

# 容量市場について

2022年4月25日 資源エネルギー庁

### 本日の議論

- 前回の本作業部会では、追加オークション(2%分)の扱い、発動指令電源に関連する論点、 市場競争が限定的となっているおそれがある場合の扱いについてご議論いただいた。
- その後、3月16日に福島沖を震源とする地震が発生、また、18日、22日に電力需給がひっ迫するエリア・時間帯があった。容量市場の議論においてもこのような事象が影響を及ぼしうるものであり、本日は、今般の電力需給に関してご議論いただいた上で、次回オークションに向けた項目についてご議論いただきたい。
- 次回オークションに向けては、以下の項目について、前回までの議論も踏まえて、具体的な見直しの方向性について事務局において更に詳細な整理を行ったので、大きな方向性を決めていくべく議論を進めていただきたい。
- 1. 供給力の管理・確保
  - ▶ 追加オークションの開催判断
  - > 発動指令電源の募集量等
  - ▶ 経過措置の扱い
- 2. その他
  - > NetCONEについて
  - > 市場支配的事業者について

# (参考) 第2回オークション検証の方向性について

- 容量市場は、発電事業者の投資回収の予見性を高め、将来に必要となる供給力を確実に確保し安定供給 を実現することを目的として創設された。
- 第1回オークションでは約定価格が入札上限となったことから、小売事業者の影響緩和、供給力の増加、目標調達量の見直しによる市場競争の適正化といった声を踏まえて、制度全体の見直しが行われた。
- また、2050年カーボンニュートラル社会の実現との整合性確保といった新たな課題にも対応。制度見直しにおいては、容量市場本来の目的である安定供給を損なうことがないようにしつつ、非効率石炭フェードアウトの誘導措置を容量市場に組み込んだ。
- 制度見直しを踏まえ実施された第2回のオークションでは、第1回と比べ、約定総量は大きく変わらなかったものの、約定価格は第1回と比べ低下し、市場が分断しエリアプライスに差が付くなど、第1回とは大きく異なる結果となった。
- そのため、次回のオークションに向けて、今回の制度見直しが入札行動や入札結果に与えた影響について分析するとともに、再生可能エネルギーの導入、今後の電力需要の動向、卸電力取引市場の市況等、電力事業を巡る環境が変化する中においても、発電事業者による投資回収の予見性の向上を通じた安定供給の確保、小売事業者の費用負担、脱炭素社会への対応のバランスといった容量市場に期待される機能・役割が果たされるかについて検証する必要がある。
- 以下、考えられる視点(案)
  - ➢ 容量市場本来の目的である将来の必要な供給力の確保、電源の新陳代謝などに繋がっているか。
  - ▶ 安定供給実現のため、容量市場が需給調整市場や追加供給力公募といった他の制度との相互補完の 関係にあるか。
  - ▶ 発電事業者、小売事業者双方の予見性が確保されるか。
  - ➤ 電源の脱炭素化に資するか。

# (参考)容量市場メインオークション(実需給年度:2025年度)の約定結果

2021年12月 第60回制度検討作業部会

- 2021年10月1日~10月14日において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。
  - 2021年度容量市場メインオークションの約定結果は以下のとおり
    - 約定総容量は、1億6,534万kW
    - エリアプライスは、以下のとおり

✓ 北海道エリア : 5,242円/kW

✓ 北海道・九州エリア以外 : 3,495円/kW

✓ 九州エリア : 5,242円/kW

- 経過措置考慮後の総平均単価は、3,109円/kW
- 経過措置等を踏まえた約定総額は、5,140億円
- 本作業部会においては、約定結果をご報告するとともに、来年度以降のオークションに向けた検討の方向性についてご議論いただきたい。

# ●今般の電力需給について

- ●次回メインオークションに向けた検討
  - 1. 供給力の管理・確保
    - ≽ 追加オークションの開催判断
    - > 発動指令電源の募集量等
    - > 経過措置の扱い
  - 2. その他
    - Net CONEについて
    - > 監視の対象について

### 容量市場の見直しと今般の電力需給のひっ迫等を受けた方策の必要性等について

- 地震等による発電所の停止や真冬並みの寒さによる需要の大幅な増大などにより、3月22日は東京電力及び東北電力管内の電力需給がひつ迫した。
- ・ 容量市場は、電力の安定供給に必要な中長期的な供給力不足に対処するために、将来確実に 稼働できる発電所を予め確保するための制度。その導入は2024年度であるところ、足下の需給 状況は極めて厳しいことから、昨年度より高需要期の供給力の不足に対して供給力公募を実施 している。しかしながら、今回の需給ひつ迫は、高需要期後の3月に発生したため、1月、2月を対 象とした追加供給力対策を活用することができず、節電要請に至ることとなった。
- こうした供給力公募については、容量市場が導入される2024年度までの間、供給力不足への対策として講じられることになるが、実効性ある対策となるよう、現在、電力・ガス基本政策小委員会において検証が行われている。
- また、ロシア・ウクライナ情勢が緊迫化する中、ロシア産以外の燃料が世界中で取り合いになるなど、 一層予断を許さない状況であり、エネルギーセキュリティーや安定供給に対する懸念は、かつてない ほどの高まりをみせている。
- こうした中、容量市場に対して、「容量市場が導入されれば、今回のような需給ひっ迫が防げるのか」を始めとして、安定供給の確保の観点から制度に対して多くの声が寄せられている。
- 容量市場については、初回メインオークションの結果を踏まえた見直しを行い、昨年10月に第2回 メインオークションを実施。昨年12月より、次回メインオークションに向けた検討を行っている。
- 今回の需給ひつ迫等の状況を踏まえつつ、容量市場で手当てをしていくことやそれ以外の措置で 手当てしていくこと等、今般の電力需給のひつ迫等を受けた方策の必要性等の課題を整理する必要があるのではないか。

### 容量市場と他制度との関係

- 足下の供給力不足に対しては、休止電源に対して供給力公募を実施している。また、現在国会において審議中である電気事業法の改正法案で措置される事前届出制により、電源の休廃止をきめ細かく把握し、必要な供給力を確保策を講じることとしている。
- 一方で、再生可能エネルギーの導入などに伴う卸電力市場の価格低下により、電源の維持管理費の回収が困難になっていることから、容量市場が導入された。
- また、カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に資する新設電源については、長期的な回収見込みが不確実なことから投資が停滞していることから、新たな仕組み(電源投資のための新たな制度措置)を議論中。

#### 安定供給確保に向けた構造的対策の基本的な考え方

● 経済合理的な事業者判断の一環として、今後も電源の休廃止の加速化が想定される中で、電力の安定供給を確保するための構造的な対策として、事業者への適切なインセンティブが必要となる。

#### 1. 短期(電源の退出防止)

- 足下では、安定供給に必要な予備率を下回るエリア・時期が発生する見通し。再エネの導入量拡大を 背景に、とりわけ冬季において、再エネ供給力の予測誤差が需給バランスに与える影響が増大。
- 再エネの出力変動に対応する調整電源、供給力不足が見込まれる場合のセーフティネットの重要性が 高まっている。
  - ⇒ **送配電事業者等が必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組み**の構築
  - ⇒ 国において、休廃止予定の電源を確実に把握し、安定供給に与える影響を評価

#### (2) 中期:容量市場の導入(2024年~)

- 卸電力市場価格の低下や稼働率の低下により、電源の維持管理費の回収が困難に
  - ⇒ 容量市場の導入

#### (3) 長期:電源の新規投資の促進

- 長期的な回収見込みが不確実なため、建設期間が長く投資額が大きい電源投資が停滞
  - ⇒ 新規電源投資について長期間固定収入を確保する仕組みの導入

7

### 今般の電力需給のひつ迫等で明らかになった課題

### (需要)

- 今回の需給ひっ迫時は、3月としては異例の高水準であったが、こうした事象は需要想定にどのように織り込まれているのか。
- インセンティブ型のDRにより需要抑制を進めるべきではないか。 (供給)

# 今回の需給ひつ迫は、高需要期後の3月に発生したが、こうした高需要期以外の供給力や、今般の地震といった自然災害を起因とするような大規模な電源脱落リスクについて、容量市場ではどのように評価しているのか。

- 脱炭素化への対応と経営効率化を同時に進めなければならない状況下において、現行の容量市場の価格水準で供給力の維持が可能となっているのか。
- ロシア・ウクライナ情勢が緊迫化しており、燃料調達に係るリスクが高まっているが、燃料制約に至ると供給力も減少する。こうした供給力減少リスクに関しても、供給力確保に係る手当てとしてどのように織り込んでいくべきか。
- 需給ひつ迫や電源の過度な退出を防ぐ観点から、容量提供事業者に対して課せられるリクワイアメント及びペナルティは妥当なものとなっているか。
- 需給ひつ迫に対応するには、石油火力を含め休止電源を維持・活用することが効果的ではないか。 (事業者間の役割)
- 小売事業者は供給力確保義務を履行するために、容量拠出金を負担することとなっているが、燃料調達に係るリスクを含め発電事業者による供給力の確実な供出の観点から、事業者間の役割分担について見直す点があるか。

### (参考) 論点① 需要想定の在り方

- 昨秋の需給検証において、東京電力管内の3月の想定最大需要については、10年に一度の厳しい寒さを想定して4,646万kWとしていたが、3月22日の想定最大需要(前日21日時点)は、東日本大震災以降最大となる4,840万kWとなった。
  - ※需給ひつ迫警報の発令等により大幅な節電が行われた結果、当日の最大需要実績は4,534万kW
- 今冬を振り返ると、昨秋の需給検証において想定した最大需要を全国5エリアで上回った。昨冬は、全国7エリアで想定最大需要を上回っており、2年続けて全国の半数以上のエリアで需給検証時の想定最大需要を上回っている。
- こうした状況について、どのように考えるか。2年連続して想定を上回る最大需要を多くの エリアで記録していることを踏まえると、地震の影響や悪天候と厳しい寒さといった一時的 な要因のみならず、構造的な要因も影響していると考えられないか。
- 例えば、ここ2年余り、コロナの影響により国民生活の在り方が変化し、厳しい暑さや寒さの中でも部屋の換気を徹底したり、テレワークにより働く場所が多様化したりしていることの影響をどのように考えるか。また、家庭用太陽光が増加を続ける中で、太陽光発電の自家消費分が家庭の需要動向に与える影響について、どのように考えるか。
- その他、電力の需要動向に与える構造的な要因として、どのようなことが考えられるか。

### 【参考】想定最大需要電力を超える電力需要の増大

- 過去2年、10年に1度の厳しい天候(極寒・極暑)を想定した最大電力需要を上回るケースが増加。特に、冬季においては、2020年度は全国7エリア、2021年度は4エリアで想定最大需要を上回った。全体としては、2.5%程度の増加傾向(冬季)。
- 3月22日の東京エリアでは、低気温となる時間が2008年以降で最も長く継続した結果(3℃以下が16時間継続)、主に暖房の出力が高まり、従来の気温との相関性以上に、電力需要が増大した可能性。

(単位:万kw)

<冬季の最大需要電力の推移>

く最大需要電力と気温の相関性>

					(+\m'\)\\\\)	
エリア	2018	2019	2020	2021	年間平均 変化率※	(単位:万 5,400
北海道	<mark>542</mark>	516	541	501	-1.9%	3,400
東北	1,367	1,380	1,480	1,483	3.1%	4 000
東京	4,918	5,042	5,094	<mark>5,374</mark>	2.8%	4,900
中部	2,345	2,266	<mark>2,409</mark>	<mark>2,448</mark>	1.9%	
北陸	503	512	534	<mark>541</mark>	2.6%	4,400
関西	2,432	2,414	<mark>2,595</mark>	2,540	2.0%	
中国	999	1,027	<mark>1,124</mark>	1,045	2.2%	3,900
四国	448	439	507	470	2.9%	
九州	1,336	1,393	<mark>1,606</mark>	1,466	4.2%	3,400
沖縄	<mark>115</mark>	100	<mark>119</mark>	100	-2.4%	5, .55
				全体平均	2.5%	

<sup>400 3/22 4,840</sup>万kW(3.6℃、3℃以下16h継続)
2017/3/27 4,535万kW(5.4℃)
3/23 4,256万kW(5.97℃)
3/24 4,019万kW(9.36℃)
400 3/18 4,317万kW(5.4℃)
2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 (単位:℃)

出典:東京電力PGのデータに一部(2009年データ)を追記

<sup>※1</sup>回帰直線から年間変化数を求め、5年間の最大需要電力の平均値で割ったもの。

<sup>※2</sup> 朱書きが想定最大需要を上回ったもの。

### 【参考】社会構造変化に伴う電力需要への影響について

第47回電力・ガス基本政策小委員会 (2022年4月12日)資料3-4

- コロナに伴う緊急事態宣言解除(2021年10月1日)の後、社会構造変化として、テレワーク者が増加する一方、一定の者がオフィスに戻り、家庭用の電力需要が増加し、商業用及び産業用の需要が戻り、全体として電力需要が増加している可能性。
- FIT終了後の投資回収が済んだ安価な電力について、**蓄電池等を活用しながら自家消費に活** 用するサービスが将来的にも拡大する中、従来より晴雨時の電力需要の差が拡大する可能性。
- ▼グリゲーター等の事業多様化、電化やデータセンターなど新たな需要変化を考慮していく必要。

#### <コロナ禍前後における全国の電力需要実績の比較>

(単位:MWh)

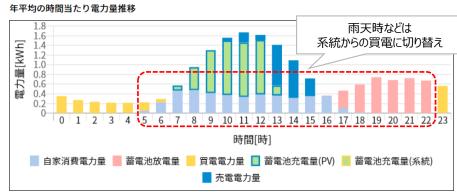
特別高圧	9月	10月	11月	12月
2019年	20,112,375	19,669,816	18,468,391	18,394,826
2021年	19,195,490	19,048,065	18,312,140	18,448,421
2019年比	-4.6%	-3.2%	-0.8%	+0.3%

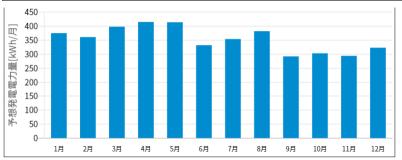
高圧	9月	10月	11月	12月
2019年	28,183,016	25,314,930	23,310,694	24,385,445
2021年	26,027,422	24,056,562	23,087,947	24,520,775
2019年比	-7.6%	-5.0%	-1.0%	+0.6%

低圧	9月	10月	11月	12月
2019年	25,619,889	21,640,241	21,754,675	25,621,318
2021年	24,767,642	20,921,339	21,958,996	26,410,911
2019年比	-3.3%	-3.3%	+0.9%	+3.1%

出典:電力調査統計より作成

く太陽光・蓄電システムによる住宅の電力需給シミュレーション>





出典:太陽光発電・蓄電システムシミュレーション簡易版 KYOCERA HPより 設定条件:太陽光パネル4kW、蓄電池容量5kWh、売電より自家消費を優先

### 【参考】東電エナジーパートナー(EP)による供給力確保・需要抑制対策について

第47回電力・ガス基本政策小委員会 (2022年4月12日)資料3-4

- 3月22日(火)の需給ひつ迫に際し、東電EPでは以下のような取組を行った。
- □ 素材系メーカーを中心に需要抑制(DR)の活用
- □ **自家発の増出力**等の協力のお願い・説明の対応
- □ 契約電力 500kW以上の需要家を対象に節電を呼びかけ
- □ LINE登録者(約250万アカウント)に2回にわたって節電の呼びかけを連絡。

対策	対象件数	調整規模	備考
DR	約400件	最大時:約49万~50万kW 節電見込み:325万kWh ※推定値	鉄鋼・化学(電解)・産業ガスなどの 素材系メーカー中心
自家発増出力	<b>54件</b> (約80件に依頼)	容量(最大ポテンシャル) : 24万kW 節電見込み : 108万kWh ※推定値	自動車や食品・飲料、製造業が中心
節電要請	約5,400件 (約7,000社に要請し、節電協力を 表明した社)	節電見込み:600万kWh ※需要家ヒアリング値	契約電力500kW以上の需要家

第47回電力・ガス基本政策小委員会 (2022年4月12日)資料3-4

- 需給調整契約は電力自由化前において供給力の確保を目的として設けられた料金メニューであるのに対し、DR契約は小売電気事業者又はアグリゲーターが需要家に対して何らかのインセンティブと引き換えにひつ迫時等の需要制御を行うことを約する契約を指す。
- DR契約は**調整力公募において電源 I ダッシュとして活用されることが多い**が、小売事業者の市場価格高騰対策や需給ひっ迫時の対応に用いられることもある。

	需給調整契約	ディマンド・リスポンス (DR)
概要	電力自由化前において、供給力確保の一環として設けられた料金メニュー	小売電気事業者又はアグリゲーターとの契約により、需要家に対して 需要制御を行うことを条件に、電気料金設定やインセンティブを付加 するもの
分類	①計画調整契約(ひっ迫が予想される時間帯での使用制限) ②随時調整契約(電源脱落や系統事故等発生に伴う需給 ひっ迫時に、旧一般電気事業者からの指示等に基づき電気の 使用を一部又は全部抑制)	①電気料金型(時間帯別の料金設定等) ②インセンティブ型(要請に応じた需要家に対価が支払われる) (※)特にインセンティブ型の下げDRを「ネガワット取引」と呼ぶ
契約の主体	旧一般電気事業者 (※) と需要家が締結 (※) 電力自由化後は、送配電or小売部門に承継	小売電気事業者又はアグリゲーターと需要家が締結
根拠	選択約款(届出制) ※但し電力自由化後は自由料金	私人間の自由な契約
需要家が 受け取る対価	①実施割引 ②電気料金の割引+実施割引	契約により様々(実施割引やポイント付与など)

#### 【電源 [ ダッシュ]

- ・調整力公募で確保される電源Ⅰに追加的に確保される供給力
- ・10年に一度程度の厳気象(猛暑/厳寒)時の最大電力需要(H1)に対して不足するおそれがある供給力を、原則一般送配電事業者が調整力公募を通じて確保する
- ・一般送配電事業者の指示に基づいて発動。発動時間は3時間以内、最大発動回数は年12回
- 需要抑制での参加が可能なため、ネガワット取引の応札が多い

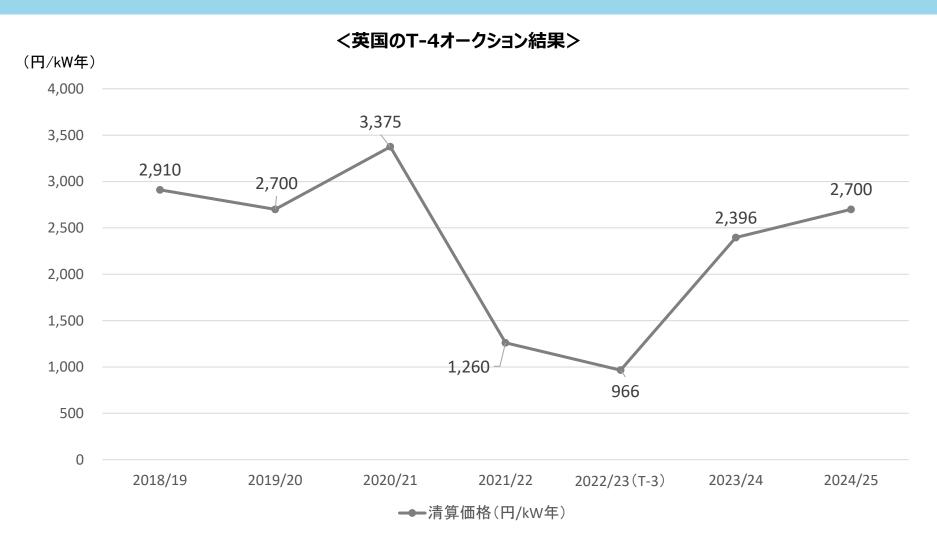
### (参考) 約定価格の変動

- 第1回オークションと比較して、第2回オークションは約定価格が低下しており、前回の本作業部会において、長期的には、価格の変動性が高い場合、投資の予見性が低下するといったご意見もあった。
- 一方で、約定価格が低下しても、卸電力取引市場や需給調整市場などの他市場収益が十分に見込まれれば、発電事業者にとって事業性が確保されることになる。容量市場では、固定費から他市場収益を差し引いた価格での応札が求められるが、今回のオークションについて、監視結果によれば、事業者の多くは外部機関が提供する市場予想を踏まえ、第1回オークションよりも他市場収益を高く見積った応札価格としていた。
- なお、先行して容量市場が導入され、オークション回数を重ねている米国(PJM)やイギリスにおいても、約定価格は毎年大きく変動している。
- 容量市場の約定価格の変動は小売事業者の負担にも影響を与えるところ、発電事業者及び小売電気事業者、双方の予見性確保の観点から、約定価格の変動についてどのように考えるか。

● PJMの容量オークション結果は以下のように推移しており、最低価格(631円/kW年\*)と最高価格(6,680円/kW年\*)で10倍ほどの乖離があり、約定価格は年度ごとに大きく変動している。 ※1\$=105円として換算。



● 英国の容量オークション結果は以下のように推移しており、最低価格(966円/kW年※)と最高価格(3,375円/kW年※)で3.5倍ほどの乖離があり、約定価格は年度ごとに大きく変動している。※1£=150円として換算。

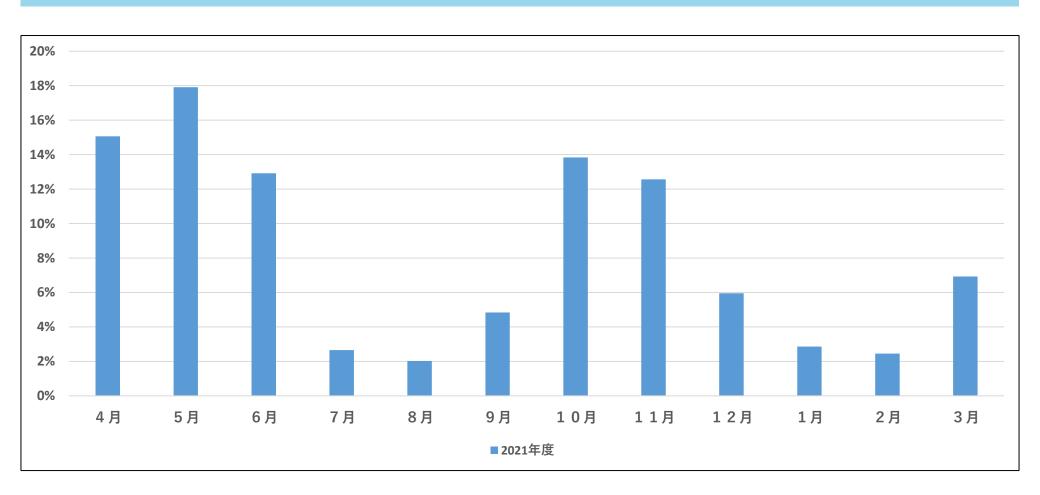


# (参考) 論点② 需要最大期以外への備え

- 従来、夏冬の電力需給対策においては、需要が最大となる7・8月や1・2月に合わせて 供給力を最大限確保するべく、発電所や地域間連系線の補修点検をできる限り春や秋 に行うよう調整が行われてきた。
- 特に、昨年来、火力の休廃止等により供給力の不足が顕著となる中で、今冬に向けては、1年近く前から電力広域機関を中心に精力的に補修点検の調整が行われてきたところである。
- また、例年、3月は冬の需要最大期を過ぎることから、厳寒の需要最大時に一般送配電事業者の要請に応じて需要を抑制する電源 I ダッシュは、契約期間を12~2月としてきた。同様の趣旨から、今冬初めて実施したkW公募においても、公募電源の稼働期間を2月末までとしている。
- こうした中で、今冬、3月下旬に需給ひっ迫が生じ、大規模な節電要請に至ったことについて、どのように考えるか。
- 仮に、需要が最大となる7・8月や1・2月以外にも従来以上に十分な供給力を確保しようとする場合、どのような対応が考えられるか。その場合、これまでに比べて追加的なコストが生じることについて、どのように考えるか。

### 【参考】全国の月別の補修量分布

- 2021年度の供給計画によると、同年度の補修量は合計約1億5,000万kW。
- 電力需要の増大する夏季(7・8月)及び冬季(1・2月)の補修量が最も少なく、
   さの緩む3月は、1・2月の約2倍となる約1,000万kWの補修が予定されていた。



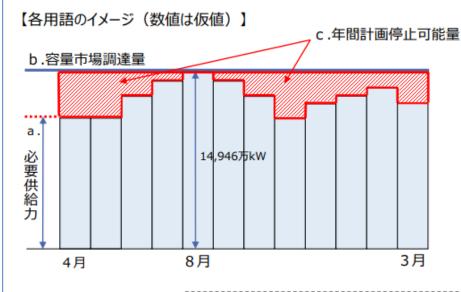
### (参考) 容量市場における計画停止の扱い

(参考) 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方 ~本資料における用語の説明~

第43回(2021年4月27日) 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

用語	説明	具体的な算定方法イメージ
a .必要供給力	各月の供給信頼度維持のために必要な供給力	各月H3需要の108%
b.容量市場調達量	容量市場における調達量(発動指令電源除く)	年間H3需要の113%(発動指令電源3%除く)
c .年間計画停止可能量	計画停止が可能となる高需要期と高需要期以外の必要供給力の差	調達量から各月の必要供給力を差し引いた値の年間合計※
d.年間計画停止量	毎年一定程度必要となる計画停止の量	供給計画に計上された年間の計画停止量合計※

※本資料では月換算(=年間合計÷設備量)[月]でも表記



<供給計画様式第34 第1~3表(補修計画明細書)>

(単位 万kW、万kW·月)

	4月		8月		3月	年間
設備量			2,000			_
計画停止量	460		80		300	21,530
	d .年間計画停				<u></u> 止量	



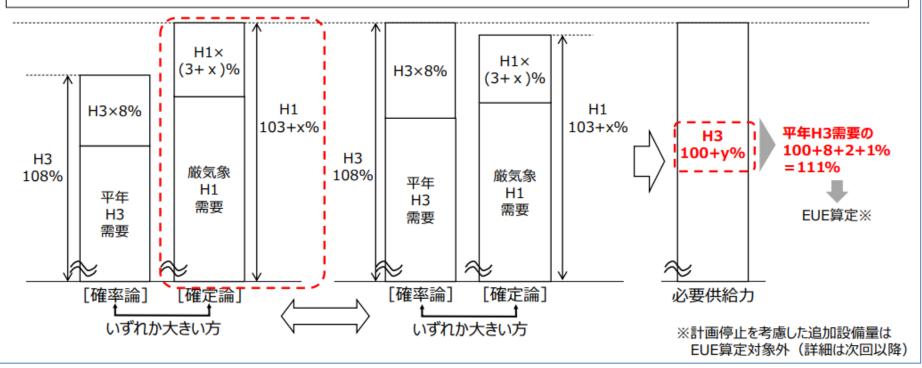
計画停止可能な最低限必要条件は、年間計画停止可能量 ≥ 年間計画停止量



4 稀頻度リスク対応を考慮した必要供給力

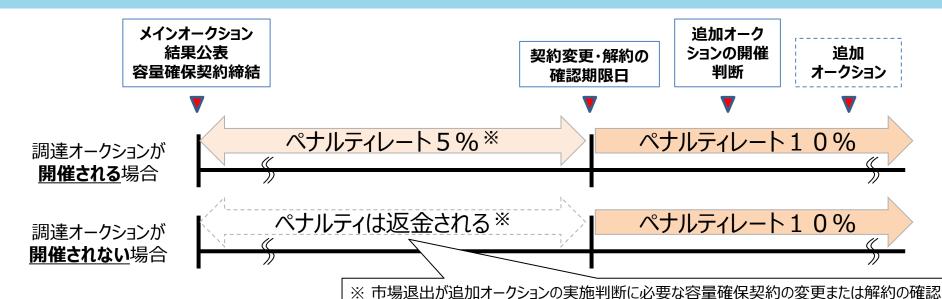
62

- ■「② 1 厳気象対応の見直し」で示したように、容量市場開設後の全国での必要供給力については、厳気象対応分を考慮すると、「厳気象需要での予備率3%」が「平年H3需要での予備率8%」を上回る評価となる。
- したがって、アデカシーの観点から、稀頻度リスク分も考慮し、必要供給力は「厳気象需要での予備率 3 + x %」と 整理することとなるのではないか。
- ここで、稀頻度リスクに対応するために必要とする供給力「x」は、厳気象需要における「N-1脱落リスク」を想定することとし、1%程度と評価することでどうか。
- 設備形成の観点から、これまでとの整合性を考慮し、平年H3需要に対する割合として評価すると、今回の試算では必要供給力は「平年H3需要×(100+8+2[厳気象対応]+1[稀頻度リスク対応])%」となり、まずは、これに対応する「需要1kWあたりのEUE」を算定することでどうか。



### (参考) 市場退出ペナルティについて

市場退出時の経済的ペナルティについては、市場退出時期により容量確保契約金額の 5%~10%が科される。(容量確保契約約款 第13条 第1項)



### 【容量確保契約約款(抜粋)】

#### 第13条 市場退出時の経済的ペナルティ

- 1. 本機関は、契約電源の全部または一部が第12条に示す市場退出をした場合、当該電源等にか かる容量提供事業者に対し、以下の各号のいずれかに定める経済的ペナルティを科します。
  - ① 市場退出が、追加オークションの実施判断に必要な容量確保契約の変更または解約の確認期限日までの場合
    - 経済的ペナルティ\*1 = 市場退出した電源等の容量 × 契約単価\*2 × 5%
  - ② 市場退出が、上記確認期限日の翌日以降の場合 経済的ペナルティ\*\*1 = 市場退出した電源等の容量 × 契約単価\*\*2 × 10%
    - ※1:経済的ペナルティの金額は円未満を切り捨て

※2:容量確保契約金額を容量確保契約容量で除したもの

- 2. 前項第1号で科した経済的ペナルティは、以下の各号に該当する場合に返金を行います。
  - ① 調達オークションが開催されなかった場合 返金額 = 市場退出時の経済的ペナルティの全額

期限日までの場合、調達オークションの開催状況および調達オークションの約定価格に応じて経済的ペナルティの返金を行うこととしている。(容量確保契約約款 第13条 第1項)

- ② 調達オークションが開催され、調達オークションの約定価格がメインオークションの約 定価格以下となった場合
  - 返金額 = 市場退出時の経済的ペナルティの全額
- ③ 調達オークションが開催され、調達オークションの約定価格がメインオークションの約 定価格×105%未満となった場合
  - 返金額 = 市場退出時の経済的ペナルティの全額-市場退出した電源等の容量
    - × (調達オークションの約定価格 メインオークションの約定価格)

### (参考) 論点① 容量市場導入後における供給能力確保義務の考え方

第41回電力・ガス基本政策小委員会(2021年11月18日)資料4

- 容量市場が導入される2024年度以降は、日本全体(沖縄エリアや離島を除く)で必要な供給 能力は、小売電気事業者毎ではなく、基本的に容量市場を通じて一括して確保されることとなる。
- 我が国同様に集中型容量市場を採用している国(米国PJM・英国)においては、小売電気事業者が供給力確保に果たす役割は、容量市場における自社の顧客の需要に応じたkW×約定価格を支払う義務(金銭支払義務)とされている。
- また、容量市場導入後も、追加の供給力公募や電源入札といった容量市場以外で必要な供給力が確保されることも考えられる。もっとも、これらの制度の運営のための費用は託送料金の一部として回収されることが想定されている。これらの費用は、託送供給等約款に基づく支払義務を負うこととなるが、容量拠出金のように小売電気事業者が確保する供給能力と負担する費用が対応していない。
- これらを踏まえれば、小売電気事業者が果たすべき供給能力確保義務は、容量市場における<u>容量</u> 拠出金を支払う義務(金銭支払義務)とすることが適当ではないか。

く現行の供給能力確保義務に係る処分基準>

(2) 第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保 等に係る命令

第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、次のような場合とする。

- ① 定常的に、供給能力の不足を発生させている場合
- ② 短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合
- ③ 過去の実績や需要の性質に照らして、供給能力の確保が十分ではなく、実需給の段階で、供給能力不足を発生させる蓋然性が高いと認められる場合
- ④ 広域的運営推進機関による供給能力を確保するための費用の請求に応じない場合

①~③は廃止

4)は存続

### 休止電源を活用した需給ひつ迫対応策

- 需給の構造が変化していく中で、大幅な電源脱落や需要の急激な伸びなどの大きな状況変化への対応策として、容量市場において想定されていない以下のような事象に対応する方策も必要と考えられるのではないか。
  - (1) 想定が困難な需要への対応

気候の変化による需要の変動については想定需要に織り込まれているが、コロナによる生活変化、テレワークによる働く場所の多様化、電化の進展などについては、現時点において適切にその需要を評価することが困難と考えられる。

(2) 大規模な電源脱落

各エリアの最大電源の脱落については、稀頻度リスクに含まれているが、今回の福島沖地震のような1エリアで数百万規模の電源脱落は想定されていない。

(3) 想定外の電源退出

容量市場においては電源の退出を想定していないが、想定外の電源退出が進み、実需給年度に供給力が不足した場合に追加供給力対策の対象となる一定規模の電源が必要ではないか。

具体的には、1年程度の短期間で再稼働が可能な休止電源をリザーブしておき、供給力が不足する見通しとなる場合に立ち上げることを可能とする枠組みを容量市場を補完する位置づけとして検討してはどうか。

### (参考) 戦略的予備力について

- 戦略的予備力は緊急時に稼働させる予備力としての電源を事前に確保しておく制度。緊急時以外は市場に投入されない。
- 戦略的予備力に指定されなかった電源は固定費が回収できず、退出が進んでしまうため、その範囲を徐々に広げていかなければならないということが指摘されている。

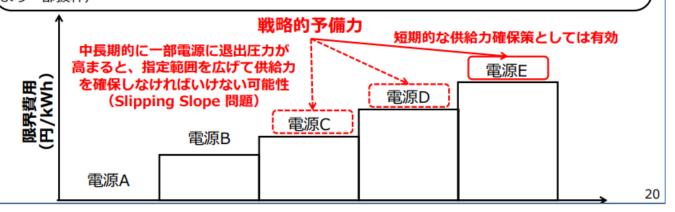
### (参考) 戦略的予備力に対する評価

第2回市場整備WG (2016.10.31) 資料1

- 戦略的予備力に指定された電源については、稼働に制限が課せられるものの、固定費に対する一定の支払いがなされる。他方で、指定されていない電源は、収益が得られる仕組みは変わらない。
- そのため、戦略的予備力は、短期的に必要な供給力を確保する施策としては一定の効果が見込めるものの、 指定されない電源の予見性が低く留まる可能性があるため、中長期的な供給力確保策としては、他のメカニズムの方が適切である可能性が、IEAの報告書等でも指摘されている。

#### 戦略的予備力が抱える課題(Slipping Slope問題)

戦略的予備力は、容量不足に備えて追加的な容量を確保することで、要求された供給信頼度を確保することを可能とするが、戦略的予備力を採用することは、指定されなかった電源が閉鎖するリスクは許容することとなる。これは、供給信頼度を確保するために、戦略的予備力として指定すべき電源が段階的に増加する問題(Slipping Slope問題)を引き起こす可能性がある(IEA Repowering Marketより一部抜粋)



# ●今般の電力需給について

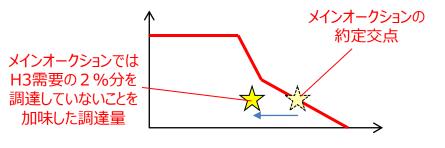
- ●次回メインオークションに向けた検討
  - 1. 供給力の管理・確保
    - > 追加オークションの開催判断
    - > 発動指令電源の募集量等
    - > 経過措置の扱い
  - 2. その他
    - Net CONEについて
    - > 監視の対象について

### 追加オークションの開催判断(前回のご議論の振り返り)

- 前回の本作業部会においては、追加オークションの開催判断についてご議論いただき、 上限価格や約定のイメージを確認した上で議論を行いたいといったご意見をいただいた。
- そのため、具体的な開催判断、約定のイメージを整理したため、改めてご議論いただきたい。

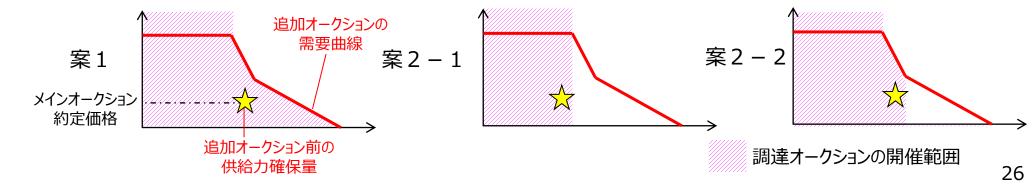
### <開催判断案>

【メインオークション時点※】



※ 供給力の変化や需要想定の変化がなかった場合を例示しているが、通常はメインオークションと追加オークションの需要曲線は異なると考えられる。

#### 【追加オークションの開催判断時点】



### (参考)過去の本作業部会で頂いた御意見

### 第63回制度検討作業部会(2022/3/16)

- ・ 需要曲線を作成した本来の趣旨を考えると、傾斜部分は調達コストと停電コストの和が最小になるため、追加 オークションを行うことで、調達コストは追加となるが、停電コストが低減できることで、停電コストと調達コストの両方 を見込んだいいバランスのところに向かっていくことになり、総合的なコストを減らすことになるため。本来の意義からは 案1が望ましい。特に、追加オークションに発動指令電源の1%分も予定されていると考えると、追加オークション が実施され、発動指令電源の道を広げることは重要。需要曲線がずれることで、追加での調達量が非常にわずか というような見込みが出てきた時に、市場開催の運用にかかるコスト等もあると考えると費用対効果の面から、十分、 需要曲線に接近しているケースであれば、開催しないという判断もあり、案2-2も良いかと考える。今後、追加 オークションがあまり行われないことが起こるとすると、発動指令電源の割り振りを一層、慎重に検討する必要がある。
- 案1の方がより需要家目線に立った考え方。需要曲線が調達コストと停電コストの和が最小となる点の軌跡になっていることを踏まえると、メインオークションの約定点が内側に位置している場合には、供給力の調達コストよりも、停電コストの削減効果がより大きくなる場合があるということを意味している。資料には案1は調達コストが高まる可能性があると欠点のように挙げられているが、調達による停電コストの削減効果も重要な視点であり、追加オークションの開催基準を今後決めるにあたっての根本的な考え方が重要。十分な供給力がEUEの観点で確保されていることを判断指標にする場合には、案2の方向性になると理解できるが、調達コストと停電コストの合計が最小になるように供給力が確保されているかを判断指標にする場合には、案1の方向性になる。メインオークションと追加オークションの間で整合性をとる観点と需要家目線で社会コストの最小化を図る観点では案1の判断基準が適切。
- 停電コストを含めた社会コストが低下しうる観点と様々なリソースの参加機会を確保する観点、実需給までの設備の信頼度であったり、設備故障のリスクの観点を総合的に踏まえると、案2-2が望ましい。

### (参考) 過去の本作業部会で頂いた御意見

### 第63回制度検討作業部会(2022/3/16)

- 案 1、案 2 2 という点について、広域機関の委員会でも申し上げた。案 2 で追加オークションは当然必要、案 1 で追加オークション不要となればしなくても良いということは明らか。案 1 と案 2 1 の間にあったときは、調達オークションをしないと決める必要はなく、必要があるかどうかそのとき検討すれば良い。いろんな状況があると思うのでピンクの部分は開催し、そうでない場合は。追加オークションをするかどうか判断することで良い、と申し上げたが、ある種の裁量の余地が大きくなりすぎて、上手く機能しないということで却下だったと思っている。案 2 2 はその中間になっており。裁量ということにはならないが、案 2 1 で開催した方が良いのではないかという場合を考えると改善しているため、案 2 2 は支持。調達コストが高くなり過ぎることを心配するのであれば、案 2 1 の基準でみれば調達不要となった時には上限価格をメインオークションの均衡価格にするような追加の上限価格を設けても良いかもしれない。メインオークションで応札せずに追加オークションに回ると上限価格が厳しくなるという可能性が象徴的に出てくると、メインを回避するインセンティブは小さくなり、その懸念は小さくなるのではないか。
- 開催判断について、案2-1だとリスクが高いということなので、案2-2で良いと思う。
- ・ 追加オークションで供給力を調達する場合、調達コストの増加に目が向きやすいが、実際は信頼度向上により停電コストが減少する。このため、追加オークションの経済性は調達コストと停電コストの和である全体のコストで評価すべき。例えば、上限価格における調達量から追加調達を行い、目標調達量を確保する場合、調達コストは約90億円の増加となる一方で、EUEの値は、0.073から0.048まで減少するため、停電コストは約110億円減少し、トータルで考えると約20億円減少する。このように停電コストを含めて考えると追加オークションには全体コストを減少させる効果がある。そもそも需要曲線は、調達コストと停電コストの和を最小化する点の集合であるため、需要曲線に基づいて追加調達を判断すれば、基本的にはコストが減少していく。また、調達コストと停電コストの和を最小化する考え方はメインオークションを含めた容量市場の基本的な設計思想でもあると認識。以上を踏まえると、追加オークションの開催の可能性の高い基準とすることが合理的なため、案1が適している。また、別の観点で、オークションの開催の可能性の高い基準とすることが合理的なため、案1が適している。また、別の観点で、オークションの見階化は、分割した供給力を追加オークションで調達することが前提と認識。このため、2段階化を導入したこととの整合や追加オークションへの参加を希望する事業者、特に発動指令電源にニーズがあると思うが、オークションへの参加機会を確保しやすくする観点や事業者の予見性確保の観点から、追加オークションは開催の可能性の高い基準とすることが望ましい。

### (参考)過去の本作業部会で頂いた御意見

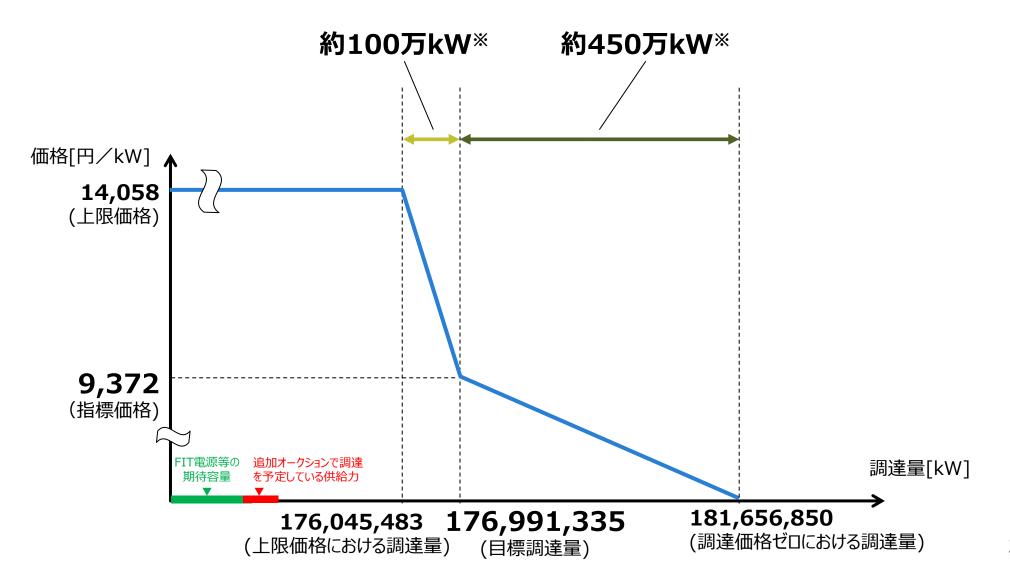
### 第63回制度検討作業部会(2022/3/16)

- 事務局案の案2-2を含む案2の方向で良いが、追加オークションの開催を前提にそれに見合う容量を確保した上でメインオークションにおける調達量を設定したにもかかわらず、入札結果によっては、追加オークションが行われるとは限らないということを改めて認識した。これについて、事業者によって認識に齟齬が出ないようにしていくことが重要。
- 実需給までに設備トラブル等で供給力が減少した場合、許容される供給信頼度を維持できなくなることも考えられるため、案2-2としてはどうかとあるが、トラブル発生の可能性は予め確保した容量で実需給断面にのぞんだ後も同じリスクを抱えていると思慮。このようなトラブル発生も前提として、目標調達量に計画外停止率を見込んで設定されていると思慮。案2-2自体は反対ではないが、これを理由に案2-2を選択するということは違和感。発動指令電源は実需給断面に近づくほど、参加の可能性が高まるという考えから追加オークションに1%相当を組み込んだ経緯があり、DRのような発動指令電源は、今後、需給バランス確保の重要なアイテムとして育てていく意味も含めて、需要曲線の傾斜部分であっても追加オークションでのチャンスをなくさないような制度設計としても良いのではないか。
- 費用の増加を抑えつつ、供給信頼度を高めるということが必要になるが、約定方法がどうなるか必ずしも明示的になっていないため、費用増加という点で心配。特に案1、案2-2のような状況で、上限価格に張り付くような約定はないと思っている。イメージとしては、星印を上に引っ張ったところが上限価格と想像しているが、そういった点を明示いただけると良いと思慮。
- 案 2 1 か案 2 2 かという点で、案 2 1 とすると実需給までにトラブル等で供給力が減少した場合、許容される供給信頼度を維持できなくなることも考えられるとあるが、案 2 1 と案 2 2 の差は、25年度の需要曲線でみると、95万kW程度と認識。調達オークションが開催される場合、費用が増加する一方で、供給信頼度を高める観点も考慮が必要とあるが、供給信頼度を維持しやすくする観点からは、案 2 2 のみならず案 1 とすることも考えられるのではないか。案 1、案 2 2を停電コスト含めると効率的な調達であるというご意見が出ているがその通り。その上で、メインオークションで不落となった電源は一般的に休廃止の判断をする一方、現時点での新設電源の見通しは限られていると記載されている。発電事業者の立場としてはその通りと考えており、特に足下、電源の新設が進まないという状況があり、安定供給を当該年度のみならず持続的に確保していく観点から、発動指令電源を確保すると同時に既存の電源を維持しやすくする観点も重要。こうした我が国の現在の状況を勘案すると安定供給をより周知して電源維持に繋がりやすい案 1 が望ましいという考え方もある。

29

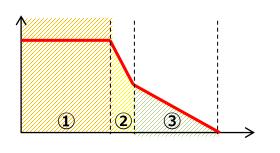
### 追加オークションの開催判断(具体的な数値例)

● 実需給2025年度向けメインオークションの需要曲線は以下のとおりである。※需要曲線は、オークションの開催前に需要等を考慮した上で設定される。

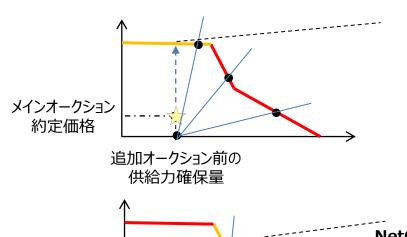


### 追加オークションの開催判断(上限価格と約定のイメージ)

- 追加オークションの開催判断時点において、供給力の確保量によって上限価格と約定の イメージは以下のとおりとなる。
  - ① 案2-1で追加オークション開催となる供給力確保量
  - ② 案2-2で追加オークション開催となる供給力確保量(①の範囲を除く)
  - ③ 案1で追加オークション開催となる供給力確保量(②の範囲を除く)



①の範囲で追加オーク ションを開催する場合の 約定イメージ



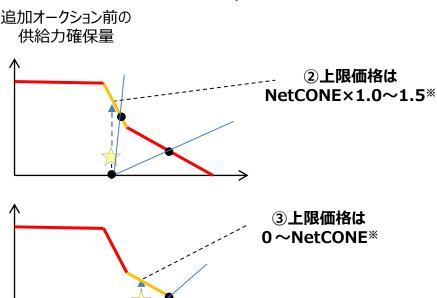
①上限価格は NetCONE×1.5

31

②の範囲で追加オーク ションを開催する場合の 約定イメージ

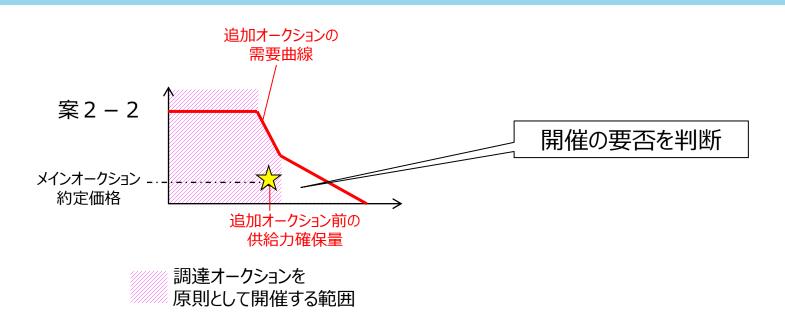
※ 追加オークション前の確保 量における需要曲線上の 価格が上限価格となる。

> ③の範囲で追加オーク ションを開催する場合の 約定イメージ



### 追加オークションの開催判断

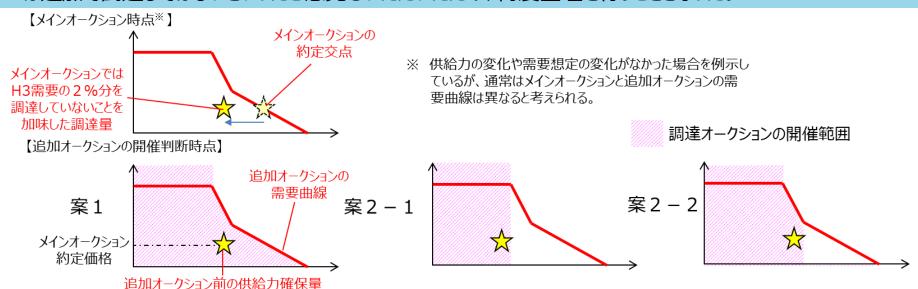
- いただいたご意見を踏まえて、開催判断について、具体的な規模感や約定のイメージをお示しした。上限価格については、前頁でお示ししたとおり、追加オークション前の確保量における需要曲線上の価格となる。
- 前回の本作業部会においては、案1、案2-2を支持するご意見をいただき、また、追加オークションの供給力確保量がオークションを開催しない範囲であった場合には、オークションを開催するかどうかを判断するといったご意見もいただいた。
- そのため、案2-2で示した範囲の場合には原則として追加オークションを開催することとし、 それ以外の場合には、需給の状況を踏まえて、開催の要否を判断することとしてはどうか。



# (参考) 追加オークションの開催判断(1/2)

2022年3月 第63回制度検討作業部会

- 追加オークションの在り方に関して、発動指令電源は実需給断面に近づくほど参加の可能性が高まることから、 入札のニーズがあると考えられることについて前回の本作業部会において提示した。
- これに関連する論点として、追加オークションの開催判断があり、昨年10月から容量市場の在り方等に関する 検討会において以下の案について議論が行われている。
  - 案1)追加オークション前の供給力確保量が一定の調達量以下または需要曲線の内側の場合 案2-1)追加オークション前の供給力確保量が一定の調達量以下の場合 案2-2)追加オークション前の供給力確保量が目標調達量以下の場合
- 調達コストと停電コストの和が最小となるトレードオフ曲線を用いて需要曲線を作成していることを踏まえると、需要曲線の傾斜部分で求められる供給信頼度は許容されているとも考えられることから案2(案2-1,案2-2)を基本として検討を進めることが整理された。なお、上限価格における調達量と目標調達量の間の供給信頼度は許容されていると考えられるため、案2-1が適切というご意見があった。
- その後、今月の容量市場の在り方等に関する検討会において、案1については、需要曲線の交点で調達量が決まることと整合するといったご意見、案2-2については、目標調達量に満たない場合は、安価な電源であれば追加で調達してほしいといったご意見もいただいたため、再度整理を行うこととなった。



# (参考) 追加オークションの開催判断(2/2)

2022年3月 第63回制度検討作業部会

- 需要曲線の傾斜部分で求められる供給信頼度は許容されているという考え方からは、案2-1が整合すると考えられる。
- 一方で、発動指令電源は実需給断面に近づくほど参加の可能性が高まり、追加オークションへの参加機会を確保しやすくする観点からは、より開催の可能性が高い基準とすることが望ましいとも考えられる。
- また、案2-1で追加オークションの開催判断を行い、実需給までに設備トラブル等で供給力が減少した場合、 許容される供給信頼度を維持できなくなることも考えられるため、案2-2とすることとしてはどうか。
- なお、調達オークションが開催される場合には、費用が増加する一方で、供給信頼度を高めるという観点も考慮が必要と考えられる。

開催の 可能性	・調達オークションが開催される可能性が高い(参加機会を確保しやすい)	・調達オークションが開催されにくい(参加 機会がない可能性が高まる)	・案2-1と比較して、調達オークションが開催される可能性が高まる(参加機会を確保しやすい)		
費用	・調達オークションが開催されやすく、費用が増加する可能性が高まる	・需要曲線の傾斜部分の範囲内で、調達 オークションが行われない場合、費用が増加しない ・需要曲線の傾斜部分で求められる供給 信頼度は維持される	調達オークションが行われない場合、費月が増加しない。なお、案2-1と比較すると		
開催判断のイメージ図	*	↑	目標調達量における 供給信頼度は0.048		

【開催判断時点】

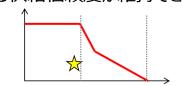
追加オークションを開催しないことを判断

【開催判断後〜実需給】 設備トラブル等により供給 力が減少する場合

### 【実需給】

許容される供給信頼度が維持できない場合がある





- ●今般の電力需給について
- ●次回メインオークションに向けた検討
  - 1. 供給力の管理・確保
    - ≽ 追加オークションの開催判断
    - > 発動指令電源の募集量等
    - > 経過措置の扱い
  - 2. その他
    - Net CONEについて
    - > 監視の対象について

### 発動指令電源の募集量等について(これまでの議論)

- 今回のオークションにおいては、上限である3%の枠を超えた応札が行われたことから、メインオークションと追加オークションの配分も含め当該上限のあり方について、安定供給確保の観点も踏まえつつ、改めて検討することとしている。
- 本作業部会では、実効性テストの結果等から発動指令電源の供給力がどの程度見込めるかを把握した上で、募集量を検討する必要がある、といったご意見をいただいた。
- また、実効性テストの経過として、2024年度向けの実効性テストのための電源等リストの登録が2月末に締め切られたが、契約容量約415万kW、128契約に対して、約11.5万kW、21契約が電源等リストを未提出であることや、電源等リストを提出しているものの、契約容量までリソースを確保できていないリストも想定されることから、今後の実効性テストにより結果が判明することに留意が必要となることが確認された。
- 発動指令電源の応札容量については、実効性テストの前であることも踏まえ、今後、行われる夏季・冬季の実効性テストで契約容量を満たしているか確認していくことも、募集量の判断においては重要である。
- 一方で、今後、再生可能エネルギーが更に増加していき、発動指令電源として期待されるDRを含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促すことが望ましいと考えられる。

## (参考) 過去の本作業部会で頂いた御意見

### 第62回制度検討作業部会(2022/2/17)

- ・ 発動指令電源に関して、調達量の上限を上回る応札があったことは何よりと思う。一方で、まだ、実需給断面、実効性テストでの実績データがない中で、やはり、客観的なデータを踏まえた上で募集量を少し慎重に検討する必要がある。リクワイアメントとペナルティにより、実効率が低い事業者が多数参加することにならないように設計されているが、安定電源の確保量にも影響するため、例えば、実効性テストの実効率の結果等を踏まえた上で、発動指令電源の能力として供給力をどの程度見込めるのかを把握した上で、供給信頼度維持とのバランスを重視しながら、少し慎重に検討して良いと考えている。
- 調整係数と想定導入量の議論について、想定導入量を特定の値とせずに、想定導入量が変わっていくと調整係数がどう変わるか示した上で、約定と同時に調整係数が結果として決まるというやり方も合理的。想定導入量が少ないうちは、最初、100%から始まって、想定導入量を増やすと急激に調整係数が下がっていくポイントがあると思慮。そういったデータを想定値として示していただき、それを見ながら議論ができると良い。
- 募集量以上の応札があったことは非常に望ましい。今後、DRの普及がますます進んでいくようにしていきたいと考えるが、実効性テストがまだ行われていないという状況のため、上限値をどうするかといった議論になる際には、今後の実効性テストの結果を見てから考えていくという慎重な検討が必要。
- 海外の事例でもDRの募集は実効データを蓄積しながら段階的に引き上げていったという話を伺っている。初回オークションの実効性テストがまだ終了していない段階のため、枠の拡大を検討する際には、調整係数、リクワイアメント、ペナルティの在り方に留意しつつ、慎重に検討いただきたい。

### (参考) 過去の本作業部会で頂いた御意見

### 第62回制度検討作業部会(2022/2/17)

- 調整係数に関しては、2つの議論を区別していただきたい。調整係数を議論するときには量が一定程度入ると、 安定電源等価として評価している。技術的に考えても発動できる上限の回数が決まっているため、決まっていない ものと完全に等価になると限らない。量が増えれば当然、等価にならないため下がるということはきちんと進めなけれ ばいけない。一方で、実効性が低いのではないかといったことは、調整係数とは関係ない話と思っている。調整係数 で、あてにならないから9割しか期待していないとなったとすると、今度はその9割を前提としたペナルティになり、全く 同値のことが起こるだけ、ということと思うので、その2つを混同しないようにお願いする。
- DRについて、実績が少なく、どれぐらいあてになるかわからないため、拡大は慎重にというDRの発展を阻害する可能性のある発言が頻発しているが、程度問題と思っている。火力も同じことが起こっている。いろんな制度を設計する上で燃料制約がこんなに簡単に起きることは事業者からきちんと説明されてきたのか。逆の説明は受けたことがあったが、こんなに簡単に燃料制約を起こしてしまうことを前提として、制度設計していなかったのに、こんなあてにならないことが頻発している。だから、火力の参加を抑えるべきか、という議論はもちろんすべきではないと思うが、なぜDRの方があてにならないと決めつけるのか、というのは一方的な議論であり、今まで蓄積があるといったって、その蓄積のデータが十分に示されていなかったというのは火力もあるため、一方的にDRはあてにならないという議論になるのは遺憾。
- 合理的な設備形成と設備を有効にスマートに活用していく将来の電力システムの姿を考えると、発動指令電源、特に需要側リソースも欠かせない供給力と考えており、積極的な活用が必要。そうした上で、重要な論点は、現時点では実効性テストや実需給面での実績もない中、発動指令電源をどのように評価し、供給信頼度とDR利用促進とのバランスをいかに確保するかということと認識。この点、今回、落札された発動指令電源の大部分が、抑制対象の需要家をまだ確保していないという実態を考えると、募集量の増加が信頼度に影響がないと判断できるだけの客観的な材料が揃っていないと思慮。もちろん、判断材料がないだけで実際には実効性の高い発動指令電源であり、募集量を増加しても問題がないという可能性もある。したがって、もう少しデータを揃えた上で分析していくことが重要。メインオークションで落選した安定電源は、追加オークションまでに退出してしまうおそれがあるため、慎重に判断する必要がある。募集量のメインと追加の配分においては、応札者を多数参加いただくということも重要かと思うため、応札者のニーズ、応札のしやすさ等を踏まえて検討を進めるということは考えられるが、増加については、現時点で判断するのではなく、今後行われる実効性テストの結果を踏まえて、検討を進めてはどうか。

ያ8

### (参考) 過去の本作業部会で頂いた御意見

### 第62回制度検討作業部会(2022/2/17)

- ・ 発動指令電源には、自家発のような一定程度、供給力として期待できるものや、オフィスビルの需要抑制、あるいは節電のように、限度はあるが、需要家の理解が進みつつあり、全体として、今後伸びる余地があるもの、それから、蓄電池のように、これから価格低減等とともに今後、設備が構築されて、今はリストにできないものの、数年後にポテンシャルが出始めるものなど、様々なものが混在してくると想定される。つまり、実効性テストの結果も年をおうごとに変わってくる可能性があると思っており、この結果を見て、検討する、もっといえば、毎年、評価が変わりうる、調整係数を乗じるとすると、それも、年々変わりうると思ったため、そういった意味ではDRの発展の意欲をそがないような制度設計を目指すことを念頭にして、DRの実効性を毎年、評価していくことも検討に加えていただきたい。
- ・ 発動指令電源の募集量について、現在、容量市場における発動指令電源、調整力公募における電源 I 'ともに応札容量は年々増加傾向にある。また、再エネがさらに拡大していくという状況を踏まえれば、DRの有用性はますます高くなっていく。検討にあたっては、調整係数、想定応札量、発動指令電源の能力について、DRの導入拡大と安定供給の両立を考えれば、いずれも重要な論点。一方で、実効性テストの実績がまだ出ていないため、その実績も踏まえながらしっかり要件を設定して、kWの確保といった点で、実効性を高く保ちながら、導入量を拡大していくというような制度設計が重要。
- 同一価格の応札が複数の場合について、発動指令電源の実効性が高い形で出てくるように誘導する必要がある。 調整係数の設定も適切だと思うが、インセンティブが上手く働くようにしながら、どう同一価格の場合、採択していく のかというのは、ランダムではない形で検討することは行うべき。一方で、自家発のように減額されると困るという部分 もあると思うので、そのあたりどう上手く設計していくのかという議論を深めていきたい。
- 同一価格の応札の処理は、ランダムというより実効性の高い低いを考慮した形での実効性を担保にインセンティブをつけていくやり方があってもいいのではないかと考える。
- 発動指令電源については、実効性が重要という多数の意見を踏まえると、同一価格の約定処理に関して、実効性の観点、具体的には、リソースの確保状況が高いと判断される容量を優先的に約定させていく仕組みとした方が、現存リソースの有効活用、リソースを早い段階で確保していくインセンティブになっていくのではないか。結果的に確実性が高まって、安定供給に資することになると考えているので、そのような観点で検討いただきたい。また、リソース確保の確実性ということに加えて、能力といったものも考慮していくことも一つの案ではないかと考えている。

39

### 発動指令電源の募集量等について(募集量等の設定)

● 発動指令電源について、第2回メインオークションでは、566万kW(H3需要想定の 3.6%)の応札があったことから、想定導入量上限の全体は以下の案が考えられる。

案1:4%(633万kW程度)
メインオークション3%+追加オークション1%

案 2 : 5 % (792万kW程度) メインオークション 4 % + 追加オークション 1 %

案3:上限を設定しない メインオークション X%+追加オークション1%

- 発動指令電源の調達量を増加させる場合、安定電源の調達量が減少するため、全体の調達量が増加しない点には留意が必要である。また、導入量増加に伴い調達量は増加していくものの、導入量が一定量を超過すると調達量が飽和して増加しなくなることを踏まえると、発動指令電源に応札する事業者にとっても徒に上限を増加させることは望ましくないと考えられる。
- 一方で、DRの市場参入を促進する観点から、第2回メインオークションの応札量を踏まえ、案2とすることとしてはどうか。

### 発動指令電源の募集量等について(調整係数の設定方法)

現行の募集量から増加させる場合には、調整係数の設定方法についても検討が必要となるが、容量市場の在り方等に関する検討会における検討を踏まえると、以下の案が考えられる。

案 a: 想定導入量の上限を5%と設定※1し、調整係数を事前に公表する

案 b: 想定導入量の上限を5%と設定※2し、調整係数は事後的に算定する

案 c:上限を設定せず※2、調整係数は事後的に算定する

- ※1 設定方法は、メインオークションでの導入量は4%とし(上限に達しなかった場合には他の電源区分の電源を調達)、追加オークションでは1%を上限として確保する。
- ※2 追加オークションの導入量を1%と設定した上で、メインオークションの全国市場での導入量に1%を加えた調整係数を用いる方法が考えられる。例えば、メインオークションの導入量が3.6%の場合、4.6%(3.6% + 1%)の調整係数を算定する。
- 調整係数を事前に設定する場合には、想定導入量を下回る場合に過度な調整係数が設定されることも想定される。そのため、想定導入量の上限を5%とした上で、調整係数は事後的に算定すること(案2、案b)としてはどうか。

## (参考) 発動指令電源の募集量について

- 第2回メインオークションの約定結果においては、発動指令電源の調達量上限である H3需要の3%(475万kW)を超過する566万kWの応札があった。
- 今後、再生可能エネルギーが更に増加していき、発動指令電源として期待されるDRを 含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促 すことが望ましいと考えられるが、DRの促進と供給信頼度のバランスについて、以下の点 も踏まえて検討する必要がある。
  - ① 調整係数の在り方 一定の募集量を超える場合には、供給信頼度を確保する観点からは調整係数の 設定が必要。
  - ② 想定導入量 調整係数を事前に決定する場合は、導入量も事前に想定する必要
  - ③ 発動指令電源の能力 実効性テストや実需給の運用を迎えていない状況で、募集量を増加させるべきか。
  - ④ 追加オークションにおける調達 メインオークションと追加オークションの配分、追加オークションの実施の在り方をどのように考えるか。
  - ⑤ 同一価格の応札が複数存在した場合の約定処理 同一価格の応札で調達量上限を超えた場合の約定処理について。

## (参考) 発動指令電源の募集量について

- 発動指令電源については、第1回オークションを踏まえた見直しにおいて、調達上限を3%から4%に変更し、メインオークション分を3%、追加オークション分を1%とした。
- 今回のオークションにおいては、上限である3%の枠を超えた応札が行われたことから、メインオークションと追加オークションの配分も含め当該上限のあり方について、安定供給確保の観点も踏まえつつ、改めて検討することとしてはどうか。
- なお、現時点では、発動指令電源に対する調整係数は設定されていないが、導入量を増加する場合には、供給信頼度を維持する観点から対象電源の供給力を評価することが必要。

#### 電源等の区分別の分布 変動電源 変動電源 発動指令 安定電源 (アグリ) (単独) 雷源 [万kW] [万kW] [万kW] [万kW] 合計 16,682 439 566 38 発動指令電源の応札容量の合 (3) 512 (対象無し) **(4)** (対象無し) **※** 計(566万kW)は、メインオー (3) 1,164 × **※** 1 クションにおける調達上限容量 **※** (2) 1,349 1 2 (475万kW) を超過した。 (1) 13,656 437 37 557 1 ■ ④NetCONE超 ■③NetCONE×50%超~NetCONE以下 2,000 4.000 6.000 8,000 10,000 12.000 14.000 16,000 ■②ゼロ円超~NetCONE×50%以下 ■変動電源(単独) ■変動電源(アグリ) ■発動指令電源 [万kW] ■ ①ゼロ円

※ 3者未満のデータとなるため非表示。

## (参考)実効性テスト(実需給2024年度)の経過について

2022年3月 第63回制度検討作業部会

- 前回の本作業部会では、実効性テストの結果等から発動指令電源の供給力がどの程度見込めるかを把握した上で、募集量を検討する必要がある、といったご意見をいただいた。
- 実効性テストの経過として、2024年度向けの実効性テストのための電源等リストの 登録が2月末に締め切られたが、契約容量約415万kW、128契約に対して、約11.5 万kW※、21契約※が電源等リストを未提出であることが確認された。
  - ※ 発動指令電源の契約容量に占める割合は2.8%、契約数に占める割合は16.4%
- 電源等リスト未提出の案件については、応札時点で獲得を見込んでいたリソースの失注 や事業者間で見込みが重複していたこと、競合結果により既獲得案件を逸したことにより、 当該リソースを確保できなかった事業者が未提出となったことが要因として確認されている。 また、電源等リストを提出しているものの、契約容量までリソースを確保できていないリスト も想定されることから、今後の実効性テストにより結果が判明することに留意が必要となる。
- なお、電源等リストが提出された107契約分については、需要家等のリストが提出された 段階であり、リストの不備や事業者間の重複を確認した上で、今後、行われる夏季・冬 季の実効性テストで契約容量を満たしているか確認していくこととなる。
- 発動指令電源の応札容量については、実効性テストの前である実態も踏まえながら、次回以降、発動指令電源の募集量等についてご議論いただきたい。

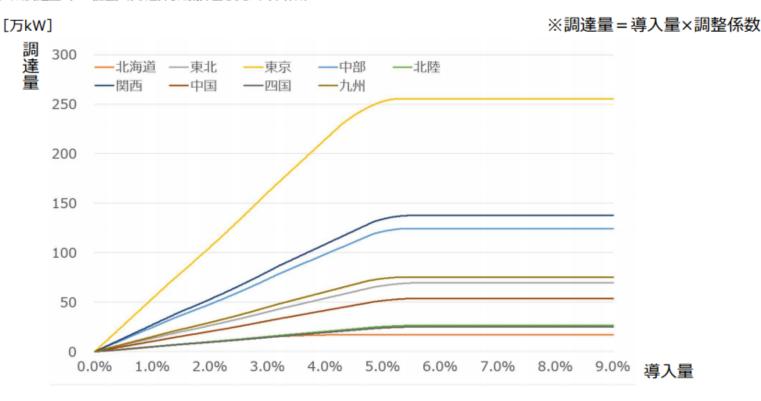
# (参考)調整係数の近似推計について

2022年4月 第37回容量市場の在り方等に関する検討会

- 5. 供給信頼度の算定結果
  - ④調整係数の近似推計

- 15
- 今回、各エリアに対してH3需要の3~6%を1%刻みで導入した結果から調達量(期待容量)の近似曲線を描いて確認したところ、下図となった。(調達量=設備容量×調整係数)
- <u>導入量増加に伴い調達量(kW価値)は増加</u>していくものの、一定量を超過すると飽和し、調達 量(kW価値)には一定の上限があることが確認された。

※近似曲線はその性質上調達量が減少することもあるものの、定性的に調達量が飽和点から減少することは考えられないことから、飽和点以降その値を維持することとして算定した
※近似にて求めた調達量(kW価値)から逆算した概算値をもとにグラフ作成



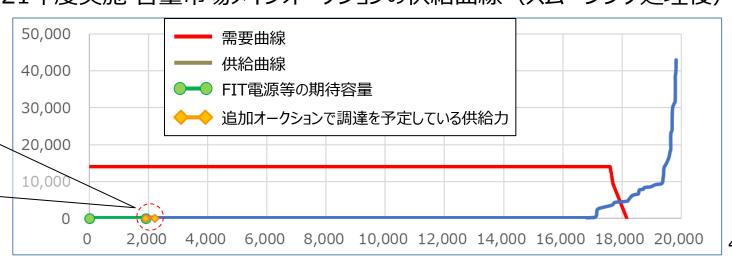
- ●今般の電力需給について
- ●次回メインオークションに向けた検討
  - 1. 供給力の管理・確保
    - ≽ 追加オークションの開催判断
    - > 発動指令電源の募集量等
    - > 経過措置の扱い
  - 2. その他
    - > Net CONEについて
    - ➢ 監視の対象について

### 経過措置の扱いについて

- 経過措置については、小売事業環境の激変緩和の観点から導入された。また、初回のメインオークションを踏まえて、経過措置の見直しが行われ、第2回のメインオークションが行われた。
- 一方で、第2回のメインオークションにおける約定価格は、初回のメインオークションと比較して低下しており、約定価格が低い水準となった場合にも経過措置を適用することは、過度に電源の収益を毀損するといったご意見もいただいている。
- 第2回メインオークションにおいて、入札行動に与えた影響を考慮することは困難であるが、初回オークションを踏まえた見直しにおいて、追加オークションへの調達量の一部先送りによって約定価格を引き下げる効果があったとも考えられる。
- 第2回メインオークションにおいて、全国の約定処理の段階における価格は4,573円/kW。メインオークションの供給曲線に織り込まれた2%(追加オークションで調達を予定している供給力)がなかった場合の全国の約定処理の段階における価格は5,824円/kWである。

### <2021年度実施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)>

供給曲線が同じと仮定すると、2%分がなかった場合、供給曲線が左にスライドすることで、需要曲線と供給曲線の交点は1,251円/kW高い価格となる。



### 経過措置の扱いについて

- 初回オークションを踏まえた見直しにおいては、約定価格を引き下げる効果があると考えられる見直しも踏まえた上で、減額規模の検討を行ってきた。その中で、約定価格が低い水準となった場合には、経過措置を適用しないといった対応も検討することとしていた。
- 第2回メインオークションの結果では、調達量を2%減少させる見直しにより、価格低下の影響が 21%程度あったとも考えられるが、さらに経過措置により約20%の減額が行われた。
- 約定価格が低い水準の場合にも経過措置を適用するかどうかについては、小売事業環境の激変緩和の観点と発電事業者の事業の予見性の観点とのバランスを考慮すべきと考えられ、約定価格が一定の価格以下となる場合には経過措置を適用しない対応も考えられる。
- そのため、約定価格がNetCONEの半分以下になった場合※には経過措置を適用しないこととしてはどうか。



※エリアプライスがNetCONEの半分以下の場合に、そのエリアで約定した電源等が適用しない対象となる。

図16 契約締結総額(経過措置控除後)

## (参考)激変緩和の措置のシミュレーション(減額措置の比率)

2021年4月 第49回 制度検討作業部会

- 激変緩和措置として、①電源等の経過年数に応じた減額と②入札価格に応じた減額を組み合わせることとしているが、その割合として、これまで事務局の案として①5~10%、②8割~9割前後という幅を示しつつ、前回、事務局として、①5%、②8割、という案を提示した。
- それに対して、委員からは、経過年数に応じた減額に大きく振るべき、電源の新陳代謝という制度趣旨を踏まえて上限の10%で、という意見がある一方で、5~10%は穏当な数字であり、間をとる、例えば7.5%といった検討もあってもいいのでは、といった意見をいただいた。
- 今回のオークションでは、逆数入札を無くすという前提で全体の折り合いをつけて前に進もうとしていることも踏まえると、経過年数に応じた減額を大きくすることには一定の課題が残るものの、電源の新陳代謝という容量市場の大きな目的を果たすという観点も重要であり、前回の議論を踏まえて、前回の事務局案を一部見直しし、①電源等の経過年数に応じた減額については7.5%、②入札価格に応じた減額については、約定価格×0.82とすることとしてはどうか。
- なお、この経過措置の扱いについては、これまで相当の議論があったテーマであり、2021年度のオークション結果を踏まえて、事後の検証は当然行っていくべきものであり、その検証次第では、あらためて見直しを行っていく可能性は排除されるものではない。
- また、経過措置以外のこれまで整理を行ってきた2021年度オークションに向けた見直しには、約定価格を一定程度引き下げる効果があるものと考えられる。その結果として、約定価格の水準が大きく下がることも考えられる。そのような場合の対応(例:約定価格がNetCONEの半分以下になった場合には②の減額措置は行わない)については、次回のオークションの結果を踏まえて、その次のオークションのための見直しとして検討を行っていくこととしてはどうか。

①電源等の経過年数 に応じた減額	②入札価格 に応じた減額	この場合の減額の規模感 (シミュレーション結果)
7.5%	約定価格×0.82	22%

## (参考)激変緩和の措置のシミュレーション(減額の規模感)

2021年3月 第48回 制度検討作業部会

- 前回の本部会において、経過措置の具体的な数字を決めるにあたっては、初回オークションの結果 と当初設定した控除率を踏まえて、8%から27%の間で考えていくことについてご議論いただいた。
- 今回の見直し全体において入札行動が変化することが当然に想定されその約定価格への影響を全て考慮することは困難であるが、例えば、追加オークションへの調達量の一部先送りによってもメインオークションの約定価格を引き下げる効果がある。
- また、石炭混焼バイオマスの取扱い、維持管理コストの見直し、約定点において複数の同一価格の 札が生じた場合等の扱い、非効率石炭の誘導措置などによっても、約定価格を一定程度引き下げる効果があるものと考えられる。
- これらも踏まえつつ、下記のシミュレーション結果を用いて、①電源等の経過年数に応じた減額と② 入札価格に応じた減額をあわせて20%程度となるように設定してはどうか。
- 電源の維持管理コストを十分に回収できない状況とならないよう、安定供給には配慮をした激変緩和措置を求める意見もあり、逆数入札を無くす観点も踏まえて、来年度については、①電源等の経過年数に応じた減額は5%、②入札内容に応じた減額は約定価格の8割としてはどうか(この場合の減額規模は約22%となる。)。

減額規模 (約定総額の減少割合)	①電源等の経過年数 に応じた減額	②入札内容 に応じた減額
15%程度	5%~10%	約定価格×0.95~0.85
20%程度	5%~10%	約定価格×0.90~0.80
25%程度	5%~10%	約定価格×0.80~0.75

# ●今般の電力需給について

## ●次回メインオークションに向けた検討

- 1. 供給力の管理・確保
  - ≽ 追加オークションの開催判断
  - > 発動指令電源の募集量等
  - > 経過措置の扱い
- 2. その他
  - Net CONEについて
  - > 監視の対象について

### Net CONEについて

- 「発電コスト検証WG」において、各電源の発電コストの試算が行われ、その試算結果が2021年9月に報告された。
- 需要曲線作成要領において、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、今回、Net CONE 算定のモデルプラントのコストとしている「発電コスト検証WG」の数値が見直されたことから、この影響を広域機関において試算を行った。
- なお、包括的な検証等を踏まえ、Gross CONE等に大きな変動があった場合には、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においては、算定時点の最新の経済指標を反映することとしている。

#### (参考) Net CONEの設定に関するこれまでの整理のまとめ

2021年4月 第23回 容量市場の在り方等に関する検討会

- Net CONE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こととしている。
- Net CONE 算定のモデルプラントは、CCGTとしている。
- モデルプラントのGross CONEは、発電コスト検証WGの算定方法をベースに算定することとしている。
- 必要なコストとして、系統接続費、経年に伴う修繕費等の増分、インフレーションを加味することとして いる(活用可能な既存データや追加ヒアリング等から算定する)。
- 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、40年運転に必要なコスト等を織り込むこととしている。
- 他市場収益は4,800円とすることとしている。
- 包括的な検証等を踏まえ、Gross CONE等に大きな変動があった場合には、必要に応じ見直すこととしている。

## (参考)NetCONE算定時に反映する経済指標

2021年4月 第31回 容量市場の在り方等に関する検討会

### 3. 経済指標更新値による指標価格(Net CONE) 算定

6

- 指標価格(Net CONE)は、新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコストから容量市場以外の収益を差し引いたものとしている。
- Net CONE算定にあたっては最新の経済指標を用いることとしており、2020年度メインオークション (対象実需給年度:2024年度)から以下の経済指標を更新した。
- 2021年度メインオークション(対象実需給年度:2025年度)のNet CONEは、国等が公表する経済指標等にもとづく算定の結果、9,372円/kWとなった。
- また、上限価格(Net CONEの1.5倍)は、14,058円/kWとなった。

(参考) 2020年度メインオークション (対象実需給年度:2024年度) のNet CONEは、9,425円/kW

<今年度の算定において更新した経済指標>

赤枠が今回更新箇所

要素	経済指標等	更新 時期	今回の 設定数値	(参考) 2020年度メインオーク ションの設定数値	備考
インフレーション率	GDPデフレーター	3月 (2次速報)	3.13%	2.84%	内閣府公表 (基準年(2014年)からNet CONE算定年 までの物価上昇率の実績値)
評価期間の期待インフレーション率	⊐РСРІ	1月下旬	0.34%	0.26%	総務省公表 (将来の物価上昇率の予想値)
自己資本比率	企業活動 基本調査	7-8月 (確報)	42.9%	42.3%	経済産業省公表
他人資本コスト	貸出約定 平均金利	2月	0.86%	0.98%	日本銀行公表

### 発電コスト検証WGにおけるLNGの発電コストについて

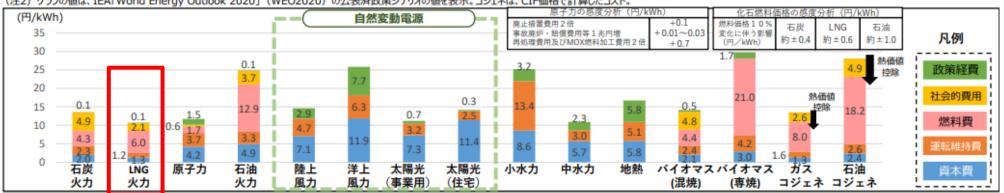
- 「エネルギー基本計画」の見直しの中で、「発電コスト検証WG」が各電源の発電コストを 試算し、その試算結果が2021年9月に報告された。
- Net CONEの算定に用いているモデルプラント(LNG)についても、新たな発電コストが 示された。

### <2030年の電源別発電コスト試算の結果概要>

基本政策分科会に対する 発電コスト検証に関する報告 (2021年9月)より抜粋

電源	石炭 火力	LNG 火力	原子力	石油 火力	陸上 風力	洋上 風力	太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅)	小水力	中水力	地熱	n <sup>*</sup> イオマス (混焼、5%)	ハ <sup>*</sup> イオマス (専焼)	ガス コジェネ	石油 コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※()は政策経費なしの値		10.7~14.3 (10.6~14.2)		24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (8.7)		14.1~22.6 (13.7~22.2)			21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率 稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	30% 40年	25.4% 25年	33.2% 25年	17.2% 25年	13.8% 25年	60% 40年	60% 40年	83% 40年	70% 40年	87% 40年	72.3% 30年	36% 30年

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。 (注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表済政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコスト。



## (参考)LNG火力発電コスト

基本政策分科会に対する 発電コスト検証に関する報告 (2021年9月) より抜粋

政策経費 0.1

CO2対策費用

運転維持費

資本費

1.3

#### 火力発電

### LNG火力 発電コストの内訳

LNG火力発電コスト(2020年) 10.7円/kWh

(政策経費を除いた場合: 10.6円/kWh)

**LNG火力発電コスト**(2030年) 10.7円/kWh~14.3円/kWh (政策経費を除いた場合: 10.6~14.2円/kWh)

#### CO2対策費用 (1.8円/kWh)

火力発電からのCO2排出量に相当する 排出権を購入するとした場合の費用

·総額2,009億円 (1基、40年分)

#### 燃料費 (6.4円/kWh)

LNGの調達費用

·総額7,591億円(1基、40年分)

#### 運転維持費 (1.2円/kWh)

人件費、修繕費、諸費、一般管理費

·総額1,416億円 (1基、40年分)

#### 資本費(1.3円/kWh)

- ·建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄 費用(建設費の5%)
- ·総額1,503億円(1基分)

社会的 費用 発電 原

政策経費 0.1

運転維持費

資本費 1.3

※1 モデルプラント想定値 設備容量85万kW 設備利用率70% 稼働年数40年

#### CO2対策費用 (2.2円/kWh)

火力発電からのCO2排出量に相当する 排出権を購入するとした場合の費用

·総額約2,442億円(1基、40年分)

#### 燃料費 (6.0円/kWh)

石炭の調達費用

·総額約7,065億円(1基、40年分)

#### 運転維持費 (1.2円/kWh)

人件費、修繕費、諸費、一般管理費 ·総額 約1,416億円(1基、40年分)

#### 資本費(1.3円/kWh)

- ·建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄 費用 (建設費の5%)
- ·総額約1,503億円(1基分)

政策経費 0.1

運転維持費

資本費

1.3 <STEPS\*2>

※2、3 将来のCO2対策費用と燃料価格 の推計に用いるシナリオ。STEPSはIEA 「World Energy Outlook 2020」の 「公表政策シナリオ」、SDSは同「持続可 能開発シナリオ」の場合の試算値。 61

<SDS\*3>

・上記諸元の総額をモデルプラント※1 1 基40年あたりの総発電電力量 約1,177億kWhで割って単価を算出

・上記諸元の総額をモデルプラント※1 1基40年あたりの総発電電力量 約1,177億kW hで割って単価を算出

## (参考) 2015年公表の各電源の発電コスト

長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告 (2015年5月)より抜粋

## 2030年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

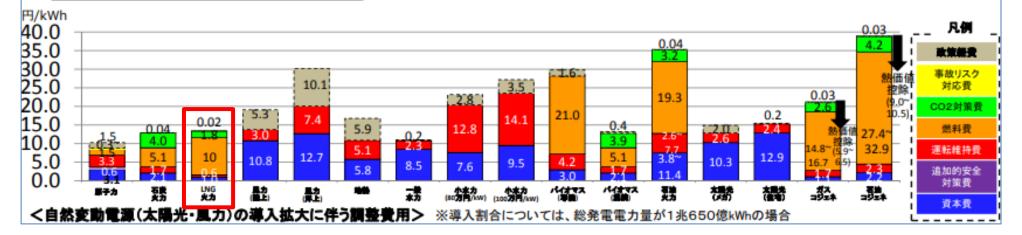
雅瀬	原子力	石炭 火力	LNG 火力	風力 (陸上)	風力 (洋上)	地熱	一般 水力	小水力 80万円/kW	小水力 100万円/kw	n*イオマス (事焼)	ハイオマス (混焼)	石油 火力	太陽光 (均)		ガス コシェネ	石油 1ジェネ
設備利用率稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	20~23% 20年	30% 20年	83% 40年	45% 40年	60% 40年	60% 40年	87% 40年	70% 40年	30·10% 40年	14% 30年	12% 30年	70% 30年	40% 30年
発電コスト 円/kWh	10.3~ (8. 8~)	<b>12. 9</b> (12. 9)		13. 6 ~21. 5 (9. 8 ~15. 6)	(20. 2	<b>16. 8</b> (10. 9)	<b>11. 0</b> (10. 8)	<b>23. 3</b> (20. 4)	<b>27. 1</b> (23. 6)	<b>29. 7</b> (28. 1)	<b>13. 2</b> (12. 9)		12.7 ~15.6 (11.0~ 13.4)			
2011コスト 等検証委	8. 9~	10. 3	10. 9	8.8~ 17.3	8. 6~ 23. 1	9. 2~ 11. 6	10. 6	19. 1 ~22. 0	19. 1 ~22. 0	17. 4 ~32. 2	9. 5 ~9. 8	25. 1~ 38. 9	12. 1~ 26. 4	9. 9~ 20. 0	11. 5	19. 6

原子力の感度分析(円/kWh)					
追加的安全対策費2倍	+0. 6				
廃止措置費用2倍	+0. 1				
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0. 04				
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0. 6				

※1 今後の政策努力により化石燃料の調達価格が下落する可能 性あり。感度分析の結果は下記の通り。

化石燃料価格の感度分析(円/kWh)					
燃料価格10%の 変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭 約 ±0.4	LNG 約 ±0. 9	石油 約 ±1.5		

- ※ 2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、 石油:50%、10%
- ※3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト



## 発電コスト検証WGにおけるLNGの発電コストについて(比較)

● 2021年度に報告されたLNGの発電コストは、資本費や運転維持費が変動している中で、 特に建設費が大きく上昇(上昇率:34%)している。

#### <LNGにおける発電コストの諸元比較>

	項目	2021年 <sup>※1</sup>	<b>2015年</b> <sup>※2</sup>
モデノ	レプラントの規模(出力)	85万kW	140万kW
資本費	建設費	16.1万円/kW	12.0万円/kW
費	設備の廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%
畑	人件費	6.2億円/年	6.0億円/年
運転維持費	修繕費	2.4%/年	1.6%/年
持	諸費	1.1%/年	0.7%/年
貝	業務分担費(一般管理費)	12.0%/年	14.5%/年
燃料	燃料費(初年価 格)	512.99\$/t	842.43\$/t
費	所内率	2.3%	2.0%
	発電コスト	10.7~14.3円/kWh <sup>※3</sup>	13.4円/kWh

- ※ 1 発電コスト検証ワーキンググループ報告書(2021.9) 資料 2 より抜粋
- ※ 2 発電コスト検証ワーキンググループ(2015.5.26) 参考資料 2 より抜粋
- ※3 将来のCO2対策費用と燃料価格の推計に用いるシナリオを複数で試算し、幅を持った発電コストとして報告。

### Net CONEの試算

- 「発電コスト検証WG」で新たに示されたコストをもとに、Net CONEの試算が行われた。
- Net CONEは15,765円/kW・年となり、2021年度メインオークションで用いたNet CONEから上昇(上昇率:68%)する結果となっている。
- 今回の試算結果は、建設費の上昇が起因したものと考えられる。

	試算結果※	2021年度 メインオークション
指標価格 (Net CONE)	15,765 円/kW·年	9,372 円/kW·年
上限価格 (指標価格×1.5)	23,648 円/kW·年	14,058 円/kW·年

<sup>※</sup> 発電コスト検証ワーキンググループ 報告書 資料 2 各電源の諸元一覧のLNG火力の諸元を反映 それ以外の諸元は2025年度メインオークションの諸元を使用

<sup>※</sup> 他市場収益については、これまでの整理を踏まえて4,800円/kWとした。

### Net CONEの算定

- 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、NetCONEの試算結果は第2回メインオークションで用いたNetCONEから大きく変動することとなる。
- NetCONEの算定は、毎年度のメインオークションにおいて、算定時点の最新の経済指標を反映することとしており、包括的な検証※等を踏まえて、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が整理されていた。
  - ※十分な回数のオークションが行われ、容量受渡が行われた段階である2025年度を目途に行われる制度全体の検証
- 一方、電源の新規投資の促進のため、新規電源投資について長期間固定収入を確保する仕組みについて議論が行われており、その議論も踏まえて検討が必要と考えられる。
- そのため、発電事業者、小売事業者双方の予見性を確保する観点から、NetCONE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※。

※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) 英国の容量オークションにおけるNet CONE

● 英国の直近の容量オークション(2025/2026年受け渡し)におけるパラメータは以下のとおりである。英国では、2014年以降、7回のT-4オークション、4回のT-1オークションが実施されており、Net CONEは £49/k Wから変更されていない。

Auction	T-4
Target capacity	42.1 GW
Demand curve coordinate – volume at price cap	40.6 GW
Demand curve coordinate – volume at £0/kW	43.6 GW
Reliability Standard	3 hours LOLE
Price cap	£75 /kW/year
Net CONE	£49 /kW/year
Price Taker Threshold	£25 /kW/year
15 Year Minimum £/kW Threshold	£280/kW (De-rated capacity)
3 Year Minimum £/kW Threshold	£140/kW (De-rated capacity)
Indexation base period	2020/21**
Round price decrement	£5

## (参考) 第2回メインオークションにおける応札価格

3. オークション結果の集計・公表(7) 応札価格の加重平均

容量市場メインオークション約定結果 (対象実需給年度:2025年度)

- 全国の応札価格の加重平均は、1,313円/kWであった。電源等の区分別では、安定電源が1,392円/kW、変動電源(単独)が5円/kW、変動電源(アグリゲート)が198円/kW、発動指令電源が80円/kWであった。
- 北海道・九州エリア以外の応札価格加重平均は852円/kW、北海道エリアでは4,870円/kW、九州エリアでは4,061円/kWであった。

## 応札価格 (加重平均)

[単位:円/kW]



### (参考) 第2回メインオークション事後監視における維持管理コスト平均値

2022年1月 第61回制度検討作業部会 資料3-1

### (参考) 事後監視対象電源を基にした維持管理コストの内訳

● 各費用項目の算定方法及び根拠の説明等について詳細に監視。以下において、主な監視の観点を紹介するとともに、参考として、監視対象電源の維持管理コスト平均値を共有する。

※監視対象電源の	<b>持管理コスト</b> 055、約定した電源の 5イス対象電源含む)	監視の観点
固定資産税	424円/kW	<ul><li>✓ 直近実績×帳簿価額の変動率(2025年度想定帳簿価額/直近実績帳簿価額)で算出されていることを確認。</li><li>✓ 他の監視対象電源に係る固定資産税と比較し、異常な水準でないことを確認。</li></ul>
人件費	1,048円/kW	<ul><li>✓ 直近複数年度の実績平均値に基づき見積もっている場合は、会計監査済みの部門別収支計算書を参照していることを確認。</li><li>✓ 人員数情報を入手しており、他の監視対象電源に係る人員数と比較し、異常な人員規模でないことを確認</li></ul>
修繕費	2,679円/kW	<ul><li>✓ 直近複数年度の実績平均値に基づき見積もっている場合は、会計監査済みの部門別収支計算書を参照していることを確認。</li><li>✓ 過去実績が多額になっているものについては、定検等の大規模修繕が当該期間に発生することを確認。</li></ul>
経年改修費	568円/kW	<ul><li>✓ 将来計画に基づき見積もっている場合は、経営会議において承認されたものであることを確認。</li><li>✓ 将来計画値自体については、当発電所や同燃種・同規模の発電所に係る過去の経年改修実績に基づいて算出していることを確認。</li></ul>
発電側課金	933円/kW	✓ 発電側課金のうちkW課金部分の目安単価(900円/kW)を乗じて算出していることを確認。
事業税 (収入割)	93円/kW	✓ 電源を維持することで支払うコストに対し、税率を乗じて算出していることを確認。また、昨年度のガイドライン改訂を踏まえ、収入割のみ計上されていることを確認。
その他のコスト	3,132円/kW	<ul><li>✓ 直近複数年度の実績平均値に基づき見積もっている場合は、会計監査済みの部門別収支計算書を参照していることを確認。</li><li>✓ 主に委託費や燃料輸送費であり、監視対象電源の横並びの結果、異常なコスト項目がないことや、昨年度のガイドライン改訂を踏まえ、事業報酬等維持管理コストに含めることが不適切な項目がないことを確認</li></ul>
他市場収益 (▲が収益側)	▲1,355円/kW	<ul> <li>✓ kWh価値については、外部機関から入手したスポット市場価格想定値と想定限界費用を比べ、市場価格が限界費用を上回る時間帯における限界利益分をkWh価値として算出していることを確認。</li> <li>✓ ΔkW価値については、需給調整市場ガイドラインに基づき算出された単価に対し、直近の取引量を乗じて算出していることを確認。</li> <li>✓ 非化石価値については、kWh価値算定時の発電量に対し、非化石価値取引市場の直近実績を参照した価格を乗じて算出していることを確認。</li> </ul>

# ●今般の電力需給について

# ●次回メインオークションに向けた検討

- 1. 供給力の管理・確保
  - ≽ 追加オークションの開催判断
  - > 発動指令電源の募集量等
  - > 経過措置の扱い

## 2. その他

- Net CONEについて
- > 監視の対象について

### 監視の対象について

- 監視の対象について、前年度の入札結果に基づく PSI 評価によって、市場支配力を有する事業者の判定を行うことと整理されていた。
- 2024年度、2025年度のオークション結果において、落札しなかった電源等の期待容量は、 それぞれ、433万kWと1,191万kWであり、PSI評価を用いると、この容量を超える電源 等を保有する事業者が市場支配力を有する事業者になると考えられる。
- 一方で、前年度の実績で判断することとした場合には、落札しなかった電源等の容量に応じて、監視の対象が大きく変動することになり、実際のオークション結果において、市場支配力を有すると判断される事業者が監視対象とならない可能性がある。
- そのため、一定の基準として、500万kW以上の発電規模を有する事業者を監視の対象 とすることとしてはどうか。
- なお、前年度のオークション結果等を踏まえながら、500万kW未満の発電規模の事業者であっても、必要に応じて、監視の対象にすることを検討することとしてはどうか。

## (参考) 市場支配的事業者の定義について

### (0) 市場支配的事業者

- 市場支配的事業者については、前年度の入札結果に基づく PSI 評価によって、市場支配的事業者の判定を行うことと整理されていた。
- PSI評価の詳細が未整理な中で、来年度のオークションに向けては、容量市場の制度の 全体的な見直しが進められており、PSI評価の方法そのものにも影響するような見直しも 考えられる。
- そのため、来年度オークションにおいても、初回オークションと同様に市場支配的事業者を 判断することとしてはどうか。
  - \*500万kW以上の発電規模を有する事業者が該当

## (参考) 論点①構造-市場支配的事業者の特定

2020年1月 第38回 制度検討作業部会

- 第29回作業部会では、複数の市場支配的事業者の判定方法を示し、定量的な評価が可能なこと、判定 結果が明瞭であることから、主要供給者指数 (PSI) 評価による案を提示した。PSI評価は入札結果から 市場分断の状況等を踏まえて支配的事業者を判定する一方、発電事業者は応札の前に予め自身が支配 的事業者に該当するか否かを把握しておくことが適当である。したがって、前年度の入札結果に基づくPSI評 価によって、市場支配的事業者の判定を行うこととしてはどうか。
- また、初回オークションは前年度の入札結果がないため、現状旧一般電気事業者、JERA及び電源開発が 各エリアの供給力の太宗を占めていることに鑑み、初回オークションにおいては、まずはこれらの事業者を確認対象事業者とすることとしてはどうか。

#### 概要

旧一般電気事業者、 JERA及び電源開 発を指定 初回オー

初回オークション

現状、各エリアの供給力の太宗を占める旧一般電気事業者、JERA及び電源開発を市場支配的事業者として定義する

#### メリット・デメリット

- 現状の供給能力のシェア実態に整合
- 新電力シェアの増大など市場構造の変化をタイムリーに捉えることができない

#### 市場シェア

- ある発電事業者の供給力が市場全体に存在する供給力に 占める割合を計測
- 一定以上のシェアを持つ事業者を市場支配的事業者と定義
- 定量的評価が可能
- 市場シェアが何%以上の場合に市場支配的と判定するか 閾値の設定方法が不明瞭

主要供給者指数 (Pivotal Supplier Index)

- 総需要を満たすために、ある発電事業者の供給力が不可欠かどうかを試算
- ・ ある事業者の供給力を除いた市場全体の供給力が、需要 より小さい場合市場支配的と判定される
- 定量的に特定事業者の市場支配力の有無を把握可能

残余需要分析 (Residual Demand Analysis)

- 需要曲線から特定事業者以外の供給曲線を引き当てた、 残りの需要曲線の価格弾力性を評価
- 残余需要の価格弾力性が低い場合は、市場支配力を行 使可能と判定される
- 需要曲線の形状が市場管理者によって設定される容量市場では、主要供給者指数評価により市場支配的と判定された事業者は同じ残余需要に直面するため、検証の付加価値が小さいのではないか

# (参考) 主要供給者指数(PSI)について

2019年2月 第38回 制度検討作業部会

総需要を満たすために、ある事業者の供給力が必要不可欠な場合(ある事業者の供給力を除いた市場全体の供給力が、市場全体の需要より小さい場合)、当該事業者は高値入札を行っても確実に限界電源となることができるため、価格操縦が可能となる。

