

2025年度追加オークションの開催検討と 需要曲線の原案について (対象実需給年度:2026年度)

2025年4月23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. 2025年度追加オークション（対象実需給年度:2026年度）の需要曲線の原案について
3. 確保されている供給力について
4. 開催判断に係る情報について
5. まとめ

- 2025年度追加オークション（対象実需給年度:2026年度）については、募集要綱を1月に公表、参加登録を3月より開始し、準備を進めているところとなる。
- 今回は、追加オークションの開催判断に向けて、最新の需要想定等をもとにした需要曲線の原案や、確保されている供給力や需要曲線に織り込む供給力の最新情報を示す。

- 広域機関は、**需要曲線の原案を作成し、契約変更、需要想定、必要供給力等の各種状況変化を考慮した上で算定した供給力とともに、原案を国の関連審議会に提出し、実施要否の意見を求める**こととしている。
- その後、**国の関連審議会等からの意見を踏まえ、需要曲線等を決定し、追加オークションの開催について、公表**することとなる。

<広域機関 業務規程（抜粋）>

(追加オークションの実施判断)

- 第32条の2 1 本機関は、次年度の必要供給力にかかる追加オークションの実施の要否を判断するため、調達オークションで募集する供給力と価格の関係を示した曲線（以下「調達オークション需要曲線」という。）の原案を策定する。
- 2 本機関は、前項の規定により策定した調達オークション需要曲線の原案及び次の各号に掲げる事項を考慮した上で算定した、確保している供給力に基づき、調達オークション又はリースオークションの実施の要否を判断する。ただし、本機関は、当該判断に先立ち、メインオークションの容量提供事業者に対し、容量確保契約の変更、解除又は解約を申し出るかどうかを確認するものとする。
- 一 メインオークションの容量提供事業者による容量確保契約の変更、解除又は解約及び実需給年度の2年前に実施する実効性テストの結果に伴い減少したメインオークションの約定総容量
 - 二 メインオークションの実需給年度における一般送配電事業者たる会員の供給区域需要の想定を増減又は予備力及び調整力の適切な水準の変更等に基づき見直した必要供給力
 - 三 メインオークションの容量提供事業者が第32条の34第3項第1号に規定する容量停止計画の調整業務に基づく調整状況
 - 四 一定の蓋然性が認められる容量確保契約容量以外の供給力として、国の関連審議会等により整理された供給力
- 3 本機関は、前項の規定により、リースオークションの実施が必要と判断した場合、リースオークションで募集する供給力と価格との関係を示した曲線（以下「リースオークション供給曲線」という。）の原案を策定する。
- 4 本機関は、第1項及び前項の規定により策定した原案を国の関連審議会等に提出し、第2項の規定により判断した追加オークションの実施の要否について意見を求める。
- 5 本機関は、前項の国の関連審議会等からの意見を踏まえ、追加オークションの実施及び当該追加オークションに係る調達オークション需要曲線又はリースオークション供給曲線を決定する。
- 6 本機関は、前項の規定により決定した調達オークション需要曲線又はリースオークション供給曲線と併せて追加オークションを実施する旨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. 2025年度追加オークションの需要曲線の原案について

①直近の供給計画にもとづく需要想定

- 直近の2025年度供給計画にもとづく2026年度全国H3需要※は1億5,905万kWであった。
- 2022年度メインオークション時点と比較して、約2万kWの増加であった。

※離島除き

2025年度追加オークション時のH3需要 <2025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	503	1,361	5,521	2,311	490	2,668	1,020	472	1,589	15,935
H3需要※1 (離島除き)	502	1,357	5,518	2,311	490	2,668	1,018	472	1,569	15,905

※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

※3 四捨五入の関係で合計が合わないことがある

<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※3
H3需要※2	498	1,350	5,356	2,457	512	2,709	1,042	483	1,526	15,933
H3需要※2 (離島除き)	497	1,346	5,353	2,457	512	2,709	1,039	483	1,507	15,903

※2 北海道、東北エリアは1月断面、その他エリアは8月断面

※3 四捨五入の関係で合計が合わないことがある

これまでの議論内容のまとめ

25

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
(2023.1.24)

- 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でどうか。**
- **また、今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、下表も参考に改めて見直しを検討することとしたい。**

供給信頼度における 検討事項	これまで	見直し後	今回の見直しによる 必要供給力への影響	一定の割り切り※ (今後必要に応じて見直し)
① 稀頻度リスク	夏季冬季 平年H3需要に対して1%	年間通して 平年H3需要に対して1%	供給力増加方向	0.7～1.4%の低下率をもとに 1%と設定
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ヵ月 (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ヵ月相当であるが、 1.9ヵ月で据え置き
③ 発電機計画外停止率	火力2.5% (代表で火力数値を記載)	算定方法変更 EUE算定向け計画外停 止率と定義し 火力4.3%	変化なし (信頼度基準の見直し)	厳気象対応等に用いている計画 外停止率は当面従来の2.6%と 整理
④ 連系線の計画外等 停止の影響織り込み	健全な状態(年間運用 容量)にて算定	健全な状態(年間運用 容量)にて算定	変化なし	必要供給力への影響はそれほど大 きくないことから、連系線計画外停 止等の影響は見込まない

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

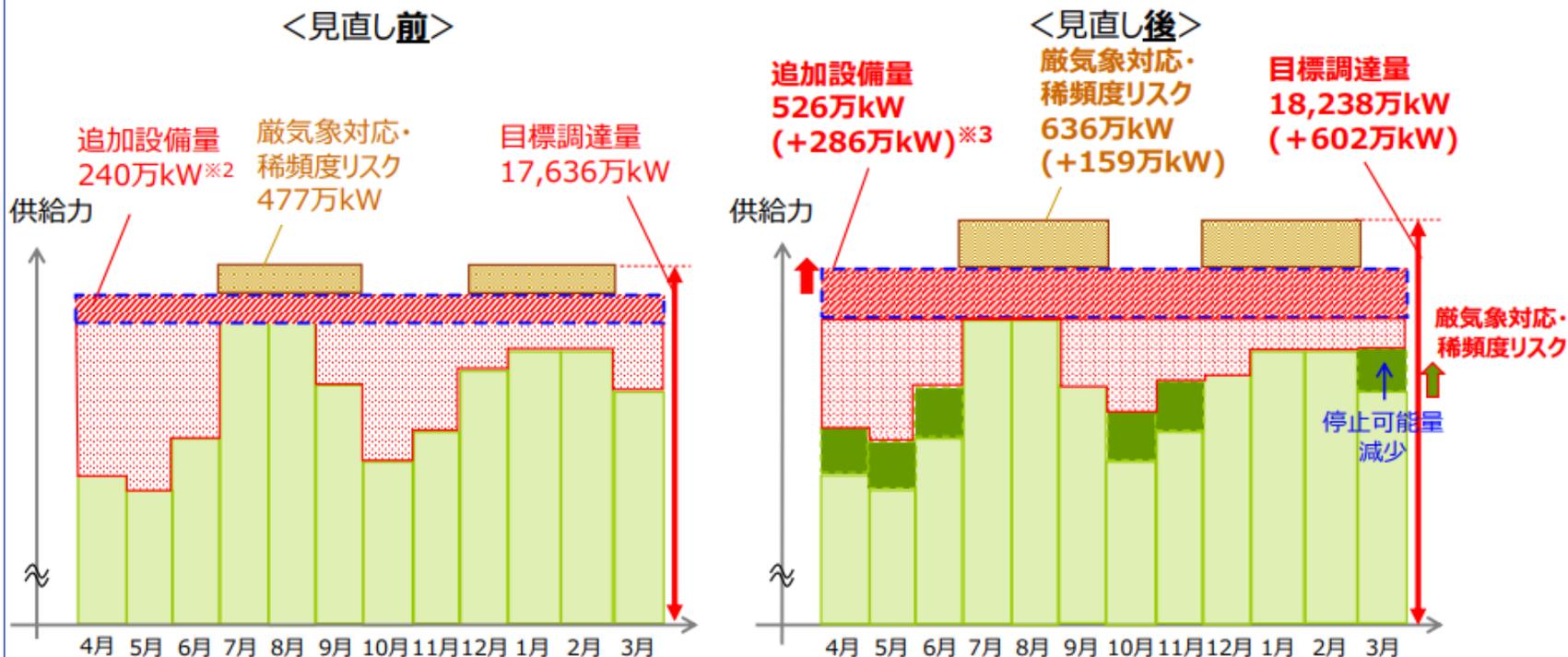
検討結果を踏まえた目標調達量の増加量試算について

27

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
(2023.1.24)

■ 持続的需要変動を2%、稀頻度リスクを年間通して1%、厳気象対応を春季・秋季2%、夏季・冬季3%と見直した場合、2026容量市場において**目標調達量が602万kW程度増加**する試算結果となる。

※1 春秋の厳気象対応・稀頻度リスクに、安定電源の補修調整で対応する場合の試算



※2 持続的需要変動を1%を必要量に加算したうえで、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合

※3 持続的需要変動を2%に見直したうえで、仮に、春季・秋季に、厳気象対応2%、稀頻度リスク1%を必要量として織り込み、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合の試算

* 2026容量市場向けの諸元を使用した比較

(参考) 第94回本委員会の方向性について

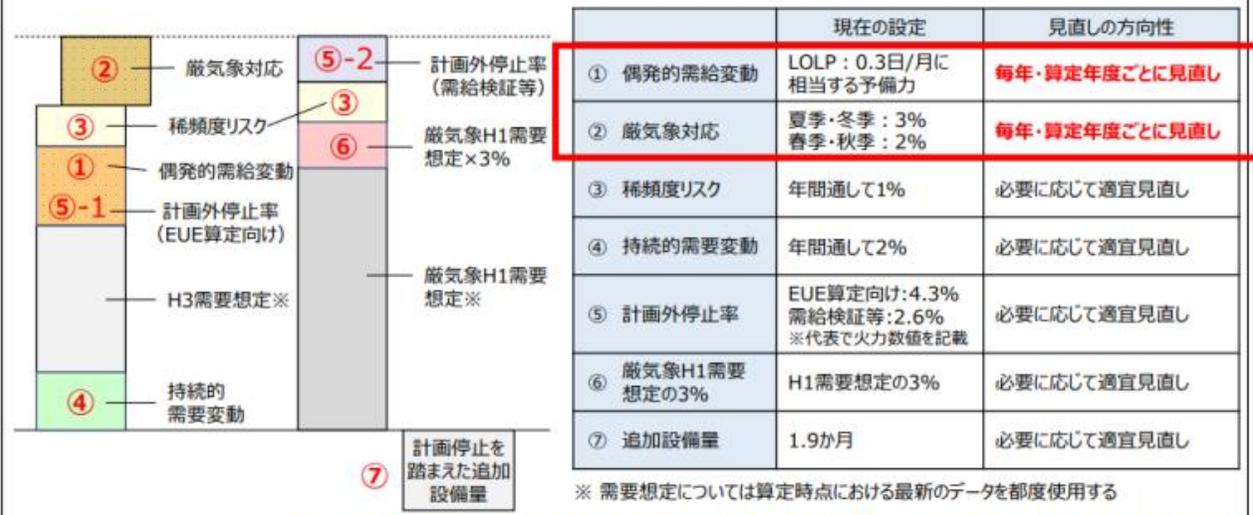
3

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より (2024.2.20)

- 必要供給予備力想定の精度向上を図るためには、毎年・算定年度ごとに見直しが必要な要素（偶発的需給変動・厳気象対応）を最新データを用いて見直したうえで目標停電量（EUE）を定めることについて整理した。

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とどうか。**
- 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。



試算結果について<2024年度～2028年度>

27

第95回調整力
及び需給バランス
評価等に関する
委員会資料より
(2024.2.20)

- 今回の提案を反映した容量市場・供給計画における目標停電量や目標調達量の試算した結果は下表の通り。
- 2027年度の目標調達量について、メインオークション目標調達量と比較すると216万kWの増加となった。
(当初試算結果からは231万kW増加量は減少)

※2027年度
における試算
(水準として
の参考)

<2023年度供給計画とりまとめ時の諸元を用いた容量市場目標調達量の試算結果※1>

想定年度	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 (1.9ヶ月)	目標調達量 [万kW]
			夏季・冬季	春季・秋季					
2024年度	16,167	6.6	3.5	3.1	1	0.028	2	3.0	18,738
2025年度	16,136	6.6	3.5	3.1		0.027			
2026年度	16,099	6.4	3.7	3.3		0.022			
2027年度	16,060	6.4	3.7	3.3		0.022			
2028年度	16,025	5.8	4.2	3.7		0.013			

※1 本結果は、2023年度供給計画とりまとめ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

2024年度は追加AXまで終了しているため、目標調達量については未算定

※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

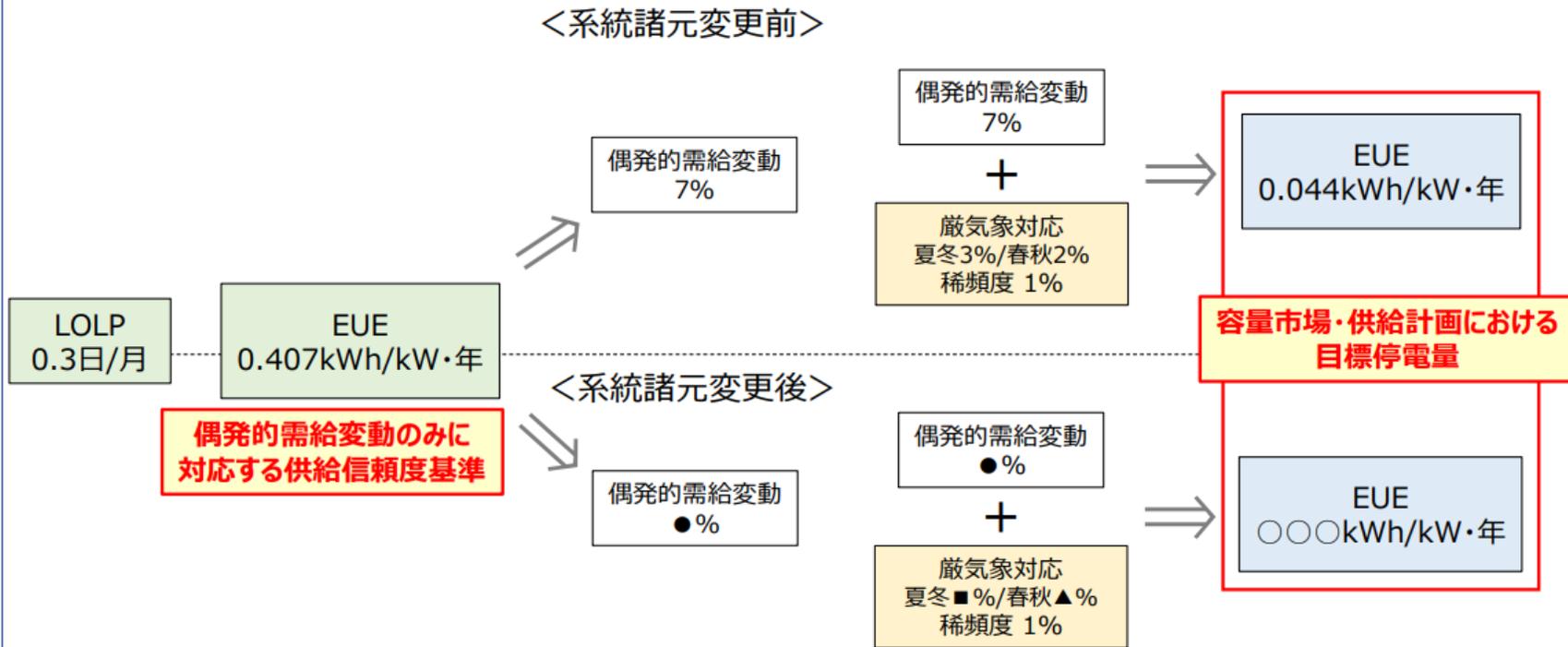
【再掲】 当初試算値 (2027年度)	16,060	6.4	4.3	4.7	1	0.013	2	4.0	18,894
【参考】 2023年度 メインオークション (対象2027年度)	16,060	6.5	3	2	1	0.044	2	2.4	18,447

論点3：供給信頼度基準の呼称について

48

第94回調整力
及び需給バランス
評価等に関する
委員会資料より
(2024.1.24)

- EUE : 0.407kWh/kW・年はEUE評価導入前の供給信頼度の水準に相当する停電量であり、基本的に更新されない数値である。これを踏まえ、**今後はLOLP : 0.3日/月に相当するEUE : 0.407kWh/kW・年を「偶発的需給変動のみに対応する供給信頼度基準」と定義してはどうか。**
- 一方、**EUE : 0.044kWh/kW・年については、毎年のEUE算定における系統諸元の見直しなどに伴って数値が更新される可能性がある**ため、容量市場の約定処理や供給計画における信頼度評価で用いることを考慮して、「**容量市場・供給計画における目標停電量 (EUE)**」と定義してはどうか。



2. 2025年度追加オークションの需要曲線の原案について

②目標調達量の算定について（1/2）

- 最新諸元を用いて算定した2025年度追加オークションにおける**目標停電量は0.015kWh/kW・年**となり、**目標調達量は1億8,679万kW**であった。
- 目標調達量は2022年度メインオークション(対象実需給年度：2026年度)時点の目標調達量と比較すると、**変化した容量は+849万kW**であった。

<2025年度追加オークションの目標調達量算定結果>

	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					
2025年度 追加オークション (対象2026年度)	15,905	6.3	4.5	3.9	1 ^{※1}	0.015	2 ^{※1}	3.6	18,679
【参考】 2022年度 メインオークション (対象2026年度)	15,903	6.6	2.0	0	1	0.048	1	1.5	17,830

※1 第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において整理されたEUE算定方法を反映

※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

2. 2025年度追加オークションの需要曲線の原案について

②目標調達量の算定について (2/2)

- 目標調達量は、2022年度メインAXと比較して、需要想定や厳気象対応、追加設備量等、各設定項目においてそれぞれ増加し、全体で4.8%の増加となっている。

(単位：万kW)

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)

2. 2025年度追加オークションの需要曲線の原案について

③NetCONEの算定について (1/2)

- NetCONEの算定方法について、第101回制度検討作業部会において、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、現時点では諸元の変更を行わないことが整理され、今回はその内容にもとづいて追加オークションの需要曲線の算定を行った。

Net CONEについて (2)

第101回制度検討作業部会資料より (2025/4/1)

- 発電コスト検証WGの試算においては、サンプルプラントの実績が用いられており、選定されたプラントによって一定のばらつきがある。また、Net CONEの試算結果は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。
- 一方、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けるNet CONEの算定では、算定時点の最新の経済指標を反映することとしている。
- 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、現時点では諸元の変更を行わないこととしてはどうか※1。

※1：算定時点の最新の経済指標を反映を行うこととし、発電コストの諸元の変更を行わないこととする。

■【参考】Net CONEの算定諸元

発電コストの諸元※2			経済指標 (毎年更新)						
項目	中項目/小項目	数値や計算法等	項目	中項目/小項目	数値や計算法等	算定項目	参考とする経済指標等	更新頻度	
Net CONE 算定方法	モデルプラント	CCGT	Net CONE 算定方法	評価期間の割引率	5%	インフレーション率	GDPデフレータ (暦年：1-12月) ("総固定資本形成"の値を使用)	1年	
	コスト評価年数	40年		税引前WACC	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	期待インフレーション率	コアCPI	1年	
	インフレーション	デフレータ (暦年) 算定ベースとする発電コスト検証WGはデフレータ (暦年) にて反映したため。		自己資本比率	経済産業省 企業活動基本調査 (資本金1億円以上企業を参照)				
	40年運転に必要なコストの加味	評価期間の期待インフレーション率		期待インフレーション率 = 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ーション率 ※ 前10年間の期待インフレーション率を用いる	自己資本コスト	6.7% 経済産業省、持続的成長への競争力とインセンティブ～企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト (伊藤レポート) 2014.8 p44, を参考とし求めた。			
		系統接続費		1.56千円/kW	他人資本コスト	貸出約定平均金利 (新規・長期) (暦年値の平均)			
		経年に伴う修繕費等の増分費用		3万円/kW 2018年11月の事務局のヒアリング結果から	実効税率	需給年度に適用予定の実効税率			
	エスカレーション	考慮しない	容量市場以外からの収益	3,000円/kW 容量市場導入当初は、諸外国の容量市場以外からの収益の割合の見込み量を参照することとして設定した。(※)					

第19回 容量市場の在り方等に関する検討会 (2019年4月)

※2：モデルプラントの資本費、運転維持費等の詳細パラメーターは、次頁参照

2. 2025年度追加オークションの需要曲線の原案について

③NetCONEの算定について (2/2)

■ 最新の経済指標等の諸元をもとに算定された2025年度追加オークションの**NetCONEは10,156円/kW**※であった。また、需要曲線における**上限価格 (NetCONEの1.5倍) は、15,234円/kW**であった。

※2025年度追加オークションで算定されたGrossCONEは15,388円/kW

※2022年度メインオークションで算定されたNetCONE (9,557円/kW) と比較すると+599円/kW

赤枠は今回更新箇所

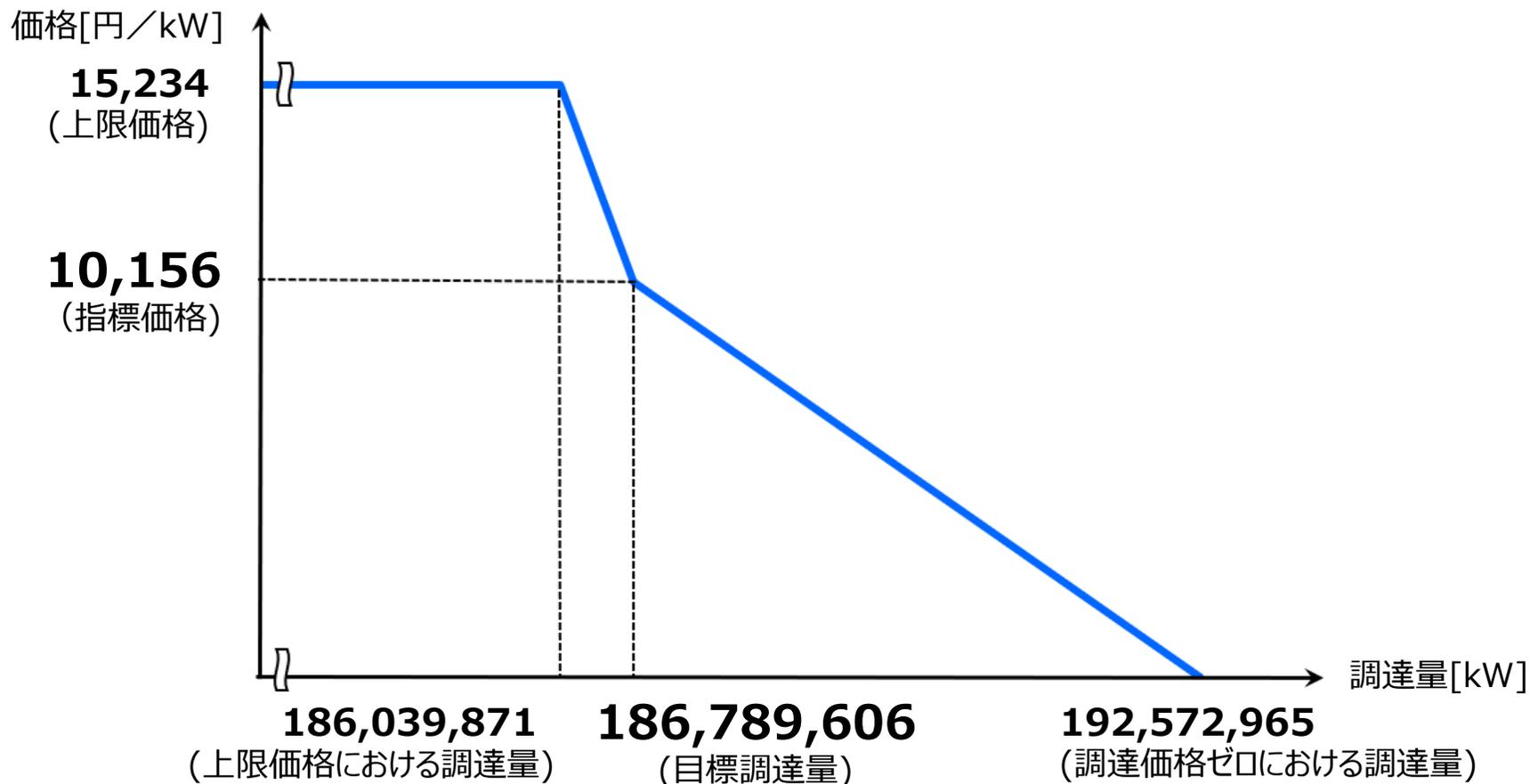
項目		2025年度 追加オークション 実需給年度:2026年度	2022年度 メインオークション 実需給年度:2026年度	諸元
モデルプラント		CCGT	CCGT	経済産業省 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証WG 長期エネルギー需給見通し小委員会に対するコスト等の検証に関する報告 「(参考資料2) 各電源の諸元一覧」の「LNG火力」
コスト評価年数		40年	40年	—
インフレーション率		17.56%	5.25%	内閣府 国民経済計算 (GDP統計) GDPデフレーター (暦年: 1-12月) 総固定資本形成 基準年 (2014年) : 99.1%、2024年 : 116.5%
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	0.70%	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		5,232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%(15,388円/kW × 34%)

2. 2025年度追加オークションの需要曲線の原案について

④最新の諸元等にもとづいた需要曲線の原案

■ 最新の供給計画や経済指標等にもとづいた**需要曲線の原案**は以下となった。

- Net CONEは10,156円/kW、目標調達量は1億8,679万kW
- 上限価格は15,234円/kW、上限価格における調達量は1億8,604万kW
調達価格ゼロにおける調達量は1億9,257万kW



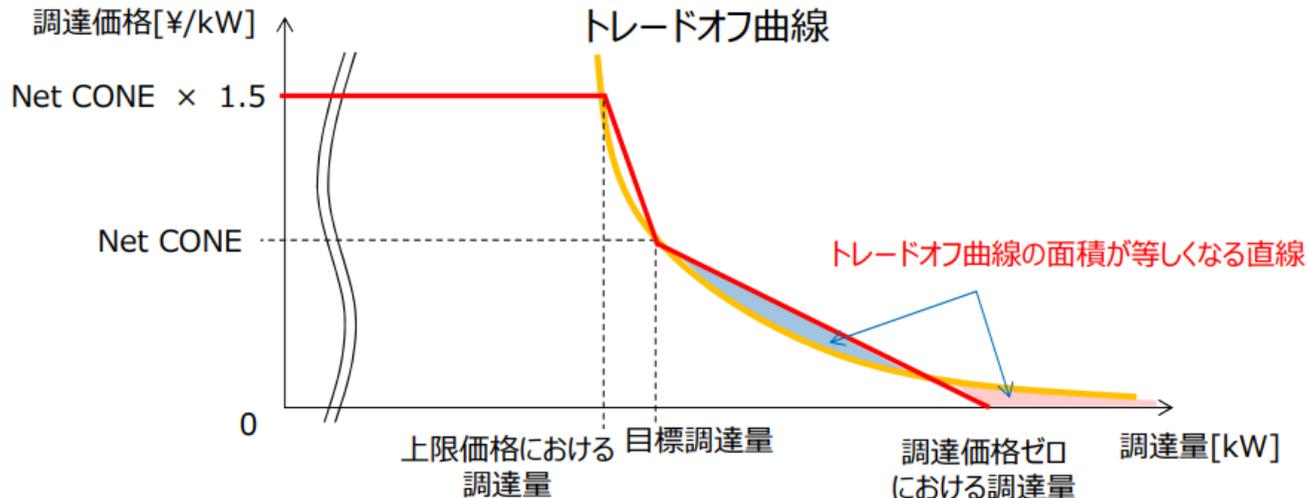
4. 追加オークションのこれまでの整理と詳細内容

これまでの整理の具体化

第40回容量市場の在り方等に関する検討会資料より(2022.9.30)

①追加オークションの需要曲線の設定 (需要曲線の形状)

- 追加オークションの需要曲線の形状は、メインオークションの考え方と同様に、**下に凸型として、目標調達量を下回ると急峻に立ち上がる形状**となる。
- 需要曲線の「**上限価格における調達量**」、「**調達価格ゼロにおける調達量**」については、指標価格(NetCONE)と目標調達量を通る、**トレードオフ曲線から算定**される。
- なお、**需要曲線は、全国の需要曲線が作成**される(各エリアの需要曲線はなし)。



3. 確保されている2026年度供給力について

■ 追加オークションの開催判断にあたり**確保されている供給力**については、①**メインオークションの契約容量**、②**市場退出（発動指令電源の実効性テスト内容を含む）の反映**、③**FIT電源等の期待容量**、④**容量市場外の見込み供給力**、⑤**石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力**をもとに算定を実施し、**1億8,163万kW**であった。（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）

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）

3. 確保されている2026年度供給力について

①メインオークション時の契約容量

- 2022年度メインオークション（対象実需給年度：2026年度）における**容量確保契約容量は、1億6,271万kW**（162,710,879kW）であった。

2. 2022年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2026年度）の約定結果 (1) 概要

9

2022年度容量市場メインオークション
約定結果より

- 2022年度 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2026年度）は、以下の結果となった。
 - 約定総容量※1 : 1億6,271万kW（162,710,879kW）
 - エリアプライス
北海道 : 8,749 円/kW
東北 : 5,833 円/kW
東京 : 5,834 円/kW
中部/北陸/関西/中国/四国 : 5,832 円/kW
九州 : 8,748 円/kW
 - 経過措置を踏まえた約定総額 : 8,504億円（850,396,238,334）
 - 特記事項
 - ✓ 約定処理の過程※2で北海道、東北、東京、九州、その他のブロック（エリア）となった。
 - ✓ エリアプライスの関係から、北海道エリア・九州エリアではマルチプライス方式※3が適用された。
 - ✓ 発動指令電源の調整係数反映前※4の応札容量は、メインオークションにおける応札上限容量※5を超過しなかった。
 - 落札電源一覧（応札事業者名、電源ID※6、落札容量[kW]）については別紙に示すとおり。

※1 FIT電源等の期待容量等（全国計で2,427万kW）を含む調達量は1億8,698 万kW

※2 約定処理においては、全国市場における全国の供給信頼度および各エリアの供給信頼度にもとづき約定処理上の市場分断を行う。約定処理上の市場分断については「＜参考＞約定処理上の市場分断について（p.16）」を参照。

※3 マルチプライス方式が適用されたため、隣接エリアのエリアプライスの1.5倍が当該のエリアプライスとなり、それを超過した応札価格の電源は応札価格が約定価格となった。マルチプライスについては「＜参考＞マルチプライス適用時の考え方（p.17）」を参照。

※4 発動指令電源の調整係数については「（5）発動指令電源の調整係数（p.14）」を参照。

※5 メインオークションにおける応札上限容量（＝想定導入量上限）は、全国H3需要の4%

※6 応札した電源等に対して、容量オークションごとに設定する。

3. 確保されている2026年度供給力について

②市場退出量の見込み

- **安定電源や変動電源の市場退出量は、約329万kW**（3月7日時点の市場退出表明書ベース）の見込みであった。
- このうち、メインオークション実施後に国の審議会でも部分退出することとして整理された、**ブラックスタート電源（以下、BS電源）の部分退出は、約131万kW**であった。
- また、**発動指令電源の区分における市場退出量は、約204万kW**（事業者報告ベース）であった。
- 実需給2026年度分の市場退出の見込みは、**合計で約533万kW**であった。
- なお、BS電源が部分退出した容量については、容量市場外の供給力として一部ひっ迫時において活用され、その容量は57万kW※となっている。

※2025年供給計画における確認をもとに集計

<市場退出の見込み容量（対象実需給年度：2026年度分）>

単位：万kW

区分	メインオークション時点の契約容量	市場退出見込み容量	市場退出を反映した契約容量	(参考)退出割合
安定電源 変動電源	15,687	▲329 (うち、BS電源分▲131)	15,358	2.1%
発動指令電源	584	▲204	380	35%
合計	16,271	▲533	15,738	3.3%

(四捨五入の関係で合計が合わないことがある)

- 2024～2026年度の容量市場のメインオークションで落札した後に、ブラックスタート機能（以下BS機能）公募に基づく既契約により、BS電源に対して必要kW・kWhを通知することとなった。
- 容量市場のリクワイアメントを達成することでBS機能を提供可能な状態を維持できない可能性があることから、国の審議会において、BS機能の提供にかかる供給力と容量市場の契約容量と重複する部分について、容量市場から部分退出することと整理された。
- なお、退出した容量についても、一部を容量市場外の供給力として扱うことされている。

第85回制度検討作業部会資料より

ブラックスタート機能公募への対応を検討する背景

- ブラックスタート機能（以下、BS機能）公募については、第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、調整力等委）（2023年5月29日）の中で、BS機能に必要なkW・kWh（以下「BS必要kW・kWh」）が明確化され、一般送配電事業者は落札事業者へBS必要kW・kWhを通知することとされた。
- また、第86回制度設計専門会合（2023年6月27日）において、実需給2024～2027年度向けのBS機能公募に基づく既契約により、一般送配電事業者がBS必要kW・kWhを事後的に決定し、通知することに伴って、BS機能電源が容量市場で契約済みのリクワイアメントを果たせず、ペナルティを科される可能性もあることについて指摘があった。
- このため、第87回制度設計専門会合（2023年7月28日）の中で、BS機能の確保と需給ひっ迫対応を含めた容量市場における供給力確保に関し、論点整理を行う必要があるとして議論された。
- なお、2028年度以降の引き渡し分については、BS機能公募においてBS必要kW・kWhを明確化すること、及び純揚水においてBS機能に必要なkWhを控除して容量市場における期待容量を算定することが第86回調整力等委において整理されている。また、2027年度についても、今年度開催予定の容量市場メインオークション募集要綱において、BS機能に必要なkWhを控除したうえで期待容量の算定を求めることが明記された。

BS契約と容量確保契約の対象容量の重複への対応

- 実需給2024～2026年度のBS機能公募の落札電源（純揚水等^{*1}）の中に、BS機能の必要容量を容量市場分と重複して契約しているケースが存在することが分かっている。これらの事業者に対しては、BS機能と容量市場の供給力としてのそれぞれの容量の重複を防ぐ必要がある。
- 容量市場において安定電源は、①小売電気事業者等との相対契約以外の余力を卸電力市場等に入札すること、②需給ひっ迫のおそれがある場合に一般送配電事業者からの供給指示に応じてゲートクローズ以降の余力を提供することが求められる。
- ①における余力については、低予備率の時間帯に提供しないことはペナルティの対象となることから、事業者は容量市場のペナルティを回避する動機から余力の入札を優先的に行う可能性があり、この結果、BS機能で必要とされる容量が不足し、BS機能を提供可能な状態を維持できない可能性がある。
- BS機能の必要容量は予め控除して運用されることがあるべき姿と整理されていることを踏まえ、供給力を適切に管理するために、契約済みの2024～2026年度分についてもBS機能に必要な容量は、容量市場において確保した供給力から控除されることが適切ではないか。
- したがって、実需給2024～2026年度におけるBS公募の落札電源（純揚水等）については、容量市場との重複を回避するため、容量市場からBS機能に必要なkWh相当分の容量を部分退出^{*2}することとしてはどうか。

*1：純揚水以外に、自流による貯水容量ではBS機能に必要なkWhを確保できない揚水発電所を含む。

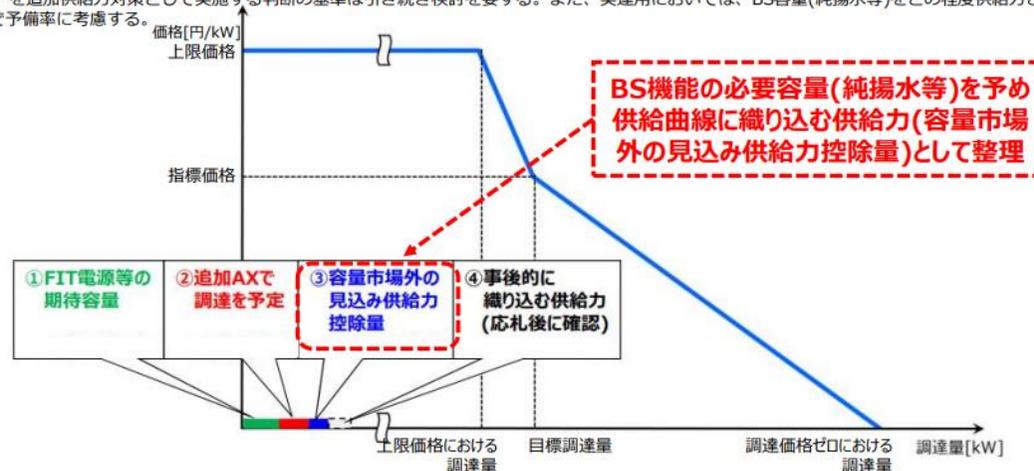
*2：部分退出の量は容量市場における応札単位ごとに算定される。応札単位の中には、BS機能公募の落札電源（純揚水等）の他に、同じ上池を活用しているBS機能を持たない電源が存在する場合がある。

- 退出した容量についても、容量市場外の供給力として扱うことされている。

BS機能の必要容量(純揚水等)の供給力としての解釈

- BS機能の必要容量(純揚水等)は、容量市場において確保する供給力ではないと考えられる一方、（例えば予備率が3%を下回るなどの）需給ひっ迫を事前に予見できる場合には**活用可能な供給力**である。そのため、**需給検証や供給計画^(*1)において供給力として考慮することが合理的**ではないか。
- また、2024年度以降、BS機能に必要なkW・kWhはBS公募を通じて明確化されることから、**BS容量(純揚水等)は容量市場外の供給力として扱う^(*2)**こととしてはどうか。
- なお、需給ひっ迫を予見した場合、ブラックアウトのリスクも勘案のうえ、一般送配電事業者、電力広域的運営推進機関、資源エネルギー庁の三者が協議のうえ、BS機能の必要容量(純揚水等)を需給ひっ迫解消のために活用する^(*3)こととする。

*1：予備率が3%を下回るような需給ひっ迫時に活用される供給力は、供給計画において厳気象対応分、稀頻度リスク対応分を含んだEUE評価により考慮される。
*2：メインオークションについては2028年度実需給向け以降、追加オークションについては2025年度実需給向け以降に、約定処理において加算する供給力として考慮する。
*3：BS容量（純揚水等）を追加供給力対策として実施する判断の基準は引き続き検討を要する。また、実運用においては、BS容量(純揚水等)をどの程度供給力として扱うかを本協議で決定したうえで予備率に考慮する。



第85回制度検討
作業部会資料より
(2023.10.13)

(参考) 発動指令電源の、実効性テスト前のタイミングにおける電源等リスト未提出の状況 21

	電源等リストの未提出 による退出容量	電源等リストの 未提出契約数
対象実需給年度:2024年度 (2022年2月の未提出分)	11.6万kW (2.8%) <契約容量計: 415万kW>	22契約 <契約数計:128>
対象実需給年度:2025年度 (2023年2月の未提出分)	27.2万kW (5.7%) <契約容量計: 475万kW>	34契約 <契約数計:165>
対象実需給年度:2026年度 (2024年2月の未提出分)	42.2万kW (7.2%) <契約容量計: 584万kW>	63契約 <契約数計:253>
対象実需給年度:2027年度 (2025年2月の未提出分)	22.2万kW (3.7%) <契約容量計: 600.4万kW>	43契約 <契約数計:291>

(2027年度は速報値)

(電源等リストの未提出の状況は、契約容量で算定している)

3. 確保されている2026年度供給力について

③FIT電源等の期待容量

- **FIT電源等の期待容量**の最新の想定は、**1,581万kW**であった。
- 2022年度メインオークション時点と比較すると**+104万kW**であった。

<参考> FIT電源等の期待容量等について

15

2022年度容量市場メインオークション
約定結果より

- FIT電源の期待容量および追加オークションで調達を予定している供給力については、需要曲線作成要領において公表している。
- 石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源については、FIT制度の適用を想定して応札しなかった電源、および応札した結果で非落札となった電源について、応札後にFIT電源等の期待容量に織り込んだ。

		期待容量 / 供給力
FIT電源の期待容量	太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス	1,477万kW
	石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力 (応札後に織り込む)	632万kW
追加オークションで調達を 予定している供給力	—	318万kW

第32回 容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

(応札後に織り込む供給力について)

- 石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源については、当該発電設備を供給計画に計上していること（供給計画に関連した石炭混焼バイオ発電設備の事業者報告で確認がなされたもの）を前提に、以下の場合、原則として当該設備のFITおよび非FITの供給力をFIT電源等の期待容量に織り込む。
 - FIT制度の適用を想定して応札しなかった場合
 - 応札した結果、非落札となった場合

3. 確保されている2026年度供給力について

④容量市場外の見込み供給力

- **容量市場外で一定の蓋然性がある供給力**については、第79回制度検討作業部会において控除量を**120万kW**として整理されている。

容量市場外の供給力と控除量について

- 2023年3月29日に開催された第60回電力ガス・基本政策小委員会において、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を必要供給力の全量とするのではなく、一定量を差し引いて調達する考え方が示された。
- 2023年4月26日に開催された第78回制度検討作業部会において、供給計画と容量市場で確保された供給力の差分の分析について議論され、「発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動する」個別要因の存在が示唆された。
- この個別要因には、FIT電源期待容量の想定差や火力・水力の容量市場不参加分等、原子力増加分、休廃止増加分が存在する。このうち火力・水力の容量市場不参加分等の一部については、例えば工場の生産プロセスに影響を受ける自家発電余剰のように発電量の変動が大きく、その特性から容量市場に参加することが難しいと判断してきた可能性が相対的に高い。そのため、容量市場での調達量から差し引く控除量として扱うこととしてはどうか。
- 火力・水力の容量市場不参加分は2024年度：約200万kW、2025年度：約170万kWと推定され、約120万kWについては2024年度、2025年度共に不参加となっている。**容量市場に参加しない電源は各年度で発生する可能性もあるが、控除量を保守的に見積もる観点から、両年度に共通して出現した供給力である120万kWを容量市場調達分からの控除量としてはどうか。**

第79回制度検討
作業部会資料より
(2023.5.25)

3. 確保されている2025年度供給力について

⑤石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力

- 2025年度追加オークションの需要曲線の原案の作成において最新の諸元により集計を行い、**石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力は667万kW**であった。

追加オークション(実需給2024年度) 開催判断 (全国)

第78回制度検討
作業部会資料より
(2023.4.26)

- バイオマス混焼石炭火力については、FIT制度からの支払いを受けるか、FIT制度から支払いを受けずに容量市場に応札するかを選択できるため、供給曲線への組み込みは、約定処理段階で実施することとなっている。
- 開催判断にあたって、当該電源分を考慮しないことも考えられるが、来年度に実需給が迫っている段階において、FITの適用を辞めて容量市場に入札することは実際には想定しにくい。そのため、当該バイオマス混焼石炭火力分については、他のFIT分と同様に、予め供給曲線に組み込んだ上で全国分の開催を判断することとしてはどうか。
- また、バイオマス混焼石炭火力分を組み込んだ場合の2024年度分の供給力は仮に過去のメインオークションから推定すると約18,500万kWとなり、「需給状況を踏まえて開催を判断」する領域の中で、比較的右側の領域に存在することとなる。
- しかし、2024年度実需給向け追加オークションの開催判断にあたっては、2023年1月24日の調整力等委において整理された必要供給力の見直しを反映しないこととしており、仮に反映した場合の目標調達量は最大で約18,600万kWに至る。
- 以上を踏まえ、バイオマス混焼石炭火力という実需給断面で稼働の見込みが高い供給力により目標調達量を確保していること、必要供給力見直しの議論などを総合的に勘案し、2024年度分は調達、リリース共に追加オークションを実施しないこととしてはどうか。

石炭混焼設備の扱いについて

- 調達価格等算定委員会における検証では、石炭混焼設備はバイオマス専焼設備を基にした価格区分の想定値よりも低い費用で事業が実施できており、既に自立可能な水準に達していることが確認された。
- その結果、石炭混焼設備については、
 - バイオマス燃料区分によって段階的にFIT制度の新規認定対象から外れ、
 - 既に認定を受けている設備については、容量市場に参加する場合はFIT制度の対象から外れることとされた。
- 従って、容量市場側から見た石炭混焼設備の取扱いについても、FIT制度の対象とされる期間内に認定を受けた設備は、容量市場とFIT制度どちらの適用を受けるか事業者が選択することとしてはどうか。なお、2019年度以降（一般廃棄物等との混焼については2021年度以降）の新規設備については、FIT制度という選択肢がないため、容量市場に応札することができる。

第30回制度検討
作業部会資料より
(2019.3.19)

FIT認定タイミング

バイオマス燃料区分	2018年度以前	2019年度	2020年度	2021年度以降
一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物と石炭の混焼	既認定案件はFIT制度の適用を受け続けるか、容量市場に参加するかどちらかを選択	FIT制度の対象外となるため、容量市場に参加可能		
一般廃棄物その他バイオマスと石炭の混焼		FIT制度の対象とされる期間内に認定を受ける設備はFIT制度の適用を受け続けるか、容量市場に参加するかどちらかを選択	FIT制度の対象外となるため、容量市場に参加可能	

2. メインオークション募集要綱 (案)・約款 (案) の主なポイントについて

主な変更内容「オークションでの調達量」(5/6)

<補足>

供給力の管理・確保

9

第31回容量市場の在り方等に関する検討会資料より (2021.4.27)

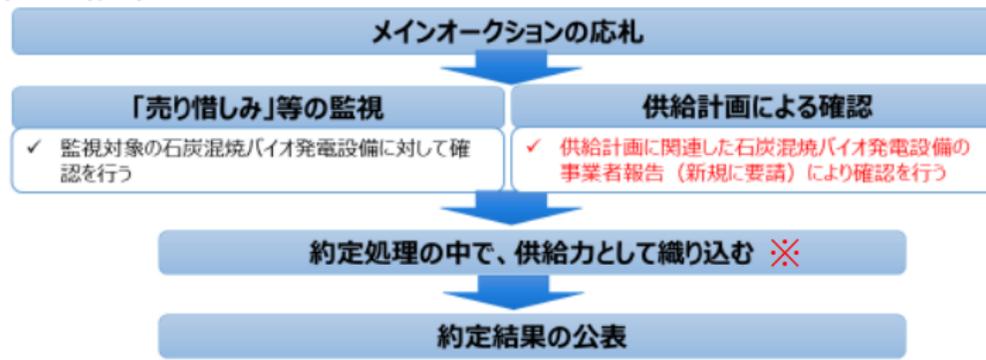
3. 前回のご意見、および応札していない電源の対応方法

(1) <A-1> FIT認定を予定している電源

第29回容量市場の在り方等に関する検討会資料より

- 石炭混焼バイオマス発電設備のうち、監視対象の電源については、応札後・結果公表前に、監視等委による監視が実施されるため、応札後に確認して織り込むことが可能と考えられる。
- **上記に加え**、FIT制度の適用を想定して応札しなかった石炭混焼バイオマス発電設備は、供給計画で対象※を確認することにより、供給力として織り込むことが可能と考えられる。ただし、現行の供給計画では電源別の内訳が確認できないため、**供給計画提出において新たな確認を事業者を求める**ことが必要となる。(※計画未定や、設備容量が小さい等により、供給計画において確認ができない設備は対象外とする)
- ついては、応札しなかった石炭混焼バイオマス発電設備を把握する仕組みとして、**監視対象の電源と、供給計画で確認された電源から対象を特定し、供給力として織り込む**こととしてはどうか。

<フローのイメージ>

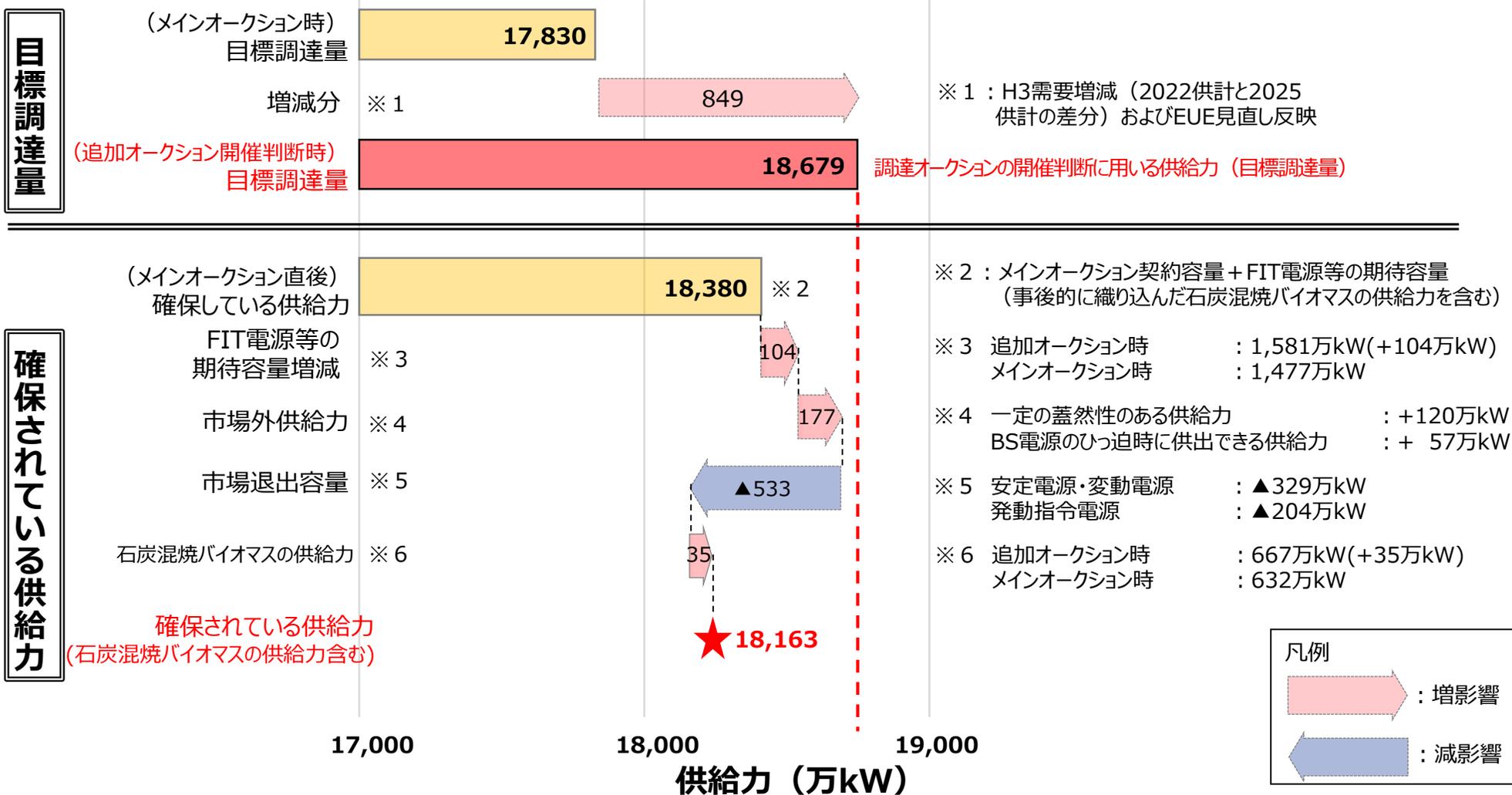


※検討会での議論により、FIT制度適用を想定して応札しなかった場合に加えて、「非落札」となった場合も、FIT適用を継続するものと考え供給力として織り込むと整理した。

4. 2025年度追加オークションの開催判断に係る情報について

①メインオークション時からの増減の確認

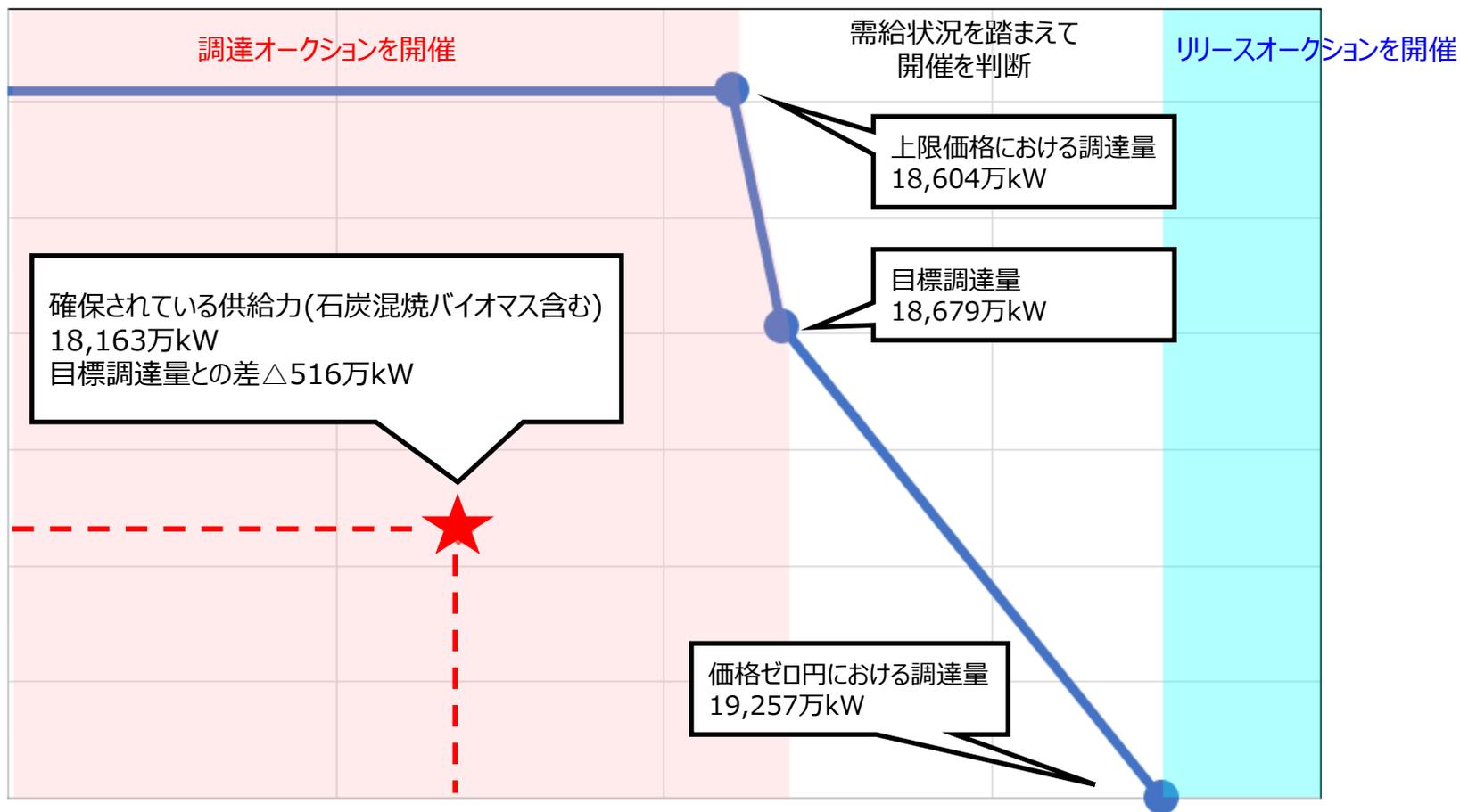
■ 全国オークションの開催判断の諸元として、目標調達量および確保されている供給力について、メインオークション時からの増減の確認を行ったところ、確保されている供給力（1億8,163万kW）は、目標調達量（1億8,679万kW）と比べて、516万kW程度少ない位置にあった。



4. 2025年度追加オークションの開催判断に係る情報について

② 需要曲線と確保されている供給力の関係

- 追加オークションの需要曲線の原案にもとづいて、確保されている供給力の関係を確認した。
- 確保されている供給力は、需要曲線の内側で、目標調達量より△516万kWの位置となる。



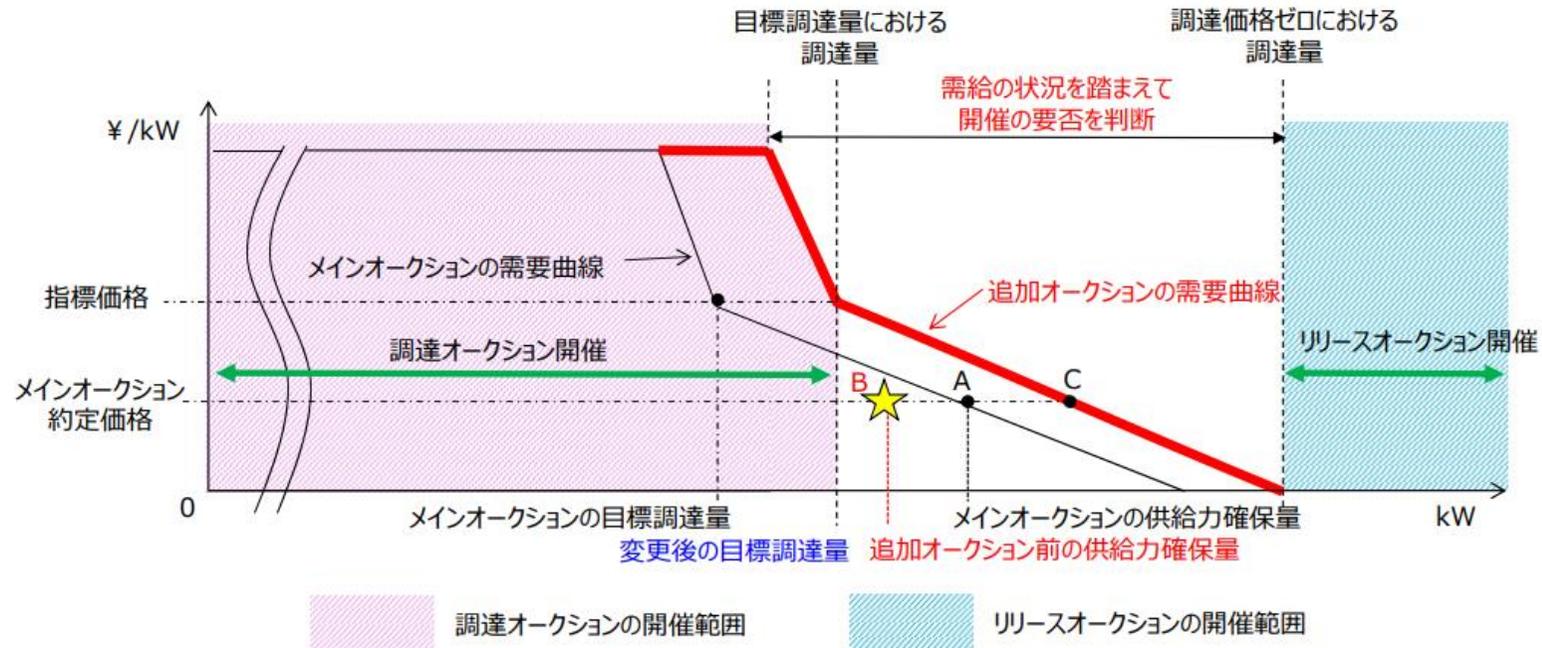
4. 追加オークションのこれまでの整理と詳細内容

②追加オークションの開催判断 (全国の開催判断)

これまでの整理の具体

第40回容量市場の在り方等に関する検討会資料より (2022.9.30)

- 追加オークション (全国) の開催判断については、国の審議会および本検討会において次のとおり整理されている。
 - 追加オークション前の供給力確保量が目標調達量未滿の場合に調達オークションを開催
 - 調達価格ゼロにおける調達量を超える場合にリリースオークションを開催
 - 目標調達量を超える場合は、需給の状況を踏まえて、調達オークションの開催の可否を判断

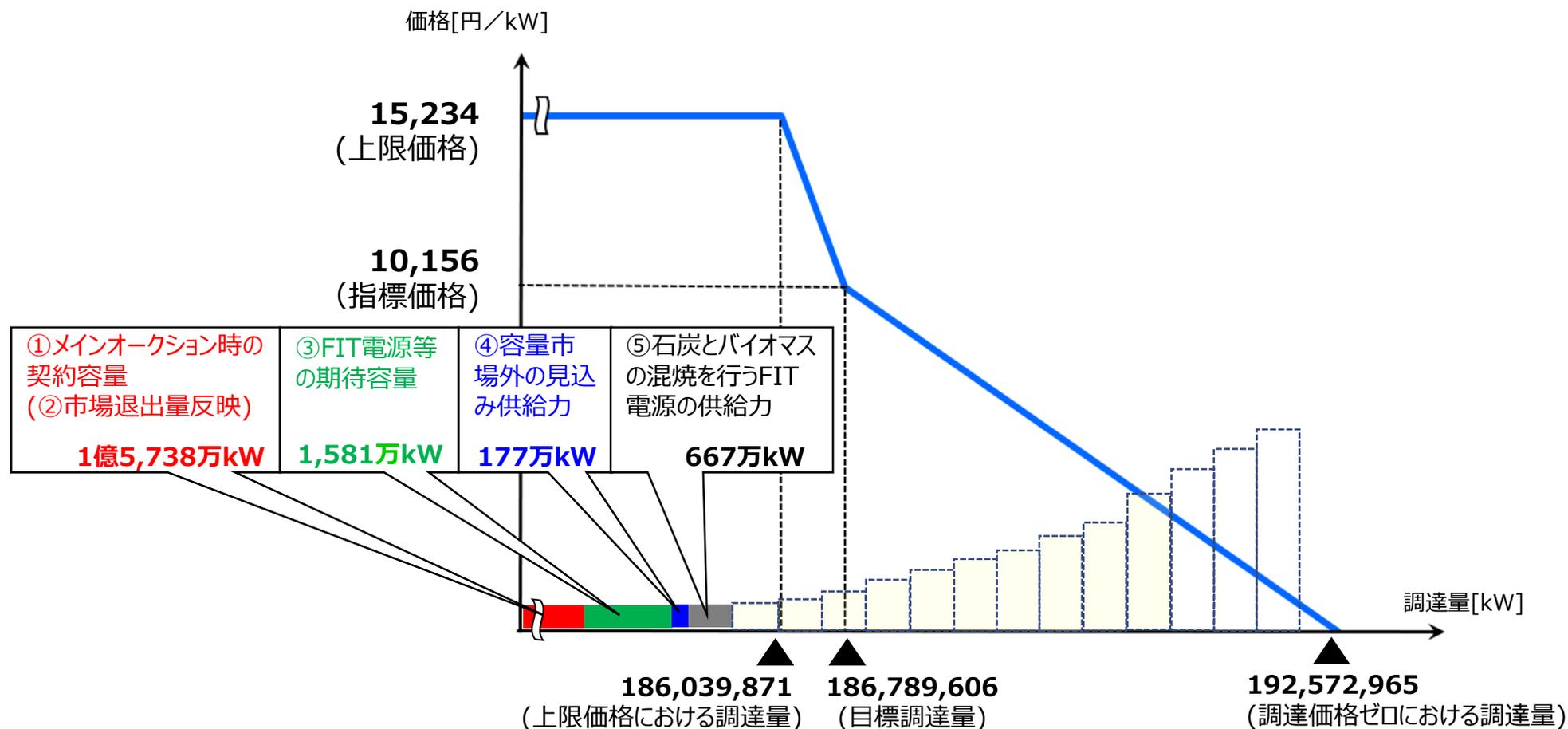


4. 2025年度追加オークションの開催判断に係る情報について

③調達オークションにおける需要曲線および供給力

■ 調達オークションにおける需要曲線の原案と確保されている供給力の関係は下図のとおり。

- 目標調達量 : 1億8,679万kW
- 確保されている供給力 : 1億8,163万kW (① + ② + ③ + ④ + ⑤)



- 第107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、供給計画とりまとめの報告が行われ、短期断面（第1・2年度目）、長期断面の年間EUE評価が示された。

3. (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

11

- 年間EUEで評価した結果、短期断面（第1・2年度目）では、電源の休廃止や補修停止等により**2025年度の東京エリア・九州エリア、2026年度の東京エリアにおいて、目標停電量を超過**している。
- 長期断面でも、電源の休廃止等により、**北海道エリア（2027）、東北エリア（2028～2034年度）、東京エリア（2027～2034年度）、九州エリア（2027～2034年度）で目標停電量を超過**している。

第107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
(2025.3.19)

<年間EUEの算定結果>

(kWh/kW・年)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	0.007	0.003	0.035	0.006	0.008	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.001	0.004	0.003	0.049	0.060	0.034	0.021	0.018	0.021	0.020
東京	0.028	0.104	0.113	0.050	0.061	0.034	0.022	0.021	0.024	0.023
中部	0.017	0.002	0.003	0.007	0.007	0.002	0.003	0.002	0.002	0.001
北陸	0.000	0.000	0.002	0.005	0.006	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001
関西	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001
中国	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001
四国	0.000	0.000	0.002	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001
九州	0.021	0.005	0.140	0.449	0.440	0.868	0.986	0.884	0.904	0.777
9エリア計	0.015	0.038	0.056	0.069	0.073	0.102	0.107	0.096	0.099	0.086
沖縄	0.346	0.121	1.983	1.509	1.583	1.672	1.735	1.827	1.660	1.756

<容量市場・供給計画における目標停電量>

9エリア	0.018	0.015	0.017	0.010	0.010	0.009	0.010	0.009	0.009	0.009
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

※ 2025年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する

- 最新の需要想定やNetCONEを反映し、**2025年度追加オークションの需要曲線の原案を策定**した。
- 確保されている供給力（1億8,163万kW）は、**目標調達量（1億8,679万kW）と比べて、516万kW程度少ない位置**にあることを確認した。
- また、各エリア・各月において、目標停電量等との比較を確認した。
- このあと、今回確認した内容をもとに、今後想定される需給状況等も踏まえて、**国の審議会において追加オークションの開催判断**が審議されることとなる。（全国でオークションを開催する場合は、需要曲線の原案についても審議される）
- 国の審議会の審議の後、追加オークションが開催される場合は、広域機関で需要曲線を公表する。

	期間	概要
本日⇒	2025年4月23日	第63回容量市場検討会で追加オークションの開催要否検討結果および調達オークションの需要曲線原案の報告
	本検討会の後速やかに	国の審議会（制度検討作業部会）において追加オークションの開催判断、需要曲線の原案の審議（予定）
	国の審議会の後速やかに	広域機関において、調達オークションの需要曲線の公表（予定） 需要曲線の作成要領の公表（予定）

