

電源投資の確保について

2022年1月21日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

- 前回の会合では、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（以下「本制度措置」という。）の詳細を検討していくに当たり、今後検討を深めるべき論点や、検討の視点の例について、御議論いただいたところ。
- 本日は、今後検討を深めるべき論点のうち、①対象、②募集量、④入札価格の在り方について、前回お示した検討の視点の例を踏まえ、御議論いただきたい。

持続可能な電力システム構築小委員会
第二次中間とりまとめ（2021年8月）より抜粋

論点	検討すべき内容
①対象	・具体的な対象 ・CO2を排出する供給力や調整力の取扱い
②募集量	・募集量の設定方法
③リードタイムの考慮	・運転開始までのリードタイムの考慮方法
④入札価格の在り方	・初期投資額の取扱い ・制度期間中に発生する運転維持費や大規模修繕の取扱い ・長期間に渡る他市場収益をどのように考慮すべきか
⑤調達方式	・どのような方法で調達する供給力や調整力を決定するか
⑥制度適用期間	・設備の耐用年数と制度適用期間の関係の考え方
⑦上限価格	・上限価格の設定方法
⑧調整係数	・長期間にわたる調整係数の設定方法
⑨拠出金の負担者	・負担者と負担計算方法の考え方
⑩リクワイアメント・ペナルティ	・参入障壁とのバランスの考慮
⑪現行容量市場との関係	・現行容量市場と制度措置案の統合的な設計の在り方

- 事務局より、容量市場の価格（kW価値）を長期固定化する方法と、売電価格（kWh価値）を長期固定化する方法をお示し、御議論いただいた結果、容量市場の価格を長期固定化する案を基礎として、制度の在り方を検討していくこととされた。

kW価値を長期固定化する方法

電源投資の確保のための海外制度の例

第8回 持続可能な電力システム構築小委員会
(2020年12月18日) 資料2

- 前回の本小委員会でも御議論があったように、海外の容量市場では、新設電源について長期の契約期間としている事例が存在。
- 英国では、新設の契約期間が15年である中で、実際に一定量の新設電源が落札している。

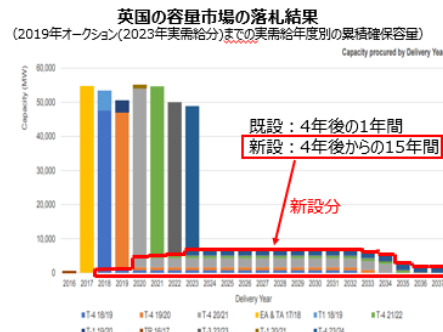
【第7回会合で頂いたコメント】

- 容量市場の支払いを、ある意味で新設電源に限って、あるいは必要な量に限って、相当限定的な格好にやるとありますが、これを優遇すること考えてもいい。
- 容量市場では4年後の1年で固定するというのは、必ずそうしなければならないと決まったわけではないので、これについては長期に固定することも考えていただければと思います。

諸外国・地域の容量契約期間

国・地域	容量確保期間		契約期間	
	メインオークション	追加オークション	既設	新設/改修
米国PJM	3年前	20ヵ月前 10ヵ月前 3ヵ月前	1年	最長3年
米国NYISO	1ヵ月前	月次（契約期間中）	6ヵ月 （夏季5～10月、 冬季11～4月）	6ヵ月
米国ISO-NE	3年前	2年前 1年前 月次（契約期間中）	1年	最長7年
イギリス	4年前	1年前	1年	新設：最長15年 改修：3年

出所：総合資源エネルギー調査会 電力・ガス基本政策小委員会
制度検討作業部会 第10回資料3より



出所：EMR Delivery Body (National Grid ESO) 社のHP公表資料より、市特を加筆。
<https://www.emrdeliverybody.com/CM/Auction-Results-1.aspx>

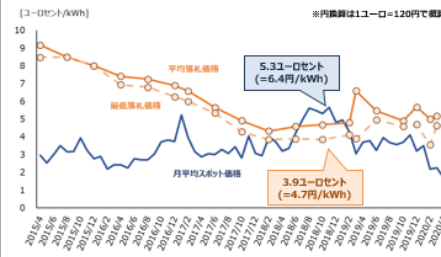
kWh価値を長期固定化する方法

電源投資の確保のための海外制度の例

第8回 持続可能な電力システム構築小委員会
(2020年12月18日) 資料2

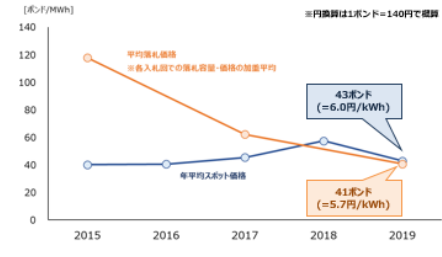
- 例えばドイツ・英国では再エネ支援策として市場価格にプレミアムを付与する形式の制度(FIP: feed in premium)を導入。
- 近年、落札価格（プレミアム算定の基準となる価格）の低減が進み、落札価格が電力スポット市場平均価格を下回るケースが発生してきている。
- また、英国では、2050年ネットゼロ実現のため、近年入札を行っていなかった大規模の太陽光や陸上風力について、2021年の入札から募集が再開される方向。
- このように、コスト低減により価格水準への支援が不要となった状況においても、長期的な予見性を付与する仕組みが活用されている。

ドイツにおける地上設置太陽光の落札価格とスポット価格



※「市場価格」落札価格となった際に、英国は還付あり、ドイツは還付なし

英国における洋上風力の落札価格とスポット価格



※英国の入札は2015、2017、2019年の3回のみのため、スポット価格も年平均で示している
出所：ドイツ連邦ネットワーク、英国エネルギー・気候変動省、ENTSO-Eより提供エネルギーデータ作成

【委員から頂いた主なコメント】

- これから明らかに変動再エネが増えてくることを考えれば、調整電源が必要になってきて、そういう意味では、これからつくる電源が2020年代後半に稼働して、その後15年、20年動くことを考えたとき、多くの年数は、そんな高い設備利用率になるのではなく、むしろ調整電源として大いに活躍し、それで調整力市場からもお金を得て、スポット市場からもお金を得てという格好になると予想するのが合理的。
- 想定外に再エネが普及したとしても、逆だったとしても、一定額のお金が入ってくるというのは明らかにリスクを下げることになると思うので、容量市場の支払いを、ある意味で新設電源に限って、あるいは必要な量に限って、相当限定的な格好にやるとありますが、これを優遇すること考えてもいい。

- 前頁の各論点を検討するに当たり、例えば、以下の視点について、どのように考えるか。

(供給力確保・脱炭素化と経済性)

- ✓ 供給力の確保・脱炭素化と経済性の両立をどのように図るか。例えば、短期的により多くの電源を調達したり、脱炭素化の基準をより厳しくしたりすると、電源間の競争圧力が低下し、結果的に全体の経済性が低下する可能性について、どのように考えるか。

(供給力確保と脱炭素化)

- ✓ 供給力の確保と脱炭素化の両立をどのように図るか。例えば、短期的な供給力の増加には必ずしも寄与しない一方、2050年のカーボンニュートラルを目指す中で、中長期的な供給力確保に欠かせない既設電源の脱炭素化投資について、どのように考えるか。

(投資の予見性確保と経済性)

- ✓ 投資の予見性を確保するためには、将来的なリスク要因を最大限排除することが望ましい一方、リスクゼロの仕組みを目指すことが経済性の低下につながる可能性があることについて、どのように考えるか。また、長期に及ぶ電源投資・回収期間中のあらゆるリスク要因をあらかじめ排除することは現実的でない中、制度運用に一定の柔軟性を持たせることについて、どのように考えるか。

(制度全体の効率性)

- ✓ 運用面を含めた制度全体の効率性向上のためには、できる限り個別ルールを排除したシンプルな制度とすることが望ましい一方、異なる特性を有する電源間の競争促進により効率性を高める観点から、各電源の特性に応じた個別ルールを設定することについて、どのように考えるか。

- 1. 対象**
2. 募集量
3. 入札価格の在り方

対象について

- これまで本制度措置について議論してきた「持続可能な電力システム構築小委員会（以下「構築小委」という。）」では、**本制度措置で対象とする「新規投資」の基本的な考え方**としては、電源への新規投資が停滞し、供給力の低下に伴う安定供給へのリスクが顕在化する中で、2050年のカーボンニュートラルと安定供給の両立に資するものとするため、脱炭素化された電源の拡大を図る観点から、**「発電・供給時にCO2を排出しない電源（脱炭素電源）への新規投資」**とし、**対象の詳細**については、**引き続き検討すべき**とされたところ。
- 「発電・供給時にCO2を排出しない電源（脱炭素電源）への新規投資」とは、**CO2の排出防止対策が講じられていない火力発電所（石炭・LNG・石油）を除く、あらゆる発電所・蓄電池の新設案件やリプレイス案件への新規投資（※1）**が想定される。
 - ※1 リプレイス案件の対象範囲や規模要件等詳細な要件は他の制度との関係を踏まえ、別途要検討
- 一方で、過去の会合で御意見をいただいたように、**以下の新規投資を対象とするかは論点**であるため、次頁以降で検討を行う。

【論点①】：アンモニア・水素混焼のための新規投資（※2）

【論点②】：グレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資

【論点③】：バイオマス（混焼、既設の改修）のための新規投資（※2）

※2 これらの専焼のための新設・リプレイス案件への新規投資は、本制度措置の対象となるが、論点①に関して、グレーアンモニア・水素を燃焼させる場合が対象となるかについては、論点②を参照。また、論点③に関して、対象となるバイオマス燃料の要件については、FIT・FIP制度において求められている要件を踏まえて検討することが必要。

- 第二次中間とりまとめでは「本制度の対象については、2050年のカーボンニュートラル目標と安定供給の両立に資するものとすべきであり、具体的な対象については、エネルギー基本計画の見直しも踏まえ、更に検討を深めていく」こととされていた。
- 第6次エネルギー基本計画では、2050年カーボンニュートラル実現に向けて、電力部門は、
 - 再エネや原子力といった**実用段階にある脱炭素電源**を用いて着実に脱炭素化を実現することが求められる
 - **水素・アンモニア発電やCCUSによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電**といったイノベーションを必要とする新たな選択肢を追求していく
 - 再エネの主力電源化の鍵を握る**蓄電池や水素の活用等による脱炭素化された調整力の確保**等により電力システムの柔軟性向上を図ることとされた。

第6次エネルギー基本計画（抜粋）

4. 2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応

（3）電力部門に求められる取組

様々な経済活動のうち、電力部門においては、再生可能エネルギーや原子力といった**実用段階にある脱炭素電源**が存在するため、これらの電源を用いて着実に脱炭素化を実現することが求められる。

2050年カーボンニュートラルが実現した社会では、産業・業務・家庭・運輸 部門における電化の進展により、電力需要が一定程度増加することが予想される。この電力需要に対応するためにも、全ての電力需要を100%単一種類のエネルギー源で賄うことは困難であり、現時点で**実用段階にある脱炭素技術に限らず、水素・アンモニア発電やCCUSによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電といったイノベーションを必要とする新たな選択肢を追求していくことが必要**となる。

①再生可能エネルギーにおける対応

こうした課題に対応するため、送電網に関するマスタープランの策定、蓄電システム等の分散型エネルギーリソースの導入拡大及び再生可能エネルギーの主力電源化の鍵を握る**蓄電池や水素の活用等による脱炭素化された調整力の確保**や系統混雑緩和への対応促進、系統の安定性を支える次世代インバート等の開発を進めるなど電力システムの柔軟性の向上を図る。

(参考) 構築小委員会における対象の検討

対象の基本的な考え方について

- 第6次エネルギー基本計画を踏まえ、本制度で対象とする「新規投資」の基本的な考え方については、発電・供給時にCO2を排出しない電源（脱炭素電源）への新規投資としてはどうか。
- なお、水素・アンモニアの火力発電への活用は、特にアンモニアについては、まずは混焼から導入を拡大させていき、その後、専焼化させていく必要がある。
- そのため、こうした「混焼」のための新規投資を本制度でどこまで対象とするかといった対象の詳細については、制度検討作業部会における検討の中で、引き続き検討していくこととしてはどうか。

第6次エネルギー基本計画（抜粋）

5. 2050年を見据えた2030年に向けた政策対応

（7）火力発電の今後の在り方

また、アンモニア・水素等の脱炭素燃料の火力発電への活用については、2030年までに、ガス火力への30%水素混焼や、水素専焼、石炭火力への20%アンモニア混焼の導入・普及を目標に、実機を活用した混焼・専焼の実証の推進、技術の確立、その後の水素の燃焼性に対応した燃焼器やNOxを抑制した混焼バーナーの既設発電所等への実装等を目指す。

6. 2050年カーボンニュートラルの実現に向けた産業・競争・イノベーション 政策と一体となった戦略的な技術開発・社会実装等の推進

燃料アンモニアは、燃焼してもCO₂を排出しないゼロエミッション燃料である。

需要面では、石炭火力への20%混焼技術の実機実証を進めつつ、NOx排出量を抑制した高混焼バーナー等、専焼化も見据えた技術開発を行う。

【論点①-1】アンモニア・水素混焼のための新規投資（基本的な考え方）

- 脱炭素化された電源の拡大を図るという本制度措置の目的に照らせば、本来、「専焼」のみを対象とすることが望ましいものの、アンモニア・水素発電は、電力分野のトランジション・ロードマップ（案）では、技術的な課題や燃料サプライチェーンの早期構築の観点も踏まえ、いきなり「専焼」から導入していくのではなく、まずは「混焼」から進めていくこととされている。
- また、「新設」よりも「既設火力の改修」により導入していく方が投資額も少なく、社会的費用の最小化につながることから、グリーン成長戦略の工程表では、アンモニア混焼については、まずは「既設火力の改修」から進めていくこととされている。
- 一方、本制度措置の目的に照らせば、新設の場合CO₂排出量がどの程度増加するかという視点や、今後、カーボンニュートラルを目指していくにあたり、再エネの変動に対応する調整力として期待できるかといった視点も含めた検討が必要ではないか。
- 本制度措置におけるアンモニア・水素混焼の取り扱いについては、こうした各種計画や視点を踏まえて検討することとしてはどうか。

（参考）過去の会合で頂いたコメント

第13回構築小委員会

- 足下の現実解として混焼を対象とする点に賛同。水素も大型化に向けた技術開発を進めているところであり、燃料サプライチェーンの観点も踏まえ、調整力に寄与する水素混焼も対象にすべき。

第60回制度検討作業部会

- アンモニア混焼の石炭火力を対象とする場合には、2050年CNとの整合性には留意が必要。最終的に脱炭素電源となることをどのように担保するか検討が必要。対象となる発電所が座礁資産化しないように留意が必要。

(参考) 水素発電・アンモニア発電 概要

第35回総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（令和2年12月21日）資料1

	水素	アンモニア
概要	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 燃焼速度が比較的近いガス火力発電に水素を混入。水素の燃焼速度が速いため、その燃焼を制御する技術が必要。 ➢ 上記制御技術を使うことで、ガスタービンの水素専焼化も可能。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 発電用バーナーの中心にある再循環領域（高温・低酸素）にアンモニアを一定速度で投入することで、アンモニアの分解及び還元反応を促進しつつ、アンモニアを燃焼。 ➢ アンモニアは燃焼速度が石炭に近いことから、石炭火力での利用に適している。
現状の取組	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 小型器（1MW）での専焼は現在実機で実証を開始し、大型器（数十万kW級）は30%の混焼率を達成するための燃焼器の技術開発が完了。 ➢ コストが下がれば、2050年時点での有望な電源となり得るため、JERAも2030年頃からの混焼開始を目指すことを表明。他電力会社も活用に関心。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ NOx発生抑制が課題であったが、混焼バーナーの開発に成功。現在大容量での混焼試験を実施中、2021年度から2023年度まで、実機を活用した20%混焼の実証を予定。 ➢ こうした取組も踏まえ、JERAが2020年代後半からの火力発電での燃料アンモニアの活用に向けた計画を表明。その他電力会社も活用に関心。
強み	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 既存のガスタービン発電設備のタービン部など多くの設備をそのまま利用可能、アセットを有効活用出来る。 ➢ 調整力、慣性力機能を具備しており、系統運用安定化に資する。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 既に肥料用途を中心にアンモニア市場が存在。既存の製造・輸送・貯蔵技術を活用したインフラ整備が可能。 ➢ -33℃（常圧）で液化が可能であるため、輸送や貯蔵コストの抑制が可能。
弱み	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 液化水素の場合、脆化に加え、極低温という厳しい環境に耐えうる材質を使う必要。 ➢ MCHやアンモニアを水素キャリアとして使う場合、脱水素行程でもエネルギーを使う。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 混焼率向上、専焼化にあたってはNOxの抑制技術、発電に必要な熱量を確保するための収熱技術が必要。 ➢ 毒性があるため、取り扱いには配慮が必要。

(参考) 水素・アンモニアの大規模調達に向けた課題

第41回総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（令和3年4月22日）資料1

【課題②】安価かつ大規模な水素・アンモニア調達 -大規模調達-

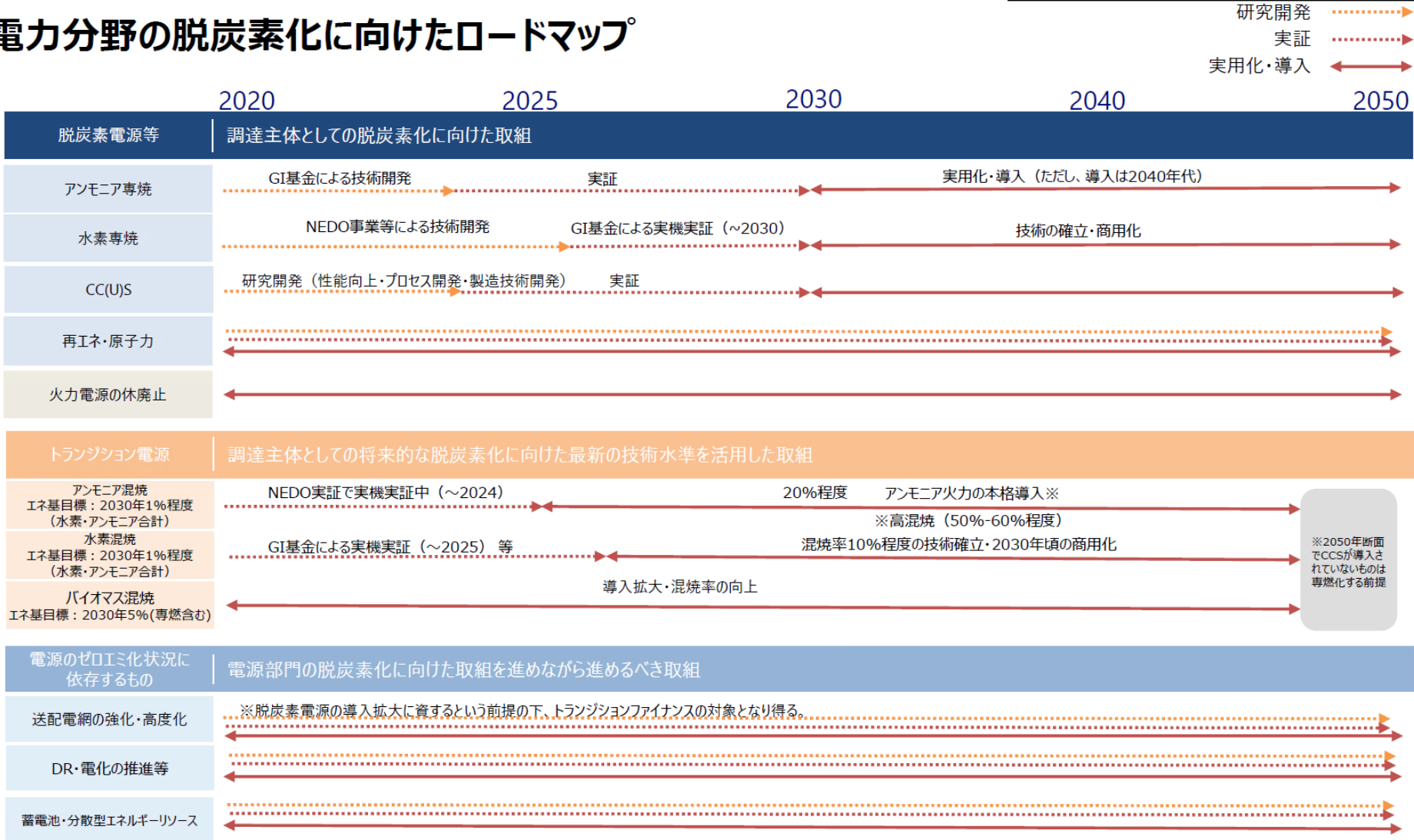
- 水素のサプライチェーンは現状確立しておらず、技術開発を含めた取り組みが引き続き必要。
- アンモニアは既に海外サプライチェーンが構築されているものの、発電向けの需要規模を調達するためには、新たにサプライチェーンを構築する必要。

	水素製造	アンモニア製造	水素輸送・貯蔵	アンモニア輸送・貯蔵
現状の取組	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 褐炭＋CCSの実証を豪州で実施 ➢ 天然ガス由来の水素製造をブルネイで実証 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 技術的に確立済 ➢ サウジでのブルーアンモニア製造（天然ガス由来）の取り組み 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 豪州・ブルネイにおけるサプライチェーン構築の実証（液化水素、MCH） 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 既に海外サプライチェーンが構築済
課題	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 化石燃料（石炭、天然ガス）由来の水素製造方法は技術的に成熟 ➢ CCUSの更なるコスト低下、事業環境整備 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 十分な供給量を確保するサプライチェーン構築 ➢ 大規模化を通じた製造コストの低減 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 大型化に伴う輸送コストの低下（国内配送は既存インフラを活用可能） 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 足下のアンモニア調達は大半が国内製造で、海上輸送サプライチェーンは限定的、拡大の必要

(参考) 電力分野のトランジション・ロードマップ (案)

第5回 経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会
(2021.12.20) 資料4

電力分野の脱炭素化に向けたロードマップ



※既存火力電源の高効率化等については、将来的にアンモニア・水素の混焼・専焼やCC(U)Sの導入を見据えつつ、2050年までに脱炭素電源化するという前提の下、トランジションファイナンスの対象となり得る。

※混焼率はいずれも熱量ベース。

(参考) 燃料アンモニア分野の課題

第5回 グリーンイノベーション戦略推進会議ワーキンググループ (2021.12.24) 資料4に赤字追加

主な目標

- ★利用：(2030年) 目標コスト：10円台後半/ Nm³-H₂ 国内導入量：300万トン/年、(2050年) 国内導入量：3000万トン/年
- ★供給：(2030年) 供給量：300万トン/年

現状と課題

● 現状のビジネス環境

- 現状、原料用アンモニアの年間製造量は2億トン、貿易量は2000万トン。
- 既存製造設備の余剰生産能力は少ない（設備メンテもあり、現在市場価格は800ドル/トンに高騰）。また、現在は製造過程におけるCO₂を処理していないグレーアンモニアのみ。
- 国内は工業及び肥料用に約108万トン。国内生産約8割、輸入約2割。
- なお、現時点では燃料アンモニア市場は存在しない。

● カーボンニュートラルが産業や社会に与える影響

- 今後、石炭火力への混焼の場合、1基（100万kW）で年間50万トンの燃料アンモニアが必要。
- 国内では、アンモニア混焼・専焼技術や、ハーバーボッシュ法に代わる低温低压での新合成技術といったCO₂を抑制した製造技術の開発途上。
- 発電用の燃料アンモニアの国内需要は、2030年で年間300万トン、2050年で年間3000万トンを想定。また、2050年の世界のサプライチェーン全体としては7.6億トン規模と推計。他方で、発電での利用に向けては、2030年に10円台後半/H₂-m³（310ドル程度/トン）の供給価格が目標。したがって、低廉かつ十分な量の燃料アンモニアサプライチェーン市場を構築していく必要。

● 海外プレイヤーの動向

- 既存製造技術のハーバーボッシュ法は海外ライセンサーによる寡占状態。
- 日本以外では発電における燃料アンモニアの利用は具体化していない（韓国にて具体化の動きがあるものの、混焼・専焼技術はなし）。
- アンモニア製造についても、アンモニア需要の用途が現段階では確立していない状況であり、大規模な生産量拡大は困難な状況。他方で、将来的には船舶燃料としてのアンモニア利用への関心は高まっており、各国が生産拡大に乗り出してくる可能性大。

革新的環境イノベーション戦略の関連技術テーマ

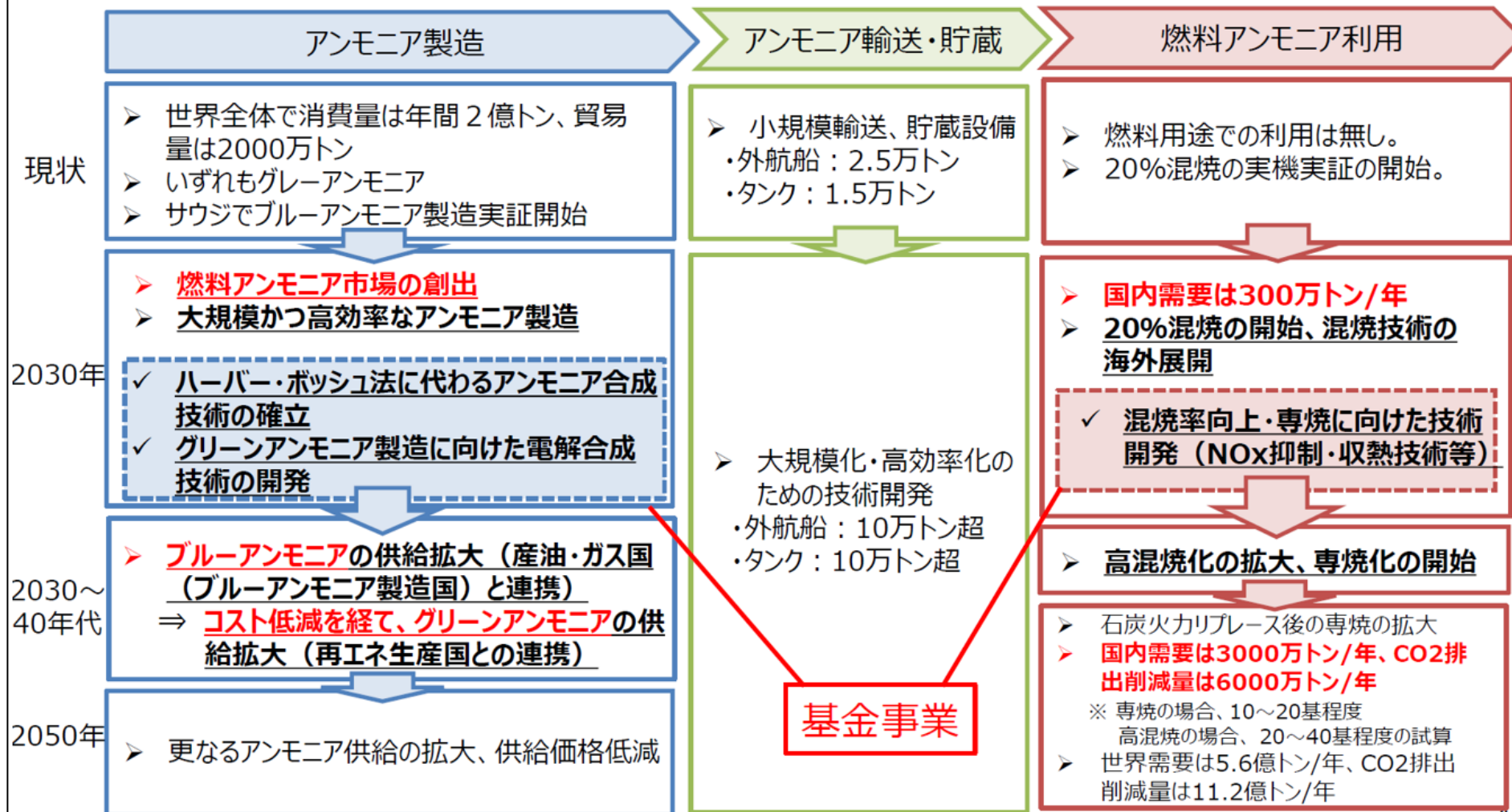
低コストな水素サプライチェーンの構築

- ・輸送・貯蔵：圧縮水素、液化水素、有機ハイドライド、アンモニア、水素吸蔵合金等の輸送・貯蔵技術の開発

(参考) アンモニア利用の拡大に向けた道筋

第1回産業構造審議会産業技術環境分科会グリーンTRANSフォーメーション推進小委員会／総合資源エネルギー調査会基本政策分科会2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会合同会合（2021年12月16日）

- 燃料アンモニアの着実な導入・拡大においては、発電・船舶等における利用面で拡大と、低廉で安定的なサプライチェーン構築・強化という双方の取組が必要。多面的な政策的支援を実施。



(参考) 水素利用の拡大に向けた道筋

第16回石油・天然ガス小委員会
(2021.12.22) 資料3

水素をとりまく状況

- 水素は電力分野の脱炭素化を可能とするだけでなく、運輸部門や電化が困難な産業部門の脱炭素化も可能とする、カーボンニュートラルに必要なエネルギーとして期待。
 - 目標年間導入量：2030年に300万吨、2050年に2000万吨
- 他方、現状水素の需要はFCVやFCバスなどの運輸部門や、原油の脱硫用途などの産業部門などに限定。今後、大量の需要が見込める発電部門や、我が国のCO2排出量のうち35%を占める産業部門で熱源や原料としての利用を拡大する上では、大規模サプライチェーンの構築が不可欠。

カーボンニュートラルまでの水素分野のロードマップ（水素の供給／需要の拡大の道筋）

		短期（～2025年頃）	中期（～2030年頃）	長期（～2050年）
水素供給源の 多様化・拡大	実績・目標量	約200万吨	最大300万吨	2000万吨程度
	既存供給源（副生水素等）	主要な水素供給源として最大限活用	供給源のクリーン化（CCUSの活用等）	
	輸入水素	実証を通じた知見蓄積、コスト低減	<u>商用ベースの国際水素サプライチェーンの構築</u>	<u>調達源多様化・調達先多角化を通じた規模拡大</u>
	新たな国内供給源（電解水素等）	実証を通じた知見蓄積、コスト低減	余剰再エネ等を活用した水電解の立ち上がり	電解水素の規模拡大・新たな製造技術の台頭
		短期（～2025年頃）	中期（～2030年頃）	長期（～2050年）
水素需要の拡大	部門・目標量	約200万吨	最大300万吨	2000万吨程度
	運輸部門	FCV、FCバスに加え、FCTラック等への拡大	船舶（FC船等）等の市場投入	航空機等への水素等（合成燃料等）の利用
	発電部門	定置用燃料電池、小型タービンを中心に地域的に展開	大規模水素発電タービンの商用化（SCと一体）	電力の脱炭素化を支える調整力等として機能
	産業部門（工業用原料）	原油の脱硫工程で利用する水素のクリーン化、製鉄、化学分野の製造プロセス実証等の実施	水素還元製鉄、グリーンケミカル（MTO等）等	
	産業・業務・家庭部門の熱需要	水電解装置の導入や、既存ガス管を含む供給インフラの脱炭素化等に伴い化石燃料を代替等する		インフラ整備や水素コスト低減を通じた供給拡大

(参考) グリーン成長戦略 アンモニア工程表

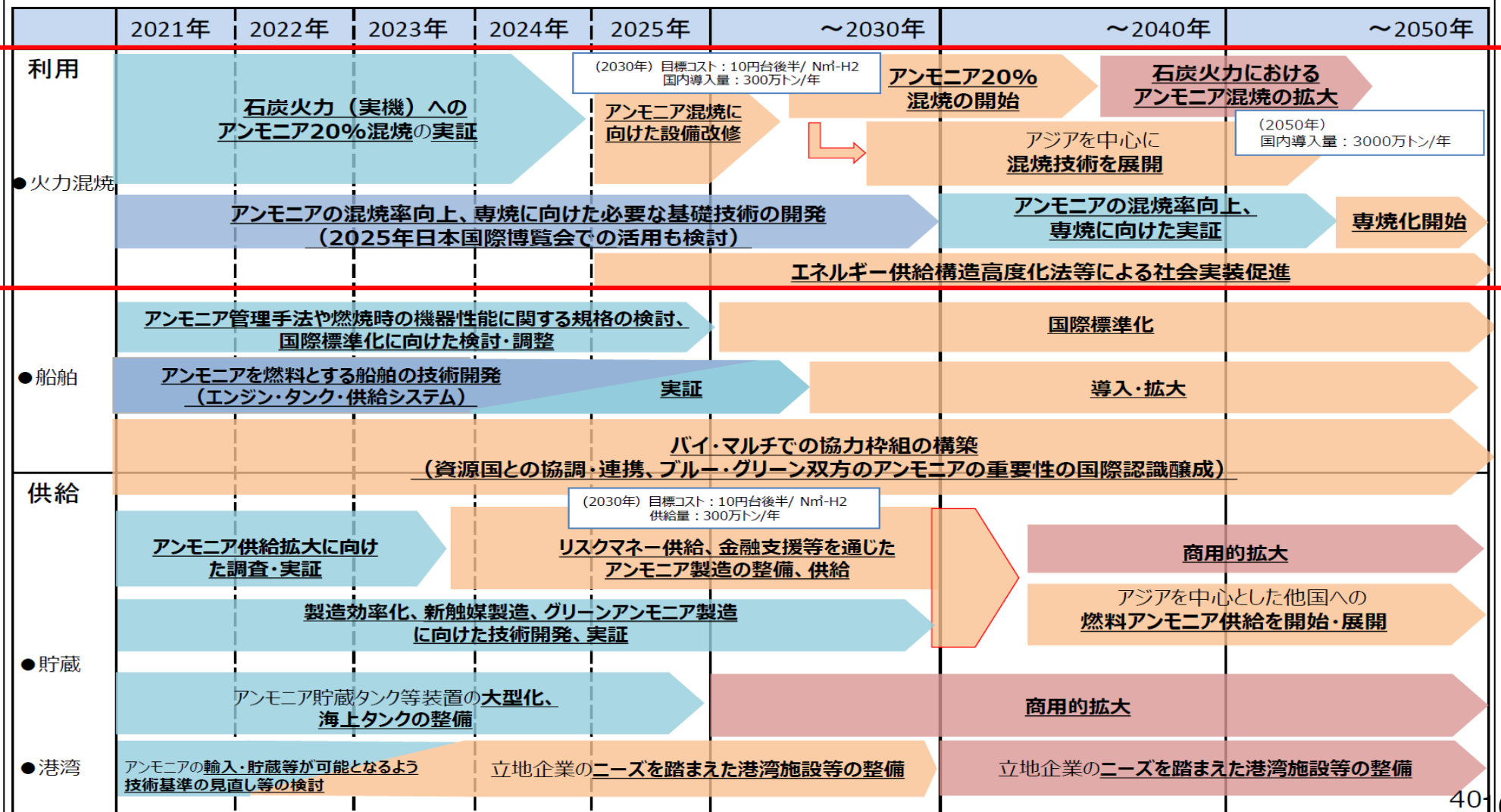
第13回持続可能な電力システム構築小委員会
(2021.12.3) 資料3より抜粋

- アンモニアは専焼に向けた具体的な道筋が示されているが、電力分野のトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定等も考慮して、本制度対象を見極めていく必要がある。

② 水素・燃料アンモニア産業

●導入フェーズ： 1. 開発フェーズ 2. 実証フェーズ 3. 導入拡大・コスト低減フェーズ 4. 自立商用フェーズ

(燃料アンモニア) の成長戦略「工程表」●具体化するべき政策手法： ①目標、②法制度（規制改革等）、③標準、④税、⑤予算、⑥金融、⑦公共調達等



(参考) グリーン成長戦略 水素工程表

第13回持続可能な電力システム構築小委員会
(2021.12.3) 資料 3 より抜粋

- 水素は現段階で専焼に向けた具体的な道筋が示されておらず、今後、電力分野のトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定等を踏まえ、本制度対象を見極めていく必要がある。

② 水素・燃料アンモニア産業 (水素) の成長戦略「工程表」

●導入フェーズ： 1. 開発フェーズ 2. 実証フェーズ 3. 導入拡大・コスト低減フェーズ 4. 自立商用フェーズ

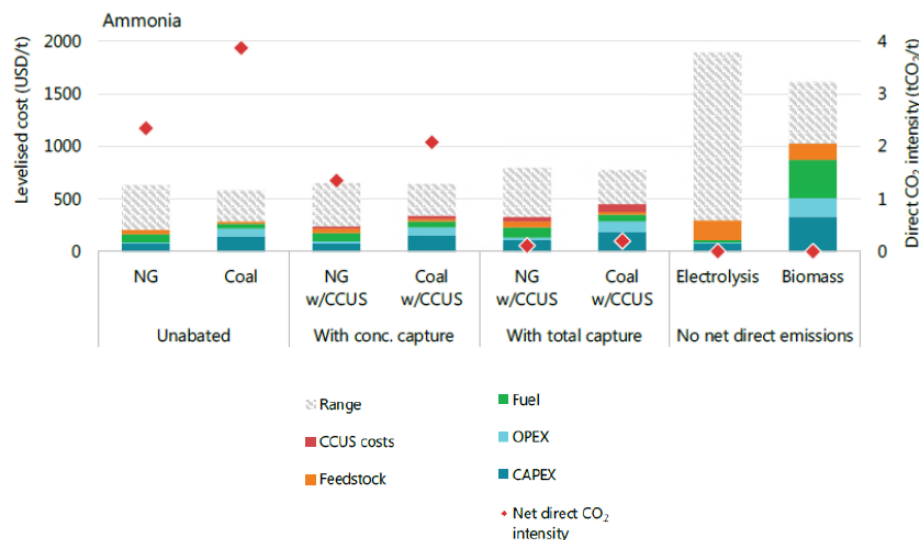
●具体化すべき政策手法： ①目標、②法制度（規制改革等）、③標準、④税、⑤予算、⑥金融、⑦公共調達等

●地域	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	～2030年	～2040年	～2050年
利用						★目標(2030年時) コスト:30円/Nm ³ 量:最大300万t		★目標(2050年時) コスト:20円/Nm ³ 以下、 量:2000万t程度
●輸送	自動車、船舶、航空機及び、物流・人流・土木インフラ（鉄道）産業の実行計画を参照							
●発電	大型専焼発電の技術開発 水素発電の実機実証（燃料電池、タービンにおける混焼・専焼） エネルギー供給構造高度化法等による社会実装促進 国内外展開支援（燃料電池、小型・大型タービン）							
●製鉄	COURSE50（水素活用等でCO ₂ ▲30%）の大規模実証					導入支援		脱炭素水準として設定
●化学	水素還元製鉄の技術開発					技術確立		導入支援
●燃料電池	水素等からプラスチック原料を製造する技術の研究開発					大規模実証		導入支援
	革新的燃料電池の技術開発					革新的燃料電池の導入支援		
	多用途展開、生産設備の投資支援、導入支援							
輸送等	国際輸送の大型化に向けた技術開発					大規模実証、輸送技術の国際標準化、 港湾において輸入・貯蔵等が可能となるよう技術基準の見直し等	商用化・国際展開支援	
	商用車用の大型水素ステーションの開発・実証					水素ステーションへの規制改革等によるコスト削減・導入支援		
製造	水電解装置等の大型化等支援・性能評価環境整備							
●水電解	海外展開支援（先行する海外市場の獲得）							
	余剰再エネ活用のための国内市場環境整備（上げDR等）等を通じた社会実装促進						卒FIT再エネの活用等を通じた普及拡大	
●革新的技術	革新的技術（光触媒、固体酸化物形水電解、高温ガス炉等の高温熱源を用いた水素製造等）の研究開発・実証					導入支援		
分野横断	福島や発電所等を含む港湾・臨海部、空港等における、水素利活用実証						インフラ等の整備に伴う全国への利活用拡大	
	再エネ等の地域資源を活用した自立分散型エネルギーシステムの実証・移行支援・普及							
	クリーン水素の定義等の国際標準化に向けた国際連携							
	資源国との関係強化、需要国の積極的な開拓を通じた国際水素市場の確立							
	洋上風力、カーボンリサイクル・マテリアル及び、ライフスタイル関連産業の実行計画と連携							

将来（2030年）の発電コストの考え方（各諸元の考え方）

- アンモニア価格については、IEAのレポート(The Future of Hydrogen)で、製造コストの試算を行っているが、製造方法やCO2回収方法、地域によって幅があることから、一定の幅を持って分析することとしてはどうか。
- その際、2030年段階で見込まれる効率化による価格低減（組み立ての効率化による製造コスト10%削減）を考慮して、燃料価格を検討することとしてはどうか。
- 建設費は、アンモニア混焼により、受入設備（210億円）、混焼設備（40億円）が追加的に発生することから、これらを石炭火力の建設費に追加してはどうか。
- 運転維持費や設備利用率、出力については、石炭火力発電のケースを活用し、CO₂対策費については、アンモニア燃焼からはCO₂が生じないため、混焼分については0として算出してはどうか。

< 製造方法別のコスト（2018年） >



(参照) IEA The Future of Hydrogen

< 建設費 >

- うち、アンモニア混焼による追加費用：250億円

設備項目	概要	概算費
受入・貯蔵・払出設備	ローディングアーム、受入配管、貯蔵タンク、気化器等	210億円
混焼設備	アンモニア混焼バーナー、アンモニア供給系統、制御装置等	40億円
合計		250億円

SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO₂フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」
を基に資源エネルギー庁作成

(参考) 火力の脱炭素化に向けた促進方向性

第42回電力・ガス基本政策小委員会
(2021.12.14) 資料4に赤枠追加

検討の基本的方向性 (案)

- 2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、電力システムの脱炭素化を進めていく中で、足元で全発電量の約8割を占める火力は、**当面、安定供給を支える供給力として重要な役割を担う。**
- このため、今後、エネルギー基本計画に沿って、安定供給確保を大前提に、火力発電の比率をできる限り引き下げていきつつ、2030年に向けては、アンモニア・水素混焼等を通じた**火力の脱炭素化を最大限促進していくこととしてはどうか。**
- その際、2050年のカーボンニュートラル実現を見据え、例えば、2050年までの脱炭素化の道筋を明確にするなど、徒に火力の延命につながらないようにすることが重要である。
- また、2030年に向けては、太陽光や風力等の自然変動電源の導入が更に進むと見込まれる中、これらの再エネの出力変動を柔軟に調整できる蓄電池等の**代替手段が確立するまでの間、当面、火力が調整力として重要な役割を担う**と考えられる。
- このため、当面、再エネの導入拡大を支える調整力としての役割を担う火力について、新設と既設で対応に必要な期間や対応可能なレベルが異なることを踏まえた上で、最低出力の引下げや負荷追従速度の向上など、**出力変動の柔軟性を高める取組を更に強化していくこととしてはどうか。**
- ただし、従来、大規模化・高効率化を追求してきた既存の火力発電設備においては、技術的な対応可否や過度に柔軟性を高めることが設備トラブルの増加につながり得る点に留意する必要がある。
- 上記の方向性に沿った取組を促進する上で、**容量市場や需給調整市場等の活用のほか、どのような方策が考えられるか。**

(参考) 省エネ法による規制措置の概要

総合エネルギー調査会 電力・ガス基本政策小委員会
石炭火力検討WG (2021年4月23日) 中間とりまとめ概要

- 省エネ法による石炭火力の発電効率目標の強化等により、個別発電所の休廃止規制（kW削減）ではなく、安定供給や地域の実情に配慮しながら、非効率石炭火力のフェードアウト（kWh削減）及び石炭火力の高効率化を着実に促進。

<新たな規制措置の主なポイント>

① 新たな指標の創設

火力全体のベンチマーク指標

※燃料種別の発電効率の加重平均が指標
（石油等39%、石炭41%、LNG48%）
⇒非効率石炭火力を減らすとともに、発電効率の高いLNG火力を増やすことで達成可能

現
行

② 発電効率目標の強化

石炭火力の発電効率目標41%

※USC（超超臨界）の最低水準
※火力全体のベンチマーク指標の内数

③ 脱炭素化への布石

バイオマス等混焼への配慮措置

※発電効率の算出時に、バイオマス等混焼分を分母から控除（⇒発電効率が増加）

$$\text{発電効率} = \frac{\text{発電量}}{\text{石炭投入量} - \text{バイオマス等投入量}}$$

新
た
な
措
置

石炭単独のベンチマーク指標を新設

※既存の火力ベンチマークとは別枠で新設
⇒石炭火力に特化した指標により、フェードアウトの実効性を担保

発電効率目標43%に引き上げ

※既設のUSC（超超臨界）の最高水準
※設備単位ではなく、事業者単位の目標水準
⇒高効率石炭火力は残しつつ、非効率石炭火力をフェードアウト

アンモニア混焼・水素混焼への配慮措置を新設

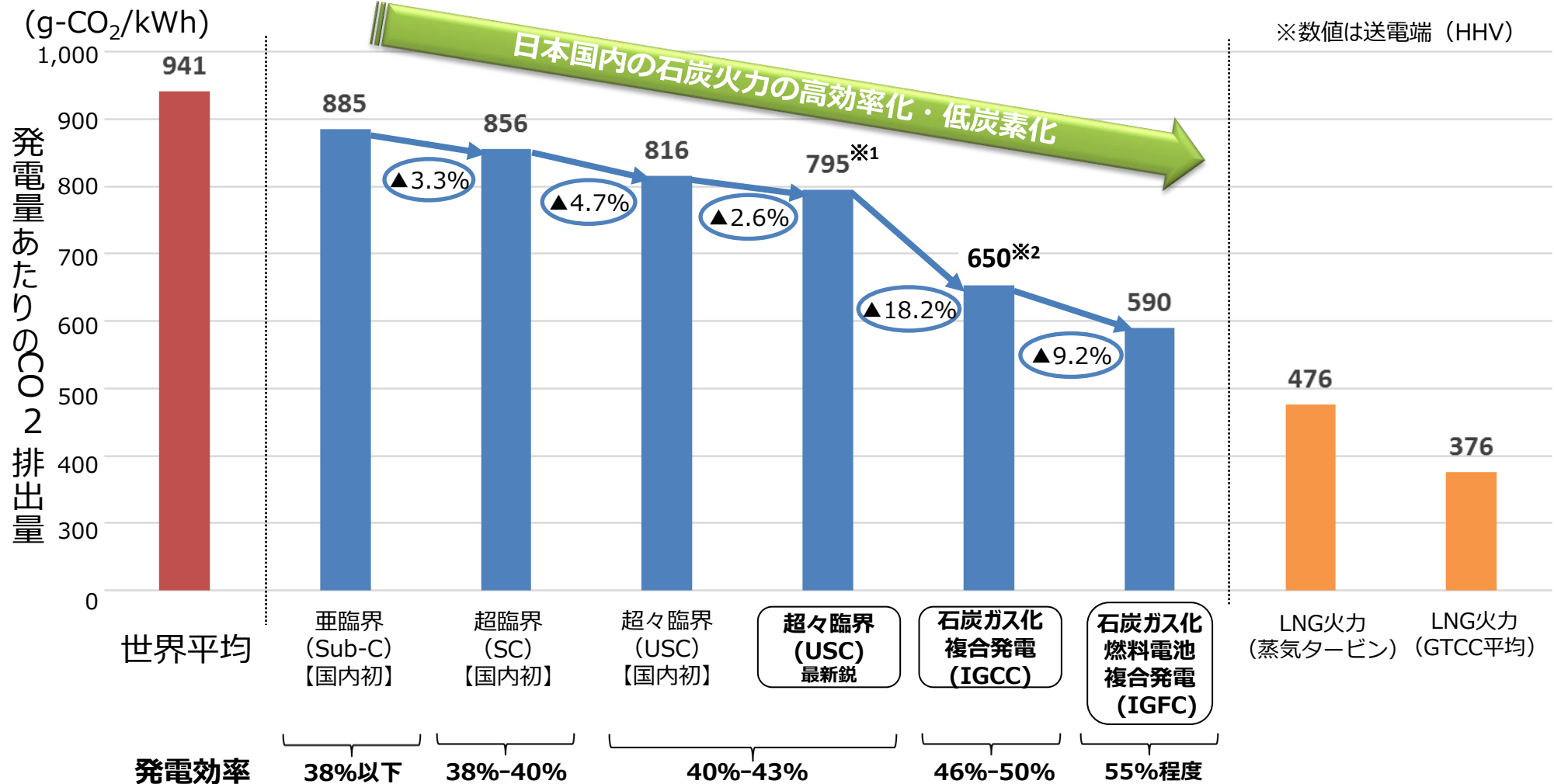
※バイオマス等混焼と同様の算出方法を使用
⇒脱炭素化に向けた技術導入の加速化を後押し

※製造業等が保有する自家発自家消費の石炭火力についても、発電効率と高効率化に向けた取組の報告を追加的に措置。

【論点①-2】アンモニア・水素混焼のための新規投資の取り扱い

- アンモニア・水素混焼のための新規投資は、主に以下のケースが考えられる。
 - (a)-1 アンモニア・水素混焼を前提とした石炭火力の新設案件
 - (a)-2 アンモニア・水素混焼を前提としたLNG火力の新設案件
 - (b)-1 既設の石炭火力のアンモニア・水素混焼に向けた改修案件
 - (b)-2 既設のLNG火力のアンモニア・水素混焼に向けた改修案件
- **(a)-1**については、供給力の増加には資するものの、アンモニア・水素混焼を前提とするとしても、CO₂排出量の多い石炭火力の新設案件となることから、対象としないこととしてはどうか。
- **(a)-2**については、LNG火力の新設案件となるため、CO₂を排出する新たな火力発電所の新設案件となるが、調整力として期待できる側面もあることから、当面は本制度措置の対象とする方向で検討してはどうか。
- **(b)-1、(b)-2**については、論点①-1の通り、「既設火力の改修」による「アンモニア・水素混焼」から進めていく必要があること、2050年のカーボンニュートラルを目指す中で、中長期的な供給力確保には欠かせない電源であること、CO₂排出量の低減につながることからすれば、本制度措置の対象とする方向で検討してはどうか。
- なお、(a)-2や(b)-1・(b)-2を対象とする場合、混焼率の要件や、2050年カーボンニュートラルに向けた専焼化への道筋をどのようにつけていくかといった課題について、更に検討を進めることが必要ではないか。
- また、(b)-1・(b)-2のような既設の改修案件は、短期的な供給力の増加には必ずしも寄与しないことを踏まえ、募集量において、既設の改修案件についての上限量を設ける等の対応を検討してはどうか。

(参考) 排出係数の比較



出典：USC（最新鋭）の発電効率は41～43%であるが、※1は、BATの参考表（平成29年2月時点）を基に発電効率41%で算出。※2は、発電効率50%（1700℃級IGCCの場合）で算出。
 LNG火力については、電力中央研究所報告「日本における発電技術のライフサイクルCO₂排出量総合評価」（2016年7月）
 海外については、CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2016
 その他は企業ヒアリング等による

(参考) 調整力適性イメージ

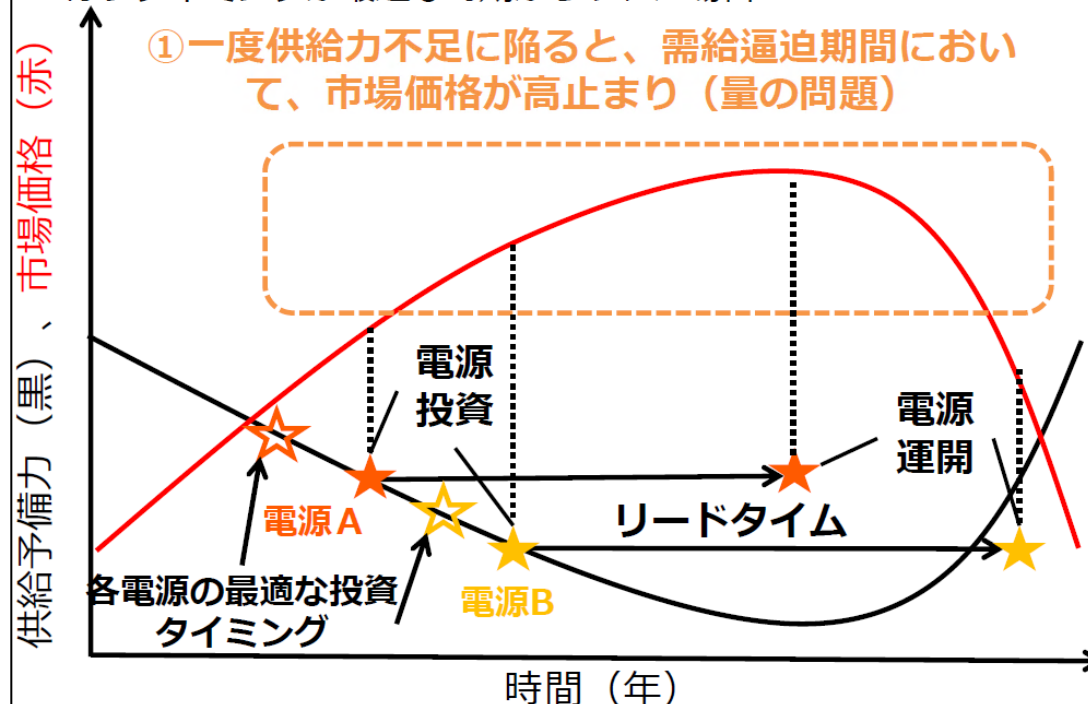
第2回 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革貫徹のための政策小委員会 市場整備ワーキンググループ (2016年10月31日) 資料3に赤枠追加

中長期的に必要な供給力を確保できないことによって生じる問題

- 投資回収の予見性低下に伴い、仮に今後発電投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電源の新設・リプレース等が十分にされない状態で、既存発電所が閉鎖されていくこととなる。
- その結果、中長期的に供給力不足の問題が顕在化し、更に電源開発に一定のリードタイムを要することから、①需給が逼迫する期間に渡り、電気料金が高止まりする問題や、②再エネを更に導入した際の需給調整手段として、必要な調整電源を確保できない問題等が生じる。

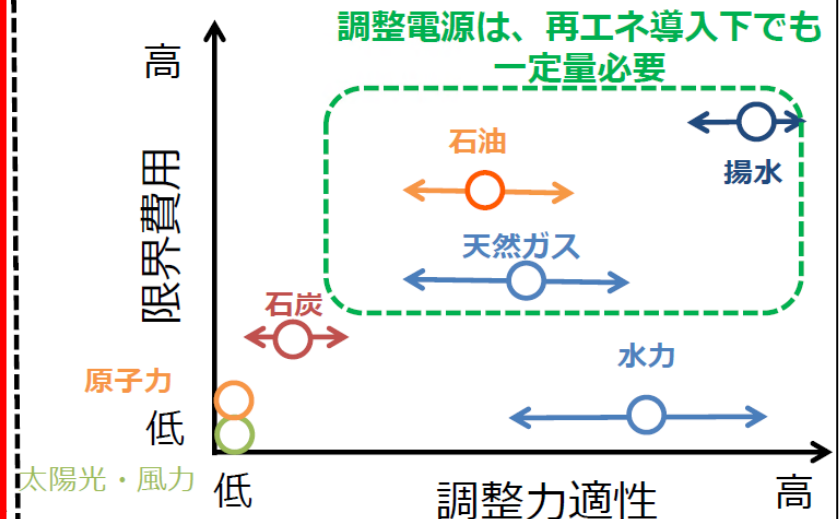
【供給予備力及び市場価格の推移（イメージ）】

※事業者が卸電力市場の中で十分な予見性を確保できず、電源投資を行うタイミングが最適な時期からずれた場合



【各電源の限界費用と調整力適性（イメージ）】

②火力等の調整電源が確保できない場合には、再エネ比率拡大下で需給調整が困難に (質の問題)



【論点②】グレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資

- 2050年カーボンニュートラル実現のためには、燃料製造時にもCO2を排出しない事が重要であるものの、足下では、アンモニア・水素は国内外において発電用燃料のサプライチェーンが未発達な状況。
- また、IEAのシナリオ（次頁参照）では、水素はグレー、ブルー、グリーンと段階的に普及し、当面は、グレー水素が水素製造量の大半を占める見通しとなっている。
- これらを踏まえれば、一定の初期需要を創出しつつ、供給網の構築を進め、価格低下を促していくことが重要であり、高度化法でもアンモニア・水素の由来を問わず非化石価値を評価する仕組みを検討することとされている。
- したがって、供給力確保・脱炭素化と経済性の確保のバランス（※）に配慮しつつ、高度化法等の他の制度の検討状況も考慮しながら、当面はグレーアンモニア・水素を対象とする方向で検討してはどうか。

※脱炭素化の基準を厳しくしすぎると、入札件数が限定的になり、競争圧力が低下する懸念。一方で、2050年カーボンニュートラル目標との整合性を確保する必要。

（参考）過去の会合で頂いた御意見

第13回構築小委員会

- 水素・アンモニアは、燃料の精製でもCO2排出しないことも重要。水素ならブルー・グリーンを対象とすべき。

第60回制度検討作業部会

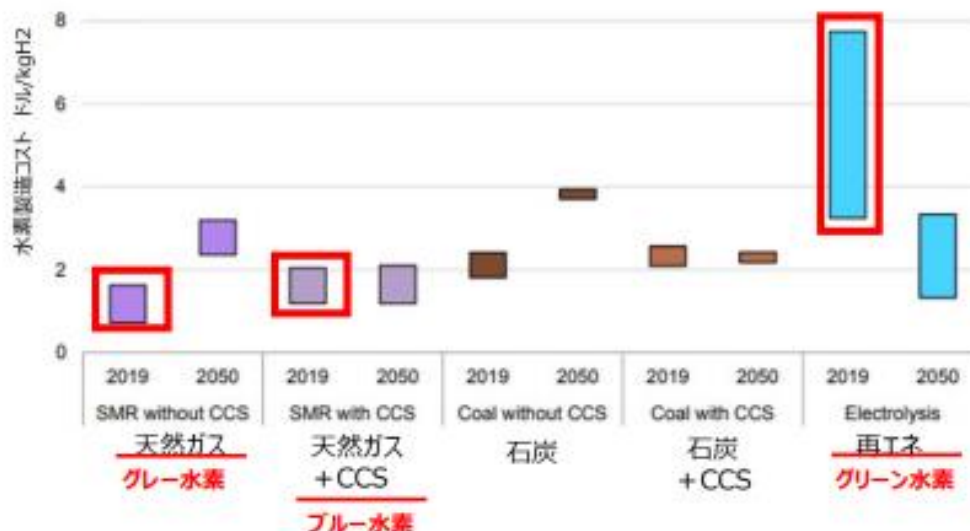
- 本制度では、キャパシティを対象としている。水素・アンモニア混焼を対象とした際に、2050年までの途中段階でグレーを扱うことはあるかもしれないが、キャパシティとしては、グレーは燃やせるがグリーンは燃やせないということはある。合理的な価格で調達可能となればすぐに乗り換えられるとすれば、過度に狭める必要はない。キャパシティの問題と運用の問題を一緒にしないように。

(参考) 水素・アンモニアの原料としての天然ガスの重要性

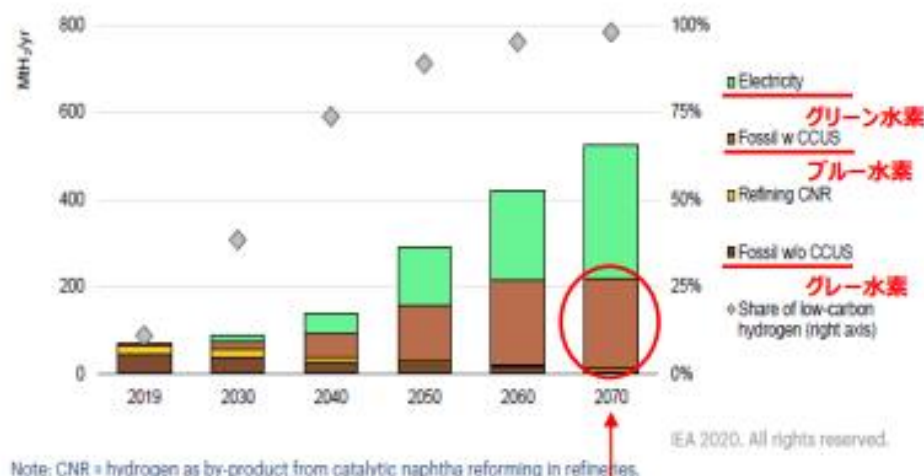
2020年12月8日 総合資源エネルギー調査会
資源・燃料分科会 石油・天然ガス小委員会
(第12回) 資料

- 天然ガスは、燃焼してもCO2を排出しない水素やアンモニアの主要な原料※としても期待される。
※ 「天然ガスは、水素製造の主要な資源であり、世界の70万トンほどの水素製造のうち3 / 4を占める」 IEAレポート“The Future of Hydrogen” (抜粋)
- 移行期においては、天然ガス由来の水素やアンモニアは、再エネ由来の水素やアンモニアと比較してコスト競争力を有すると見込まれる。(現在、天然ガス由来の水素の製造コストはグリーン水素と比較して最大値で約1/4。)
- また、IEAによれば、水素はグレー、ブルー、グリーンと段階的な普及し、2070年時点においても、世界の水素製造量の約4割は天然ガスを中心とする化石燃料由来と予想されている。

＜世界の水素製造コストに関するIEA予測＞



＜製造源別の水素製造量の推移 (IEAのSDSシナリオ) ＞



2070年時点でも4割は化石燃料由来の水素

(参考) GX検討における議論動向について

第1回産業構造審議会産業技術環境分科会グリーンTRANSフォーメーション推進小委員会／総合資源エネルギー調査会基本政策分科会2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会合同会合（2021年12月16日）資料2に赤枠追加

課題と打ち手の例（先行事例①：アンモニア）

2. GX時代のエネルギー産業論

（2）各産業のGX検討の例

【技術レイヤー・ビジネスレイヤー】

- サプライチェーンの中で新たに付加価値を見いだせるのは新たなアンモニア製造手法のライセンス。既存手法は欧米ライセンサーが寡占している状況も踏まえ、今後、革新的なアンモニア製造技術の開発・ライセンスビジネス化に向けてどのような対策が必要か。

→グリーンイノベーション基金を活用し、ハーバーボッシュ法に代わるアンモニア新合成技術や再エネから一気に通貫でアンモニアを合成するグリーンアンモニア電解合成の技術開発を支援。我が国大企業とベンチャー企業との社会実装に向けた有機的な連携を進める。

- JERAが海外からの調達、輸送、国内外での実装に向けた投資意欲を表明。今後、将来需要に対応した低廉で安定的なサプライチェーンの実現に向け、実際に企業が投資を実行するためには、どのような対策が必要か。

→政府が積極的に産ガス国や再生エネルギー適地国と製造・供給に向けた国際連携を進めるとともに、ファイナンス支援や非化石価値の顕在化（アンモニア利用拡大の観点から、当面はその由来（非化石由来や化石燃料由来）を問わず活用することが重要。高度化法においても非化石価値を評価する仕組みを検討。）など上流から下流（利用）に至るまで政策的に支援することで供給価格の見通しを引き下げ、企業の予見可能性を高める。

【マーケットレイヤー】

- 大きな需要が見込まれるアジアへの展開を念頭に、技術的に先行している企業の優位性を確保するためにはどのような対策が必要か。

→政府が積極的に燃料アンモニアの国際的な理解向上を図り、アジアを中心とした石炭火力利用国とアンモニア利用による脱炭素の連携を進める。また、アンモニア利用に係る国際的な標準・基準の策定を我が国主導で進めていく。

(参考) GX検討における議論動向について

第1回産業構造審議会産業技術環境分科会グリーンTRANSフォーメーション推進小委員会／総合資源エネルギー調査会基本政策分科会2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会合同会合（2021年12月16日）資料2に赤字追加

課題と打ち手の例（先行事例②：水素の事例）

2. GX時代のエネルギー産業論

（2）各産業のGX検討の例

【技術レイヤー・ビジネスレイヤー】

- 再エネコストが安価な欧州等から水電解装置の社会実装が進むことを想定した上で、水電解装置コストの低減等を進めるために、どのような対策が必要か。

→ グリーンイノベーション基金を活用し、水電解装置の大型化・モジュール化を進めるだけでなく、膜や触媒等の日本の優れた要素技術の装置への実装等を支援し、コストの削減や耐久性向上を通じた国際競争力の強化を目指す。また、海外市場への進出も見越した水電解装置の統一的な評価基盤の整備により、日本企業の開発力の底上げ及び新規参入の促進を目指す。

- 我が国企業が優位性を有する海上輸送技術と水素発電技術について、グリーンイノベーション基金でも一体的に大規模な実証を進め、技術開発を行っているところ。こうした技術を活用し、将来需要に対応した低廉で安定的なサプライチェーンの実現に向け、実際に企業が投資を実行するためには、どのような対策が必要か。

→ 政府が積極的に産ガス国や再生エネルギー適地国と製造・供給に向けた国際連携を進めるとともに、ファイナンス支援や非化石価値の顕在化（水素利用拡大の観点から、当面はその由来（非化石由来や化石燃料由来）を問わず活用することが重要。高度化法においても非化石価値を評価する仕組みを検討。）など上流から下流（利用）に至るまで政策的に支援することで供給価格の見通しを引き下げ、企業の予見可能性を高める。

【論点③】バイオマス（混焼、既設の改修）のための新規投資

- バイオマス混焼は、以下の状況を踏まえ、「新設」・「既設火力のバイオマス混焼に向けた改修」とともに、基本的には本制度措置の対象としないこととしてはどうか。
 - 論点①- 1 の通り、本制度措置の目的に照らせば、本来、「専焼」が可能であれば「専焼」のみを対象することが望ましいところ、既に大型で専焼の発電所が存在する（アンモニア・水素とは異なり、専焼における技術面等での課題は存在しない）。
 - バイオマス混焼は、基本的に石炭火力を用いて実施されており、論点①-2との整合性を踏まえる必要があるのではないか。
(注) 仮に対象とする場合には、混焼率の要件や、2050年カーボンニュートラルに向けた専焼化への道筋をどのようにつけていくかといった課題について、検討を進めることが必要ではないか。
- 一方で、「既設火力のバイオマス専焼に向けた改修」は、本制度措置の対象とする方向で検討してはどうか。ただし、既設の改修案件は論点①-2同様、短期的な供給力の増加には必ずしも寄与しないことから、募集量において、既設の改修案件についての上限量を設ける等の対応を検討してはどうか。

＜専焼の例①（7.5万kW、稼働済み）＞

所在地	福島県いわき市小名浜字渚2番地4
発電出力	7万5千kW
発電方式	バイオマス専焼発電
燃料	木質バイオマス（木質ペレット・PKS）
運転開始	2021年4月6日
会社名	エア・ウォータ&エネルギー・パワー小名浜株式会社

＜専焼の例②（11.2万kW、建設中）＞

所在地	愛知県田原市緑が浜2号2番52、53
発電出力	11万2千kW
発電方式	バイオマス専焼発電
燃料	木質バイオマス（木質ペレット）
完工予定	2025年8月末
会社名	田原バイオマスパワー合同会社

（参考）FIT・FIPにおけるバイオマス燃料の要件

【事業計画策定ガイドライン（バイオマス発電）より抜粋】

・森林における立木竹の伐採若しくは間伐により発生する未利用の木質バイオマス、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス固体燃料又は建設資材廃棄物と石炭を原料とする燃料（コークス等を含む。以下単に「石炭」という。）を混焼する案件（石炭比率が0%より大きい案件）は、2019年度よりFITの新規認定対象とならない。また、一般廃棄物・その他のバイオマスと石炭（ごみ処理施設（一般廃棄物処理施設・産業廃棄物処理施設）のうち焼却施設におけるバイオマス発電設備において混焼されるコークスを除く。）を混焼する案件は、2021年度よりFITの新規認定対象とならない。

・既存の火力発電設備を改修して行うバイオマス発電事業は原則としてFITの対象外だが、

①燃料タイプの転換（液体燃料⇒固形燃料）、

②バイオマス専焼設備（バイオマス比率90%以上）への転換、

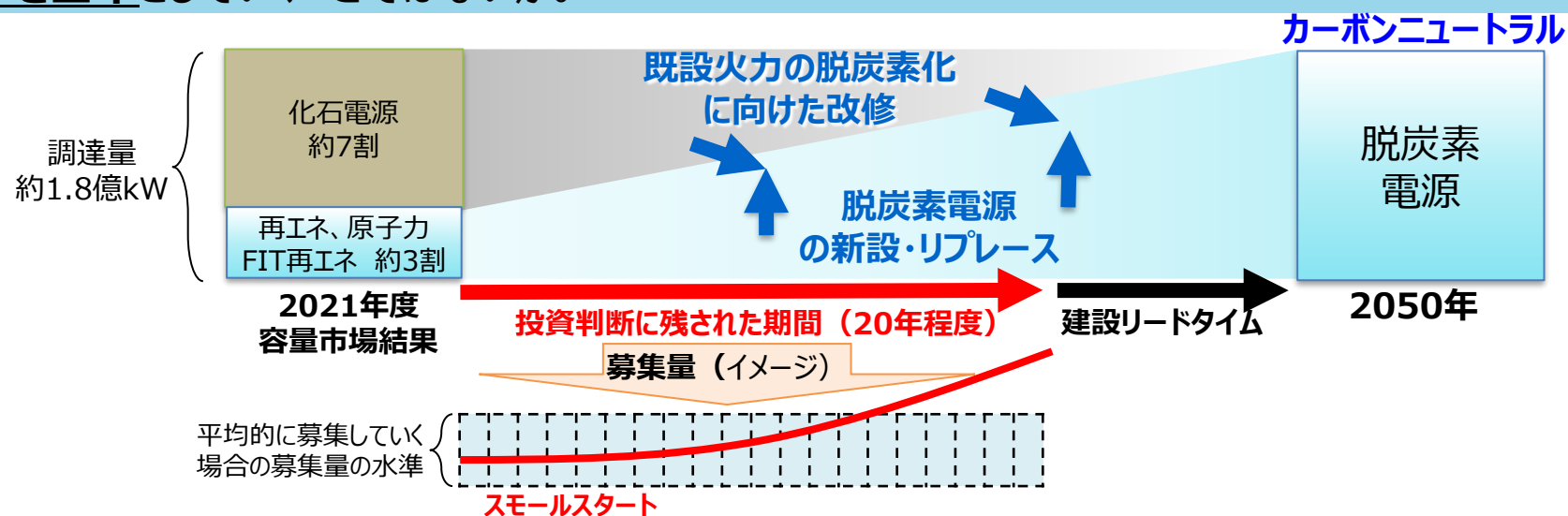
③主要な電気設備（タービン・発電機）の全更新、

という要素を全て満たす大規模な改修を伴う場合には、新設と同等のものとしてFITの対象になり得る。

1. 対象
- 2. 募集量**
3. 入札価格の在り方

募集量の基本的な考え方について

- 2021年度の容量市場の結果では、調達量の約7割（約1.2億kW）を化石電源が占めている。
- 2050年カーボンニュートラルを達成するためには、今後の省エネや電化の結果次第ではあるが、約7割の化石電源を脱炭素電源に置き換えていくことや、現状存在する脱炭素電源のリプレイス等を進めていく必要がある。
- 電源建設には一定のリードタイムが必要であることから、投資判断に残された期間は、残り20年程度となるため、仮に約1.2億kWの化石電源の全てを脱炭素電源に置き換えていくとすると、年平均で約600万kW程度の導入が必要となる。一方で、足下ではFIT再エネが期待容量ベースで年間150万kW程度増加しているところ。
- こうした中で、必ずしも本制度措置のみで脱炭素電源の導入を行っていく訳ではないこと、**今後の様々なイノベーションにより、より効率的に脱炭素電源を導入することが可能となる可能性もあり、制度開始当初から平均的な導入量を募集すると競争圧力が働かずに結果的に国民負担が増加する可能性**があることを踏まえれば、本制度措置の**初期段階における募集量は、スモールスタートを基本**としていくべきではないか。



(参考) FIT電源の増加量

- 2024年度容量市場オークション結果と2025年度容量市場オークション結果との比較の結果、FIT電源の増加量は調整係数考慮後で、約150万kW程度。

<参考> FIT電源等の期待容量等について

- 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。

電力広域的運営推進機関
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)
(2021年12月22日)

		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	1,336万kW
	石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力 (応札後に織込む)	553万kW

表 4 全国および各エリアの供給信頼度

	ブロック構成	供給信頼度 (kWh/kW・年)	(参考) 想定需要 ^{※1} (kW)	(参考) 調達量 ^{※2} (kW)
全国	—	0.073	157,612,900	179,480,907
北海道	ブロック 1	0.011	4,982,000	6,503,662
東北		0.011	13,493,000	20,106,518
東京		0.023	52,950,000	55,343,087
中部		0.011	24,400,000	27,028,096
北陸		0.017	4,909,900	5,822,082
関西		0.015	26,340,000	29,350,321
中国		0.015	10,412,000	8,892,785
四国		0.014	4,910,000	7,754,485
九州	ブロック 2	0.158	15,216,000	18,679,871

※1 2020 年度供給計画における実需給年度（第 5 年度）の H3 需要（離島除き）

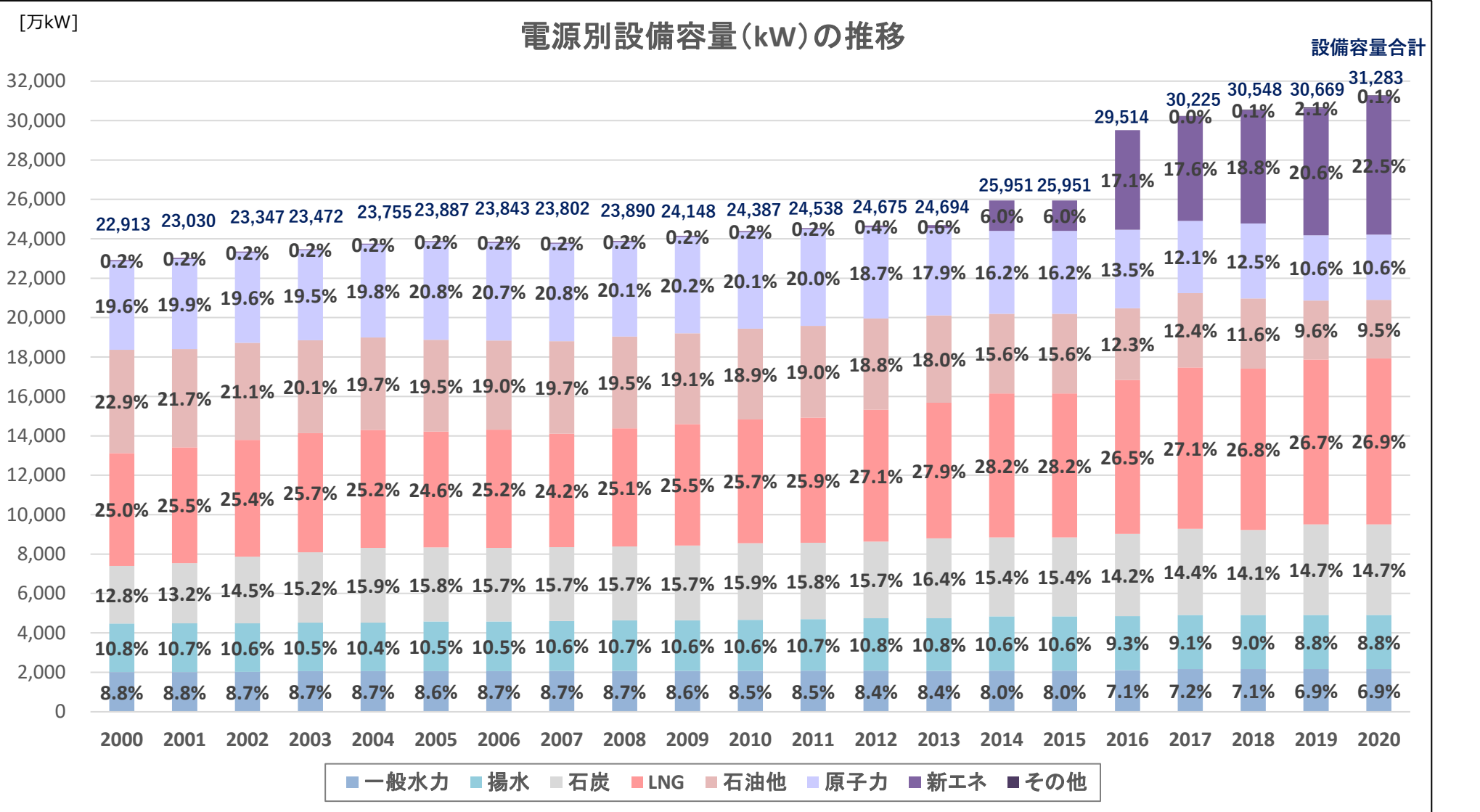
※2 FIT 電源の期待容量を含む（全国計で 11,789,258kW）

電力広域的運営推進機関
容量市場メインオークション検証レポート
(対象実需給年度：2024年度)
(2020年12月2日)

約158万kW増加

(参考) 設備容量の推移

● 近年は、FIT制度によって投資が促されている「新エネ」以外の脱炭素電源の設備容量の増加は停滞している状況。



(出所) 2000～2015年度：電源開発の概要（資源エネルギー庁）、2017年度以降：供給計画とりまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成 33

(電源建設リードタイムの考慮)

電源建設のリードタイムは長く¹¹⁴、新規投資促進に当たっては、この点への配慮も必要であると考えられる。

例えば現行の容量市場のように、仮に入札から4年後に運転開始が必要となる制度となれば、リードタイムが短い簡易な電源しか入札することができなくなることが想定されるため、FIT 制度において電源種ごとに運転開始期限を設定していることを参考に、リードタイムを十分に考慮した制度設計とすることが適当である。

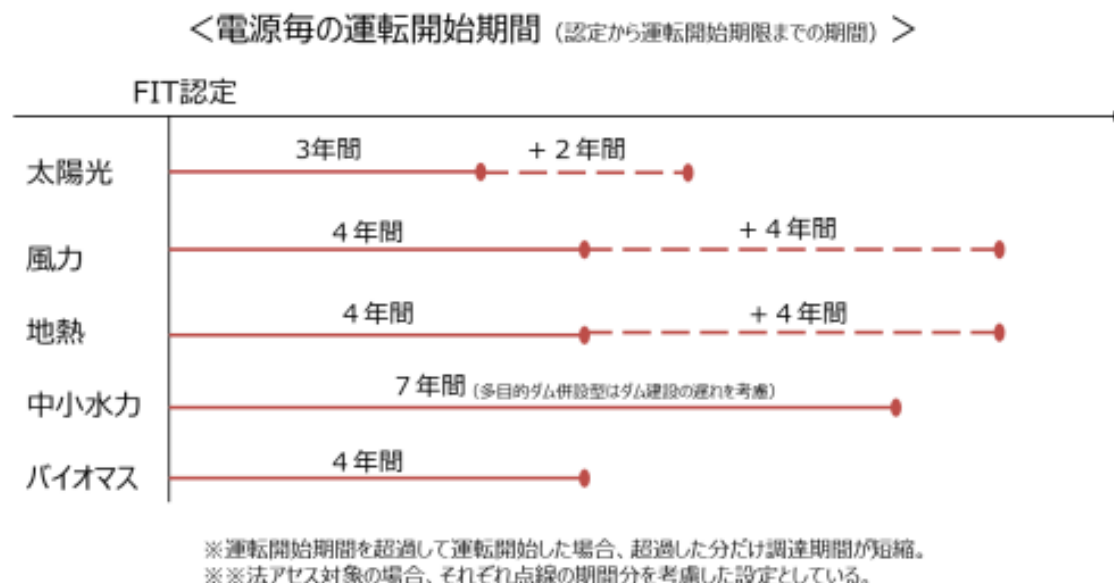


図 31 FIT 制度における運転開始期限

¹¹⁴ 過去 10 年度分（2010 年 4 月～）に環境影響評価書が提出された LNG 火力の案件について、計画提出から運転開始（既に稼働のものは実績、未稼働のものは予定日）を集計した平均値では、10 年程度となる。

1. 対象
2. 募集量
3. 入札価格の在り方

入札価格に関する規律の必要性について

- 現行容量市場では、市場支配力を有する事業者が価格つり上げを行うことを防止するため、入札ガイドラインにおいて、支配的事業者が価格つり上げに該当しない応札価格の考え方が示されている。
- 本制度措置では、脱炭素電源への新規投資を対象に入札を実施するため、（既設電源を多く保有する市場支配力のある事業者が存在する現行容量市場とは異なり、）基本的に市場支配力を有する事業者は存在しないことから、市場支配力を有する事業者を念頭においた入札価格に関する規律は必要ではないと考えられる。
- 一方で、本制度措置は入札によって落札電源を決定する仕組みであることから、入札を通じて国民負担の最小化を図ることとなるが、かかる目的を達成する観点から、全ての事業者を対象に「上限価格の設定」や「入札価格の監視」等の入札価格に対する一定の規律を設けることが必要ではないか。
- なお、これらの規律を設けるにあたっては、入札価格に織り込むことが適切なコストについて整理することが必要。
- 本制度措置における入札価格に織り込むことが適切なコストについては、本制度措置の趣旨・目的を踏まえて、例えば以下のような項目それぞれの取扱いに関する検討を今後具体的に進めていくこととしてはどうか。
 - 建設費、廃棄費用
 - 制度適用期間中に発生する運転維持費
 - 系統接続費、事業税、発電側課金
 - 事業報酬（資本コスト）
 - 他市場収益

(参考) 現行容量市場のNet CONEに含まれるコスト

2021年度メインオークション 需要曲線作成要領
(2021.7.1) より抜粋

3. 指標価格 (Net CONE)

Net CONE は、Gross CONE の算定値から容量市場以外の収益を差し引いて算定する。Gross CONE は、経済産業省 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ（以下、「発電コスト検証 WG」という。）で示された諸元および容量市場の在り方等に関する検討会（以下、「容量市場検討会」という。）等において整理された項目に経済情勢を反映し、算定する。

なお、モデルプラントはコンバインドサイクル・ガスタービン発電（CCGT）とする。

項目			詳細
発電コスト 検証 WG	資本費	建設費	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数基建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施（リプレースの場合も含まれる）。
		廃棄費	OECD/IEA “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition” (2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
	運転維持費	人件費	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
		修繕費	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を、稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
		諸費	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
		業務分担費	事業の全般的な管理業務に要する費用（本社などの人件費、修繕費、諸費）を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値。
容量市場 検討会等	系統接続費		系統接続にかかる工事費負担金等の費用。
	大規模改修費		大型の設備更新等にかかる費用。
	租税		事業税。
	発電側基本料金		送配電関連設備の費用（送電費及び受電用変電費）において、発電側が負担する費用。
	容量市場以外からの収益		kWh 価値。

(参考) 現行容量市場のNet CONEの算定に用いる経済指標等

2021年度メインオークション 需要曲線作成要領
(2021.7.1) より抜粋

(2) 経済指標等

指標価格の算定に用いる経済指標^{※1}等は以下のとおり。

項目	数値	算出式等	備考
インフレーション率	3.13%	発電コスト検証 WG のコスト算定年（基準年）から Net CONE 算定年までの物価上昇率の実績値。 $\text{インフレーション率} = \frac{\text{2020年(暦年)の総固定資本形成}}{\text{2014年(暦年)の総固定資本形成}} - 1$ 基準年（2014 年）：99.1%、2019 年：102.2%	内閣府 国民経済計算（GDP 統計） 暦年デフレーター（暦年）の総固定資本形成
期待インフレ率 ^{※2}	0.34%	将来の物価上昇率の予測値における過去 10 年の平均値。 期待インフレ率 = 0.4 × 前年度のコア CPI 変化率 + 0.6 × 前年度の期待インフレ率	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」 統計表：app1-1 参照
割引率（税引前 WACC）	5%	割引率（税引前 WACC） $= \frac{\text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト}}{1 - \text{実効税率}} + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト}$	
自己資本比率	42.9%	2018 年度の資本金 1 億円以上の企業の自己資本比率の平均値。	経済産業省（経済産業省企業活動基本調査） 統計表：3 - 1 参照
自己資本コスト	6.7%	国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値。	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（本文）P44 参照
他人資本比率	57.1%	1 - 自己資本比率	
他人資本コスト	0.86%	日本銀行の貸出約定平均金利（新規・長期）における過去 10 年の平均値。	日本銀行（金融経済統計月報） 公表データ：金融 1 参照
実行税率	27.2%	実効税率 = 法人税 × (1 + 地方法人税 + 法人住民税) 法人税 23.2%、地方法人税 10.3%、法人住民税 7%	

※1 2020 年度末時点の最新の経済指標。

※2 計算式は、「日本経済のリスクプレミアム（著者：山口勝業、東洋経済社）」を参考に設定。

(参考) 容量市場における入札ガイドライン (抜粋)

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⁹。

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。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、供給計画上、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。

固定資産税	当該電源を保有することによって発生する固定資産税額
人件費	当該電源の維持に関連して必要となる人員に対する給料手当等
修繕費	当該電源の維持に関連して必要となる修繕費
経年改修費	当該電源の維持に関連して必要となる設備投資のうち資本的支出の額
発電側課金	当該電源に係る発電側課金のうち kW 課金部分
事業税（収入割）	当該電源の維持によって得られる収入に対して発生する事業税の額（電源を維持することで支払うコスト×税率/(1-税率)）

この際、実需給年度に発生するコストを見積るに当たっては、合理的に見積り可能な範囲で算定することが適当である。ただし、実需給年度のコストを適切に見積ることが困難な場合には、直近複数年度の実績平均値を用いる方法等が考えられる。

また、上記の項目のうち、複数の電源にまたがって発生するコストについては、客観的に合理性が認められる一定の配賦基準を用いて各電源に配賦することに留意する。

② 他市場収益

容量市場以外の市場（相対契約を含む）から収益が得られる場合には、これらの他市場から得られる収益から対応する限界費用（燃料費等）を差し引いた額によって他市場収益を算定することが適当である。他市場収益を見積るに当たって一律に算定方法を定めることは困難であるが、容量市場の趣旨に鑑み、市場支配的事業者は合理的に見積り可能な範囲で算定することが適当である。例えば以下の項目を含めて算定することも考えられる。

（2020 年度メインオークションの実績を参考とした一例）

kWh価値	将来予測や過去実績を用いた市場価格と限界 費用の差分（利益分）を基に算定
ΔkW 価値	過去の調整力公募実績を基に算定
非化石価値	非化石価値取引市場の過去約定価格に、供給 計画ベースの発電量、または、過去の発電量 実績平均を基に算定
相対取引	過去実績を基に、単価と発電量を想定し算定

脚注9 新設電源について、オークション時点では投資判断を決定しておらず、約定した場合にのみ当該電源等の建設・稼働を決定するような場合においては、各事業者の投資判断に資する価格で応札することは、価格つり上げに該当しないと考えられる。また、新設電源とは、新たに建設、または主要な電気設備の全てを更新する等のリプレースを行う電源であり、オークション時点では稼働していないものの、実需給年度での稼働を予定しており、はじめてオークションで落札される電源をいう。 39