

第2回 発電ベンチマーク検討WG 電気事業連合会 説明資料

2025年9月12日
電気事業連合会

1. 2050年カーボンニュートラル実現に向けた道筋とこれまでの取り組み
2. GX実現に向けた排出量取引制度に対する考え

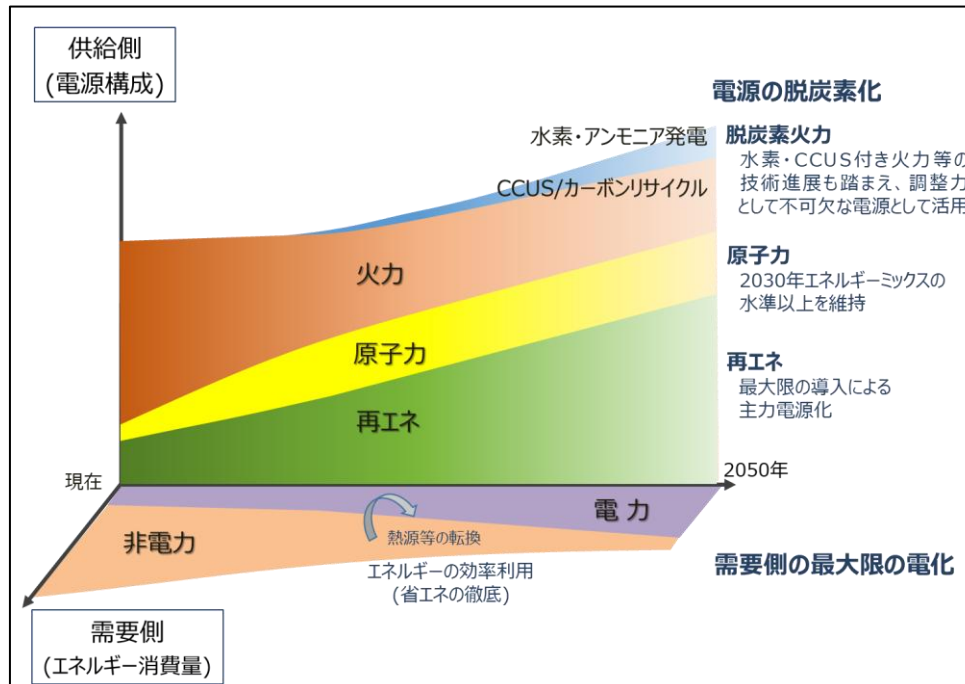
2050年カーボンニュートラルの実現に向けて

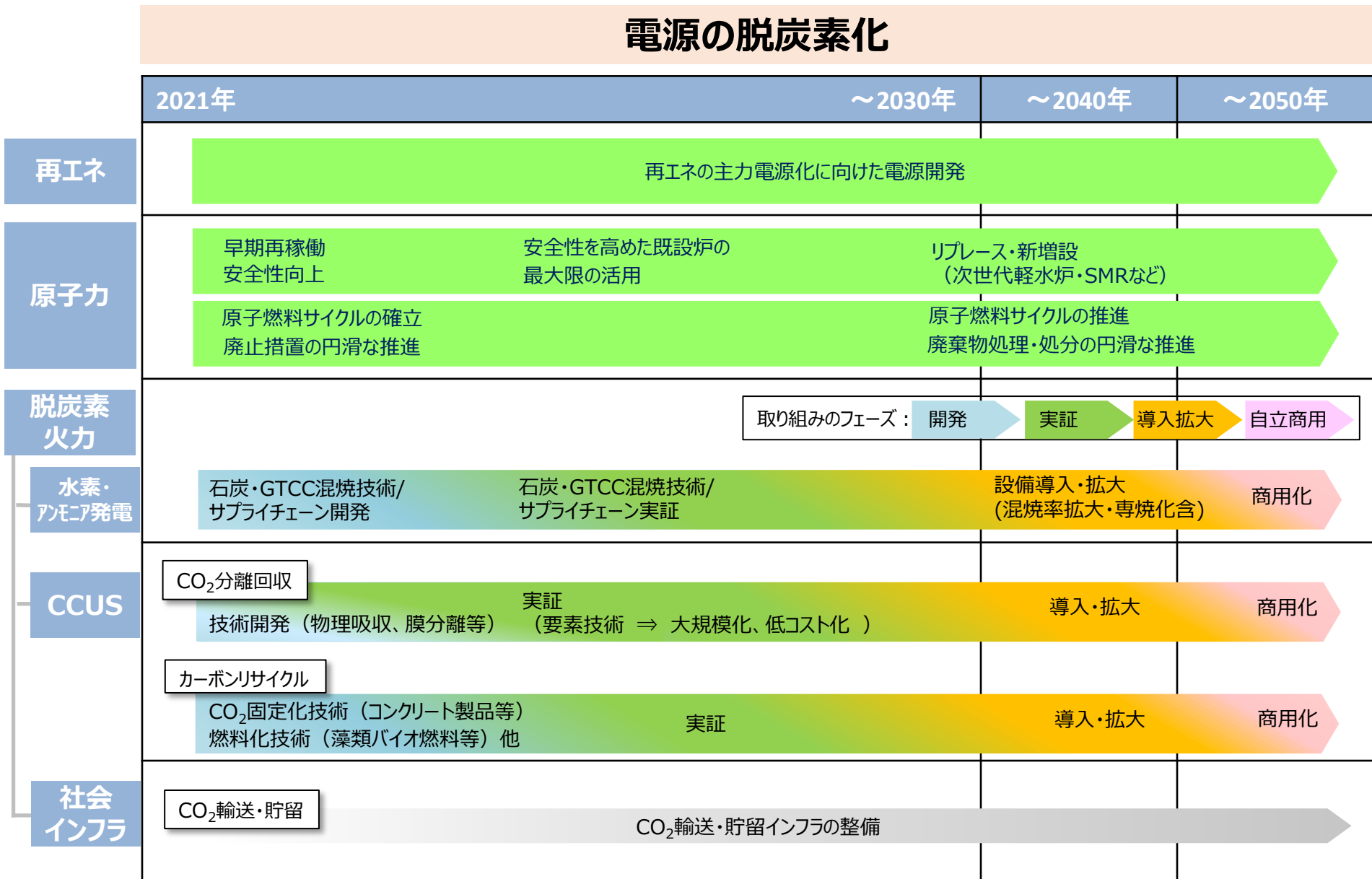
- ❑ 電気事業連合会は2021年5月、2050年カーボンニュートラルに向けた具体的取り組みのロードマップやアクションプランをまとめた「**2050年カーボンニュートラルの実現に向けて**」を発表。
- ❑ 電力業界は、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、「**S+3E**」の同時達成を前提に供給側における「**電源の脱炭素化**」と需要側における最大限の「**電化の推進**」の両面から、**積極的に挑戦していく所存。**

2050年カーボンニュートラル実現に向けた基本的な考え

- 2050年カーボンニュートラルの実現は、非常にチャレンジングな目標です。その実現には、多くの課題や不確実性が存在し、**革新技术を創造するイノベーションが不可欠**です。
- カーボンニュートラルの実現に向けて、電力業界が担う役割は大きく、供給側における「**電源の脱炭素化**」のみならず、需要側における最大限の「**電化の推進**」による脱炭素化の両面からの取り組みが必要です。
- 従来よりエネルギーは、安全性(Safety)の確保を大前提に、安定供給(Energy Security)・経済性(Economic Efficiency)・環境保全(Environment)の「**S+3E**」の同時達成を追求することが最重要であり、**2050年カーボンニュートラルの実現に向けても変わらないものです。**
- わたしたちは、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、「**S+3E**」の同時達成を前提に、供給と需要の両面からの取り組み、革新的技術を生み出すイノベーション等を通じ、持てる技術と知恵を結集して、**業界全体で積極的に挑戦**していきます。

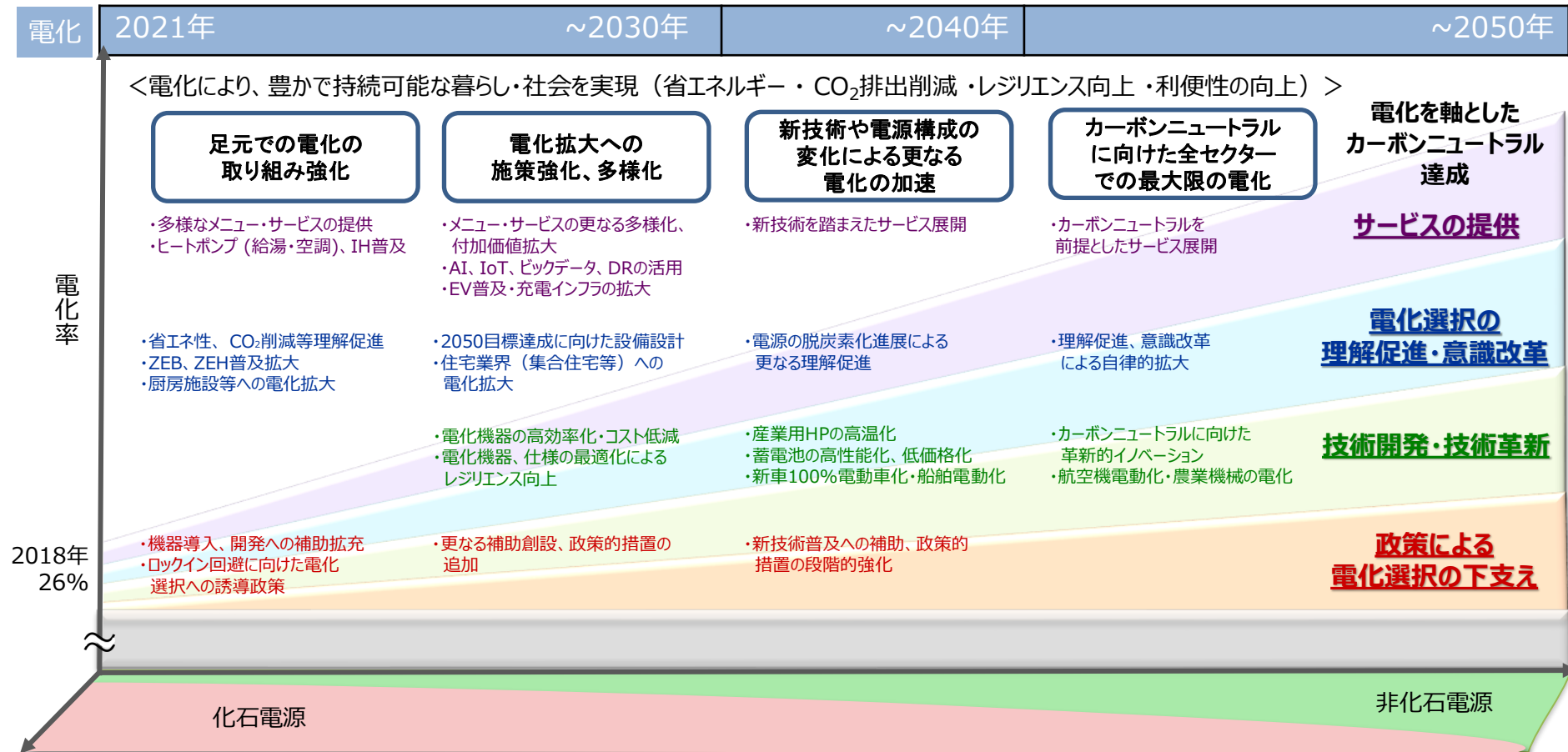
電源の脱炭素化、需要側の最大限の電化のイメージ





※ ロードマップは、S+3Eの同時達成が満たされることが前提であり 国の温暖化対策・エネルギー政策や技術開発の進捗状況に応じて適宜見直します。

電化の推進



※ ロードマップは、S+3Eの同時達成が満たされることが前提であり 国の温暖化対策・エネルギー政策や技術開発の進捗状況に応じて適宜見直します。

再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取り組み

□ 電力各社は再エネ開発目標を設定し、主力電源化に向けた取り組みを推進。

※目標水準はグループ会社を含む国内外での設備容量

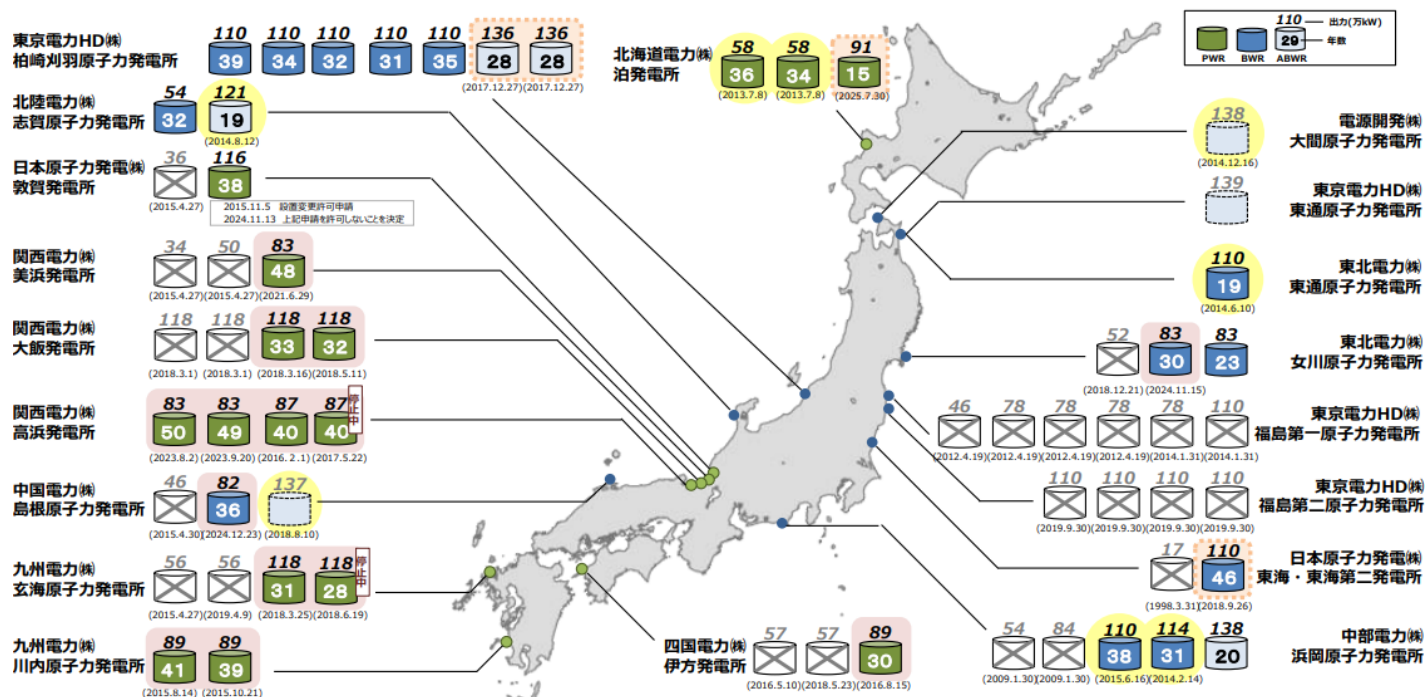
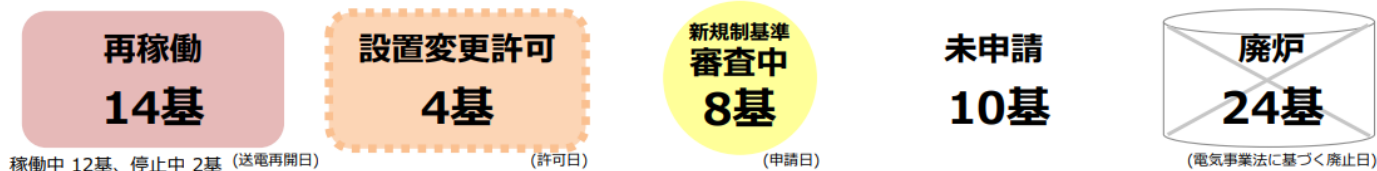
会社	再エネ開発目標
北海道電力	2030年度までに <u>100万kW</u> 以上増、2035年度までに <u>300万kW</u> 以上増
東北電力	2030年代早期に <u>200万kW</u> 以上の開発（2018年度比）
東京電力	2030年度までに2017年度比国内外で <u>600～700万kW</u> 程度の新規開発
中部電力	2030年頃に2017年度末と比較して <u>320万kW（80億kWh）</u> 以上の開発
北陸電力	2030年代早期に2018年度比、開発量 <u>+100万kW</u> 以上（ <u>+30億kWh/年</u> 以上）
関西電力	2040年までに2019年度比国内で新規開発 <u>500万kW</u> 、累計 <u>900万kW</u> 規模の開発
中国電力	2030年度までに2019年度比 <u>30～70万kW</u> の新規導入
四国電力	2000年度以降、国内外で2030年度までに <u>50万kW</u> 、2050年度までに <u>200万kW</u> の新規開発
九州電力	2035年度再エネ設備容量 <u>1,000万kW</u> 、再エネ取扱量 <u>150億kWh</u>
沖縄電力	2030年度までに2019年度比 <u>+10万kW</u> の新規開発
電源開発	2030年度までに国内で2022年度比 <u>40億kWh</u> の年間発電電力量増大

原子力発電の最大限の活用に向けた取り組み

- 再稼働済の原子力発電所は、14基／36基（2025年9月現在）。
- 原子力事業者としても、早期再稼働に向けた審査対応上の課題や、確実なプラント起動に向けた準備のため、「再稼働加速タスクフォース」を電事連に設置し、業界大での取り組みを進めているところ。

原子力発電所の現状

2025年9月2日時点



火力の脱炭素化（水素・アンモニア発電／化石+CCUS）の取り組み①

水素・アンモニアへの取り組み

□ 水素・アンモニア発電については、各社が技術開発プロジェクトへ参画するとともに、保安・技術基準策定に向けた取り組みも推進。

アンモニア発電に向けた実証試験※（JERA）

JERAはIHIとともに、大型の商用石炭火力発電プラントにおいて石炭をアンモニアへ転換する世界初の実証事業に着手。

（事業期間：2021年7月～2025年3月）

碧南火力発電所4号機（定格発電出力：100万kW）における燃料アンモニア転換実証試験を終了した。

実証試験では、定格出力運転において20%転換を達成。

転換前と比較して、NOxは同等以下、SOxは約20%の減少を確認。

温室効果の高いN₂Oは定量下限以下を確認し、良好な結果が得られた。

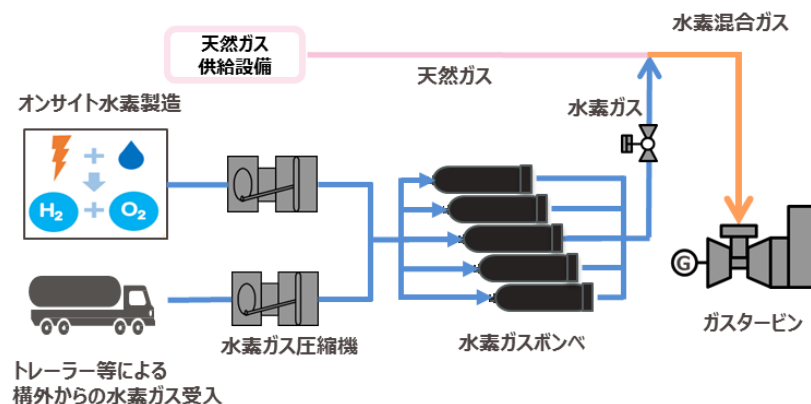
参考1：実証事業を行う碧南火力発電所（愛知県碧南市）



（出典：JERA プレスリリース資料）

既設火力発電所を活用した水素発電の実現に向けた取り組み※（関西電力）

既設火力発電所に設置のガスタービン発電設備を活用した水素混焼発電実証を行い、水素発電の社会実装に資する運用技術の確立を目指す。（研究開発期間：2021年度～2025年度）



2021

2022

2023

2024

2025

FSフェーズ

設計・製作フェーズ

実証フェーズ

・実証での技術課題、工程等
机上検討

・関連設備の詳細設計
・機器の製作、据付、既設改造

火力の脱炭素化（水素・アンモニア発電／化石+CCUS）の取り組み②

CCUSへの取り組み

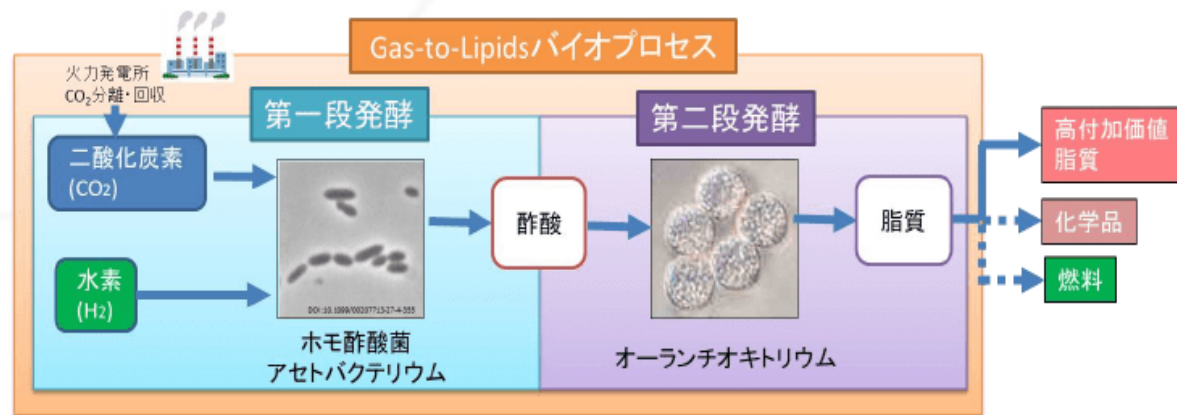
大崎上島におけるカーボンリサイクル技術の研究開発

CO₂分離回収（電源開発、中国電力）



- OCG(大崎クールジェン)プロジェクトにてCO₂液化までを視野に入れた物理吸収法+CO₂液化プロセスの最適システムを検討
- 回収されるCO₂の一部を液化・輸送し、有効利用するカーボンリサイクルの実証を実施
- 経済産業省は「カーボンリサイクル3Cイニシアティブ」を示し、大崎上島をカーボンリサイクル技術の実証研究拠点として整備
- OCGは、NEDOのCO₂有効利用拠点化推進事業として、拠点を整備、IGCCで分離回収したCO₂を供給
- 2024年度はバイオマス混合ガス化の実証を行い、50%混合してガス化を達成した。
- 中国電力は、NEDOの研究拠点におけるCO₂有効利用技術開発・実証事業として、カーボンリサイクル技術開発（CO₂有効利用コンクリート(研究開発完了)およびGas-to-Lipidsバイオプロセス）を実施

CO₂利用（中国電力）



微生物を用いたCO₂固定化技術

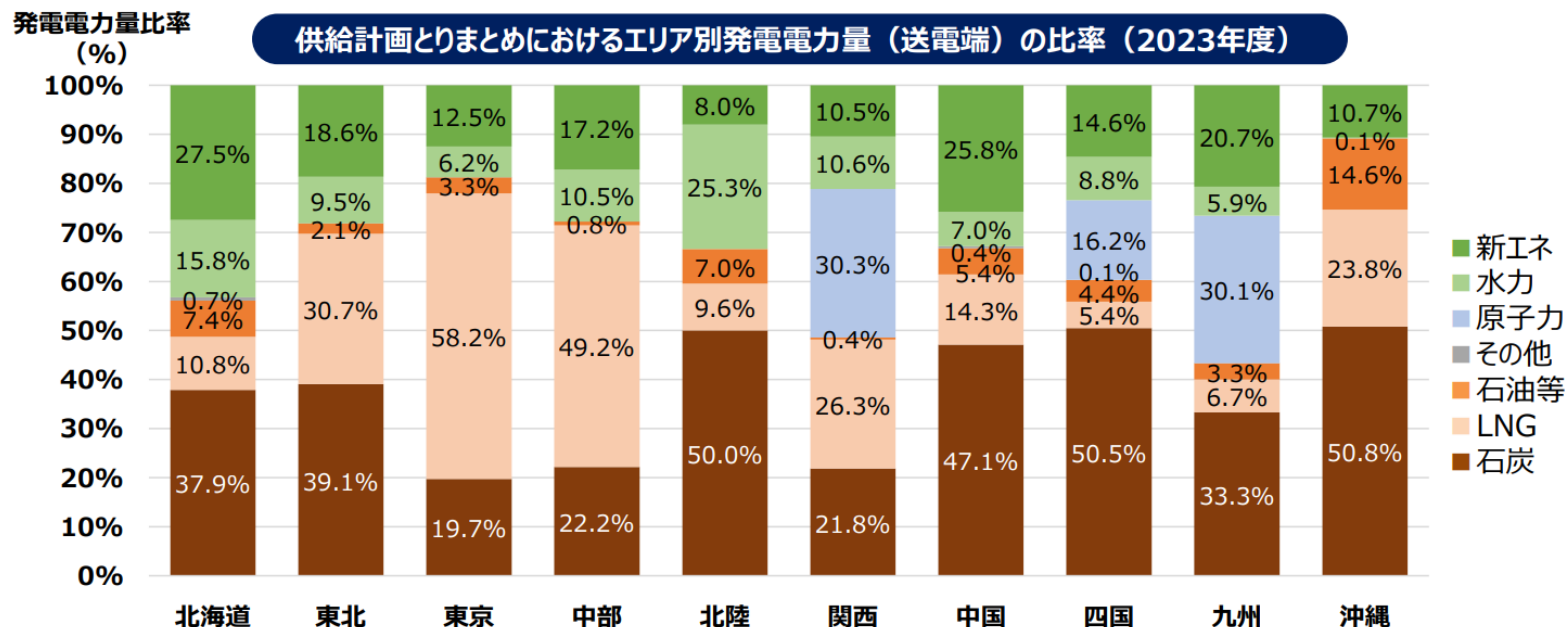
1. 2050年カーボンニュートラル実現に向けた道筋とこれまでの取り組み
2. GX実現に向けた排出量取引制度に対する考え

ETSに対する基本的な考え

- ETS導入にあたって、GX実現に向けこれまで以上に達成に向けた行動を加速・具体化し、非効率石炭の脱炭素化・LNGへの燃転、非化石電源拡大を進めていく。
- 一方、この大転換は電源構成変更を伴うため、これまで地域特性を踏まえ作り上げられた足元の電源構成や電源開発に係る一定のリードタイム、脱炭素投資推進に対する考慮が必要。
- なお、沖縄エリアに関しては、系統が小規模かつ独立していることなどから、個別の配慮が必要。

第2フェーズの発電BM設計に求める方向性

将来のGX実現に向け投資を加速していくための第2フェーズにおいて、過度な負担となり脱炭素投資が阻害されることのないよう、脱炭素化に向けた時間軸を考慮した規制強度のBM設計を求める。



発電BMに対する考え ～脱炭素化に向けた時間軸～

脱炭素化に向けた時間軸

□ 電源開発のリードタイム

脱炭素化に向けたトランジション期において、排出原単位を低減するには設備面で石炭からLNGへ転換する手段などがあるが、電源開発リードタイムはそもそも長く(約13年)、さらに開発に必要なガスタービンや大型変圧器の需要の高まり※で運転開始までに長期間かかる状況であり、**第2フェーズでの追加的な火力発電所開発は困難。**

◀現場からの声▶

- ・ガスタービンは、需要増によりメーカーの生産枠がひっ迫しており、確保が難しい。また、契約から納品までおよそ5～6年はかかるのが現状。
- ・大型変圧器に関しても、データセンター拡大等による電力需要増に伴い電力系統の変圧器需要が高まっており、数年先までメーカー生産枠が埋まっている。

□ 脱炭素技術導入のリードタイム

水素、アンモニア、CCSといった脱炭素技術の導入拡大は2030年以降と見込まれており、第2フェーズにおいて事業者が取り得る排出削減手段は、発電効率改善やバイオマス混焼程度。



引用：経済産業省HP（「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」における議論を踏まえて2022年2月とりまとめ）

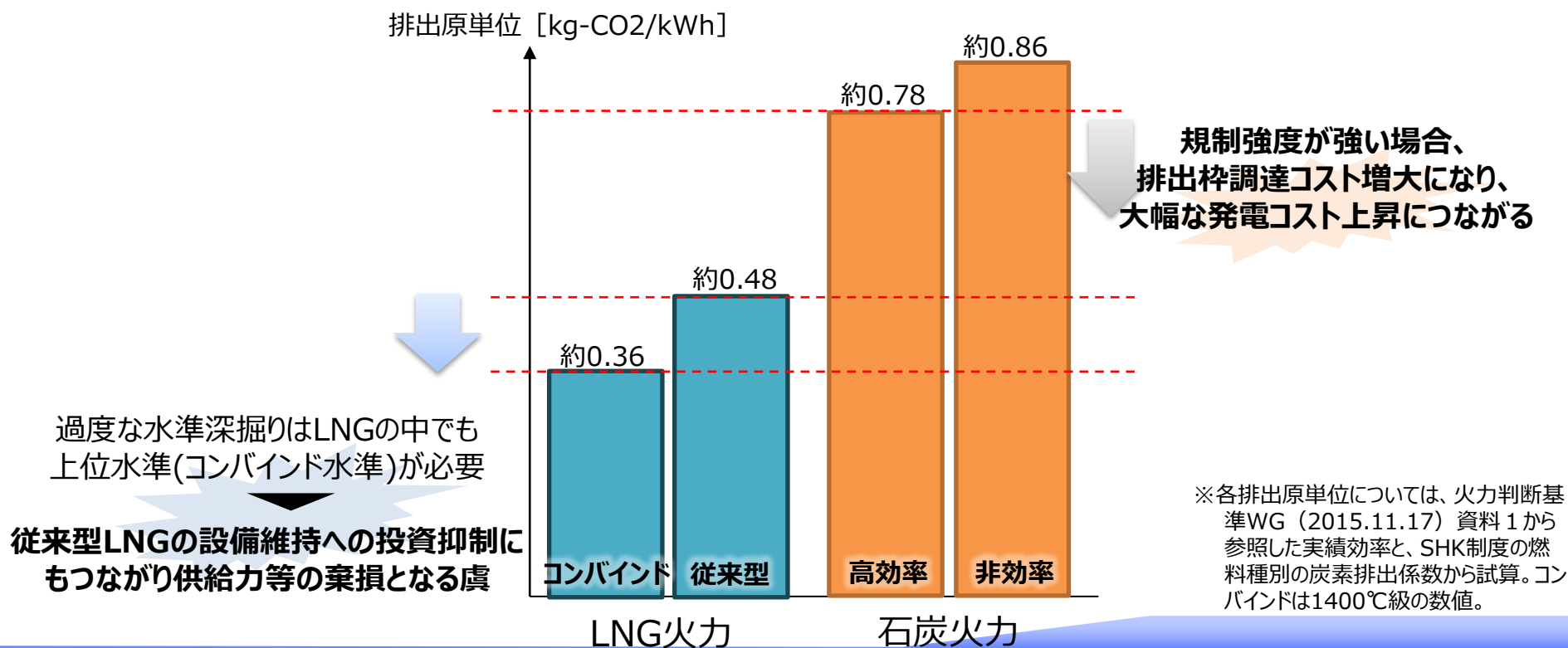
2点を踏まえ

- ✓ 事業者は2050年CNに向けて火力脱炭素化へ投資を行っているが、第2フェーズでは大きな効果があらわれないため、**既存の火力電源構成をベースに排出削減を模索する必要**があることを踏まえると、**第2フェーズ期間中は燃種別でのBM設計**にて排出削減を促していく仕組みとして頂きたい。

発電BMに対する考え ～規制強度～

規制強度

- 第2フェーズの短期間でLNG火力並みの原単位水準を求められる場合には、石炭主体事業者にとっては排出枠調達の経済的負担が極めて大きくなり、発電コストの上昇を招く。
- 加えて、過度な水準の深掘りは、石炭だけでなく比較的環境負荷が小さい従来型LNGの発電コストの上昇を招く。
- ✓ 発電コストの上昇は設備維持への投資抑制にもつながるため、**安定供給上必要な石炭や従来型LNGの供給力（kW）および調整力の維持も踏まえ、BM水準を検討頂きたい。**



沖縄エリアの特殊性について

- 離島県である沖縄エリアは構造的不利性を有しているが、その様な中においても電気料金を適正な水準に維持すべく、沖縄振興特別措置法に基づく配慮が措置されている。（石炭・LNGの石油石炭税の免税等）
- 電力市場においても、広域融通外のため電気の融通が起こり得ない状況にあることや、電源構成、供給力の在り方が異なる等の制約を踏まえ、9エリアと切り離された電力取引を行っている。

沖縄の構造的不利性



需要規模

地理的・地形的および需要規模の制約により、化石燃料に頼らざるを得ない



小規模独立系統

他エリアの電力系統と繋がっておらず、**広域融通の対象外**のため、高い供給予備力を確保する必要がある



島しよ性

広大な海域に島が点在しており、供給コストの高い離島を多く抱えている

沖縄エリアの事業環境（9エリアとの差異）

ベストミックス S+3E

- **電源構成の9割を占める火力で供給力を確保**（本土火力比の2倍）
※CPにおける需要家のkWh当たり負担感約2倍
※原子力・水力の導入不可、再エネ導入の伸びは限定的
※**LNG火力偏重不可**

電源投資 支援

- **特段の支援なし**
再エネ：**FIT立地として不利** ※水力・地熱導入不可、風車・PV（台風対応、土地制約）、系統制約、輸送コストなどのため
原子力：**無**（本土：次世代革新炉、長期脱炭素A U等）
火力：**無**（本土：長期脱炭素A U等）
水素・アンモニア：**無** ※スケールメリットが無く政策優先度低

火力電源 の稼働状況

- **火力電源数が限られるため、全ユニットが需給調整に参加**（部分負荷運転、日間起動停止、週間起動停止）。**CO2原単位悪化**
- LNGも軽負荷期(夏以外)に稼働台数が制約されており（複数ユニットで出力分散）、**調整力運用の影響を大きく受けた電源構成となる。**

電源開発 & CO2削減 経路

- 火力電源数が限られるため、**約10年周期で発電所を開発**
→**CO2削減の経路が離散的となる。線形は不可**
→**技術のロックインが生じやすい**
→1台のトラブルによる影響が大きく**成熟した発電技術の導入が望ましい**
→CP回避を意図した退場判断が**不可（安定供給確保への影響大）**
- 系統規模の観点から効率に優れる大規模機の開発不可
→**石炭機はSub-C、LNGは20万kW級が導入可能な最高効率**

沖縄エリアのCP設計にあたり考慮いただきたい事項

- 沖縄エリアのCP設計に際し、考慮いただきたい沖縄固有の事情は以下の通り。
- 沖縄エリアにおける**構造的不利性に起因する制約から、全国と同様の効率を求めることの難しさや、LNG利用拡大の難しさ、及び沖縄振興特別措置法の立法意義を考慮**いただき、発電ベンチマークの設定などに際し特段のご配慮をご検討頂きたい。

沖縄振興特別措置法の意義

- ・ 沖縄の「自立的発展」を目的に制定
- ・ 沖縄の地理的・自然的特性を考慮し、産業や生活の基礎条件（＝電気料金）を改善
- ・ 上記趣旨を踏まえた石油石炭税免除措置

火力における不利性

系統規模の観点から石炭機はSub-C機が最高効率

独立系統ゆえ全ユニットで需要変動に対応することによる低い設備利用率

独立系統ゆえの最低運転台数の制約で、LNGの拡大が制限される

非化石が無いことによる火力への影響

水力・原子力・風力は不可、太陽光も限定的

火力のみでエネルギーセキュリティを確保する必要（LNG一本足は不可）

CP対象となる火力割合が他エリア比で 2 倍

【沖縄エリア固有の事情とCP制度設計で考慮いただきたい点の相関（色分け）】

■ 全国と同様の効率を求めることの難しさ ■ LNG利用拡大の難しさ ■ CP制度設計全体への影響

- ❑ 沖縄振興特別措置法では、沖縄が自立的に発展していくための基盤整備の一環として、本土との格差是正を目的に、電気料金を適正な水準に維持するための措置（石炭・LNGの石油石炭税の免税等）が取られている。
- ❑ 沖縄の構造的不利性に加え、このような沖縄エリアの特殊性に対し法的措置が講じられている。

沖縄振興特別措置法による措置

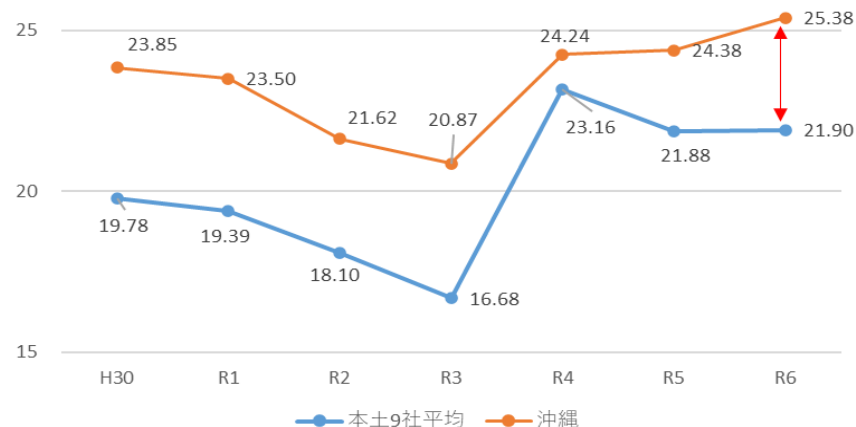
【法の目的】

- 沖縄の置かれた**特殊な諸事情に鑑み**、特別の措置を講ずることにより、**沖縄の自立的発展に資するとともに、沖縄の豊かな住民生活の実現に寄与すること**を目的とする。

【具体措置：石油石炭税の免除】

- 沖縄エリアの電気事業者に対し、発電用の石炭・LNGの**石油石炭税を免除**（エリア内における旧一電以外の石炭火力発電事業者分も含む）
- 原価から控除され、**電気料金の低廉化を通じて沖縄県民に還元**

＜他エリア旧一電との電灯・電力実績単価比較＞



免税措置が講じられてもなお
全国との単価差は約3.5円
CP負担が上乗せされることで更に拡大

排出量取引制度全般に関する要望

□ 既存政策との関係整理

電気事業では省エネ法火力発電効率ベンチマーク指標という効果・目的が重複する既存制度が存在する。
非化石電源支援策である高度化法も含め、脱炭素化に向けた政策の全体的な関係性を整理をして頂きたい。

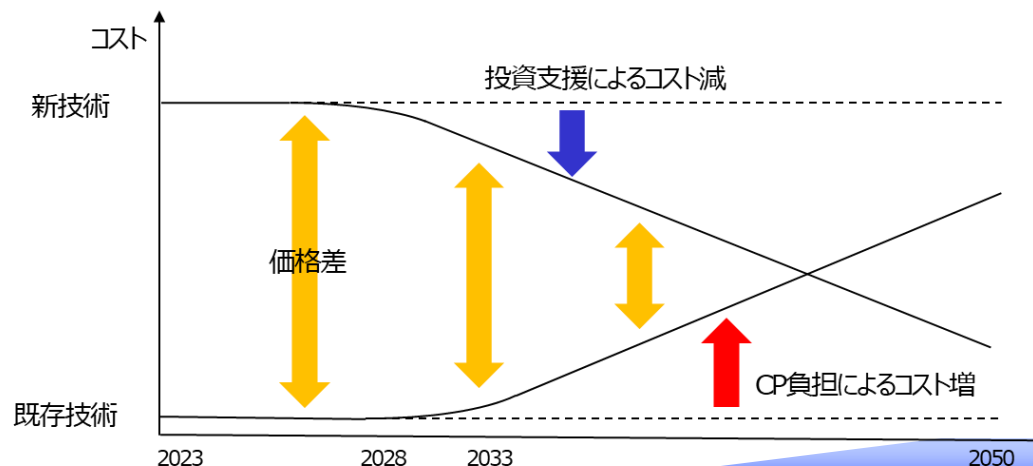
□ 取引価格の上限・下限価格の水準

取引価格の上限・下限価格の水準については、投資の予見性の観点だけではなく、我が国の経済と国民の皆さまの暮らしへの影響を軽減する観点も踏まえて設定頂きたい。

□ GXに伴う国民の利益と追加負担についての理解醸成

CN実現に向けては、長期的に脱炭素投資を継続する必要。適切な負担の在り方を整理するとともに、GXを通じて国民の皆さまが受ける利益と追加負担について、国が率先して国民のご理解の醸成を行うことが重要。

また、特定事業者負担金を発電事業者に限定する必然性はなく、有償オークションを含む本格稼働後の排出量取引制度と2028年度開始予定の化石燃料賦課金との間の公平性も重要。カーボンニュートラル実現に必要な電化が推進されGX実現につながる制度設計として頂きたい。



ETSに対する基本的な考え

GX実現に向けてこれまで以上に達成に向けた行動を加速・具体化し、非効率石炭の脱炭素化・LNGへの燃転、非化石電源拡大を進めていく。

第2フェーズの発電BMに対する考え

□ 脱炭素化へ向けたリードタイム

✓事業者は、2050年CNに向けて火力脱炭素化へ投資を行っているが、第2フェーズでは大きな効果があらわれないため、既存の火力電源構成をベースに排出削減を模索する必要があることを踏まえると、第2フェーズ期間中は燃種別でのBM設計にて排出削減を促していく仕組みとして頂きたい。

□ 規制強度

✓過度なBM水準となる場合、発電コストの上昇は設備維持への投資抑制にもつながるため、安定供給上必要な石炭や従来型LNGの供給力（kW）および調整力の維持も踏まえ、BM水準を検討頂きたい。

□ 沖縄エリアの扱い

✓沖縄エリアにおける構造的不利性に起因する制約から、全国と同様の効率を求めることの難しさや、LNG利用拡大の難しさ、及び沖縄振興特別措置法の立法意義を考慮いただき、発電ベンチマークの設定などに際し特段のご配慮をご検討頂きたい。