

# 2023年度供給計画の取りまとめについて (第2号議案説明資料)

2023年3月28日

電力広域的運営推進機関

- 供給計画の取りまとめにおける本機関の役割
- 2022年度供給計画の振り返り
- 2023年度供給計画の取りまとめについて

- 供給計画とは、電気事業法第29条の規定に基づき、全ての電気事業者が作成する今後10年間の電気の供給並びに電源や送電線の開発等についての計画である。
- 本機関は、供給計画の取りまとめにあたり、短期・長期的な視点で国内における電力需給の見通しのほか、電源や送電線の開発計画等について確認し、その結果を公表する。
- その際、本機関として安定供給の観点で必要と考える場合、本機関は国や一般送配電事業者と連携して必要な対策（供給力の追加調達等）を検討し、対策を実現することで、安定供給の確保を図る。
- 取りまとめた結果は、毎年、当該年度の開始前に、本機関から国に送付する。その際、取りまとめを通じて抽出された課題について意見を付すことにより、安定供給の確保や必要な制度的措置の検討につなげている。

※ 電気事業法の改正（2023年4月1日施行）により、意見に供給能力の確保のために必要な措置に関するものが含まれることとなった。

## ■ 2023年度供給計画取りまとめ事業者数

事業ライセンス	2023年度 供給計画	参考：2022年度 供給計画
発電事業者	1,040	1,007
小売電気事業者	688	712
特定卸供給事業者	39	—
登録特定送配電事業者	29	30
特定送配電事業者	7	6
送電事業者	3	3
一般送配電事業者	10	10
配電事業者	0	—
合計	1,816	1,768

### 供給計画の提出期限

① 電気事業者（一般送配電・配電事業者を除く）から本機関への提出	3月1日 (2月10日)
② 一般送配電・配電事業者から本機関への提出	3月24日 (3月10日)
③ 本機関から国への送付	3月末日

( ) 内は本機関への供給計画（案）の提出期限

## 2022年度供給計画の振り返り

- 2022年度供給計画の取りまとめでは、短期断面（2022・2023年度）において、年間EUE基準および、予備率が8%を上回っていることを確認した。
- 長期断面（2024年度以降）では、供給信頼度基準を満たせていないエリア・断面があるが、中長期的な電源開発動向などを注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとした。
- なお、福島県沖の地震（2022年3月16日）の影響について、各事業者で復旧見通しを検討している段階にあり、供給計画へは反映されていない状況であった。

## 2. (1) 供給力 (kW) の見直し (短期・長期)

13

- 年間EUEで評価した結果、短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.4048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）以内となっている。
- 長期断面では、九州エリアの2024～2029年度で一部大型電源の供給力が現時点で見通せないこと、沖縄エリアの2025～2027・2029年度で電源の補修見通しの反映により、基準値を超過している。
- 現時点では供給信頼度基準を満たせていない断面があるが、中長期的な電源開発動向などを注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとしたい。

(単位：kWh/kW・年)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	0.000	0.007	0.000	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.007	0.001	0.005	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000
東京	0.038	0.011	0.042	0.008	0.003	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000
中部	0.003	0.001	0.000	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
北陸	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.001	0.001	0.210	0.130	0.119	0.113	0.107	0.096	0.031	0.027
9エリア計	0.014	0.004	0.035	0.016	0.013	0.011	0.010	0.009	0.003	0.003
沖縄	0.027	0.021	0.354	0.793	0.662	0.860	0.282	0.917	0.311	0.304

1年間における停電時間に換算すると、約12分（2024年度）に相当

## 2. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2022年度・予備率)

15

- 第1年度（2022年度）の予備率は、全てのエリア・月で8%を上回った。

### ● 2022年度 各エリアの月毎の予備率（連系線活用後&工事計画書提出電源加算後）

	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	29.6%	48.7%	55.5%	41.5%	27.6%	31.9%	34.2%	21.1%	16.1%	15.4%	15.6%	20.2%
東北	18.3%	20.3%	13.3%	15.3%	20.1%	16.8%	23.1%	14.6%	11.9%	15.4%	15.6%	19.9%
東京	14.7%	20.3%	13.3%	10.3%	10.2%	16.8%	17.0%	8.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中部	14.7%	20.3%	20.2%	10.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
北陸	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
関西	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中国	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
四国	18.0%	20.3%	21.9%	11.3%	10.5%	16.8%	24.2%	11.9%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
九州	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	27.1%	23.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
沖縄	62.5%	35.8%	28.0%	35.0%	40.1%	30.8%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

(注) 本評価は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空き容量の算出は以下の式を使用した。また、7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を適用した。

○空き容量 = ①(運用容量) - ②(マージン) - ③(8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2022～2031年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画) (2022年2月10日:本機関)」による。

②:「2022・2023年度の連系線のマージン(年間計画) (2022年2月10日:本機関)」の考え方及びエリア外期待分(系統容量3%相当)を考慮のうえ算出した値。

③:2022年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書(様式第36表)第1年度」に記載されている月毎の計画潮流値。

【出典】2021年度第5回評議員会（2022年3月29日）第1号議案説明資料

[https://www.occto.or.jp/soukaihoka/hyougiinkai/2021/files/2021\\_5\\_besshi\\_3\\_r.pdf](https://www.occto.or.jp/soukaihoka/hyougiinkai/2021/files/2021_5_besshi_3_r.pdf)

- 2022年供給計画の取りまとめにおいて抽出した課題は以下のとおり。課題を踏まえた広域機関としての対応と、国に求める対応とを合わせ、大臣意見として取りまとめた。

### **(1) 需給状況の管理をめぐる構造的な課題への対処**

至近の厳しい電力需給の背景には、構造的な課題を内包している可能性。より細やかに需給状況を管理していくことが求められ、これまでの手法の見直しの必要性も含め、国や関係事業者とも連携して検討を進める。

加えて、レジリエンスの向上にも資する送電網の整備計画を着実に推進していく。

### **(2) 至近の供給力不足の懸念**

2021年9月から需給見通しを公表し、補修停止調整等により需給バランスの改善に努めたが、厳冬期の降雪影響も踏まえ厳寒H1需要を見直したことで、2022年度冬季の東京エリアは予備率3%を下回った。加えて、2022年3月16日に発生した福島沖の地震による影響が見通せないため、国とも連携し、供給力対策を進める。

2022年度は、容量市場での実需給年度（2024年度）に対する容量停止計画調整の対象期間となることから、確実に取り組む。

### **(3) 長期的な電源確保に係る課題**

中長期的に新規や既設リプレース、原子力の再稼働など増加傾向も見える一方、高経年火力電源の休廃止が増加する傾向も見受けられる。容量市場の結果も踏まえつつ、電源の新增設及び休廃止の推移等の動向分析を行う。

### **(4) 中長期的な調整力等の確保に係る課題**

調整力公募終了以降、必要な供給力が容量市場を介して維持され、必要な調整力が需給調整市場で調達できる状況を実現すべく、関係事業者とも鋭意連携して対応する。

- 2022年供給計画の取りまとめにおいて抽出した課題は以下のとおり。課題に対し、本機関として以下のとおり取り組んだ。

### (1) 需給状況の管理をめぐる構造的な課題への対処

需給状況の変化に応じて迅速に需給バランス評価や供給力対策の検討を行うため、事業者に対して供給計画に基づく発電機毎の供給力データなどの提供を求め、需給管理の高度化を推進。経済・社会構造の変化状況及び電力需要への影響を踏まえた最大電力需要の想定のとおりを取りまとめ、想定手法を検証。

強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るため、将来の広域連系系統のあるべき姿の長期展望とその具体化に向けた取組をまとめた、マスタープランを策定。

### (2) 至近の供給力不足の懸念

2022・2023年度において、供給力が需要を下回るなど厳しい需給状況となる期間・エリアが確認されたことから、国や事業者と連携し、供給力の追加確保に取り組む。具体的には、2022年度については、昨年3月に発生した福島県沖地震の影響もあり、夏季・冬季とも供給力不足が見込まれたため、一般送配電事業者による公募調達により、必要な供給力を確保。2023年度については、2022年9月時点で必要最低限な予備率3%を確保できていたが、需給両面の変化により厳しい需給状況となるリスクがあったため、発電機の補修点検時期の調整を行い、需給状況の改善に取り組んだ。

2024年度に向けた容量停止調整を実施し、必要な供給力について、開始時点では不足していたものの、合計4千件を超える変更があり、最終的には各エリア・各月とも確保。

- 2022年供給計画の取りまとめにおいて抽出した課題は以下のとおり。課題に対し、本機関として以下のとおり取り組んだ。

### **(3) 長期的な電源確保に係る課題**

電源の休廃止が進む中、容量市場のオークション結果における発電方式別の応札量や調整機能あり電源の約定量等も踏まえつつ、供給計画の取りまとめを通じ、電源の新增設や休廃止の推移を確認。

脱炭素電源への新規投資を促進するため、2023年度に導入を目指す長期脱炭素電源オークションの市場管理者を担うとともに、制度導入に向けた詳細検討を進めた。

### **(4) 中長期的な調整力等の確保に係る課題**

調整力公募の終了や容量市場の実運用開始も見据えつつ、足元の需給ひっ迫や需給調整市場における応札不足等を踏まえ、供給信頼度算定手法における考え方の見直しや調整力必要量の低減及び効率的な調達方法等を検討。

カーボンニュートラル実現と安定供給の両立のため、電源の休廃止動向等も踏まえ、将来必要となる供給予備力や調整力、慣性力等の管理方法や調達方法の確立に向け、それら必要量の試算方法等を整理。

## 2023年度供給計画の取りまとめについて

- 供給計画で取りまとめる項目は、電気事業法施行規則の「供給計画の取りまとめ送付書」に記載されており、これに従い供給計画の取りまとめを実施した。
- なお、供給信頼度基準の見直しについて基本方針が整理されているが、容量市場との整合を考慮する必要があり、従来基準に基づき供給力対策を行ってきたこと等から、本年度は従来基準により評価を行い、容量市場に係る国の議論等を踏まえ、見直しの検討を進めていく。

電気事業法施行規則（供給計画の取りまとめ送付書）	概要
1. 電力需要想定	-
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し（短期）	全国大及び各エリアの前年度及び第一,二年度の電力需要の実績及び見通し
(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需要の見通し
2. 需給バランス	-
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し（短期）	全国大及び各エリアの前年度及び第一,二年度の電力需給バランスを評価
(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需給バランスを評価
3. 電源構成の変化に関する分析	電源開発（廃止）計画等から全国大の電源構成の変化等を取りまとめ
4. 送配電設備の増強計画	各エリア及び地域間連系線の増強計画の取りまとめ
5. 広域的運営の状況	エリア間の取引計画の状況を取りまとめ
6. 電気事業者の特性分析	ライセンス毎の電気事業者の状況を取りまとめ
7. その他	取りまとめでの気付き事項・課題など

1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

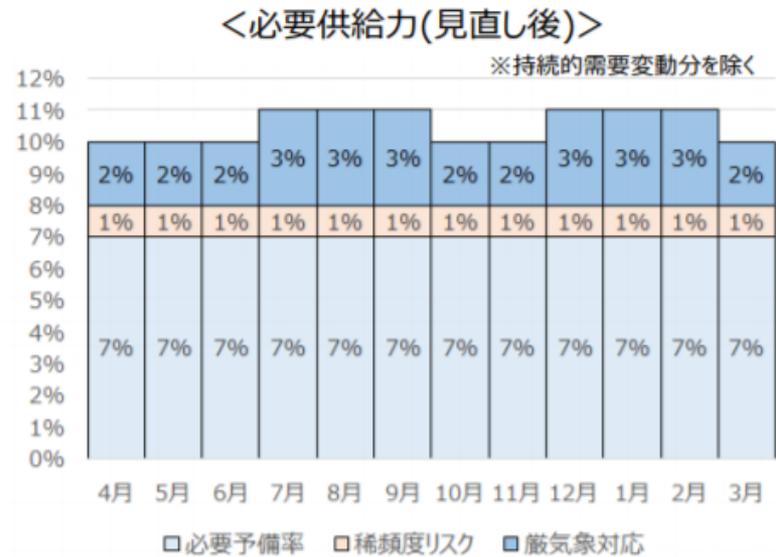
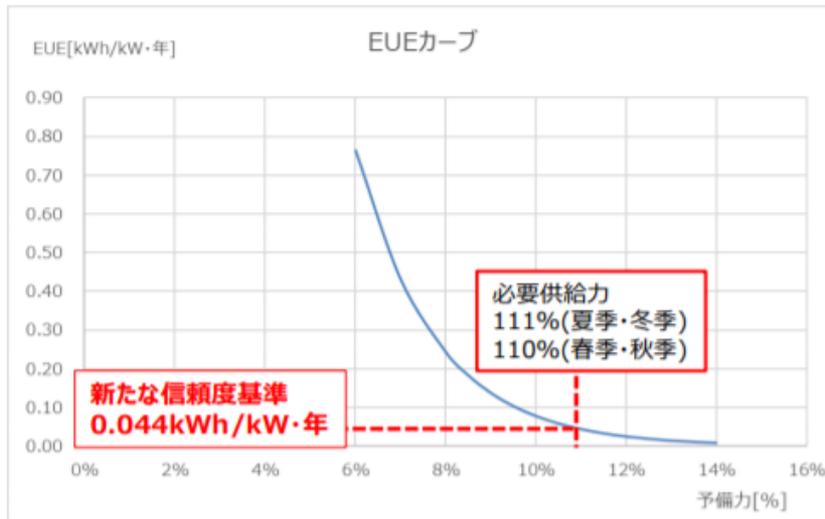
- 第81回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、調整力等委員会。2023/1/24）の通り、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等について、見直しの基本方針が整理されたものの、容量市場の具体的対応は、国の審議会等で確認・検討することとなっている。
  - 持続的需要変動の扱いについて、第80回 調整力等委員会（2022/12/26）の通り、2023年度は小売電気事業者の準備期間等を考慮し、従来通り予備率1%の確保を確認することとなっている。
  - 2023年度需給見通しについて、従来基準に基づき補修調整等の供給力対策を進めており、過去も従来基準に基づき安定供給の確保に向けた供給力対策を行ってきた実績がある。
- 
- 以上を踏まえ、2023年度供給計画においては、従来基準に基づき評価する。
  - 2024年度以降の扱いについては、容量市場における国の審議会等の議論も踏まえながら、供給計画における供給信頼度基準に加え、第1・2年度の補完的確認方法や電源入札等の検討開始の判断基準もあわせて、見直しの検討を進めていく。

検討結果を踏まえた新たな供給信頼度基準

26

■ これまで供給信頼度基準として0.048kWh/kW・年を採用していたが、今回の一連の検討を反映した**新たな供給信頼度基準は、0.044kWh/kW・年**となる。

※ 厳気象対応・稀頻度リスクの供給力増加はEUE(停電量)の減少方向に作用する一方で、偶発的需給変動分におけるEUE計画外停止率の変化(火力2.6%⇒4.3%)はEUE(停電量)の増加方向に作用するため、トータルでは基準となるEUE(停電量)が微減となった。



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
EUE(万kWh/年)	21.8	60.0	231.0	108.9	22.1	114.6	45.9	22.0	67.8	694.0
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)	0.044									0.044

## まとめ

37

- EUE算定における諸課題の検討について、これまでの項目ごとの議論結果を踏まえて、方向性を整理した。
  - ✓ 夏季・冬季の厳気象対応はH3需要の3%、春季・秋季の厳気象対応はH3需要の2%、稀頻度リスクは年間を通してH3需要の1%を織り込み
  - ✓ 年間計画停止可能量については、容量停止計画の調整結果を踏まえ、1.9ヶ月を継続することし、来年度以降の状況も注視しつつ引き続き検討
  - ✓ EUE算定向け計画外停止率については、新たな停止率を信頼度基準の算定に反映
  - ✓ 連系線の運用容量については、引き続き健全な状態（年間運用容量）として算定
- 一連の議論を踏まえ、上記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。
- なお、見直し後の新たな信頼度基準は、0.044kWh/kW・年となる。
- 今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、今回の一連の整理も参考に改めて見直しを検討することとしたい。
- また、調達コスト低減に向け、春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクの見直しに伴う必要供給力の増加分には、発動指令電源の追加調達を活用する方針を提案した。
- 一方で、上記対応については実務対応に向けた準備期間等の考慮が必要となることも考えられるため、具体的な対応方法やスケジュール等については、国の審議会や容量市場検討会で継続して検討することとしてはどうか。

第81回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023.1.24）資料1  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei\\_81\\_01r.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_81_01r.pdf)

## 容量市場における必要供給力の見直し

- 2022年3月の電力需給ひっ迫を受けて、広域機関を中心に、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%<sup>\*1</sup>）増加することが見込まれている。
- こうした必要調達量の増加分について、①実需給1年前に開催するかどうか判断する2024年度分の追加オークションと、②実需給4年前に行う2027年度分のメインオークションに、どのように反映するか。
- 必要な供給力を確保し、国民生活及び経済活動に欠かせない電力の安定供給をより万全なものとする観点からは、各オークションにおいて、増加分を確実に反映することが求められる。
- 他方、必要な供給力等の確保策としては、別途検討中の予備電源の仕組みのほか、これまで一般送配電事業者が実施してきたkW公募や、電気事業法に基づき広域機関が実施する電源入札があり、これらの仕組みとの関係も踏まえる必要がある。
- また、必要調達量の増加による需要家の負担については、供給力の確保が卸市場価格の安定化に寄与する点も踏まえて総合的に考慮する必要があり、安定供給の確保を大前提としつつも、徒な費用負担の増加は避ける必要がある。
- こうした点を踏まえ、供給信頼度評価の見直し結果の反映については、**供給力確保策全体の在り方や、各仕組みにおける費用負担・回収の在り方等に関する今後の電ガ小委等における議論を踏まえつつ、検討していくこととしてはどうか。**

<sup>\*1</sup>：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、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

②供給計画  
小売電気事業者が確保する予備率への影響

18

- 持続的需要変動分を小売電気事業者が確保すべき予備力とする従来の整理に則れば、持続的需要変動分の2%への見直しに伴い、供給計画の様式第32第1表において、小売電気事業者に2%の予備率確保を求めることが考えられる。
- 一方で、事業者の準備期間や容量市場との整合も考慮する必要があることから、2023年度供給計画においては、従来の対応を継続し、引き続き1%の予備率確保を求めることとしてはどうか。
- また、2024年度以降の扱いについては、容量市場における持続的需要変動分の扱いとの整合も踏まえつつ、供給計画において小売電気事業者が確保する予備率の在り方について、国と連携して検討していくことかどうか。

第80回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022.12.26）資料2  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei\\_80\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_80_02.pdf)

1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 2022年度の夏季の最大需要電力については、生産水準の回復の遅れや、在宅率の高まりによる影響の減少などにより、前年度を下回った。
- 2023・2024年度については経済活動の回復に伴い増加が続くものの、2025年度以降については、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの影響が大きいことを見込まれ、2032年度まで減少が続くものと想定した。

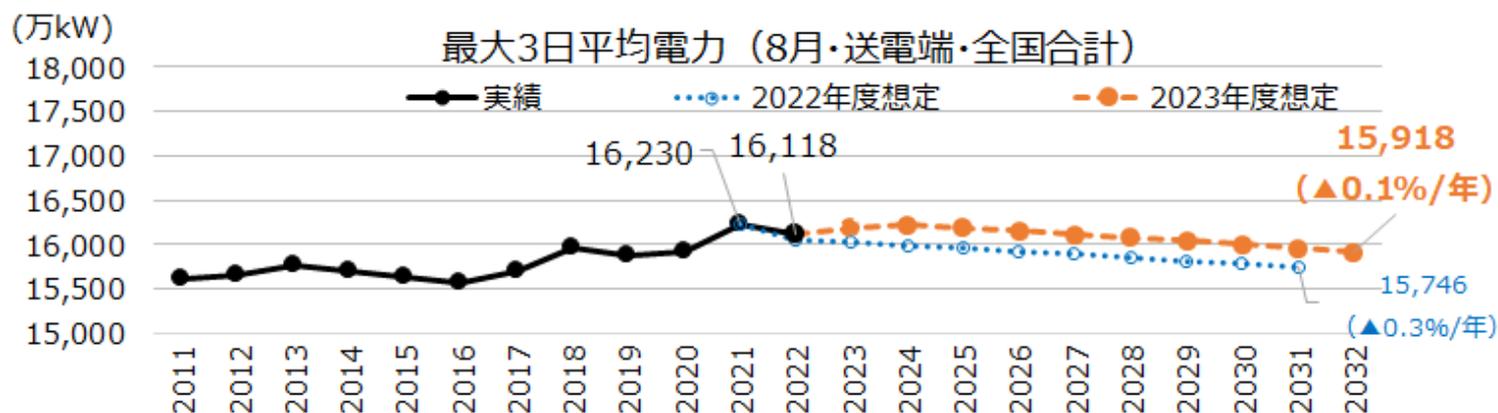
### ● 需要想定的前提となる全国の経済見通し

	2022年度	2032年度
国内総生産 (GDP)2011暦年価格	546.2兆円	587.7兆円 [ +0.7% ]
鉱工業生産指数 (IIP)2015暦年=100	97.0	103.5 [ +0.6% ]
人口	1億2,497万人	1億1,824万人 [ ▲0.6% ]

### ● 需要想定 (全国合計、送電端)

	2022年度 実績	2023年度 見通し	2032年度 見通し
最大需要電力	16,118万kW	16,182万kW	15,918万kW [ ▲0.1% ]
年間需要電力量	8,706億kWh	8,735億kWh	8,572億kWh [ ▲0.2% ]
年負荷率	61.7%	61.5%	61.5%

- ・2022年度実績欄は気象補正後の値。
- ・2022年度の年間需要電力量及び年負荷率は推定実績を示す。
- ・[ ]内は2022年度実績に対する年平均増減率



※本想定は、需要想定要領に基づき、過去の電力需要実績と、それに影響を与えられ得る要因（人口、経済指標などの指標）との回帰分析等により、将来の需要を想定するというものであり、その想定にあたっては過去のトレンドから蓋然性の高いと思われる指標を基礎としている。一方で、2050年カーボンニュートラル実現に向け電化の推進など電力需要の面でも政策的にも大きな転換を求められることも想定され、それらの情勢変化によっては、今回の想定と実際の需要との間で相当程度乖離する可能性もあることに留意が必要である。

1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (2) 電力量 (kWh) の見通し
  - (3) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 年間EUEで評価した結果、短期断面 (第1・2年度目) では、2023年度の東京エリアにおいて、7・8・11月 (3. (2) の通り) を中心に供給力不足が生じ、基準値 (0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年) を超過している。
- また長期断面でも、電源の休止等により、北海道 (2027年度)、東京 (2025・2026年度)、九州 (2025、2027～2029年度)、沖縄 (2025・2026、2029～2032年度) で基準値を超過している。

(単位 : kWh/kW・年)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	0.000	0.004	0.014	0.030	0.078	0.006	0.004	0.004	0.006	0.007
東北	0.001	0.000	0.002	0.012	0.004	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001
東京	0.049	0.011	0.056	0.184	0.047	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001
中部	0.000	0.000	0.004	0.011	0.002	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001
北陸	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.000	0.000	0.138	0.029	0.061	0.058	0.050	0.017	0.013	0.011
9エリア計	0.017	0.004	0.034	0.070	0.025	0.007	0.006	0.002	0.002	0.002
沖縄	0.042	0.026	0.677	1.722	0.473	0.491	0.563	1.715	0.651	0.696

1年間における停電時間に換算すると、約3分 (2023年度) に相当

※ 2023年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する

1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 第1年度 (2023年度) の予備率は、全てのエリア・月で8%を上回った。

●2023年度 各エリアの月毎の予備率 (連系線活用後 & 工事計画書提出電源加算後)

	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	23.4%	46.4%	50.8%	24.0%	25.3%	36.4%	27.1%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.4%
東北	16.4%	16.0%	21.3%	18.2%	24.1%	36.4%	25.2%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.1%
東京	16.4%	12.0%	12.3%	8.7%	9.7%	18.9%	22.0%	8.5%	15.0%	15.3%	15.0%	21.1%
中部	26.8%	24.8%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.1%
北陸	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
関西	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
中国	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
四国	26.8%	27.5%	28.1%	18.9%	22.4%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	39.4%
九州	33.0%	30.2%	28.1%	18.7%	20.8%	29.9%	44.7%	23.3%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
沖縄	42.6%	42.6%	27.7%	30.5%	26.9%	22.1%	41.5%	44.4%	72.6%	61.9%	60.4%	81.3%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示  
 ※沖縄エリアは、最小予備率断面。

(注) 本評価は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を適用した。ベースロード市場取引等において送受が異なる場合には補正した。

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン) - ③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2023~2032年度の連系線の運用容量 (年間・長期) (2023年3月1日:本機関)」による。

②:「2023・2024年度の連系線のマージン (年間)、マージン設定の考え方及び確保理由 (2023年3月1日:本機関)」及びエリア外期待分 (系統容量3%相当) を考慮のうえ算出した値。

③:2023年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第36表) 第1年度」等に基づき算定した計画潮流値。

■ 第2年度 (2024年度) の予備率は、全てのエリア・月で8%を上回った。

● 2024年度 各エリアの月毎の予備率 (連系線活用後 & 工事計画書提出電源加算後)

	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%	34.8%	38.1%	22.7%	37.8%	41.0%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東北	22.9%	34.3%	28.0%	21.0%	16.7%	26.5%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東京	22.9%	23.6%	13.5%	15.4%	16.7%	26.5%	18.6%	11.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
中部	25.5%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
北陸	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
関西	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
中国	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
四国	49.1%	52.2%	55.4%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	55.6%	35.0%	39.4%	35.2%	46.0%
九州	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示  
 ※沖縄エリアは、最小予備率断面。

(注) 本評価は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を適用した。ベースロード市場取引等において送受が異なる場合には補正した。

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン) - ③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2023~2032年度の連系線の運用容量 (年間・長期) (2023年3月1日:本機関)」による。

②:「2023・2024年度の連系線のマージン (年間)、マージン設定の考え方及び確保理由 (2023年3月1日:本機関)」及びエリア外期待分 (系統容量3%相当) を考慮のうえ算出した値。

③:2023年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第36表) 第2年度」等に基づき算定した計画潮流値。

- 沖縄エリアについては、予備率が最小となる断面において、33.7万kW※を引いた供給力がH3需要を上回ることを基準とし、全ての期間において本基準を満たすことを確認した。

※実運用を踏まえた必要予備力

- 沖縄エリアの供給力 (kW) の補完的確認における予備率の見通し (2023年度)

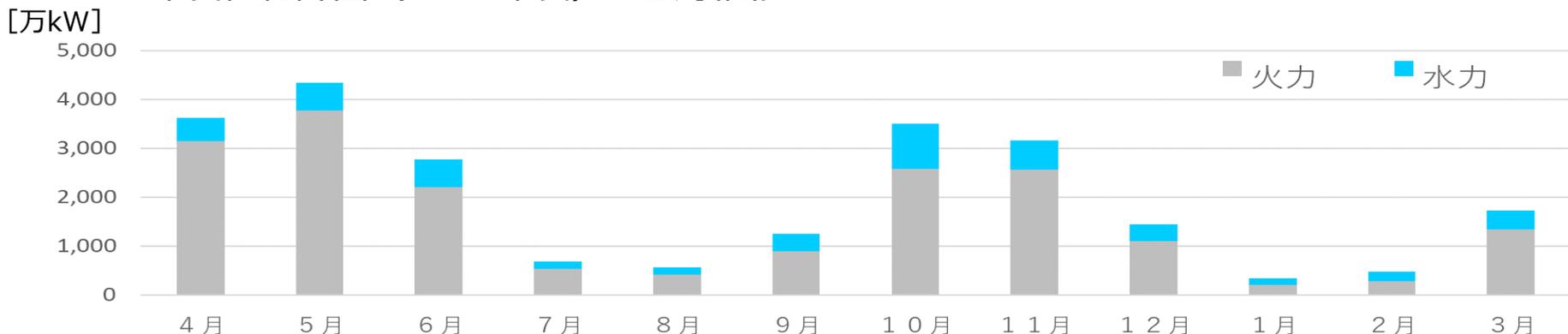
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	11.1%	16.7%	5.8%	9.1%	5.6%	1.0%	17.1%	15.8%	39.1%	30.8%	27.7%	46.9%

- 沖縄エリアの供給力 (kW) の補完的確認における予備率の見通し (2024年度)

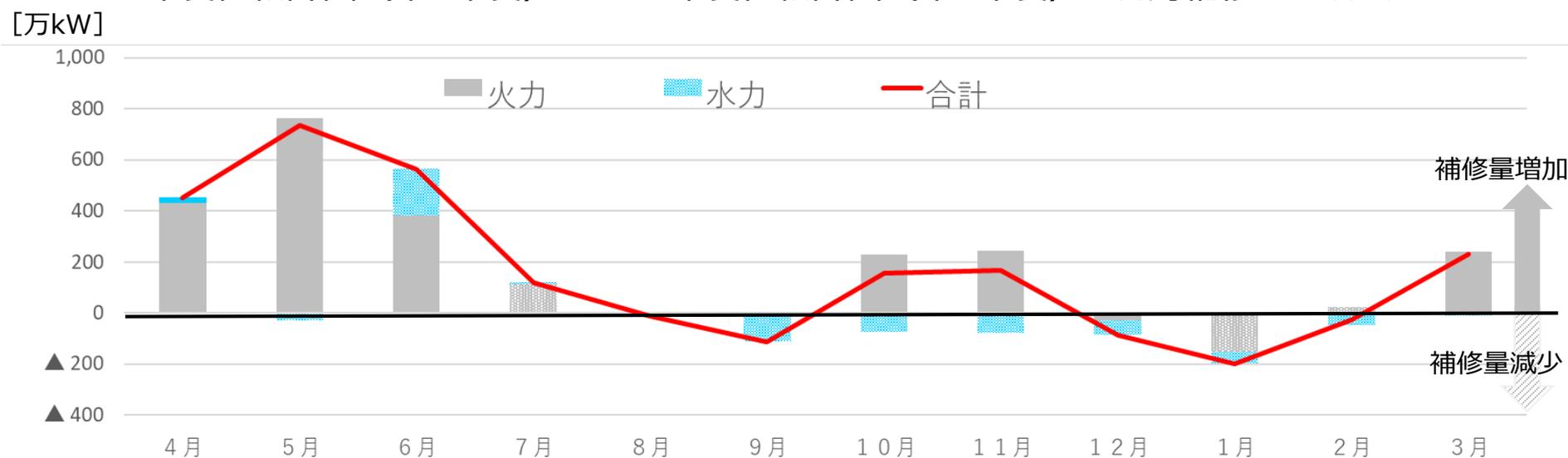
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	33.6%	23.7%	16.1%	12.3%	14.3%	9.2%	26.4%	28.7%	42.8%	22.8%	31.2%	29.3%

■ 需給バランスが厳しい期間・エリアにおける補修計画の変更ならびに新規補修計画の回避について、本機関から全発電事業者へ協力を要請しており、2022年度供給計画と比較すると、夏季(8、9月)・冬季(12~2月)の補修量は減少した。

● 2023年度供給計画(2023年度)の各月補修量



● 2023年度供給計画(第1年度)と2022年度供給計画(第2年度)の各月補修量の増減



※ 「火力 水力発電所 発電・補修計画明細書」に基づいて原則10万kW以上の発電設備を対象に集計

- 2023年度中に休廃止となる火力電源は243万kW。
- このうち、従来から休廃止が計画されていたものが100万kW、2023年度供給計画で新規計上されたものが143万kWである。

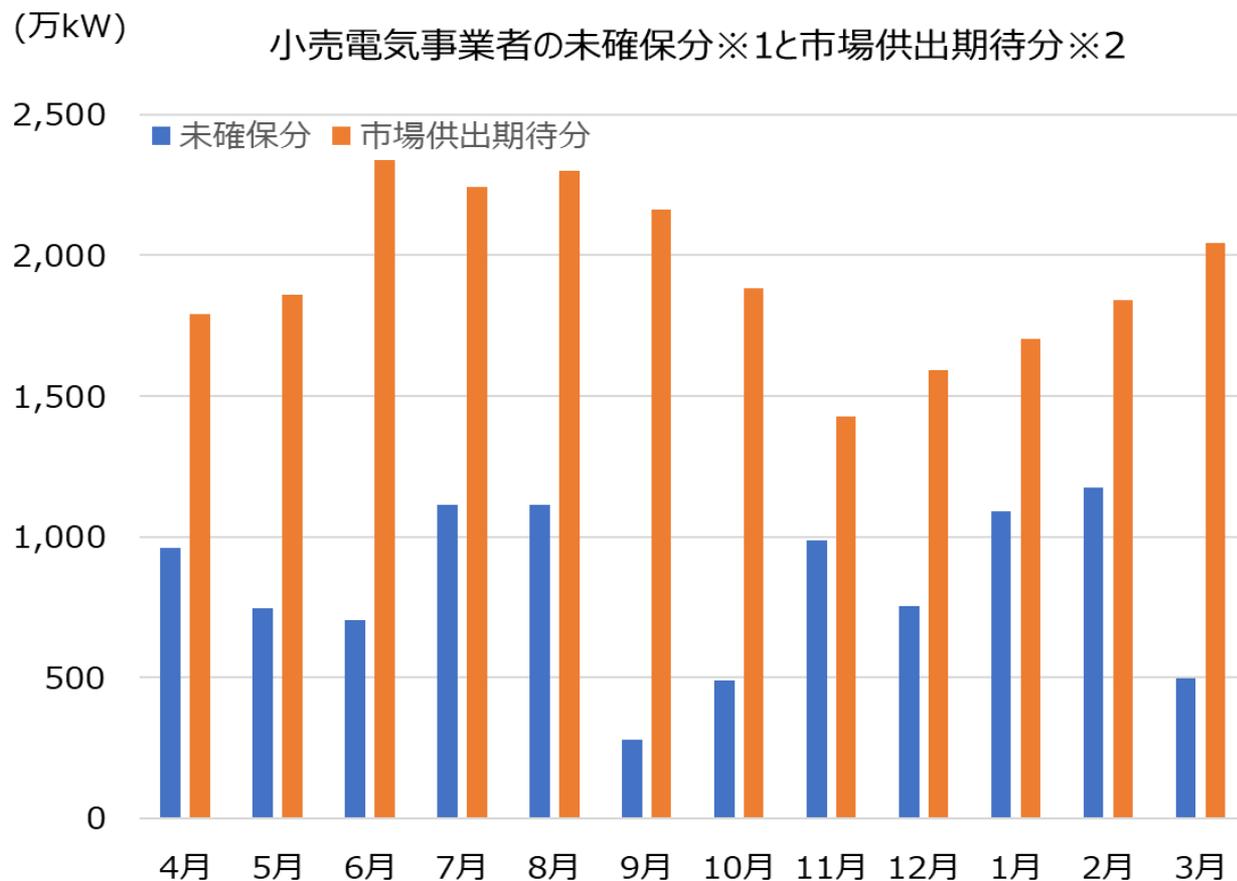
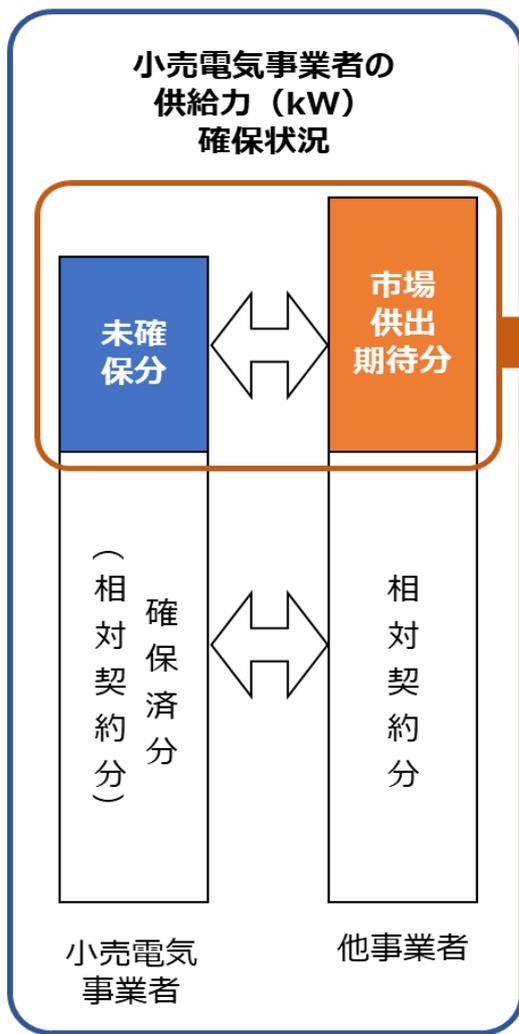
● 2023年度中に休廃止となる火力電源

(単位：万kW)

燃種	新規計上分	従来から計上分	合計
LNG	0	100	100
石油	110	0	110
石炭	33	0	33
<b>合計</b>	<b>143</b>	<b>100</b>	<b>243</b>

※ 「発電所の開発等についての計画書」に基づいて原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計

■ 小売電気事業者の想定需要に対する未確保分※1と発電余力等の市場供出期待分※2を比較すると、全ての月において、市場供出期待分が未確保分を上回っている状況。

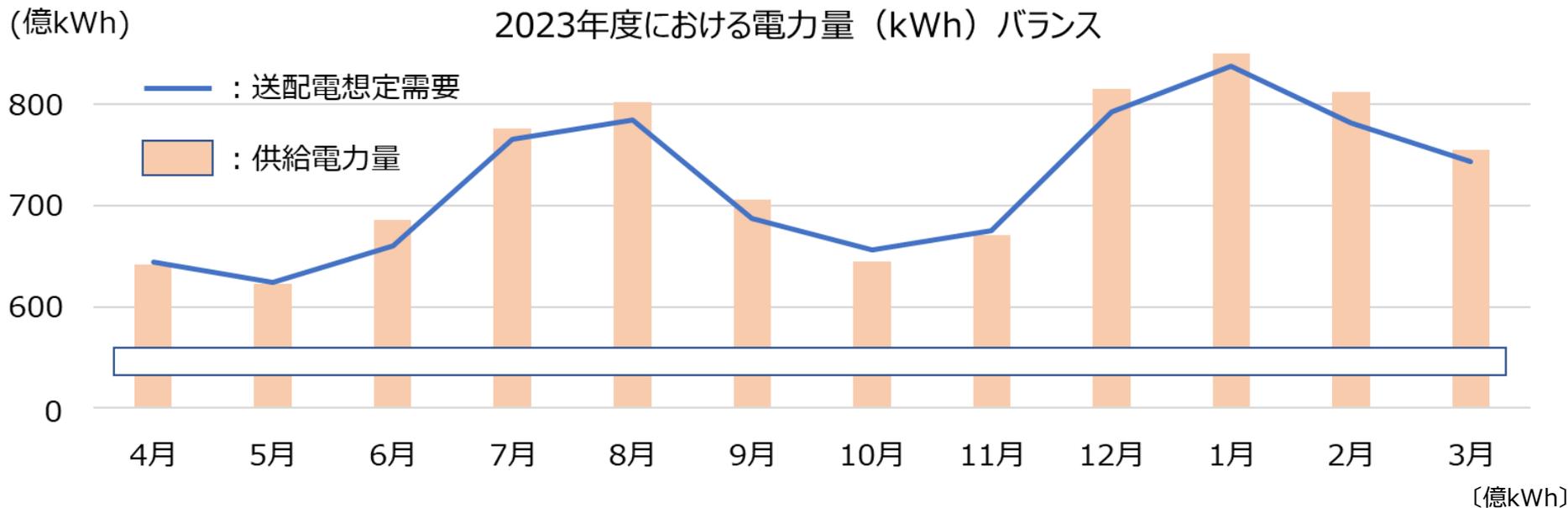


- ※1 未確保分 =  $\sum$  (小売電気事業者の想定需要 - 調達済供給力)  
(未確保分無し (調達済供給力が想定需要を超過) 時はゼロとして反映)
- ※2 発電事業者の発電余力 (販売先未定分、需給調整市場・卸電力取引所への供出計画分など) と、一般送配電事業者のFIT電源買取分等の合計

1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 供給計画の第1年度（2023年度）における電力量（kWh）バランス（9エリア合計）を月別に確認すると、送配電想定需要に対して、発電側の供給電力量※は1～1.1億kWh/月程度（想定需要に対して0.2%～1.7%程度）下回る断面がある。
- 今後、実需給段階に向け、小売電気事業者には計画的な調達、発電事業者には燃料の追加調達等による供給電力量の増加が期待されるが、本機関においても、夏季・冬季にてkWhモニタリングなどを実施し、電力量の確保見通しについて確認していく。

※小売電気事業者との相対契約量（非電気事業者の発電分を含む）と発電余力等の市場供出期待量の合計

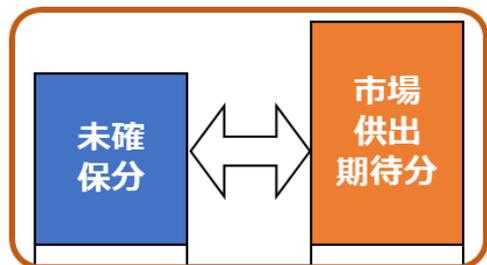


(億kWh)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
送配電想定需要	645	624	660	765	784	687	656	675	793	838	782	744	8,653
想定需要を下回る量	-3	-1	26	11	18	19	-11	-4	22	35	30	11	153
想定需要を下回る率	-0.5%	-0.2%	3.9%	1.4%	2.3%	2.8%	-1.7%	-0.6%	2.8%	4.2%	3.8%	1.5%	1.8%

- 小売電気事業者が市場調達として想定している未確保分と、発電余力等の市場へ供出することが期待される市場供出期待分を比較すると、ほとんどの月において市場供出期待分の方が多くなっている。

小売電気事業者の  
供給量 (kWh)  
確保状況



(相対  
契約分)

確保  
済分

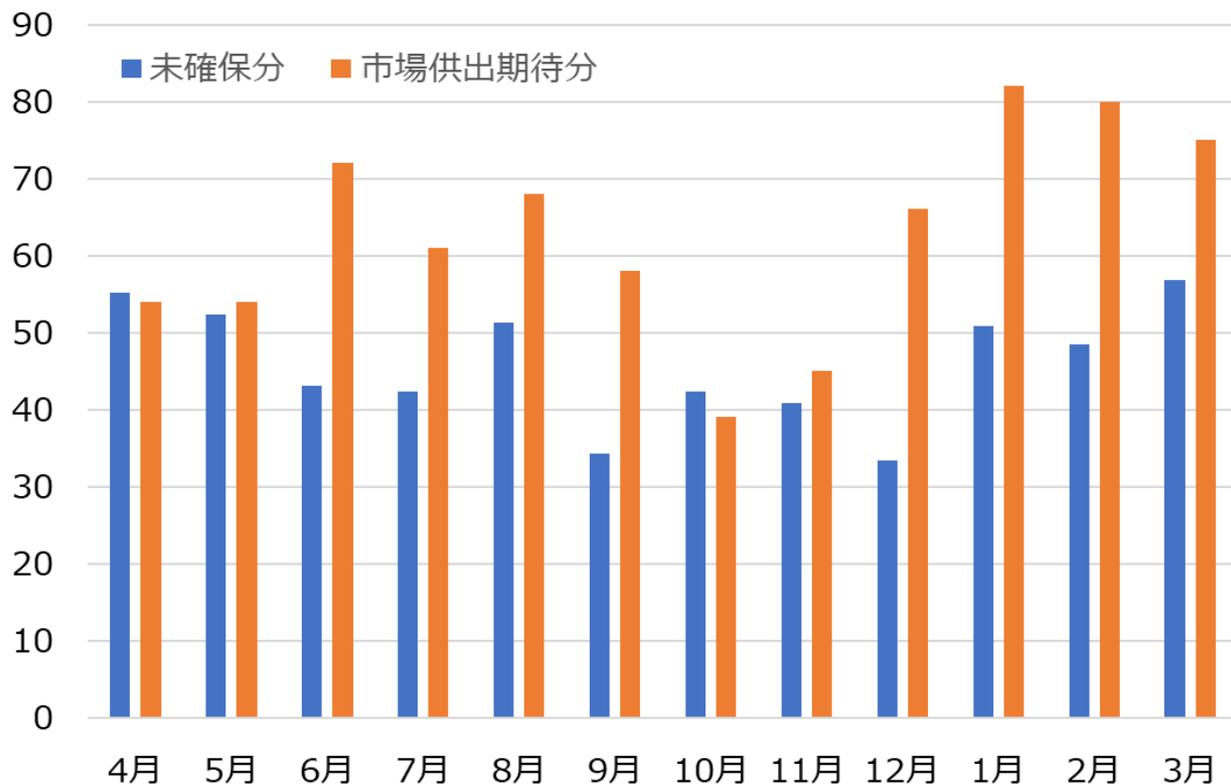
小売電気  
事業者

相対  
契約分

他事業者

(億kWh)

小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分



1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
- 3. 需給バランス**
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ**
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - ・短期断面 (第1・2年度目) では、東京エリア (2023年度) で基準値を超過。
  - ・長期断面では、北海道 (2027年度)、東京 (2025・2026年度)、九州 (2025、2027～2029年度)、沖縄 (2025・2026、2029～2032年度) で基準値を超過。
- 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - ・第1・2年度 (2023・2024年度) とともに全てのエリア・月で予備率は8%を上回る。
- 電力量 (kWh) の見通し
  - ・第1年度 (2023年度) における電力量 (kWh) の需給バランスを月別に確認すると、需要電力量に対して、発電側の供給電力量は1～1.1億kWh/月程度 (需要の0.2%～1.7%程度) 下回る断面が見受けられる。

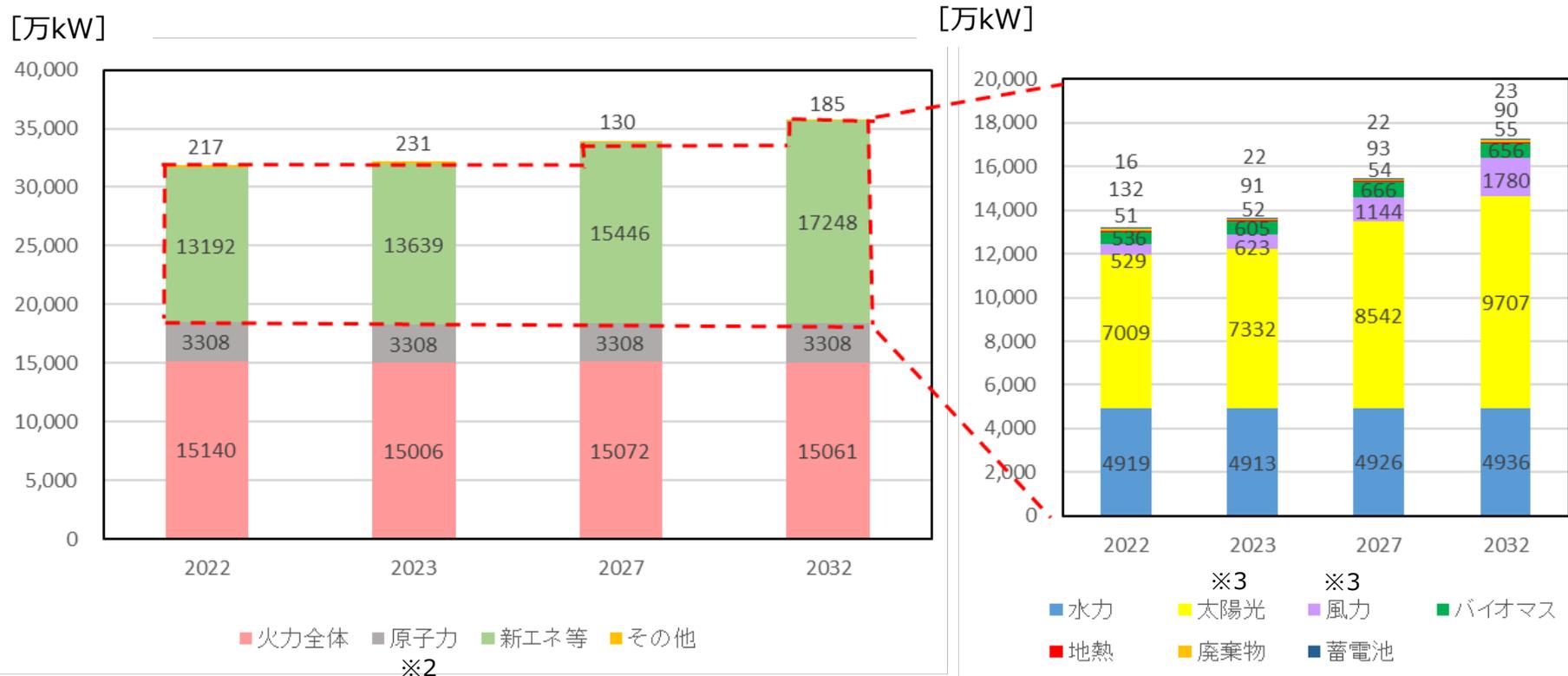
- 2023年度の東京エリアの年間EUEが0.049kWh/kW・年となり、供給信頼度基準を超過し、2023年度の東京エリアの需給状況に注視が必要な状況にある。
- 一方で、補完的確認では予備率8%を下回った月はないことから、需給対策の要否については、年間EUEだけではなく、夏季・冬季の厳気象H1需要に対する需給見通しを踏まえて検討する。
- 2025・2026年度の東京エリアと2025年度の九州エリアでは、容量市場のメインオークション実施後にも関わらず、年間EUEが基準値を超過しているが、その要因としては、主に以下のようなものが考えられる。
  - 2023年度供給計画におけるH3需要は、容量市場のメインオークション実施時における需要から上方修正された※。
  - 2025・2026年度向けの容量市場のメインオークションでは、供給力の一部（H3需要の2%）を追加オークションで調達することを前提として、メインオークションの調達量を減少している。
  - 当該年度について、追加オークションの開催が現時点では未定であることから、メインオークション終了後に、火力電源の休廃止計画が増加したエリアもある。
- 当該年度については、実需給の2年前に実施する容量停止調整等の結果を確認し、必要に応じて追加オークションの要否を見極めるとともに、2027年度以降も含めて、中長期的な電源動向を注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査する。

※ 容量市場のメインオークション実施の需要と比較して、2023年度供給計画のH3需要は、2025年度の東京エリアで190万kW程度、九州エリアで10万kW程度、2026年度の東京エリアで150万kW程度上方修正されている。

1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 事業者の計画に基づき合計した、年度末時点で保有する設備等の容量 (kW) ※1については、太陽光・風力等の新エネルギーが増加する傾向である。

## 設備容量 (全国合計) ※1



※1 発電事業者自らが保有する設備等について、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものであるが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている。

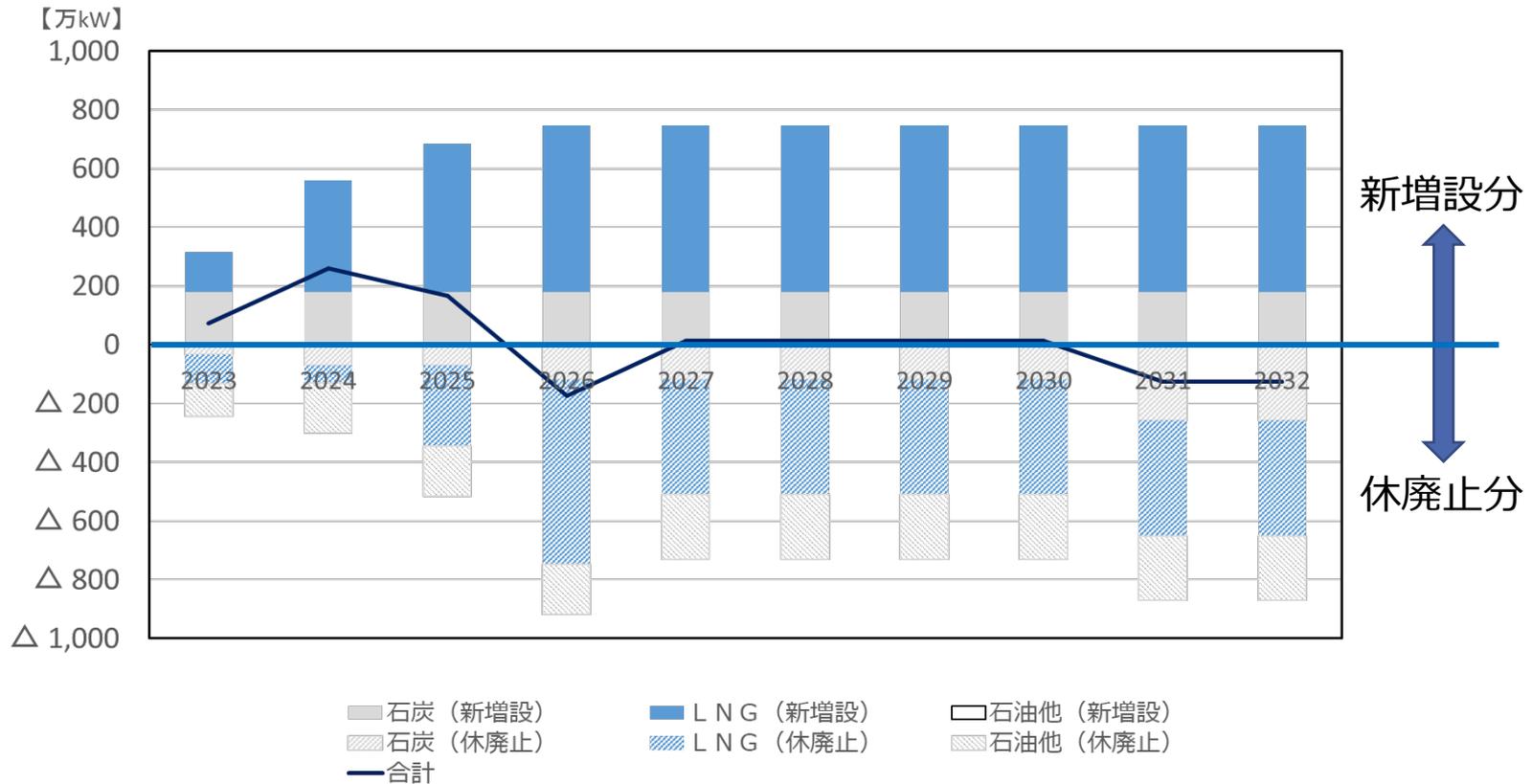
※2 過去に稼働実績がある設備（既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む33基）

※3 一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上

## 4. 電源構成の変化に関する分析：火力発電の新增設及び休廃止計画の推移 35

- 2024年度までは新增設が増加することから、休廃止を差し引いた設備量は増加傾向。
- 2025・2026年度は、1年間の長期計画停止も含めた休廃止増加により設備量が減少し、以降は横ばい傾向となる。

### ● 長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2023年度からの累計値）



※1 「発電所の開発等についての計画書」に基づいて原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計

※2 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

※3 休廃止には長期計画停止を含む

1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

## 増強計画

### ■ 送電線網の整備計画

再生可能エネルギーを含む新規電源の連系に伴う送電線の整備が東北エリアを中心に計画されている。

### ■ 地域間連系線の整備計画

広域的運営に必要と判断された地域間連系線の整備が計画されている。

## 更新計画

### ■ 1960年～1970年代以降に建設された送変電設備の高経年化

更新工事の物量が増加傾向にあることから、施工力を考慮しつつ、更新の必要性・優先度に応じて適切に更新していく必要があるため、広域機関は2021年12月に高経年化設備更新ガイドラインを策定した。これを踏まえて各一般送配電事業者にて設備のリスク量や更新工事物量が算定され、適切かつ合理的な設備更新計画が策定されている。

- 送電線路の新增設整備計画は、日向幹線等の運開により、昨年度の計画に比べ減少している。変電設備の新增設整備計画は昨年度の計画と同程度。
- 地域間連系線は新北海道本州間連系設備、丸森いわき幹線、東清水変電所、新佐久間周波数変換所、関ヶ原北近江線及び南福光連系所の6件が計画されている。

## ○ 主要な送電線路の整備計画（こう長）

## ○ 主要な変電設備の整備計画

区分	架空(km)	地中(km)	合計(km)
新增設	381 (616)	58 (56)	439 (672)
廃止	△95 (△101)	△9 (0)	△104 (△101)
合計	286 (515)	49 (56)	335 (571)

区分	変電所(MVA)	変圧器台数(台)	変換所(MW)
新增設	30,163 (28,578)	42 (40)	1,200 (1,200)
廃止	△5,600 (△4,550)	△17 (△16)	△300 (△300)
合計	24,563 (24,028)	25 (24)	900 (900)

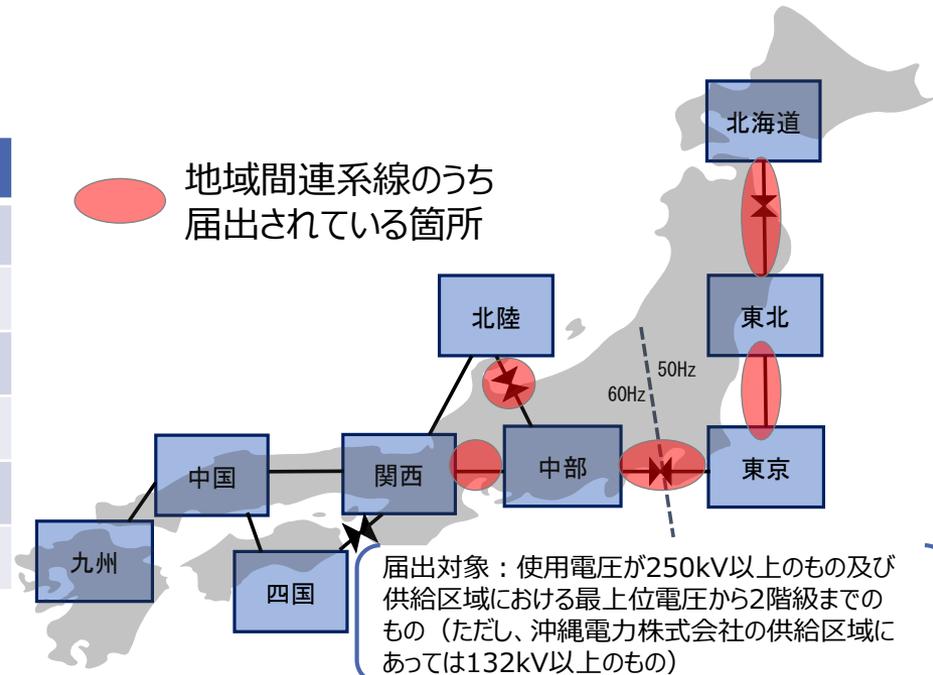
※（ ）内は昨年値  
 ※使用開始年月が未定のものにはカウントしていない  
 ※合計値が合わないのは四捨五入の関係による

※（ ）内は昨年値

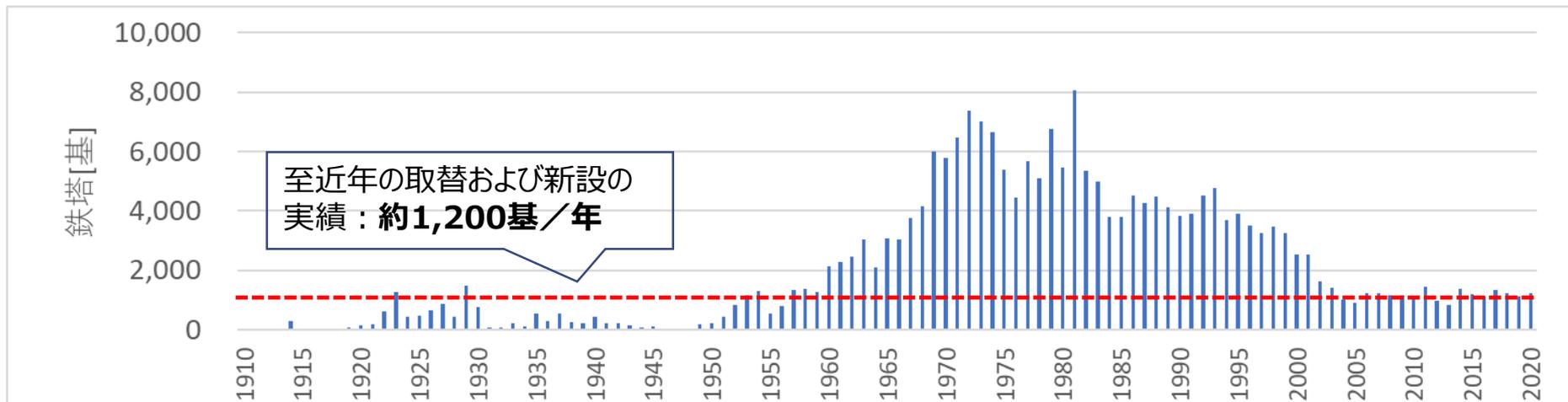
## ○ 地域間連系線の整備計画

連系エリア	名称	容量	使用開始
北海道～東北	新北海道本州間連系設備	300MW	2028年3月
東北～東京	丸森いわき幹線	—	2027年11月
東京～中部	東清水変電所	600MW	2028年3月
	新佐久間周波数変換所	300MW	2027年度
中部～北陸	南福光連系所※1	—	未定
中部～関西	関ヶ原北近江線※1	—	未定

※1：計画策定プロセスにて検討



- 経済成長が著しかった1960年～1970年代以降に大量に施設された送配電設備が今後本格的に経年対策を要する時期を迎つつあり、将来にわたって安定供給を確保していくためには、高経年化設備更新ガイドラインを踏まえ、適切に更新時期を見極めていくことが必要。



例：鉄塔の経年分布（66kV～500kV）

出典元：2023年3月 広域系統長期方針

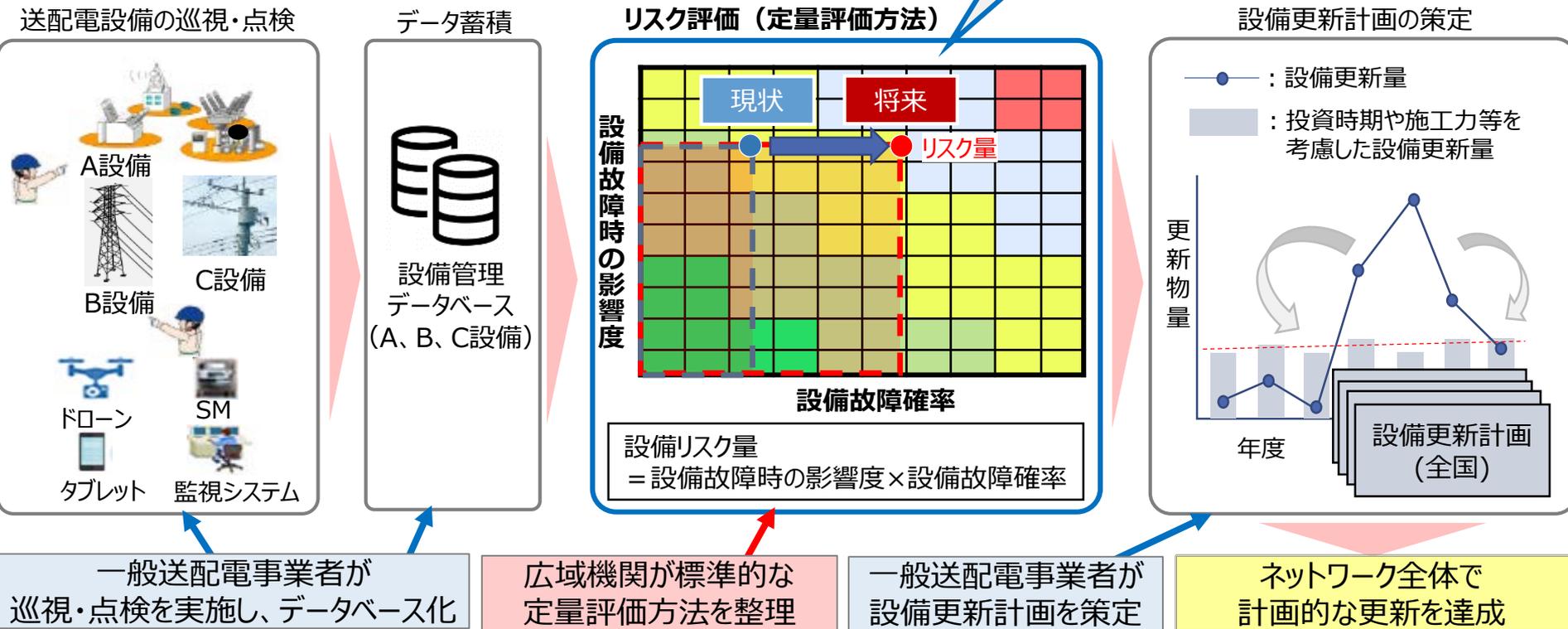
- 日本国内における広域連系系統の設備量に対し、今回の新たな新增設及び廃止を踏まえると、各設備量ともに数%増加することになる。

設備	日本国内における 広域連系系統	今回計画			設備量の変化
		新增設	廃止	計	
架空線こう長	約22,000km	381km	△95km	286km	数%増加
地中線こう長	約800km	58km	△9km	49km	数%増加
変圧器	約1,400台	42台	△17台	26台	数%増加

- 広域機関は、一般送配電事業者10社共通の標準的な設備リスク評価方法を示した「高経年化設備更新ガイドライン」を策定。
- 各一般送配電事業者は、高経年化設備更新ガイドラインを用いることで、各設備のリスク量（設備の故障確率×故障影響度）を評価した上で、そのリスク量や施工力等を踏まえて工事物量を算定し、設備更新計画に反映する。

## <設備保全から設備更新計画策定までの流れ>

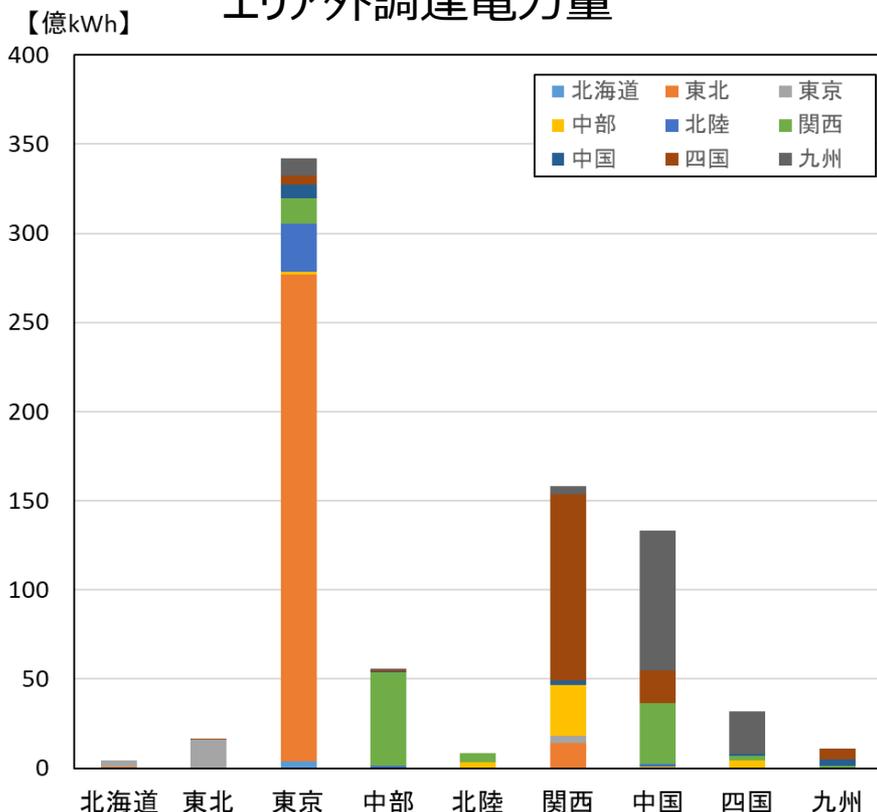
### 高経年化設備更新ガイドラインを策定



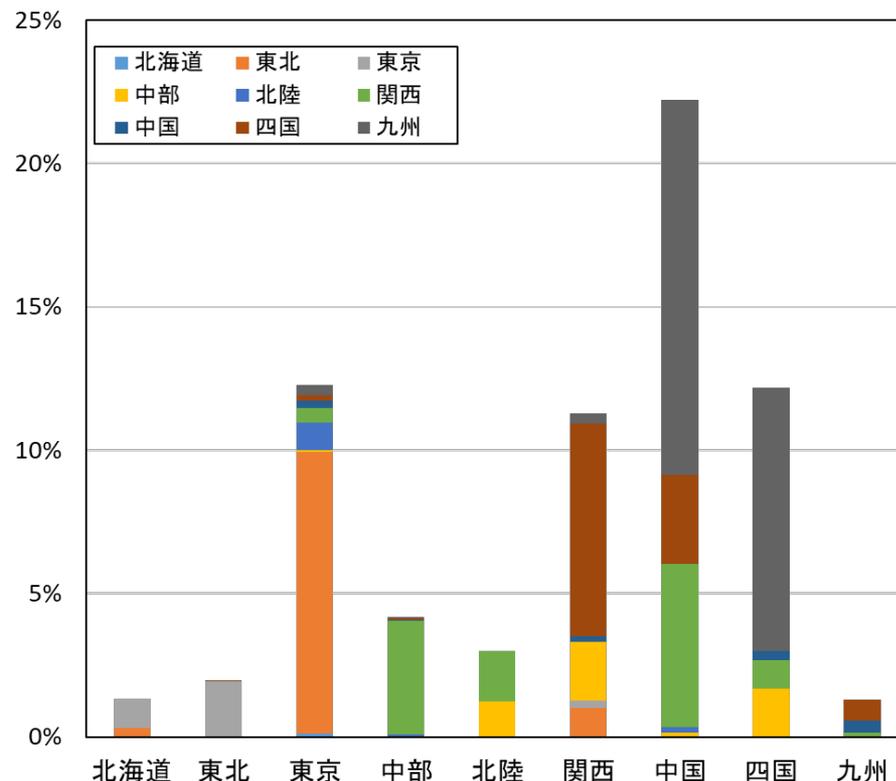
1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 2023年度におけるエリア外からの調達電力量は東京・関西・中国エリアが多く、逆にエリア外へ供給される電力量は東北、四国、九州エリアが多く、昨年度と同様の傾向となった。

### エリア外調達電力量



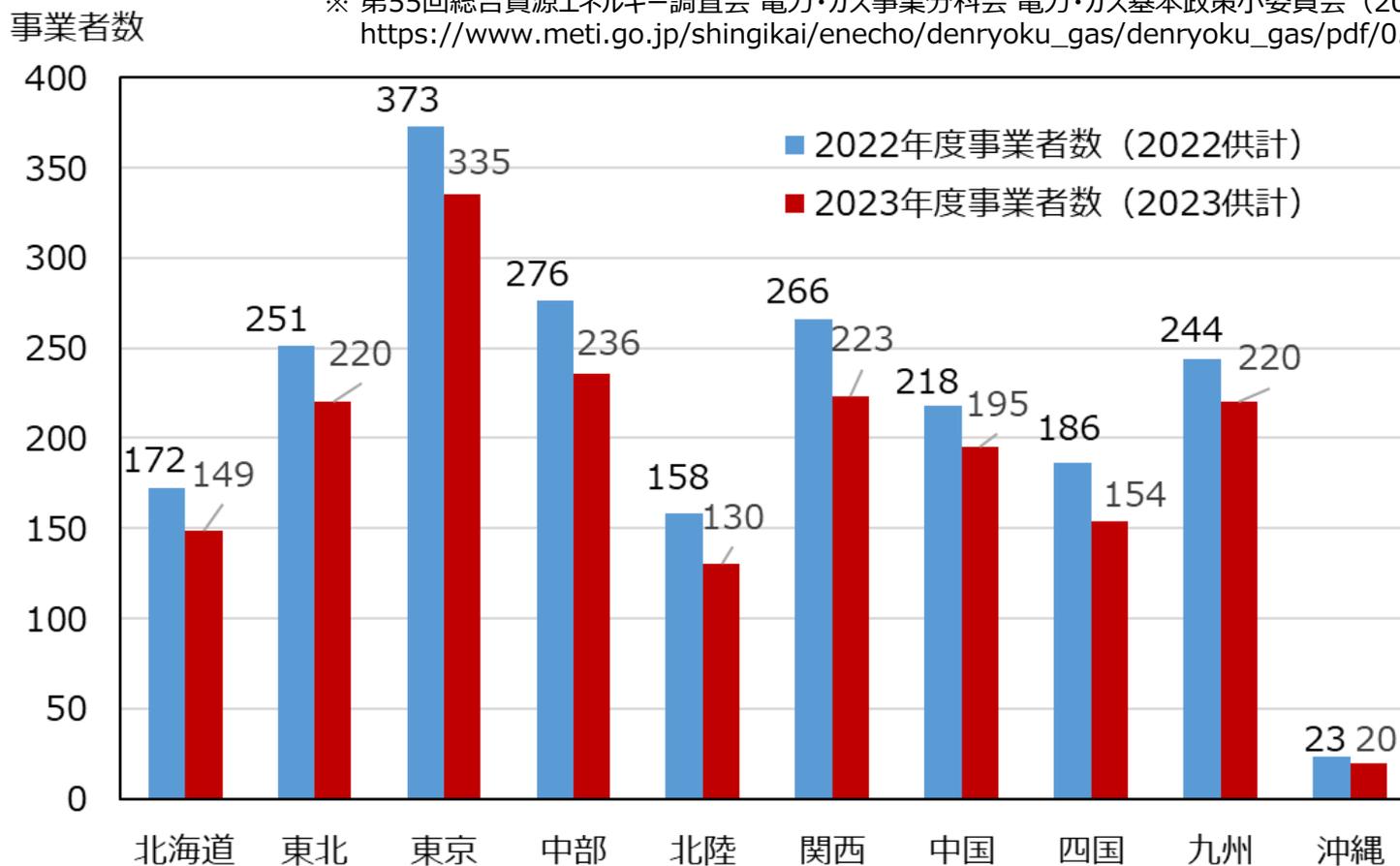
### エリア外調達電力量の比率※



1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 卸電力市場価格の高騰等により市場に依存するビジネスモデルにおいては、小売電気事業者からの撤退や縮小が相次いでいるとの分析※もあり、全てのエリアで小売電気事業者数は減少している。

※ 第55回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（2022.11.8）資料3-1  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/pdf/055\\_03\\_01.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/055_03_01.pdf)

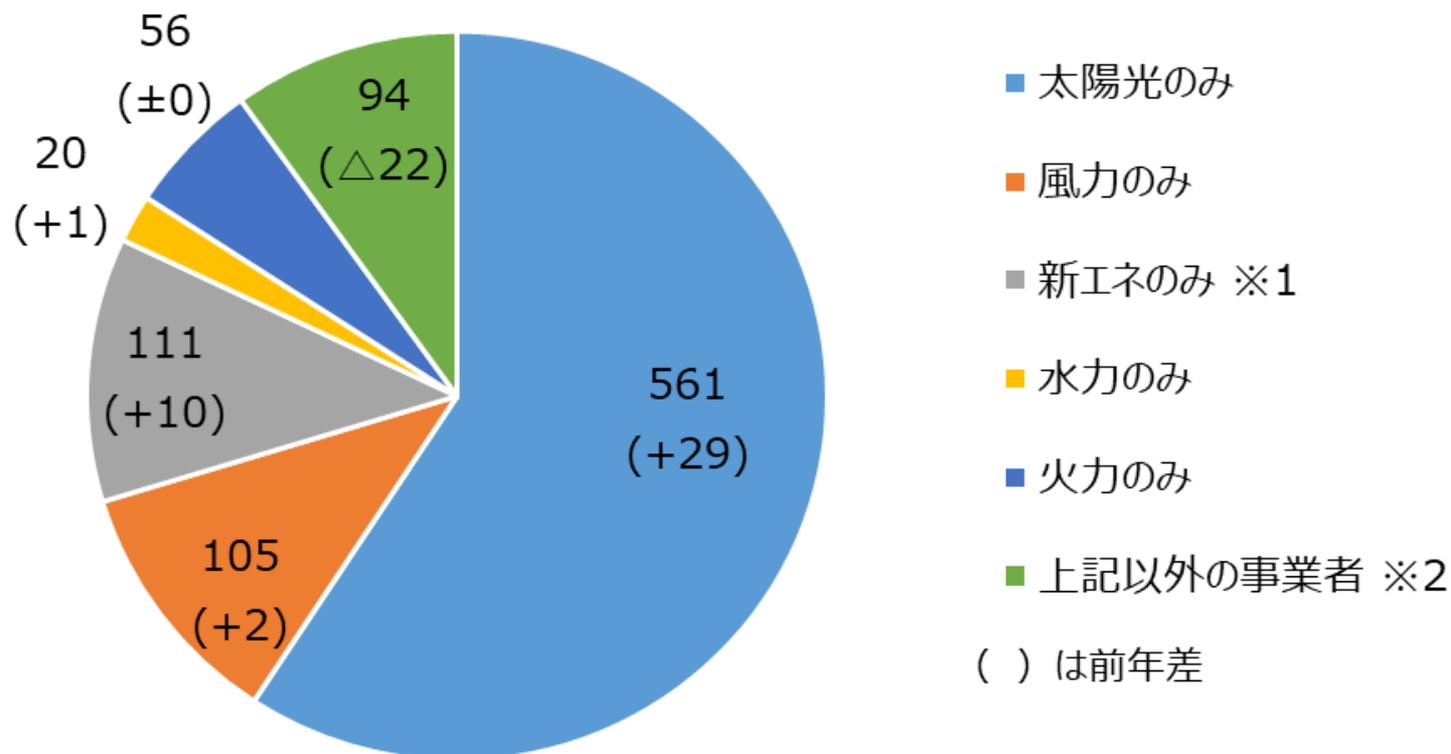


2023年度のエリア需要

【万kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
416	1,338	5,499	2,455	495	2,741	1,043	497	1,537	161

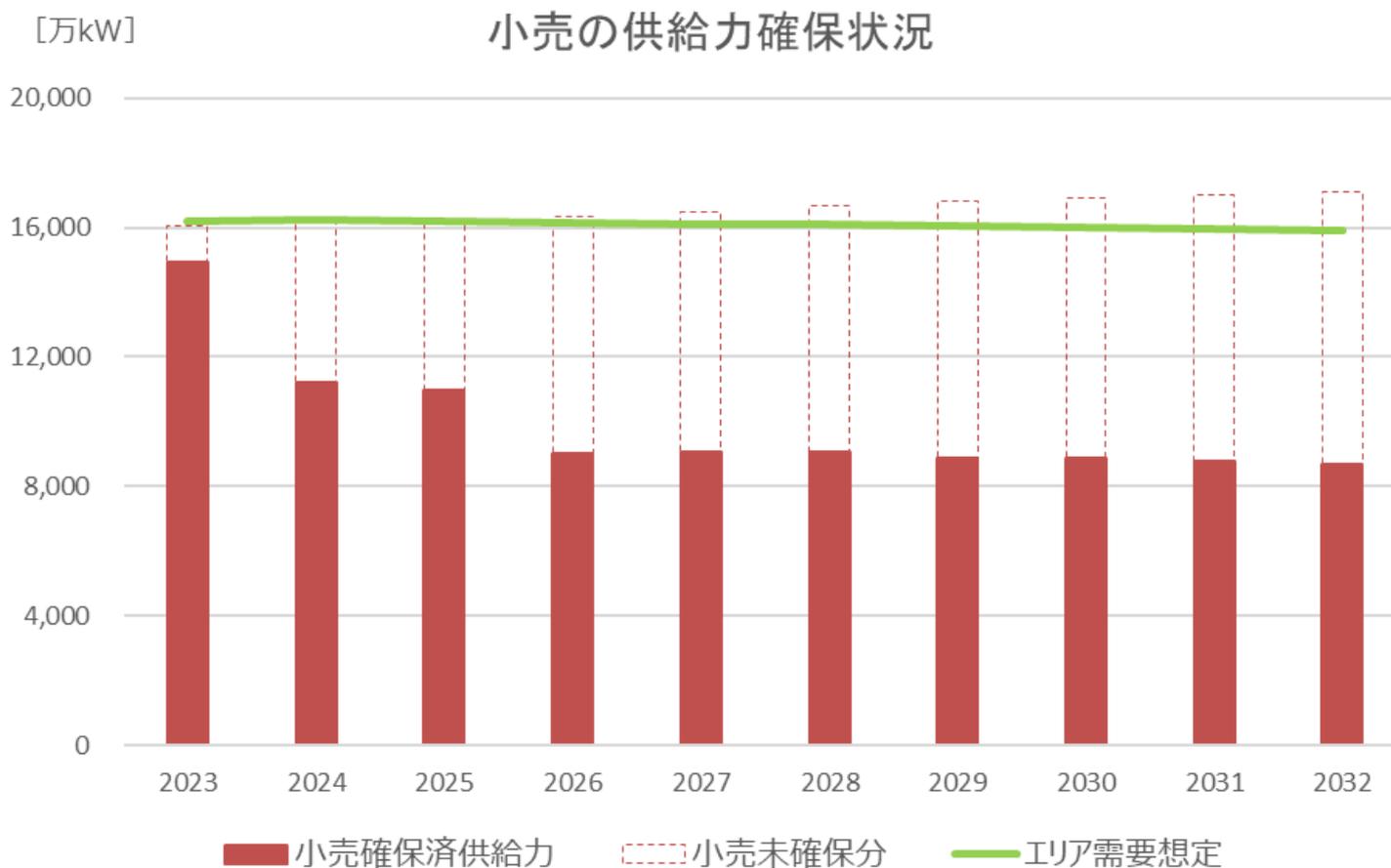
- 2023年度末時点に保有する発電設備の種別による分類では、太陽光のみの事業形態の事業者数が最も多く、かつ新規参入者数も多くなっている。



※1：太陽光・風力以外の新エネ電源のみ（地熱のみ・バイオマスのみ・廃棄物のみ）保有、または太陽光・風力含む複数種類の新エネ電源のみ保有事業者が対象

※2：火力と新エネ（バイオマス等）の混焼設備のみ保有事業者も含む

- 小売電気事業者による供給力について、2023年度は一定程度確保されているが、2024年度以降、その確保量は減少する傾向にある。
- 2022年度から旧一般電気事業者の発電部門が卸標準メニューに基づく取引を開始しており、同グループの小売部門においても、2024年度以降の契約量が確定していない等の理由から、確保済供給力が減少していく。



供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

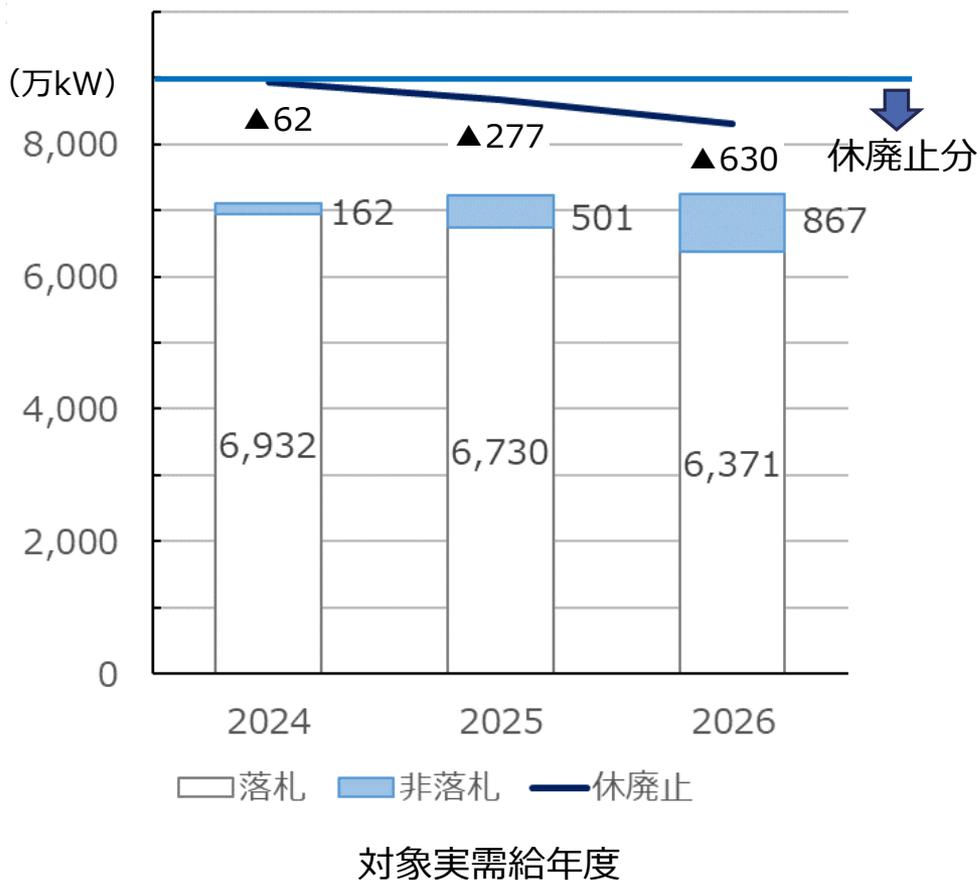
- 2023年供給計画の取りまとめにおいて抽出した課題は以下のとおり。課題を踏まえた広域機関としての対応と、国に求める対応とを合わせ、大臣意見として取りまとめる。

### （1）供給計画における容量市場での落札／非落札電源の動向と諸課題

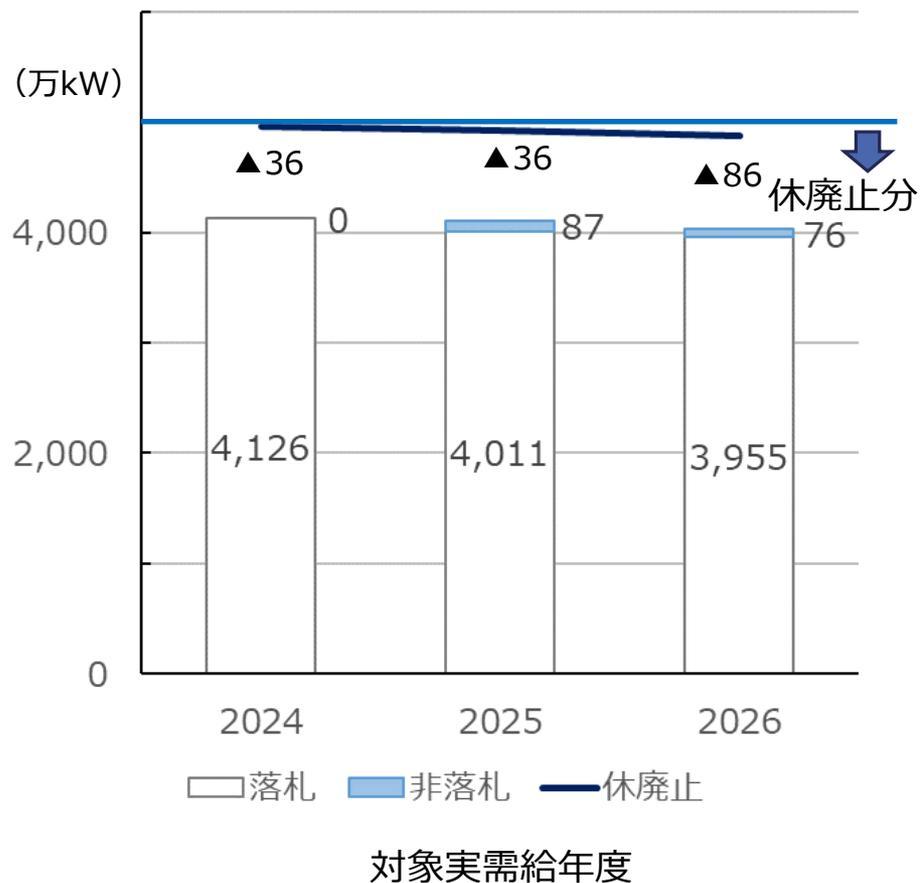
- 容量市場のメインオークションにおいて非落札となった電源について、事業者がその結果をもって「供給力として不要」と見立て、供給計画にて「休廃止」とする傾向が見受けられる。
- 本機関としては、供給計画のヒアリング等を通じて、卸電力市場や相対契約など容量市場以外での活用も考慮し、休廃止には慎重な判断をするよう再考を促している。
- 事業者が容量市場に入札し落札している電源の中にも、設備トラブル等により市場での義務履行が難しいケースなども含め、「退出」の申出がある状況。
- 電源退出が特定エリアに偏ることで、そのエリアが供給力不足に陥る危惧もあり、その場合には必要な供給力を確保するための適切な措置を検討する必要がある。
- 本機関としては、調達必要量の再評価をもとに追加オークションの実施要否について検討していくが、供給力確保の促進という容量市場に期待される機能を適正に発揮させるためには、いたずらな電源退出が多発しないよう、その未然防止などの環境整備や、万一の不測の状況に対する備えが必要と考える。
- 国においては、発電事業者に求められる行動に対する適切な監視と指導、必要に応じた制度面での手当てや措置を期待する。

■ LNG火力は容量市場メインオークションにおける非落札の増加にあわせて、休廃止が増加する一方、石炭火力の非落札は少なく、休廃止も少ない傾向。

LNG火力



石炭火力



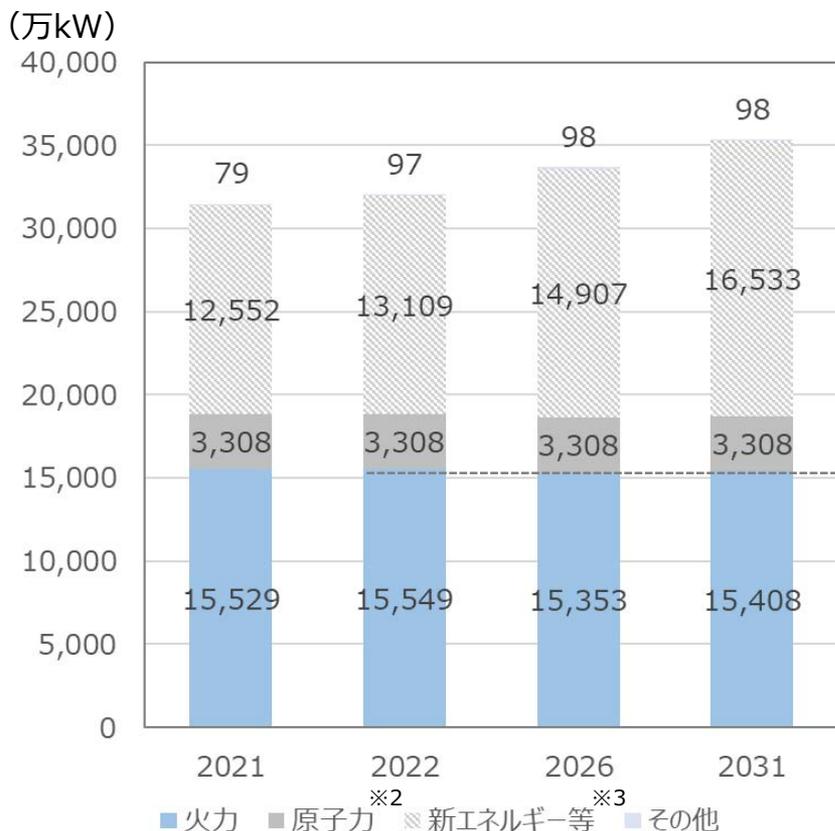
## （2）長期的な電源確保とカーボンニュートラル実現に係る課題

- 電源構成の変化の分析から、各電源の動向として、原子力電源は変化がなく、新エネルギー等電源は増加している一方で、火力電源は減少している。
- 火力電源の電源開発・休廃止計画に基づく、新增設は2025年度頃以降、計画されておらず、主にLNG火力の休廃止が増加する一方、石炭火力の休廃止がほとんどない傾向。この傾向は、容量市場における非落札の傾向と符合し、非落札LNG火力の休廃止の影響を受けたものと推察される。
- 今後この動向が継続するとLNG火力の休廃止が進み、将来的にカーボンニュートラル実現に向けた非効率石炭火力の退出が加速すると、安定供給の確保について懸念が出る可能性がある。
- 本機関としては、カーボンニュートラルの実現にも資する計画的な電源投資の基礎となる10年超の長期電力需給の見直し検討への貢献や、電源投資の予見性向上に資する長期脱炭素電源オークションをはじめとする対応策について、国と連携し検討していく。
- なお、事業者からは、電源確保の仕組みだけでなく、水素及びアンモニア等の脱炭素燃料の安定的かつ継続的な確保のため、製造や輸送及び貯蔵に係るサプライチェーンの構築が不可欠となるが、その点は、個別の企業努力だけでは難しいとの意見が多く寄せられた。
- 国においては、水素やアンモニアその他の脱炭素燃料のサプライチェーン構築に向けた、政策的な観点からの支援を期待する。

■ 2022年度供給計画と2023年度供給計画を比較すると、原子力電源は変化がなく、新エネルギー等電源は増加している一方で、火力電源は減少している。

2022年度供給計画

2023年度供給計画



火力設備量\*  
▲409



\*2022年度供給計画の2022年度と2023年度供給計画の2022年度の比較

※1 各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたもの必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている

※2 過去に稼働実績がある設備（既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む33基）

※3 太陽光・風力は、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上

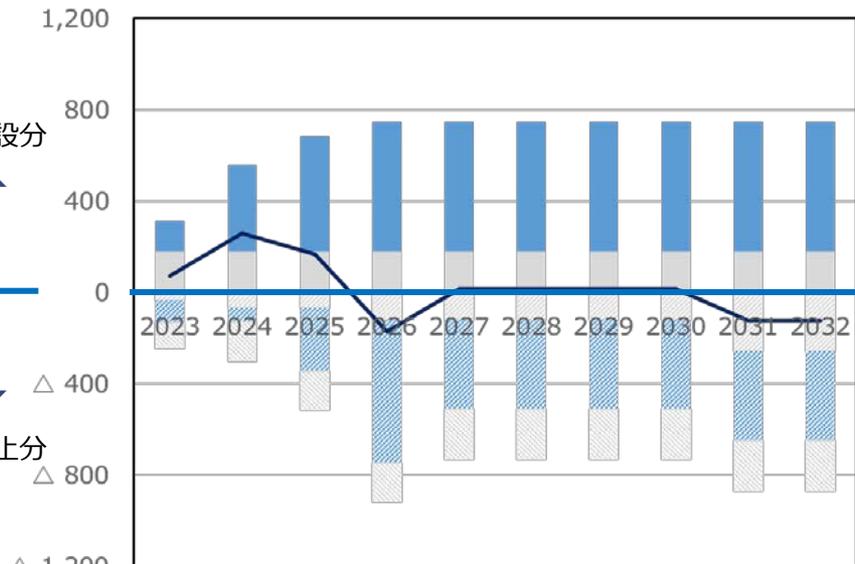
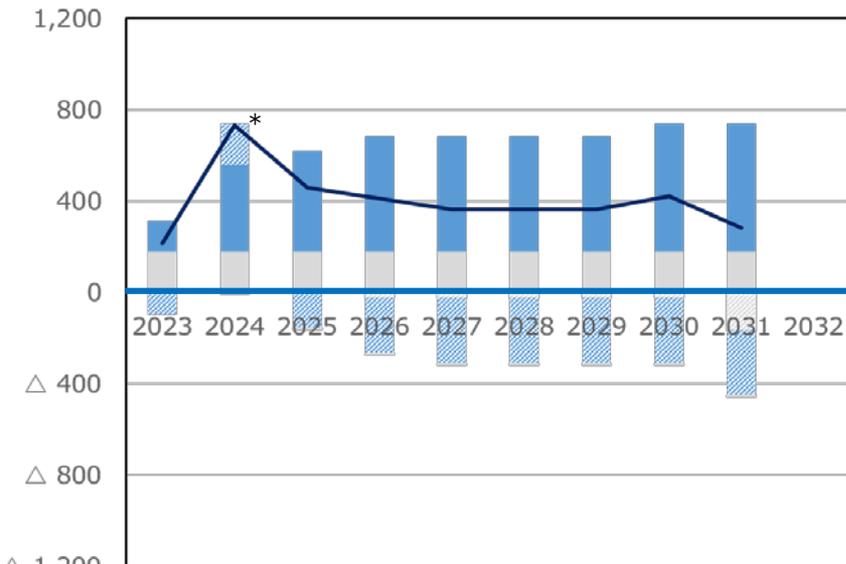
■ 2023年度供給計画と2022年度供給計画を比較すると、新增設はほとんど増加していない一方で、LNG火力等で休廃止が増加している。

## 2022年度供給計画※

## 2023年度供給計画

(万kW)

(万kW)



■ 石炭 (新增設) ■ LNG (新增設) □ 石油他 (新增設)  
 ■ 石炭 (休廃止) ■ LNG (休廃止) □ 石油他 (休廃止)  
 — 合計

■ 石炭 (新增設) ■ LNG (新增設) □ 石油他 (新增設)  
 ■ 石炭 (休廃止) ■ LNG (休廃止) □ 石油他 (休廃止)  
 — 合計

\* 2022年度以前も含めたLNG (休止) の再稼働による

※ 2022年度供給計画を元に作成

※1 「発電所の開発等についての計画書」に基づいて原則1,000kW以上の発電設備 (離島設備を除く) を対象に集計

※2 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

※3 休廃止には長期計画停止を含む

## (3) 2024年度以降の供給計画の在り方

## &lt;小売&gt;

- 2024年度以降は、日本全体で必要な供給力は容量市場を通じて一括して確保されるため、供給能力確保義務の観点からは、個々の事業者の確保状況を詳細に確認する意味合いは薄れていく一方で、事業継続性等の観点、卸供給の形態変化が発電事業者の燃料調達へ与える影響評価の観点から、相対契約の状況を把握することに一定の効果が期待できる。
- 本機関としては、小売電気事業者の調達済供給力について状況把握に努めるとともに、電気事業者以外からの調達量等も含めて、需給バランス評価における扱いを検討していく。

## &lt;発電&gt;

- 2024年度以降、調整力公募から需給調整市場への全面的な移行に伴い、年間段階の調整力の確保状況を把握できなくなる。加えて、至近3年間の容量市場のメインオークション結果から、調整機能ありの電源の落札量が減少している。
- 容量市場、需給調整市場が機能するためには、必要量を提供する設備が将来に亘って存在することであり、供給計画の取りまとめにおいて、その確認を担えるような検討が必要。
- 本機関としては、発電設備の新增設や休廃止の動向、個別の発電設備毎の供給力や、調整力等の把握に努めるとともに、中長期的な調整力確保等に向け、国や関係事業者とも連携しながら、必要な対策の検討を進めていく。
- 国においては、各電気事業者のとりまく事業環境の変化にも配慮しつつ、供給計画の届出様式の見直しも含め、具体的な対応策の検討を期待する。

(以 上)