

2023年度メインオークションにおける 需要曲線の原案について

2023年6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. 2023年度メインオークションの目標調達量の算定
3. 経済指標等更新による指標価格（Net CONE）算定
4. 2023年度メインオークションにおける需要曲線の原案
5. 需要曲線に関する今後のスケジュール

- 本日は、**2023年度メインオークション（対象実需給年度:2027年度）の需要曲線の原案**について、2023年度供給計画や最新の経済指標等にもとづき策定したので報告する。
- なお、需要曲線の原案については、国の関連審議会等へ提出し、その意見を踏まえ、広域機関においてメインオークション需要曲線を決定し、公表することを予定している。

<広域機関 業務規程>

(メインオークション需要曲線の策定及び公表)

第32条の13 本機関は、メインオークション需要曲線の原案を策定する。

2 本機関は、前項で策定した原案を国が関連する審議会等（以下「国の関連審議会等」という。）に提出し、その意見を求める。

3 本機関は、前項の国の関連審議会等からの意見を踏まえ、メインオークション需要曲線を決定する。

4 本機関は、メインオークション募集要綱に定める予定公表期日において、前項で決定したメインオークション需要曲線を本機関のウェブサイトへの掲載等の方法によって公表する。

2. 2023年度メインオークションの目標調達量の算定

①需要想定

- 2023年度供給計画にもとづく**2027年度断面の全国H3需要（離島除き）は1億6,060万kW**となり、2022年度メインオークション時点より約156万kW増加。

2023年度メインオークション時のH3需要＜2023年度供給計画（2027年度断面）＞

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
H3需要※1	499	1,351	5,496	2,443	517	2,726	1,039	487	1,531	16,089
H3需要※1 (離島除き)	498	1,347	5,493	2,443	517	2,726	1,037	487	1,512	16,060

＜参考＞ 2022年度メインオークション時のH3需要＜2022年度供給計画（2026年度断面）＞

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
H3需要※1	498	1,350	5,356	2,457	512	2,709	1,042	483	1,526	15,933
H3需要※1 (離島除き)	497	1,346	5,353	2,457	512	2,709	1,039	483	1,507	15,903

※1 北海道、東北、北陸エリアは1月断面、その他エリアは8月断面

四捨五入の関係で合計が合わないことがある

2. 2023年度メインオークションの目標調達量の算定

② EUE算定方法の見直しにかかる前提

- 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、2022年の電力需給ひっ迫を踏まえた供給信頼度評価の見直しに関する検討結果が示された。
- 安定供給に必要な供給力は、容量市場を通じて確保していくことを基本とされているため、**2023年度メインオークション（対象実需給年度：2027年度）において、供給信頼度評価の見直しを反映した上で、目標調達量の算定を行う。**

第81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

これまでの議論内容のまとめ

- 前述のとおり検討事項①～④について、基本的に供給力の重複は無く、これまでの検討結果をまとめると下表の通り。
- 必要最低限の量を設定するなど、一定の割り切りを行っている項目も多いが、それぞれの項目における検討結果であり、今回の一連の検討については、**下表のとおり見直しを行うことを基本方針とし、容量市場における具体的な対応については、国の審議会や容量市場検討会で確認することとどうか。**
- **また、今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、下表も参考に改めて見直しを検討することとしたい。**

供給信頼度における検討事項	これまで	見直し後	今回の見直しによる必要供給力への影響	一定の割り切り※（今後必要に応じて見直し）
① 稀頻度リスク	夏季冬季 平年H3需要に対して1%	年間通して 平年H3需要に対して1%	供給力増加方向	0.7～1.4%の低下率をもとに1%と設定
① 厳気象対応	夏季冬季 平年H3需要に対して2% 春季秋季 なし	夏季冬季 平年H3需要に対して3% 春季秋季 平年H3需要に対して2%	供給力増加方向	春季秋季については、最大3.8%、最小1.5%、月平均2.6%をもとに2%と設定 夏季冬季については、2.9%の算定結果をもとに3%と設定
② 年間計画停止可能量	1.9ヶ月	1.9ヶ月 (継続して状況を注視)	変化なし	至近3か年の供給計画における計画停止量は2.1ヶ月相当であるが、1.9ヶ月で据え置き
③ 発電機計画外停止率	火力2.5% (代表で火力数値を記載)	算定方法変更 EUE算定向け計画外停止率と定義し火力4.3%	変化なし (信頼度基準の見直し)	厳気象対応等に用いている計画外停止率は当面従来の2.6%と整理
④ 連系線の計画外等停止の影響織り込み	健全な状態（年間運用容量）にて算定	健全な状態（年間運用容量）にて算定	変化なし	必要供給力への影響はそれほど大きくないことから、連系線計画外停止等の影響は見込まない

※青字：必要供給力過少評価の可能性
赤字：必要供給力過大評価の可能性
黒字：過小方向か過大方向が現時点では不明

第77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

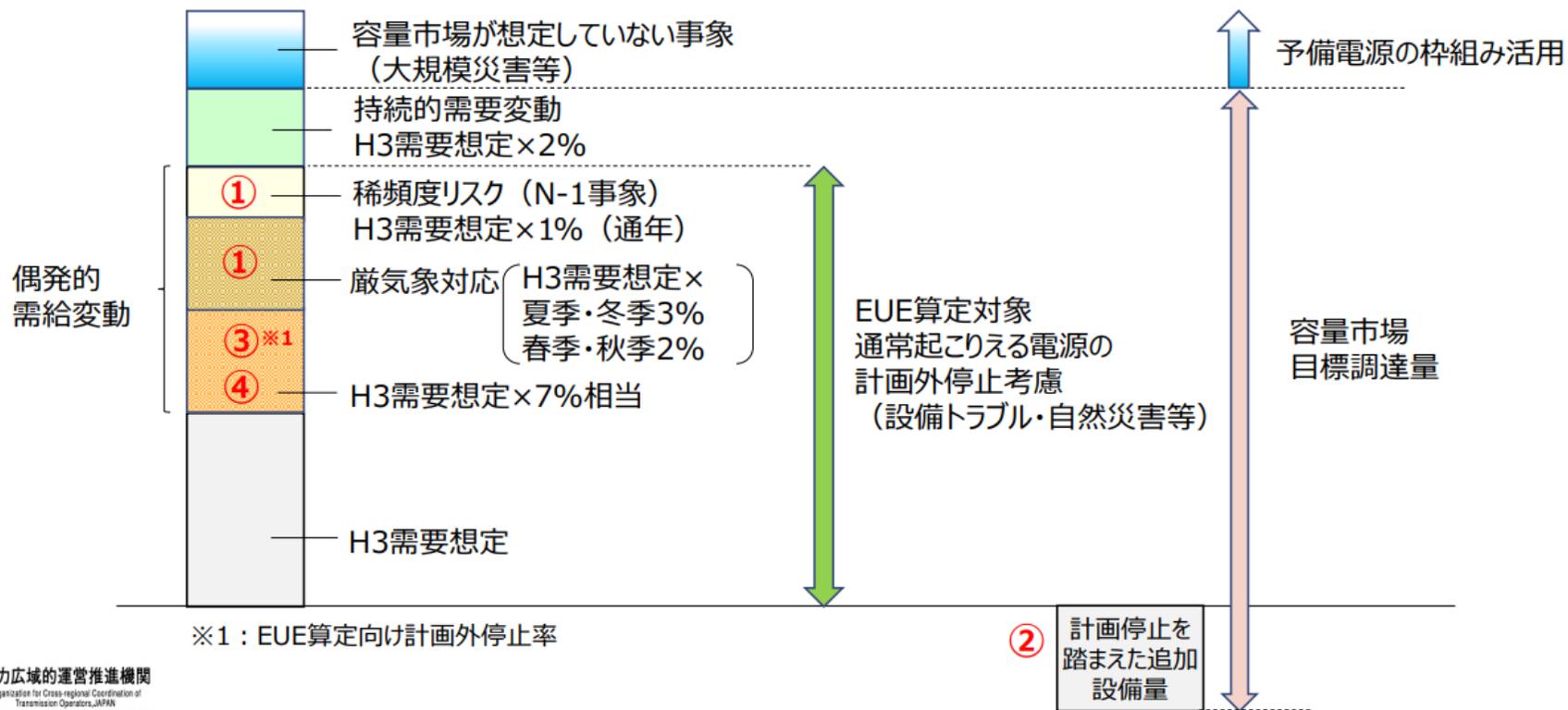
持続的需要変動対応についての今後の進め方について

- 持続的需要変動対応分の必要供給予備力はこれまで暫定的に1%としてきたが、前スライドのとおり、持続的需要変動対応分として技術的には従来手法、DECOMP法ともに2%という分析結果が適当と考えられる。
- 以上から、**持続的需要変動対応分の必要予備力は2%と整理することとどうか。**
- 持続的需要変動対応分の必要供給予備力を2%に見直した場合、容量市場での目標調達量や供給計画における小売電気事業者が提出する供給力等に影響があるため、具体的な対応については次回以降ご議論いただきたい。なお、別途検討を進めている確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)における諸課題についても、持続的需要変動対応分を2%と見直すことと整合させて検討を進めていく。

第81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

各検討項目①～④の相互関係

- 検討事項①～④の関係を下図に示す。
供給力増加方向となる厳気象対応(①)および、第77回(2022年9月28日)本委員会で整理された持続的需要変動対応分の見直しは、それぞれ異なる事象の必要量であることから増加量に重複はないと考えられる。
- なお、電源脱落については、稀頻度リスクと計画外停止の両面で考慮されているが、**稀頻度リスクは、厳気象需要発生時に追加的電源脱落等が同時発生した際に必要な供給力と整理されているため、これまでの整理に則り引き続き確保していくこと**でどうか。

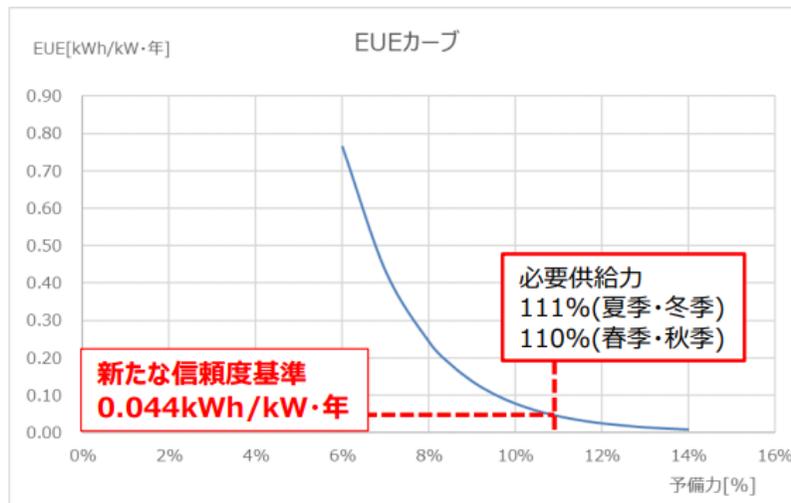


第81回本委員会の結果を踏まえた新たな供給信頼度基準

第82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

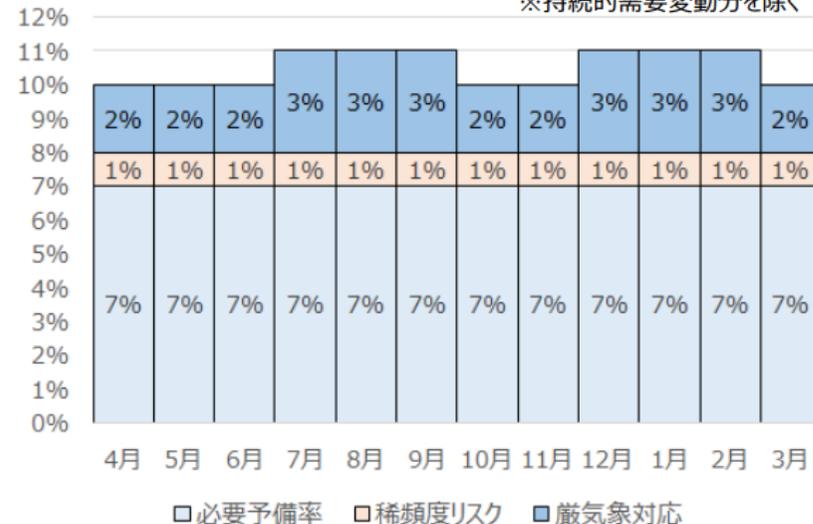
■ これまで供給信頼度基準として0.048kWh/kW・年を採用していたが、今回の一連の検討を反映した**新たな供給信頼度基準は、0.044kWh/kW・年**となる。

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



<必要供給力(見直し後)>

※持続的需要変動分を除く



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

論点① 今後の必要供給力と容量市場

- 2022年3月の東京エリアにおける電力需給ひっ迫を受けて、電力広域的運営推進機関を中心に、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等について見直しを進めてきた。その結果、安定供給に必要な供給力は、これまでに比べ、一定程度増加する見込みである。

※従前、H3需要の約13%としていたが、3~4%程度増加する見込み。

- こうした安定供給に必要な供給力は、2024年度の容量市場の運用開始以降、容量市場を通じて確保していくことが基本となる。
- 他方、容量市場への参加が任意とされ、容量市場に参加せずに稼働する電源等もある中、必要な供給力をすべて容量市場で調達することになると、必要以上に供給力を確保することになり、結果的に社会コストが徒に増加することにもなりかねない。
- このため、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、容量市場での調達量は、必要供給力全量ではなく、一定量を差し引くこととし、具体的な控除量については、本小委の下の制度検討作業部会において決定することとしてはどうか。
(※) 実需給の4年前に行うメインオークションと、実需給の1年前に行う追加オークションがあることに留意。
- その際、控除量については、安定供給に万全を期す観点から保守的に見積もることとした上で、容量市場外の供給力の動向を踏まえ、柔軟に見直しを行うこととしてはどうか。

2. 2023年度メインオークションの目標調達量の算定

③目標調達量の算定結果

- 目標調達量の諸元は、2023年度供給計画の2027年度断面にもとづき算定した。
- **2023年度メインオークション（対象実需給年度：2027年度）における目標調達量は1億8,447万kWとなり、2022年度メインオークション時点より約618万kW増加した。**

単位：万kW

設定項目	2023年度 メインAX	2022年度 メインAX	(差)	備考	
目標調達量	18,447.4	17,829.5	(+617.9)	①+②+③+④	寄与度*+3.5%
①全国H3需要	16,059.8	15,903.5	(+156.3)	—	寄与度*+0.9%
②偶発的需給変動分	1,684.3	1,526.8	(+157.5)	EUE基準0.044 (2023年度) EUE基準0.048 (2022年度)	[* : 2022年度メインAX の目標調達量比]
a.必要予備率	1,041.9	1,049.7	(▲7.8)	H3需要×7.0%に相当する EUE基準より算出した供給力	
b.厳気象対応	481.8	318.1	(+163.7)	夏冬：H3需要×3.0%(2023) 夏冬：H3需要×2.0%(2022)	
c.稀頻度リスク	160.6	159.0	(+1.6)	通年：H3需要×1.0%(2023) 夏冬：H3需要×1.0%(2022)	
③追加設備量	382.1 ^{※1}	240.3	(+141.8)	年間停止可能量1.9ヵ月 H3需要の2.4%(2023)	寄与度*+0.8%
④持続的需要変動分	321.2	159.0	(+162.2)	H3需要の2.0%(2023) H3需要の1.0%(2022)	寄与度*+0.9%

※1 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

- 2023年度メインオークション（対象実需給年度：2027年度）における**春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力は、安定電源の補修調整（計画停止可能量）で対応する。**

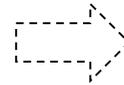
発動指令電源による追加調達の方向性について

第79回制度検討
作業部会資料より

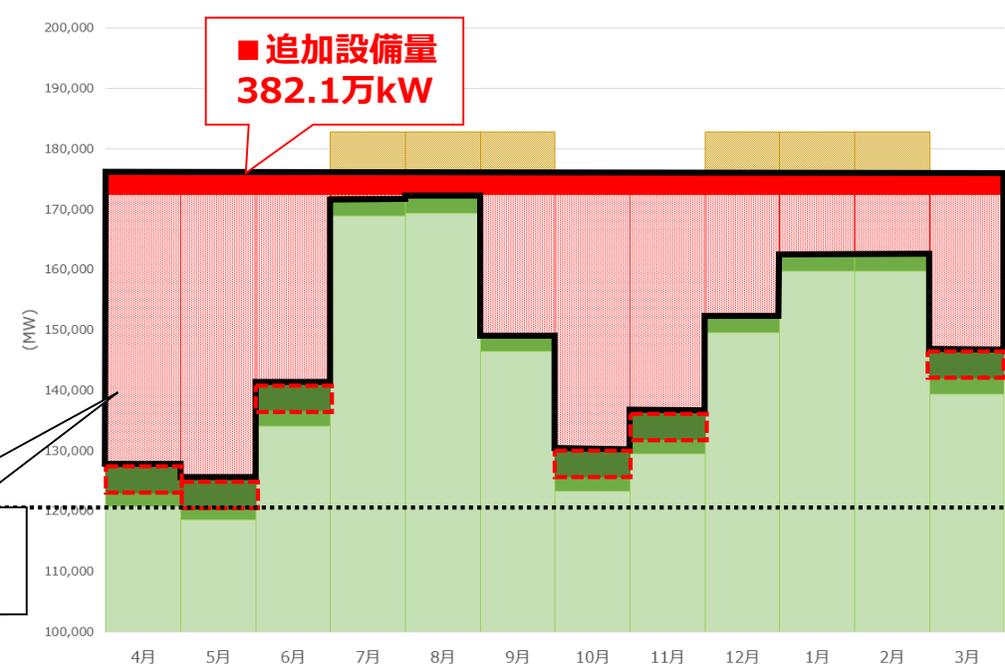
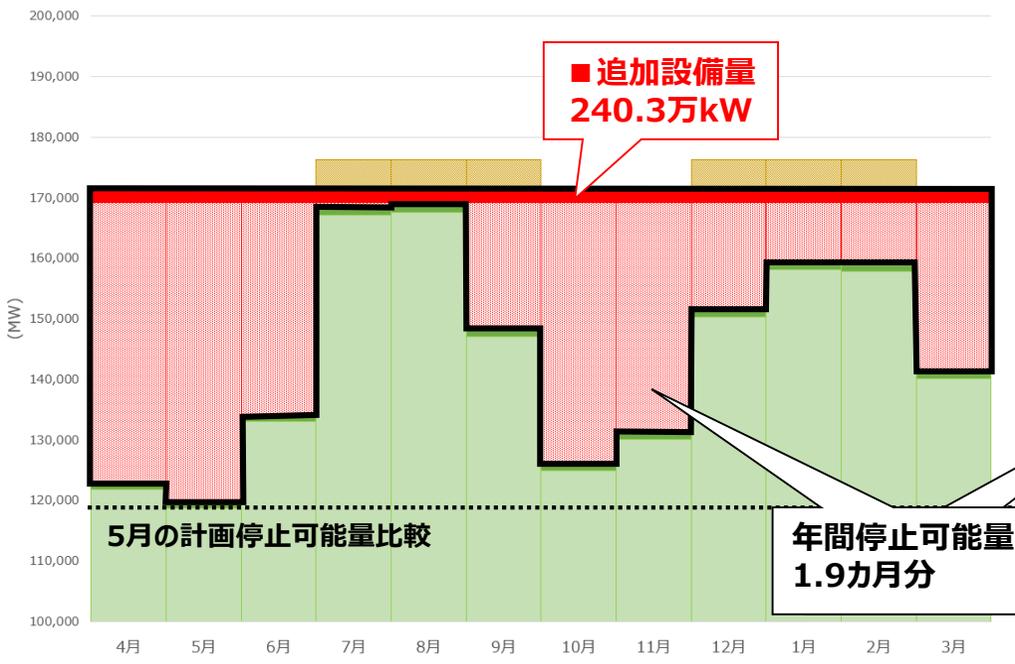
- 2023年1月24日に開催された第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において**春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する供給力の調達方法**に関して、**安定電源の補修調整で対応する方法だけではなく、発動指令電源の追加調達で対応する方法についても提案**された。
- 2023年2月27日に開催された第76回制度検討作業部会では、この発動指令電源の追加調達の対応を行うかどうかについて2022年度夏季・冬季の実効性テストによる発動指令電源の実効性の検証結果を踏まえて検討する方向性が示された。
- 2024年度実需給にあたり市場退出が約25%発生し、2026年度実需給向けメインオークションでは発動指令電源の応札量が上限に到達していないことも考慮すると、現状は発動指令電源の追加調達に応えるリソースが存在しているとは判断できず、更なる発動指令電源の運用蓄積、着実な運用に基づくリソース拡大が望まれるのではないかと。
- そのため、**2027年度実需給向けのメインオークションにおいては春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスクに対応する発動指令電源による追加調達は実施しない一方、将来的に発動指令電源の活用を推進する方針に基づき、実効性の検証や追加調達の実施判断を進めること**としてはどうか。

- 追加設備量は、年間停止可能量（追加設備量+計画停止可能量）を1.9カ月分確保するよう算定される。
- EUEの算定方法見直しにより確保することとされた**厳気象対応・稀頻度リスク(春秋)**の供給力を、**安定電源の補修調整で対応することで、目標調達量の増加を抑制される**一方で、計画停止可能量が2022年度メインオークションより少なくなる事により**追加設備量としては増加となる**。

2022年度メインオークションの目標調達量算定時



2023年度メインオークションの目標調達量算定時



3. 経済指標等更新による指標価格（Net CONE）算定

■ 最新の経済指標でGrossCONE※を算定し、他市場収益にインフレ率を考慮した上で求めた**NetCONEは9,769円/kW、上限価格（NetCONEの1.5倍）は14,653.5円/kW**となった。

※2023年度メインオークションで算定されたGrossCONEは14,802円/kW

（参考）2022年度メインオークションで算定されたNetCONE（9,557円/kW）からは+212円/kW

赤枠は今回更新箇所

項目		2023年度 メインオークション 実需給年度:2027年度	2022年度 メインオークション 実需給年度:2026年度	諸元
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		10.29%	5.25%	内閣府 国民経済計算（GDP統計） GDPデフレータ（暦年：1-12月）総固定資本形成 基準年（2014年）：99.1%、2022年：109.3%
なる40年運転に必要と	評価期間の期待インフレ率	0.52%	0.39%	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		5,033円/kW	4,800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%(14,802円/kW × 34%)

3. NetCONEにおける他市場収益の考え方

⑤まとめ

第47回容量市場の
在り方等に関する検
討会資料より

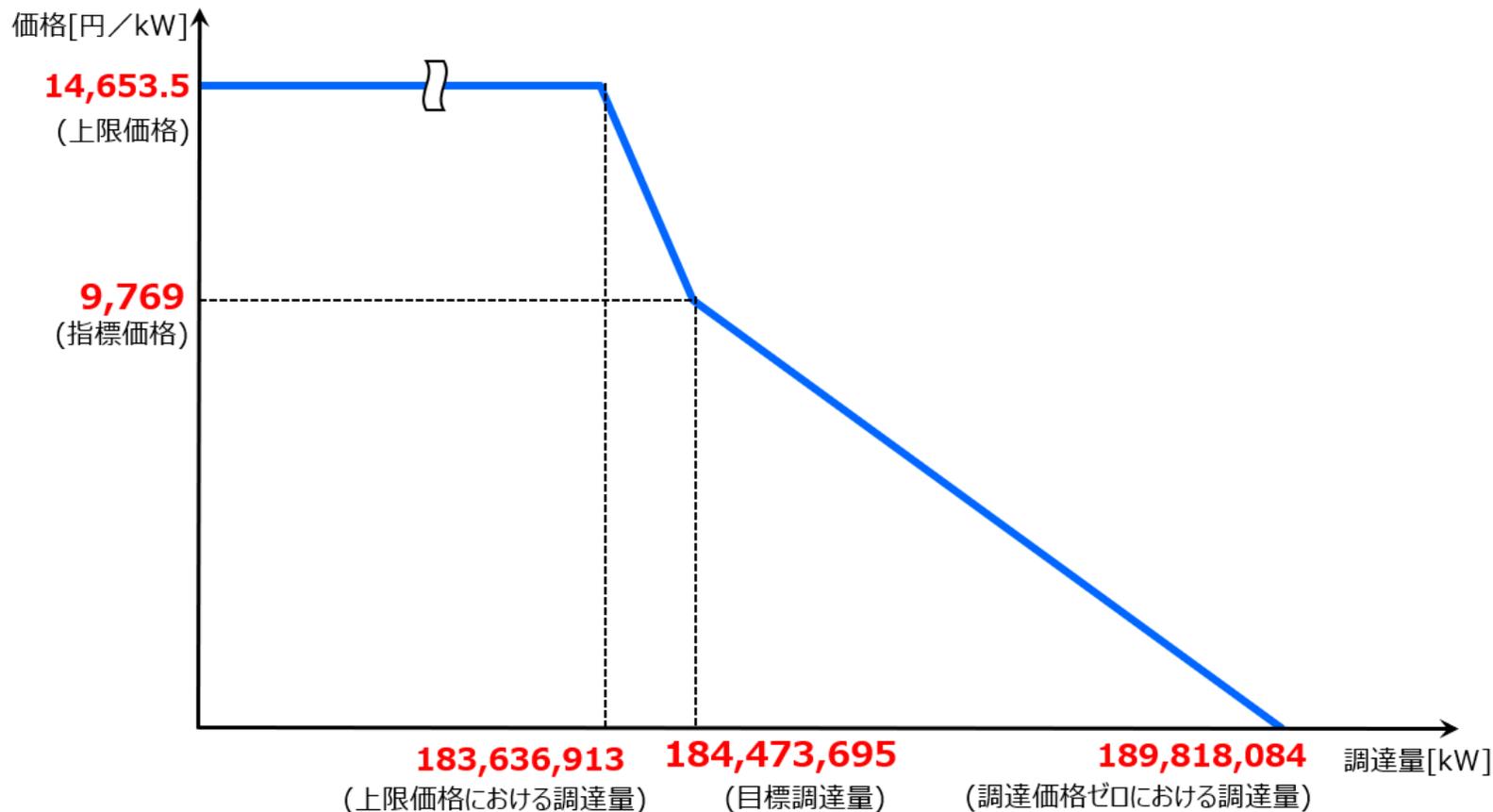
- NetCONEを試算した結果、インフレの影響を考慮する案1 (GrossCONEに一定割合を乗じる) と案2 (インフレ率の諸元で補正) は、案3 (他市場収益を固定) と比較して一定程度差があることが確認された。
- 他市場収益は様々な影響を受けて変動するものであり、インフレの影響もその要因の1つであるところ、以前の算定方法の検討時 (第36回) の値である4,800円を**固定値として継続して適用することはNetCONEの変動量への影響が大きくなる恐れ**もあるため、**他市場収益にもインフレ影響を加味**することとしてはどうか。
- 他市場収益に対するインフレ率の反映方法に関しては、案2のように直接的に反映していく方法も考えられるが、それにより様々な影響が生じないかもしっかり確認していく必要がある。
- また、他市場収益にインフレ影響を反映する方法としては、**シンプルでよりわかりやすい方法**とすることが望ましいことも考えられるのではないか。
- そのため、以前の算定方法の検討時 (第36回) に、参考とした考え方の1つである**GrossCONEに一定割合を乗じるとの方法である案1を適用**し、次回のメインオークションに向けては、**GrossCONEの34%を他市場収益とすること**としてはどうか。

4. 2023年度メインオークションにおける需要曲線の原案

①2023年度メインオークションにおける需要曲線の原案

■ 2023年度メインオークション（対象実需給年度：2027年度）の需要曲線の原案は、最新の供給計画や経済指標等にもとづき算定した結果、下図となった。

- **Net CONEは9,769円/kW、目標調達量は1億8,447万kW**
- 上限価格は14,653.5円/kW、上限価格における調達量は1億8,364万kW
調達価格ゼロにおける調達量は1億8,982万kW

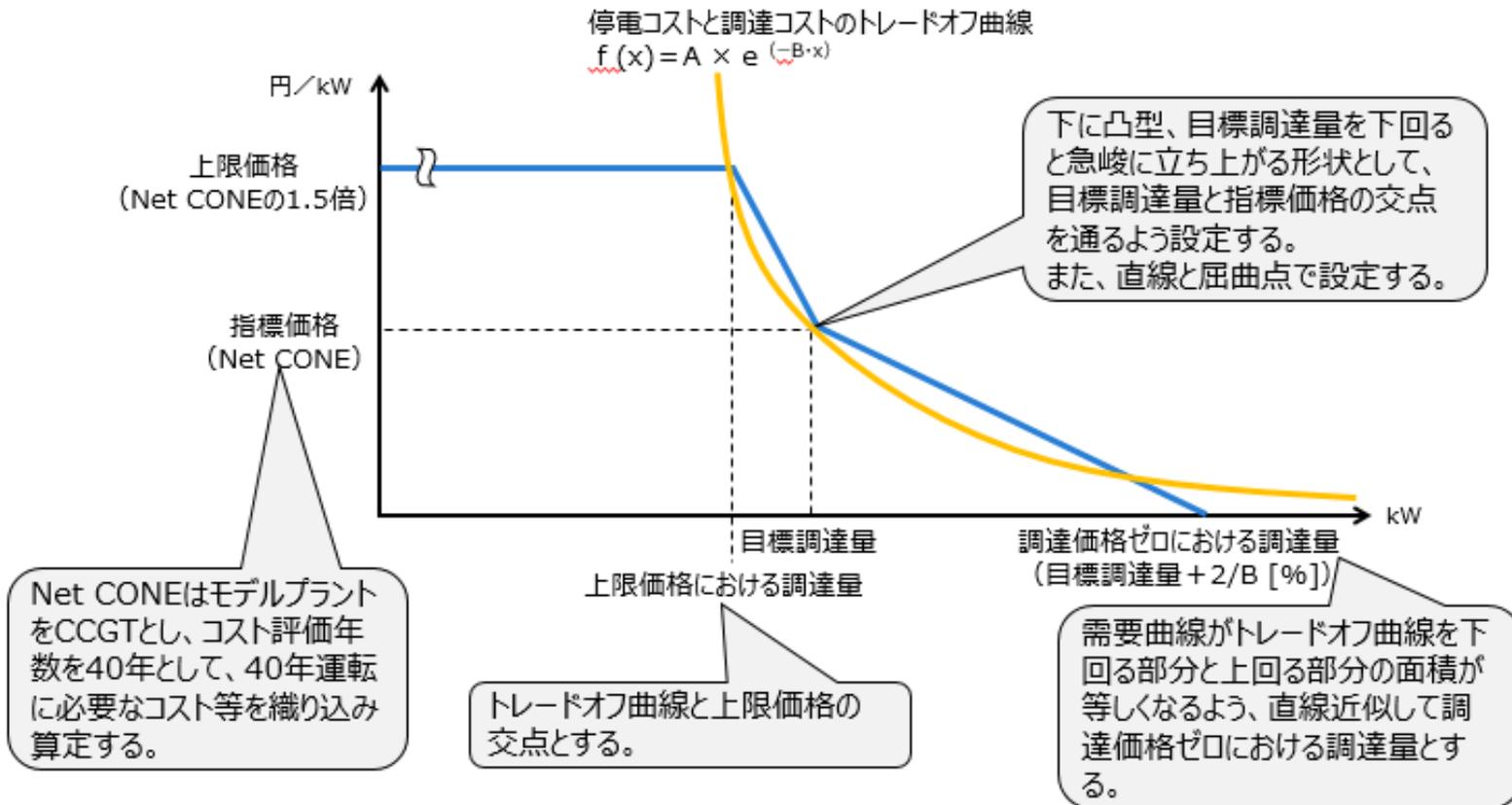


第23回容量市場の
在り方等に関する検
討会資料より

2. 需要曲線設定に関する考え方の整理

4

- 需要曲線は、下に凸型の形状とし、Net CONEおよび停電コストと調達コストのトレードオフ曲線等を用いて作成することとしている。



4. 2023年度メインオークションにおける需要曲線の原案

②約定処理において加算する供給力

- 容量市場に参加しない(約定対象としない)FIT電源等の期待容量等については、約定処理において供給力に加算した上で、約定電源を決定することと整理されている。
- 2023年度メインオークション（対象実需給年度:2027年度）において約定処理で加算する供給力は下表のとおり。

<約定処理において加算する供給力>

項目	2023年度 メインオークション 実需給年度:2027年度	2022年度 メインオークション 実需給年度:2026年度	備考
目標調達量	18,447万kW	17,830万kW	
約定処理で 加算する供給力	2,053万kW + α	1,795万kW +632万kW	① + ② + ③ + ④
①FIT電源等の 期待容量	1,612万kW	1,477万kW	最新のFIT電源の事業認定情報等から集計した期待容量
②追加AXで 調達を予定	321万kW	318万kW	追加オークションで調達を見込み、約定処理で加算する供給力 (メインオークションにおける H3需要の2%分)
③容量市場外の見込み 供給力控除量	120万kW	—	第81回制度検討作業部会において 容量市場外で一定の 蓋然性がある供給力として整理された控除量
④事後的に 織り込む供給力	事後的に反映(α)	632万kW	応札後に、オークションで落札していない 石炭とバイオマスの 混焼を行うFIT電源等の供給力 を確認し、 事後的に織り込む

必要供給力と費用負担に関する整理の状況

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

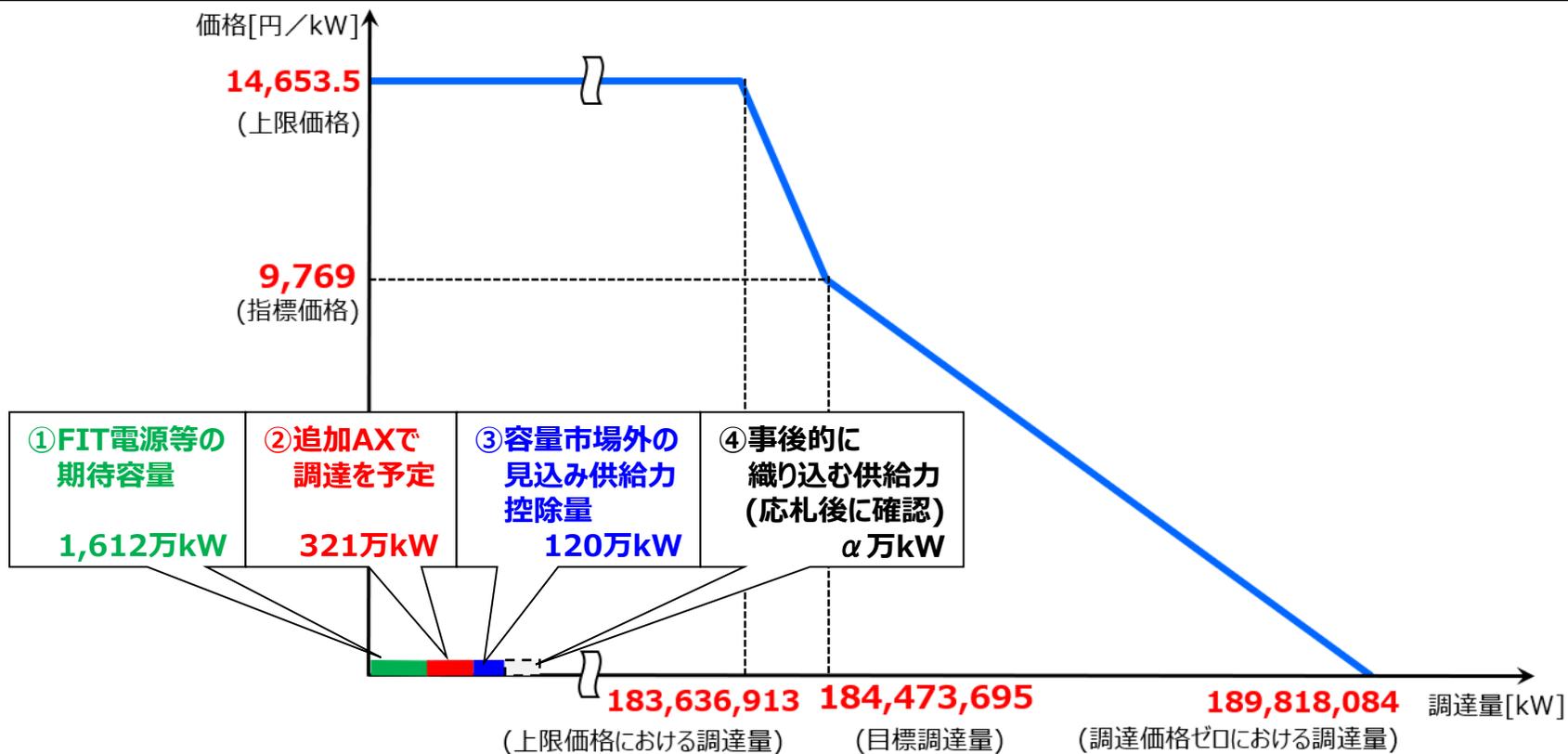
4. 2023年度メインオークションにおける需要曲線の原案

③需要曲線の原案（需要曲線と約定処理において加算する供給力）

■ 2023年度メインオークション（対象実需給年度：2027年度）における需要曲線の原案と約定処理において加算する供給力の関係は下図のとおり。

- 目標調達量 : 1億8,447万kW
- 約定処理において加算する供給力 : 2,053万kW (①~③) + α (④※)

※オークションで落札していない石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源等の供給力確認のうえ、事後的に織り込む
(参考) 2022年度メインオークション：632万kW、2021年度メインオークション：553万kW



5. 需要曲線に関する今後のスケジュール

- 2023年度メインオークション（対象実需給年度:2027年度）における需要曲線の原案は、国の関連審議会等へ提出し、その意見を踏まえ、広域機関においてメインオークション需要曲線を決定し、公表することとしている。
- 本日報告した需要曲線の原案については、この後、制度検討作業部会へ提出し、審議を行うことを予定している。
- なお、2023年度メインオークション（対象実需給年度:2027年度）の予定については、広域機関HP等でも最新情報を適宜発信していく。

	期間	概要
	2023年3月31日	2023年度供給計画取りまとめ
本日⇒	2023年6月30日	第48回容量市場検討会で需要曲線原案の報告 需要曲線の作成要領案の報告
	2023年7～8月 (予定)	国の審議会では需要曲線の原案の審議（予定）
	2023年7～8月 (予定)	需要曲線の公表（予定） 需要曲線の作成要領の公表（予定）