

容量市場の見直しに向けた検討状況

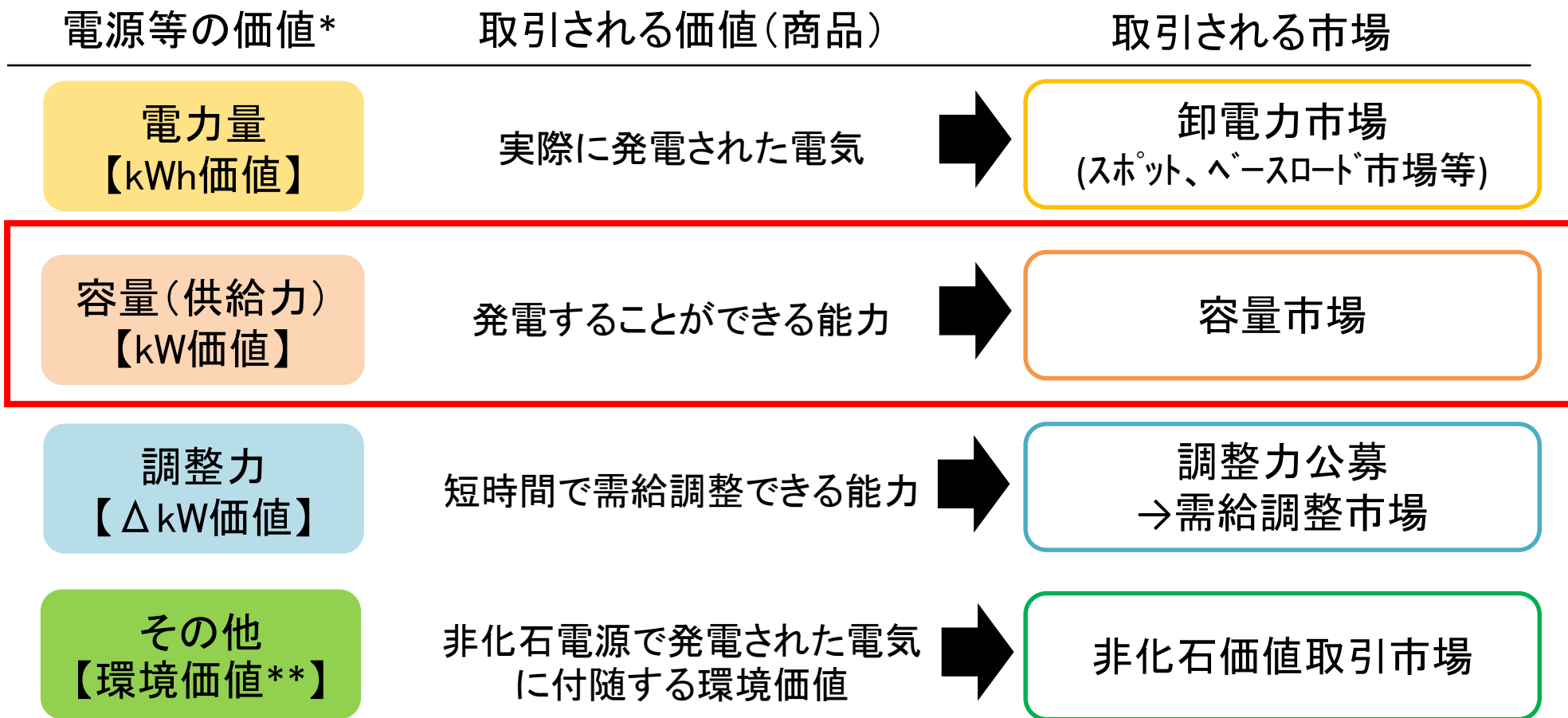
2021年3月26日

資源エネルギー庁

- 1. 容量市場の仕組みと意義**
2. 供給力の推移と今後の見通し
3. 容量市場の見直し

電力市場で取引される価値

- 日本の電力市場においては、電気の価値を細分化した上で、それぞれの価値を取引する市場が整備されている。このうち、容量市場は、発電することができる能力（kW価値）を取引する市場。



(*) 上図は電源を想定して記載しているが、ネガワット等は需要制御によって同等の価値を生み出すことが可能。
また、一つの市場において、複数の価値を取り扱う場合も考えられる。

(**) 環境価値は非化石価値に加えて、それに付随する様々な価値を包含した価値を指す。

容量市場の必要性と意義

自由化前

地域独占と規制料金により投資回収を保証された電力会社が、供給義務を果たすために必要となる発電設備を計画的に建設・維持し、すべての需要家に電力を供給。



自由化後

①小売事業者

自らの需要（販売）に見合った供給力を確保する必要があるが、多くの事業者は発電設備を保有せず。

②発電事業者

卸電力市場の取引量の拡大や、市場価格の低下により、発電設備の維持費等の回収の見通しが不透明に。

需要に必要な電力供給容量を確保するため、**容量市場を創設**
（自由化が先行した欧米各国における導入制度を参考）

①小売事業者

→将来の供給力を確実に確保

②発電事業者

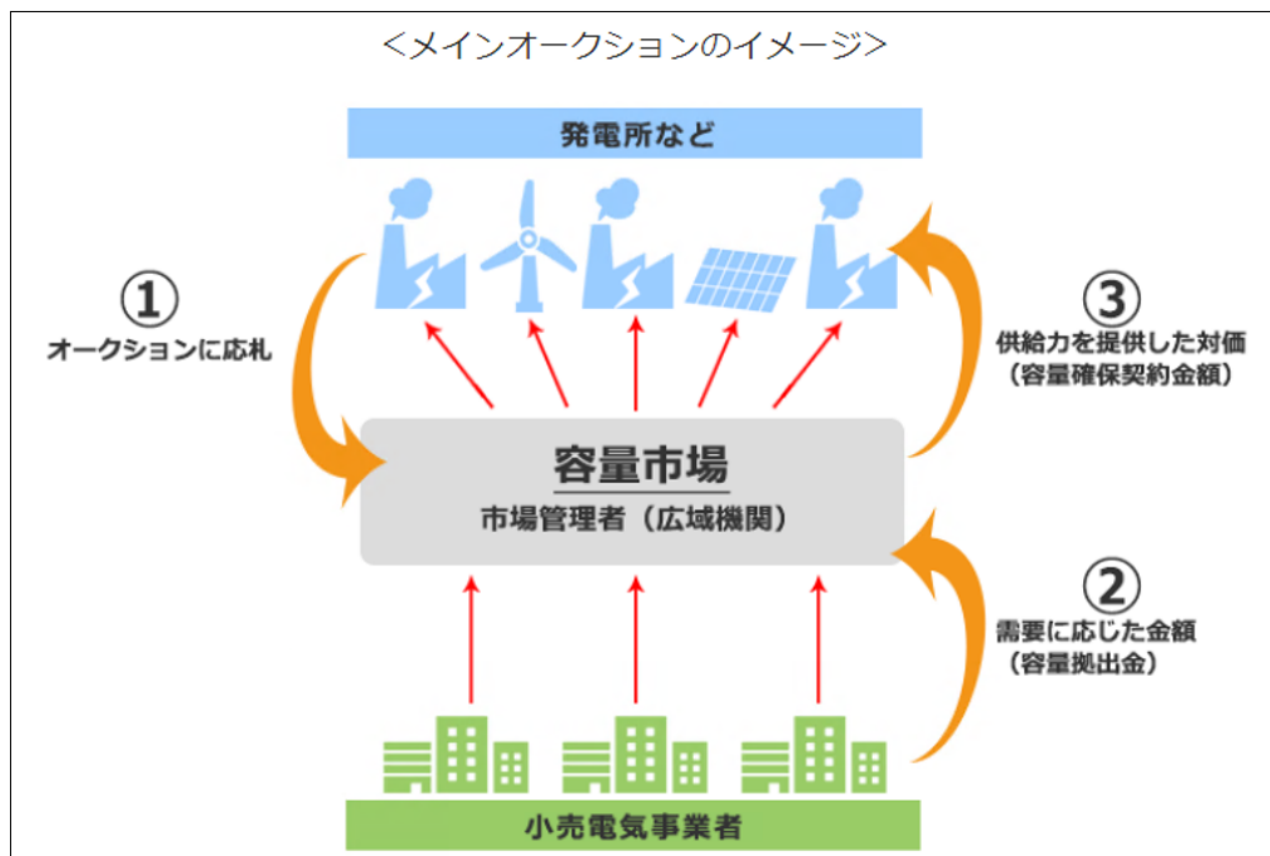
→費用を適切に回収し、発電設備を維持

➡ 小売事業者間の公正な競争を促進しつつ、電力の安定供給を確保

➡ 再エネの調整力として必要な火力電源の確保により、再エネの主力電源化にも寄与

容量市場の仕組み（発電・小売事業者が担う役割）

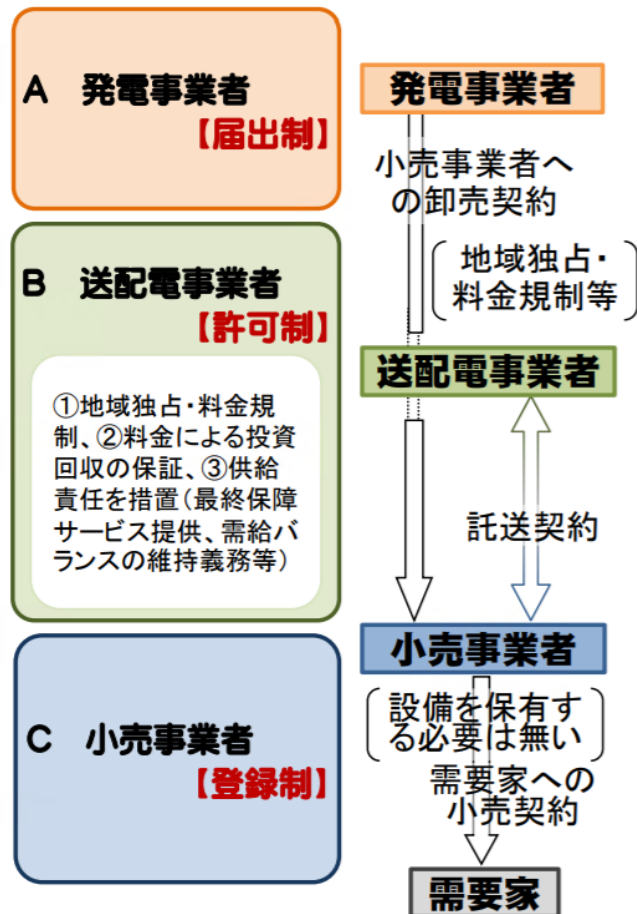
- 容量市場のオークションには、発電事業者等が応札可能であり、落札した場合、4年後に供給力を提供することで対価を受け取ることができる。
- 一方、小売電気事業者は、電気事業法により需要に応じた供給力を確保することが求められており、容量市場で確保した供給力の費用を負担する（費用支払いを通じた市場参加）。



(参考) 構造的対策：供給力の確保に関する各電気事業者の責任等の整理

第31回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年3月10日) 資料5

- 現状、各電気事業者に求められる義務は以下のとおり。
- 電力システム改革の下で自由化が進む中、**電力システム改革の目的（①安定供給の確保、②電気料金の最大限抑制、③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大）と照らし、改めて各電気事業者にかかる責任等について考えることとしてはどうか。**



◆発電事業者

- ① 経済産業大臣の供給命令に従う義務
- ② 一般送配電事業者との間で、電気の供給契約を結んでいる場合の供給義務（需要家保護のため、私契約上の義務に委ねず、公法上の義務として位置付け）

◆一般送配電事業者

- ① 需給バランス維持を義務付け（電圧・周波数維持義務）
- ② 送配電網の建設・保守を義務付け
- ③ 小売電気事業者等への託送供給を義務付け
- ④ 最終保障サービス（需要家が誰からも電気の供給を受けられなくなることをないよう、セーフティネットとして最終的な電気の供給を実施）を義務付け
- ⑤ 離島のユニバーサルサービス（離島の需要家に対しても、他の地域と遜色ない料金水準で電気を供給（需要家全体の負担により費用を平準化））を義務付け

◆小売電気事業者

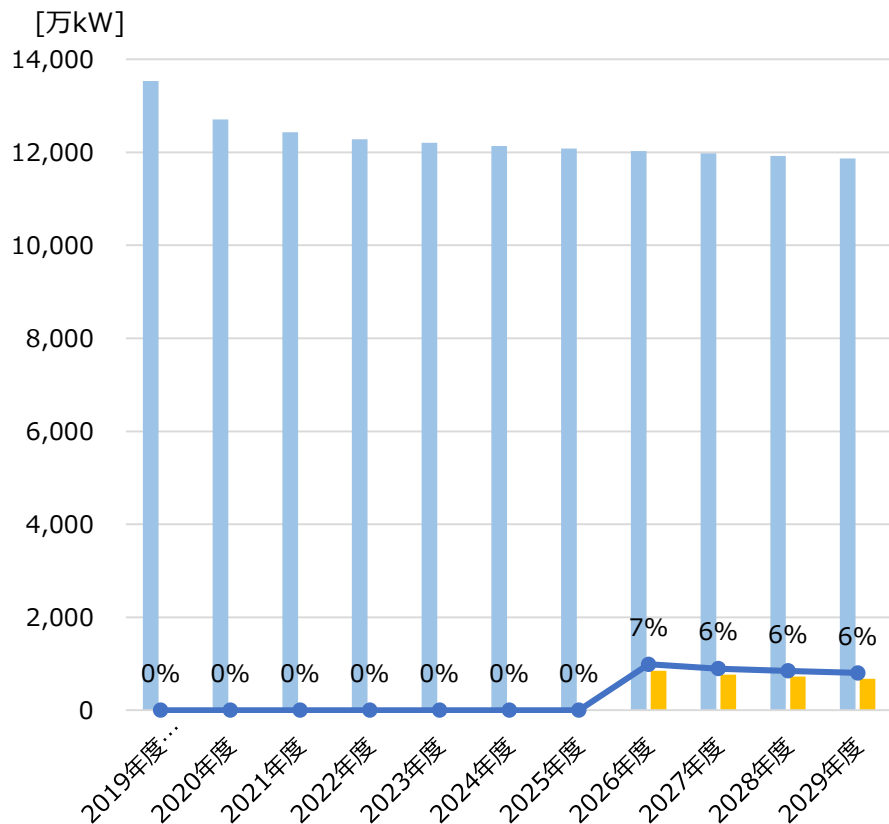
- 需要に応ずるために必要な供給力を確保することを義務付け（空売り規制）
※参入段階・計画段階・需給の運用段階、それぞれにおいて、国や広域的運営推進機関が確認を行い、実効性を担保。

その他、供給計画の提出義務、広域的運営推進機関への加入義務等、全ての電気事業者にかかる義務もある。

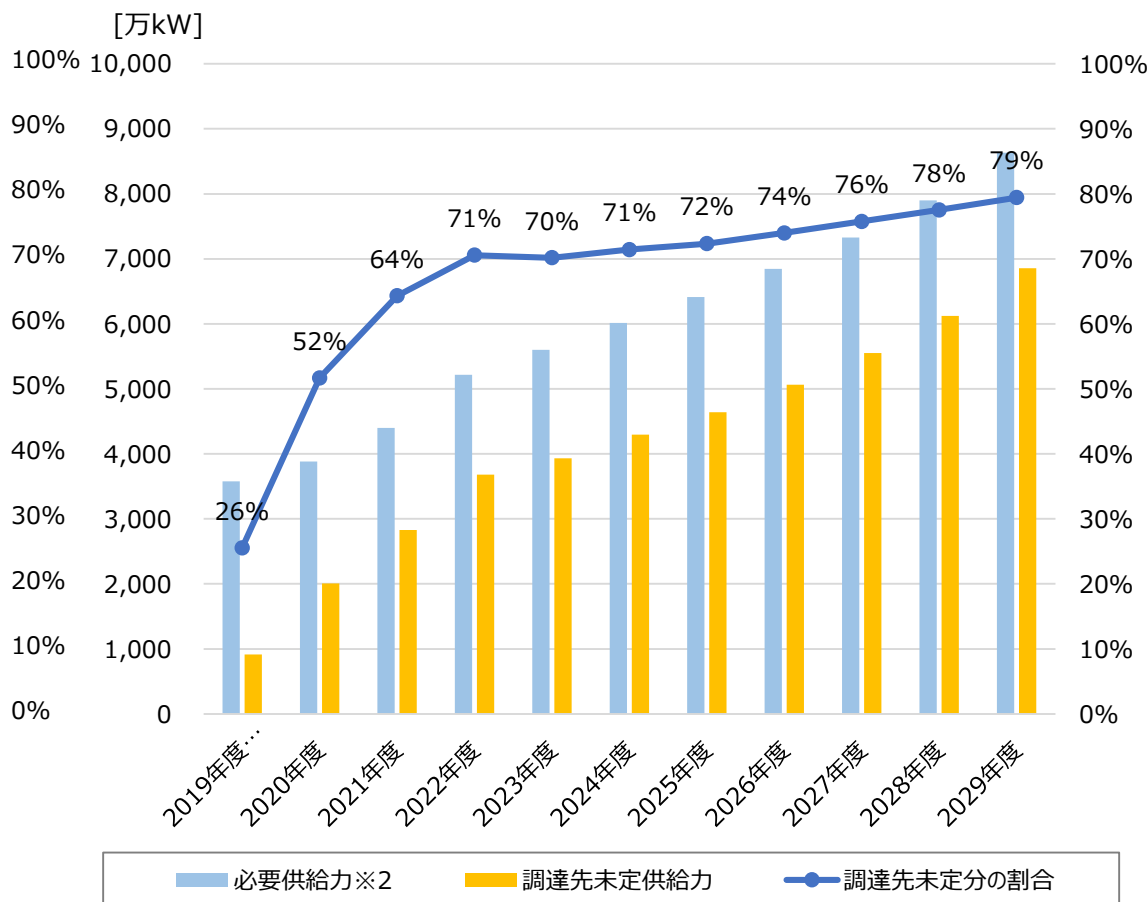
(参考) 小売電気事業者の供給力調達状況

- 2020年度供給計画に基づく小売電気事業者の供給力調達状況を見ると、旧一般電気事業者は調達先未定が僅かにとどまる一方、新電力は極めて高くなっている。

旧一般電気事業者の調達先未定供給力※1、3



新電力の調達先未定供給力※1



※1 調達先未定：相対契約を締結していないもの（卸電力取引市場からの調達、相対契約期間満了分）（卸電力取引市場からの調達のうち、先渡市場やベースロード市場からの調達は含まない）

※2 必要供給力：小売電気事業者に義務付けられている需要×101%（予備率1%）の供給力

※3 「必要供給力」を「確保済供給力」が上回る場合は、調達先未定は0とする。

(参考) 容量メカニズムの海外での導入状況

容量市場 (集中型／分散型)	● 発電事業者が保有する容量に対して、<u>小売事業者</u>が、<u>市場メカニズムで決まった価格</u>を容量に応じて支払う制度。 ● <u>将来の供給力確保</u>に主眼。	イギリス フランス イタリア ※1 ポーランド ※2 ポルトガル 米PJM 米カリフォルニア州 豪（西部）
容量支払い	● 発電事業者が保有する容量に対して、<u>公的主体</u>が、<u>予め決めた価格</u>を容量に応じて支払う制度。	
戦略的予備力	● <u>公的主体が決定した、緊急時に不足すると見込まれる容量</u>の電源を、<u>系統運用者</u>が予め確保するための制度。 ● <u>電源の休廃止の阻止</u>に主眼。	ドイツ ベルギー スウェーデン
価格スパイク	● <u>供給力が一定値以下</u>になると、予め設定された需要曲線に沿って<u>卸市場価格が高騰</u>する制度。	米テキサス州 豪（南東部）

※1 イタリアは、2019年より、容量支払い→容量市場に移行

※2 ポーランドは、2018年より、戦略的予備力→容量市場に移行

(出典) ACER/CEER “Annual Report on the results of monitoring the internal electricity markets in 2019”

IEA “Re-powering Markets – Market Design and Regulation during the Transition to Low-Carbon Power Systems” 等

（参考）テキサス州の電力市場と大規模停電（2021年2月）

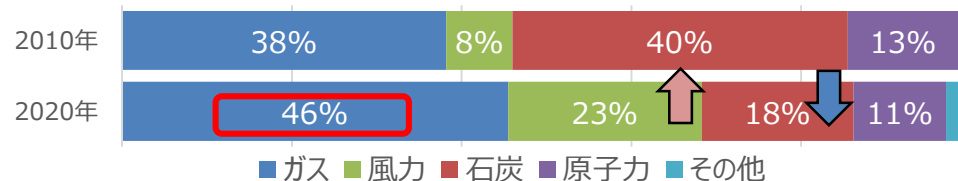
- ❑ 石炭減少と風力拡大の中、ガス火力の供給途絶等※により、今冬の需給逼迫・停電が発生。

※ 寒波や強風によるガスパイプラインやタービンの凍結、風力発電設備の凍結・損壊等（最大4,600万kWの供給力喪失）

電力供給を取り巻く環境

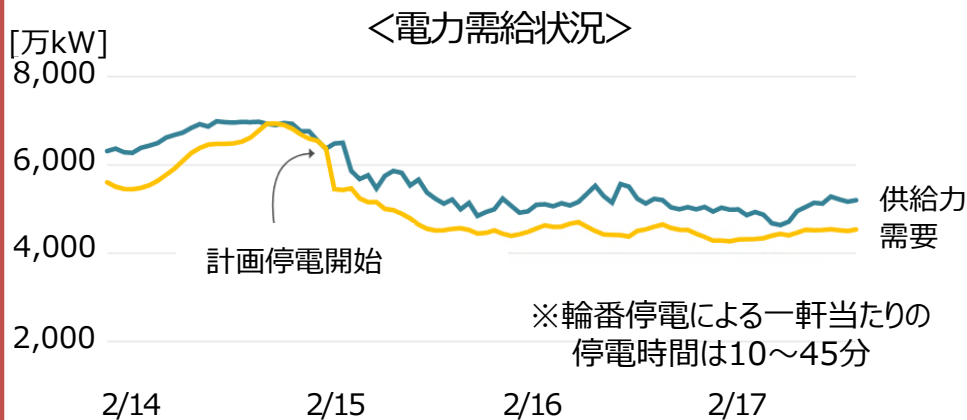
- ❑ GDPと電力需要は、日本の約40%の規模。
- ❑ 電源構成は、石炭減少と風力拡大の傾向。
- ❑ 過去5年間で、予備力は約8%減少。
- ❑ テキサス州は系統が独立しており、他エリアからの電力融通は限定的。

テキサス州の電源構成（kWh）



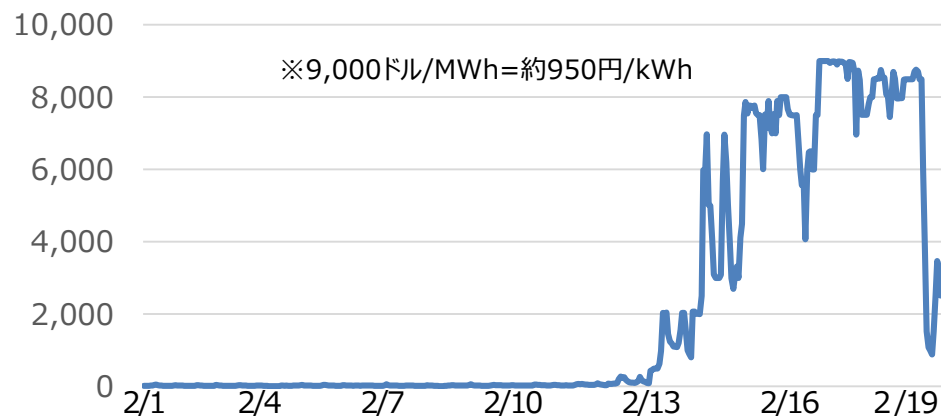
今冬の停電・市場価格の状況

- ❑ 15～19日の5日間で計画停電を実施。
最大約400万世帯(約32%)が停電。



- ❑ 前日市場において約950円/kWh（＝上限値）を記録（1\$ = 106円換算）

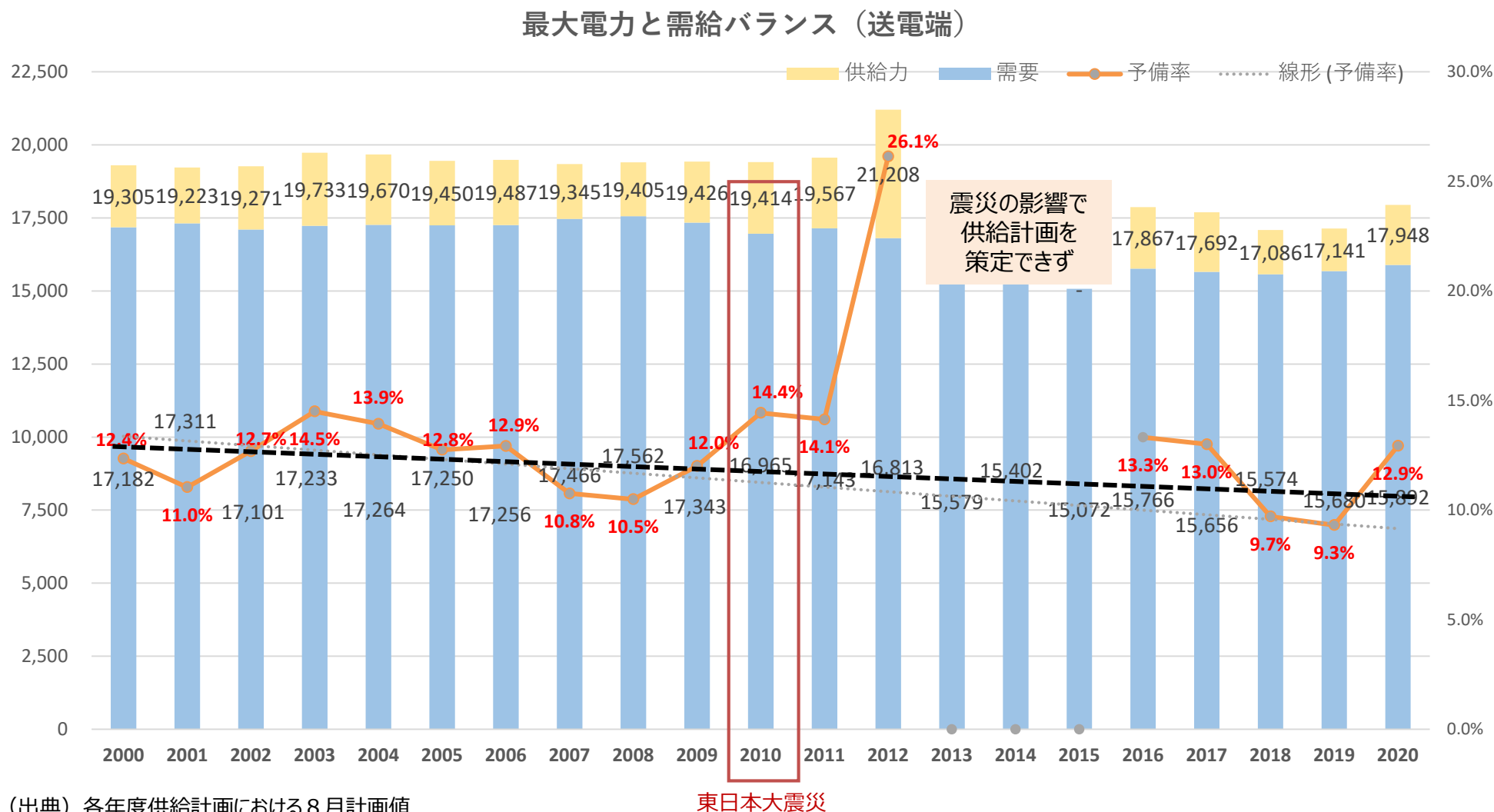
＜ヒューストンエリアの前日市場価格＞



1. 容量市場の仕組みと意義
- 2. 供給力の推移と今後の見通し**
3. 容量市場の見直し

夏季の供給予備率（見通し）の長期推移

- 過去20年間、夏季における供給予備率は一定の水準（9～14%）で推移。ただし、東日本大震災後は、供給力及び需要ともに震災前より大きく落ち込んでいる。

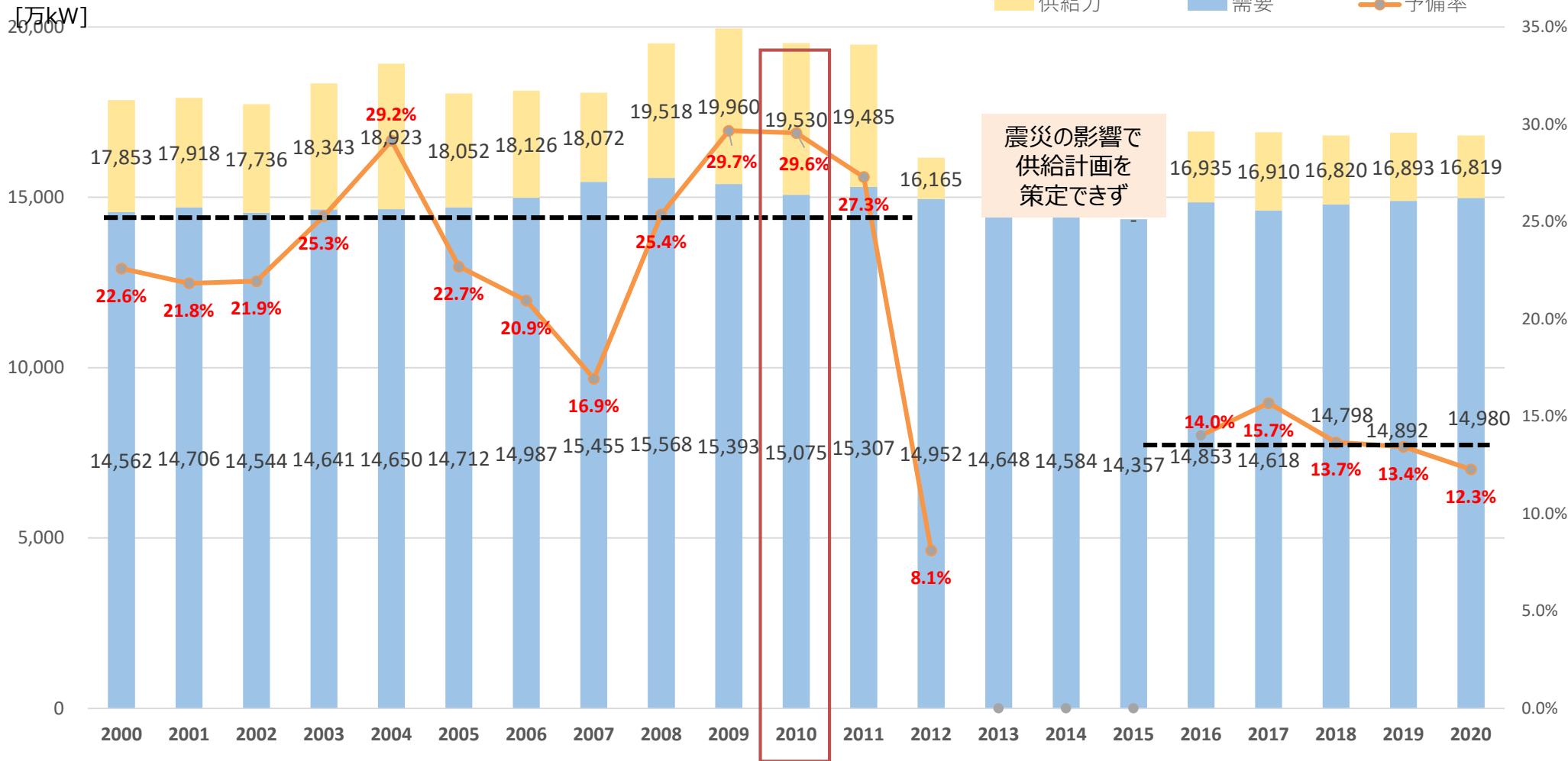


冬季の供給予備率（見通し）の長期推移

- 冬季における供給予備率は、東日本大震災の前後で、20%超から10%台前半へと大きく低下。他方、需要は、震災の前後を通じてほぼ同水準。

最大電力と需給バランス（送電端）

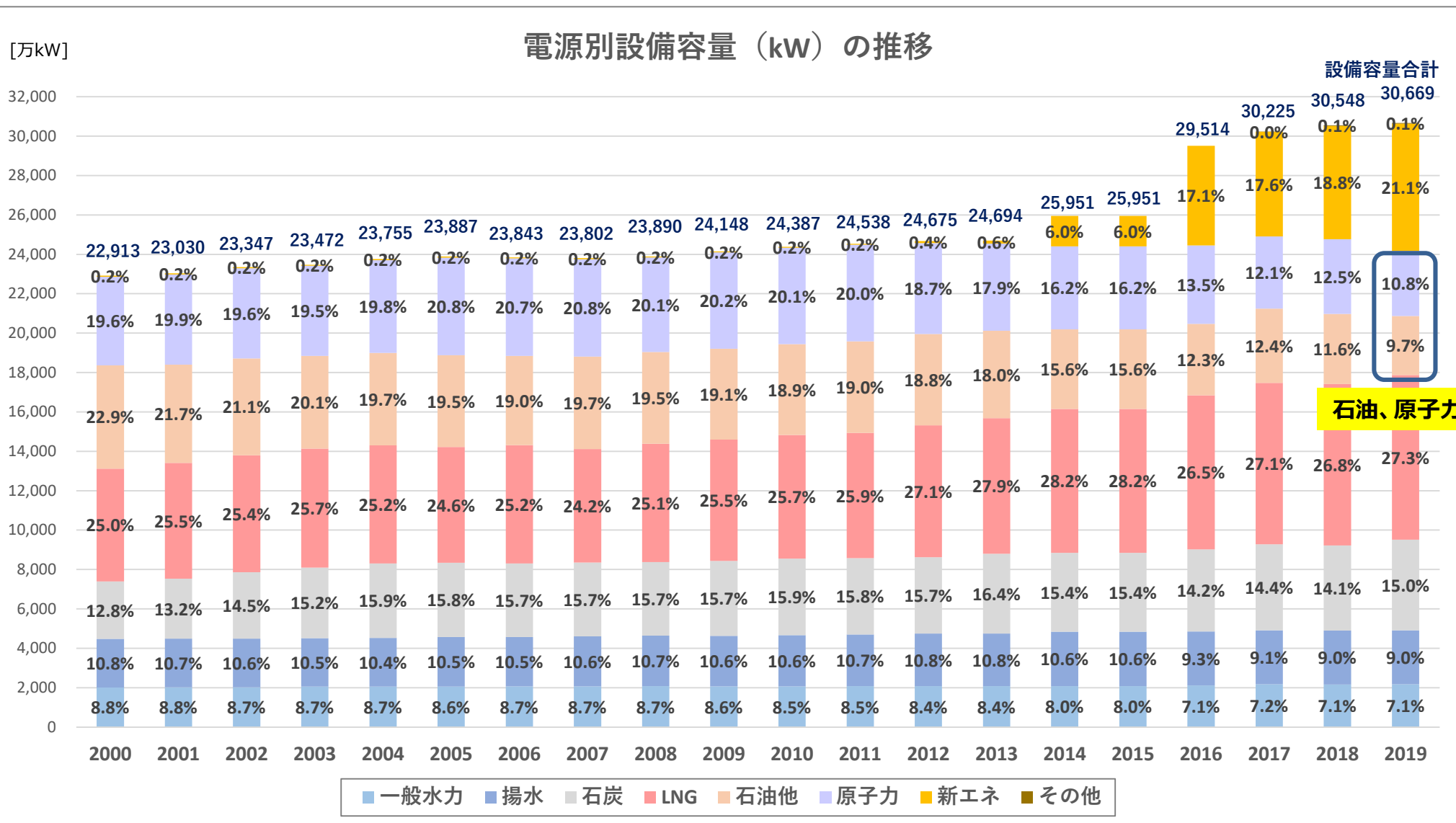
供給力 需要 予備率



（出典）各年度供給計画における1月計画値

(参考) 設備容量の推移

- 近年、再エネが増加する一方、石油火力や原子力の設備容量が減少している。



休廃止予定の火力電源の動向

- 自由化後、2019年度までの火力電源の廃止実績は増加傾向。
- 2021年1月8日の需給逼迫下で稼働していた火力電源のうち、**約500万kW※が2024年度までに休廃止予定**。また、2025年度断面でさらに約570万kWの設備が休廃止予定。

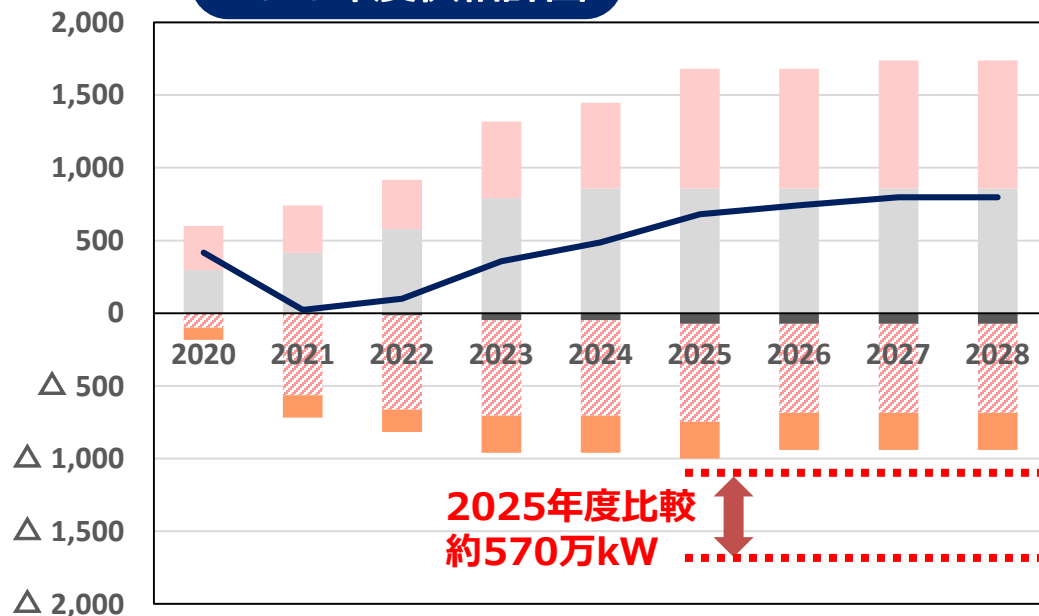
廃止した火力電源の実績

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
設備容量 (万kW)	49	203	136	669

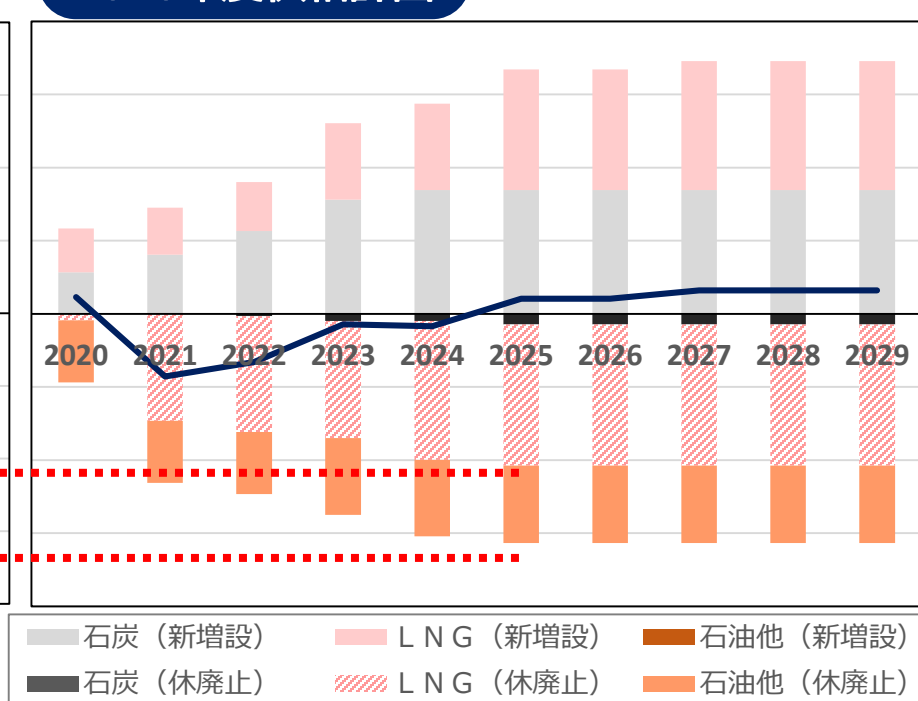
※2021年1月8日時点で稼働していた旧一般電気事業者・電源開発が保有する火力電源のうち、2024年度までに休廃止する予定の電源を集計。

【万kW】

2019年度供給計画

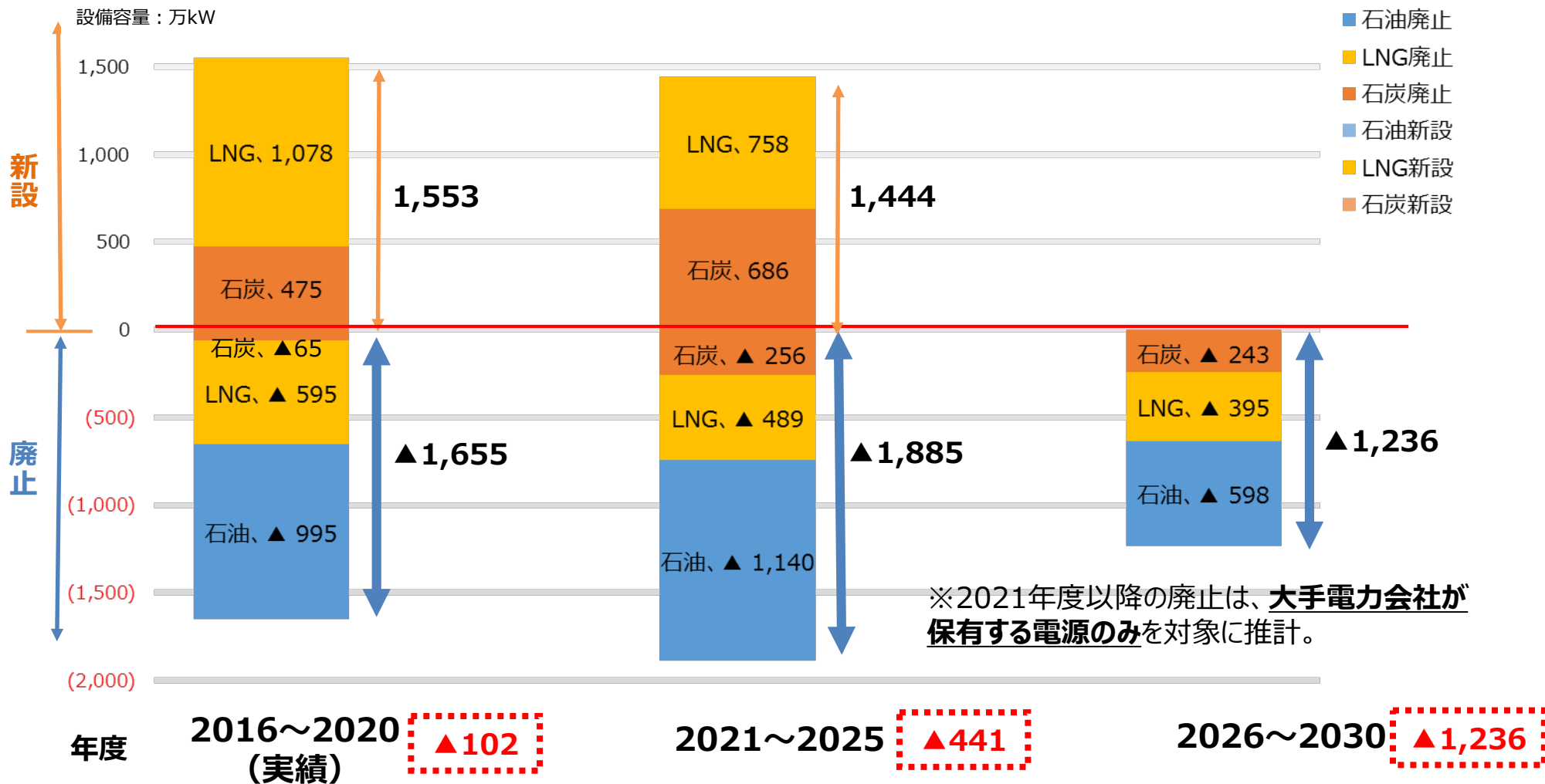


2020年度供給計画



今後10年間の火力供給力の増減見通し

- 今後も、主に緊急時に活用されていた石油火力発電設備の廃止が継続する見込み。
- 当面は火力の新設計画も予定されている一方、供給力全体としては減少傾向にあり、稼働率低下や卸電力取引市場の価格の低迷に伴う採算性悪化から、さらに加速する懸念。



注1. 2016~2020年度：新設実績は資源エネルギー庁「石炭火力発電所一覧」および電気事業便覧（2019年版）、廃止実績は各年度供給計画より。

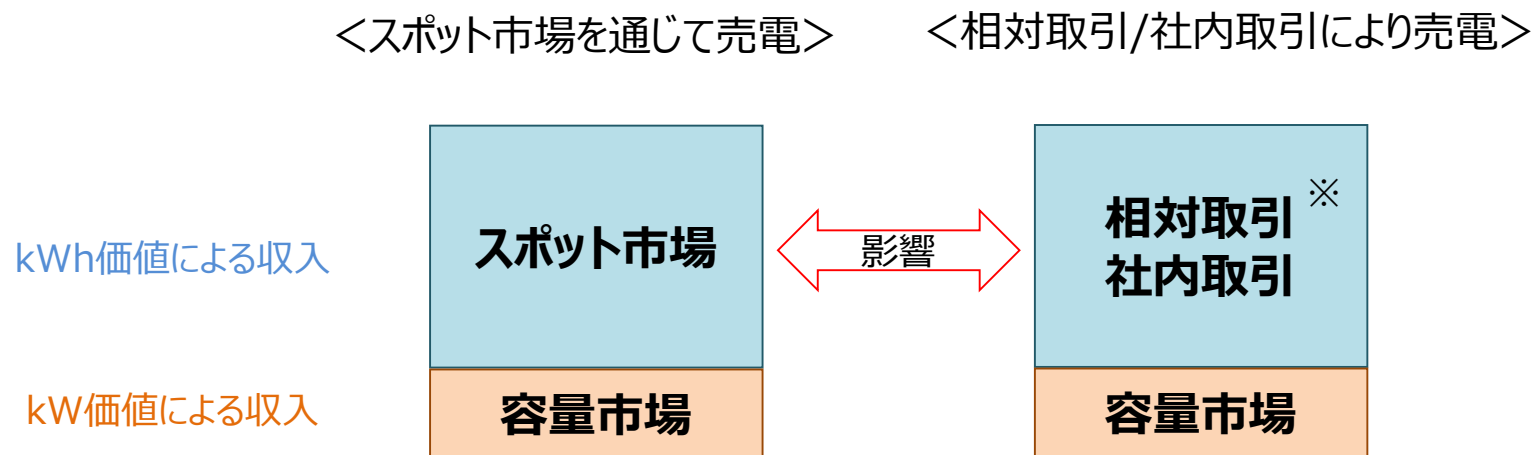
注2. 2021年度以降（新設）：2020年度供給計画とりまとめにおける、2029年度までの火力新設計画より（大手を含む全事業者）

注3. 2021年度以降（廃止）：大手電力が保有する電源のうち、運転開始から45年経過した電源＝廃止と仮定。

(参考) 供給力電源の収入構造

第7回構築小委員会
(2020年10月16日)資料3

- 発電事業者がスポット市場で売電する場合には、スポット市場からの収入に容量市場からの収入を加えた額となる。
- 発電事業者が相対取引や社内取引を行う場合にも、その取引価格はスポット市場の価格の影響を受ける。
- このため、供給力電源の基本的な収入構造は、スポット市場からの収入と容量市場からの収入の合計額が指標となると考えられる。



※ 基本料金と従量料金の二部料金制のケースや、従量料金のみ的一部料金制のケース等がある。
いずれの場合も、相対取引/社内取引の価格水準は、スポット価格の影響を受ける。（相対取引価格等がスポット市場の価格より高ければ、電源が差し替えられる。）

(参考) スポット市場と容量市場の関係

第7回構築小委員会
(2020年10月16日)資料3

- 容量市場における入札ガイドラインに従えば、発電事業者の入札行動は、「運転維持費」から「他市場収益」を控除して応札するものと考えられ、「スポット市場の価格」と「事業者の容量市場への応札価格」は基本的に逆相関の関係にある。
- 一方で、容量市場には上限価格が設けられており、一定額以上に上昇することは無い。
- したがって、スポット市場の価格の大幅な低下に対しては、引き続きダウンスайдリスクがある。

<容量市場における入札ガイドライン>

4. 容量市場の活性化

(3) 監視対象行為

(イ) 価格つり上げ

市場支配的事業者が、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、市場支配的事業者が、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。

<容量市場の上限価格>

$$\text{上限価格} = \text{NetCONE} \times 1.5$$

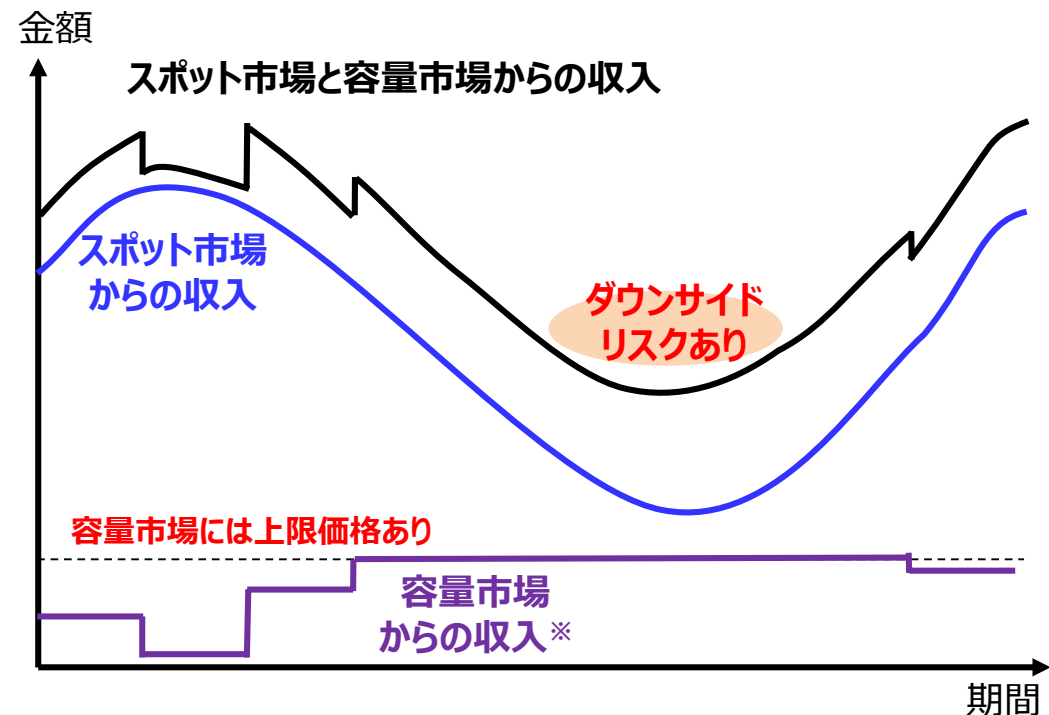
$$\text{Net CONE} = \text{Gross CONE} - \text{他市場収益}$$

(注) Gross CONE : 新設電源 (CCGT) の固定費

※2020年オークションでは14,225円/kW

他市場収益 : スポット市場を含む他市場からの収益

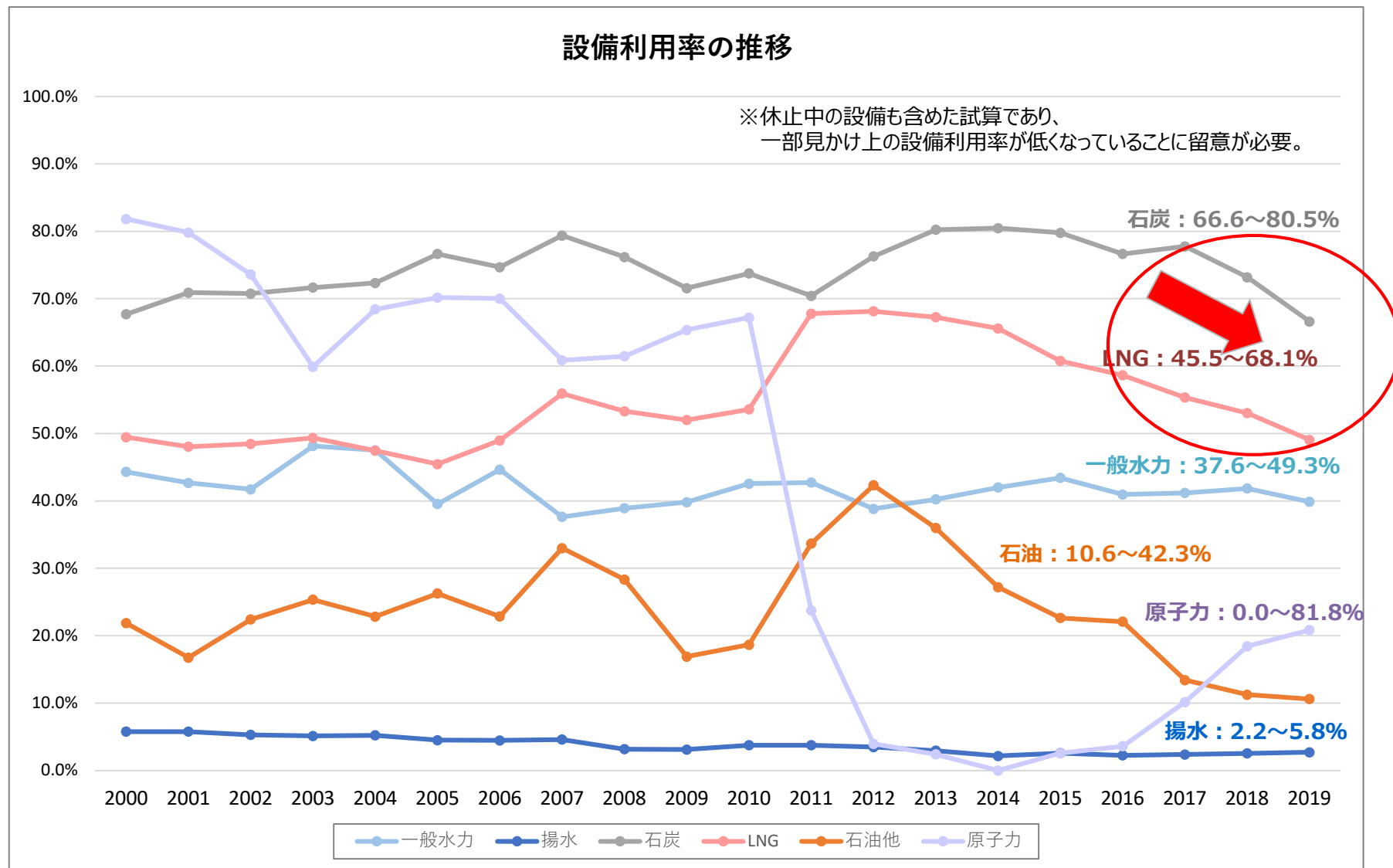
<スポット市場と容量市場の関係（イメージ）>



※実際の容量市場の価格は、発電事業者の入札行動とは別に、供給力の多寡等によっても決まるため、必ずしも上記のような形になるとは限らない。

(参考) 設備利用率の変化

- ここ2,3年、再エネの導入拡大に伴い、火力電源の設備利用率の低下が目立っている。



(参考) 供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見 (広域機関提出) について (抜粋)

<2017年度取りまとめ>

- (略) 事業者間競争の激しい東京、中部、関西エリア（中央3エリア）において予備率8%を下回る年度があり、その要因を調査したところ、以下のことが明らかになった。
 - ① 中央3エリアでは、(略) 旧一般電気事業者である発電事業者は、経年火力の休廃止を進めることにより、保有する供給力を減少させていく予定であること
 - ② (略) 中小規模の小売電気事業者は、自社で確保する供給力の割合が低いこと

<2018年度取りまとめ>

- 昨年度、東京・中部・関西エリア（中央3エリア）において需給バランスが予備率8%を下回る年度があり、その要因について、旧一般電気事業者（小売及び発電部門）は、離脱需要の増に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は、調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少していると分析した。本年の取りまとめでは、中央3エリアに加え、その他のエリア（特に、東北・四国・九州エリア）においてもその傾向がみられ、エリアの予備率が減少していることが分かった。その結果、連系線を活用してエリア間で均平化した需給バランスにおいて、時間帯によっては広範囲のエリアで予備率が8%を下回るという結果となった。

<2019年度取りまとめ>

- (略) 昨年度の供給計画の取りまとめにおいて、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少しており、この傾向が今後も進むものと想定した。2019年度の取りまとめにおいて、この傾向が続いていることが改めて確認された。

1. 容量市場の仕組みと意義
2. 供給力の推移と今後の見込み
- 3. 容量市場の見直し**

2020年度実施 容量市場メインオークション (対象実需給年度：2024年度) の約定結果①

電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会
(第43回会合、2020/10/13) 資料3-2

- 約定価格 : 14,137円/kW (入札上限)

- 経過措置価格 : 8,199円/kW

※経過措置：2010年度以前に建設された電源（約8割）の受取額は、約定価格の58%と設定

- 総平均価格 : 9,534円/kW

➡ 背景に、日本全体で4年後に確実に稼働できる供給力の不足 (※落札率97%)

(考えられる要因 (例))

- ・需給ひっ迫時に備えた経年火力の存在
- ・先行き不透明な中での火力の新設投資の見送り
- ・経年火力の維持管理における高コスト構造
- ・市場における競争圧力の弱さ
- ・卸電力市場価格の下落



今後、エネルギー基本計画の見直しの議論にあわせ、
電力・ガス基本政策小委員会等において議論

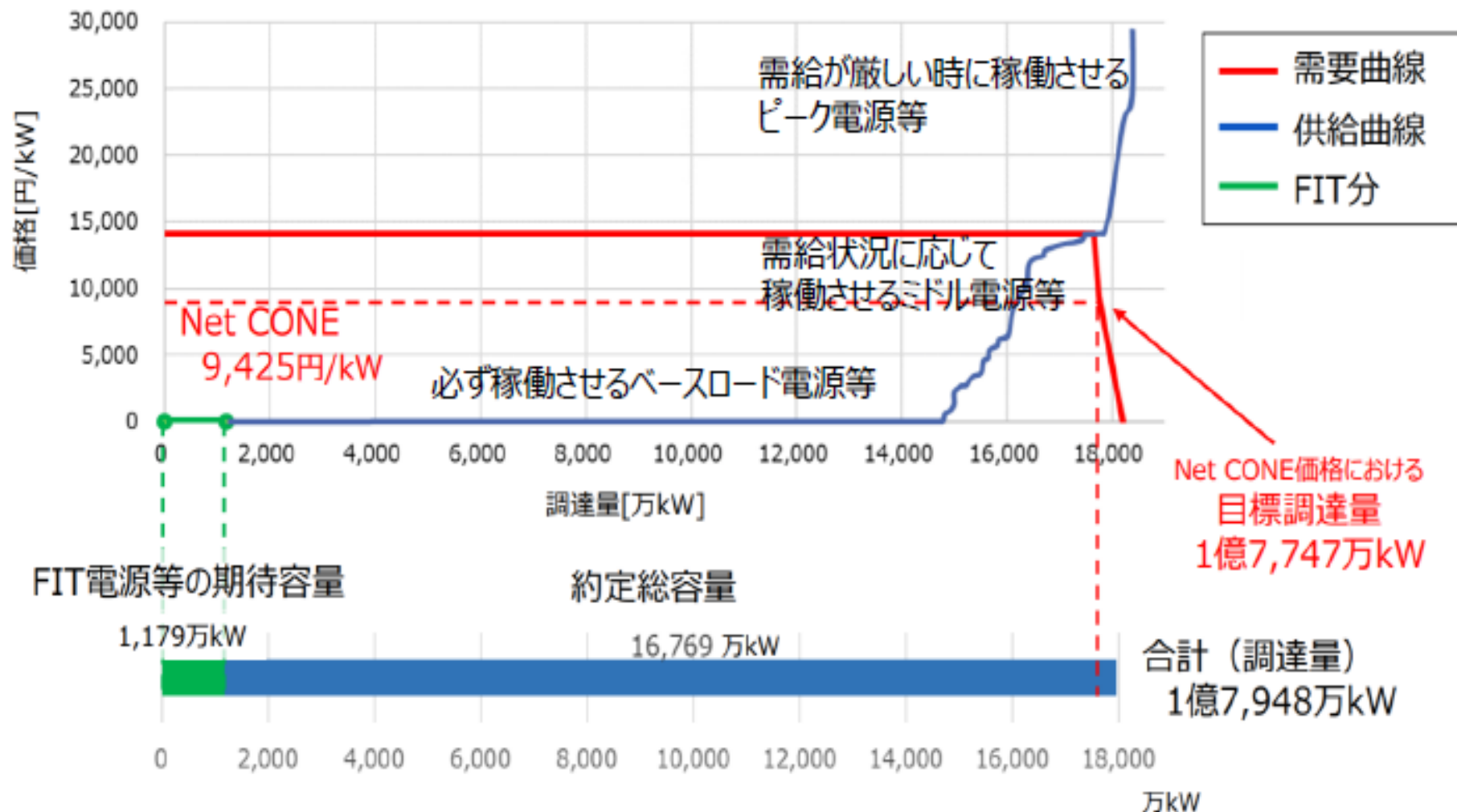
(参考：欧米各国の価格水準)

- イギリス：1,000～3,000円/kW/年、アメリカ (PJM)：3,000～7,000円/kW/年
- フランス：1,000～2,000円/kW/年

2020年度実施 容量市場メインオークション (対象実需給年度：2024年度) の約定結果②

電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会
(第43回会合、2020/10/13) 資料3-2

<2020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）>



(参考) 再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース第1回 (2020年12月1日) での河野規制改革・行政改革担当大臣 御発言 (抜粋)

- ✓ 容量市場の議論をした後、このカーボンニュートラルという話になったんで、これはゼロベースで議論しても特に問題はないんだろうと思います。カーボンニュートラルを実現する際に、やはり石炭の延命に繋がったり再エネへの追加負担になるというのは、カーボンニュートラルに向けての阻害要因と言わざるを得ない。
- ✓ (略) カーボンニュートラルという前提条件の変化を入れた議論をしっかりとやっていただきたいと思います。
- ✓ だからと言って、時間をかけていいという事にはなりませんけども、大きく前提条件が変わった中で、それじゃあどういふことをやっていかなければいけないのかというのは、これは有識者の意見も聞きながら、電力会社、再エネ業者、消費者、色んな議論を聞きながら、やはりきちんとスピーディに議論をして結論を出していく必要があると思います。

「再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース」開催について（令和2年11月20日 内閣府特命担当大臣決定）

1. 趣旨 (抜粋)

2050年カーボンニュートラル社会の実現に向け、規制改革や革新的イノベーションの推進などの政策を総動員することが急務である。中でも、本社会の実現に向けて、再生可能エネルギーの主力電源化及び最大限の導入が非常に大きな鍵を握り、その障壁となる規制改革の取組は必要不可欠である。このため、内閣府特命担当大臣（規制改革）の下で、関連府省庁にまたがる再生可能エネルギー等に関する規制等を総点検し、必要な規制見直しや見直しの迅速化を促すことを目的に、「再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース」を開催する。

(開催実績)

第1回（令和2年12月1日）

- ・議題1 風力発電に関する環境影響について
- ・議題2 容量市場について

(構成員)

大林 ミカ 自然エネルギー財団 事業局長
高橋 洋 都留文科大学 地域社会学科 教授
原 英史 株式会社政策工房 代表取締役社長
川本 明 慶応義塾大学 経済学部 特任教授

(参考) 再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース第1回 (2020年12月1日) での構成員からの主な指摘

- ✓ まず、需給調整市場の整備や先渡し・先物市場の拡充、発販分離といった基本的な競争環境整備を行い、その上でゼロベースで再検討することが必要。イギリスやアメリカでは、公正で競争的な市場整備が進んだ上で、供給力確保の観点から、容量市場の議論となっていた。
- ✓ 長期的な供給力を確保するため、変動費部分を前日スポット市場で回収し、固定費を容量市場で回収するという役割分担であると認識。理論的にはあり得るが、国際的に必ず容量市場が不可欠であるという一致した意見はない。
- ✓ カーボンニュートラル、再エネの主力電源化、非効率石炭のフェードアウトと不整合。非効率石炭火力の延命につながるという矛盾点がある。多額の資金が柔軟性のない電源に行ってしまうと、将来に向けて整合性が全くとれない。新しい投資は、柔軟性を確保するための送電線や変動型自然エネルギーに使われていくべき。
- ✓ 1兆円以上のお金が、既に設備投資を行われた総括原価方式でつくられた電源に注がれるのは、一般市民の感覚からしてもかなり受け入れ難い。

容量市場の見直しに向けた検討状況

- 昨年9月のオークション結果公表以降、監視等委員会とも連携し、検証を行うとともに、導入の意義も含めて、抜本的な見直しに向けた徹底した議論を実施。
- 安定供給の観点から必要な供給力は確保しつつ、約定価格の決定に関しては、抜本的な見直しを実施する方向で検討中。

<抜本見直しの方向性>

1. 確実な供給力の確保

- 供給力として最大需要の113%相当の設備容量（kW）確保は堅持
- 再エネの活用に資するデマンド・レスポンス（DR）枠を拡大（3→4%）

2. 価格決定手法の抜本的な見直し（小売負担の抑制）

- オークションの2段階化（実需給の4年前に113%、1年前に2%）
- 小売事業の激変緩和（従来の経過措置と逆数入札を廃止し、新たな措置を導入）
- 電力・ガス取引監視等委員会による、入札価格の事前監視制の導入

3. 2050年カーボンニュートラルとの整合

- 非効率石炭火力については、設備利用率に応じて減額を行うインセンティブ措置を新たに導入
⇒ 供給力としての石炭火力を維持しつつ、CO2排出量を抑制

具体的な方向性（メインオークション/追加オークションにおける調達）

- 4年前には稼働が見通せないが、実需給が近づくと稼働が見通せる電源が存在しうる（例えば、自家発電やDR、未稼働の原子力）。
- そのような供給力を確保するためにも、メインオークションでは全量を調達せずに、追加オークションで調達することも考慮すべきといったご意見があった。
- 実需給年度の至近まで、稼働を見通せない電源等にも取引の機会を与えるため、追加オークションでの調達を前提とする案が望ましいのではないかと。
- 具体的には、DRの増加が期待されること、自家用発電設備の容量市場への参加や未稼働原子力の稼働などにより、一定の供給力の確保が期待できることを考慮し、来年度オークションにおいては、H3需要の2%分をメインオークションの調達量から減少させた上で、追加オークションで調達することとしてはどうか。
- また、追加オークションでの調達量については、発動指令電源で1%、安定電源で1%を基本としつつ、需要や供給力変動、実需給年度の2年前に実施される発動指令電源の実効性テストの結果等を踏まえた上で、追加オークションで調達する量を決定することとしてはどうか。
- なお、メインオークションで非落札となった電源が追加オークションを待たずに退出するリスクが考えられ、容量市場が実需給年度を迎え、本格的に運用が開始されるまでの電源の退出防止策については、別の委員会とも連携をして、今後具体的な方策に向けて更なる検討を深めていく必要がある。

発動指令電源（DR）の拡充について

- 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ような制度変更が望ましいと考えられる。
- 電源I'の実績と比較して容量市場の初回オークションの発動指令電源の調達量は大きく増加している。
- このような点も踏まえて、発動指令電源の調達上限については、現行の3%から全体として4%に拡充することとしてはどうか。
- また、その場合には、メインオークションでの調達量は初回オークションの調達上限と同様の3%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拡充分の1%を上限として確保することとしてはどうか。また、追加オークションでの調整係数について検討することとしてはどうか。

供給力の管理・確保 (売り惜しみ防止策の強化ー応札の透明性の向上)

- 前回の本部会で、市場支配的事業者については、休廃止の予定の有無にかかわらず、基本的にすべての電源について応札することについてご議論いただいた。
- 実需給年度において、休廃止を予定している電源についても、現時点で稼働しているか、休止している場合でも短期に稼働ができる電源については、容量市場に参加すべきと考えられる。ただし、応札しない事情も一定程度、考慮すべきとも考えられる。
- そのため、市場支配的事業者については、ガイドラインを修正し、以下の基準を満たす電源を除く、すべての電源について応札を要することとしてはどうか。

【応札不要とする電源の基準】

メインオークション応札受付開始時点で休止しており、当該時点で1年以上休止している場合は応札不要である。この基準を満たさない場合でも以下の基準のいずれかを満たす場合には応札不要である。

- ① 実需給年度において補修工事等、休廃止以外の理由でリクワイアメントを達成しうる稼働見通しが不確実である場合
 - ② メインオークション応札受付開始時点で廃止していないが、当該時点より1年以上前に「実需給年度までに廃止が決定した」旨を公表している場合
 - ③ 実需給年度においてFIT認定を予定している等、入札対象外電源となる見込みがある場合
- なお、当基準のいずれも満たさないものの、個社の判断により応札しない場合に限り、事前に電力・ガス取引監視等委員会の確認を得ることとしてはどうか。
※当基準を満たし応札しない電源は、監視委の事後監視を受けることになる。

（１）基準価格

- 前回の本部会では、事前確認対象を決定するための基準価格については、前年度のNetCONEとすることについてご議論いただいた。
- その中で、初回オークションの結果を踏まえて、約定価格の妥当性を確認する必要があり、より幅広く監視するために、基準価格については、NetCONEの半分としてはどうかというご意見があった。
- 初回オークションにおける価格つり上げの監視は、38件であり、その結果をもとに次回オークションでNetCONE以上となる見込みの電源は50件程度と想定されている。また、一定の基準を満たす休止電源についても応札を要することを求めることで議論が進められており、初回オークションと比較して、十分に対象が広がると考えられる。
- また、事後ではなく事前に監視を実施することからも実効性が高まると考えられるため、事前確認対象を決定するための基準価格については、行政コストも考慮した上で、前年度のNetCONEとしてはどうか。

（２）手続

- 前回の本部会では、監視対象の範囲が初回オークションと比べて広がりうることから、事前確認の受付については、入札の２ヶ月前が目安となることについて提示した。
- これについて、事前監視期間中の算定諸元の変動を考慮して、2か月前が締め切りではなく、状況の変化に応じて随時、受付けていただきたいというご意見があった。
- 算定諸元の変動については、監視手続に係る時間も考慮した上で、監視完了の一定期間前までに電力・ガス取引監視等委員会に届け出ることとしてはどうか。（ex.監視完了の2週間前までは特段の事情がある場合の変動を受け付けるなど）
- また、入札価格の事前確認に関して、事業者が電力・ガス取引監視等委員会の指摘に応じない場合や事前監視を受けずに応札する場合が考えられる。
- この場合の応札価格、事前監視の実施状況については、応札後に確認することとし、事前監視の結果と整合しない場合には、応札を取り消すこととしてはどうか。

- これまで、従来の経過措置を廃止した上で、①電源等の経過年数に応じた減額と②入札内容に応じた減額を併せて適用する方向で整理を行ってきた。
- 今回は、①と②を踏まえた具体的な減額の規模感について、更なる議論を行っていただきたい。
- ②については、前回の本部会において、入札価格に応じた減額と調達量に応じた減額の2案を提示し、入札価格に応じた減額を支持するご意見をいただいた。そのため、入札価格に応じた減額を前提として検討を進めることとしてはどうか。
- また、約定価格を2段階とした場合、次頁の斜線部分について、価格をマルチプライスにするということも考えられるが、マルチプライスを一部導入することで約定価格のつり上げにつながる懸念されること、これまでも容量市場の約定価格の決定方法としてシングルプライスを採用してきており、それを前提として、維持管理コストを計算するなど制度設計を行ってきており、一部だけマルチということは必ずしも適切ではないこと、等を踏まえて、次頁の斜線部分については、シングルプライスで約定することとしてはどうか。

※なお、激変緩和措置については時限的に支払額を減額するものであり、段階的にその減額を縮減していくもの（2030年には当該措置を終了させる。）と整理している。

激変緩和の措置のシミュレーション（減額の規模感）

電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会
（第48回会合、2021/3/26）資料3

- 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。）。

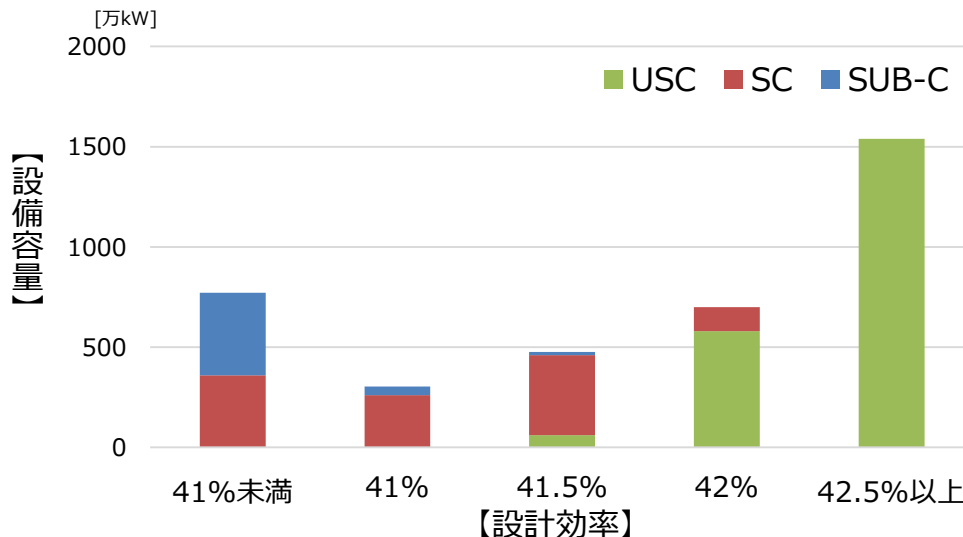
減額規模 （約定総額の減少割合）	①電源等の経過年数 に応じた減額	②入札内容 に応じた減額
15%程度	5%～10%	約定価格×0.95～0.85
20%程度	5%～10%	約定価格×0.90～0.80
25%程度	5%～10%	約定価格×0.80～0.75

①対象範囲の基準について

電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会
(第48回会合、2021/3/26) 資料3

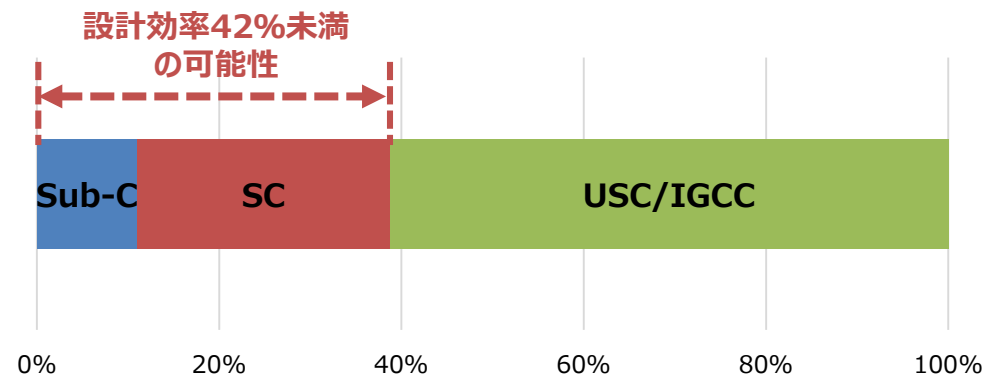
- 前回の本部会において、**石炭火力の非効率性は発電効率を基準として判断し、特に、制度的な安定性や事業者の予見可能性の観点から、入札時点で定まっている設計効率を基本として検討**することとした。
- このとき、設計効率の算出に当たっては、事業者において、実使用を想定した気象条件や炭種等の一定の仮定が置かれているが、**毎年変動する混焼率や熱利用分は設計効率の算定外**。
- そのうえで、非効率の基準については、現行のエネルギー基本計画における定義等も踏まえ、**設計効率は超々臨界（USC）並みの発電効率42%を基準としてはどうか**。
※このとき、2020年度オークションで約定した石炭火力で設計効率が42%未満となる可能性があるものは、石炭火力全体の設備容量の約4割。

＜石炭火力の設計効率と発電方式＞



※大手電力（旧一般電気事業者、電源開発）へのヒアリングをもとに資源エネルギー庁作成。

＜2020年度オークションにおける石炭火力の内訳＞



②誘導措置におけるインセンティブ設計について（設備利用率基準）

- 誘導措置においては、設備利用率の高低によって傾斜をつけることを基本として検討することとした。特に前回の作業部会では、基準となる設備利用率について、近年の設備利用率を参照しつつ、需給逼迫時の稼働も勘案しながら、2030年度のエネルギーミックス実現を念頭に具体的な基準を設定していくこととした。
- このとき、①足下の設備利用率は約70%で、ここ数年は低下傾向にあり、エネルギーミックスを念頭におくと、少なくとも足下よりも設備利用率を落としていく必要があること、②非効率石炭の発電量を着実に削減しつつも、安定供給の観点から夏冬の高需要期のフル稼働も見込んでおくこと、といった観点を考慮すると、春秋は停止しつつも夏冬はフル稼働することを想定した設備利用率として、減額の閾値を設備利用率50%としてはどうか※。
- ※例えば、春秋と夏冬の端境期にTSOからの発電指令により稼働した場合の扱い等についても整理が必要。
- なお、設備利用率については、容量市場の中での措置であることを踏まえて、発電所のもつ定格出力のうち約定容量分（kW）を分母、TSOが把握しているメーター値（送電端kWh）を分子として算出された数値とする。

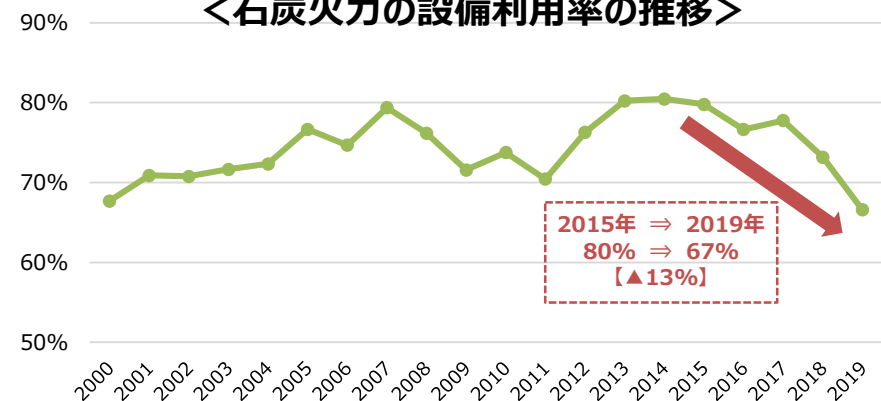
＜設備利用率の考え方＞

一般に使われる、発電端[kWh]と定格出力[kW]ではなく、以下の計算式を使用。

$$\text{年間設備利用率} [\%] = \frac{\text{メーター値（送電端）} [\text{kWh}]}{\text{約定容量} [\text{kW}] * 8760 [\text{h}]} * 100$$

※各発電所のメーター値（送電端）や約定容量については、広域機関で把握する。

＜石炭火力の設備利用率の推移＞



※ 休止中の設備も含めた試算であり、一部見かけ上の設備利用料が低くなっていることに留意が必要。

(出所) 2012～2015年度：電源開発の概要（資源エネルギー庁）、2017年度以降：供給計画取りまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成

②誘導措置におけるインセンティブ設計について（減額率）

電力・ガス基本政策小委員会
制度検討作業部会
(第48回会合、2021/3/26) 資料3

- 前回の作業部会で、非効率石炭火力の具体的な容量確保金の減額幅については、
①脱炭素化を進める観点からは強い稼働抑制を求められる一方、足許の供給力が必ずしも十分でないことを踏まえると、**非効率石炭火力の過度な退出を招かないよう留意する必要**があること
②インセンティブ強化により退出した非効率石炭火力の再稼働は極めて困難であるが、**非効率石炭火力の退出を促すため、インセンティブを段階的に強化**すること
という考えの下で定めていくこととした。
- このとき、足下の平均設備利用率67%から減額の閾値50%まで稼働抑制する場合、約20%分の稼働抑制（収入減少）が発生。その中でも、稼働抑制のインセンティブを付与する観点から、誘導措置においては、50%まで稼働抑制できない場合、20%分の容量確保金の減額措置を講じることが一案。
- 係る観点から、**2021年度オークション**においては、急激な減額による事業者の予見性喪失の緩和の観点も含めて、**まずは設備利用率50%超の電源の減額率を20%**として、実需給**2026年度以降の減額率**については、石炭火力の稼働状況等も踏まえつつ、**必要に応じて見直しを検討することとしてはどうか。**

＜インセンティブ設計のイメージ＞

