域的運営推進機関を中心に、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等について見直しを進めてきた。その結果、必要な供給力は、これまでに比べて一定程度増加することが見込まれている。
- こうした状況変化を踏まえ、今後の供給力確保の在り方について、どのように考えるか。例えば、短期的な供給力確保策や、容量市場と他の仕組みとの役割分担、更には、それぞれの仕組みにおける費用負担・回収の在り方について、どのように考えるか。

(注) 沖縄や離島においては、容量市場やJEPX 取引がないことを踏まえ、従来の基準を適用。

【参考】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における議論内容

第81回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2023年1月24日) 資料1

これまでの議論内容のまとめ

25

- 前述のとおり検討事項①～④について、基本的に供給力の重複は無く、これまでの検討結果をまとめると下表の通り。
- 必要最低限の量を設定するなど、一定の割り切りを行っている項目も多いが、それぞれの項目における検討結果であり、今回の一連の検討については、**下表のとおり見直しを行うことを基本方針とし、容量市場における具体的な対応については、国の審議会や容量市場検討会で確認すること**でどうか。
- **また、今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、下表も参考に改めて見直しを検討すること**としたい。

供給信頼度における検討事項	これまで	見直し後	今回の見直しによる必要供給力への影響	一定の割り切り※ (今後必要に応じて見直し)
① 稀頻度リスク 厳気象対応	夏季冬季 平年H3需要に対して1%	年間通して 平年H3需要に対して1%	供給力増加方向	0.7～1.4%の低下率をもとに1%と設定
	夏季冬季 平年H3需要に対して 2% 春季秋季 なし	夏季冬季 平年H3需要に対して 3% 春季秋季 平年H3需要に対して 2%	供給力増加方向	春季秋季については、最大3.8%、最小1.5%、月平均2.6%をもとに2%と設定 夏季冬季については、 2.9%の算定結果をもとに3%と設定
② 年間計画停止可能量	1.9ヶ月	1.9ヶ月 (継続して状況を注視)	変化なし	至近3か年の供給計画における計画停止量は2.1ヶ月相当であるが、 1.9ヶ月で据え置き
③ 発電機計画外停止率	火力2.5% (代表で火力数値を記載)	算定方法変更 EUE算定向け計画外停止率と定義し 火力4.3%	変化なし (信頼度基準の見直し)	厳気象対応等に用いている計画外停止率は当面従来の2.6%と整理
④ 連系線の計画外等停止の影響織り込み	健全な状態（年間運用容量）にて算定	健全な状態（年間運用容量）にて算定	変化なし	必要供給力への影響はそれほど大きくないことから、連系線計画外停止等の影響は見込まない

※青字：必要供給力過少評価の可能性
赤字：必要供給力過大評価の可能性
黒字：過小方向か過大方向か現時点では不明

【参考】目標調達量の増加量試算結果

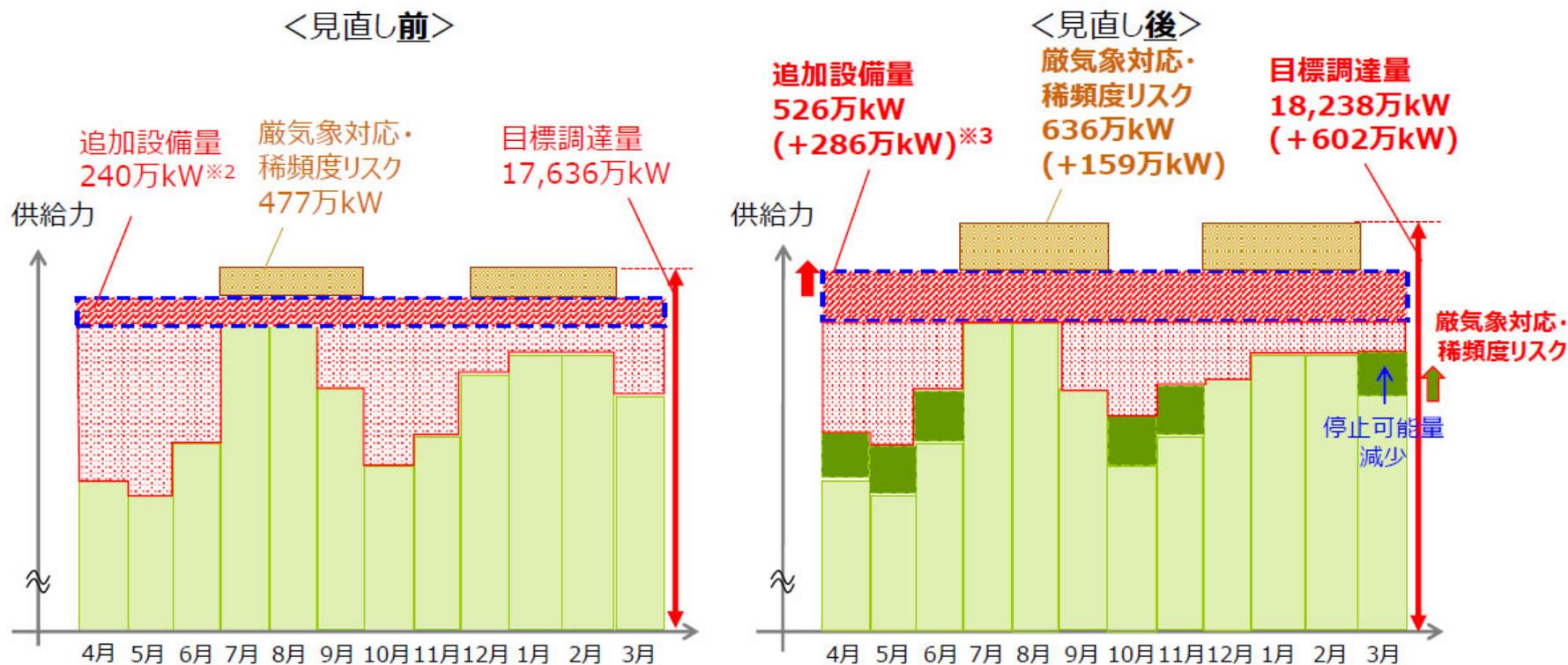
第81回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2023年1月24日) 資料1

検討結果を踏まえた目標調達量の増加量試算について

27

■ **持続的需要変動を2%、稀頻度リスクを年間通して1%、厳気象対応を春季・秋季2%、夏季・冬季3%と見直した場合、2026容量市場において目標調達量が602万kW程度増加する試算結果となる。**

※1 春秋の厳気象対応・稀頻度リスクに、安定電源の補修調整で対応する場合の試算



※2 持続的需要変動を1%を必要量に加算したうえで、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合

※3 持続的需要変動を2%に見直したうえで、仮に、春季・秋季に、厳気象対応2%、稀頻度リスク1%を必要量として織り込み、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合の試算

* 2026容量市場向けの諸元を使用した比較

論点① 短期的な供給力確保策

- 2024年度以降、必要な供給力は、基本的に容量市場を通じて確保されることとなる。具体的には、実需給4年前にメインオークションを実施し、その後の需給状況の変化を踏まえ、実需給1年前に、必要に応じ、追加オークションを行うこととなる。
- また、何らかの理由で必要な供給力を確保できないことが明らかとなった場合には、将来的な供給力不足を回避するための最終手段として、電気事業法に基づき、電力広域的運営推進機関が電源入札を行うこととされている。
- こうした中で、災害や大規模な電源トラブル等により、例えば、実需給数ヶ月前に供給力不足が明らかとなった場合、どのような対応が考えられるか。
- これまで実施してきたkW公募は、本来、小売電気事業者が確保すべき供給力について、緊急の措置として一般送配電事業者が確保するものであり、本来、恒久的な措置とすることは見込まれていない。
- 一方で、将来的な供給力不足を回避する最終手段として電力広域的運営推進機関が実施する電源入札は、短期的な供給力不足の回避策に馴染まないと考えられる。
- なお、いずれの仕組みにおいても、必要な費用は託送料金を通じて回収されることとなる。
- このようなkW公募と電源入札の異同を踏まえつつ、供給力不足の要因（例えば災害によるものかどうか）や規模（例えば特定エリアに限られるかどうか）に応じて対応するとした場合、どのように両仕組みを使い分けることが考えられるか。

【参考】供給力を確保するための仕組み

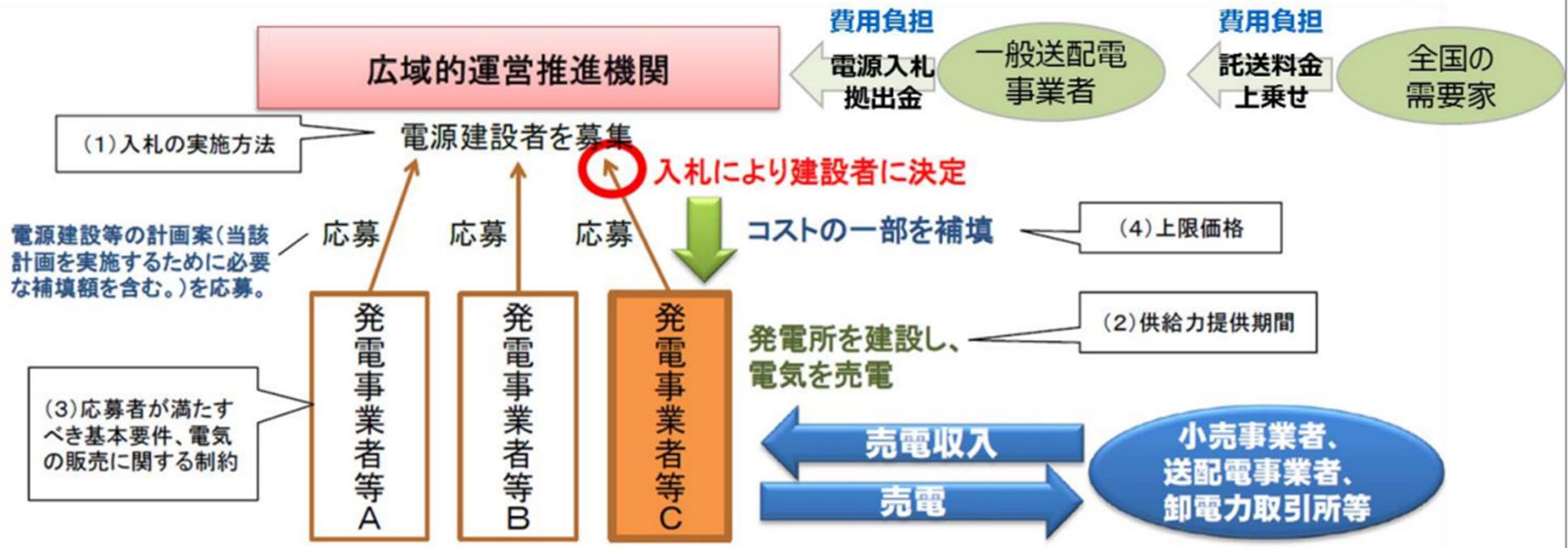
	容量市場	kW公募	予備電源	電源入札
目的	中長期的な供給力の確保	短期的な供給力対策	中長期的な供給力対策	供給力確保を担保するセーフティネット
対象	すべての電源 (※FIT・FIP電源を除く)	すべての電源 (※主に火力を念頭)	(検討中)	すべての電源 (新設電源も対象)
募集規模	1.6～1.7億kW程度	最大数百万kW	(検討中)	(今後検討)
導入時期	2020年度 (→2024年度運用開始)	2021年度冬季	(検討中)	(今後検討)
実施主体	電力広域的 運営推進機関	一般送配電事業者	(検討中)	電力広域的 運営推進機関
費用負担	容量拠出金(小売) (一部託送料金)	託送料金	(検討中)	託送料金

【参考】電源入札の仕組み

第17回容量市場の在り方等に関する検討会
(2018年12月17日) 資料4を加工

2. 現行の電源入札制度の概要

- 現在、電源入札制度は、以下の整理となっている。
 - ✓ 広域機関は、有識者を含めた委員会の検討を踏まえ、電源入札の基本要件（供給区域、対象電源、具備すべき周波数調整機能等の条件等）を取り決めることとしている。（広域機関業務規程_第37条）
 - ✓ 電源入札の負担は託送負担となる。「広域機関は、一般送配電事業者たる会員に対し、電源入札等に係る拠出金（以下、「電源入札拠出金」という。）を求めることができる。（広域機関定款_第56条）」
 - ✓ 広域機関は電源入札の際に、入札者の指名を行うことができる。「本機関は、電源入札等の対象となる電源維持運用業務の内容を踏まえ、必要があると認めるときは、特定の電気供給事業者に対し、電源入札等に応募することを求めることができる。（広域機関業務規程_第38条第2項）」



論点② 容量市場と他の仕組みの役割分担

- 現在、容量市場においては、将来見込まれる需要に、需給変動分や厳気象対応分等を加えて必要な調達量を決定しており、直近行われた2026年度向けオークションにおいては、目標調達量はH3需要の約112%とされた。
- 一方、2022年3月の電力需給ひっ迫を受けて、電力広域的運営推進機関を中心に、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等について、見直しを進めてきた。その結果、必要な供給力は、これまでに比べて一定程度（H3需要の3~4%^(※1)）増加することが見込まれている。
(※1) 第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2023年1月24日)において提示された、供給信頼度における検討事項のうち、稀頻度リスク分と厳気象対応分の織り込み方を見直したことによる影響分。
- また、容量市場でカバーしていない大規模災害のリスク等を念頭に検討が進められている予備電源の確保量は、今後、詳細制度設計を進めていく中で検討される予定である。
- こうした中で、容量市場において確保する供給力と、予備電源の仕組みを通じて確保する予備的な供給力^(※2)との関係について、どのように考えるか。また、EUE評価の対象となる供給力は容量市場で調達した電源に限られるものではないが、予備的な供給力の位置づけをどのように考えるか。
(※2) 直ちに稼働できる状況にないため、一般的な「供給力」と区別して考える必要。
- 例えば、予備電源の仕組みにおいて、短期に稼働できることをリクワイアメントとした場合、容量市場と役割・機能が重複し得る。この場合、それぞれの仕組みにおける調達量について、どのように考えるか。
- 加えて、予備電源の仕組みは、容量市場を補完するものであるとし、容量市場において対応していないリスクに対応することとした場合、どのようなリスクが考えられるか。
- また、例えば、容量市場で非落札の電源の退出が相次いだ場合のリスク（=将来的な需要増等への対応可能性が低下）について、どのように考えるか。

論点③ 費用負担・回収の在り方

- kW公募に要する費用は、実施主体となる一般送配電事業者において、託送料金を通じて回収する。
- また、電源入札に要する費用は、実施主体となる電力広域的運営推進機関において、その特別会員である一般送配電事業者の会費を通じて回収し、一般送配電事業者は、会費分を託送料金を通じて回収する。
- 一方、容量市場における費用は、一部（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担し、残りを小売電気事業者が負担する。その上で、一般送配電事業者は託送料金を通じて費用を回収し、小売電気事業者は費用の全部または一部を需要家から回収する。
- また、予備電源の仕組みにおける費用負担の在り方は、今後検討予定である。
- こうした中で、各仕組みにおける費用の負担・回収の在り方について、どのように考えるか。
※一般送配電事業者による託送料金を通じた費用回収であれ、小売電気事業者による費用回収であれ、最終的な費用負担が需要家であることに変わりはない。
- 例えば、供給力の確保に要する費用については、本来、供給力確保義務を負う小売電気事業者を通じて回収されるべきとも考えられる。他方、事業規模の小さい事業者も多い小売電気事業者の事務負担等を考えると、託送料金を通じた費用回収の方が望ましいとの考え方もあり得るが、どのように考えるか。

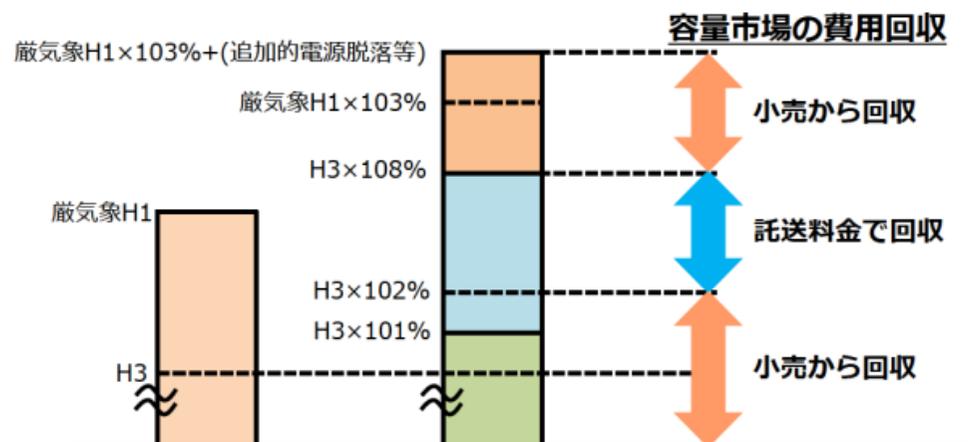
【参考】容量拠出金の費用負担に関するこれまでの整理

- 容量拠出金の費用負担について、託送料金に算入されている分については一般送配電事業者から回収することとされている。

費用負担

第27回 制度検討作業部会
(2018年12月17日) 資料4

- 容量市場で一括確保された供給力(kW価値)について、小売電気事業者と一般送配電事業者のいずれが費用を支払うとしても、国民負担の総額には変わりはない。(小売電気事業者が直接的かつ一律に容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて費用を支払うかの違いであり、小売電気事業者の実質的な支払い額総額に大きな違いはない。)
- このため、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することを基本として検討が進められてきており、追加確保すべき予備力の費用負担についても同様に考えてはどうか。
- なお、託送料金の考え方が見直される場合はその際の議論内容を鑑みて容量市場での費用負担のあり方も再度検討してはどうか。



【参考】送配電負担に関するこれまでの整理

- 容量拠出金の送配電負担は2024年度（容量市場の初回メインオークションの実需給年度）においてH3需要の6%、2025年度以降は7%とされている。

< 偶発的需給変動割合について(2024年度まで) >

第12回 制度検討作業部会
(2017年10月6日) 資料3

(参考) 託送料金査定での費用負担の考え方

- 2015年の託送料金査定では、「(偶発的需給変動対応に必要な予備力である) 7%のうち現行の託送料金原価に織り込まれている5%を、託送料金原価として計上し、2%については、小売電気事業者の負担とすることが適当と整理している。
- さらに、「小売電気事業者の負担と考えられる2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性(一般送配電事業者の指令対象たり得る電源が減少し、予備力の調達が現在よりもしにくくなる可能性)への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大3日平均電力の6%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額することとしている。

2015年12月 電力取引監視等委員会 託送供給等約款認可申請に係る査定方針(抜粋)

1.5. 調整コスト

(3) 検討の結果

① 周波数制御・需給バランス調整のための固定費

■ 沖縄電力以外の9社

周波数調整機能を有する水力発電設備又は火力発電設備の固定費に、設備容量に対する偶発的需給変動対応に必要な予備力の比率を乗じて算定されていることを確認した。当該比率については、昭和62年中央電力協議会の報告内容より、偶発的需給変動対応に必要な予備力を年間最大3日平均電力の7%として算定されている。

しかし、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計WGにおいて、偶発的需給変動対応に必要な予備力には、小売電気事業者が確保すべき調整力と一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると整理されていることから、年間最大3日平均電力の7%に相当する予備力が、全て託送料金原価として計上されることは過大と考えられる。

この点、託送供給約款において、従来から北海道電力を除く各事業者により、年間最大3日平均電力の5%に相当する予備力が一般送配電事業に必要な周波数調整のための予備力として評価され、現行の託送料金原価に織り込まれていることを踏まえ、7%のうち現行の託送料金原価に織り込まれている5%を、託送料金原価として計上し、2%については、小売電気事業者の負担とすることが適当といえる。

他方、平成28年4月の小売全面自由化、新たなライセンス制の導入に伴い、旧一般電気事業者、旧特定規模電気事業者の如何を問わず、発電・小売事業に際して、資産を身軽にすることで競争上優位な地位を得ようとする動きが顕在化していくことが見込まれる。こうした中、出力変動を柔軟に行いやすく調整力としては有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低い、長期停止、あるいは廃止となる可能性がある。

もっとも、これらの電源は、純粋に送配電事業の用途にのみ用いられるものではなく、ピーク時、需給ひっ迫時などにおいては、小売用途でも用いられる可能性もあるものの、一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達が現在よりもしにくくなる可能性も否定できない。こうした点を定量的に評価することは困難であるものの、定性的には起こり得るものと評価することで、上記小売電気事業者の負担と考えられる2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大3日平均電力の6%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額する。

10

< 偶発的需給変動割合について(2025年度以降) >

制度検討作業部会 第七次中間取りまとめ
(2022年7月14日)

(容量拠出金の一般送配電事業者負担額について)

初回オークションにおいて、容量拠出金の送配電負担は、託送料金で回収される調整力の固定費分に合わせてH3需要の6%とされた。H3需要の6%相当を託送料金負担とすることは、2016年の小売全面自由化時の託送料金認可において決定された。これは、確保すべき調整力をH3需要の7%とした上で、従前の託送料金原価に5%相当が織り込まれていたことを踏まえ、小売負担分2%の半分に相当する1%を控除して定められたものである。その際、小売負担分を2%でなく1%とした理由として、以下が示されている。

- 調整力として有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低いため、長期停止あるいは廃止となる可能性がある。
- その結果、一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達が現在よりもしにくくなる可能性も否定できない。
- こうした点を起こり得るものと評価することで、2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとする。

その後、約5年が経過し、当時懸念されていた指令対象たり得る電源の減少が現実のものとなり、過去5年間で当時の休廃止計画を上回る1,600万kW超の火力電源が廃止された。また、さらに、火力電源の休廃止が進む計画となっている。こうした状況変化を踏まえ、次回オークションにおいては、調整力の固定費の小売負担分1%を送配電負担とし、容量拠出金の送配電負担を7%としたうえで、2025年度以降、一般送配電事業者が負担する容量拠出金の託送料金負担の在り方について、現在、新たな託送料金制度の詳細設計を進めている電力・ガス取引等監視委員会において検討を行うこととした。⁷