

容量市場の需要曲線の算定について (Net CONEの扱い)

2026年1月30日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

1. はじめに
2. 国の審議会における指標価格（Net CONE）および上限価格の見直しの検討状況について
3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について
4. まとめ

- 2025年12月に開催された第109回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会、および前回12月の本検討会において、指標価格（Net CONE）に関する論点について検討が行われた。
- さらに、前回12月の本検討会の内容を踏まえ、引き続き、2026年1月に開催された第110回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会において、指標価格（Net CONE）に関する論点について検討が行われた。
- また、1月28日の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、供給信頼度評価における厳気象・稀頻度リスク分の最適化および追加設備量の見直しについて検討が行われた。
- 本日は、1月の国の審議会で行われた検討内容等や、検討に必要となる追加情報の提供として、指標価格および上限価格の具体的なイメージ等を提示し、指標価格（Net CONE）の検討に関するご意見をお伺いする。

2. 国の審議会における指標価格（Net CONE）の検討状況

3

- 第110回 制度検討作業部会において、これまでの議論とともに、容量市場における供給力確保の考え方と、指標価格（Net CONE）および上限価格の見直しに関する論点について検討が行われた。

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

1. メインオークション(実需給年度：2029年度)約定結果
2. 容量市場における供給力確保の考え方
3. 指標価格(Net CONE)および上限価格の見直し
4. 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

「電力システム改革の検証を踏まえた 制度設計WGとりまとめ」より

- 制度設計WG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る。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。

【追加検討事項】供給力確保に向けた方策（1/3）

第8回電力システム改革の
検証を踏まえた制度設計WG
(2025年12月)

【背景】

- 2026年夏季の電力需給見通し（速報値）は、同年8月の東京エリアの予備率は0.9%（今年度比▲6.3%）と非常に厳しい。今後、電力需要の増加が見込まれる一方、非効率な石炭火力を中心として電源の休廃止に向けた検討が進み、長期脱炭素電源オークションを活用したLNG火力等のリプレースに先立つ一時的な供給力の減少も見込まれる。
- こうした状況を踏まえ、これから当分の間、我が国は、電源移行の過渡期を迎える。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。
- 引き続き安定供給に必要な水準の供給力を確保できるよう、容量市場や予備電源等の既存の仕組みの見直し、短期の追加供給力調達の在り方を含め、必要な供給力確保に向けた新たな方策の検討が必要。
- 本年10月31日の第3回小委において、上記の課題が示されたため、本WGにおいて、当初の検討事項に加えて供給力確保に向けた新たな方策についてご議論いただいた。

【対応の方向性】

- 上記を踏まえ、これまでの供給力確保策を振り返り、次の3点について、関係審議会や電力広域的運営推進機関の関係委員会において、実態を踏まえた具体的な制度改善等を検討する。
- ①電源や系統整備のリードタイムを勘案し、中長期的な視点から、必要な設備投資を後押しするための仕組みの在り方
- ②容量市場の見直し等による稼働可能な電源の最大限の確保と、容量市場不落札電源の維持・確保に向けた仕組みの在り方
- ③施工力制約等により柔軟な補修時期の調整が困難になる中での計画的な追加供給力確保の在り方

容量市場における供給力確保量の向上に向けた方策について

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

容量市場における供給力確保量の向上に向けた方策について

- 制度設計WGで議論され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。
- 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てはどうか。

供給力確保に向けた主な方策案

| | 応札前（募集） | 応札 | 約定処理 | メインオークション後 |
|---------------|--|--|---|--|
| 容量市場における主な対応策 | <ul style="list-style-type: none"> 募集量（目標調達量）の拡大 <ul style="list-style-type: none"> 需要最適化 厳気象・稀頻度リスク分の最適化 追加設備量見直し FIT電源の期待容量 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 容量市場外の見込み供給力の見直し | <ul style="list-style-type: none"> 応札量の維持・拡大 <ul style="list-style-type: none"> 最低応札容量の引き下げ 複数年約定の検討 | <ul style="list-style-type: none"> 約定量の拡大 <ul style="list-style-type: none"> Net CONE、上限価格の見直し | <ul style="list-style-type: none"> 約定電源に対する退出抑制措置 <ul style="list-style-type: none"> ペナルティ設定の見直し 追加オークションにおける約定価格の下限設定 不足時における追加供給力調達 <ul style="list-style-type: none"> 追加オークションの開催時期見直し |

(参考) 第110回制度検討作業部会資料より 容量市場における供給力確保向上に向けた対応案

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

【参考】容量市場における供給力確保向上に向けた方策案（1）

| 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 | <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ところニーズ把握、海外事例の調査を行いながら、効果等を踏まえて検討 |

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

【参考】容量市場における供給力確保向上に向けた方策案（2）

| 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 | <ul style="list-style-type: none">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 | <ul style="list-style-type: none">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 |
| | | 追加オーケションにおける約定価格の下限設定 | <ul style="list-style-type: none">追加オーケションは、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 | 追加オーケションの開催時期の見直し | | <ul style="list-style-type: none">追加オーケ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、追加オーケ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していることや、メインオーケ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 |

第113回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より (2025.11.26)

今後の供給信頼度評価における検討事項

6

- 足元の需給状況、各委員会での議論状況、また今後想定される環境変化をもとに改めて検討が必要と考えられる項目を以下の通り抽出した。

| 検討事項 | 現状の取扱い |
|---|--|
| 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。 | <ul style="list-style-type: none">6月の厳気象対応は、月前半・後半の考え方を元にした暫定対応により必要供給力を算定EUEツールは月単位の評価を行う仕様であり、月の細分化による評価にはツール改修が必要 |
| 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。 | <ul style="list-style-type: none">2019年度～2021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している |
| 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。 | <ul style="list-style-type: none">2019年度供給計画の計画停止量を参考に、年間計画停止可能量1.9カ月を確保するための追加設備量を算定2020～2022年度供給計画における計画停止量は1.9カ月で据え置きとし、継続して状況を注視することとしている |
| 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。 | <ul style="list-style-type: none">評価ツールPLEXOSにより、地内系統混雑影響を考慮した計算が一定程度できることは確認し、継続検討としている |
| 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。 | <ul style="list-style-type: none">2025年度供給計画取りまとめ時点においては、東京・九州エリアはEUEが基準を超過しているものの、予備率には余裕があると判断した |

第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より (2026.1.28)

まとめ～各課題の検討状況について～

41

- 各課題の検討状況は以下の通り。引き続き残る課題④⑤について検討を進める。

| 検討事項 | 見直し結果 |
|------|---|
| ① | <p>・ EU-E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。</p> <p>・ 今般の需給ひつ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。</p> |
| ② | <p>・ 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。</p> |
| ③ | <p>・ 今般の需給ひつ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。</p> |
| ④ | <p>・ 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。</p> |
| ⑤ | <p>・ 予備率とEUEの関係性の整理が必要ではないか。</p> |

第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より (2026.1.28)

検討課題①②③を反映した目標調達量・目標停電量の試算結果 <2029年度>

42

- これまでの検討課題①②③の見直し結果を反映して、容量市場の目標調達量を試算した結果は下表の通り。

<2025年度容量市場メインオーケション（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カ月) 7.2 | 19,581 (+584) |
| 【参考】 2025年度 メインオーケション (対象2029年度) | 16,179 | 5.7 | 5.1 | 4.4 | 1.0 | 0.009 | 2.0 | (1.9カ月) 3.6 | 18,997 |

※1 本結果は、2025年度容量市場メインオーケ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

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

1. メインオークション(実需給年度：2029年度)約定結果
2. 容量市場における供給力確保の考え方
3. 指標価格(Net CONE)および上限価格の見直し
4. 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

指標価格(Net CONE)および上限価格の見直しについて

- 直近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。
 - Net CONE超で応札した電源は、2023年度から2025年度で6.7倍 (+1,644万kW) に増加
 - 非落札容量は、2023年度：418万kW、2024年度：584万kW、2025年度：623万kWと増加傾向
 - 供給信頼度をもとにした約定処理の結果、追加処理後においても東北と東京が最終的に不足（これらエリアは2年連続不足）
- 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としてはどうか。

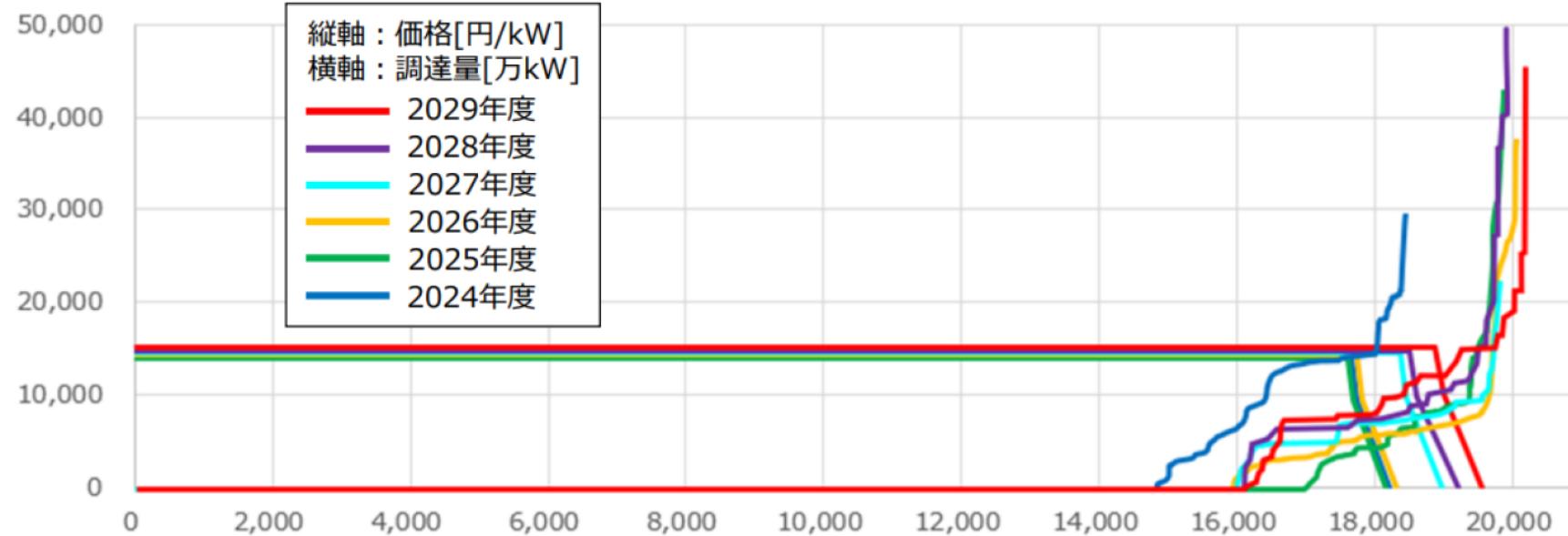
第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

これまでのオークションにおける「需要曲線と供給曲線」

- 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」を重ねると以下の通りとなる。
- 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＞

容量市場メインオークション約定結果より
(対象実需給年度：2029年度)



第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

指標価格を見直す必要性について①

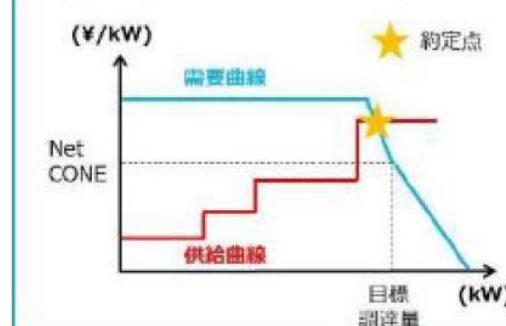
- 容量市場創設時、指標価格は長期的に投資回収可能かつ投資回収の完了した電源によっても過大な利益とはならない水準となるよう設定（第2回中間とりまとめ（2019年7月）より）された。
- 指標価格の水準は、安定供給を維持するために必要な容量を市場・社会としてどの程度の価格で調達するべきかを示すベンチマークとなるもの。 約定価格と指標価格を比較することで、我が国における供給力の充足・不足の判断材料にもなる（※）。こうした観点から、市場管理者にとって、指標価格の指標性は非常に重要である。

※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。

■供給力不足時と充足時の約定点の違い

第二次中間とりまとめ
(2019年7月)

図① 十分に新設が促されず、供給力が不足するとき



図② 十分に新設が促され、供給力が充足するとき

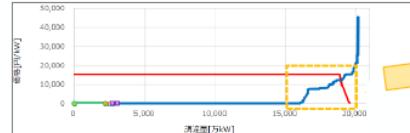


第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

指標価格を見直す必要性について②

- 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なのではないか。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。
- 一方、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も必要である。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も一定の対応が行われることになる。
- ただし、上限価格の水準が引き上がることで、供給力の確保状況の改善につながる可能性がある一方、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のではないか。

■2029年度向けオークションにおける約定点



容量市場メインオークション約定結果より
(対象実需給年度 : 2029年度) (一部加工)

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

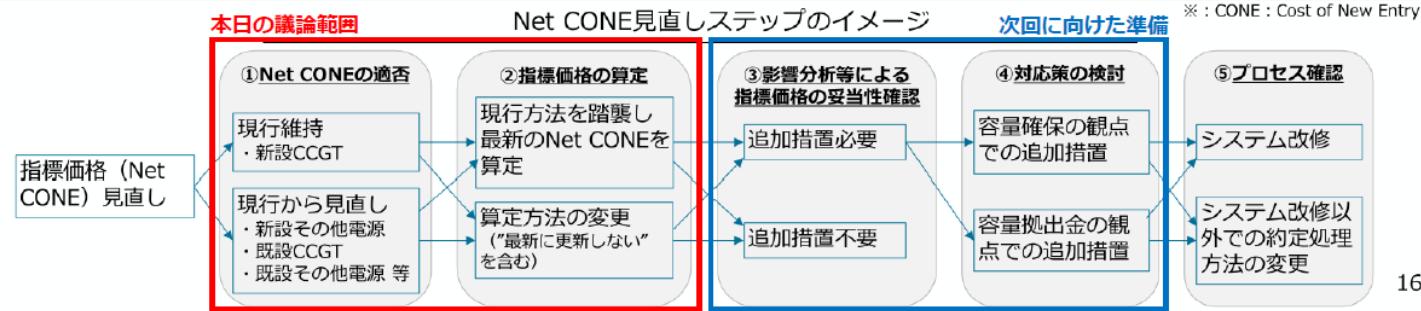
指標価格 (Net CONE) の見直しについて

- 前回、指標価格の見直しについて、検討のステップをお示しした。このステップの考え方方に沿って、指標価格の見直しに向けた議論を進めていく。
- 本日は、ステップ①及び②を中心に議論いただきたい。

指標価格 (Net CONE※) の見直しについて

第109回 制度検討作業部会
(2025年12月12日)

- 制度設計WGおよび過去の制度検討作業部会において、供給力確保の観点から、容量市場におけるNet CONEの見直しの検討の必要性が示されているところ。
- こうした関係審議会における議論も踏まえ、指標価格 (Net CONE) の見直しに向け、以下のような観点から検討を進めることしてはどうか。
 - ① Net CONEを指標価格とすることの適否
(Gross CONEのモデルプランをCCGTとすることや、新設電源の参入についての再確認 等)
 - ② 指標価格の算定
 - ③ 現行との比較による影響分析等による妥当性確認 (効果および懸念事項 等)
 - ④ (必要に応じ) 懸念事項に対する対応策の検討
 - ⑤ (必要に応じ) 約定処理上の課題など、運用面におけるプロセス確認
- このような詳細検討を、包括的検証の実施主体である広域機関と国で連携して進め、最終的に国が審議会で決定することとしてはどうか。なお、Net CONEを見直す場合においては、2026年度メインオークションから反映することを目標に、実施することとしてはどうか。



第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

Net CONE算定におけるモデルプラントについて①

- 過去の検討会において、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

- 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する。**

| 3. 指標価格 (Net CONE) の設定 | | 第16回容量市場の在り方等に関する検討会(2018年11月) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|--------------------------------|-------|------|------|----|-------|---|----|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|-------|----|---|---|-------|---|---|---|-------|----|---|---|-------|----|---|---|-------|----|---|---|-------|---|---|---|-------|----|---|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|-------|---|---|---|
| (1) モデルプラントの選択 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Net CONE 算定のモデルプラントは、以下の条件を満たす電源を選択する必要があると考えられる。</p> <p>(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。</p> <ul style="list-style-type: none"> 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※または石炭火力と考えられるのではないか。 ※ OCGTは、対象数が少なく、設備規模が小さい(10万kW未満)ため、対象外と考えられる。 <p>(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。</p> <ul style="list-style-type: none"> CCGTと石炭火力であれば、CCGTを選択するのではないか。 <p>(条件3) Gross CONE の算定が可能であること。</p> <p>発電コスト検証WGをベースに算定する。(第3回検討会で整理済み)</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>(論点1) Net CONE算定のモデルプラントは、CCGTを採用してはどうか。</p> <table border="1"> <caption>運転開始年別ごとの火力発電の種別</caption> <thead> <tr> <th>運転開始年</th> <th>CCGT</th> <th>OCGT</th> <th>石炭</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2010年</td><td>5</td><td>10</td><td>2</td></tr> <tr><td>2011年</td><td>2</td><td>8</td><td>1</td></tr> <tr><td>2012年</td><td>3</td><td>5</td><td>1</td></tr> <tr><td>2013年</td><td>4</td><td>3</td><td>1</td></tr> <tr><td>2014年</td><td>12</td><td>2</td><td>1</td></tr> <tr><td>2015年</td><td>5</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2016年</td><td>15</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2017年</td><td>18</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2018年</td><td>10</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2019年</td><td>8</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2020年</td><td>10</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2021年</td><td>5</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2022年</td><td>5</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2023年</td><td>4</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2024年</td><td>3</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2025年</td><td>2</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2026年</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2027年</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2028年</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2029年</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>2030年</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> </tbody> </table> <p>供給計画等より事務局作成</p> | | | 運転開始年 | CCGT | OCGT | 石炭 | 2010年 | 5 | 10 | 2 | 2011年 | 2 | 8 | 1 | 2012年 | 3 | 5 | 1 | 2013年 | 4 | 3 | 1 | 2014年 | 12 | 2 | 1 | 2015年 | 5 | 1 | 1 | 2016年 | 15 | 1 | 1 | 2017年 | 18 | 1 | 1 | 2018年 | 10 | 1 | 1 | 2019年 | 8 | 1 | 1 | 2020年 | 10 | 1 | 1 | 2021年 | 5 | 1 | 1 | 2022年 | 5 | 1 | 1 | 2023年 | 4 | 1 | 1 | 2024年 | 3 | 1 | 1 | 2025年 | 2 | 1 | 1 | 2026年 | 1 | 1 | 1 | 2027年 | 1 | 1 | 1 | 2028年 | 1 | 1 | 1 | 2029年 | 1 | 1 | 1 | 2030年 | 1 | 1 | 1 |
| 運転開始年 | CCGT | OCGT | 石炭 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2010年 | 5 | 10 | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2011年 | 2 | 8 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2012年 | 3 | 5 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2013年 | 4 | 3 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2014年 | 12 | 2 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2015年 | 5 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2016年 | 15 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2017年 | 18 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2018年 | 10 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2019年 | 8 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2020年 | 10 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2021年 | 5 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2022年 | 5 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2023年 | 4 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2024年 | 3 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2025年 | 2 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2026年 | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2027年 | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2028年 | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2029年 | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2030年 | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| 第22回容量市場の在り方等に関する検討会(2019年11月) | | | | | | | |
|---|--------------|-------------|----------|----------|--------------|-------------|--|
| 2. これまでの整理の振り返り (Net CONEの算定について) | | | | | | | |
| <p>Net CONEとは、電源新設の投資回収にあたり容量市場で正味に回収を必要とする金額であり、「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 (以降、「他市場収益」)」を差し引いて求める。</p> <p>Net CONE 算定のモデルプラントは、以下の3つの条件を満たす電源としてCCGTとした。</p> <ul style="list-style-type: none"> 経済的に選択される燃料種別・発電技術であること。 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。 Gross CONE の算定が可能であること。 <p>Gross CONEは、発電コスト検証WGの算定方法をベースとして算定することとした。</p> <p>コスト評価年数は、容量市場から受け取る対価は新設電源と既設電源を区別しないと整理したことを踏まえつつ、運転期間を40年と設定することとして、経年に伴う修繕費等の増分等、40年運転に必要なコスト等を織り込むこととした。</p> <p>他市場収益は、kWh価値、ΔkW価値、非化石価値が考えられるところ、CCGTをモデルプラントとすること等から、kWh価値のみを考慮することとした。</p> | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Gross CONE</th> <th>Net CONE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>日本 (試算値)</td> <td>12,307円/kW・年</td> <td>9,307円/kW・年</td> </tr> </tbody> </table> <p>第16回容量市場の在り方等に関する検討会資料より抜粋</p> | | Gross CONE | Net CONE | 日本 (試算値) | 12,307円/kW・年 | 9,307円/kW・年 | |
| | Gross CONE | Net CONE | | | | | |
| 日本 (試算値) | 12,307円/kW・年 | 9,307円/kW・年 | | | | | |

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

Net CONE算定におけるモデルプラントについて②

- 足下の状況を踏まえ、CCGTが、前頁の条件に当てはまるか評価すると、以下のようなことが言えるのではないか。

(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る。
→（足下の状況）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回検討会において、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。

(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。
→（足下の状況）石炭火力との比較で、CCGTを選択することに変わりないのではないか。

(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。（第8回検討会で整理済み）
→（足下の状況）発電コスト検証WGをベースに算定できることに変わりない。

- 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、モデルプラントは現状維持としてCCGTを引き続き採用してはどうか。

6. 近年採用されているLNG火力の発電方式について

26
第70回容量市場の在り方等に関する検討会 資料4 (2025年12月18日)

- 2028年度向け容量市場メインオークションの落札電源より、近年に運転開始（または予定）※のLNG火力プラントが採用している発電方式を確認したところ、容量ベースでは98%がCCGT方式であった。

〈約定容量〉

| | |
|--------|-----------------|
| LNG火力 | 容量：530万kW |
| 内、CCGT | 容量：519万kW (98%) |
| 内、OCGT | 容量：11万kW (2%) |

※実需給年度2028年度向けメインオークションに落札した電源の内、運転年度から実需給年度までの経過年数が5年以内（運転年度が2023年度以降）

指標価格 (Net CONE) 算定におけるモデルプラントについて②

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

【参考】海外におけるNet CONE、上限価格、モデルプラントについて

- 集中型/シングルプライス方式を採用している海外の容量市場において、モデルプラントは、日本と同じ天然ガスを燃料とする発電方式の容量市場が採用されている。

4. 海外のNet CONEについて

24

第70回容量市場の在り方等に関する検討会(2025年12月)

- 欧米各国・地域の容量市場 (集中型/シングルプライス方式) のNet CONEについて、現在の状況を確認した。
- 足元の数年で設定されたNet CONE価格は、日本の約1万円/kWと比べて高い水準の国や地域もある。
- モデルプラントは、建設動向を踏まえて、日本と同じ天然ガスを燃料とする発電方式が採用されている。

| 対象国・地域 | | 欧州 | | | |
|----------|---------------------------|---------------|---------------|-----------|-----------|
| | | イギリス | アイルランド | ポーランド | イタリア |
| Net CONE | 価格 (円/kW/年) ^{*1} | 10,000 | 18,800 | (未公表) | (未公表) |
| | 算定期 | 2013 | 2023 | — | — |
| 上限価格 | 算定期式 | NetCONE×1.5倍 | NetCONE×1.5倍 | GrossCONE | GrossCONE |
| モデルプラント | 発電種別 ^{*2} | CCGT | OCGT | OCGT・CCGT | OCGT |
| | 燃料種別 | 天然ガス | 天然ガス | 天然ガス | 天然ガス |

| 対象国・地域 | | アメリカ | | |
|----------|---------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| | | PJM ^{*3} | ISO-NE | MISO |
| Net CONE | 価格 (円/kW/年) ^{*1} | — | 16,300 | 13,300 |
| | 算定期 | — | 2023 | 2025 |
| 上限価格 | 算定期式 | — | NetCONE×1.6倍 | GrossCONE |
| モデルプラント | 発電種別 ^{*2} | CCGT | SCGT | OCGT |
| | 燃料種別 | 天然ガス | 天然ガス | 天然ガス |

* 1 以下の通貨レート (2025年9月末TTS) にて算出
 1\$=149.88円、1£=203.86円
 1€=175.97円、1zl= 42.10円

* 2 GT(ガスタービン)については、国や地域により、
 OCGT、SCGTの呼称が使用されている

* 3 NetCONEは暫定対応中のため算定期の公表なし

24

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

容量市場における新設電源の参入の考え方①

- 設備の経年化が進むと、既設電源の延命化やDRの活用等を行ったとしても、既存の供給力のみでは、目標調達量を十分に確保できなくなることが想定されるため、安定供給を確保するためには、持続的な電源の新設が必要になる。
- そのため、第8回検討会では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整理した。
- 上記の必要性は、基本的には現在も変わりがない。ただし、2023年度から容量市場の一部として、新規電源投資を促進し、長期にわたって脱炭素電源による供給力を調達するために創設された長期脱炭素電源オークションとの関係については一定の整理が必要となる。

【論点1】：指標価格の考え方
②Net CONEを指標価格とすることの適否（2/2）

第8回容量市場の在り方等に関する検討会(2018年2月)

- 需要曲線における指標価格（円／kW）は容量市場の目標調達量に対する価格と考えられる。
 - ▶ 実際のオークションでは入札者の行動に伴う結果として、供給曲線と需要曲線の交点により取引量と価格が約定されるものであり、市場管理者として目指すべき価格を設定するものではない。
- 将来において設備の経年化が進んだ場合等には、既設電源の延命化やDR等、既存の供給力等の活用のみでは目標調達量を十分に確保できなくなることが想定されるため、安定供給を維持するためには、持続的な電源の新設が必要になると考えられる。したがって、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考えられる。
- 一方、指標価格は「目標調達量を確保する為に支払う額として妥当な水準」でなければならないと考えれば、我が国においても、kWh価値等に対しては別の市場から対価の支払いがあることを前提として、指標価格を算定するべきである。
- 容量市場の指標価格としては、他国と同様に、新設電源での投資回収にあたり容量市場にて正味回収の必要な金額（Net CONE）とすることが相応しいのではないか。
- 上記を踏まえると、Net CONE の算定手順は、以下が考えられる。（具体的な方法は引き続き検討する）
 1. モデルプラントのCONE（新規の電源投資に必要とする額）を算定する。
 2. モデルプラントのkWh価値の取引以外からの想定収益を算定する。
 3. CONEからkWh価値の取引以外からの回収が想定される費用を差し引き、Net CONEを算定する。
- 上記により算定した結果については、国が関連する審議会等の審議を踏まえ、広域機関にて決定する。

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

容量市場における新設電源の参入の考え方②

- 容量市場と長期脱炭素電源オークションを重複して利用することは認められておらず、長期脱炭素電源オークションが開設されたことにより、電源の新設投資は長期脱炭素電源オークションで支援し、容量市場は既設電源のみを対象とした市場に整理することも考えられるのではないかという意見もある。
- しかしながら、長期脱炭素電源オークションは、制度適用期間にわたって固定費全体を支援する一方で、他市場収益の約9割の還付を求めるとしている。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。
- また、長期脱炭素電源オークションは、参加可能な設備容量が10万kW以上とされており、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必要であると考えられる。
- 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のではないか。（なお、両市場を重複して利用することは認められておらず、重複して制度を活用することはできない。）

(参考) 第110回制度検討作業部会資料より

容量市場における新設電源の参入について②

23

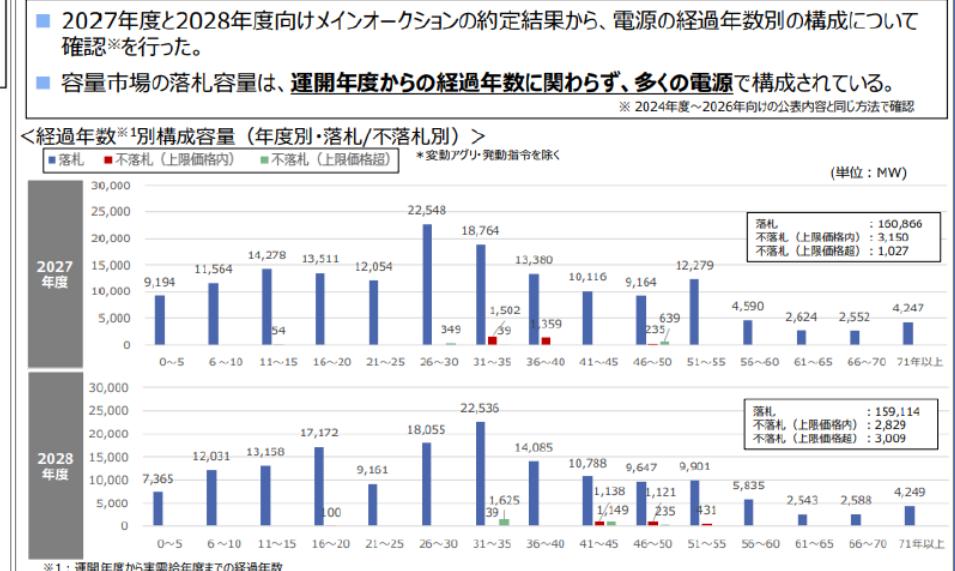
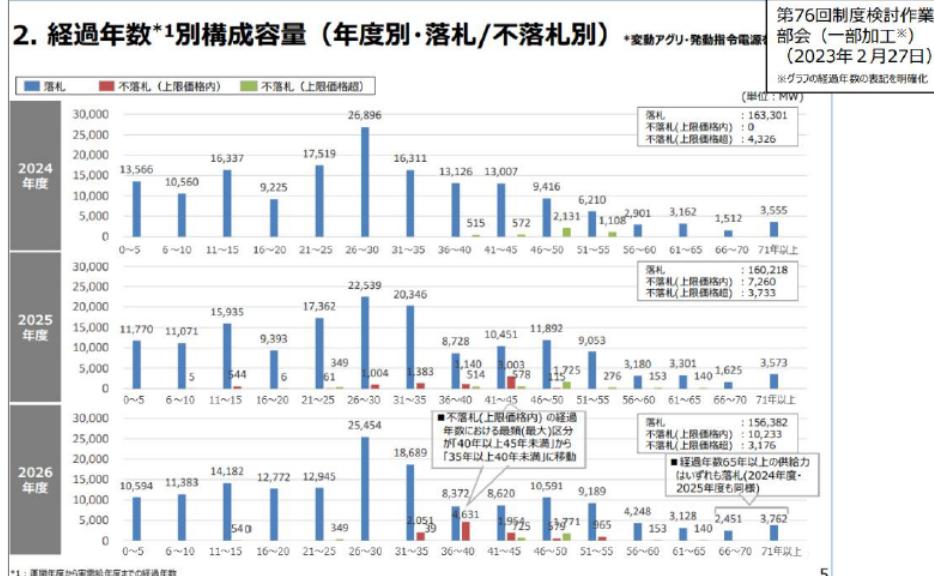
第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

【参考】新規電源（運転開始から0～5年）の落札状況

- 2024年度～2028年度向けメインオークションの約定結果から、電源の経過年数別の構成について確認※1を行った結果、容量市場は既存電源のみの構成ではなく、運転開始から0～5年の比較的新しい電源も落札されていることがわかる。

※1：運開年度から実需給年度までの経過年数

第68回容量市場の在り方等に関する検討会（2025年9月30日）



27

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

指標価格 (Net CONE) の算定方法について

- 次に、指標価格 (Net CONE) における価格水準は、過去の検討会において、「Net CONEの算定にあたっては、実態を踏まえた電源投資に係る費用の算定が必要であり、それは中立性、専門性を備えたものでなければならない」という観点を踏まえ、発電コスト検証WGの算定方法をベースとして算定することとされた。
- 発電コスト検証WGの数値は、現在も、中立性、専門性を備えた発電コスト等であり、これに代わるべきものも特段ないと考えられることから、引き続き発電コストWGをベースとして算出することとしてはどうか。

〔補論①〕 実態を踏まえた電源新設・維持に必要な費用の
〔補論②〕 中立性、専門性を踏まえた検討 (1/2)

第8回容量市場の在り方等に関する検討会(2018年2月1日)

- Net CONEの算定にあたっては、実態を踏まえた電源投資に係る費用の算定が必要であり、それは中立性、専門性を備えたものでなければならない。
- 上記の観点において、国の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）における考え方が大いに参考になると考えられるため、まずはこれをベースとした算定方法等の検討をすすめることとした。
- また、指標価格は、事業者が新規参入の電源投資を行うにあたり現実的に必要と想定されるコストとなっている必要があると考えられるため、発電コスト検証WGの情報に加え、事業者による投資判断プロセスを想定した、何らかの追加的な配慮が必要となる可能性もある。

2. これまでの整理の振り返り
(Net CONEの算定について)

第22回容量市場の在り方等に関する検討会(2019年11月)

- Net CONEとは、電源新設の投資回収にあたり容量市場で正味に回収を必要とする金額であり、「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（以降、「他市場収益」という。」を差し引いて求める。
- Net CONE 算定のモデルプラントは、以下の 3 つの条件を満たす電源としてCCGTとした。
 - 経済的に選択される燃料種別・発電技術であること。
 - 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。
 - Gross CONE の算定が可能であること。
- Gross CONEは、発電コスト検証WGの算定方法をベースとして算定することとした。
- コスト評価年数は、容量市場から受け取る対価は新設電源と既設電源を区別しないと整理したこと踏まえつつ、運転期間を40年と設定することとして、経年に伴う修繕費等の増分等、40年運転に必要なコスト等を織り込むこととした。
- 他市場収益は、kWh価値、ΔkW価値、非化石価値が考えられるところ、CCGTをモデルプラントとすること等から、kWh価値のみを考慮することとした。

| | Gross CONE | Net CONE |
|---------|--------------|-------------|
| 日本（試算値） | 12,307円/kW・年 | 9,307円/kW・年 |

第16回容量市場の在り方等に関する検討会資料より抜粋

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

【参考】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NetCONE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。

| 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 | 第70回容量市場の在り方等に 関する検討会(2025年12月) |
|------------------------|--------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------------|
| | | ※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 | 12.0 | 26.8 |
| | 設備廃棄費用 | % | 建設費の5% | 建設費の5% |
| 運転維持費 | 人件費 | 億円/年 | 6.0 | 4.6 |
| | 修繕費 | %/年 | 1.6 | 2.4 |
| | 諸費 | %/年 | 0.7 | 1.1 |
| | 業務分担費（一般管理費） | %/年 | 14.5 | 14.0 |

※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110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

指標価格・上限価格の見直しの影響とその対応策①

- 容量市場における指標価格・上限価格の見直しについては、以下の3案が選択肢として考えられる。
- 最終的に方向性を決定する際には、指標価格や上限価格の見直しの影響や、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、その対応策も含めて判断することが必要となる。
- これらの点については、次回以降検討することとしたい。

| | 概略 | 効果 | 懸念事項 |
|---|--------------------|--|---|
| ① | 指標価格の水準を見直し | <ul style="list-style-type: none">足下の状況を踏まえ指標価格を見直す | <ul style="list-style-type: none">指標価格の水準の見直しに伴い上限価格も引きあがるため、上限価格以上で非落札になっていた電源を取り込むことができる指標価格の指標性を確保できる |
| ② | 上限価格のみを見直し | <ul style="list-style-type: none">Net CONEは現状維持とし、上限額を1.5倍以上に見直す | <ul style="list-style-type: none">上限価格を見直すことで、上限価格以上で非落札となっていた電源を取り込むことができる |
| ③ | 現状維持 | <ul style="list-style-type: none">これまで通り | <ul style="list-style-type: none">現行維持のため、現行と比較した効果は無し。案①②と比べて小売負担の大きな変動がない。 |

第110回制度検討作業部会資料より (2026.1.23)

指標価格・上限価格の見直しの影響とその対応策②

- 小売電気事業者に対する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が考えられるが、他にどの様な方法があり得るか。
- 上限価格を引き上げた際の影響及びその対応策は、引き続き広域機関とも連携し、詳細な検討を進めることとしてはどうか。

【参考】小売電気事業者に対する影響緩和措置の例

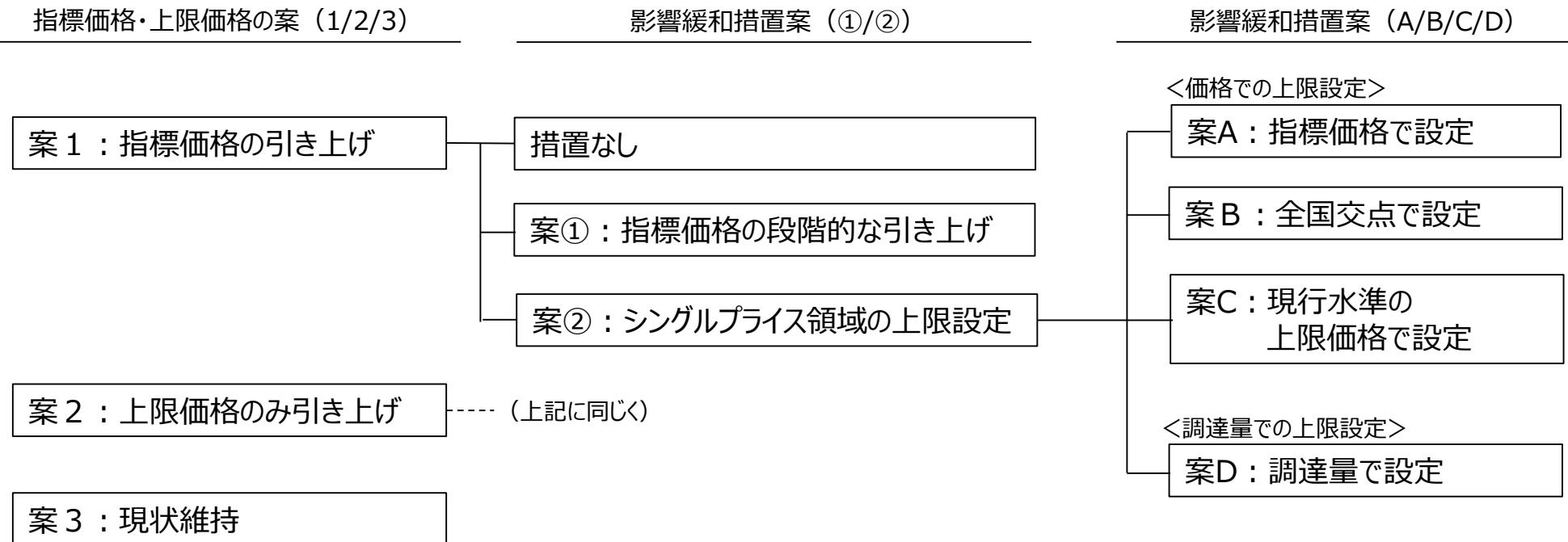
概要

- | | |
|---|------------------|
| ① | Net CONEを段階的に上げる |
| ② | シングルプライス領域に上限を設定 |

-
- Net CONEを一度に引き上げる場合、小売負担が大きく変動することも考えられる。
 - 複数年かけて段階的に引き上げることで、変動幅を緩和する。
-
- 容量市場は、原則シングルプライスで価格が決定し、エリヤプライスを決定した価格が当該エリアの全ての電源に適用される。
 - シングルプライスで約定する領域を制限し、それ以上の価格で応札した電源については、マルチプライス等での約定とすることで、約定総額の変動幅を緩和する。
 - なお、シングルプライスで約定する領域の制限は、「価格」や「調達量」で設定する方法が考えられる。

(・価格 : Net CONE、約定期間、25年度オーバーの上限価格等
・調達量 : 厳寒期および稀発度リスクを除いた容量等)

- 第110回 制度検討作業部会において、容量市場における指標価格・上限価格の見直しについて検討が行われ、指標価格や上限価格の見直しによる影響や、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、その対応策も含めて判断するとされている。
- 本検討会では、国の審議会で示された各案の具体的なイメージや特徴を示す。



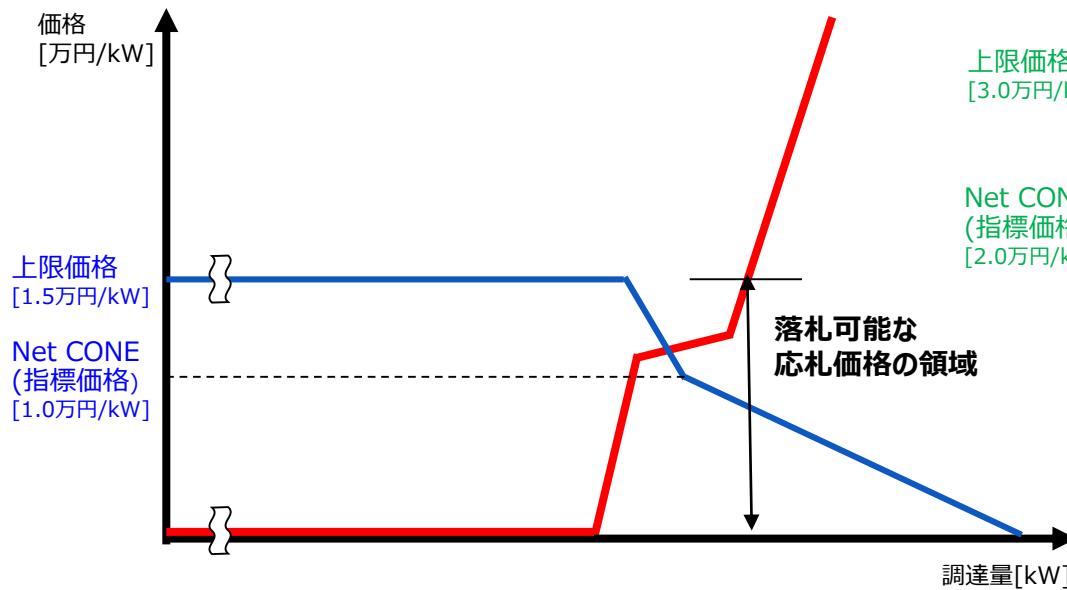
3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

29

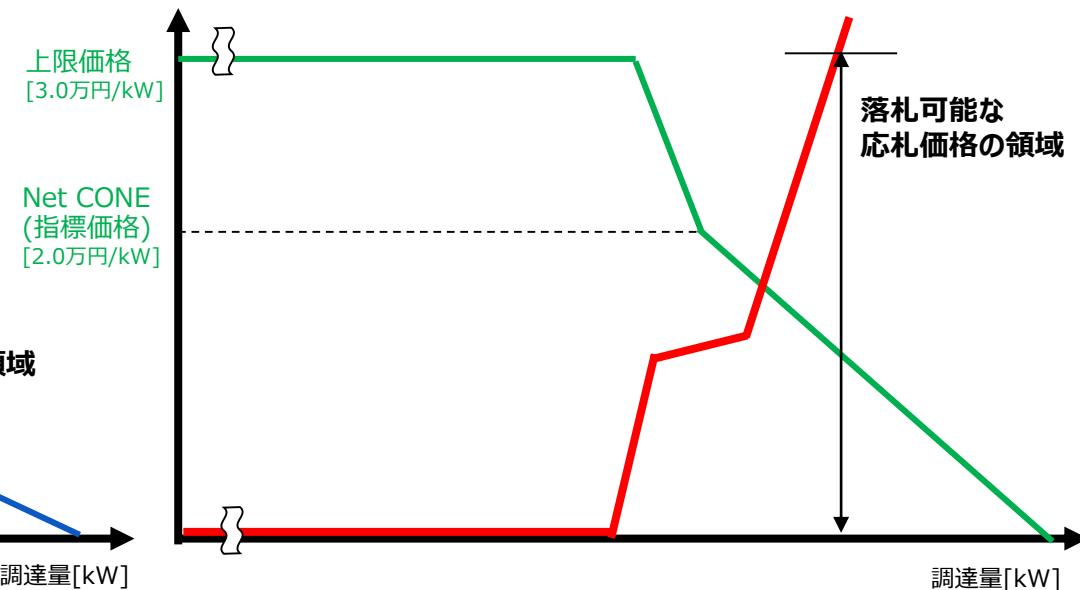
案1：指標価格の引き上げ（イメージ）

- 案1（指標価格の引き上げ）について、具体的なイメージを示す。
- 需要曲線の特徴や、約定結果への影響は以下が想定される。
 - 指標価格を2万円/kWとした場合、上限価格は3万円/kW（指標価格の1.5倍）で設定される。
 - 指標価格を2万円/kWとした場合、約定処理での全国約定のシングルプライス領域の上限は3万円/kW、約定処理でエリアの市場分断が生じた際のマルチプライス領域の上限も3万円/kWとなる。
 - 現行の需要曲線と比較すると、応札価格の高い電源に対して約定する可能性を与えることとなる。

現行（指標価格：1万円/kW）の需要曲線



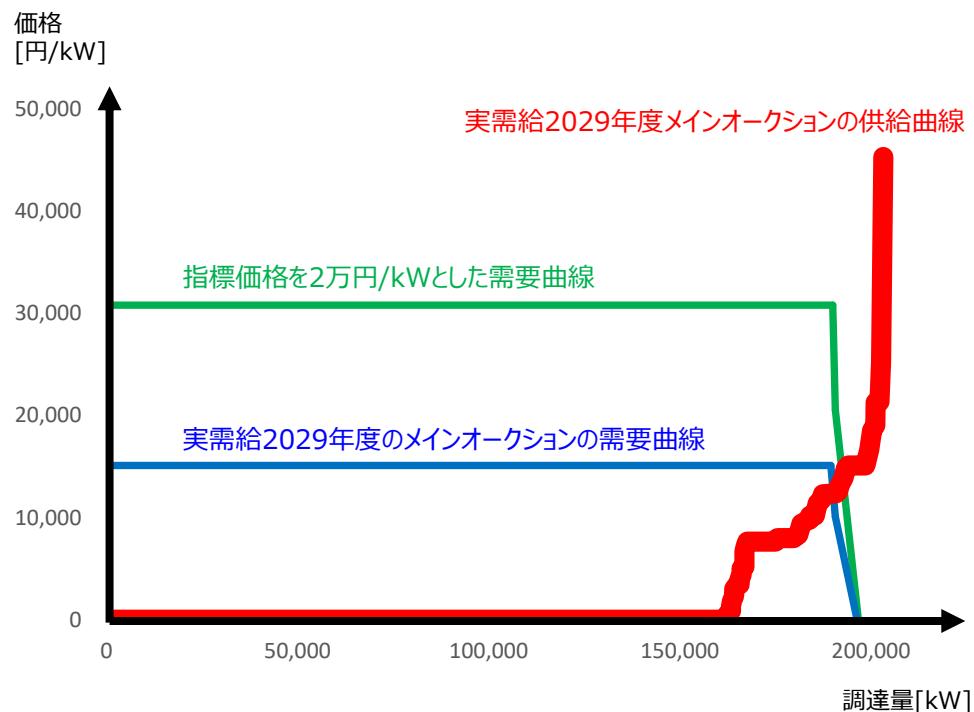
指標価格を2万円/kWとした場合の需要曲線



3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について (参考) 指標価格の引き上げ (容量拠出金の試算)

- 指標価格を2万円/kWとした場合の需要曲線と、実需給2029年度メインオークションの供給曲線を用いて、簡易的な約定処理のシミュレーションを行ったところ、経過措置を考慮しない容量拠出金総額は、実需給2029年度メインオークション結果と比べ、約0.3兆円増（約1.1倍）となる試算結果※となつた。

※ 実需給2029年度メインオークション約定結果と比較し、約定総容量が約200万kW増加

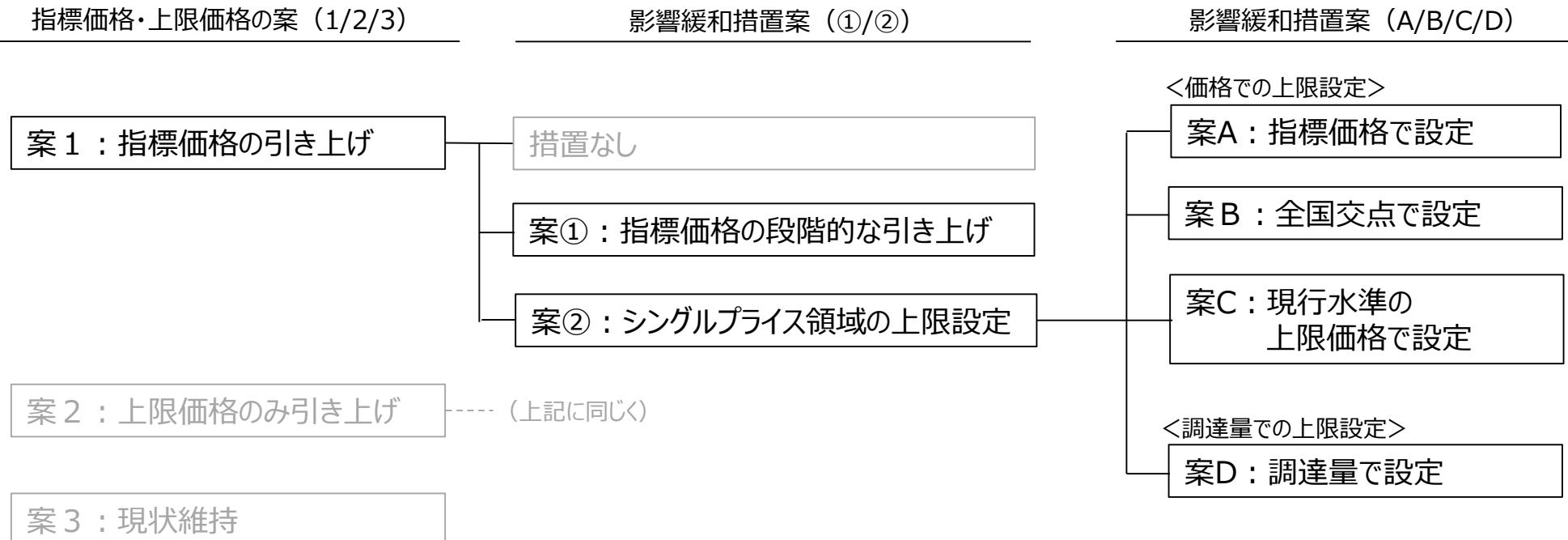


簡易的なシミュレーションによる約定処理結果（試算）

- 約定総容量：1億6,800万kW
(実需給2029年度メインオークション：1億6,600万kW)

3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について 影響緩和措置について

- 国の審議会では、指標価格・上限価格の見直し案における案1（指標価格の引き上げ）について、小売電気事業者に対する影響緩和措置案が示された。
- 影響緩和措置案については、指標価格（Net CONE）を段階的に上げる案①と、シングルプライス領域に上限を設定する案②が示され、案②については価格での上限設定とした具体案（案A/案B/案C）と、調達量での上限設定とした具体案（案D）が示された。
- 指標価格を引き上げる案1の需要曲線をもとに、影響緩和措置案に対する具体的なイメージを示す。



3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

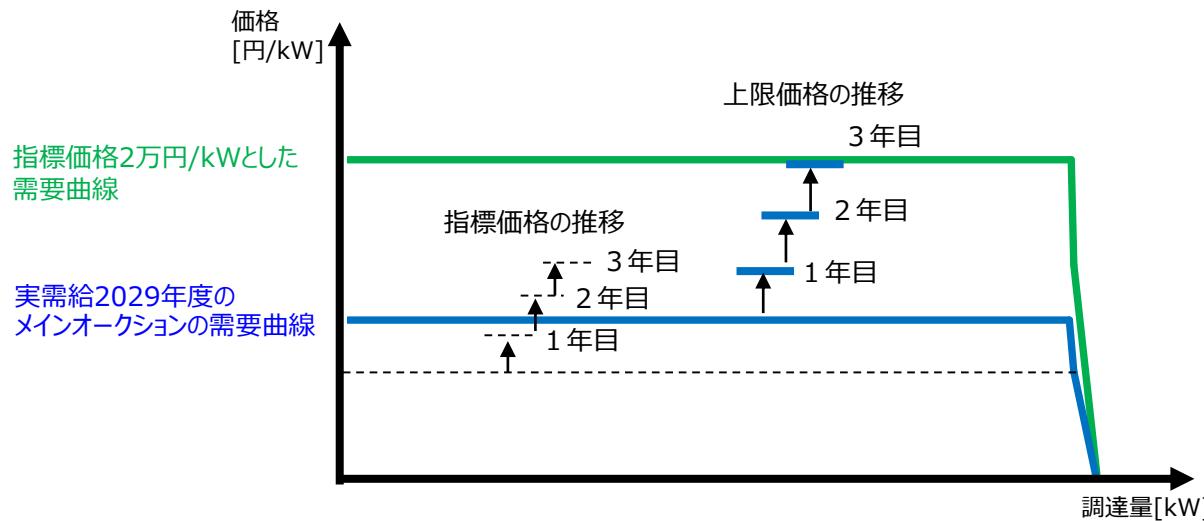
32

指標価格（Net CONE）の段階的な引き上げ（案①）について

- 影響緩和措置案として示された、指標価格（Net CONE）を段階的に引き上げる方法（案①）の具体的なイメージを以下に示す。

- 数年後に最新のコスト諸元を用いた指標価格での需要曲線となるよう、移行期間中は現行の指標価格（上限価格）に毎年定額を加算する形で段階的に引き上げていくイメージとなる。
- 今後も定期的に発電コスト検証WGの試算結果が公表される可能性を踏まえると、2～3年かけた段階的な引き上げであれば、毎年定額に近い形での引き上げが可能と想定。

3年かけて引き上げた場合のイメージ



3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

33

シングルプライス領域の上限設定（案②）について

■ 影響緩和措置案として示されたシングルプライス領域の上限設定案（案②）は、以下4つの具体案（案A～D）となる。

- 案A：指標価格（Net CONE）以上で応札されている電源等はマルチプライス方式を適用
- 案B：全国の需要曲線と供給曲線の交点（全国交点）以上で応札されている電源等はマルチプライス方式を適用
- 案C：現行水準の上限価格（実需給2029年度メインオークションの上限価格：約1.5万円/kW）以上で応札されている電源等はマルチプライス方式を適用
- 案D：目標調達量から「厳気象および稀頻度リスクに該当する容量」を控除した容量以上はマルチプライス方式を適用

■ 次ページ以降に、案A～Dの具体的なイメージや特徴を示す。

第110回制度検討作業部会資料より（2026.1.23）

① Net CONEを段階的に上げる

- Net CONEを一度に引き上げる場合、小売負担が大きく変動することも考えられる。
- 複数年かけて段階的に引き上げることで、変動幅を緩和する。

② シングルプライス領域に上限を設定

- 容量市場は、原則シングルプライスで価格が決定し、エリープライスを決定した価格が当該エリアの全ての電源に適用される。
- シングルプライスで約定する領域を制限し、それ以上の価格で応札した電源については、マルチプライス等での約定とすることで、約定総額の変動幅を緩和する。
- なお、シングルプライスで約定する領域の制限は、「価格」や「調達量」で設定する方法が考えられる。

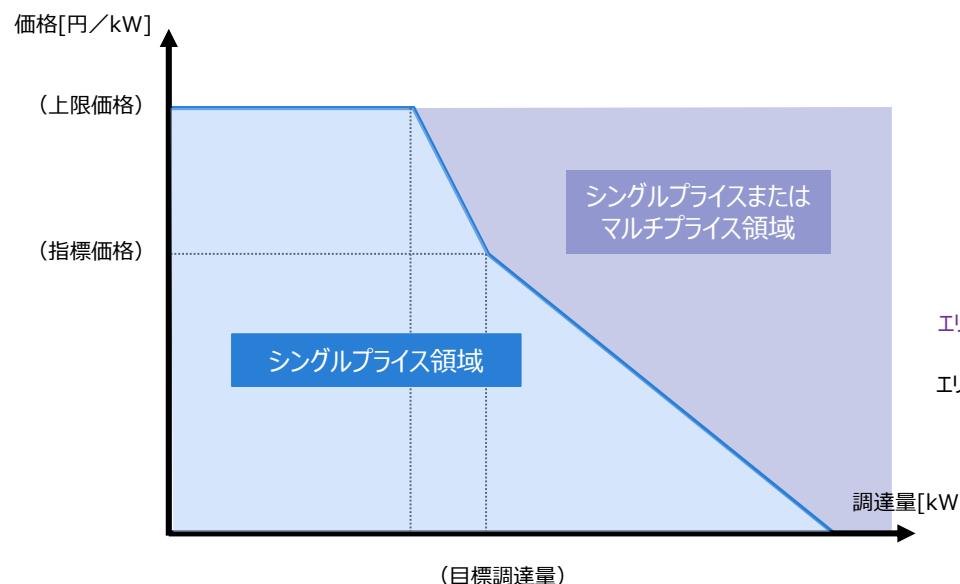
〔・価格：Net CONE、約定期、25年度オークションの上限価格等
・調達量：厳気象および稀頻度リスクを除いた容量等〕

3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について (参考) 現行の約定処理の手順

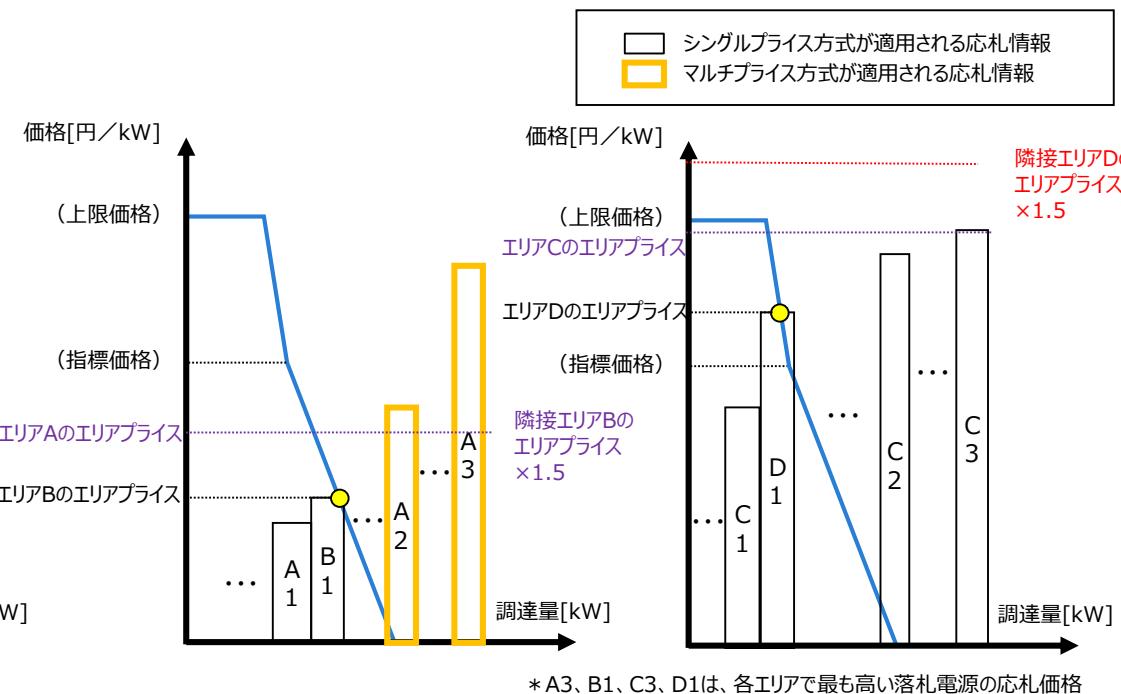
34

- 容量市場の約定処理では、応札をもとに供給曲線を作成のうえ、全国の需要曲線と供給曲線の交点（全国交点）を作成し、さらに全国の供給信頼度に対して供給信頼度が劣後しているエリア（ブロックを）「不足エリア」において、追加的な約定処理（追加処理※）を行う。
- 追加処理が生じたエリアでは、最後に追加した電源等の応札価格がそのエリアの約定価格（「エリアプライス」）となる。
- なお、追加処理する電源等の応札価格が隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を超える場合は、追加処理により追加された電源の約定価格はマルチプライス方式が適用される。※減少処理に関する説明は省略している。

約定候補電源の領域別約定ルール



約定電源の約定価格例



3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

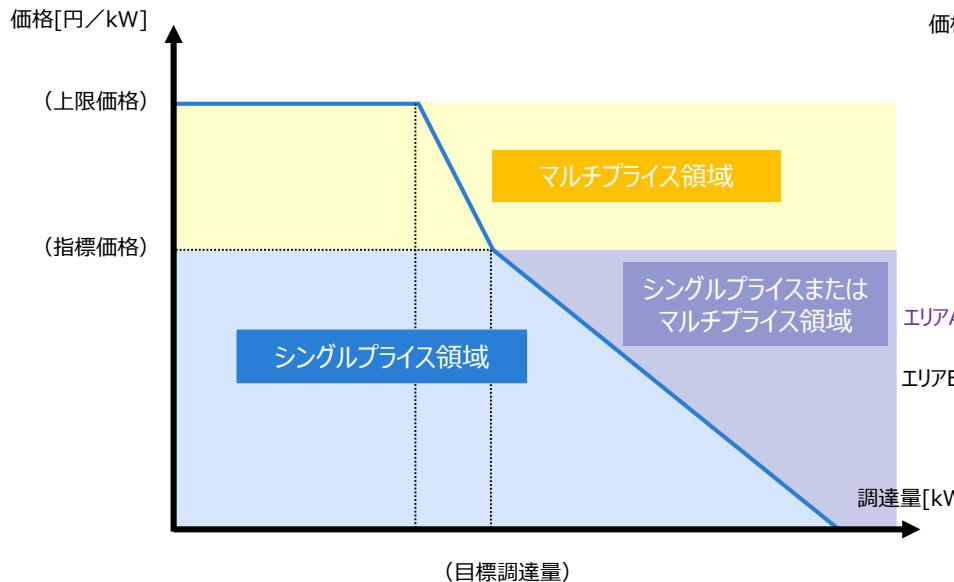
35

案A：指標価格（Net CONE）以上はマルチプライス方式を適用

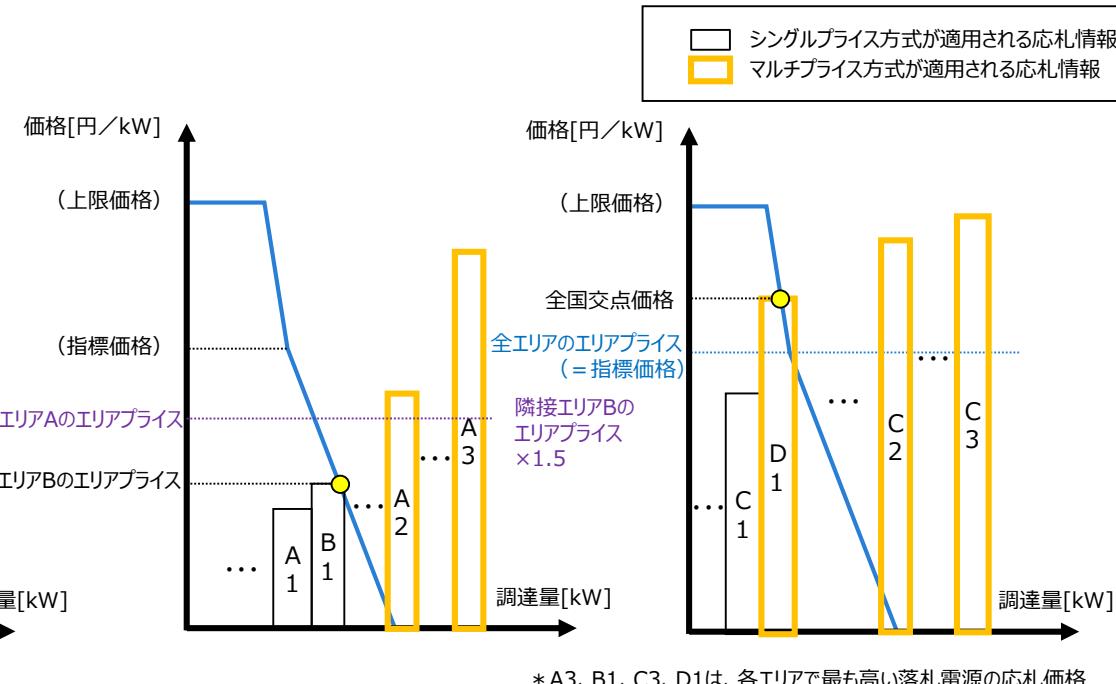
- 影響緩和措置案の案A（Net CONE以上をマルチプライス）の具体的なイメージを示す。
- 現行の約定処理の手順からの主な変更点や、約定結果に対する影響は以下が想定される。
 - 追加処理する電源等の応札価格が隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を超える場合以外に、応札価格が指標価格以上の電源は全てマルチプライス方式が適用される。
 - 全国交点が指標価格以上となる場合、全エリア※のエリアプライスが指標価格となる。

※減少処理があり、減少処理のあったエリアの減少処理後の最も高い落札電源の応札価格が指標価格以下となる場合を除く。

約定候補電源の領域別約定ルール



約定電源の約定価格例



* A3、B1、C3、D1は、各エリアで最も高い落札電源の応札価格

3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

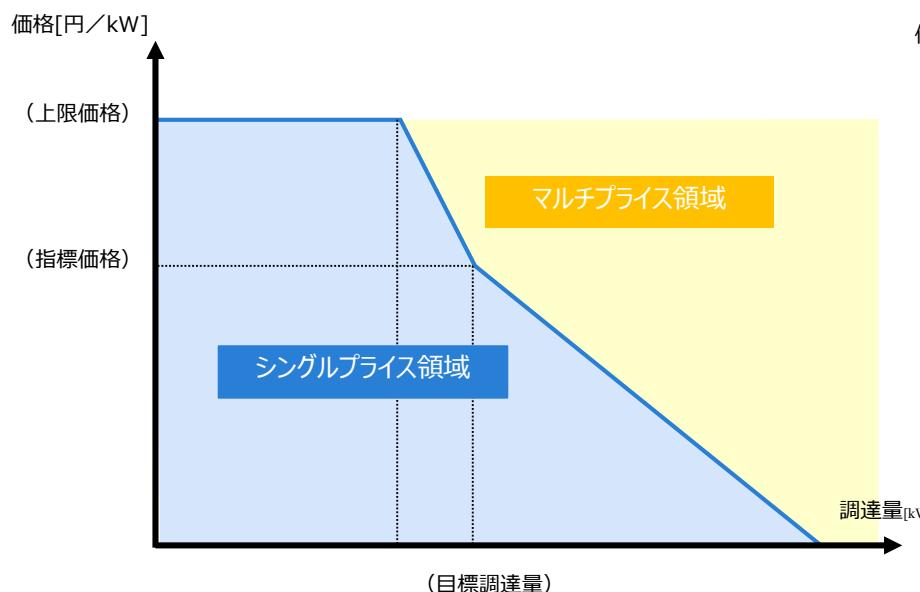
36

案B：全国の需要曲線と供給曲線の交点以上はマルチプライス方式を適用

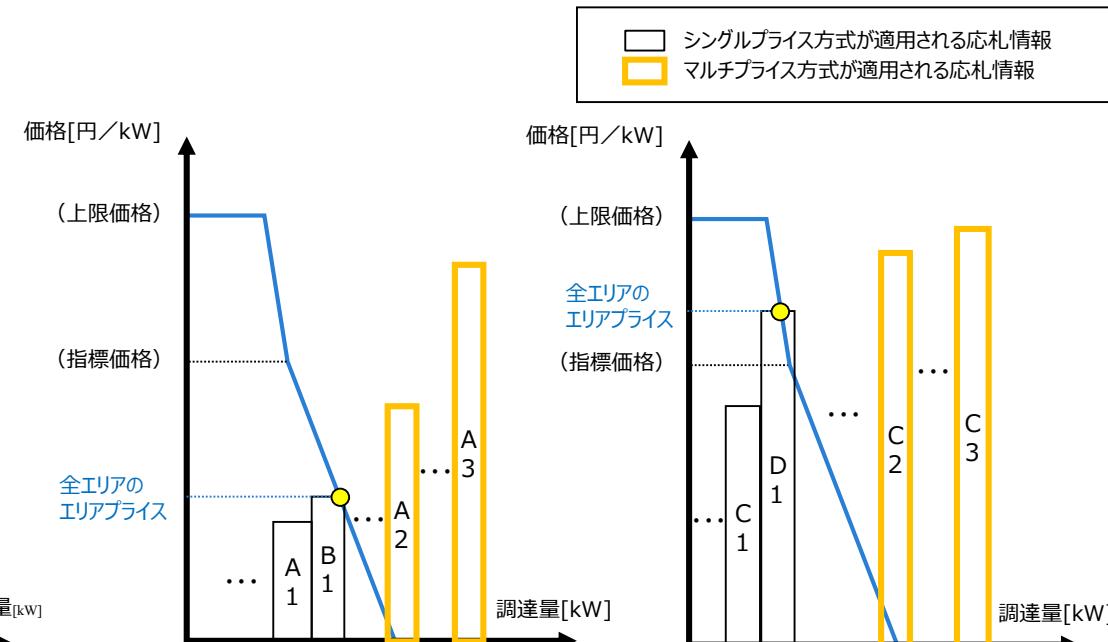
- 影響緩和措置案の案B（全国交点以上をマルチプライス）の具体的なイメージを示す。
- 現行の約定処理の手順からの主な変更点や、約定結果に対する影響は以下が想定される。
 - 追加処理される電源等の約定価格は、全てマルチプライス方式が適用される。
 - 全エリア※のエリヤプライスが全国交点での価格となる。

※減少処理があり、減少処理のあったエリアの減少処理後の最も高い落札電源の応札価格が全国交点以下となる場合を除く。

約定候補電源の領域別約定ルール



約定電源の約定価格例



* A3、B1、C3、D1は、各エリアで最も高い落札電源の応札価格

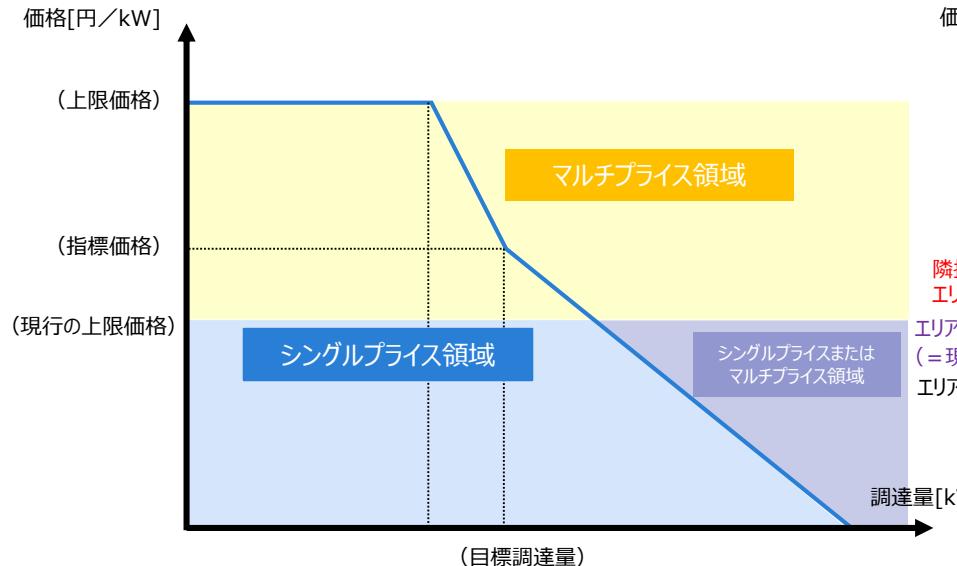
3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

案C：現行水準の上限価格（約1.5万円/kW）以上はマルチプライス方式を適用

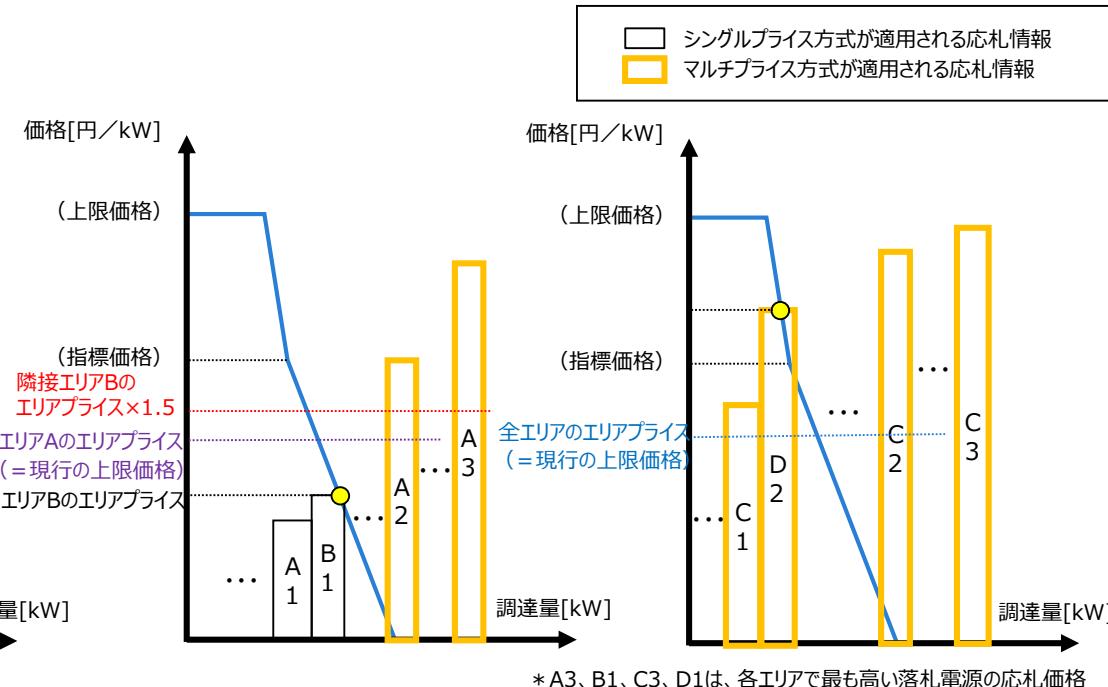
- 影響緩和措置案の案C（現行水準の上限価格（約1.5万円/kW）以上をマルチプライス）の具体的なイメージを示す。
 - 現行の約定処理の手順からの主な変更点や、約定結果に対する影響は以下が想定される。
 - 追加処理する電源等の入札価格が隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を超える場合以外に、応札価格が現行の上限価格以上の電源は全てマルチプライス方式が適用される。
 - 全国交点が現行の上限価格以上となる場合、全エリア※のエリアプライスが現行の上限価格となる。

※減少処理があり、減少処理のあったエリアの減少処理後の最も高い落札電源の応札価格が現行の上限価格以下となる場合を除く。

約定候補電源の領域別約定ルール



約定電源の約定価格例



3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

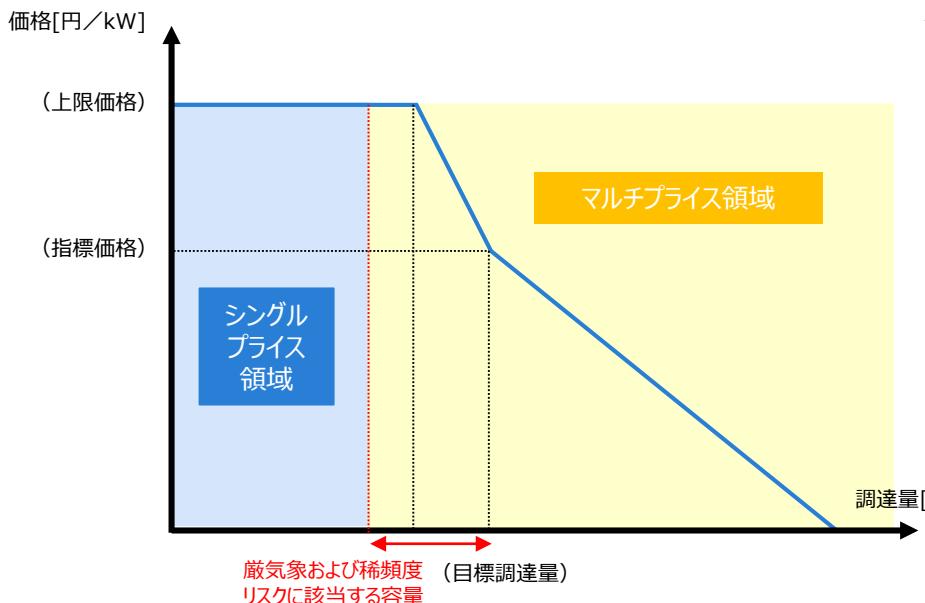
38

案D：目標調達量から「一定の容量」を控除した容量以上はマルチプライス方式を適用

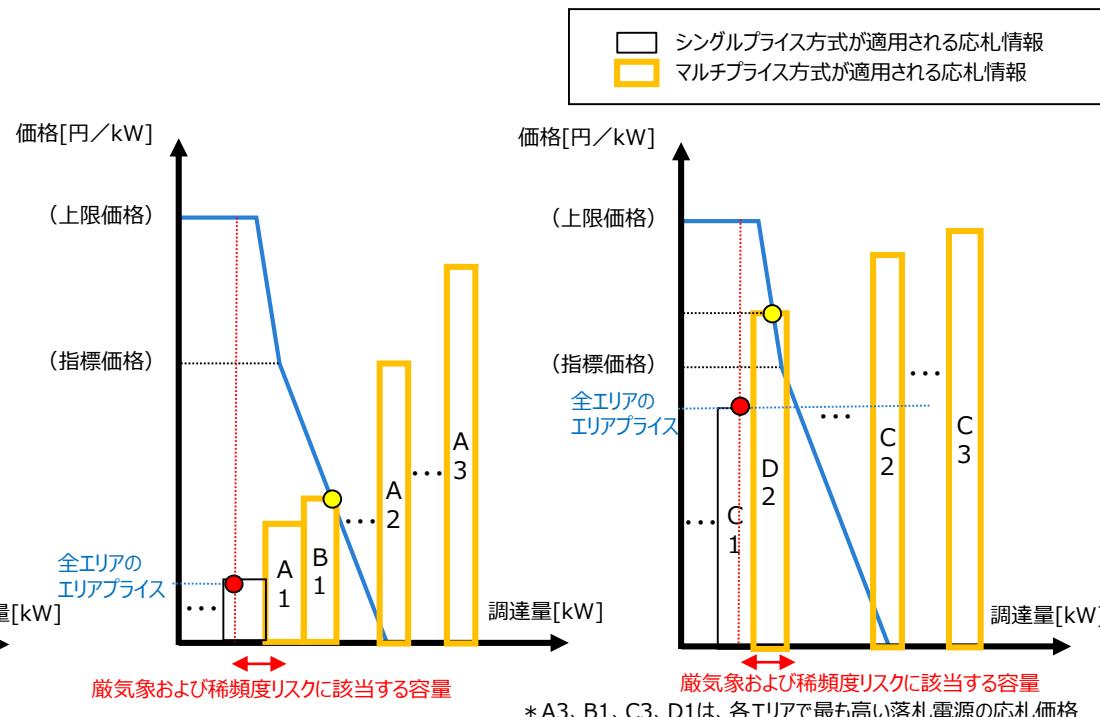
- 影響緩和措置案の案D（目標調達量から「厳気象および稀頻度リスクに該当する容量」を控除した容量以上をマルチプライス）の具体的なイメージを示す。
- 現行の約定処理の手順からの主な変更点や、約定結果に対する影響は以下が想定される。
 - 目標調達量から「厳気象および稀頻度リスクに該当する容量」を控除した位置にある応札情報の価格が全エリア※のエリアプライスとなり、それ以降の応札情報には全てマルチプライス方式が適用される。

※減少処理があり、減少処理のあったエリアの減少処理後の最も高い落札電源の応札情報が全国のエリアプライスを決めた入札情報の入札価格よりも低くなる場合を除く。

約定候補電源の領域別約定ルール



約定電源の約定価格例



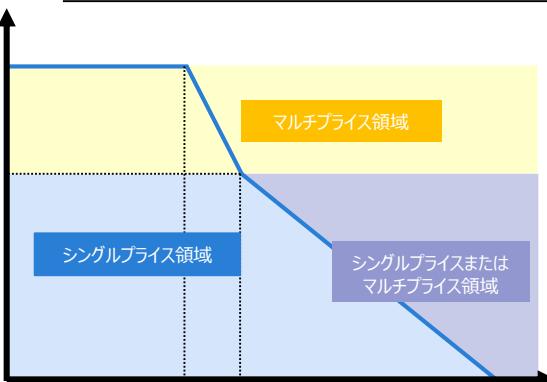
* A3、B1、C3、D1は、各エリアで最も高い落札電源の応札価格

3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

シングルプライス領域の上限設定（案②）における案A～Dのまとめ

- シングルプライス領域の上限設定（案②）における案A～Dのイメージや特徴について、以下にまとめた。

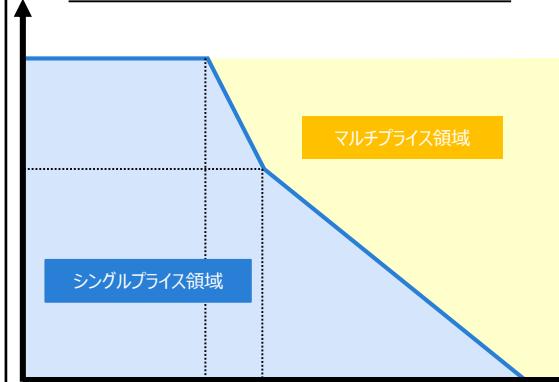
案A：指標価格（Net CONE）以上がマルチ



【特徴】

- シングルプライスは指標価格までとなる

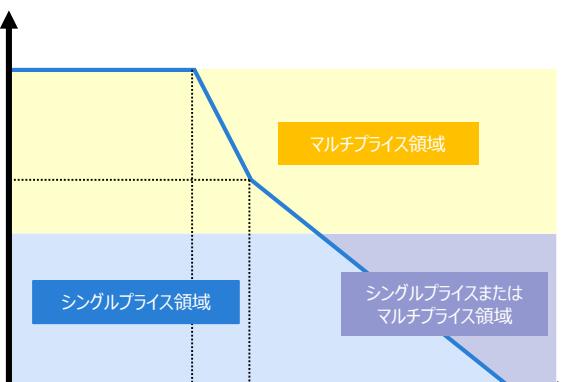
案B：全国交点以上がマルチ



【特徴】

- シングルプライスは上限価格までとなる
- エリア間値差がなくなる
- 応札者にマルチプライス方式が適用される価格水準が想定されない

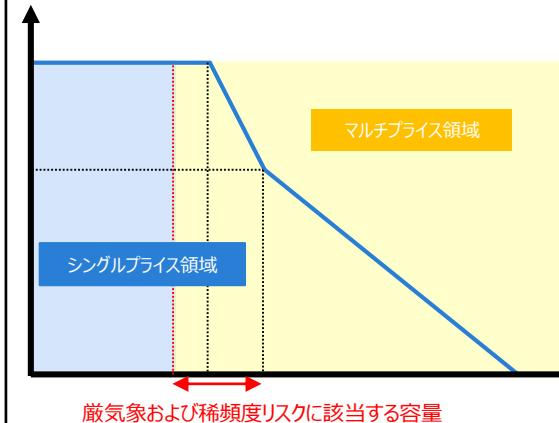
案C：現行水準の上限価格以上がマルチ



【特徴】

- シングルプライスは現行水準の上限価格までとなる
- 新日の発電コスト検証WGの諸元を使うことになる

案D：「厳気象稀頻度リスク容量」を控除した容量以上がマルチ



【特徴】

- シングルプライスは上限価格までとなり、垂直線（左図の赤線）との交点がシングルプライスとなる
- エリア間値差がなくなる
- 応札者にマルチプライス方式が適用される価格水準が想定されない

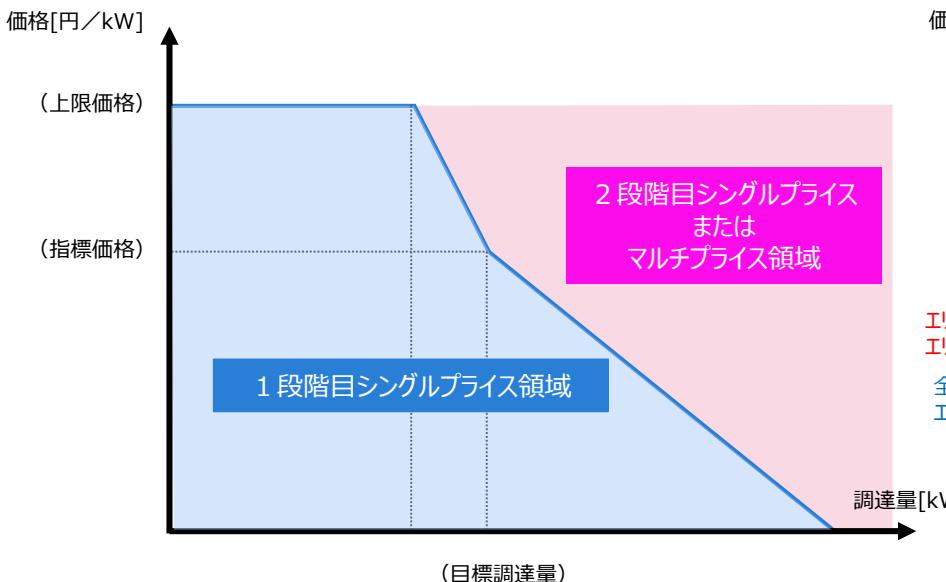
3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

シングルプライス約定の2段階化

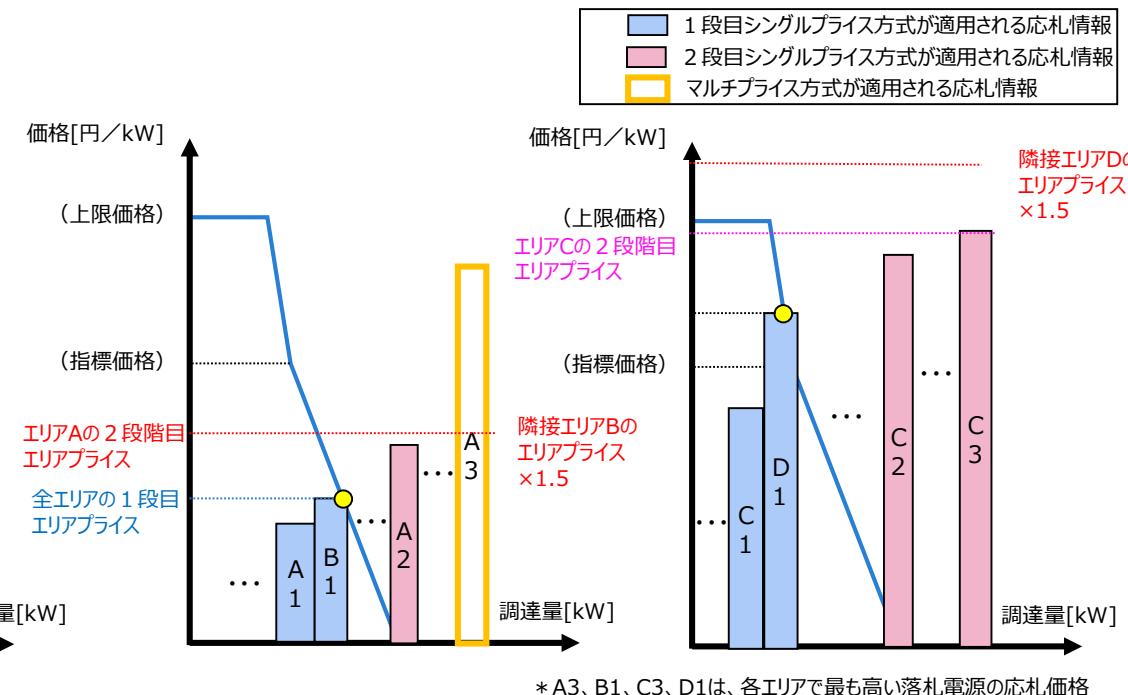
- シングルプライス領域に上限を設けた場合、上限を超える応札価格の電源等に対してマルチプライス方式を適用する案（案A～D）以外に、2段階目のシングルプライス方式を適用する案も考えられる。
- 例として案Bを元に、2段階目のシングルプライス方式を適用する案B'のイメージを以下に示す。
 - ▶ 全国交点までの電源等の約定価格は、全て※「1段階目シングルプライス」が適用される。
 - ▶ 追加処理が生じたエリアでは、最後に追加した電源等の応札価格がそのエリアの「2段階目エリアプライス」となり、追加処理した電源等の約定価格に適用される。なお、追加処理する電源等の入札価格が隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を超える場合は、その電源等の約定価格にはマルチプライス方式が適用される。

※減少処理があり、減少処理のあったエリアの減少処理後の最も高い落札電源の応札価格が全国交点以下となる場合を除く。

約定候補電源の領域別約定ルール



約定電源の約定価格例



3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

41

案2：上限価格のみ引き上げ

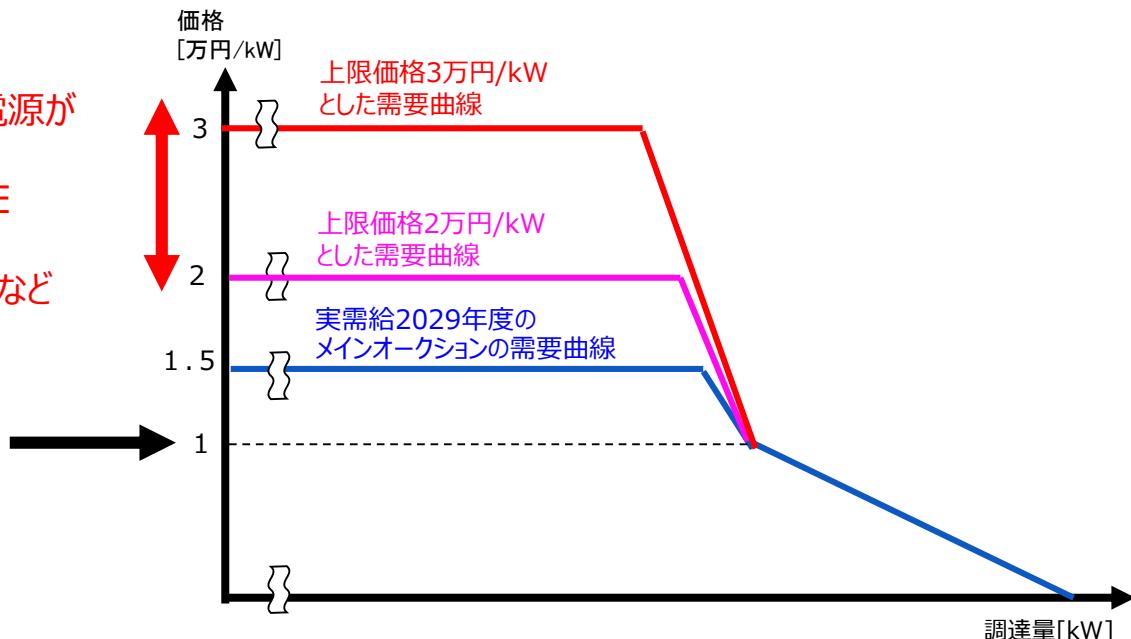
- 国の審議会において、指標価格（Net CONE）は現状維持とし、上限価格のみをNet CONEの1.5倍以上に見直す案2（上限価格のみ引き上げ）が示された。
- 案2の具体的なイメージを示す。
 - 上限価格を3万円/kWとした場合、需要曲線の形状など、特徴は案1とほぼ同様となる。
 - 需要曲線の作成について、指標価格（Net CONE）は現行の2015年発電コスト検証WGの諸元を参考し設定する一方で、上限価格は新設電源の価格水準をもとに設定する必要があり、最新の発電コスト検証WGの諸元を参考する場合は需要曲線の作成に新旧の発電コスト検証WGの諸元を用いることになる等、需要曲線を作成することの難しさが生じる。

最新の発電コスト検証WG等を参考とし、新設電源が参入できる水準の上限価格を設定する必要

- ・発電コスト検証WGから算出したNet CONE
- ・上記Net CONE×1.5倍（これまでと同様）

など

現行（2015年）の発電コスト検証WGベースでNet CONEの算定を継続する必要



3. 指標価格・上限価格の見直しのイメージと影響の想定について

42

案3：現状維持

- 国の審議会においては、指標価格および上限価格ともに変更しない案3（現状維持）も示された。
- 案3について、懸念事項としては以下が示された。
 - 案1および案2と比較すると、容量拠出金の増加がないものの、供給力確保の課題に対応することができない可能性があること。
 - 2015年発電コスト検証WGの結果を使用したままの指標価格は、指標性の観点から課題が残る可能性があること。

- 本日は、国の審議会で検討が行われている指標価格および上限価格の見直し案について、各案の具体的なイメージや特徴を示したので、需要曲線における指標価格と上限価格の見直しや、小売電気事業者に対する影響緩和措置に関するご意見をお伺いしたい。
- 本日の議論の内容は国の審議会と連携を図りつつ、引き続き検討を進める。