

発電分野をめぐる最近の動向と 今後の進め方について

2025年8月

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部

1. 発電分野をめぐる最近の動向

2. 今後の調査の実施

本日の御議論

- 排出量取引制度は2026年度から本格稼働。加えて、発電事業者に対しては2033年度から有償オークションが導入される。
- 発電のCO2排出量は、**日本のCO2排出量の約4割に相当**^(注)。2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、電源の脱炭素化を推進していく必要がある一方で、DXやGXの進展に伴う電力需要の増加が見込まれており、発電部門におけるベンチマークの検討においては、**電力の安定供給の確保**や**脱炭素化に向けた取組**などといった、発電部門を取り巻く状況も十分に考慮する必要がある。
- 本日は、発電分野をめぐる足下の状況を確認し、今後のベンチマークの検討に当たって考慮が必要となる事項について御議論いただきたい。

火力電源のエネルギー政策上の位置づけ

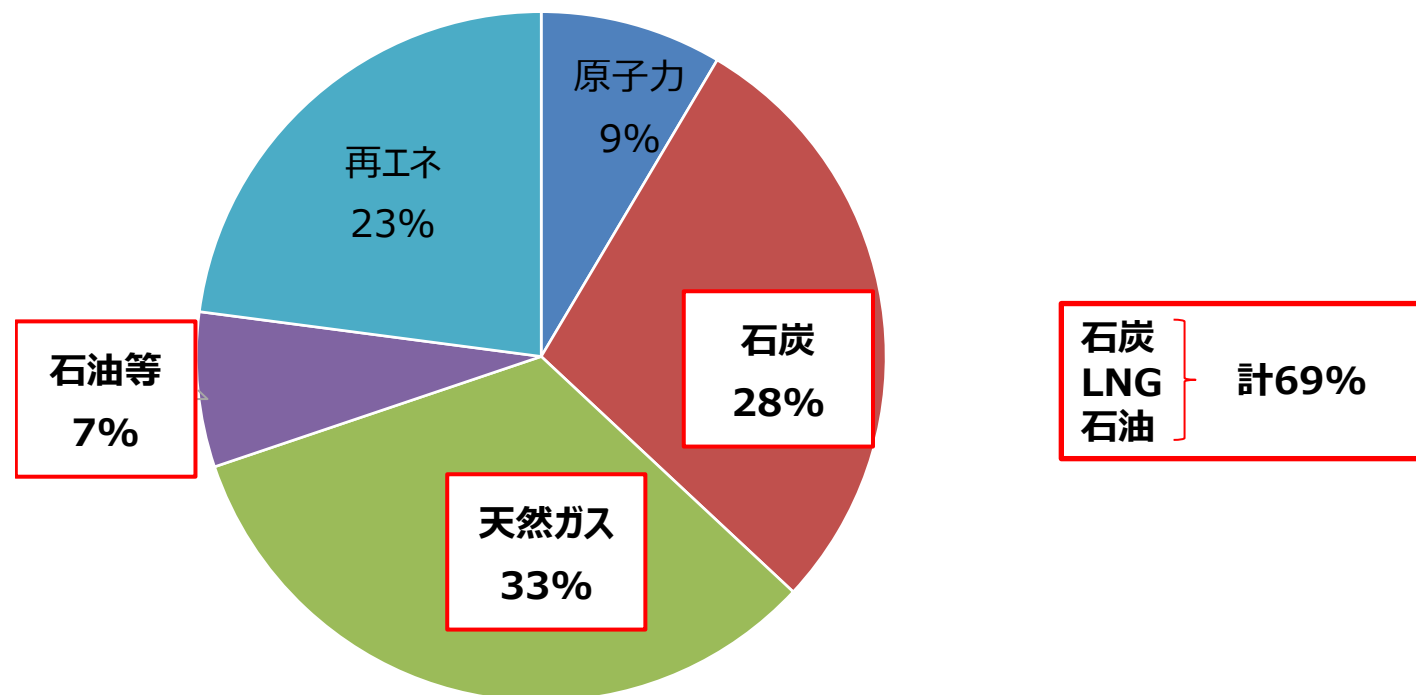
- 火力発電は、温室効果ガスを排出するという課題がある一方、足下の電力供給の7割を満たす供給力、再エネ等による出力変動等を補う調整力、系統の安定性を保つ慣性力・同期化力等として、重要な役割を担っている。
- 足元において、再エネの導入が拡大する中で、火力の発電電力量は減少傾向。
- 第7次エネルギー基本計画では、安定供給の確保を大前提に、火力発電の脱炭素化を推進していく方針を示したところ。この方針の下、火力全体で安定供給に必要な発電容量（kW）を維持・確保しつつ、非効率な石炭火力を中心に発電量（kWh）を減らしていく。具体的には、
 - トランジション手段としてのLNG電源の確保
 - 水素・アンモニア・CCUS等を活用した火力の脱炭素化の推進
 - 非効率な石炭火力のフェードアウトの促進等の方向性を提示。

【参考】火力発電の役割①：供給力

第35回基本政策分科会
(2020年12月21日) 資料1を編集

- 火力発電は、発電電力量の約7割を占める「供給力」として、ベースロード、ミドル、ピークといったそれぞれの特性を踏まえ、安定供給上重要な役割を担っている。
- 特に、これまでも災害時における供給力を提供してきており、容量を確保することはエネルギー供給のレジリエンス対策にも大きく貢献。

電源別発電電力量構成比（2023年度確報値）

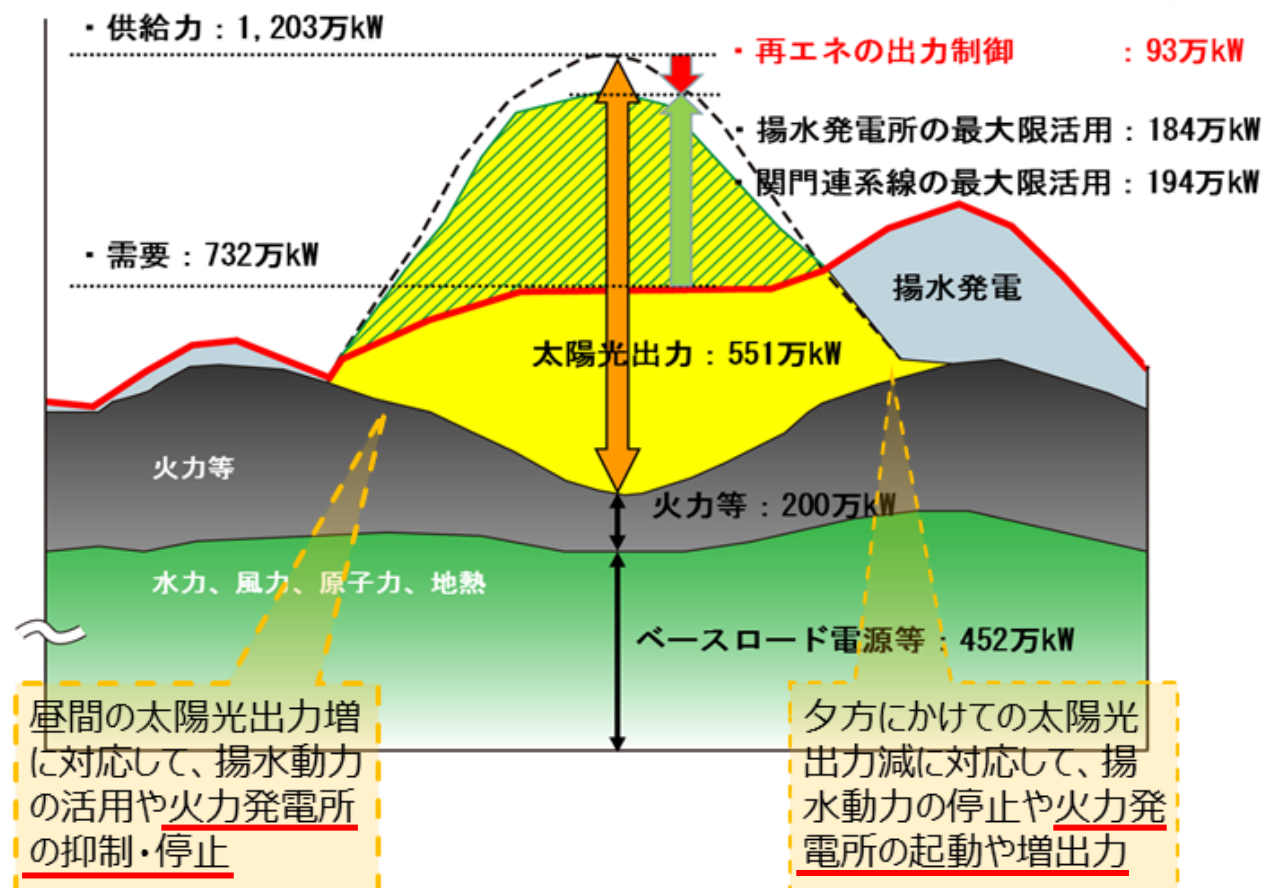


【参考】火力の機能②：調整力

第35回基本政策分科会
(2020年12月21日) 資料1

- 太陽光や風力といった変動再エネの導入の進展に伴い、その出力変動を吸収し、需給バランスを調整する機能を持つ他電源の存在が必要。
- 他のエリアよりも再エネの導入量が多い九州エリアでは、火力発電は、再エネの出力増減に応じて抑制・停止、起動・増出力といった出力調整を行いながら運用されており、電力の安定供給に大きく貢献している。

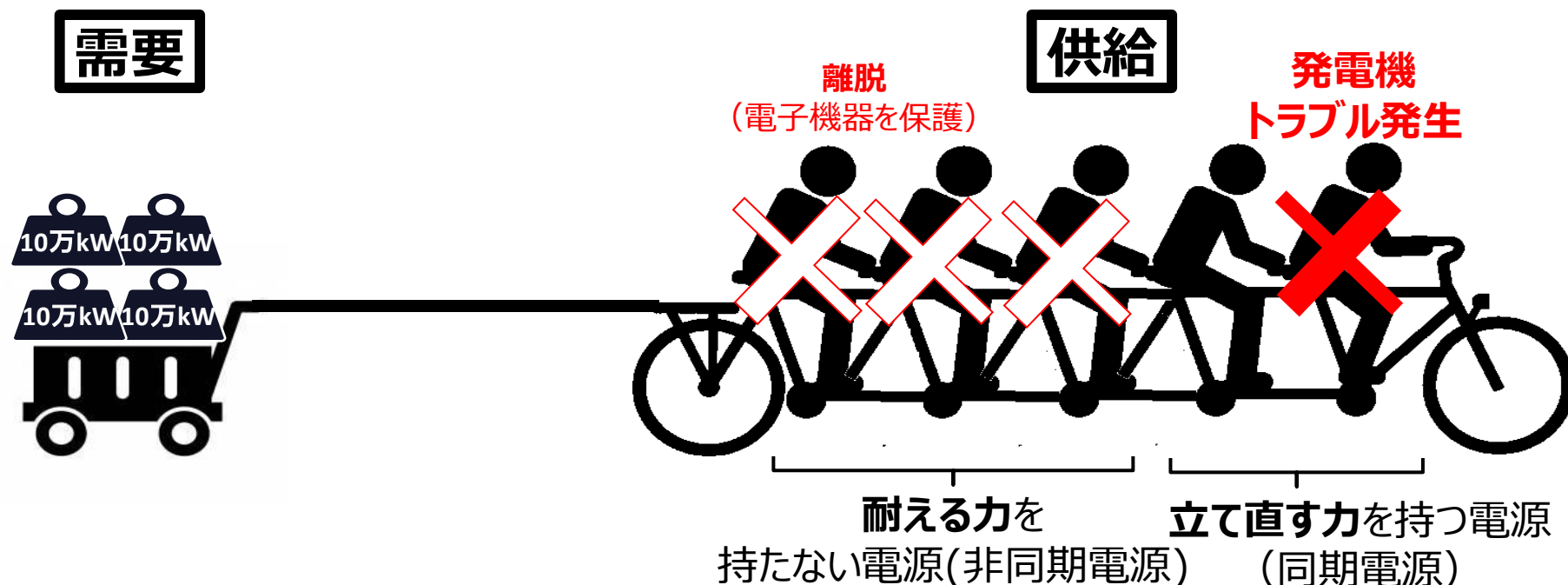
＜九州の電力需給イメージ（2018年10月21日の例）＞



【参考】火力の機能③：慣性力

第35回基本政策分科会
(2020年12月21日) 資料1

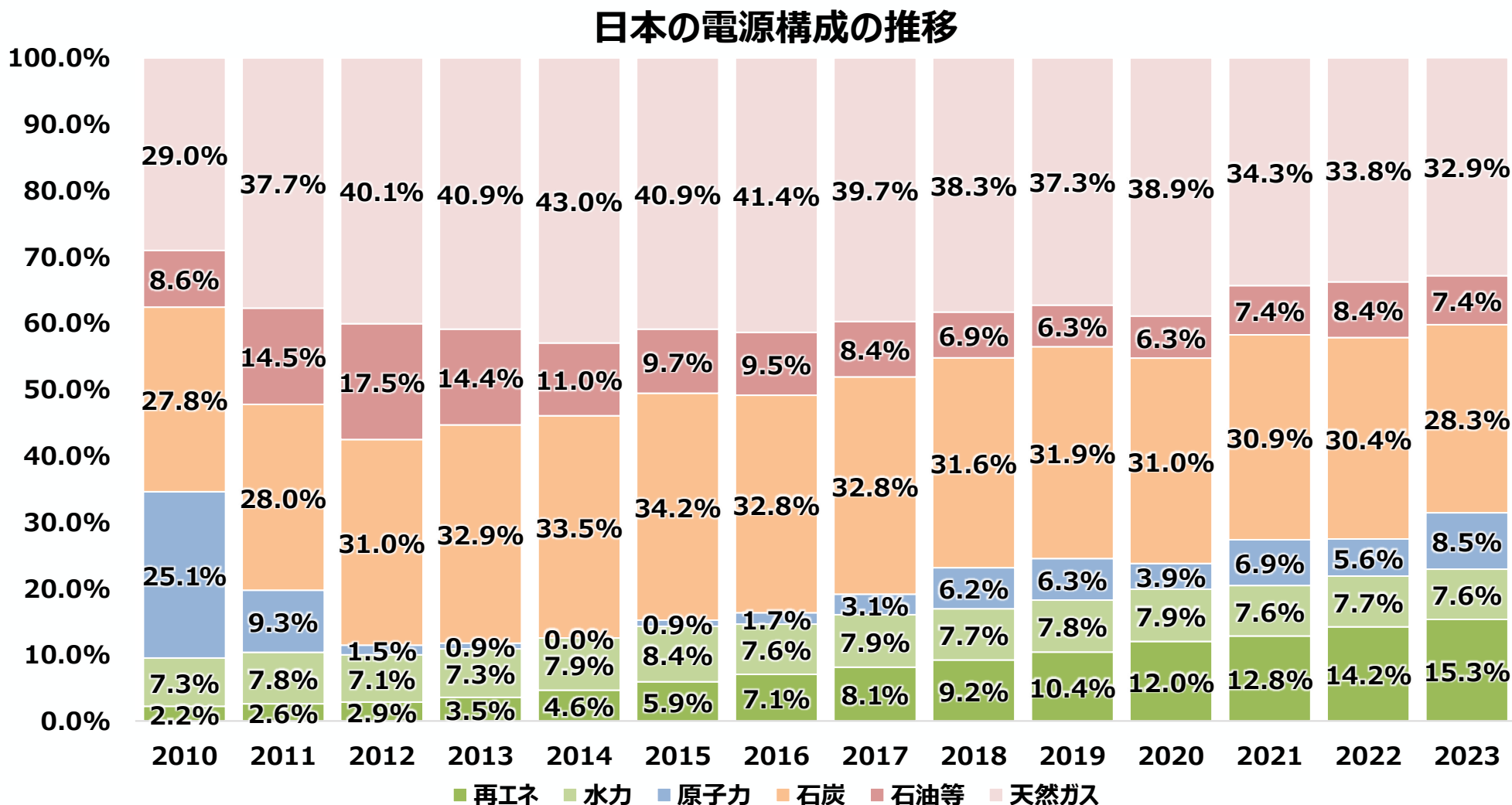
- 系統で突発的なトラブル（電源の離脱、落雷等）が生じた場合、
 - ✓ 太陽光、風力、蓄電池などの非同期電源は、50Hzや60Hzの交流に変換するため電子機器を使用。周波数や電流の急激な変化に対して、**周波数を維持する機能を持たず**、周波数の変化が一定の閾値を超えると、その電子機器を守るため**離脱**（解列）する。
 - ✓ 火力、原子力、水力などの同期電源（50Hzや60Hzの回転速度で回る電源）は、タービン（機械）の回転で発電しており、周波数や電流の急激な変化に対して、**同じ周期で回転を維持する力（慣性力）が働くため**、相対的に周波数や電流の急激な変化に対して、**発電を継続し、周波数を維持する機能を有する。**



【参考】日本の電源構成の推移

第1回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
(2025年5月23日) 資料5

- 東日本大震災以降、電源構成に占める火力発電の比率は急激に増加傾向にあったが、その後は減少傾向にあり、2023年度の火力発電比率は約69%。

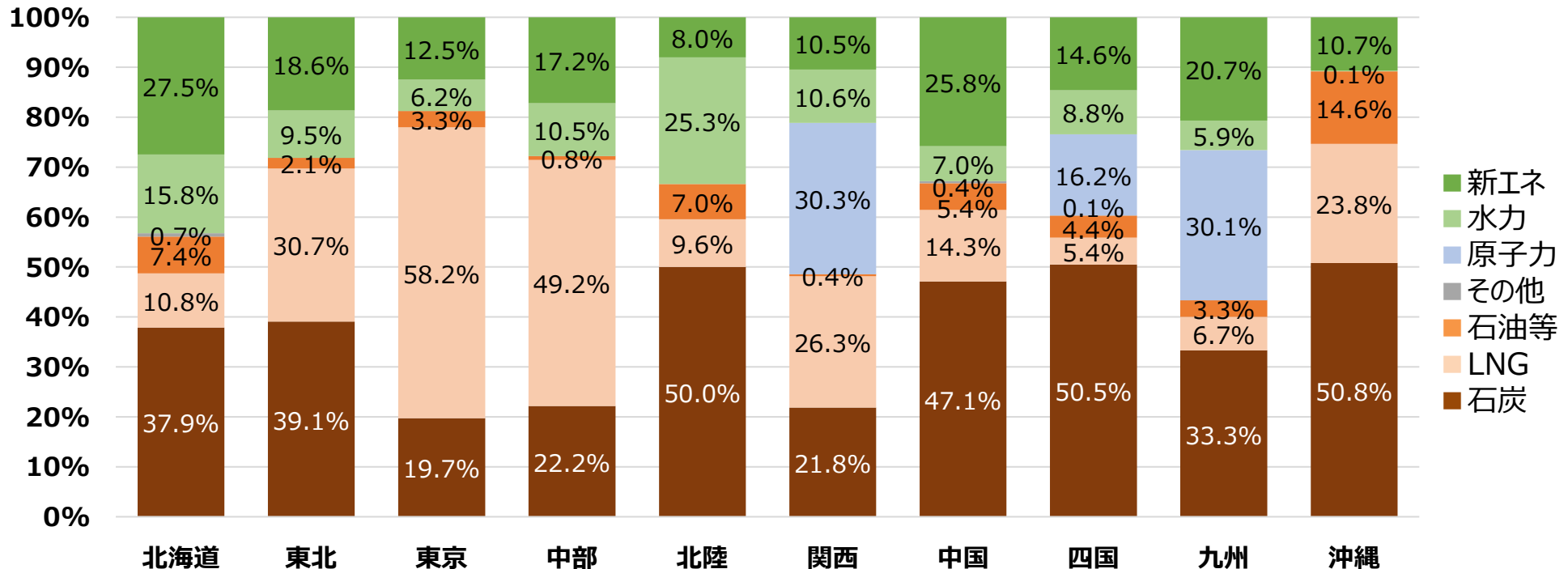


【参考】エリア別の電源構成

- 電力広域的運営推進機関が試算した各エリアの電源構成によると、**再エネ**（水力含む）**の割合が高いのは、北海道・北陸・中国エリア**。関西・九州エリアは原子力の割合が高く、火力の割合が小さい。
- また、**北陸・中国・四国・沖縄エリアは石炭火力の比率が高く、約50%が石炭**。

発電電力量比率
(%)

供給計画とりまとめにおけるエリア別発電電力量（送電端）の比率（2023年度）



(出典) 2024年度供給計画の取りまとめから資源エネルギー庁作成

(注) 「新エネ」は、風力・太陽光・その他新エネの合計。その他新エネは、地熱・バイオマス・蓄電池・廃棄物の合計。

水力は揚水を含む。なお、揚水については、汲み上げの動力の一部は火力で発電された電力を使用している点に留意。

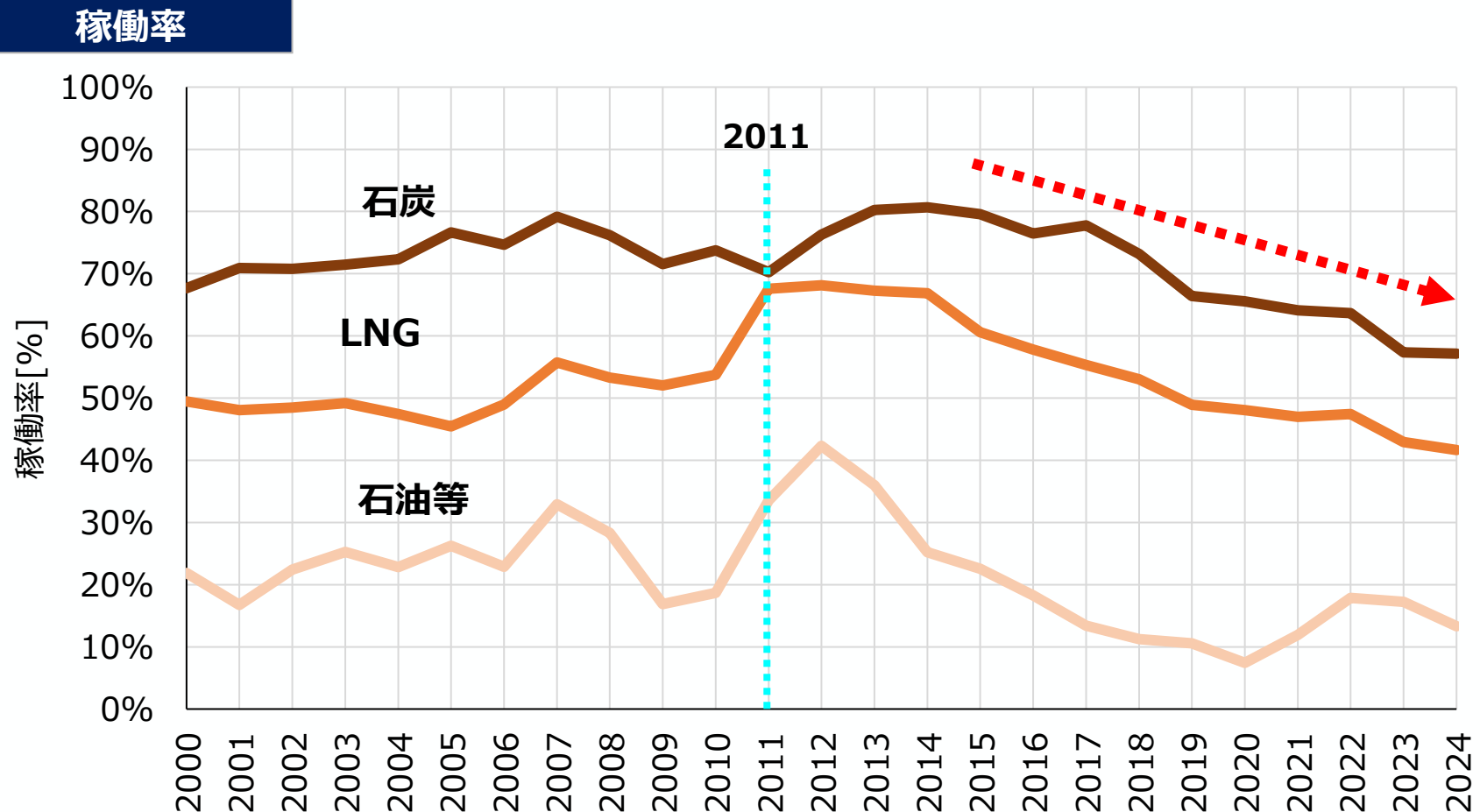
一定の仮定の下で計算した値であり、実際の発電電力量とは異なる点に留意。また、四捨五入の関係で、個別電源の比率を足し上げた値と差異が生じている点に留意。

【参考】火力の稼働率の推移

第59回基本政策分科会
(2024年7月23日) 資料1を編集

足元における火力の稼働率は、震災後、特にLNG・石油火力を中心に増加したものの、足元においては燃料種を問わず低下傾向。

一方、2021～22年にかけては、電力需給の厳しさや、LNG・石炭の価格高騰によるメリットオーダーの逆転等により、石油火力の稼働率が増加傾向に転じた。

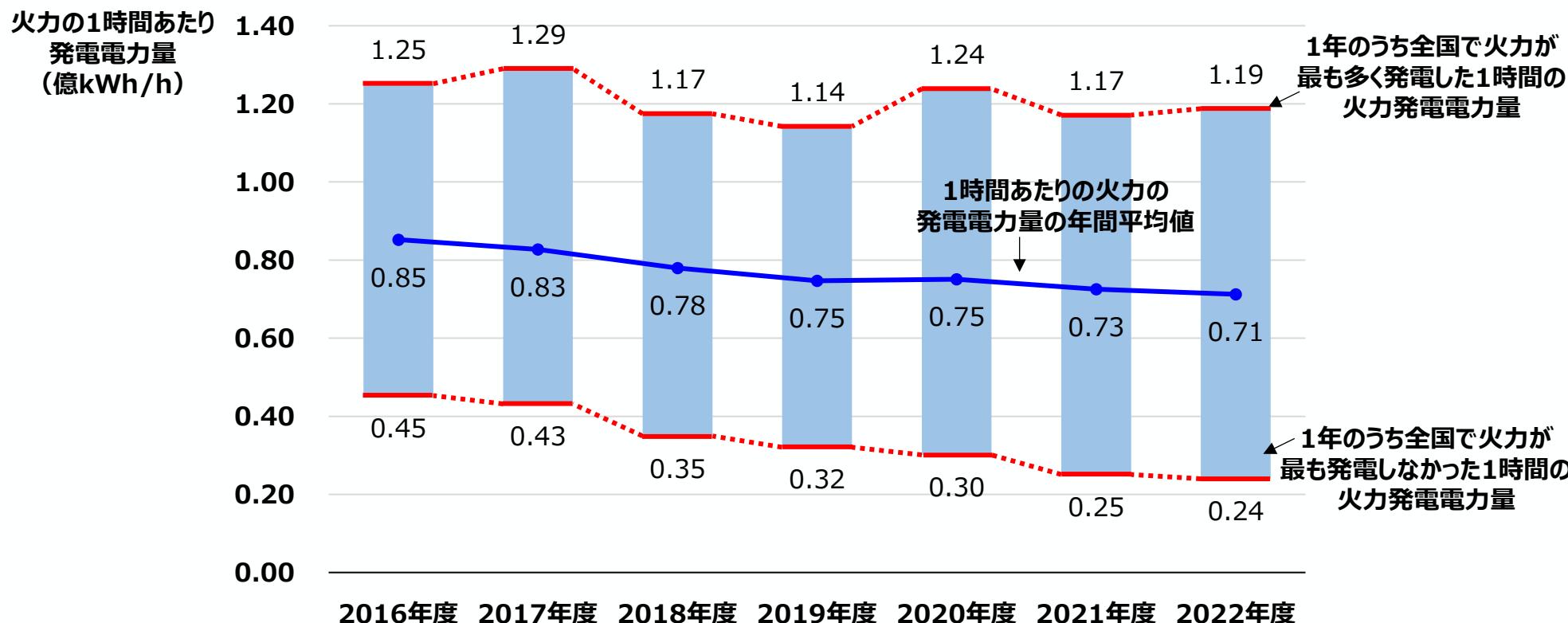


【参考】1時間あたりの火力の発電電力量の推移

第59回基本政策分科会
(2024年7月23日) 資料1

一般送配電事業者が公表している1時間毎のエリア発電実績を集計すると、**火力の1時間あたり発電電力量の年間平均値は、減少傾向**にある。また、火力の1時間毎の発電電力量の最小値（1年のうち、全国の火力が最も発電しなかった1時間の発電電力量）も、減少傾向。

他方で、火力の1時間毎の発電電力量の最大値（**1年のうち、全国で火力が最も多く発電した1時間の発電電力量**）は横ばい。再エネが導入拡大する中で、**火力の発電電力量は減少する一方で、火力に求められるkWは変わらず、発電電力量の振れ幅が拡大**している。



【参考】第7次エネルギー基本計画

エネルギー基本計画（令和7年2月）

V. 2040年に向けた政策の方向性 3. 脱炭素電源の拡大と系統整備

（4）火力発電とその脱炭素化 ① 総論

火力発電は、温室効果ガスを排出するという課題がある一方、足下で電源構成の7割を占めるなど電力需要を満たす供給力、再生可能エネルギー等による出力変動や周波数変動を補う調整力、系統の安定性を保つ慣性力・同期化力等として重要な役割を担っている。（中略）変動性再生可能エネルギーの発電量が少ない状態が長く続きやすい冬の悪天候時などを念頭に置くと、再生可能エネルギー及び蓄電池によって火力を完全に代替することは難しいと考えられる。また、データセンターや半導体工場の新增設等による将来の電力需要の増加も見据える必要もある。（中略）

このため、火力全体で安定供給に必要な発電容量（kW）を維持・確保しつつ、非効率な石炭火力を中心に発電量（kWh）を減らしていく。具体的には、トランジション手段としてのLNG火力の確保を燃料の確保と併せて進めるとともに、水素・アンモニア、CCUS等を活用した火力の脱炭素化について、技術開発やコストなどを踏まえて時間軸や排出量にも留意し、事業者の予見可能性を確保しながら進めていく。加えて、非効率な石炭火力のフェードアウトを促進する。

その際、今後の電力需要の高まりの可能性に備え、一層導入が拡大する変動性再生可能エネルギーとの共存の中で高需要期の供給力としての貢献を期待できるよう、発電設備、燃料サプライチェーンの維持等に留意しつつ、低稼働電源のkW維持に必要な制度的措置や、緊急時に備えた予備電源制度について、不断の検討を行う。加えて、共同火力発電事業者や自家発電事業者の非効率火力においても、脱炭素化に向けた取組が進められることが重要である。

火力発電の脱炭素化の動向

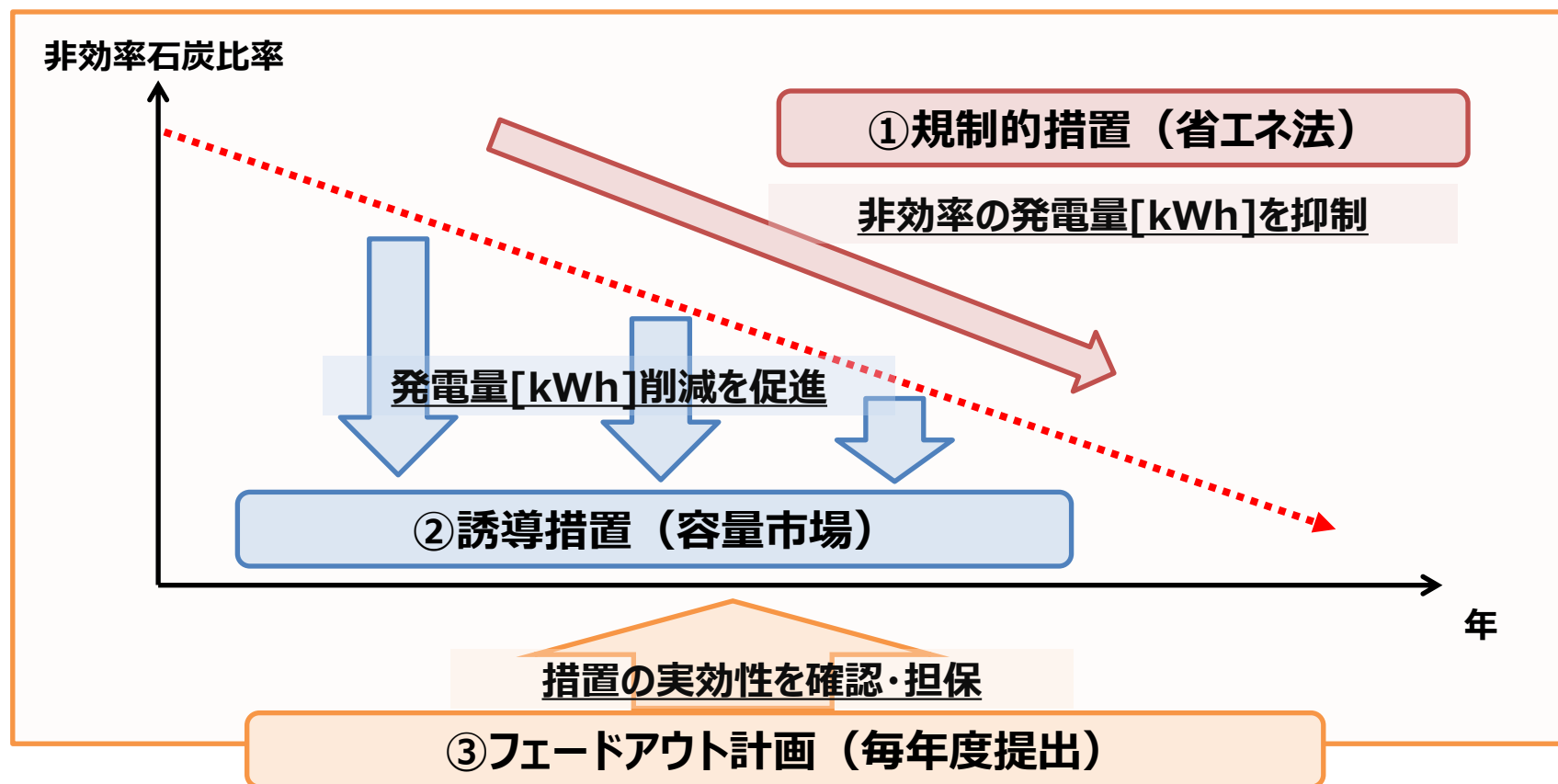
- これまで、非効率石炭のフェードアウトに向けて、省エネ法による規制措置、容量市場の稼働抑制による誘導措置等を講じてきたところ。
- 火力の脱炭素化については、長期脱炭素電源オークションでは、脱炭素火力電源の新設・リプレイスや、既設の火力発電所を脱炭素電源に改修するための投資を支援しており、応札事業者には、対象電源の2050年に向けた脱炭素化ロードマップの提出を求めているほか、水素・アンモニア・CCS付火力について、投資を促進するため、上限価格の引き上げや、燃料費等の可変費も応札価格に算入可能とする等、更なる制度対応の検討を進めてきている。
また、水素・アンモニアの燃料費等については、水素社会推進法に基づき、価格差に着目した支援等の認定に向けた審査を進めているところであり、CCSについても、同様の支援に向けた検討を進めているところ。
- 脱炭素化に向けた技術支援については、水素・アンモニア混焼、CCUS等の技術開発・実証が進められており、本格的な商業化は2030年前後から開始されていく見込み。
- LNG火力については、第7次エネルギー基本計画において、電源の脱炭素化に向けたトランジション手段として位置づけられており、長期脱炭素電源オークションでもLNG専焼枠が設定されるなど、安定供給を確保しながら電源の脱炭素化を推進するうえで重要な役割。他方、足下でリプレイス・新設の見通しがあるLNG火力の運開は2030年頃となる見通し。各種調査・環境アセスや、建設に要する期間、世界的にガスタービンへのニーズが高まりつつある中でのメーカーのリソースも踏まえると、LNG火力の新設・リプレイスや燃料転換には一定の時間を要する見込み。

【参考】非効率石炭火力フェードアウトに向けた対応の方向性

石炭火力検討WG 中間取りまとめ概要
(2021年4月23日)

- 足下の石炭火力比率は32%（うち非効率石炭火力は16%）であるが、2030年に向けて非効率な石炭火力は着実にフェードアウトしていくことが必要。
- そのため、規制・誘導両面から措置を講じるだけでなく、フェードアウト計画により事業者の取組を確認・担保することで、安定供給を確保しつつ、フェードアウトを着実に推進。

< 非効率石炭火力フェードアウトに向けた対応 >

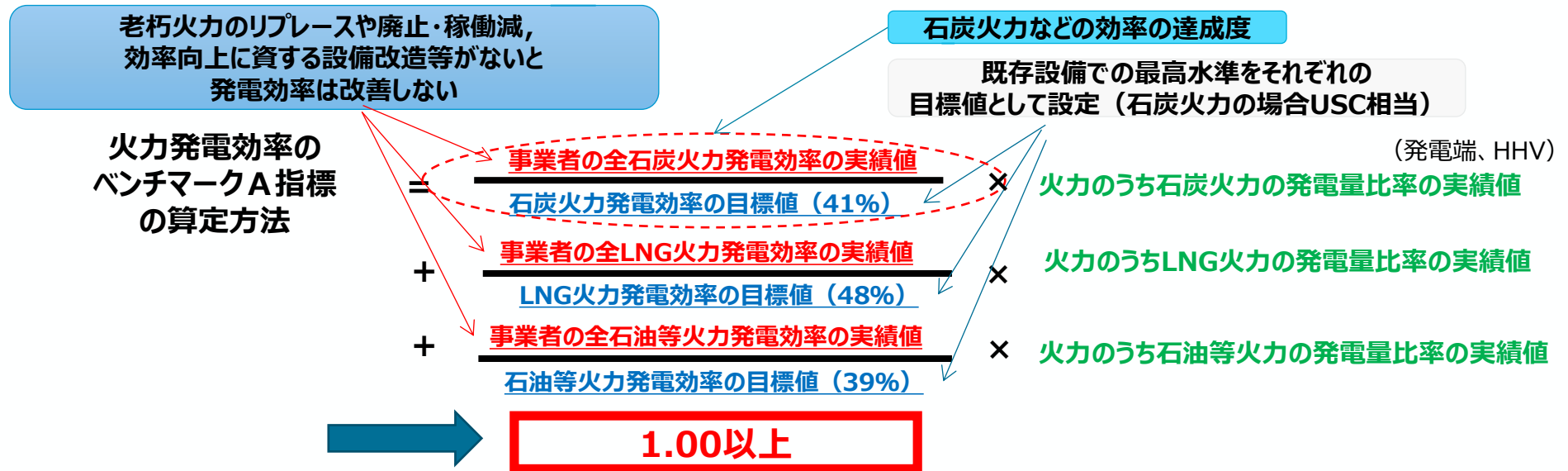


【参考】これまでの火力ベンチマーク A指標・B指標

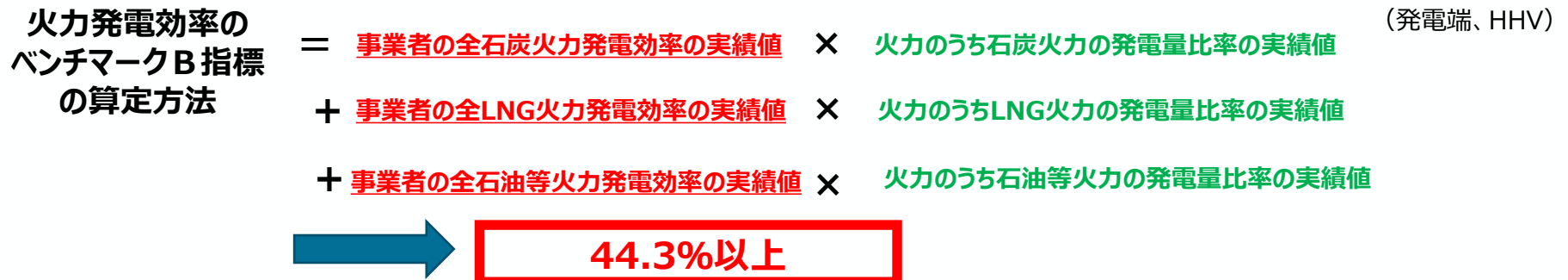
第52回 電力・ガス基本政策小委員会
(2022年7月20日) 資料5-1

- 省エネ法に基づく火力発電のベンチマーク制度は、エネルギーミックスと整合するように、燃料種毎の発電効率と火力発電の総合的な発電効率を目標値として設定している。

【火力発電効率のベンチマークA指標】：燃料種毎の発電効率をベンチマーク指標として設定



【火力発電効率のベンチマークB指標】：火力発電の総合的な発電効率そのものをベンチマーク指標として設定



$$\left(= 41\% \times \frac{26}{56} + 48\% \times \frac{27}{56} + 39\% \times \frac{3}{56} = 44.3\% \right)$$

【参考】COP28における岸田総理スピーチ抜粋（12/1）

第54回 基本政策分科会
(2023年12月18日) 資料1

2050年ネット・ゼロの達成、全温室効果ガスを対象とする経済全体の総量削減目標の設定及び2025年までの世界全体の排出量ピークアウトの全てが必要です。

日本は、2030年度に46パーセント減、更に50パーセントの高みに向け挑戦を続けています。既に約20パーセントを削減しており、着実に進んでいます。

G7広島サミットで確認されたように、**経済成長やエネルギー安全保障と両立するよう、多様な道筋の下で、全ての国が一緒になりネット・ゼロという共通の目標を目指そうではありませんか。**



日本は、GX（グリーン・トランスフォーメーション）推進法に基づき、成長志向型カーボンプライシング構想を実行していきます。来年には、世界初の国によるトランジション・ボンドを国際認証を受けて発行いたします。排出削減、エネルギーの安定供給、経済成長の三つを同時に実現するGXを加速させ、世界の脱炭素化に貢献します。アジアでは、**アジアゼロエミッション共同体の枠組みの下で各国との協働を進めており、今月には初の首脳会合を開催する予定**です。

日本は、**徹底した省エネと、再エネの主力電源化、原子力の活用等を通じたクリーンエネルギーの最大限の導入を図ります**。我々には、太陽光の導入量が世界第3位となる実績があります。この文脈で、日本は、**世界で再エネ容量を3倍とし、エネルギー効率改善率を2倍とするとの議長国の目標に賛同いたします**。

あわせて、クリーンエネルギーサプライチェーンの多様化に向け、公正で持続可能な事業環境をグローバルに整備することを目指します。

また、排出削減対策の講じられていない石炭火力発電所については、各国の事情に応じたそれぞれのネット・ゼロへの道筋の中で取り組まれるべきです。**日本は、自身のネット・ゼロへの道筋に沿って、エネルギーの安定供給を確保しつつ、排出削減対策の講じられていない新規の国内石炭火力発電所の建設を終了していきます。**

【参考】長期脱炭素電源オークションの概要

- 電力の安定供給に万全を期すとともに、計画的に脱炭素化を進めるため、2023年度より、長期脱炭素電源オークションを通じ、計画的な脱炭素電源の投資支援を行うとともに、短期的な需給逼迫への対応として、緊急の電源投資支援を行う。

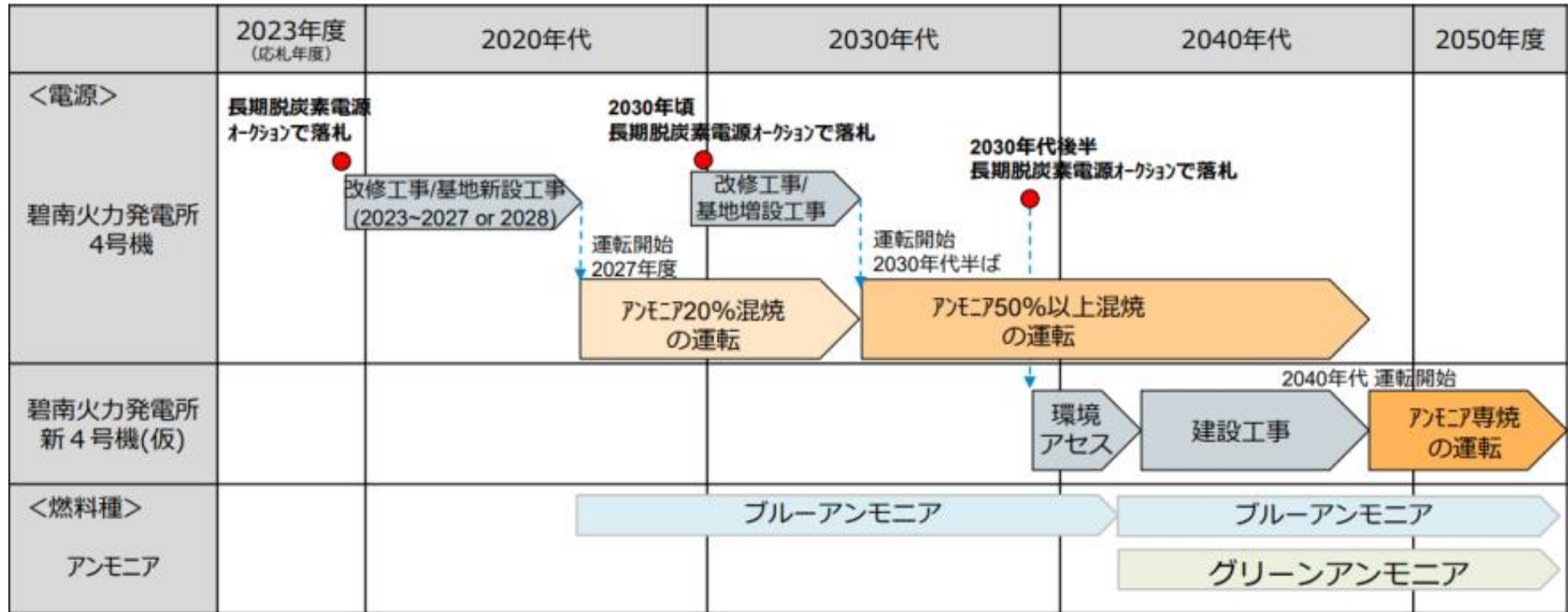
	脱炭素電源の投資支援	緊急の電源投資支援
目的	計画的な脱炭素電源投資支援による、安定供給と脱炭素化の両立	緊急の電源投資支援による、安定供給の確保
対象電源	① <u>脱炭素電源の新設・リプレイス等の大規模投資</u> ② <u>既設の火力発電所を脱炭素電源に改修するための投資</u>	<u>LNG火力の新設・リプレイス</u>
要件 ※主なもの	・水素混焼やアンモニア混焼は、2050年までの脱炭素化が条件 ・電源種毎に実態に応じ運転開始期限を設定	・2050年までの脱炭素化が条件 ・落札から8年以内の運転開始を条件
実施時期	2023年度～	2023年度～2025年度
募集量	2023年度： <u>400万kW/年</u> 2024年度： <u>500万kW/年</u>	<u>3年間で1000万kW</u>

【参考】脱炭素化ロードマップの例

様式 3

碧南火力発電所4号機の脱炭素化ロードマップ

2023年10月
(株式会社JERA)



<前提条件>

- ✓ 長期脱炭素電源オークション、サプライチェーン支援等の制度の適用を通じた、適切な投資回収及び事業性の確保
- ✓ 混焼・専焼化のための技術開発の実現及び実証試験の成功
- ✓ 混焼率向上・専焼化のための投資にあたり、金融機関から資金調達ができること
- ✓ 20%混焼の運転開始時期は、サプライチェーン支援等の制度適用を踏まえたアンモニア製造事業等の進捗を考慮して2027年度から変更する
- ✓ 混焼開始時におけるブルーアンモニアの利用については、サプライチェーン支援等の制度適用やCCSの開発状況を踏まえて決定
- ✓ 2040年代のブルー/グリーンアンモニアの利用は、経済性や炭素価格等を踏まえて総合的に判断

【参考】長期脱炭素オークションにおける可変費の支援

＜水素・アンモニア・CCS＞ 論点① 上限価格・可変費の支援範囲

- 水素・アンモニア、更には第3回入札から対象に追加するCCS付火力は、未だ黎明期のエネルギーであり、費用回収を認める費用の範囲や上限価格について特段の配慮を行わなければ導入が困難な面があることから、投資を促進するため、以下の①②の措置を講じてはどうか。
 - ① 水素・アンモニア・CCS付火力の**上限価格は、（前述の）閾値20万円/kW/年に関わらず、（後述の）導入が可能となる水準まで引き上げる。**
 - ② **燃料費等の可変費も、固定的な負担部分に限定せず、応札価格に算入可能とする。**
- ただし、需要家負担にも配慮し、上記①②の措置は以下の③④を前提としてはどうか。
 - ③ ②の応札価格に算入可能とする水素・アンモニア・CCS付火力の可変費は、（水素・アンモニアの価格差支援制度を参考として）**LNG・石炭の燃料代との価格差部分※に限定し**、かつ、以下の点を考慮して**発電所の設備利用率4割分までとする**。 ※CCS付火力の可変費は、CCSを行うことで追加的に発生する部分。
 - 足下の火力発電所の平均的な設備利用率は、石炭火力が6割弱、LNG火力が4割強（次頁参照）だが、将来CP（炭素税）が一定の金額になれば、石炭火力とLNG火力の可変費（メリットオーダー）が逆転する可能性。
 - 設備利用率5割分の可変費を支援対象とした場合、実際の設備利用率が5割を切れば過剰支援となる。
 - 設備利用率3割分の可変費を支援対象とした場合、燃料の上流案件としての規模が小さくなり、案件形成が困難となるリスク。
 - ④ 水素・アンモニア・CCS付火力の**募集上限を設け、第2回入札の既設火力の100万kWの募集上限よりも量を絞る。** ※具体的な量は後日議論。代わりに、**既設火力の募集上限は撤廃。**

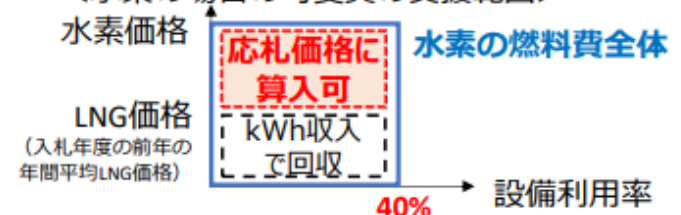
＜第2回入札の上限価格＞

＜既設火力の改修＞	（円/kW/年）
	上限価格
水素10%以上の混焼にするための改修	113.7→ 100,000
アンモニア20%以上の混焼にするための改修	97.7→ 100,000 (76,653※2)

（出典）第94回制度検討作業部会（2024年6月28日）資料4-1

閾値補正前の数値を赤字で追記

＜水素の場合の可変費の支援範囲＞



【参考】水素混焼や専焼に向けた技術開発・諸外国の状況

水素混焼や専焼について、燃烧器の技術開発が進められており、グリーンイノベーション基金等において燃烧器の技術開発・実証を行い、長期安定運転が可能か検証を行って国内外での発電技術の早期実装を目指す。

大規模タービンについて、**10%混焼（※）燃烧器の開発が完了**しており、**実証運転にも成功**。**10%超混焼**を可能とする燃烧器開発が進められている。また、**小規模タービン**について、**水素専焼可能な燃烧器が商用化済**。

関西電力が姫路第二発電所において、事業用大型ガスタービンを活用した10%混焼（※）の水素混焼発電を達成。本実証で発電した**電力の一部を2025年4月から大阪・関西万博へ提供している**。

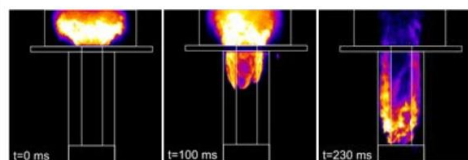
（※）熱量ベース。体積ベースでは30%混焼。

大規模タービン

燃烧器



水素タービン（技術開発）

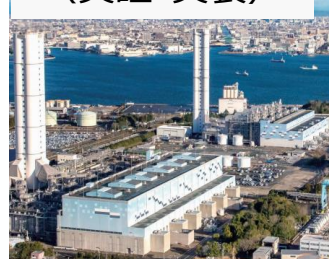


出典：University of Michigan at the 2014 University Turbine Systems Research Workshop

逆火対策等水素の燃烧特性への対応と、環境性能及び効率を成立させる燃烧器の開発を支援

出典：三菱重工

国内火力発電所
（実証・実装）



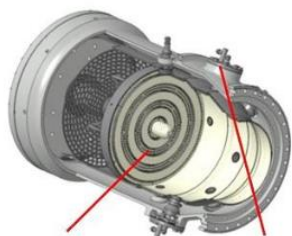
長期安定運転の検証

小規模タービン

水素専焼燃烧器



マイクロミックスバーナ
（マイクロミックス燃烧）



追焚きバーナ
（追焚き燃烧）

1.8MW級ガスタービンコージェネレーションシステムの商用販売開始

出典：川崎重工

関西電力姫路第二発電所 水素混焼発電実証



- ・既存火力発電所のガスタービンを活用した水素混焼発電の運用性や安全性に関する検証。
- ・本実証の発電した電力の一部を大阪・関西万博へ提供。

出典：関西電力

【参考】アンモニア混焼の実証や技術開発の動向

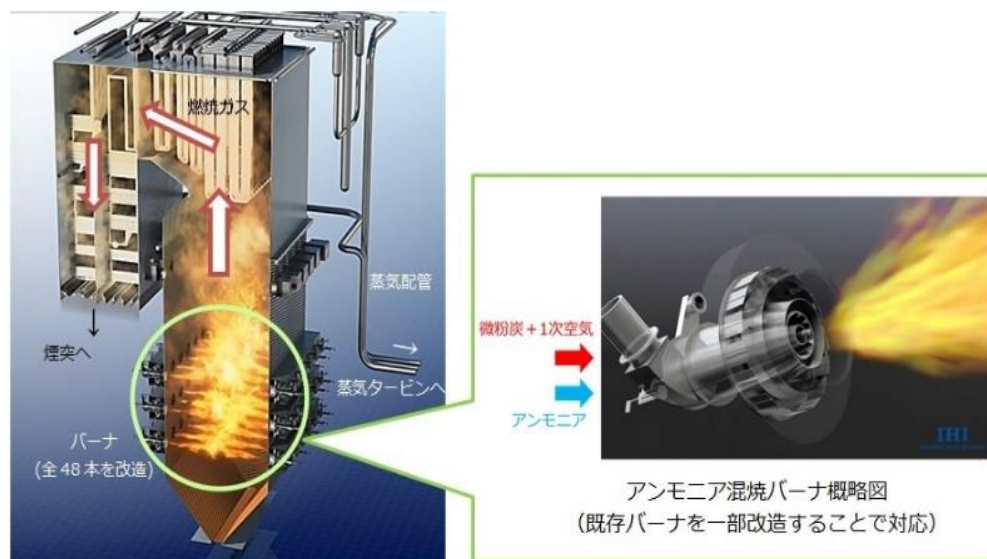
- 1万kWの燃焼試験炉での実証試験を通じ、既にNO_xを抑制したアンモニア混焼の基礎技術は確立。
- 2024年6月末に、JERA碧南火力発電所において、石炭火力発電への20%アンモニア混焼実証が完了。
- 2024年度までに高混焼用のバーナー開発は完了しており、今後、50%以上の高混焼の実証を行うとともに、専焼に向けた技術開発を進め、商用化を目指す。

燃料アンモニアタンク



出典：JERA

アンモニア混焼（イメージ）



出典：IHI

- 100万kW級商用石炭火力において、全バーナーをアンモニア混焼バーナーに改造し、アンモニア20%混焼の実証運転を実施。20%混焼時の燃焼特性等を把握。
- 50%以上の高混焼で、安定燃焼を実現し、一定の燃焼特性を得る高混焼用のバーナーを開発。

【参考】火力発電所を排出源とするCCSへの事業化支援と課題

電力の安定供給、火力発電の脱炭素化、発電に係る化石燃料確保の両立を進めていくには、化石燃料を燃やして発生するCO2をCCSで削減できる予見性を確保することが不可欠。

2030年までのCCS事業開始を目標とする9つのプロジェクトを「先進的CCS事業」として採択。この中で、**9事業者10か所の火力発電所**（総容量約600万kWを対象に年間CO2回収量約600万トン）でのCO2分離回収の設計等の支援を実施。

火力発電におけるCCSを実現するには、**①大前提となる貯留地の確保と、②稼働率変動によるCO2量変動をならし、また、スケールメリットを出すための、輸送・貯留インフラを共有するCO2排出者の確保・集約、③技術開発によるコスト低減**が課題。

<先進的CCS事業で支援する貯留地とCO2排出者>



【参考】CO2分離回収に関する技術開発

- CCSの最初の工程となるCO2分離回収のコストは、排出ガスに含まれるCO2の濃度や圧力などによって異なり、排出ガスの性状に応じて最適な分離回収方法を用いる必要があり、技術開発を支援。
- 既に商用化されている化学吸収法と比較し、さらなるコスト低減を目指し、物理吸収法や固体吸収法など、新たな回収方法の実証試験を実施中。また、分離膜などを活用した新たな回収方法についても検討行う。
- 今後の課題として、大規模回収によるシステムの信頼性向上や吸収材等の耐久性確保による更なる低コスト化を追求していく必要がある。また、中小規模の排出設備に対する回収設備の最適化も検討が必要。

火力発電に適用可能なCO2分離回収方法

分離回収技術	技術概要
化学吸収法	● CO2と液体との<u>化学反応を利用して分離回収</u>する方法。
物理吸収法	● <u>圧力差を利用し、CO2を液体中に溶解させて分離回収</u>する方法。吸収能は液体に対するCO2の溶解度に依存。
固体吸収法	● <u>固体吸収材によるCO2分離回収技術</u>。 ● アミン等を含浸させた多孔質材（低温分離用）や、CO2吸収能のある固体剤（高温分離用）に吸収させる。
膜分離法	● 分離機能を持つ<u>薄膜を利用</u>し、その<u>透過性・選択性を利用して</u>混合ガスの中から<u>CO2を分離する方法</u>。

現在商業化されている化学吸収法による分離回収コスト

4,000円台/ t -CO₂



大崎クールジェン：IGCC（物理吸収法）

- 高圧で高濃度のCO2を含む排出ガスを物理吸収法により分離回収することで、商用機レベルで分離回収コスト2,000円台/ t -CO₂を目指す。
- ブルー水素製造時の効率的なCO2回収にもつながる技術。
- 課題となる稼働状況に応じたシステムの最適化と長期連続試験を継続的に実証を続け、技術的確立を図る。



舞鶴火力発電所（固体吸収法）

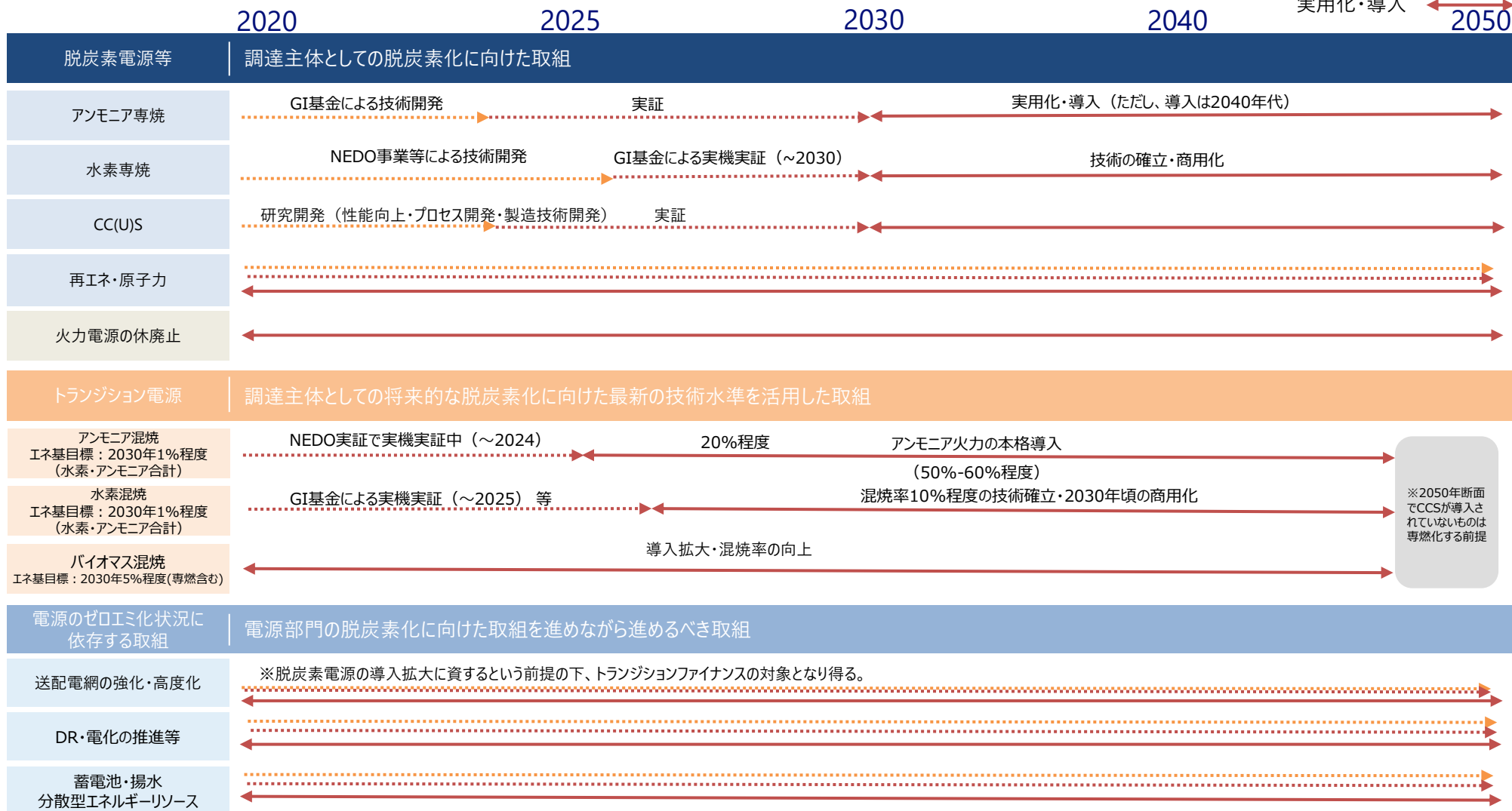
- 2024年3月に実証試験を開始。固体吸収法の技術確立及び商用機レベルでの分離回収コスト2,000円台/ t -CO₂を目指す。
- 最適な吸収材の開発等を進めることで、LNG火力にも適用可能性がある技術。
- 課題は、プラントの安定性・信頼性向上と吸収材の耐久性確保。今年度、長期運転試験を実施。



【参考】電力分野の脱炭素化に向けたトランジション・ロードマップ^o

第74回電力・ガス小委員会
(2024年5月8日) 資料10

研究開発 →
実証 →
実用化・導入 ← 2050



※火力電源の高効率化や石炭から天然ガスへの転換等については、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。

※「電化」には、間接的な電化（再エネ等由来の電力を活用した水電解により製造した水素の活用）を含む。

※混焼率はいずれも熱量ベース。

(出典) 経済産業省HP

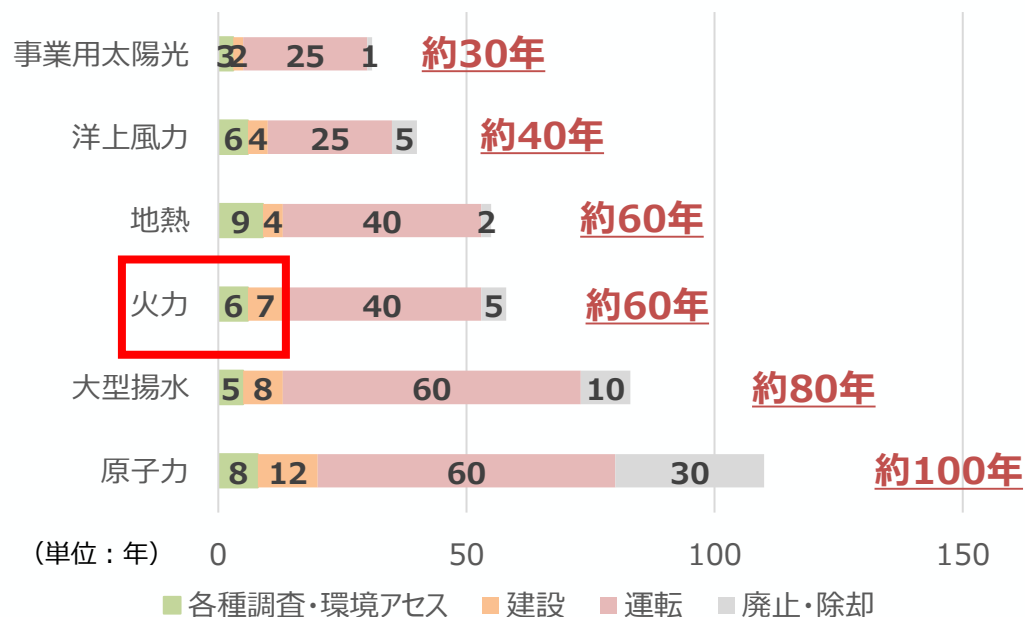
(注) 「経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会」における議論を踏まえて2022年2月とりまとめ

【参考】電源の立ち上げに要する期間

第12回 GX実行会議
(2024年8月27日) 資料1を編集

- 各種調査・環境アセスや、建設に要する期間を踏まえると、火力発電であっても運開までに一定の年数を要する。

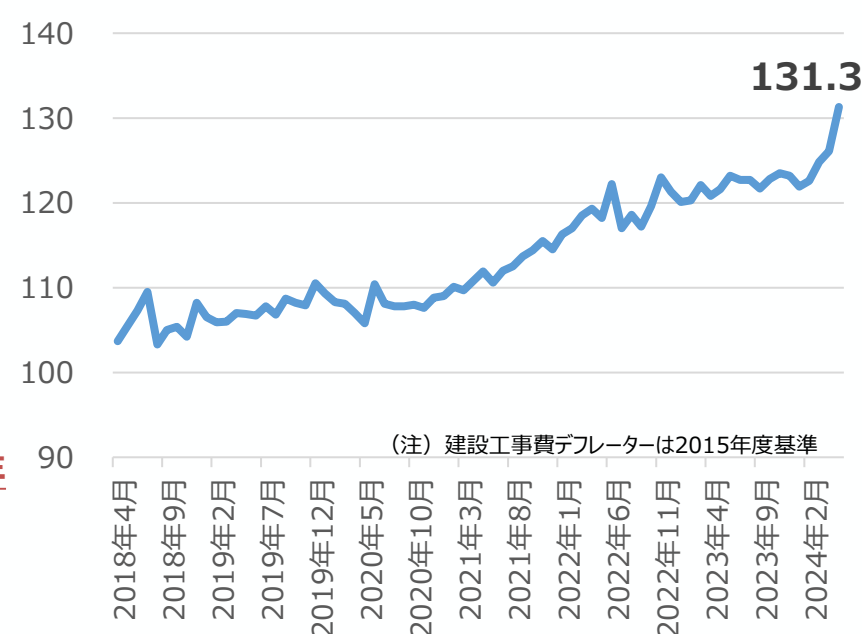
脱炭素電源の総事業期間（イメージ）



⇒ 脱炭素電源の事業期間は、最大約100年以上に及ぶ長期的なものであり、事業者の予見可能性を高めるには、市場環境の整備の検討とともに、事業期間中の収入・費用の変動に対応した支援策を検討する必要がある。

(出所) 電力・ガス基本政策小委資料やFIT/FIP制度の運転開始期限の年数などを基に作成

電力分野の建設工事費デフレーター



⇒ 現行制度では支援価格が20年間固定となっているが、足元のインフレや賃金上昇などを受けて建設工事費が上昇する中、事後的な費用の増加に備えた制度を検討する必要。

(出所) 国交省HPの建設工事費デフレーターを基に作成。

【参考】 長期脱炭素オークション落札電源の供給力提供開始期限

電源種	第2回入札の供給力提供開始期限
太陽光	5 年（法・条例アセス済の場合：3 年）後の日が属する年度の末日
風力、地熱	8 年（法・条例アセス済の場合：4 年）後の日が属する年度の末日
水力 （揚水式を含む）	12 年（法・条例アセス済の場合：8 年）後の日が属する年度の末日 多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを別途考慮
バイオマス専焼・水素混焼のLNG・水素専焼・ アンモニア専焼の新設・リプレイス、 既設火力の改修（水素・アンモニア混焼、 CCS、バイオマス専焼）	11 年（法・条例アセス済・不要の場合：7 年）後の日が属する年度の末日
原子力	17 年（法・条例アセス済の場合：12 年）後の日が属する年度の末日
蓄電池	4 年後の日が属する年度の末日
LNG 専焼火力	8 年後の日が属する年度の末日

【参考】火力電源の新設見通し

268

①. 公表新設 | 対象案件一覧

- ・ 2019年以降、新設計画が公表されている案件は以下のとおり（2025年3月末時点）。
- ・ なお、長期脱炭素オークションにおいて落札した電源については、第2回までの結果を反映している。

2024年度までの新設電源			
発電所名		出力	稼働年度 (予定含む)
LNG	北ガス石狩	9	2020
石炭	釧路火力	11	2020
LNG	福島天然ガス 1	59	2020
LNG	福島天然ガス 2	59	2020
石炭	日鉄鹿島 2 (鹿島パワー)	65	2020
石炭	勿来IGCC	54	2020
LNG	三菱パワー高砂	57	2020
石炭	電発竹原 新1	60	2020
石炭	常陸那珂共同	65	2020
石炭	広野 IGCC	54	2021
LNG	伊丹産業神戸	2	2021
石炭	コベルコ神戸 3	65	2021
LNG	上越 1	57	2022
石炭	武豊 5	107	2022
石炭	三隅 2	100	2022
LNG	住共新居浜北	13	2022
LNG	ひむかエールエヌジー	3	2022
石炭	コベルコ神戸 4	65	2022
LNG	姉崎 新1	65	2022
LNG	姉崎 新2	65	2023
LNG	姉崎 新3	65	2023
石炭	横須賀 1	65	2023
石炭	西条新 1	50	2023
石炭	横須賀 2	65	2023
LNG	五井 1	78	2024
LNG	五井 2	78	2024
LNG	五井 3	78	2024
LNG	TGBP袖ヶ浦	10	2024

2025年度以降の新設電源（長期脱炭素電源オークション以外）			
発電所名		出力	稼働年度 (予定含む)
LNG	ひびき 1	62	2025
LNG	姫路天然ガス 1	62	2025
LNG	姫路天然ガス 2	62	2026
LNG	千葉袖ヶ浦パワー 2号機	65	2030
LNG	千葉袖ヶ浦パワー 3号機	65	2030

2025年度以降の新設電源（長期脱炭素電源オークション対象電源）			
発電所名		出力	稼働年度 (予定含む)
LNG	知多 7	65	2029
LNG	新南港 1	60	2029
LNG	千葉袖ヶ浦パワー 1号機	65	2029
LNG	知多 8	65	2029
LNG	姫路天然ガス 3	62	2030
LNG	柳井 新 2	50	2029
LNG	新南港 2	60	2030
LNG	新南港 3	60	2030
LNG	石狩湾新港 2	57	2030
LNG	東新潟 6	65	2030
LNG	坂出 5	60	2031
LNG	石狩湾新港 3	57	2033
LNG	ゼロワットパワー市原	10	2033
LNG	東邦瓦斯・仮称ガス火力	10	—

出所：日本総研作成

【参考】LNG火力に関する足元の状況

- 電源の脱炭素化に向けたトランジションの手段としてLNG火力の活用は重要であり、第7次エネルギー基本計画においても、将来的な脱炭素化を前提としたLNG専焼火力の新設・リプレースを促進していく旨、記載されているところ。
- 電力需要の増加等を背景として、海外においてもガスタービンへのニーズが高まりつつある。我が国におけるガスタービン生産も増加の見通し。

海外におけるガスタービンへのニーズの高まり

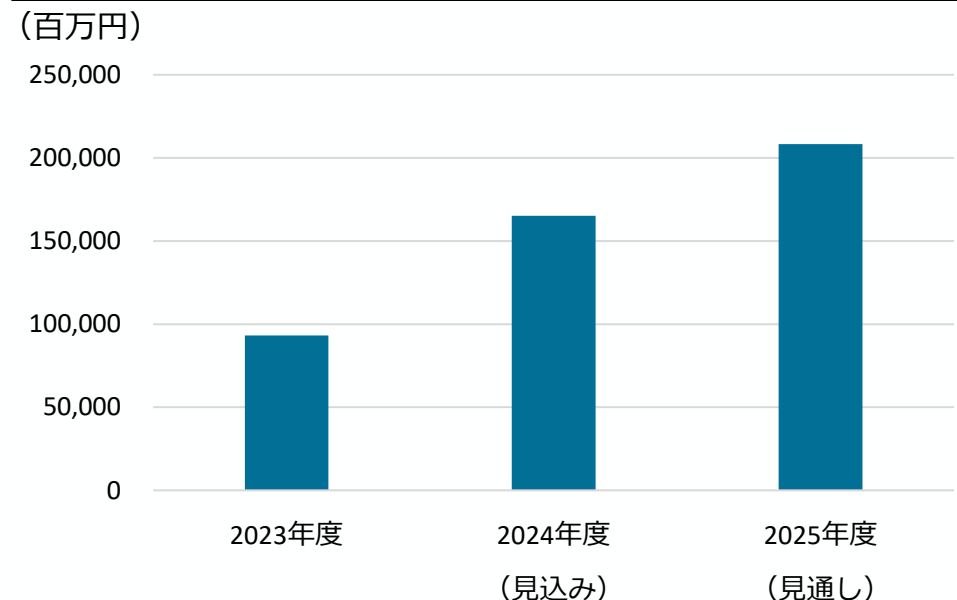
- GTCCは主に米州、中東で受注が大幅に増加
- 石炭火力からの転換、再エネの負荷変動吸収の役割に加え、電力需要自体の伸長も見込まれ、市場拡大
- 大型ガスタービンを25台受注。受注高は、過去最高だった前年度を更に上回った

(出典) 三菱重工業株式会社 2024年度決算説明資料 (2025年5月9日) より抜粋

- ガスタービンについては、多くの注文をいただいているため、生産性の向上と生産能力の強化を最優先で進める。

(出典) 三菱重工業株式会社 2024事業計画推進状況説明会 (2025年5月28日) 説明会質疑応答要領より抜粋

ガスタービンの生産見通し



(資料) 一般社団法人日本電機工業会「2025年度電気機器の見通し資料」
(2025年3月) より資源エネルギー庁作成

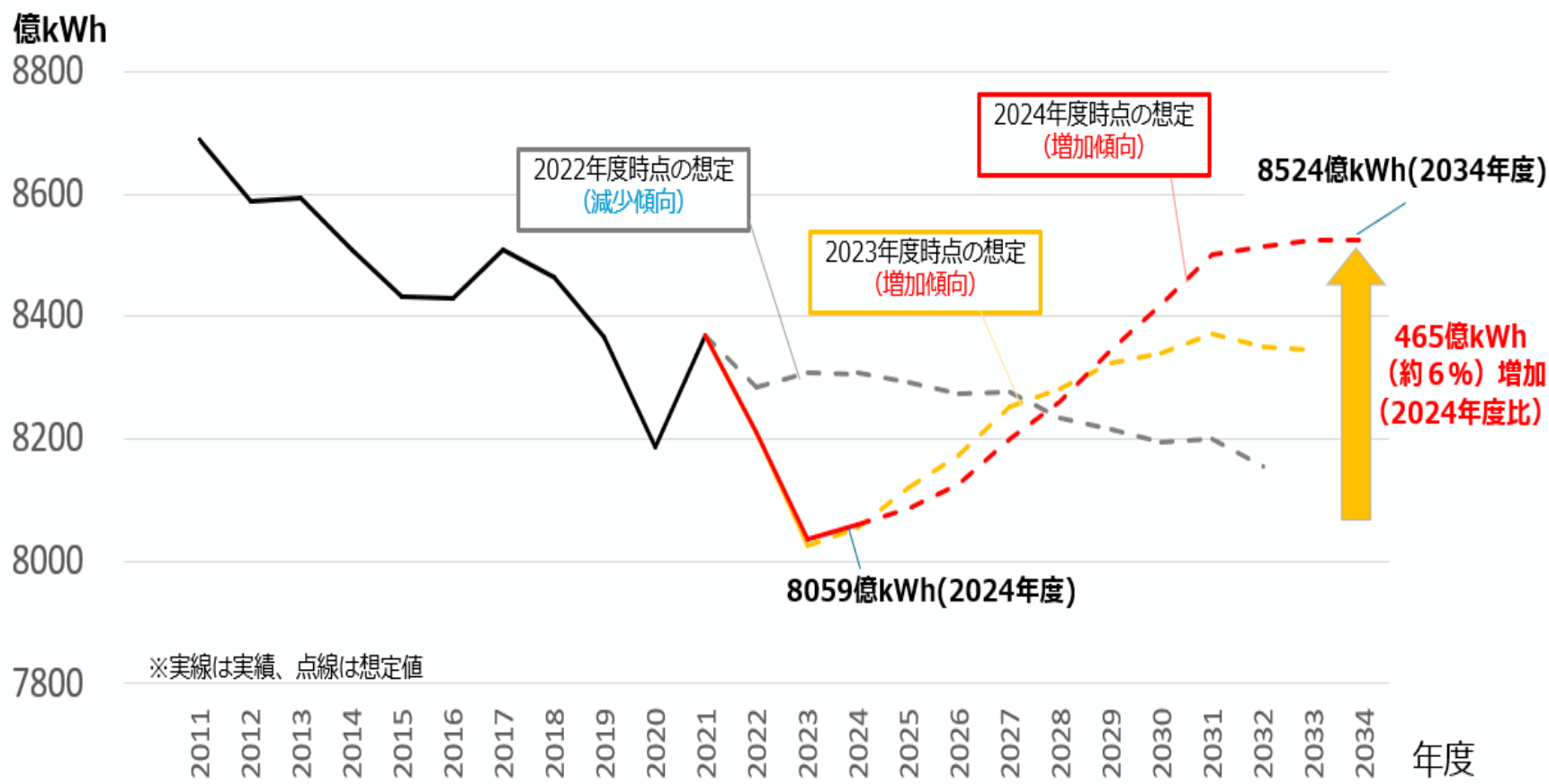
電力需給の見通し

- 今後、データセンターや半導体工場の新設等により、電力需要は増加する見通し。
- 一方、再エネ導入の拡大等を背景に、火力の休廃止が進み、足下の火力の設備容量は減少傾向。今後も、新增設よりも休廃止が上回り、火力の設備容量はさらに減少する見通し。
- 将来的には、需要が増加するシナリオや、既存電源リプレイスが進まないシナリオでは供給力が不足する可能性が示唆されているところ。今後、電源の脱炭素化と安定供給確保の両立が課題。

DX等の進展による電力需要増大

- 電力広域的運営推進機関が公表した、電力需要の見通しでは、データセンターや半導体工場の新增設等の影響によって、今後10年で電力需要が約6%増加する見通しとなっている。

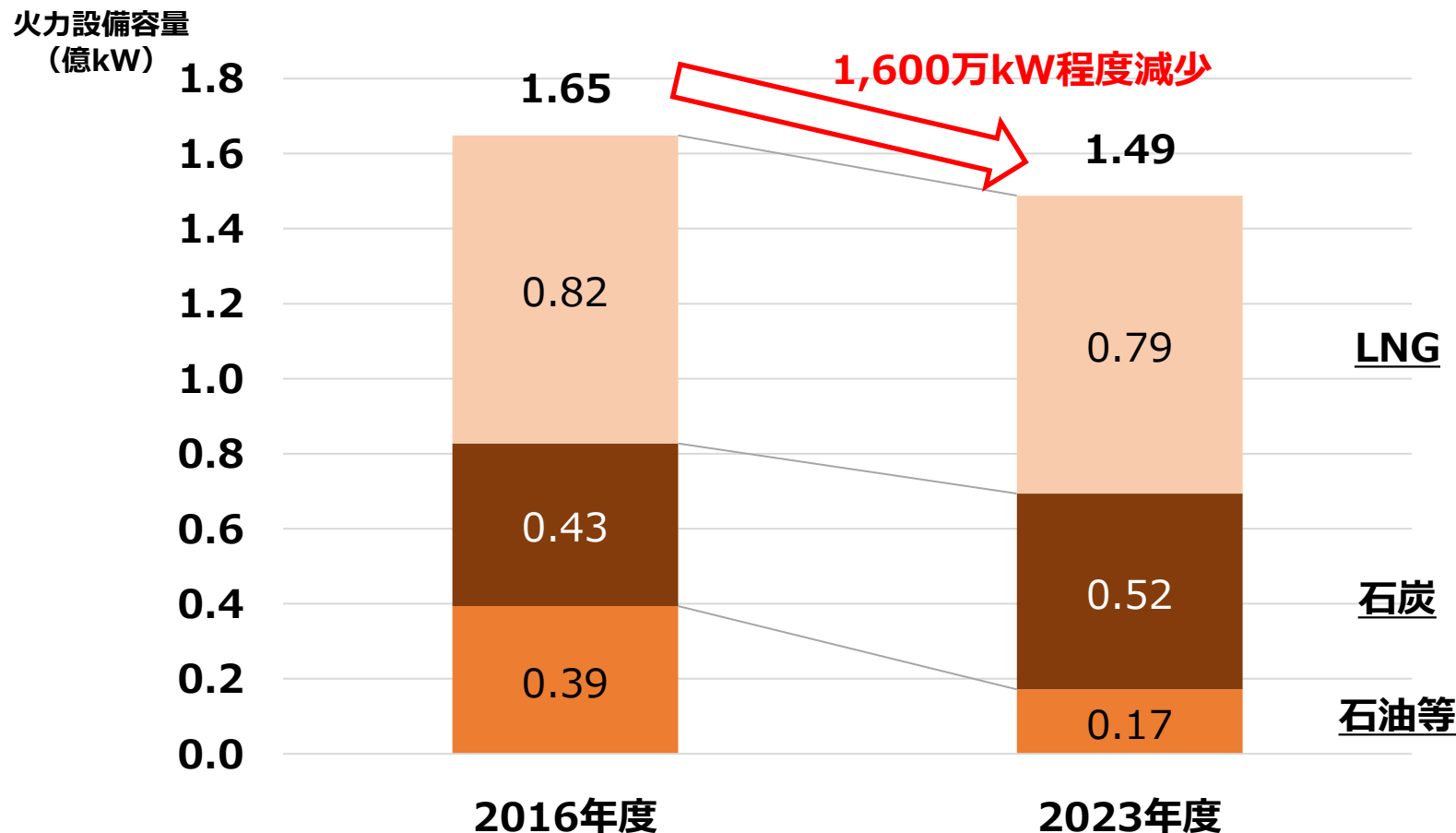
我が国の需要電力量の見通し



※ 現時点でのデータセンター・半導体工場の申込状況をもとに想定した結果、2031年度を境に伸びが減少しているが、将来の新增設申込の動向により変わる可能性がある。

【参考】火力の設備容量の減少

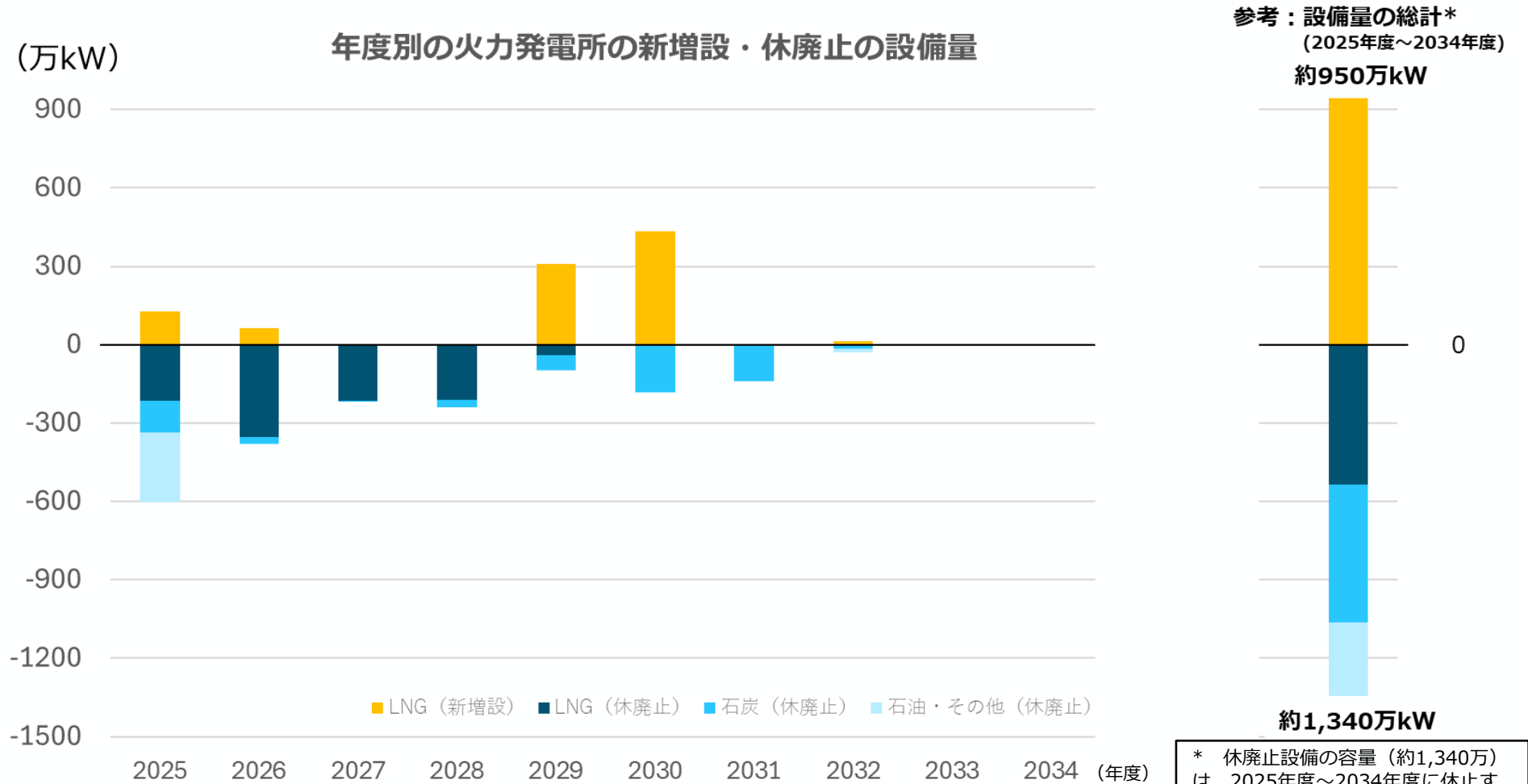
- 小売全面自由化のタイミングである2016年度と、足元2023年度における、火力の設備容量の推移を見ると、ここ7年で1,600万kW程度減少している。
- 燃種別に見ると、石油等火力（約▲2,200万kW）・LNG火力（約▲300万kW）が減少。石炭火力は増加（約+900万kW）している。



【参考】火力発電所の新增設・休廃止の推移

第87回電力・ガス基本政策小委員会
(2025年3月31日) 資料5

- 今後、火力発電は石炭やLNG電源の休廃止が、新增設を上回る規模で推移する見通し。



【年度別の新增設・休廃止の推移】

※ 単年度等に一時的に休止する電源であっても当該年度の「休廃止」に計上している。

* 休廃止設備の容量（約1,340万）は、2025年度～2034年度に休止する電源のうち、2034年度末時点で稼働している電源の設備量は除いている。

【参考】広域機関による経済産業大臣への意見（抜粋）

本年度の供給計画では、データセンターや半導体工場等の大規模需要の動向により、**中長期の需要が昨年度計画よりも増加**する想定となった。その一方で、電源の動向をみると「新增設」の増加よりも「休廃止」の増加が多く、それらを相殺した設備量は減少して推移している。この結果、**供給計画の取りまとめにおける中長期の需給バランスは、いくつかのエリアで厳しい状況**となっている。

電源休廃止が増加した背景には、石炭火力のフェードアウトに向けての事業者による検討により、2030年の前後の年に集中して石炭火力を休廃止する計画が計上されたことが挙げられる。

中でも、非効率石炭火力については、2025年度から容量市場の稼働率抑制（50%以下）が求められる予定であり、これらの電源の動向に注視が必要である。

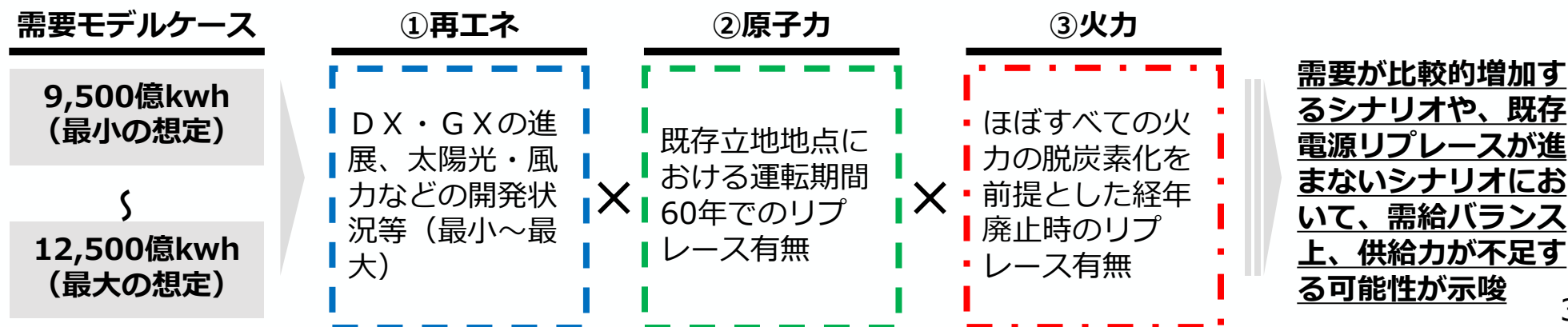
（中略）これらの休廃止計画や新設・リプレース計画は、事業者が策定し、今回の供給計画に計上されたものであるが、その過程のなかで全体需給バランスへの影響が考慮されたものではない。その結果として、**中長期断面において供給力の低下を招くこととなり、この傾向が続けばその後の需給バランスの悪化も想定される。**（以下略）

【参考】広域機関の策定した将来の電力需給シナリオ

第3回電力システム改革の検証
を踏まえた制度設計WG
(2025年7月22日) 資料3

- 長期脱炭素電源オークション等の円滑な実施や事業者が計画的に電源開発を進める上での参考とすることを目的に、広域機関において、有識者や外部機関の知見も取り入れた上で、**需給に一定の幅を持たせた複数の将来電力需給シナリオを策定**。
- 需要は、DX・GXの進展度合いによって、**2040年に9,000億～11,000億kWh、2050年に電力需要が9,500億～12,500億kWhの幅**になるというモデルケースを設定。
- 供給は、①**再エネ**は**DX・GXの進展や太陽光・風力などの開発状況等**に応じて導入量の幅を置き、②**原子力**は既存の立地地点における**運転期間60年でのリプレイス有無等**、③**火力**は今後の新設・廃止を織り込んだ上で、2050年ではほぼすべて**脱炭素化することを前提としたリプレイス有無**、を可変条件にしている。
- 2050年**において、**需要が比較的増加せず、既存電源リプレイスが進んだシナリオでは、最も厳しい需給断面（夏季・点灯帯）でも最大1,200万kWの余力が確保できる一方で、需要が比較的増加するシナリオや、既存電源リプレイスが進まないシナリオでは供給力が不足する可能性が示唆**された。例えば、**需要最大シナリオで、原子力、火力のリプレイスが進まない場合、最も厳しい需給断面（夏季・点灯帯）では供給力が8,900万kW不足**する可能性がある」とされた。

将来需給シナリオの設定イメージ（2050年）





1. 発電分野をめぐる最近の動向

2. 今後の調査の実施について

調査の実施

- 実態把握のため、火力発電所を有する発電事業者に対して、発電電力量及びCO2排出量に係る調査を実施する。
- 排出量取引小委員会の議論の状況も踏まえ、調査結果を基に、発電ベンチマークの算定方法及び発電ベンチマークの水準（案）を検討。

調査内容（案）

目的	発電ベンチマークの算定方法及び発電ベンチマークの水準の検討に向けた実態把握
対象者	発電事業者のうち火力発電設備を有する事業者
調査期間	2022年度から2024年度までの3年度
調査項目	①発電電力量 ②CO2排出量
依頼発出日	2025年8月22日（金）
提出締切日	2025年9月19日（金）

【参考】発電事業／発電事業者とは

発電事業

自らが維持し、及び運用する発電等用電気工作物を用いて小売電気事業、一般送配電事業、配電事業又は特定送配電事業の用に供するための電気を発電し、又は放電する事業であつて、その事業の用に供する発電等用電気工作物が経済産業省令で定める要件に該当するものをいう。

(電気事業法第二条の十四)

発電事業者

発電事業を営むことについて第二十七条の二十七第一項の規定による届出をした者をいう。

(電気事業法第二条の十五)