

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
制度検討作業部会
第二十五次中間とりまとめ(案)

令和 8 年 5 月

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
制度検討作業部会

目次

目次

1. はじめに.....	3
2. 市場整備の方向性(各論).....	4
2.1. 容量市場.....	4
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会開催状況.....	37
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会委員名簿.....	496

1. はじめに

東日本大震災を契機に、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を目的とする電力システム改革が進められる中、更なる競争の活性化を進めるとともに、環境適合、再生可能エネルギーの導入拡大、安定供給等の公益的課題に対応するための方策について、電力システム改革貫徹のための政策小委員会（以下「貫徹小委員会」という。）において、議論がなされてきた。貫徹小委員会において創設が提言された 5 つの市場（ベースロード市場、間接オークション・間接送電権市場、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場）等の詳細制度設計については、制度検討作業部会¹（以下「本作業部会」という。）において検討が進められ、各市場における取引が開始されている。

これまで、本作業部会においては、各市場の運用開始に向けて制度設計を進めるとともに、運用を通して顕在化した課題や電気事業を巡る環境変化を踏まえ、適時制度の見直しを行ってきた。

本作業部会での討議内容については、定期的に取りまとめのうえ、パブリックコメント手続を経て公表しており、本稿は 25 回目の中間とりまとめとなる。

容量市場については、2024 年度の実需給を対象としたメインオークションが 2020 年度に初めて開催されて以来、毎年度メインオークション開催の実績が積み重ねられており、2025 年度には第 6 回目となる 2029 年度実需給を対象としたメインオークションおよび、2026 年度実需給を対象とした追加オークションを開催した。容量市場で確保された供給力に基づく実需給は 2 年目を迎え、小売電気事業者等への容量拠出金の請求、発電事業者等への容量確保契約金額の支払いといった請求・支払の運用や、容量提供事業者に求められるリクワイアメントを満たしているかどうかのアセスメントといった対応も進められてきた。これまでの本作業部会における整理をとりまとめると同時に、引き続き、今後のオークション開催や制度の運用にあたって必要な見直しを進めていく。

エネルギーを取り巻く情勢が大きく揺れ動く中、我が国の国民生活や経済活動を支える電気の安定供給をいかにして実現できるか、改めてその公益的課題に正面から向き合うことが求められている。本作業部会は、引き続き、国内の社会・経済動向、国際情勢の変化に機敏に対応し、各市場制度について不断の見直しを行うとともに、新たな制度の検討についても取り組んでいく。

¹ 本作業部会は、2017 年 3 月に総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会（以下「基本政策小委員会」という。）の下に設置されたものである。

2. 市場整備の方向性(各論)

2.1. 容量市場

(1) 背景

容量市場は、予め必要な供給力を確実に確保すること、卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットがもたらされること等を目的として創設された。

2025 年度は、追加オークション(全国を対象として供給力の調達オークション)が実施され、7 月には約定結果が公表された。また、2026 年 1 月には、第 6 回メインオークションの約定結果が公表された。約定総額は、過去 5 回と比べ最も高額(約定総額 2 兆 2,094 億円)となり、容量市場の応札対象電源において、維持・管理費用がこれまでより割高になってきていると想定される。

また、2025 年度は、容量市場開設 5 年に相当する年である。2025 年 4 月時点で、5 回のメインオークションが行われ、容量受渡も行われた段階であるため、2018 年 7 月 第一次中間とりまとめに基づき、電力広域的運営推進機関(以下、広域機関)を主な実施主体として、包括的検証を開始した。

包括的検証の中で、抜本的な見直しや利害関係におよぶ見直しの議論が必要な場合には、本作業部会において議論を行うこととしており、第 101 回本作業部会にて示した「容量市場における今後の論点」のうち、①容量市場における供給力確保の考え方、②非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方、③指標価格(Net CONE)の見直しについては、本作業部会で議論を深めつつ、広域機関において、更なる詳細検討を実施することとした。

(2) 広域予備率の考え方見直しに伴うペナルティレートの扱い

容量市場における安定電源の市場応札および供給指示のリクワイアメントに対するペナルティの強度は、2019 年 8 月 27 日に開催された第 42 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(以降、「調整力等委」という。)において整理された。このペナルティの強度は、実需給年度の全契約容量を対象に市場応札リクワイアメントが課される時間ごとに全量未達であった場合に容量提供事業者が受け取る容量確保契約金額が同額減少し、一定の合計時間(以降、「ペナルティレート」という。)に到達したとき、容量確保契約金額がゼロになるという考え方に基づき設定されており、ペナルティレートは過去の予備率実績を参考に 30 時間に設定された。具体的には「需給ひっ迫のおそれ」の判定基準である予備率 8%に加え、バランス停止機を起動させることで見込まれる 1%の予備率改善を考慮した予備率 9%以下であったコマ数が参考にされた。(参考図 2.1-1)

(参考)経済的ペナルティ²の算定式

² :前日以降の需給バランス評価において、低予備率アセスメント対象コマに該当すると判断されたコマに発生したリクワイアメント未達量について、経済的ペナルティが科される。経済的ペナルティの月間上限額は、容量収入額の 1/6 (≒18.3%) とする。経済的ペナルティの年間上限額は、容量収入額の 110%とする。なお、「1 年間で低予備率アセスメント対象コマに該当すると想定される時間(h)」を容量市場メインオークション募集要綱(対象実需給年度：2028 年度)において 30 時間としている。

$$\text{経済的ペナルティ(円)} = \frac{\text{容量確保契約金額(円)} \times \text{リクワイアメント未達成量(kWh)}}{\text{容量確保契約容量(kW)} \times \text{1年間で低予備率アセスメント対象コマに該当すると想定される時間(h)}}$$

(参考図 2.1-1) 過去に整理されたペナ

ルティ

レートにおける Z 時間(第 42 回 調整力等委より)

- 今回の検討では、予備率算定において、発動指令電源とバランス停止機を除いている。過去の予備率実績（電源 I'を除く）より、ペナルティレートにおける Z 時間としては、バランス停止機の起動準備を促す「需給ひっ迫のおそれ」の判定基準である予備率 8% 以下であった年間最大コマ数の 18 コマ（9 時間）以上は必要となる見込み。
- 過去の需給が厳しいときの実績を踏まえると、各エリアに残っているバランス停止機を起動させることで予備率はさらに 1% 程度改善することから、最終的な予備率は 9% 程度となると想定される。
- 過去の予備率実績（電源 I'を除く）において、予備率 9% 以下であった年間最大コマ数は 55 コマ（27 時間 30 分 = 30 時間）であることから、Z 時間を 30 時間としてどうか。

○至近3か年（2016～2018年度）の予備率実績（電源 I' 除く） 単位：30分コマ数（ ）の数字は日数

広域的な予備率	2016年 (4・5月除く)	2017年	2018年	年間最大	3か年平均
6%以下	0	0	0	0	0
7%以下	0	0	5 (4)	5 (4)	1.7 (1.3)
8%以下	0	5 (2)	18 (8)	18 (8)	7.7 (3.3)
9%以下	5 (3)	35 (11)	55 (16)	55 (16)	31.7 (10)
10%以下	24 (10)	115 (28)	118 (20)	118 (28)	85.7 (19.3)

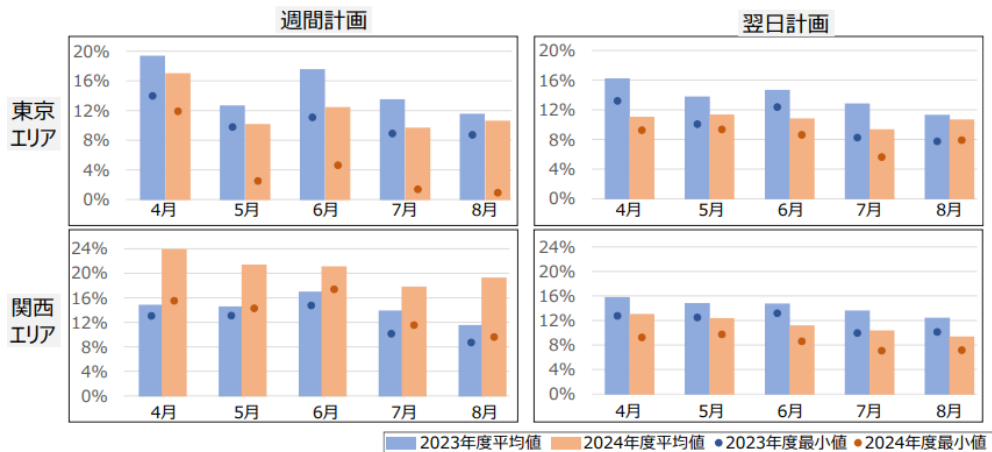


※実績における予備率は各エリアの判断において、バランス停止機で起動可能なものを起動させて予備力を確保した場合の値

2024 年度以降、広域予備率の見直しに応じて「広域予備率低下に伴う供給力提供準備通知」や「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」（以降、「提供通知」という。）が発出されている。このうち、実需給の前日 18 時頃以降に、広域予備率が 8% を下回る実需給当日のコマを対象として発出される「提供通知」の対象コマは「低予備率アセスメント対象コマ」と呼ばれ、この時間帯に市場応札リクワイアメントを満たすことができなかった電力量はペナルティの対象となる。

2024 年 9 月 3 日に開催された第 100 回調整力等委で示されたとおり、翌日計画における 2024 年度の広域予備率は 2023 年度よりも低い傾向があるため、低予備率アセスメント対象が比較的高頻度に発生した。

(参考図 2.1-2) 2023 年度と 2024 年度の広域予備率の比較(第 100 回 調整力等委より)



- ・ 週間計画：最小予備率発生時として広域機関が指定するコマの平日の広域予備率の平均と最小を集計 (4~6月は18:30~19:00、7~8月は16:30~17:00)
- ・ 翌日計画：週間計画と同じコマの平均と最小を集計

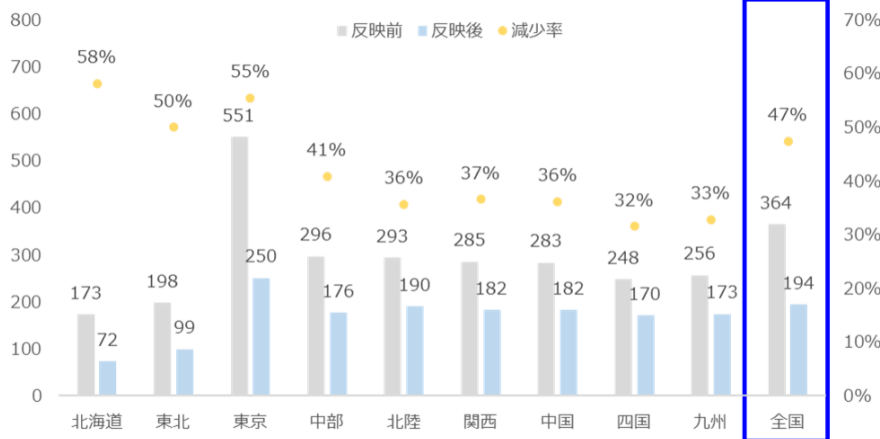
集計期間：4月1日~8月31日

上記を受け、第 60 回 容量市場の在り方等に関する検討会(2025 年 1 月 21 日)(以降、「在り方検討会」という。)にて、Z の値が実態と乖離していることから、Z の値を見直すこととした。また、第 62 回 在り方検討会(2025 年 3 月 27 日)では、以下の1~4のステップを経て、2025 年度以降について、Z=90 と見直すことと整理された。

1. 2024 年 4 月 - 12 月における供給力提供通知が発出されたコマ数を推定(推定値: 194 コマ)
(TSO 揚水追加起動を加味した際の提供通知コマ数の推定値を算出)

(参考図 2.1-3) 2024 年度の供給力提供通知の発生状況(1)

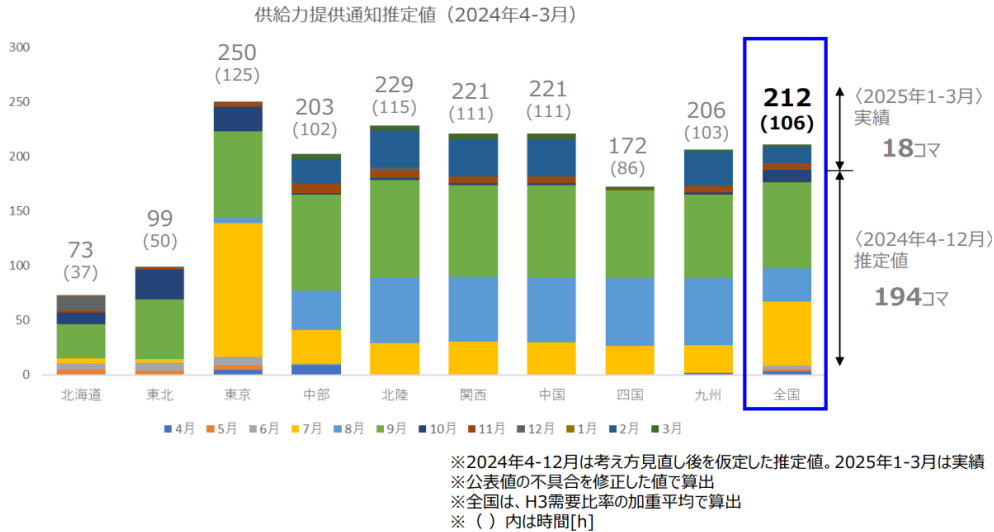
(コマ) TSO揚水追加起動加味した際の提供通知コマ数 (GC累積)



※データ期間：2024年4月 - 12月
※全国は、H3需要比率の加重平均で算出

2. 12 月までは、上記、予備率の考え方見直し後の推定値、1 月から 3 月までは実績値にて、年間の発生コマ数を推定(212 コマ(106 時間))

(参考図 2.1-4) 2024 年度の供給力提供通知の発生状況(2)



3. 2024年度の特異な状況による影響を排除するための補正

（2024年度の需要状況を振り返ると、過去3年と比較し、H1需要（計画値）を頻繁に超過するような高需要傾向であり、やや特異な状況であったため、過去3年平年のH1超過日数にて補正）

（参考図 2.1-5）2024年度の需要状況

夏季冬季のH1日最大電力の需要計画超過回数

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
過去3年平均	3	5	2	2	4	1	0	0	2	19
2021年度	5	13	2	5	7	0	0	0	0	32
2022年度	1	1	3	1	4	2	1	0	4	17
2023年度	3	1	2	0	0	2	0	0	1	9
2024年度	0	2	5	3	3	10	1	1	26	51

※夏季（7-9月）、冬季（12-3月）が対象

4. 平年相当の供給力提供通知発生コマ算定値は92時間であったことから、供給力提供通知想定時間（Z）は90時間と設定

（参考図 2.1-6）補正方法の詳細

【H1超過日に出た提供通知の量を過去3年平均のH1超過日数に調整することで、単年度の状況による影響を排除する計算方法】

計算式

$$\text{平年相当の供給力提供通知発生コマ算定値} = \text{2024年度の提供通知発生コマ推定値}^{\ast 1} \times \text{補正係数}$$

$$\text{補正係数} = \frac{\left(\frac{\text{2024年度 H1超過日の供給力提供通知発生コマ数}}{\text{H1超過した過去3年平均の日数}} \times \frac{\text{H1超過した2024年度の日数}}{\text{H1超過した過去3年平均の日数}} \right) + \left(\frac{\text{2024年度 H1超過日以外の供給力提供通知発生コマ数}}{\text{H1超過しなかった過去3年平均の日数}} \times \frac{\text{H1超過しなかった2024年度の日数}}{\text{H1超過しなかった過去3年平均の日数}} \right)}{\text{2024年度の供給力提供通知コマ実績}}$$

【例：東京エリア^{※2}】

$$234 = 250 \times 94\% \text{ (補正係数)}$$

$$\text{補正係数} = \frac{\left(\frac{73}{5} \times \frac{2}{5} \right) + \left(\frac{478}{360} \times \frac{363}{360} \right)}{551}$$

※1：2024年4-12月の供給力提供通知推定値+2025年1-3月の供給力提供通知コマ数実績（公表値の不具合は修正した値で算出）

※2：各エリアごとの「平年相当の供給力提供通知発生コマ算定値」（東京：234）をH3需要比率で加重平均し、全国分を算出
実際の算定には小数点以下の数値も使用

続いて、新たなペナルティレートの適用時期について検討を行った。新たに設定するZ時間の適用時期については、以下の3案が考えられる。

- ① 次回メイン AX から （実需給 2029 年度～）
- ② 今後の実需給開始年度から （実需給 2025 年度～）
- ③ アセスメント実施済分も含め （2024 年度 4 月分～）

容量市場において、アセスメントの対象となる供給力提供通知が発出された時は、需給ひっ迫のおそれがある状態であるため、当該通知を受けた発電事業者は、安定供給の確保の観点からバランス停止機の起動などにより、供給力を供出する必要がある。Z時間は、1 年間でひっ迫すると想定された時間を基に設定したものであり、各年度メインオークションにおける募集要綱において、オークション時の前提条件として予め契約しているため、契約期間中、遵守すべきものである。そのため、現条件を前提にリクワイアメントを達成すべく努力した容量提供事業者もいることを考慮する必要がある。

しかしながら、設定当時の想定と大きく実態が乖離している状況を踏まえると、これを継続することは市場退出誘発等による供給力確保の懸念が出てくる。

以上より、新たなペナルティレートの適用時期については、次回のオークションから(①案)ではなく、既契約分にも適用し、今後実需給が始まる 2025 年度から(②案)開始することと整理した。

次に、2024 年度実需給のペナルティの扱いについて検討を行った。2024 年 9 月 3 日に開催された調整力等委で示されたとおり(参考図 2.1-2)、翌日計画における 2024 年度の広域予備率は 2023 年度よりも低い傾向があるため、低予備率アセスメント対象が高頻度に発生(参考図 2.1-3,4)。その後、2024 年 10 月 23 日に開催された調整力等委にて、揚水の余力活用の考え方が見直され、1 月より運用を開始した。

2025 年 3 月 27 日に開催された在り方検討会では、12 月までに実際に発出された供給力提供通知コマを元に、揚水の考え方の見直しを反映した場合の供給力提供通知コマ推定値を算出した(364 コマ→194 コマ)。結果、12 月までは提供通知コマを約半数と推定。一方、1 月以降は本来の状態に落ち着いたと捉えることができる。現条件を前提にリクワイアメントを達成すべく努力した容量提供事業者もいることを踏まえる必要はあるが、低予備率アセスメント対象が相当程度高頻度に発生し、ペナルティ額の大幅な増加に繋がったと捉えられる。

以上より、2024 年4～9月の提供通知は本来半数であったと想定し、当該4～9月のペナルティ額³を半分に減免することとした。なお、3 月までの年間を通して状況を把握する必要があり年度途中での見直しは実施しなかったが、10 月以降については供給力提供通知の発生状況に鑑み、現行契約どおりとした。

決定内容については、各社の決算時期を考慮し、4 月早々に本ペナルティ減免について上記算定とすることを約定事業者へ通知することと整理した。

2024 年度は容量市場の最初の実需給年度であり、低予備率アセスメント対象が高頻度に発生したという特殊な状況にあった。そのため、2024 年度の取扱いについては、こうした特殊な状況を踏まえた今回に限った例外的な扱いである旨を確認した。

(3) 2025 年度包括的検証について

容量市場の定期的な振り返りに関しては、2018 年 7 月 第一次中間とりまとめにおいて、以下が整理された。

- ✓ 容量市場における参加者の行動や入札結果、容量の増減について確認し、広域機関や監視等委員会とも連携しながら、容量市場が効果的に機能しているかどうかを定期的に検証する。
- ✓ 検証の結果を踏まえ、市場が効果的に機能していないことが疑われる場合は、必要に応じて既存の制度にとらわれずに見直しを実施する枠組を設ける対応を検討していく。

さらに、2019 年 1 月 30 日の本作業部会では、以下のように整理している。

- ✓ 遅くとも容量市場開設 5 年後(十分な回数のオークションが行われ、容量受渡も行われた段階)までを目途に、広域機関において包括的な検証を行い、必要に応じて既存の制度にとらわれずに見直しを実施すべく、国の審議会等でも検証結果を議論すること。
- ✓ 広域機関による具体的な情報公開や容量市場が効果的に機能しているかどうか、の検証等の詳細な仕組みについては、広域機関において検討を行うこととする。

なお、諸外国において、PJM では 4 年毎に、容量市場のマーケットの仕組みがより効果的に機能することを目的とした需要曲線の設定を実施しており、英国では 5 年以内毎に、5(10)-year review を実施すると定めている。

以上の背景を踏まえ、以下の要領で、容量市場の定期的な振り返り(以下、包括的検証)を実施することと整理した。

<包括的検証の目的>

- ✓ 容量市場の①制度主旨の再確認を行い、それらを果たすために、②現在の仕組みの再確認を行い、必要に応じた機能性の向上や、③更なる運営の効率化等を図ることを目的として包括的に振り返りながら検証を行う。

(上記を行うにあたり論点を抽出し、各論点において制度見直しの扱いの方向性を定めていくため、

³ :供給力提供通知にかかるリクワイアメントを課している安定電源が対象。月額のパナルティ上限で制限されているケースや異議申立等により事後的な精算等のケースがありうるが、過去に遡るシステム外での算定になること、金額の相互確認過程における調整に伴う無用な混乱等を避けるべく、実質月額ペナルティの単純計算による半額とする。

意見募集等を通じて広く意見を確認し、必要な措置を検討していく。)

＜実施期間＞

- ✓ 今回の取り組みについては、2025 年度中を主な実施期間とする。ただし、中長期的な論点については、上記期間に限定せず検討を継続するものとする。
- ✓ 2025 年度のスケジュールは以下を想定する。
4月：全体的な進め方の設計、5～9月：容量市場に関連するデータや市場状況、海外事例の情報提供、10～11月意見募集の実施、12～3月：意見募集による意見や評価の情報提供、包括的検証のとりまとめ。

＜基本的な進め方＞

- ✓ 実施主体は、広域機関とする。
ただし、中長期的な供給力確保の仕組みに組み込むことを想定していくものも考えられることから、エネ庁と広域機関で連携を密に図る。
- ✓ そのため、在り方検討会を主な包括的検証の実施や進行等を報告する場としつつ、本作業部会では、適宜、在り方検討会における取組み状況を取り上げる。なお、抜本的な見直しや利害関係に及ぶ見直しの議論が必要な場合は、本作業部会にて審議する。
- ✓ 2025 年度の包括的検証によって得られた内容をもとに、新たな整理等を制度へ反映していくタイミングは、2026 年度に開催される 2030 年度実需給向けメインオークション以降を想定。
- ✓ 一方、事前に想定される論点のうち、より短期的に（例えば 2029 年度実需給向けメインオークション反映から）検討・措置を行うことが求められる内容については、必要な検討・措置が遅れることのないよう、柔軟に取り扱う。

＜検証の範囲＞

- ✓ 包括的検証は、応札への参加から約定結果、2024 年度までのオークション実績や業務運用を踏まえながら、振り返りを行っていく。
- ✓ 検証の範囲としては、メインオークションと追加オークションの動向を中心に確認し、長期脱炭素電源オークションや予備電源や需給調整市場等を主な対象とはしない。
ただし、容量市場の検証に必要な範囲で、他市場との関係性を考慮に入れる。

(参考図 2.1-7) 容量市場における今後の主な論点

観点	項目	詳細
必要供給力定義	需要急増への対応	<ul style="list-style-type: none"> 2024年度には、目標調達量の算定諸元のうち厳気象対応分や偶発的需給変動対応分を毎年度見直すにあたり、春季・秋季の需要想定方法も改善検討が行われた。 上記の他、4年前のメインオークション時点と4年後の実需給時点の需要ギャップへの備えや、容量市場における確保量の検証も求められている。 <ul style="list-style-type: none"> 容量市場における確保量の抑制ファクター（例） <ul style="list-style-type: none"> 市場外供給力の妥当性 再エネ控除における調整係数の妥当性 長期脱炭素電源オークションにおける落札電源控除量の妥当性 等
調整力確保	調整力確保への貢献	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場のリクワイアメントにおいて調整機能がある安定電源は余力活用契約締結が求められ、需給調整市場の応札（スポット市場や時間前市場との任意選択）が求められる。 容量市場において確保された調整力を需給調整市場の区分により把握する取組を、2024年度メインオークションから開始した。 2024年度オークションにおいて「調整機能あり電源」の契約容量は、前年と比較すると減少。火力発電等は、電力需給を満たす供給力、再エネ等による出力変動等を補う調整力として引き続き重要な役割を担っている。安定供給の観点で必要量の維持・確保について、また、電源構成が変化する中での調整力価値の評価のあり方等について、検討を続けていく必要がある。
脱炭素化	非効率石炭火力の稼働抑制誘導措置	<ul style="list-style-type: none"> 設計効率が42%未満の石炭火力が設備利用率50%を超えた場合に容量収入を20%減額する措置が2025年度実需給分から導入された。 火力政策の在り方との整合や長期脱炭素電源オークション等の新規供給力の確保見込みに関する分析を鑑みた検討が望ましい状況にある。

観点	項目	詳細
DR活用	発動指令電源のリクワイアメントのあり方及び応札上限	<ul style="list-style-type: none"> 上限の存在は、供給力評価に関わる調整係数に一定の見直しを与える。一方、上限の存在は、低い価格で応札した事業者が、約定後にDRリソースを集められないケースを生んでいる可能性があるため、事業者意見のヒアリングを含む検証が必要と考えられる。
	実効性テストの手法と結果活用	<ul style="list-style-type: none"> 実需給2年前の夏季・冬季に実効性テストが実施され、1年前の追加オークション開催判断までに結果が整理されている。テスト手法については期間短縮や作業効率化の観点からも改善の可能性がある。
価格水準	指標価格	<ul style="list-style-type: none"> 新設ガス火力のNet CONEを指標価格として採用している。一方、今後の一定規模以上の脱炭素電源の新設分については長期脱炭素電源オークションへ参加する可能性が高い。 指標価格や上限価格の設定等は、需要曲線の形状に関わる要素であり、価格水準を変化させ、落札電源が供給信頼度を充足させるかどうかの蓋然性に影響を与える。 そのため、容量市場価格水準の妥当性（電源の新設や経年設備の維持・改修に要する費用等の現状）を参考にして検討を行うことが望ましい。
	約定方式	<ul style="list-style-type: none"> シングルプライスオークションとマルチプライスオークションの比較において、事業者による応札価格の低減インセンティブが相対的に働きやすいとされるシングルプライスオークションが選択されている。 また、例えば、約定上限が設定されている発動指令電源について、事業者の応札行動を鑑みるとマルチプライスオークションの方が適している可能性も挙げられている。
	他市場収益の見積もり方と実績の扱い	<ul style="list-style-type: none"> 応札において維持管理コストから差し引く他市場収益は、他市場から得られる収益から対応する限界費用（燃料費等）を差し引いて算定することが適当な旨が示されている。 実績の他市場収益との乖離が存在するため、電源等のコスト回収状況を踏まえた検証を行うことが望ましい状況にある。

(4) 2025年度追加オークションおよびメインオークションにおける Net CONE の見直し是非について

容量市場の需要曲線作成要領においては、新規の電源建設の総コスト(Gross CONE)から容量市場以外の収益を差し引いたもの(Net CONE)を指標価格として用いることとしているが、2025年2月6日「発電コスト検証ワーキンググループ(以下、発電コスト検証WG)」において、Net CONE 算定のモデルプラントのコスト試算結果が見直された。そのため、Net CONE 設定の見直しの是非につき、検討を実施した。

過去の整理では、Gross CONE 等に大きな変動があった場合には、包括的な検証等を踏まえ、必要に応じて需要曲線の見直し等の検討を進めていくこととして、毎年度のメインオークションおよび追加オークションにおいては、算定時点の最新の経済指標のみを反映することと整理している。また、Net CONE の試

算結果を確認すると、過去のオークションで用いた Net CONE から大きく変動することとなる。(参考図 2.1-8)は、過去のコスト検証 WG の数値毎に、最新の経済指標を用いて試算した結果である。なお、2021 年時も諸元の変更を行わない旨が整理されたため、現状の Net CONE は「①2015 年時点」の数値を使用。最新の LNG の発電コストは、資本費や運転維持費が変動している市場環境下で、特に建設費が大きく上昇(従来比較:約 2.2 倍)しており、最新の発電コスト検証 WG 値をそのまま用いると、Net CONE は、2.3 万円/kW となることを確認した。

以上より、発電事業者及び小売事業者双方の予見性を確保する観点から、Net CONE 設定の見直しは包括的な検証も踏まえた上で行うこととし、2025 年 4 月時点では諸元の変更を行わないこととした。

(参考図 2.1-8) 発電コスト検証 WG における LNG の発電コストと Net CONE の試算結果

項目	単位	①現行のNet CONE (2015年) ※1	②前回 (2021年) のコスト検証WG結果を反映※2	③最新 (2025年) のコスト検証WG結果を反映※3
		現行のNetCONEは、2015年時の発電コスト検証WGの数値を使用	2021年時は、諸元の変更を行わないこととした	前回の改定時②と同様、諸元の変更は行わないこととする
Net CONE (指標価格)	万円/kW	1.0	1.5	2.3
設備容量 (モデルプラント)	万kW	140	85	60
資本費	建設費	12.0	16.1	26.8
	設備廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%	建設費の5%
運転維持費	人件費	6.0	6.2	4.6
	修繕費	1.6	2.4	2.4
	諸費	0.7	1.1	1.1
	業務分担費 (一般管理費)	14.5	12.0	14.0

※ 1 発電コスト検証WG(2015.5) 参考資料 2 の諸元を記載し、最新の経済指標等を用いて試算

※ 2 発電コスト検証WG(2021.9) 資料 2 の諸元を記載し、最新の経済指標等を用いて試算。2022年4月の本作業部会にて、諸元の変更を行わない旨を整理。

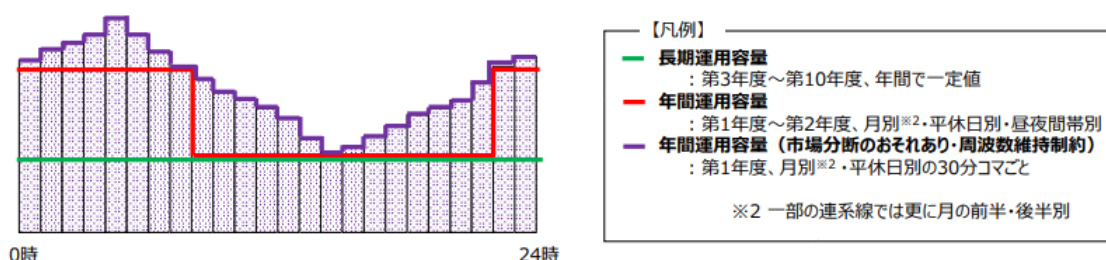
※ 3 発電コスト検証WG(2025.2) 資料 2 の諸元を記載し、最新の経済指標等を用いて試算

(5) 連系線運用容量の 30 分細分化の適用および負荷制限の織り込み

(連系線運用容量の 30 分細分化の適用)

2025 年 1 月 28 日に実施された第 105 回調整力等委では、供給信頼度評価に反映すべき運用実態として、連系線運用容量の 30 分細分化(拡大)の反映について検討され、(参考図 2.1-9)において、これまで供給信頼度評価では、「年間運用容量(赤線)」を採用していたが、「年間運用容量(紫線)」を適用することとし、2026 年度の追加オークションより、供給信頼度評価へ適用することとした。

(参考図 2.1-9) 運用容量の算出イメージ



なお、メインオークション時点で 30 分細分化運用容量を適用する場合、追加オークション時点で最新の運用容量が下方修正されると必要供給力が不足するリスクが高まるが、仮にそのような状況となった際には追加オークションで対応することとした。また、容量停止計画調整(第3年度に相当)においても、容量市

場における EUE 評価の連続性という観点も踏まえ、30 分細分化を適用することと整理した。

(参考図 2.1-10) 連系線運用容量の 30 分細分化の供給信頼度評価への適用範囲

 連系線運用容量の細分化の適用範囲

	対象実需給年度				
	2025年度 (第 1 年度)	2026年度 (第 2 年度)	2027年度 (第 3 年度)	2028年度 (第 4 年度)	2029年度 (第 5 年度)
容量市場 (2025年度実施)	(対象なし)	追加オークション	容量停止計画調整	(対象なし)	メインオークション

(個別連系線における負荷制限の織り込みの適用)

2025 年 1 月 28 日に実施された第 105 回調整力等委では、地域間連系線の運用容量の考え方について、将来の運用容量等の在り方

に関する作業会(以下、運用容量等作業会)での議論内容を踏まえ、地域間連系線における負荷制限の織り込みの適用についても整理。

系統制御(負荷制限)を用いた運用容量拡大は、社会的影響もありえる対策であることから、基本的には系統増強による運用容量拡大が望ましい姿である。他方で、系統増強は費用・工期がかかる対策であるため、増強予定箇所に対する期間限定または増強困難箇所への適用といった補完的な方策が、系統制御(負荷制限)を用いた運用容量拡大の建付けである。そこで、第 4 回 運用容量等作業会(2024 年 12 月 5 日)にて、負荷制限の在るべき姿を整理し、市場分断の増加といった状況変化が著しい地域間連系線への負荷制限織り込みについて検討した結果、中部関西間連系線(中部向き)および中国九州間連系線(九州向き)の運用容量に、技術的に可能な範囲で、負荷制限を織り込むと整理された。

- ✓ 中部関西間連系線(中部向き): 平日の夜間帯に+20~50 万 kW ほど拡大可能(適用済み)
- ✓ 中国九州間連系線(九州向き): 点灯帯を中心に+10~60 万 kW ほど拡大可能な見込み(2026 年度頃を目指す)

また、連系線運用容量としては、運用容量作業会にて公表される値にも反映される見込みであり、長期運用容量(第 10 年度)まで適用されるものであるため、供給信頼度評価(EUE および予備率の評価を行う業務)においても、運用容量に反映され次第、全ての年度で適用することと整理した(参考図 2.1-11)。

(参考図 2.1-11) 運用容量の 30 分細分化および負荷制限織り込みの適用時期

分類		適用項目	開始時期
容量市場	メインオークション	②運用容量の30分細分化 ③負荷制限織り込み*	2025年度(実需給年度2029年度)
	追加オークション		2025年度(実需給年度2026年度)
	容量停止計画調整		2025年度(実需給年度2027年度)
供給計画	短期断面(第1・第2年度)	③負荷制限織り込み*	2025年度供給計画取りまとめ
	長期断面(第3年度以降)		
需給検証等		②運用容量の30分細分化 ③負荷制限織り込み*	2025年度需給見通し

※ 設備・運用上の準備が整った連系線から順次負荷制限織り込んだ運用容量に変更する

(6) 洋上風力ゼロプレミアム案件におけるbalancing cost相当分の FIP 交付金の扱い

第 68 回再エネ大量導入・次世代電力 NW 小委員会(2024 年 9 月 11 日開催)では、大規模な再エネ電源投資を確実に完遂するための制度のあり方が検討され、洋上風力発電への電源投資が確実に完遂されるようにするため、収入・費用の変動に対して強靱な事業組成を促進することを通じて、事業実施の確実性を高めていく方向性が示された。

一方、容量市場においては、洋上風力も容量市場への参加は可能であるが、海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律の一部を改正する法律案(以下、「海洋再エネ整備法」という)に基づく公募案件を含む FIT/FIP 案件については、固定費の二重回収を防止する観点から、FIT/FIP 制度の適用を受ける期間(調達期間/交付期間)中は、参加が認められていなかった。しかし、海洋再エネ整備法に基づく公募案件(選定済みのラウンドを含む)のうち、ゼロプレミアム案件⁴については、balancing cost 相当分を除き、FIP 交付金の交付は想定されない。そのため、ゼロプレミアム案件が容量市場(メインオークション・追加オークション)へ参加することを認めたとしても、固定費の二重回収の問題は生じない。

このような背景から、第 100 回 本作業部会(2025 年 2 月 26 日実施)にて、ゼロプレミアム案件に限っては、balancing cost 相当分の FIP 交付金⁵の受領を放棄することを前提として、FIP 制度の適用期間においても、容量市場への参加を認めることと整理した。

第 100 回 本作業部会(2025 年 2 月 26 日実施)にて、容量市場に応札した上で不落札となった場合における、balancing cost 相当分の FIP 交付金の受領について、ご意見をいただいた。ご指摘のように、不落札となった場合に FIP 交付金を受領できる制度とすると、FIP 交付金の受領を考慮しての応札行動となり、受領できない場合と比較して、応札行動が変わる可能性が生じる。そこで、他の容量市場参加者との公平性に鑑み、約定結果に関わらず balancing cost 相当分の FIP 交付金の受領を放棄することを応札条件とすることと整理した。なお、FIP 制度が単年度毎の支援制度ではないことも踏まえ、固定費の二重回収防止を徹底する観点から、初めて容量市場へ応札するオークションの参加登録(発電設備の運転開始後に初めて応札する場合は、発電設備の運転開始時)までに、FIP 制度の全支援期間にわたり balancing cost 相当分の FIP 交付金の受領を放棄することを求めることとした。

(7) 2025 年度メインオークションにおける「GX-ETS」の取扱い

2026 年度から GX リーグにおける排出量取引制度の第 2 フェーズが開始される。現在、本格導入に向けて、ベンチマーク水準等の制度設計が行われており、当該内容を加味して、同制度に基づく排出権購入費用や排出枠売却益といった GX-ETS 関連の費用又は控除項目(以下「GX-ETS コスト等」という。)の卸電力市場における入札価格の反映等について、整理がなされる予定である。この GX-ETS コスト等は、容量市場においては、他市場収益等に影響することが考えられる⁶。

⁴ :海洋再エネ整備法(2026 年 4 月 1 日の改正により名称が変更された)に基づく公募では、ゼロプレミアム水準の導入後に実施された 6 海域中 5 海域でゼロプレミアム水準での入札者が落札している。

⁵ :FIP 認定事業者には、プレミアムに上乗せして balancing cost が交付されている。これは、FIP 制度開始初期の現段階においては、発電計画の作成などに技術やノウハウの蓄積が必要となる点を踏まえた措置。交付する balancing cost の額は、各電源の運転開始年度から徐々に低減させることとしている。

⁶ :容量市場以外の市場(相対契約を含む)から収益が得られる場合には、他市場収益を算定し、電源を維持することで支払うコストから電源を稼働することで得られる他市場収益を差し引いた額(維持管理コスト)で応札する。

なお、容量市場のガイドラインでは、他市場収益等の算定について、「合理的に見積もり可能な範囲で算定することが適当」とある。

しかしながら、2025 年度メインオークションの入札時点においては、ベンチマーク水準等が未定であることから、GX-ETS コスト等の合理的な見積もりが困難と考えられる。そこで 2025 年度メインオークションにおいては、GX-ETS コスト等を応札価格に織り込むことは困難⁷、と整理。また、2026 年度の容量市場オークションの実施に向けては、2026 年度の排出量取引制度（第2フェーズ）の本格導入に向けた検討結果を踏まえ、本作業部会において必要な検討を実施することとする。

(8) 2026 年度実需給向け追加オークション

(2026 年度実需給向け追加オークションの開催判断)

2025 年 4 月 23 日に開催された第 63 回在り方検討会では、2026 年度実需給向けの追加オークションに向けた需要曲線の原案(参考図 2.1-12)と、容量市場において確保されている供給力の関係が提示された(参考図 2.1-13)。

2026 年度実需給向けメインオークションの約定処理後と比べ、FIT 電源等の期待容量の増加分が 104 万 kW、容量市場外の見込み供給力が 177 万 kW、石炭とバイオマスの混焼を行う FIT 電源の供給力の増加分が 35 万 kW あるのに対し、電源退出分が▲533 万 kW となり、メインオークション時点の供給力に対して 217 万 kW の減少となった(参考図 2.1-13)。

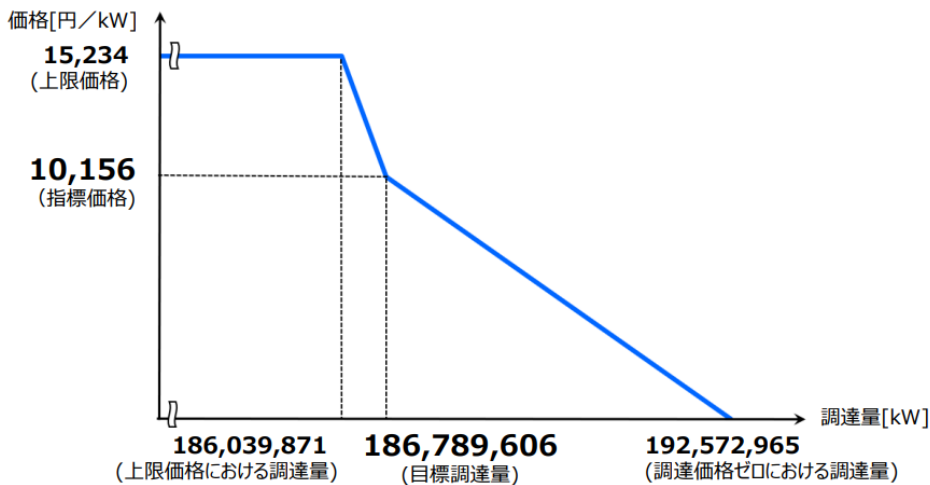
一方、全国における目標調達量は、近年の全国的な需要増加や厳気象対応、追加設備量等による影響で、2022 年度メインオークション (1 億 7,829 万 kW)に対し、2025 年度追加オークション (1 億 8,679 万 kW)と、全体で 4.8%(849.5 万 kW)増加する結果となった(参考図 2.1-14、2.1-15)。

これらを踏まえて、需要曲線における目標調達量は 1 億 8,679 万 kW、容量市場において確保されている供給力は 1 億 8,163 万 kW となり、516 万 kW 不足する位置となった(参考図 2.1-15)。

以上より、確保された供給力確保量は、目標調達量よりも少ない位置にあるため、追加オークションを実施することに決定した。

⁷ :GX-ETS コスト等を含まない従来方法における算定価格を下回る価格にて応札することを妨げるものではない。

(参考図 2.1-12) 2026 年度実需給向け追加オークションの需要曲線の原案



(参考図 2.1-13) 容量市場で確保されている 2026 年度の供給力

項目	追加オークション 開催判断時	2022年度 メインオークション (実需給年度:2026年度)	追加オークション開催判断時の算定諸元
確保されている 供給力	18,163万kW	18,380万kW	① + ② + ③ + ④ + ⑤
①メインオークション時の 契約容量		16,271万kW	—
②市場退出量	▲533万kW	—	安定電源・変動電源（単独・アグリ） : ▲329万kW 発動指令電源 : ▲204万kW
③FIT電源等の期待容量	1,581万kW	1,477万kW	導入量 : 2025年2月末時点の想定 調整係数: 2025年度供給計画（2026年度断面）
④容量市場外の見込み 供給力	177万kW	—	一定の蓋然性のある供給力 : 120万kW ブラックスタート電源のひっ迫時に活用できる供給力 : 57万kW
⑤石炭とバイオマスの混焼を 行うFIT電源の供給力	667万kW	632万kW	導入量 : 2025年2月末時点の想定 供計ベースで織り込み

(四捨五入の関係で合計が合わないことがある) (メインオークションにおいて織り込んだ追加オークションで調達を予定している供給力(318万kW)を除く)

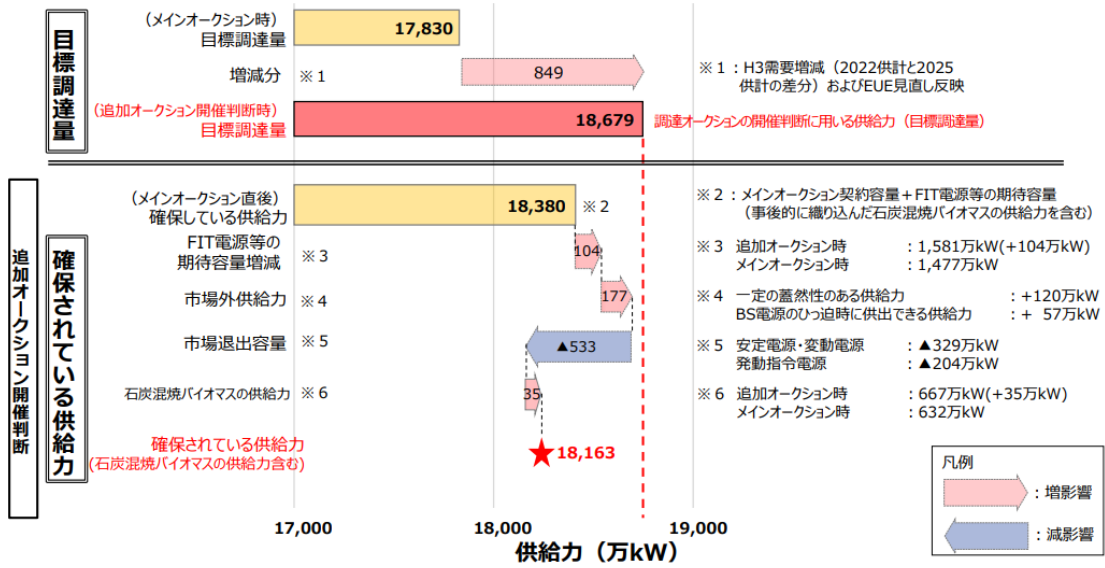
(参考図 2.1-14) 2026 年度実需給向け追加オークションにおける目標調達量

設定項目	2025年度 追加AX	2022年度 メインAX	(差)	備考	
目標調達量※1	18,679.0	17,829.5	(+849.5)	①+②+③+④	寄与度*+4.8%
①全国H3需要	15,905.0	15,903.5	(+1.5)	—	寄与度*+0.01%
②偶発的需給変動分	1,884.6	1,526.7	(+357.9)	目標EUE0.015 (追加) 基準EUE0.048 (メイン)	* : 2022年度メインAX の目標調達量比 寄与度*+2.0%
a.必要予備率	1,009.0	1,049.6	(▲40.6)	LOLP0.3日/月に相当する EUE0.407kWh/kW・年で算定 連系線運用容量増加による減少	
b.厳気象対応	716.6	318.1	(+398.5)	夏冬 : H3需要×4.5%(追加) 夏冬 : H3需要×2.0%(メイン)	
c.稀頻度リスク	159.0	159.0	(±0)	通年 : H3需要×1.0%(追加) 夏冬 : H3需要×1.0%(メイン)	
③追加設備量	571.2※2	240.3	(+330.9)	年間停止可能量1.9ヵ月 H3需要の3.6% 需要カーブ変化による増加	寄与度*+1.9%
④持続的需要変動分	318.1	159.0	(+159.1)	H3需要の2.0%(追加) H3需要の1.0%(メイン)	寄与度*+0.9%

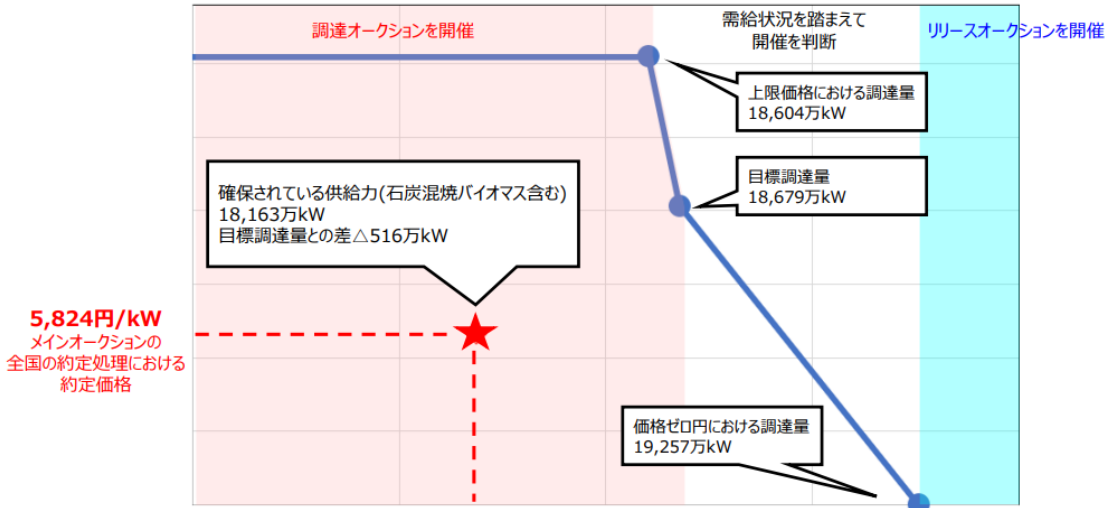
※1 四捨五入の関係で合計が合わないことがある

※2 春秋分の厳気象対応、稀頻度リスクは安定電源の補修調整(追加設備量)で対応を行った場合で試算
(厳気象対応、稀頻度リスクは夏冬の供給力分を加算)

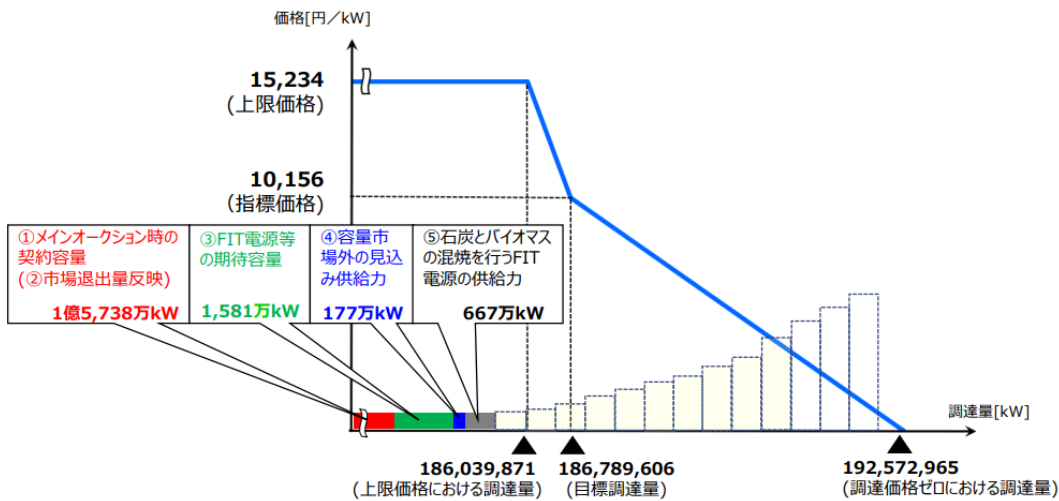
(参考図 2.1-15) メインオークションからの目標調達量及び確保供給力の増減



(参考図 2.1-16) 需要曲線と確保されている供給力の関係



(参考図 2.1-17) 調達オークション(全国)が開催された場合の需要曲線と供給力のイメージ



(2026 年度実需給向け追加オークションの結果)

2025 年度の容量市場追加オークション(対象実需給年度:2026 年度)は、2025 年 2 月から参加登録受付を開始し、4 月に追加オークションの実施を決定。その後、6 月に追加オークションの応札受付を行った。約定結果は以下(参考図 2.1-18)の通りである。

(参考図 2.1-18)実需給年度:2026 年度向け追加オークション約定結果

約定総容量	約 830 万 kW	
エリアプライス	北海道/東北/東京/中部	8,749 円/kW
	北陸/関西/中国/四国	8,213 円/kW
	九州	8,591 円/kW
経過措置等を踏まえた約定総額	約 582 億円	
経過措置考慮後の総平均単価(*1)	約 7,017 円/kW	

*1:「経過措置等を踏まえた約定総額÷約定総容量」にて算出

(追加オークションを経て確保された供給力)

目標調達量 1 億 8,679 万 kW に対し、今回の追加オークションを経て確保した供給力は 1 億 8,892 万 kW と、全国的に見ると目標を達成。一方、今回は北海道、東北、東京、中部、九州で供給信頼度が不足し、中部エリアにおいては、初めて不足となる結果となった(参考図 2.1-19)。

(約定価格の傾向)

総平均単価は、約 7,017 円/kW と、2022 年度メインオークション時点の総平均単価(約 5,226 円/kW)から、約 1,791 円/kW 増加となった。維持・管理費用がこれまでより割高になってきていること等が想定される(参考図 2.1-20)。

(参考図 2.1-19)約定処理上の市場分断

2025年度追加オークション結果

- ✓ 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.007 kWh/kW・年

単位：追加量[万kW]、供給信頼度[kWh/kW・年]

エリア	全国約定処理後	追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度
北海道	0.041	+0.1	0.041
東北	0.126		0.126
東京	1.101		1.101
中部	0.007		0.007
北陸	0.000		0.000
関西	0.000		0.000
中国	0.000		0.000
四国	0.000		0.000
九州	0.013	+4	0.012

【参考】2022年度メインオークション結果

- ✓ 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.022 kWh/kW・年

単位：供給信頼度[kWh/kW・年]

エリア	供給信頼度*	追加量 [万kW]	供給信頼度*
北海道	17.108	+134	0.037
東北	0.044	-	0.004
東京	0.063	+192	0.009
中部	0.004		0.001
北陸	0.002		0.000
関西	0.002	-	0.000
中国	0.002		0.000
四国	0.000		0.000
九州	12.248	+344	0.017

※不足エリアは赤字、充足エリアは青字で記載
※中間処理は、省略

(参考図 2.1-20)2025 年度追加オークションと 2022 年度メインオークション比較(2026 年度実需給)

(円/kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸/関西/ 中国/四国	九州	総平均単価
2025年度追加オークション結果	8,749	8,749	8,749	8,749	8,213	8,591	7,017
2022年度メインオークション結果	8,749	5,833	5,834	5,832	5,832	8,748	5,226
差 (2025年度 - 2022年度)	± 0	+ 2,916	+ 2,915	+ 2,917	+ 2,381	- 157	+ 1,791

(9) 2029 年度実需給向けメインオークション

(2029 年度実需給向けメインオークションにおける需要曲線)

2025 年 6 月 26 日に開催された在り方検討会において、広域機関が策定した 2029 年度実需給向けメインオークションの需要曲線原案について報告が行われた。広域機関が策定した需要曲線原案については、国が関連する審議会等で審議のうえ、広域機関において決定することとされている。

目標調達量について最新諸元を用いて算定を行った結果、容量市場・供給計画の算定に用いる目標停電量は 0.009kWh/kW・年、2025 年度メインオークションにおける目標調達量は 1 億 8,997 万 kW となり、昨年度の 2024 年度メインオークション(対象実需給年度:2028 年度)と比較すると、変化した容量は +381 万 kW であった(参考図 2.1-21、2.1-22)。

(参考図 2.1-21) 2025 年度メインオークションの目標調達量(1)

	全国H3需要 (離島除き) [万kW]	偶発的 需給変動 対応 [%]	厳気象対応 [%]		稀頻度リスク 対応 [%]	容量市場・供給計画に おける目標停電量※2 [kWh/kW・年]	持続的需要 変動対応 [%]	追加設備量 [%]※1	目標調達量 [万kW]
			夏季・冬季	春季・秋季					
2025年度 メインオークション (対象2029年度)	16,179	5.7	5.1	4.4	1.0	0.009	2.0	3.6	18,997
【参考】 2024年度 メインオークション (対象2028年度)	16,058	5.9	4.2	3.6	1.0	0.016	2.0	2.8	18,616

※1 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク対応を安定電源の補修調整で対応する場合の試算値
 ※2 連系線運用容量の30分細分化(拡大)を反映

(参考図 2.1-22) 2025 年度メインオークションの目標調達量(2)

<2025年度メインオークションの目標調達量>

設定項目	2025年度 メインAX	2024年度 メインAX	(差)	備考	
目標調達量	18,996.6	18,615.9	(+380.7)	A+B+C+D	寄与度*+2.0%
A. 全国H3需要	16,178.6	16,057.7	(+120.9)	—	寄与度*+0.6%
B. 偶発的需給変動分	1,914.5	1,780.4	(+134.1)	EUE基準0.009 (2025年度) EUE基準0.016 (2024年度)	〔*: 2024年度メインAX の目標調達量比〕 寄与度*+0.7%
a. 必要予備率	924.6	945.4	(▲20.8)	LOLP:0.3日/月に相当する予備力 EUE:0.407より算出した供給力 連系線運用容量拡大による減少	
b. 厳気象対応	828.1	674.4	(+153.7)	夏冬: H3需要×5.1%(2025) 夏冬: H3需要×4.2%(2024)	
c. 稀頻度リスク	161.8	160.6	(+1.2)	通年: H3需要×1.0%(2025) 通年: H3需要×1.0%(2024)	
C. 持続的需要変動分	323.6	321.2	(+2.4)	H3需要の2.0%(2025) H3需要の2.0%(2024)	寄与度*+0.01%
D. 追加設備量	580.0※	456.6※	(+123.4)	年間停止可能量1.9ヵ月 H3需要の3.6% 需要変化による増加	寄与度*+0.7%

※ 厳気象対応・稀頻度リスク(春秋)の供給力は、安定電源の補修調整で対応

四捨五入の関係で合計が合わないことがある

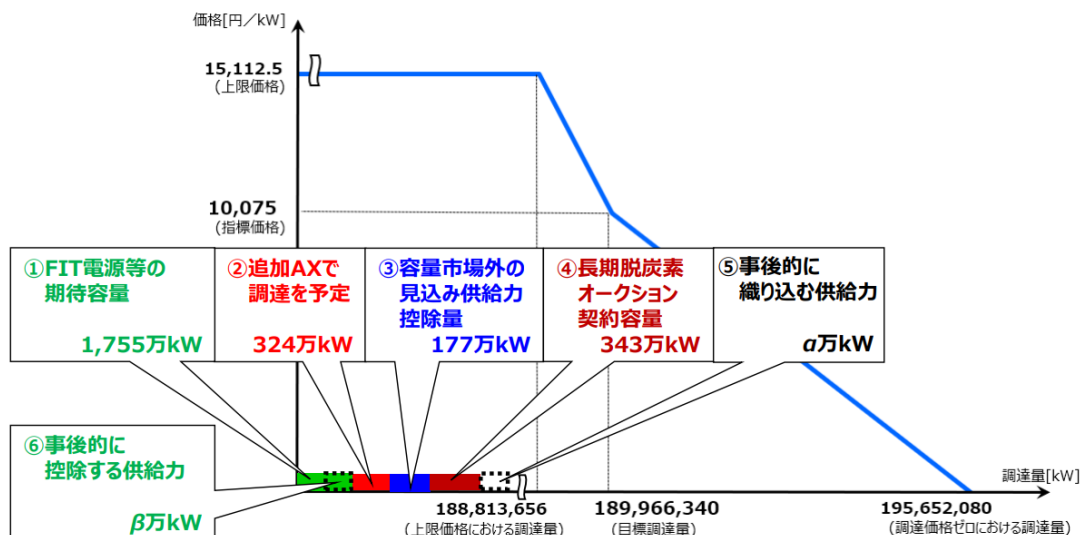
2029 年度の実需給向けのメインオークションの Net CONE(指標価格)は、最新の経済指標を用いて Gross CONE を算定し、他市場収益についてもインフレ率を考慮した上で、Net CONE の算定を行ったところ、Net CONE は 10,075 円/kW、上限価格(Net CONE の 1.5 倍)は 15,112.5 円/kW であった。(参考図 2.1-23)

以上の結果、2025 年度メインオークション(対象実需給年度:2029 年度)の需要曲線は、(参考図 2.1-24)のようになった。

(参考図 2.1-23)2025 年度メインオークションの目標調達量の算定

項目	2025年度 メインオークション 実需給年度:2029年度	2024年度 メインオークション 実需給年度:2028年度	諸元 <small>赤字は今回更新箇所</small>	
モデルプラント	CCGT	CCGT	経済産業省 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証WG 長期エネルギー需給見通し小委員会に対するコスト等の検証に関する報告 「(参考資料2)各電源の諸元一覧」の「LNG火力」	
コスト評価年数	40年	40年	—	
インフレーション率	17.56%	13.62%	内閣府 国民経済計算 (GDP統計) GDPデフレーター (暦年:1-12月) 総固定資本形成 基準年 (2014年):99.1%、2024年:116.5%	
なる40年 運転に必要と コストの 加味	評価期間の 期待インフレ率	0.81%	総務省統計局 消費者物価指数 (コアCPI) 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 期待インフレ率 = 0.4×前年度のコアCPIの変化率 + 0.6×前年度の期待インフレ率	
	系統接続費	1.56千円/kW	1.56千円/kW	接続契約に基づく実績値 (工事費負担金の実績の平均値から設定)
	経年に伴う修繕 費等の増分費用	3万円/kW程度	3万円/kW程度	発電コスト検証WGに基づくヒアリング結果 (30,861円/kW)
評価期間の割引率 (税引前WACC)	5%	5%	税引前WACC = 自己資本比率 × 自己資本コスト / (1 - 実効税率) + 他人資本比率 × 他人資本コスト	
容量市場以外からの収益	5,190円/kW	5,087円/kW	第47回容量市場の在り方等に関する検討会 容量市場以外からの収益 = GrossCONEの34%(15,264円/kW×34%)	

(参考図 2.1-24) 2025 年度メインオークションの目標調達量の算定



(メインオークション(実需給年度:2029年度)約定結果)

2024年10月14日～10月24日において2029年度実需給向けメインオークションが開催され、その約定結果が広域機関より公表された。今回のメインオークションの約定総額は、過去5回(2024年度～2028年度実需給分)に比べて高く、エリアプライスは第1回を除くと初めて、全エリアで指標価格超の水準となった。これは、容量市場の応札対象電源において、電源の維持・管理費用がこれまでより割高になってきていることや、経過措置における控除率の減少等によるものと考えられる(参考図2.1-25)。

<2029年度実需給向けメインオークション(第6回メインオークション)の約定結果>

約定総容量	約 1 億 6,608 万 kW	
エリアプライス	北海道	14,972 円/kW
	東北/東京	15,111 円/kW
	中部/北陸/関西/中国/四国	12,388 円/kW
	九州	15,112 円/kW
経過措置等を踏まえた約定総額(*)	約 2 兆 2,094 億円	
経過措置考慮後の総平均単価	約 13,303 円/kW	

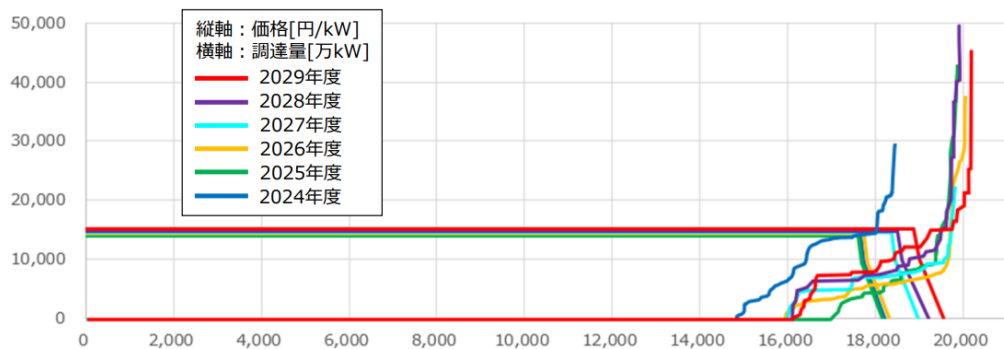
*経過措置考慮後の総平均単価は「経過措置等を踏まえた約定総額÷約定総容量」にて算出

(参考図 2.1-25) 容量市場メインオークション結果概要(第1回～第6回)

	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	
実施年度	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
実需給年度	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
約定総容量 (万kW)	16,769	16,534	16,271	16,745	16,621	16,608	
指標価格 (円/kW)	9,425	9,372	9,557	9,769	9,875	10,075	
エリアプライス (円/kW)	北海道	5,242	8,749	13,287		14,972	
	東北			5,833	9,044	14,812	15,111
	東京			5,834	9,555		
	中部				7,823	10,280	
	北陸	14,137	3,495				
	関西			5,832	7,638	8,785	12,388
	中国						
	四国						
九州		5,242	8,748	11,457	13,177	15,112	
約定総額 (経過措置控除後) (億円)	15,987	5,140	8,504	13,140	18,506	22,094	
総平均単価 (経過措置控除後) (円/kW)	9,534	3,109	5,226	7,847	11,134	13,303	

(出典) 約定総容量、エリアプライス、約定総額 (経過措置控除後) については、電力広域的運営推進機関が公表している各オークションの約定結果
総平均単価 (経過措置控除後) については「約定総額 (経過措置控除後) ÷ 約定総容量」にて算出

(参考図 2.1-26) 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



※【2025・2029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・応札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。

対象 実需給年度	NetCONE [円/kW]	目標調達量 [kW]	FIT電源等の期待容量 [kW]	追加オークションで調達を 予定している供給力[kW]	容量市場外の 見込み供給力控除量 [kW]	長期脱炭素電源オークション 契約容量 [kW]
2024年度	9,425	177,468,513	11,789,258	-	-	
2025年度	9,372	176,991,335	18,889,612	3,167,258	-	
2026年度	9,557	178,295,201	21,087,676	3,180,694	-	
2027年度	9,769	184,473,695	22,645,643	3,211,958	1,200,000	
2028年度	9,875	186,159,086	20,831,811	3,211,542	1,860,000	1,113,819
2029年度	10,075	189,966,340	22,258,658	3,235,710	1,770,000	3,426,422

また、全国の供給信頼度をもとに約定処理上の市場分断の判断を行った結果、中部/北陸/関西/中国/四国が充足エリア、その他は不足エリアとなった。追加処理後においても、東北と東京が最終的に不足となった。(東北と東京の不足は2年連続)

これらのエリアでは、約定処理において、落札対象となる上限価格以下の電源が全て追加されている(参考図 2.1-27)。

落札率(応札容量に占める落札容量の比率)は 96.4%となり、前回のメインオークションと同様に高い水準となっている(参考図 2.1-28)。

発動指令電源の応札容量は 718 万 kW となり、応札上限容量(647 万 kW)を超過。応札上限容量を超過し、かつ同一価格の応札が複数存在したため、実効性達成率により落札・非落札電源を決定し、実効性達成率が同じ応札においてはランダムに落札・非落札電源を決定した。

(参考図 2.1-27) 約定処理上の市場分断

2025年度結果

✓ 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.013 kWh/kW・年

単位：追加量[万kW]、供給信頼度[kWh/kW・年]

エリア	全国約定処理後	追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度
北海道	0.087	+91	0.000
東北	0.683		0.049
東京	0.692	+432	0.049
中部	0.010		0.002
北陸	0.001		0.000
関西	0.001		0.000
中国	0.001		0.000
四国	0.001		0.000
九州	0.115	+165	0.006

2024年度結果

✓ 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.012 kWh/kW・年

単位：追加量[万kW]、供給信頼度[kWh/kW・年]

エリア	全国約定処理後	追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度
北海道	1.605	+101	0.017
東北	0.245		0.018
東京	0.246	+338	0.018
中部	0.029		0.005
北陸	0.002		0.000
関西	0.002		0.000
中国	0.002		0.000
四国	0.001		0.000
九州	1.350	+194	0.042

※不足エリアについては赤、充足エリアについては青で着色
※中間処理は、省略

(参考図 2.1-28) 全体の応札容量および落札率の推移

※発動指令電源の応札容量は調整係数反映後の容量で集計

	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回
実施年度	2020	2021	2022	2023	2024	2025
実需給年度	2024	2025	2026	2027	2028	2029
応札容量(万kW)	17,202	17,725	17,618	17,162	17,205	17,231
約定総容量(万kW)	16,769	16,534	16,271	16,745	16,621	16,608
落札率	97.5%	93.3%	92.4%	97.6%	96.6%	96.4%

(10) 容量市場の今後の在り方について

第 101 回本作業部会において、容量市場の包括的検証を行う方針が示され、広域機関において、Call for Evidence (制度を振り返りながら参加者を含めた関係者より、容量市場の将来に向けた気づきやアイデア等を募る機会)を通して、様々な事業者の方々にご協力いただきながら必要な検証作業を進めることとした。包括的検証は、広域機関が実施主体となり、資源エネルギー庁とも協力し検証を進めることとしているが、抜本的な見直しや、利害関係に及ぶ見直しの議論が必要な場合には、本作業部会に

において議論を行うこととした。

容量市場における今後の主な論点については、第 101 回本作業部会において示したところ(参考図 2.1-7)。

この項目のうち、①容量市場における供給力確保の考え方、②非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方、③指標価格(Net CONE)の見直しについては、本作業部会で議論を深めつつ、広域機関において更なる詳細検討を進めることとした。

① 容量市場における供給力確保の考え方

第 8 回電力システム改革の検証を踏まえた制度設計ワーキンググループ(2025 年 12 月)では、我が国はこれから当分の間、電源移行の過渡期を迎え、その結果、今後、2030 年代初頭にかけて、特に夏冬の高需要期における電力需要は予断を許さない厳しい状況が続く可能性があるとの認識の下、容量市場の見直しも含め、供給力確保に向けた方策の検討が必要との議論が行われた。こうした問題意識を踏まえ、より多くの供給力を確保する観点から、容量市場の見直しに向けた検討課題を抽出した。供給力確保に向けた市場退出の抑制措置に関しては、非効率石炭火力については応札後の市場退出判断もありえるが、応札後退出に対するペナルティ強化はフェードアウトを妨げる効果があるため、供給力確保策と脱炭素策との制度間の整合を図るべきとの意見もあった。

今後、現行の容量市場の在り方自体を見直すという議論もあり得るが、事業の中長期的な予見性を確保する観点から、まずは、現行制度の在り方を前提としつつ、必要な見直しを行うこととした。

(参考図 2.1-29)容量市場における供給力確保向上に向けた方策案

大分類	中分類	小分類	現在の仕組みや見直し内容の概略
応札前	募集量の拡大	需要最適化	<ul style="list-style-type: none"> 目標調達量のベースとなる需要は、全国H3需要に基づき算定 目標調達量を増やす方策を導入する場合は、分断処理による追加・減少の仕組みへの影響も考慮
		厳気象・稀頻度リスク分の最適化	<ul style="list-style-type: none"> EUEによる需給バランス評価について、月を前半・後半等に細分化することでより合理的な評価を実施
		追加設備量の見直し (停止1.9ヶ月の見直し)	<ul style="list-style-type: none"> 補修調整の複雑化・困難化の状況を踏まえ、年間計画停止可能量及び追加設備量の見直しについて検討
		FIT電源の期待容量	<ul style="list-style-type: none"> 最新のFIT電源の事業認定情報等から集計した期待容量を算定
		追加オークションで調達を予定している供給力の見直し	<ul style="list-style-type: none"> メインオークションでは、追加オークションでの調達を見込み、H3需要の2%分を控除して目標調達量を設定 ただし、メインオークションで非落札となることで、電源の休廃止に向けた検討が進むことが想定され、追加オークションのタイミングで必要な供給力を確保できなくなるおそれ こうした状況も踏まえ、メインオークション時点の控除の考え方についての見直しを検討
		容量市場外の見込み供給力の見直し	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場では、「容量市場外の見込み供給力控除量」として、(自家発電等の)一定の蓋然性のある供給力120万kWを、目標調達量の算定の際に考慮。この水準について、必要に応じた見直しを検討
応札量の維持・拡大	最低応札容量の変更	最低応札容量の変更	<ul style="list-style-type: none"> 応札可能容量の変更(「1,000kW以上」や「電源別の要件」等の見直し) 応札要件を変更することで、応札容量が増加することも想定されるが、供給力の確保という観点からは効果が限定的である可能性。また、制度の運用可能性の観点では懸念もあり、慎重な議論が必要
		複数年約定の検討	<ul style="list-style-type: none"> 複数年約定を発電事業者が選択可能にすることで、事業の予見性を高め、新設電源投資の後押しをする効果等が考えられる。また、既設電源の発電事業における予見性を高める効果も期待される ニーズ把握、海外事例の調査を行いながら、効果等を踏まえて検討

大分類	中分類	小分類	現在の仕組みや見直し内容の概略
約定処理	約定量の拡大	Net CONE、上限価格の見直し	• Net CONEや上限価格の見直しなどにより、現状、不落札となっている価格帯の電源を確保
応札後	市場退出の抑制措置	ペナルティ設定の見直し	• ペナルティの設定を強化することで、退出抑制に影響を与える可能性がある一方、応札自体の可否を判断する材料ともなるため、マーケット全体の応札量が減少する懸念も含め、慎重な検討が必要
		追加オークションにおける約定価格の下限設定	• 追加オークションは、募集量と応札量との関係で、0円で約定する懸念がある。0円で約定した場合、ペナルティの設定機能が低下する懸念があるため、入札や約定価格の下限設定等、制度全体のバランスをもとに検討
	不足時における追加供給力調達	追加オークションの開催時期の見直し	• 追加オークション実施後の電源不足に対応するための期間を十分確保するため、追加オークションの実施時期を前倒すことが考えられるが、現状、最新の供給計画を反映し最短で実施することや、メインオークションで可能な限り全ての容量を応札いただくことを基本とするため、供給計画等の各制度の状況に応じて、制度間のバランスを踏まえながら慎重に検討

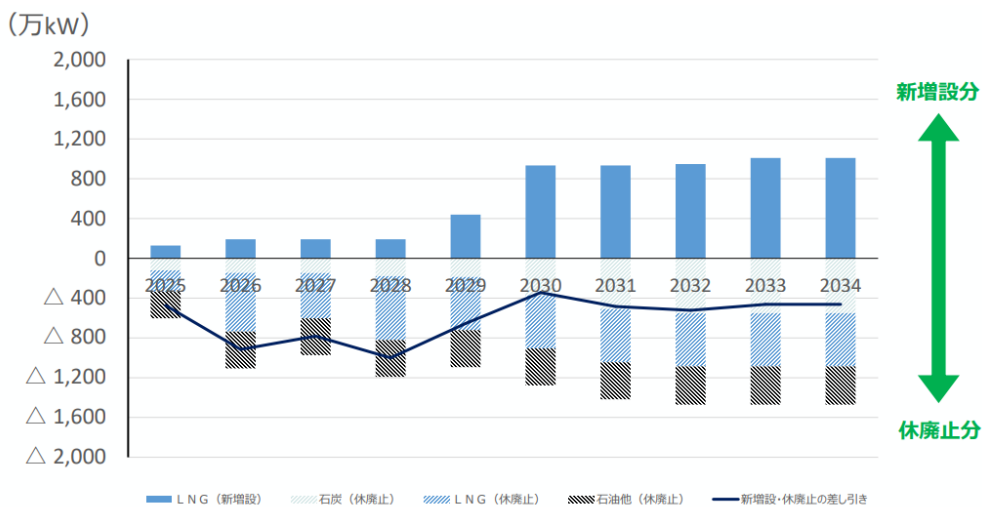
② 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方

火力発電は、電力需給を満たす供給力、再エネ等による出力変動等を補う調整力として引き続き重要な役割を担っている。その中で、第7次エネルギー基本計画では、「2030年に向け、非効率な石炭火力について、省エネ法や容量市場等の制度的枠組みを活用し、引き続き、事業者の自主的な取組によるフェードアウトを促進していく」とし、火力全体で安定供給に必要な発電容量(kW)を維持・確保しつつ、非効率な石炭火力を中心に発電量(kWh)を減らしていく方針を示した。

容量市場においては、2025年度から非効率石炭火力の高需要期のみの稼働への誘導措置を開始しているところ。具体的には、設計効率が42%未満の石炭火力を対象電源とし、設備利用率50%超の電源の容量確保契約金額の減額率を20%として、設備利用率の高低によって傾斜をつけていく仕組みとしている。こうした稼働抑制措置の対象や強度については、設計効率が超々臨界(USC)並みの発電効率という考えで対象電源の基準を設定し、春秋は抑制しつつも夏冬の高需要期を念頭においた稼働に対して想定される収入減少相当という考えで設備利用率と減額率を設定した。

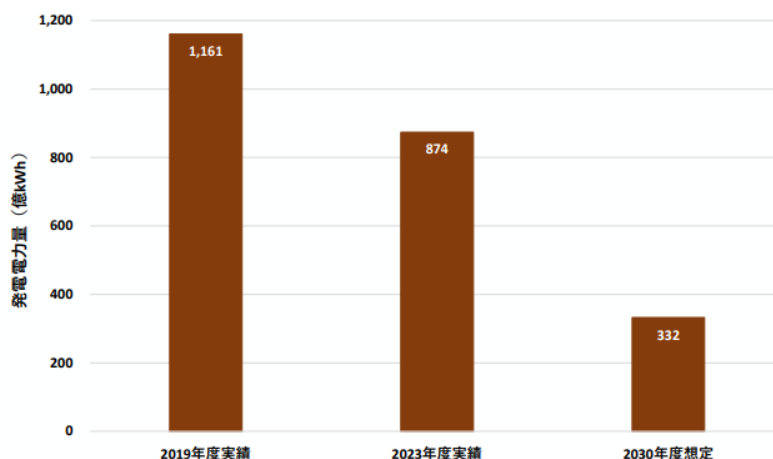
足下、電力需要が増加する見通しがある一方、供給力不足に対する懸念は一層高まる中、特に高需要期における電力需給は予断を許さない厳しい状況が続くおそれがある(参考図 2.1-30)。さらに、排出量取引制度や化石燃料賦課金(=カーボンプライシング)の導入・進展等により、LNG火力に比べて(非効率石炭に限らず)石炭火力の経済優位性が劣後し、退出が加速化する可能性(参考図 2.1-31)もある。また、稼働抑制措置は、対象実需給年度が2025年度のメインオークションから開始したところ、「必要なkWを維持しつつkWhを減らしていく」という観点で強度が必要十分かどうかについて、実需給年度を終えていない現時点で明確に評価をすることは困難である、そのような背景から、次回のメインオークション(実需給年度:2030年度)においては、現在の措置を維持することとし、次々回以降のメインオークション(実需給年度:2031年度)に際しては、稼働抑制措置開始後の稼働状況やカーボンプライシングの進展、電力需給の状況等を踏まえ、改めて稼働抑制措置の在り方を検討することとした。

(参考図 2.1-30)火力発電所の休廃止推移



注：上記のグラフは2025年度供給計画（2024年度提出分）における2025年4月1日の供給力を起点に、供給計画の変更情報などを根拠に年度毎の数値を積み上げたもの。

(参考図 2.1-31)非効率石炭火力の発電電力量推移・見通し



(出典) 火力脱炭素化計画から資源エネルギー庁作成
 (注)火力脱炭素化計画の作成対象である大手発電事業者（旧一般電気事業者、JERA、電源開発、日本製鉄、神戸製鋼）のみの発電電力量を積み上げたもの。集計対象はSC・Sub-C・PFBC。

(中東情勢を踏まえた稼働抑制誘導措置の対応)

第5回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会(2026年3月27日)では、現下の中東情勢を踏まえる
 と今後のLNG調達について不確実性が高まっていることから、石炭火力の稼働を高めることでLNG燃料
 等を節約し、安定供給に万全を期すため、非効率石炭火力の稼働抑制措置を、緊急的な対応として、
 2026年度においては適用しないこととした。同委員会においては、これによるLNG節約効果は約50万ト
 ン(ホルムズ海峡を経由するLNG年間輸入量400万トンの1割強に相当)であることが示された。

③ 指標価格(Net CONE)の見直しについて

近年のメインオークション結果を確認すると、2023年度メインオークション以降、Net CONE 超で応札し
 た電源が増加しており、かつ今後、電力需要の高まりが見通される中、非落札電源も増加傾向にある。こ
 れは、物価高騰や電源の老朽化等に伴い電源を維持管理するための費用が上昇していることが影響し

ていると考えられる。今後もこの傾向は継続し、第1回メインオークション時に整理された指標価格および上限価格の下では、目標調達量を継続して確保することが困難となっていく可能性が示唆されているものと考えられる。

こうした状況も踏まえつつ、Net CONE の考え方(モデルプラント、新設の可否、価格 等)を改めて確認するとともに、上限価格の考え方について確認を行い、Net CONE 及び上限価格の見直しに向けた検討を進めていくことを提案した。

これまでのメインオークションにおける「需要曲線と供給曲線」を重ねると(参考図 2.1-26)のようになる。第1回オークション(2024 年度向け)を除くと、2025 年度向けオークション以降、約定交点の価格は徐々に増加しており、2029 年度向けオークションでは、指標価格よりも高い位置で需要曲線と供給曲線が交差する結果となった。これは、Net CONE 超で応札した電源が増加していることによるものと考えられる。

容量市場創設時、指標価格は長期的に投資回収可能かつ投資回収の完了した電源にとっても過大な利益とはならない水準となるよう設定(第2回中間とりまとめ(2019年7月)より)された。指標価格の水準は、安定供給を維持するために必要な容量を市場・社会としてどの程度の価格で調達するべきかを示すベンチマークであり、約定価格と指標価格を比較することで、我が国における供給力の充足・不足の判断材料にもなる⁸。こうした観点から、市場管理者にとって、指標価格の指標性は非常に重要である。

前述のとおり、2025 年度メインオークションにおいては指標価格を超える価格で全国約定しており、昨年度までの約定価格の上昇傾向も踏まえると、今後も同様の事象が続くことが考えられる。制度創設時の整理でいえば、こうした状況に対応するためには、電源維持や電源新設に向けたインセンティブを強化し、必要な供給力を確保することが重要。ただし、初回オークション開催以降、「反映した場合の変動が大きく、影響が大きいため包括検証を踏まえる」として指標価格の諸元を最新の発電コスト検証 WG の結果に変更しなかった経緯を考えると、足下の状況を踏まえて指標価格の算定の在り方を改めて検証し、見直しを行っていくことも重要である。一方、こうした見直しを行わない場合には、指標価格の指標性が損なわれてしまい、約定価格と指標価格の比較が、我が国における供給力の充足・不足についての判断材料とならなくなる恐れがあることを示し、Net CONE をより実態に見合った金額に見直すことと整理した。

足下の供給力を確保する観点からは、上限価格を引き上げることは必要である。この点については、指標価格の 1.5 倍を上限価格とするという現行制度の整理に基づけば、指標価格の見直しにより指標価格の水準が引き上がることで、より多くの電源が落札し、供給力が増加することが期待されるため、安定供給の観点からは一定の効果が得られる。一方、小売電気事業者の負担する容量拠出金の負担が大きく変動する可能性がある。そのため、上限価格を引き上げた際の影響や、小売電気事業者に対する容量拠出金負担水準の激変緩和策など、その対応策についても検討する必要があるとの提案を行った。

(Net CONE 算定におけるモデルプラントについて)

第16回在り方検討会(2018年11月)では、以下の3つの条件を満たすことから CCGT(Combined Cycle Gas Turbine)を、Net CONE 算定のモデルプラントとした。

- 条件1 経済的に選択される燃料種別・発電技術であること
- 条件2 不確定要素の高い「他市場収益」が少ない電源を選択すること
- 条件3 Gross CONE の算定が可能であること

⁸:例えば、新設投資が十分に進まない場合には、供給力不足により市場価格が上昇し、約定価格が指標価格を上回ることが考えられ、我が国における供給力が不足している可能性が示唆される。

今回、最新の状況を踏まえ、引き続き Net CONE 算定のモデルプラントを CCGT とすることの是非を確認した。その結果改めて、Net CONE の当初条件に合致する発電方式は、CCGT と捉えられるため、モデルプラントは CCGT を引き続き採用することとした。

(条件 1) 経済的に選択される燃料種別・発電技術であること。

- ✓ 制度設計当初の状況：我が国において、安定的な kW 価値提供のための新設電源は、供給計画や至近の建設実績を踏まえると、CCGT または石炭火力であると考えられた。
- ✓ 近年の状況：我が国において、安定的な kW 価値提供のための新設電源は、供給計画や至近の建設実績を踏まえると、LNG 火力であると考えられる。第 70 回在り方検討会において(参考図 2.1-32)、我が国で近年採用されている LNG 火力プラントの 98%が CCGT 方式であることが示されたとおり、引き続き LNG 火力プラントの中では CCGT が経済的に選択されるのではないかと。

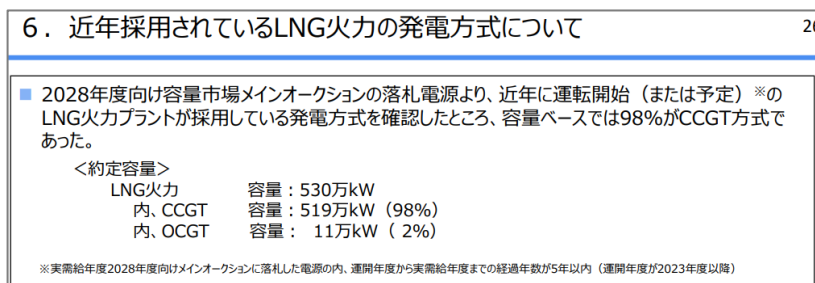
(条件 2) 不確定要素の高い「容量市場以外からの収益」が少ない電源を選択すること。

- ✓ 制度設計当初の状況：2018 年は、CCGT と石炭火力を比較の上、CCGT を選択
- ✓ 近年の状況：当初の状況と同様、CCGT を選択することに変わらないのではないかと。

(条件 3) Gross CONE の算定が可能であること。

- ✓ 制度設計当初の状況：発電コスト検証 WG をベースに算定する。
- ✓ 近年の状況：発電コスト検証 WG をベースに算定できることに変わらない。

(参考図 2.1-32)近年採用されている LNG 火力の発電方式(第 70 回在り方検討会 (2025 年 12 月 18 日)より)



(容量市場における新設電源の参入の考え方)

第 112 回の本作業部会(2026 年 3 月 4 日)では、我が国における電源新設を促進する施策の位置づけを改めて整理・検討した。検討は、電源新設における容量市場の課題を解決することを目的として創設された長期脱炭素電源オークションとの関係を踏まえて実施した。

容量市場は、自由化による卸電力市場の取引拡大や再エネ拡大による市場価格の低下により、発電所の維持・建設投資全体が過少となり、供給力・調整力が不足する懸念への対応措置として創設。しかし、容量市場では、4年後の1年間に提供される供給力に対価を支払う制度であるため、それ単独では電源投資のために必要な長期的な予見可能性を付与することが困難である。こうした課題を踏まえ、原則 20 年間の制度適用期間にわたって固定費を支援することで、長期的な予見可能性を確保する長期オークションが創設された。

こうした経緯を踏まえ、電源新設は基本的には長期脱炭素電源オークションを通じて進めてきている。

その上で、電源の新設をどのように進めていくかについては、容量市場を改良していく方向性と、長期脱炭素電源オークションを改良していく方向性が考えられる。この点については、長期脱炭素電源オークションでは、LNG 専焼火力の継続的募集や、事業者がより創意工夫しながら収益の確保を模索できる仕組みの構築(例えば、2025 年 6 月に提案したセーフティネットの仕組み)などにより、事業者のニーズを取り込みながら新設電源への投資を促す機能を強化していく方針であることから、引き続き長期脱炭素電源オークションを拡充・改良していくことと整理した。

一方、上記を基本的な方向性としながらも、長期脱炭素電源オークションでは基本的に 10 万 kW 以上の大型電源の新設を対象としており、1,000kW 以上としている容量市場に比べて相当程度大きいため、10 万 kW 未満の新設電源枠として、容量市場へ参入する選択肢を残すことが必要であると考えられる。また、長期脱炭素電源オークションには他市場収益の 9 割還付という仕組みがある。容量市場は、固定費全体に対する支援ではないものの、事業者がより創意工夫しながら収益の確保を模索可能とするメリットがある。

以上より、長期脱炭素電源オークションとは異なるニーズに対する制度的措置と位置付けられることから、引き続き指標価格は新設電源が容量市場へ参入できる水準とする必要があるとの整理を行った。

(2025 年度 発電コスト検証 WG 結果を反映した Net CONE の試算)

第 70 回在り方検討会では、発電コスト検証 WG(2025 年 2 月)の結果を反映した Net CONE が示された。最新の LNG の発電コストは、2015 年時点と比べて資本費や運転維持費が大きく上昇しており、最新の発電コスト検証 WG 値をそのまま用いると Net CONE は、2.05 万円/kW (上限価格:3.1 万円/kW)となる見込みである。

(参考図 2.1-33)Net CONE の試算結果

項目	単位	①現行のNet CONE ※1	②国の審議会の検討内容を 参考とした仮算定※2※3
		※1 2015年の発電コスト検証WG の公表値より	※2 2025年の発電コスト検証 WGの公表値より
Net CONE (指標価格)	万円/kW	1.01	2.05
設備容量 (モデルプラント: CCGT)	万kW	140	60
資本費	建設費	万円/kW	26.8
	設備廃棄費用	%	建設費の5%
運転維持費	人件費	億円/年	4.6
	修繕費	%/年	2.4
	諸費	%/年	1.1
	業務分担費 (一般管理費)	%/年	14.5

※3 容量市場メインオークション約定結果 (対象実需給年度: 2028年度) <2025年1月29日公表> より、需要曲線に対する応札状況 (供給曲線) をもとに確認したところ、需要曲線の上限価格14,812.5円/kWから30,000円/kWまでの応札価格の電源の容量の合計は約160万kWであった。

※1 発電コスト検証WG(2015.5) 参考資料2の諸元をもとに、最新の経済指標等を用いて試算
 ※2 発電コスト検証WG(2025.2) 資料2の諸元をもとに、最新の経済指標等を用いて試算

第 111 回本作業部会(2026 年 1 月 23 日実施)では、Net CONE については指標性を維持することの重要性の観点から、Net CONE の諸元を最新の発電コスト検証 WG の結果に変更することについて、賛同

するご意見を多数いただいた。

一方、Net CONE は、最新の発電コスト検証 WG 値をそのまま用いると、2.05 万円/kW（上限価格：3.1 万円/kW）となる見込みであるため、委員・オブザーバーの方々からは、指標価格を見直すと同時に小売電気事業者に対する容量拠出金負担水準の影響緩和措置などの必要性についても意見があった。影響緩和措置としては、Net CONE を段階的に引き上げる方法や、シングルプライス領域に上限を設ける方法等を例示。第 71 回在り方検討会では、「案①：Net CONE を段階的に引き上げる案」と「案②：シングルプライス領域に上限を設定する案」の具体的なイメージが示された。「案②：シングルプライス領域に上限を設定」に関しては、上限設定方法の違いにより案 A～案 D が示され、委員・オブザーバーの方々からは、容量拠出金負担水準の影響緩和への効果の観点から、案 A の「指標価格で設定」が支持された。

その上で、指標価格以上の応札電源に対して、「マルチプライスとする案」と「2 段階目のシングルプライス領域を設定する案」が紹介された(参考図 2.1-34)。

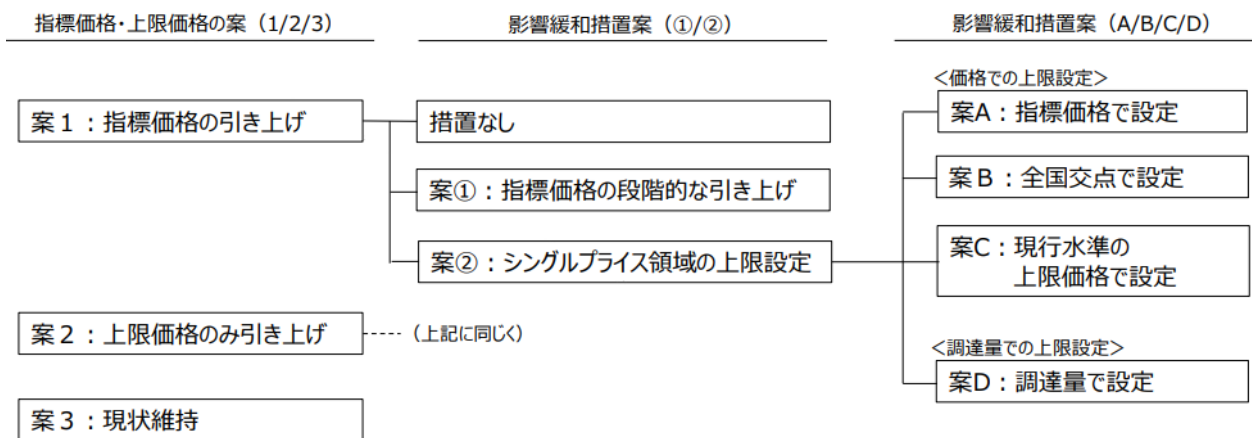
こうした議論を踏まえ、本作業部会では以下の 3 案につき検討を深めた。

案①. : 指標価格の段階的な引き上げ (参考図 2.1-35)

案 A-1.: 指標価格でシングルプライス領域の上限設定: 指標価格以上をマルチプライス化 (参考図 2.1-36)

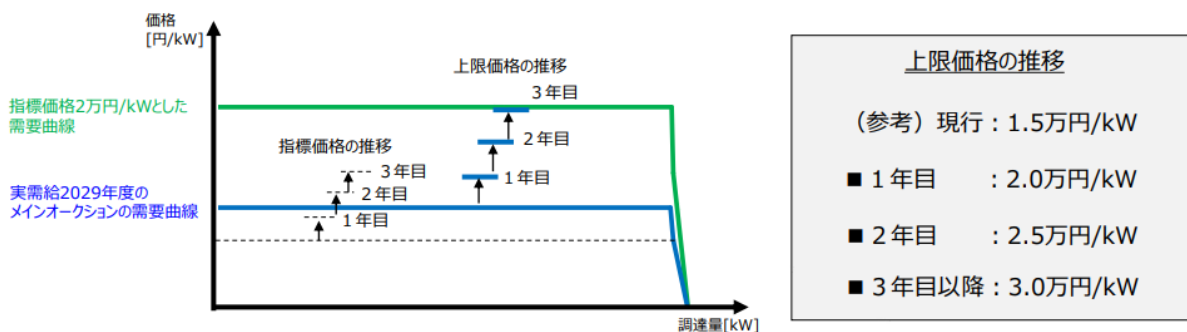
案 A-2.: 指標価格でシングルプライス領域の上限設定: 指標価格以上を 2 段階目のシングルプライス領域を設定する案 (参考図 2.1-37)

(参考図 2.1-34)影響緩和措置案



(参考図 2.1-35) 案①: 指標価格 (Net CONE) の段階的な引き上げ

3年かけて引き上げた場合のイメージ



むことができる

➢ シングルプライス領域を制限することで、約定総額を抑制できる

一方、案 A-1 においては、マルチプライス領域の電源が利益(生産者余剰)を得られず、電源維持のインセンティブが低下するおそれが生じる。供給力の確保という容量市場の目的と、小売事業者の容量拠出金負担の影響緩和とのバランスを取るにはどちらの案が望ましいかが論点となるが、足下の供給力確保の必要性を踏まえると、案 A-2 を採用することが望ましいのではないかと提案を行った。

(参考図 2.1-38) 案 A-1 と案 A-2 の比較評価

		メリット	懸念事項	その他
案 A-1	指標価格 (Net CONE) 以上はマルチプライス方式を適用	<ul style="list-style-type: none"> 上限価格は約3万円/kWまで上昇するため、これまで上限で非落札になっていた電源を取り込むことができる。 最新のコスト検証WGを反映しつつ、シングルプライス領域を制限することで、約定総額を抑制できる。 	<ul style="list-style-type: none"> マルチプライス領域の電源は、利益(生産者余剰)を得られず、電源維持のインセンティブが低下するおそれ。 約定処理が変わるため、広域機関における約定処理システムの改修が伴う。 ⇒4月までに決定できれば、26年度メインオークションからの採用が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> Net CONE 以上で応札予定の電源に対する事前監視は、現状維持の方針。(応札状況により、見直しの可能性あり)
案 A-2	シングルプライス領域を2段階に設定	<ul style="list-style-type: none"> 上限価格は約3万円/kWまで上昇するため、これまで上限で非落札になっていた電源を取り込むことができる。 最新のコスト検証WGを反映しつつ、シングルプライス領域を制限することで、約定総額を抑制できる。 維持するためのコストが高価格帯の電源に対しても、シングルプライスを適用することができるため、電源を維持するためのインセンティブを残すことが期待される。 	<ul style="list-style-type: none"> 約定処理が変わるため、広域機関における約定処理システムの改修が伴う。 ⇒4月までに決定できれば、26年度メインオークションからの採用が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> Net CONE 以上で応札予定の電源に対する事前監視は、現状維持の方針。(応札状況により、見直しの可能性あり)

(今後の容量市場の在り方に係る論点の取扱いと 2026 年度メインオークションの取扱い)

事実上、容量市場が既設電源の維持のための仕組みとして機能している実態を考慮すると、従来の Net CONE の設定方法自体をより実態を踏まえたものへと見直すべき、とのご意見について整理を行った。背景には、新設電源を念頭においた水準で指標価格及び上限価格を定めることで、電源維持に必要なコストを超えて、生産者余剰が発生するのではないかとの問題意識があると考えられる。他方で、足下の供給力不足に対応するためには、既存電源、中でも他の電源に比べ相対的に維持コストが高い高経年電源にも頼らざるを得ないという現実を踏まえると、指標価格及び上限価格の水準を抑えすぎた場合には、必要な供給力を確保できない可能性があることも考慮する必要がある。

容量市場の制度設計当初は、様々な電源があることを前提にしつつも、一方で、電源間の競争を促進することにより、新陳代謝を図りつつ、必要な容量を確保する観点から、電源間に区別を設けず、シングルプライスオークションによる約定方式を採用し、Net CONE についても、CCGT の新設電源のコストをベースに設定を行った。電源間の競争により、新陳代謝を図りつつ、必要な供給力を確保するというコンセプトは、現時点においても引き続き維持することが望ましいと考えられるが、徐々に容量市場に基づく容量拠出金総額が大きくなる中、そのコスト負担の規模が本当に適切なものなのか、必要な供給力を確保しつつも、多様な市場参加者の納得感が高いより良い制度設計がないかといった点については、継続して議論を深めていく必要があると考えられる。

第 113 回本作業部会(2026 年 4 月 3 日)において、2026 年度のメインオークションに向けては、システム改修等に一定の時間を要することから、可能な限り早期に約定処理のルールを定める必要があるとされた。このため、従来の容量市場の大枠の考え方を踏襲しつつ、これまでの議論の結果を踏まえて Net CONE の見直しおよびその影響緩和策を定めることとし、案 A-2 を採用することと整理した(参考図 2.1-37)。一方、委員・オブザーバーの方々より、案 A-1 を支持するご意見や指標価格の在り方を見直すべき等のご意見もいただいたため、2027 年度メインオークション以降の容量市場の在り方に係る論点等については、引き続き検討を継続することとした。

なお、2026年度メインオークションにおける Net CONE および上限価格、影響緩和措置等については、以下のとおり。(参考図 2.1-39)

(参考図 2.1-39)

2026年度メインオークションの取扱い

更新項目		更新内容
①	Net CONEの算定諸元	➢ 数値は2025年2月の発電コスト検証ワーキンググループの公表値を採用
②	Net CONE (万円/kW)	➢ 2.05万円/kW (電力広域的運営推進機関による仮試算より)
③	上限価格 (万円/kW)	➢ 3.075万円/kW (従来同様に、指標価格の1.5倍を上限価格として設定)
④	影響緩和措置	➢ 案A-2 (2段階のシングルプライス方式) を採用 (参考図2.1-37)
⑤	市場競争が限定的なエリアでの約定価格の決定方法	➢ ④の措置を講じることを前提に、隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を当該エリアのエリアプライスとし、応札価格が当該エリアのエリアプライスを上回る電源は応札価格を約定価格 (マルチプライス) とする制度については、適用しない
⑤	目標調達量	➢ 19,581万kW (2025年度メインオークションの目標調達量を基準とした仮試算。584万kW増)

(11) 目標調達量に係る諸元の見直し(調整力等委より)

2026年1月28日に実施された第115回調整力等委において、目標調達量に関連する各種諸元の算定が行われた。なお、本事項は、第113回調整力等委(2025年11月26日)にて課題提起された供給信頼度評価に関する課題の内、検討事項①～③について、至近の実績等にもとづき算定されたものである。

- 検討事項①：春季・秋季厳気象対応分につき、月を前半・後半等に細分化することで、より合理的な評価を実施
- 検討事項②：3年周期で見直すこととしている EUE 算定向け計画外停止率を、2022年度～2024年度実績に更新
- 検討事項③：年間停止可能量を1.9ヶ月から2.4ヶ月へ見直すこととし、年間停止可能量の見直しに伴い追加設備量を更新

(参考図 2.1-40) 今後の夏季・冬季の厳気象対応の考え方

検討事項		見直し結果
①	<ul style="list-style-type: none"> EUEによる需給バランス評価について、月を前半・後半等に細分化することで、より合理的な評価を行うことができるのではないか。 	<今回議題1-1にて審議> <ul style="list-style-type: none"> ツール改修までは、春季・秋季厳気象対応分について、6月に適用した簡易的手法を春季・秋季各月に適用し、24断面を考慮した12断面評価を行う。 ツール改修後は、全12か月を前後半に細分化した、24断面で需給バランス評価を行う。
②	<ul style="list-style-type: none"> 至近3カ年平均の実績から算定し、3年周期で見直すこととしているEUE算定向け計画外停止率について、2022年度～2024年度の実績による見直しが必要。 	<今回審議事項> <ul style="list-style-type: none"> 2022年度～2024年度の実績から算定したEUE算定向け計画外停止率を適用
③	<ul style="list-style-type: none"> 今般の需給ひっ迫等で補修停止計画の調整が発生している状況ならびに2025年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見の内容を踏まえ、年間計画停止可能量及び追加設備量の考え方を改めて整理する必要があるのではないか。 	<今回審議事項> <ul style="list-style-type: none"> 年間計画停止可能量2.4か月を確保するための追加設備量を算定する
④	<ul style="list-style-type: none"> 地内系統の混雑を考慮した供給信頼度評価の考え方の整理が必要ではないか。 	<検討中>
⑤	<ul style="list-style-type: none"> 予備率とEUEの関係性の整理が必要ではないか。 	<検討中>

(検討事項①: 春季・秋季における厳気象対応分の算出方法見直しについて)

EUEによる需給バランス評価について、現行のEUEツールは月単位(12断面)で評価を行う仕様であるものの、月の前半・後半で需要傾向に違いがあることを踏まえると、算定断面を月の前半・後半に細分化することでより精緻な評価になると考え、制度面・ツール面での検討を進めてきた。直近の試算結果では、春季・秋季の必要量が夏季・冬季と同程度の値まで増加している傾向にあることに加え、算定断面毎の値のばらつきが当時より拡大している。そのため、春季・秋季の厳気象対応分については、以下の対応を行うことが整理された。なお、夏季・冬季の厳気象対応分については、厳気象H1需要の最大1断面に対応する値であるため、細分化によって算出結果は変化しない。

① 春季・秋季の厳気象対応分の算出方法

- ▶ 春季・秋季の厳気象対応分について、これまで各月で算出した値の平均値を採用してきたが、今後は各月前後半で算出した値をそれぞれ採用する。

② 算出の対象年度

- ▶ これまで、2017,2018年度実績を元に算出した値を使ってきたが、今後は2015-2024年度の実績を元に、上記(1)にあわせて各月前後半で算出した値をそれぞれ採用し、必要に応じて見直す。

前後半の需要を考慮した結果、今回の試算では、従来手法と比べ、春季・秋季の厳気象対応分の減少に伴い、追加設備量が減少することが主要因となり目標調達量は、265万kW減少した。なお、本算定結果は、ツール改修前の簡易的評価により2026年度追加オークションより適用可能であることも示された。

(参考図 2.1-41) 検討事項①: 見直し後における目標調達量の試算結果

＜今回試算結果(2026年度) ^{※1} >										()内は従来手法との差分			
	全国H3需要 [万kW]	偶発的需給 変動対応分 [%]	厳気象対応分 [%]		稀頻度リスク 対応分 [%]	容量市場・供給 計画における 目標停電量 [kWh/kW・年]	持続的需要 変動対応分 [%]	追加設備量 [% ^{※2}]	目標調達量 [万kW]				
			夏冬	春秋									
従来手法	15,905	6.9	4.0	3.9	1.0	0.022	2.0	3.5	18,676				
今回試算結果			3.8	各月の値 下表参照						0.050	2.0	18,411 (▲265)	

＜今回試算時の厳気象対応分＞													
夏季	冬季	4月		5月		6月		10月		11月		3月	
2.7	3.8	0.5		▲0.9		4.9		1.1		1.2		1.2	
		5.4	0.5	1.7	1.8	3.9	13.4	5.7	3.0	3.5	5.0	4.4	4.8

※1: 2026年度調整係数算定時の諸元をベースに計算、条件が変わること数値が変わることに注意
 ※2: 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク対応を安定電源の補修調整で対応する場合の試算値

(検討事項②: 計画外停止率)

現在、供給信頼度評価に用いている EUE 算定向け計画外停止率は、2019 年度～2021 年度の実績から算出した結果を適用しており、これは3年周期で見直すこととしている。そのため、2022 年度～2024 年度の実績を集約・分析が行われた。

計画外停止率は、大規模な設備故障があると停止率は増加する一方、需給影響などにより作業繰り延べ等が発生すると減少するため、年度毎のバラツキがあるものの3ヶ年平均としては、火力・揚水は増加、水力は減少し、結果的に目標調達量は、87 万 kW 減少する試算結果となった。なお、本検討結果は、2026 年度追加オークションから適用可能であることが示された。

(参考図 2.1-42) 検討事項②: 計画外停止率の分析結果

EUE算定向け 計画外停止率		前回調査結果 (2019～2021)	今回調査結果 (2022～2024)	備考
水力	火力	4.3%	5.6%	事業者データによる分析結果より
	揚水	1.2%	2.5%	
	自流・調整池式	4.3%	3.4%	
	貯水式	2.1%	1.7%	
原子力		4.3%	5.6%	火力の計画外停止率を準用
再エネ	太陽光	—	—	EUE算定時の出力比率に計画外停止等が考慮されているため、計画外停止は設定しない。
	風力	—	—	
	地熱・バイオマス	4.3%	5.6%	

(検討事項③: 年間計画停止可能量)

年間計画停止可能量の月換算 1.9 カ月については、2019 年度供給計画における計画停止量から整理されている。今回、年間計画停止可能量(1.9 カ月)に対する計画停止量の確認は、第 78 回本委員会と同様の方法を採用し、至近 3 カ年(2023～2025 年度)の供給計画諸元にて、新たな基準の試算を行った。

その結果、3 カ年平均で 2.4 カ月程度の基準となった(参考図 2.1-43)。年間の計画停止量は増加傾向であり、また計画停止可能量は余裕分を織り込む必要があることも踏まえ、今後は年間計画停止可能量 2.4 カ月を確保するための追加設備量を適用するものと整理された。

計画外停止率および年間計画停止可能量の両方を反映して試算した結果、容量市場の目標調達量は +850 万 kW 増加する結果となった。(検討事項②および③の合計)
 なお、本算定結果も、2026 年度追加オークションより適用可能であることが示された。

(参考図 2.1-43) 検討事項③: 年間停止可能量および追加設備量の試算結果

	項目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
実態確認	計画停止量[万kW・月]	20,837	22,687	20,920	23,965	26,874	31,619	31,014
	計画停止量[月換算]	1.33	1.44	1.34	1.56	1.72	2.02	2.02
	計画停止可能量超過量(最大)[万kW]	-	293	361	289	491	810	900
	超過月(最大)	-	12月	2月	2月	12月	11月	1月
見直し後	計画停止可能量 [月換算]	1.90	2.08	2.13	2.09	2.21	2.40	2.46
	(参考)基準となる月	2月	12月	2月	2月	12月	11月	1月
	追加設備量 [万kW]	712	918 (+293)	865 (+361)	691 (+289)	808 (+491)	1,032 (+810)	1,174 (+900)
	年間計画停止可能量 [万kW・月]※追加設備量考慮後	29,922	33,344 (+3,505)	33,934 (+4,331)	32,734 (+3,469)	35,549 (+5,887)	39,520 (+9,725)	40,038 (+10,802)

()は、各年度において、1.9ヵ月基準で算定した場合との差分
 * 計画停止量は、供給計画の対象となっている10万kW以上の電源を対象としているため容量市場とは、母数が異なる

(検討事項①②③: 目標調達量の試算結果)

検討事項①②③の算定結果をもとに試算すると、目標調達量は 2025 年度メインオークション基準で、18,997 万 kW から 19,581 万 kW へ、+584 万 kW の増加となった(参考図 2.1-44)。

今回の算定結果を今後の供給信頼度評価へ適用するにあたり、技術的に可能な時期も示された。第 115 回調整力等委では、本技術的な検討に対して賛同が得られたことから、直近の 2026 年度実施(2027 年度実需給)の追加オークションから、見直し結果を反映させることとした。

(参考図 2.1-44) 検討事項①②③: 目標調達量の試算結果

<2025年度容量市場メインオークション(対象実需給年度: 2029年度)の諸元を用いた試算結果※1>

	全国H3需要(離島除き)[万kW]	偶発的需給変動対応[%]	厳気象対応 [%]		稀頻度リスク対応 [%]	容量市場・供給計画における目標停電量 [kWh/kW・年]	持続的需要変動対応 [%]	追加設備量 [%]※2	目標調達量 [万kW]
			夏季・冬季	春季・秋季					
今回試算(2029年度)	16,179	7.3	3.5	1.9 (平均値)	1.0	0.059	2.0	(2.4ヵ月) 7.2	19,581 (+584)
【参考】2025年度メインオークション(対象2029年度)	16,179	5.7	5.1	4.4	1.0	0.009	2.0	(1.9ヵ月) 3.6	18,997

※1 本結果は、2025年度容量市場メインオークション時の諸元を用いた試算であり、今後、諸元の更新等により数値が変わりうることに留意
 ※2 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク対応を安定電源の補修調整で対応する場合の試算値

(12) 2027 年度実需給向け追加オークションの開催判断

2026 年 3 月 27 日に開催された第 72 回在り方検討会では、2027 年度実需給向けの追加オークションに向けた需要曲線(参考図 2.1-45)と、容量市場において確保されている供給力の関係が提示され

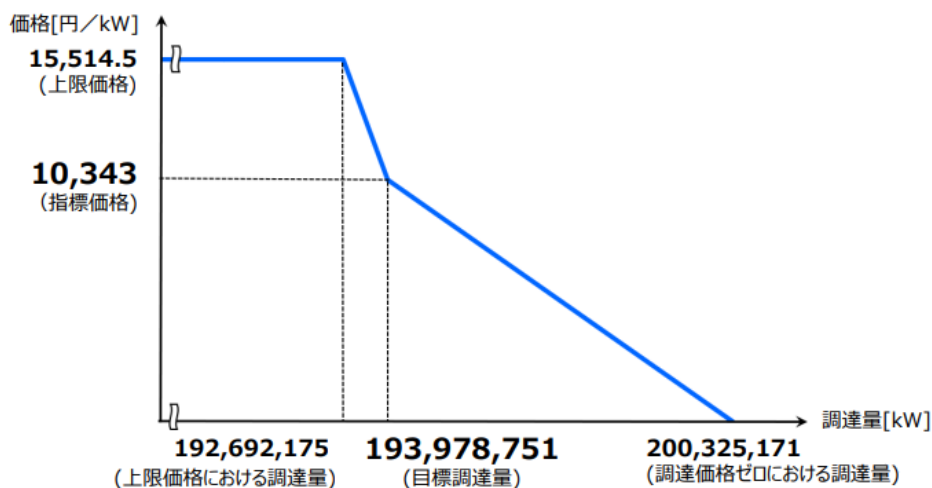
た(参考図 2.1-46)。

2026 年度実需給向けメインオークションの約定処理後と比べ、FIT 電源等の期待容量の増加分が 154 万 kW、容量市場外の見込み供給力が 60 万 kW あるのに対し、電源退出分が▲462 万 kW、石炭とバイオマスの混焼を行う FIT 電源が▲144 万 kW となり、メインオークション時点の供給力に対して 250 万 kW の減少となった(参考図 2.1-46)。

一方、全国における目標調達量は、近年の全国的な需要増加や厳気象対応、追加設備量等の見直しによる影響で、2023 年度メインオークションの設定 (1 億 8,447.4 万 kW)に対し、2026 年度追加オークションの設定 (1 億 9,397.9 万 kW)を比較すると、全体で 5.2%(950.5 万 kW)増加する結果となった(参考図 2.1-47、2.1-48)。これらを踏まえて、需要曲線における目標調達量は 1 億 9,398 万 kW、容量市場において確保されている供給力は 1 億 8,880 万 kW となり、518 万 kW 不足する位置となった(参考図 2.1-49)。

以上より、確保された供給力確保量は、目標調達量よりも少ない位置にあるため、追加オークションを実施することに決定した。

(参考図 2.1-45) 2027 年度実需給向け追加オークションの需要曲線の原案



(参考図 2.1-46) 容量市場で確保されている 2027 年度の供給力

項目	追加オークション 開催判断時	2023年度 メインオークション (実需給年度:2027年度)	追加オークション開催判断時の算定諸元
確保されている供給力	18,880万kW	19,130万kW	①+②+③+④+⑤+⑥
①メインオークション時の契約容量	16,745万kW		-
②市場退出量	▲462万kW	-	安定電源・変動電源（単独・アグリ）：▲300万kW 発動指令電源：▲162万kW
③FIT電源等の期待容量	1,766万kW	1,612万kW	導入量：2026年2月末時点の想定 調整係数：2026年度供給計画（2027年度断面）
④容量市場外の見込み供給力	180万kW	120万kW	一定の蓋然性のある供給力：120万kW ブラックスタート電源のひっ迫時に活用できる供給力：60万kW
⑤石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力	508万kW	652万kW	導入量：2026年2月末時点の想定 供計ベースで織り込み
⑥長期脱炭素電源オークション契約容量	142万kW	-	長期脱炭素電源オークションの契約容量のうち実需給年度2027年度に稼働予定の供給力 (2023年度メインオークション開催時点では長期オークションは未開催)

(四捨五入の関係で合計が合わないことがある) (メインオークションにおいて織り込んだ追加オークションで調達を予定している供給力(321万kW)を除く)

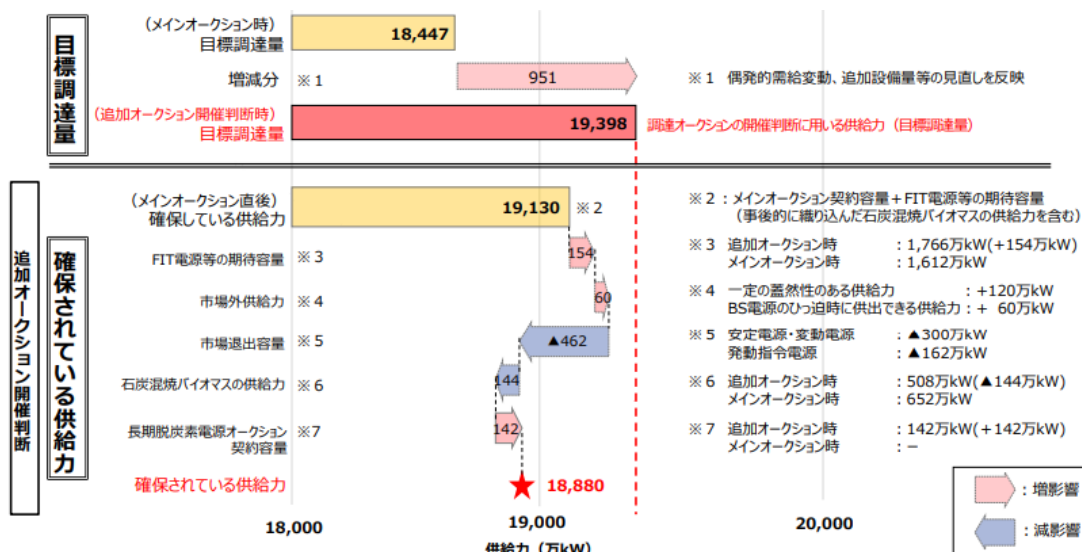
(参考図 2.1-47) 2027 年度実需給向け追加オークションにおける目標調達量

(単位: 万kW)

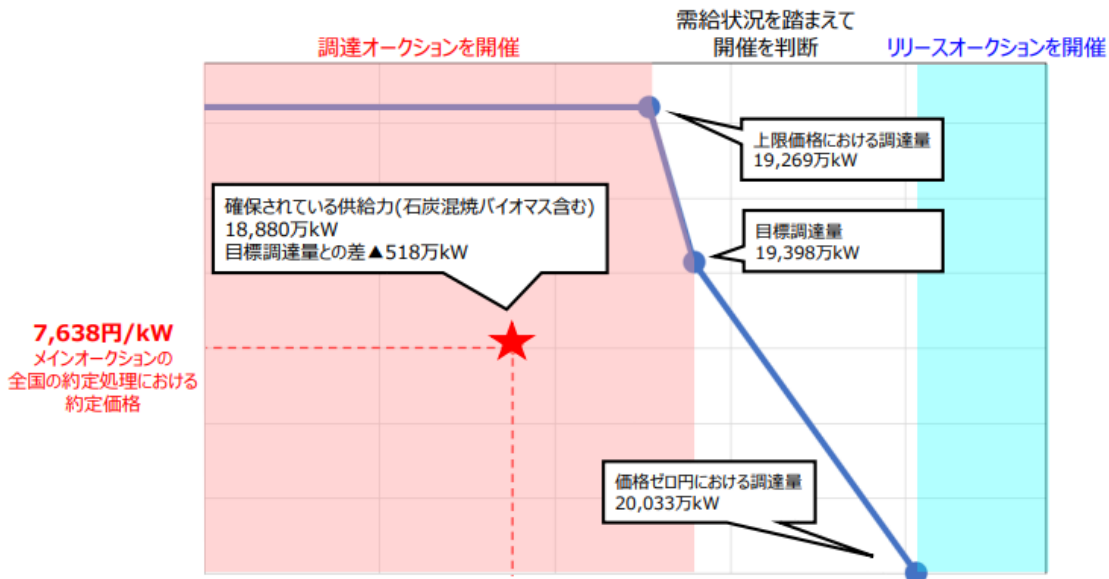
設定項目	2026年度 追加オークション	2023年度 メインオークション	(差)	備考	
目標調達量※1	19,397.9	18,447.4	(+950.5)	①+②+③+④	寄与度*+5.2%
①全国H3需要	15,960.7	16,059.8	(▲99.1)	-	寄与度*▲0.54%
②偶発的需給変動分	1,910.7	1,684.3	(+226.4)	目標EUE0.059 (追加) 基準EUE0.044 (メイン)	* : 2023年度メイン オークションの 目標調達率比 寄与度*+1.2%
a. 必要予備率	1,377.9	1,041.9	(+336.0)	LOLP0.3日/月に相当する EUE0.407kWh/kW・年で算定 計画外停止率見直しによる増加	
b. 厳気象対応	373.2	481.8	(▲108.6)	夏冬: H3需要×2.3%(追加) 夏冬: H3需要×3.0%(メイン)	
c. 稀頻度リスク	159.6	160.6	(▲1.0)	通年: H3需要×1.0%(追加) 夏冬: H3需要×1.0%(メイン)	
③追加設備量	1,207.3※2	382.1	(+825.2)	年間停止可能量2.4ヵ月 H3需要の7.6% 年間停止可能量見直しによる増加	寄与度*+4.5%
④持続的需要変動分	319.2	321.2	(▲2.0)	H3需要の2.0%(追加) H3需要の2.0%(メイン)	寄与度*+0.01%

※1 四捨五入の関係で合計が合わないことがある
※2 第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において整理された年間停止可能量の見直しを反映

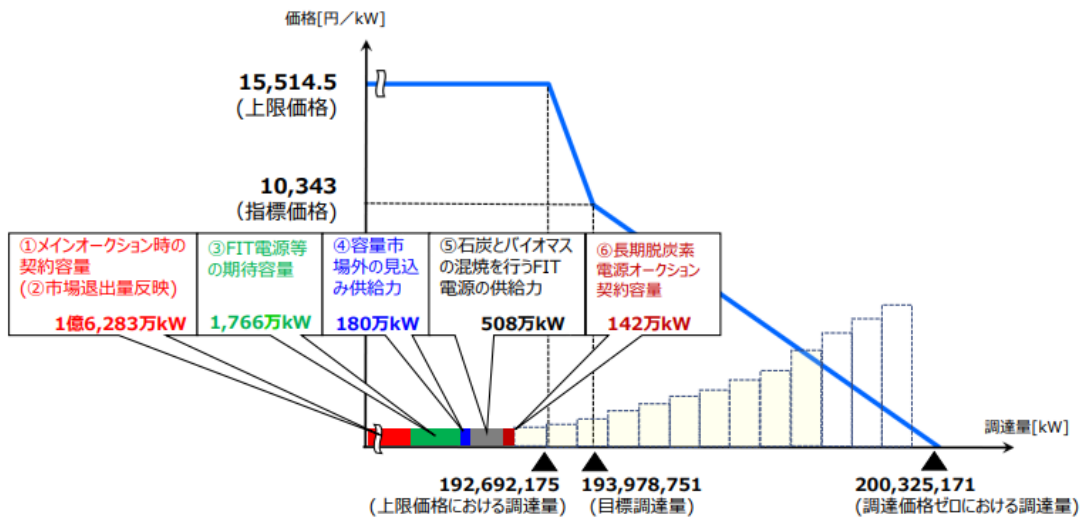
(参考図 2.1-48) メインオークションからの目標調達量及び確保供給力の増減



(参考図 2.1-49) 需要曲線と確保されている供給力の関係



(参考図 2.1-50) 調達オークション(全国)が開催された場合の需要曲線と供給力のイメージ



次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会開催状況

開催回数	開催日時	議題
第 1 回	平成 29 年 3 月 6 日	(1) 今後の市場整備の方向性について (2) 詳細設計を行う上での留意事項について (3) 今後の進め方について
第 2 回	平成 29 年 3 月 28 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第 3 回	平成 29 年 4 月 10 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 平成 28 年度(2016 年度)中間取りまとめについて
第 4 回	平成 29 年 4 月 20 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第 5 回	平成 29 年 5 月 15 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 意見募集の結果について (3) その他
第 6 回	平成 29 年 5 月 22 日	(1) 海外有識者ヒアリングについて (2) 事業者ヒアリングについて (3) その他
第 7 回	平成 29 年 6 月 6 日	(1) 需給調整市場について (2) インバランス制度について
第 8 回	平成 29 年 6 月 30 日	(1) ベースロード電源市場について (2) その他
第 9 回	平成 29 年 7 月 26 日	(1) インバランスの当面の見直しについて (2) 間接オークション導入に伴う会計上の整理について (3) 既存契約見直し指針について (4) 中間論点整理(案)
第 10 回	平成 29 年 9 月 6 日	容量市場について
第 11 回	平成 29 年 9 月 19 日	需給調整市場について
第 12 回	平成 29 年 10 月 6 日	容量市場について
第 13 回	平成 29 年 10 月 30 日	(1) 間接送電権について (2) ベースロード電源市場について
第 14 回	平成 29 年 11 月 10 日	(1) 需給調整市場について (2) 容量市場について
第 15 回	平成 29 年 11 月 28 日	(1) 需給調整市場について (2) 非化石価値取引市場について (3) その他
第 16 回	平成 29 年 12 月 12 日	(1) 容量市場について

		(2)ベースロード電源市場について
第 17 回	平成 29 年 12 月 26 日	(1) 中間論点整理(第 2 次)(案)及び非化石価値取引市場について(案) (2) 各市場等の制度設計に係る意見募集のご案内について
第 18 回	平成 30 年 1 月 30 日	事業者ヒアリングについて
第 19 回	平成 30 年 3 月 2 日	(1) 事業者・団体ヒアリングについて (2) 意見募集の結果について
第 20 回	平成 30 年 3 月 23 日	(1) 需給調整市場について (2) 容量市場について (3) その他
第 21 回	平成 30 年 4 月 10 日	(1) 間接送電権について (2) 容量市場について
第 22 回	平成 30 年 4 月 26 日	(1) 間接送電権について (2) 容量市場に関する既存契約見直し指針について (3) ベースロード電源市場について (4) その他
第 23 回	平成 30 年 5 月 18 日	(1) 容量市場について (2) 中間とりまとめについて
第 24 回	平成 30 年 7 月 17 日	(1) 中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2) 需給調整市場について (3) その他
第 25 回	平成 30 年 10 月 22 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) その他
第 26 回	平成 30 年 11 月 26 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 間接送電権について
第 27 回	平成 30 年 12 月 17 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 容量市場について
第 28 回	平成 31 年 1 月 30 日	(1) 容量市場について (2) 非化石価値取引市場について (3) 需給調整市場について
第 29 回	平成 31 年 2 月 28 日	(1) 容量市場について (2) 非化石価値取引市場について (3) ベースロード市場について (4) 東北東京間連系線に係わる特定負担者の取り扱いの明確化について
第 30 回	平成 31 年 3 月 19 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 容量市場について (3) ベースロード市場について

第 31 回	平成 31 年 4 月 22 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)その他
第 32 回	令和元年 5 月 31 日	(1)非化石価値取引市場について (2)第二次中間とりまとめについて (3)その他
第 32 回	令和元年 5 月 31 日	(1)非化石価値取引市場について (2)第二次中間とりまとめについて (3)その他
第 33 回	令和元年 7 月 25 日	(1)第二次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について (4)事業者ヒアリングについて
第 34 回	令和元年 9 月 13 日	(1)容量市場について (2)その他
第 35 回	令和元年 10 月 28 日	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について (3)容量市場について
第 36 回	令和元年 12 月 6 日	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について (3)容量市場について
第 37 回	令和元年 12 月 24 日	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について
第 38 回	令和 2 年 1 月 31 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 39 回	令和 2 年 4 月 7 日	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について
第 40 回	令和 2 年 5 月 29 日	(1)容量市場について (1)第三次中間とりまとめ(案)について
第 41 回	令和 2 年 7 月 31 日	(1)第三次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)非化石価値取引市場について (3)非効率石炭のフェードアウトに向けた検討について
第 42 回	令和 2 年 9 月 17 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 43 回	令和 2 年 10 月 13 日	(1)容量市場について (2)需給調整市場について
第 44 回	令和 2 年 11 月 27 日	(1)非化石価値取引市場について

		(2)容量市場について
第45回	令和2年12月24日	容量市場について
第47回	令和3年3月1日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第48回	令和3年3月26日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について
第49回	令和3年4月15日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第50回	令和3年4月26日	(1)第四次中間とりまとめ(案)について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第51回	令和3年5月26日	(1)非化石価値取引市場について (2)2021年度夏季及び冬季の電力需給の見通しと対策について
第52回	令和3年6月14日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)第四次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第53回	令和3年7月5日	第5次中間とりまとめ(案)について
第54回	令和3年7月16日	(1)今後の供給力確保策について (2)非化石価値取引市場について
第55回	令和3年7月16日	(1)ベースロード市場について (2)非化石価値取引市場について
第56回	令和3年8月27日	(1)非化石価値取引市場について (2)2022年度の需給見通し・供給力確保策について (3)第5次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第57回	令和3年9月24日	(1)非化石価値取引市場について (2)2020年度の高度化法に基づく達成計画の報告について (3)2021年度冬季に向けた供給力確保策について (4)需給調整市場の取引状況
第58回	令和3年10月12日	第6次中間とりまとめ(案)について
第59回	令和3年11月29日	(1)非化石価値取引市場について (2)今冬の電力需給対策及び今後の電力システムの主な課題について
第60回	令和3年12月22日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第61回	令和4年1月21日	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について

		(3)非化石価値取引市場について
第 62 回	令和 4 年 2 月 17 日	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第 63 回	令和 4 年 3 月 16 日	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について
第 64 回	令和 4 年 3 月 16 日	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について (3)需給調整市場について
第 65 回	令和 4 年 5 月 25 日	(1)ベースロード市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第 66 回	令和 4 年 6 月 8 日	第7次中間とりまとめ(案)について
第 67 回	令和 4 年 6 月 22 日	(1)ベースロード市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について (4)非化石価値取引について
第 68 回	令和 4 年 7 月 14 日	(1)電源投資の確保について (2)第8次中間とりまとめ(案)について (3)高度化法の間目標について (4)需給調整市場 三次調整力について (5)容量市場について (6)第7次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 69 回	令和 4 年 8 月 26 日	(1)ベースロード市場について (2)需給調整市場について (3)高度化法の間目標について
第 70 回	令和 4 年 10 月 3 日	(1)ベースロード市場について (2)予備電源について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)第八次中間取りまとめに関するパブリックコメントについて (5)高度化法の間目標について
第 71 回	令和 4 年 10 月 31 日	(1)ベースロード市場について (2)予備電源について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)高度化法の間目標について
第 72 回	令和 4 年 11 月 30 日	(1)ベースロード市場について (2)予備電源について

		(3) 容量市場について (4) 長期脱炭素電源オークションについて (5) 再エネ価値取引市場について (6) 高度化法の間目標について
第 73 回	令和 4 年 12 月 21 日	(1) ベースロード市場について (2) 需給調整市場について (3) 予備電源について (4) 容量市場について (5) 長期脱炭素電源オークションについて (6) 非化石価値取引について
第 74 回	令和 5 年 1 月 13 日	第九次中間とりまとめ(案)について
第 75 回	令和 5 年 1 月 27 日	(1) ベースロード市場について (2) 需給調整市場について (3) 予備電源について (4) 容量市場について
第 76 回	令和 5 年 2 月 27 日	(1) 予備電源について (2) 容量市場について (3) ベースロード市場について (4) 第九次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 77 回	令和 5 年 4 月 5 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 高度化法義務達成市場について (3) 予備電源について (4) 容量市場について (5) ベースロード市場について (6) 第十次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (7) 第十一次中間とりまとめ(案)について
第 78 回	令和 5 年 4 月 26 日	(1) 高度化法義務達成市場について (2) 容量市場について (3) 予備電源について (4) ベースロード市場について
第 79 回	令和 5 年 5 月 25 日	(1) 容量市場について (2) 予備電源について (3) ベースロード市場について (4) 高度化法義務達成市場について
第 80 回	令和 5 年 6 月 6 日	第十二次中間とりまとめ(案)について
第 81 回	令和 5 年 6 月 21 日	(1) 予備電源について (2) 容量市場について (3) ベースロード市場について

		(4)第十一次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (5)長期脱炭素電源オークションについて
第 82 回	令和 5 年 7 月 7 日	第十三次中間とりまとめ(案)について
第 83 回	令和 5 年 7 月 31 日	(1)需給調整市場について (2)容量市場について (3)予備電源について (4)ベースロード市場について
第 84 回	令和 5 年 9 月 11 日	(1)高度化法第一フェーズ中間達成状況の評価について (2)非化石価値取引について (3)予備電源について (4)需給調整市場について (5)ベースロード市場について
第 85 回	令和 5 年 10 月 13 日	(1)予備電源について (2)容量市場について (3)非化石価値取引市場 2022 年度監視結果の報告 (4)高度化法義務達成市場について
第 86 回	令和 5 年 11 月 29 日	(1)予備電源について (2)非化石価値取引について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)需給調整市場について (5)ベースロード市場について
第 87 回	令和 5 年 12 月 25 日	(1)予備電源について (2)非化石価値取引について (3)ベースロード市場について
第 88 回	令和 6 年 1 月 31 日	(1)予備電源について (2)容量市場について (3)長期脱炭素電源オークションについて
第 89 回	令和 6 年 2 月 28 日	(1)予備電源について (2)非化石価値取引について (3)需給調整市場について (4)容量市場について (5)ベースロード市場について (6)第十五次中間とりまとめ(案)について
第 90 回	令和 6 年 3 月 22 日	(1)非化石価値取引について (2)予備電源について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)ベースロード市場について (5)第十六次中間とりまとめ(案)について

第 91 回	令和 6 年 4 月 22 日	(1) 容量市場について (2) 需給調整市場について (3) 第十七次中間とりまとめ(案)について
第 92 回	令和 6 年 5 月 10 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 需給調整市場について
第 93 回	令和 6 年 5 月 27 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 需給調整市場について (3) 予備電源について
第 94 回	令和 6 年 6 月 28 日	(1) 需給調整市場について (2) 長期脱炭素電源オークションについて (3) ベースロード市場について (4) 第十八次中間とりまとめ(案)について
第 95 回	令和 6 年 7 月 23 日	(1) 容量市場について (2) 需給調整市場について
第 96 回	令和 6 年 9 月 27 日	(1) 需給調整市場について (2) 非化石価値取引について (3) ベースロード市場について (4) 容量市場について
第 97 回	令和 6 年 10 月 30 日	(1) 容量市場について (2) 予備電源について (3) ベースロード市場について (4) 需給調整市場について
第 98 回	令和 6 年 12 月 24 日	(1) 需給調整市場について (2) 予備電源について (3) ベースロード市場について (4) 非化石価値取引について (5) 第十九次中間とりまとめ(案)について
第 99 回	令和 7 年 2 月 5 日	(1) 容量市場について (2) 予備電源について
第 100 回	令和 7 年 2 月 26 日	(1) 高度化法における CCS の非化石価値の算定方法について (2) 長期脱炭素電源オークションについて (3) 容量市場について (4) 予備電源について (5) ベースロード市場について
第 101 回	令和 7 年 4 月 1 日	(1) 非化石価値取引について (2) 間接送電権について (3) ベースロード市場について (4) 容量市場について

		(5) 予備電源について
第 102 回	令和 7 年 4 月 23 日	(1) 容量市場について (2) 長期脱炭素電源オークションについて (3) 非化石価値取引市場について
第 103 回	令和 7 年 5 月 28 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 需給調整市場について (3) 予備電源制度について ※非化石価値取引については報告のみ実施
第 104 回	令和 7 年 6 月 23 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて
第 105 回	令和 7 年 6 月 25 日	(1) 需給調整市場について (2) 容量市場について
第 106 回	令和 7 年 7 月 22 日	(1) 容量市場について
第 107 回	令和 7 年 9 月 3 日	(1) 容量市場について
第 108 回	令和 7 年 10 月 29 日	(1) 非化石価値取引について (2) 需給調整市場について (3) ベースロード市場について
第 109 回	令和 7 年 12 月 12 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 容量市場について (3) 長期脱炭素電源オークションについて (4) 需給調整市場について
第 110 回	令和 8 年 1 月 23 日	(1) 容量市場について (2) 需給調整市場について (3) 非化石価値取引市場について (4) 間接送電権について (5) ベースロード市場について
第 111 回	令和 8 年 2 月 27 日	第二十四次中間とりまとめ(案)について
第 112 回	令和 8 年 3 月 4 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) ベースロード市場について (3) 容量市場について (4) 非化石価値取引市場について
第 113 回	令和 8 年 4 月 3 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 非化石価値取引市場について (3) 容量市場について (4) 予備電源制度について (5) 短期供給力確保策について

※網掛け回は第二十五次中間とりまとめに関する議論を実施

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長、○は座長代理

(令和8年3月現在)

- 秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G
グループリーダー
- 安藤 至大 日本大学経済学部 教授
- ◎大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授
- 河辺 賢一 東京科学大学 工学院 准教授
- 小宮山 涼一 東京大学大学院工学系研究科 教授
- 曾我 美紀子 西村あさひ法律事務所・外国法共同事業 パートナー 弁護士
- 武田 邦宣 大阪大学理事・副学長
- 辻 隆男 横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 教授
- 土井 通子 PwC Japan有限責任監査法人 シニアマネージャー 公認会計士
- 又吉 由香 SMBC 日興証券株式会社 産業・サステナビリティ戦略部
マネジング・ディレクター
- 松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会

オブザーバー名簿

※五十音順、敬称略(令和8年3月現在)

今井 敬	電力広域的運営推進機関 企画部長
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
小林 総一	出光興産株式会社 専務執行役員
高木 宏彰	関西電力株式会社 執行役員 エネルギー・環境企画室長
斎藤 祐樹	株式会社エネット 取締役 経営企画部長
高橋 良太	イーレックス株式会社 執行役員 需給戦略室長
佐藤 英樹	東北電力ネットワーク株式会社 電力システム部 技術担当部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
中谷 竜二	中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長
森 正樹	電源開発株式会社 経営企画部長
渡邊 崇範	東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長

(関係省庁)

環境省