

容量市場について

2024年7月23日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2025年度実需給向け追加オークションの約定結果が電力広域的運営推進機関から公表されたので、電力・ガス取引監視等委員会による監視結果と合わせ、御報告させていただきたい。
- 次に、2028年度実需給向けメインオークションの需要曲線原案が容量市場の在り方等に関する検討会において策定されたので、当該原案について御審議をさせていただきたい。

- 1. 2025年度実需給向け追加オークションの約定結果等**
2. 2028年度実需給向けメインオークションにおける需要曲線

追加オークション（実需給年度：2025年度）の約定結果

- 2024年5月10日～5月22日において追加オークション（北海道・東京・九州の3エリアを対象とした供給力の調達オークション）が開催され、その約定結果が広域機関より公表された。
 - 約定総容量は、約133万kW
（北海道:約58万kW 東京:約30万kW 九州:約45万kW）
 - エリアプライスは、以下のとおり。
なお、同じ実需給年度を対象としたメインオークションの約定価格も合わせて示す。
 - 北海道エリア : 13,761円/kW（メインオークション 5,242円/kW^(*1)）
 - 東京エリア : 3,495円/kW（メインオークション 3,495円/kW）
 - 九州エリア : 5,029円/kW（メインオークション 5,242円/kW^(*1)）
 - 経過措置等を踏まえた約定総額は、約105億円^(*2)
 - 経過措置考慮後の総平均単価^(*3)は、約7,880円/kW
- なお、追加オークションで供給力を調達した結果として、**供給信頼度基準を満たさないエリアが存在**する。これらのエリアについては、実需給年度において直ちに供給力が不足するものではないが、**需給状況を注視し、必要に応じて供給力対策を検討**する。

*1:2025年度実需給向けのメインオークションでは、北海道エリア・九州エリアにおいて一部マルチプライス方式が適用されている

*2:追加オークションの結果を反映した容量拠出金の試算値に対する割合は約2%

*3:「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】追加オークションの開催判断時における供給力の充足状況

第91回 制度検討作業部会 資料3
(2024年4月22日)

【参考】確保されている供給力の供給信頼度と充足までの容量

- メインオークションの契約容量にFIT電源等の期待容量、石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力や容量市場外の見込み供給力等を加算し、市場退出量の減少分を反映した場合、**北海道、東京、九州では供給信頼度を充足していない状況。**
- 上記3エリアで、どれだけの供給力があれば充足となるかを確認した結果、北海道で40～50万kW、東京で120～150万kW、九州で110～140万kW程度で充足となることが推測(*1)される。*1：一定の仮定における供給信頼度計算に基づき、供給力の推定値を算定したもの

第54回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3 (2024年3月28日)

単位：kWh/kW・月(各月)、kWh/kW・年(年間)

	年間	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
充足まで +40～50万kW	北海道	0.328	0.001	0.000	0.000	0.010	0.041	0.065	0.025	0.049	0.001	0.005	0.004	0.127
	東北	0.022	0.004	0.000	0.003	0.002	0.005	0.000	0.001	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
充足まで +120～150万kW	東京	0.091	0.006	0.000	0.019	0.004	0.008	0.000	0.044	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
	中部	0.015	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.013	0.000	0.000
	北陸	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	関西	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	中国	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
充足まで +110～140万kW	四国	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	九州	0.395	0.017	0.127	0.001	0.006	0.031	0.001	0.000	0.000	0.010	0.089	0.106	0.007
	全国	0.084	0.004	0.012	0.007	0.002	0.008	0.002	0.016	0.006	0.001	0.011	0.010	0.005

(四捨五入の関係で合計が合わないことがある)

赤着色月：目標調達量における供給信頼度（目標停電量）を超過
青着色月：調達価格ゼロの調達量における供給信頼度を充足

【参考】容量市場メインオークション結果概要

第88回 制度検討作業部会 資料4-3
(2024年1月31日)

		第1回	第2回	第3回	第4回
実施年度		2020	2021	2022	2023
実需給年度		2024	2025	2026	2027
約定総容量 (万kW)		16,769	16,534	16,271	16,745
エリアプライス (円/kW)	北海道	14,137	5,242	8,749	13,287
	東北		3,495	5,833	9,044
	東京			5,834	9,555
	中部			5,832	7,823
	北陸				7,638
	関西		5,242	8,748	
	中国				
	四国				
九州					
約定総額 (経過措置控除後) (億円)		15,987	5,140	8,504	13,140
総平均単価 (経過措置控除後) (円/kW)		9,534	3,109	5,226	7,847

(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】発動指令電源の維持管理コストに関する解釈について

- 今回の追加オークションでは、電力・ガス取引監視等委員会の事後監視により、発動指令電源として参加した事業者の応札価格については是正の指示が行われた。
- 容量市場における入札ガイドラインでは、電源を維持することで支払うコストから他市場収益を差し引いた額（維持管理コスト）で応札をしている場合には、経済合理的な行動と考えられるため、価格のつり上げに該当しないとみなされる旨が整理されている。
- 事後監視の中で、容量市場で取引されるkW価値は、電力を提供する能力に対する価値であるため、発動指令電源においては待機するだけでアグリゲーターとして必要になる運用コストを電源を維持することで支払うコストとみなすことが合理的であるとされた。
- 容量市場における入札ガイドラインでは、電源を維持することで支払うコストとして認識することが適切な項目が例示されており、既存のガイドラインにおいても、発動指令電源にとっての電源を維持することで支払うコストの適切な解釈は可能と考えられる。
- 一方、発動指令電源として参加する電源にはDR（デマンド・レスポンス）のような一般的な発電設備ではないリソースが含まれている点も踏まえ、今回の監視結果を受け、維持管理コストの考え方を容量市場における入札ガイドラインへ補足する予定である。

【参考】発動指令電源の維持管理コストに関する補足内容（案）

■容量市場における入札ガイドライン抜粋 *赤字:追記箇所

5. 容量市場の活性化

(3) 監視対象行為

(イ) 価格つり上げ

市場支配力を有する事業者が、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札することで、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、価格のつり上げに該当すると考えられる。この点、市場支配力を有する事業者が、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）で応札をしている場合には、経済合理的な行動と考えられることから、価格のつり上げには該当しないものとみなされる。

① 電源を維持することで支払うコスト

電源を維持することで支払うコストには、例えば、以下のような項目が含まれると考えられる^{19,20,21}。なお、定期検査等、実需給年度までに要する複数年度分の費用については、単年度に一括計上するのではなく、平準化した単年度分の費用のみ計上することが合理的と考えられる。また、供給計画、実需給年度までに休廃止を予定している電源を稼働するための工事に係るコスト（修繕費・経年改修費）については、電源を維持することで支払うコストに含めて算定することが考えられる。

<注釈>

19 例示項目に関わらず、維持管理コストの考え方に従い、その他のコストが発生する場合には、当該コストを応札価格に織り込むことは価格つり上げに該当しないと考えられる。

20 維持管理コストの考え方に従い、以下の項目を含めることは合理的ではないと考えられる。

- ・事業報酬
- ・事業税（資本割・付加価値割）
- ・法人税
- ・減価償却費

21 発動指令電源については、もし対象の実需給期間中に発動指令が無かったとしても、発動指令に応じることができる状態で待機するために支払うコストが該当すると考えられる。

1. 2025年度実需給向け追加オークションの約定結果等
2. 2028年度実需給向けメインオークションにおける需要曲線

需要曲線の審議について

- 2024年6月27日に開催された第56回容量市場の在り方等に関する検討会において、電力広域的運営推進機関（以下、「広域機関」という。）が策定した2028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ため、御確認いただきたい。

第12回 制度検討作業部会（2017年10月6日）資料3

- 容量オークションで使用される需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えるため、その設計プロセスには高い透明性が求められる。
- 具体的な目標調達量や指標価格の水準を踏まえた需要曲線の設定については、
 - ①広域機関が有識者や関係事業者等の意見も踏まえて需要曲線原案を作成し、
 - ②国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議、
 - ③広域機関において需要曲線を決定することとはどうか。



(※1) 具体的なオークションの開催時期については別途検討が必要

(※2) 具体的な需要曲線の形状について、事前にどこまで情報開示するかは別途検討が必要

目標調達量の算定結果

- 2028年度実需給向けメインオークションにおける目標調達量は約1億8,616万kW（全国H3需要×約115.9%）と算定された。

第56回 容量市場の在り方等に関する検討会
(2024年6月27日) 資料6

2. 2024年度メインオークションの目標調達量の算定 (参考) 目標調達量の算定結果

6

- 2024年度メインオークション（対象実需給年度：2028年度）の目標調達量は、1億8,616万kWであった。

<2024年度メインオークションの目標調達量>

単位：万kW

設定項目	2024年度 メインAX	2023年度 メインAX	(差)	備考	
目標調達量	18,615.9	18,447.4	(+168.5)	①+②+③+④	寄与度*+0.9%
①全国H3需要	16,057.7	16,059.8	(▲2.1)	—	寄与度*±0.0%
②偶発的需給変動分	1,780.4	1,684.3	(+96.1)	EUE基準0.016 (2024年度) EUE基準0.044 (2023年度)	〔*：2023年度メインAX の目標調達量比〕 寄与度*+0.5%
a.必要予備率	945.4	1,041.9	(▲96.5)	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	
b.厳気象対応	674.4	481.8	(+192.6)	夏冬：H3需要×4.2%(2024) 夏冬：H3需要×3.0%(2023)	
c.稀頻度リスク	160.6	160.6	(±0.0)	通年：H3需要×1.0%(2024) 夏冬：H3需要×1.0%(2023)	
③追加設備量	456.6 ^{※1}	382.1 ^{※1}	(+74.5)	年間停止可能量1.9ヵ月 H3需要の2.8%(2024)	寄与度*+0.4%
④持続的需要変動分	321.2	321.2	(±0.0)	H3需要の2.0%(2024) H3需要の2.0%(2023)	寄与度*±0.0%

※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

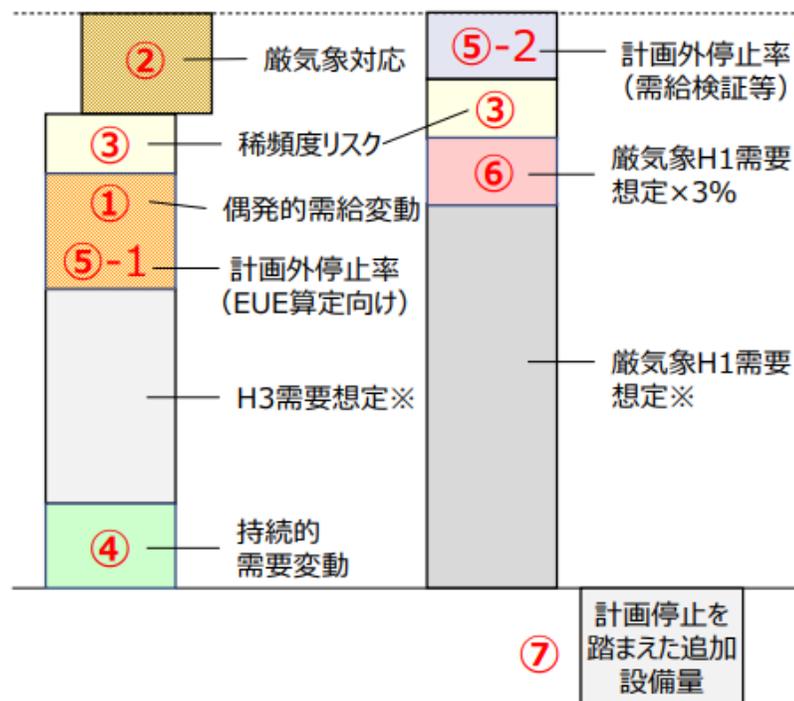
【参考】必要供給力の見直し（要素ごとの見直しの方向性）

第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料1（2024年1月24日）

論点2：供給信頼度評価の精度向上のため諸元を適宜見直すべき要素について

45

- 必要供給予備力を構成する各要素について、毎年・算定年度ごとに見直しが必要なものと、今後の状況変化などを踏まえて必要に応じて適宜見直すべきものに分類した。
- **必要供給予備力想定**の精度向上を図るため、**今後は①偶発的需給変動対応、②厳気象対応について、毎年・算定年度ごとに最新データを用いて算定していくこと**でどうか。
- なお、それ以外の項目についても、必要に応じて適宜見直していくこととする。



	現在の設定	見直しの方向性
① 偶発的需給変動	LOLP：0.3日/月に相当する予備力	毎年・算定年度ごとに見直し
② 厳気象対応	夏季・冬季：3% 春季・秋季：2%	毎年・算定年度ごとに見直し
③ 稀頻度リスク	年間通して1%	必要に応じて適宜見直し
④ 持続的需要変動	年間通して2%	必要に応じて適宜見直し
⑤ 計画外停止率	EUE算定向け：4.3% 需給検証等：2.6% ※代表で火力数値を記載	必要に応じて適宜見直し
⑥ 厳気象H1需要 想定×3%	H1需要想定×3%	必要に応じて適宜見直し
⑦ 追加設備量	1.9か月	必要に応じて適宜見直し

※ 需要想定については算定時点における最新のデータを都度使用する

【参考】必要供給力の見直し（厳気象対応分の扱い）

第95回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料1（2024年2月20日）

まとめ

30

- 第94回の本委員会（2024年1月24日）の整理に基づき、2023年度供給計画とりまとめ時の諸元を用いて、偶発的需給変動と厳気象対応の必要量および容量市場・供給計画における目標停電量について試算した。
- また厳気象対応の必要量については、以下の通り、算定方法を見直すことでどうか。
 - ＜論点①：夏季・冬季＞
 - ✓ 現状の厳気象対応の算定手法が複雑化しているため、シンプルに、夏季・冬季のそれぞれに厳気象H1需要に対応する必要供給力とH3需要に対応する必要供給力の差を求めたうえで、その両方を満たす量にすることでどうか。
 - ＜論点②：春季・秋季＞
 - ✓ 現状の厳気象H1需要想定方法に課題があると考えられるため、一般送配電事業者とも連携しながら需要想定方法の見直しを今後検討する
 - ✓ 暫定的な対応として、6月の厳気象対応は2022年6月の実績は反映せずに算定する
- なお、本結果は2023年度供給計画諸元を用いた試算結果であるため、今後の容量市場のオークションや供給計画に用いる具体的な値は都度確認を行うこととし、また、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。

【参考】必要供給力の見直し（制度検討作業部会での整理）

第89回 制度検討作業部会 資料6
(2024年2月28日)

供給信頼度評価の精度向上に関する整理と厳気象対応分の取扱い

- 2024年1月22日に開催された電力・ガス基本政策小委員会において、調達すべき供給力の変化の兆候を見逃さないように必要供給力の評価の算定諸元を随時見直す方向性が提示されたが、第94回及び第95回の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の整理は当該方向性に沿ったものとなっている。
- 必要供給力の算定諸元を見直した場合、2027年度実需給を対象とした容量市場における目標調達量は、同需給年度を対象とするメインオークション開催時点のものと比較し、上昇する試算結果となった。
- 一方、厳気象対応分の取扱いについては、特に春季・秋季について、夏季に近い断面である2022年6月下旬の異例な高需要の影響を取り除く暫定的な取扱いが整理された。
- 異例な実績値の取扱いは引き続き課題ではあるが、今回の整理は一定程度の目標調達量への反映がなされたことにより安定供給に寄与すると同時に、徒らな目標調達量の増加に繋がらない整理といえるのではないかと。
- 以上を踏まえ、今後の容量オークションの目標調達量は、今回の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における整理に沿って算定を行うこととしてはどうか。
- なお、今後の2025年度実需給向け追加オークション、2028年度実需給向けメインオークションにおける目標調達量の算定では2024年度供給計画のとりまとめを踏まえて目標調達量が算定される。

指標価格（Net CONE）の算定結果

- 2028年度実需給向けメインオークションにおける指標価格（Net CONE）は、最新の経済指標を用いて算定した結果、9,875円/kWとなった。

第56回 容量市場の在り方等に関する検討会
(2024年6月27日) 資料6

3. 経済指標等の更新による指標価格（NetCONE）の算定

10

■ 最新の経済指標を用いてGrossCONE※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、NetCONEの算定を行ったところ、**NetCONEは9,875円/kW、上限価格（NetCONEの1.5倍）は14,812.5円/kW※**であった。

※1 2024年度メインオークションで算定されたGrossCONEは14,961円/kW

※2 2023年度メインオークションで算定されたNetCONE（9,769円/kW）との比較では+106円/kW

項目		2024年度 メインオークション 実需給年度:2028年度	2023年度 メインオークション 実需給年度:2027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		13.62%	10.29%	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%、2023年：112.6%
なる 40 年 運 転 に の 必 要 と の 加 味	評価期間の 期待インフレ率	0.70%	0.52%	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		5,087円/kW	5,033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%(14,961円/kW×34%)

【参考】Net CONEにおける他市場収益の考え方

- 2027年度実需給向けメインオークションから、Net CONEにおける他市場収益はGross CONEに一定の他市場収益率を乗じて求めることとなった。

第47回 容量市場の在り方等に関する検討会
(2023年5月30日) 資料4

3. NetCONEにおける他市場収益の考え方

13

⑤まとめ

- 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と。
- 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。

需要曲線の策定結果と約定処理において加算する供給力

- 最新の供給計画や経済指標等に基づき策定された需要曲線、及び約定処理において加算する供給力は以下のとおり。

第56回 容量市場の在り方等に関する検討会
(2024年6月27日) 資料6

4. 2024年度メインオークションにおける需要曲線の原案

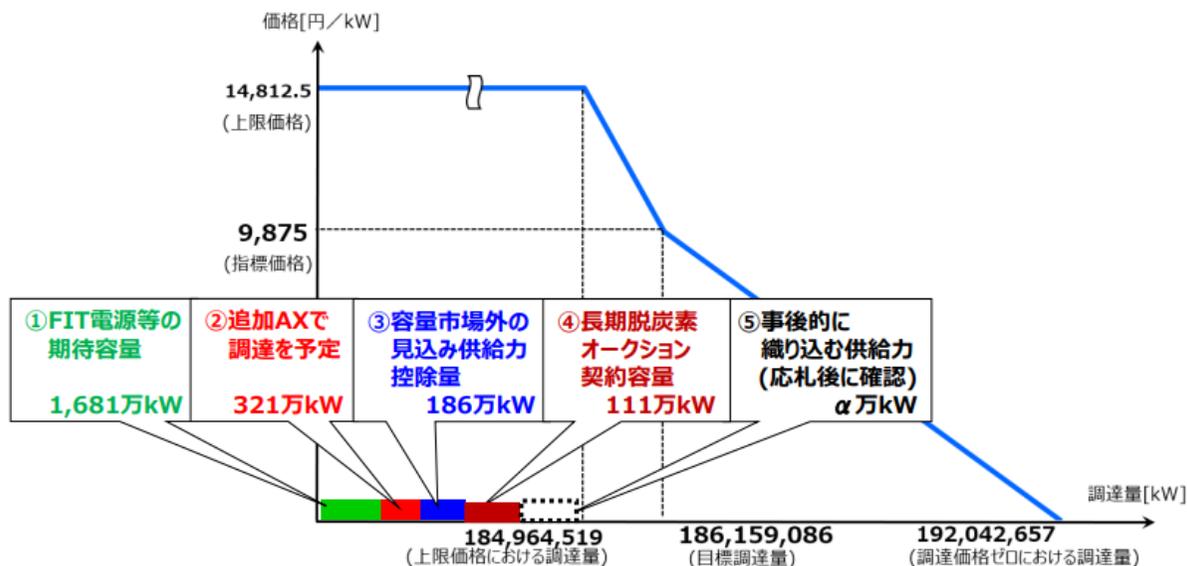
③需要曲線の原案（需要曲線と約定処理において加算する供給力）

21

- 2024年度メインオークション（対象実需給年度：2028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となる。

- 目標調達量 : 1億8,616万kW
- 約定処理において加算する供給力 : 2,299万kW (①～④) + α (⑤※)

※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) 2023年度メインオークション：652万kW、2022年度メインオークション：632万kW

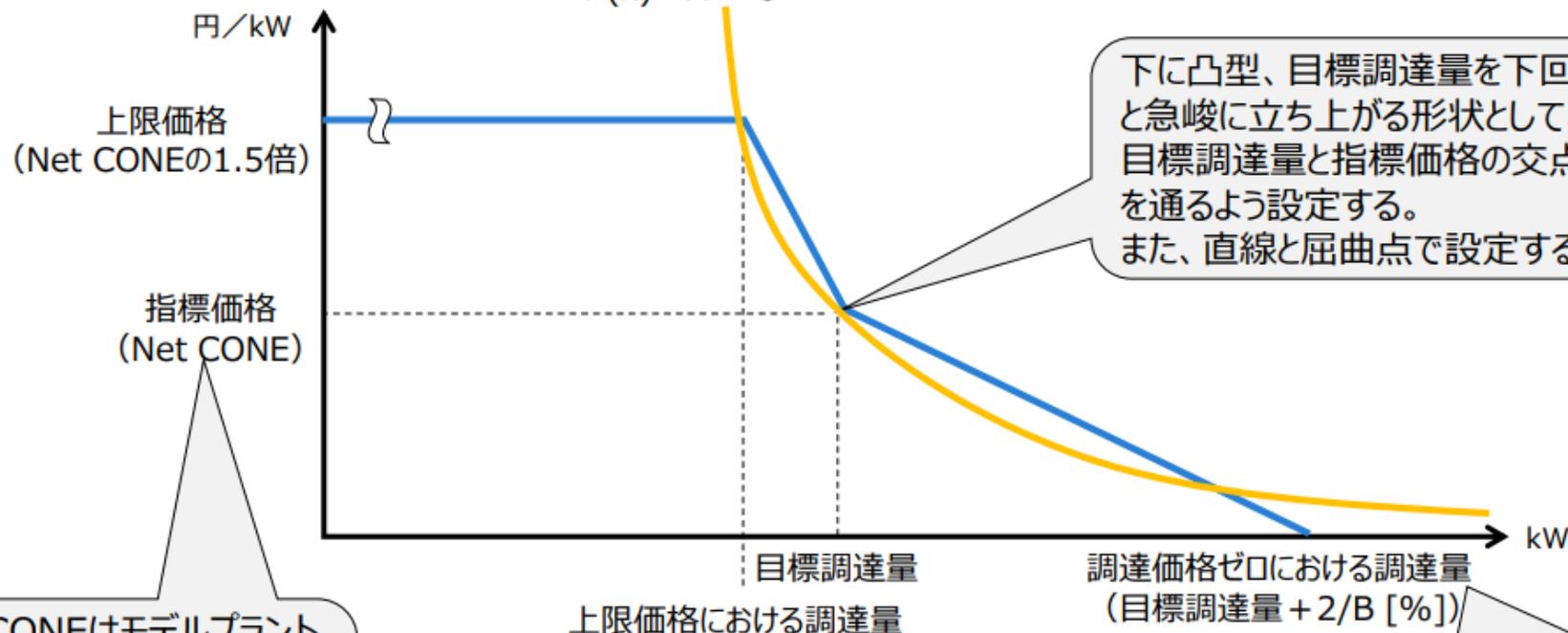


【参考】需要曲線の考え方について

第23回 容量市場の在り方等に関する検討会
(2020年1月31日) 資料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。

停電コストと調達コストのトレードオフ曲線
 $f(x) = A \times e^{-B \cdot x}$



下に凸型、目標調達量を下回ると急峻に立ち上がる形状として、目標調達量と指標価格の交点を通るように設定する。
また、直線と屈曲点で設定する。

Net CONEはモデルプラントをCCGTとし、コスト評価年数を40年として、40年運転に必要なコスト等を織り込み算定する。

トレードオフ曲線と上限価格の交点とする。

需要曲線がトレードオフ曲線を下回る部分と上回る部分の面積が等しくなるよう、直線近似して調達価格ゼロにおける調達量とする。

【参考】約定処理において加算する供給力

第56回 容量市場の在り方等に関する検討会
(2024年6月27日) 資料6

4. 2024年度メインオークションにおける需要曲線原案

14

② 需要曲線に織り込む供給力（約定処理における加算）

- **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**する方法で整理されている。
- 2024年度メインオークションの約定処理で加算する供給力について、下表のとおり確認を行った。

<約定処理において加算する供給力>

項目	2024年度 メインオークション 実需給年度:2028年度	2023年度 メインオークション 実需給年度:2027年度	備考
目標調達量	18,616万kW	18,447万kW	
約定処理で 加算する供給力	2,299万kW + α	2,053万kW + α	① + ② + ③ + ④ + ⑤
① FIT電源等の 期待容量	1,681万kW	1,612万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	321万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	186万kW	120万kW	一定の蓋然性のある供給力 : 120万kW BS電源のひっ迫時に活用できる供給力 : 66万kW
④ 長期脱炭素電源AX 契約容量	111万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2028年度に稼働予定の供給力
⑤ 事後的に 織り込む供給力	事後的に反映(α)	事後的に反映(α)	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

今後のスケジュール

- 本日の御議論を踏まえた結果を広域機関に報告する。その後、広域機関において需要曲線の公表が行われる。

	期間	概要
	2024年6月27日	第56回容量市場の在り方等に関する検討会において、需要曲線の原案について報告
本日	2024年7月23日	本作業部会において、需要曲線の原案について審議
	2024年7～8月（予定）	募集要綱の確定・公表、 需要曲線の公表
	2024年8月～10月（予定）	参加登録（事業者情報、電源等情報、期待容量）や応札準備
	2024年10月以降（予定）	応札期間
	2024年12月以降（予定）	約定結果の公表