経済産業省

資料4-3

容量市場について

2023年2月27日

資源エネルギー庁

本日の議論

- 前回の制度検討作業部会で御報告させていただいた2022年度メインオークション（実需給2026年度）約定結果への御意見を踏まえ、容量市場に応札している電源や供給力として確保された電源の状況に関して分析を深めたので、その報告を行わせていただきたい。
- また、今後開催判断が行われる追加オークション（2024年度実需給向け）や次回の2023年度メインオークション（2027年度実需給向け）に向け、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）の「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」という。）における検討を受けて、容量市場における必要供給力に関して整理を進めたので、御議論をいただきたい。

1. 供給力の確保状況に関する分析

2. 容量市場における必要供給力の見直し方針

供給力調達状況に関する分析について

- 前回の制度検討作業部会における議論では、容量市場で確保されている供給力の特徴や不落札電源の特徴を把握することにより、供給力の全体像を分析していくことが重要である旨の御意見をいただいたところ。
- 既に広域機関による一定の分析が約定結果と共に公表されているが、今回は発電方式や経過年数といった発電設備の特徴について、落札・不落札といったカテゴリごとの様子や時系列での変化を把握するために分析を実施した。今後容量市場での供給力確保の状況を把握していくにあたり、各分析結果について御意見をいただきたい。

No	分析のラインナップ
1	落札・不落札(上限価格内)・不落札(上限価格超)別　発電方式別の容量・構成比　（2024年度・2025年度・2026年度）
2	落札・不落札(上限価格内)・不落札(上限価格超)別　発電設備の経過年数レンジ別　容量　（2024年度・2025年度・2026年度）
3	落札・不落札(上限価格内)・不落札(上限価格超)別　経過年数レンジ別・発電方式別　容量　（2026年度　*最新年度のみ）
4	落札・不落札(上限価格内)・不落札(上限価格超)別　非効率石炭容量・構成比　（2024年度・2025年度・2026年度）

1. 発電方式別容量・構成比（年度別・落札/不落札別）

一般水力　揚水*1　石炭等*2　LNG　石油その他*3　原子力　発動指令

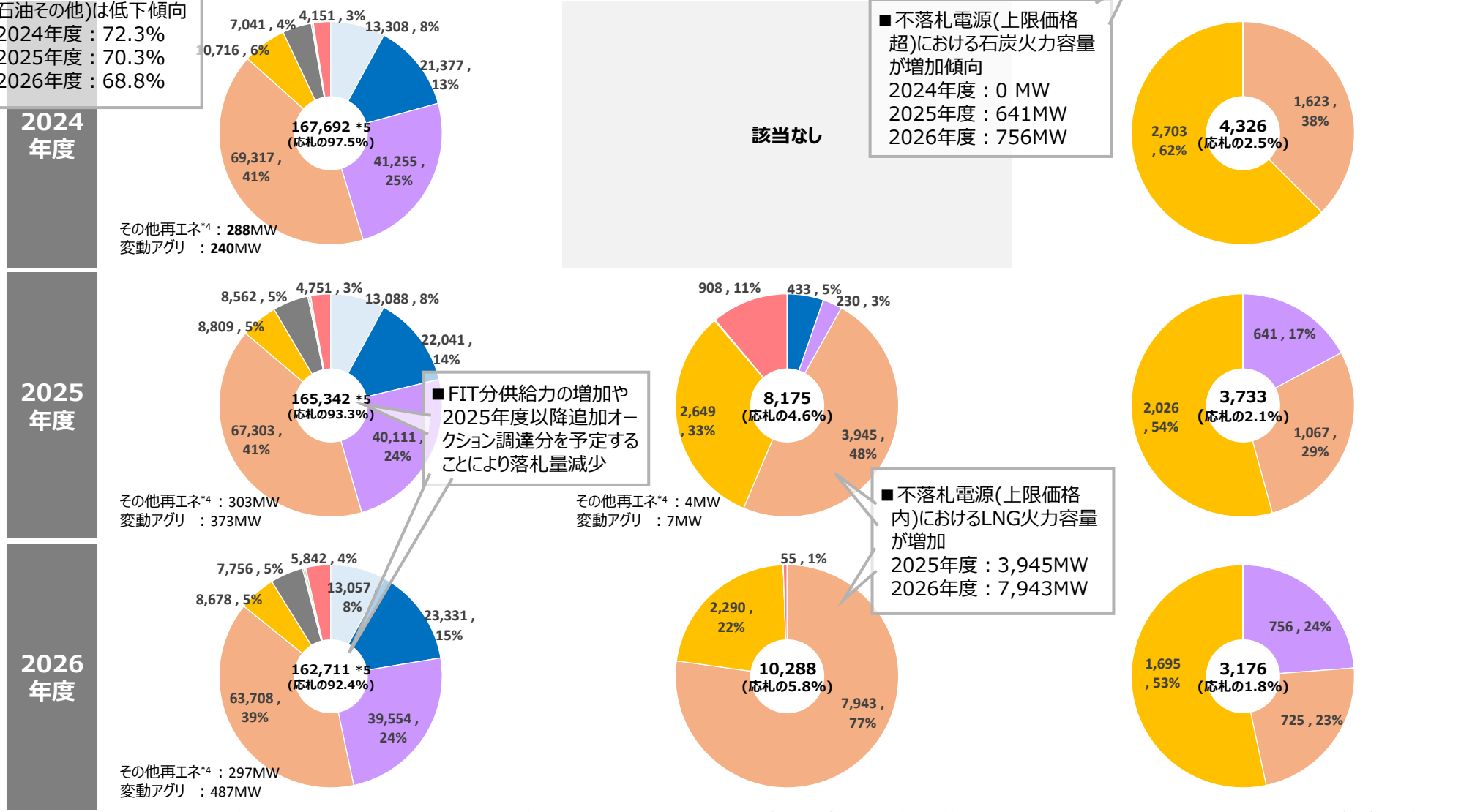
(単位：MW)

■落札電源における火力電源比率(石炭等、LNG、石油その他)は低下傾向
2024年度：72.3%
2025年度：70.3%
2026年度：68.8%

■不落札電源(上限価格超)における石炭火力容量が増加傾向
2024年度：0 MW
2025年度：641MW
2026年度：756MW

■FIT分供給力の増加や2025年度以降追加オークション調達分を予定することにより落札量減少

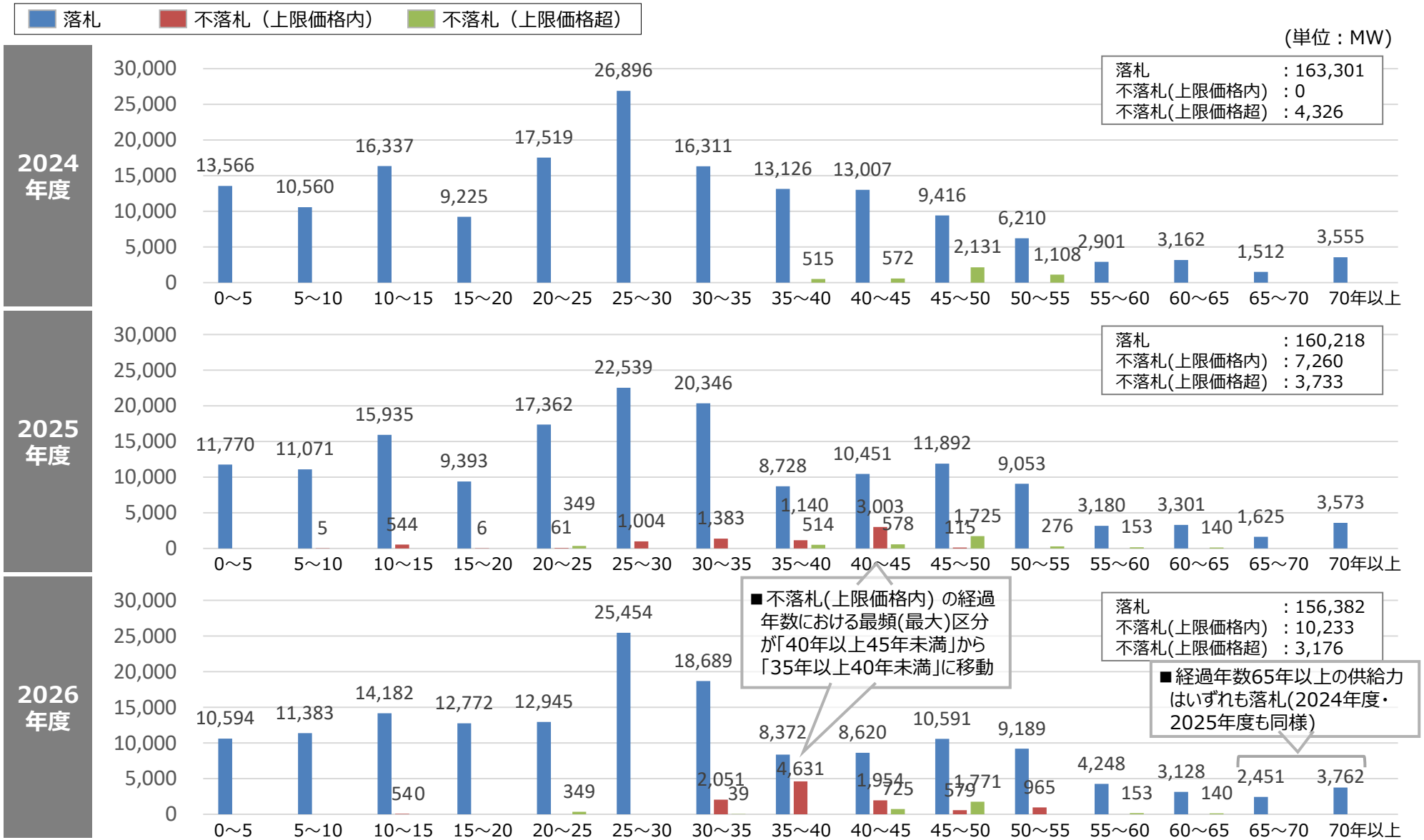
■不落札電源(上限価格内)におけるLNG火力容量が増加
2025年度：3,945MW
2026年度：7,943MW



*1　揚水：純揚水と混合揚水を合算　*2　石炭等：石炭とバイオマス混焼を合算　*3　石油その他：石油・LPG・歴青質混合物・その他ガスを合算　*4　その他再エネ：太陽光・風力・地熱・バイオマス専焼・廃棄物を合算
*5　落札分の外数で見込まれる供給力(MW)　2024年度：(FIT分)11,789　(追加オークション)0　2025年度：(FIT分)13,363　(追加オークション)3,167　2026年度：(FIT分)14,767　(追加オークション)3,181

2. 経過年数*1別構成容量（年度別・落札/不落札別）

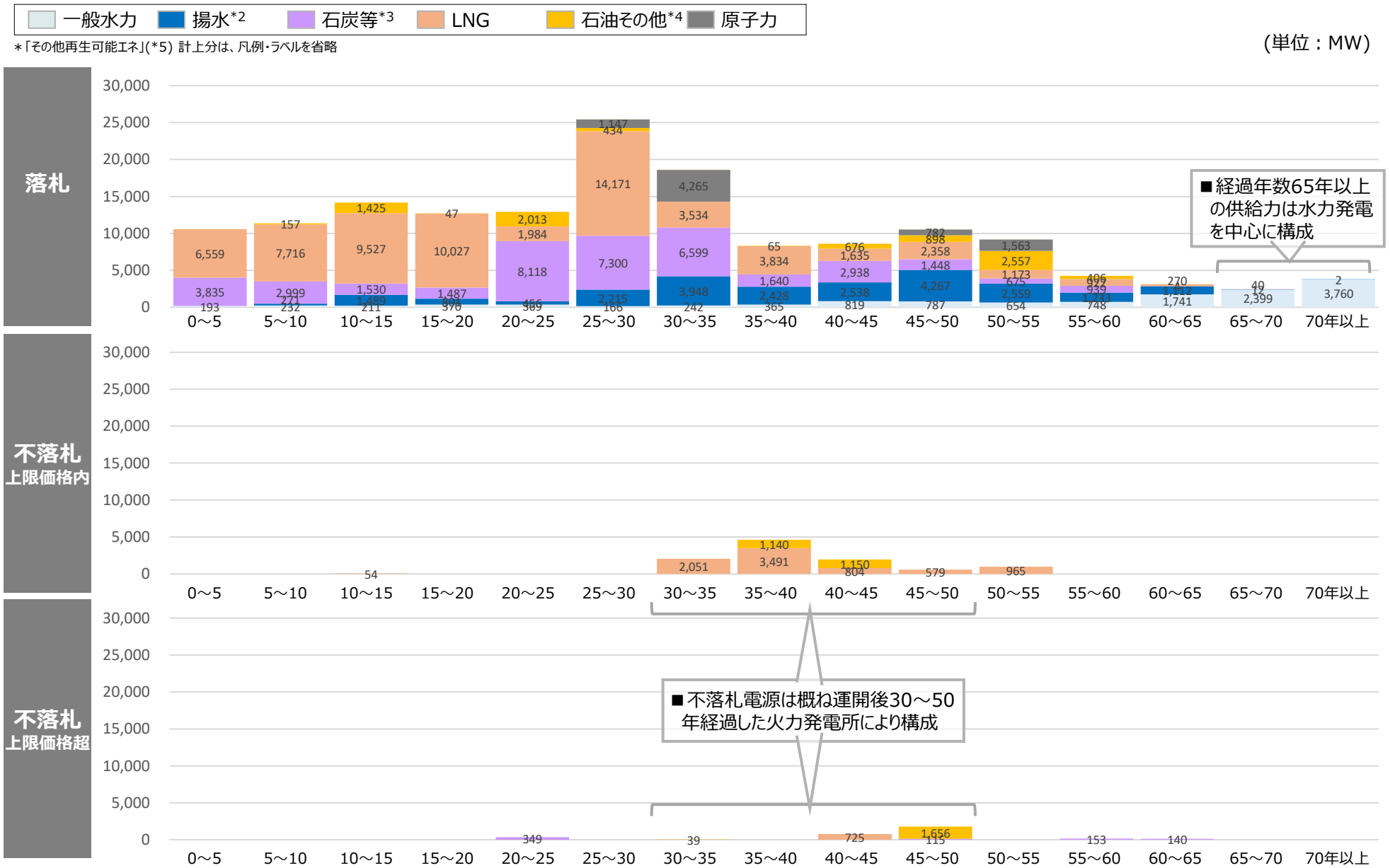
*変動アグリ・発動指令電源を除く



*1：運開年度から実需給年度までの経過年数

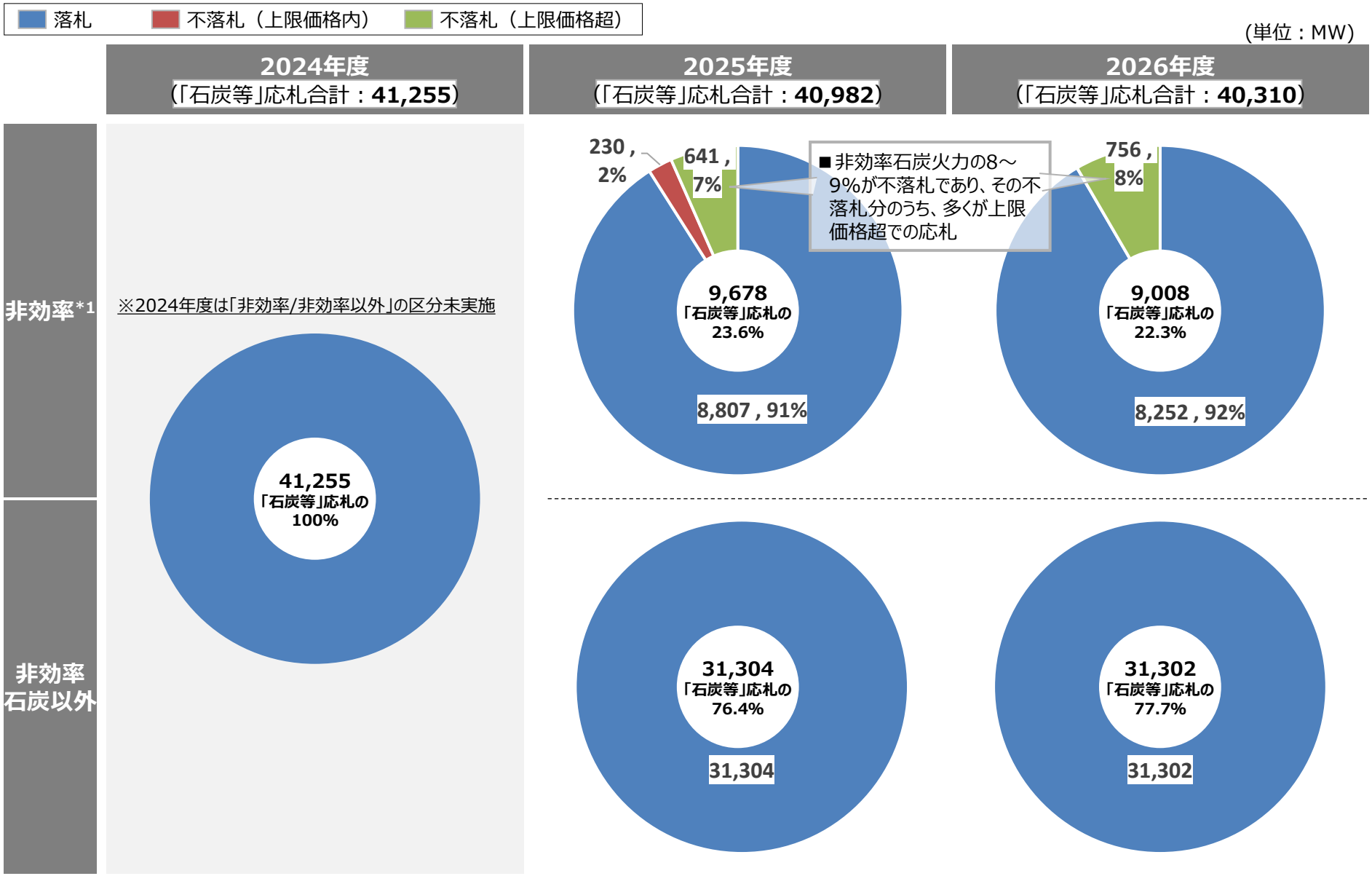
3. 経過年数*1別／発電方式別構成容量（2026年度）

*変動アグリ・発動指令電源を除く



*1：運開年度から実需給年度までの経過年数　*2　揚水：純揚水と混合揚水を合算　*3　石炭等：石炭とバイオマス混焼を合算　*4　石油その他：石油・LPG・歴青質混合物・その他ガスを合算
*5：その他再エネ：太陽光・風力・地熱・バイオマス専焼・廃棄物を合算

4. 非効率*1/非効率石炭以外の容量・構成比（年度別・落札/不落札別）



*1：石炭火力について、入札時点での設計効率が42%未満。設計効率42%は超々臨界（USC）並みの効率。

（参考）オークション結果推移　需要曲線と供給曲線

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）
（2023年1月25日）

36

４．オークション結果の推移
（１）需要曲線と供給曲線

■ これまでのオークションにおける「需要曲線と供給曲線」の推移は下記のとおり。

＜容量市場メインオークションの供給曲線（スムージング処理後）と各諸元＞

縦軸：価格[円/kW]　横軸：調達量[万kW]

- 需要曲線
- 供給曲線※1
- FIT電源等の期待容量※2
- 追加オークションで調達を予定している供給力

※1【2025年度】発動指令電源の応札容量については、メインオークションにおける調達上限容量を超過した非落札電源の容量は除外している。
【2026年度】発動指令電源の応札容量については、調整係数反映後の容量とし、1,000kW未満となる電源等は除外している。
※2 応札後に織込む石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力を含む

対象実需給年度	2024年度	2025年度	2026年度
NetCONE	9,425 円/kW	9,372 円/kW	9,557 円/kW
目標調達量	177,468,513 kW	176,991,335 kW	178,295,201 kW
FIT電源等の期待容量	11,789,258 kW	18,889,612 kW	21,087,676 kW
追加オークションで調達を予定している供給力	－	3,167,258 kW	3,180,694 kW

（参考）オークション結果推移　応札容量

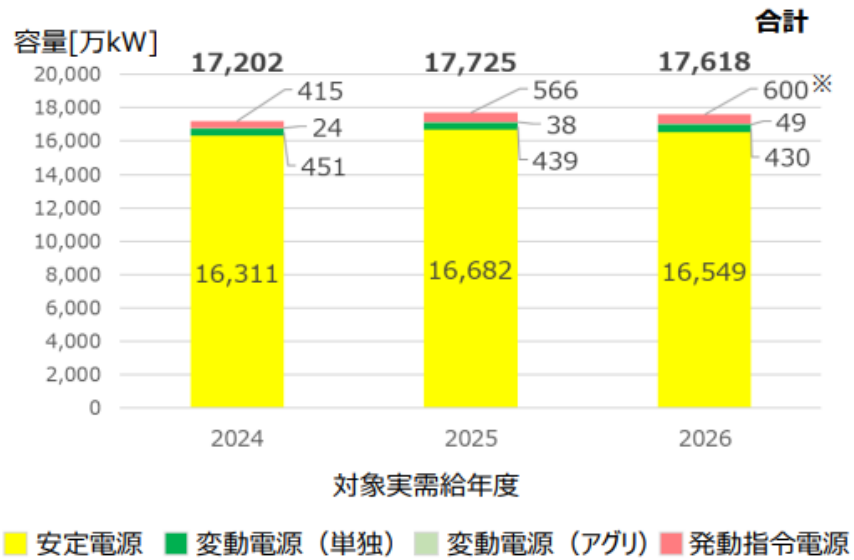
４．オークション結果の推移
（２）応札容量

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）
（2023年1月25日）

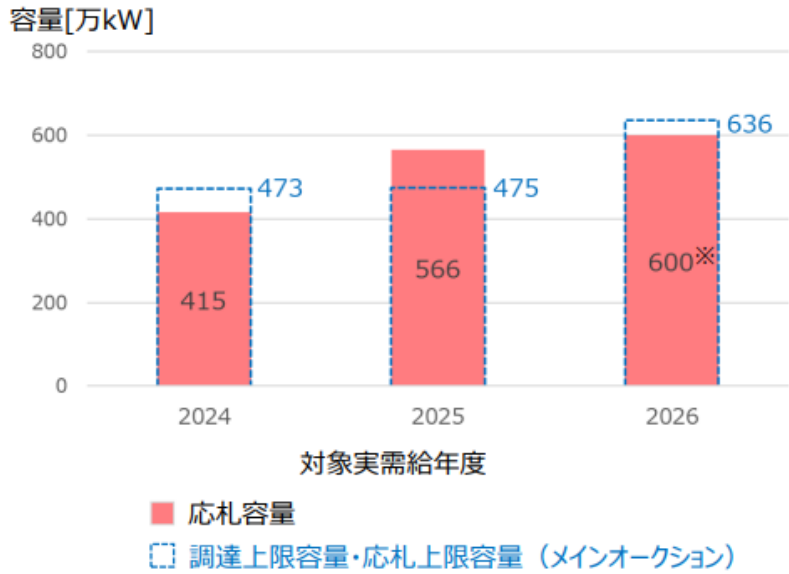
37

■ これまでのオークションにおける「応札容量」の推移は下記のとおり。

＜電源等の区分別の応札容量＞



＜発動指令電源の応札容量＞



※　発動指令電源の応札容量は調整係数反映前の容量で集計。

（参考）オークション結果推移　調整機能あり電源の約定容量

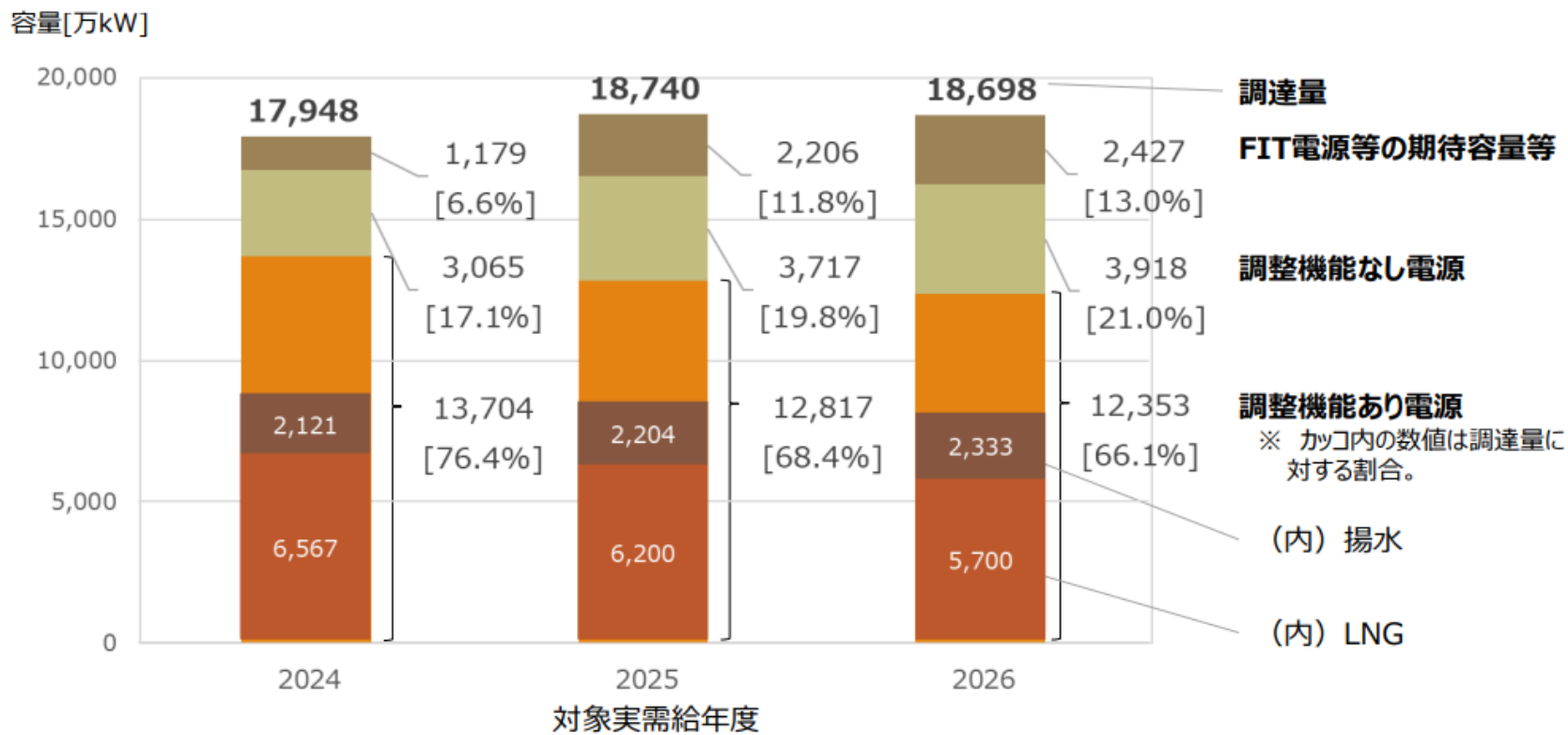
４．オークション結果の推移
（３）調整機能あり電源の約定容量

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）
（2023年1月25日）

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＞



1. 供給力の確保状況に関する分析

2. 容量市場における必要供給力の見直し方針

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%*1）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**。

*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、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

（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いての検討結果であり、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	**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**
	厳気象対応	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ヵ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）	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

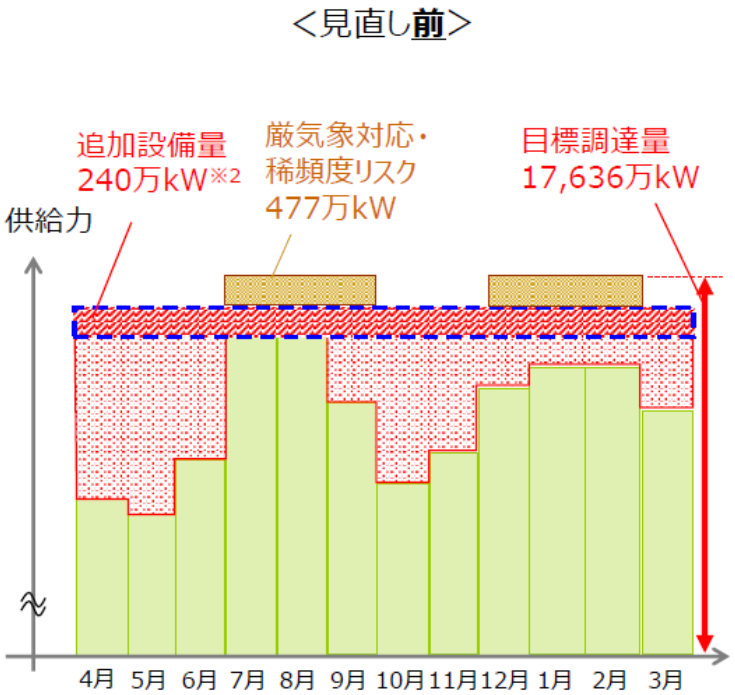
第81回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
（2023年1月24日）資料1

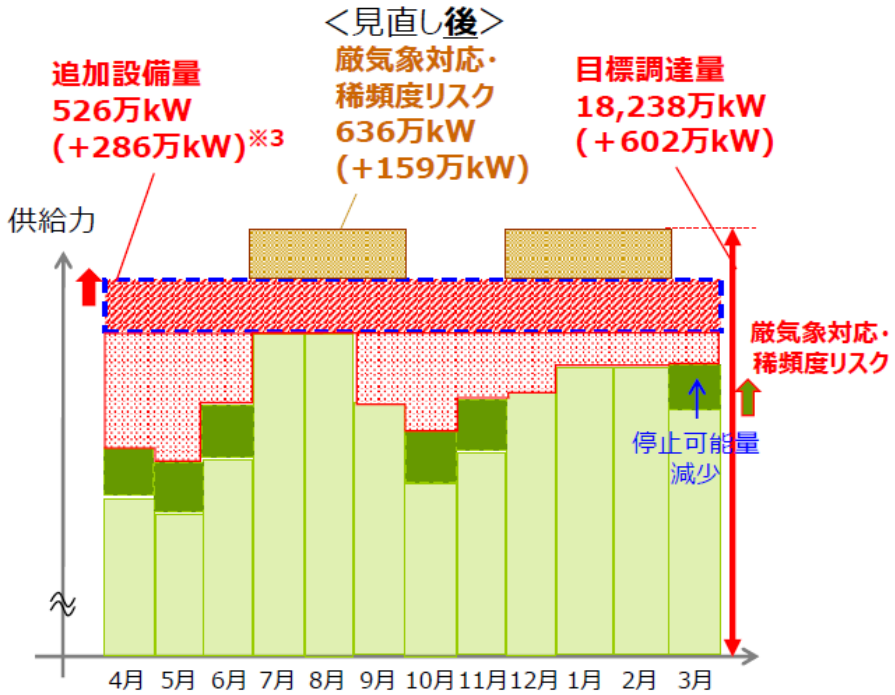
検討結果を踏まえた目標調達量の増加量試算について

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

春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達方法に関する検討

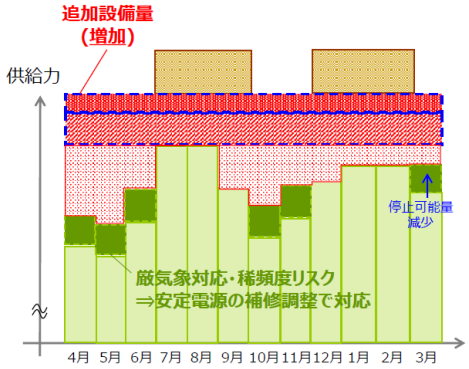
- 調整力等委の整理において、春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクの織り込み増加分への対応として、安定電源の補修調整ではなく、発動指令電源の追加調達が提案されているところ。
- 発動指令電源の実効性については、2022年度夏季・冬季の実効性テストによる検証結果が取りまとめられる予定であることから、2023年度メインオークション（2027年度実需給）に向けては、その検証結果を踏まえて検討することとしてはどうか。

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年1月24日）資料1

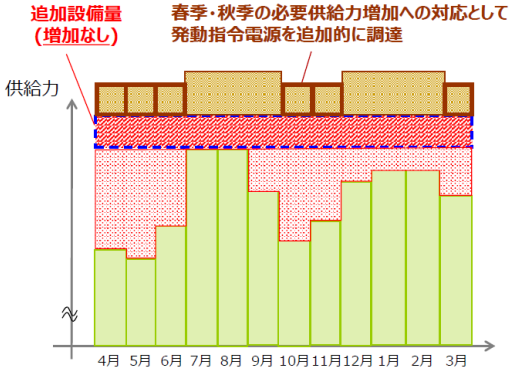
調達コスト低減に向けた検討
春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達方法に関する検討　31

- 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応するために追加で確保する供給力について、**安定電源の補修調整で対応する場合、**春季・秋季の必要供給力の増加分を踏まえたうえで、年間計画停止可能量を確保する必要があり、**追加設備量がこれまでよりも増加する**こととなる。
- 一方で、**追加的に発動指令電源を調達する場合、追加設備量の増加を抑制することができ、安価な発動指令電源の応札があれば調達コストの低減にも期待できる**。

<安定電源の補修調整で対応する場合>



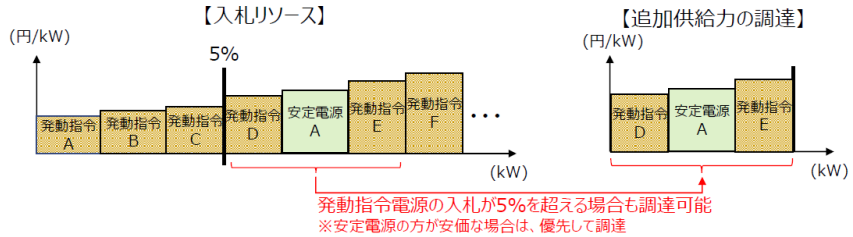
<発動指令電源の追加調達で対応する場合>



調達コスト低減に向けた検討
春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達方法に関する検討　32

- 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応するための追加供給力として、発動指令電源を追加調達する場合、夏季・冬季の供給力として期待されている**従来の発動指令電源に加えて追加的に確保する**ことになるが、夏季・冬季の各月供給力として発動指令電源に期待する量は従来から増加しないため、**卸電力市場等に資する平常時の供給力が減少することはない**。
- このため、**平常時の供給力確保においてのデメリットなく、発動指令電源の導入量上限5%を超える量の調達が可能になる**と考えられる。
- また、容量市場においては、発動指令電源・安定電源によらず、安価な電源から落札されるため、発動指令電源の追加調達を活用すれば調達コストの最小化が図れると考えられる。
- なお、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、**発動指令電源の追加調達を活用することを基本方針としたうえで、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。
- 容量市場での具体的な対応に合わせ、発動指令電源の調整係数の扱いについては引き続き検討を進める。

<春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達イメージ>



（参考）発動指令電源の追加調達に関する御意見（第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会より）

(第81回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会議事録より、発動指令電源の追加調達に関連する部分を抜粋)

・「一方で、追加的に発動指令電源を調達する場合、追加設備量の増加を抑制することができ、安価な発動指令電源の応札があれば調達コストの低減にも期待できる。」との記載がある。正にその通りであるが、発動指令電源が期待値通りに稼働することを前提に進めるということに関しては、実業を日々現場で見ている事業者の立場としては、需要家によって差があると思っている。例えば2024年度向けの実効性テストは、夏が終わって、今、冬をやっているところである。この冬の実効性テストの中で色々な需要家の話を聞いていると、相当苦労している実態もうかがえる。例えば、ある事業者から我々にシフトをしてきた時に、発動指令電源というのは年12回だということを説明し、それが春夏秋冬いつあるか分からないという話をすると、驚かれ、夏・冬だけと聞いていたと無邪気に言う事業者もいる。したがって、まずは早晩出るはずの2024年度向け実効性テスト結果の実態を踏まえた上で、具体的な方法は国の審議会や容量市場検討会で継続検討という方向性にしていただけると、現場を見ている者としては安心感があると思っている。

・スライド31、32に記載の春・秋の厳気象対応・稀頻度リスクのために発動指令電源の活用を検討するということは大変有意義であると思う。検討に当たってはDR事業者にとっての収益の見通しがつきにくくなる面もあるかと思うため、現在既に行なわれている運用ではあるものの、継続して導入量の上限枠を設け、調整係数が小さくなり過ぎないようにする等、DR事業者が参加し易い環境整備への配慮もお願いする。

・スライド32の追加供給力の調達方法に関して、発動指令電源の活用を基本方針とする案は調達コスト低減の上でも大変重要な取り組みと考え、是非その方針で進めていただきたい。その際、kW価値、いわゆる調整係数もその時々の発動指令電源の導入比率等、電力の需給状況で変化するかと思うため、しっかりとその点フォローの上にて客観的な調整係数の推定とセットでの取り組みを進めていただきたい。

・元々発動指令電源の活用を提案した時には、追加調達することによって従来の上限5%の部分の調整係数が下がることは念頭に置いていなかった。そのようなところに全く影響を与えない提案をしたつもりである。したがって、今回の事務局の資料を使って、5%超えて取るのだから調整係数は下がって当然という妙な議論にならないようにしていただきたい。

・先程来、質問があった春・秋の厳気象対応等分などを必要供給量の増加分を発動指令で対応することについて、是非とも安価な電源でいけるのならば検討をどんどん進めていってもらえればと思うが、先程の調整係数や、冒頭オブザーバーから意見のあった実効性の実態等もしっかりと踏まえた上で、どういう見方をするかは今後、検討いただくという認識である。是非宜しくお願いする。

・今回、必要供給力の増加分については発動指令電源の追加調達ということを考えている。これについてもご懸念の声があり、実効性テストを踏まえた上でしっかりしたDRを使っていくべきだというご意見があったと認識している。安易に発動指令電源がどんどん出てくるというわけではないと思うため、こうしたものもしっかり育てていく視点というのが重要だと考えている。