

容量市場について

2023年6月21日

資源エネルギー庁

本日の議論

- 2022年3月の電力需給ひっ迫を契機とした必要供給力の見直し結果を反映するにあたり、供給力確保策全体の在り方や費用負担・回収の在り方等に関する御議論が進められてきた。
- 2023年5月25日に開催された第79回制度検討作業部会において容量市場における調達量の控除の考え方が整理された。また、2023年5月30日に開催された電力・ガス基本政策小委員会において費用負担の在り方について整理が進められた。それらの御議論についての振り返り、及び御報告をさせていただきたい。
- また、第79回制度検討作業部会では、容量市場における非効率石炭火力の誘導措置の見直しの必要性についても御議論をいただいた。今後の検討の方向性を提示させていただき、引き続き御議論をさせていただきたい。

- 1. 必要供給力と費用負担の全体像**
2. 非効率石炭火力の稼働に関する誘導措置

必要供給力と費用負担に関する整理の状況

- 2022年3月の電力需給ひっ迫を契機とした必要供給力の見直しについては、電力広域的運営推進機関が2023年1月24日に開催した第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で整理された。
- 一方、供給力確保策全体における容量市場での調達量の考え方や、各仕組みにおける費用負担の在り方については議論が継続されてきた。
- 2023年3月29日に開催された第60回電力・ガス基本政策小委員会では、社会コストの徒な増加を抑止するため、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、**必要供給力から一定量を控除して容量市場で調達する考え方**が示された。
- その後、容量市場外の供給力の分析を踏まえ、2023年5月25日に開催された第79回制度検討作業部会では容量市場での調達量から差し引く**控除量を120万kWとする方向性**が提示され、継続検証の必要性に関する御意見と共に、一定の御賛同をいただいた。
- また、容量市場での供給力の調達に関する費用負担については、2023年5月30日に開催された第62回電力・ガス基本政策小委員会において、これまで小売負担として整理されていた**稀頻度リスク対応分を託送負担とする方向性**が提示され、一定の御賛同をいただいた。

【参考】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会提示された基本方針

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 廠気象対応	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ヵ月 (継続して状況を注視)	変化なし	至近3カ年の供給計画における計画停止量は2.1ヵ月相当であるが、 1.9ヵ月で据え置き
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)	廠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が現時点では不明

論点① 今後の必要供給力と容量市場

- 2022年3月の東京エリアにおける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、安定供給に必要な供給力は、これまでに比べ、一定程度増加する見込みである。

※従前、H3需要の約13%としていたが、3～4%程度増加する見込み。

- こうした安定供給に必要な供給力は、2024年度の容量市場の運用開始以降、容量市場を通じて確保していくことが基本となる。
- 他方、容量市場への参加が任意とされ、容量市場に参加せずに稼働する電源等もある中、必要な供給力をすべて容量市場で調達することになると、必要以上に供給力を確保することになり、結果的に社会コストが徒に増加することにもなりかねない。

- このため、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、容量市場での調達量は、必要供給力全量ではなく、一定量を差し引くこととし、具体的な控除量については、本小委の下の制度検討作業部会において決定することとしてはどうか。

(※) 実需給の4年前に行うメインオークションと、実需給の1年前に行う追加オークションがあることに留意。

- その際、控除量については、安定供給に万全を期す観点から保守的に見積もることとした上で、容量市場外の供給力の動向を踏まえ、柔軟に見直しを行うこととしてはどうか。

【参考】容量市場調達分からの控除量

第79回 制度検討作業部会
(2023年5月25日) 資料3

容量市場外の供給力と控除量について

- 2023年3月29日に開催された第60回電力ガス・基本政策小委員会において、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、容量市場での調達量を必要供給力の全量とするのではなく、一定量を差し引いて調達する考え方が示された。
- 2023年4月26日に開催された第78回制度検討作業部会において、供給計画と容量市場で確保された供給力の差分の分析について議論され、「発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動する」個別要因の存在が示唆された。
- この個別要因には、FIT電源期待容量の想定差や火力・水力の容量市場不参加分等、原子力増加分、休廃止増加分が存在する。このうち火力・水力の容量市場不参加分等の一部については、例えば工場の生産プロセスに影響を受ける自家発余剰のように発電量の変動が大きく、その特性から容量市場に参加することが難しいと判断してきた可能性が相対的に高い。そのため、容量市場での調達量から差し引く控除量として扱うこととしてはどうか。
- 火力・水力の容量市場不参加分は2024年度：約200万kW、2025年度：約170万kWと推定され、約120万kWについては2024年度、2025年度共に不参加となっている。容量市場に参加しない電源は各年度で発生する可能性もあるが、**控除量を保守的に見積もる観点から、両年度に共通して出現した供給力である120万kWを容量市場調達分からの控除量としてはどうか。**

【参考】容量市場外の供給力に関する考察

第79回 制度検討作業部会
(2023年5月25日) 資料3

容量市場外の供給力と控除量 各個別要因の控除量への織り込みの検討

- 火力・水力の容量市場不参加分については、容量市場外の供給力と見なし得るものと考えられ、控除量の根拠となり得る。

根拠になり得る:○
根拠にできない:×

検討項目	控除量 根拠	考え方
FIT電源期待容量の想定差	×	供給計画は各送配電が提出する。各送配電は供給計画を提出するにあたって過去の増加分の傾向を織り込んで予測する等を行う。補正される可能性が比較的高いため、蓋然性のあるものとして見込むことは困難。また、追加オークションで織り込むものである。
火力・水力の容量市場不参加分等	○	火力・水力の容量市場不参加分の一部については、例えば工場の生産プロセスに影響を受ける自家発余剰のように発電量の変動が大きいものである可能性があり、その特性から容量市場に参加することが難しいと判断してきた可能性が相対的に高い。
原子力増加分	×	今後再稼働が進むと考えられるが、そのタイミングを数年前に見通すことはできず、保守的に見積もる観点から蓋然性のあるものとして見込むことは困難。
休廃止増加等	×	蓋然性のあるものとして見込むことは困難。市場退出として反映されることから追加オークションの需要曲線に織り込むもの。

【参考】供給力調達における稀頻度リスク対応分の取扱い

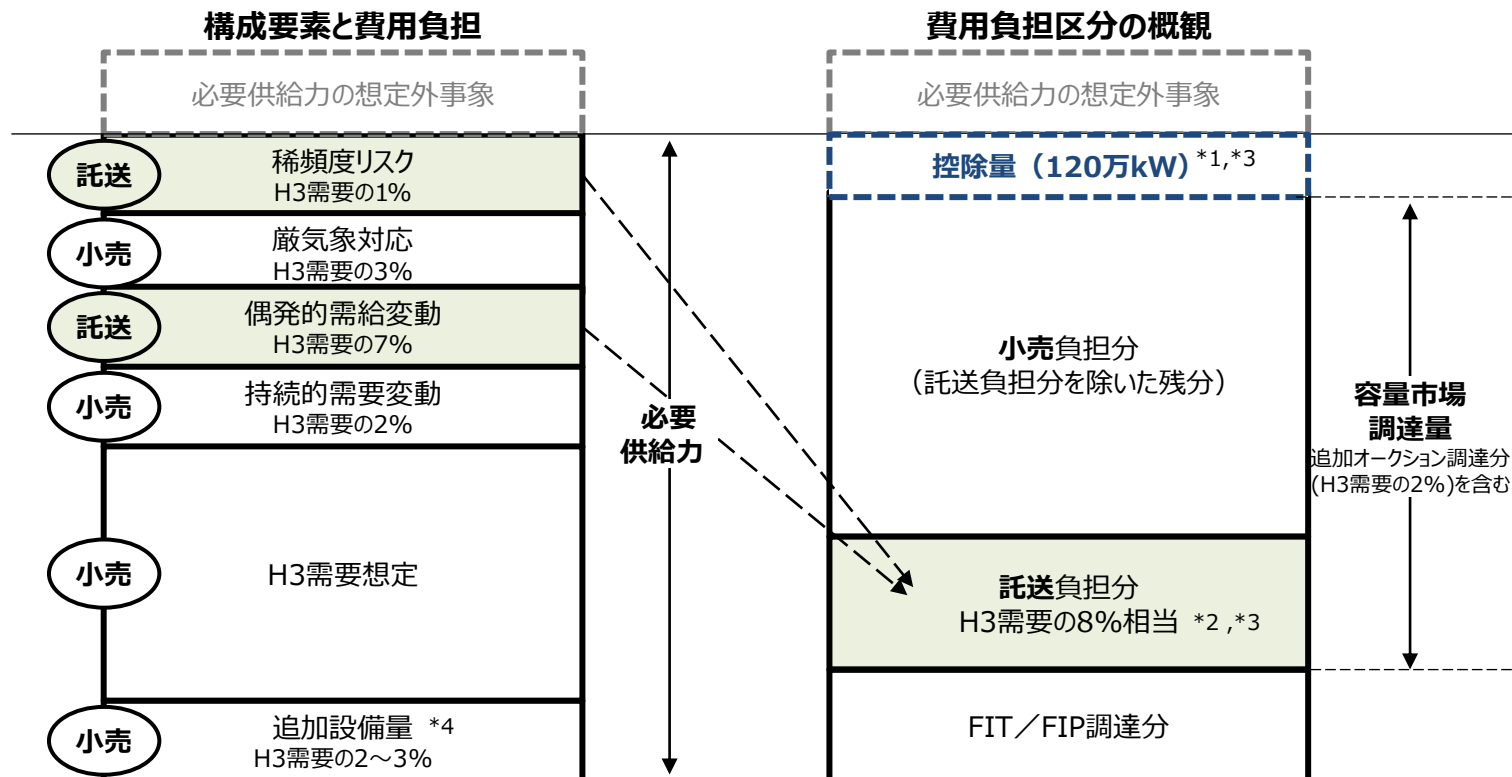
第62回 電力・ガス基本政策小委員会
(2023年5月30日) 資料3

供給力確保の費用負担の在り方②

- 容量市場における費用については、偶発的需給変動分（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担し、その他を小売事業者負担とする整理が既になされている。
- 他方、昨年の電力需給ひっ迫を踏まえ、「厳気象対応」及び「稀頻度リスク」が見直されており、その費用負担の在り方について、本小委員会の下での制度検討作業部会でも議論が行われている。
- まず、「厳気象対応」は、需要の変動に直結する事象に対応するものであり、小売電気事業に通常付随するリスクとして、気象予報等に基づき一定程度事前の対応も可能であるため、小売電気事業者において負担することが妥当と考えられる。
- 次に、「稀頻度リスク」は、厳気象時に生じる電源脱落等のリスクに対応するものであり、小売電気事業者にとって予見可能性はなく、リスク低減の方策もない。このため、小売電気事業者の負担とすることの合理性に乏しく、最終的に需要家が均等に負担することで社会全体で負担することになる、託送料金での負担に馴染むのではないか。
- また、予備電源の確保費用は、容量市場における「稀頻度リスク」より更に稀な大規模災害等に対応するものである。個々の小売電気事業者が備えることは不可能であり、社会全体で負担することが妥当と考えられるため、一般送配電事業者（＝託送料金）の負担とすることとしてはどうか。
- なお、供給力確保の仕組みが複雑となり、費用負担の方法も多様化する中で、供給力確保費用の透明性を確保し、最終負担者である需要家の理解を得る観点から、費用の全体像については、本小委において定期的にフォローアップすることとしてはどうか。

必要供給力と費用負担の全体像

- これまでの議論を踏まえ、2027年度実需給向けの容量市場メインオークションより必要供給力から控除量(120万kW)を考慮した調達を実施され*1、費用負担についても2027年度実需給分からH3需要の8%相当が託送負担分*2となる。
- なお、2025年度及び2026年度の実需給分はメインオークションを開催済みである。これまでの議論を踏襲したうえで、今後必要に応じて具体的な取扱いを明確にすることとしてはどうか。



*1：必要供給力からの控除量は、FIT電源等の期待容量や追加オークション調達分と同様に約定処理において供給曲線に織り込むことを想定。

*2：エリアの約定価格×エリアのH3需要に8%を乗じた金額について、エリア毎の一般送配電事業者・配電事業者の負担総額が算定される（マルチプライスが生じた場合は、エリアの約定価格に加味される）。

*3：控除量の裏付けとなる供給力は、容量市場外であっても小売事業者の負担により固定費を回収していると考えられる。また、託送負担分はH3需要に対する割合として整理されている。そのため、控除量の費用負担は小売負担分の減少として整理することを想定。

*4：計画停止可能量を確保するために必要な供給力である「追加設備量」の一部には、必要供給力の見直しに伴う春秋の厳気象対応分と稀頻度リスク対応分が含まれる。

1. 必要供給力と費用負担の全体像
2. 非効率石炭火力の稼働に関する誘導措置

非効率石炭火力の稼働抑制に関する誘導措置について

- 2023年5月25日に開催された第79回制度検討作業部会では、非効率石炭火力の稼働に関する誘導措置見直しの必要性について御議論をいただいた。
- 2026年度実需給向けのメインオークションにおいてLNG火力に比べ石炭等火力の不落札が経年にかかわらず少ないことや、カーボンニュートラルに向けた動きの加速に伴う検討の必要性について一定の御理解をいただいた。一方、誘導措置は2025年度から適用予定である。その効果の確認の必要性や安定供給と抑制量のバランスを短期と中長期で考える重要性についても御意見をいただいた。
- 毎年度の供給計画における石炭火力の設備利用率は減少傾向にある。ただし、先般の需給ひっ迫やLNG価格の高騰の影響などを受け、その減少速度は鈍化している可能性がある。誘導措置を強化することは、発電設備の退出意思決定にも影響を与える可能性があり、カーボンニュートラルの推進に資するものである。
- 一方、安定供給の観点では、**供給力の新陳代謝**が進むことが重要である。長期脱炭素電源オークションでは一定期間LNG新設・リプレースの募集を設けることで、供給力新設を推進しようとしている。経年火力等の減少に対し、新設供給力の追加が見込まれるかという視点が必要ではないか。
- また、**調整力を提供する設備が将来に亘って存在**することを確認する検討の必要性が直近の供給計画において述べられている。至近3年間の容量市場のメインオークション結果からは、調整機能がある電源の落札量が減少している傾向も見受けられる。
- 誘導措置の強化については、**今後の供給力の構成と合わせた議論が重要**なため、**供給力の新設動向や調整力等確保の議論**の進展も踏まえ、**継続的に検討**することとしてはどうか。

【参考】長期脱炭素電源オークションにおける募集量のイメージ

制度検討作業部会 第八次中間取りまとめ
(2022年10月3日) より抜粋

②募集量

2021年度の容量市場の結果では、調達量の約7割（約1.2億kW）を化石電源が占めている。

2050年カーボンニュートラルを達成するためには、今後の省エネや電化の結果次第ではあるが、約7割の化石電源を脱炭素電源に置き換えていくことや、現状存在する脱炭素電源のリプレース等を進めていく必要がある。

電源建設には一定のリードタイムが必要であることから、投資判断に残された期間は、残り20年程度となるため、仮に約1.2億kWの化石電源の全てを脱炭素電源に置き換えていくとすると、年平均で約600万kW程度の導入が必要となる。一方で、足下ではFIT再エネが期待容量ベースで年間150万kW程度増加している。

こうした中で、必ずしも本制度措置のみで脱炭素電源の導入を行っていく訳ではないこと、今後の様々なイノベーションにより、より効率的に脱炭素電源を導入することが可能となる可能性もあり、制度開始当初から平均的な導入量を募集すると競争圧力が働かず結果的に国民負担が増加する可能性があることを踏まえ、**本制度措置の初期段階における募集量は、スモールスタートを基本とすることとし、具体的な募集量は、今後検討することとした。**なお、蓄電池については、供給力としての価値が限定的であり、それにより大部分を占める結果にならないか、との意見があった。このため、**蓄電池については、募集量に上限を設けることとし、今後詳細を検討することとした。**

(参考図14) 本制度措置における募集量のイメージ



【参考】長期脱炭素電源オークションにおけるLNG火力募集について

募集量

第72回 制度検討作業部会
(2022年11月30日) 資料6

- 第8次中間とりまとめでは、本制度の募集量に関し、以下のとおり整理されている。
 - **脱炭素電源**：足下の1.2億kWの化石電源を全て脱炭素電源に置き換えていくとすると、年平均で600万kW程度の導入が必要となるが、今後のイノベーションにより効率的に導入することが可能となる可能性もあること等を踏まえ、**本制度の初期段階における募集量は、スモールスタートとしていく。**
 - **蓄電池**：供給力としての価値が限定的であるため、**募集量に上限を設ける。**
 - **既設火力の改修**：必ずしも短期的な供給力の増加には寄与しないため、**例えば、募集量の1/4程度までとする等、募集上限を設ける。**その際、**2030年断面の水素・アンモニア1%というエネルギーミックスの目標との整合性に配慮すべき。**
 - **LNG火力**：今冬の需給ひっ迫を踏まえた対応として、一定期間内に限って新設・リプレースのLNG火力を対象とし、**脱炭素電源とは別途募集量を設ける。**
- これを踏まえ、以下の点について御議論いただきたい。
 - **脱炭素電源の募集量**
 - 脱炭素電源の募集量のうち、**「蓄電池」と「既設火力の改修」の募集上限**
 - **LNG火力の募集量**
 - ※ LNG火力の新設・リプレース案件（LNG専焼）が対象。LNG火力の新設案件（水素10%混焼）や既設火力の改修案件（水素10%混焼）等は脱炭素電源としての募集となる
 - 募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い

【参考】供給計画における調整力確保や状況把握に関する言及

「2023年度供給計画の取りまとめ」（電力広域的運営推進機関）より抜粋

○ 2024年度以降の供給計画の在り方

1) 小売電気事業について
(省略)

2) 発電事業について

発電事業者に対しては、保有する供給力、調整力等の把握について、これまで以上に精緻化、高度化が求められる。特に、2024年度以降、調整力公募から需給調整市場へ全面的に移行し、調整力の確保も実需給に近い断面で効率的かつ確実な確保を図ることになる一方、**年間段階の調整力の確保状況については、これまでのようには把握できなくなる**。加えて、**必要な調整力は、容量市場と需給調整市場を通じて確保、維持されることになるが**、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傾向も見受けられる**。

容量市場、需給調整市場では、必要な供給力、調整力（調整余力）について、市場メカニズムを活用して、広域的、経済合理的に調達するものであるが、その仕組み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が必要**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である。

また、前述のとおり小売電気事業者との長期の相対契約が減少していく傾向の中で、発電事業者として、将来の相対契約や日本卸電力取引所（JEPX）での取引を見越した燃料調達（販売予定の発電電力量）について、将来の全国大での電力量不足による需給ひっ迫を回避するためにも、個々の発電事業者において適切に想定されているか、供給計画の取りまとめの中で確認することも重要な視点となる。

そのため本機関としては、発電設備の新增設や休廃止の動向、個別の発電設備の供給力や、調整力、発電電力量の把握に努めるとともに、今後の長期脱炭素電源オークションの導入で期待される揚水発電や蓄電池等の脱炭素型の調整力の活用も含めて、**中長期的な調整力確保やその状況把握に向け、国や調整力の提供事業者を含む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、**調整力の効率的な調達及び確保の在り方**や、供給計画における各電気事業者が果たすべき役割を整理するとともに、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ものである。

【参考】容量市場における調整機能あり電源の約定容量

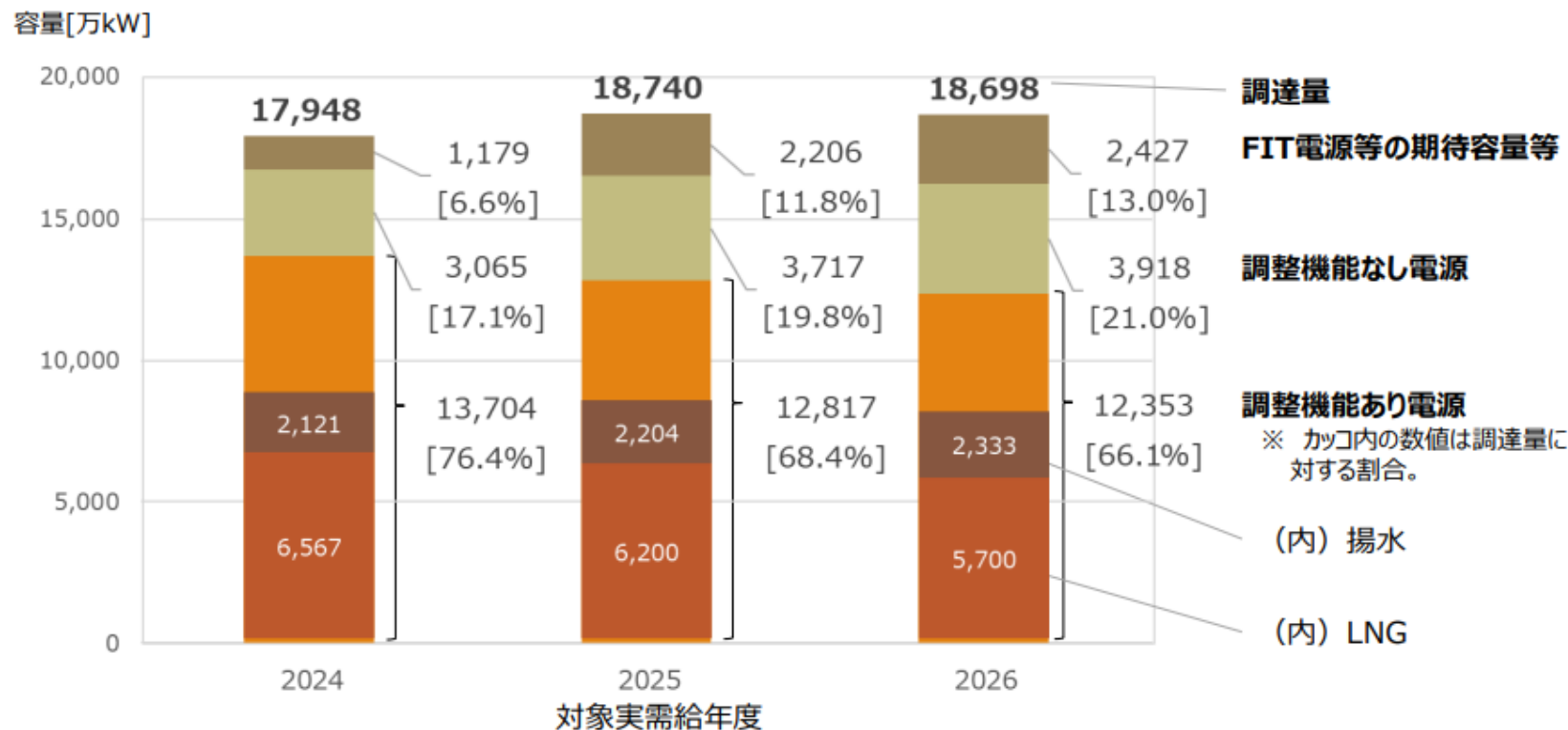
容量市場メインオークション約定結果
(対象実需給年度：2026年度)

4. オークション結果の推移 (3) 調整機能あり電源の約定容量

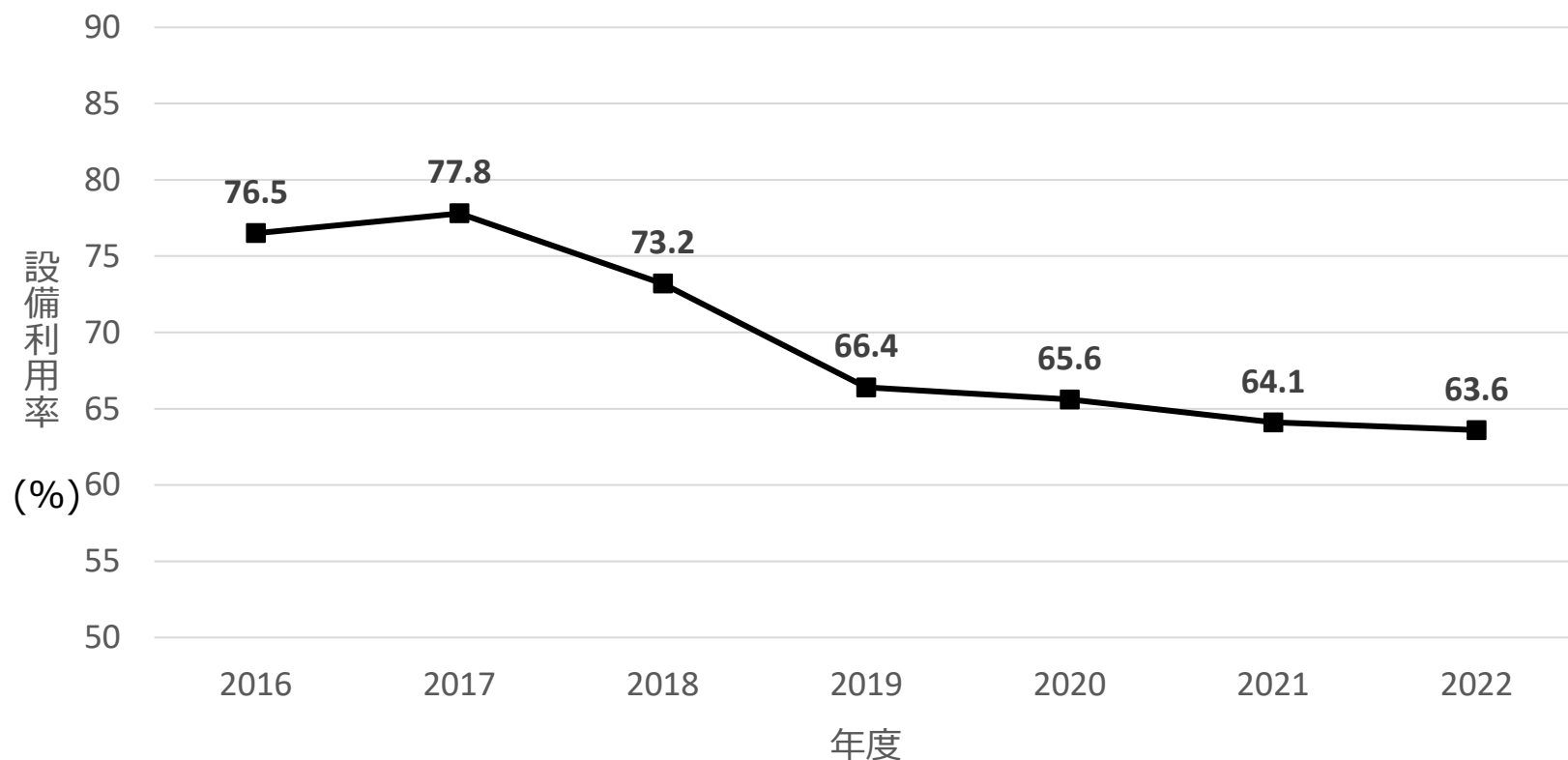
38

■ これまでのオークションにおける「調整機能あり電源の約定容量」などの推移は下記のとおり。

<調整機能あり電源の約定容量>



【参考】石炭設備利用率の推移(供給計画より)



*各年度の供給計画における前年度の値を採録。前年度の値は供給計画提出の時点で把握可能な最新の実績値を以て計上している。
例えば2023年度供給計画の2022年度分は、記載月が4月から11月までの場合は前年度実績、記載月が12月から3月までの場合は前々年度実績に基づき、集計されている。

*設備利用率の算定に用いる設備容量は、事業者が保有する電源のうち、その供給区域の一般送配電事業者が維持および運用する供給設備に接続する発電所が記載されるため、休止電源を含む。

非効率石炭火力の稼働に関する誘導措置見直しの必要性について

- 容量市場では、安定供給を損なわない前提のもと、2050年カーボンニュートラル社会の実現との整合性確保という課題に対応するため、2025年度実需給向けメインオークションから非効率石炭火力の稼働抑制の誘導措置（設計効率42%未満の石炭火力について、設備利用率が50%を超過した場合に容量確保契約金を20%減額）を設けている。
- 2026年度実需給向けメインオークションにおいてはLNG火力は比較的経年の浅い電源が一定量の不落札となっている一方、石炭等は経年に関わらず不落はほとんど見られない。
- また、カーボンニュートラルに向けた動きは加速しており、例えば、本年4月に開催されたG7札幌気候・エネルギー・環境大臣会合において、2035年までに電力部門の完全又は大宗の脱炭素化等の昨年のコミットメントの再確認に加え、排出削減対策が講じられていない化石燃料のフェーズアウトを加速させることが新たに合意された。
- 化石燃料のフェーズアウトについては、安定供給の視点を持ちながら進める必要があり、緊急のLNG投資促進から、長期脱炭素電源オークションにおいて600万kWの追加調達を可能とする方向性が示されている。
- こういった動向を踏まえ、**非効率石炭電源の稼働に関する誘導措置**について、直近の設備利用率等の現状も確認したうえで、**見直しを行うことを検討してはどうか。**
- なお、この誘導措置は必要に応じて見直しを行うこととされており、2023年3月1日に開催された電力・ガス基本政策小委員会の議論でも、更なる措置の必要性が述べられている。