前回定例会（令和６年６月６日）以降の資源エネルギー庁の動き

令 和 ６ 年 ７ 月 ３ 日
資 源 エ ネ ル ギ ー 庁
柏崎刈羽地域担当官事務所

１．エネルギー政策全般

〇第５６回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会が開催されました。有識者からのヒアリングを行っています【６月６日】
（資料）電力需要について（事務局提出資料）
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/056/056_005.pdf

〇齋藤経済産業大臣が花角新潟県知事と面談しました【６月１３日】
（参考）６月１４日に行われた齋藤経済産業大臣の閣議後記者会見の概要
https://www.meti.go.jp/speeches/kaiken/2024/20240614001.html

〇第５７回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会が開催されました。有識者からのヒアリングを行っています【６月１７日】
（資料）事務局説明資料
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/057/057_005.pdf

〇原子力委員会が令和５年度原子力白書を発表しました【６月２５日】
https://www.aec.go.jp/kettei/hakusho/2023/pdf/

〇第２回青森県・立地地域等と原子力施設共生の将来像に関する共創会議【７月１日】
７月１日、青森県で青森県・立地地域等と原子力施設共生の将来像に関する共創会議が開催され、地域の将来像の実現に向けた基本方針と取組（素案）について意見交換が行われました。

〇エネこれ（スペシャルコンテンツ）
（１）わが家もカーボンニュートラルに貢献！補助金の活用で、給湯器を省エネ型にチェンジ【６月１８日公開】

https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/
（弊事務所でも紙媒体で配布しています）

●資源エネルギー庁メールマガジン（配信登録）
https://www.enecho.meti.go.jp/about/mailmagazine/
●統計ポータルサイト（エネルギーに関する分析用データ）

https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/analysis/

２．電気事業関連

〇電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会第十六次中間とりまとめ
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/20240610_1.pdf

〇第７６回電力・ガス基本政策小委員会【６月１７日】

第７６回は、（１）電力システム改革の検証に係るヒアリング～事業環境整備～、（２）分割供給の導入について、報告、議論が行われました。

〇第４回特定放射性廃棄物小委員会【６月１７日】

第４回は、（１）地層処分に関する声明を踏まえた技術的・専門的観点の審議報告等について、（２）佐賀県玄海町での文献調査に関する動きについて、（３）対話活動の振り返りについて、報告、議論が行われました。

〇第２２回高速炉開発会議　戦略ワーキンググループ【６月１９日】

第２２回は、高速炉実証炉の開発体制について、報告、議論が行われました。

〇第３９回原子力小委員会【６月２５日】

第３９回は、原子力に関する動向と課題・論点について、核燃料サイクルの確立に向けた取組と今後の検討事項について、報告、議論が行われました。

３．新エネ・省エネ関連

〇第６３回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会【６月１３日】

第６３回は、エネルギーミックスの進捗状況（関係省庁ヒアリング）について、報告、議論が行われました。

〇第２回次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会【６月１９日】

第２回は、次世代型太陽電池の社会実装に向けて、民間企業から報告、議論が行われました。

〇令和６年度第１回省エネルギー小委員会工場等判断基準ＷＧ【６月１９日】

令和６年度第１回は、省エネ法に関する措置について、報告、議論が行われました。

４．その他

○第４１回資源・燃料分科会【６月７日】

第４１回は、（１）資源・燃料政策を巡る状況について、（２）鉱業小委で討議した今後の鉱物資源政策の方向性について、報告、議論が行われました。

（以上）

地域の会　質問・意見書　に対する回答

2024 年 7 月 3 日

資源エネルギー庁

飯田　耕平　委員の御質問に対して

御質問

① 再エネの構成比を 2030 年度までに 36～38%にするという目標が設定されているとのことですが、この数字が正しいか。

② 自然エネルギー、再生エネルギーには技術開発を含めてお金がどのくらい使われているのか。

③ 各電力の原子力、それからガス、石油、石炭それぞれの火力など、電力別の単価も合わせて、10 年程度の期間の構成単価の推移を示して欲しい。

＜答＞

① 電源構成における 2010 年度の再生可能エネルギー比率は９％でしたが、固定価格買取制度などにより 2021 年度には 20%に増加、2030 年度に 36～38%を目指すこととしています。別冊、配布資料『エネルギーを巡る状況と今後の方向性について』P.41 をご参照下さい。

② 革新的技術開発を中心に社会実装までを視野に入れた２兆円を超えるグリーンイノベーション基金や、GX 経済移行債を活用して、ペロブスカイト太陽電池の研究開発や洋上風力の低コスト化プロジェクトに取り組んでいます。別冊、配布資料『エネルギーを巡る状況と今後の方向性について』P.46、71、72 をご参照下さい。太陽光・風力・地熱・バイオマス・水力の最大限の導入促進、これらを支える系統整備の加速や系統用蓄電池・水電解装置の導入・高効率化、ディマンド・リスポンスの普及をあらゆる予算を駆使して、進めていきます。

③ 電源別の単価の推移というのはございませんが、第６次エネルギー基本計画（2021 年 10 月）の策定に関し、2021 年の第８回コスト検証 WG において、電源別発電コストの試算結果を公表しています。別冊、配布資料『エネルギーを巡る状況と今後の方向性について』P.31 をご参照下さい。

経済産業省

エネルギーを巡る状況と今後の方向性について

令和6年7月

資源エネルギー庁

目次

１．エネルギーを巡る状況

２．GXの実現に向けた今後のエネルギー政策

３．各分野の政策

４．原子力政策

目次

１．エネルギーを巡る状況

２．GXの実現に向けた今後のエネルギー政策

３．各分野の政策

４．原子力政策

エネルギーの基本的視点 『S＋３E』

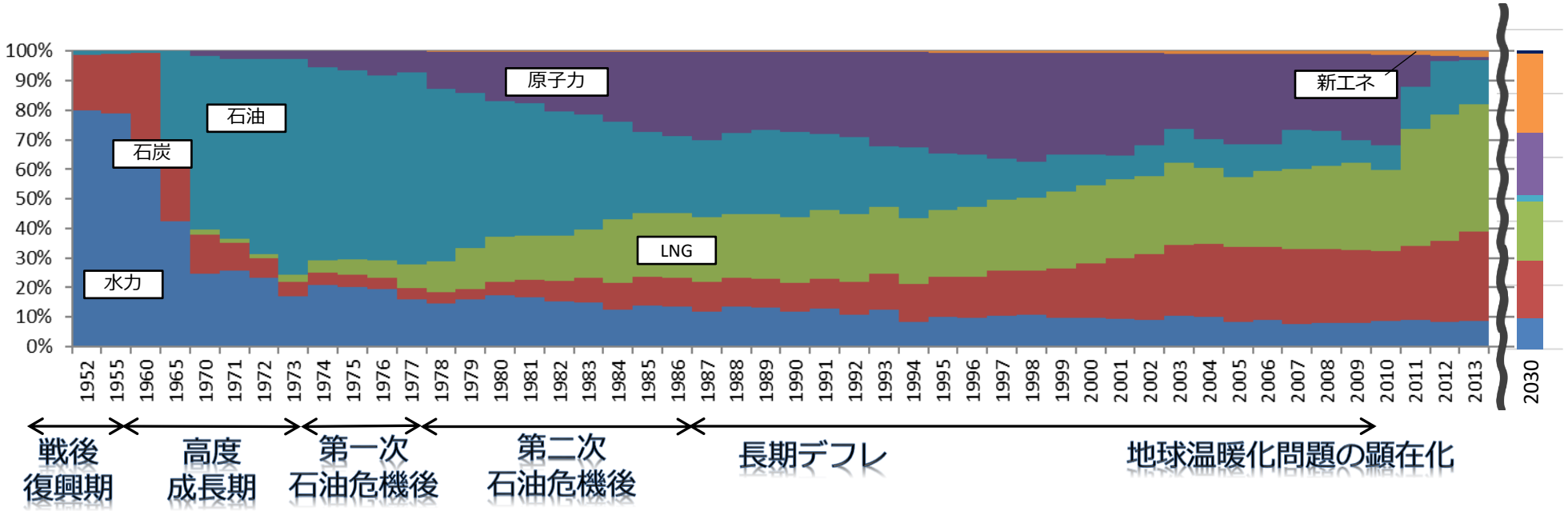
S（Safety）　：　『安全性（Safety）』を前提に、

E（Energy Security）　：　『安定供給、エネルギー安全保障』を第一とし、

E（Economic Efficiency）：　『経済効率性、低コスト』を実現し、

E（Environment）　：　同時に、『環境への適合』を図る。

全てを満たすエネルギー源が存在しないので、『あらゆるエネルギー源』の特性を活かす



厳しい現状

①エネルギー自給率

2010年度:20.2% ⇒ 2021年度:**13.3%**　　（**OECD加盟38カ国中２番目に低い**）

②電気料金

・家庭用（２人以上世帯）
2010年度:約10.3万円 ⇒ 2022年度:約**16.7万円**／kWh（**6.4万円（62%）上昇**）

・産業用（中規模工場）
2010年度:約4,600万円 ⇒ 2022年度:約**8,700万円（4,100万円（89%）上昇**）

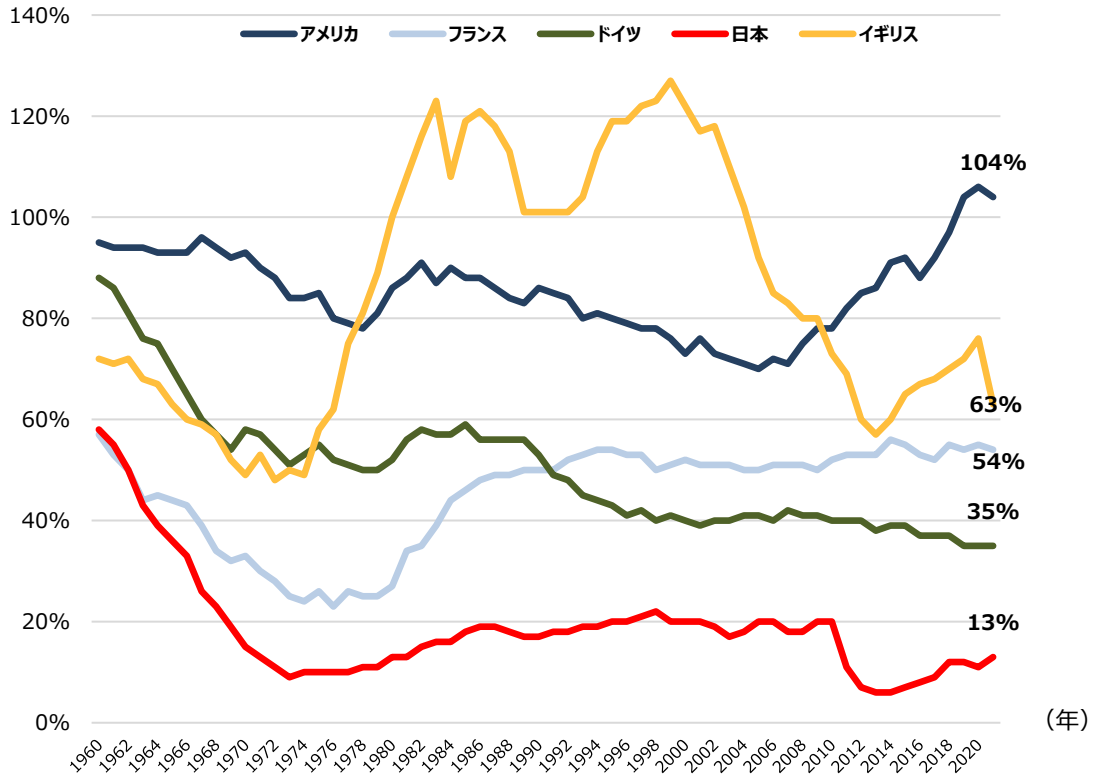
③ 発電に伴うCO2排出量は減少

2010年度:4.55億トン ⇒ 2021年度:**4.36億トン（1,900万ｔ（４%）減少**）
⇒ **2050年カーボンニュートラル**

①安定供給：エネルギー資源が乏しい ～海外の化石資源に依存、低いエネルギー自給率～

- エネルギー危機にも耐えうる強靭な需給構造に向けては**エネルギー自給率を高める必要**。
- **化石資源をほぼ全て海外に依存**し、諸外国と比較して**自給率が１０%程度と極めて低い**。
- **国際的なエネルギー情勢が、暮らし・産業に大きな影響を与えてしまう構造**。

各国のエネルギー自給率の推移



各国の特徴

アメリカ
- ✓ **シェールガス、シェールオイル生産**でほぼ全てのガス・石油需要を自給

イギリス
- ✓ **北海油田の石油や風力発電・原子力の拡大**により高い自給率

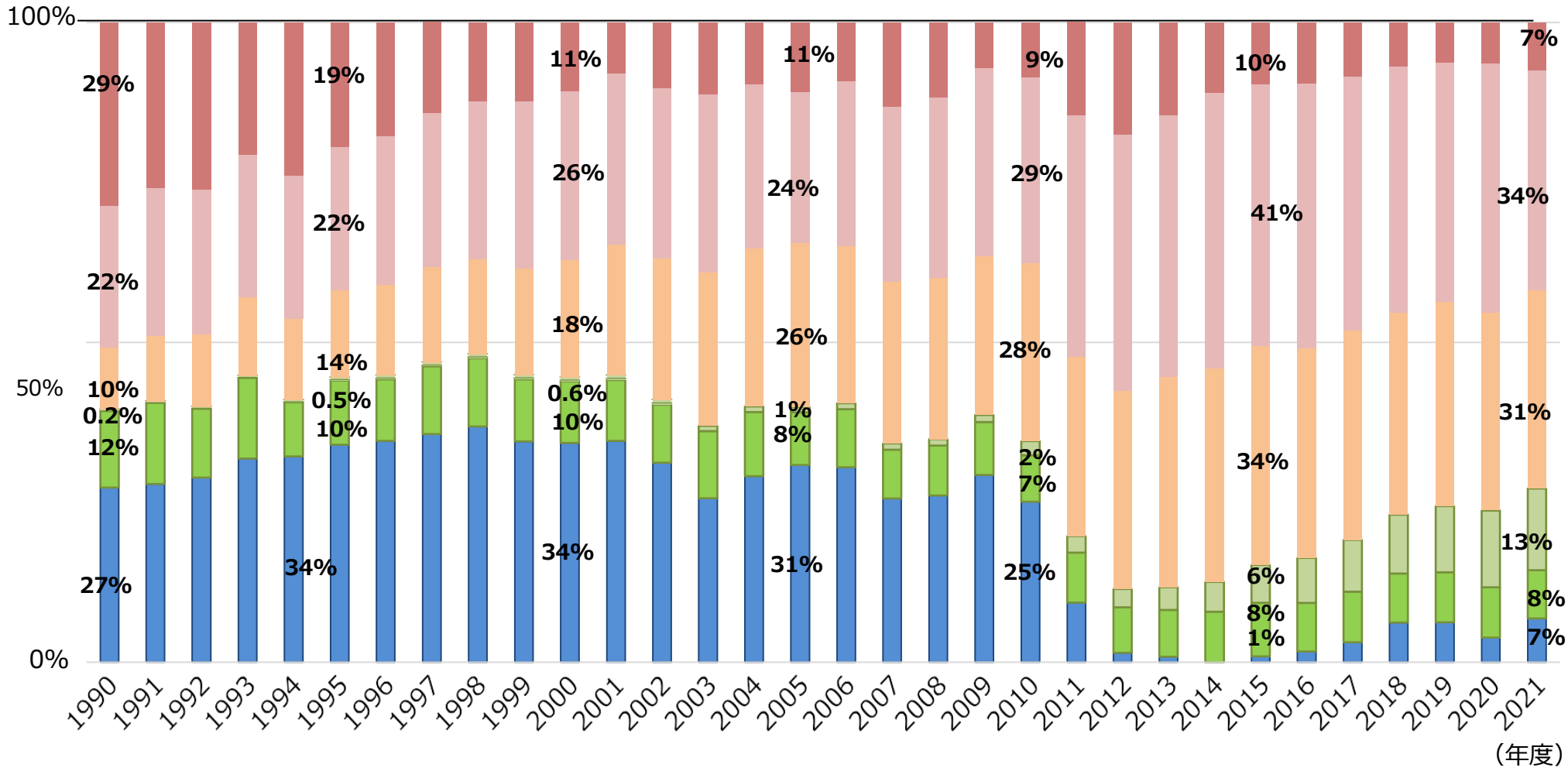
フランス
- ✓ **電源構成に占める原子力発電の割合は高い**ものの、化石資源はほぼ輸入に依存

ドイツ
- ✓ **高い再エネ普及、石炭の国内生産**、原子力発電の利用から一定の自給率
- ✓ 2022年末に最後の３基を停止予定（うち2基については、必要な場合には稼働できる状態を2023年4 月中旬まで保つ）

日本
- ✓ **化石資源をほぼ全て海外に依存**
- ✓ 再エネの利用は拡大も原子力発電の利用が進まず、**極めて低い自給率**

出典：IEAデータベースより資源エネルギー庁作成

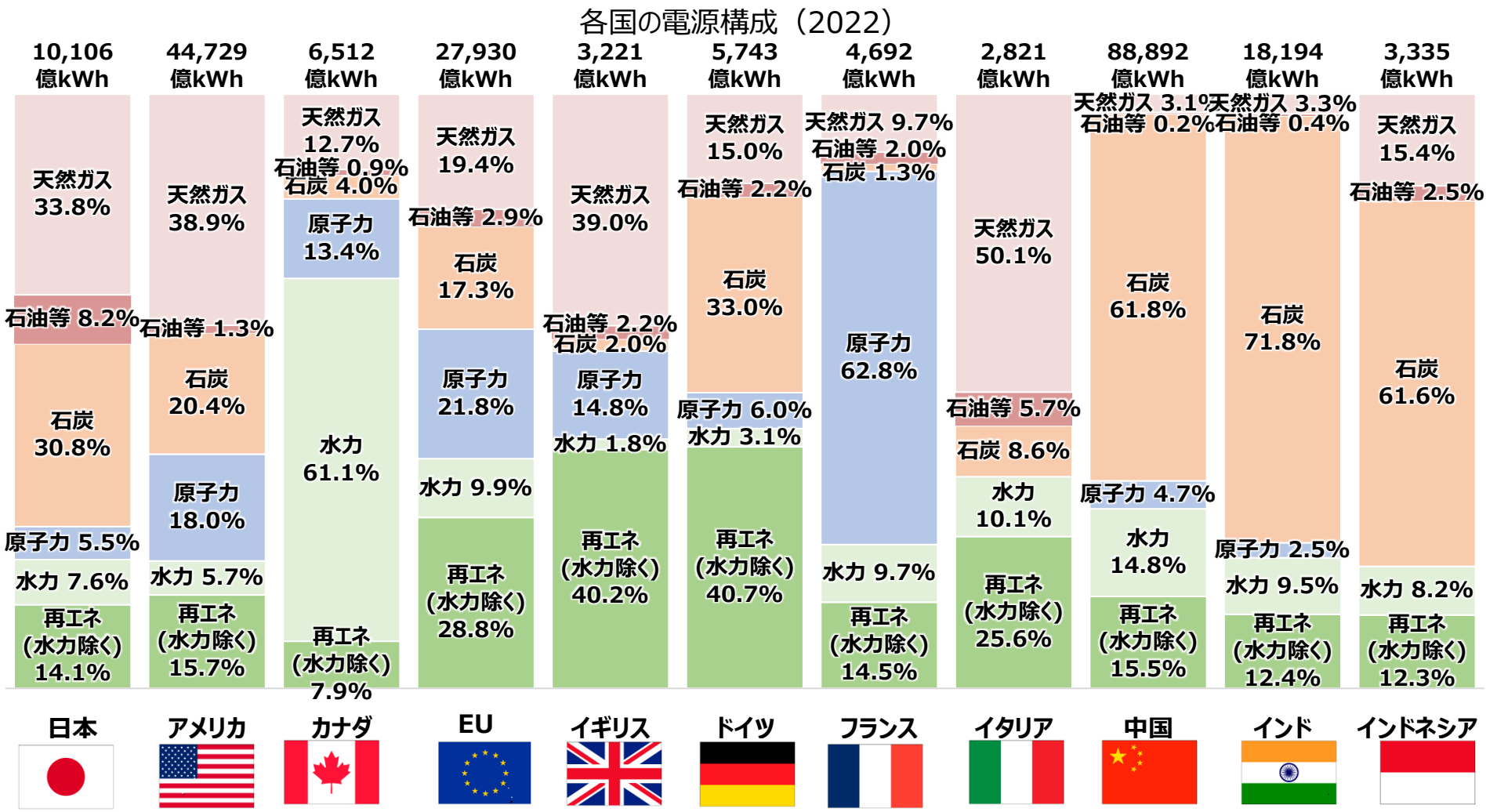
（参考）日本の電源構成の推移



（出典）総合エネルギー統計より資源エネルギー庁作成（2009年度以前については、電源開発の概要、電力供給計画の概要より資源エネルギー庁作成）

（参考）化石燃料の輸入に大きく依存、自給率は石油危機時の水準を継続

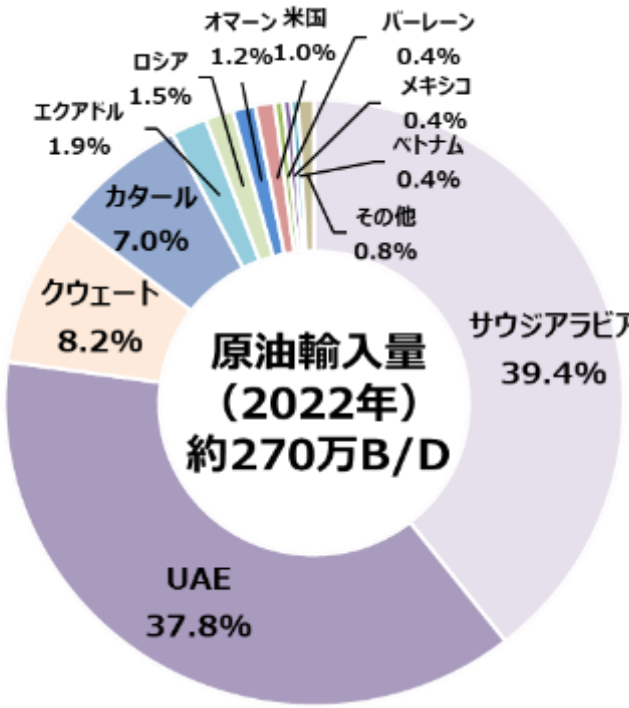
- 電源構成におけるの**化石燃料依存度はG７最大（70%超）**。
- 依存度の高さ故に**①地政学リスクと②資源価格・為替リスク**を経済に内包。
- **エネルギー自給率は石油危機時の水準が継続**したまま。



- 出典：IEA World Energy Balances（各国2022年の発電量）、総合エネルギー統計（2022年度確報）をもとに資源エネルギー庁作成

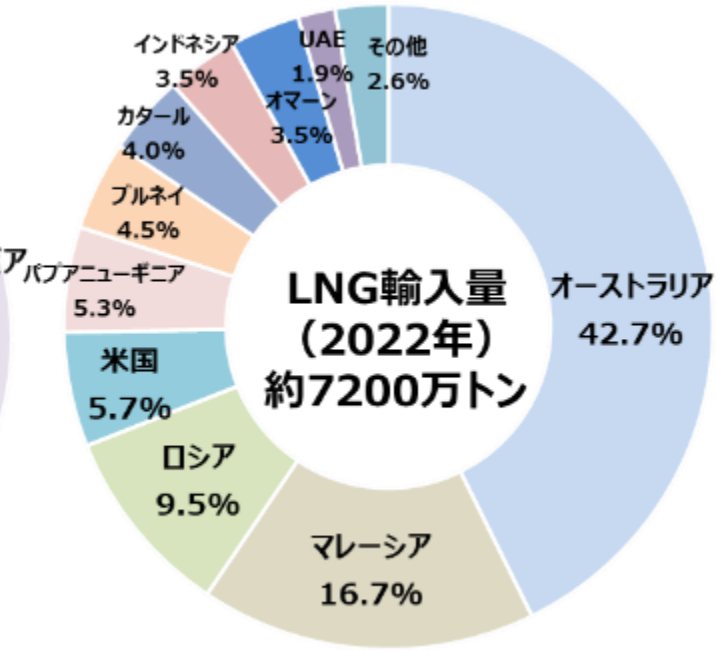
（参考）日本の化石燃料の輸入先（2022年速報値）

原油輸入先・量



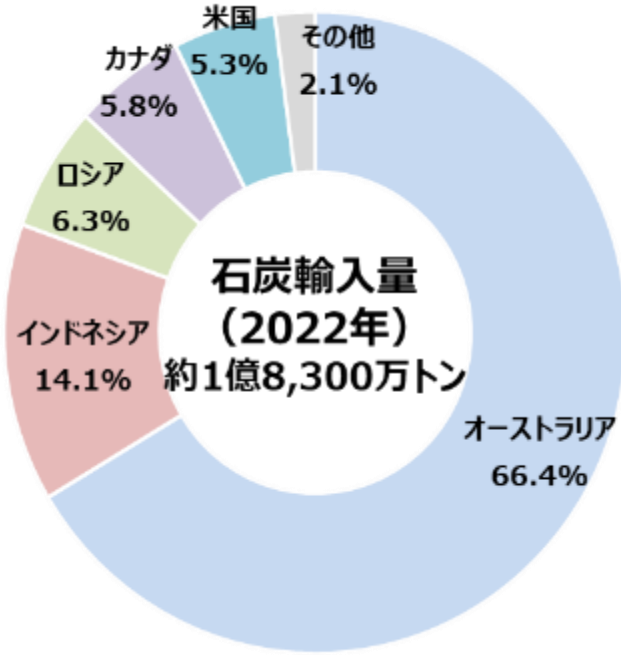
中東依存度　：94.1%
ロシア依存度　：　1.5%
海外依存度　：99.7%

LNG輸入先・量



中東依存度　：9.4%
ロシア依存度　：9.5%
海外依存度　：97.8%

石炭輸入先・量



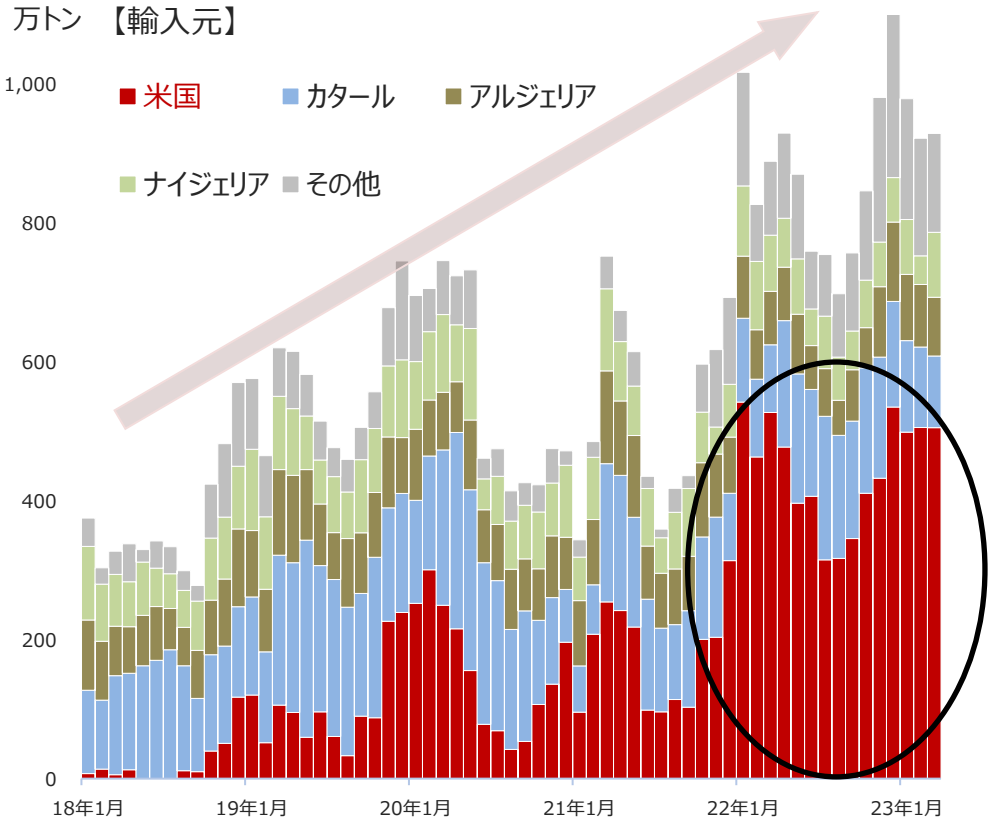
中東依存度　：0%
ロシア依存度　：6.3%
海外依存度　：99.7%

（出典）財務省貿易統計、資源エネルギー庁総合エネルギー統計（海外依存度）

（参考）ロシアによるウクライナ侵略に伴うエネルギー危機

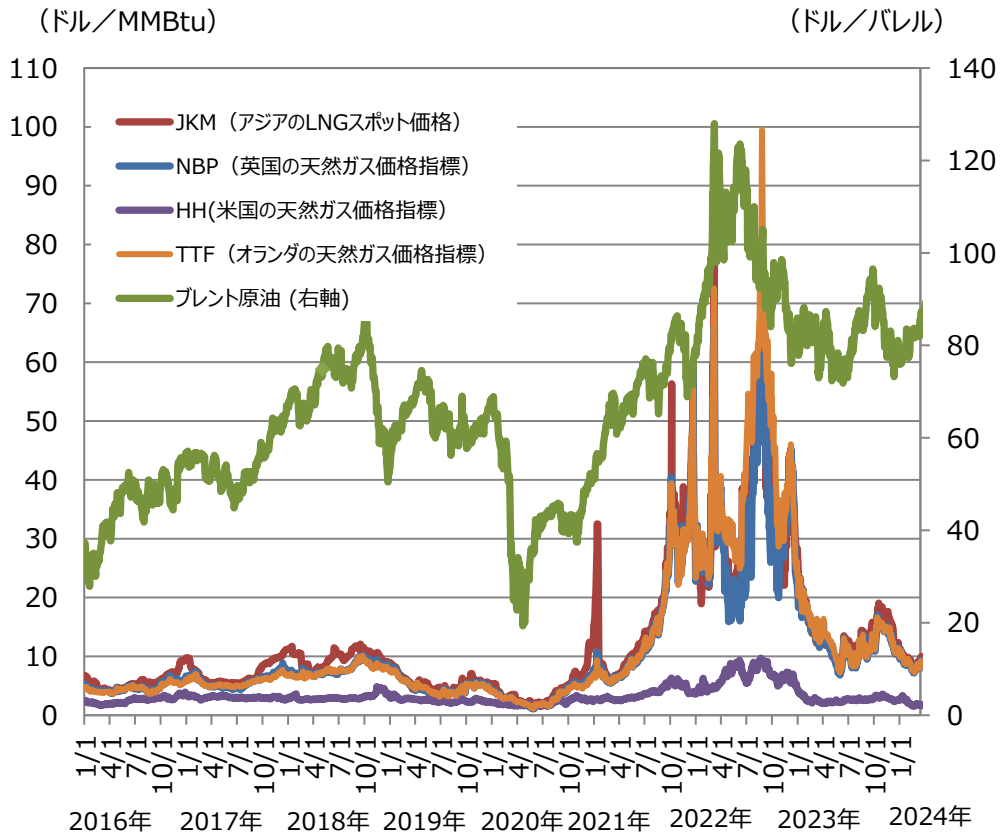
- ロシアによるウクライナ侵略以降、**世界的にLNGの需給ひっ迫・価格高騰**が発生。
- このような中、**EUはLNGの輸入量を増加させている。特に、米国からEUへの輸入量が増加**。
- **LNGのアジア価格**（JKM）は2019年頃と比較すると **2022年は平均で約6倍の歴史的高値水準。**

欧州（EU＋英国）のLNG輸入状況



米国からのLNG輸入量が増加

LNG価格の推移



（出典）「エネルギー白書2023」から抜粋

（参考）エネルギー安定供給確保に向けたLNG長期契約締結の動き

- カタールは、米国、豪州に並ぶLNG輸出国であり、増産に向けた拡張が進められている。
- 中国石油化工集団（Sinopec）と中国石油天然気集団（CNPC）に続き、**仏Total、蘭Shell、伊Eniが、カタールと2050年を越える長期契約を締結**。

North Field拡張計画の契約状況

企業	国	供給源	契約期間（年）	契約数量（トン/年）	出荷予定年	発表日
ConocoPhillips	ドイツ	NFE＆NFS	15	200万	2026	2022年11月29日
Sinopec	中国	NFE	27	400万	2026	2022年11月21日
CNPC	中国	NFE	27	400万	2026	2023年6月20日
PetroBangla	バングラデシュ	NFE	15	180万	2026	2023年6月1日
TotalEnergies	フランス	NFE＆NFS	27	350万	2026	2023年10月11日
Shell	オランダ	NFE＆NFS	27	350万	2026	2023年10月18日
Eni	イタリア	NFE	27	100万	2026	2023年10月23日
Sinopec	中国	NFS	27	300万	2027	2023年11月4日
Excelerate Energy	バングラデシュ	NFE＆NFS	15	100万	2026	2024年1月29日
Petronet	インド	NFE＆NFS	20	750万	2028	2024年2月6日
契約分小計				3,130万		
NFE & NFS	-	-	-	4,800万		

出所：各種資料を参考にJOGMEC作成

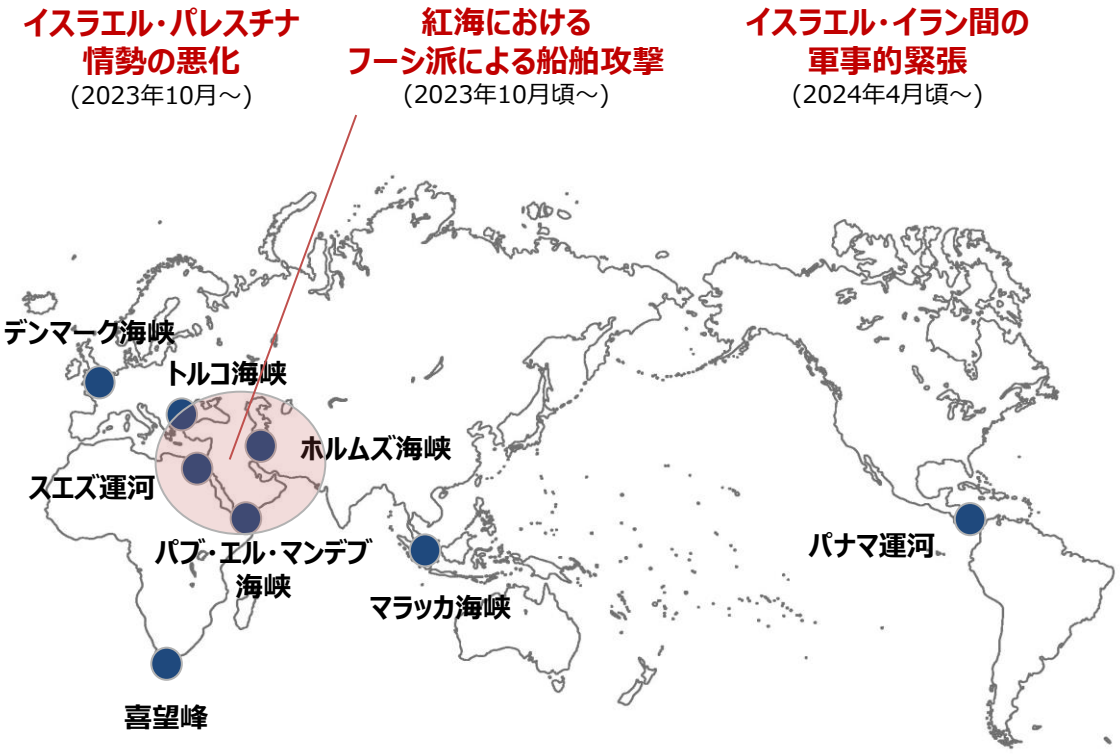
（注）NFE：North Field East（第１段階拡張計画）, NFS: North Field South（第2段階拡張計画）
（出所）JOGMEC カタール「North Field West」～LNG生産能力増強の背景とLNG版OPECに向けた野望～（2024.3.21）

（参考）中東情勢の緊迫化

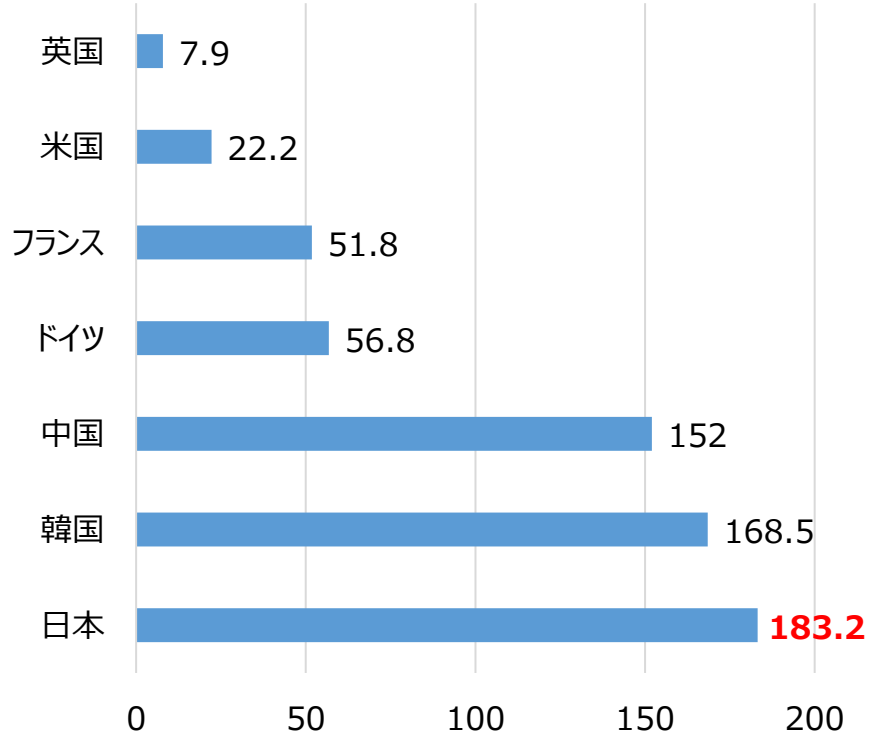
2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- イスラエル・パレスチナ情勢の悪化や、イスラエル・イラン間の軍事的緊張関係が上昇。
- 原油の約9割以上を中東からの輸入に依存する我が国にとって、チョークポイントが集結する中東地域の情勢悪化はエネルギー安全保障に直結し、我が国産業競争力に大きな影響。

中東情勢の緊迫化



チョークポイント※比率の国際比較（2021年）



（※）チョークポイント比率は、チョークポイントを通過する各国の輸入原油の数量を合計し、総輸入量に対する割合を計算したもの。一般に、チョークポイント比率が低いほど、チョークポイント通過せずに輸入できる原油が多いため、リスクが低い。

（出所）『エネルギー白書2023』を基に作成。

（参考）エネルギーに関する地政学リスクは高い状態

- 有識者は、ロシアによるウクライナ侵略や、中東情勢の悪化によるエネルギー安全保障上のリスクが高い状態にある旨を指摘している。

ドナルド・トゥスク ポーランド首相 （前EU大統領）	● 「**戦争はもはや過去の概念ではない。**現実であり、2年前に始まった。現時点で最も懸念されるのは、文字通りあらゆるシナリオが考えられることだ。**このような状況は、1945年以来だ**」と述べた。 ● 「特に若い世代には衝撃的に聞こえるかもしれないが、**戦争前夜という新しい時代が始まったという現実に慣れなければならない。誇張ではなく、日に日に明白になっている**」とし、隣国ウクライナがロシアに負ければ、欧州で安穏とした気持ちで過ごせる人は一人もいなくなると訴えた。【AFP, 2024.3】
イアン・ブレマー Eurasia Group	● 紛争がイランに近づけば近づくほど、**紅海とペルシャ湾の両方で原油の流れが途絶えるリスクが高まり、原油価格が上昇する可能性**が高まる。 ● イスラエルや米国などが制裁や軍事攻撃によってイランの日量140万バレルの石油輸出を阻止しようとすれば、報復を誘発し、**この地域からの大量の石油やLNGの輸出を危険にさらす**だろう。【Eurasia Group Top Risks 2024】
KPMG	● イスラエルとイスラム組織ハマスの衝突に関しては、（中略）航行ルートの見直しを進める石油企業や海運会社が出てきており、**エネルギー価格や供給網への影響を懸念**する見方も出ています。 ● **ロシア・ウクライナ情勢は**、2023年6月頃、ウクライナの反転攻勢が始まったものの戦況が膠着しており、**さらなる衝突長期化**の様相。（中略）企業は引き続き、**サプライチェーンや原油、天然ガスなどのエネルギー・資源価格への影響を注視することが必要**です。【KPMG 地政学・経済安全保障リスク2024】
ジェイソン・ボルドフ教授 （コロンビア大学） メーガン・オサリバン教授 （ハーバード大学）	● **米中関係の悪化はエネルギー転換を頓挫させかねない。**（中略） ● **ガザやウクライナでの戦争、あるいは最近の台湾総統選挙で北京が最も好まない候補者である頼清徳が勝利したことで、緊張がさらに高まれば、エネルギー転換に深刻な影響が及ぶ可能性**がある。米中の緊張はまた、グローバルな経済統合から遠ざかることにもつながり、クリーンエネルギーや関連技術の普及コストを上昇させ、エネルギー転換を遅らせるリスクがある。【Foreign Affairs、2024年1月】

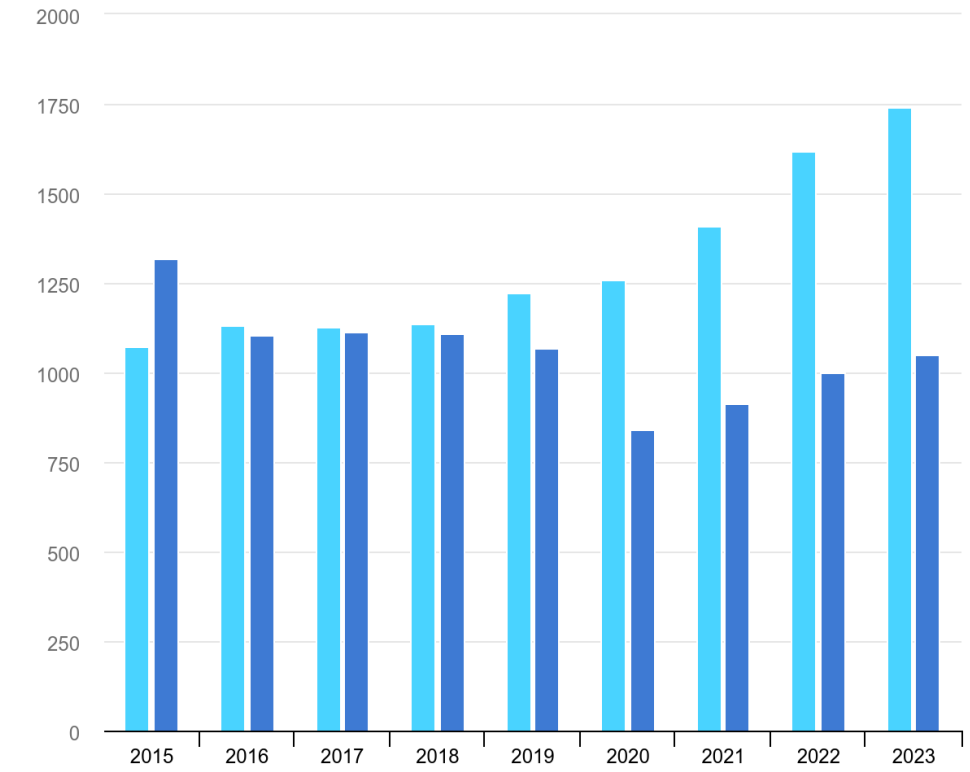
（参考）マクロ経済環境の変化

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- グローバルに進む化石燃料依存からの脱却の動きにより、化石燃料の上流開発投資は長期的に減少傾向となり、地政学リスクの高まりと相まって価格のボラティリティが拡大する傾向。
- 足下で一次エネルギー供給の9割弱を輸入化石燃料に依存する日本にとって、為替変動と相まって貿易収支に与える影響度合いが極めて大きくなっている。

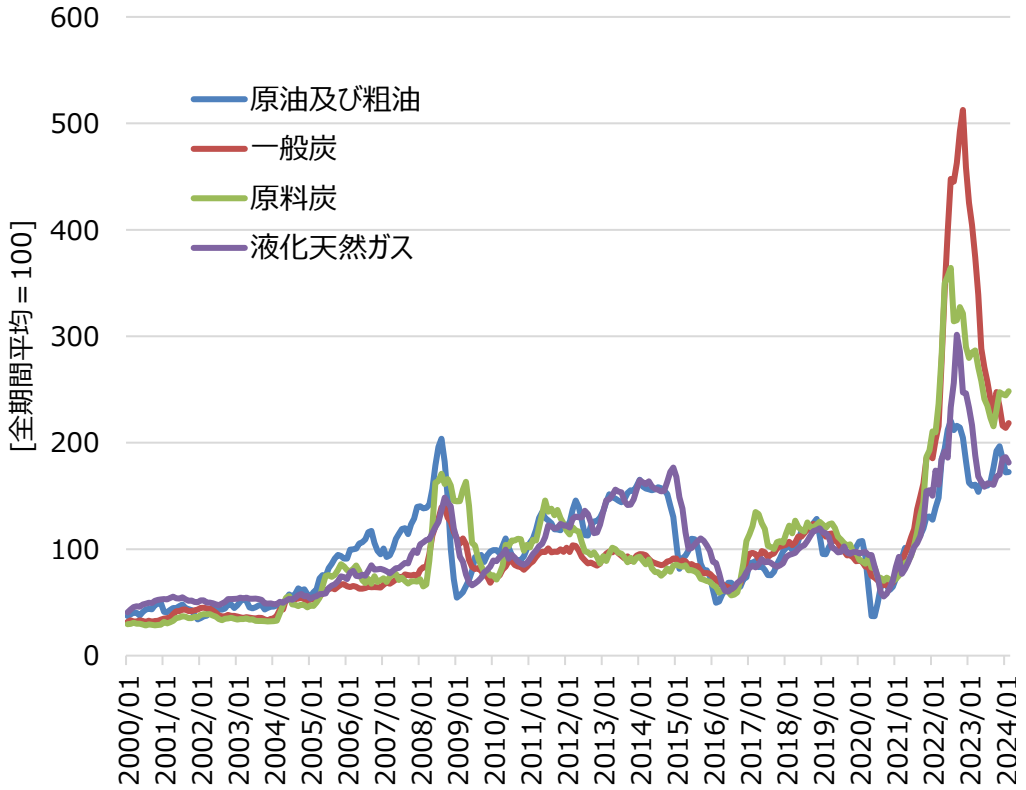
世界のエネルギー投資の内訳
（水色：クリーンエネルギー、青色：化石燃料）

単位（10億ドル（2022））



(出所)IEA「Global energy investment in clean energy and in fossil fuels, 2015-2023」

化石燃料輸入価格の変動の推移
（2000/1～2024/2の全期間平均を100とした場合の指数）



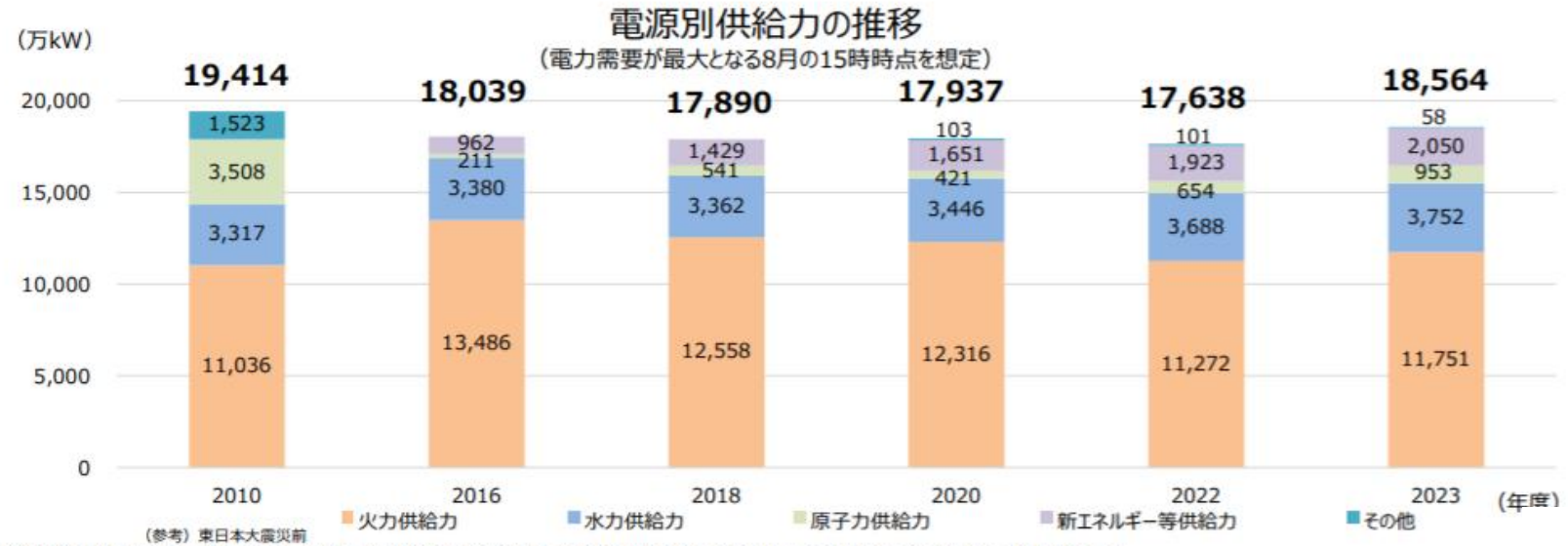
（出所）財務省貿易統計をもとに作成。全期間平均は2000年1月から2024年2月までの燃料種別輸入価格の単純平均値。

（参考）構造的な電力需給ひっ迫

令和4年7月27日第1回ＧＸ実行会議
資料3より抜粋

- 最近の電力需給ひっ迫の背景は、**再エネ拡大（自然変動電源の拡大）**により、**稼働率が低下した火力の休廃止（調整電源の減少）**、**原子力発電所の再稼働の遅れ（少ないベースロード電源）**に加え、**災害による供給力低下**や**想定を上回る需要の増大**

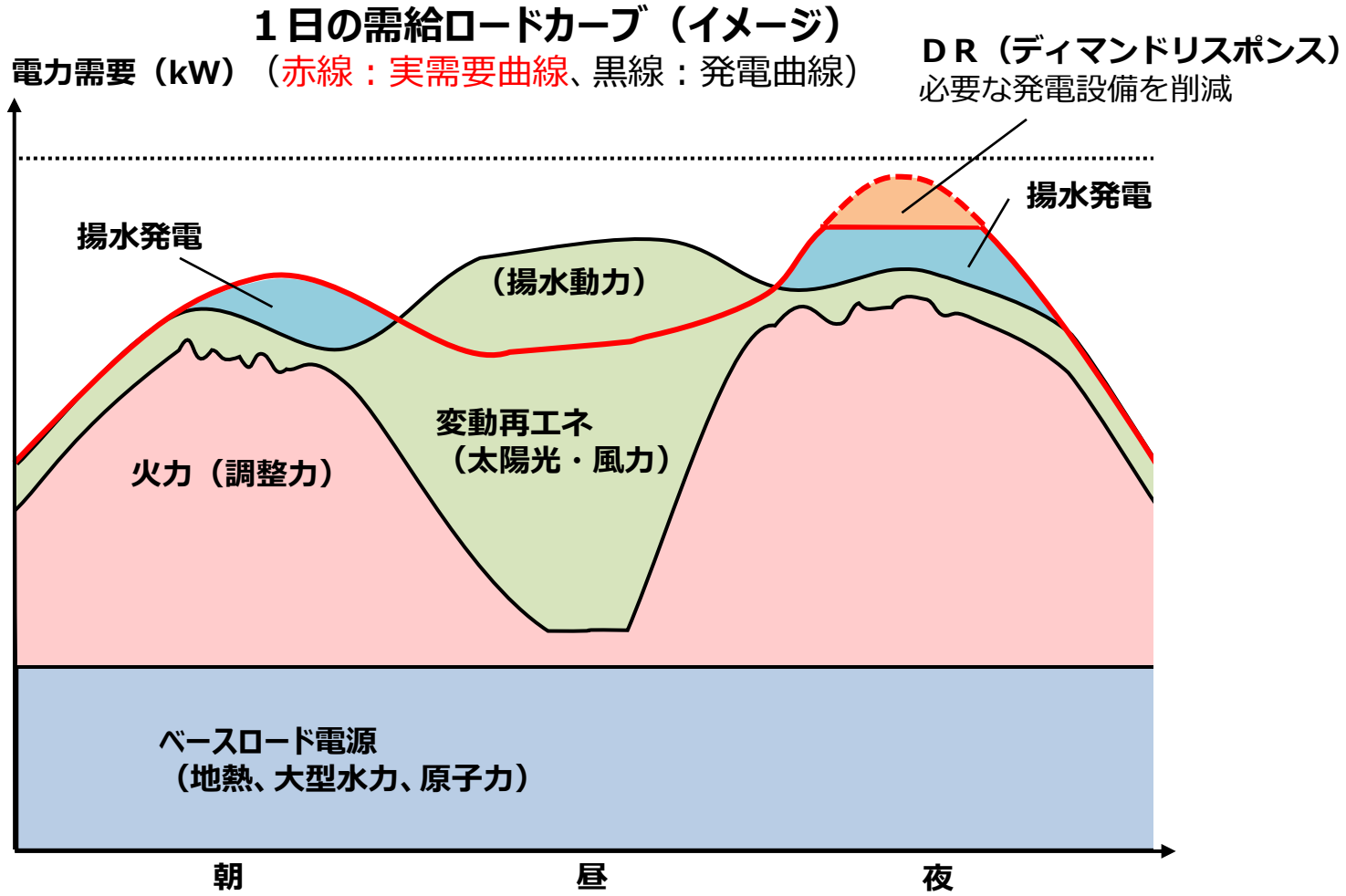
■ 最近の電力需給ひっ迫の背景には、
① 電力自由化の下で供給力不足を回避するための事業環境整備の遅れ（再エネ拡大により稼働率が低下した火力の休廃止が加速）
② 原子力発電所の再稼働の遅れ
に加え、
③ 近年の世界的な脱炭素の加速に伴う影響（新設火力プロジェクトの中断）
といった地球規模の要因、さらには、
④ 地震などの自然災害の多発による供給力の低下
⑤ 想定を上回る気象状況などによる需要増大
という短期的な要因とが存在し、これらの組み合わせにより事態が悪化したと考えられる。
■ こうした背景を受け止め、必要な対策を講じる必要。



（出典）供給計画届出書等をもとに資源エネルギー庁作成（2010年度、2022年度、2023年度は想定値、2016年度、2018年度、2020年度は実績値を利用。）

（参考）電源特性を踏まえた電源の最適な組み合わせ

- **電力は需要と供給を一致させる必要**。
- **変動が大きい再エネを最大限導入**しつつ、安定供給を確保するため、**ベースロード電源としての原子力**、**調整力としての火力**といった電源特性を踏まえた電源の最適な組み合わせを行っていく必要。
- **変動再エネは、出力が減少するタイミングで火力電源等で補う必要**がある（蓄電池は現時点ではコストが高い）。



（参考）東日本エリアの状況

● 原発再稼働の遅れと相まって、東日本エリアでは、**需給ひっ迫が発生（2022年３月22日（福島沖地震の影響）、2022年６月27日）**

東日本エリアにおける需給ひっ迫について

3月22日　東京電力管内における需給ひっ迫について

背景・要因

（１）地震等による**発電所の計画外停止**及び**地域間連系線の運用容量低下**
①3/16の福島県沖地震の影響
－JERA広野火力等計335万kWが計画外停止（東京分*110万kW*）
－東北から東京向けの送電線の運用容量が半減（500万kW→*250万kW*）
②3/17以降の発電所トラブル
－電源開発磯子火力等計*134万kW*が計画外停止
（２）真冬並みの寒さによる**需要の大幅な増大**及び悪天候による太陽光の出力減
－想定最大需要4,840万kW　※東日本大震災以降の3月の最大需要は4,712万kW (発電端値)
－太陽光発電の出力は最大175万kW（設備容量の1割程度）
（３）冬の高需要期（1･2月）終了に伴う**発電所の計画的な補修点検**
－今冬最大需要（5,374万kW）の1月6日と比べ計*511万kW*の発電所が計画停止

対応

✓火力発電所の出力増加、自家発の焚き増し、補修点検中の発電所の再稼働
✓**他エリアからの最大限の電力融通**（他エリア⇒東京電力 2,000万kWh程度）
✓小売電気事業者から大口需要家への節電要請
✓**需給ひっ迫警報（節電要請）の発令**（節電効果計約4,400万kWh）

出所：第46回電力･ガス基本政策小委員会(2022年3月25日) 資料3-1

6月27日からの東京電力管内を中心とする需給ひっ迫について

背景・要因

（１）6月にしては異例の暑さによる**需要の大幅な増大**
－6月26日時点の、翌27日の東電管内の想定最大需要5,276万kW
※東日本大震災以降の6月の最大需要は4,727万kW
－6月27日には平年より22日早い梅雨明け（関東甲信地方では平年7月19日頃）
（２）夏の高需要期（7･8月）に向けた**発電所の計画的な補修点検**
－6月30日から7月中旬にかけて約715万kWの火力発電所が順次稼働予定

対応

✓火力発電所の出力増加、自家発の焚き増し、補修点検中の発電所の再稼働
✓**他エリアからの電力融通**（東京東北間の運用容量拡大(55万kW)、東京中部間のマージン開放(60万kW)、水力両用機の切り替え(16万kW)）
✓小売電気事業者から大口需要家への節電要請
✓国による東京エリアへの**電力需給ひっ迫注意報の発令**（6月26日から継続）
✓一般送配電事業者による北海道、東北、東京エリアにおける**需給ひっ迫準備情報の発表**（6月27日及び28日）

出所：第51回電力･ガス基本政策小委員会(2022年6月30日) 資料3-1

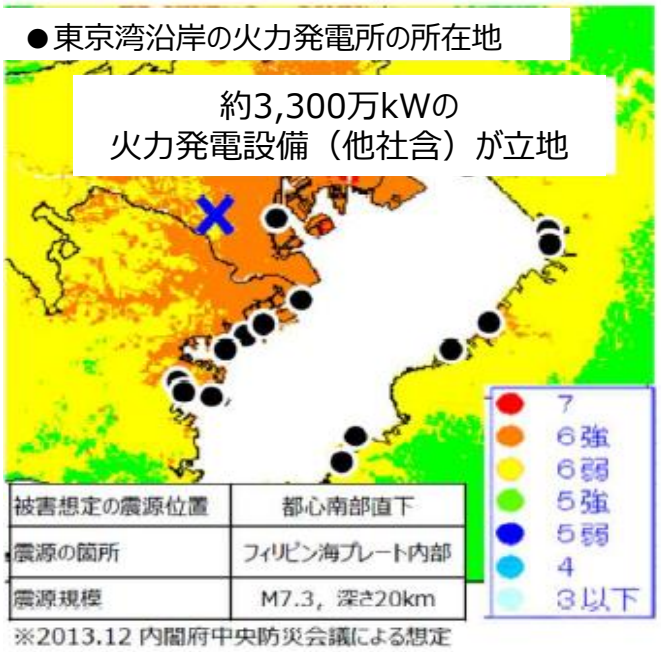
⇒ **原発再稼働が進まない東京電力管内において、需要増大、火力発電所の停止（計画停止・計画外停止）など相まって、需給ひっ迫が発生。**
⇒ **東北電力管内から東京電力管内への電力融通や、需給ひっ迫警報（節電要請）／需給ひっ迫注意報などが発令された。**

（参考）東京湾の火力集中

第55回基本政策分科会資料より
時点アップデート

- 東京電力管内の火力発電所は、**東京湾沿岸に集中（約６割）**していることに加え、老朽火力（運転40年以上）が約１割を占め、老朽火力を最大限維持している状態であるため、**仮に大規模発電所が停止した場合は、東日本エリアを中心に需給がひっ迫する可能性**も。
- また、火力発電所のリプレース案件の運転開始等により、2024年度夏季の予備率は、３％を確保出来る見通しではあるが、**火力発電所が電源構成の約７割**を占めており、**2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、脱炭素電源の供給力の増大が急務**。

火力依存の電源構成／東京湾沿岸への集中



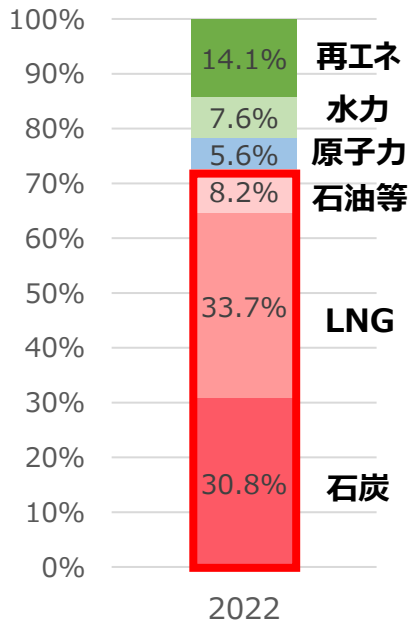
※2013.12 内閣府中央防災会議による想定

厳気象需要に対する予備率（2024年度夏季）

エリア	7月	8月	9月
北海道	4.1	10.5	16.2
東北		8.0	11.8
東京			
中部	10.4	10.6	
北陸		12.2	13.8
関西			
中国			
四国			
九州	13.2	14.8	14.5
沖縄	34.0	35.8	35.1

出所：第75回　総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会資料

電源構成



出典：総合エネルギー統計を基に資源エネルギー庁作成

（参考）東日本エリアの需給の状況

- 柏崎刈羽原子力発電所１基が再稼働した場合には、**東京電力管内で２%以上の予備率の向上が見込まれ、十分な予備率改善効果が見込まれる**。

H1需要※（2023年冬季）における予備率向上について

（※）夏季及び冬季における厳しい気象条件（10 年に1回程度の猛暑及び厳寒）における最大電力需要

（万kW）

		東日本エリア	北海道	東北	東京
12月	最大需要電力	6,483	504	1,413	4,567
1月	最大需要電力（H1需要）	7,544	562	1,509	5,473
2月	最大需要電力	7,514	562	1,479	5,473
3月	最大需要電力	6,316	504	1,277	4,535

出所：第91回調整力及び需給バランス 評価等に関する委員会 資料2 から経済産業省にて作成

柏崎刈羽原子力発電所７号機（135万kW）が再稼働した場合、東京電力管内において

約2.4%

の予備率向上に寄与

（参考）東日本大震災時における柏崎刈羽原子力発電所の働き

- 東日本大震災時、東京湾・太平洋沿岸の各発電所は次々停止。**約2,100万kWが脱落**。
- 翌日、首都圏の電力供給に貢献したのは、**運転中であった柏崎刈羽原子力発電所1,5,6,7号機（約490万kW）**だった。

柏崎刈羽原子力発電所の貢献

●東日本大震災翌日の電力供給

	東電管内エリア	柏崎刈羽(①⑤⑥⑦)
供給力	約3,700万kW	約490万kW
需要／発電電力量	約7.2億kWh	約1.2億kWh

東京電力管内電力需要の約17%を担い
ベースロード電源として貢献

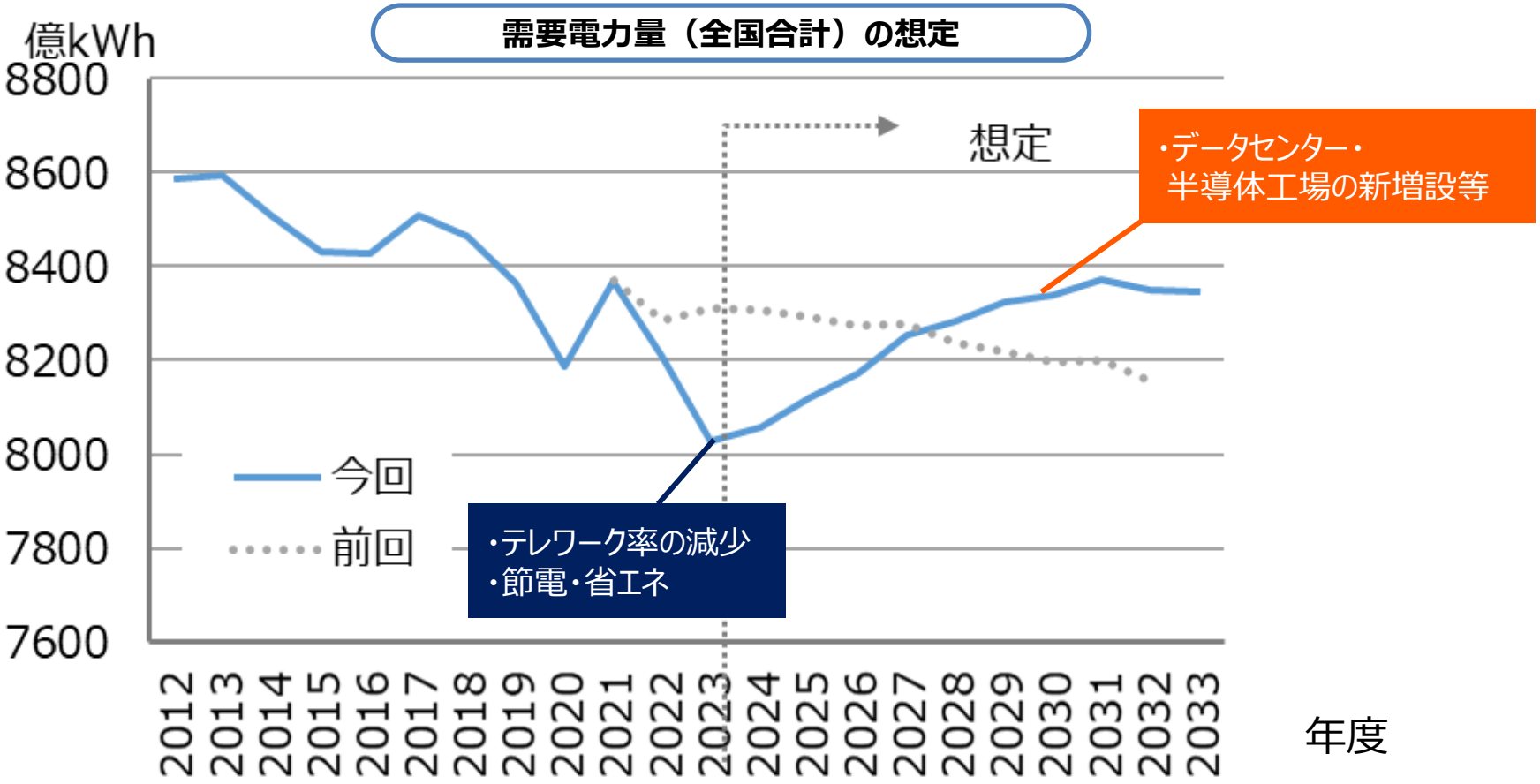
柏崎刈羽運転により、一般家庭600万軒相当の計画停電が回避できたと試算

●2011年度 夏季節電目標の低減

柏崎刈羽(約490万kW)がなかった場合、節電目標は▲15%から▲25%程度に増加していた可能性

（参考）今後10年の電力需要の想定（電力広域的運営推進機関推計）

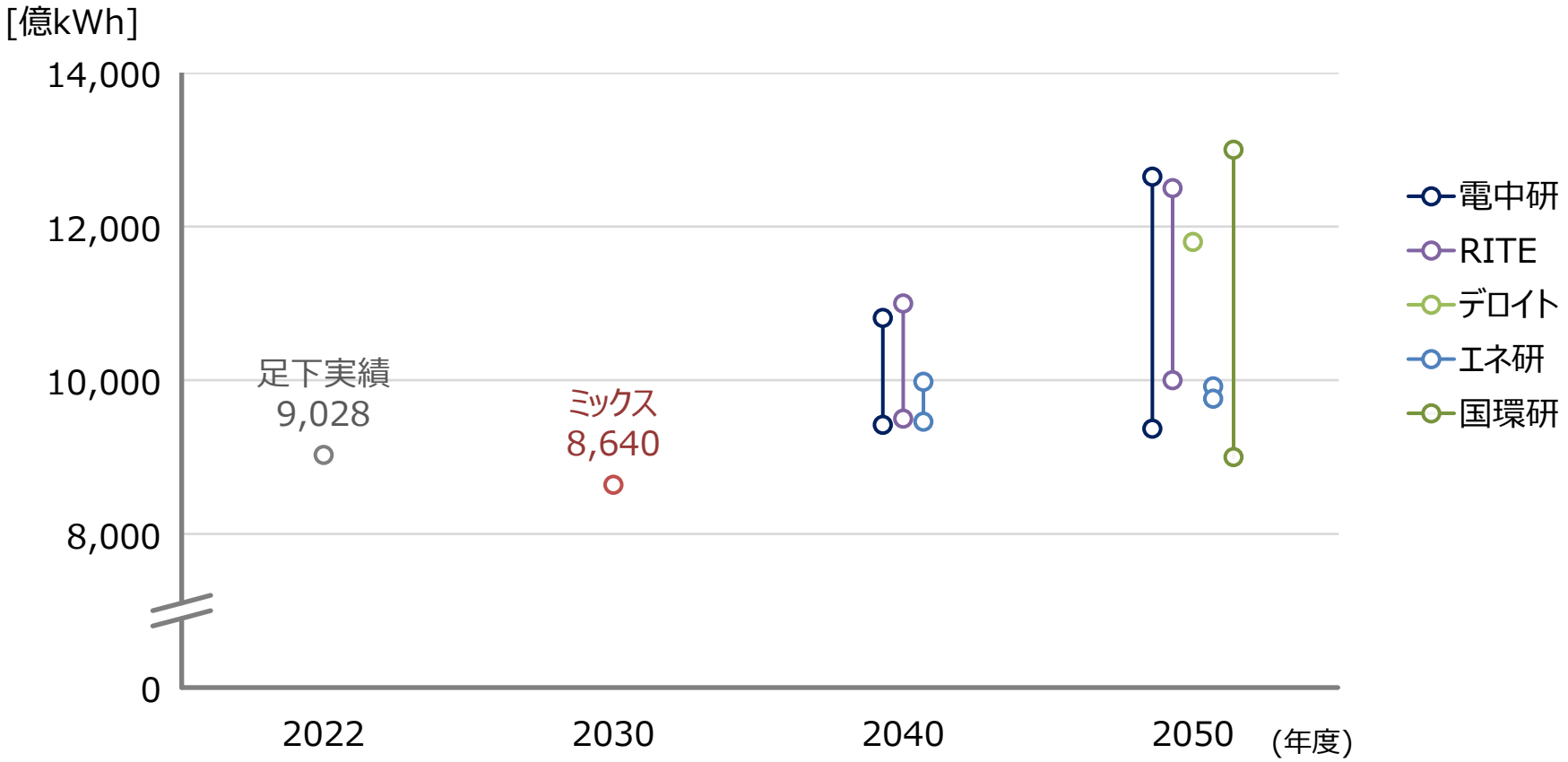
- 毎年、電力広域的運営推進機関は、一般送配電事業者から提出された電力需要の想定を取りまとめ公表。
- 本年1月24日に公表された想定では、人口減少や節電・省エネ等により家庭部門の電力需要は減少傾向だが、人手不足対応のための省人化、遠隔化に加え、**データセンターや半導体工場の新増設等による産業部門の電力需要の大幅増加により、全体として電力需要は増加傾向**となった。



（出典）電力広域的運営推進機関HP 2024年度　全国及び供給区域ごとの需要想定について

（参考）研究機関等による国内電力需要見通し

- これまでの研究機関等による分析では、日本の**電力需要の見通しには大きな幅が存在**。
- 現時点では、各社の試算の前提は様々であるが、データセンター・半導体工場等による需要増の可能性が明示的に考慮されているものは、下記のうち電中研、RITE、デロイト。



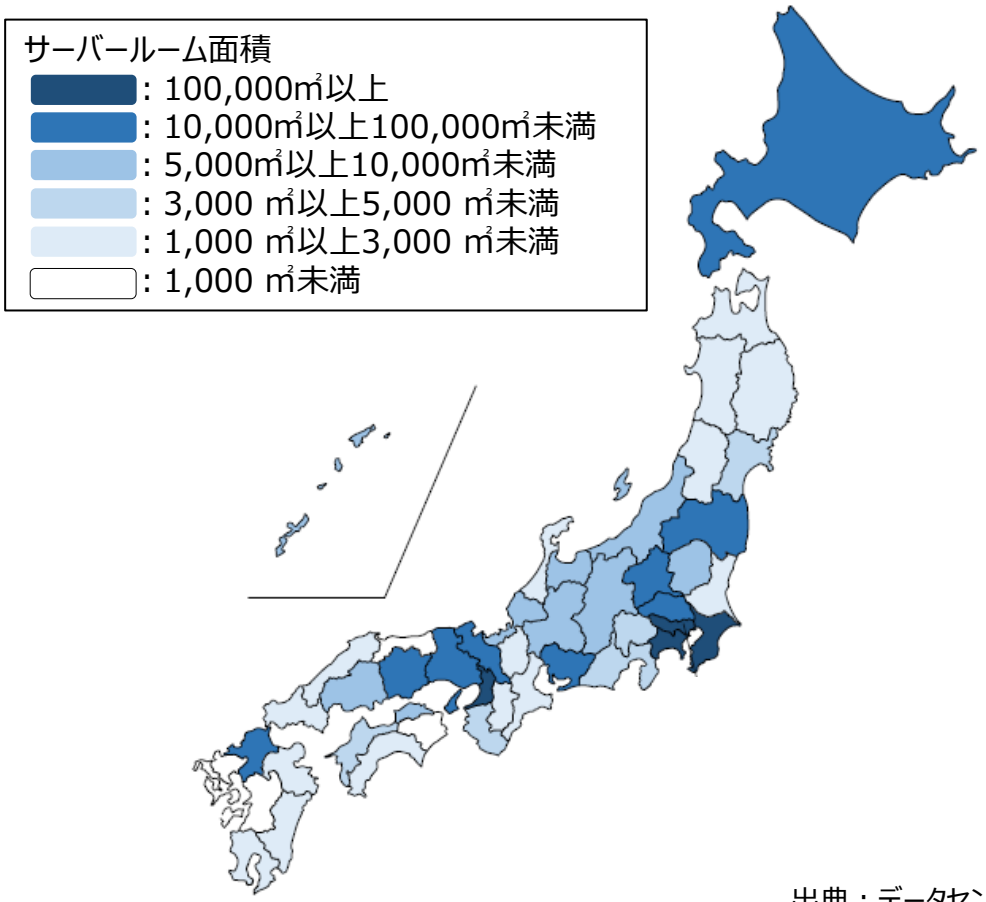
（出所）資源エネルギー庁「総合エネルギー統計 2022年度確報」（2024年4月12日）、電力広域的運営推進機関 第3回 第4回将来の電力需給シナリオに関する検討会資料（2024年1月24日、3月5日）、日本エネルギー経済研究所「IEEJアウトルック2024」、国立環境研究所「2050年脱炭素社会実現に向けた排出経路 追加分析」中央環境審議会地球環境部会地球温暖化対策計画フォローアップ専門委員会 第7回 資料4をもとに作成。

（参考）デジタルインフラの現状（国内のデータセンターの立地状況）

デジタルインフラ（DC等）整備に関する有識者会合（第７回）事務局資料

- 国内データセンターの立地状況について、**少なくともサーバー面積ベースで約150万㎡のデータセンター（東京ドーム約30個分）が存在。※非公開情報を除く。**
- 他方で、その**8割強が東京圏・大阪圏に集中**しており、**今後もこの傾向は続く見込み。**

【データセンターの分布図】



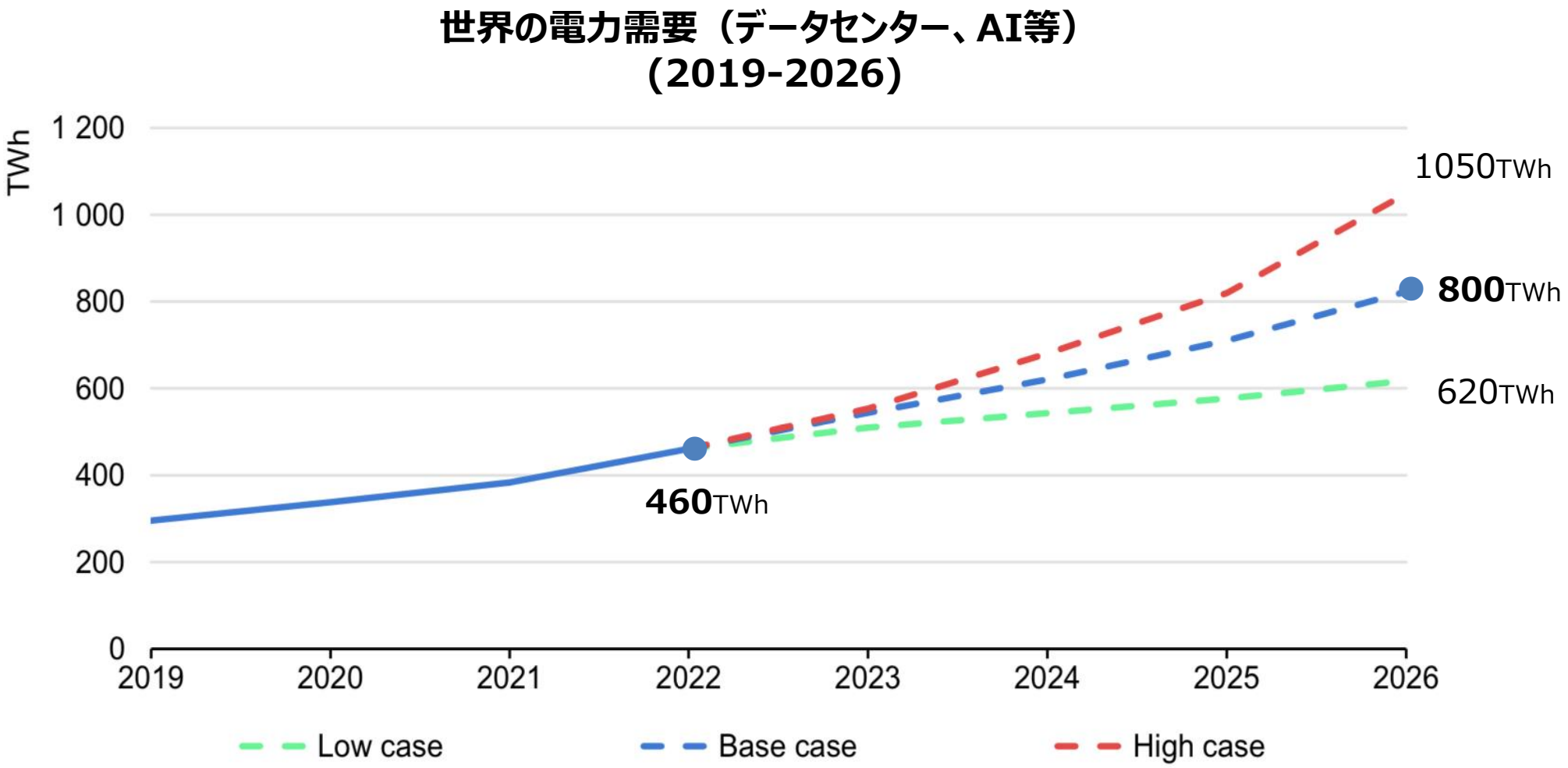
【地域別のデータセンター立地状況】

	地域別DC立地面積/棟数（2023年）			
	面積（㎡）	割合	棟数（棟）	割合
北海道	17,290	1%	16	3%
東北	25,590	2%	40	8%
関東	1,070,450	**64%**	194	38%
中部	69,150	4%	78	15%
関西	411,550	**24%**	84	16%
中国/四国	37,920	2%	49	10%
九州/沖縄	47,960	3%	49	10%
合計	**1,679,910**	100%	510	100%

出典：データセンタービジネス市場調査総覧(2024年版)」（富士キメラ総研）等を基に作成

（参考）IEAによる世界のデータセンター、AI等の電力需要の見通し

- IEAによれば、世界のデータセンター、AI等による電力需要は、2022年460TWhから2026年ベースケースで800TWhまで増加する見通し（2024年1月時点）。



（出所）IEA “Electricity 2024”（2024年1月24日公表）

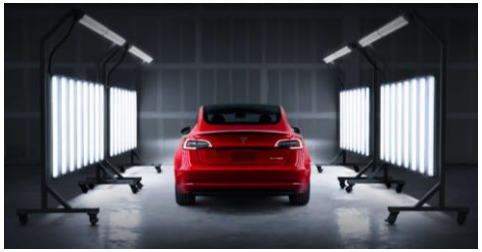
（参考）DX進化によるインパクト

- AIなどのデジタル技術の進化は、我が国が得意としてきた摺り合わせによる高付加価値製品製造ノウハウが計算/設計能力により容易に海外展開が可能となり、計算/設計能力が製造プロセスの鍵を握り、その結果、日本でしか出来ない工程は極小化する可能性（Winner Takes All）。
- 更に、世界で時価総額トップの米国IT企業は、クリーンエネルギーで24時間稼働するデータセンター整備など、GXを前提にしたDXに先手を打つ中、脱炭素電源の制約とそれに起因する「デジタル敗戦」は、産業基盤を根こそぎ毀損する危険性をはらんでいる。
- デジタル技術で容易に複製できない、製造ノウハウの源泉となるマザー工場や、虎の子の開発拠点を国内に備えるとともに、デジタル技術を使いこなす「頭脳」や、大前提としての脱炭素電力供給が立地競争力上、死活的に重要。

【デジタルで変わるものづくり】

Tesla（米）

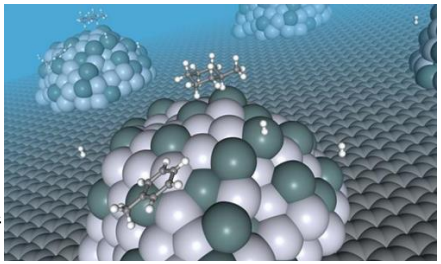
- ソフトウェア重視の自動車を設計。統合ECUの開発に成功し、2022年通期の生産台数は前年同期比で約47%増を実現。



（出所）Teslaホームページ

ENEOS × Preferred Networks（日）

- 独自AI技術を用いた汎用原子レベルシミュレータMatlantis™を開発し、クラウドサービスとして提供。従来手法と比べ10,000倍以上の高速計算が可能に。
- 排ガス浄化触媒や水素吸蔵合金等に必要なレアアース、次世代型太陽電池等で使われるハロゲン元素などにも対応し、温室効果ガス削減やクリーンエネルギーの開発への貢献が期待される。



（出所）ENEOSグループホームページ

【世界をリードする企業はGXでも先行】

Microsoft（米）

- 100%カーボンフリー電源で稼働するデータセンターをスウェーデンに整備。
- 2030年までの「カーボンネガティブ」（排出量＜除去量）達成を目指し、2022年度は合計150万トンの炭素除去クレジットを購入。



（出所）Microsoftホームページ

Apple（米）

- 2018年以来、世界44か国のオフィス、データセンター、直営店の電力を全て再生可能エネルギーにより賄う。
- これまで総額47億ドルをグリーンボンドで調達し、太陽光などの再生可能エネルギーや低炭素アルミニウム生産などに投資。



（出所）Appleホームページ

（参考）幅広い産業における原子力利用の拡大

- 近年、データセンター等の電力需要増を見込んだ海外IT企業による原子力活用や、炭素集約度の高い産業における積極的な原子力活用に向けた動きが報じられている。

IT産業における原子力活用の動き

米Microsoft社

- 2023年6月、**米コンステレーション・エナジー社**（原子力発電事業者）と、**データセンター向けに原子力由来の電力を供給する契約**を締結。

米OpenAI社

- 2023年7月、ChatGPTを開発したOpenAI社のアルトマンCEOは、**米オクロ社**（2015年から同氏が会長を務める革新炉開発ベンチャー）がニューヨーク証券取引所への上場を行う方針を発表。
- 上場で得られた資金は、**液体金属を用いたマイクロ高速炉**「Aurora」の開発に充てられ、**データセンターや産業施設**等を将来顧客として見込んでいる。また、同社は、**NETFLIX社、Apple社、Google社**等との提携を発表している。



オクロ社が開発するマイクロ高速炉「Aurora」
©Oklo Inc.

米Amazon Web Services（AWS）社

- 2024年3月、米Amazon傘下のAWS社は、ペンシルバニア州において、隣接する**原子力発電所から直接電力供給を受けるデータセンター**（キュムラス・データセンター・キャンパス）を購入。

製造業等における原子力活用の動き

加Invest Alberta（外国投資誘致機関）

- **アルバータ州はSMR由来の電力・熱を活用**し、水素製造、オイルサンドからの燃料抽出、化学製品の製造、海水脱塩といった産業の脱炭素化等を推進。
- 2023年3月、**加Invest Alberta**は米ARCクリーン・テクノロジー社のカナダ法人と、**ARC社製の小型モジュール炉（SMR）「ARC-100」の建設と商業化に向けた協力覚書**を締結。

米Nucor社（鉄鋼メーカー）

- 2023年5月、**米NuScale社製のSMR「VOYGER」をベースロード電源**として、**製鋼所にクリーンな電力を供給**する計画を進めるため、同社との協力深化に向けた覚書を締結。

米Dow社（化学メーカー）

- **熱電併給可能な米X-energy社製SMR「Xe-100」4基**を備えた発電所の建築を目指すDow社は、2023年5月、**テキサス州シードリフト市を建設予定地に選定**。



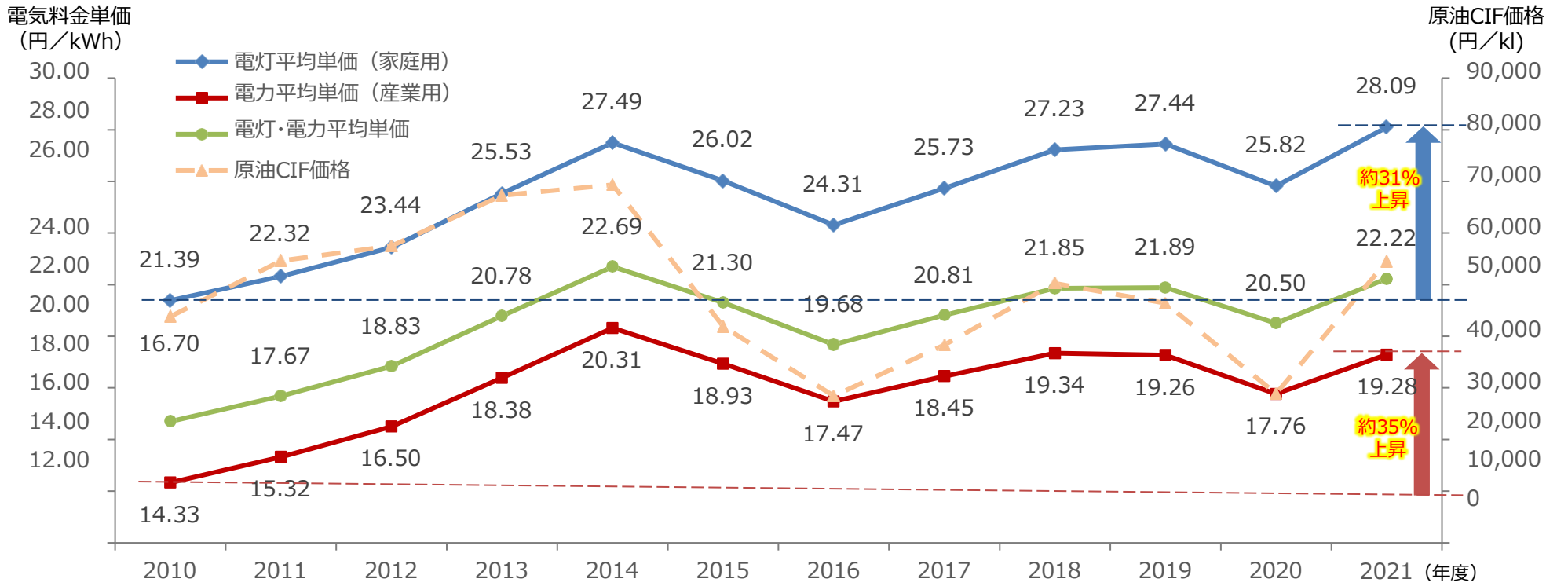
「Xe-100」発電所の完成予想図
©Dow

（出所）各社発表資料等を基に、資源エネルギー庁作成

②経済効率：エネルギー価格の上昇　～電気料金の上昇①（ウクライナ危機前）～

- 東日本大震災前と比べ、2021年度は、**家庭向けは約31%**、**産業向けは約35%上昇**

電気料金平均単価（2010年以降・年別）



※消費税、再エネ賦課金を含む。

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
規制部門の料金改定	–	–	東京↗	北海道↗ 東北↗ 関西↗ 四国↗九州↗	中部↗	北海道↗ 関西↗	–	関西↘	関西↘	九州↘	–	–

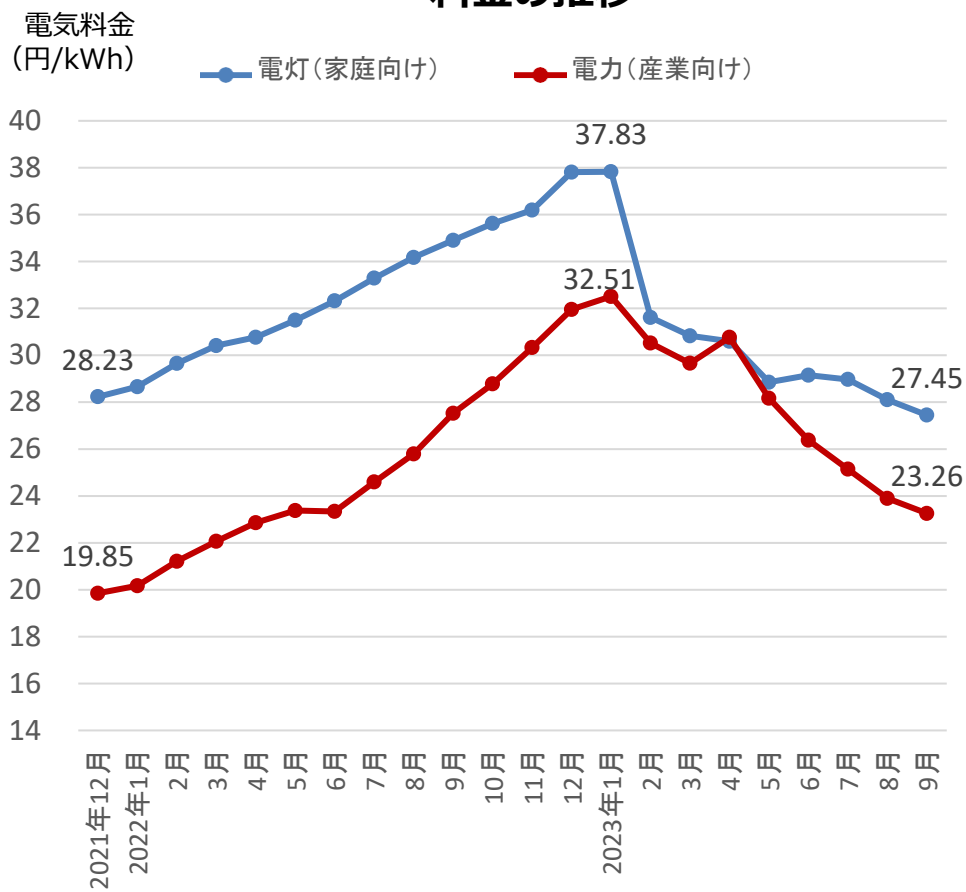
出典：発受電月報、各電力会社決算資料、電力取引報等を基に作成

②経済効率：エネルギー価格の上昇　～電気料金の上昇②（ウクライナ危機後）～

- ウクライナ危機の発生した2022年には、**家庭向け料金は約３割**、**産業向け料金は約６割**上昇。
- 卸市場価格は高騰後、20円/kWh以上で推移していたが、**現状は高騰前水準の10円/kWh以下**で推移。

　⇒　市場価格の高騰により、**一部の新電力は小売電気事業から撤退**。

料金の推移

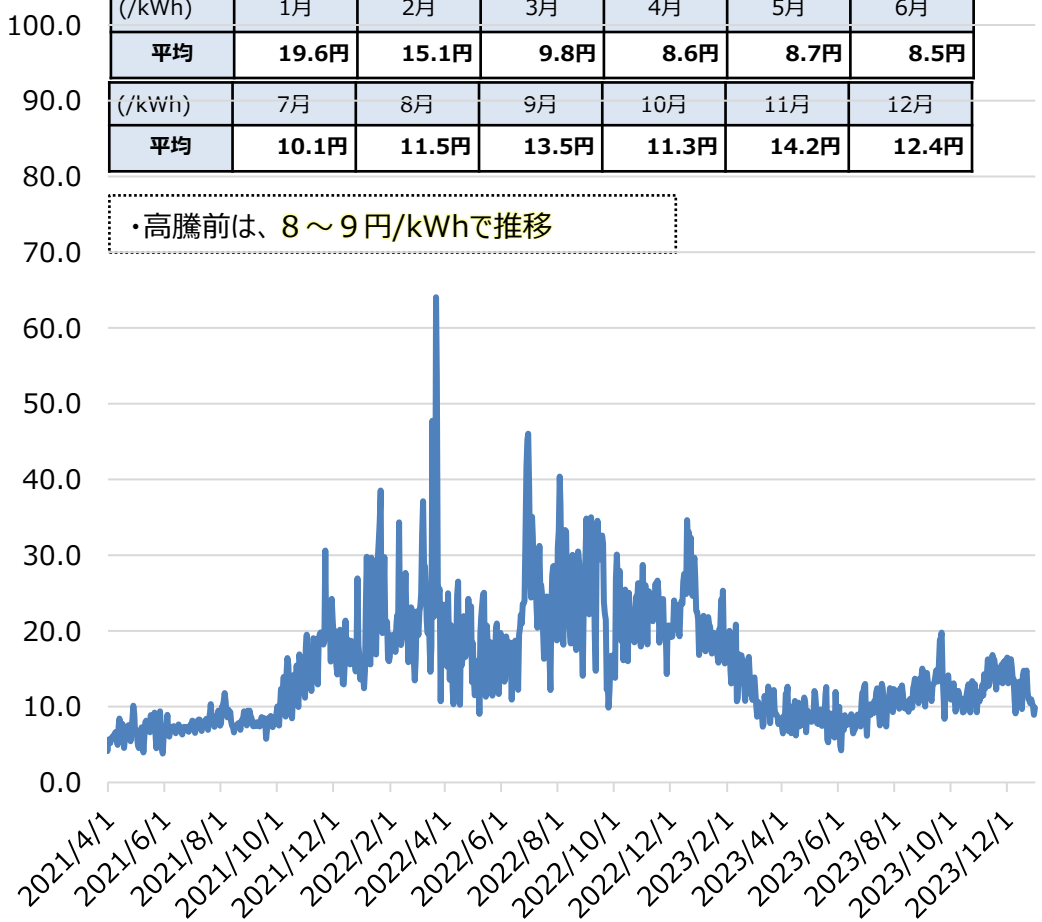


※消費税、再エネ賦課金を含む。
※電灯（家庭向け）は低圧電灯、電力（産業向け）は特別高圧・高圧・低圧電力。
（出所）電力取引報より作成

卸市場価格の推移※１

(/kWh)	1月	2月	3月	4月	5月	6月
平均	19.6円	15.1円	9.8円	8.6円	8.7円	8.5円
(/kWh)	7月	8月	9月	10月	11月	12月
平均	10.1円	11.5円	13.5円	11.3円	14.2円	12.4円

・高騰前は、８～９円/kWhで推移



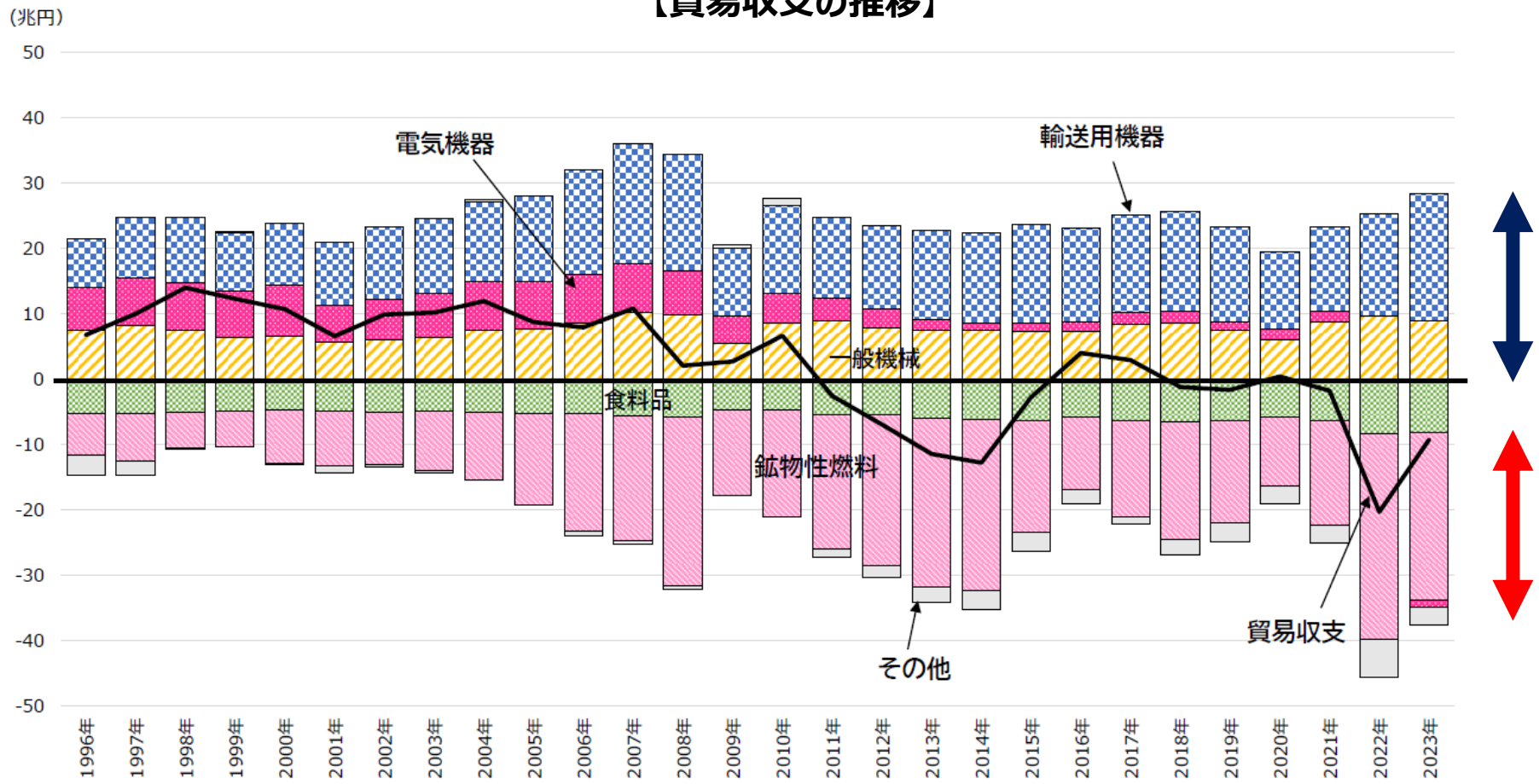
※１　1日48コマの取引（30分単位）の１日ごとの平均。2023年12月31日分まで。

（参考）貿易収支の変遷

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- 自国産エネルギーが乏しく輸入に頼る我が国は、高付加価値品で稼ぐ外貨を化石燃料輸入で費消。2023年には、自動車、半導体製造装置などで稼いだ分（輸送用機器約20兆円＋一般機械約9兆円）の大半を、鉱物性燃料（原油、ガスなど）の輸入（約26兆円）に充てる計算。
- 更に、世界的な脱炭素の潮流により、化石燃料の上流投資は減少傾向。海外に鉱物性燃料の大半を頼る経済構造は、需給タイト化による突然の価格上昇リスクや、特定国に供給を依存するリスクを内包。

【貿易収支の推移】



（出所）国際収支から見た日本経済の課題と処方箋　第１回会合資料（財務省）に太印付記

（参考）電気料金の全国比較：供給区域ごとの2023年度実績単価

- ロシアによるウクライナ侵略開始後の国際的な燃料価格の高騰の影響が残っていた2023年度においては、**原子力発電所の再稼働が進む関西エリアや九州エリアと比べると、他のエリアによっては3割以上の価格の差があった**。

供給区域	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
低圧	28.6	26.6	27.1	25.2	24.2	22.3	25.3	24.1	21.5	26.3
高圧	24.8	25.8	21.8	20.9	23.7	19.8	24.1	21.4	18.2	22.8
特別高圧	23.6	23.8	20.4	19.0	21.4	18.3	21.9	18.9	16.3	24.7
全電圧の加重平均	26.4	25.6	23.5	21.6	23.3	20.3	23.8	22.0	19.1	24.7
エリア毎の原子力発電の比率	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	30.3%	0.0%	16.2%	30.1%	0.0%

※電力取引報を基に、資源エネルギー庁作成。供給区域ごとのすべての事業者の販売額（再エネ賦課金、消費税は除く）÷販売電力量から算出。
※低圧は電灯と電力の合計。
※電力広域的運営推進機関「２０２４年度供給計画の取りまとめ」エリア別発電電力量（送電端）の比率から引用。

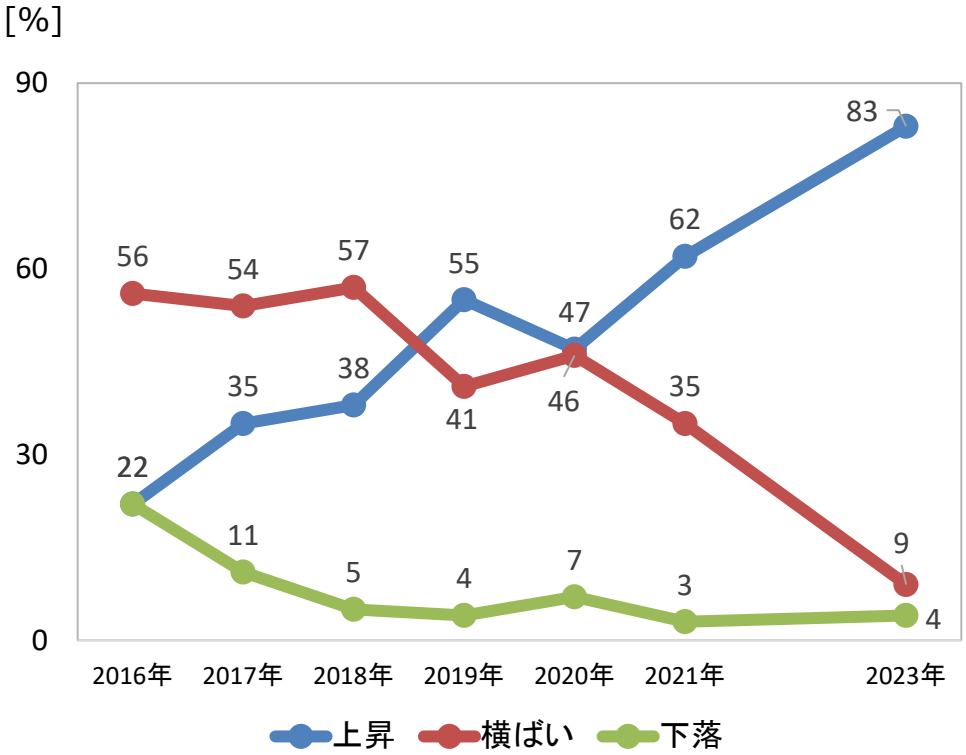
（参考）ドイツにおける電気料金高騰と企業行動

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

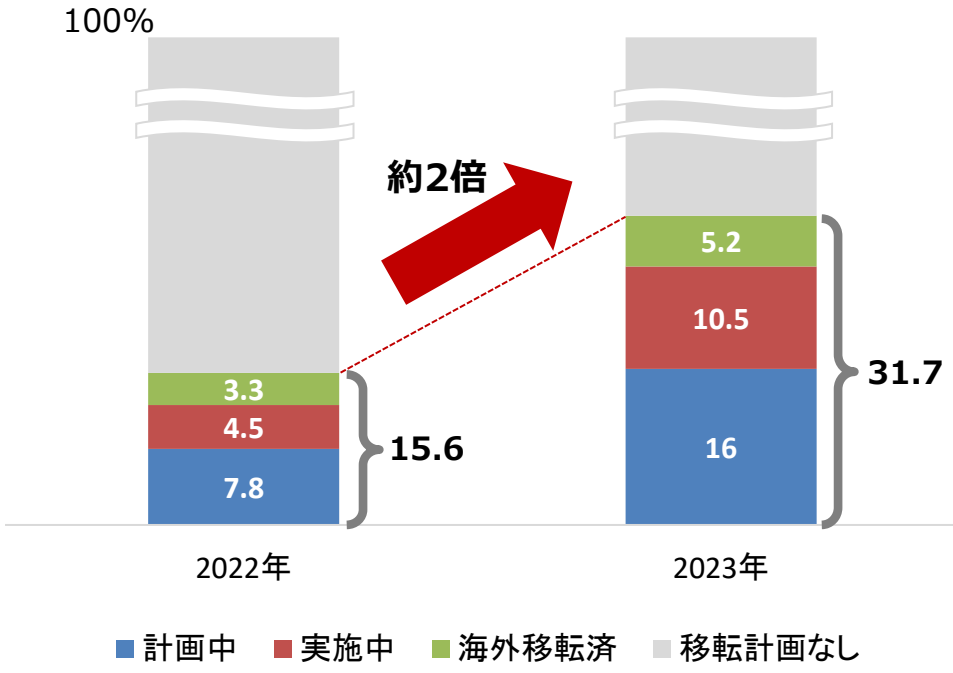
- ドイツは原発停止、ロシア産ガスの輸入激減などにより過去1年間における電気料金上昇を実感する企業が増加。一方で、生産拠点の海外移転を検討する企業も増加。
- エネルギー政策は企業行動に大きな影響を与える可能性が高く、日本も安定的な価格での電力供給、今後はとりわけ脱炭素電源の安定供給確保は急務。

【ドイツにおける電力価格の高騰と企業の生産拠点の海外移転】

過去1年間における企業の電気料金に対する認識の推移



生産拠点の海外移転の検討状況



（出所）ドイツ商工会議所「Energiewende-Barometer 2022」及び「Energiewende-Barometer 2023」から作成。ドイツ国内約3,500企業に対するアンケート結果

2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成するべき性能や価格目標とも一致しない。

1．各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。

2．**2030年**に、**新たな発電設備を更地に建設・運転**した際の**kWh当たりのコスト**を、**一定の前提で機械的に試算**。（**既存の発電設備を運転するコストではない**）。

3．2030年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。

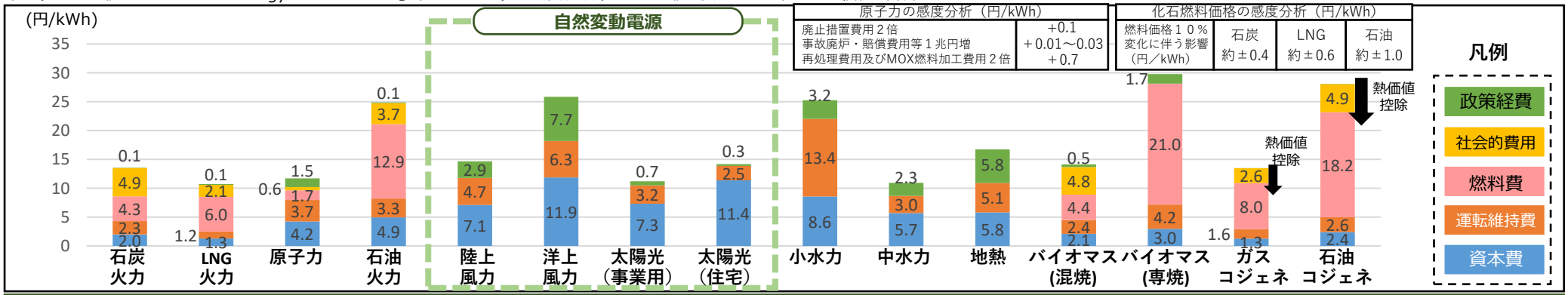
4．事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく**、**立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。

5．**太陽光・風力（自然変動電源）の大量導入**により、**火力の効率低下や揚水の活用などに伴う費用が高まる**ため、これも考慮する必要がある。この費用について、今回は、系統制約等を考慮しない機械的な試算（参考①）に加え、**系統制約等を考慮したモデルによる分析**も実施し、**参考として整理**（参考②）。

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	バイオマス（混焼、5%）	バイオマス（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	13.6～22.4 （13.5～22.3）	10.7～14.3 （10.6～14.2）	11.7～ （10.2～）	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）	16.7 （10.9）	14.1～22.6 （13.7～22.2）	29.8 （28.1）	9.5～10.8 （9.4～10.8）	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。



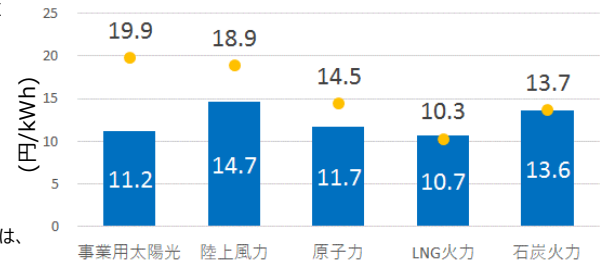
参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算（2015年の手法を踏襲）

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもなお生じる追加費用（火力効率低下や揚水活用等の費用）追加費用として試算。

自然変動電源の導入量・割合※1	生じる追加費用
1450億kWh（15%）程度	年間8,470億円
1850億kWh（20%）程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh（25%）程度	年間1兆4,780億円

※1 検証時点では、洋上風力の時間変動実データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算には、陸上風力の諸元を流用した。

参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算（委員による分析※2）



●2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるコストを計算し、便宜的に、追加した電源で割り戻してkWh当たりのコスト（統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称））を算出。

●どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論していくことが重要。

青　　棒：発電コスト（上の積上げ棒グラフの値と同じ）

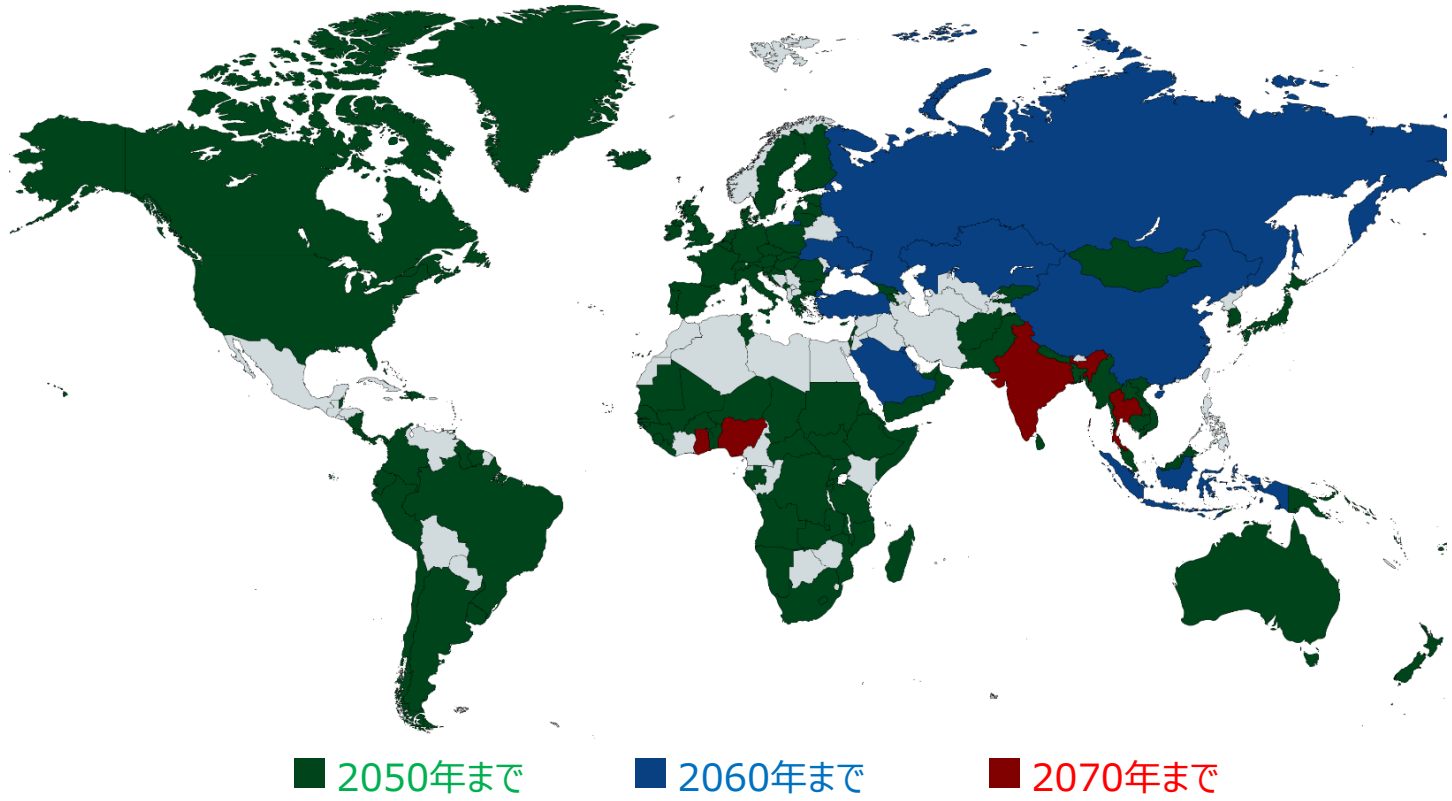
黄色ドット：統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）

※2　第８回発電コスト検証WGにおける委員発表資料より引用。

③環境適合：国際的なカーボンニュートラルの潮流

- COP25終了時点(2019年12月)では、カーボンニュートラルを表明している国はGDPベースで３割に満たない水準であったが、2024年4月には、146ヶ国（G20の全ての国）が年限付きのカーボンニュートラル目標を掲げており、GDPベースで約9割に達している。

期限付きCNを表明する国･地域（2024年4月）



（出典）各国政府HP、UNFCCC NDC Registry、Long term strategies、World Bank database等を基に作成

※グテーレス国連事務総長等の要求により、COP25時にチリが立ち上げた2050年CNに向けて取り組む国･企業の枠組みである気候野心同盟（Climate Ambition Alliance）に参加する国を含む場合、163ヵ国。

（参考）地球温暖化による災害リスク

- **IPCC（気候変動に関する政府間パネル）によれば**、既に産業革命以前より約１℃上昇。現在のトレンドが続けば**この先数十年で1.5℃上昇**。**長期的な正味CO2排出ゼロが必要**
- 個々の気象災害と地球温暖化との関係を明らかにすることは容易ではないが、**国内外で極端な大雨や記録的な猛暑が発生**。**今後、大雨や猛暑等のリスクが増加**すると予測

IPCC 1.5℃特別報告書（2018）

- 人為起源による気温上昇は、産業革命以前と比較して約1°Cに到達。現在のトレンドが続けば、2030年から2052年の間で1.5℃を超える。
- 1.5℃で安定化を図るためには、CO2排出量が急速に削減し、2030年までに対2010年比で約45%減少、2050年近辺までに正味ゼロに到達が必要。２℃で安定化を図る場合には、CO2排出量を2030年までに約20%削減し、2075年近辺に正味ゼロに達することが必要。
- 1.5°Cで安定化を図るための緩和コストは、2°Cシナリオよりも平均で3～4倍高い。

IPCC 海洋・雪氷圏特別報告書（2019）

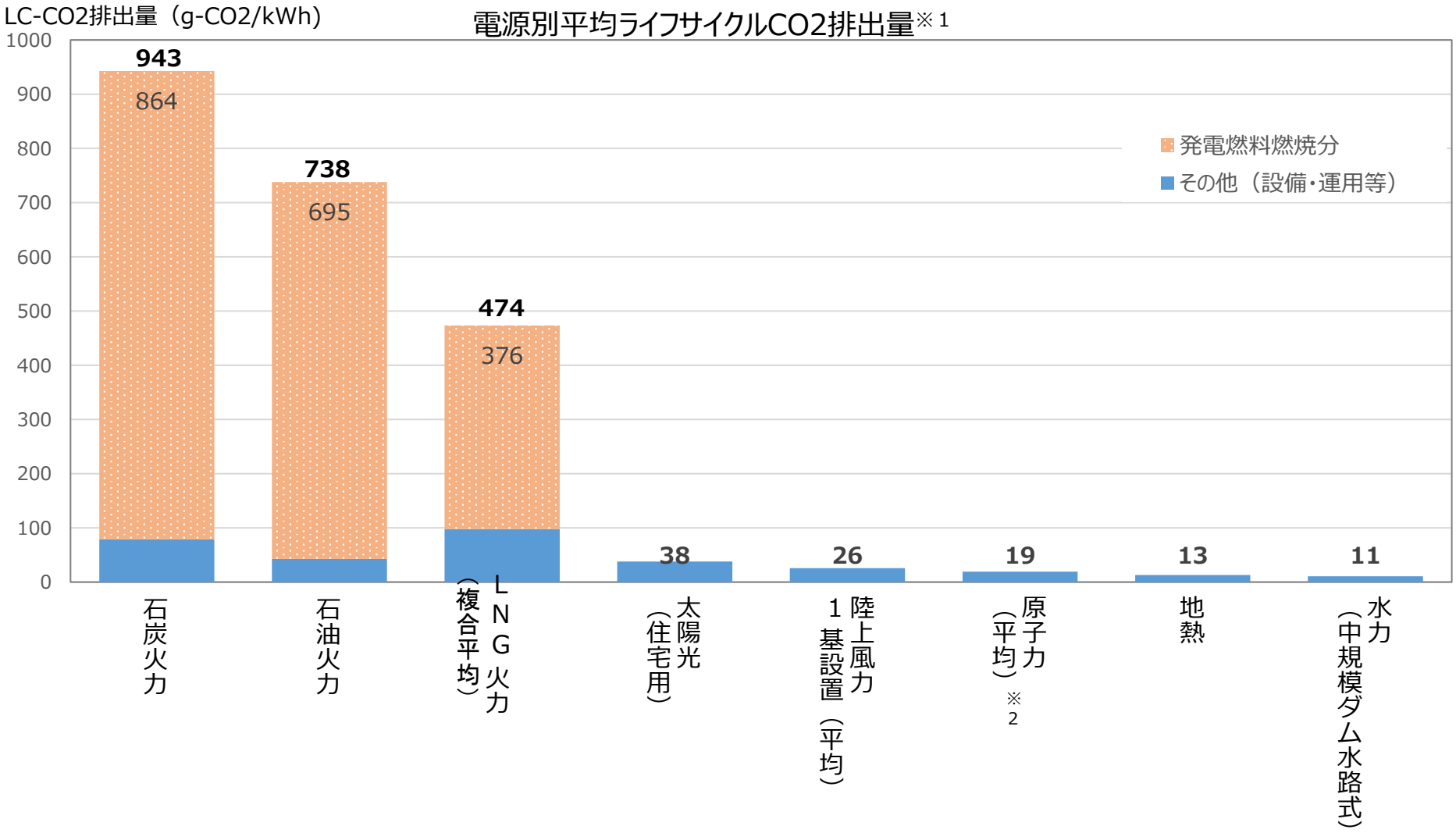
- 世界平均海面水位の上昇は低排出シナリオにおいて2100年に1986年～2005年と比べて0.43m、高排出シナリオにおいて2100年に0.84mが予測される。

気象庁気象研究所などによる発表

- 地球温暖化を考慮しなければ、2018年のような猛暑は起こりえなかった。
- 世界の気温上昇が２℃に抑えられたとしても、国内での猛暑日の発生回数は現在の1.8倍となる。
- 2018年の西日本豪雨についても、温暖化により、降水量が6～7%程度増加した可能性あり。（123地点で降雨量の記録が更新されたが、温暖化がなければ100地点未満にとどまっていた可能性）

<出典>
*1 第２回 異常豪雨の頻発化に備えたダムの洪水調節機能に関する検討会、第２回 実行性のある避難を確保するための土砂災害対策検討委員会、平成30年7月豪雨で発生した前線 中北委員資料
*2平成30年７月の記録的な猛暑に地球温暖化が与えた影響と 猛暑発生の将来見通し
*3 *special report on the impacts of global warming of 1.5 °C*

（参考）再生可能エネルギーや原子力は脱炭素電源



（出所）電力中央研究所「日本の発電技術のライフサイクルCO2排出量総合評価」（2016年7月）を基に、資源エネルギー庁加工

※１：技術カテゴリ毎に算出した生涯発電電力量あたりのLC-CO2排出量を、各技術カテゴリに属するプラントの2008年度末の総設備容量で加重平均したもの

※２：原子力は、使用済燃料再処理、プルサーマル利用、高レベル放射性廃棄物処分等を含めて算出

カーボンニュートラルには世界の再エネを６倍に　～世界の「断層的変動」～

第２回GX実行会議資料
（令和4年8月24日）資料１
（抜粋）

- 国際エネルギー機関(IEA)によると、**2050年カーボンニュートラル実現には世界の再エネを約6倍**

3. 2050年カーボンニュートラルに向けた再エネの伸長

（１）国際エネルギー機関（IEA）分析では、国際的に再エネを主力電源と位置づけるシナリオが主。

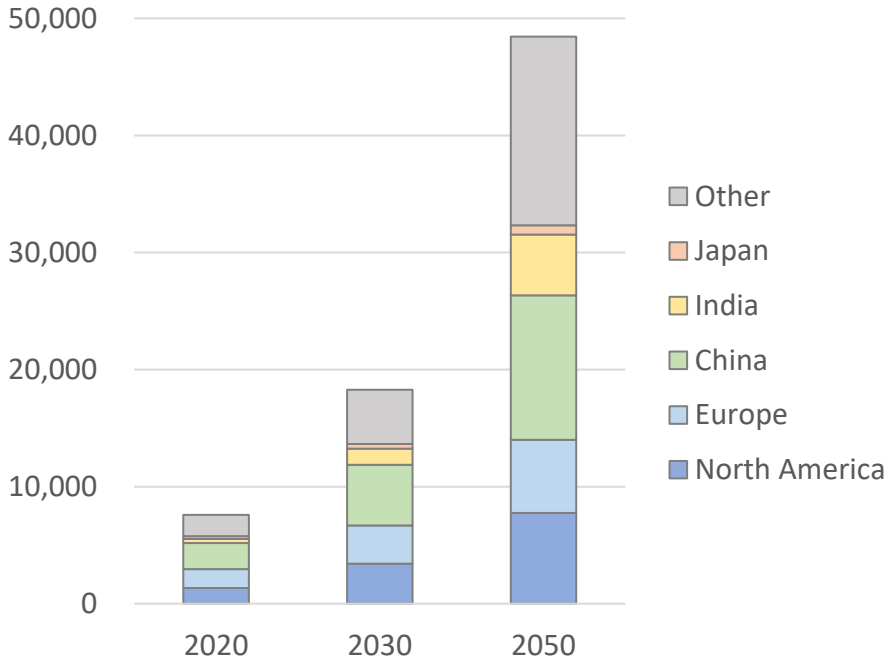
①2050年のCN実現には、再エネの発電量を足元と比べて約6倍とすることが必要。

②再エネの発電コストは国際的に、既存電源と比べて競争力を持ち始めているものも多い。

※ 他方、変動性再エネを導入する際は、蓄電池導入・系統増強などが別途必要

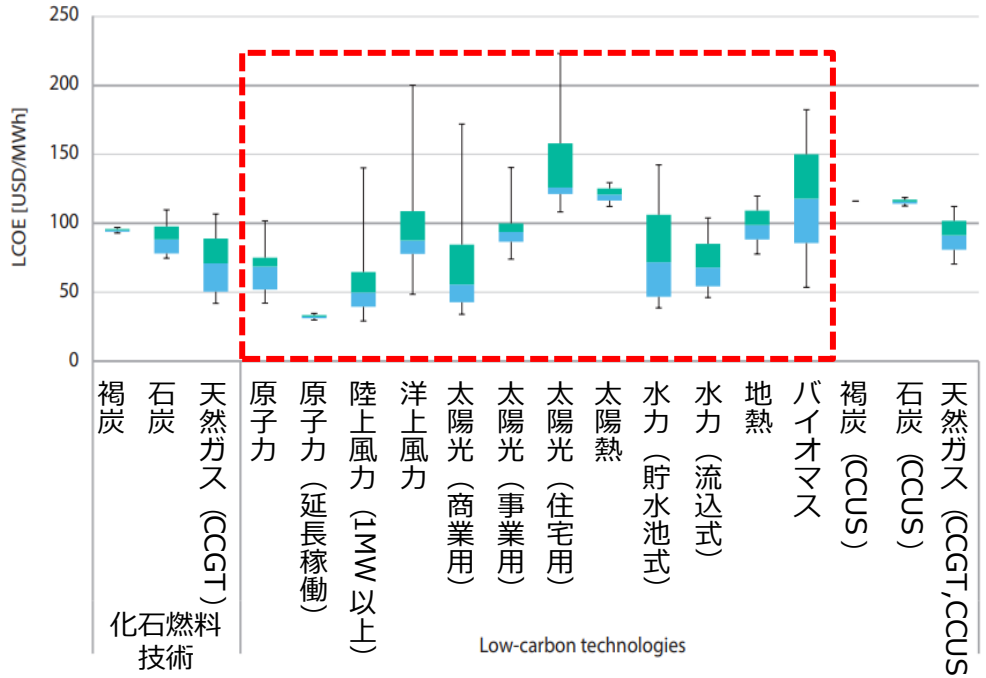
（２）世界の太陽光パネルの生産量の約7割は中国であり、世界の風力発電タービンメーカーシェアにおいても中国は約5割を占めている。

2050年における再エネの発電量見通し



出所：IEA「World Energy Outlook 2021」

電源ごとの発電コスト比較（2020年）



出所：IEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition」（2020）

カーボンニュートラルには世界の原子力を２倍に ～世界の「断層的変動」～

第２回GX実行会議資料
（令和4年8月24日）資料１
（抜粋）

- 国際エネルギー機関(IEA)によると、**2050年カーボンニュートラル実現には世界の原子力を約2倍**

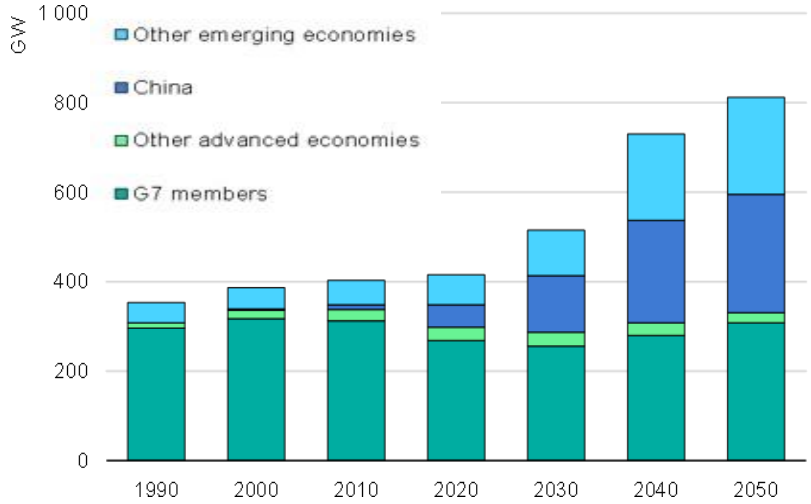
4. 2050年カーボンニュートラルに向けた原子力発電の見直し

（１）国際エネルギー機関（IEA）分析では、将来に向けた原子力の重要性が拡大。
①2050年のCN実現には、原子力発電の設備容量の倍増が必要。
②原子力の長期運転により、他の低炭素技術と比べても大幅なコスト削減が見込まれる。

（２）他方、世界の原子力市場（軽水炉）では、建設・計画中の約６割をロシア・中国が占める。
両国は、革新炉の分野においても、英米仏に先駆けて開発・実証を推進中。

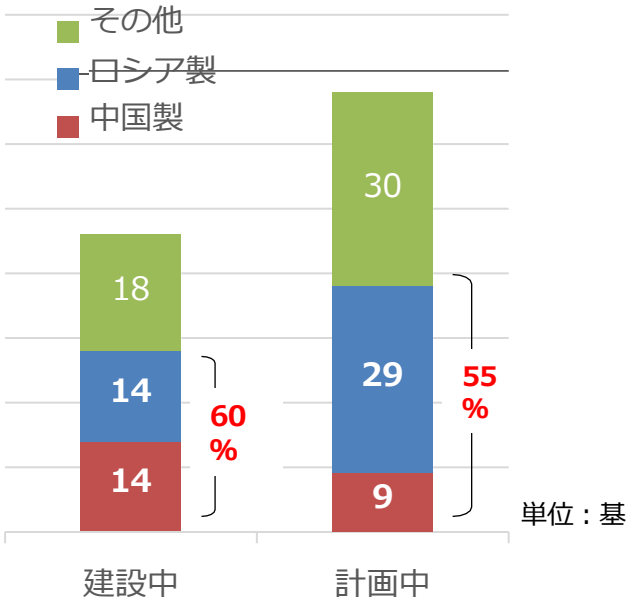
「ネット排出ゼロシナリオ」における
原子力発電の設備容量見通し

（2022年: 413GW ⇒ 2050年: 812GW）



出所：IEA「Nuclear Power and Secure Energy Transitions: From Today's Challenges to Tomorrow's Clean Energy System」（2022）

世界市場での中露のシェア



出所：日本原子力産業協会
「世界の原子力発電開発の動向2021」を基に経済産業省作成

【参考】世界の原子力利用国の状況

2024年6月時点

将来的に利用

現在、原子力を利用

28カ国

- 米国 [94/0]
- フランス [56/1]
- 中国 [56/25]
- ロシア [36/4]
- 韓国 [26/2]
- インド [20/7]
- カナダ [19/0]
- ウクライナ [15/2]
- 英国 [9/2]
- スウェーデン [6/0]
- チェコ [6/0]
- パキスタン [6/0]
- スロバキア [5/1]
- フィンランド [5/0]
- ハンガリー [4/0]
- アルゼンチン [3/1]
- 南アフリカ [2/0]
- ブラジル [2/1]
- ブルガリア [2/0]
- メキシコ [2/0]
- ルーマニア [2/0]
- オランダ [1/0]
- アルメニア [1/0]
- イラン [1/1]
- UAE [4/0]
- ベラルーシ [2/0]
- スロベニア [1/0]
- 日本

凡例：[運転中の基数 / 建設中の基数]
「運転中の基数」＝IAEAにより ”In Operation“と紹介されている基数
「建設中の基数」＝IAEAにより ” Under Construction“と紹介されている基数

将来的に利用

16カ国

- インドネシア
- ウズベキスタン
- エジプト[4]
- カザフスタン
- ガーナ
- サウジアラビア
- シリア
- リトアニア
- トルコ[4]
- ナイジェリア
- バングラディシュ[2]
- フィリピン
- ポーランド
- イタリア
- モロッコ
- ヨルダン

凡例：[建設中の基数]
「建設中の基数」＝IAEAにより
” Under Construction“と紹介されている基数

現在、原子力を利用

4カ国・地域

- スペイン [7]（2020年政府発表／2035年閉鎖）
- ベルギー [5]（2003年法制化／2035年閉鎖）
- スイス [4]（2017年法制化／－）
- 台湾 [2]（2016年政府発表／2025年閉鎖）

（脱原発決定年／脱原発予定年）

凡例：[運転中の基数]
「運転中の基数」＝IAEAにより ”In Operation“と紹介されている基数

現在、原子力を利用せず

4カ国

- ドイツ（2002年法制化／2023年閉鎖）
- オーストリア（1978年法制化）
- オーストラリア（1998年法制化）
- マレーシア（2018年首相発言）

将来的に非利用

出所：IAEA Power Reactor Information System ホームページ等を基に、資源エネルギー庁作成
（注）主な国・地域を記載

（参考）COP28

- COP28の決定文書では、世界の進捗と1.5℃目標には隔たりがあり緊急的な行動が必要であること、世界全体で再エネ３倍・省エネ改善率を２倍へ拡大、化石燃料からの移行などに合意。

COP28/GSTの概要

- 1.5℃目標の達成に向けて**緊急的な行動が必要**。
- 2030年までに**再エネ発電容量を世界全体で3倍**、**省エネ改善率を世界平均で2倍**へ拡大。
- 排出削減が講じられていない**石炭火力フェーズダウン加速**
- 2050年ネットゼロに向けた**化石燃料からの移行**
- **再エネ**、**原子力**、**CCUSなどのCO2除去技術**、**低炭素水素**などを含むゼロ・低排出技術の**加速**



原子力3倍宣言の概要



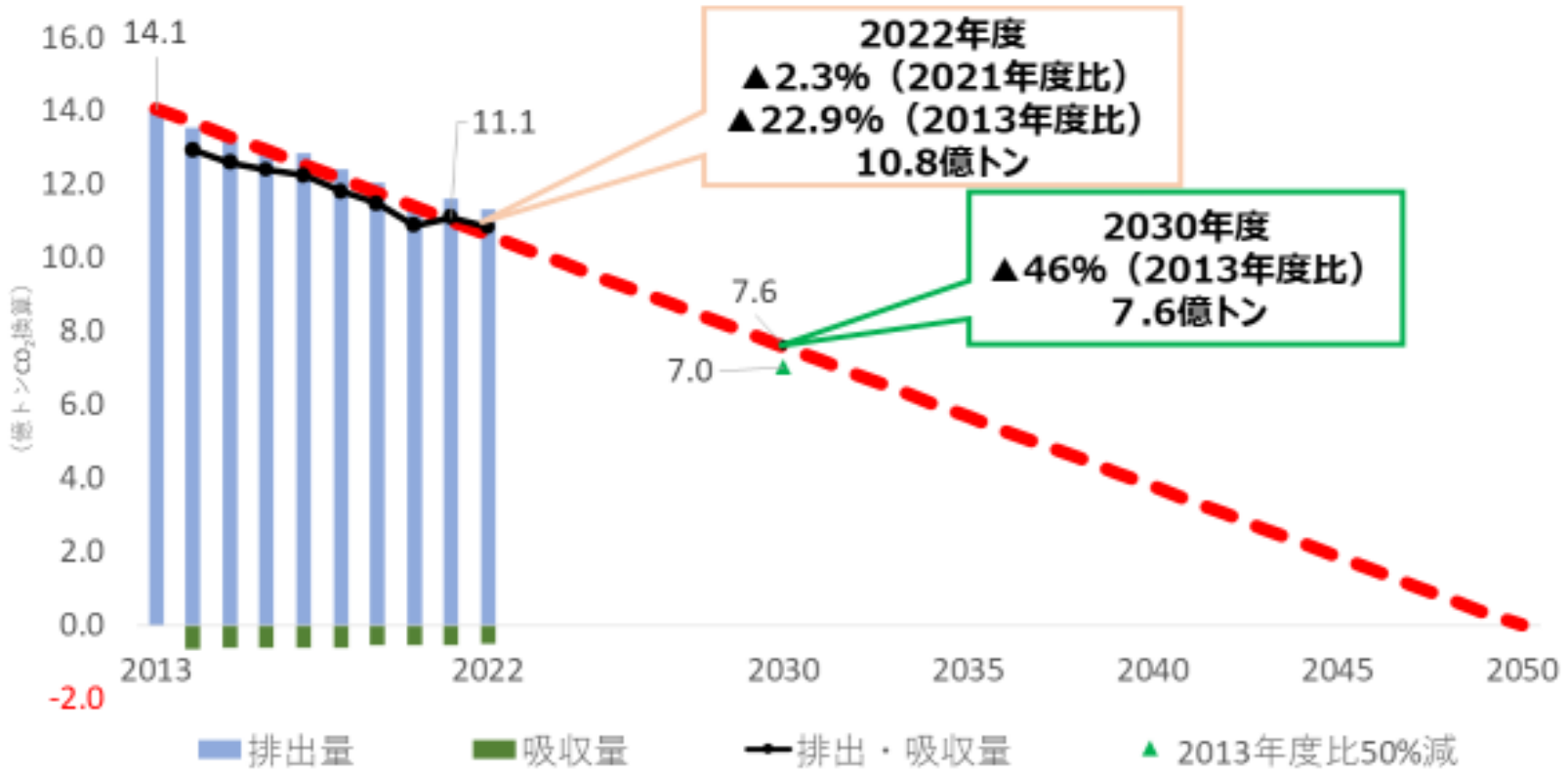
気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の分析によれば、**平均1.5℃シナリオでは、2020年から2050年にかけて、世界の原子力発電設備容量が約3倍に増加することを認識**し、（中略）

各参加国の異なる国内事情を認識しつつ、**2050年までに2020年比で世界全体の原子力発電容量を３倍にするという野心的目標に向けた協働にコミット**する。

日本の排出削減の進捗

2030年度目標及び2050ネットゼロに対する進捗

- 2022年度の我が国の温室効果ガス排出・吸収量は約10億8,500万トン（CO_2換算）となり、2021年度比2.3%減少（▲約2,510万トン）、2013年度比22.9%減少（▲約3億2,210万トン）。
- 過去最低値を記録し、オントラック（2050年ネットゼロに向けた順調な減少傾向）を継続。



出所：環境省公表資料（2024年4月12日）より抜粋

目次

１．エネルギーを巡る状況

２．GXの実現に向けた今後のエネルギー政策

３．各分野の政策

４．原子力政策

2030年エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）

- 2030年に、エネルギー起源CO2を45%削減（温室効果ガス46%削減）するため、**再エネを現在の20%程度から36～38%、原子力を現在の5%程度から20～22%**に。

安全性(Safety)

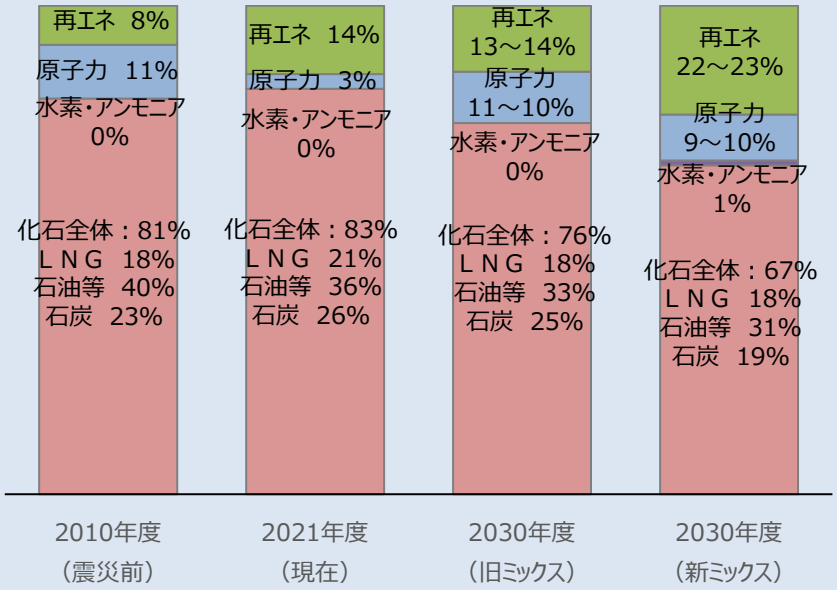
＋

安定供給 (Energy Security)
自給率：30%程度
（旧ミックスでは概ね25%程度）

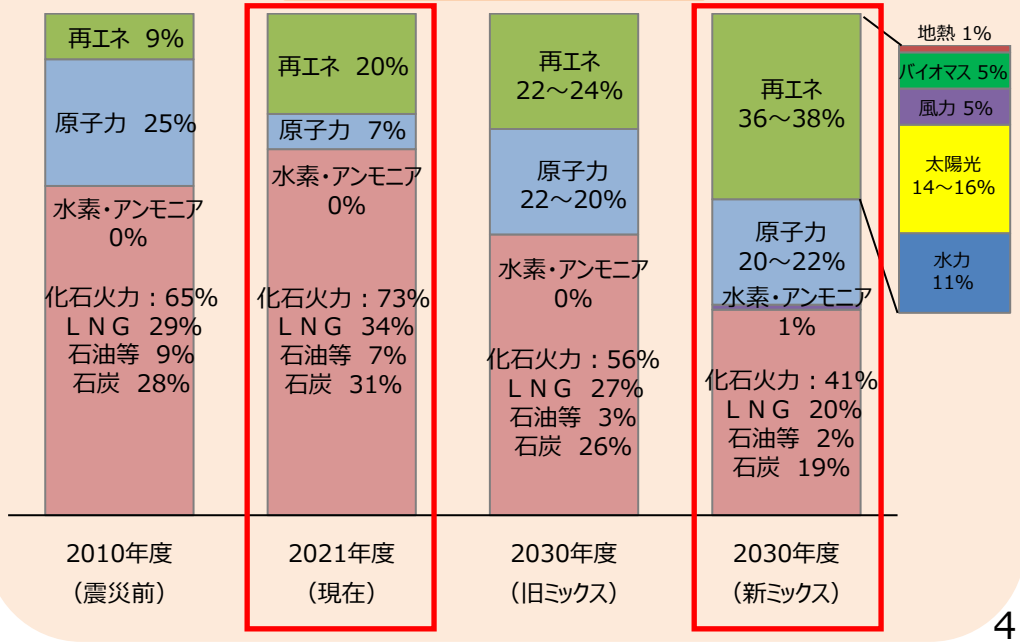
経済効率性 (Economic Efficiency)
電力コスト：8.6～8.8兆円程度
（旧ミックスでは9.2～9.5兆円程度）

環境適合 (Environment)
エネルギー起源CO2　45%削減
（旧ミックスでは25%削減）

一次エネルギー供給

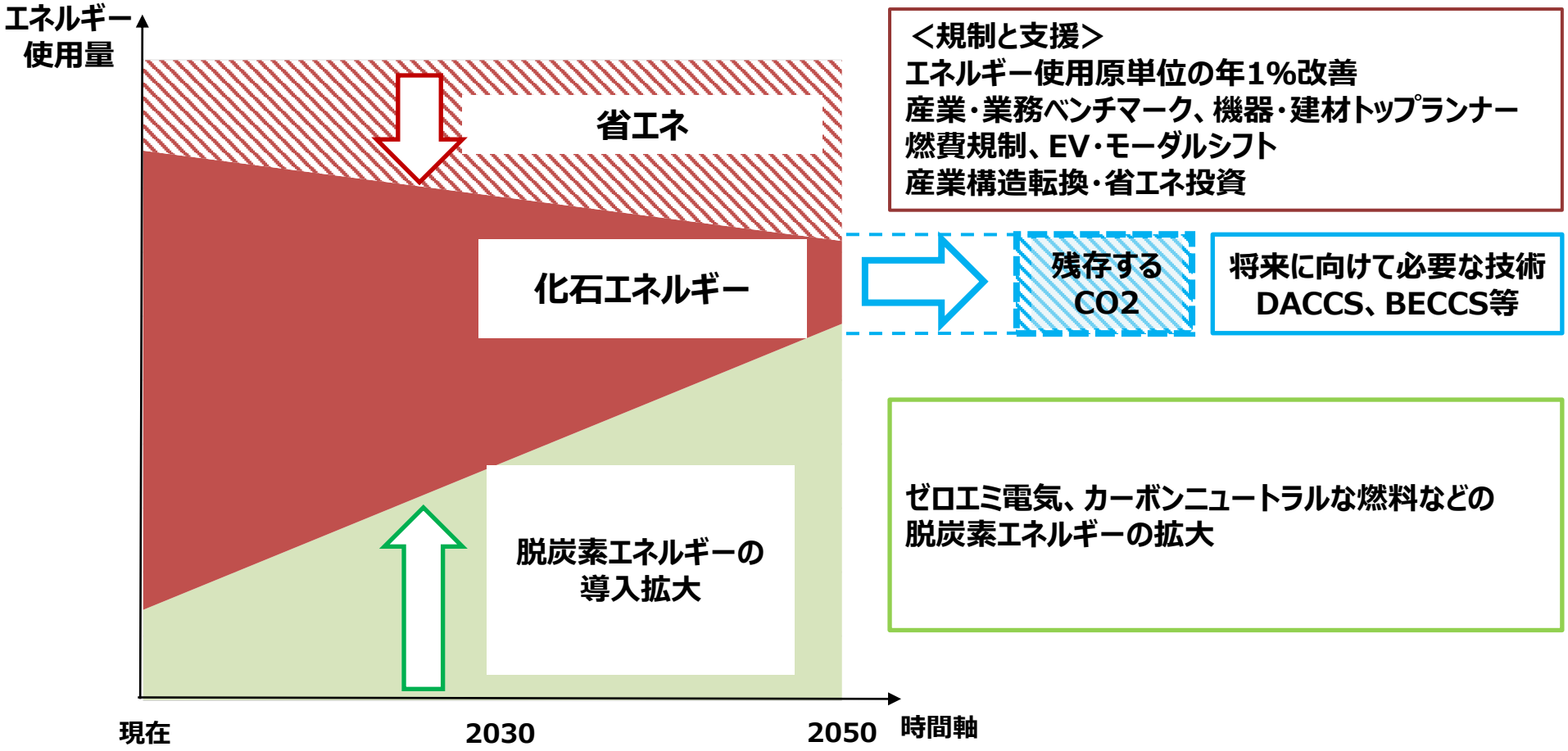


電源構成



2050年カーボンニュートラルに向けた取組のイメージ

- 供給側では、**徹底した省エネ**に加えて、再エネ電気や水素等の**脱炭素エネルギーの導入を拡大**していくことが必要
- 需要側においても、**省エネ**を進めつつ、供給側の脱炭素化を踏まえた**電化・水素化等のエネルギー転換**を促進していくことが必要



※令和3年4月13日　総合資源エネルギー調査会基本政策分科会資料から抜粋・加工

脱炭素成長型経済構造移行推進戦略【GX推進戦略】（令和5年7月 閣議決定）

■ 世界各国でグリーン・トランスフォーメーション（GX）実現に向けた投資競争が加速する中で、我が国として2050年カーボンニュートラル等の国際公約と産業競争力強化・経済成長を同時に実現していくため、**今後10年間で150兆円を超える官民のGX投資**を行う。

■ 2022年７月に発足した「GX実行会議」（総理が議長）での議論を経て、2023年５月に２本のGX関連法が成立、2023年７月に以下を内容とする**「GX推進戦略」を閣議決定**。

１．エネルギー安定供給の確保を大前提としたGXの取組

①徹底した省エネの推進

- 複数年の投資計画に対応できる省エネ補助金の創設
- 省エネ効果の高い断熱窓、住宅省エネ化への支援強化

②再エネの主力電源化

- 次世代型太陽電池（ペロブスカイト）や浮体式洋上風力の社会実装化

③原子力の活用

- 安全性の確保を大前提に、**廃炉を決定した原発の敷地内での次世代革新炉への建て替えを具体化**
- 原子力規制委員会による厳格な審査・検査が行われることを前提に、40年+20年の運転期間制限を設けた上で、**一定の停止期間に限り運転期間のカウントから除外**を認める

④その他の重要事項

- **水素・アンモニア**と既存燃料との価格差に着目した支援
- カーボンリサイクル燃料（メタネーション、SAF、合成燃料等）、蓄電池等について、研究開発・設備投資等を推進

２．「成長志向型カーボンプライシング構想」等の実現・実行

①GX経済移行債を活用した、今後10年間で20兆円規模の先行投資支援

産業競争力強化・経済成長と排出削減の両立に貢献する分野を対象に、規制・制度措置と一体的に講じる

②成長志向型カーボンプライシングによるGX投資推進

i. **排出量取引制度**の本格稼働 **【2026年度～】**

ii. 発電事業者に**有償オークション**導入**【2033年度～】**

iii. 炭素に対する**賦課金制度**の導入**【2028年度～】**

※上記を一元的に執行する主体として「**GX推進機構**」を創設

③新たな金融手法の活用

④国際展開戦略

⑤社会全体のＧＸの推進（公正な移行、需要側からのＧＸの推進、中堅・中小企業のGXの推進）

脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に関する法律【ＧＸ推進法】の概要

背景・法律の概要

✓ 世界規模で**グリーン・トランスフォーメーション（GX）実現に向けた投資競争が加速**する中で、我が国でも**2050年カーボンニュートラル**等の国際公約と**産業競争力強化・経済成長を同時に実現**していくためには、**今後10年間で150兆円を超える官民のGX投資**が必要。

✓ 2022年12月にGX実行会議で取りまとめられた「GX実現に向けた基本方針」に基づき、（１）**GX推進戦略**の策定・実行、（２）**GX経済移行債**の発行、（３）**成長志向型カーボンプライシング**の導入、（４）**GX推進機構**の設立、（５）**進捗評価と必要な見直し**を法定。

（１）GX推進戦略の策定・実行

- 政府は、GXを総合的かつ計画的に推進するための**戦略（脱炭素成長型経済構造移行推進戦略）を策定**。戦略は**GX経済への移行状況を検討し**、**適切に見直し**。【第６条】

（２）GX経済移行債の発行

- 政府は、**GX推進戦略の実現に向けた先行投資を支援**するため、2023年度（令和５年度）から10年間で、**GX経済移行債（脱炭素成長型経済構造移行債）を発行**。【第７条】

※ 今後10年間で20兆円規模。エネルギー・原材料の脱炭素化と収益性向上等に資する革新的な技術開発・設備投資等を支援。

- GX経済移行債は、**化石燃料賦課金・特定事業者負担金**により償還。（2050年度（令和32年度）までに償還）。【第８条】

※ GX経済移行債や、化石燃料賦課金・特定事業者負担金の収入は、エネルギー対策特別会計のエネルギー需給勘定で区分して経理。必要な措置を講ずるため、本法附則で特別会計に関する法律を改正。

（３）成長志向型カーボンプライシングの導入

- **炭素排出に値付け**をすることで、GX関連製品・事業の付加価値を向上。
  ⇒ 先行投資支援と合わせ、**GXに先行して取り組む事業者にインセンティブが付与される仕組み**を創設。

※ ①②は、直ちに導入するのではなく、GXに取り組む期間を設けた後で、エネルギーに係る負担の総額を中長期的に減少させていく中で導入。（低い負担から導入し、徐々に引上げ。）

① 炭素に対する賦課金（化石燃料賦課金）の導入

- **2028年度（令和10年度）**から、経済産業大臣は、**化石燃料の輸入事業者等**に対して、輸入等する化石燃料に由来する**CO2の量に応じて、化石燃料賦課金を徴収**。【第11条】

② 排出量取引制度

- **2033年度（令和15年度）**から、経済産業大臣は、**発電事業者**に対して、一部有償で**CO2の排出枠**（量）を割り当て、その量に応じた**特定事業者負担金**を徴収。【第15条・第16条】
- 具体的な**有償の排出枠の割当てや単価は、入札方式（有償オークション）**により、決定。【第17条】

（４）GX推進機構の設立

- **経済産業大臣の認可**により、**GX推進機構（脱炭素成長型経済構造移行推進機構）を設立**。

（GX推進機構の業務）【第54条】
① **民間企業のGX投資の支援**（金融支援（債務保証等））
② **化石燃料賦課金・特定事業者負担金の徴収**
③ **排出量取引制度の運営**（特定事業者排出枠の割当て・入札等）　等

（５）進捗評価と必要な見直し

- **GX投資等の実施状況・CO2の排出に係る国内外の経済動向**等を踏まえ、**施策の在り方について検討**を加え、その結果に基づいて**必要な見直し**を講ずる。
- **化石燃料賦課金や排出量取引制度に関する詳細の制度設計**について**排出枠取引制度の本格的な稼働のための具体的な方策**を含めて検討し、**この法律の施行後２年以内に、必要な法制上の措置を行う**。【附則第11条】

※本法附則において改正する特別会計に関する法律については、平成28年改正において同法第88条第１項第２号ニに併せて手当する必要があった所要の規定の整備を行う。

（参考）世界各国はGXの取組を産業政策として加速

第7回GX実行会議
資料１を抜粋・一部改変

- 米インフレ削減法、EUグリーンディール産業計画等に加え、ドイツなど各国での新たな投資促進政策の動きが加速。

① 米国

インフレ削減法（2022年８月）：国による約50兆円の支援

✓ 10年間にわたる政府支援へのコミットにより、予見可能性確保

✓ 初期投資支援だけでなく、生産量に比例した形での投資促進策
（例.蓄電池セル：35$/kWhの生産比例型投資減税）

② EU

EU-ETS（2005年～）、グリーン・ディール産業計画（2023年２月）、ネット・ゼロ産業法案・重要原材料法案（2023年３月）等：官民で約140兆円の投資

✓ EU-ETS（排出量取引制度）等の有効活用、CBAMの導入(2026年1月本格適用開始)

✓ 日米等の政策動向を踏まえた、域内投資の拡大に向けたネット・ゼロ産業法案等の発表
（例. 再エネ・蓄電池等の重要技術の域内自給率を40%超とする目標等）

③ ドイツ

気候変革基金（2023年８月）：国による約30兆円の支援

✓ 水素、半導体、蓄電池などへの支援、化石燃料暖房交換補助金など、2024年から2027年までに約1900億ユーロ（約30兆円）炭素価格を踏まえた補助（気候保護契約）は、2024年3月より入札開始。

④ 中国

3060目標（2020年9月）【 支援の詳細未公表 】

✓ 習近平国家主席は2020年9月、2030年までのカーボンピークアウト、2060年までの実質的なカーボンニュートラル達成目標を表明。

✓ 「2030年までのカーボンピークアウトに向けた行動方案」（国務院）では、2030年までに、風力・太陽光発電を12億kW以上、新エネ・クリーンエネを動力とする交通機関の割合を約40%にし、陸上輸送の石油消費をカーボンピークアウトさせることなどが示された。

GX経済移行債による投資促進策（案）

		官民投資額	GX経済移行債による主な投資促進策	措置済み（R4補正～R5補正）【約3兆円】	R6FY以降の支援額（国庫債務負担行為込）※R6FY予算額:緑下線	備考 ※設備投資（製造設備導入）支援の補助率は、原則中小企業は1/2、大企業は1/3
製造業	鉄鋼 化学 紙パルプ セメント	3兆円～ 3兆円～ 1兆円～ 1兆円～	・製造ﾌﾟﾛｾｽ転換に向けた設備投資支援（革新電炉、分解炉熱源のｱﾝﾓﾆｱ化、ｹﾐｶﾙﾘｻｲｸﾙ、ﾊﾞｲｵｹﾐｶﾙ、CCUS、ﾊﾞｲｵﾘﾌｧｲﾅﾘｰ等への転換）		**5年:4,844億円** （327億円）	・4分野（鉄、化学、紙、セメント）の設備投資への支援総額は**10年間で1.3兆円規模** ・別途、GI基金での水素還元等のR&D支援、ｸﾞﾘｰﾝｽﾁｰﾙ/ｸﾞﾘｰﾝｹﾐｶﾙの生産量等に応じた税額控除を措置
運輸	自動車	34兆円～	・電動車（乗用車）の導入支援 ・電動車（商用車）の導入支援	2,191億円 545億円		・別途、GI基金での次世代蓄電池・ﾓｰﾀｰ、合成燃料等のR&D支援、EV等の生産量等に応じた税額控除を措置
	蓄電池	7兆円～	・生産設備導入支援	5,974億円	**2,300億円** （2,300億円）	・2,300億円は経済安保基金への措置 ・別途、GI基金での全固体電池等へのR&D支援を措置
			・定置用蓄電池導入支援		**3年:400億円** （85億円）	
	航空機	4兆円～	・次世代航空機のコア技術開発			・年度内に策定する「次世代航空機戦略」を踏まえ検討 ・別途、GI基金でのSAF、次世代航空機のR&D支援、SAFの生産量等に応じた税額控除を措置
	SAF	1兆円～	・SAF製造・ｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝ整備支援		**5年:3,368億円** （276億円）	
	船舶	3兆円～	・ｾﾞﾛｴﾐｯｼｮﾝ船等の生産設備導入支援		**5年:600億円** （94億円）	・別途、GI基金でのアンモニア船等へのR&D支援を措置
くらし等	くらし	14兆円～	・家庭の断熱窓への改修 ・高効率給湯器の導入 ・商業・教育施設等の建築物の改修支援	2,350億円 580億円 339億円		・自動車等も含め、**3年間で2兆円規模**の支援を措置（GX経済移行債以外も含む）
	資源循環	2兆円～	・循環型ﾋﾞｼﾞﾈｽﾓﾃﾞﾙ構築支援		**3年:300億円** （85億円）	・別途、GI基金での熱分解技術等へのR&D支援を措置
	半導体	12兆円～	・ﾊﾟﾜｰ半導体等の生産設備導入支援 ・AI半導体、光電融合等の技術開発支援	4,329億円 1,031億円		・別途、GI基金でのパワー半導体等へのR&D支援を措置
エネルギー	水素等	7兆円～	・既存原燃料との価格差に着目した支援		**5年:4,570億円** （89億円）	・価格差に着目した支援策の総額は供給開始から**15年間で3兆円規模** ・別途、GI基金でのｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝのR&D支援を措置 ・拠点整備は別途実施するFSを踏まえて検討
			・水素等の供給拠点の整備			
	次世代再エネ	31兆円～	・ﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄ太陽電池、浮体式洋上風力、水電解装置のｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝ構築支援と、ﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄの導入支援		**5年:4,212億円** （548億円）	・設備投資等への支援総額は**10年間で１兆円規模** ・別途、GI基金でのﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄ等のR&D支援を措置
	原子力	1兆円～	・次世代革新炉の開発・建設	891億円	**3年:1,641億円** （563億円）	
	CCS	4兆円～	・CCSﾊﾞﾘｭｰﾁｪｰﾝ構築のための支援（適地の開発等）			・先進的なCCS事業の事業性調査等の結果を踏まえ検討
分野横断的措置			・中小企業を含め省エネ補助金による投資促進等	3,400億円		・**3年間で7000億円規模**の支援
			・ﾃﾞｨｰﾌﾟﾃｯｸ・ｽﾀｰﾄｱｯﾌﾟ育成支援		**410億円**	・**5年間で2000億円規模**の支援（GX機構のﾌｧｲﾅﾝｽ支援を含む）
			・GI基金等によるR&D	8,060億円		・令和2年度第3次補正で2兆円（一般会計）措置
			・GX実装に向けたGX機構による金融支援		**1,200億円**	・債務保証によるファイナンス支援等を想定
			・地域脱炭素交付金（自営線ﾏｲｸﾛｸﾞﾘｯﾄﾞ等）	30億円	**60億円**	
	税制措置		・ｸﾞﾘｰﾝｽﾁｰﾙ、ｸﾞﾘｰﾝｹﾐｶﾙ、SAF、EV等の生産量等に応じた**税額控除**を新たに創設			※上記の他、事務費（GX経済移行債の利払費等）が596億円

R6FY以降の支援額：2兆3,905億円（赤の合計）（R6FY予算額：6,036億円（緑下線））【措置済み額と青字を含めると約13兆円を想定】

脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等(※)の一部を改正する法律【GX脱炭素電源法】の概要

成立日　令和5年5月31日
公布日　令和5年6月 7日

※電気事業法、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（再エネ特措法）、原子力基本法、核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（炉規法）、原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律（再処理法）

背景・法律の概要

✓ **ロシアのウクライナ侵略**に起因する**国際エネルギー市場の混乱**や国内における**電力需給ひっ迫等への対応**に加え、**グリーン・トランスフォーメーション（GX）**が求められる中、**脱炭素電源の利用促進**を図りつつ、**電気の安定供給を確保するための制度整備が必要**。

✓ 2022年2月10日(金)に閣議決定された「GX実現に向けた基本方針」に基づき、(1)**地域と共生した再エネの最大限の導入促進**、(2)**安全確保を大前提とした原子力の活用**に向け、所要の関連法を改正。

（１）地域と共生した再エネの最大限の導入拡大支援
（電気事業法、再エネ特措法）

①　再エネ導入に資する系統整備のための環境整備（電気事業法・再エネ特措法）

- 電気の安定供給の確保の観点から**特に重要な送電線の整備計画**を、**経済産業大臣が認定**する制度を新設
- 認定を受けた整備計画のうち、**再エネの利用の促進に資するもの**については、従来の運転開始後に加え、**工事に着手した段階から系統交付金（再エネ賦課金）を交付**
- **電力広域的運営推進機関の業務**に、認定を受けた**整備計画に係る送電線の整備に向けた貸付業務を追加**

②　既存再エネの最大限の活用のための追加投資促進（再エネ特措法）

- 太陽光発電設備に係る早期の**追加投資（更新・増設）を促す**ため、地域共生や円滑な廃棄を前提に、**追加投資部分に、既設部分と区別した新たな買取価格を適用する制度**を新設

③　地域と共生した再エネ導入のための事業規律強化（再エネ特措法）

- **関係法令等の違反事業者に、FIT/FIPの国民負担による支援を一時留保する措置**を導入
  違反が解消された場合は、相当額の取り戻しを認めることで、**事業者の早期改善を促進**する一方、**違反が解消されなかった場合**は、**FIT/FIPの国民負担による支援額の返還命令**を新たに措置
- **認定要件**として、事業内容を**周辺地域に対して事前周知**することを追加
  （事業譲渡にも適用）
- **委託先事業者に対する監督義務**を課し、委託先を含め関係法令遵守等を徹底

※１災害の危険性に直接影響を及ぼしうるような土地開発に関わる許認可（林地開発許可等）については、認定申請前の取得を求める等の対応も省令で措置。

（２）安全確保を大前提とした原子力の活用/廃炉の推進
（原子力基本法、炉規法、電気事業法、再処理法）

①　原子力発電の利用に係る原則の明確化（原子力基本法）

- **安全を最優先**とすること、**原子力利用の価値**を**明確化**（安定供給、GXへの貢献等）
- 国・事業者の**責務の明確化**（廃炉・最終処分等のバックエンドのプロセス加速化、自主的安全性向上・防災対策等）

②　高経年化した原子炉に対する規制の厳格化（炉規法）

- 原子力事業者に対して、①運転開始から**30年を超えて運転しようとする場合、10年以内毎**に、**設備の劣化に関する技術的評価**を行うこと、②その結果に基づき**長期施設管理計画を作成**し、**原子力規制委員会の認可**を受けることを新たに法律で義務付け

③　原子力発電の運転期間に関する規律の整備（電気事業法）

- **運転期間は40年**とし、ⅰ)**安定供給確保**、ⅱ)**GXへの貢献**、ⅲ)**自主的安全性向上**や**防災対策**の不断の改善について経済産業大臣の認可を受けた場合に限り延長を認める
- **延長期間は20年を基礎**として、原子力事業者が**予見し難い事由**（安全規制に係る**制度・運用の変更**、**仮処分命令** 等）**による停止期間（α）を考慮した期間**に限定する**※原子力規制委員会による安全性確認が大前提**

④　円滑かつ着実な廃炉の推進（再処理法）

- 今後の廃炉の本格化に対応するため、**使用済燃料再処理機構（NuRO※）に**
  ⅰ)全国の廃炉の総合的調整、ⅱ)研究開発や設備調達等の共同実施、
  ⅲ)廃炉に必要な資金管理等の**業務を追加**
  （※） Nuclear Reprocessing Organization of Japanの略
- **原子力事業者**に対して、NuROへの**廃炉拠出金の拠出を義務付ける**

※２炉規法については、平成29年改正により追加された同法第78条第25号の２の規定について同改正において併せて手当する必要があった所要の規定の整備を行う。
※３再処理法については、法律名を「原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律」から「原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施及び廃炉の推進に関する法律」に改める。

（参考）地域と共生した再エネ導入のための事業規律強化（2024年４月１日施行）

＜地域でトラブルを抱える例＞

土砂崩れで生じた崩落



柵塀の設置されない設備



不十分な管理で放置されたパネル



景観を乱すパネルの設置



①土地開発前

- 森林法や盛土規制法等の災害の危険性に直接影響を及ぼし得るような土地開発に関わる許認可について、**許認可取得を再エネ特措法の申請要件**とするなど、**認定手続厳格化**。

②土地開発後～運転開始

- **違反の未然防止・早期解消**を促す仕組みとして、事業計画や関係法令に違反した場合に**FIT/FIP交付金を留保する措置**といった**再エネ特措法における新たな仕組み**を導入。認定取消しの際の**徴収規定の創設**。

③運転中～廃止・廃棄

- 2022年7月から**廃棄等費用の外部積立て**を開始。事業者による放置等があった場合、廃棄等積立金を活用。
- 2030年代半ば以降に想定される**使用済太陽光パネル発生量ピークに計画的に対応するためパネル含有物質の情報提供を認定基準に追加する**等の対応を実施。
- **経産省と環境省で有識者検討会を開催**し、使用済太陽光パネルの大量廃棄を見据え、**リユース、リサイクル及び最終処分を確実に実施するための制度検討**を連携して進めて行く。また、**風力発電の廃棄の課題（ブレード等の廃棄・リサイクル）**に対し、**リサイクル技術等の動向を踏まえた上で、必要な見直しを行う。**

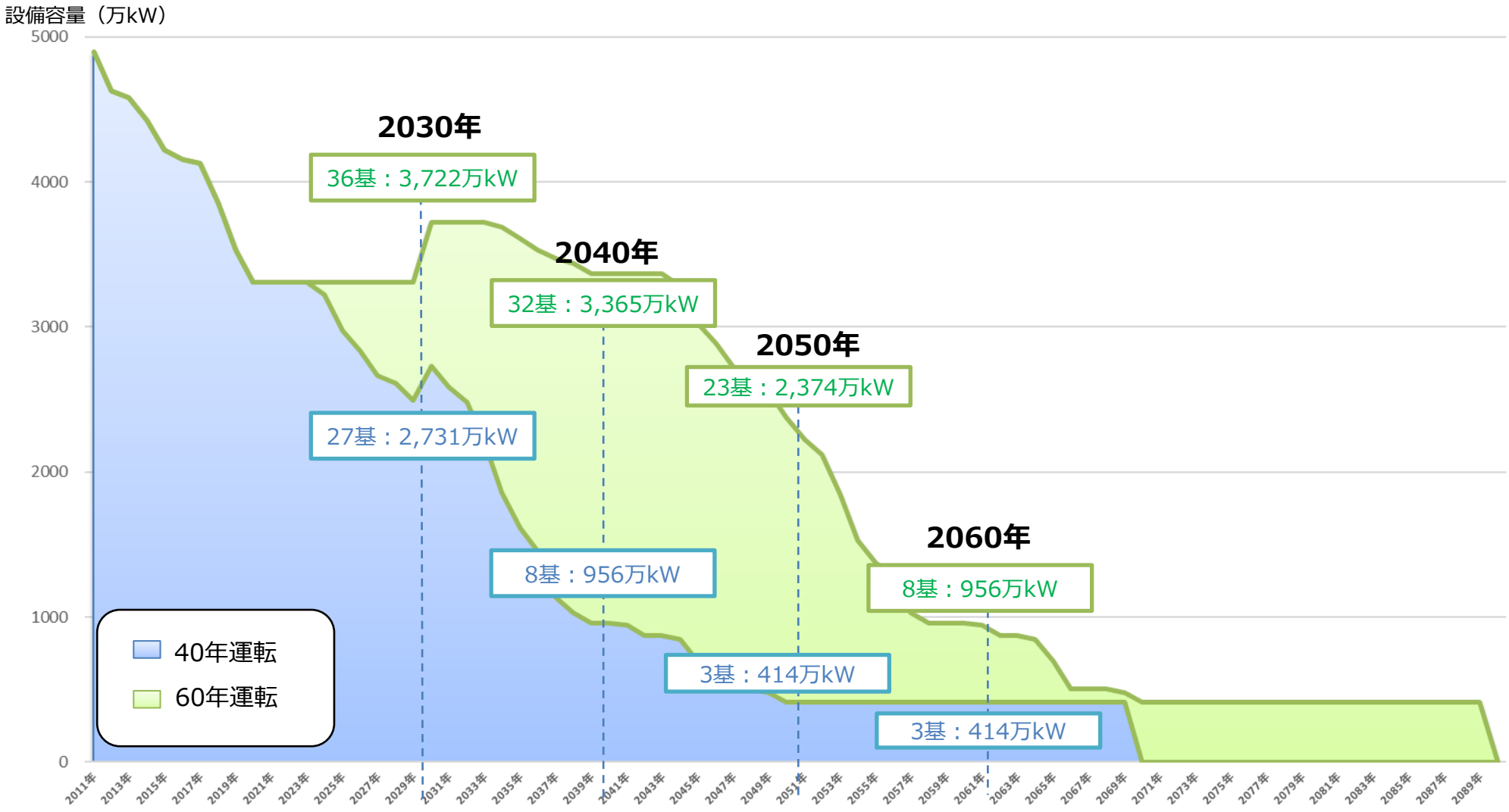
④横断的事項

- 再エネ特措法の申請において、説明会の開催など**周辺地域への事前周知の要件化**（**事業譲渡の際の変更認定申請の場合も同様**）。事前周知がない場合には認定を認めない。
- 適切な事業実施を担保するため、再エネ特措法の認定事業者に対し、**事業計画遵守義務を明確化**し、**委託事業者に対する監督義務**を創設。

原子力発電所の設備容量見通し

第31回原子力小委員会
（令和4年9月22日）資料4（抜粋）
一部修正

- 国内の**原子力発電所の設備容量**は、**このままでは時間とともに大きく減少**。
- 次世代革新炉の開発・建設を進めるに当たっては、**商用運転までには相当の期間を要する**ことを考慮することが重要。



各国は、将来に備え、新規建設と運転期間延長を決断

➢ 世界各国は、**将来の電力需要の増加**に備え、**①革新炉の新規建設**、その本格化までの「つなぎ」として**②今ある原子炉の運転延長**、双方に踏み出すことを政治決断。**「将来に向けた選択肢」を広げている**。

	【新規建設に向けた方針等】	【既設炉の運転延長に向けた方針等】
 アメリカ	➢ **エネルギー省「革新的原子炉実証プログラム」等** ２炉の建設支援、８炉型の研究開発支援（2020） 老朽石炭火力をSMR等で置換可能と分析（2022）	➢ **運転期限なし**（40年＋20年単位延長） 現時点で80年までの運転延長認可は６基 さらに14基について審査中
 イギリス	➢ **英国政府が「エネルギー安保戦略」を発表**（2022/4） 2050年までに発電割合を25%に、24GWの導入 １基/１年に建設ペース加速へ、支援を抜本拡充	➢ **運転期限なし**（10年ごとに安全審査） 2035年に40年となるサイズウェル原発で 20年延長を検討中
 フランス	➢ **マクロン大統領「新規原子炉計画」**（2022/2） 2050年へ大型革新軽水炉14基を建設・検討 建設・運営主体の電力会社EDFを完全国有化が完了	➢ **運転期限なし**（10年ごとに安全審査） 56基中25基が40年超運転へ 運転延長も対象にグリーンファイナンスを拠出
 オランダ	➢ **新連立政権「政策協定」公表**（2021/12） 新たに2基を建設する方針を表明	➢ **運転期限は法律で規定**（期間のルールなし） 60年運転認可済の原発の再延長方針を表明
 韓国	➢ **尹大統領「エネルギー政策の方向性」**（2022/7） 2030年原発割合30%以上、国内2基建設等	➢ **運転期限なし**（10年ごとに安全審査） 既設炉の継続運転手続きの迅速化を表明

原発廃止方針の国

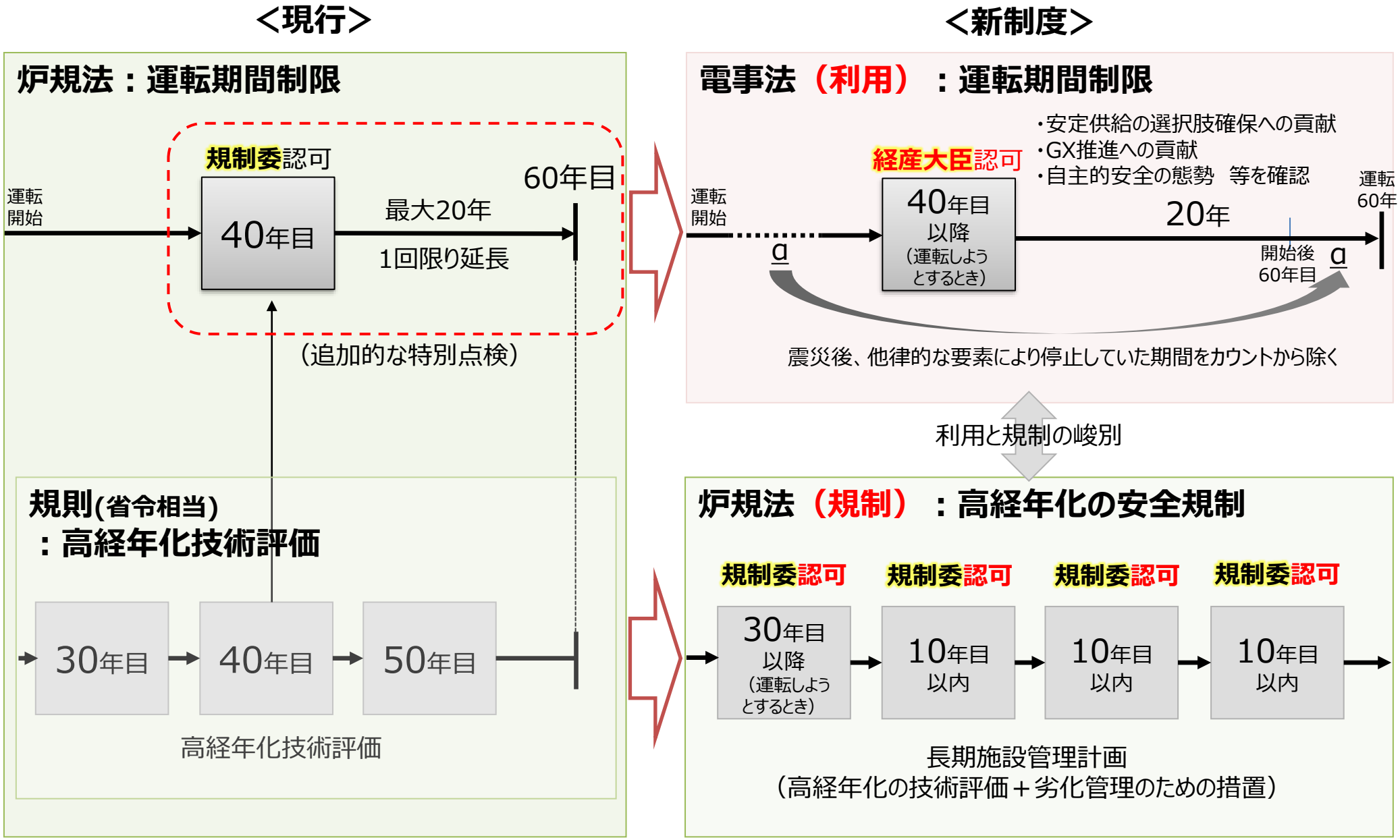

ベルギー

➢ 2025年に閉鎖予定だった2基について、10年間運転延長する方針を決定（2022/3）


ドイツ

➢ 稼働していた３基について、2023年4月に停止し、脱原発が完了。

（参考）安全第一での運転期間の延長



【参考】次世代革新炉の種類（各事業者による開発コンセプト）

革新軽水炉

現行炉のメカニズム・出力規模をベースに安全性を高めた炉



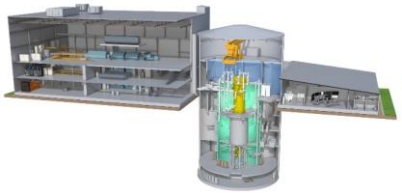
◆ 三菱重工業（SRZ-1200）

○特長
- ✓ 技術熟度が高く、規制プロセスを含め高い予見性あり
- ✓ 受動安全システムや外部事象対策（半地下化）により更なる安全性向上
- ✓ シビアアクシデント対策（コアキャッチャー、ガス捕集等）による発電所外の影響低減

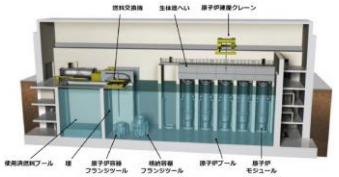
○課題
- ✓ 初期投資の負担
- ✓ 建設長期化の場合のファイナンスリスク

SMR（小型モジュール炉）

現行炉と比べて小型の軽水炉



◆ GE日立（BWRX-300）



◆ NuScale（VOYGR）

○特長
- ✓ 炉心が小さく自然循環冷却
- ✓ 事故も小規模になる可能性
- ✓ 工期短縮・初期投資の抑制

○課題
- ✓ 小規模なため効率が低い（規模の経済性が小さい）
- ✓ 安全規制等の整備が必要

高速炉

冷却材にナトリウムを使用し、高速中性子を用いる炉



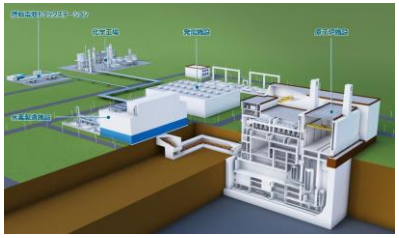
◆ 三菱重工業（実証炉）

○特長
- ✓ 金属ナトリウムの自然対流による自然冷却・閉じ込め
- ✓ 放射性廃棄物の減容・有害度低減
- ✓ 資源の有効利用

○課題
- ✓ ナトリウムの安定制御等の技術的課題
- ✓ 免震技術・燃料製造技術等の技術的課題

高温ガス炉

冷却材にヘリウムガスを使用し、高温の熱を得る炉



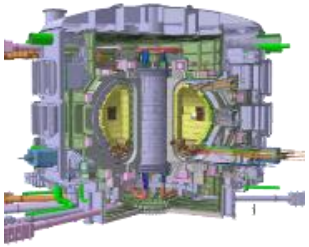
◆ 三菱重工業（実証炉）

○特長
- ✓ 高温で安定なヘリウム冷却材（水素爆発なし）
- ✓ 高温耐性で炉心溶融なし
- ✓ 950℃の熱利用が可能（水素製造等に活用）

○課題
- ✓ エネルギー密度・経済性の向上
- ✓ 安定な被覆燃料の再処理等の技術的課題

核融合

核分裂反応ではなく、核融合反応から熱を得る炉



◆ ITER（実験炉）

○特長
- ✓ 連鎖反応が起こらず、万一の場合は反応がストップ
- ✓ 放射性廃棄物が非常に少ない

○課題
- ✓ プラズマの維持の困難性、主要機器の開発・設計（実用化には相応の時間が必要）
- ✓ エネルギー密度・経済性の向上

脱炭素成長型経済構造への円滑な移行のための
低炭素水素等の供給及び利用の促進に関する法律案【水素社会推進法】の概要

背景・法律の概要

- ✓ **2050年カーボンニュートラル**に向けて、今後、脱炭素化が難しい分野においてもGXを推進し、エネルギー安定供給・脱炭素・経済成長を同時に実現していくことが課題。こうした分野における**GXを進めるためのカギとなるエネルギー・原材料として、安全性を確保しながら、低炭素水素等の活用を促進することが不可欠**。
- ✓ このため、**国が前面**に立って、**低炭素水素等の供給・利用を早期に促進**するため、**基本方針の策定**、需給両面の**計画認定制度の創設**、**計画認定を受けた事業者に対する支援措置**や**規制の特例措置**を講じるとともに、低炭素水素等の供給拡大に向けて、**水素等を供給する事業者が取り組むべき判断基準の策定等の措置**を講じる。

1．定義・基本方針・国の責務等

（1）定義

- 「**低炭素水素等**」：水素等であって、
  ①その製造に伴って排出されるCO2の量が一定の値以下
  ②CO2の排出量の算定に関する国際的な決定に照らしてその利用が我が国のCO2の排出量の削減に寄与する
  等の経済産業省令で定める要件に該当するもの

※「水素等」：水素及びその化合物であって経済産業省令で定めるもの（アンモニア、合成メタン、合成燃料を想定）

（2）基本方針の策定

- 主務大臣は、関係行政機関の長に協議した上で、低炭素水素等の供給・利用の促進に向けた**基本方針**を策定。
- 基本方針には、①低炭素水素等の供給・利用に関する**意義・目標**、②**GX実現に向けて重点的に実施すべき内容**、③**低炭素水素等の自立的な供給に向けた取組**等を記載。

（3）国・自治体・事業者の責務

- **国**は、低炭素水素等の供給・利用の促進に関する**施策**を**総合的かつ効果的に推進する責務**を有し、**規制の見直し等の必要な事業環境整備や支援措置**を講じる。
- **自治体**は、**国の施策に協力**し、低炭素水素等の供給・利用の促進に関する**施策を推進**する。
- **事業者**は、**安全を確保**しつつ、低炭素水素等の供給・利用の促進に資する**設備投資等を積極的に行うよう努める**。

2．計画認定制度の創設

（1）計画の作成

- **低炭素水素等**を**国内で製造・輸入**して**供給する事業者**や、**低炭素水素等**をエネルギー・原材料として**利用する事業者**が、**単独又は共同で計画を作成**し、主務大臣に提出。

（2）認定基準

- **先行的で自立が見込まれるサプライチェーンの創出・拡大**に向けて、以下の基準を設定。
  ①計画が、**経済的かつ合理的**であり、かつ、低炭素水素等の供給・利用に関する**我が国産業の国際競争力の強化に寄与**するものであること。
  ② **「価格差に着目した支援」「拠点整備支援」**を希望する場合は、
  （ⅰ）**供給事業者と利用事業者の双方が連名となった共同計画**であること。
  （ⅱ）低炭素水素等の供給が**一定期間内に開始され**、かつ、**一定期間以上継続的に行われる**と見込まれること。
  （ⅲ）**利用事業者**が、低炭素水素等を**利用するための新たな設備投資や事業革新等**を行うことが見込まれること。
  ③ 導管や貯蔵タンク等を整備する港湾、道路等が、**港湾計画、道路の事情等の土地の利用の状況に照らして適切**であること。　　等

（3）認定を受けた事業者に対する措置

① **「価格差に着目した支援」「拠点整備支援」**
（JOGMEC（独法エネルギー・金属鉱物資源機構）による助成金の交付）
（ⅰ）**供給事業者**が**低炭素水素等を継続的に供給**するために**必要な資金**や、
（ⅱ）**認定事業者の共用設備の整備**に充てるための**助成金を交付**する。

② **高圧ガス保安法の特例**
認定計画に基づく設備等に対しては、一定期間、**都道府県知事に代わり**、**経済産業大臣が一元的に**保安確保のための**許可や検査等を行う**。
※　一定期間経過後は、高圧ガス保安法の認定高度保安実施者（事業者による自主保安）に移行可能。

③ **港湾法の特例**
認定計画に従って行われる**港湾法の許可・届出を要する行為**（水域の占用、事業場の新設等）について、**許可はあったものとみなし**、**届出は不要**とする。

④ **道路占用の特例**
認定計画に従って**敷設される導管**について**道路占用の申請**があった場合、一定の基準に適合するときは、**道路管理者は占用の許可を与えなければならない**こととする。

3．水素等供給事業者の判断基準の策定

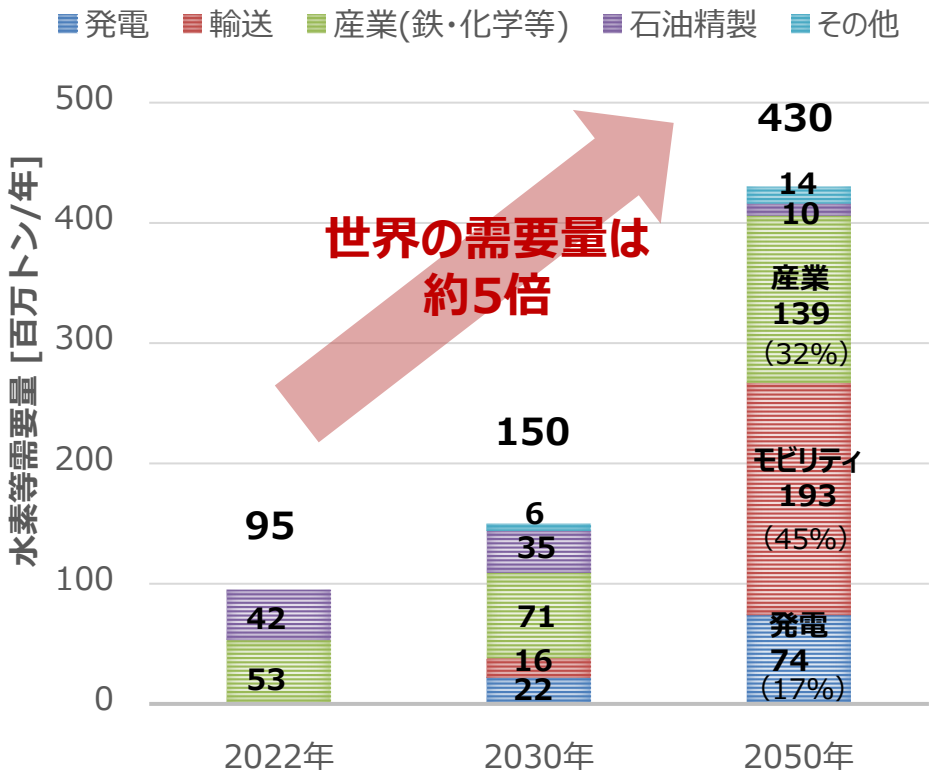
- **経済産業大臣は**、低炭素水素等の供給を促進するため、**水素等供給事業者**（水素等を国内で製造・輸入して供給する事業者）**が取り組むべき基準（判断基準）を定め**、**低炭素水素等の供給拡大に向けた事業者の自主的な取組を促す**。
- **経済産業大臣は**、必要があると認めるときは、**水素等供給事業者に対し指導・助言**を行うことができる。また、**一定規模以上の水素等供給事業者**の取組が**著しく不十分であるとき**は、当該事業者に対し**勧告・命令**を行うことができる。

電気・ガス・石油・製造・運輸等の産業分野の低炭素水素等の利用を促進するための制度の在り方について検討し、所要の措置を講ずる。

水素等の需要量の見通し

- 2050年における世界の水素等の需要量の見通しは、**約4.3億トン。（現状の約5倍）**
- 日本では、2030年に300万トン、2050年に2000万トンまで供給拡大することを目指している。
- 低炭素水素等の供給・利用を早期に促進するため、通常国会に水素社会推進法案を提出。

（１）世界の水素等需要量の見通し



出所：IEA「Net-Zero Roadmap」（2023/9）
※NZE(2050年ネットゼロ達成)のシナリオを元に算出

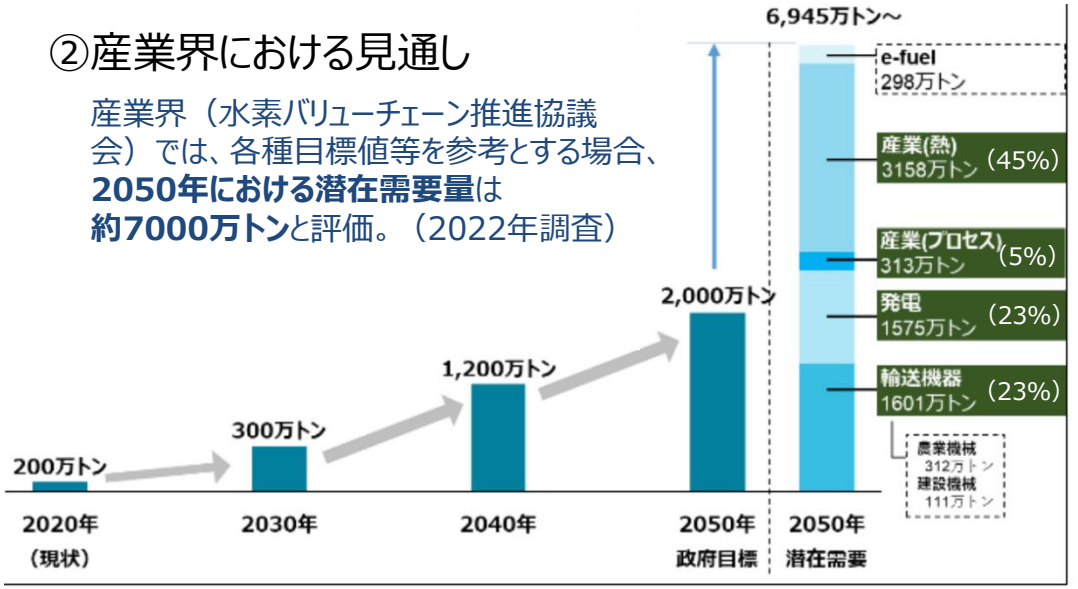
（２）我が国における見通し

①政府における見通し

2030年　300万トン（現状約200万トン）
2050年　2000万トン　　※一定の仮定の下、試算した結果
（想定例）　モビリティ　600万トン（30%）
鉄　700万トン（35%）
発電　700万トン（35%）

②産業界における見通し

産業界（水素バリューチェーン推進協議会）では、各種目標値等を参考とする場合、**2050年における潜在需要量**は**約7000万トン**と評価。（2022年調査）



出所：水素バリューチェーン推進協議会「水素ロードマップ」（2022年8月29日）

水素・アンモニアの各地域における具体的な動き

- 水電解装置の製造実証を**山梨・福島**で実施中。日本の水電解装置が世界市場を獲得できるよう、**更なるコスト低減**を図るべく、**GI基金等で技術開発・実証**を支援するとともに、**GXサプライチェーン構築支援事業により製造設備の投資を後押し**し、**水電解装置の導入拡大**を進めていく。
- また、本年４月には、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を開始**。今後、実証事業の成果を活かしながら、アンモニア50%以上の高比率燃焼技術の確立、更に**アンモニア専焼の技術確立**を目指す。

福島水素エネルギー研究フィールド(FH2R)における実証

（東芝・旭化成等）

- 商用化に向けた**水素製造効率の向上**
- **低コスト化**に向けた研究開発
- 電力、水素の需給に対応する**運用システムの確立**



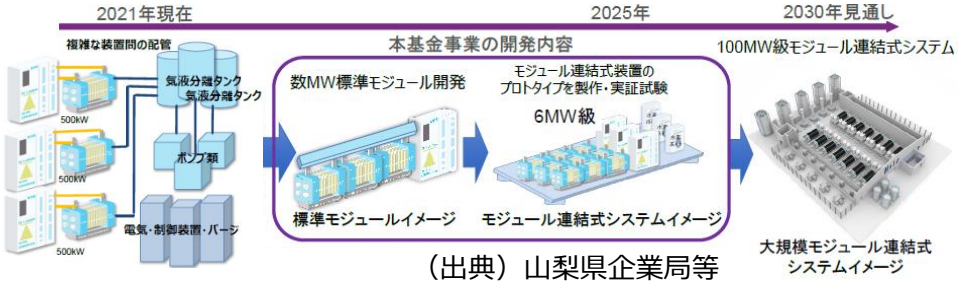
（出典）旭化成（株）

10MWの水電解装置

GI基金での技術開発例（山梨県）

（山梨県企業局、日立造船、東レ等）

システムコスト削減に必要な**大型化**を、各種機器の**モジュール化**とともに進めることで、**2030年に欧州等と遜色ないコスト水準（6.5万円/kW）**を目指す。



（出典）山梨県企業局等

アンモニア混焼実証（JERA碧南火力）

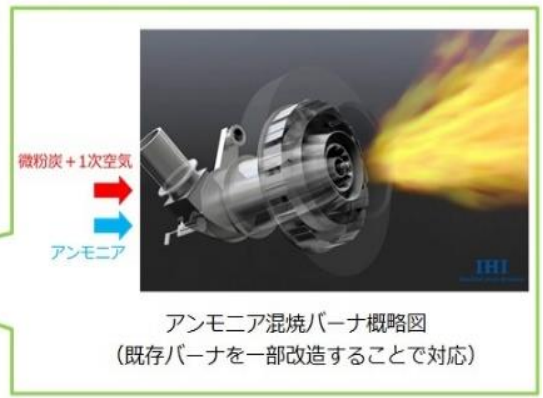
- **100万kW級商用石炭火力**において、**アンモニア20%混焼の実証運転**を実施。
- 全バーナをアンモニア混焼バーナに改造し、20%混焼時の燃焼特性等を把握。

出典：JERA





発電用ボイラ



アンモニア混焼バーナ概略図
（既存バーナを一部改造することで対応）

出典：IHI

二酸化炭素の貯留事業に関する法律案【CCS事業法】の概要

背景・法律の概要

- ✓ **2050年カーボンニュートラル**に向けて、今後、脱炭素化が難しい分野におけるGXを実現することが課題。こうした分野における**化石燃料・原料の利用後の脱炭素化を進める手段**として、CO2を回収して地下に貯留する**CCS**（Carbon dioxide Capture and Storage）**の導入が不可欠**。
- ✓ **我が国としては、2030年までに民間事業者がCCS事業を開始するための事業環境を整備**することとしており（GX推進戦略　2023年7月閣議決定）、公共の安全を維持し、海洋環境の保全を図りつつ、その事業環境を整備するために必要な**貯留事業等の許可制度等を整備**する。

1．試掘・貯留事業の許可制度の創設、貯留事業に係る事業規制・保安規制の整備

（1）試掘・貯留事業の許可制度の創設

- **経済産業大臣は**、貯留層が存在する可能性がある区域を「**特定区域**」として**指定**※した上で、特定区域において**試掘やCO2の貯留事業**を行う者を**募集**し、これらを**最も適切に行うことができると認められる者**に対して、**許可**※を与える。

※ 海域における特定区域の指定及び貯留事業の許可に当たっては環境大臣に協議し、その同意を得ることとする。

- 上記の許可を受けた者に、**試掘権**（貯留層に該当するかどうかを確認するために地層を掘削する権利）や**貯留権**（貯留層にCO2を貯留する権利）を**設定**する。CO2の安定的な貯留を確保するための、**試掘権・貯留権は「みなし物権」**とする。
- **鉱業法に基づく採掘権者**は、上記の**特定区域以外の区域（鉱区）**でも、経済産業大臣の許可を受けて、**試掘や貯留事業を行うことを可能とする**。

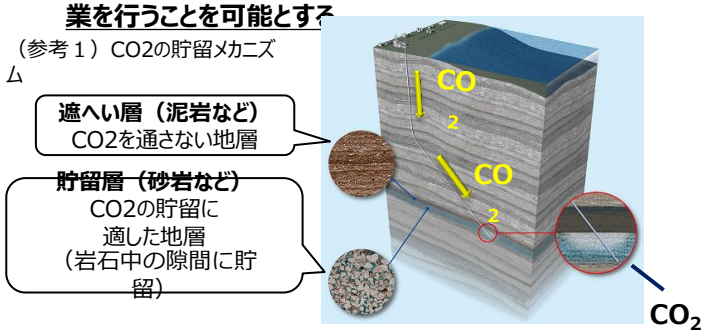
（2）貯留事業者に対する規制

- **試掘や貯留事業の具体的な「実施計画」**は、**経済産業大臣（※）の認可制**とする。

※ 海域における貯留事業の場合は、経済産業大臣及び環境大臣

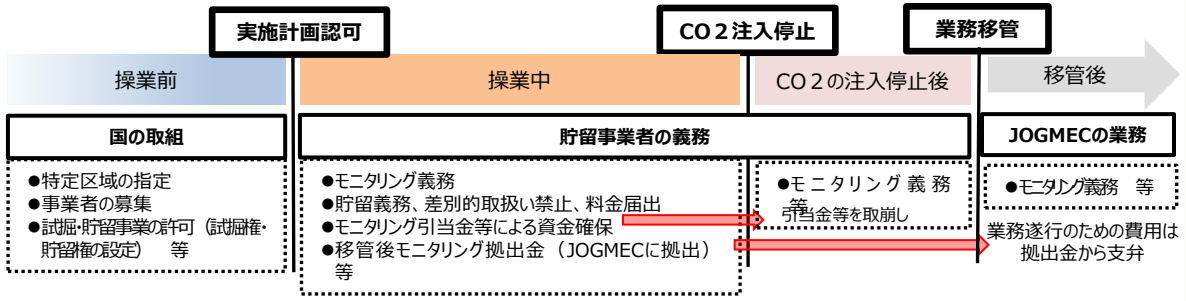
- 貯蔵したCO2の漏えいの有無等を確認するため、**貯留層の温度・圧力等のモニタリング義務**を課す。
- **CO2の注入停止後に行うモニタリング業務等に必要な資金**を確保するため、**引当金の積立て等**を義務付ける。
- 貯留した**CO2の挙動が安定**しているなどの要件を満たす場合には、**モニタリング等の貯留事業場の管理業務をJOGMEC**（独法エネルギー・金属鉱物資源機構）**に移管**することを可能とする。また、**移管後のJOGMECの業務に必要な資金**を確保するため、貯留事業者に対して**拠出金の納付**を義務付ける。
- 正当な理由なく、**CO2排出者からの貯留依頼を拒むこと**や、**特定のCO2排出者を差別的に取扱うこと**等を禁止するとともに、**料金等の届出義務**を課す。
- **技術基準適合義務**、**工事計画届出**、**保安規程の策定**等の**保安規制**を課す。
- 試掘や貯留事業に起因する**賠償責任**は、被害者救済の観点から、**事業者の故意・過失によらない賠償責任（無過失責任）**とする。

（参考１）CO2の貯留メカニズム



（出典）日本CCS調査（株）資料（資源エネルギー庁にて一部加工）

（参考２）貯留事業に関するフロー



2．CO2の導管輸送事業に係る事業規制・保安規制の整備

（1）導管輸送事業の届出制度の創設

- CO2を貯留層に貯留することを目的として、**CO2を導管で輸送する者は**、**経済産業大臣に届け出なければならない**ものとする。

（2）導管輸送事業者に対する規制

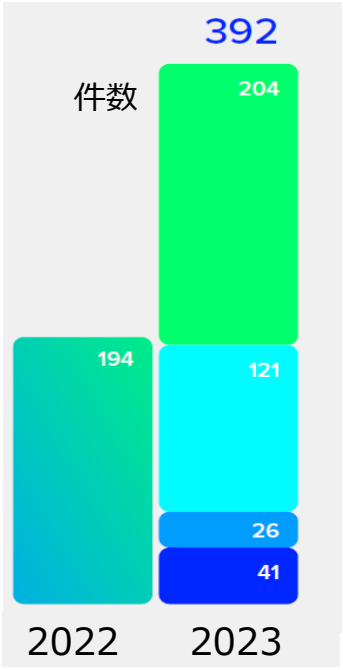
- 正当な理由なく、**CO2排出者からの輸送依頼を拒むこと**や、**特定のCO2排出者を差別的に取扱うこと**等を禁止するとともに、**料金等の届出義務**を課す。
- **技術基準適合義務**、**工事計画届出**、**保安規程の策定**等の**保安規制**を課す。

※海洋汚染防止法におけるCO2の海底下廃棄に係る許可制度は、本法律案に一元化した上で、海洋環境の保全の観点から必要な対応について環境大臣が共管する。

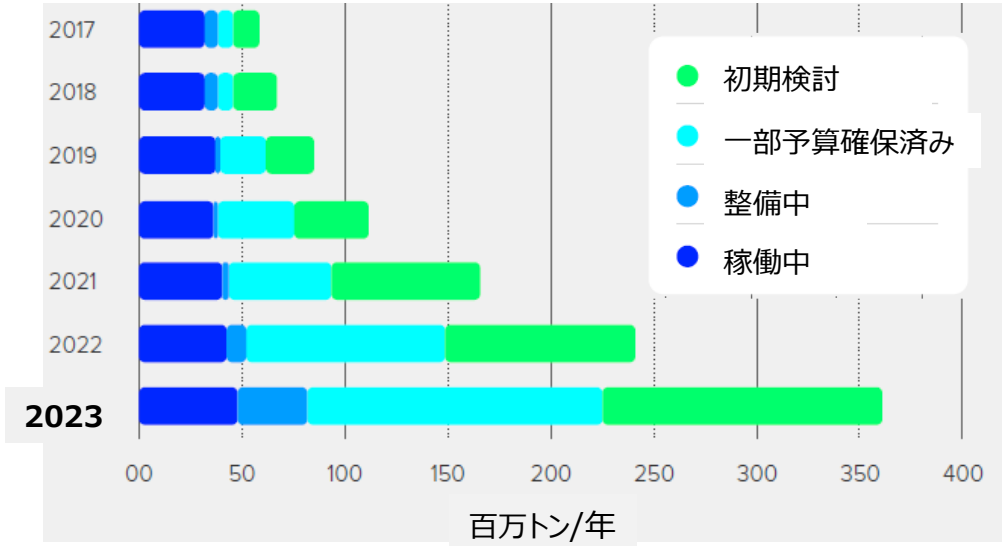
（参考）CCSの世界情勢（2023年7月時点）

- グローバルCCSインスティチュートによれば、2023年7月時点では、**世界で392件のCCSプロジェクト**が稼働中または検討中であり、2022年時点の194件から**倍増**している。
- また、世界で稼働中・計画中のCO2回収可能量は、2023年時点では、2017年時点と比較し、**約7倍**となる**約3.5億トンに増加**。
- EUの2040年目標のシナリオ分析では、2040年に2.4億トンの炭素地下貯留が必要との見通し。これは、ネットゼロ産業法案の目標値である2030年の貯留容量5000万トンから大幅に増加。このため、今後取り組むべき制度整備についてリストアップした**「産業炭素管理戦略」を本年２月に公表**。

商業CCS施設件数の推移（2022年と2023年7月）



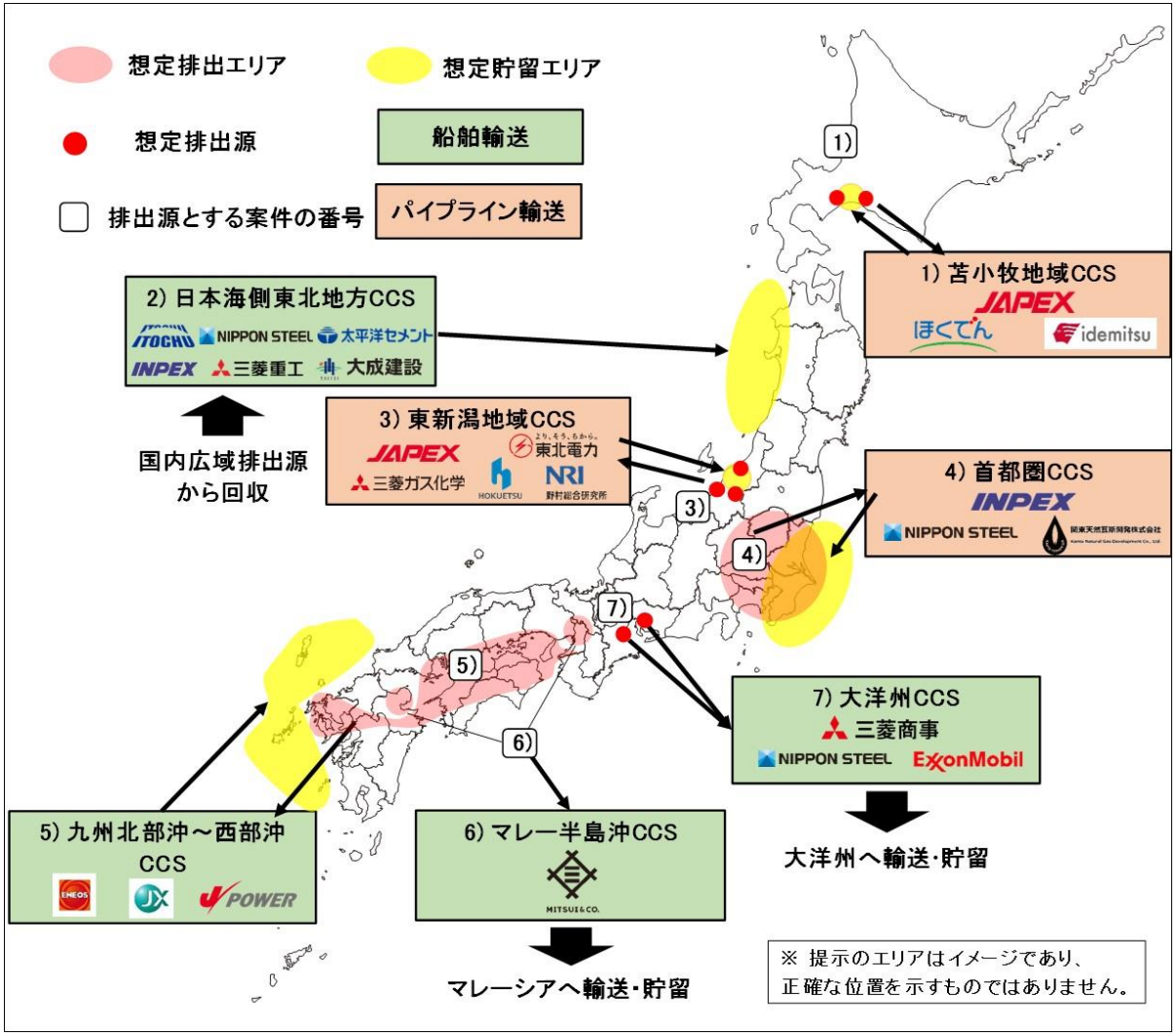
世界で稼働中・計画中のCO2回収量



（出典）グローバルCCSインスティチュート Global Status of CCS 2023
https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-2023-executive-summary/

CCS令和５年度に選定した７案件概要（一覧）

- CCSの普及と拡大に向けて、事業の大規模化とコスト削減に取り組むモデル性のある7案件への支援を決定。
- 2030年までのCCS事業開始に向けた事業環境を整備のため、通常国会にCCS事業法案を提出。



岸田総理大臣記者会見（2024年3月28日）

中小企業を含め、**日本の稼ぐ力を復活させる上で今後重要なのは、低廉で強靭（きょうじん）なエネルギー**です。エネルギーの輸入によって海外に数十兆円が流出している現状は変えなければなりません。**エネルギー安全保障が確保され、脱炭素につながり、国内で稼ぐ力を強くするエネルギー構造に転換**していくための国家戦略の実行が不可避です。**今後、２０２４年度中をめどとするエネルギー基本計画改定に向けて、議論を集中的に行います。**

さらに、**同計画の裏打ちとなるＧＸ（グリーン・トランスフォーメーション）国家戦略を、昨年のＧＸ推進戦略を更に発展する内容として展開**します。



GX２０４０

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

➢ これまで今後10年程度の分野ごとの見通しを示しGXの取り組みを進める中で、
①中東情勢の緊迫化や化石燃料開発への投資減退などによる**量・価格両面でのエネルギー安定供給確保**、
②DXの進展や電化による**電力需要の増加が見通される中、その規模やタイミング、**
③いわゆる「米中新冷戦」などの経済安全保障上の要請による**サプライチェーンの再構築のあり方**、
について**不確実性が高まる**とともに、
④気候変動対策の野心を維持しながら**多様かつ現実的なアプローチを重視する動き**の拡大、
⑤**量子、核融合など次世代技術への期待**の高まり　などの**変化も生じている。**

➢ **出来る限り事業環境の予見性を高め、日本の成長に不可欠な**付加価値の高い産業プロセスの維持・強化につながる**国内投資を後押しするため、産業構造、産業立地、エネルギーを総合的に検討し、より長期的視点に立ったGX2040のビジョンを示す 。**

2023常会

2024常会

水素法案
CCS法案

GX推進戦略

成長志向型カーボンプライシング構想

GX推進法

➢カーボンプライシングの枠組み
➢20兆円規模のGX経済移行債　等

＋

脱炭素電源の導入拡大

➢ 廃炉が決まった原発敷地内の建替

GX脱炭素電源法

➢ 原発の運転期間延長
➢ 再エネ導入拡大に向けた送電線整備　等

GX2040ビジョン

GX産業構造

GX産業立地

強靭なエネルギー供給の確保
＜エネルギー基本計画＞

成長志向型カーボンプライシング構想

➢カーボンプライシングの詳細設計
（排出量取引、化石燃料賦課金の具体化）
➢ AZEC・日米と連携したGX市場創造
➢ 中小企業・ｽﾀｰﾄｱｯﾌﾟのGX推進/公正な移行　等

＋

脱炭素電源の導入拡大

➢長期の脱炭素電源投資支援
➢送電線整備　　等

10年150兆円規模の官民GX投資

2030

2040

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

論点

■ GX２０４０ビジョンに向けて、**①エネルギー、②GX産業立地、③GX産業構造、④GX市場創造**のフレームワークに沿って、以下の論点について集中的に議論。

	議論の方向性
Ⅰ．エネルギー	
1．エネルギーが産業競争力を左右する中、**強靭なエネルギー供給を確保**するための方策	
① DXの進展により、**電力需要増加の規模やタイミングの正確な見通しが立てづらい**状況下における	
1）**投資回収の予見性が立てづらい脱炭素電源投資を促進**	➢ 脱炭素電源の更なる活用のための事業環境整備 ➢ 大口需要家やデータセンターなどの「脱炭素産業ハブ」も踏まえた送電線整備　等
2）**将来需要を見越してタイムリーに電力供給するための送電線整備**	
② 世界の状況も踏まえ、**水素・アンモニアなどの新たなエネルギーの供給確保**	➢ 水素・アンモニア供給拠点、価格差に着目した支援プロジェクトの選定　等
③ トランジション期における、**化石燃料・設備の維持・確保**	➢ LNGの確保や脱炭素火力への転換加速　等
Ⅱ．GX産業立地	
2．脱炭素電源、送電線の整備状況や、新たなエネルギーの供給拠点等を踏まえた**産業立地のあり方**	➢ 脱炭素エネルギー適地・供給拠点や、地方ごとのGX産業集積のイメージを示し、投資の予見可能性向上　等
Ⅲ．GX産業構造	
3．中小企業を含め、**強みを有する国内産業立地の推進**や、次世代技術による**イノベーションの具体化、社会実装加速の方策**	➢ 国際競争を勝ち抜くための、官民での大胆・実効的な国内投資・イノベーション促進の実行 ➢ 鉄などの多排出製造業の大規模プロセス転換や、ペロブスカイト太陽電池などの大型プロジェクトを集中支援
4．経済安全保障上の環境変化を踏まえ、**同盟国・同志国各国の強みを生かしたサプライチェーン強化のあり方**	➢ 経済安全保障上の環境変化を踏まえた同盟国・同志国との連携などサプライチェーン強化（大胆な投資促進策による戦略分野での国内投資促進）　等
Ⅳ．GX市場創造	
5．カーボンプライシングの詳細制度設計を含めた**脱炭素の価値が評価される市場造り**	➢ 排出量取引制度を法定化（26年度から参加義務化）GX価値の補助制度・公共調達での評価、AZECなどと連携したCO2計測やクレジット等のルール作りを通じた市場創造　等

61

今後の進め方（案）

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- 今後、これらの論点について、**6月以降『ＧＸ2040リーダーズパネル（仮称）』を開催し、有識者から見解を聴取**。それを踏まえて**GX2040ビジョンにつなげる**。
- こうした議論も踏まえ、**エネルギー基本計画・地球温暖化対策計画の見直し**や、**カーボンプライシングの制度設計**につなげていく。

イメージ

５月13日（月）GX実行会議

６月以降　※複数回開催

ＧＸ２０４０リーダーズパネル（仮称）

- ・強靭なエネルギー供給確保
- ・GX産業立地
- ・GX産業構造
- ・GX市場創造

５月１５日（水）
エネルギー基本計画議論開始

６月下旬
地球温暖化対策計画議論開始

夏以降
カーボンプライシングについての専門家による検討

エネ基・温対計画の素案

GX実行会議

⇒ GX2040ビジョン案

年度内めど
エネ基・温対計画改定

第11回GX実行会議 岸田総理大臣発言（2024年5月13日）

この会議では、これまで１０回にわたり、エネルギー政策を大きく転換していくための新しい仕組みを議論してきました。

成長志向型カーボン・プライシング、１５０兆円の官民ＧＸ投資、脱炭素電源の拡大を始め多くの提言を頂き、法律、予算、税制、市場、国際認証などの形で一つ一つ答えとして、現実に動く仕組みを示してきました。

本日から、議論を再開し、ＧＸ２．０の検討を始めることといたします。ＧＸ１．０として形にしたいろいろな仕組みを発展させて、２０５０年カーボンニュートラルに至る最大の難所を、一歩一歩登っていく。そのために、官民で共有する脱炭素への現実的なルートを示す。これがＧＸ２．０の目的です。

政府は、３年おきに、一定の前提を置いて、エネルギーの総供給と総需要を突き合わせたエネルギー基本計画と地球温暖化対策計画を策定し、脱炭素への道筋としてきました。来春には、この二つの計画を改定することになっています。

しかしながら、政治・経済・社会・技術、あらゆる面で、世界が安定期から激動期へと入りつつある中で、単一の前提ありきでエネルギーミックスの数字を示す手法には限界があります。

前提自体を自らが有利な方向にどう変えていくか、そして、前提の急変に即応する柔構造をどう備えていくかが、より一層重要になっています。

具体例を二つあげます。

ＡＩ（人工知能）技術をあらゆる産業で活用していくため、一か所数千億円の投資と、原発数基分の脱炭素電力を必要とするＡＩデータセンター構想が今年になって次々と発表されています。経済安全保障の重みが増す中で、ＡＩデータセンターの国内立地の成否は、産業全体の競争力や雇用構造を左右いたします。局所的に、短期間で、高品質の脱炭素電源を供給するというミクロの電力供給能力がマクロの経済の成長力に大きな影響を与えるこれまでに例がない事態です。

そして、石油や石炭の新規開発からのダイベストメントの加速。専門家による１０年後の原油価格の見通しも６０ドルから１５０ドルまで様々です。中東情勢などによるエネルギー価格の激しい変動から、産業や消費者の生活をどう守るか。激変緩和補助金は緊急避難にすぎません。激しい価格変動が常態化する中で、過度な化石燃料依存から脱却するためのカーボン・プライシングの活用、あるいは、長期の脱炭素電源への投資促進、そしてトランジション期における戦略的な予備電源の確保などの検討が必要です。

このように、**ＧＸ２．０では、産業構造、産業立地、技術革新、消費者行動といった経済社会全体の大変革と脱炭素への取組を一体的に検討し、２０４０年を見据えたＧＸ国家戦略として統合していく中で、官民が共有する脱炭素への現実的なルートを示すものにしたいと考えています。**

齋藤ＧＸ担当大臣におかれては、まず各界の幅広い有識者の意見を伺うために、ＧＸ２０４０リーダーズ・パネルを設置しＧＸ国家戦略のための論点整理を進めるところから始めてください。

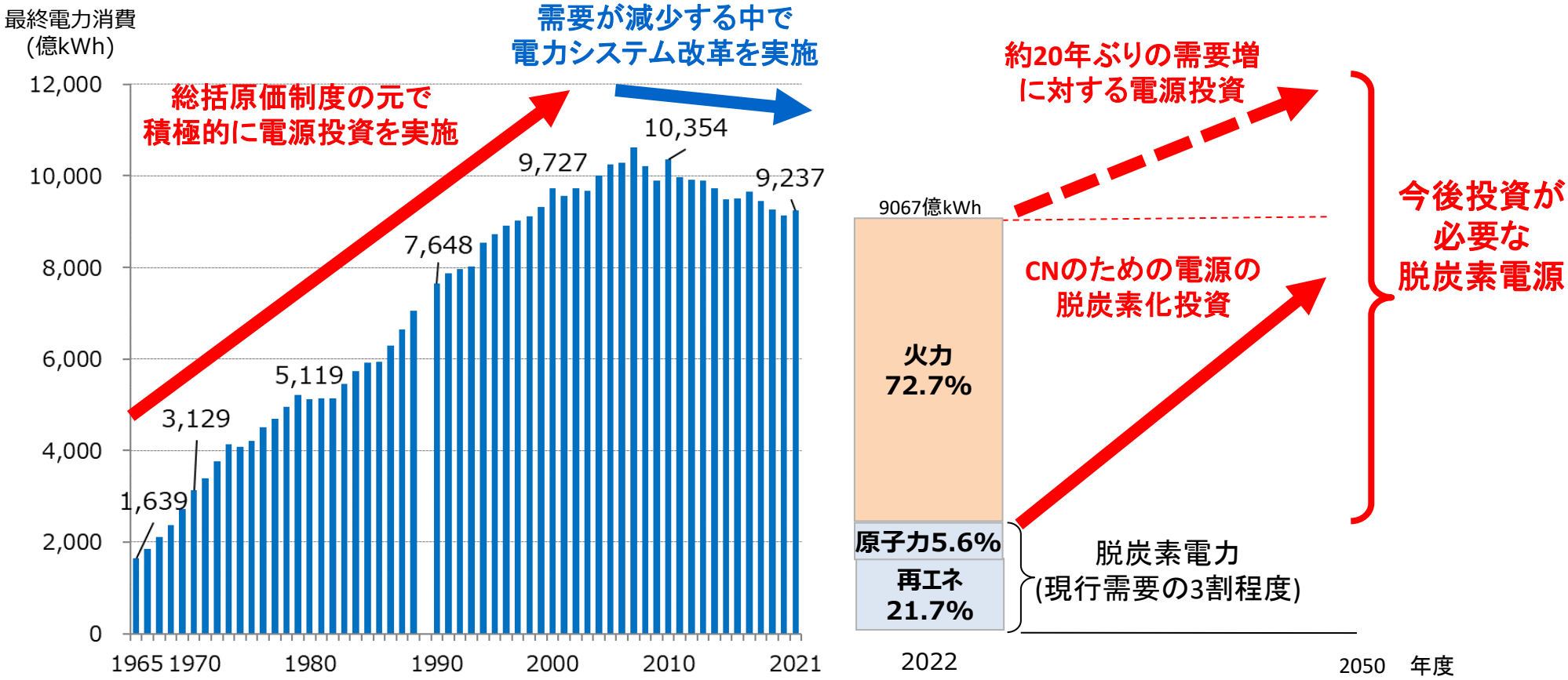
本会議の皆様におかれても、引き続き御指導、御協力をお願い申し上げます。

【参考】脱炭素電源投資の重要性

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- 半導体工場の新規立地、データセンター需要に伴い、国内の電力需要が約20年ぶりに増加していく見通し。2050CNに向けた脱炭素化とあいまって、 大規模な電源投資が必要な時代に突入。これまでの電力システム改革時には必ずしも想定されていなかった状況変化が生じている。
- 脱炭素電源の供給力を抜本的に強化しなければ、脱炭素時代における電力の安定供給の見通しは不透明に。

※電力広域的運営推進機関は、2024年度から29年度にかけて電力需要が年率0.6%程度で増加する見通しを公表（2024年1月）。



（出所）総合エネルギー統計

目次

１．エネルギーを巡る状況

２．GXの実現に向けた今後のエネルギー政策

３．　各分野の政策

４．　原子力政策

原子力災害からの福島復興

- 福島の復興は一歩一歩進展するも、まだ課題が残されている。今後も、東京電力福島第一原子力発電所の廃炉と福島の復興に全力を挙げる。

東京電力福島第一原子力発電所の廃炉（オンサイト）

- 各号機は安定状態を維持
- 廃炉に向けた作業は着実に進捗

① 汚染水・処理水対策
- 汚染水発生量自体を低減する取組：凍土壁等の重層的対策により、対策開始前の1/7程度に低減。
- ALPS処理水：2023年8月から海洋放出を開始。

⇒ 安全確保、風評対策・なりわい継続支援を継続

② プール内燃料取り出し
- 1-2号機：取り出しに向けたガレキ撤去や除染等を実施
- 3-4号機：取り出し完了

③ 燃料デブリの取り出し
- 2024年2月から3月にかけて１号機の原子炉格納容器内気中部のドローン調査を実施。
- ２号機での試験的取り出しに向けて準備中。（2022年2月から原子炉実寸大模型を用いて取り出し用のロボットアームの試験を実施するとともに、2023年10月には原子炉格納容器内部につながる貫通孔のハッチを開放し、2024年5月に貫通孔内部の堆積物除去作業完了。 2024年８月から10月頃の着手に向けて準備中。）

福島の復興（オフサイト）

＜「帰還困難区域」以外＞
- 全域で避難指示を解除 (2020年3月)

＜「帰還困難区域」＞
- 「特定復興再生拠点区域」
  - 全域で避難指示を解除。(2023年11月)
- 特定復興再生拠点区域外
  - 「特定帰還居住区域」制度を創設。(2023年6月)
  - 大熊町・双葉町・浪江町・富岡町の4町における「特定帰還居住区域復興再生計画」を認定。(2024年4月)

⇒ 2020年代をかけて帰還を希望する全ての住民が帰還できるよう、今後、除染・インフラ整備等を実施し、避難指示の解除を進めていく。また、残る帰還困難区域についても、将来的な全ての避難指示解除に向けて、地元自治体と協議を重ねつつ検討を進める。

＜福島の地域再生に向けた取組＞
- 福島イノベーション・コースト構想
  - 福島国際研究教育機構
  - 福島新エネ社会構想
- 福島県の食品の安全性確認



福島ロボットテストフィールド（南相馬市、浪江町）



福島水素エネルギー研究フィールド（FH2R）

種別	検査件数	基準値超過数	超過数割合
玄米	1,062件	0件	－
野菜・果実	2,071件	0件	－
畜産物	1,701件	0件	－
栽培山菜・きのこ	594件	0件	－
海産魚介類	2,867件	0件	－
内水面養殖魚	22件	0件	－
野生山菜・きのこ	477件	0件	－
河川・湖沼の魚類	145件	0件	－

野菜・果物、畜産物等の検査結果
令和4年4月1日～令和5年1月31日
（「ふくしま復興のあゆみ 第32版」より）
※国のガイドラインに基づき福島県が実施している検査。出荷・販売用の品目が対象

省エネを巡る状況

- 世界では、省エネを「第一の燃料」とし、2030年までに効率改善率を世界平均で2倍にするとされている。我が国でこれまで積み重ねてきた省エネ努力に加えて、更に大幅な省エネを実現するためには、**イノベーションによる非連続的な技術革新・社会実装が必要**。
- **GXの動きが加速**する中で、**中小企業にとってもその第一歩の取組である省エネの促進が重要**。

先進的な省エネ技術の例

データセンター用の冷却機器

水冷技術を活用した空調機。熱交換の効率を向上させることで、**エネルギー効率の向上と冷却能力の強化を両立**



出所）NTTファシリティーズ

産業用ヒートポンプ

NEDO補助事業により、**200℃の高温で動作する高効率ヒートポンプの技術開発**を実施。実用化されれば世界初



出所）NEDO

高効率給湯器

ヒートポンプや燃料電池を用いることで、従来型給湯器に比べて**大幅な省エネを実現**

※ヒートポンプを活用した機器は、昼間の余剰再エネ電気を活用することで**ディマンドリスポンス（DR）にも貢献**



出所）リンナイ

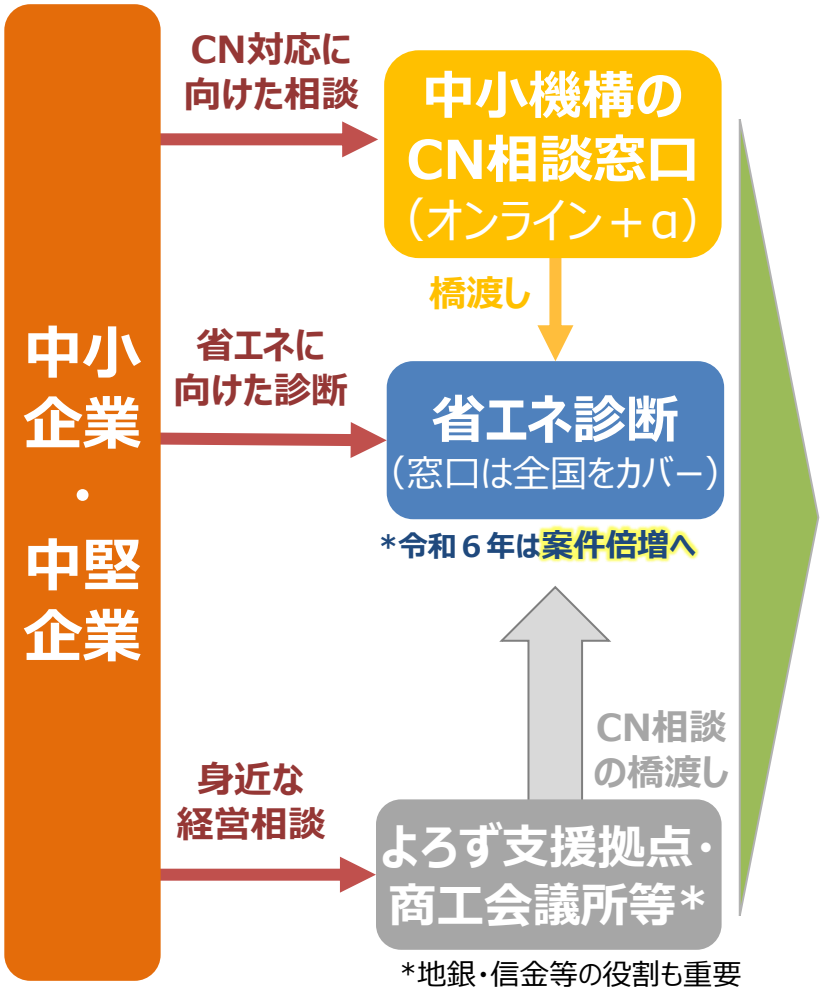
中小・中堅企業のGX推進に向けた施策の強化

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

■ 中小・中堅企業のGXに向けて、中小機構の**CN相談窓口**から、専門的な**省エネ診断**に至るまで、きめ細やかな体制を整備。よろず支援拠点や商工会議所等においても、経営相談に来るGXに意欲のある事業者に窓口を紹介。

■ さらに、省エネ設備の投資支援を含めて、**支援メニューを抜本強化**。

きめ細やかな相談受付体制



＊地銀・信金等の役割も重要

活用し得る支援メニュー（例）

１．省エネ補助金　今後３年間で7,000億円規模の支援策

【令和５年度補正：1,160億円／国庫債務負担行為を含む総額は、2,325億円】

- 工場のボイラや工業炉、ビルの空調設備や業務用給湯器などの設備更新を支援する「省エネ補助金」について、複数年の投資計画に切れ目なく対応する仕組みを適用。また、中小企業等による脱炭素につながる電化・燃料転換を促進する類型を新設。

２．建築物のゼロエミッション化等

【令和５年度補正：111億円／国庫債務負担行為を含む総額は339億円】

- 高効率の空調や照明、断熱材等の導入を一体で進めることで、既存の業務用建築物（オフィス、教育施設、商業施設等）を効率的に省エネ改修する支援策を新設。

３．CN投資促進税制

- 産競法の計画認定を受けた脱炭素化に資する設備導入を促進。適用期間を長期化（認定期間：2年以内＋設備導入期間：認定日から3年以内）するとともに、中小企業に対する措置を拡充。（税額控除（最大14%）又は特別償却50%）

４．低炭素リース信用保険制度

- 中小企業等がリースによる低炭素設備の導入を行いやすくするため、「低炭素投資促進機構（GIO）」がリース事業者のリスクを一部補完（50%を保険金として支払い）。

５．ものづくり補助金／事業再構築補助金

【2,000億円の内数（令和５年度補正）／6,000億円規模の基金の内数】

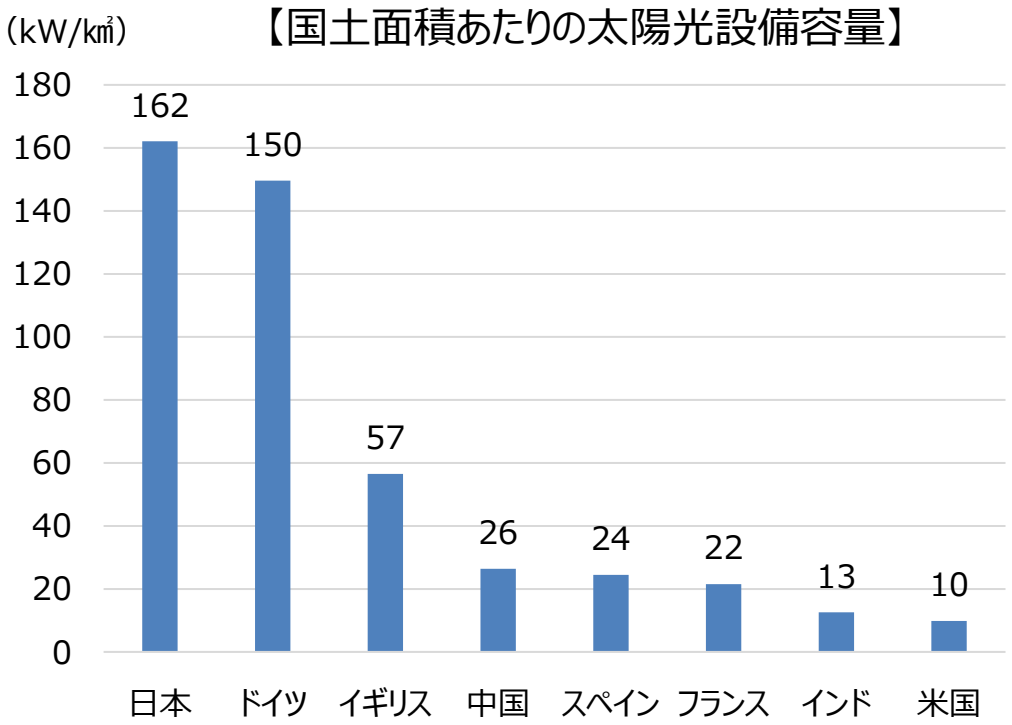
- GXに資する革新的な製品・サービスの開発、技術開発や人材育成を伴うグリーン分野への業態転換等を支援。

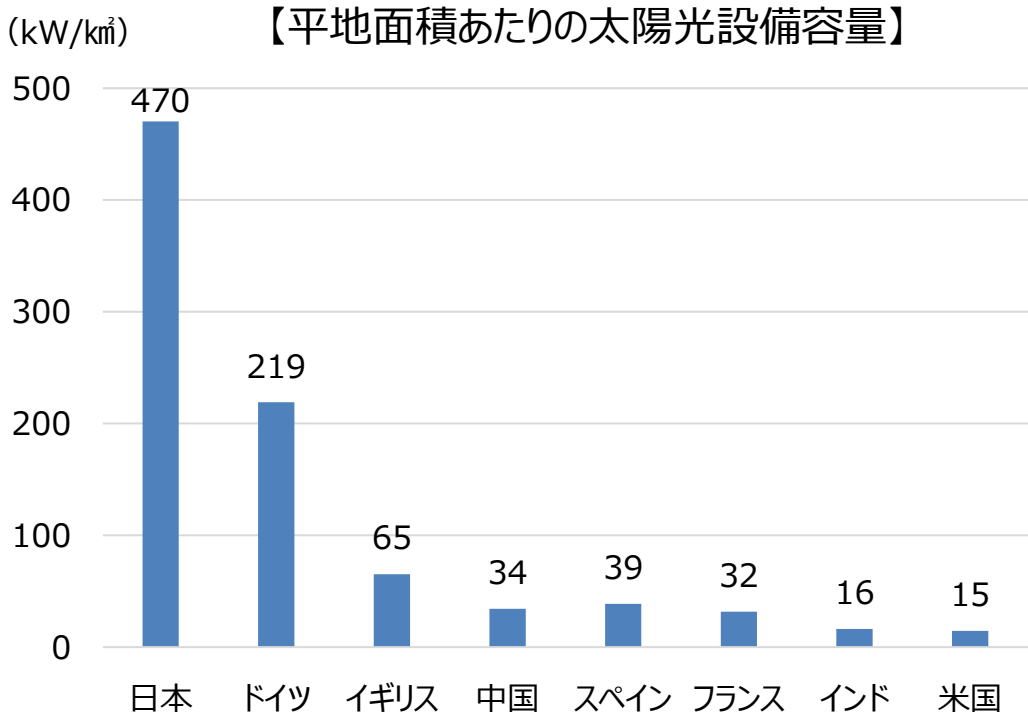
再エネ導入推移と2030年度の導入目標

	2011年度	2022年度	2030年度目標
再生可能エネルギー（全体）	10.4% (1,131億kWh)	**21.7%** (2,189億kWh)	**36-38%** (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4%	**9.2%**	**14-16%**
風力	0.4%	**0.9%**	**5%**
水力	7.8%	**7.6%**	**11%**
地熱	0.2%	**0.3%**	**1%**
バイオマス	1.5%	**3.7%**	**5%**

（出典）総合エネルギー統計（2022年度確報値）を基に資源エネルギー庁作成

（参考）平地面積あたりの太陽光発電容量





	日	独	英	中	仏	西	印	米
総発電量に占める太陽光の比率	**7.9%**	7.9%	4.0%	3.0%	2.1%	3.4%	3.4%	2.1%

（出典）外務省HP（https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html）、Global Forest Resources Assessment 2020（http://www.fao.org/3/ca9825en/CA9825EN.pdf）
IEA Market Report Series - Renewables 2020（各国2019年度時点の発電量）、総合エネルギー統計(2020年度確報値)、FIT認定量等より作成
※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2020の森林面積を差し引いて計算したもの。

ペロブスカイト太陽電池の研究開発状況

- ペロブスカイト太陽電池は、主要な材料である**ヨウ素の生産量は、日本が世界シェア30%（世界2位）**を占めている。**ヨーロッパや中国を中心に技術開発競争（ガラス型・タンデム型）が激化。日本も技術は世界最高水準**に位置し、特に、フィルム型では、**製品化のカギとなる大型化や耐久性の面で世界をリード**している状況。
- 積水化学工業は、現在、**30cm幅**のペロブスカイト太陽電池（フィルム型）の**ロールtoロールでの連続生産**が可能となっており、**耐久性10年相当、発電効率15%**の製造に成功。**11月15日には、世界初となる１MW超の建物壁面への導入計画が公表**された、今後、**１m幅での量産化技術**を確立させ、**2025年の事業化**を目指している。
- **パナソニック（ガラス・建材一体型）は**、**昨年8月から神奈川県藤沢市で実証実験**を開始。
- 京都大学発スタートアップの**エネコートテクノロジーズ（小型のフィルム型）**も、**IoT機器**などの用途も含め、複数の実証プロジェクトを推進。



ロールtoロールによる製造

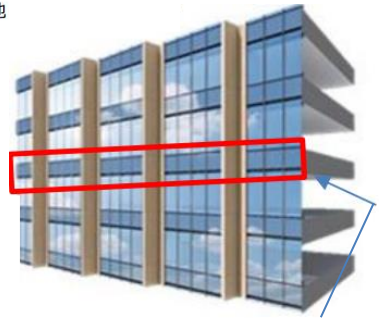
出所：積水化学工業（株）ＨＰ

内幸町一丁目街区南地区第一種市街地再開発事業
世界初　フィルム型ペロブスカイト太陽電池による
高層ビルでのメガソーラー発電を計画

第一生命保険、中央日本土地建物、東京センチュリー、
東京電力ＰＧ、東電不動産、東京電力ＨＤ

内幸町一丁目街区南地区第一種市街地
再開発事業完成イメージ





スパンドレル部（※）外壁面内部

（※）本計画では、ビルの各階の床と天井の間に位置する防火区画に位置する外壁面

１MW導入計画プレスリリース

出所：中央日本土地建物グループ・東京電力HD　HPより一部加工

パナソニックの実証の様子



エネコートのIoT機器（Co2センサ）

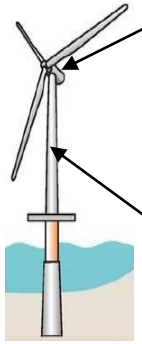


洋上風力の低コスト化プロジェクト（GI基金事業）について

- GI基金を活用し、浮体式洋上風力の低コスト化に向けた技術開発を実施（予算額：1,195億円）
- 要素技術開発（フェーズ1）を実施するとともに、**国内の海域を活用した浮体式洋上風力の実証事業（フェーズ2）を実施。**
  フェーズ２について、2023年10月、実証事業の候補海域として、北海道2海域、秋田県、愛知県の合計4海域を公表。
  2024年5月下旬頃を目途に事業者及び海域（2箇所程度）を決定予定。

（参考）フェーズ１採択案件

①次世代風車技術開発事業



●ナセル内部部品（軸受･増速機）

【大同メタル工業株式会社】
風車主軸受の滑り軸受化開発

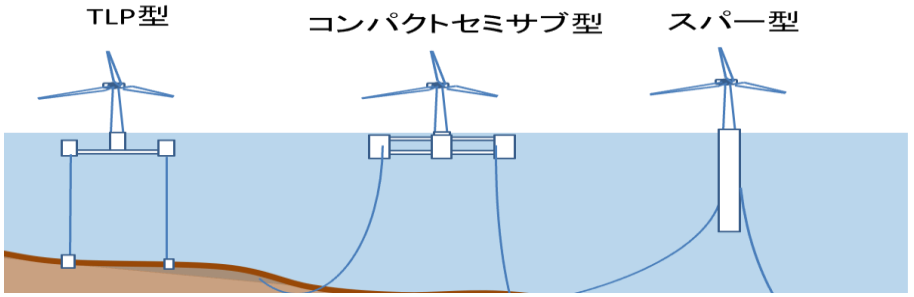
【株式会社　石橋製作所】
15MW超級増速機ドライブトレインの開発など

【ＮＴＮ株式会社】
洋上風力発電機用主軸用軸受のコスト競争力アップ

●タワー

【株式会社駒井ハルテック】
洋上風車用タワーの高効率生産技術開発･実証

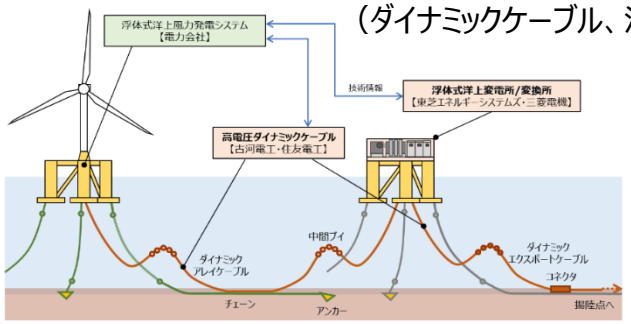
②浮体式基礎製造･設置低コスト化技術開発事業



①三井海洋開発等
②日立造船等
③ジャパンマリンユナイテッド等
④東京瓦斯等
⑤東京電力RP等
⑥戸田建設等

③洋上風力関連電気システム技術開発事業

【東京電力RP等】
低コスト浮体式洋上風力発電システムの共通要素技術開発
（ダイナミックケーブル、洋上変電所等）



出典：東京電力ＨＤニューアブルパワーHP

④洋上風力運転保守高度化事業

【関西電力等】
ドローンを使った浮体式風車ブレードの革新的点検技術の開発

【古河電気工業等、東京汽船等の2者】
海底ケーブル敷設専用船(CLV)、風車建設･メンテナンス専用船(SOV)

【東京電力RP等、株式会社北拓、NTN、戸田建設の4者】
デジタル技術やAI技術による予防保全やメンテナンス高度化

フェーズ２：風車･浮体･ケーブル･係留等の一体設計を行い実証事業を実施（上限額８５０億円）

４つの候補海域：①北海道石狩市浜益沖、②北海道岩宇･南後志地区沖、③秋田県南部沖、④愛知県田原市･豊橋市沖

区域名		万kW※1		供給価格※2 (円/kWh)	運開年月	選定事業者構成員
促進区域	①長崎県五島市沖（浮体）	1.7	第1ラウンド公募 事業者選定済 約170万kW	36	2026.1	戸田建設、JRE、大阪瓦斯、関西電力、INPEX、中部電力
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	49.4		13.26	2028.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	③秋田県由利本荘市沖	84.5		11.99	2030.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech、ウェンティ ジャパン
	④千葉県銚子市沖	40.3		16.49	2028.9	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	⑤秋田県八峰町能代市沖	37.5	第2ラウンド公募 事業者選定済 約180万kW	3	2029.6	JRE、イベルドローラ・リニューアブルズ・ジャパン、東北電力
	⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	31.5		3	2028.6	JERA、電源開発、伊藤忠商事、東北電力
	⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4		3	2029.6	三井物産、RWE Offshore Wind Japan 村上胎内、大阪瓦斯
	⑧長崎県西海市江島沖	42		22.18	2029.8	住友商事、東京電力リニューアブルパワー
	⑨青森県沖日本海(南側)	60	第3ラウンド公募 約110万kW （事業者公募中 1/19~7/19）			
	⑩山形県遊佐町沖	45				
有望区域	⑪北海道石狩市沖	91～114				
	⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56～71				
	⑬北海道島牧沖	44～56				
	⑭北海道檜山沖	91～114				
	⑮北海道松前沖	25～32				
	⑯青森県沖日本海（北側）	30				
	⑰山形県酒田市沖	50				
	⑱千葉県九十九里沖	40				
	⑲千葉県いすみ市沖	41				
準備区域	⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)					
	㉑北海道島牧沖(浮体)					
	㉒青森県陸奥湾					
	㉓岩手県久慈市沖(浮体)					
	㉔富山県東部沖(着床・浮体)					
	㉕福井県あわら沖					
	㉖福岡県響灘沖					
	㉗佐賀県唐津市沖					

※2 ①～④についてはFIT制度適用のため調達価格。
⑤～⑧はFIP制度適用のため基準価格。

＜導入目標＞【】内は全電源の電源構成における比率

現状：風力全体4.5GW【0.9%】
（うち洋上0.01GW）

2030年：風力全体23.6GW【5%】
（うち洋上5.7GW【1.8%】）

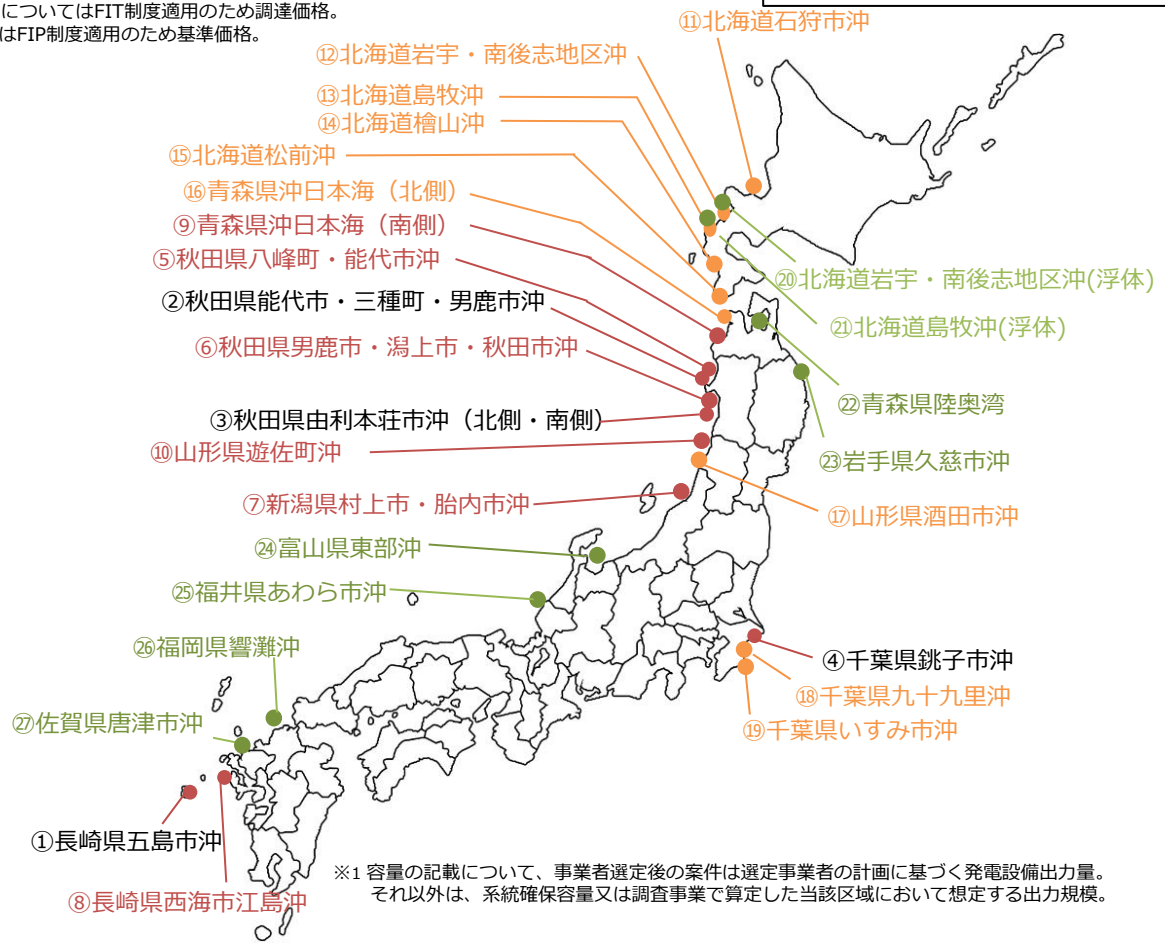
＜洋上風力案件形成目標＞

2030年 10GW／2040年 30-45GW

＜洋上風力国内調達比率目標（産業界目標）＞

2040年 60%

【凡例】
●促進区域（第１ラウンドは黒字）
●有望区域　●準備区域



※1 容量の記載について、事業者選定後の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。
それ以外は、系統確保容量又は調査事業で算定した当該区域において想定する出力規模。

【参考】脱炭素電源の立地状況

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- 我が国における脱炭素エネルギーの供給において、例えば、洋上風力は風況に左右され、再エネの供給適地が偏在しているなど、脱炭素エネルギーの供給拠点には地域偏在性が存在。
- 再エネや原子力などの脱炭素電源比率が4割を超えるのは、北海道、九州、関西エリアのみ。

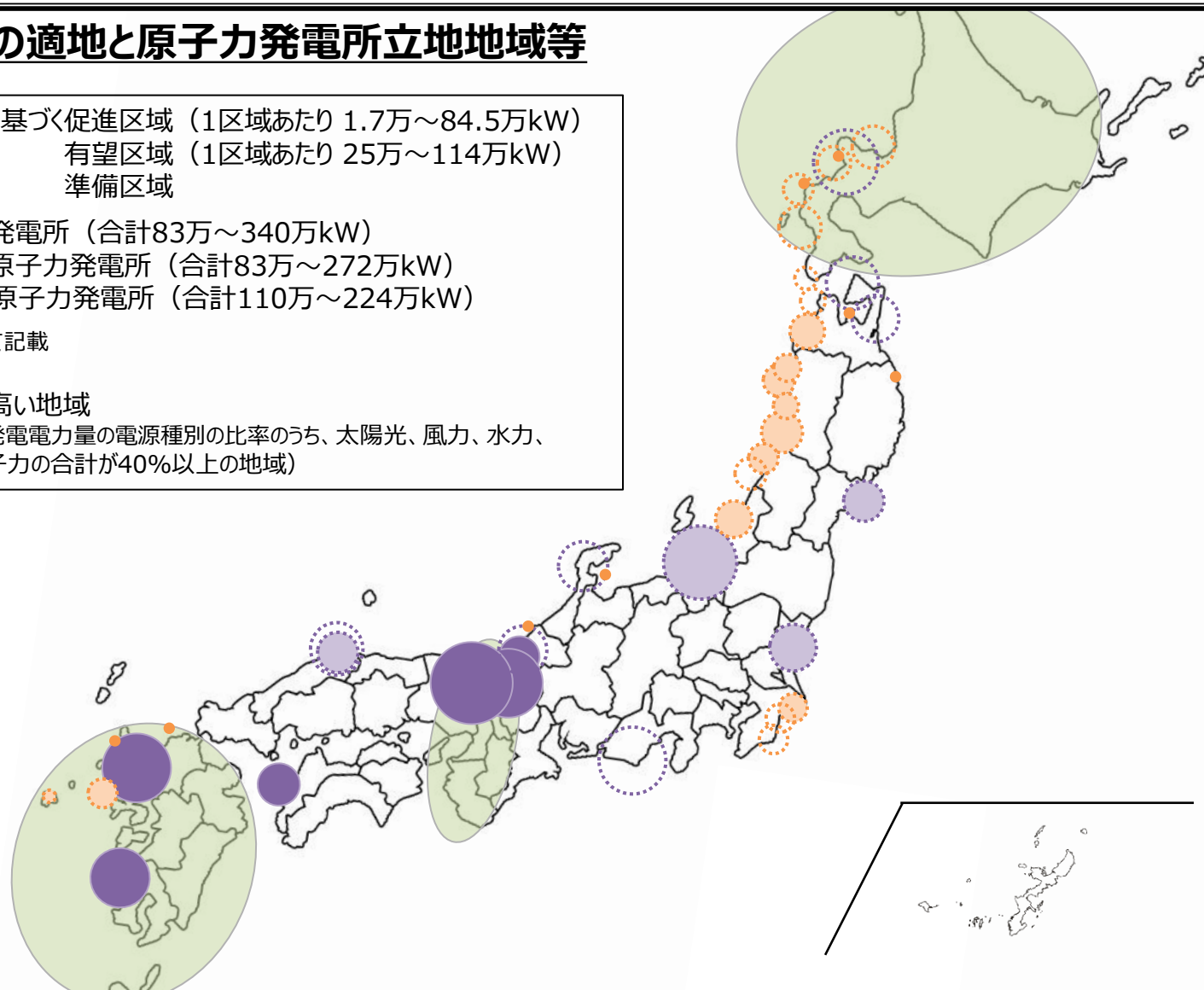
洋上風力発電の適地と原子力発電所立地地域等

…再エネ海域利用法に基づく促進区域（1区域あたり 1.7万～84.5万kW）
…　〃　有望区域（1区域あたり 25万～114万kW）
…　〃　準備区域

…再稼働済み原子力発電所（合計83万～340万kW）
…設置変更許可済み原子力発電所（合計83万～272万kW）
…新規制基準審査中原子力発電所（合計110万～224万kW）

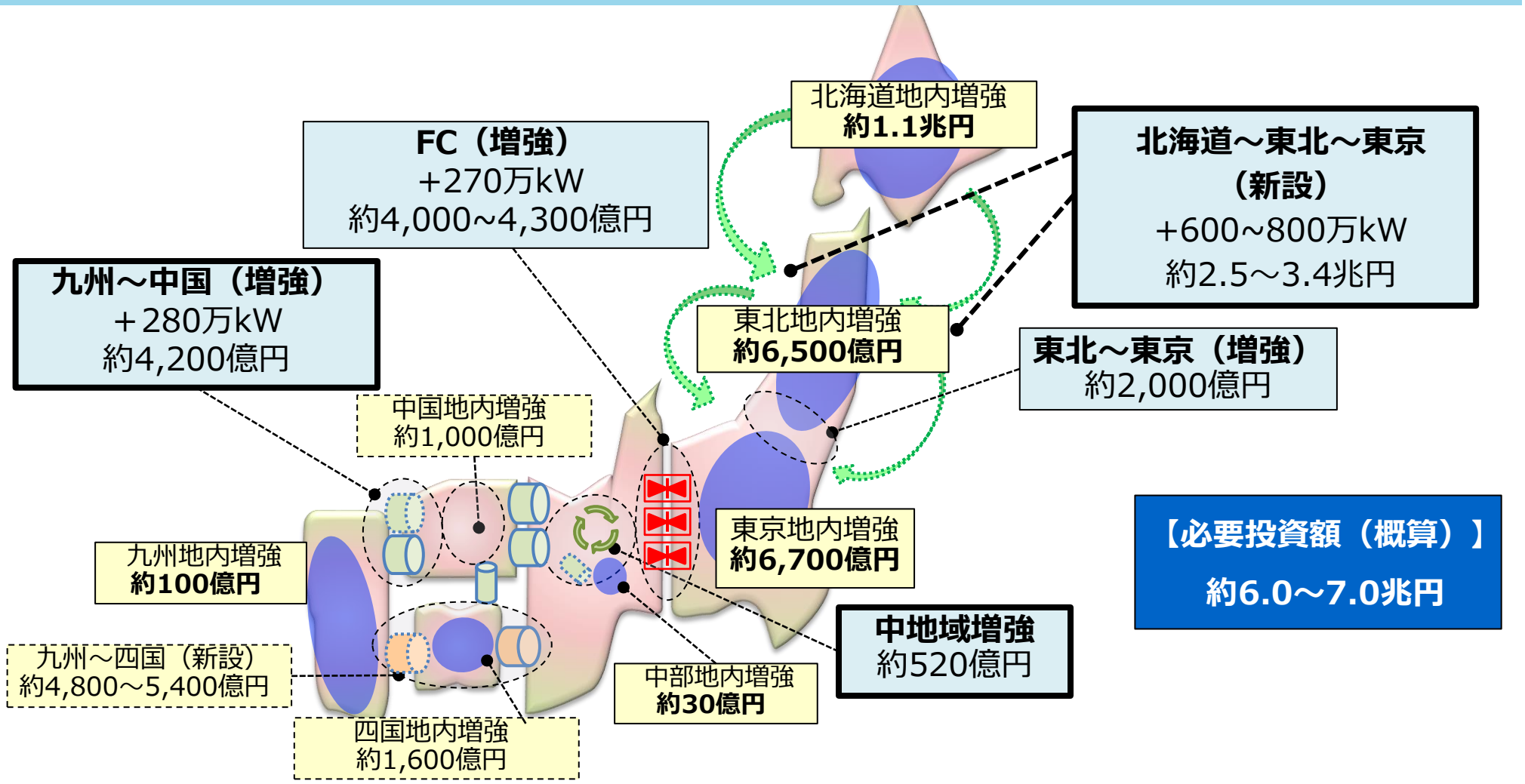
※円の面積は発電容量に応じて記載

…脱炭素電源比率の高い地域
（2023年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率のうち、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス、原子力の合計が40%以上の地域）



マスタープランに基づく全国規模での系統整備

- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、電力広域的運営推進機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系系統のマスタープランを2023年3月29日に策定・公表した。
- 並行して、北海道～本州間の海底直流送電等について、具体的な整備計画の検討を開始。



（出典）広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（電力広域的運営推進機関2023年3月29日策定）のうちベースシナリオより作成

先端産業において重要性を増す多様な鉱物資源

- 鉱物資源は、多数の鉱種が存在し、それぞれの特性や市場規模・主要生産国・需要国等も多様。
- 特に、**レアメタル**は、**グリーン・デジタル等の先端技術・産業**において、製品の高機能化等を実現する上で重要な**蓄電池・半導体等の部品の生産に必要不可欠**。**銅は、電化に必要な鉱物として欧米も重要鉱物に追加。**

各種レアメタルの先端産業における使用例



空飛ぶクルマ



多目的EV自動運転車



二次電池、蓄電池



電気自動車

自動車電動化で必要となる鉱物
①リチウムイオン電池
リチウム、コバルト、ニッケル、グラファイト
②駆動モーター
レアアース
（ネオジム、ジスプロシウム）

航空機

高機能材

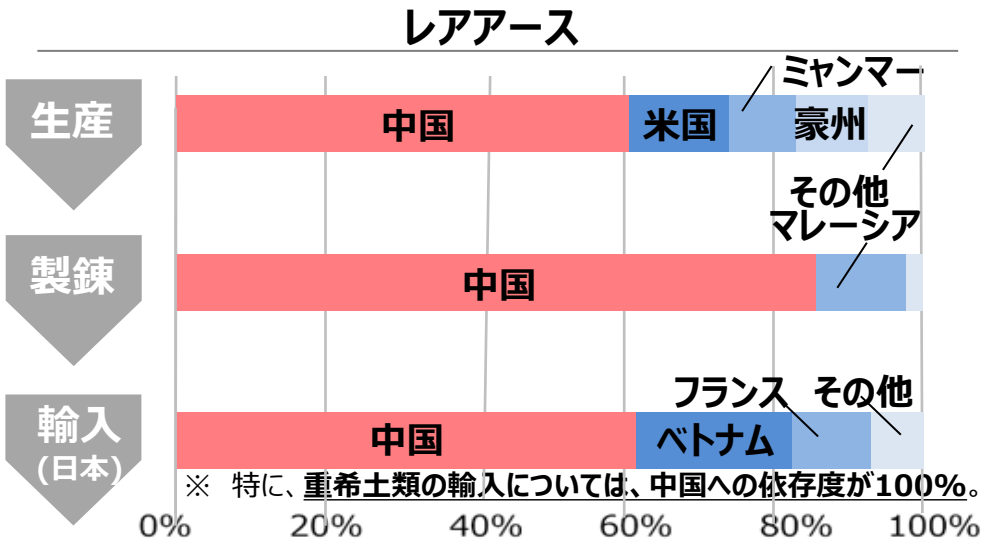
製品の小型軽量化・省エネ化・環境対策

特殊鋼	電子部品（IC,半導体,接点等）	レアアース ネオジム磁石	リチウムイオン電池	超硬工具	排気ガス触媒	展伸材
ニッケル、クロム、タングステン、ニオブ　等	タンタル、ガリウム、フッ素　等	レアアース（ネオジム、プラセオジム、テルビウム）等	リチウム、コバルト、ニッケル　等	タングステン、バナジウム　等	白金族（プラチナ、パラジウム、ロジウム）等	チタン　等

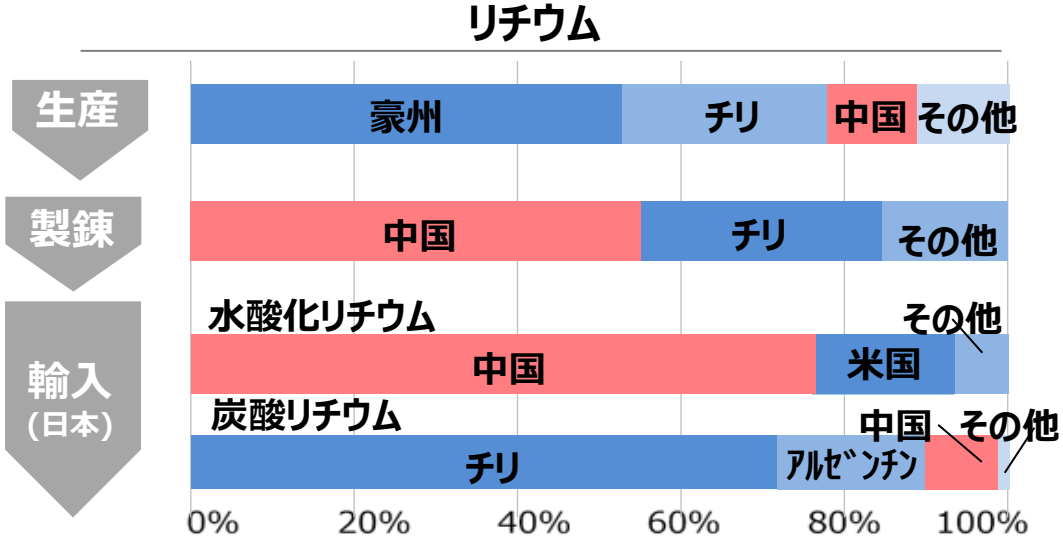
※ 電気自動車等の生産には、電線や電子部品等に使う銅などのベースメタルも不可欠であり、それらの需要も増加の見通し。

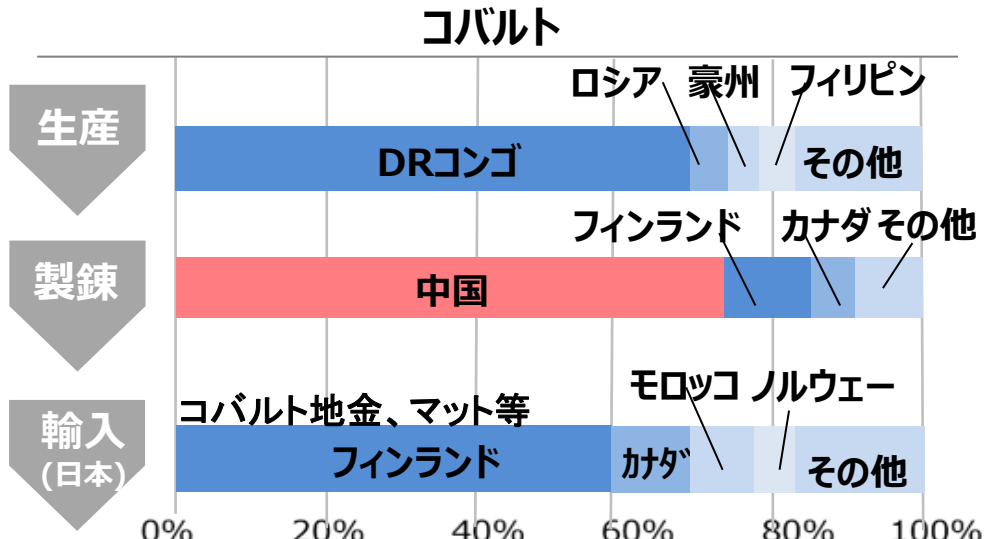
脱炭素化に伴う重要鉱物などのサプライチェーンリスク

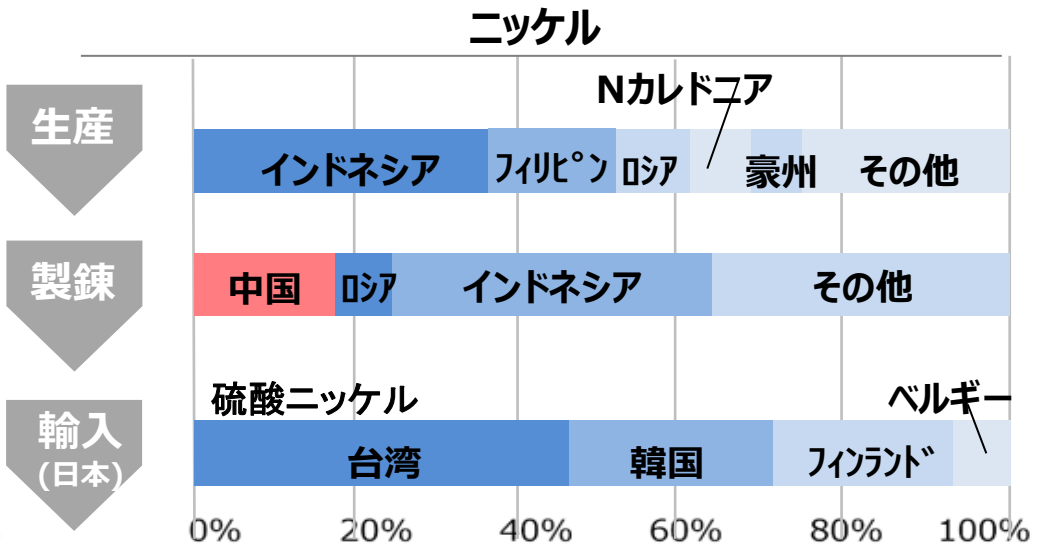
- レアアースやリチウムといった**重要鉱物は、ネットゼロの実現に向け必要不可欠**であるが、**特定の国へ過度に依存**している状況。こうした現状を踏まえると、**重要鉱物の安定供給確保に向けた取組は重要**。



※ 特に、**重希土類の輸入については、中国への依存度が100%**。







（出典）IEA, ITC, JOGMECのデータベース等を基に経済産業省作成

目次

１．エネルギーを巡る状況

２．GXの実現に向けた今後のエネルギー政策

３．　各分野の政策

４．　原子力政策

政府の再稼働に関する方針　～第６次エネルギー基本計画（抜粋）～

- **原子力規制委員会により、世界で最も厳しい水準の規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し、原子力発電所の再稼働**を進める
- その際、**国も前面に立ち、立地自治体等関係者の理解と協力を得るよう、取り組む**

５．２０５０年を見据えた２０３０年に向けた政策対応

（６）原子力政策の再構築

②原子力利用における不断の安全性向上と安定的な事業環境の確立

いかなる事情よりも安全性を全てに優先させ、国民の懸念の解消に全力を挙げる前提の下、原子力発電所の安全性については、原子力規制委員会の専門的な判断に委ね、原子力規制委員会により世界で最も厳しい水準の規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し原子力発電所の再稼働を進める。その際、国も前面に立ち、立地自治体等関係者の理解と協力を得るよう、取り組む。

原子力発電所の現状

2024年6月25日時点

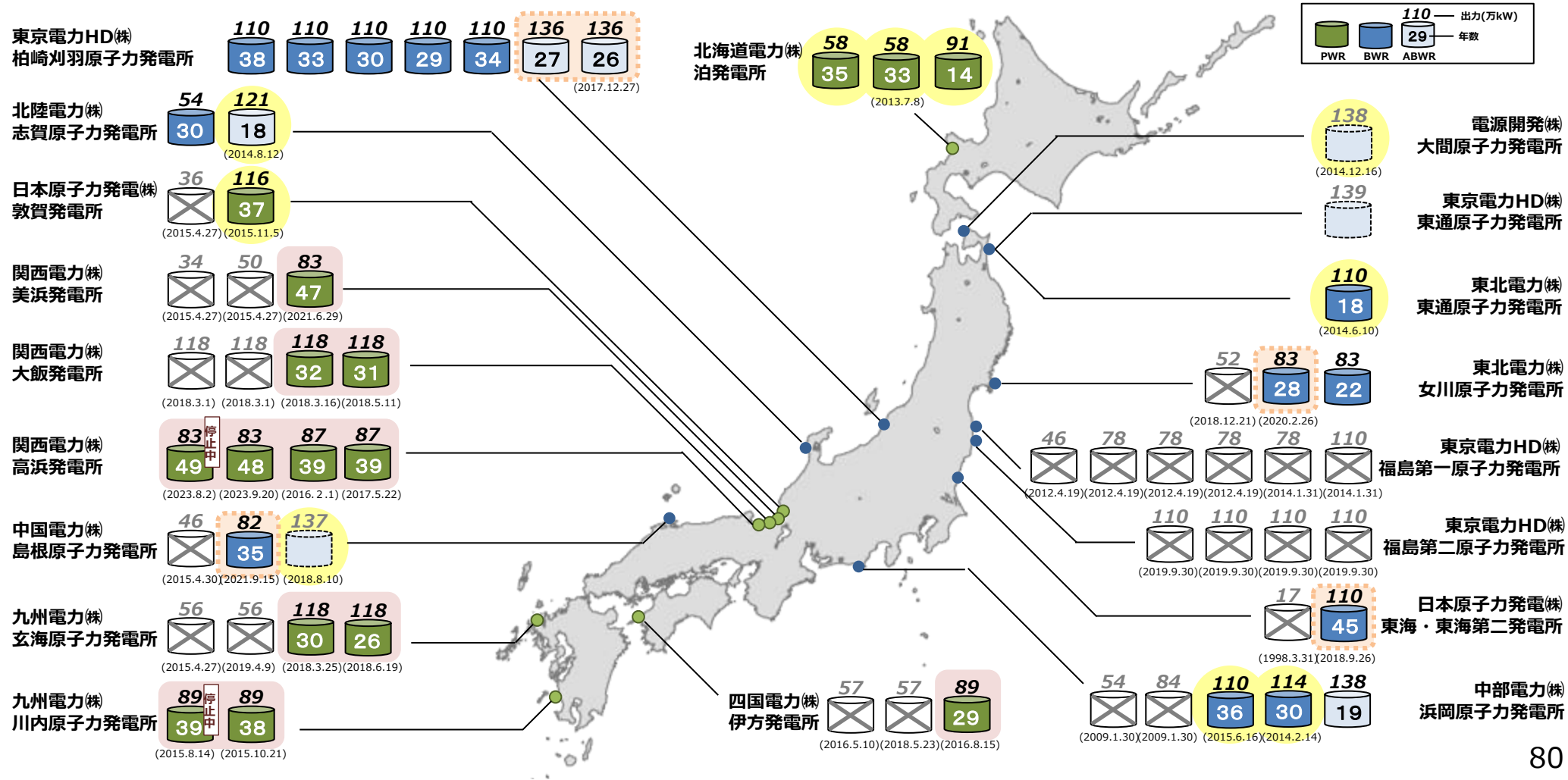
再稼働
12基
稼働中 10基、停止中 2基

設置変更許可
5基

新規制基準 審査中
10基

未申請
9基

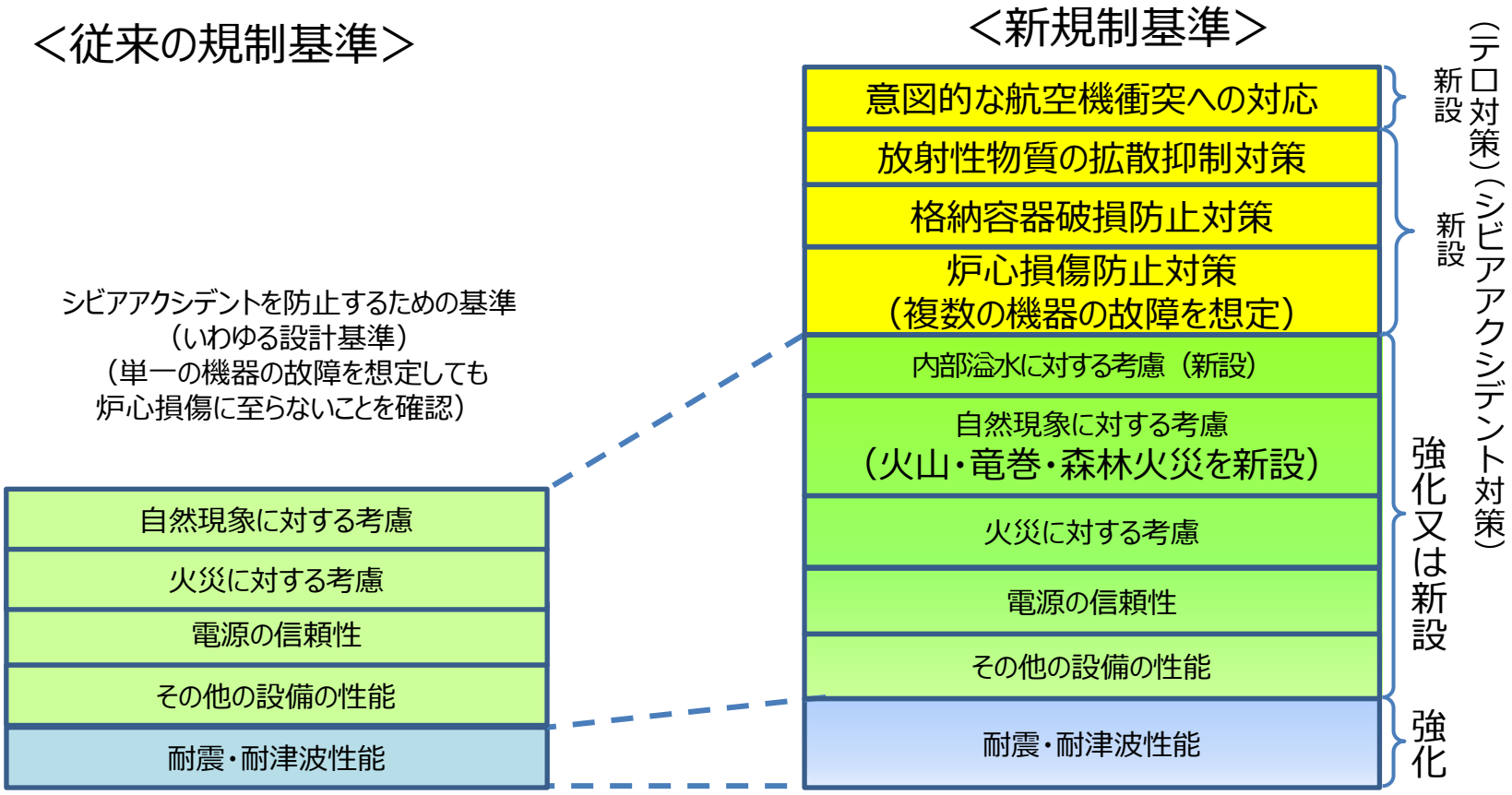
廃炉
24基
(電気事業法に基づく廃止日)



新規制基準の策定

- **高い独立性を有する原子力規制委員会**によって、**世界で最も厳しい水準**となるよう策定された。
- 新規制基準では、地震・津波の想定をより保守的に行うとともに、**シビアアクシデント対策**※や**テロ対策**を**新たに規定**し、**安全対策を強化**。

※**シビアアクシデント**：設計段階での想定を逸脱して、炉心の冷却や制御が不能になり、炉心の重大な損傷に到る事態



（参考）事業者による安全対策の例（柏崎刈羽）

（事故での教訓）

地震・津波発生

制御棒を挿入

原子炉を「**止める**」

全電源喪失

炉心を「**冷やす**」

温度上昇で水素発生

炉心が溶融

建屋の水素爆発

放射性物質を「**閉じ込める**」

地震・津波等の想定が甘かった

津波・地震による全ての電源喪失

原子炉への給水機能の喪失

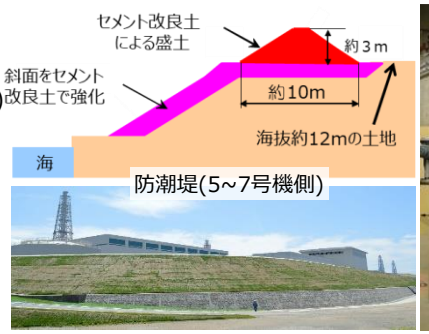
水素爆発の発生や放射性物質の拡散

※燃料を覆うジルコニウム合金が高熱になると炉内の水蒸気（水）を分解して水素が発生

（柏崎刈羽発電所における安全対策の実施例）

●地震の想定
・1209ガル（７号機建屋基礎版上で774ガル）
※中越沖地震時は356ガル（7号機建屋基礎版上）
（ガルは地震の揺れの強さを示す単位）

●津波の想定を引き上げ
・3.3m→6.8m
・敷地高12m+防潮堤3mの計15mを確保





●浸水対策
・配管やケーブル等の壁貫通部の止水処理を強化
・重要な機器がある部屋の扉を水密化

●非常用電源を強化
・電源車　0台→20台
・ガスタービン発電機車　0台→4台



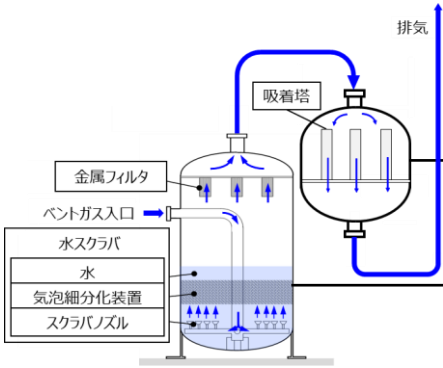


●冷却機能の多様化
・高圧代替注水系（HPAC）
・代替熱交換器車　0台→12台
・代替循環冷却系（新規制基準に採用）
・ポンプ車（消防車）　3台→38台
・貯水池（2万㎥）を新設





●放射性物質の拡散緩和
・放射性物質の大気中への放出を抑制する装置（フィルタベント）を導入
・大容量放水設備を配備
・発生した水素を除去する装置を導入







出典：東京電力HDより提供

（参考）産業界での取組

- 新規制基準に加えて、電力事業者、メーカー等の**産業界でも連携して安全性向上**に取組
- **事業者共通の技術的課題に効果的に取り組むATENA、ピアレビューを通じて現場活動の改善を図るJANSI、リスク評価・情報を活用した意思決定の手法開発を行うNRRC**

ATENA

事業者間で**共通性のある、技術的**な「欠け」を抽出。**対策を立案**し、産業界での実行をけん引。

- **電力、メーカーの技術力を結集**する体制により、**事業者間で共通性があり、技術的対応を要する課題について、対策を立案**
- 対策決定は、各事業者のハイレベルが参加する場で行い、各事業者に実行のコミットを求める仕組み
- 産業界の代表として**規制当局と対話**

JANSI

発電所現場の「欠け」を抽出。**ピアレビュー等**を通じた**事業者への提言**により、**現場の安全性向上**を図る。

- 民間の独立した**第三者機関として、事業者の現場の活動をチェック（ピアレビュー）**
- 現場の行動に着目し、基準への適合のみならず、「より良い方法は何か」という視点で提言
- 国内外の**運転現場の情報を収集分析し、事業者へ提言**

NRRC

確率論的**リスク評価（PRA）、及びリスク情報を活用した意思決定の手法を開発**、その**実証**事業を通じ、導入を支援。

- PRAは、発電所の網羅的な弱点の洗い出しや、対策の優先順位付けに有効な手段となり得るもの
- 所長にNRC元委員を招聘、国内の専門家集団により、日本でリスクの大きい地震・津波も起因事象に取り入れたPRAモデルを開発、発電所で実証
- **PRAなどリスク情報を活用した意思決定の手法を整備し、各事業者での導入戦略策定をバックアップ**

（参考）原子力発電所等の警備に関する関係省庁・関係機関の協力と対応等

i. 切れ目のない対応を可能とする関係機関・事業者間の連携体制の強化

- 昨今の情勢を踏まえ、各原子力発電所等の警備に関しては、武力攻撃事態を含む様々な危機に対処できるようにするため、警備当局、自衛隊、規制当局及び事業者の協力関係を一層緊密なものとしておくことが重要。
- このため、立地地域と中央それぞれの上記関係者による連絡会議を設置。引き続き、関係省庁間の連携体制の強化を目指す。

陸上自衛隊と警察の共同実働訓練の様子



（令和元年11月　於 北海道電力泊発電所）

ii. 対処能力の強化

- 各都道府県警察と陸上自衛隊は、全国各地で共同実動訓練を継続して実施しており、2012年以降、各地の原子力発電所の敷地において実施するなど、連携強化を図っている。
- 海上保安庁と海上自衛隊は、原子力発電所のテロ対処を想定した訓練を含む不審船対処に係る共同訓練を実施している。海上保安庁と各都道府県警察も、合同訓練を定期的に実施している。
- 弾道ミサイルに対しては、イージス艦とＰＡＣ－３による多層防衛により対応している。航空自衛隊においても、平素よりミサイル等の迎撃態勢の充実・強化を図るためＰＡＣ－３部隊等の機動展開訓練を実施してきており、弾道ミサイル等を含む各種ミサイル対処に係る能力・維持向上を図っている。

PAC-3機動展開訓練の様子



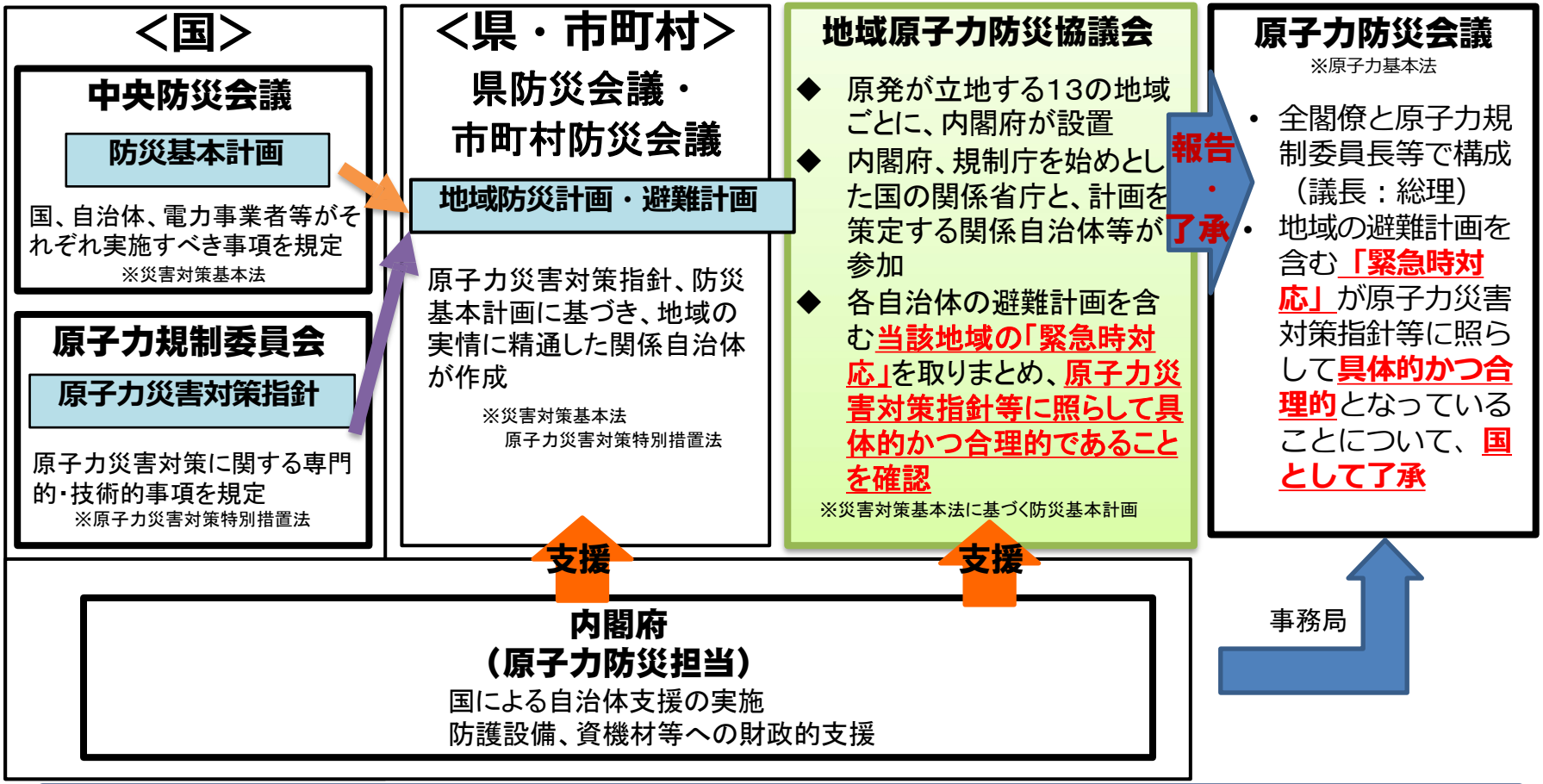
（令和4年11月　於 福井県おおい町長井浜海水浴場）

iii. 国際社会との連携強化

- 有事における原子力施設の安全確保等に向けた、国際原子力機関（IAEA）を含む国際社会とのさらなる連携強化を推進していく。

（写真）警察庁「焦点」、防衛省航空自衛隊ニュースリリースより引用

（参考）地域防災計画・避難計画の策定と支援体制



＜国による自治体支援の具体的内容＞

- 計画策定当初から政府がきめ細かく関与し、要配慮者を含め、避難先、避難手段、避難経路等の確保等、地域が抱える課題をともに解決するなど、国が前面に立って自治体をしっかりと支援
- 緊急時に必要となる資機材等については、国の交付金等により支援
- 関係する民間団体への協力要請など、全国レベルでの支援も実施
- 一旦策定した計画についても、確認・支援を継続して行い、訓練の結果等も踏まえ、引き続き改善強化

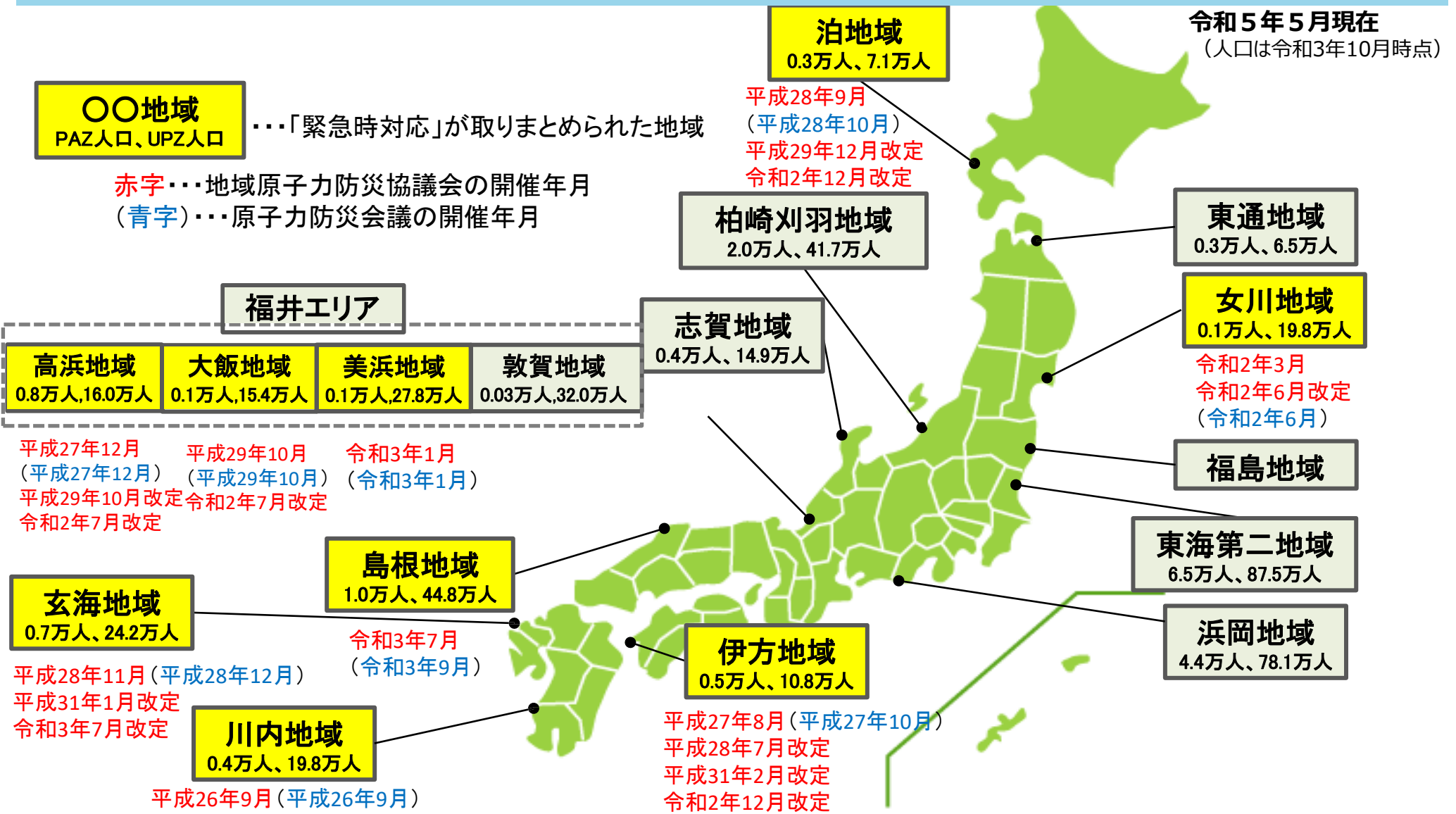
原子力災害における避難計画（緊急時対応）のとりまとめ状況

- 規制委員会の許可前の地域や対象人口が多い地域は、緊急時対応含め避難計画策定中が多い。
- 対象人口が約46万人の地域まで、緊急時対応は策定が進捗。

令和５年５月現在
（人口は令和3年10月時点）

〇〇地域
PAZ人口、UPZ人口
・・・「緊急時対応」が取りまとめられた地域

赤字・・・地域原子力防災協議会の開催年月
（青字）・・・原子力防災会議の開催年月



※内閣府HP掲載資料他から抜粋

立地地域をはじめとする電力大消費地も含めた国民各層とのコミュニケーション

●**原子力の必要性等**について、**立地地域をはじめ**東京・大阪等の**大消費地も含め**、**理解活動を展開**。
●**説明会**とともに、**ホームページを通じた情報発信**、**紙面やSNS等の多様な手段**で説明を実施。

＜全国各地での説明会・講演等＞

- エネルギーミックスや発電所の安全対策等の**様々なテーマに応じた説明会等**を、**全都道府県で987回開催**、延べ**約5万人が参加**（2016年1月～2023年9月の累計）。
- **大学の講義**に国の職員がオンラインで参加する等、多様な機会をとらえて**エネルギー政策等を説明**。
- 2023年1月から12月にかけ、経済産業局各局にてブロック毎に**「GX実現に向けた基本方針」**に関する**説明会を開催**。これまで合計20回開催し、**参加申込者は延べ約2200名**。



＜新聞、ウェブ、SNSを通じた広報＞

- これまで、雑誌系オンラインメディアでの**記事配信**、**新聞広告**、**東京・大阪各線での交通広告配信**等、**複数のメディアを活用した情報発信**を実施。



電車広告@東京（期間:2023/12/18-12/24）

＜エネ庁HP上の情報サイト：「エネこれ」による情報発信＞

- HP上で、**エネルギー関連の様々なテーマについて、わかりやすい解説記事**を定期的に**配信**。
- 2017年6月の開始から、これまで**約370本の記事を配信**。うち**原子力関連の記事は72本**。(2023年12月時点)
- 2022年11月には、エネルギーに関する知識のない方にも、エネルギー政策の基本的な考え方である「S+3E」をはじめ、**エネルギーの基礎知識がわかりやすく学べる特設ページも開設し、「エネこれ」としてリニューアル**。
- 2022年度は、「S+3E」について紹介した動画も作成し、YouTube等で配信。YouTubeでは、これまでに**計4,428万回以上の再生回数を記録**。

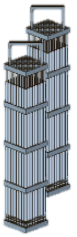
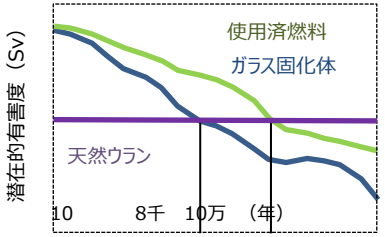


エネ庁HP上に開設した特設ページ

核燃料サイクル政策のメリット

- 全国には約2.0万トンの使用済燃料が存在
- **使用済燃料を再処理し、MOX燃料として活用することで、①高レベル放射性廃棄物を減容化し、②有害度を低減し、③資源の有効利用を図る、という核燃料サイクルを推進**

核燃料サイクルのメリット

	軽水炉サイクル（当面の姿）	高速炉サイクル（将来的に目指す姿）
①減容化	 ■再処理：最大800トン/年 **原発40基/年** 相当のSFを再処理  **体積比約1/4に** 	**体積比約1/7に**
②有害度低減	 毒性が自然界並に低減する期間 **【Bq】100万年 → 数万～10万年** **【Sv】 10万年 → 8千年**	**【Bq】900年** **【Sv】300年**
③資源有効利用	 ■MOX：最大130 t HM/年	**新たに１～２割の燃料** **800トンのSFから100トン程度のMOX燃料** （プルサーマル12基/年 相当）	**更なる有効利用**

核燃料サイクルの確立に向けた取組の進展

- 核燃料サイクル施設の事業変更許可、第1回設計及び工事計画の認可(設工認)取得、最終処分の取組など、核燃料サイクルの取組は着実に前進。
- 核燃料サイクル確立に向けて、①**六ヶ所再処理工場・MOX燃料工場の竣工**、②**使用済燃料対策の推進**、③**プルトニウムバランスの確保**、④**最終処分の実現**等の取組を加速することが重要。

○プルトニウムバランスの確保

- 新たなプルサーマル計画に基づき、2030年度までに少なくとも12基で実施
- プルトニウムの回収と利用のバランスを管理

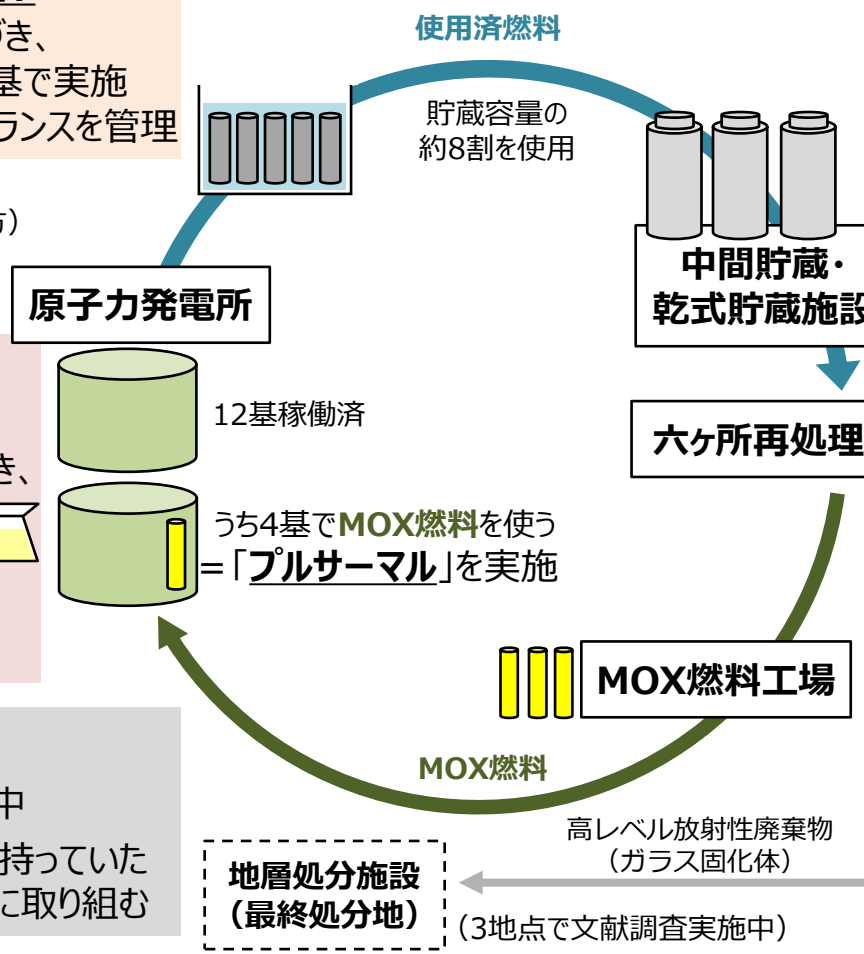
（2018．7　我が国におけるプルトニウム利用の基本的な考え方）
（2020.12　プルサーマル計画）
（2024．2　プルトニウム利用計画）

○ウラン燃料サプライチェーンの確保

- 経済安全保障推進法に基づき、「特定重要物資」にウランを指定
- ウラン燃料の安定的な調達に向けた支援策を検討中

○最終処分の実現

- 複数地点で文献調査を実施中
- できるだけ多くの地域で関心を持っていただけるよう、全国での対話活動に取り組む



○使用済燃料対策の推進

- 業界全体で貯蔵能力の拡大を推進
  2030年頃に容量を約3万トンへ
- 業界大の連携・協力を推進
- 使用済MOX燃料の技術開発を加速

（2020．9　伊方　許可）
（2020.11　RFS　許可）
（2021．4　玄海　許可）
（2024．1　使用済燃料対策推進計画　改訂）
（2024．3　RFS社　安全協定の締結申し入れ）

（2020．7　許可）
（2022.12　第1回設工認取得）

（2020.12　許可）
（2022．9　第1回設工認取得）

○再処理工場・MOX工場の竣工

- 業界大で原燃の審査・竣工を支援
  再処理：2024年度上期の
  できるだけ早期
  ＭＯＸ：2024年度上期

六ヶ所再処理工場・MOX燃料工場の竣工に向けた取組

- 使用済燃料を再処理し、MOX燃料として再利用する核燃料サイクルを進める上で、**六ヶ所再処理工場とMOX燃料工場は中核となる施設**。安全対策工事や適合性審査など、**竣工に向けたプロセスが進捗**。
- 現在、電力・メーカー・ゼネコンの**オールジャパン体制で原燃の審査対応を支援**。今後、両工場の竣工・操業に向けて、こうした取組を一層強化していくことが重要。

六ヶ所再処理工場の経緯

1993年４月　着工
1999年12月 使用済燃料搬入開始
2006年３月　アクティブ試験開始　→ガラス溶融炉の試験停止
2013年５月　　ガラス固化試験完了
2014年１月　新規制基準への適合申請
2020年７月　事業変更許可
2022年12月　**第１回設工認認可・第2回設工認申請**
→安全対策工事や使用前事業者検査を経て竣工

2024年度上期のできるだけ早期　竣工目標



使用済燃料の最大処理能力：800トン/年

MOX燃料工場の経緯

2010年10月　着工
2014年１月　新規制基準への適合申請
2020年10月　審査書案の了承
2020年11月　パブコメ終了
2020年12月　事業変更許可
第1回設工認申請
2022年9月　**第1回設工認認可**
2023年2月　**第2回設工認申請**
→安全対策工事や使用前事業者検査を経て竣工

2024年度上期　竣工目標



最大加工能力：130トン-HM（ヘビーメタル*）/年
＊MOX中のPuとUの金属成分の重量を表す単位

90

最終処分に関するこれまでの経緯

2000年　**「最終処分法」制定、NUMO**※設立　→　全国公募開始（手挙げ方式）

2007年　高知県東洋町が応募/取り下げ

※Nuclear Waste Management Organization
（原子力発電環境整備機構）

2015年　最終処分法に基づく**「基本方針」**改定

国が前面に立つ観点から、

- 科学的により適性の高いと考えられる地域を提示
- 理解状況等を踏まえて国から自治体へ申し入れ　等

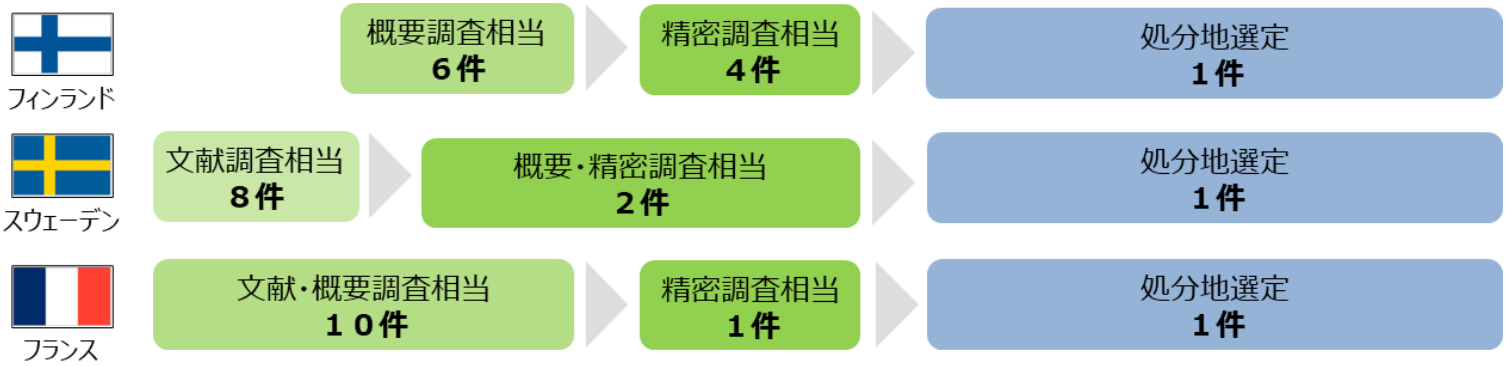
2017年　**「科学的特性マップ」**公表　→　全国各地で説明会を実施中

2020年　**北海道２自治体（寿都町（すっつちょう）、神恵内村（かもえないむら））「文献調査」開始**

2023年　最終処分法に基づく**「基本方針」**改定　→　文献調査の実施地域拡大に向けた取組強化

2024年　**佐賀県玄海町（げんかいちょう）で「文献調査」開始**

（参考）諸外国の処分地選定プロセス例：
多い場合には10件程度の関心地域が出て、そこから順次絞り込み



「特定放射性廃棄物の最終処分に関する基本方針」改定のポイント（2023.4.28閣議決定）

～国は、政府一丸となって、かつ、政府の責任で、最終処分に向けて取り組んでいく～

1．国を挙げた体制構築

○関係府省庁連携の体制構築

・「最終処分関係閣僚会議」のメンバーを拡充。

・「関係府省庁連絡会議」（本府省局長級）及び「地方支分部局連絡会議」（地方支分部局長級）を新設。

○国・NUMO・電力の合同チームの新設/全国行脚

・国（経産省、地方支分部局）が主導し、地元電力・NUMO協働で全国行脚（100以上の自治体を訪問）。

・処分事業主体であるNUMOの地域体制を強化。

2．国による有望地点の拡大に向けた活動強化

○国から首長への直接的な働きかけの強化

・国主導の全国行脚（再掲）、全国知事会等の場での働きかけ。

○国と関係自治体との協議の場の新設

・関心や問題意識を有する首長等との協議の場を新設（順次、参加自治体を拡大）。

3．国の主体的・段階的な対応による自治体の負担軽減、判断の促進

○関心地域への国からの段階的な申入れ

・関心地域を対象に、文献調査の受け入れ判断の前段階から、地元関係者（経済団体、議会等）に対し、国から、様々なレベルで段階的に、理解活動の実施や調査の検討などを申し入れ。

4．国による地域の将来の持続的発展に向けた対策の強化

○関係府省庁連携による取組の強化

・文献調査受け入れ自治体等を対象に、関係府省庁で連携し、最終処分と共生する地域の将来の持続的発展に向けた各種施策の企画・実施。

（参考）高レベル放射性廃棄物（ガラス固化体）の特性と貯蔵・管理

- **ガラス固化体に含まれるプルトニウム等の量は極めて少ないため、臨界状態になることはなく、爆発することもありません。**製造直後は発熱を伴うため、**30～50年程度、冷却のために貯蔵・管理**してから処分します。
- 貯蔵管理施設内ではガラス固化体を**厚さ約2mのコンクリートで遮へい**することで、その外側では**人が作業できるレベルまで放射線の影響を低減**できています。
- 青森県六ヶ所村の貯蔵管理施設で**25年以上安全に保管されている実績**があります。

ガラス固化体に含まれる核種及び臨界質量

核種	ガラス固化体1本あたりの質量（g）	臨界質量※1（g）
U-233 (ウラン233)	0.005	550※2
U-235 (ウラン235)	40	690※3
Pu-239 (プルトニウム239)	30	510※2
Pu-241 (プルトニウム241)	1	210※3

※1：臨界（核分裂の連鎖反応）が継続する最小の質量。
※2：Thomas, J. T. (1978)：Nuclear Safety Guide. TID-7016, Revision 2.
※3：奥野他，(2009)：臨界安全ハンドブック･データ集第２版（受託研究），JAEA-Data/Code 2009-010.

高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センター（青森県六ヶ所村）



（資料提供：日本原燃㈱）

（参考）北海道２自治体における文献調査の経過（概要）

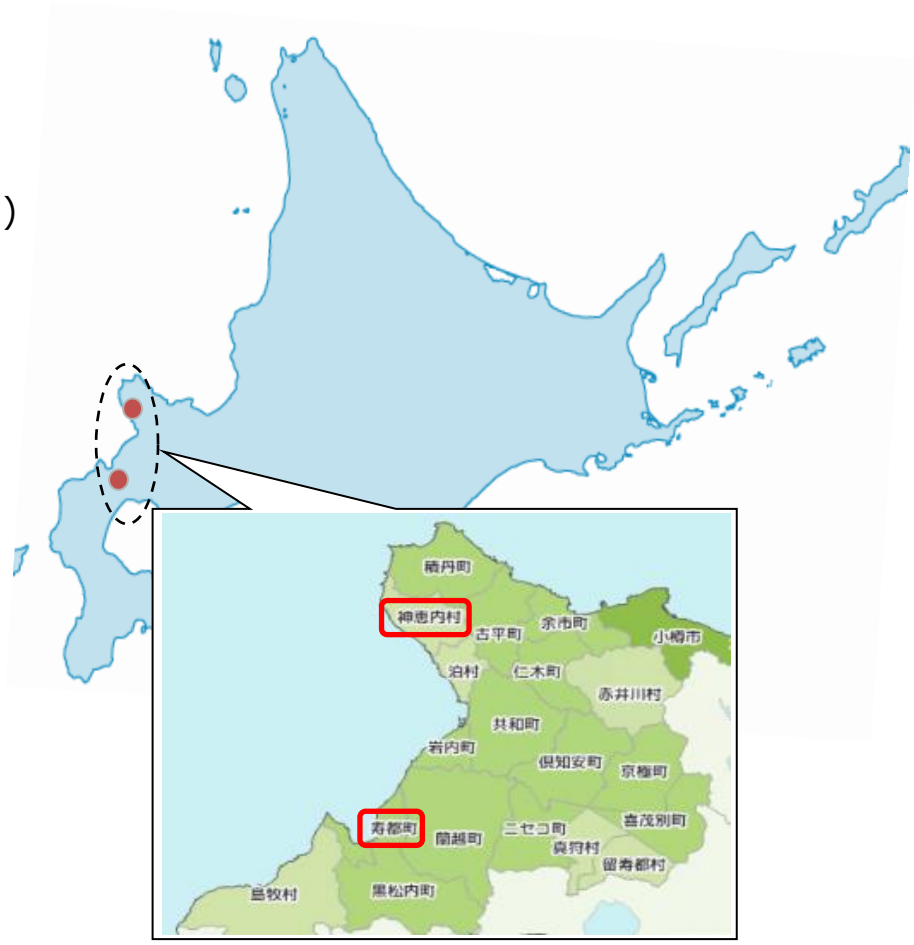
- **2020年11月17日、北海道2自治体において文献調査を開始。**
- **2024年2月13日**、特定放射性廃棄物小委員会の下に設置した**地層処分技術WG**において、**NUMOが文献調査報告書(案)を提示。**
- **現在、文献調査の評価等を地層処分技術WG等において審議中。**

（１）北海道 寿都町（すっつちょう）

2020/8/13：文献調査検討の表面化
9/7　：寿都町主催で住民説明会（～9/29）
9/29 ：住民説明会（国説明）、9/30：町議会への説明会（国説明）
10/5　：町長、地元産業界との意見交換（国説明）
10/8　：町議会全員協議会（意見聴取）
10/9 ：町長が文献調査応募
11/17：経産省がNUMOの事業計画変更を認可（文献調査 開始）

（２）北海道 神恵内村（かもえないむら）

2020/9/11：商工会での検討状況が表面化
9/15　：村議会開会（誘致請願を常任委員会に付託）
9/26 ：国・NUMO主催で住民説明会開始（～9/30）
10/2　：常任委員会、10/8：村議会臨時会で誘致請願を採択
10/9 ：国から申し入れ、村長が受諾
11/17：経産省がNUMOの事業計画変更を認可（文献調査 開始）



2024/2/13：地層処分技術WGにおいて、NUMOが文献調査報告書(案)を提示
現在、文献調査の評価等を同WG、特定放射性廃棄物小委員会において審議中

（参考）佐賀県玄海町での文献調査に関する動き

- 2024年4月15日、**町議会**の原子力対策特別委員会に**請願審査を付託**。26日、**町議会が請願採択**。
- **5月10日、脇山玄海町長が、文献調査の受入れを表明**。
- **6月10日、文献調査開始**（NUMOの事業計画変更を経産省が認可）。

（１）これまでの主な経過

4/15：**町議会 定例会４月 会議**
原子力対策特別委員会へ**請願審査付託を決定**
4/17：町議会 原子力対策特別委員会
エネ庁・原子力発電環境整備機構（NUMO）の参考人招致、質疑
4/25：町議会 原子力対策特別委員会　請願採択
4/26：**町議会 定例会４月 第２回会議　請願採択**
5/1　：**経産省から文献調査申入れ**
5/7　：脇山玄海町長・齋藤経産大臣の面談
5/10：**脇山玄海町長会見（文献調査受入れ表明）**
6/10 ：経産省 NUMO事業計画変更を認可、**文献調査開始**



（参考）玄海町の概況
人口：4,908人(R6.3.31現在)
面積：35.92㎢
財政力指数：1.18(令和4年度)
原子力発電所立地自治体

出所：佐賀県町村会HP
https://www.saga-ck.gr.jp/map/

（２）受入れ表明時のメッセージ

玄海町での取組みが、国民的議論を喚起する一石となり、さらなる候補地の拡大につながる呼び水となることを期待。

（受入に至る町長の主なご発言）

- 1975年の１号機の稼働以降、長年にわたり、原子力立地自治体として、発電をすることで、日本のエネルギー政策と電力の安定供給に寄与。今後も貢献。
- 日本はエネルギー自給率10%程度。資源価格高騰、二酸化炭素の問題等から、しばらく原子力は日本に必要。
- 中山間地域で平地も少なく、科学的特性マップ上もシルバーでもあり、これまで、最終処分の理解や関心が高まる活動に取り組む考えであった。
- しかし、町内の３団体から、将来の持続的発展や安全確保を期待する請願が提出され、賛成多数で請願が採択され、町民等から様々な意見があったが、住民の代表が集う町議会で請願が採択されたことは、大変重い。
- 国からの申入れも受け、齋藤経産大臣との面談で、文献調査は、処分地に直結しないことも確認。
- 発電事業に長年携わり、国に貢献してきた原子力立地自治体が、更に文献調査に協力することは、非常に重い決断だが、最終処分は、日本全体で考えるべき問題で、特定の地域だけの問題ではない。

（参考）全国行脚：国・NUMO・電力の合同チームによる自治体の首長訪問

- 最終処分法に基づく基本方針を改定（2023年4月28日閣議決定）し、**国・NUMO・電力の合同チームを地域ブロックごとに新設**。**2023年7月から**、全国の地方公共団体等を個別に訪問する**全国行脚を開始**。
- **2023年度には102自治体を訪問し、目標の年度内100自治体を達成**。
- **2024年5月末時点で、累計106市町村の首長を訪問**。2024年度も年度内100自治体を目指し、全国行脚を継続する。

全国行脚で寄せられたコメント例

＜最終処分事業について＞

- 一般廃棄物処理場と同じく、最終処分も**地域住民への理解活動が重要**。
- 最終処分に関する理解を深めるための**勉強会や施設見学などを検討**したい。
- 電源立地対策交付金や国の支援策を活用した**産業振興やまちづくりの理解が深まった**。
- **過去の反対運動の経緯**から、当地域で原子力関係施設の建設は難しい。
- 今後の活動に**誤解を与えることは避けたい**。
- 訪問を受けたことで反響を呼び、**問合せ対応等が生じることを懸念**。
- 事業は理解できるが、**当地域では難しい、直ちにどうこうできない**。
- 対馬市のこともあり、**説明を受けるだけで騒ぎ**になる。

＜エネルギー関係全般＞

- **カーボンニュートラル**に資する優遇措置等による企業誘致や支援策が知りたい。
- 電気代が高騰する中、政府が掲げる**2030年再エネ目標達成に向け**どうすればいいか悩んでいる。
- 地元に産業機械や金属関係の企業がおり、**風力発電の普及による波及効果**を期待。
- **木質バイオマス事業**による農業活性化に関心。
- 政府が行う**水産物の消費拡大キャンペーン**について相談窓口を教えて欲しい。

＜地域の将来について＞

- **老朽化した発電施設や廃止した発電所跡地等**に、今後、自治体としてどう動けば良いか。
- 大規模工場閉鎖に伴う**新規事業や企業誘致**に関心がある。
- **人口減少、少子高齢化対策**が喫緊の課題。

（参考）価格目標

- **再エネ特措法において、目指すコスト水準として掲げている価格目標等もふまえた調達価格/基準価格の引き下げ**により、コスト低減を加速化。
- **事業用太陽光は2028年に発電コスト7円/kWh、特に費用効率的な案件は2028年に発電コスト5円/kWh、住宅用太陽光は2028年に売電価格が卸電力市場価格並み**との目標を設定。

電源【調達期間・交付期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	価格目標
事業用太陽光 10kW以上【20年】	40円	36円	32円	29円（～6月末） 27円（7月～）	24円	入札制 21円（2,000kW以上） 21円（10kW以上2,000kW未満）	入札制 15.5円（2,000kW以上） 18円（10kW以上2,000kW未満）	入札制 14円/13円（500kW以上） 14円（10kW以上500kW未満）	入札制 12円/11.5円（250kW以上） 12円（50kW以上250kW未満） 13円	入札制 11円/10.75円/10.5円/10.25円（250kW以上） 11円（50kW以上250kW未満） 12円（10kW以上50kW未満）	入札制 10円/9.88円/9.75円/9.63円（250kW以上） 10円（50kW以上250kW未満） 11円	【地上設置】入札制 9.50円/9.43円/9.35円/9.28円（250kW以上） 9.5円（50kW以上250kW未満） 10円（10kW以50kW未満） 【屋根設置】9.5円（50kW以上） 10円（10kW以上50kW未満） 12円	入札制 9.2円 10円 12円		【発電コスト】全体 7円（2028年）トップランナー 5円（2028年）
住宅用太陽光 10kW未満【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※	31円 33円※	28円 30円※	26円 28円※	24円 26円※	21円	19円	17円	16円	16円		卸電力市場価格（2028年）
風力【20年】	22円（陸上20kW以上） 55円（陸上20kW未満） 36円（洋上風力（着床式・浮体式））					21円（20kW以上）	20円	19円	18円	入札制（250kW以上）17円	入札制（50kW以上）16円	入札制 15円	入札制 14円	入札制 13円	【発電コスト】8～9円（2030年）
							再エネ海域利用法適用の洋上風力については、公募毎に入札上限価格を決定								
							36円（着床式）		入札制34円	32円	29円	入札制（事前非公表）	入札制		
							36円(浮体式)								
バイオマス【20年】	24円(バイオマス液体燃料)					21円（2万kW以上） 24円（2万kW未満）	入札制 20.6円	入札制 19.6円	入札制 19.6円	入札制 18.5円	入札制 18.0円	入札制（事前非公表）	入札制		FIT制度からの中長期的な自立化を目指す
	24円(一般木材等)					21円（2万kW以上） 24円（2万kW未満）	入札制 20.6円（10,000kW以上）								
							24円（10,000kW未満）								
	32円(未利用材)						32円(2,000kW以上) 40円(2,000kW未満)								
	39円（メタン発酵（バイオガス発電））											35円			
	その他（13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス)）														
地熱【15年】	26円(15,000kW以上)														
	40円(15,000kW未満)														
水力【20年】	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満)					16円			
							27円（1,000kW以上5,000kW未満）								
	29円(200kW以上1,000kW未満)														
	34円(200kW未満)														

※ 出力制御対応機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分)

※ 風力・地熱・水力のリプレースは、別途、新規認定より低い価格を適用。

経済産業省関係
令和５年度補正予算・令和６年度当初予算の概要

補正予算と当初予算を合わせて、経済産業政策を強力に推進。

（単位：億円）

	令和５年度 補正予算額		令和６年度 当初予算額	令和４年度 第２次 補正予算額		令和５年度 当初予算額
一般会計 （エネ特繰入を除く）	**3 兆 4,538 億円**	**+**	**3,580 億円**	**109,072**	**+**	**3,495**
中小企業対策費	5,420 億円	+	1,082 億円	12,373	+	1,090
科学技術振興費	1 兆 6,226 億円	+	1,194 億円	17,593	+	1,122
その他	1 兆 2,892 億円	+	1,304 億円	79,105	+	1,283
エネルギー対策 特別会計 (GX 推進対策費を除く)	**2,025 億円**	**+**	**7,542 億円**	**2,202**	**+**	**7,052**
エネルギー需給勘定	2,025 億円	+	5,773 億円	2,200	+	5,400
電源開発促進勘定	－	+	1,723 億円	3	+	1,604
原子力損害賠償 支援勘定	－		46 億円	－		47
GX 推進対策費	**8,547 億円** ※国庫債務負担行為含めて 総額 9,662 億円	**+**	**6,429 億円** ※国庫債務負担行為含めて 総額２兆3,641 億円	**〔10,439〕**		**4,896**
特許特別会計	－		**1,521 億円**	－		**1,454**
経済産業省関連 合計	**4 兆 5,109 億円**	**+**	**1 兆 9,072 億円**	**111,274**	**+**	**16,896**

※四捨五入の関係で、合計が一致しない場合がある。

Ⅰ．世界をリードする先端分野への投資促進（P.4）

（1） GX の実現とエネルギー安定供給の確保

【補正 4,159 億円】【当初 1 兆 1,989 億円（1 兆 996 億円）】

（2） デジタル社会の実現・生成 AI への対応

【補正 1 兆 3,991 億円】【当初 471 億円（431 億円）】

Ⅱ．イノベーションの推進（P.11）

（1） スタートアップ育成・新陳代謝の促進

【補正 1,372 億円】【当初 543 億円（141 億円）】

（2） イノベーションエコシステムの構築

【補正 1,230 億円】【当初 1,006 億円（972 億円）】

Ⅲ．構造的課題への対応（P.13）

（1） 物価高への対応【補正 8,025 億円】

（2） 人手不足への対応、賃上げ、人への投資

【補正 4,191 億円】【当初 88 億円（92 億円）】

（3） 地域の中堅、中小企業・小規模事業者の発展、投資環境の整備

【補正 1,053 億円】【当初 922 億円（936 億円）】

（4） 国土強靱化、自然災害からの復旧・復興の加速

【補正 179 億円】【当初 60 億円（68 億円）】

Ⅳ．有志国連携による産業政策・経済安全保障（P.17）

（1） 国際秩序の再構築に向けた取組

【補正 1,346 億円】【当初 297 億円（298 億円）】

（2） 経済安全保障の実現

【補正 9,272 億円】【当初 123 億円（89 億円）】

Ⅴ．福島復興の更なる加速（P.18）

【補正 264 億円】【当初 812 億円（897 億円）】

※　各項目の額は、最も関連のある予算事業の合計額。再掲している予算事業の金額については各項目の額に含まない。
※　予算事業については、各項目に関連する事業のうち主なものを列挙。
※　＜補正＞：令和５年度補正予算。【　】内は令和５年度補正予算額。
　　＜当初＞：令和６年度当初予算。【　】内は令和６年度当初予算額、（　）内は令和５年度当初予算額。
　　（エネ特）：エネルギー特別会計による事業
　　（GX）：GX 推進対策費による事業
　　（特許特）：特許特別会計による事業
　　（復興特）：東日本大震災復興特別会計による事業
　　を表しており、会計区分の記載が無い事業は一般会計による事業。

Ⅰ．世界をリードする先端分野への投資促進

（1） GX の実現とエネルギー安定供給の確保

【補正 4,159 億円】【当初 1 兆 1,989 億円（1 兆 996 億円）】

① 工場等における省エネ性能の高い設備への更新支援や、中小企業向けの省エネ診断等を通じて、産業・業務部門の省エネを推進するとともに、高効率給湯器の導入を含めた住宅の省エネ改修等を支援し、エネルギーコスト高に強い社会の構築につなげる。

＜補正＞省エネルギー投資促進・需要構造転換支援事業費【910 億円】（GX）
※国庫債務負担行為含め 2,025 億円

＜補正＞省エネルギー投資促進支援事業費【250 億円】（エネ特）
※国庫債務負担行為含め 300 億円

＜補正＞ ＜当初＞中小企業等エネルギー利用最適化推進事業費
【補正：21 億円】【当初：9.9 億円（8.0 億円）】（エネ特）

＜補正＞高効率給湯器導入促進による家庭部門の省エネルギー推進事業費補助金
【580 億円】（GX）

＜補正＞既存賃貸集合住宅の省エネ化支援事業【185 億円】（エネ特）

＜当初＞住宅・建築物需給一体型等省エネルギー投資促進事業
【57 億円（68 億円）】（エネ特）

② 地域との共生を前提に、ペロブスカイト太陽電池や浮体式洋上風力をはじめ、太陽光・風力・地熱・バイオマス・水力の最大限の導入促進、これらを支える系統整備の加速や系統用蓄電池・水電解装置の導入・高効率化、ディマンド・リスポンスの普及を進める。

＜当初＞GX サプライチェーン構築支援事業【548 億円（新規）】（GX）
※国庫債務負担行為含め 4,212 億円

＜当初＞洋上風力発電等の導入拡大に向けた研究開発事業【45 億円（45 億円）】（エネ特）

＜当初＞太陽光発電の導入可能量拡大等に向けた技術開発事業【32 億円（31 億円）】
（エネ特）

＜当初＞水素社会実現に向けた革新的燃料電池技術等の活用のための研究開発事業
【78 億円（79 億円）】（エネ特）

＜補正＞ ＜当初＞需要家主導型太陽光発電及び再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業費補助金 【補正：160 億円】※国庫債務負担行為含め 256 億円
【当初：100 億円（105 億円）】※国庫債務負担行為含め 160 億円（エネ特）

＜当初＞洋上風力発電の導入促進に向けた採算性分析のための基礎調査事業
【65 億円（36 億円）】（エネ特）

＜当初＞地熱発電の資源量調査・理解促進事業【120 億円（102 億円）】（エネ特）

＜当初＞地域共生再生可能エネルギー発電設備導入実態調査事業【2.7 億円（新規）】（エネ特）
＜補正＞再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた電源制御装置の開発及び効率的な運用に関する技術開発事業【20 億円】（エネ特）
＜補正＞再生可能エネルギー大量導入に向けた次世代型ネットワーク構築加速化事業【27 億円】（エネ特）
＜補正＞家庭用蓄電池等の分散型エネルギーリソース導入支援事業【100 億円】（エネ特）
＜当初＞再生可能エネルギー導入拡大に向けた系統用蓄電池等の電力貯蔵システム導入支援事業【85 億円（新規）】（GX）※国庫債務負担行為含め 400 億円

③ 安全性を最優先に、原子力発電所の再稼働や運転期間延長による既設炉の最大限活用、新たな安全メカニズムを組み込んだ次世代革新炉の開発・建設、核燃料サイクルの推進、廃炉や最終処分等の実現に取り組む。
＜当初＞高温ガス炉実証炉開発事業【274 億円（48 億円）】（GX）
※国庫債務負担行為含め 866 億円
＜当初＞高速炉実証炉開発事業【289 億円（76 億円）】（GX）
※国庫債務負担行為含め 775 億円
＜当初＞原子力の安全性向上に資する技術開発事業【25 億円（25 億円）】（エネ特）
＜当初＞電源立地地域対策交付金【760 億円（745 億円）】（エネ特）

④ 水素等のサプライチェーン構築のための価格差に着目した支援、大規模サプライチェーン構築・利用拡大・産業育成等に向けた技術開発を行い、規制・支援一体で環境整備を進める。
＜当初＞水素等のサプライチェーン構築のための価格差に着目した支援事業【89 億円（新規）】（GX）※国庫債務負担行為含め 4,570 億円
＜当初＞水素等供給基盤整備事業【15 億円（新規）】（エネ特）
＜当初＞水素等の製造・資産買収等事業に対する出資金【71 億円（新規）】（エネ特）
＜当初＞競争的な水素サプライチェーン構築に向けた技術開発事業【86 億円（80 億円）】（エネ特）

⑤ CCS については、2030 年までの事業化に向けた事業環境を整備するため、模範となる先進性のあるプロジェクトから集中的に支援をしていく。持続可能な航空燃料(SAF)については、製造・供給体制構築支援を行うとともに、合成メタン（e-methane）・合成燃料（e-fuel）等のカーボンリサイクル技術については、GX に向けた研究開発や設備投資を含めた支援をしていく。バイオものづくりについては、バイオプラスチックやバイオ燃料など多様なバイオ由来製品の普及拡大に向けた生産の効率化・低コスト化に必要な技術開発・実証を支援する。

＜補正＞先進的 CCS 支援等事業【204 億円】（エネ特）
＜当初＞先進的 CCS 支援事業【12 億円（35 億円）】（エネ特）
＜当初＞持続可能な航空燃料（SAF）の製造・供給体制構築支援事業
【276 億円（新規）】（GX）※国庫債務負担行為含め 3,368 億円
＜当初＞化石燃料のゼロ・エミッション化に向けた持続可能な航空燃料（SAF）等の生産・利用技術開発事業【89 億円（71 億円）】（エネ特）
＜当初＞次世代燃料安定供給のためのトランジション促進事業【71 億円（66 億円）】（エネ特）
＜当初＞カーボンリサイクル・次世代火力発電の技術開発事業【166 億円（176 億円）】（エネ特）
＜当初＞カーボンリサイクル実現を加速するバイオ由来製品生産技術の開発事業
【26 億円（26 億円）】（エネ特）

⑥ 2050 年カーボンニュートラルの実現に向けて、EV・FCV 等の普及や充電・水素充てんインフラの整備、鉄鋼・素材・航空機産業等の排出削減が困難産業における製造プロセス転換や水素等を含む非化石燃料の導入を前提とした燃料転換、蓄電池・部素材等の製造基盤の更なる拡大に向けた設備投資及び技術開発等を支援する。

＜当初＞排出削減が困難な産業におけるエネルギー・製造プロセス転換支援事業
【327 億円（新規）】（GX）※国庫債務負担行為含め 4,844 億円
＜補正＞クリーンエネルギー自動車導入促進補助金【1,291 億円】（GX）
＜補正＞ ＜当初＞クリーンエネルギー自動車の普及促進に向けた充電・充てんインフラ等導入促進補助金【補正：400 億円】【当初：100 億円（100 億円）】（エネ特）
＜補正＞経済環境変化に応じた重要物資サプライチェーン強靱化支援事業
【9,147 億円の内数】（うち、GX：5,464 億円）（後掲）
＜補正＞ ＜当初＞蓄電池の製造サプライチェーン強靱化支援事業
【補正：2,658 億円】【当初：2,300 億円（新規）】（GX）
＜当初＞蓄電池等の製品の持続可能性向上に向けた基盤整備・実証事業【17 億円（新規）】（エネ特）
＜当初＞電気自動車用革新型蓄電池技術開発【24 億円（24 億円）】（エネ特）
＜当初＞次世代全固体蓄電池材料の評価・基盤技術の開発事業【18 億円（18 億円）】（エネ特）
＜補正＞脱炭素化に向けた次世代航空機実用化開発調査事業【5.0 億円】（エネ特）
＜当初＞航空機向け革新的推進システム開発事業【13 億円（新規）】（エネ特）

⑦ GX リーグ（脱炭素に積極的に取り組む企業がルール作りの議論や自主的な排出量取引等を行う場）の段階的発展・活用を進める。

＜当初＞グリーン・トランスフォーメーションリーグ運営事業【14 億円（16 億円）】（エネ特）

⑧ LNG 等の化石燃料、水素等、鉱物資源といった分野において、資源国との互恵的な関係の構築、水素等のサプライチェーン構築、CO2 のバリューチェーン構築といった観点を踏まえ、より包括的な資源外交を展開するなど、資源・燃料の安定供給を確保する。メタンハイドレート、海底熱水鉱床、コバルトリッチクラスト、マンガン団塊の海洋資源開発については、第４期海洋基本計画等に基づき、商業化に向けた調査・技術開発を進める。

＜補正＞LNG 戦略実現のための IEA 等との協働事業等【5.5 億円】（エネ特）
＜当初＞石油天然ガス田の探鉱・資産買収等事業に対する出資金
【1,082 億円（479 億円）】（エネ特）
＜当初＞水素等の製造・資産買収等事業に対する出資金【71 億円（新規）】（エネ特）（再掲）
＜当初＞CCUS 研究開発・実証関連事業【87 億円（80 億円）】（エネ特）
＜当初＞カーボンリサイクル・火力発電の脱炭素化技術等国際協力事業
【3.3 億円（4.0 億円）】（エネ特）
＜当初＞国内石油天然ガスに係る地質調査・メタンハイドレートの研究開発等事業
【263 億円（273 億円）】（エネ特）
＜当初＞資源権益・安定供給の確保に向けた資源国との関係強化支援事業
【51 億円（38 億円）】（エネ特）
＜当初＞緊急時放出に備えた国家備蓄石油及び国家備蓄施設の管理委託費（石油分）
【456 億円（458 億円）】（エネ特）
＜当初＞石油備蓄事業補給金【263 億円（263 億円）】（エネ特）
＜当初＞産油国共同石油備蓄事業費補助金【53 億円（52 億円）】（エネ特）
＜当初＞離島・SS 過疎地等における石油製品の流通合理化支援事業費
【44 億円（43 億円）】（エネ特）
＜当初＞海洋鉱物資源開発に向けた資源量評価・生産技術等調査事業委託費
【87 億円（91 億円）】（エネ特）
＜当初＞鉱物資源開発推進探査等事業【20 億円（19 億円）】（エネ特）

⑨ アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）構想の実現などの国際展開戦略を推進する。

＜当初＞カーボンニュートラル実現シナリオ構築等に向けた国際連携事業
【26 億円（15 億円）】（エネ特）
＜当初＞資源権益・安定供給の確保に向けた資源国との関係強化支援事業
【51 億円（38 億円）】（エネ特）（再掲）
＜補正＞グローバルサウス未来志向型共創等事業【1,083 億円】（一部エネ特）（後掲）
※国庫債務負担行為含め 1,400 億円

（参考）GX 経済移行債による投資促進策

＜当初＞排出削減が困難な産業におけるエネルギー・製造プロセス転換支援事業
【327 億円（新規）】（GX）※国庫債務負担行為含め 4,844 億円（再掲）
＜補正＞クリーンエネルギー自動車導入促進補助金【1,291 億円】（GX）（再掲）
＜補正＞＜当初＞蓄電池の製造サプライチェーン強靱化支援事業
【補正：2,658 億円】【当初：2,300 億円（新規）】（GX）（再掲）
＜当初＞再生可能エネルギー導入拡大に向けた系統用蓄電池等の電力貯蔵システム導入支援事業
【85 億円（新規）】（GX）※国庫債務負担行為含め 400 億円（再掲）
＜当初＞持続可能な航空燃料（SAF）の製造・供給体制構築支援事業
【276 億円（新規）】（GX）※国庫債務負担行為含め 3,368 億円（再掲）
＜補正＞高効率給湯器導入促進による家庭部門の省エネルギー推進事業費補助金
【580 億円】（GX）（再掲）
＜当初＞産官学連携による自律型資源循環システム強靱化促進事業
【35 億円（新規）】（GX）
※国庫債務負担行為含め 100 億円（後掲）
＜補正＞経済環境変化に応じた重要物資サプライチェーン強靱化支援事業
【9,147 億円の内数】（うち、GX：5,464 億円）（後掲）
＜補正＞ポスト５G 情報通信システム基盤強化研究開発事業【6,773 億円】
（うち、GX：281 億円）（後掲）
＜当初＞水素等のサプライチェーン構築のための価格差に着目した支援事業【89 億円（新規）】
（GX）※国庫債務負担行為含め 4,570 億円（再掲）
＜当初＞GX サプライチェーン構築支援事業【548 億円（新規）】（GX）
※国庫債務負担行為含め 4,212 億円（再掲）
＜当初＞高温ガス炉実証炉開発事業【274 億円（48 億円）】（GX）
※国庫債務負担行為含め 866 億円（再掲）
＜当初＞高速炉実証炉開発事業【289 億円（76 億円）】（GX）
※国庫債務負担行為含め 775 億円（再掲）
＜補正＞省エネルギー投資促進・需要構造転換支援事業費【910 億円】（GX）
※国庫債務負担行為含め 2,025 億円（再掲）
＜当初＞GX 分野のディープテック・スタートアップ支援事業【410 億円（新規）】（GX）（後掲）
＜当初＞GX 推進機構への出資金 【1,200 億円（新規）】（GX）

※R6 年度当初予算における GX 予算全体：0.7 兆円（他省庁計上含む）
※国庫債務負担行為による複数年度分含めると、2.5 兆円（他省庁計上含む）

（2） デジタル社会の実現・生成 AI への対応

【補正 1 兆 3,991 億円】【当初 471 億円（431 億円）】

① 省電力や高度な計算能力の確保に繋がる先端半導体やパワー半導体、先端的なパッケージング技術、製造装置・部素材等の製造基盤整備、国際連携による次世代半導体等の研究開発を支援する。

＜補正＞ポスト５G 情報通信システム基盤強化研究開発事業【6,773 億円】
（うち、GX：281 億円）
＜補正＞先端半導体の国内生産拠点の確保【6,322 億円】
＜補正＞経済環境変化に応じた重要物資サプライチェーン強靱化支援事業
【9,147 億円の内数】（うち、GX：5,464 億円）（後掲）
＜当初＞省エネ AI 半導体及びシステムに関する技術開発事業【48 億円（34 億円）】（エネ特）

② 「デジタルライフライン全国総合整備計画」における先行的な取組として、自動運転車やドローン、インフラ管理のデジタル化を先行地域で進めるために必要となる、データ連携基盤等のデジタルライフライン（共通規格に準拠したハード・ソフト・ルールのインフラ）の整備を進める。また、サプライチェーンデータ連携基盤等の構築や東京圏・大阪圏を補完・代替するデータセンター拠点の整備、PHR（Personal Health Record）を活用したサービスの創出、プログラム医療（SaMD）の開発・実用化等を推進する。

＜補正＞自動運転等の先行実装のためのデジタルライフライン整備事業【127 億円】
＜当初＞産業 DX のためのデジタルインフラ整備事業【20 億円（24 億円）】
＜補正＞モビリティ DX 促進のための無人自動運転開発・実証支援事業【27 億円】
＜当初＞次世代空モビリティの社会実装に向けた実現プロジェクト【30 億円（31 億円）】（エネ特）
＜当初＞無人自動運転等の CASE 対応に向けた実証・支援事業
【49 億円（65 億円）】（エネ特）
＜当初＞独立行政法人情報処理推進機構運営費交付金
【69 億円の内数（70 億円の内数）】
＜補正＞PHR 社会実装加速化事業【24 億円】
＜当初＞ヘルスケア産業基盤高度化推進事業【11 億円（8.8 億円）】

③ 計算資源の拡充や生成 AI に係る競争力のある基盤モデル開発促進、量子技術の産業化に向けた情報処理基盤の構築、生成 AI 等の活用も踏まえたデジタル人材の育成、未踏事業による若手人材育成を行う。
また、G7 サミットで合意された DFFT 具体化に向けた国際枠組みの立ち上げ、セキュアなソフトウェア・IoT 機器の流通促進、サイバー対処能力の向上などを通じた国際競争力のあるデジタル社会実現を目指す。

＜補正＞生成 AI の基盤的な開発力強化に資する計算資源の整備【400 億円】
＜補正＞ポスト５G 情報通信システム基盤強化研究開発事業【6,773 億円】
（うち、GX：281 億円）（再掲）
＜補正＞経済環境変化に応じた重要物資サプライチェーン強靱化支援事業
【9,147 億円の内数】（うち、GX：5,464 億円）（後掲）
＜当初＞IoT 社会実現に向けた次世代人工知能・センシング等中核技術開発
【32 億円（35 億円）】

＜補正＞量子・古典融合技術の産業化支援機能強化事業【300 億円】

＜当初＞量子・古典ハイブリッド技術のサイバー・フィジカル開発事業【10 億円（10 億円）】（エネ特）
＜当初＞地域の中堅・中核企業の経営力向上支援事業【21 億円（25 億円）】（後掲）
＜当初＞国立研究開発法人産業技術総合研究所運営費交付金
【650 億円の内数（618 億円の内数）】（後掲）
＜当初＞規制改革推進のための国際連携事業【2.0 億円（1.3 億円）】
＜補正＞産業サイバーセキュリティ対策の強化に向けた環境整備事業【5.1 億円】
＜当初＞産業サイバーセキュリティ強靱化事業【23 億円（24 億円）】
＜当初＞サイバーセキュリティ経済基盤構築事業【20 億円（20 億円）】
＜当初＞サプライチェーン・中小企業サイバーセキュリティ対策促進事業【0.7 億円（新規）】
＜当初＞独立行政法人情報処理推進機構運営費交付金
【69 億円の内数（70 億円の内数）】（再掲）

Ⅱ．イノベーションの推進

（1） スタートアップ育成・新陳代謝の促進

【補正 1,372 億円】【当初 543 億円（141 億円）】

① スタートアップ等へのリスクマネー供給の強化をはじめとした資金供給・人材確保・出口戦略の強化に向けた環境整備等を推進する。
また、未踏事業の育成規模拡大や IT 分野以外への横展開、カーブアウトした企業等が行う研究開発等の支援、研究者と経営人材のマッチング、女性を含む起業家の育成、革新的な医療・スタートアップの研究開発支援、海外ビジネス拠点の創設等を通じた国内外のスタートアップの協業などを推進する。
さらに、自動車部品サプライヤー等に特化した事業転換支援や Web3.0 推進に向けた事業環境整備を進める。

＜補正＞未踏的な地方の若手人材発掘育成支援事業【8.6 億円】
＜当初＞独立行政法人情報処理推進機構運営費交付金
【69 億円の内数(70 億円の内数）】(再掲)
＜補正＞宇宙戦略基金の創設【1,260 億円】
＜当初＞GX 分野のディープテック・スタートアップ支援事業【410 億円（新規）】（GX）
＜補正＞事業会社の有する革新的な技術等のカーブアウト加速等支援事業【10 億円】
＜当初＞ディープテック・スタートアップの起業・経営人材確保等支援事業【15 億円（20 億円）】
＜当初＞国立研究開発法人産業技術総合研究所運営費交付金
【650 億円の内数（618 億円の内数）】（後掲）
＜当初＞ユニコーン創出支援事業【7.3 億円（6.5 億円）】
＜補正＞ヘルスケアスタートアップエコシステム強化事業【23 億円】
＜補正＞次世代ヘルステック・スタートアップ育成支援事業【3.8 億円】※国庫債務負担行為含め 26 億円
＜当初＞医療機器等における先進的研究開発・開発体制強靱化事業【37 億円（40 億円）】
＜当初＞医工連携イノベーション推進事業【19 億円（19 億円）】
＜当初＞予防・健康づくりの社会実装に向けた研究開発基盤整備事業【15 億円（14 億円）】
＜補正＞起業家等の海外派遣・シリコンバレー拠点形成事業【62 億円】
＜補正＞グローバルサウス未来志向型共創等事業【1,083 億円】（一部エネ特）（後掲）
※国庫債務負担行為含め 1,400 億円
＜補正＞ウクライナ復興支援事業【260 億円】（後掲）
＜当初＞スタートアップ知財支援基盤整備事業【2.6 億円（2.0 億円）】（特許特）
＜当初＞CASE 対応に向けた自動車部品サプライヤー事業転換支援事業【6.2 億円（6.0 億円）】
＜補正＞Web3.0・ブロックチェーンを活用したデジタル公共財等構築実証事業【4.5 億円】
＜補正＞ポスト５G 情報通信システム基盤強化研究開発事業【6,773 億円】
（うち、GX：281 億円）（再掲）
＜補正＞経済環境変化に応じた重要物資サプライチェーン強靱化支援事業
【9,147 億円の内数】（うち、GX：5,464 億円）（後掲）

（2） イノベーションエコシステムの構築

【補正 1,230 億円】【当初 1,006 億円（972 億円）】

① バイオ分野等をはじめとした若手研究者に対する支援や新産業・革新技術創出に向けた研究開発の促進、衛星コンステレーション構築等の宇宙開発を抜本的に加速するための JAXA による弾力的な資金供給能力の強化、ディープテック分野の人材発掘・起業家育成等の支援の強化、品質確保を中心とした従来の標準化活動に加え、経営戦略として展開される標準化活動（日本型標準加速化モデル）による研究開発成果の社会実装の促進等を進める。

＜当初＞次世代治療・診断実現のための創薬基盤技術開発事業【53 億円（53 億円）】
＜当初＞再生医療・遺伝子治療の産業化に向けた基盤技術開発事業【38 億円（37 億円）】
＜補正＞ムーンショット型研究開発事業【237 億円】
＜当初＞新産業・革新技術創出に向けた先導研究プログラム【20 億円（19 億円）】
＜補正＞国立研究開発法人等の施設・設備等機能強化事業【174 億円】
＜当初＞国立研究開発法人産業技術総合研究所運営費交付金【650 億円（618 億円）】
＜当初＞製品評価技術基盤機構運営費交付金【77 億円（78 億円）】
＜補正＞宇宙戦略基金の創設【1,260 億円】（再掲）
＜当初＞宇宙産業技術情報基盤整備研究開発事業【20 億円（19 億円）】
＜当初＞ディープテック・スタートアップの起業・経営人材確保等支援事業【15 億円（20 億円）】（再掲）
＜当初＞官民による若手研究者発掘支援事業【22 億円（23 億円）】（一部エネ特）
＜当初＞国際ルール形成・市場創造型標準化推進事業【22 億円（22 億円）】
＜当初＞エネルギー需給構造高度化基準認証推進事業【25 億円（25 億円）】（エネ特）

② 子どもたちの多様な学びのニーズを満たす教育イノベーションの実現、アート・ファッション・コンテンツ等の海外展開支援を進めるとともに、「未来社会の実験場」としての大阪・関西万博において、健康・医療などの分野で我が国の新しい技術・システムを世界に発信する。

＜当初＞学びと社会の在り方改革推進事業【8.5 億円（新規）】
＜補正＞我が国の文化芸術コンテンツ・スポーツ産業の海外展開促進事業【68 億円】
＜当初＞コンテンツ海外展開促進事業【11 億円（11 億円）】
＜補正＞ ＜当初＞国際博覧会事業【補正：750 億円】※国庫債務負担行為含め 946 億円【当初：24 億円（24 億円）】
＜当初＞ヘルスケア産業国際展開推進事業【4.2 億円（4.1 億円）】

Ⅲ．構造的課題への対応

（1） 物価高への対応【補正 8,025 億円】

① 燃料油価格の激変緩和及び電気・ガス料金の値引き支援を来春まで継続し、家庭・企業等の負担軽減を図る。
また、LP ガススマートメーター、配送車両、充填設備や需要家のタンク等の導入支援を行うことで、需要家側のガス購入コストの低減を図る。
＜補正＞燃料油価格激変緩和対策事業【1,532 億円】
＜補正＞電気・ガス価格激変緩和対策事業【6,416 億円】
＜補正＞小売価格低減に資する石油ガス配送合理化・設備導入促進補助金【77 億円】（エネ特）

（2） 人手不足への対応、賃上げ、人への投資
【補正 4,191 億円】【当初 88 億円（92 億円）】

① 価格交渉促進月間（3 月/9 月）のフォローアップ調査に基づく企業名の公表や、大臣名での経営トップに対する「指導・助言」。下請 G メンを 330 名に増強し、取引実態の把握を強化。下請かけこみ寺での相談対応や「パートナーシップ構築宣言」の実効性の向上を行う。
＜補正＞ ＜当初＞中小企業取引対策事業【補正：8.3 億円】【当初：28 億円（24 億円）】

② 中小企業等の自動化・IT 化の推進支援、「物流の 2024 年問題」対応のための支援・制度整備及びフィジカルインターネットの実現、公的保険外サービスの振興による健康増進・介護離職防止、高度外国人材の受入れ拡大に向けた取組を行う。
＜補正＞中小企業生産性革命推進事業（IT 導入補助金）【2,000 億円の内数】
＜当初＞革新的ロボット研究開発等基盤構築事業【9.6 億円（10 億円）】
＜補正＞物流効率化に向けた先進的な実証事業【55 億円】
＜当初＞流通・物流の効率化・付加価値創出に係る基盤構築事業【4.0 億円（7.3 億円）】
＜当初＞ヘルスケア産業基盤高度化推進事業【11 億円（8.8 億円）】（再掲）
＜当初＞技術協力活用型・新興国市場開拓事業【38 億円（39 億円）】
＜当初＞製造業における外国人材受入れ支援事業【3.1 億円（2.7 億円）】
＜補正＞探究的な学びに資する民間サービス等利活用促進事業【16 億円】
＜補正＞ライフステージを支えるサービス導入実証等事業【12 億円】

③ 賃上げにつながる設備投資支援、出向起業の促進、フェムテックの利活用による女性活躍の推進、健康経営の更なる推進、リスキリングから転職までの一体的支援、企業と高等教育機関との共同講座の設置の支援を進める。

＜補正＞中堅・中小企業の賃上げに向けた省力化等の大規模成長投資補助金【1,000 億円】
※国庫債務負担行為含め 3,000 億円

＜補正＞中小企業省力化投資補助事業【1,000 億円】
※中小企業等事業再構築基金の活用等含め総額 5,000 億円規模

＜補正＞中小企業生産性革命推進事業【2,000 億円】（再掲）

＜当初＞多様な人材の活躍による企業価値向上促進事業【2.8 億円（6.0 億円）】

＜当初＞ヘルスケア産業基盤高度化推進事業【11 億円（8.8 億円）】（再掲）

＜補正＞リスキリングを通じたキャリアアップ支援事業【97 億円】

＜補正＞高等教育機関における共同講座創造支援事業【3.5 億円】

（3） 地域の中堅、中小企業・小規模事業者の発展、投資環境の整備

【補正 1,053 億円】【当初 922 億円（936 億円）】

① 半導体等の産業立地を支える工業用水道の整備を支援する。

＜補正＞ ＜当初＞工業用水道事業費【補正：16 億円】【当初：20 億円（20 億円）】

※上記のほか、戦略分野に関する国家プロジェクトの生産拠点の整備に際し、工業用水を含む関連インフラの整備を機動的かつ追加的に支援するため、内閣府にて「地域産業構造転換インフラ整備推進交付金」【60 億円（工業用水関連はこの内数）】を創設。

② 中小企業・小規模事業者の事業再構築・生産性向上、環境変化に対応した資金繰り支援、親族内承継や M&A を含む第三者承継を契機とした変革の推進、イノベーション支援等による成長志向の中小企業創出、経営支援体制の強化、インボイス制度への対応支援、経営者保証に依存しない融資慣行を推進する。
さらに、日本・地域経済を牽引する中堅企業の国内投資・イノベーション・人材確保に対する支援を行う。地域の社会課題解決の担い手となる中小企業（ゼブラ企業）の創出に取り組む。

＜補正＞ ＜当初＞中小企業信用補完制度関連補助事業
【補正：71 億円】【当初：14 億円（35 億円）】

＜補正＞ ＜当初＞中小企業活性化・事業承継総合支援事業
【補正：52 億円】【当初：146 億円（157 億円）】

＜当初＞後継者支援ネットワーク事業【4.4 億円（2.1 億円）】

＜当初＞成長型中小企業等研究開発支援事業【128 億円（133 億円）】

＜当初＞独立行政法人中小企業基盤整備機構運営費交付金【220 億円（183 億円）】

＜補正＞日本政策金融公庫等による資金繰り支援【629 億円】

＜当初＞日本政策金融公庫補給金【147 億円（146 億円）】
＜補正＞中小グループ化・事業再構築支援ファンド出資事業【120 億円】
＜補正＞事業環境変化対応型支援事業【112 億円】
＜補正＞中小企業省力化投資補助事業【1,000 億円】（再掲）
※中小企業等事業再構築基金の活用等含め総額 5,000 億円規模
＜補正＞中小企業生産性革命推進事業【2,000 億円】（再掲）
＜当初＞地域の中堅・中核企業の経営力向上支援事業【21 億円（25 億円）】
＜当初＞地域の社会課題解決企業支援のためのエコシステム構築実証事業【6.0 億円（新規）】
＜当初＞地方公共団体による小規模事業者支援推進事業【11 億円（11 億円）】
＜補正＞中堅・中小企業の賃上げに向けた省力化等の大規模成長投資補助金【1,000 億円】
（再掲）※国庫債務負担行為含め 3,000 億円

③ 中小企業等の海外展開支援及び海外進出先での事業を担う現地人材の育成等を行う。
貿易プラットフォームの活用促進に向けた支援や貿易手続データ連携のための国際標準の改定に取り組むことにより高効率なサプライチェーンを構築し、輸出入コストの引き下げを通じた日本の立地競争力の強化を図る。
また、海外からの資金や高度な人材、革新的な技術等の取り込みにつながる対日投資を促進する。
＜補正＞対内直接投資促進及び中堅・中小企業海外展開支援事業【53 億円】
＜当初＞現地進出支援強化事業【27 億円（35 億円）】
＜当初＞技術協力活用型・新興国市場開拓事業【38 億円（39 億円）】（再掲）
＜当初＞独立行政法人中小企業基盤整備機構運営費交付金
【220 億円の内数（183 億円の内数）】（再掲）
＜当初＞貿易プラットフォーム活用による貿易手続デジタル化推進事業【5.9 億円（新規）】
＜当初＞独立行政法人日本貿易振興機構運営費交付金
【262 億円の内数（266 億円の内数）】（後掲）

（4） 国土強靱化、自然災害からの復旧・復興の加速

【補正 179 億円】【当初 60 億円（68 億円）】

① スマート保安の実証促進に取り組むとともに、子ども向け製品などの安全対策の実施、クレジットカード決済のセキュリティ確保に向けた制度検討を行う。

＜当初＞スマート保安実証支援事業【3.0 億円（3.0 億円）】

② 台風や豪雨等により被害を受けた中小企業等が行う施設復旧等を支援するとともに、地方公共団体による被災地域の速やかな復旧に向けた小規模事業者の経営の改善発達を進める施策を支援する。

＜補正＞なりわい再建支援事業（令和 2 年 7 月豪雨）【19 億円】

＜補正＞なりわい再建資金利子補給事業【0.1 億円】

＜補正＞中小企業等グループ補助金（令和元年台風 19 号等）【0.3 億円】

＜補正＞中小企業等グループ補助金（令和 3 年、令和 4 年福島沖地震）【24 億円】

＜補正＞ ＜当初＞地方公共団体による小規模事業者支援推進事業

【補正：2.3 億円】【当初：11 億円（11 億円）（再掲）】

③ 激甚化する災害に備えるため、SS 等における災害対応能力強化に向けた設備導入や、避難所等の社会的重要インフラへの燃料タンクや自家発電設備等の導入を支援する。また、休廃止鉱山等における鉱害を防止するため、鉱害防止事業や災害時における強靱化につながる設備導入等を行う。

＜補正＞ ＜当初＞休廃止鉱山鉱害防止等工事費補助事業

【補正：11 億円】【当初：21 億円（21 億円）】

＜補正＞SS（サービスステーション）等の地域配送拠点における災害対応力強化事業

【90 億円】（エネ特）

＜補正＞災害時に備えた社会的重要インフラへの自衛的な燃料備蓄の推進事業費補助金

【20 億円】（エネ特）

＜補正＞ ＜当初＞災害時の強靱性向上に資する天然ガス利用設備導入支援事業費補助金

【補正：13 億円】【当初：8.0 億円（15 億円）】（エネ特）

Ⅳ. 有志国連携による産業政策・経済安全保障

（1） 国際秩序の再構築に向けた取組

【補正 1,346 億円】【当初 297 億円（298 億円）】

① 多角的貿易体制の中核を担う WTO の改革を主導する。
また、有志国との信頼できるサプライチェーン原則（「強靱で信頼性のあるサプライチェーンに関する原則」）の G7 サミットでの合意を踏まえた更なるサプライチェーン強靱化に向けた取組を推進する。
G20・G7 などの国際フォーラムや CPTPP・RCEP 等の EPA、IPEF、QUAD といった枠組み、ASEAN をはじめとするアジア、アフリカ諸国などとの対話等を活用しながら、グローバルサウス各国との連携強化を図るとともに、自由で公正な経済秩序の形成を進める。

＜補正＞グローバルサウス未来志向型共創等事業【1,083 億円】（一部エネ特）
※国庫債務負担行為含め 1,400 億円
＜補正＞ウクライナ復興支援事業【260 億円】
＜当初＞東アジア経済統合研究協力拠出金【10 億円（10 億円）】
＜当初＞日・ASEAN 経済産業協力拠出金【0.8 億円（1.0 億円）】
＜当初＞独立行政法人日本貿易振興機構運営費交付金【262 億円（266 億円）】

（2） 経済安全保障の実現

【補正 9,272 億円】【当初 123 億円（89 億円）】

① 特定重要物資の安定供給確保支援を含む、産業競争力の向上、産業防衛の確保、国際枠組みの構築の３つの柱を確立する。

＜補正＞経済環境変化に応じた重要物資サプライチェーン強靱化支援事業【9,147 億円】
（うち、GX：5,464 億円）
＜当初＞重要技術総合管理事業【17 億円（新規）】

② 物資や資源の供給途絶リスクを低減し、我が国の経済活動の自律化及び強靱化、産業の国際競争力強化を通じた成長志向型の資源自律経済の確立を産学官で連携して進める。

＜補正＞希少金属備蓄事業【110 億円】
＜当初＞希少金属資源開発推進基盤整備事業【3.6 億円（3.8 億円）】
＜補正＞資源自律経済確立に向けた産官学連携加速化事業【15 億円】（エネ特）
＜当初＞資源自律経済システム開発促進事業【15 億円（12 億円）】（エネ特）
＜当初＞産官学連携による自律型資源循環システム強靱化促進事業
【35 億円（新規）】（GX）※国庫債務負担行為含め 100 億円
＜当初＞プラスチック有効利用高度化事業【9.7 億円（14 億円）】（エネ特）

Ⅴ．福島復興の更なる加速

【補正 264 億円】【当初 812 億円（897 億円）】

① 福島第一原子力発電所の廃炉の安全かつ着実な実施、ALPS 処理水の海洋放出に係る安全性確保、風評対策及び生業継続支援を着実に進める。
また、特定帰還居住区域をはじめとした帰還困難区域の避難指示解除に向けた取組の推進、事業・なりわい再建、新産業創出、交流人口拡大、芸術文化を通じた復興を進める。

＜補正＞廃炉・汚染水・処理水対策事業【175 億円】
＜補正＞ALPS 処理水関連の輸入規制強化を踏まえた水産業の特定国・地域依存を分散するための緊急支援事業【89 億円】
＜当初＞自立・帰還支援雇用創出企業立地補助金【122 億円（141 億円）】（復興特）
＜当初＞福島イノベーション・コースト構想推進施設整備等補助金【45 億円（52 億円）】（復興特）
＜当初＞福島イノベーション・コースト構想推進基盤整備事業【8.7 億円（9.2 億円）】（復興特）
＜当初＞福島国際研究教育機構関連事業【60 億円（88 億円）】（復興特）
＜当初＞原子力災害による被災事業者の自立等支援事業【19 億円（16 億円）】（復興特）
＜当初＞地域の魅力等発信基盤整備事業【3.8 億円（2.4 億円）】（復興特）
＜当初＞原子力被災地域における映像・芸術文化支援事業【3.2 億円（3.3 億円）】（復興特）
＜当初＞帰還困難区域の入域管理・被ばく管理等事業【38 億円（48 億円）】（復興特）
＜当初＞特定復興再生拠点区域外における帰還意向確認に関する調査事業【3.9 億円（7.9 億円）】（復興特）
＜当初＞福島医薬品関連産業支援拠点化事業【20 億円（20 億円）】（復興特）
＜当初＞福島県医療機器開発・安全性評価センター整備事業【2.8 億円（3.2 億円）】（復興特）
＜当初＞原子力損害賠償・廃炉等支援機構交付金【470 億円（470 億円）】（エネ特）

（注）東京電力の賠償等に係る原子力損害賠償・廃炉等支援機構に対して発行する交付国債について、発行限度額の引上げを令和６年度特別会計予算の予算総則に記載する予定。

予算の執行にあたって

こうした、経済産業省の各種予算事業の執行において、補助金や委託費は、今年度に引き続き「G ビズ ID」や「J グランツ」といったツールを利用する電子申請を基本とする。

また、政府全体の方針に従い、行政事業レビューの取組を着実に行うとともに、EBPM（Evidence Based Policy Making）を推進する観点から、複数事業について、外部有識者の力も借り、政策の立案・実行・効果検証において参照すべきデータの特定・収集・ダッシュボード化による EBPM の基盤整備を進める。

なお、平成 30 年度以来、独立行政法人経済産業研究所（RIETI）と連携して、年間 3 ～ 5 件程度の予算事業等について、統計分析等の手法で定量的に効果検証を実施している。こうした活動を継続し、予算等の政策効果の把握に努める。

洋上風力発電等の導入拡大に向けた研究開発事業

令和6年度予算額 45億円（44億円）

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
新エネルギー課

事業の内容

事業目的

再生可能エネルギーは、温室効果ガスを排出せず、エネルギー安全保障上にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源である。陸上風力のポテンシャルが限定的な我が国において、風力発電の更なる導入拡大を図るためには洋上への展開が不可欠となっている。

本事業では、我が国の気象・海象条件に適した洋上特有の技術課題や洋上風力発電所に係る技術的・社会的な課題を解決し、我が国の洋上風力発電の導入促進、発電コストの低減、風車関連産業の競争力強化等に貢献することを目的とする。

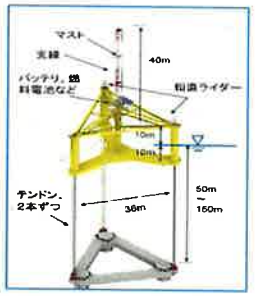
事業概要

我が国の洋上風力発電の更なる導入拡大、低コストかつ安定的な再エネ電気の供給、風力関連産業の競争力強化等に資するため、以下の事業を行う。

①洋上ウィンドファーム開発支援事業（委託）
②洋上風力発電低コスト施工技術開発（1/2補助）
③次世代浮体式洋上風力発電システム実証研究（委託）

事業スキーム（対象者、対象行為、補助率等）





風況観測設備のイメージ



低コスト施工技術のイメージ

成果目標

・当該事業の実証・開発等により洋上風力発電に関する技術・システムを令和6年度までに9件確立する。
・7件の洋上ウィンドファーム開発計画について風況調査・海象調査・設計等を支援することにより、洋上ウィンドファームの開発コストに係る基礎データを取りまとめる。
・2030年に長期エネルギー需給見通しにおける風力発電導入見通しである1,000万kWを達成する。

太陽光発電の導入可能量拡大等に向けた技術開発事業

令和6年度予算額 32億円（31億円）

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
新エネルギー課

事業の内容

事業目的

2050年のカーボンニュートラル実現に向け、太陽光発電設備の信頼性・安全確保、資源の再利用化を可能とするリサイクル技術の開発、出力の変動を高度に予測するための発電量予測技術、系統影響を緩和する技術の開発、また、太陽電池の更なる導入拡大を図るための高効率化や低コスト化等を行い、太陽光発電の長期安定電源化に資することを目的とする。

事業概要

本事業は、太陽光発電の長期安定電源化に資するため、以下の事業を実施する。

（１）太陽光発電の導入可能量拡大に向けた技術開発

太陽電池の更なる高付加価値化や高度化に資する技術の確立を目指し、タンデム型の積層技術の開発や超高効率太陽電池の低コスト化に必要な装置開発等を行う。

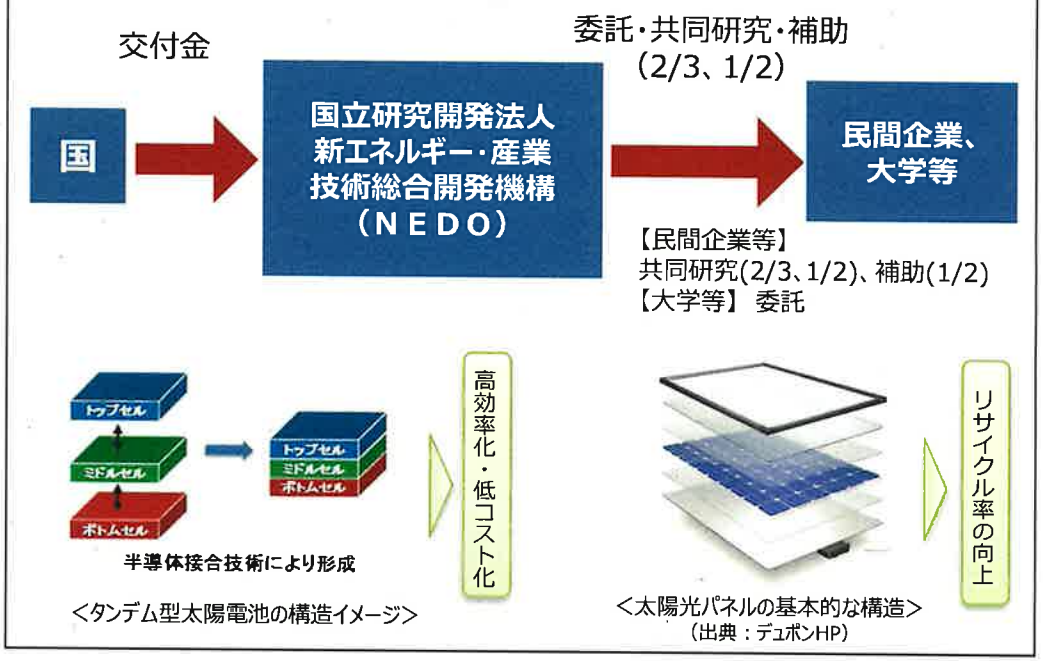
（２）信頼性・安全性確保、マテリアルリサイクル技術の開発等

信頼性・安全性確保のためのガイドライン策定や太陽光モジュールのリサイクル技術、太陽光発電の発電量の予測技術等の開発を行う。

（３）系統影響緩和のための技術実証等

太陽光発電による系統影響を緩和するため、太陽光発電の出力変動を踏まえて調整力として活用できるような制御技術の開発を行う。

事業スキーム（対象者、対象行為、補助率等）



成果目標

令和2年度から令和6年度までの5年間の事業であり、太陽光発電の長期安定電源化や導入可能量の大幅拡大に資する６件の技術の確立を目指す。

水素社会実現に向けた革新的燃料電池技術等の活用のための研究開発事業

令和6年度予算額 78億円（79億円）

資源エネルギー庁　省エネルギー・新エネルギー部
水素・アンモニア課

事業の内容

事業目的

本事業は、エネルギー基本計画や水素・燃料電池戦略ロードマップ等で定めるシナリオに基づき、2030年以降の自立的普及拡大に資する高効率、高耐久、低コストの燃料電池・水電解システムを実現するための基盤技術、多用途展開のための技術並びに大量生産を可能とする生産プロセス又は検査技術、システム化技術等の開発を実施する。これにより、水素利用の飛躍的拡大と水素社会構築の促進、燃料電池と水電解分野の関連技術及び製品の世界市場におけるイニシアチブを獲得することを目的とする。

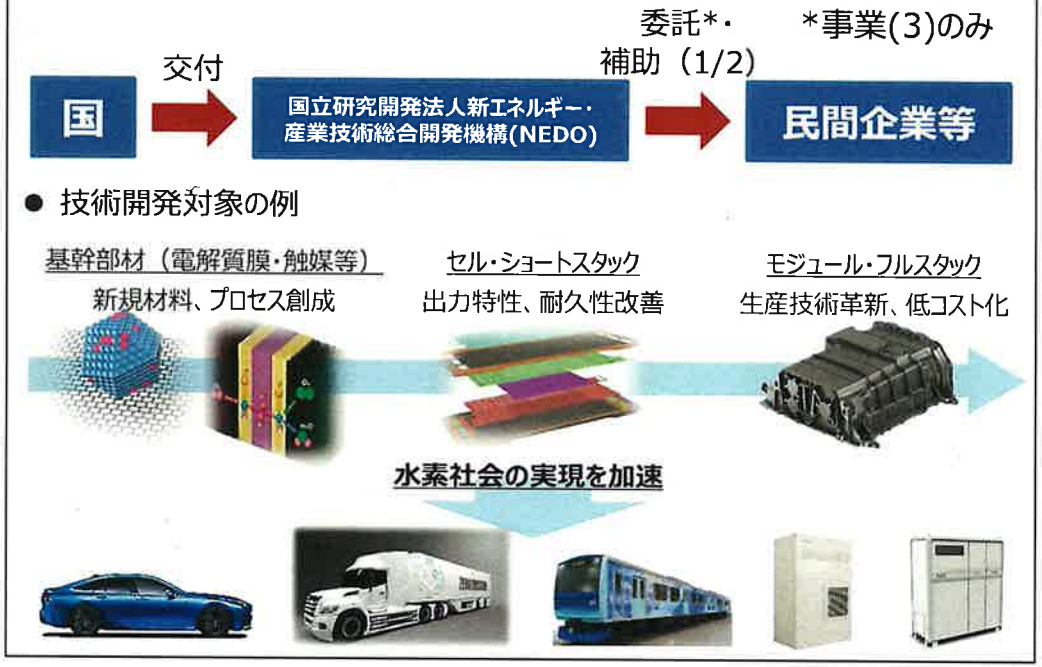
事業概要

水素社会実現に向けて、水素利用・生産の鍵となる燃料電池技術及び水電解技術等の更なる普及拡大を促進するために、下記の３つの取組を実施する。

（１）共通課題解決型基盤技術開発
（２）水素利用等高度化先端技術開発
（３）燃料電池等の多用途活用実現技術開発

本事業については、令和6年度が最終年度であり、最終的な成果を出すことに注力することに加え、著しい成果・進捗が得られている技術開発案件に関して、実用化に向けた加速的な取組のために研究開発費を増額し、当該技術開発を加速させる。

事業スキーム（対象者、対象行為、補助率等）



成果目標

令和２年度から令和６年度までの５年事業であり、
短期的には主に以下の内容の実現を目指す。

・2030年度に燃料電池車分野の市場を累計4兆9581億円に拡大する。
・2030年度に業務産業用定置用燃料電池市場を累計4660億円に拡大する。
・水電解装置のシステムコスト（アルカリ型：5.2万円/kW）に資する要素技術を開発する。
・水電解装置のシステムコスト（PEM型：6.5万円/kW）に資する要素技術を開発する。
・燃料電池の多用途展開につながる技術を開発する。

長期的には、以下の内容の達成を目標とする。

・目標最終年度(2040年度)におけるFCVの普及に伴うCO_2削減量の目標値を達成する。

経済産業省

資料１

エネルギーを巡る状況について

2024年 5月

資源エネルギー庁

本日の議題

- 2021年10月に「第6次エネルギー基本計画」を閣議決定して以降、我が国を取り巻くエネルギー情勢は大きく変化。
- このような状況の中、世界では、
  - ① ロシアによるウクライナ侵略や、中東情勢の緊迫化など、地政学リスクの高まりを受け、エネルギー安全保障への対応を強化
  - ② カーボンニュートラルに向けて引き続き野心的な目標を維持しながら、多様かつ現実的なアプローチを重視
  - ③ エネルギー安定供給や脱炭素化に向けたエネルギー構造転換を、自国の経済成長につなげるための政策を強化

  などの動きが顕著となっている。加えて、生成AIなどによるDXの進展に伴う電力需要増加の可能性も指摘されるなど、エネルギーを巡る不確実性が高まっている。
- 我が国は、前回計画策定以降、徹底した省エネ、再エネの最大限導入、安全性の確保を大前提として原子力発電所の再稼働などを進めるとともに、昨年には「GX実現に向けた基本方針」に基づく「GX推進法」と「GX脱炭素電源法」が成立。 こうした取組を通じて、エネルギー安定供給、脱炭素、経済成長の同時実現に取り組んできたところ。
- 本日は、次期エネルギー基本計画の策定に向けて、①最近のエネルギー情勢への評価、②今後のエネルギー政策の基本的な方向性、③エネルギーミックスの在り方などについて、様々な視点から忌憚のないご意見をいただきたい。

岸田総理大臣記者会見（2024年3月28日）

中小企業を含め、**日本の稼ぐ力を復活させる上で今後重要なのは、低廉で強靱（きょうじん）なエネルギー**です。エネルギーの輸入によって海外に数十兆円が流出している現状は変えなければなりません。**エネルギー安全保障が確保され、脱炭素につながり、国内で稼ぐ力を強くするエネルギー構造に転換**していくための国家戦略の実行が不可避です。**今後、２０２４年度中をめどとするエネルギー基本計画改定に向けて、議論を集中的に行います。**

さらに、同計画の裏打ちとなるＧＸ（グリーン・トランスフォーメーション）国家戦略を、昨年のＧＸ推進戦略を更に発展する内容として展開します。

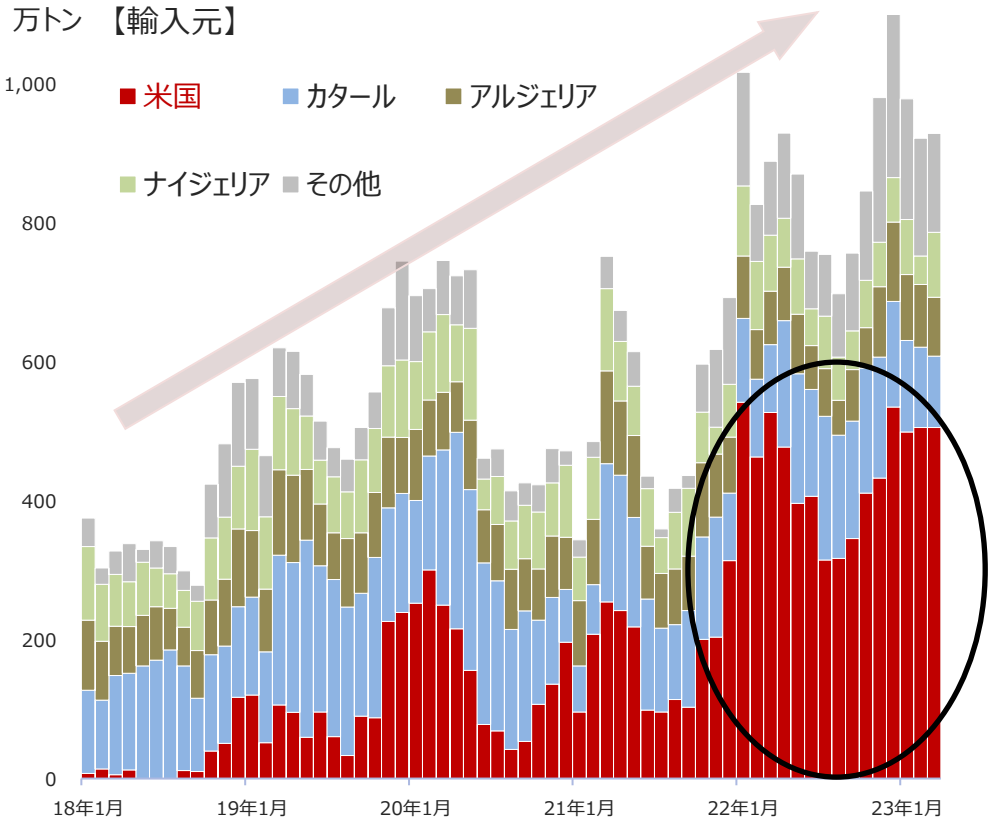


エネルギー安全保障を巡る環境変化

ロシアによるウクライナ侵略に伴うエネルギー危機

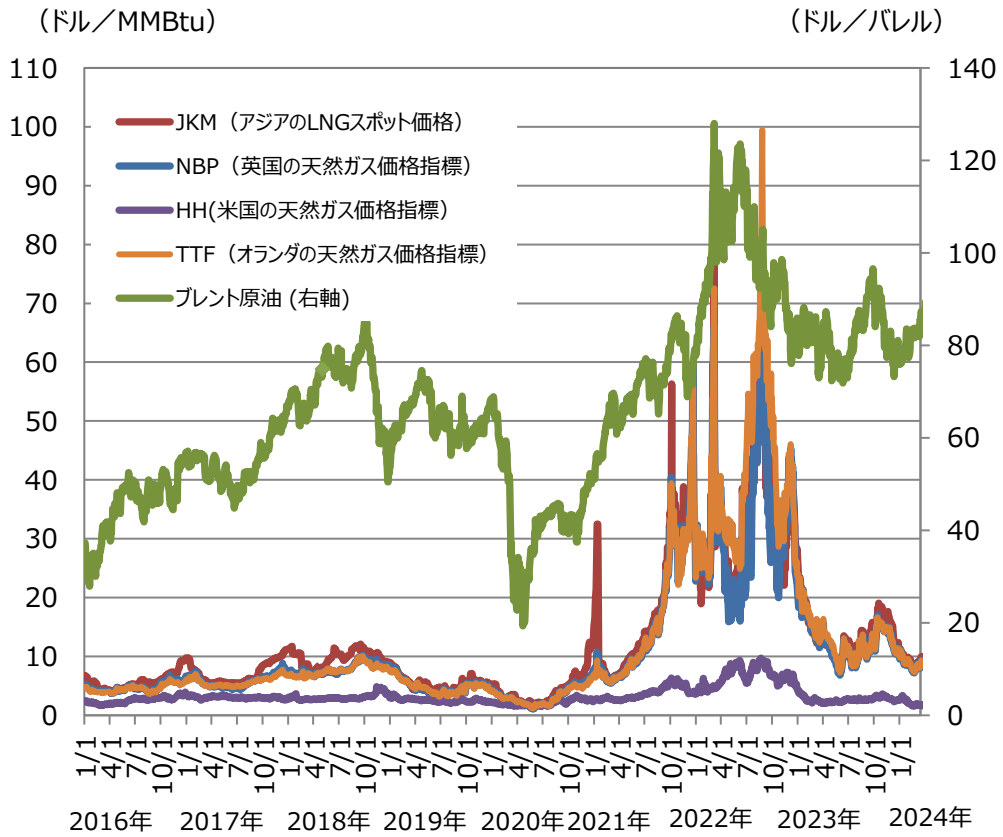
- ロシアによるウクライナ侵略以降、**世界的にLNGの需給ひっ迫・価格高騰**が発生。
- このような中、**EUはLNGの輸入量を増加させている。特に、米国からEUへの輸入量が増加**。
- **LNGのアジア価格**（JKM）は2019年頃と比較すると **2022年は平均で約6倍の歴史的高値水準。**

欧州（EU＋英国）のLNG輸入状況



米国からのLNG輸入量が増加

LNG価格の推移

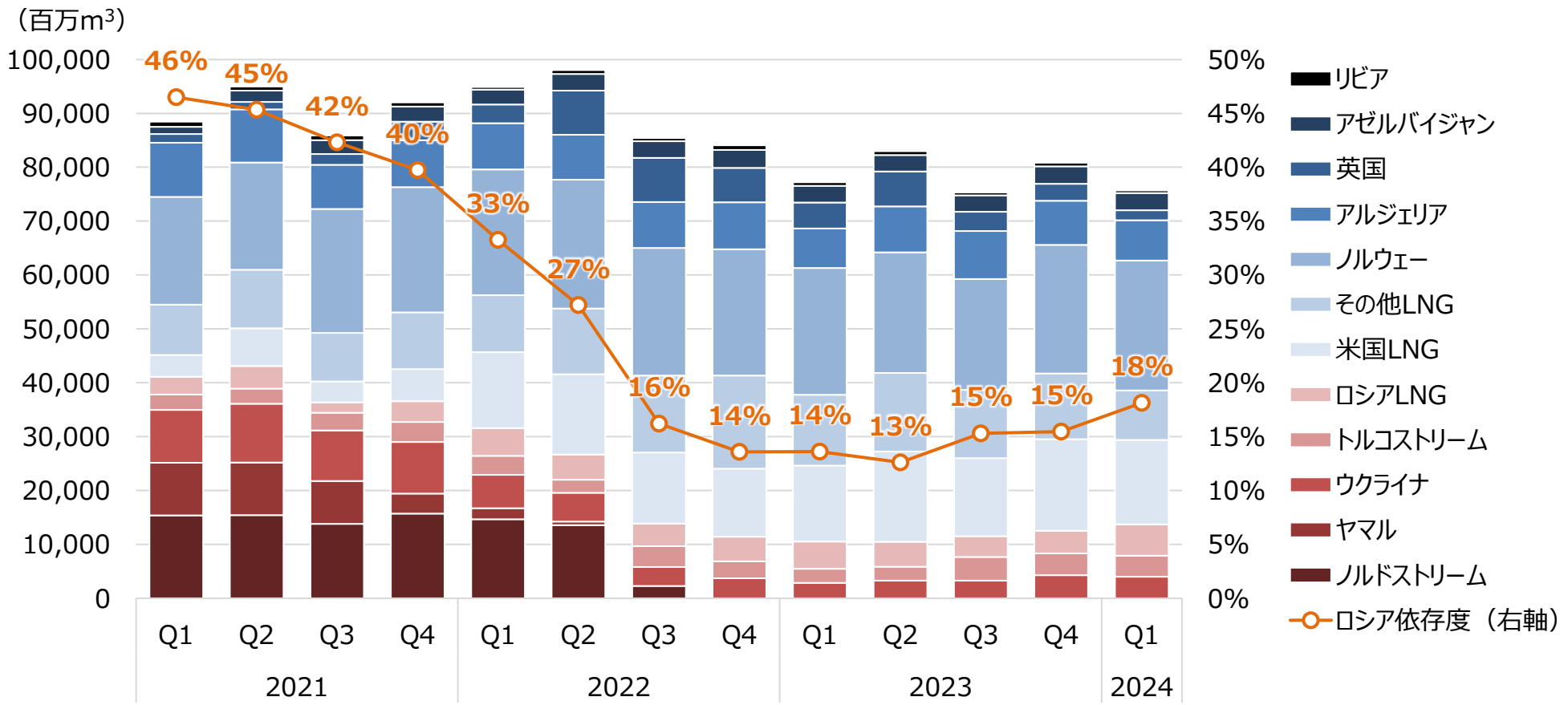


（出典）「エネルギー白書2023」から抜粋

（参考）欧州のガス輸入におけるロシア依存の状況

- ロシアによるウクライナ侵略を受け、EUは2027年までにロシア産天然ガスの輸入依存度をゼロにし、クリーンエネルギーへ転換を進める方針を掲げている。
- 2024年3月におけるガス輸入に占めるロシアの割合は18%まで低下*。 *ロシアからのLNG輸入量は微増。

EU27の地域別のガス･LNG輸入状況



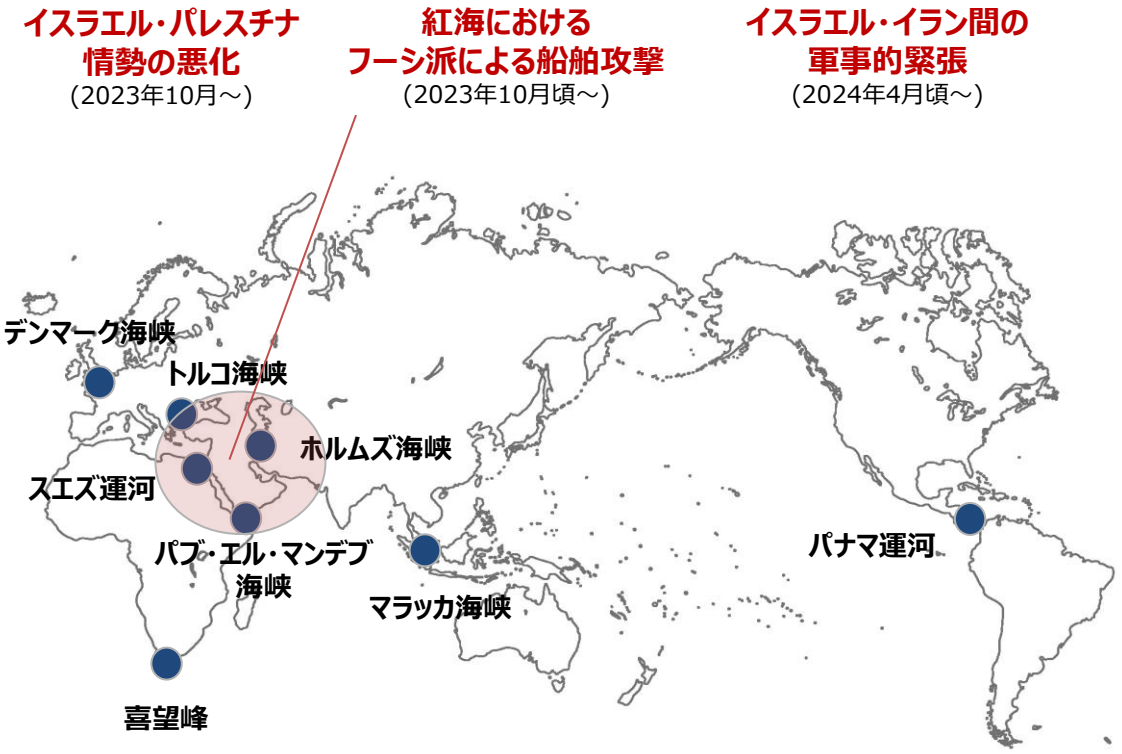
（出典）Brugel社『European natural gas imports』を基に経産省作成。

【参考】中東情勢の緊迫化

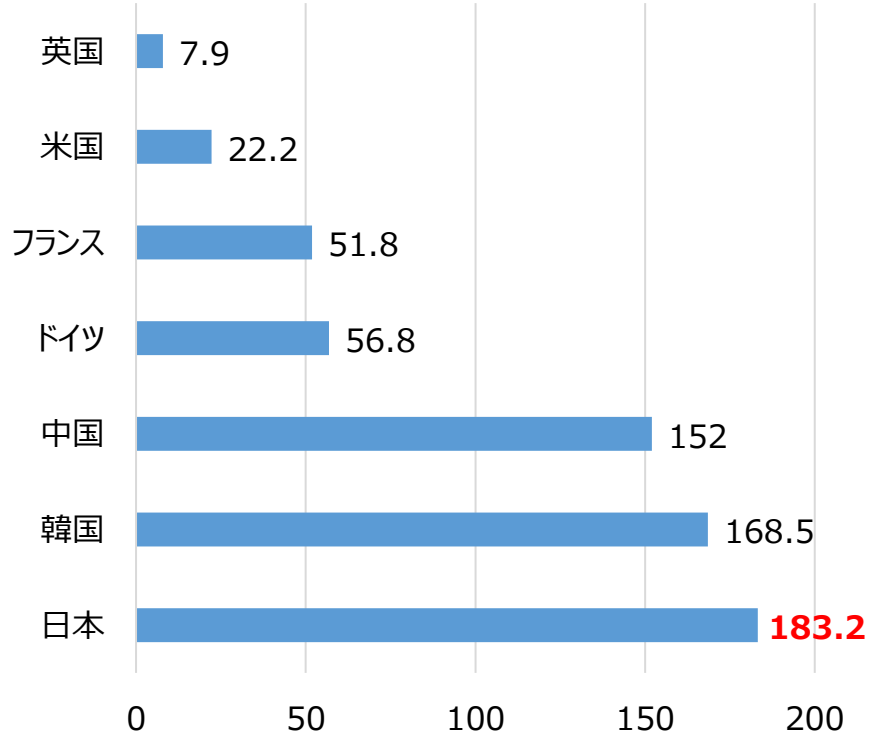
2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- イスラエル・パレスチナ情勢の悪化や、イスラエル・イラン間の軍事的緊張関係が上昇。
- 原油の約9割以上を中東からの輸入に依存する我が国にとって、チョークポイントが集結する中東地域の情勢悪化はエネルギー安全保障に直結し、我が国産業競争力に大きな影響。

中東情勢の緊迫化



チョークポイント※比率の国際比較（2021年）



（※）チョークポイント比率は、チョークポイントを通過する各国の輸入原油の数量を合計し、総輸入量に対する割合を計算したもの。一般に、チョークポイント比率が低いほど、チョークポイント通過せずに輸入できる原油が多いため、リスクが低い。

（出所）『エネルギー白書2023』を基に作成。

（参考）エネルギーに関する地政学リスクは高い状態

- 有識者は、ロシアによるウクライナ侵略や、中東情勢の悪化によるエネルギー安全保障上のリスクが高い状態にある旨を指摘している。

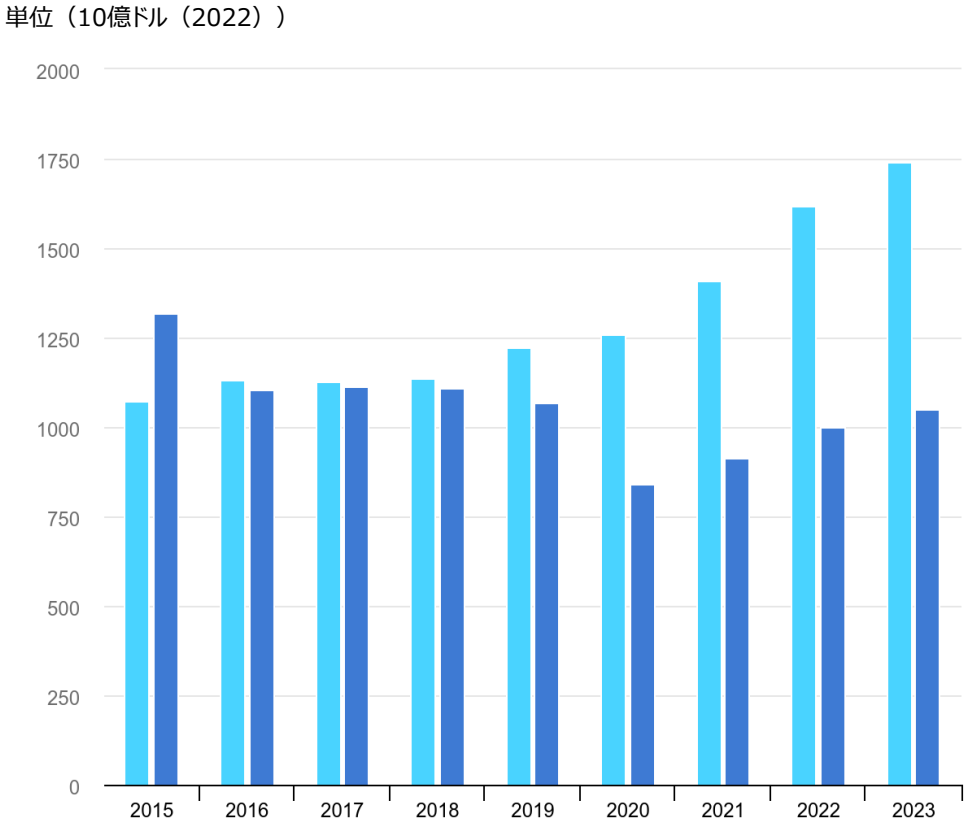
ドナルド・トゥスク ポーランド首相 （前EU大統領）	● 「**戦争はもはや過去の概念ではない。**現実であり、2年前に始まった。現時点で最も懸念されるのは、文字通りあらゆるシナリオが考えられることだ。**このような状況は、1945年以来だ**」と述べた。 ● 「特に若い世代には衝撃的に聞こえるかもしれないが、**戦争前夜という新しい時代が始まったという現実に慣れなければならない。誇張ではなく、日に日に明白になっている**」とし、隣国ウクライナがロシアに負ければ、欧州で安穏とした気持ちで過ごせる人は一人もいなくなると訴えた。【AFP, 2024.3】
イアン・ブレマー Eurasia Group	● 紛争がイランに近づけば近づくほど、**紅海とペルシャ湾の両方で原油の流れが途絶えるリスクが高まり、原油価格が上昇する可能性**が高まる。 ● イスラエルや米国などが制裁や軍事攻撃によってイランの日量140万バレルの石油輸出を阻止しようとすれば、報復を誘発し、**この地域からの大量の石油やLNGの輸出を危険にさらす**だろう。【Eurasia Group Top Risks 2024】
KPMG	● イスラエルとイスラム組織ハマスの衝突に関しては、（中略）航行ルートの見直しを進める石油企業や海運会社が出てきており、**エネルギー価格や供給網への影響を懸念**する見方も出ています。 ● **ロシア・ウクライナ情勢は**、2023年6月頃、ウクライナの反転攻勢が始まったものの戦況が膠着しており、**さらなる衝突長期化**の様相。（中略）企業は引き続き、**サプライチェーンや原油、天然ガスなどのエネルギー・資源価格への影響を注視することが必要**です。【KPMG 地政学・経済安全保障リスク2024】
ジェイソン・ボルドフ教授 （コロンビア大学） メーガン・オサリバン教授 （ハーバード大学）	● **米中関係の悪化はエネルギー転換を頓挫させかねない。**（中略） ● **ガザやウクライナでの戦争、あるいは最近の台湾総統選挙で北京が最も好まない候補者である頼清徳が勝利したことで、緊張がさらに高まれば、エネルギー転換に深刻な影響が及ぶ可能性**がある。米中の緊張はまた、グローバルな経済統合から遠ざかることにもつながり、クリーンエネルギーや関連技術の普及コストを上昇させ、エネルギー転換を遅らせるリスクがある。【Foreign Affairs、2024年1月】

【参考】マクロ経済環境の変化

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

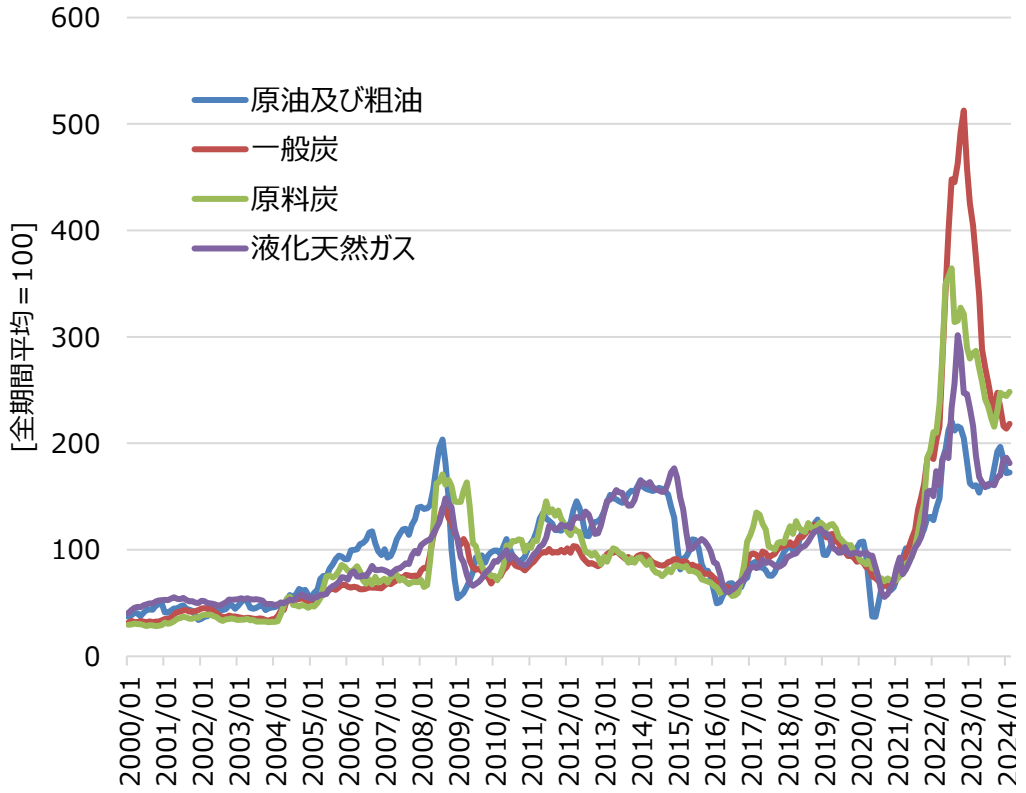
- グローバルに進む化石燃料依存からの脱却の動きにより、化石燃料の上流開発投資は長期的に減少傾向となり、地政学リスクの高まりと相まって価格のボラティリティが拡大する傾向。
- 足下で一次エネルギー供給の9割弱を輸入化石燃料に依存する日本にとって、為替変動と相まって貿易収支に与える影響度合いが極めて大きくなっている。

世界のエネルギー投資の内訳
（水色：クリーンエネルギー、青色：化石燃料）



(出所)IEA「Global energy investment in clean energy and in fossil fuels, 2015-2023」

化石燃料輸入価格の変動の推移
（2000/1～2024/2の全期間平均を100とした場合の指数）



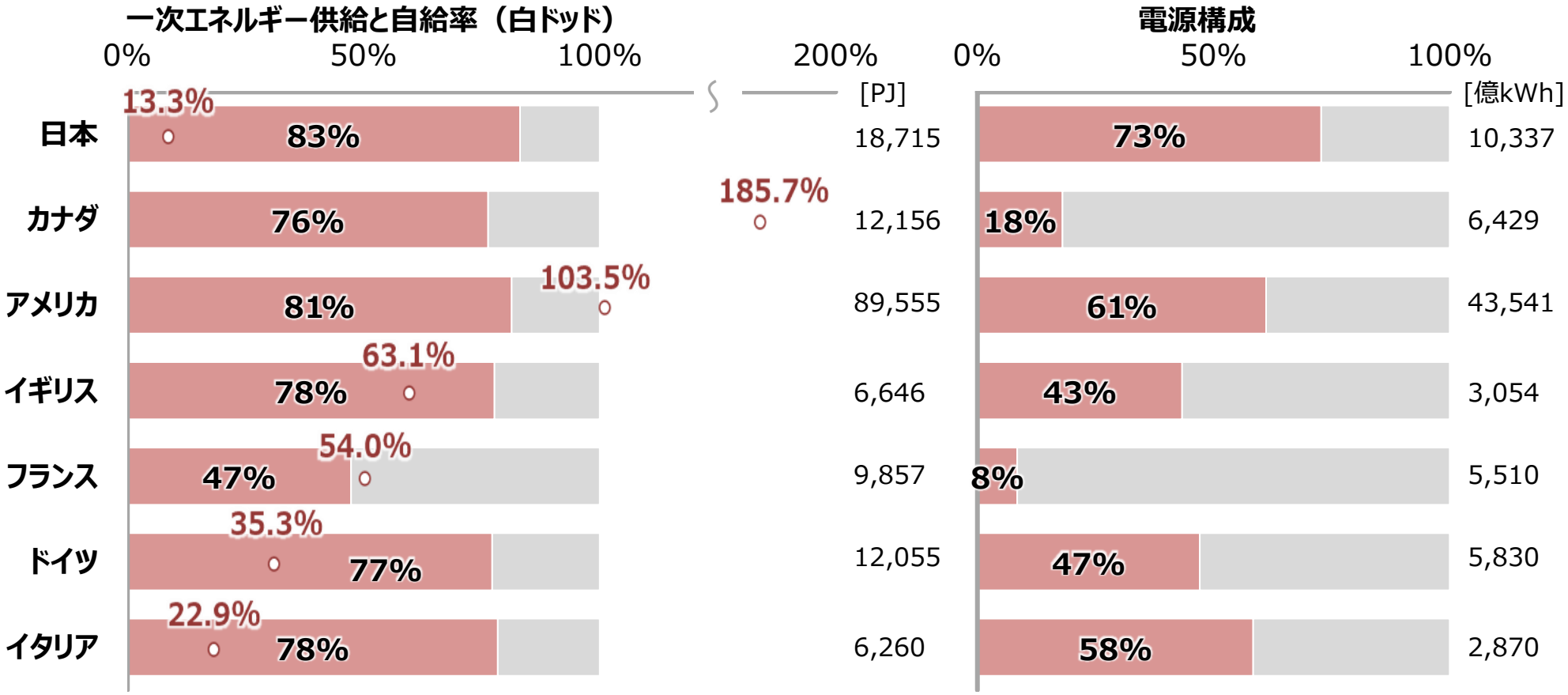
（出所）財務省貿易統計をもとに作成。全期間平均は2000年1月から2024年2月までの燃料種別輸入価格の単純平均値。

【参考】化石燃料依存のエネルギー供給

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- 一次エネルギー供給で見た場合、日本は8割以上を化石エネルギーに依存。G7諸国の中では最多であり、水準としては遜色ないレベルにあるが、自給率で見た場合は最低水準。
- 電源構成で見た場合、7割以上を化石エネルギーに依存しており、この水準はG7各国と比較しても高いレベルにあり、脱炭素電源の拡大はG7各国との産業立地競争力の観点からも不可欠。

一次エネルギー供給・電源構成に占める化石エネルギー比率（2021年*）



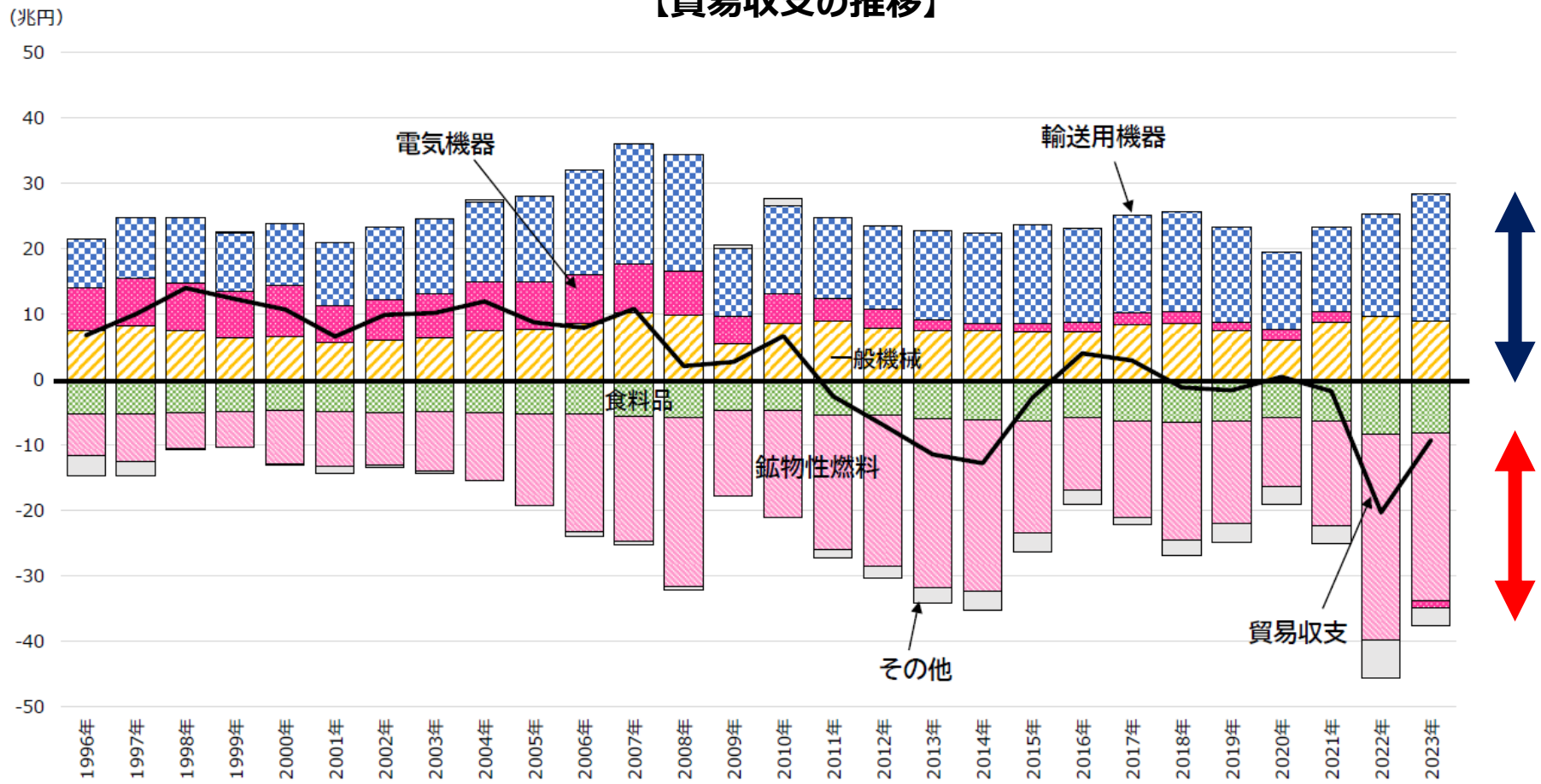
（出所）IEA「World Energy Balances」、総合エネルギー統計をもとに作成。日本は2021年度、その他は2021年の数字。

【参考】貿易収支の変遷

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

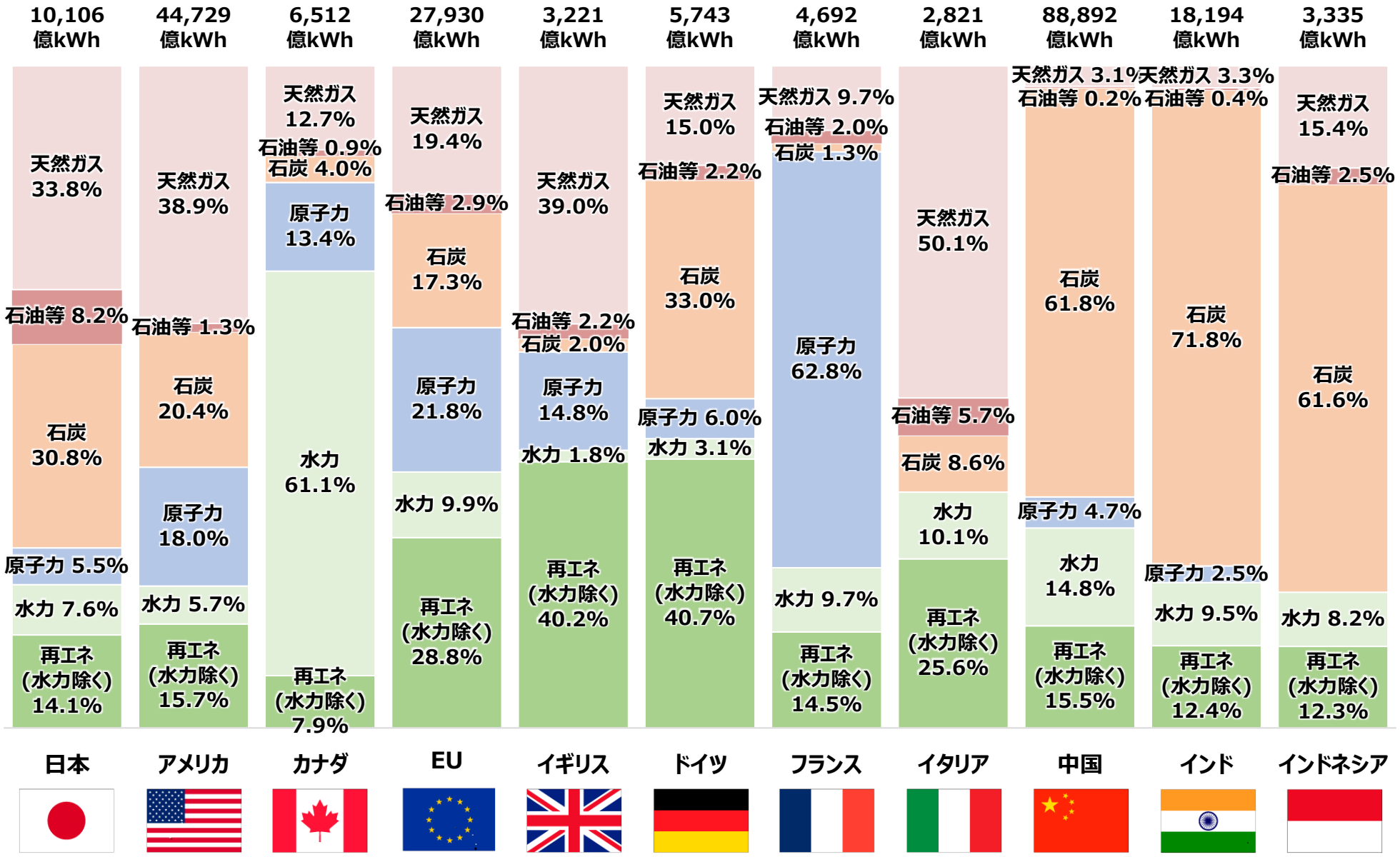
- 自国産エネルギーが乏しく輸入に頼る我が国は、高付加価値品で稼ぐ外貨を化石燃料輸入で費消。2023年には、自動車、半導体製造装置などで稼いだ分（輸送用機器約20兆円＋一般機械約9兆円）の大半を、鉱物性燃料（原油、ガスなど）の輸入（約26兆円）に充てる計算。
- 更に、世界的な脱炭素の潮流により、化石燃料の上流投資は減少傾向。海外に鉱物性燃料の大半を頼る経済構造は、需給タイト化による突然の価格上昇リスクや、特定国に供給を依存するリスクを内包。

【貿易収支の推移】



（出所）国際収支から見た日本経済の課題と処方箋　第１回会合資料（財務省）に太印付記

各国の電源構成の比較



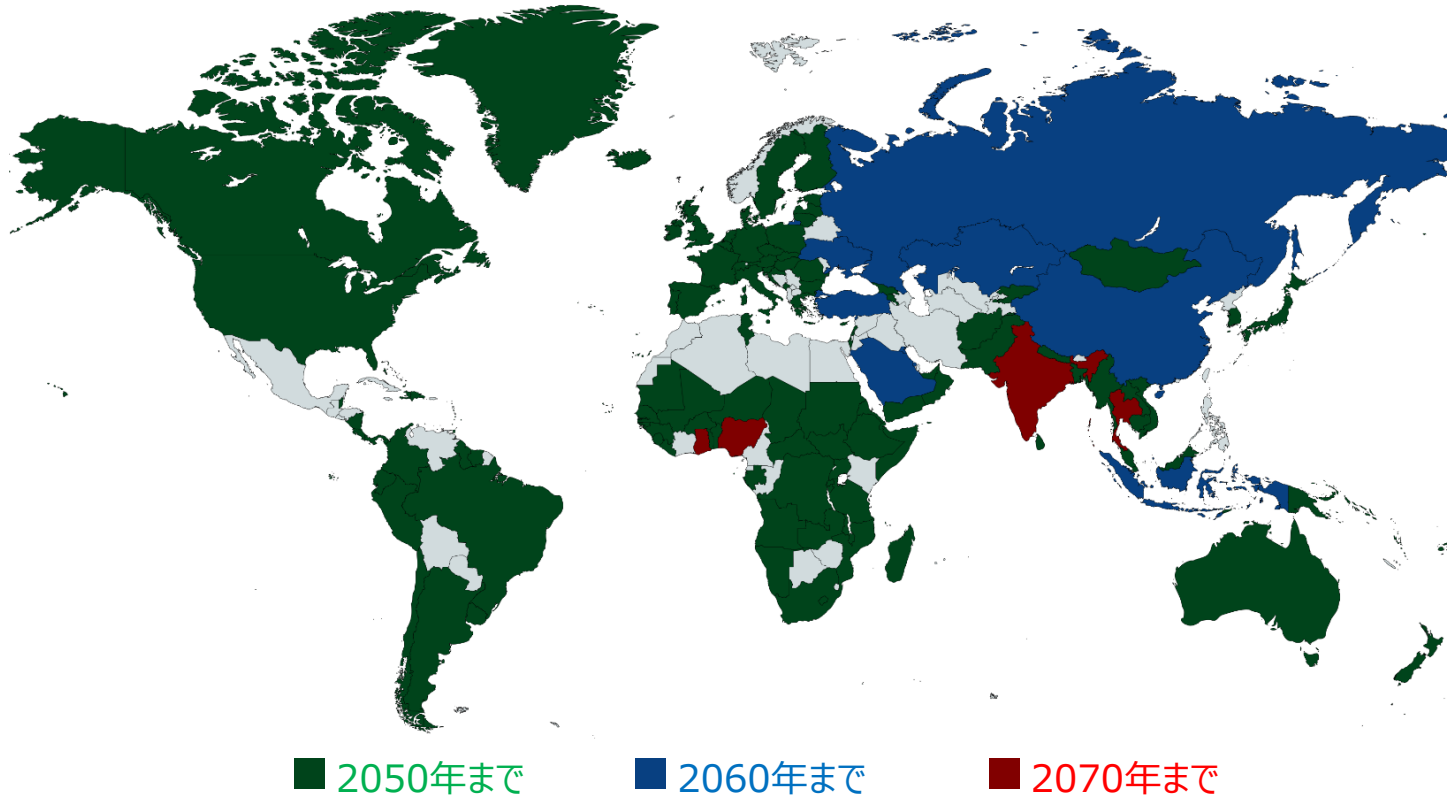
出典：IEA World Energy Balances（各国2022年の発電量）、総合エネルギー統計（2022年度確報）をもとに資源エネルギー庁作成

脱炭素に向けた世界の動向

カーボンニュートラル表明国数の拡大

- COP25終了時点(2019年12月)では、カーボンニュートラルを表明している国はGDPベースで３割に満たない水準であったが、2024年4月には、146ヶ国（G20の全ての国）が年限付きのカーボンニュートラル目標を掲げており、GDPベースで約9割に達している。

期限付きCNを表明する国･地域（2024年4月）



（出典）各国政府HP、UNFCCC NDC Registry、Long term strategies、World Bank database等を基に作成

※グテーレス国連事務総長等の要求により、COP25時にチリが立ち上げた2050年CNに向けて取り組む国･企業の枠組みである気候野心同盟（Climate Ambition Alliance）に参加する国を含む場合、163ヵ国。

COP28

- COP28の決定文書では、世界の進捗と1.5℃目標には隔たりがあり緊急的な行動が必要であること、世界全体で再エネ３倍・省エネ改善率を２倍へ拡大、化石燃料からの移行などに合意。

COP28/GSTの概要

- 1.5℃目標の達成に向けて**緊急的な行動が必要**。
- 2030年までに**再エネ発電容量を世界全体で3倍**、**省エネ改善率を世界平均で2倍**へ拡大。
- 排出削減が講じられていない**石炭火力フェーズダウン加速**
- 2050年ネットゼロに向けた**化石燃料からの移行**
- **再エネ**、**原子力**、**CCUSなどのCO2除去技術**、**低炭素水素**などを含むゼロ・低排出技術の**加速**



原子力3倍宣言の概要



気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の分析によれば、**平均1.5℃シナリオでは、2020年から2050年にかけて、世界の原子力発電設備容量が約3倍に増加することを認識**し、（中略）

各参加国の異なる国内事情を認識しつつ、**2050年までに2020年比で世界全体の原子力発電容量を３倍にするという野心的目標に向けた協働にコミット**する。

G7トリノ 気候・エネルギー・環境大臣会合

- **日程**: 2024年4月28～30日　**場所**：トリノ（イタリア）
- **参加国:** G7（イタリア議長）

※招待国: アルジェリア、アゼルバイジャン(COP29議長)、ブラジル(G20議長)、ケニア、モーリタニア(AU議長)、UAE(COP28議長)

※招待機関: UNEP、UNFCCC、OECD、IEA、IRENA、ODI、UNDP

- **日本出席者:**齋藤経済産業大臣、伊藤環境大臣、八木環境副大臣





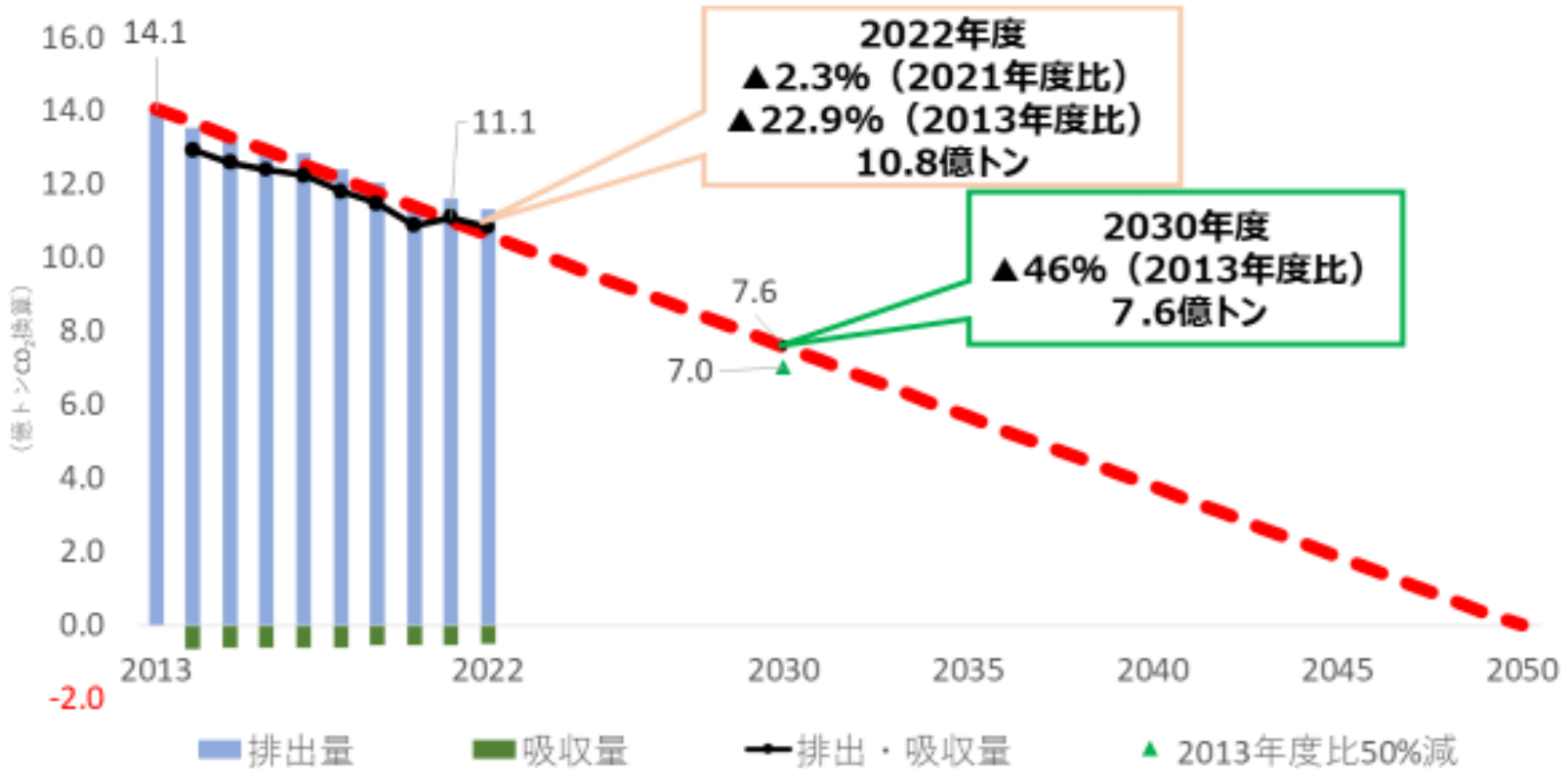
概要（エネルギー関係抜粋）：

- **【1.5℃を射程に入れ続ける】**世界全体で2035年60%削減への貢献にコミット。2025年までの排出量ピーク、2050年までの世界全体のネット・ゼロのため、すべての国・とりわけ主要経済国と協働。
- **【1.5℃に整合したNDC】**対策のスケールアップ・スピードアップ。1.5℃に整合した、全経済分野・すべてのGHGを対象とした総量削減目標を含むNDCをCOP30の9-12ヶ月前に提出。他の主要経済国が同様のNDCを提出することを要請。
- **【GST成果】**GST決定の歓迎。各国の異なる道筋を認識し、脱炭素化のあらゆる解決策や技術を活用し、世界全体の努力の一部として、以下の具体的行動を実施する意思を確認。
  - **再エネ**：既存の目標・政策を通じたエネルギー貯蔵の世界目標（2030年1,500GW:2022年の６倍）への貢献も含む世界全体の再エネ容量3倍目標の支援。ペロブスカイトや浮体式洋上風力等の再エネ技術の多様なサプライチェーン構築の重要性に留意。
  - **省エネ**：省エネは「第一の燃料」として重要。世界全体のエネルギー効率改善率2倍目標の実現に向けた取組、省エネ関連情報の開示・ベストプラクティス共有・ファイナンス・中小企業支援。
  - **石炭火力**：各国のネット・ゼロの道筋に沿って、2030年代前半、または、気温上昇を1.5℃に抑えることを射程に入れ続けることと整合的なタイムラインで、排出削減対策が講じられていない既存の石炭火力発電をフェーズアウト。
  - **【原子力・フュージョンエネルギー】**原子力利用国あるいは利用支持国は、化石燃料依存の低減とエネルギー安全保障の改善に資するクリーン／ゼロ排出のエネルギー源として原子力の可能性を認識。フュージョンエネルギーの開発と実証に向けた国際協調を促進。
- **【重要鉱物】**エネルギー安全保障・気候危機・地政学リスクの3つの課題への対応、地理的集中を回避した多様で強靱な責任あるエネルギー技術サプライチェーン確保の必要性を再認識。「重要鉱物セキュリティのための5ポイントプラン」実施に向けた取組を強調。
- **【天然ガス】**昨年のG7合意におけるガス投資の適切性を確認。従来のG7コミットメントの下、ロシア産ガスへの大幅な依存の終了を追求。ガスセキュリティに関するIEAの提言機能の強化やガスリザーブメカニズム等を通じたガスのセキュリティに関する分析を指示。

日本の排出削減の進捗

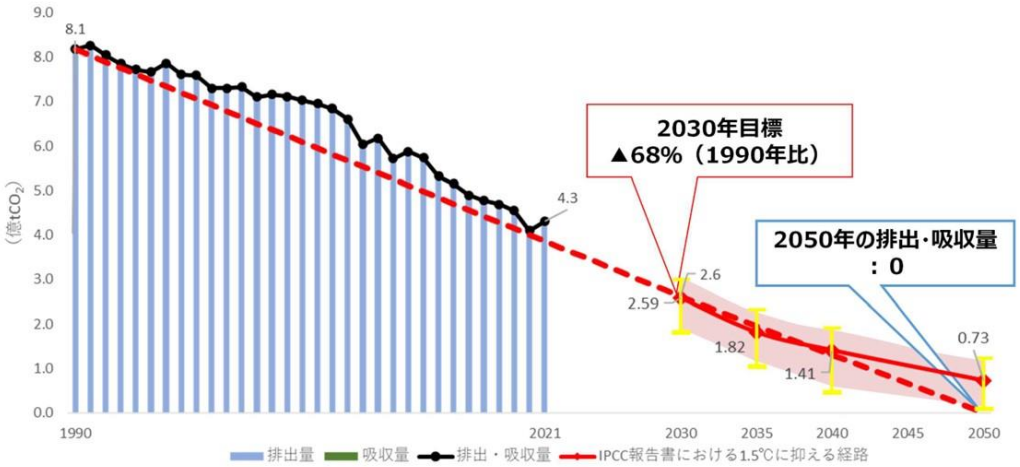
2030年度目標及び2050ネットゼロに対する進捗

- 2022年度の我が国の温室効果ガス排出・吸収量は約10億8,500万トン（CO_2換算）となり、2021年度比2.3%減少（▲約2,510万トン）、2013年度比22.9%減少（▲約3億2,210万トン）。
- 過去最低値を記録し、オントラック（2050年ネットゼロに向けた順調な減少傾向）を継続。



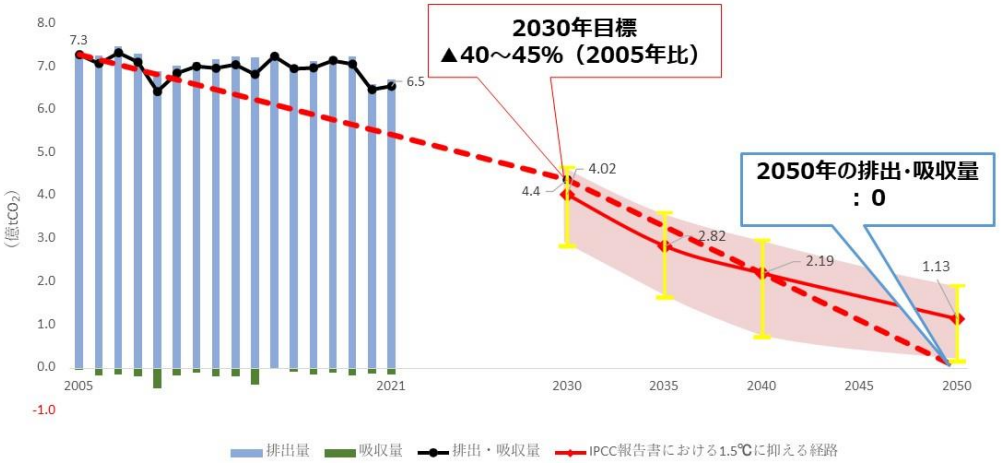
出所：環境省公表資料（2024年4月12日）より抜粋

2050年ゼロに向けた進捗（英国）



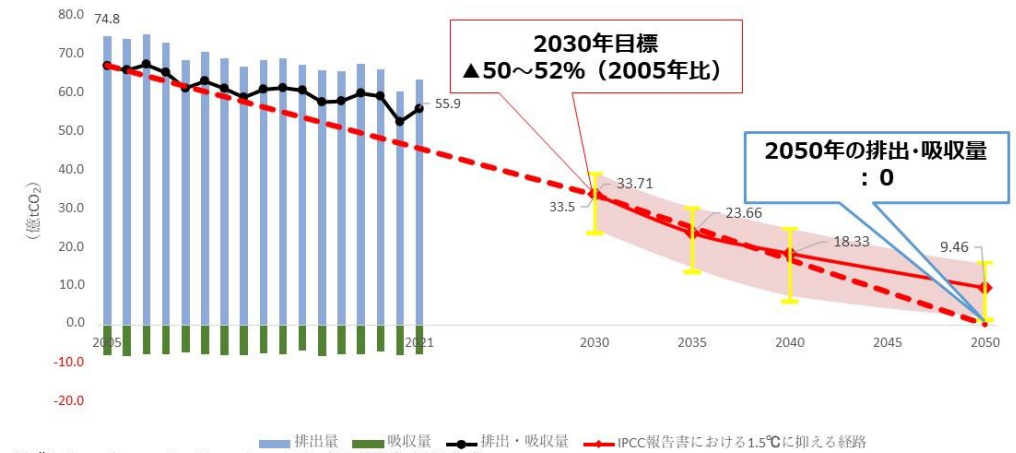
<出典>Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

2050年ゼロに向けた進捗（カナダ）



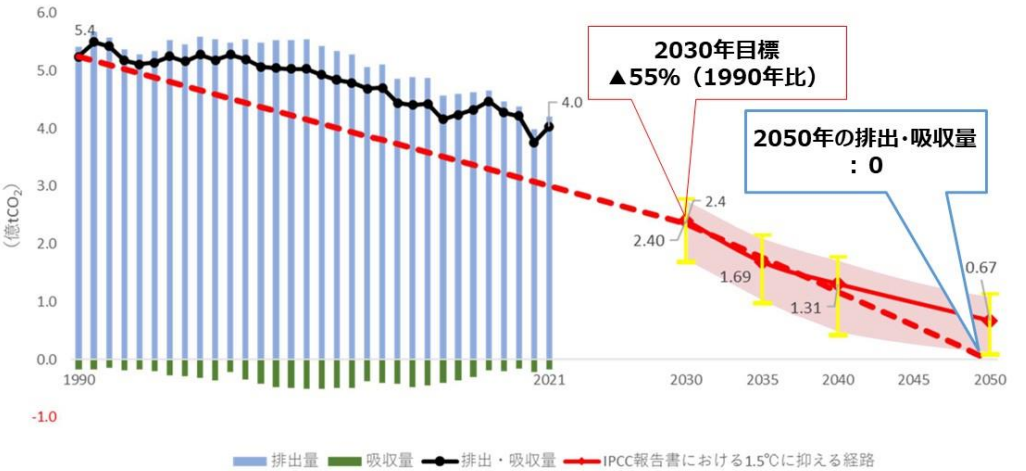
<出典>Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

2050年ゼロに向けた進捗（米国）



<出典>Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

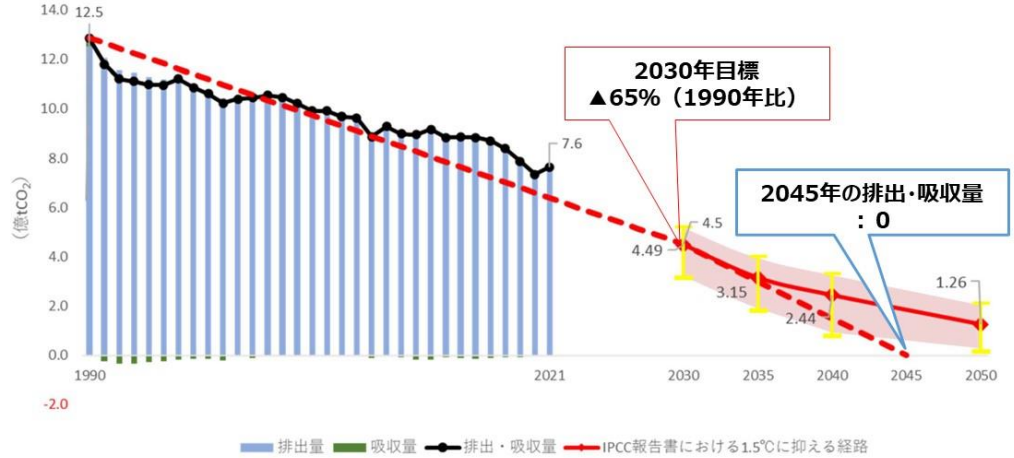
2050年ゼロに向けた進捗（フランス）



<出典>Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

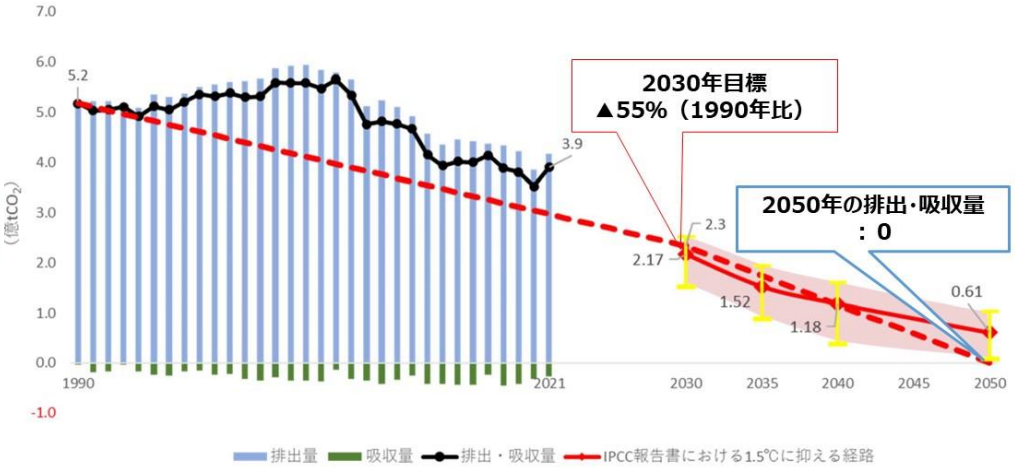
出所：環境省 地球環境部会 会議資料（2023年6月26日開催）より抜粋

2050年ゼロに向けた進捗（ドイツ）



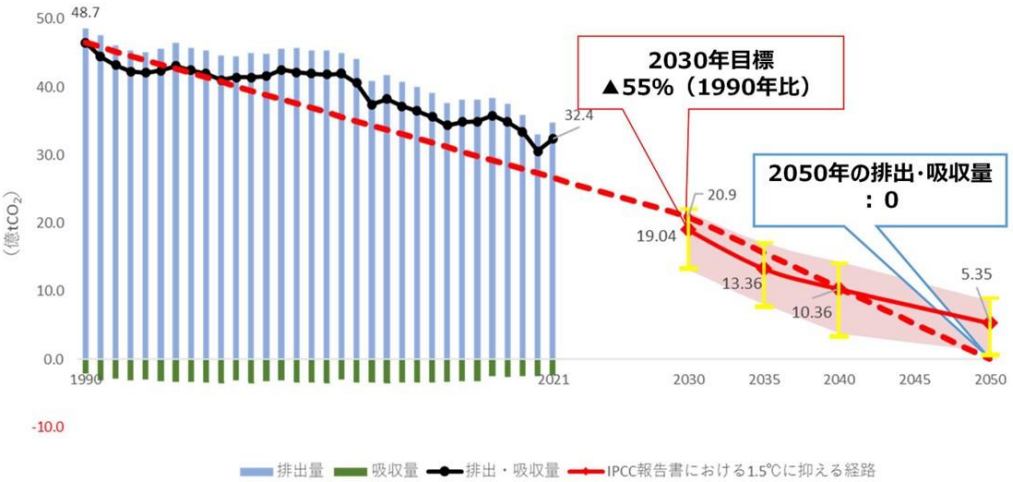
<出典>Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

2050年ゼロに向けた進捗（イタリア）



出典>Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

2050年ゼロに向けた進捗（EU）



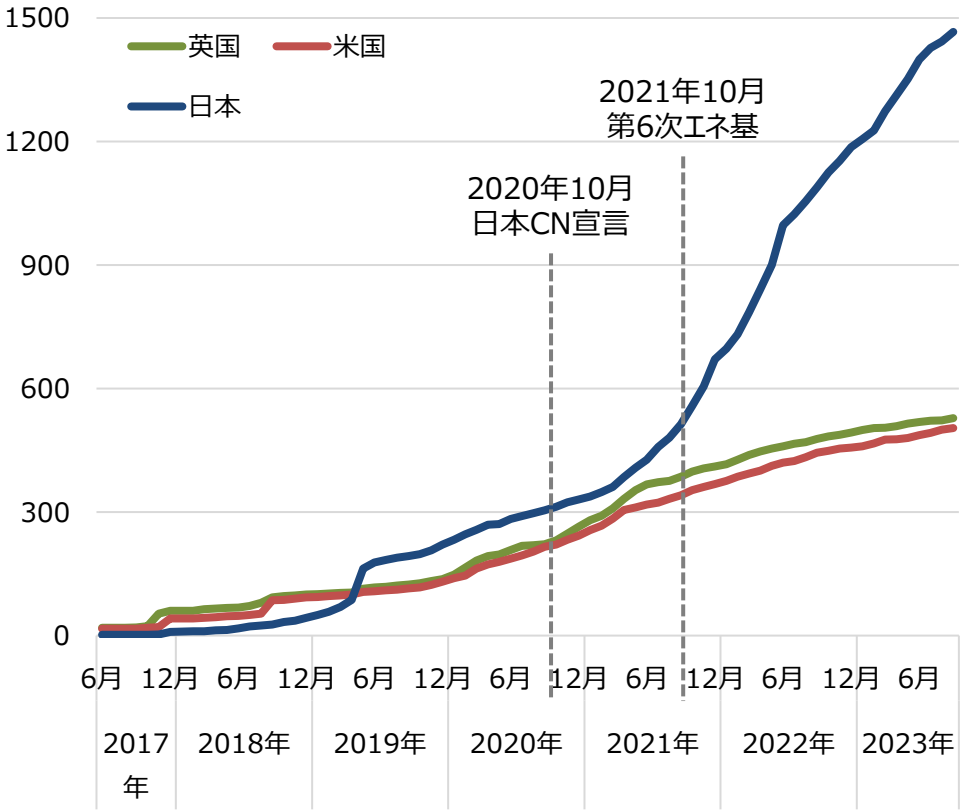
<出典>Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

出所：環境省 地球環境部会 会議資料（2023年6月26日開催）より抜粋

脱炭素に向けた企業行動の変化

- 2020年10月のカーボンニュートラル宣言以降、脱炭素化に向けた企業の取組が大幅に増加。
- TCFDへの賛同企業やSBT認定企業は大幅に増加し、脱炭素が企業活動に浸透しつつある。

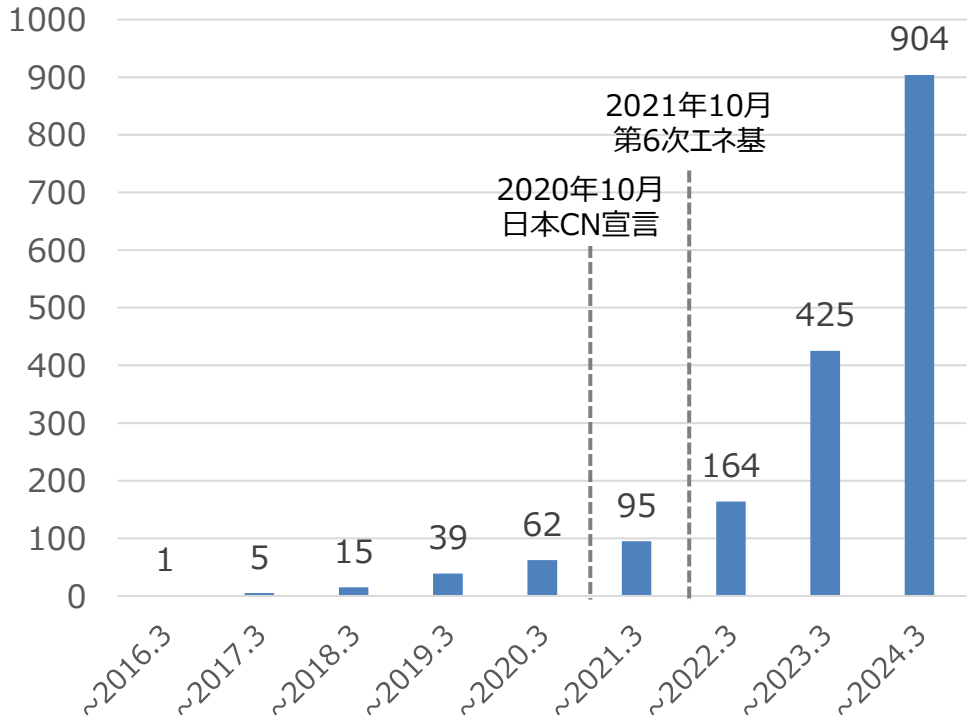
TCFD賛同企業の推移



（注）TCFDとは、企業の気候変動への取組みや影響に関する財務情報についての開示のための枠組みであり、TCFD賛同企業とは、気候変動に関する財務情報開示を積極的に進めていくという趣旨に賛同する企業等のことを指す。

（出典）TCFDコンソーシアム公表資料に基づき経済産業省作成

日本企業のSBT認定数の推移



（注）SBTとは、Science Based Targetsの略。SBTイニシアチブに加盟する企業は、SBTが定める認定基準を満たすように温室効果ガスの削減目標を設定し、認められれば、SBTの認定を受け、パリ協定に整合する持続可能な企業であることをステークホルダーに示すことができる。

（出典）環境省「SBT（Science Based Targets）について」に基づき経済産業省作成

環境変化を踏まえた各国の対応

世界各国はGXの取組を産業政策として加速

第7回GX実行会議
資料１を抜粋・一部改変

- 米インフレ削減法、EUグリーンディール産業計画等に加え、ドイツなど各国での新たな投資促進政策の動きが加速。

① 米国

インフレ削減法（2022年８月）：国による約50兆円の支援

✓ 10年間にわたる政府支援へのコミットにより、予見可能性確保

✓ 初期投資支援だけでなく、生産量に比例した形での投資促進策
（例.蓄電池セル：35$/kWhの生産比例型投資減税）

② EU

EU-ETS（2005年～）、グリーン・ディール産業計画（2023年２月）、ネット・ゼロ産業法案・重要原材料法案（2023年３月）等：官民で約140兆円の投資

✓ EU-ETS（排出量取引制度）等の有効活用、CBAMの導入(2026年1月本格適用開始)

✓ 日米等の政策動向を踏まえた、域内投資の拡大に向けたネット・ゼロ産業法案等の発表
（例. 再エネ・蓄電池等の重要技術の域内自給率を40%超とする目標等）

③ ドイツ

気候変革基金（2023年８月）：国による約30兆円の支援

✓ 水素、半導体、蓄電池などへの支援、化石燃料暖房交換補助金など、2024年から2027年までに約1900億ユーロ（約30兆円）炭素価格を踏まえた補助（気候保護契約）は、2024年3月より入札開始。

④ 中国

3060目標（2020年9月）【 支援の詳細未公表 】

✓ 習近平国家主席は2020年9月、2030年までのカーボンピークアウト、2060年までの実質的なカーボンニュートラル達成目標を表明。

✓ 「2030年までのカーボンピークアウトに向けた行動方案」（国務院）では、2030年までに、風力・太陽光発電を12億kW以上、新エネ・クリーンエネを動力とする交通機関の割合を約40%にし、陸上輸送の石油消費をカーボンピークアウトさせることなどが示された。

（参考）米国のIRA法における10年間の支援例

■ 米国のインフレ削減法により、再エネや原子力発電、クリーン水素等への支援といった気候変動対策やエネルギー安全保障に対して、10年間に、国による総額約50兆円程度の支援策を講ずることが決定された。

1．再生可能エネルギーによる発電への支援（税額控除：約650億$）
- 太陽光発電、地熱発電などの設備投資に対する税額控除
- 風力発電、バイオマス発電などの発電量に応じた税額控除


太陽光発電

2．原子力発電への支援（税額控除：約300億$）
- 原子力発電による発電量に応じた税額控除


原子力発電

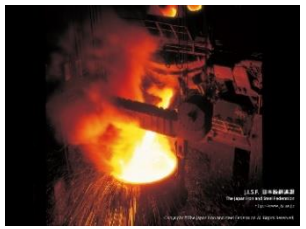
3．クリーン水素の製造への支援（税額控除：約130億$）
- クリーン水素（生産から利用までのGHG排出量が一定以下）の生産量に応じて税額控除
- 生産から利用までの温室効果ガス排出量の減少に応じて、控除額が増加


水素製造装置

4．クリーンエネルギー関連の製造業への支援（税額控除・補助金・融資：約400億$）
- クリーン自動車製造の新たな設備建設に対する融資、既存設備のクリーン自動車製造設備への転換に対する補助金
- 蓄電池、太陽光パネル、風力タービン等の生産量に応じた税額控除
- 再エネ、CCUS、電気自動車、燃料電池車等の製造設備投資に対する税額控除


電気自動車

5．多排出産業への支援（補助金・政府調達：約90億$）
- 電化、低炭素燃料、炭素回収等の先端技術を活用した製造設備の導入に対する補助金
- 米国政府の調達で、製造時のCO2排出量が産業平均よりも低い製品を優先


鉄鋼業（電炉）

6．炭素回収・貯留への支援（税額控除：約30億$）
- 火力発電所や工場におけるCCSやDAC（大気中のCO2の直接吸収）により回収・貯留されたCO2に応じて税額控除

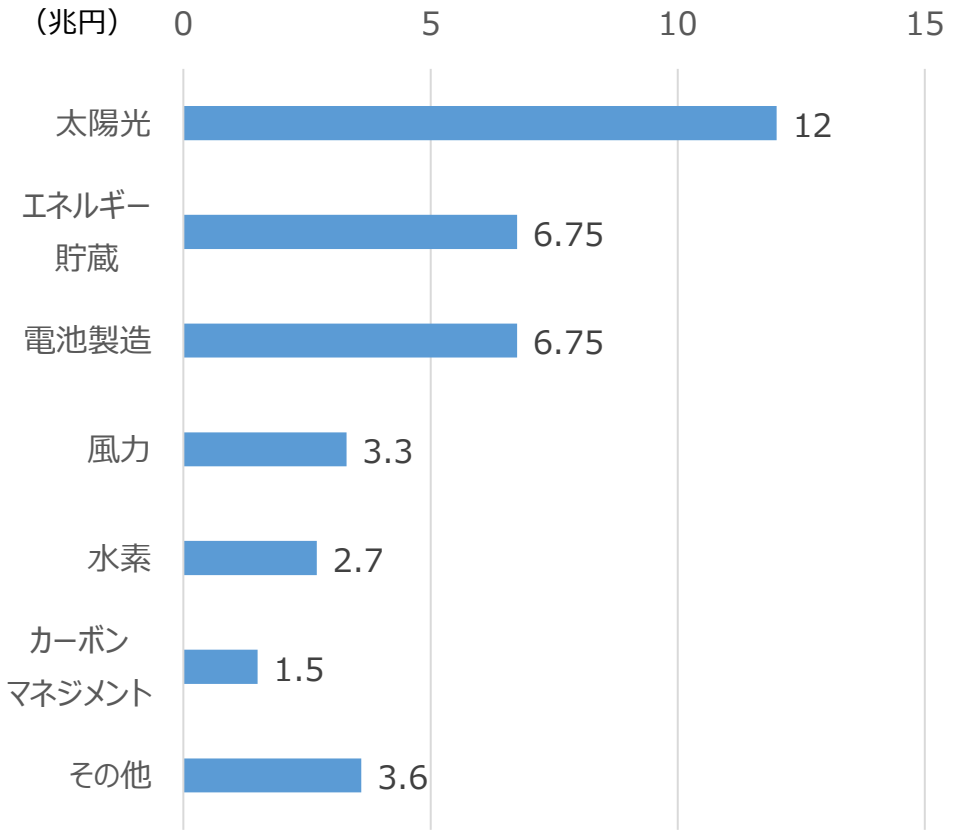

CO2分離・回収・貯留施設

7．建物の省エネ設備等への支援（税額控除・還付：約450億$）
- ヒートポンプ等の省エネ設備に対する税額控除
- エネルギー効率的な新設住宅への税額控除

（参考）米国政府によるIRAの経済効果

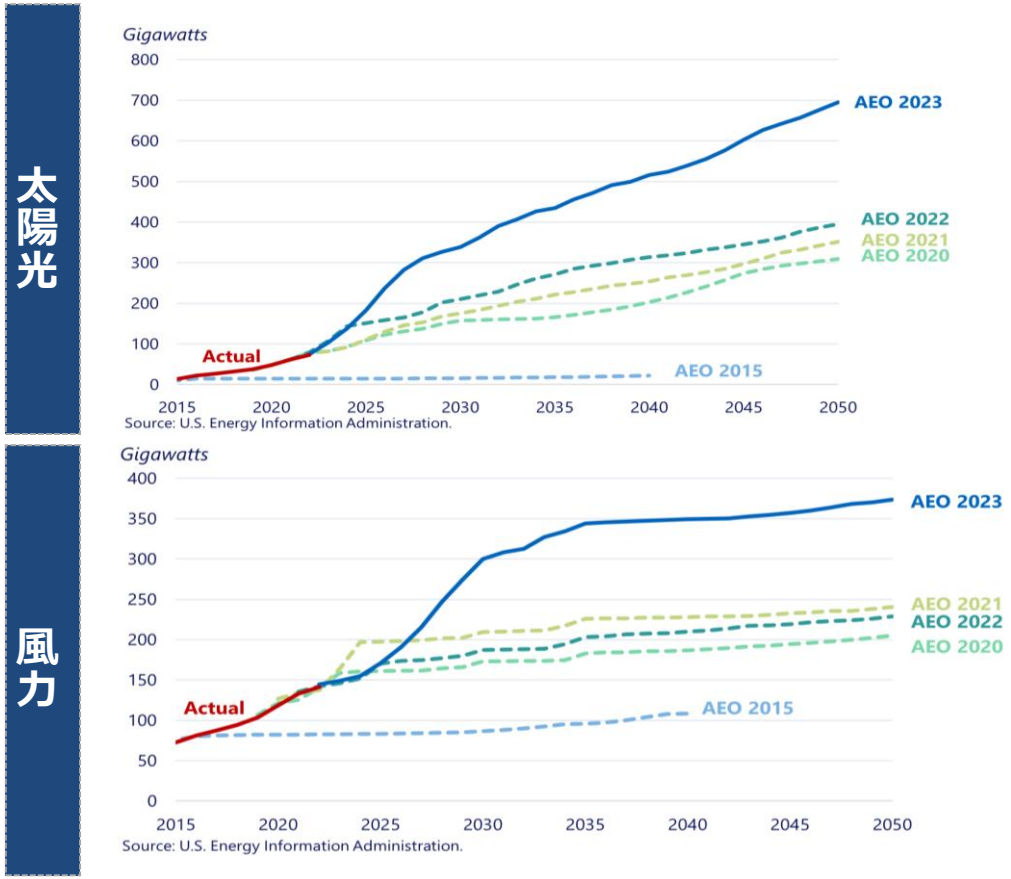
- 米国財務省によると、バイデン政権成立以降、約3600億ドル以上ののクリーン投資が生み出され、2023年9月時点で21万以上、今後10年間で150万人以上の雇用が創出されるとしている。
- 米国政府は、太陽光や風力が増加し、2050年に向けて大幅な導入拡大を見込む。

IRA法による投資額



（注）1ドル＝150円で試算。
（出典）米国財務省のHP公表資料を基に経産省作成

エネルギー容量の年間導入見通し



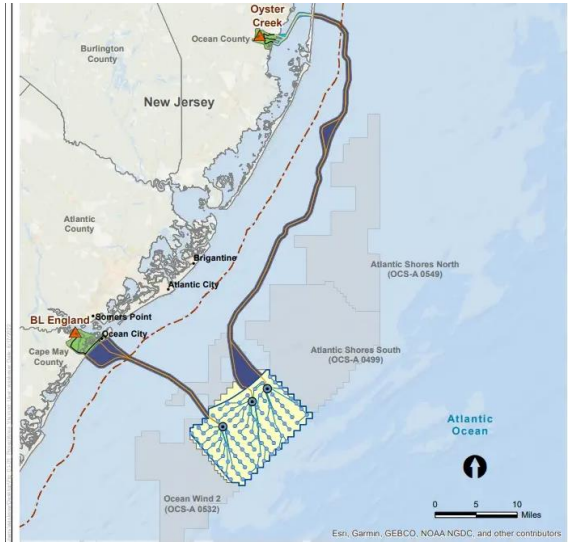
（出典）米WHITE HOUSE公表資料（2023.12.19）を基に経産省作成

（参考）米国におけるインフレ等の影響によるプロジェクトの遅延・中止

- 米国では、インフレ等の影響により、クリーンエネルギー投資の設備投資や運用コストが大幅に上昇。これにより、再エネや原子力などのプロジェクトの遅延・中止も発生。

風力：Ørsted社がNJ州の新規案件から撤退

- 2023年10月、Ørsted社は、ニュージャージー州（NJ）で進行中の「Ocean Wind 1・2」（発電容量はそれぞれ1100 MW、1148 MW）の中止を発表。
- インフレ、金利上昇、サプライチェーンの制約などマクロ経済的要因から大きな影響を受けており、特にオーシャン・ウィンド1の船舶遅延がプロジェクトのタイミングに大きな影響を与えたとしている。



（参考）Ocean Wind 1&2の立地イメージ図

（出典）Ørsted社、BOEM等の公開情報等を基に経産省作成

原子力：NuScale社のSMR計画が中止

- 2023年11月、米国のNuScale社は、ユタ州公営共同事業体（UAMPS）と、米国における小型モジュール炉（SMR）初号機建設を目指したプロジェクトとして2029年に運転開始を予定していたCarbon Free Power Project（CFPP）の中止を発表。
- 同社によれば、中止の理由は、プロジェクト継続の判断基準として設定していた売電先の確保目標に届かなかったためとされる。
- 他方、2023年10月には、米国スタンダード・パワー社の新案件が発表され、CFPPで得られた知見が活用される見込みである。



（参考）SMRの完成イメージ図

（出典）NuScale社、原子力産業協会HPなどの公開情報等を基に経産省作成

欧州におけるエネルギー・環境政策の全体像

EU

- 2022年3月、**ロシア産エネルギーへの依存から脱却**し、欧州のエネルギー供給を強靭にするための新たなエネルギー計画を発表。
- **2022年中にガス依存を3分の1**に、**2030年目処でゼロ**にするべくLNG等への代替を進め、脱炭素を加速。同5月の詳細計画では、**再エネ比率の引き上げ**（1次エネルギーベースで2030年40%→45%）や、**グリーン水素を域内製造と輸入で2030年に合計2000万トン**（既存目標の４倍近く）とする目標を設定。
- 2024年２月、欧州委員会は、**EUの2040年時点の温室効果ガス排出削減目標**として**90年比90%削減**を提案（**再エネ、原子力の活用、ガス火力＋CCS、水素、e-fuel等、あらゆる技術に言及**する内容）。

ドイツ

- **早ければ 2030 年まで、遅くとも 2038 年までに石炭・褐炭火力を廃止**するとの方針。
- 2024年２月、**発電所戦略**を発表し、**水素レディなガス火力の新設**（10GW）を発表。2035-40年には水素専焼に切り替える方針。
- 同年２月、**炭素管理戦略**の骨子を発表。**CCUS、CCSの活用とCO2の海上輸送、海底貯留**に言及。

英国

- 21年、**2035年までの電力脱炭素化**を発表。
- 22年4月、**エネルギー安全保障戦略**を発表。**再エネの拡大**、**原子力の活用**（原発の新設にも言及）、**天然ガスの使用など、複数の選択肢を活用する方針を明確に**。
- 炭素削減のため、**二酸化炭素回収・貯蔵・利用(CCUS)技術とクリーン水素導入**の必要性を強調

フランス

- 2022年2月、マクロン大統領は、**再エネの更なる加速**と**原子力推進**を表明（既存原発の運転延長、原子炉の新設）。**2023年6月、政府は、EDFの全株式を取得し、国有化を完了**。
- 2022年11月、マクロン大統領が国内の大規模CO2排出サイト50に対し、**2030年までに排出量の半減を目指すロードマップの検討**を指示。同ロードマップにおいて、**CCS、バイオマス、水素利用、電化、省エネ、HFC利用削減、クリンカー比率削減（セメント製造）が削減手段**として予定。**CCUS戦略**について検討中。

EUのエネルギー・環境政策の変遷

- EUは、ロシアによるウクライナ侵略以降、エネルギーの脱ロシア依存を加速化。また、米国や中国などへ対抗するため、欧州域内におけるグリーン産業支援を強化している。

2019年12月 **「欧州グリーンディール」の公表**
- 2030年までにGHG55%削減、2050年ネットゼロ実現

2021年7月 **「FIT for 55」の公表**
- **再生可能エネルギー指令、エネルギー効率化指令**等の各種規制の見直し・導入
- **CBAMの導入**（カーボンリーケージ防止のため、排出量の多い特定の輸入品に対し課金を実施。2023年10月から移行期間開始。2026年1月から本格適用開始。）
- EU-ETSの見直し（年間排出枠の引き下げなど現行の**ETSの強化**など）

2022年5月 **「REPowerEU計画」の公表**
- エネルギーの脱ロシアを進めるため、**ロシアからの化石燃料の脱却や再エネや水素などを拡大**。
- **「EU Solar Strategy」**により、2030年までに太陽光600GWの新規導入を目指す。
- **グリーン水素の供給目標大幅引き上げ**、2030年に年間2,000万トンを域内に供給。

2023年2月 **「グリーンディール産業計画」の公表**
- **ネットゼロ産業法案**により、「ネットゼロ技術」と「戦略的ネットゼロ技術」を定義。
- 戦略的ネットゼロ技術に対して規制緩和などの優遇措置を実施。
- 戦略的ネットゼロ技術の域内製造能力に関してベンチマークを40%と設定。
- **「重要原材料法」**により、戦略的原材料について、2030年までに単一の第3国への依存度を65%以下に低減。域内での採掘、精錬・精製、リサイクル能力の強化。

※2024年4月、マクロン仏大統領は、演説の中で、今のままでは欧州は米中との経済競争に敗れて貧困化する恐れがある、将来性のある産業部門を米中が大量に資金を投入して支援しているのに、欧州は遅れを取っている、官民の巨額の投資を支えるため、EUレベルでの共同の投資プランを実現する必要がある旨を強調した。

「REPowerEU計画」の概要と進捗状況

- EUは、エネルギーの脱ロシアを進めるため、 2022年5月に「REPowerEU計画」を公表。ロシアに対する化石燃料の依存から脱却し、脱炭素とエネルギー安全保障の両立に向けた方針を提示。
- 順調に推移しているものもあるが、進捗状況はまだ道半ば。

「REPowerEU計画」の概要

全体	• GHG削減目標は、2030年55%（FIT for 55の目標を維持） • ロシアに対する天然ガスの依存度を引き下げ（2022年末までに600億m3の代替調達）。 • 2030年以前にロシア産の天然ガスから脱却。
省エネ	• 2030年時点での2020年比のエネルギー削減目標を9%から「13%」に深堀り（Fit for 55の目標を引上げ） • 加盟国に対して、暖房システム、断熱材、電化など、省エネを促進するための財政支援を行うことを奨励。
再エネ	• 最終消費に占める再エネ比率目標を45%まで引上げ。 • 2025年までに太陽光容量を倍増、2030年までに約600GW設置。 • 2030年までに風力容量を約510GW設置。 • 公共施設や商業施設などに対して段階的に太陽光設置を義務付ける政策イニシアティブ。 • 「再エネ促進区域」を設定し、同区域での手続きを短縮。 • 2030年までに国内で1000万トンのグリーン水素生産と域外から1000万トンの水素輸入。 • 2030年までに350億m3のバイオメタンを生産。
財政支援	• 計画の実現には、2100億ユーロの追加投資が必要と試算。 • 計画の実現により、化石燃料の輸入コストに相当する約1000億ユーロの節約が可能。 • EU-ETSの排出枠の売却などにより財政的な支援を実施。

（出典）EU委員会のプレスリリース情報を基に経産省作成

「REPowerEU計画」の進捗状況

短期目標	LNG輸入の追加輸入（500億m3）	目標達成
	露以外のパイプライン経由による天然ガス輸入の追加調達（100億m3）	目標達成
	バイオメタン生産拡大（350億m3）	目標未達成
	ガス消費の節約（130億m3）	目標達成
長期目標	2030年までに露への天然ガス依存をゼロに	オントラック
	2030年までにバイオメタン生産（350億m3）	オフトラック
	2030年までに水素消費量を拡大（2000万t）	オフトラック
	2030年までに風力容量拡大（510GW）	オフトラック
	2030年までに太陽光容量拡大（592GW）	オントラック
	2030年までに13%の省エネ	オントラック

（出典）コロンビア大CGEPのHP情報を基に経産省作成

EU グリーンディール産業計画（2023年2月公表）

- 2023年1月17日、欧州委員会のフォン・デア・ライエン委員長がダボス会議において、①重要セクターのスケールアップを支援する**「ネット・ゼロ産業法」の制定**、②（補助金を原則禁止している）**EUの国家補助ルールの緩和**、③これを支える**「新しい基金」の検討**に言及。
- 同2月1日、欧州委員会は、**「グリーンディール産業計画」**(Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age)に関する文書を発表し、具体化。ネット・ゼロ移行のために必要となるクリーン技術を欧州で確保することの重要性を強調。

グリーンディール産業計画（ポイント）

- **予見可能で簡潔な規制環境の整備**
  - **「ネット・ゼロ産業法案」**（**重要セクター（※）のスケールアップ支援**、クリーン技術プロジェクトの許認可手続きの迅速化・簡素化等）の今春提出
    （※）**風力、ヒートポンプ、太陽光、クリーン水素、貯蔵**等
  - **「重要原材料法案」**による、欧州域内での**原材料の精錬、精製、リサイクル支援**
- **十分な資金への迅速なアクセス確保**
  - **国家補助ルールの簡素化・迅速化**
  - **EU資金による支援**（**水素の製造支援**。将来的には、水素の利用や、風力・太陽光・バッテリー等の他の分野の製造コスト支援に展開することを検討）
- **技術育成**
  - クリーン技術分野の技術者・技能労働者の創出の優先付け
- **開かれた公正な貿易**
  - 貿易協定等の締結を通じた原材料・部品の確保
  - 有志国との重要原材料クラブ（Critical raw materials club）の立ち上げ
  - クリーン技術/ネット・ゼロ産業パートナーシップでの産業支援

フランスの「エネルギー気候戦略」（概要）

- 2023年11月、フランスは、省エネを促進しつつ、化石燃料依存からの脱却と低炭素電力・地域暖房網の拡大などを図るため、「エネルギー気候戦略」を公表。

省エネ	• 2050年に最終エネルギー消費量を2021年比で40～50%削減するため、**2030年のエネルギー消費量の削減目標を2012年比で30%減**。 • 特に建築物の省エネ改築、化石燃料を利用した暖房システムからの脱却、電気自動車（EV）の普及、製造業の脱炭素化などへの支援を実施。
エネルギー供給の低炭素化	• **2027年に石炭火力発電を廃止** • 2030年の低炭素電力の発電量を2021年比で10%増、2050年に同55%増とする
原子力	• 既存原子炉の運転期間の延長を検討 • 原子力発電容量を増強し、**2030年に発電量を現行の279TWhから360～400TWhまで拡大**。 • EPR（欧州加圧水型炉）を改良した**6基のEPR2建設について2024年末に最終決定**を行う。 • **8基のEPR2追加新設（総発電容量13GW）についても検討**を行い、2026年末までに決定
再エネ	• **2035年の設備容量目標**として以下の内容を設定。 **太陽光発電　75～100GW** **陸上風力発電　40～45GW** **洋上風力発電　18GW** **水力発電　29GW** • バイオガス生産量については、2030年までに現在の約5倍に相当する50TWhを目標として設定。 • 脱炭素水素の設備容量については2030年に6.5GW、2035年に10GWの目標を設定。

（出典）フランス政府公表資料等を基に経済産業省作成

ドイツのエネルギー政策（概要）

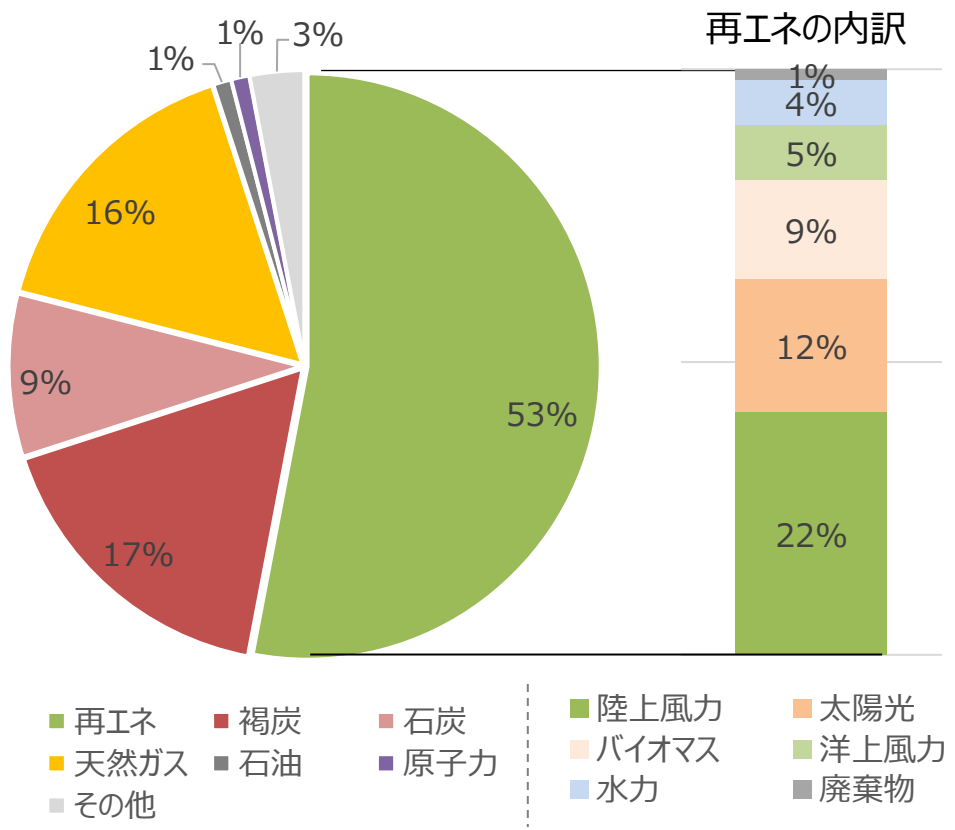
- ドイツは、2023年4月に原子力を全廃。再生可能エネルギー法を改正し、2030年に再エネ比率を80%まで引き上げることを表明するなど、再エネ中心のエネルギー政策を表明。
- 2023年には、国内の電源別発電比率で再エネが初めて50%を超え、約53%となった。

エネルギー政策の概要

再エネ	• 再生可能エネルギー法を改正し、**2030年に再エネ比率80%**とする旨の目標を掲げる（**2035年までに国全体の電力を完全に脱炭素化**する方針）。 • 再エネの各導入目標は以下の通り。 太陽光　：2030年 215GW 洋上風力：2030年　30GW 陸上風力：2030年 115GW
原子力	• **2002年に脱原発を法制化。** • 以降、原子力発電所の閉鎖期限の延長も行いながら、段階的に閉鎖し、**2023年４月15日に、最後の３基の閉鎖期限を迎え、脱原発を完了。**
火力	• **石炭火力**については、**早ければ 2030年まで、遅くとも2038年までに廃止**する方針。 • 2024年２月、発電所戦略を発表し、水素レディなガス火力の新設（10GW）を発表。2035-40年には水素専焼に切り替える方針。
省エネ	• エネルギー効率法を改正し、**最終エネルギー消費量を2030年までに26.5%削減**（対2008年比）する方針

（出典）ドイツ政府の公表資料等を基に経産省作成

ドイツの電源構成（2023年）



（出典）BDEWとZSW発表資料等を基に経産省作成

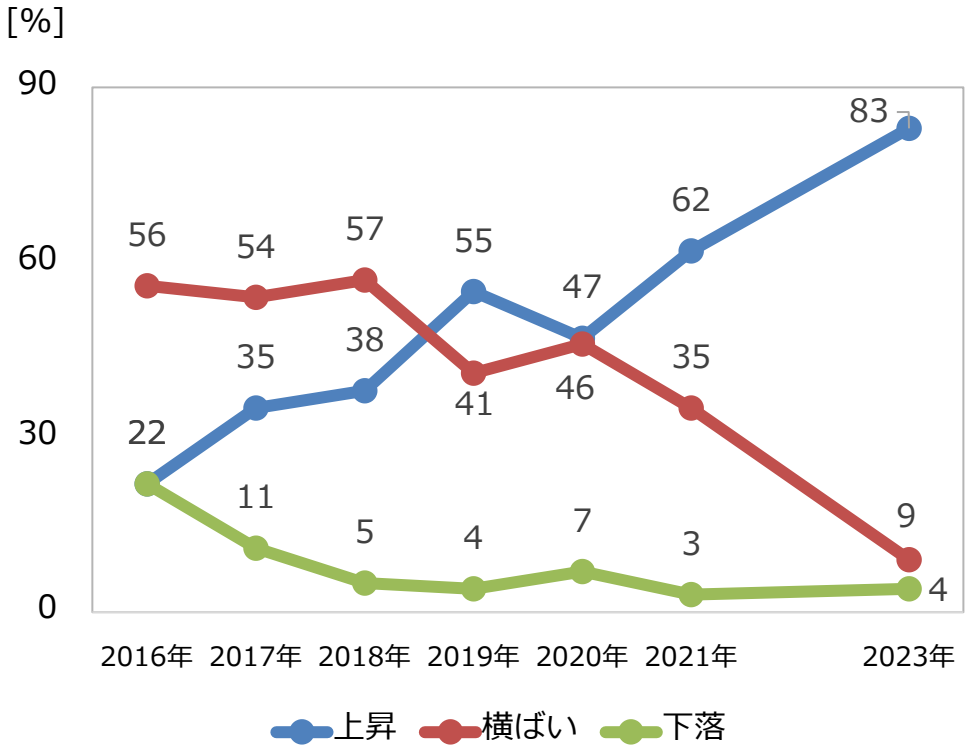
【参考】ドイツにおける電気料金高騰と企業行動

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

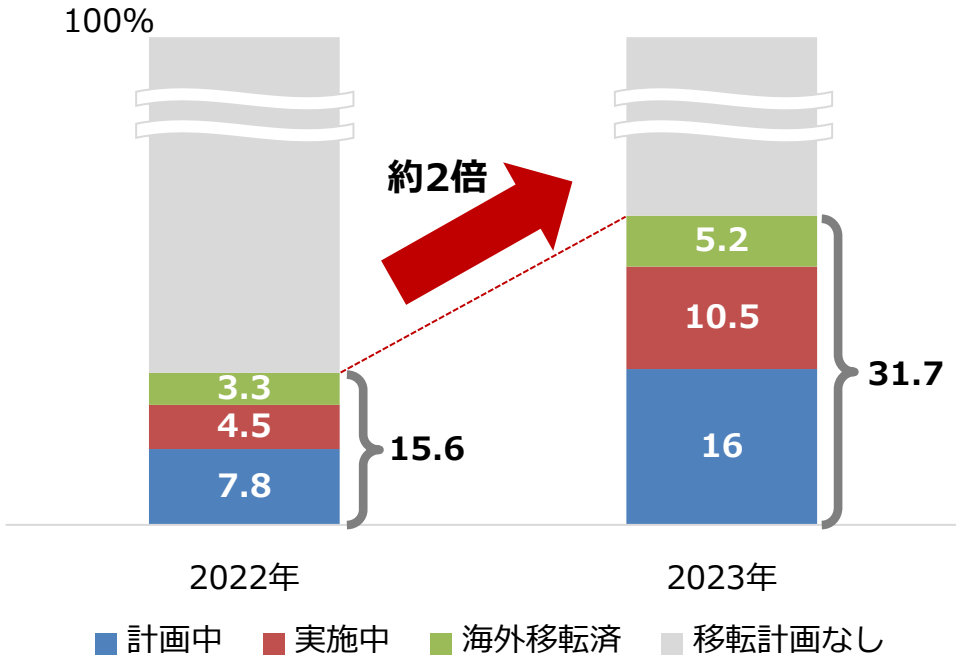
- ドイツは原発停止、ロシア産ガスの輸入激減などにより過去1年間における電気料金上昇を実感する企業が増加。一方で、生産拠点の海外移転を検討する企業も増加。
- エネルギー政策は企業行動に大きな影響を与える可能性が高く、日本も安定的な価格での電力供給、今後はとりわけ脱炭素電源の安定供給確保は急務。

【ドイツにおける電力価格の高騰と企業の生産拠点の海外移転】

過去1年間における企業の電気料金に対する認識の推移



生産拠点の海外移転の検討状況

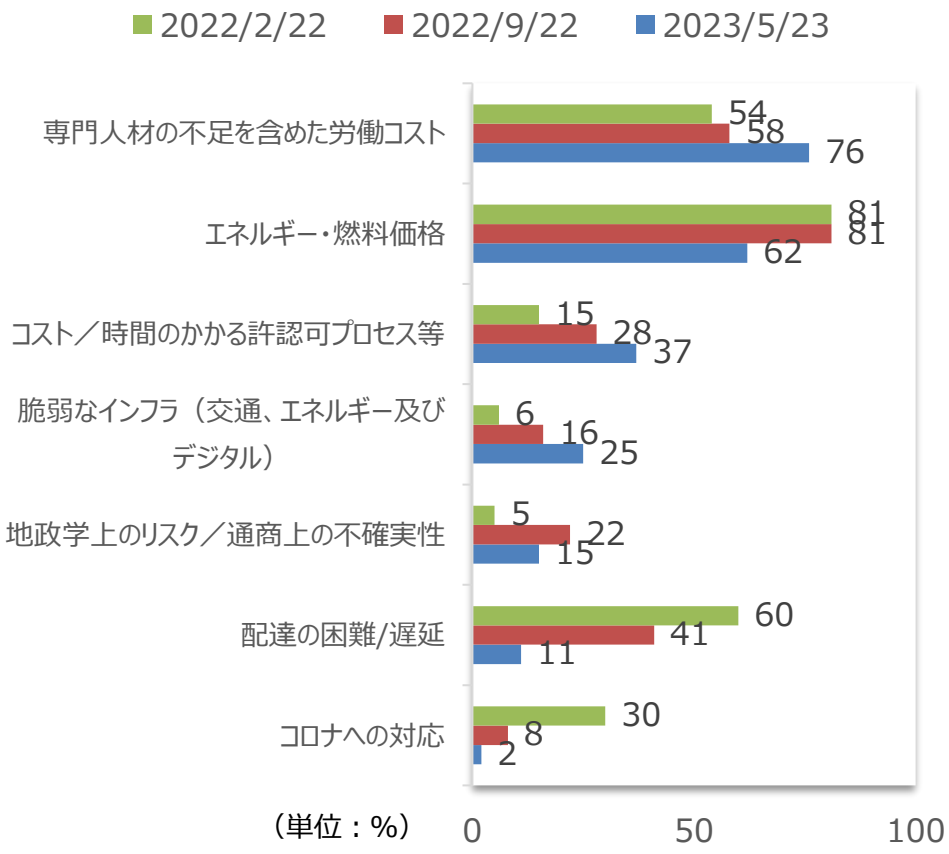


（出所）ドイツ商工会議所「Energiewende-Barometer 2022」及び「Energiewende-Barometer 2023」から作成。ドイツ国内約3,500企業に対するアンケート結果

（参考）産業への影響（ドイツの事例）

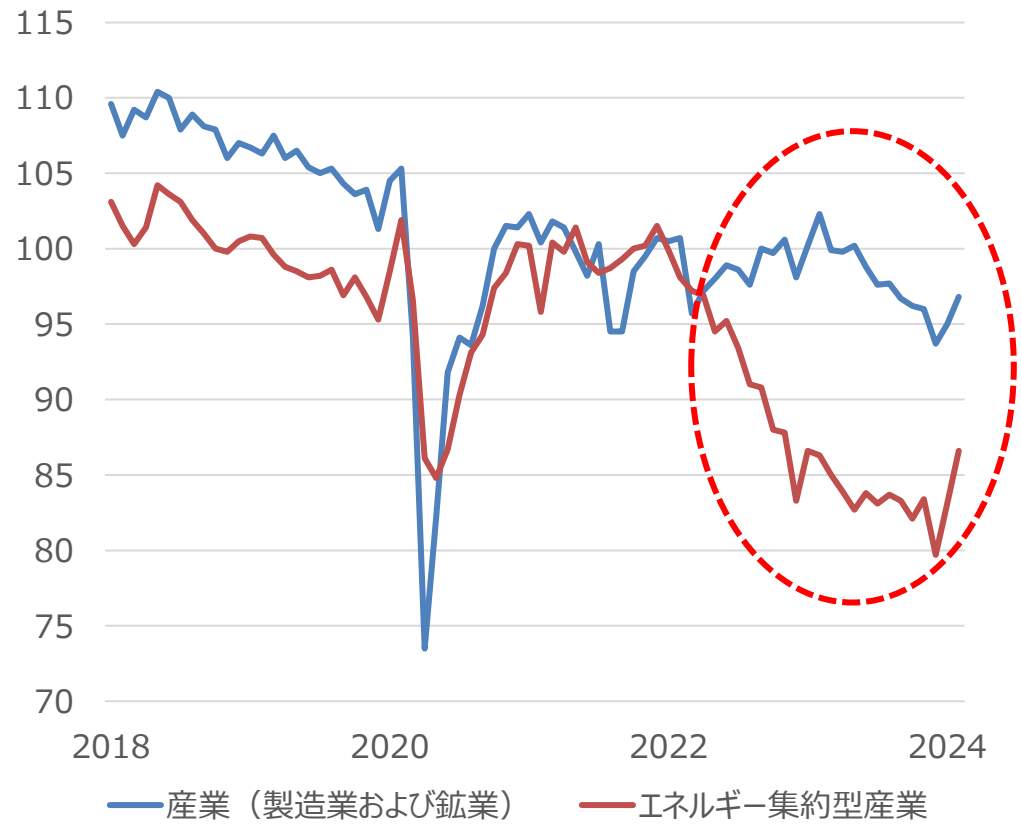
- ドイツでは、ウクライナ侵略以降、エネルギー価格が高騰。ドイツ産業連盟（BDI）が実施したアンケート結果では、ビジネス上の課題として「エネルギー・燃料価格」を指摘する声が多数。
- エネルギー価格高騰以降、エネルギー集約型産業の生産活動の低下が顕著。

ドイツにおけるビジネス上の課題（アンケート調査結果）



（出典）「BDI-Blitzumfrage im Frühsommer 2023」を元に経済産業省作成

ドイツにおける生産指数の推移



※ 2015＝100としたときの値の変化。

（出典）Federal statistical agency(Destatis)を元に経済産業省作成

英国の「エネルギー安全保障戦略」

- 英国は、コロナ後のエネルギー需要増加とロシアによるウクライナ侵略による世界的なエネルギー価格高騰へ対応するべく、**2022年4月にエネルギー安全保障戦略**を発表。
- エネルギー安全保障を強化するべく、**再エネや原子力、水素などを含む総合的なパッケージを公表**。
- **2024年3月には、新たにガス発電所の新設を支援する方針を示した。**

英国・エネルギー安全保障戦略（2022年4月）

原子力	• 原子力の導入を大幅に加速し、**2050 年までに最大 24GW を目指す（英国電力需要の約 25%相当）**
洋上風力	• 2030 年までに**最大 50GW の新たな目標**を設定（浮体式洋上風力発電で最大5GW を確保することを目指す）
石油・ガス	• 国産エネルギー源への移行を、エネルギー安全保障上の重要性を踏まえて推進。国内ガス生産は海外輸入よりもCO2排出量が少ないことを踏まえ、**新たな北海石油・ガスプロジェクトのための認可プロセスを開始予定**
陸上風力	• 新しい陸上風力インフラ受け入れを望む**コミュニティとのパートナーシップを構築するためのコンサルティング**を実施
省エネ	• ガス需要低減に向け、エネルギー効率を向上させるために**英国産ヒートポンプ製造の拡大を目指す**
太陽光	• 現在の14GW の太陽光発電容量を増加させ、**2035 年までに5倍となる最大70GWまで増強**
水素	• **2030 年までに低炭素水素生産能力を 10GW まで倍増**

最近の動向

【英国政府はガス火力新設支援】

- 再エネの変動性をカバーするため、**ガス火力発電所の新設を支援**。
- ガス火力発電所の新設支援に際しては、**将来的なネットゼロ対応を要請**。具体的には、**CO2の回収や水素発電などの低炭素代替エネルギーへの将来的な転換を行うことが前提**とされ、これらの措置を講じる前提で、政府は支援を実施。

【エネルギー安全保障・ネットゼロ大臣の発言（24年3月）】

- エネルギーが我々に対して武器化できる時代。（中略）**狭いイデオロギーよりも国益を優先**し、国が移行するための時間を与えなければならない。そして何よりも、**エネルギー料金を抑えることで、英国の家庭や企業を守るために必要な措置**を講じなければならない。
- 石油とガスを「止めればいい」と言う人は、間違っているだけでなく、世間知らずである。**気候変動委員会の独立データでさえ、2035年にガスの供給が停止した場合、「コストと供給リスクが増大する可能性が高い」と結論**づけている。
- **企業が海外に移転し、国民が高いエネルギーコストに苦しむようでは、排出量削減で世界をリードする意味がない。**率直に言って、ネット・ゼロで世界をリードしていても、誰もそのリードに従おうとしないのであれば意味がない。

（出典）英国政府の公表情報を基に経済産業省が作成。

（参考）英国「2050年までの原子力ロードマップ」（2024年1月）

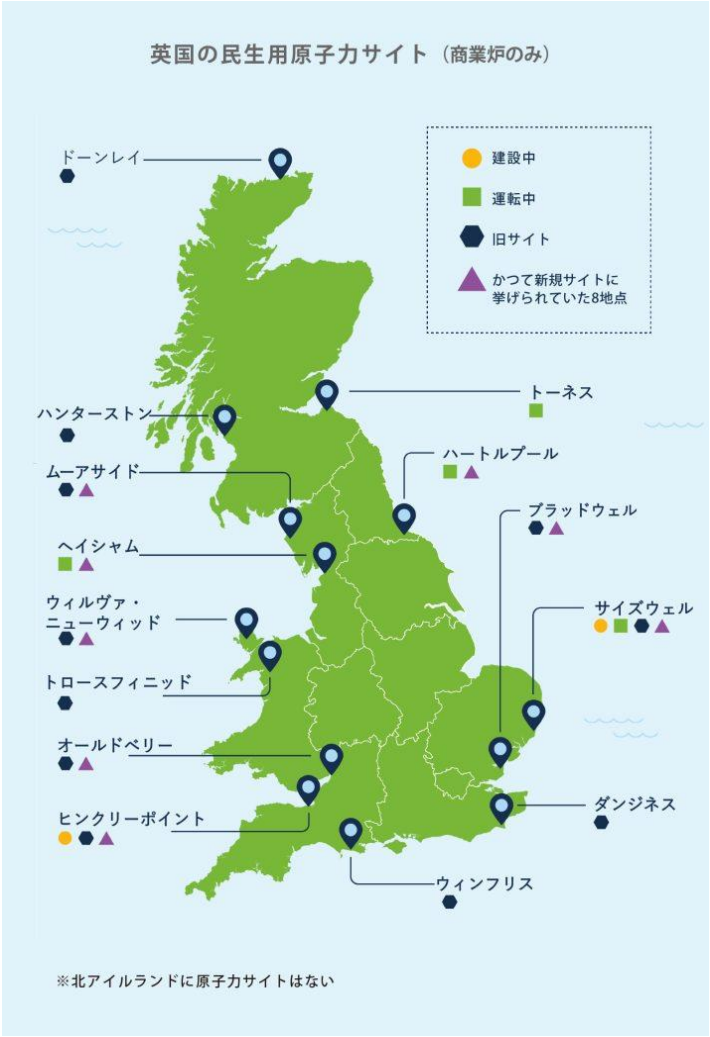
- 本年1月、英国は、2050年までに最大2,400万kWの原子力容量を達成し、電力需要の25%を原子力で供給するとの目標を実現するため、「2050年までの原子力ロードマップ」を公表。

【2050年までの道筋】

- 政府は、**更なる大型炉プロジェクトの検討を推進**。
- 政府は、**国内でのSMR導入**に取組む。
- 政府は、**2050年までに最大2,400万kWの原子力発電を導入するとの目標**に向け、2030年から2044年まで**5年毎に300万～700万kWを供給する投資決定を確実に行う**ことを目指す。
- 政府は、**民間ベンダーに対する強力な政府支援策を策定**する。

【主な取組】

資金調達	• 新設プロジェクトの投資家や事業者は、**差金決済取引（CfD）やRABモデル**の適合性について政府と対話することが可能となる • 原子力第三者賠償制度を強化するために、**「原子力損害の補完的な補償に関する条約（CSC）」への加盟**を目指す。 • 準備を進めている英国の**グリーンタクソノミーに、原子力が含まれるよう働きかける。**
立地 土地利用	• 政府は、**原子力立地に関する新たな柔軟なアプローチの開発**を目指す。 • **コミュニティ・エンゲージメントは、今後も立地プロセスに不可欠。** • 原子力廃止措置機関（NDA）は、**所有する土地のどの土地が間もなく再利用可能かについて記載した予定案を定期的に公表。**土地の提供に当たっては、まずは新規原子力プロジェクトに供されると想定した上で、公正かつ透明性のあるプロセスを実行する。
核燃料サイクル	• 政府は、**英国国内の燃料サイクル能力を再生し、成長**させる。 • 2030年代までに**英国へのロシア製核燃料およびウランの供給を排除**し、各国パートナーと協力して、**共有の強靭な同盟しているサプライチェーンを構築。** • 産業界とともに**最大3億ポンドを投じ、英国産低濃縮ウランの濃縮および再転換能力を提供**する。

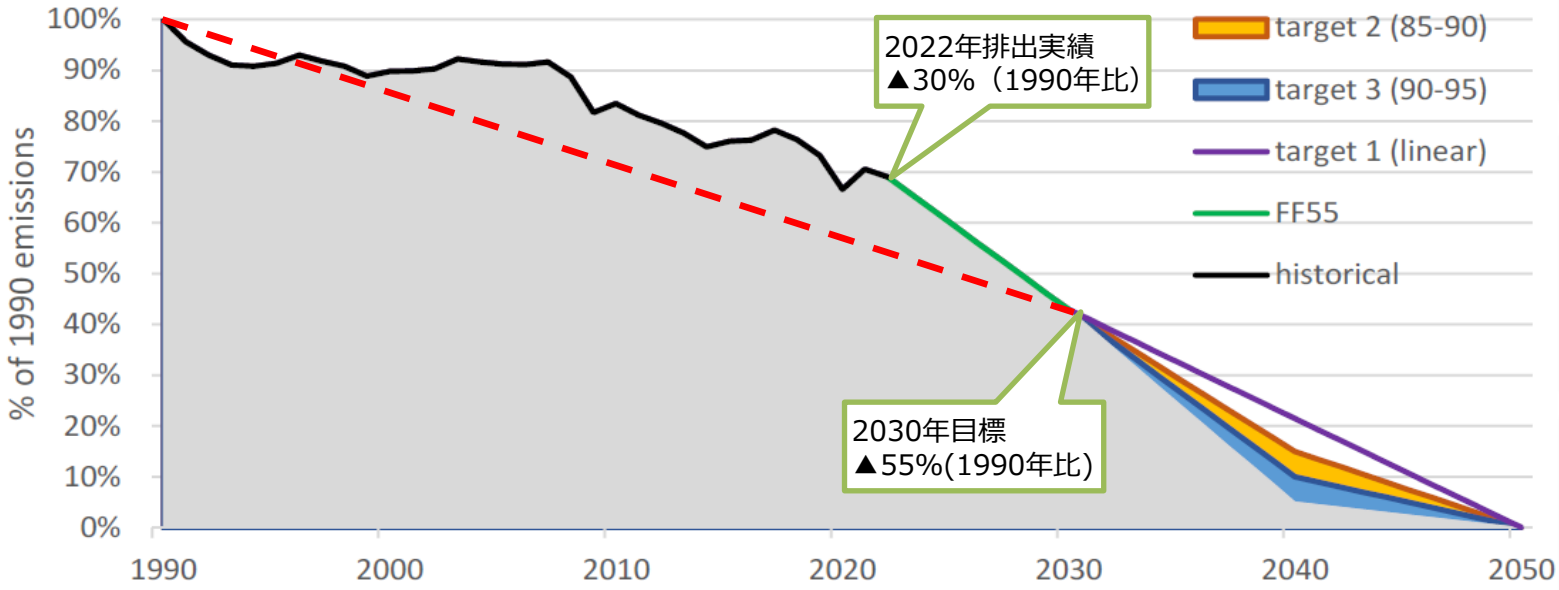


(出典）英国政府の「Civil Nuclear Roadmap to 2050」を基に経済産業省が作成。右図は、原子力産業協会HPより引用。

（参考）EUにおける2040年目標水準の提案

- 2024年2月、欧州委員会は、欧州科学的助言機関（ESABCC）の提案を参考に、2040年の目標水準のオプションを3通り提示。 Fit for 55により**2030年▲55%が達成されることが、2040年目標の検討の前提**。分析の結果、**S3（1990年比90%削減）を目標水準として提案**。今後、欧州理事会・欧州議会で議論され、法制化される予定。
- 最終合意された2040年目標をもとに、次期NDCとなる2035年GHG排出量を算出予定。

Figure 4. Profile of the net GHG emissions over 1990-2050



S1:～▲80%
（直線パス相当）
- 2030→2050の直線パスに整合

S2:▲85～90%
（既存政策フレーム延長相当）
- 既存政策（Fit for 55、EU ETS指令）の延長で理論上実現見込みの削減水準（▲88%）に整合

S3:▲90～95%
（ESABCCの助言ライン相当）
- ESABCCによる2040年目標に関する助言に整合

（注）赤点線は1990年から2030年▲55%を直線で引いたパス。

（出所）欧州委員会資料より経産省作成。

90%削減シナリオにおける分野別の絵姿

- 経済成長率や人口動態などの基本的な経済見通し（例：鉄の生産量は2040年まで一定、化学は増加など）はシナリオ間で共通化。排出削減の強度に応じて、合成燃料やCCSなどの脱炭素技術が普及する絵姿を描いている（更に、需要サイドでシェアリングの普及などライフスタイルの変化が加速した場合の感度分析も実施）。
- 90%削減シナリオにおける分野別の絵姿は以下のとおり。なお、これらは影響評価による分析結果であり、政策目標ではないことに留意。

エネルギー分野

- ✓ **最終エネルギー消費**は、2015年比で2040年に**36%削減**。
- ✓ **総エネルギー供給**は、足元から2040年にかけて**約3割減少**。
- ✓ **化石燃料使用量が**2021年比で**7割以上減少**。
- ✓ **電化率**は2021年25%→2040年51%。
- • **電源構成**は、再エネ87%、原子力10%、ピーク対応又はCCS付のガス火力発電3%。再エネの間欠性対策で**揚水発電＋蓄電池**を275GW導入
- ✓ **エネ供給の域外依存度**が61%(2019)から26%(2040)まで低下。
- ✓ 水素の導入が進み、排出削減困難分野においては**e-fuel**も使用。
- ✓ 風力、太陽光などの導入に向け、大量の**銅、リチウム、コバルト**等の需要が大幅増。

産業・経済分野

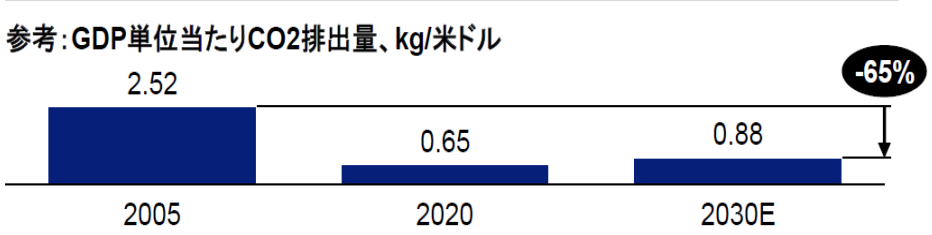
- ✓ **マクロ経済分析**では、シナリオ3の2040年GDPはシナリオ2と比較して▲0.2%と、**シナリオ間で大きな差異はない**。
- ✓ GDPに占める**エネルギーコスト**の割合は、足下から**若干増加**（2011年～2020年の単年平均11.9%から、S3で12.9%に増加）
- ✓ **産業分野からの排出**はエネルギー由来:80%、非エネルギー由来:95%の排出削減。**炭素回収・貯留・利用**が極めて重要な役割。加えて、**循環経済**による排出削減も重要。
- ✓ CO2回収量344MtCO2のうち、**産業プロセス**由来137Mt、**化石燃料火力発電**32Mt、**バイオマス発電**153Mt等。
- ✓ 回収炭素の用途は**e-fuel**101Mt、**地下貯留**243Mt。

（出所）欧州委員会資料より経産省作成。

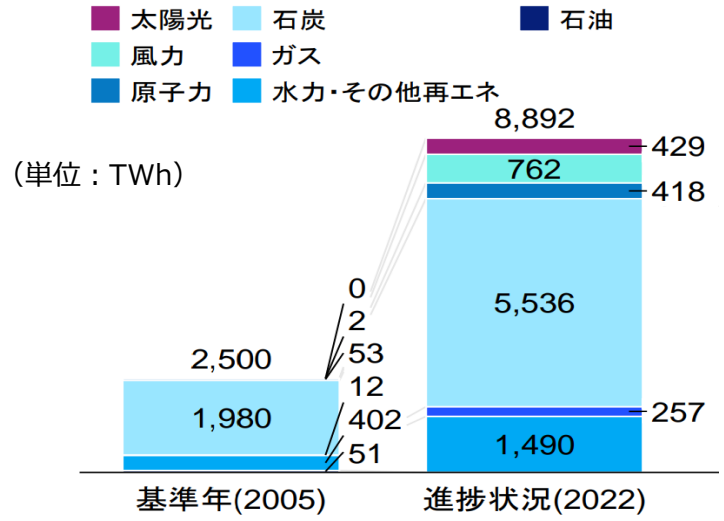
中国のエネルギー・環境政策

- 2060年ネットゼロ、2030年NDCは2005年比CO2原単位65%削減を掲げる。増加する電力需要を賄うため、再エネ・原子力に加え、石炭火力も拡大。CO2排出量は増加(2005年6.1Gt→2023年12.6Gt)。
- 再エネ・蓄電池・EVを中核とする産業政策を展開し、世界シェアを拡大。最近では、水素・CCSなどに対する取組も進められている。

GDP単位当たりCO2排出量



中国の電源構成の推移



（出典）経済産業省令和5年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業（カーボンニュートラル実現に向けた国内外の中長期エネルギー需給動向調査）報告書より抜粋。

中国の取組例

太陽光

- 2015年頃からペロブスカイト太陽電池関連のスタートアップ企業が複数設立し、開発競争は激化。極電光能など複数社が年産100MW級の生産ライン構築。政府・民間双方のファンドから資金支援。
- シリコン系太陽光発電モジュール世界シェア１位（75%）（2022年）

蓄電池

- 国内の巨大EV市場を背景に、政府の後押しの下、CATLやBYD等の企業が競争力を強化。
- 日韓企業に先駆けて、車載用において安価なLFP（リン酸鉄）電池を実用化し、シェアを拡大。生産能力を大幅に拡大し、市場支配力を高めようとする動き。
- 車載用蓄電池世界シェア１位（61%）（2022年）

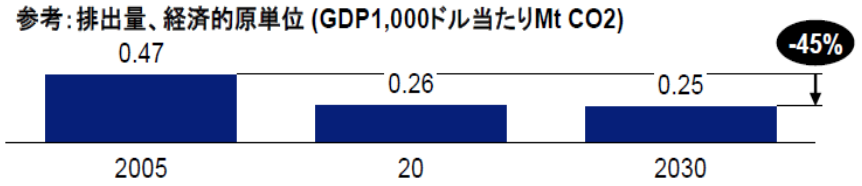
EV

- 「新エネルギー自動車産業発展規画（2021～2035）」において、①2025年に新エネルギー自動車新車（NEV）シェア約20%、②2035年までにNEVのコア技術を世界トップレベル化、③品質・ブランドの国際競争力の向上、④公共エリアで使用される自動車全面的に電動化すること、⑤燃料電池車の商用化、などの目標が掲げられた。
- 世界BEV販売台数シェア1位（62%）（2023年）

インドのエネルギー・環境政策

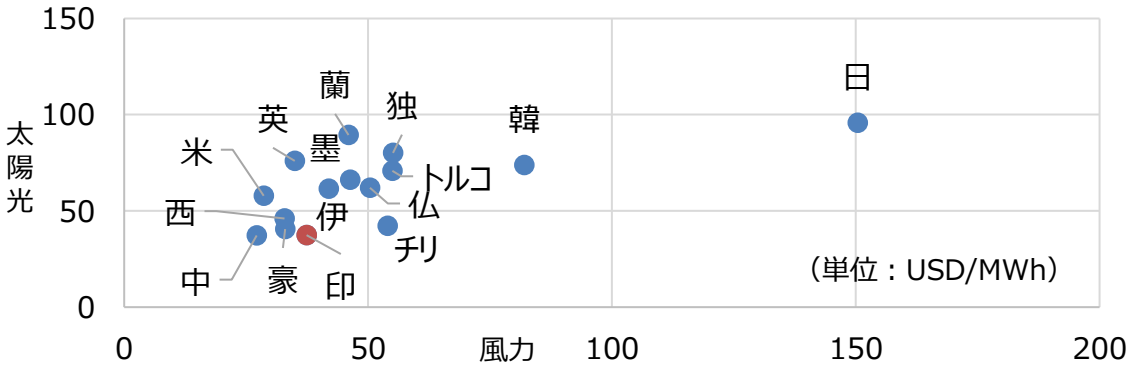
- 2070年ネットゼロ、2030年までにGDPに対するGHG排出量を2005年から45%以上削減するとのNDCを掲げており、2030年NDCの達成はほぼ確実な状況。
- エネルギー需要増を石炭火力発電の拡大によって賄っており、新規建設も継続（2031-32年までに80ＧＷ追加）。比較的低コストで導入可能な再エネは、 2030年までに合計500ＧＷを導入する方針。
- 水素・アンモニアの海外輸出や再エネ設備の国産化、EVの導入拡大など、産業政策を積極的に展開。

GDP単位当たりCO2排出量



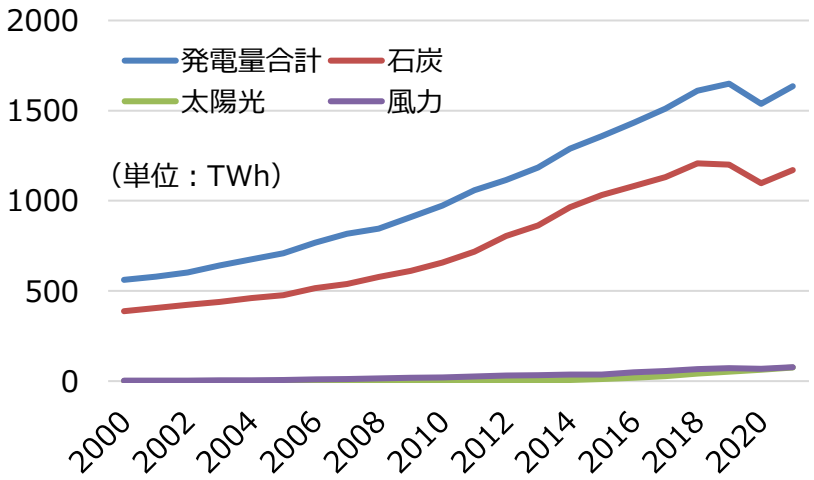
（出典）経済産業省令和5年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業（カーボンニュートラル実現に向けた国内外の中長期エネルギー需給動向調査）報告書より抜粋。

再エネ導入コスト（LCOE）の各国比較



（出典）IRENAの情報を元に経済産業省作成。2022年時点。

インドの電源構成の推移



（出典）IEAの情報を元に経済産業省作成

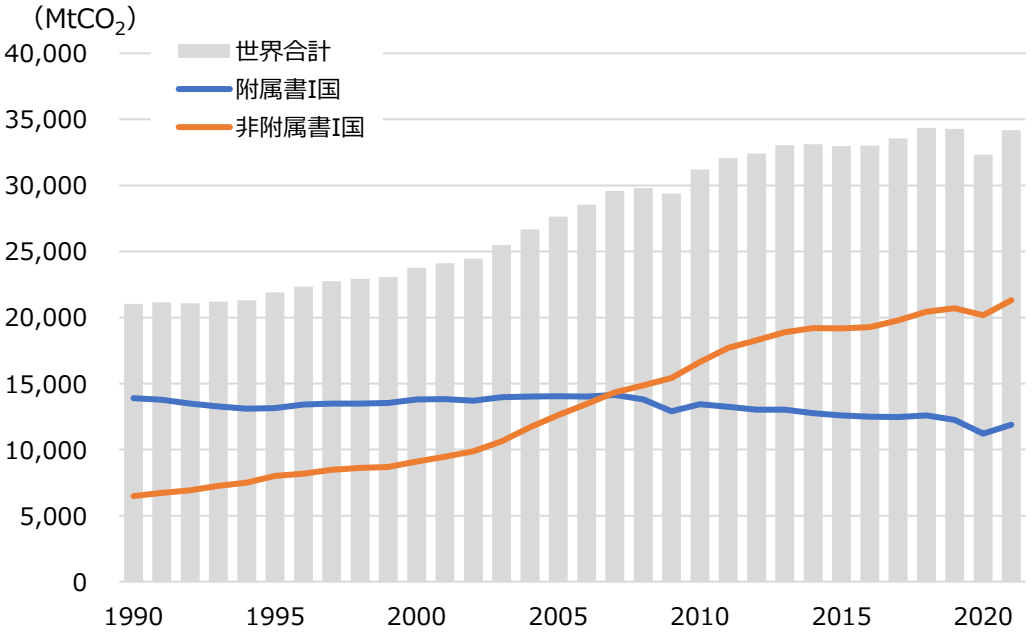
インドの取組

水素 アンモニア	• 2030年までにグリーン水素の年産能力を500万トンとする目標。政府横断的に「国家グリーン水素ミッション」を推進し、グリーン水素の国内製造と水電解装置の国産化に対して財政インセンティブ（1,974億4,000万ルピー）を付与。
再エネ 設備	• 「メーク・イン・インディア」のスローガンの下、生産連動型奨励策（インド国内で製造された売上高の増加分の4～6%を5年間補助金として支払い）を講じており、太陽光パネルの国産化も支援。
EV	• 「2030年までに新車販売台数の30%をEVにする」と電力大臣が発表。

（参考）エネルギー起源温室効果ガスの排出量

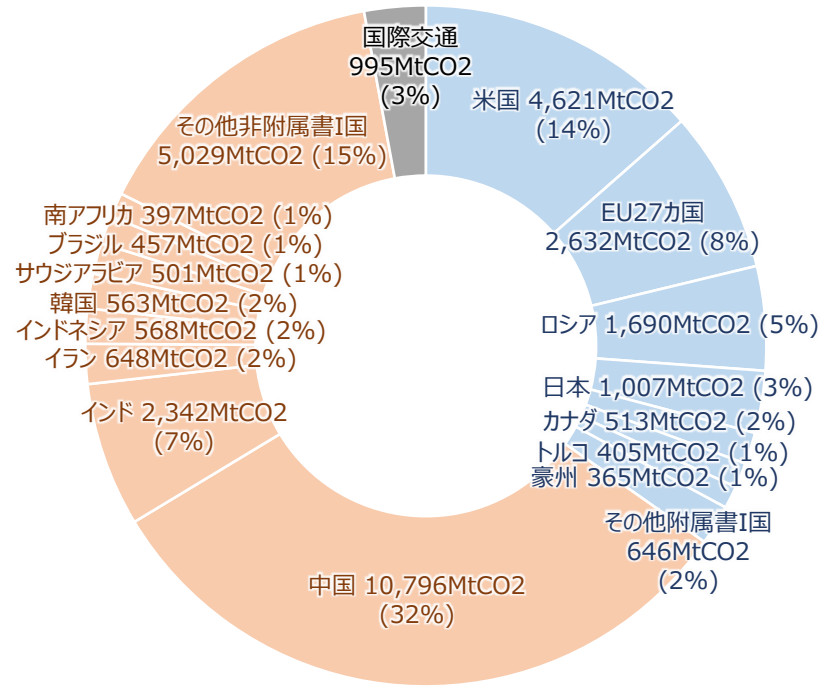
- 近年の世界のエネルギー起源温室効果ガス排出の増加は、新興国の経済成長による（1990年から2021年の間に、非附属書Ⅰ国（途上国）の排出は3倍超）。
- 世界全体の排出量に占める日本の割合は約3%。先進国だけでなく、新興国の排出削減なくして世界の削減は進まない。

エネルギー起源温室効果ガス排出量の推移



1990年と比較して2021年は	＋111億トン
附属書Ⅰ国	－20億トン
非附属書Ⅰ国	＋148億トン
国際交通	＋ 3.5億トン

各国のエネルギー起源温室効果ガス排出量（2021年）



（出典） IEA (2023), GHG Emissions from Energy

日本の現状と課題

エネルギーミックス～エネルギー政策の大原則 S+3E～

＜S+3Eの大原則＞

安全性(Safety)

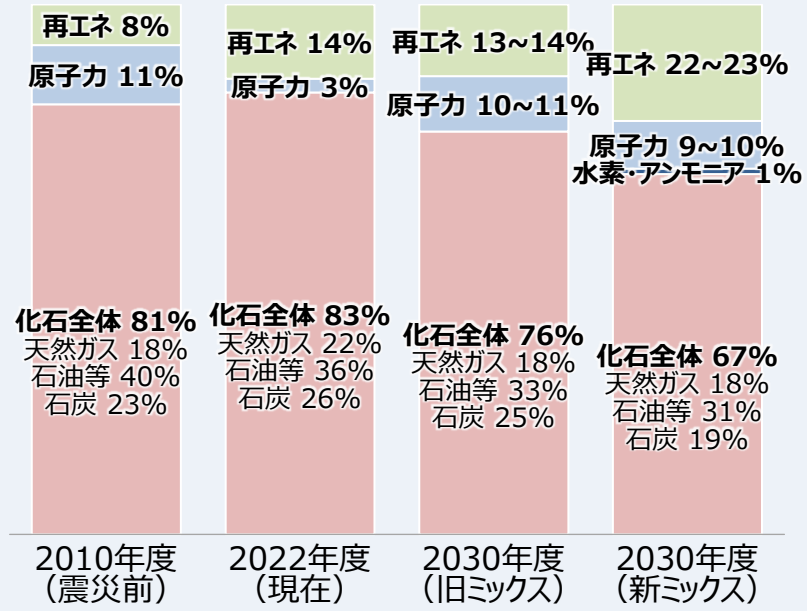
＋

安定供給 (Energy Security)
エネルギー自給率：30%程度
（旧ミックスでは概ね25%程度）

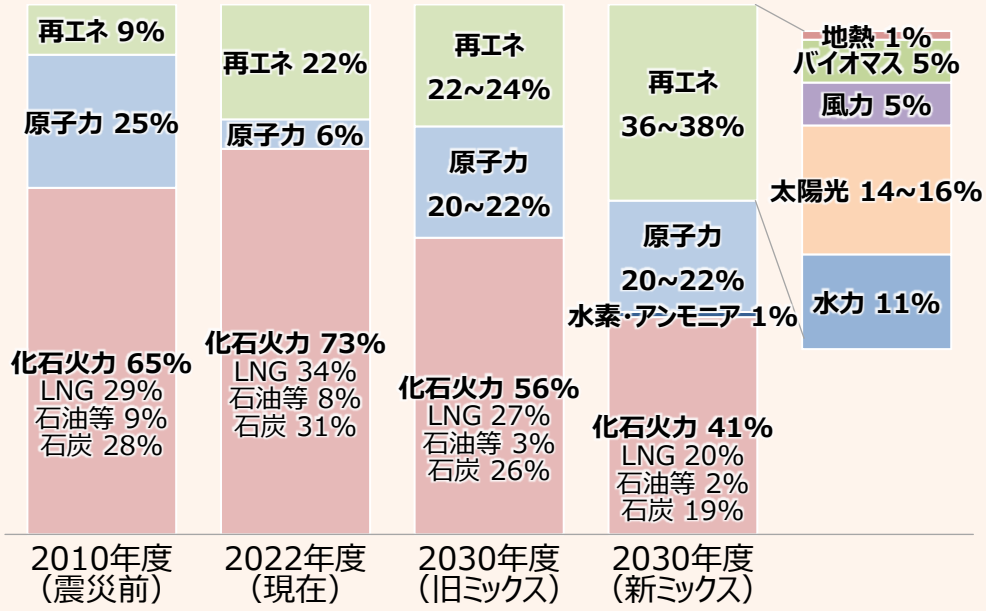
経済効率性 (Economic Efficiency)
電力コスト：8.6～8.8兆円程度
（旧ミックスでは9.2～9.5兆円程度）

環境適合 (Environment)
エネルギー起源CO2 45%削減
（旧ミックスでは25%削減）

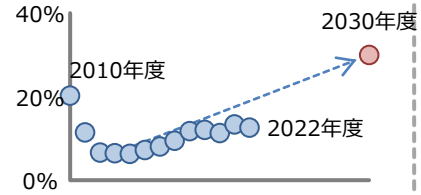
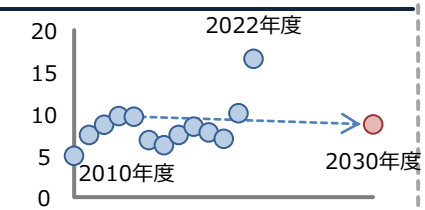
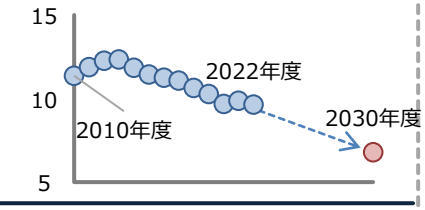
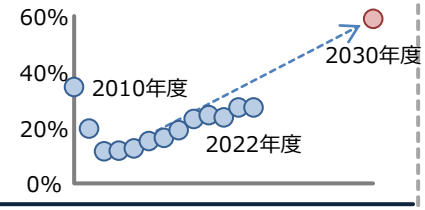
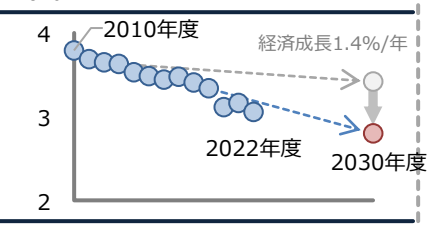
一次エネルギー供給



電源構成



2030年度エネルギーミックスの進捗（全体像）

		震災前（2010年度）	震災後（2013年度）	2022年度	2030年度 旧ミックス	2030年度 新ミックス	進捗
取組指標	① エネルギー自給率（1次エネルギー全体）	20.2%	6.5%	12.6%	24%	30%	
	② 電力コスト（燃料費＋FIT買取費）	5.0兆円 燃料費：5.0兆円 FIT買取：0兆円	9.7兆円 燃料費：9.2兆円 （数量要因+1.6兆円 価格要因+2.7兆円） FIT買取：0.5兆円	16.6兆円 燃料費：12.6兆円 （数量要因▲3.8兆円 価格要因+7.2兆円） FIT買取：3.9兆円	9.2~9.5兆円 燃料費：5.3兆円 FIT買取： 3.7~4.0兆円	8.6~8.8兆円 燃料費：2.5兆円 FIT買取： 5.8~6.0兆円	
	③ エネ起CO2排出量（GHG総排出量）	11.4億トン （GHG：13.0億トン）	12.4億トン （GHG：14.1億トン）	9.6億トン （GHG：11.4億トン）	9.3億トン （GHG：10.4億トン）	6.8億トン （GHG：7.6億トン）	
	④ ゼロエミ電源比率	35% 再エネ 9% 原子力 25%	12% 再エネ 11% 原子力 1%	27% 再エネ 22% 原子力 6%	44% 再エネ 22~24% 原子力 20~22%	59% 再エネ 36~38% 原子力 20~22% 水素・アンモニア 1%	
	⑤ 省エネ（原油換算の最終エネルギー消費）	3.8億kl 産業・業務：2.4 家庭：0.6 運輸：0.9	3.6億kl 産業・業務：2.3 家庭：0.5 運輸：0.8	3.1億kl 産業・業務：1.9 家庭：0.5 運輸：0.7	3.3億kl 産業・業務：2.3 家庭：0.4 運輸：0.6	2.8億kl 産業・業務：1.9 家庭：0.3 運輸：0.6	

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
※ 2030年度の電力コストは系統安定化費用（旧ミックス 0.1兆円、新ミックス 0.3兆円）を含む。
出典：総合エネルギー統計（2022年度確報）等をもとに資源エネルギー庁作成

エネルギー需給の実績と目標について

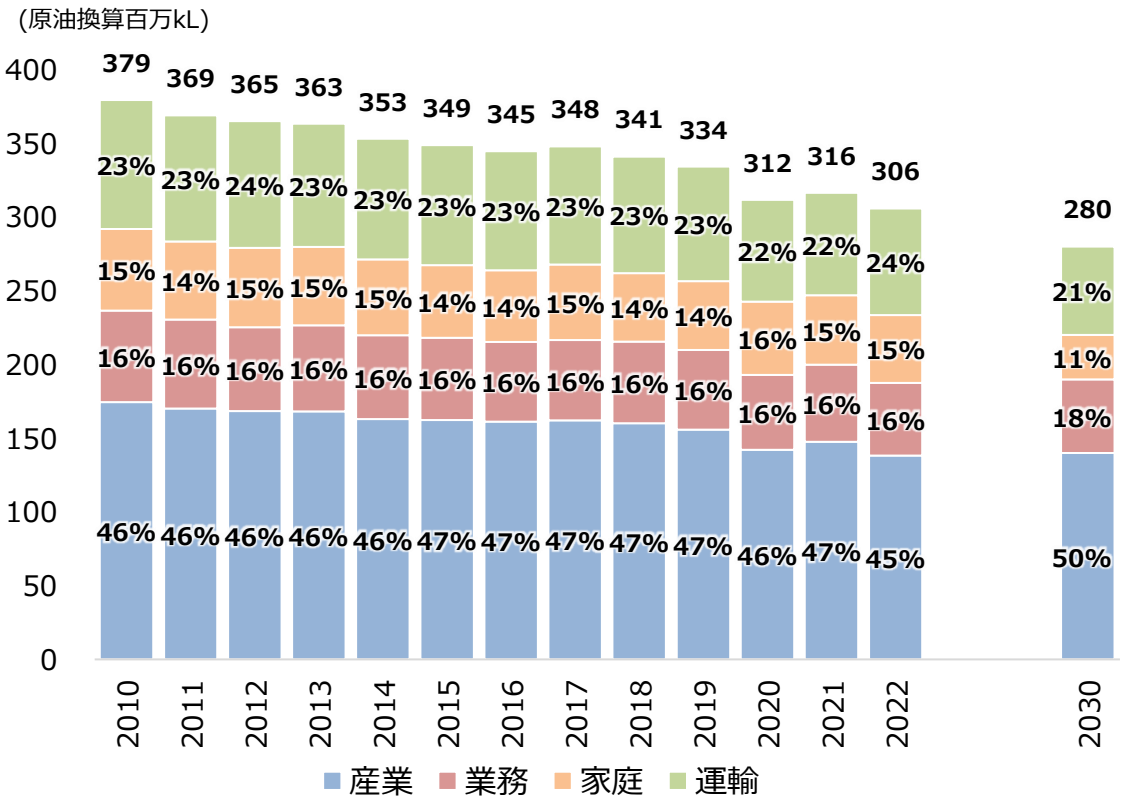
	2010年度	2013年度	2021年度		2022年度	2030年度（政府目標）
エネルギー自給率	20.2%	6.5%	13.3%	(減少)	12.6%	30%
最終エネルギー消費量	3.8億kl	3.6億kl	3.2億kl	(減少)	3.1億kl	2.8億kl
1次エネルギー供給の化石燃料割合	81.2%	91.2%	83.2%	(増加)	83.4%	68%
電源構成 火力発電	65.4%	88.3%	72.8%	(減少)	72.8%	41% (3,840億kWh)
石炭	27.8%	32.9%	31.0%		30.8%	19% (1,780億kWh)
LNG	29.0%	40.9%	34.4%		33.8%	20% (1,870億kWh)
石油等	8.6%	14.4%	7.4%		8.2%	2% (190億kWh)
再生可能エネルギー	9.5%	10.9%	20.3%	(増加)	21.7%	36~38% (3,360~3,530億kWh)
太陽光	0.3%	1.2%	8.3%		9.2%	14~16% (1,290~1,460億kWh)
風力	0.3%	0.5%	0.9%		0.9%	5% (510億kWh)
水力	7.3%	7.3%	7.6%		7.6%	11% (980億kWh)
地熱	0.2%	0.2%	0.3%		0.3%	1% (110億kWh)
バイオマス	1.3%	1.6%	3.2%		3.7%	5% (470億kWh)
原子力	25.1%	0.9%	6.8%	(減少)	5.5%	20~22% (1,880~2,060億kWh)
エネルギー起源CO2排出量	11.4億t	12.4億t	9.9億t	(減少)	9.6億t	6.8億t

出典：総合エネルギー統計（2022年度確報）、2030年度におけるエネルギー需給の見通しをもとに資源エネルギー庁作成

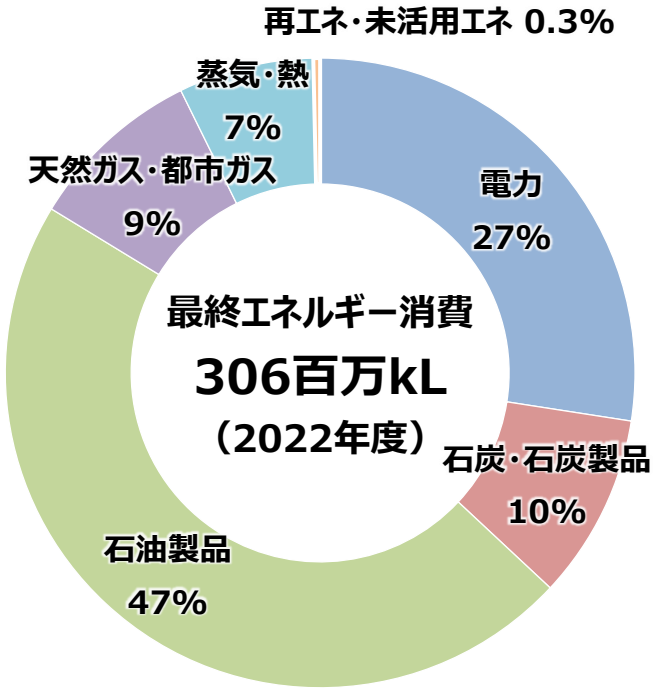
（参考）我が国の最終エネルギー消費の現状（2022年度）

- エネルギー消費は、生産活動縮小や暖冬の影響などにより、**日本全体で減少傾向**
- 2022年度の部門別最終エネルギー消費は、**産業45%、業務16%、家庭15%、運輸24%。** エネルギー源別最終エネルギー消費は、**電力は約３割、化石燃料などの熱源が約７割。**

部門別最終エネルギー消費



エネルギー源別最終エネルギー消費



出所）資源エネルギー庁総合エネルギー統計（2022年度確報）をもとに作成

グリーントランスフォーメーション（GX）推進に向けた政府の動き

２０２２年

5/19　**「クリーンエネルギー戦略」に関する有識者懇談会**

⇒ 岸田総理からGX実行会議の開催を指示。

7/27　**第１回GX実行会議**

⇒ 岸田総理「**今後数年間危惧されている電力・ガスの安定供給**に向け、・・・**原発の再稼働とその先の展開策など具体的な方策**について、**政治の決断が求められる項目を明確に示してもらいたい**」

8/24　**第２回GX実行会議**

⇒ 岸田総理から、**再稼働**、**運転期間延長**、**次世代革新炉の開発・建設**、**バックエンドプロセスの加速化**などの**論点を提示。年末に具体的な結論を出せるよう指示。**

10/26　**第３回GX実行会議**

⇒ 岸田総理から、**成長志向型カーボンプライシング」の具体的な制度案を提示するよう指示。**

11/29　**第４回GX実行会議**

⇒ 岸田総理から、**政治の決断が必要となる踏み込んだ提案**と**GX10年ロードマップのとりまとめ**を指示

12/22　**第５回GX実行会議**

⇒ 「**GX実現に向けた基本方針」（案）を提示し、取りまとめを行う**

⇒ 総理より、同基本方針の具体化に向け、**ＧＸ実現のための法案を次期通常国会に提出の**指示あり。

２０２３年

2/10　**GX実現に向けた基本方針　閣議決定**

GX推進法案　閣議決定・国会提出　⇒ 5/12 成立

2/28　**GX脱炭素電源法案　閣議決定・国会提出　⇒ 5/30 成立**

7/28　**GX推進戦略　閣議決定**

12/22　**GX分野別投資戦略　策定**

２０２４年

3/28　**GX国家戦略、エネルギー基本計画　⇒ 24年度中を目途に改定**

関係省庁の審議会における議論

基本政策分科会

クリーンエネルギー戦略合同会合 等

脱炭素成長型経済構造移行推進戦略【GX推進戦略】（令和5年7月 閣議決定）

■ 世界各国でグリーン・トランスフォーメーション（GX）実現に向けた投資競争が加速する中で、我が国として2050年カーボンニュートラル等の国際公約と産業競争力強化・経済成長を同時に実現していくため、**今後10年間で150兆円を超える官民のGX投資**を行う。

■ 2022年７月に発足した「GX実行会議」（総理が議長）での議論を経て、2023年５月に２本のGX関連法が成立、2023年７月に以下を内容とする**「GX推進戦略」を閣議決定**。

１．エネルギー安定供給の確保を大前提としたGXの取組

①徹底した省エネの推進

- 複数年の投資計画に対応できる省エネ補助金の創設
- 省エネ効果の高い断熱窓、住宅省エネ化への支援強化

②再エネの主力電源化

- 次世代型太陽電池（ペロブスカイト）や浮体式洋上風力の社会実装化

③原子力の活用

- 安全性の確保を大前提に、**廃炉を決定した原発の敷地内での次世代革新炉への建て替えを具体化**
- 原子力規制委員会による厳格な審査・検査が行われることを前提に、40年+20年の運転期間制限を設けた上で、**一定の停止期間に限り運転期間のカウントから除外**を認める

④その他の重要事項

- **水素・アンモニア**と既存燃料との価格差に着目した支援
- カーボンリサイクル燃料（メタネーション、SAF、合成燃料等）、蓄電池等について、研究開発・設備投資等を推進

２．「成長志向型カーボンプライシング構想」等の実現・実行

①GX経済移行債を活用した、今後10年間で20兆円規模の先行投資支援

産業競争力強化・経済成長と排出削減の両立に貢献する分野を対象に、規制・制度措置と一体的に講じる

②成長志向型カーボンプライシングによるGX投資推進

i. **排出量取引制度**の本格稼働 **【2026年度～】**

ii. 発電事業者に**有償オークション**導入**【2033年度～】**

iii. 炭素に対する**賦課金制度**の導入**【2028年度～】**

※上記を一元的に執行する主体として「**GX推進機構**」を創設

③新たな金融手法の活用

④国際展開戦略

⑤社会全体のＧＸの推進（公正な移行、需要側からのＧＸの推進、中堅・中小企業のGXの推進）

脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に関する法律【ＧＸ推進法】の概要

背景・法律の概要

✓ 世界規模で**グリーン・トランスフォーメーション（GX）実現に向けた投資競争が加速**する中で、我が国でも**2050年カーボンニュートラル**等の国際公約と**産業競争力強化・経済成長を同時に実現**していくためには、**今後10年間で150兆円を超える官民のGX投資**が必要。

✓ 2022年12月にGX実行会議で取りまとめられた「GX実現に向けた基本方針」に基づき、（１）**GX推進戦略**の策定・実行、（２）**GX経済移行債**の発行、（３）**成長志向型カーボンプライシング**の導入、（４）**GX推進機構**の設立、（５）**進捗評価と必要な見直し**を法定。

（１）GX推進戦略の策定・実行

- 政府は、GXを総合的かつ計画的に推進するための**戦略（脱炭素成長型経済構造移行推進戦略）を策定**。戦略は**GX経済への移行状況を検討し**、**適切に見直し**。【第６条】

（２）GX経済移行債の発行

- 政府は、**GX推進戦略の実現に向けた先行投資を支援**するため、2023年度（令和５年度）から10年間で、**GX経済移行債（脱炭素成長型経済構造移行債）を発行**。【第７条】

※ 今後10年間で20兆円規模。エネルギー・原材料の脱炭素化と収益性向上等に資する革新的な技術開発・設備投資等を支援。

- GX経済移行債は、**化石燃料賦課金・特定事業者負担金**により償還。（2050年度（令和32年度）までに償還）。【第８条】

※ GX経済移行債や、化石燃料賦課金・特定事業者負担金の収入は、エネルギー対策特別会計のエネルギー需給勘定で区分して経理。必要な措置を講ずるため、本法附則で特別会計に関する法律を改正。

（３）成長志向型カーボンプライシングの導入

- **炭素排出に値付け**をすることで、GX関連製品・事業の付加価値を向上。

⇒ 先行投資支援と合わせ、**GXに先行して取り組む事業者にインセンティブが付与される仕組み**を創設。

※ ①②は、直ちに導入するのではなく、GXに取り組む期間を設けた後で、エネルギーに係る負担の総額を中長期的に減少させていく中で導入。（低い負担から導入し、徐々に引上げ。）

① 炭素に対する賦課金（化石燃料賦課金）の導入

- **2028年度（令和10年度）**から、経済産業大臣は、**化石燃料の輸入事業者等**に対して、輸入等する化石燃料に由来する**CO2の量に応じて、化石燃料賦課金を徴収**。【第11条】

② 排出量取引制度

- **2033年度（令和15年度）**から、経済産業大臣は、**発電事業者**に対して、一部有償で**CO2の排出枠**（量）を割り当て、その量に応じた**特定事業者負担金**を徴収。【第15条・第16条】
- 具体的な**有償の排出枠の割当てや単価は、入札方式（有償オークション）**により、決定。【第17条】

（４）GX推進機構の設立

- **経済産業大臣の認可**により、**GX推進機構（脱炭素成長型経済構造移行推進機構）を設立**。

（GX推進機構の業務）【第54条】

① **民間企業のGX投資の支援**（金融支援（債務保証等））
② **化石燃料賦課金・特定事業者負担金の徴収**
③ **排出量取引制度の運営**（特定事業者排出枠の割当て・入札等）　等

（５）進捗評価と必要な見直し

- **GX投資等の実施状況・CO2の排出に係る国内外の経済動向**等を踏まえ、**施策の在り方について検討**を加え、その結果に基づいて**必要な見直し**を講ずる。
- **化石燃料賦課金や排出量取引制度に関する詳細の制度設計**について**排出枠取引制度の本格的な稼働のための具体的な方策**を含めて検討し、**この法律の施行後２年以内に、必要な法制上の措置を行う**。【附則第11条】

※本法附則において改正する特別会計に関する法律については、平成28年改正において同法第88条第１項第２号ニに併せて手当する必要があった所要の規定の整備を行う。

脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等(※)の一部を改正する法律【GX脱炭素電源法】の概要

※電気事業法、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（再エネ特措法）、原子力基本法、核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（炉規法）、原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律（再処理法）

背景・法律の概要

- ✓ **ロシアのウクライナ侵略**に起因する**国際エネルギー市場の混乱**や国内における**電力需給ひっ迫等への対応**に加え、**グリーン・トランスフォーメーション（GX）**が求められる中、**脱炭素電源の利用促進**を図りつつ、**電気の安定供給を確保するための制度整備が必要**。
- ✓ 2022年12月GX実行会議でとりまとめられた「GX実現に向けた基本方針」に基づき、(1)**地域と共生した再エネの最大限の導入促進**、(2)**安全確保を大前提とした原子力の活用**に向け、所要の関連法を改正。

（１）地域と共生した再エネの最大限の導入拡大支援

（電気事業法、再エネ特措法）

① 再エネ導入に資する系統整備のための環境整備（電気事業法・再エネ特措法）

- 電気の安定供給の確保の観点から**特に重要な送電線の整備計画**を、**経済産業大臣が認定**する制度を新設
- 認定を受けた整備計画のうち、**再エネの利用の促進に資するもの**については、従来の運転開始後に加え、**工事に着手した段階から系統交付金（再エネ賦課金）を交付**
- **電力広域的運営推進機関の業務**に、認定を受けた**整備計画に係る送電線の整備に向けた貸付業務を追加**

② 既存再エネの最大限の活用のための追加投資促進（再エネ特措法）

- 太陽光発電設備に係る早期の**追加投資（更新・増設）を促す**ため、地域共生や円滑な廃棄を前提に、**追加投資部分に、既設部分と区別した新たな買取価格を適用する制度**を新設

③ 地域と共生した再エネ導入のための事業規律強化（再エネ特措法）

- **関係法令等の違反事業者に、FIT/FIPの国民負担による支援を一時留保する措置**を導入
  違反が解消された場合は、相当額の取り戻しを認めることで、**事業者の早期改善を促進**する一方、**違反が解消されなかった場合**は、**FIT/FIPの国民負担による支援額の返還命令**を新たに措置
- **認定要件**として、事業内容を**周辺地域に対して事前周知**することを追加
  （事業譲渡にも適用）
- **委託先事業者に対する監督義務**を課し、委託先を含め関係法令遵守等を徹底

（２）安全確保を大前提とした原子力の活用/廃炉の推進

（原子力基本法、炉規法、電気事業法、再処理法）

① 原子力発電の利用に係る原則の明確化（原子力基本法）

- **安全を最優先**とすること、**原子力利用の価値**を**明確化**（安定供給、GXへの貢献等）
- 国・事業者の**責務の明確化**（廃炉・最終処分等のバックエンドのプロセス加速化、自主的安全性向上・防災対策等）

② 高経年化した原子炉に対する規制の厳格化（炉規法）

- 原子力事業者に対して、①運転開始から**30年を超えて運転しようとする場合、10年以内毎**に、**設備の劣化に関する技術的評価**を行うこと、②その結果に基づき**長期施設管理計画を作成**し、**原子力規制委員会の認可**を受けることを新たに法律で義務付け

③ 原子力発電の運転期間に関する規律の整備（電気事業法）

- **運転期間は40年**とし、ⅰ)**安定供給確保**、ⅱ)**GXへの貢献**、ⅲ)**自主的安全性向上**や**防災対策**の不断の改善　について経済産業大臣の認可を受けた場合に限り延長を認める
- **延長期間は20年を基礎**として、原子力事業者が**予見し難い事由**（安全規制に係る**制度・運用の変更**、**仮処分命令**　等）**による停止期間（α）を考慮した期間**に限定する　　**※原子力規制委員会による安全性確認が大前提**

④ 円滑かつ着実な廃炉の推進（再処理法）

- 今後の廃炉の本格化に対応するため、**使用済燃料再処理機構（NuRO(※)）に**
  ⅰ)全国の廃炉の総合的調整、ⅱ)研究開発や設備調達等の共同実施、
  ⅲ)廃炉に必要な資金管理　等　の**業務を追加**
  （※）　Nuclear Reprocessing Organization of Japan　の略
- **原子力事業者**に対して、NuROへの**廃炉拠出金の拠出を義務付ける**

※１　災害の危険性に直接影響を及ぼしうるような土地開発に関わる許認可（林地開発許可等）については、認定申請前の取得を求める等の対応も省令で措置。

※２　炉規法については、平成29年改正により追加された同法第78条第25号の２の規定について同改正において併せて手当する必要があった所要の規定の整備を行う。

※３　再処理法については、法律名を「原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律」から「原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施及び廃炉の推進に関する法律」に改める。

GX経済移行債による投資促進策（案）

		官民投資額	GX経済移行債による主な投資促進策	措置済み（R4補正～R5補正）【約3兆円】	R6FY以降の支援額（国庫債務負担行為込）※R6FY予算額:緑下線	備考 ※設備投資（製造設備導入）支援の補助率は、原則中小企業は1/2、大企業は1/3
製造業	鉄鋼 化学 紙パルプ セメント	3兆円～ 3兆円～ 1兆円～ 1兆円～	・製造ﾌﾟﾛｾｽ転換に向けた設備投資支援（革新電炉、分解炉熱源のｱﾝﾓﾆｱ化、ｹﾐｶﾙﾘｻｲｸﾙ、ﾊﾞｲｵｹﾐｶﾙ、CCUS、ﾊﾞｲｵﾘﾌｧｲﾅﾘｰ等への転換）		**5年:4,844億円** （327億円）	・4分野（鉄、化学、紙、セメント）の設備投資への支援総額は**10年間で1.3兆円規模** ・別途、GI基金での水素還元等のR&D支援、ｸﾞﾘｰﾝｽﾁｰﾙ/ｸﾞﾘｰﾝｹﾐｶﾙの生産量等に応じた税額控除を措置
運輸	自動車	34兆円～	・電動車（乗用車）の導入支援 ・電動車（商用車）の導入支援	2,191億円 545億円		・別途、GI基金での次世代蓄電池・ﾓｰﾀｰ、合成燃料等のR&D支援、EV等の生産量等に応じた税額控除を措置
	蓄電池	7兆円～	・生産設備導入支援	5,974億円	**2,300億円** （2,300億円）	・2,300億円は経済安保基金への措置 ・別途、GI基金での全固体電池等へのR&D支援を措置
			・定置用蓄電池導入支援		**3年:400億円** （85億円）	
	航空機	4兆円～	・次世代航空機のコア技術開発			・年度内に策定する「次世代航空機戦略」を踏まえ検討 ・別途、GI基金でのSAF、次世代航空機のR&D支援、SAFの生産量等に応じた税額控除を措置
	SAF	1兆円～	・SAF製造・ｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝ整備支援		**5年:3,368億円** （276億円）	
	船舶	3兆円～	・ｾﾞﾛｴﾐｯｼｮﾝ船等の生産設備導入支援		**5年:600億円** （94億円）	・別途、GI基金でのアンモニア船等へのR&D支援を措置
くらし等	くらし	14兆円～	・家庭の断熱窓への改修 ・高効率給湯器の導入 ・商業・教育施設等の建築物の改修支援	2,350億円 580億円 339億円		・自動車等も含め、**3年間で2兆円規模**の支援を措置（GX経済移行債以外も含む）
	資源循環	2兆円～	・循環型ﾋﾞｼﾞﾈｽﾓﾃﾞﾙ構築支援		**3年:300億円** （85億円）	・別途、GI基金での熱分解技術等へのR&D支援を措置
	半導体	12兆円～	・ﾊﾟﾜｰ半導体等の生産設備導入支援 ・AI半導体、光電融合等の技術開発支援	4,329億円 1,031億円		・別途、GI基金でのパワー半導体等へのR&D支援を措置
エネルギー	水素等	7兆円～	・既存原燃料との価格差に着目した支援		**5年:4,570億円** （89億円）	・価格差に着目した支援策の総額は供給開始から**15年間で3兆円規模** ・別途、GI基金でのｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝのR&D支援を措置 ・拠点整備は別途実施するFSを踏まえて検討
			・水素等の供給拠点の整備			
	次世代再エネ	31兆円～	・ﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄ太陽電池、浮体式洋上風力、水電解装置のｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝ構築支援と、ﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄの導入支援		**5年:4,212億円** （548億円）	・設備投資等への支援総額は**10年間で１兆円規模** ・別途、GI基金でのﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄ等のR&D支援を措置
	原子力	1兆円～	・次世代革新炉の開発・建設	891億円	**3年:1,641億円** （563億円）	
	CCS	4兆円～	・CCSﾊﾞﾘｭｰﾁｪｰﾝ構築のための支援（適地の開発等）			・先進的なCCS事業の事業性調査等の結果を踏まえ検討
	分野横断的措置		・中小企業を含め省エネ補助金による投資促進等	3,400億円		・**3年間で7000億円規模**の支援
			・ﾃﾞｨｰﾌﾟﾃｯｸ・ｽﾀｰﾄｱｯﾌﾟ育成支援		**410億円**	・**5年間で2000億円規模**の支援（GX機構のﾌｧｲﾅﾝｽ支援を含む）
			・GI基金等によるR&D	8,060億円		・令和2年度第3次補正で2兆円（一般会計）措置
			・GX実装に向けたGX機構による金融支援		**1,200億円**	・債務保証によるファイナンス支援等を想定
			・地域脱炭素交付金（自営線ﾏｲｸﾛｸﾞﾘｯﾄﾞ等）	30億円	**60億円**	
	税制措置		・ｸﾞﾘｰﾝｽﾁｰﾙ、ｸﾞﾘｰﾝｹﾐｶﾙ、SAF、EV等の生産量等に応じた**税額控除**を新たに創設			※上記の他、事務費（GX経済移行債の利払費等）が596億円

R6FY以降の支援額：2兆3,905億円（赤の合計）（R6FY予算額：6,036億円（緑下線））【措置済み額と青字を含めると約13兆円を想定】

【参考】GX推進機構の設立状況

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- GX推進法に基づき、株式会社形態ではない認可法人として、産金学官が連携して、設立を準備。
- 経団連、全銀協、学識有識者が発起人となり、4月16日に設立認可申請書が提出され、同月19日に、経済産業大臣が認可。同時に、理事長として、経団連副会長でもある、筒井義信氏（日本生命会長）を内定した。
- 今後、政府及び民間による設立出資金の払込みをもって、５月中に法人としての設立登記を行い、7月から、債務保証等の金融支援業務の開始を目指す。
- 国は、GX推進機構の金融支援業務を実施するための「支援基準」（次ページ）を作成し、公表予定。

法人概要

①設立根拠：ＧＸ推進法に基づき設立される認可法人

②業務開始：本年７月１日

③当初体制：４０名規模
（理事長１名・ＣＯＯ（専務理事）１名・理事４名、監事１名、
運営委員７名、職員３０名程度）
※順次業務を追加し、最終的には１００名規模

④業務：
設立当初　金融支援業務（債務保証、出資）
２６年～　ＣＰ関連業務を追加
２８年～　化石燃料賦課金の徴収
３３年～　有償オークションの実施＋特定事業者負担金の徴収

※GX推進のため、企業連携の取組や調査・研究等も、あわせて実施。

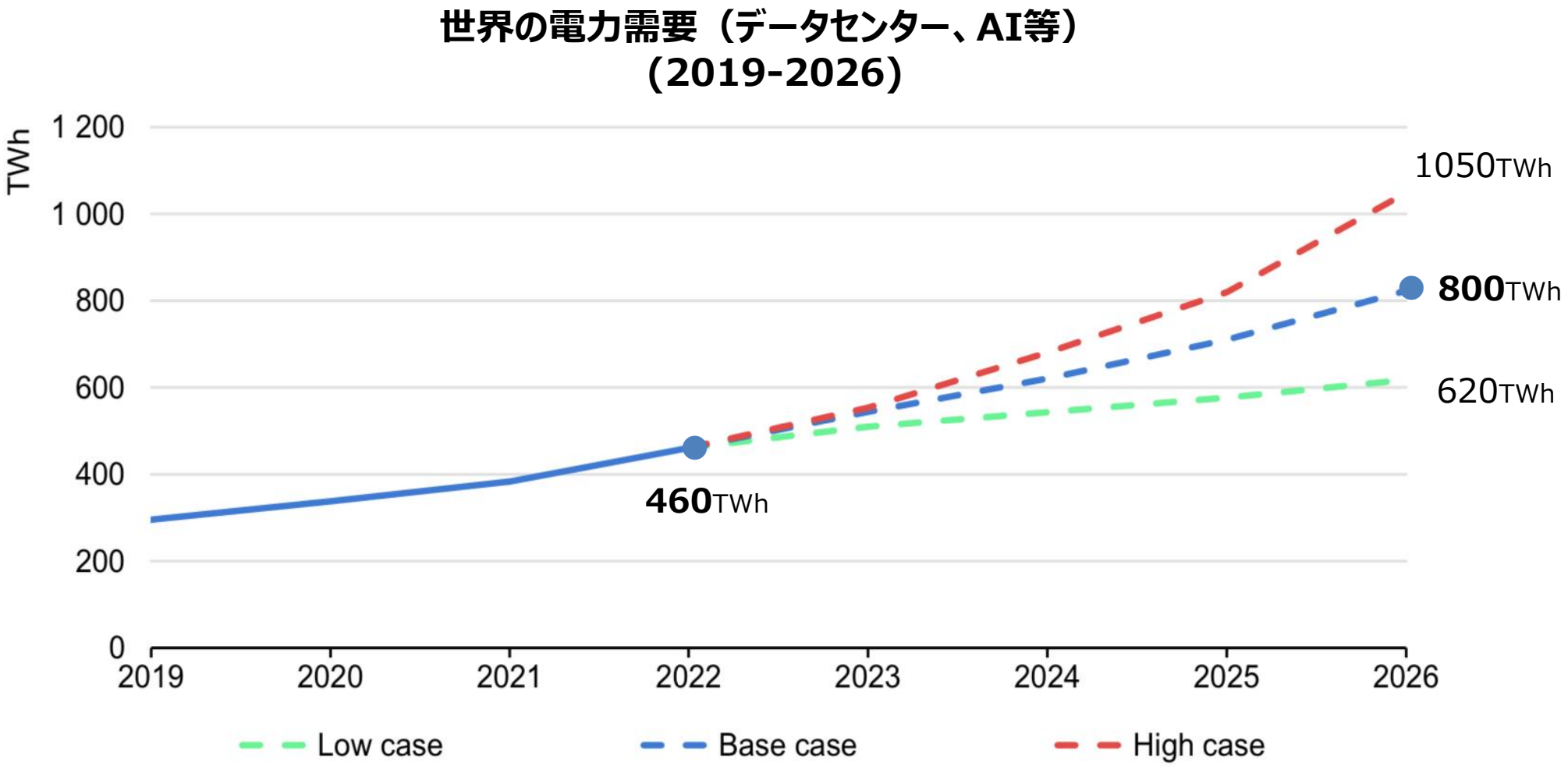
業務開始までのスケジュール

2024年度

- ✓ **発起人会、設立認可申請（4月16日）**
  - 発起人名：経団連　十倉会長、全銀協　福留会長、東京大学　名誉教授　伊藤元重、熊本県立大学　特別栄誉教授　白石隆
- ✓ **経産大臣による設立認可（４月19日）**
  - 発起人による認可申請に対して認可
- ✓ **設立登記（５月中下旬）**
  - 法人設立
- ✓ **支援基準の公布**
- ✓ **金融支援業務の開始（7月）**

IEAによる世界のデータセンター、AI等の電力需要の見通し

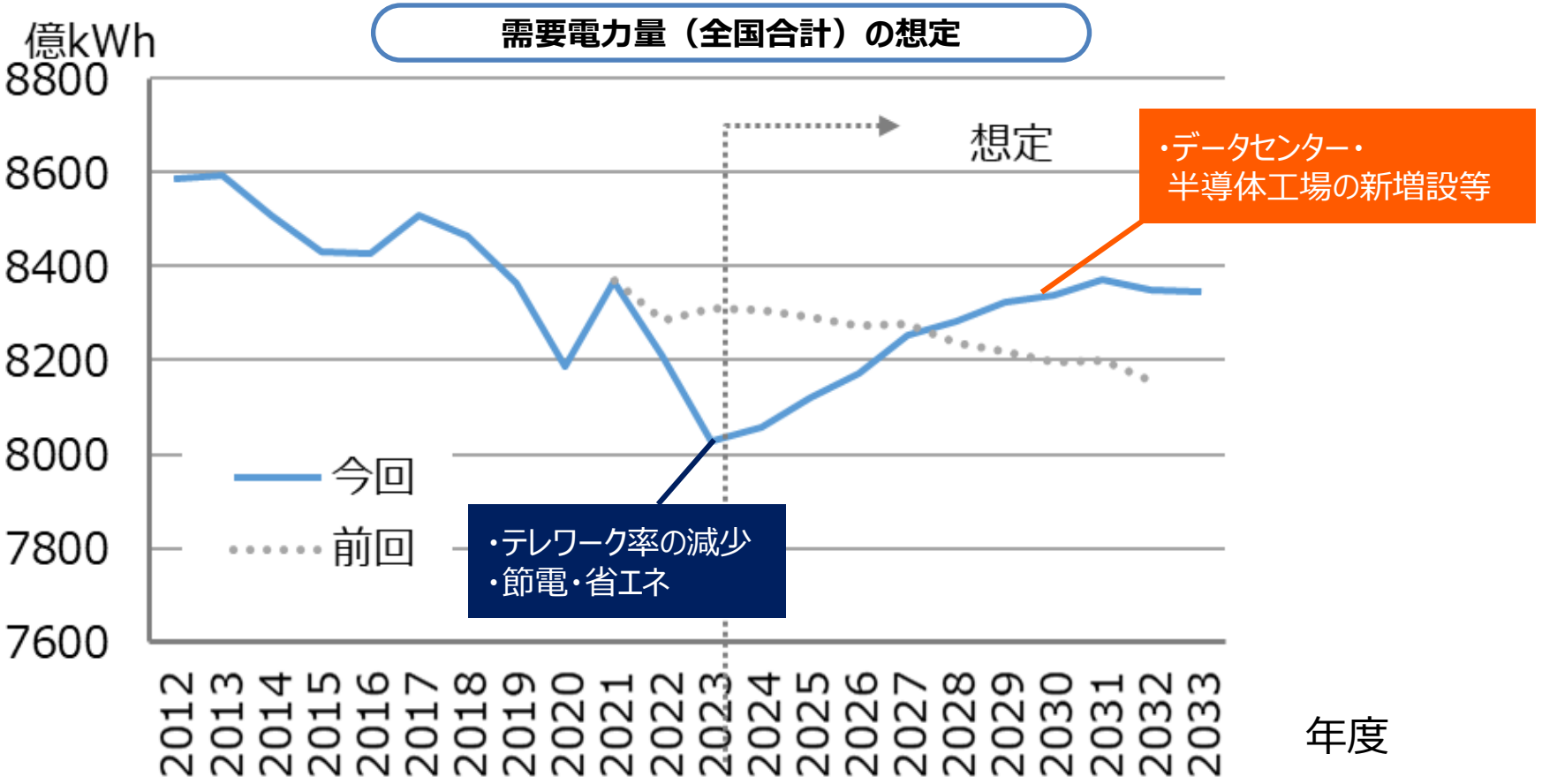
- IEAによれば、世界のデータセンター、AI等による電力需要は、2022年460TWhから2026年ベースケースで800TWhまで増加する見通し（2024年1月時点）。



（出所）IEA “Electricity 2024”（2024年1月24日公表）

今後10年の電力需要の想定（電力広域的運営推進機関推計）

- 毎年、電力広域的運営推進機関は、一般送配電事業者から提出された電力需要の想定を取りまとめ公表。
- 本年1月24日に公表された想定では、人口減少や節電・省エネ等により家庭部門の電力需要は減少傾向だが、人手不足対応のための省人化、遠隔化に加え、**データセンターや半導体工場の新増設等による産業部門の電力需要の大幅増加により、全体として電力需要は増加傾向**となった。



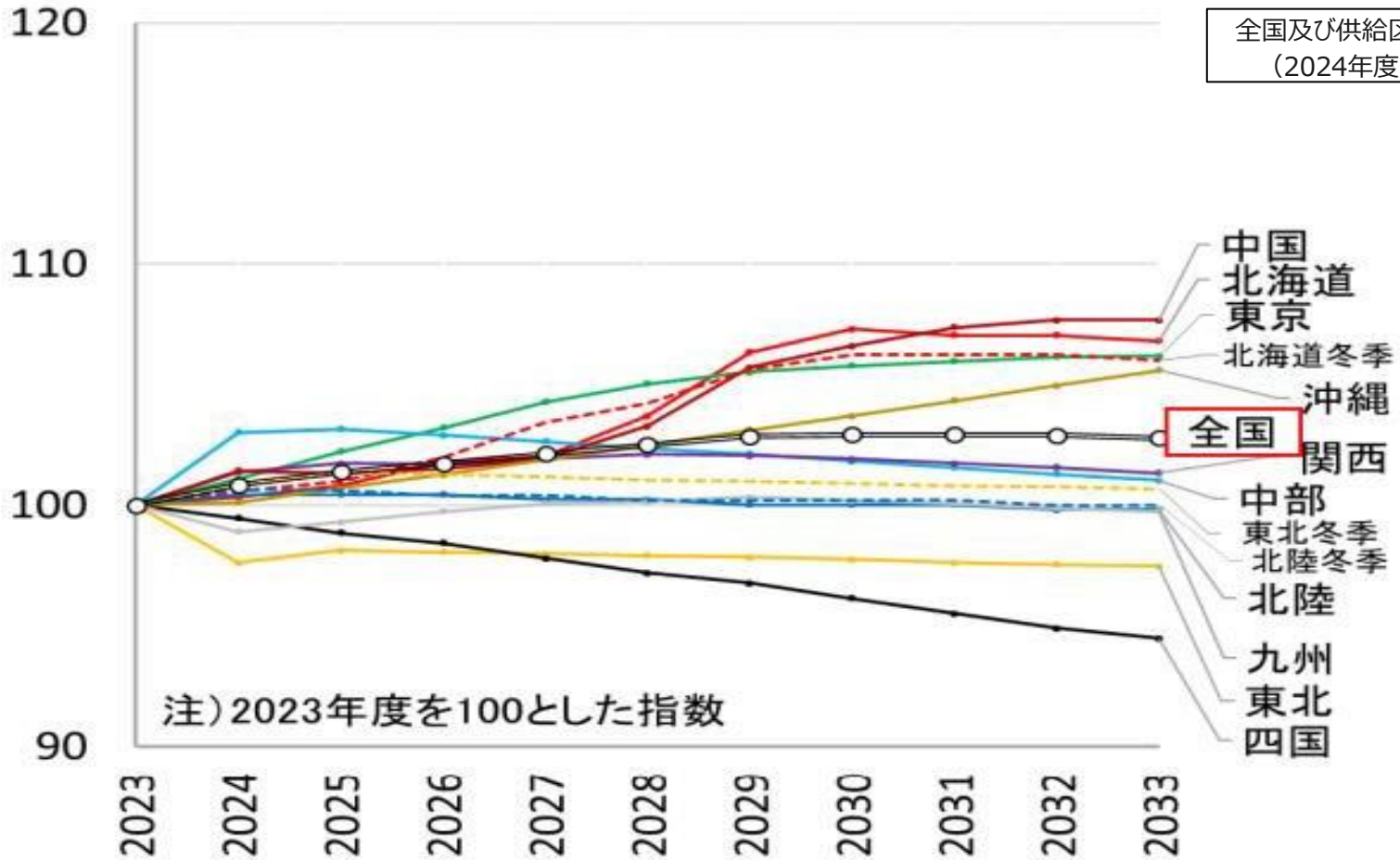
（出典）電力広域的運営推進機関HP 2024年度　全国及び供給区域ごとの需要想定について

広域機関によるエリア毎の電力需要の想定（2024年1月）

- 電力広域的運営推進機関（広域機関）は、2024年１月に新たな需要想定を公表。**前年度の需要想定と比較して、今後10年間の最大需要及び需要電力量の想定を引き上げた。**
- **データセンター・半導体工場の新増設**に伴い、**北海道、東京、中国の需要が特に増加**。

最大需要の想定（送電端）

全国及び供給区域ごとの需要想定（2024年度）（広域機関）



（出典）電力広域的運営推進機関HP 2024年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について

【参考】DX進化によるインパクト

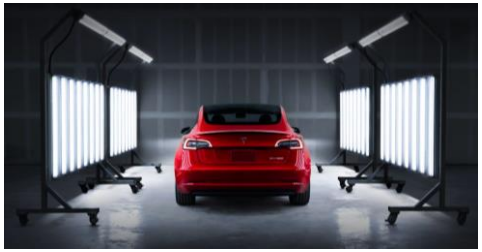
2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- AIなどのデジタル技術の進化は、我が国が得意としてきた摺り合わせによる高付加価値製品製造ノウハウが計算/設計能力により容易に海外展開が可能となり、計算/設計能力が製造プロセスの鍵を握り、その結果、日本でしか出来ない工程は極小化する可能性（Winner Takes All）。
- 更に、世界で時価総額トップの米国IT企業は、クリーンエネルギーで24時間稼働するデータセンター整備など、GXを前提にしたDXに先手を打つ中、脱炭素電源の制約とそれに起因する「デジタル敗戦」は、産業基盤を根こそぎ毀損する危険性をはらんでいる。
- デジタル技術で容易に複製できない、製造ノウハウの源泉となるマザー工場や、虎の子の開発拠点を国内に備えるとともに、デジタル技術を使いこなす「頭脳」や、大前提としての脱炭素電力供給が立地競争力上、死活的に重要。

【デジタルで変わるものづくり】

Tesla（米）

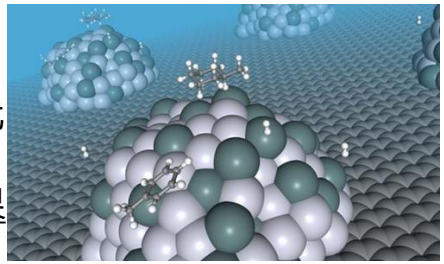
- ソフトウェア重視の自動車を設計。統合ECUの開発に成功し、2022年通期の生産台数は前年同期比で約47%増を実現。



（出所）Teslaホームページ

ENEOS × Preferred Networks（日）

- 独自AI技術を用いた汎用原子レベルシミュレータMatlantis™を開発し、クラウドサービスとして提供。従来手法と比べ10,000倍以上の高速計算が可能に。
- 排ガス浄化触媒や水素吸蔵合金等に必要なレアアース、次世代型太陽電池等で使われるハロゲン元素などにも対応し、温室効果ガス削減やクリーンエネルギーの開発への貢献が期待される。



（出所）ENEOSグループホームページ

【世界をリードする企業はGXでも先行】

Microsoft（米）

- 100%カーボンフリー電源で稼働するデータセンターをスウェーデンに整備。
- 2030年までの「カーボンネガティブ」（排出量＜除去量）達成を目指し、2022年度は合計150万トンの炭素除去クレジットを購入。



（出所）Microsoftホームページ

Apple（米）

- 2018年以来、世界44か国のオフィス、データセンター、直営店の電力を全て再生可能エネルギーにより賄う。
- これまで総額47億ドルをグリーンボンドで調達し、太陽光などの再生可能エネルギーや低炭素アルミニウム生産などに投資。



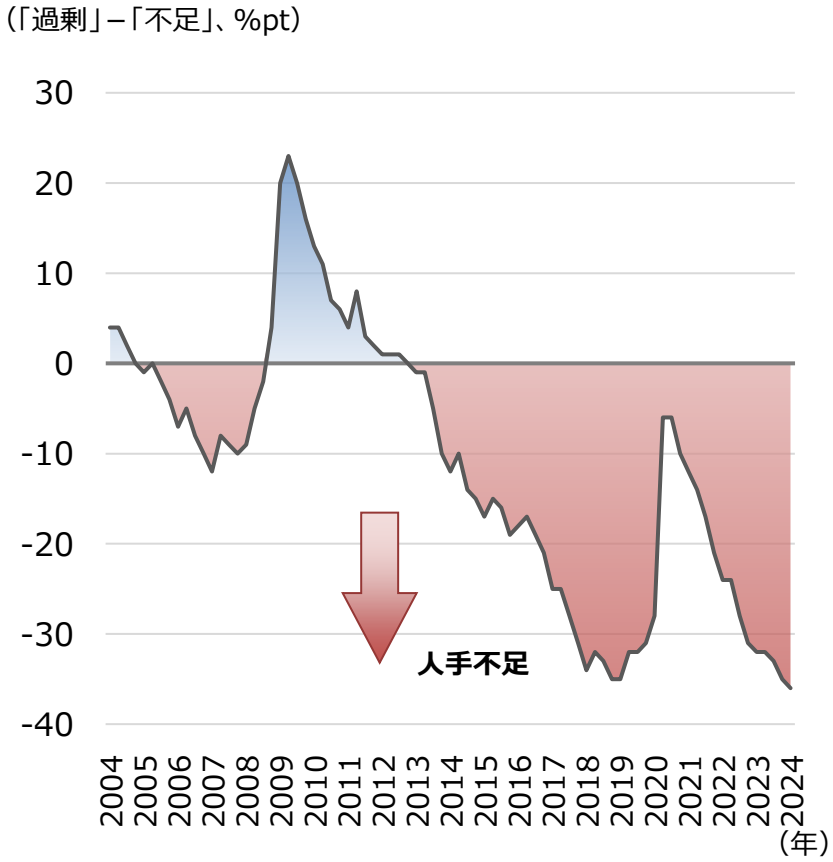
（出所）Appleホームページ

（参考）産業のデジタル化

- 人手不足が日本経済の大きな課題となっている中、ロボットやAIによる省人化・無人化の動きが拡大。こうした動きも電力需要を増加させうる要因のひとつ。

※ この他、植物工場、陸上養殖等についても今後拡大する可能性が指摘されている。

雇用判断ＤＩ（全産業）



（出典）日本銀行統計

デジタル技術の活用例

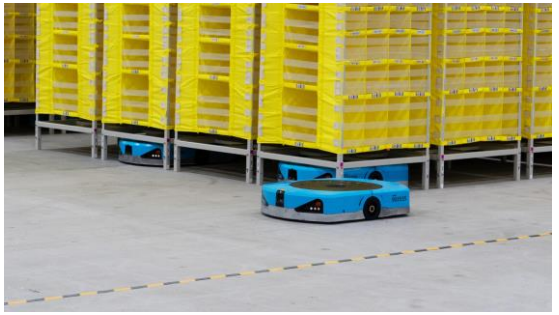
AIによる化学プラントの遠隔監視・運転支援



横河電機は世界で初めてAIによるプラント自律制御実証に成功し、ENEOSマテリアルで採用。

（出典）経済産業省「スマート保安ポータルサイト」

ロボットによる倉庫業務の自動化



国内最大級の延べ床面積を持つAmazonの倉庫では運搬・仕分けの自動化が進む。

（出典）Amazon HP

自動運転バス



茨城県境町は国内の自治体として初めて公道を走る路線バスに自動運転バスを導入。

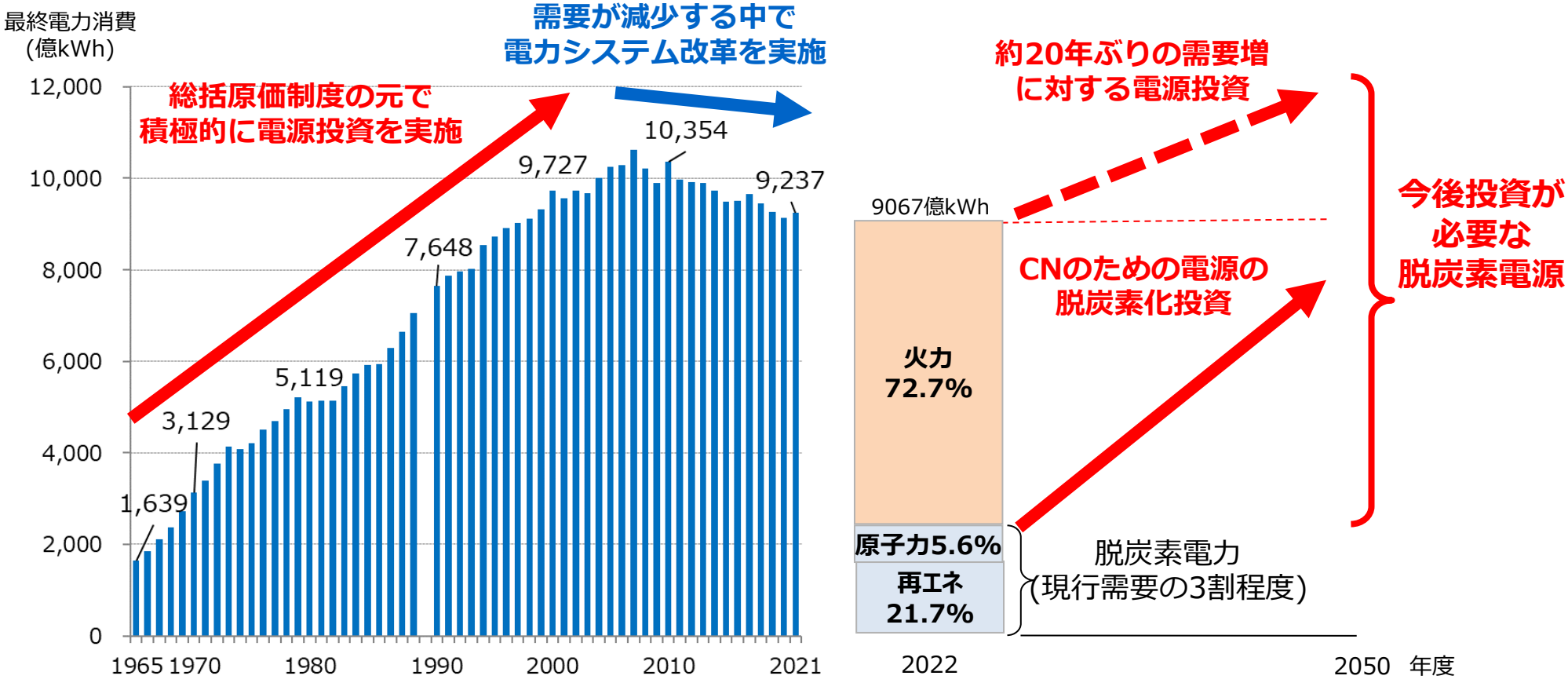
（出典）茨城県境町HP

【参考】脱炭素電源投資の重要性

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- 半導体工場の新規立地、データセンター需要に伴い、国内の電力需要が約20年ぶりに増加していく見通し。2050CNに向けた脱炭素化とあいまって、 大規模な電源投資が必要な時代に突入。これまでの電力システム改革時には必ずしも想定されていなかった状況変化が生じている。
- 脱炭素電源の供給力を抜本的に強化しなければ、脱炭素時代における電力の安定供給の見通しは不透明に。

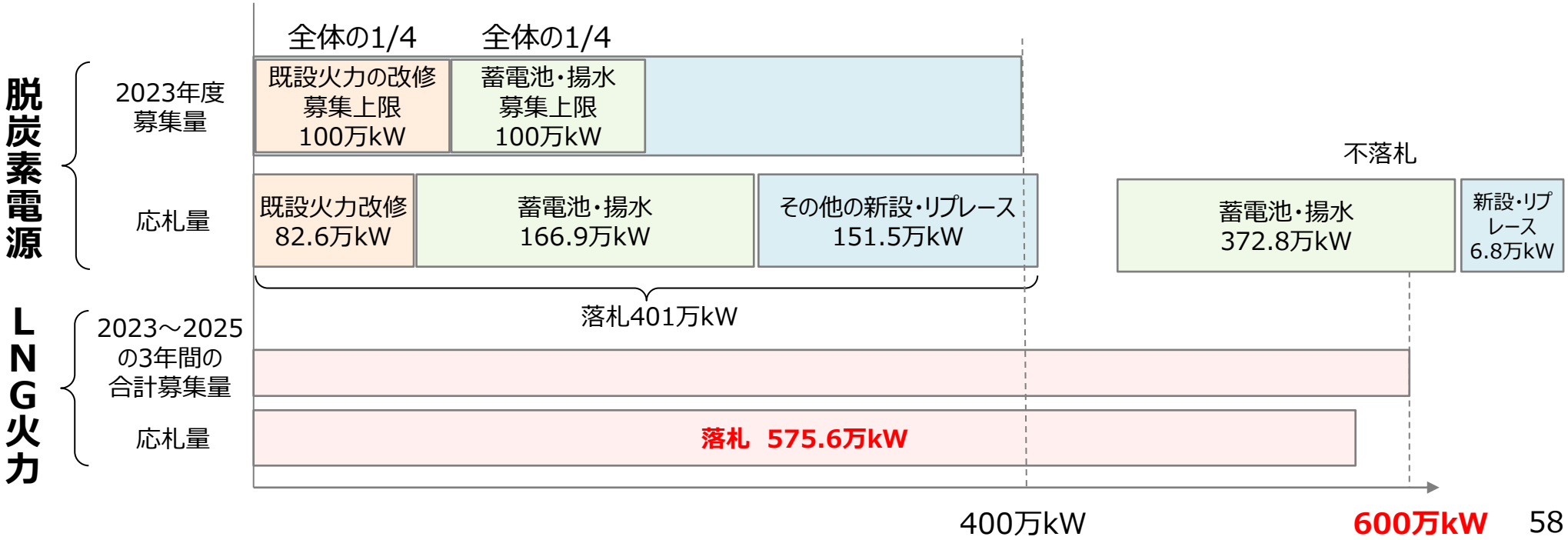
※電力広域的運営推進機関は、2024年度から29年度にかけて電力需要が年率0.6%程度で増加する見通しを公表（2024年1月）。



（出所）総合エネルギー統計

（参考）長期脱炭素電源オークション 初回入札の募集量と落札容量

電源種		応札	落札	不落札
既設火力の改修	水素混焼	5.5万kW	5.5万kW	–
	アンモニア混焼	77.0万kW	77.0万kW	–
蓄電池		455.9万kW	109.2万kW	346.7万kW
揚水		83.8万kW	57.7万kW	26.1万kW
原子力		131.6万kW	131.6万kW	–
水素10%混焼LNG		6.8万kW	–	6.8万kW
バイオマス専焼		19.9万kW	19.9万kW	–
脱炭素電源の合計		**780.5万kW**	**401.0万kW**	**379.6万kW**
LNG		575.6万kW	575.6万kW	–
合計		**1,356.2万kW**	**976.6万kW**	**379.6万kW**

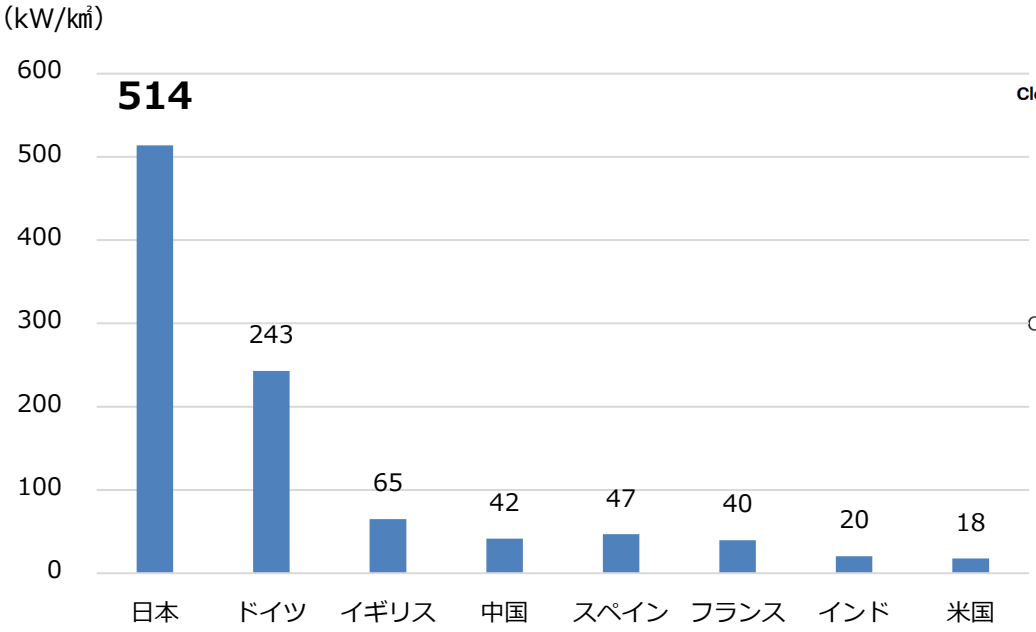


【参考】デジタル・インフラとしての脱炭素電力

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

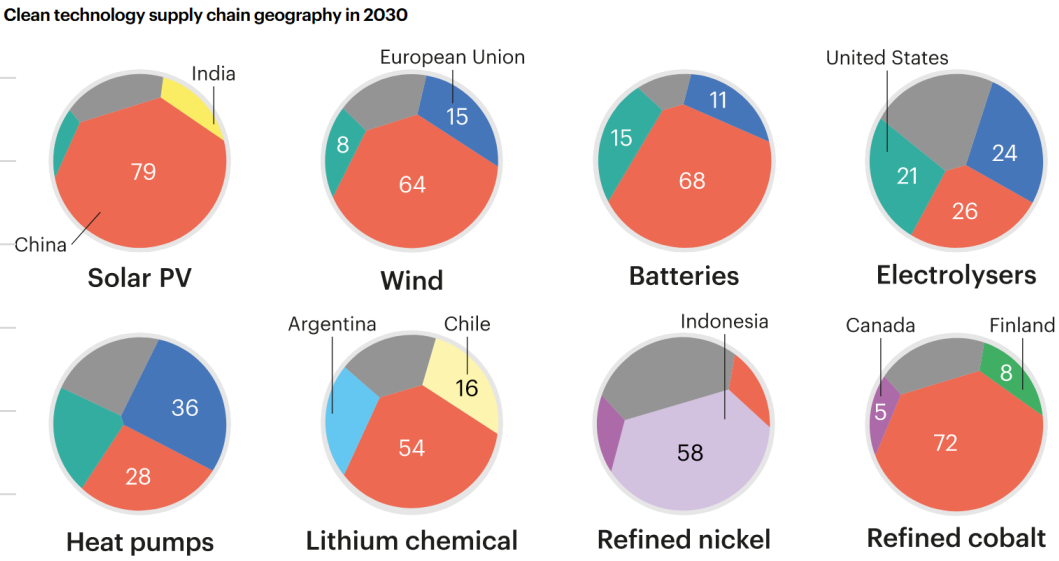
- AI・データセンターによる計算能力拡大と、その計算能力を活用した産業活動のデジタル制御など、DXの前提としても、脱炭素電力の供給拡大が不可欠。
- 再エネは、2012年以降のFIT制度による投資拡大等により、平地あたり導入量世界３位と増加。地域との共生や、関連技術の特定国への依存といった顕在化する懸念に応えつつ、更なる導入加速を進めていく必要。
  次世代型太陽電池（ペロブスカイト）や浮体式洋上風力の社会実装化など、主力電源化への取組を進める。
- 原子力は、脱炭素電源の量・価格両面から、再稼働を着実に進めることが急務。（原子力1基稼働により、約1000億円弱の燃料費削減効果（第２回GX実行会議試算））次世代革新炉への建替の具体化も必要。

【平地面積あたりの太陽光設備容量】



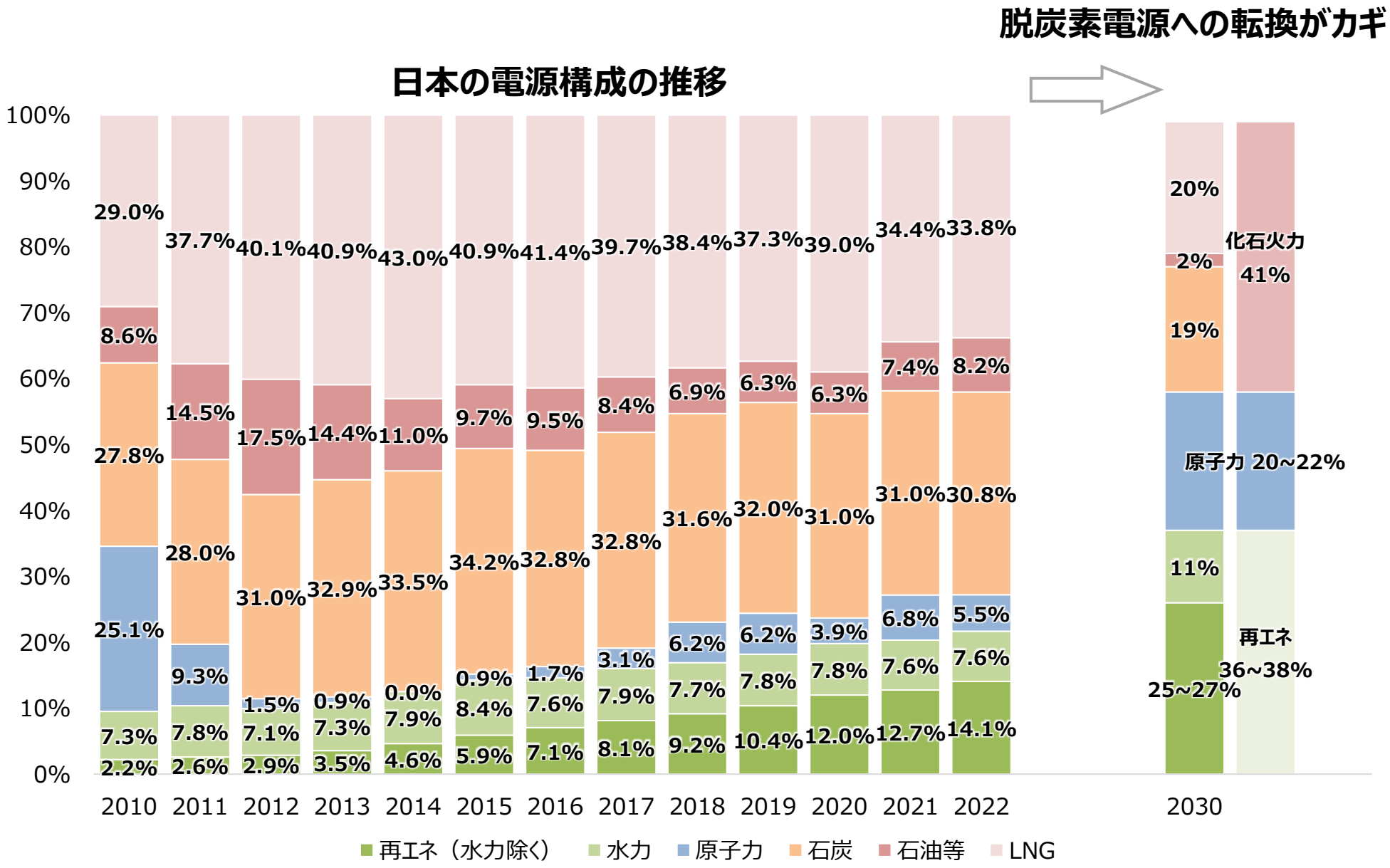
（出所）外務省HP（https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html）、Global Forest Resources Assessment 2020（http://www.fao.org/3/ca9825en/CA9825EN.pdf）
IEA Renewables 2022、IEAデータベース、2021年度エネルギー需給実績(確報)、FIT認定量等より作成
※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2020の森林面積を差し引いて計算したもの。

【環境関連技術の国際サプライチェーンの見通し（IEA）】



（注）数字は2030年の国別製造能力のシェア（%）。計画段階のものを含む。
（出所）IEA World Energy Outlook 2023

日本の電源構成の推移と2030年度の電源構成



出典：総合エネルギー統計（2022年度確報）、2030年度におけるエネルギー需給の見通しをもとに資源エネルギー庁作成

再エネ導入推移と2030年度の導入目標

	2011年度	2022年度	2030年度目標
再生可能エネルギー（全体）	10.4% (1,131億kWh)	**21.7%** (2,189億kWh)	**36-38%** (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4%	**9.2%**	**14-16%**
風力	0.4%	**0.9%**	**5%**
水力	7.8%	**7.6%**	**11%**
地熱	0.2%	**0.3%**	**1%**
バイオマス	1.5%	**3.7%**	**5%**

（出典）総合エネルギー統計（2022年度確報値）を基に資源エネルギー庁作成

【参考】脱炭素電源の立地状況

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- 我が国における脱炭素エネルギーの供給において、例えば、洋上風力は風況に左右され、再エネの供給適地が偏在しているなど、脱炭素エネルギーの供給拠点には地域偏在性が存在。
- 再エネや原子力などの脱炭素電源比率が4割を超えるのは、北海道、九州、関西エリアのみ。

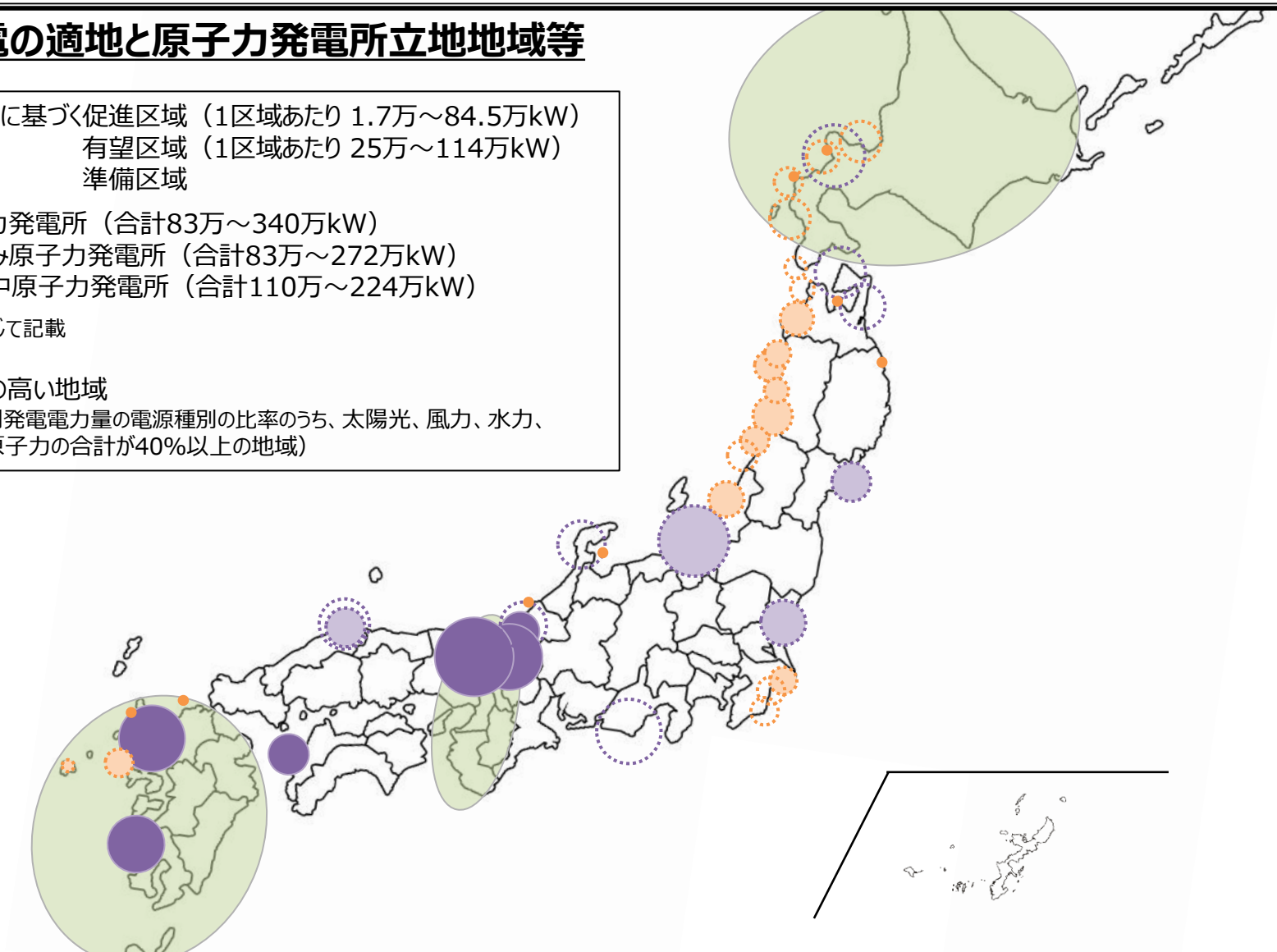
洋上風力発電の適地と原子力発電所立地地域等

…再エネ海域利用法に基づく促進区域（1区域あたり 1.7万～84.5万kW）
…　〃　有望区域（1区域あたり 25万～114万kW）
…　〃　準備区域

…再稼働済み原子力発電所（合計83万～340万kW）
…設置変更許可済み原子力発電所（合計83万～272万kW）
…新規制基準審査中原子力発電所（合計110万～224万kW）

※円の面積は発電容量に応じて記載

…脱炭素電源比率の高い地域
（2023年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率のうち、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス、原子力の合計が40%以上の地域）



地域と共生した再エネ導入のための事業規律強化（改正再エネ特措法 2024年４月１日施行）

＜地域でトラブルを抱える例＞

土砂崩れで生じた崩落



柵塀の設置されない設備



不十分な管理で放置されたパネル



景観を乱すパネルの設置



①土地開発前

- 森林法や盛土規制法等の災害の危険性に直接影響を及ぼし得るような土地開発に関わる許認可について、**許認可取得を再エネ特措法の申請要件**とするなど、**認定手続厳格化**。

②土地開発後～運転開始

- **違反の未然防止・早期解消**を促す仕組みとして、事業計画や関係法令に違反した場合に**FIT/FIP交付金を留保する措置**といった**再エネ特措法における新たな仕組み**を導入。認定取消しの際の**徴収規定の創設**。

③運転中～廃止・廃棄

- 2022年7月から**廃棄等費用の外部積立て**を開始。事業者による放置等があった場合、廃棄等積立金を活用。
- 2030年代半ば以降に想定される**使用済太陽光パネル発生量ピークに計画的に対応するためパネル含有物質の情報提供を認定基準に追加する**等の対応を実施。
- **経産省と環境省で有識者検討会を開催**し、使用済太陽光パネルの大量廃棄を見据え、**リユース、リサイクル及び最終処分を確実に実施するための制度検討**を連携して進めて行く。また、**風力発電の廃棄の課題（ブレード等の廃棄・リサイクル）**に対し、**リサイクル技術等の動向を踏まえた上で、必要な見直しを行う。**

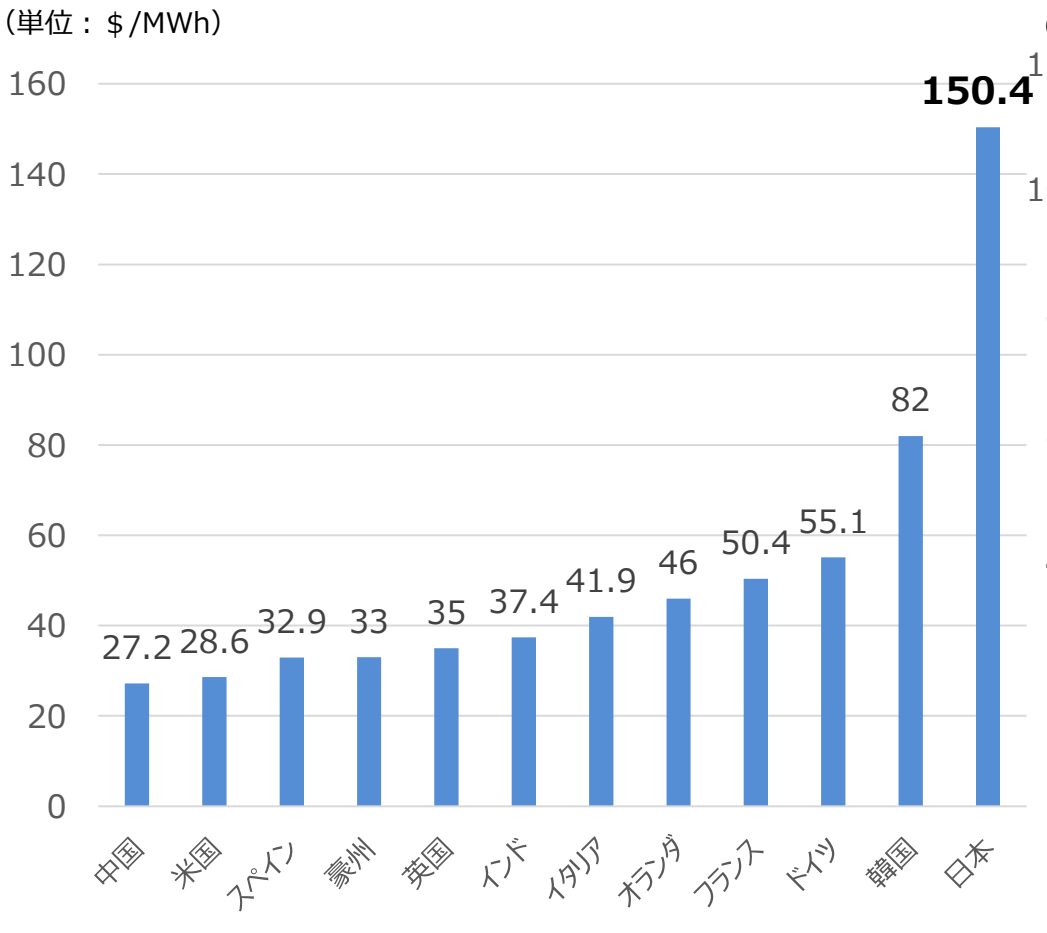
④横断的事項

- 再エネ特措法の申請において、説明会の開催など**周辺地域への事前周知の要件化**（**事業譲渡の際の変更認定申請の場合も同様**）。事前周知がない場合には認定を認めない。
- 適切な事業実施を担保するため、再エネ特措法の認定事業者に対し、**事業計画遵守義務を明確化**し、**委託事業者に対する監督義務**を創設。

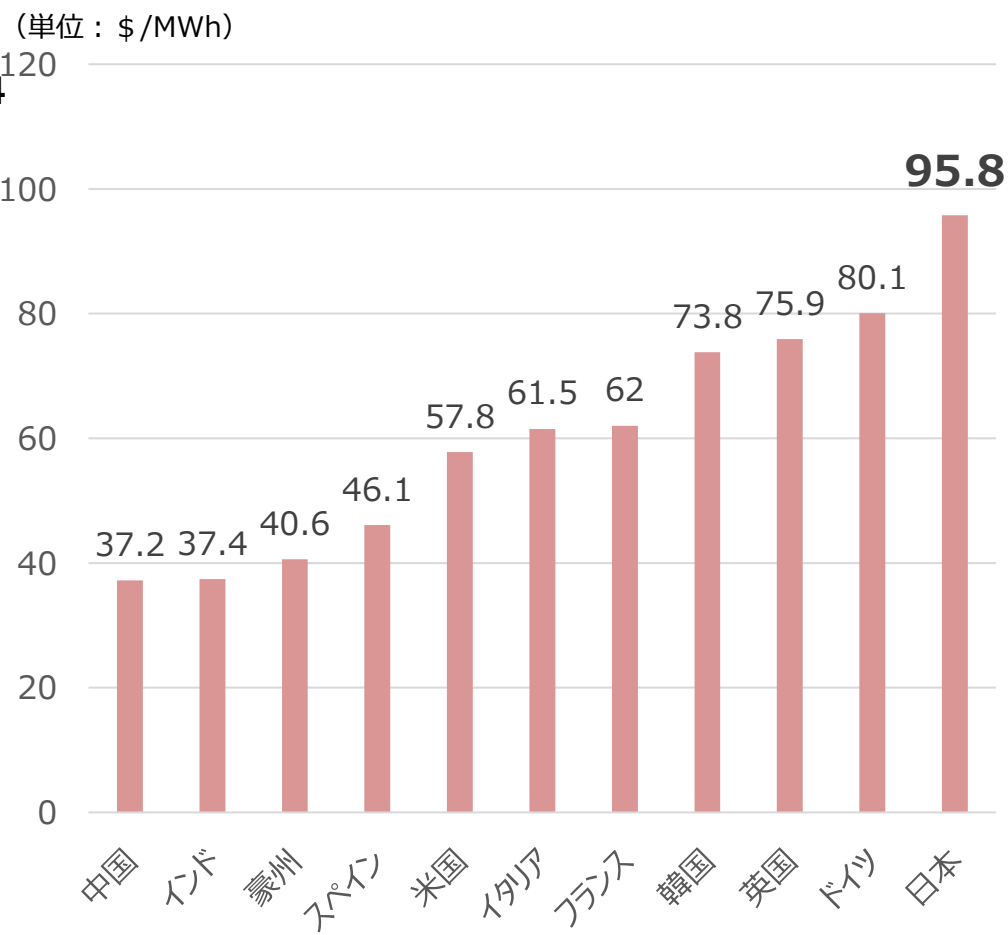
再エネに関するコスト比較

- IRENA（国際再生可能エネルギー機関）が公表している再エネのコスト（LCOE：Levelized Cost of Electricity）によると、日本の再エネは相対的にコストが高く、導入拡大に向けてコスト低下が期待される。

風力のLCOE



太陽光のLCOE



（出典）IRENAの情報を基に経済産業省作成。

区域名		万kW※1		供給価格※2 (円/kWh)	運開年月	選定事業者構成員
促進区域	①長崎県五島市沖（浮体）	1.7		36	2026.1	戸田建設、JRE、大阪瓦斯、関西電力、INPEX、中部電力
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	49.4	第1ラウンド公募 事業者選定済 約170万kW	13.26	2028.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	③秋田県由利本荘市沖	84.5		11.99	2030.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech、ウェンティ ジャパン
	④千葉県銚子市沖	40.3		16.49	2028.9	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	⑤秋田県八峰町能代市沖	37.5	第2ラウンド公募 事業者選定済 約180万kW	3	2029.6	JRE、イベルドローラ・リニューアブルズ・ジャパン、東北電力
	⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	31.5		3	2028.6	JERA、電源開発、伊藤忠商事、東北電力
	⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4		3	2029.6	三井物産、RWE Offshore Wind Japan 村上胎内、大阪瓦斯
	⑧長崎県西海市江島沖	42		22.18	2029.8	住友商事、東京電力リニューアブルパワー
	⑨青森県沖日本海(南側)	60	第3ラウンド公募 約110万kW （事業者公募中 1/19~7/19）			
	⑩山形県遊佐町沖	45				
有望区域	⑪北海道石狩市沖	91～114				
	⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56～71				
	⑬北海道島牧沖	44～56				
	⑭北海道檜山沖	91～114				
	⑮北海道松前沖	25～32				
	⑯青森県沖日本海（北側）	30				
	⑰山形県酒田市沖	50				
	⑱千葉県九十九里沖	40				
	⑲千葉県いすみ市沖	41				
準備区域	⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)					
	㉑北海道島牧沖(浮体)					
	㉒青森県陸奥湾					
	㉓岩手県久慈市沖(浮体)					
	㉔富山県東部沖(着床・浮体)					
	㉕福井県あわら沖					
	㉖福岡県響灘沖					
	㉗佐賀県唐津市沖					

※2 ①～④についてはFIT制度適用のため調達価格。
⑤～⑧はFIP制度適用のため基準価格。

<導入目標>【】内は全電源の電源構成における比率

現状：風力全体4.5GW【0.9%】
（うち洋上0.01GW）

2030年：風力全体23.6GW【5%】
（うち洋上5.7GW【1.8%】）

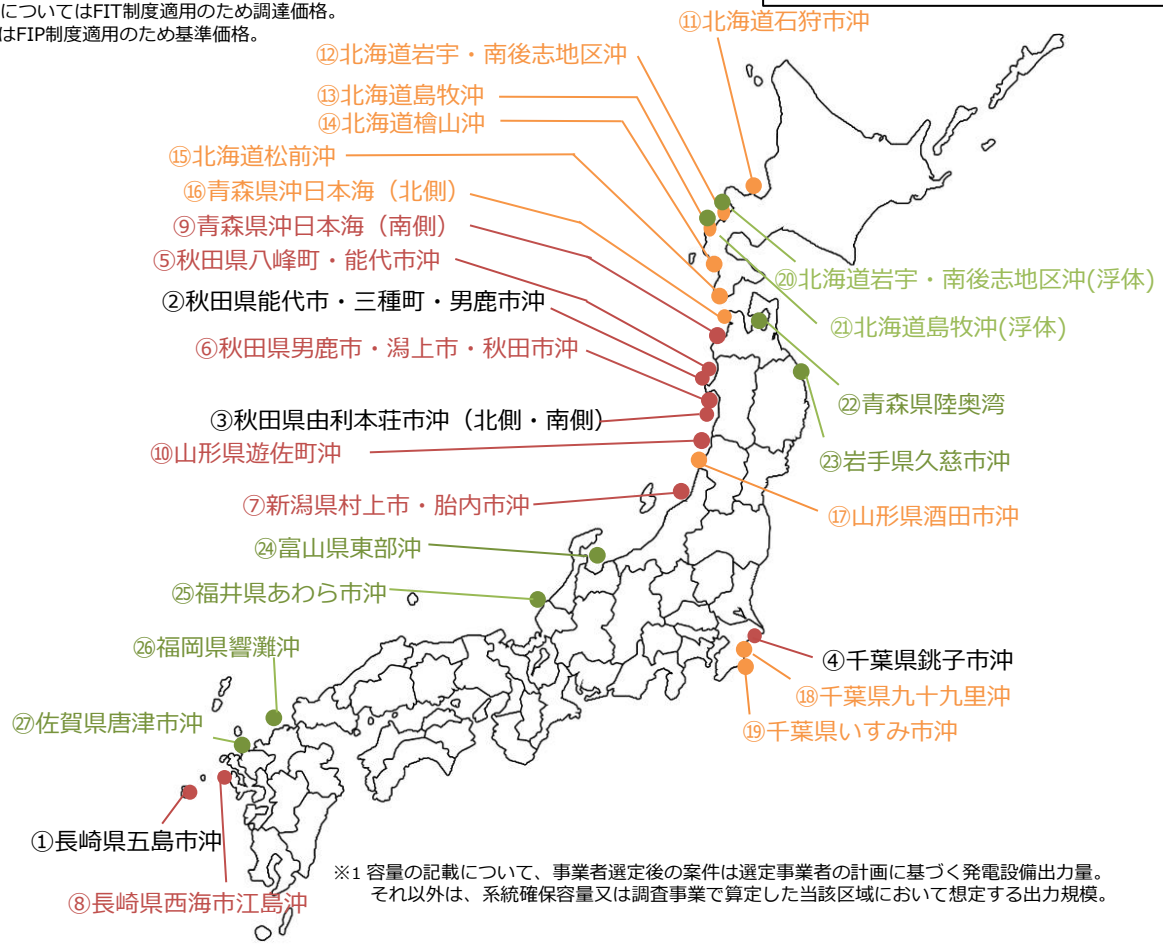
<洋上風力案件形成目標>

2030年 10GW／2040年 30-45GW

<洋上風力国内調達比率目標（産業界目標）>

2040年 60%

【凡例】
● 促進区域（第１ラウンドは黒字）
● 有望区域　● 準備区域



※1 容量の記載について、事業者選定後の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。
それ以外は、系統確保容量又は調査事業で算定した当該区域において想定する出力規模。

海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律の一部を改正する法律案

背景・必要性

○我が国における2050年カーボンニュートラルの達成に向けて、洋上風力発電は、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた切り札とされている。

○2030年までに1,000万kW、2040年までに3,000万kW～4,500万kWの案件形成目標を掲げており、領海及び内水における海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下、「再エネ海域利用法」という。）に基づく案件形成の促進に加え、我が国の排他的経済水域（以下、「EEZ」という。）における案件形成に取り組んでいく必要がある。

○こうした中、現在の再エネ海域利用法では、適用対象を「領海及び内水」としており、EEZについての定めはないことから、EEZにおける海洋再生可能エネルギー発電設備の設置に係る制度を創設する。

○また、洋上風力発電事業の案件形成の促進に当たって、海洋環境等の保全の観点から適切な配慮を行うため、海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域（以下、「促進区域」という。）の指定の際に、国が必要な調査を行う仕組みを創設する。

【目標・効果】
EEZにおける海洋再生可能エネルギー発電設備の設置許可や、海洋環境等の保全に配慮した海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定を通じて、海洋再生可能エネルギーの導入拡大を図る。
（KPI）
2030年までに1,000万kW、
2040年までに3,000万kW～4,500万kWの案件形成

法案の概要

○EEZに設置される洋上風力発電設備について、長期間の設置を認める制度を創設。

【ＥＥＺにおける洋上風力発電設備の設置までの流れ】

①経済産業大臣は、自然的条件等が適当である区域について、公告縦覧や関係行政機関との協議を行い、募集区域として指定することができる。

↓

②募集区域に海洋再生可能エネルギー発電設備を設置しようとする者は、設置区域の案や事業計画の案を提出し、経済産業大臣及び国土交通大臣による仮の地位の付与を受けることができる。

↓

③経済産業大臣及び国土交通大臣は、仮の地位の付与を受けた事業者、利害関係者等を構成員とし、発電事業の実施に必要な協議を行う協議会を組織するものとする。

↓

④経済産業大臣及び国土交通大臣は、協議会において協議が調った事項と整合的であること等の許可基準に適合している場合に限り、設置を許可することができる。

※EEZにおける洋上風力等に係る発電設備の設置を禁止し、募集区域以外の海域においては設置許可は行わない。

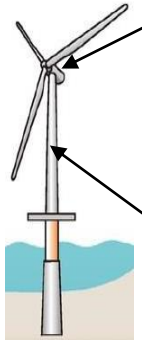
○促進区域（領海及び内水）及び募集区域（EEZ）の指定等の際に、海洋環境等の保全の観点から、環境大臣が調査を行うこととし、これに伴い、環境影響評価法の相当する手続を適用しないこととする。

洋上風力の低コスト化プロジェクト（GI基金事業）について

- GI基金を活用し、浮体式洋上風力の低コスト化に向けた技術開発を実施（予算額：1,195億円）
- 要素技術開発（フェーズ1）を実施するとともに、**国内の海域を活用した浮体式洋上風力の実証事業（フェーズ2）を実施。**
  フェーズ２について、2023年10月、実証事業の候補海域として、北海道2海域、秋田県、愛知県の合計4海域を公表。
  2024年5月下旬頃を目途に事業者及び海域（2箇所程度）を決定予定。

（参考）フェーズ１採択案件

①次世代風車技術開発事業



●ナセル内部部品（軸受・増速機）

【大同メタル工業株式会社】
風車主軸受の滑り軸受化開発

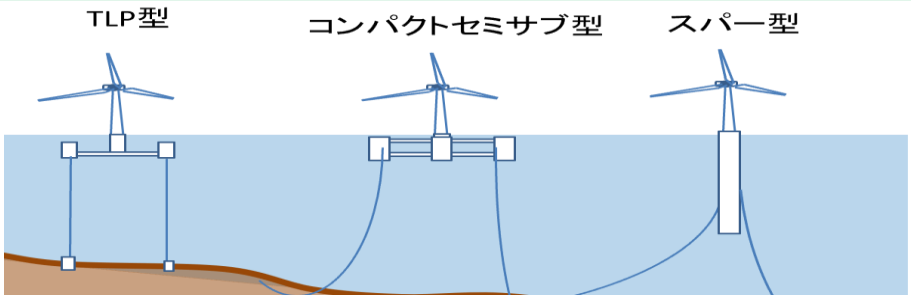
【株式会社　石橋製作所】
15MW超級増速機ドライブトレインの開発など

【ＮＴＮ株式会社】
洋上風力発電機用主軸用軸受のコスト競争力アップ

●タワー

【株式会社駒井ハルテック】
洋上風車用タワーの高効率生産技術開発・実証

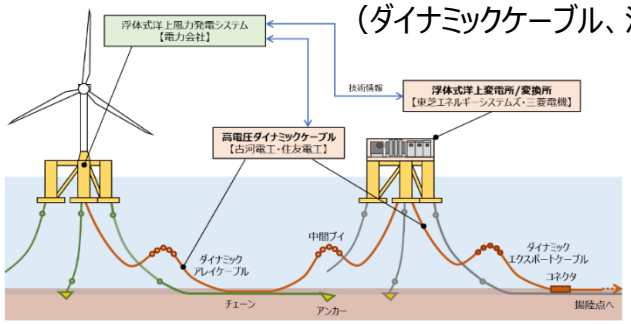
②浮体式基礎製造・設置低コスト化技術開発事業



①三井海洋開発等
②日立造船等
③ジャパンマリンユナイテッド等
④東京瓦斯等
⑤東京電力RP等
⑥戸田建設等

③洋上風力関連電気システム技術開発事業

【東京電力RP等】
低コスト浮体式洋上風力発電システムの共通要素技術開発
（ダイナミックケーブル、洋上変電所等）



出典：東京電力ＨＤ
ニューアブルパワーHP

④洋上風力運転保守高度化事業

【関西電力等】
ドローンを使った浮体式風車ブレードの革新的点検技術の開発

【古河電気工業等、東京汽船等の2者】
海底ケーブル敷設専用船(CLV)、風車建設・メンテナンス専用船(SOV)

【東京電力RP等、株式会社北拓、NTN、戸田建設の4者】
デジタル技術やAI技術による予防保全やメンテナンス高度化

フェーズ２：風車・浮体・ケーブル・係留等の一体設計を行い実証事業を実施（上限額８５０億円）

４つの候補海域：①北海道石狩市浜益沖、②北海道岩宇・南後志地区沖、③秋田県南部沖、④愛知県田原市・豊橋市沖

ペロブスカイト太陽電池の研究開発状況

- ペロブスカイト太陽電池は、主要な材料である**ヨウ素の生産量は、日本が世界シェア30%（世界2位）**を占めている。**ヨーロッパや中国を中心に技術開発競争（ガラス型・タンデム型）が激化。日本も技術は世界最高水準**に位置し、特に、フィルム型では、**製品化のカギとなる大型化や耐久性の面で世界をリード**している状況。
- 積水化学工業は、現在、**30cm幅**のペロブスカイト太陽電池（フィルム型）の**ロールtoロールでの連続生産**が可能となっており、**耐久性10年相当、発電効率15%**の製造に成功。**11月15日には、世界初となる１MW超の建物壁面への導入計画が公表**された、今後、**１m幅での量産化技術**を確立させ、**2025年の事業化**を目指している。
- **パナソニック（ガラス・建材一体型）は**、**昨年8月から神奈川県藤沢市で実証実験**を開始。
- 京都大学発スタートアップの**エネコートテクノロジーズ（小型のフィルム型）**も、**IoT機器**などの用途も含め、複数の実証プロジェクトを推進。



ロールtoロールによる製造

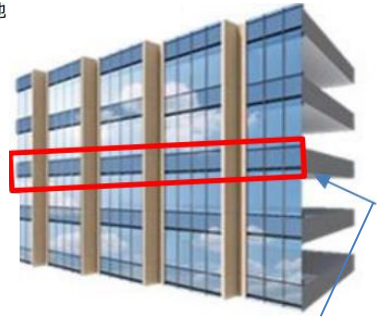
出所：積水化学工業（株）ＨＰ

内幸町一丁目街区南地区第一種市街地再開発事業
世界初　フィルム型ペロブスカイト太陽電池による
高層ビルでのメガソーラー発電を計画

第一生命保険、中央日本土地建物、東京センチュリー、
東京電力ＰＧ、東電不動産、東京電力ＨＤ

内幸町一丁目街区南地区第一種市街地
再開発事業完成イメージ





スパンドレル部（※）外壁面内部

（※）本計画では、ビルの各階の床と天井
の間に位置する防火区画に位置する外壁面

１MW導入計画プレスリリース

出所：中央日本土地建物グループ・東京電力HD　HPより一部加工

パナソニックの実証の様子

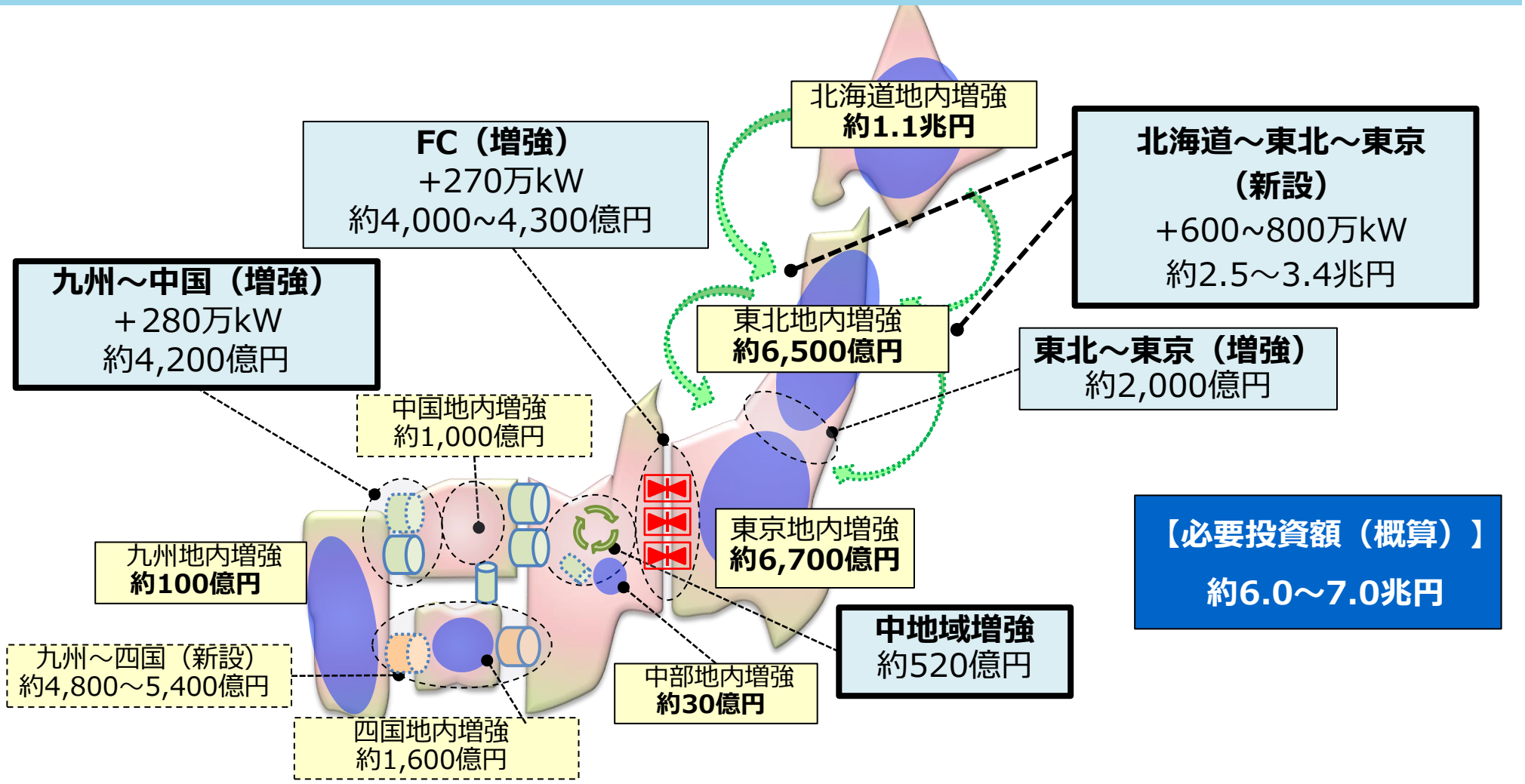


エネコートのIoT機器（Co2センサ）



マスタープランに基づく全国規模での系統整備

- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、電力広域的運営推進機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系系統のマスタープランを2023年3月29日に策定・公表した。
- 並行して、北海道～本州間の海底直流送電等について、具体的な整備計画の検討を開始。

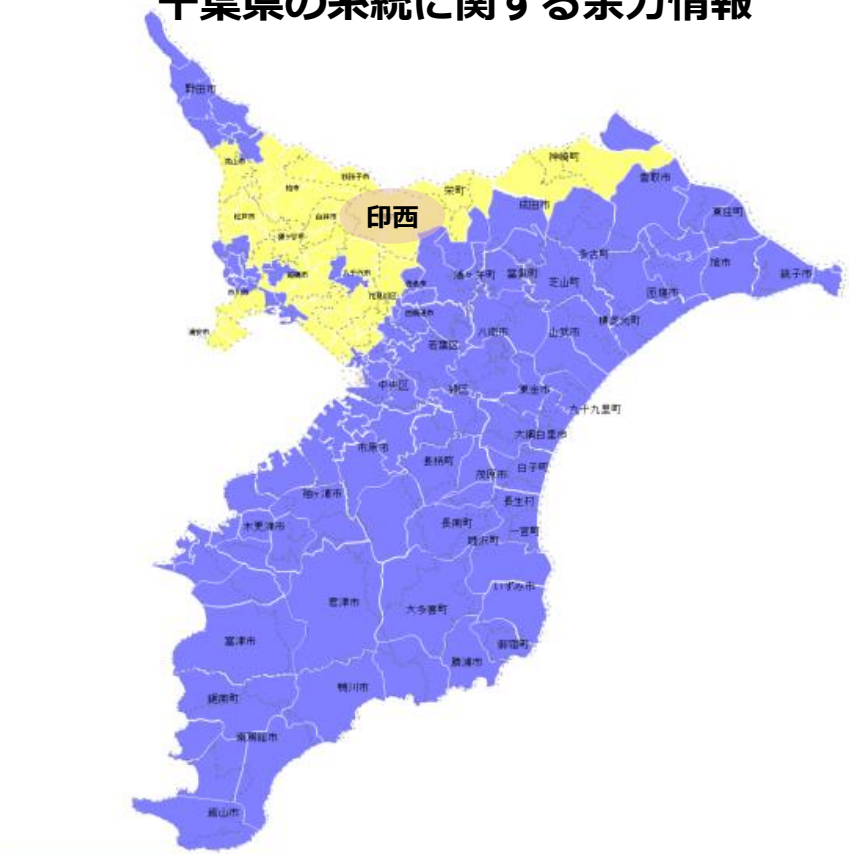


（出典）広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（電力広域的運営推進機関2023年3月29日策定）のうちベースシナリオより作成

（参考）千葉エリアの系統状況

- 千葉県では印西付近にデータセンター等の立地が集中しており、追加の需要立地に当たっては系統増強が必要な状況になっている。

千葉県の系統に関する余力情報



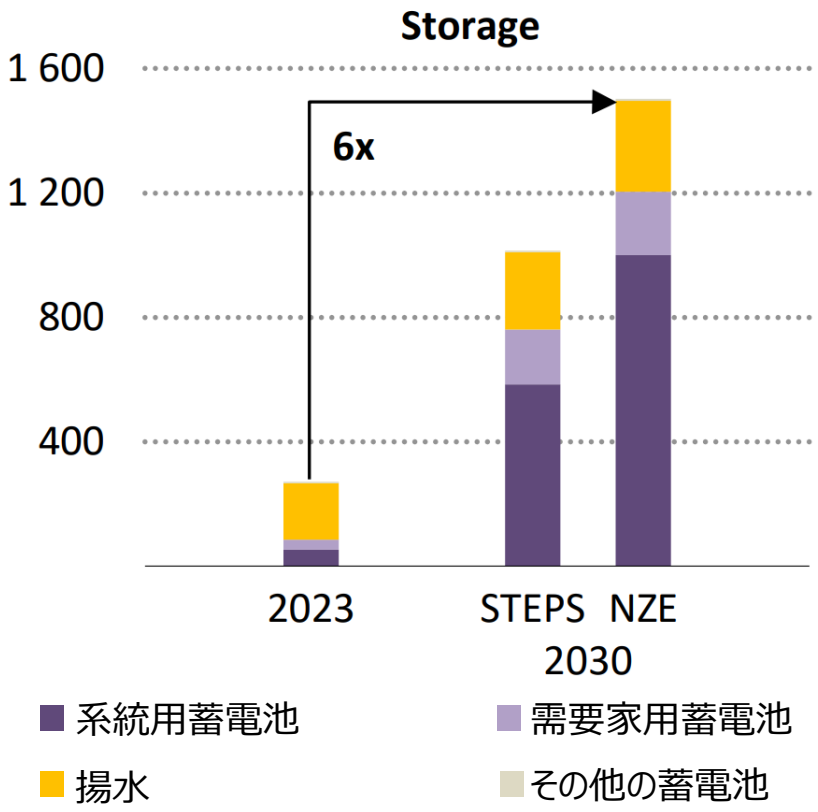
※本マップは、一次変電所以下の系統に関する余力情報

（出典）https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/zonemap/pdf/chiba-j.pdf

再エネ導入拡大に伴う系統用蓄電池の状況

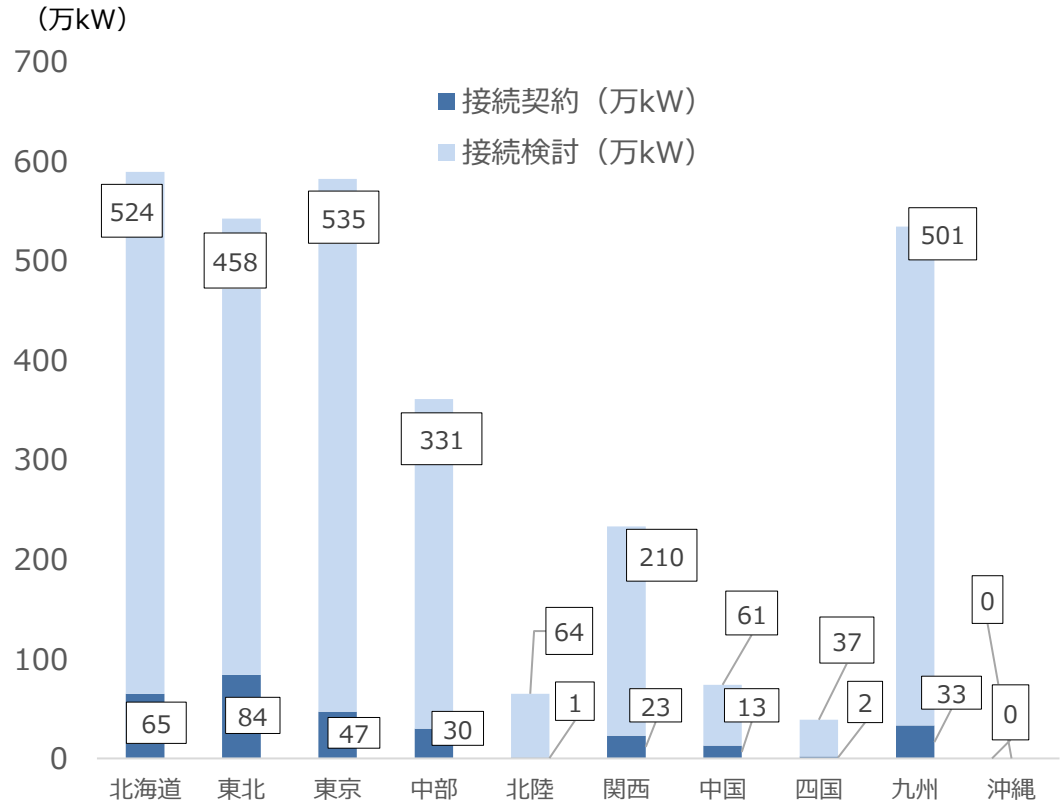
- IEAは、COP28で合意された2030年までに世界全体で再エネ容量を3倍にするためには、世界全体のエネルギー貯蔵容量を2030年までに約6倍にする必要があるとしている。
- 国内においても、**<u>系統用蓄電池は、ここ1～2年で急速に導入が拡大</u>**している。

世界全体のエネルギー貯蔵能力



（出典）「Batteries and Secure Energy Transitions World Energy Outlook Special Report」（2024年4月公表）より抜粋。

系統用蓄電池の導入状況（2023年12月末時点）



（注）接続検討のすべてが接続契約に至るものではない

（出典）一般送配電事業者において集計したデータを元に、資源エネルギー庁において作成。

原子力発電所の現状

2024年5月15日時点

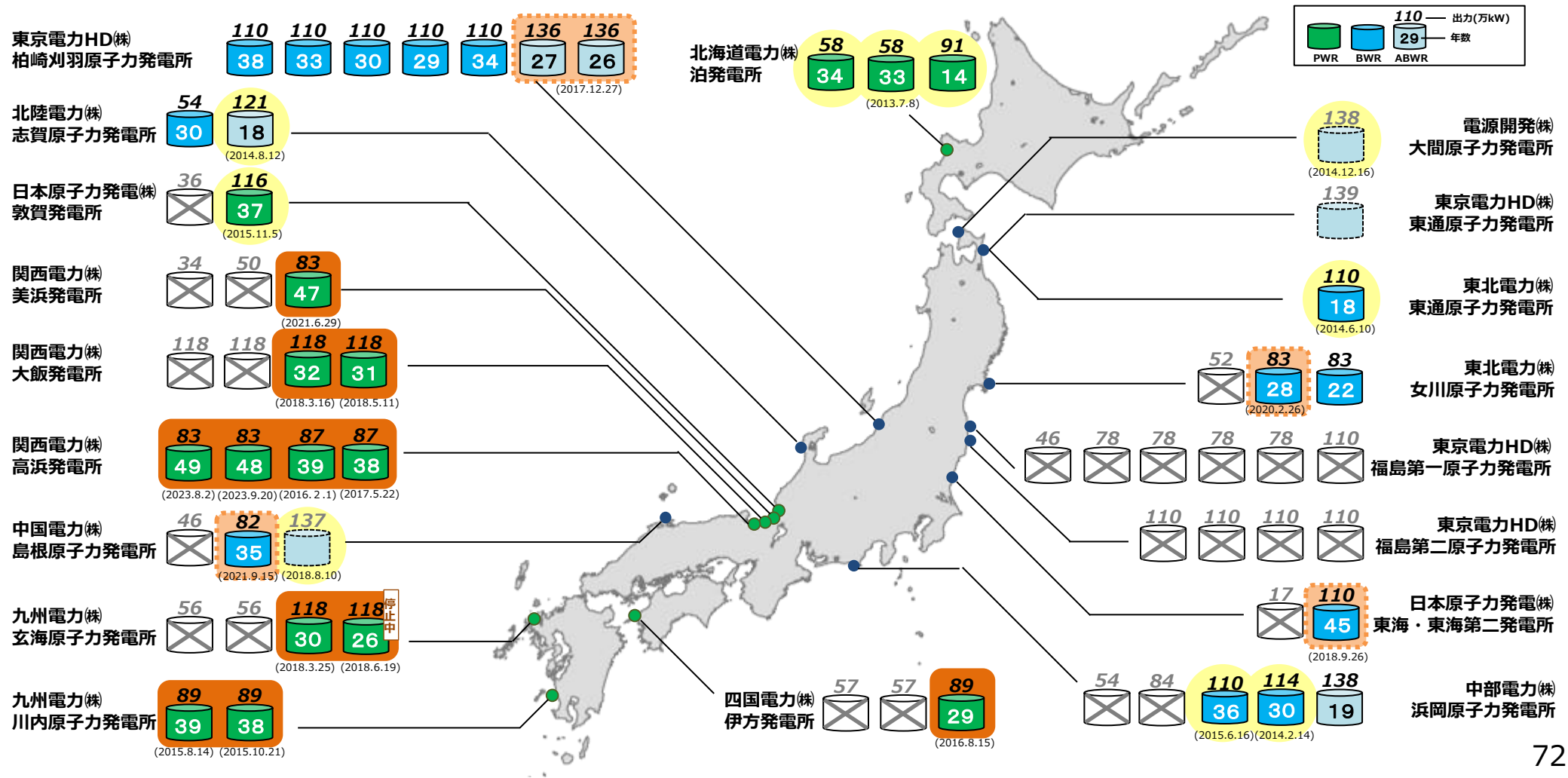
再稼働
12基
稼働中 11基、停止中 1基（送電再開日）

設置変更許可
5基
（許可日）

新規制基準
審査中
10基
（申請日）

未申請
9基

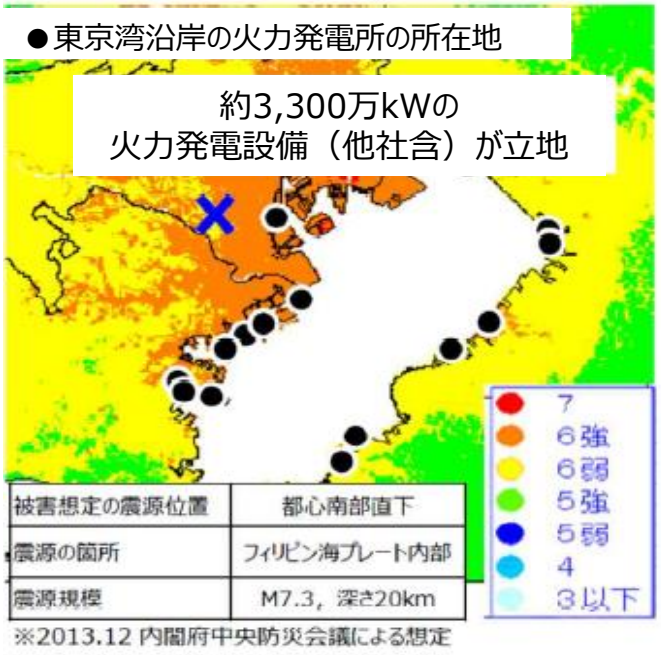
廃炉
24基



東日本エリアの状況：東京湾の火力集中

- 東京電力管内の火力発電所は、**東京湾沿岸に集中（約６割）**していることに加え、老朽火力（運転40年以上）が約１割を占め、老朽火力を最大限維持している状態であるため、**仮に大規模発電所が停止した場合は、東日本エリアを中心に需給がひっ迫する可能性**も。
- また、火力発電所のリプレース案件の運転開始等により、2024年度夏季の予備率は、３％を確保出来る見通しではあるが、**火力発電所が電源構成の約７割**を占めており、**2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、脱炭素電源の供給力の増大が急務**。

火力依存の電源構成／東京湾沿岸への集中



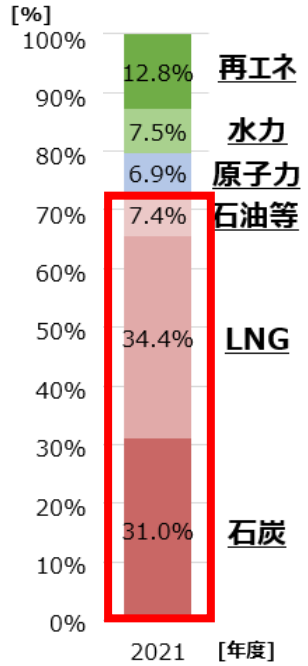
※2013.12 内閣府中央防災会議による想定

厳気象需要に対する予備率（2024年度夏季）

エリア	7月	8月	9月
北海道	4.4	10.5	16.2
東北	8.2	8.7	11.9
東京	5.7		
中部	10.3	10.6	
北陸			
関西			
中国			
四国			
九州	13.2	14.8	14.5
沖縄	34.0	35.8	35.1

出所：電力広域的運営推進機関にて計算

電源構成

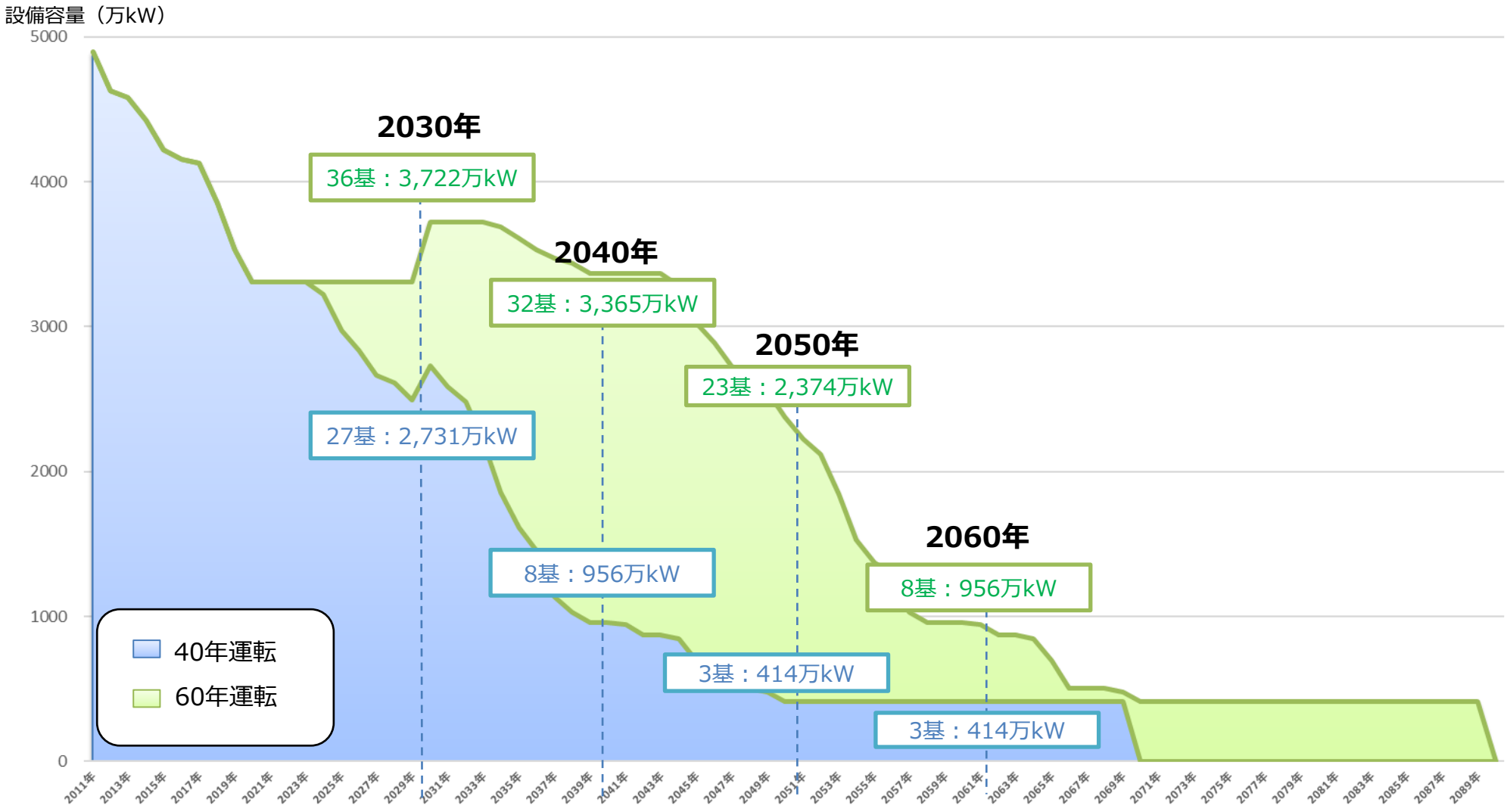


出典：総合エネルギー統計を基に資源エネルギー庁作成

原子力発電所の設備容量見通し

第31回原子力小委員会
（令和4年9月22日）資料4（抜粋）
一部修正

- 国内の**原子力発電所の設備容量**は、**このままでは時間とともに大きく減少**。
- 次世代革新炉の開発・建設を進めるに当たっては、**商用運転までには相当の期間を要する**ことを考慮することが重要。



革新炉の種類（各事業者による開発コンセプト）

革新軽水炉

※現行炉と同じ出力規模



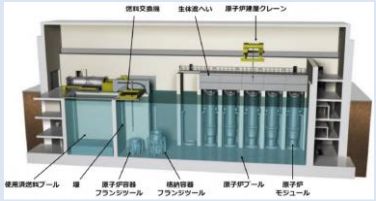
◆ 三菱重工業

○技術熟度が高く、規制プロセスを含め高い予見性あり
○受動安全や外部事象対策（半地下化）により更なる安全性向上
○シビアアクシデント対策（コアキャッチャー、ガス捕集等）による所外影響の低減

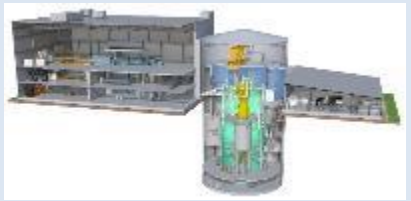
＜課題＞
・初期投資の負担　・建設長期化の場合のファイナンスリスク

SMR（小型モジュール炉）

※軽水炉、小出力



◆ VOYGR（NuScale社）



◆ BWRX-300（日立GE）

○炉心が小さく自然循環冷却、事故も小規模に
○工期短縮・初期投資の抑制

＜課題＞
・小規模なため効率低い（規模の経済性小）　・安全規制等の整備

高速炉

※冷却材に軽水でなくナトリウムを使用



◆ 実験炉：常陽（JAEA）

○金属ナトリウムの自然対流による自然冷却・閉じ込め
○廃棄物の減容・有害度低減
○資源の有効利用

＜課題＞
・ナトリウムの安定制御等の技術的課題
・免震技術・燃料製造技術等の技術的課題

高温ガス炉

※冷却材にヘリウムガス、減速材に黒鉛を使用



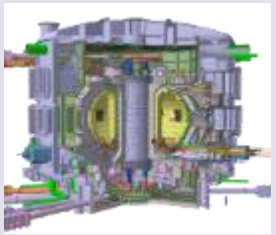
◆ 試験炉：HTTR（JAEA）

○高温で安定なヘリウム冷却材（水素爆発なし）
○高温耐性で炉心溶融なし
○950℃の熱の利用が可能（水素製造等）

＜課題＞
・エネルギー密度・経済性の向上
・安定な被覆燃料の再処理等の技術的課題

核融合

※水素をヘリウムに融合・メカニズム大きく異なる



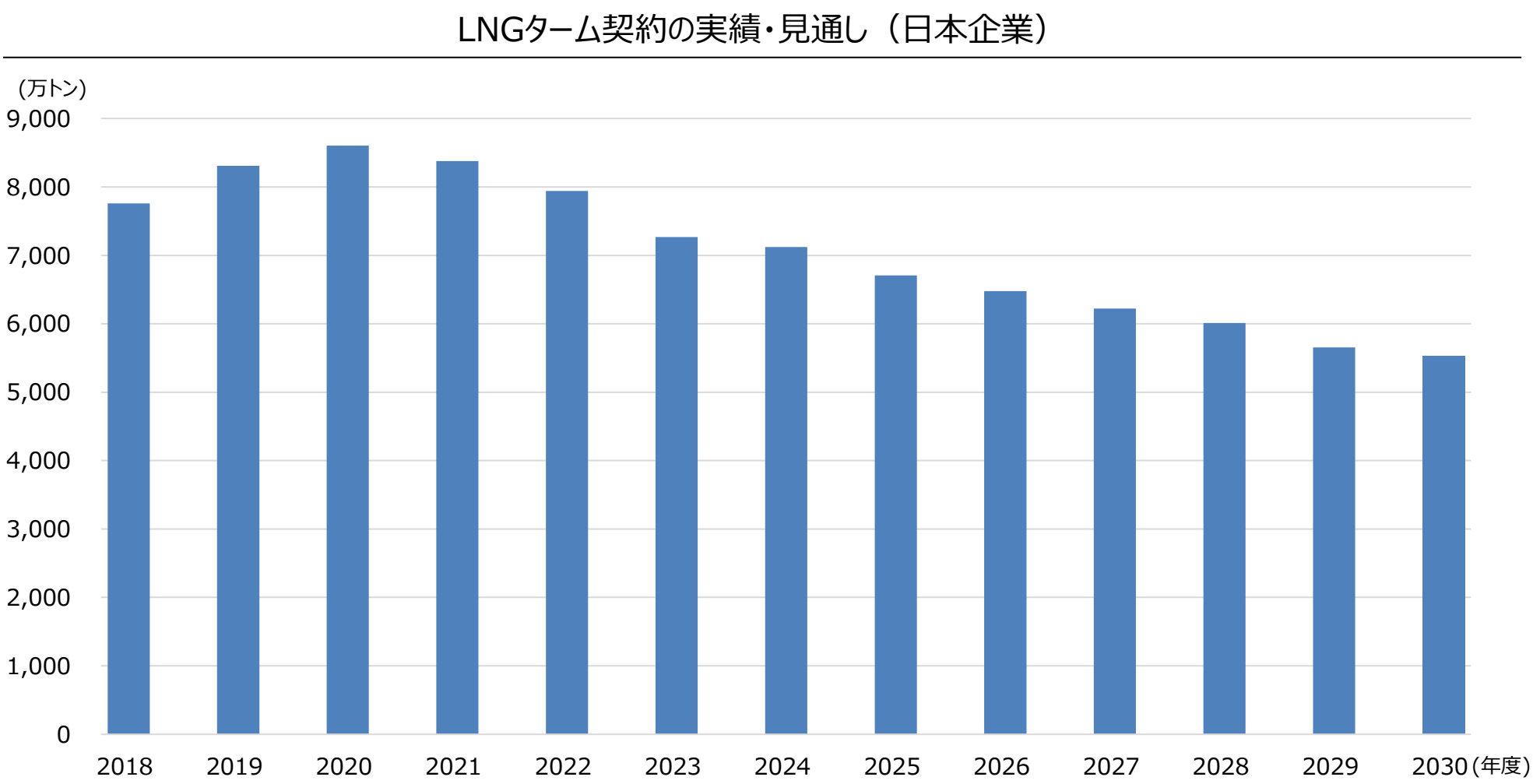
◆ 実験炉：ITER

○連鎖反応が起こらず、万一の場合は反応がストップ
○廃棄物が非常に少ない

＜課題＞
・プラズマの維持の困難性、主要機器の開発・設計（実用化には相応の時間）
・エネルギー密度・経済性の向上

日本企業のLNGの長期契約について（見通し）

- 日本企業が締結しているLNGの長期契約を中心としたターム契約は、仮に既存契約の更新や新規契約の締結がなされなければ、2020年度をピークに減少し続ける見通し。



（出典）令和4年度及び令和５年度JOGMEC仕向地条項等調査
（注釈）上図はあくまで各年度の調査時点で把握した実績・見通しであり、調査後に行われた更新や新規の契約数量は含まれていない。
本調査における「ターム契約」は、スポット取引（カーゴ毎の取引）を除く、短期・中期・長期の契約を指す。

（参考）EU各国のLNGに対する評価の見直し

- EU各国は、エネルギー安定供給の確保に向け、LNGを重要なエネルギー源と再認識する動きも。

EUの安定供給におけるLNGの重要性

すべてのEU諸国がLNG市場にアクセスできるようにすることは、EUのエネルギー統合戦略の重要な目標である。**LNGは、ガス供給の多様化に貢献することができるため、短期的にはEUのエネルギー安全保障を改善し、その一方で、2050年までの完全脱炭素化に向けたより持続可能な解決策を確立**することができる。
【EU Commission HPより】

フランスは自国の需要を満たすためにLNGの輸入に依存し続けるだろう。**カタールとの長期供給契約が締結され、米国とは長期供給を確保するための交渉が進行中**である。

【フランス・エネルギー省】



ドイツ政府は、この地域の供給安定性を確保するために、**LNGの輸入能力を大幅に増強**する必要があると考えている。

【ドイツ連邦・経済・気候保護省】

スペインの電力安全保障は、**引き続きガスの緊急備蓄と柔軟なガスシステムに依存**し、スペインはEU最大のLNGターミナルを維持し続ける。

【スペイン・エネルギー省】

ポーランド政府は、石炭やその他の化石燃料から脱却する手段として天然ガスに注目しており、**LNGはその供給ポートフォリオを多様化する上で重要**な役割を果たすと考えている。

【ポーランド政府の声明】

エネルギー安定供給確保に向けたLNG長期契約締結の動き

- カタールは、米国、豪州に並ぶLNG輸出国であり、増産に向けた拡張が進められている。
- 中国石油化工集団（Sinopec）と中国石油天然気集団（CNPC）に続き、**仏Total、蘭Shell、伊Eniが、カタールと2050年を越える長期契約を締結**。

North Field拡張計画の契約状況

企業	国	供給源	契約期間（年）	契約数量（トン/年）	出荷予定年	発表日
ConocoPhillips	ドイツ	NFE＆NFS	15	200万	2026	2022年11月29日
Sinopec	中国	NFE	27	400万	2026	2022年11月21日
CNPC	中国	NFE	27	400万	2026	2023年6月20日
PetroBangla	バングラデシュ	NFE	15	180万	2026	2023年6月1日
TotalEnergies	フランス	NFE＆NFS	27	350万	2026	2023年10月11日
Shell	オランダ	NFE＆NFS	27	350万	2026	2023年10月18日
Eni	イタリア	NFE	27	100万	2026	2023年10月23日
Sinopec	中国	NFS	27	300万	2027	2023年11月4日
Excelerate Energy	バングラデシュ	NFE＆NFS	15	100万	2026	2024年1月29日
Petronet	インド	NFE＆NFS	20	750万	2028	2024年2月6日
契約分小計				3,130万		
NFE & NFS	-	-	-	4,800万		

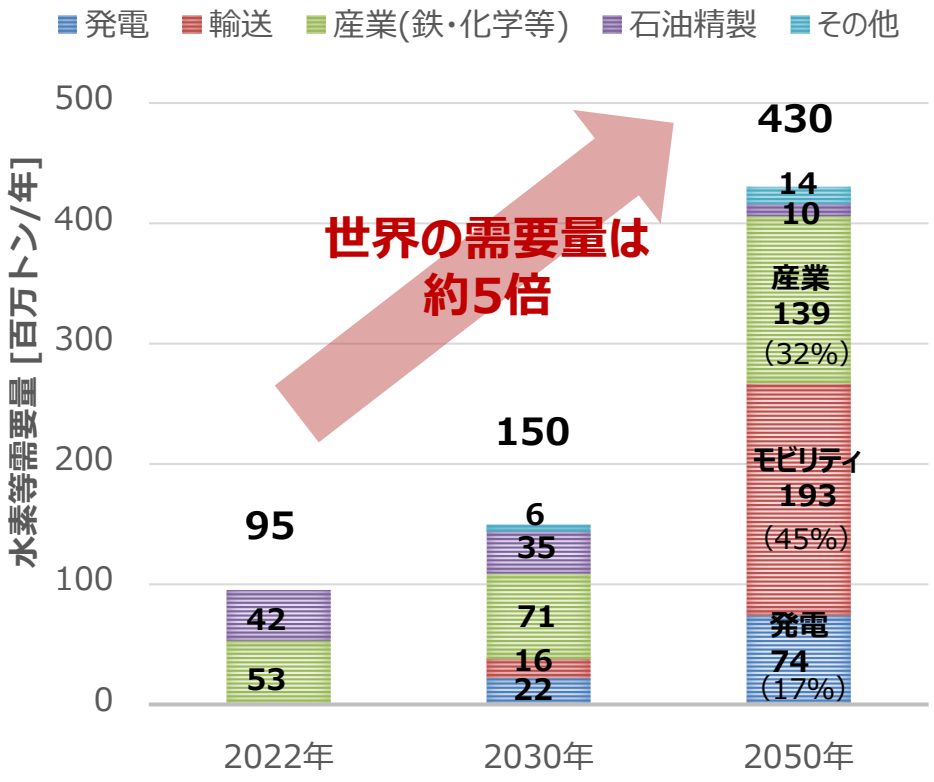
出所：各種資料を参考にJOGMEC作成

（注）NFE：North Field East（第１段階拡張計画）, NFS: North Field South（第2段階拡張計画）
（出所）JOGMEC カタール「North Field West」～LNG生産能力増強の背景とLNG版OPECに向けた野望～（2024.3.21）

水素等の需要量の見通し

- 2050年における世界の水素等の需要量の見通しは、**約4.3億トン。（現状の約5倍）**
- 日本では、2030年に300万トン、2050年に2000万トンまで供給拡大することを目指している。
- 低炭素水素等の供給・利用を早期に促進するため、通常国会に水素社会推進法案を提出。

（１）世界の水素等需要量の見通し



出所：IEA「Net-Zero Roadmap」（2023/9）
※NZE(2050年ネットゼロ達成)のシナリオを元に算出

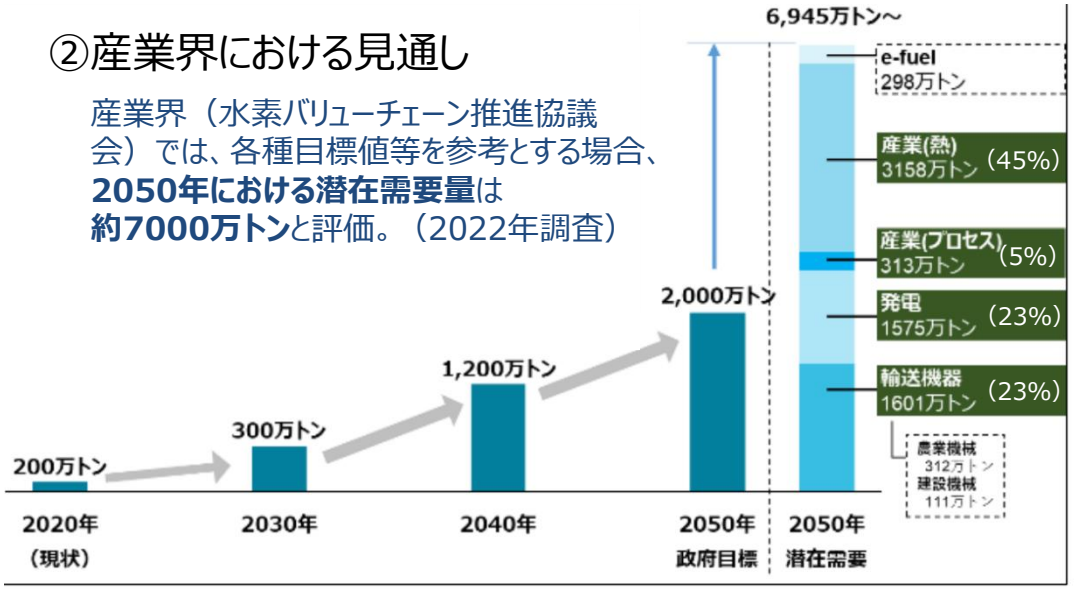
（２）我が国における見通し

①政府における見通し

2030年　300万トン（現状約200万トン）
2050年　2000万トン　　※一定の仮定の下、試算した結果
（想定例）　モビリティ　600万トン（30%）
鉄　700万トン（35%）
発電　700万トン（35%）

②産業界における見通し

産業界（水素バリューチェーン推進協議会）では、各種目標値等を参考とする場合、**2050年における潜在需要量**は**約7000万トン**と評価。（2022年調査）



出所：水素バリューチェーン推進協議会「水素ロードマップ」（2022年8月29日）

脱炭素成長型経済構造への円滑な移行のための
低炭素水素等の供給及び利用の促進に関する法律案【水素社会推進法】の概要

背景・法律の概要

✓ **2050年カーボンニュートラル**に向けて、今後、脱炭素化が難しい分野においてもGXを推進し、エネルギー安定供給・脱炭素・経済成長を同時に実現していくことが課題。こうした分野における**GXを進めるためのカギとなるエネルギー・原材料として、安全性を確保しながら、低炭素水素等の活用を促進することが不可欠**。

✓ このため、**国が前面**に立って、**低炭素水素等の供給・利用を早期に促進**するため、**基本方針の策定**、需給両面の**計画認定制度の創設**、**計画認定を受けた事業者に対する支援措置**や**規制の特例措置**を講じるとともに、低炭素水素等の供給拡大に向けて、**水素等を供給する事業者が取り組むべき判断基準の策定等の措置**を講じる。

1．定義・基本方針・国の責務等

（1）定義

- 「**低炭素水素等**」：水素等であって、
  ①その製造に伴って排出されるCO2の量が一定の値以下
  ②CO2の排出量の算定に関する国際的な決定に照らしてその利用が我が国のCO2の排出量の削減に寄与する
  等の経済産業省令で定める要件に該当するもの

※「水素等」：水素及びその化合物であって経済産業省令で定めるもの（アンモニア、合成メタン、合成燃料を想定）

（2）基本方針の策定

- 主務大臣は、関係行政機関の長に協議した上で、低炭素水素等の供給・利用の促進に向けた**基本方針**を策定。
- 基本方針には、①低炭素水素等の供給・利用に関する**意義・目標**、②**GX実現に向けて重点的に実施すべき内容**、③**低炭素水素等の自立的な供給に向けた取組**等を記載。

（3）国・自治体・事業者の責務

- **国**は、低炭素水素等の供給・利用の促進に関する**施策**を**総合的かつ効果的に推進する責務**を有し、**規制の見直し等の必要な事業環境整備や支援措置**を講じる。
- **自治体**は、**国の施策に協力**し、低炭素水素等の供給・利用の促進に関する**施策を推進**する。
- **事業者**は、**安全を確保**しつつ、低炭素水素等の供給・利用の促進に資する**設備投資等を積極的に行うよう努める**。

2．計画認定制度の創設

（1）計画の作成

- **低炭素水素等**を**国内で製造・輸入**して**供給する事業者**や、**低炭素水素等**をエネルギー・原材料として**利用する事業者**が、**単独又は共同で計画を作成**し、主務大臣に提出。

（2）認定基準

- **先行的で自立が見込まれるサプライチェーンの創出・拡大**に向けて、以下の基準を設定。

①計画が、**経済的かつ合理的**であり、かつ、低炭素水素等の供給・利用に関する**我が国産業の国際競争力の強化に寄与**するものであること。

②**「価格差に着目した支援」「拠点整備支援」**を希望する場合は、
（ⅰ）**供給事業者と利用事業者の双方が連名となった共同計画**であること。
（ⅱ）低炭素水素等の供給が**一定期間内に開始され**、かつ、**一定期間以上継続的に行われる**と見込まれること。
（ⅲ）**利用事業者**が、低炭素水素等を**利用するための新たな設備投資や事業革新等**を行うことが見込まれること。

③ 導管や貯蔵タンク等を整備する港湾、道路等が、**港湾計画、道路の事情等の土地の利用の状況に照らして適切**であること。　　等

（3）認定を受けた事業者に対する措置

① **「価格差に着目した支援」「拠点整備支援」**
（JOGMEC（独法エネルギー・金属鉱物資源機構）による助成金の交付）
（ⅰ）**供給事業者**が**低炭素水素等を継続的に供給**するために**必要な資金**や、
（ⅱ）**認定事業者の共用設備の整備**に充てるための**助成金を交付**する。

② **高圧ガス保安法の特例**
認定計画に基づく設備等に対しては、一定期間、**都道府県知事に代わり**、**経済産業大臣が一元的に**保安確保のための**許可や検査等を行う**。
※　一定期間経過後は、高圧ガス保安法の認定高度保安実施者（事業者による自主保安）に移行可能。

③ **港湾法の特例**
認定計画に従って行われる**港湾法の許可・届出を要する行為**（水域の占用、事業場の新設等）について、**許可はあったものとみなし**、**届出は不要**とする。

④ **道路占用の特例**
認定計画に従って**敷設される導管**について**道路占用の申請**があった場合、一定の基準に適合するときは、**道路管理者は占用の許可を与えなければならない**こととする。

3．水素等供給事業者の判断基準の策定

- **経済産業大臣は**、低炭素水素等の供給を促進するため、**水素等供給事業者**（水素等を国内で製造・輸入して供給する事業者）**が取り組むべき基準（判断基準）を定め**、**低炭素水素等の供給拡大に向けた事業者の自主的な取組を促す**。
- **経済産業大臣は**、必要があると認めるときは、**水素等供給事業者に対し指導・助言**を行うことができる。また、**一定規模以上の水素等供給事業者**の取組が**著しく不十分であるとき**は、当該事業者に対し**勧告・命令**を行うことができる。

電気・ガス・石油・製造・運輸等の産業分野の低炭素水素等の利用を促進するための制度の在り方について検討し、所要の措置を講ずる。

水素・アンモニアの各地域における具体的な動き

- 水電解装置の製造実証を**山梨・福島**で実施中。日本の水電解装置が世界市場を獲得できるよう、**更なるコスト低減**を図るべく、**GI基金等で技術開発・実証**を支援するとともに、**GXサプライチェーン構築支援事業により製造設備の投資を後押し**し、**水電解装置の導入拡大**を進めていく。
- また、本年４月には、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を開始**。今後、実証事業の成果を活かしながら、アンモニア50%以上の高比率燃焼技術の確立、更に**アンモニア専焼の技術確立**を目指す。

福島水素エネルギー研究フィールド(FH2R)における実証

（東芝・旭化成等）

- 商用化に向けた**水素製造効率の向上**
- **低コスト化**に向けた研究開発
- 電力、水素の需給に対応する**運用システムの確立**



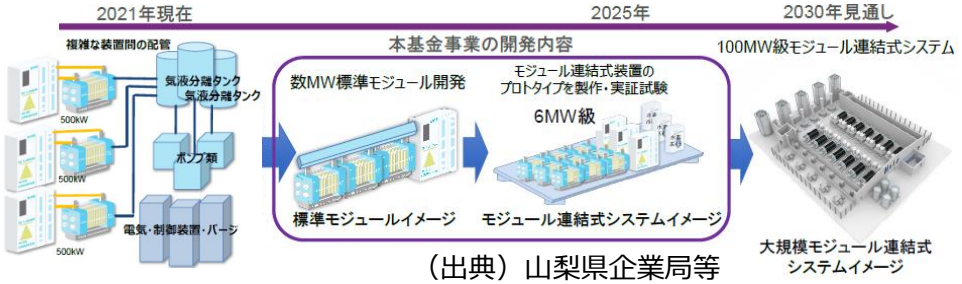
（出典）旭化成（株）

10MWの水電解装置

GI基金での技術開発例（山梨県）

（山梨県企業局、日立造船、東レ等）

システムコスト削減に必要な**大型化**を、各種機器の**モジュール化**とともに進めることで、**2030年に欧州等と遜色ないコスト水準（6.5万円/kW）**を目指す。



（出典）山梨県企業局等

アンモニア混焼実証（JERA碧南火力）

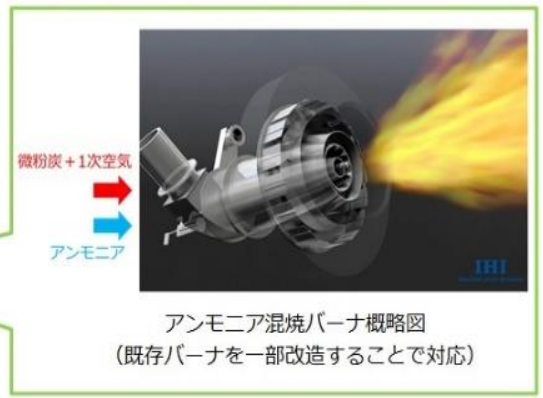
- **100万kW級商用石炭火力**において、**アンモニア20%混焼の実証運転**を実施。
- 全バーナをアンモニア混焼バーナに改造し、20%混焼時の燃焼特性等を把握。

出典：JERA





発電用ボイラ



アンモニア混焼バーナ概略図
（既存バーナを一部改造することで対応）

出典：IHI

（参考） 水素に対する各国の支援と規制・制度例

※2024/5/9時点

	主な支援制度例		主な規制制度等例
		155円/＄、194円/£、167円/€ 外国為替公示相場を元に換算(2024/5/9時点仲値)	
	**超党派インフラ法** → 水素ハブ７か所選定 等	**5年間で95億ドル（約1兆4,725億円）**	・燃料供給事業者に炭素集約度を低下させる規制（カリフォルニア、オレゴン、ワシントン; Low Carbon Fuel Standard） ・2036年以降、中大型トラックはゼロエミッション車のみ販売（カリフォルニア） ・IRAのグリーン水素要件パブコメ中
	IRA → 国内水素製造への税額控除	**国内水素製造に対し、最大3ドル/kg税額控除**	
	**値差支援（CfD）** **23年12月 第一次対象案件11件 選定** ※12/14~4/19 第二次募集	**15年間総額20億ポンド（約3,880億円）の値差支援及び ネットゼロ水素ファンドから固定費支援 9千万ポンド（約175億円）**	・UK-ETS（排出量取引。無償枠廃止可能性） ・将来的にガス事業者から水素賦課金徴収 ・英国版炭素国境調整メカニズム導入予定（2027年）
	設備投資等支援 → 第一次案件選定。後続案件選定中	**総額2.4億ポンド（約466億円）**	
	**水素銀行**※グリーン水素生産への投資とその普及を目指す政策構想 （EU域内製造）→ **24年4月 初回7件選定** ※24年内に第二回入札予定。	**EU域内の水素製造を10年間支援** ・初回入札に7.2億ユーロ（約1,202億円） ・第2回入札に22億ユーロを予定（約3,674億円）	・再エネ水素に使用される発電に追加性を要求 ・鉄等のEU-ETS（排出量取引）の無償枠を2026年～2034年に段階的廃止 ・産業分野で使用される水素の再エネ水素比率を義務化（2030年42%、2035年60%）
	**H2Global**※ ※グリーン水素の国外生産と輸入を推し進めるプロジェクト **初回入札中（うち購入のみ） 24年春頃選定予定**	**輸入水素等を10年間固定価格買取** ・初回入札（購入及び売却の差額補填）に9億ユーロ（約1,503億円） ・今後、約58億ユーロ（約9,686億円）を調達見込 **初回入札に40億ユーロ（約6,680億円）** ※水素利用以外の脱炭素化取組費用を含にだ総額	・石炭火力の遅くとも2038年までの段階的廃止 ・新設・大規模改修の火力発電は「水素レディ」化の義務づけを検討中
	気候保護契約（CCfD） ※工場の脱炭素化の取組に係る追加費用を補助する需要家支援制度 → **24年3月～7月初回入札**		
	**水素法** **水素発電入札市場** → **上半期・下半期1度ずつ実施**	**水素関連事業者を指定 研究開発や税額控除を検討**	・「水素法」制定（2022年12月） － 水電解装置等の保安措置 － 水素発電入札実施 － クリーン水素発電市場開設予定

バイオ燃料・合成燃料・合成メタンについて

- バイオ燃料・合成燃料・合成メタンは、既存のインフラ等を利用可能であるため、導入促進に向けた投資コストを抑制することが可能。
- 官民協議会や各種審議会において技術・経済・制度的課題や解決策について議論を行いつつ、導入促進に向けた取組を進める。

バイオ燃料

・**「2030年時点で、本邦エアラインによる燃料使用量の10%をSAFに置き換える」**との目標を設定
・**バイオ燃料によるSAF製造**について、**GX経済移行債**を活用した**製造設備支援**や、生産等に応じた**税額控除**の導入を決定



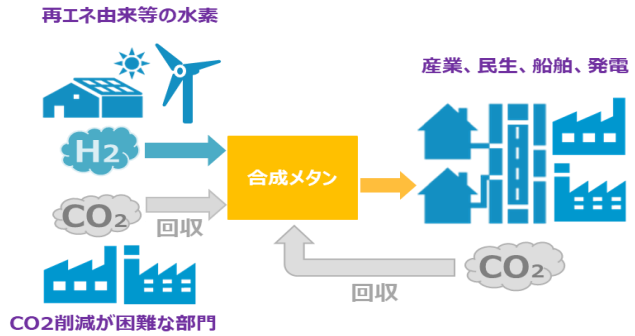
合成燃料（e-fuel）

・合成燃料の**商用化時期を**2040年から**2030年代前半に前倒し**
・合成燃料の**大規模かつ高効率な製造プロセスの開発等を支援**（グリーンイノベーション基金等）



合成メタン（e-methane）

・**2030年に既存インフラへ合成メタンを１%注入**する等の目標を設定
・**飛躍的に生産効率を高める革新的メタネーションの技術開発を支援**（グリーンイノベーション基金）



災害時の燃料供給対策

- 石油は災害時にはエネルギー供給の「最後の砦」の役割を果たしており、SSの災害対応能力の強化が進められている。

令和６年能登半島地震における主な燃料供給事例

【大型ローリーによる迅速な配送】

○奥能登６市町における営業中のSSに対して、道路啓開の状況も踏まえ、順次大型ローリーによる燃料供給を実施。

○平時は数台のところ、**10台を超えるローリーによる前倒し配送**により、十分な在庫を充填し、**給油待ちの行列や給油制限は1週間程度でほぼ解消**。



【緊急車両等への優先給油】

○中核SSを中心に自衛隊・警察・消防などの緊急車両、加えて、電源車・通信・医薬・バキュームカーなどの車両に対しても、**優先給油を実施**。

○関係省庁や業界団体とも連携することで、復旧作業の迅速化に向けて対応。



※全石連提供

【避難所等への燃料供給】

○避難所や停電している病院等の重要施設に対して、**「プッシュ型」の燃料需要把握・供給**を実施。

○暖房用の灯油、発電機用のガソリン、除雪車用の軽油、銭湯ボイラー用の重油など、様々な用途に対して、これまでに計15万KLを超える量をドラム缶・ミニローリー等で供給。



【能登４市町におけるＬＰガスの状況】

○被災直後の需要は、各家庭の軒下や充填所にある在庫（充填済ボンベ）で対応。

○能登４市町の充填所３つのうち２つが停止中だが、県内の他の充填所からの出荷で**供給量に問題なし**。

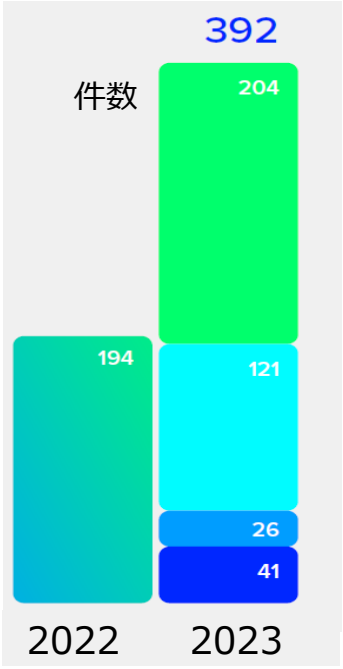
○洗濯ニーズに対応すべく、関係省庁等とも連携し、ドラム缶、軽油、LPガスを供給。



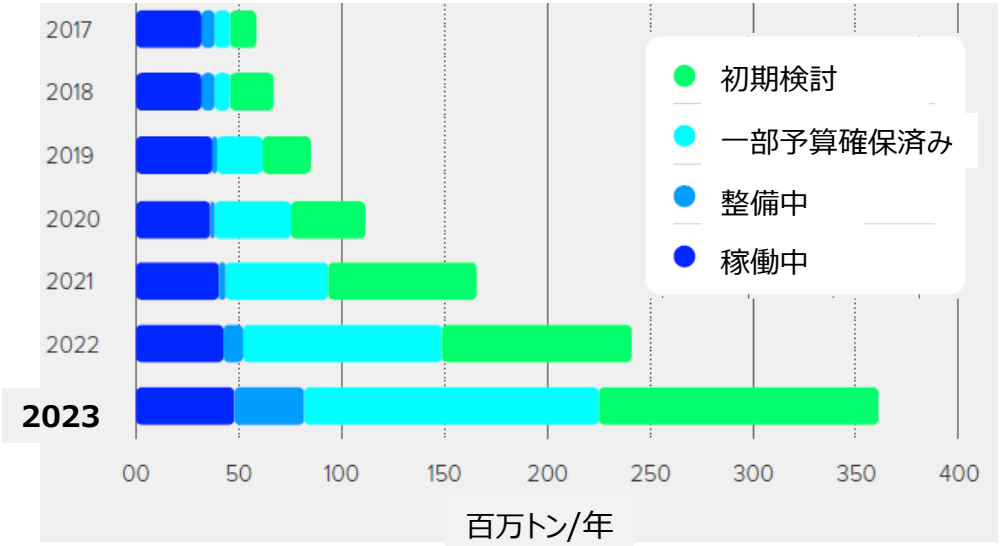
（参考）CCSの世界情勢（2023年7月時点）

- グローバルCCSインスティチュートによれば、2023年7月時点では、**世界で392件のCCSプロジェクト**が稼働中または検討中であり、2022年時点の194件から**倍増**している。
- また、世界で稼働中・計画中のCO2回収可能量は、2023年時点では、2017年時点と比較し、**約7倍**となる**約3.5億トンに増加**。
- EUの2040年目標のシナリオ分析では、2040年に2.4億トンの炭素地下貯留が必要との見通し。これは、ネットゼロ産業法案の目標値である2030年の貯留容量5000万トンから大幅に増加。このため、今後取り組むべき制度整備についてリストアップした**「産業炭素管理戦略」を本年２月に公表**。

商業CCS施設件数の推移（2022年と2023年7月）



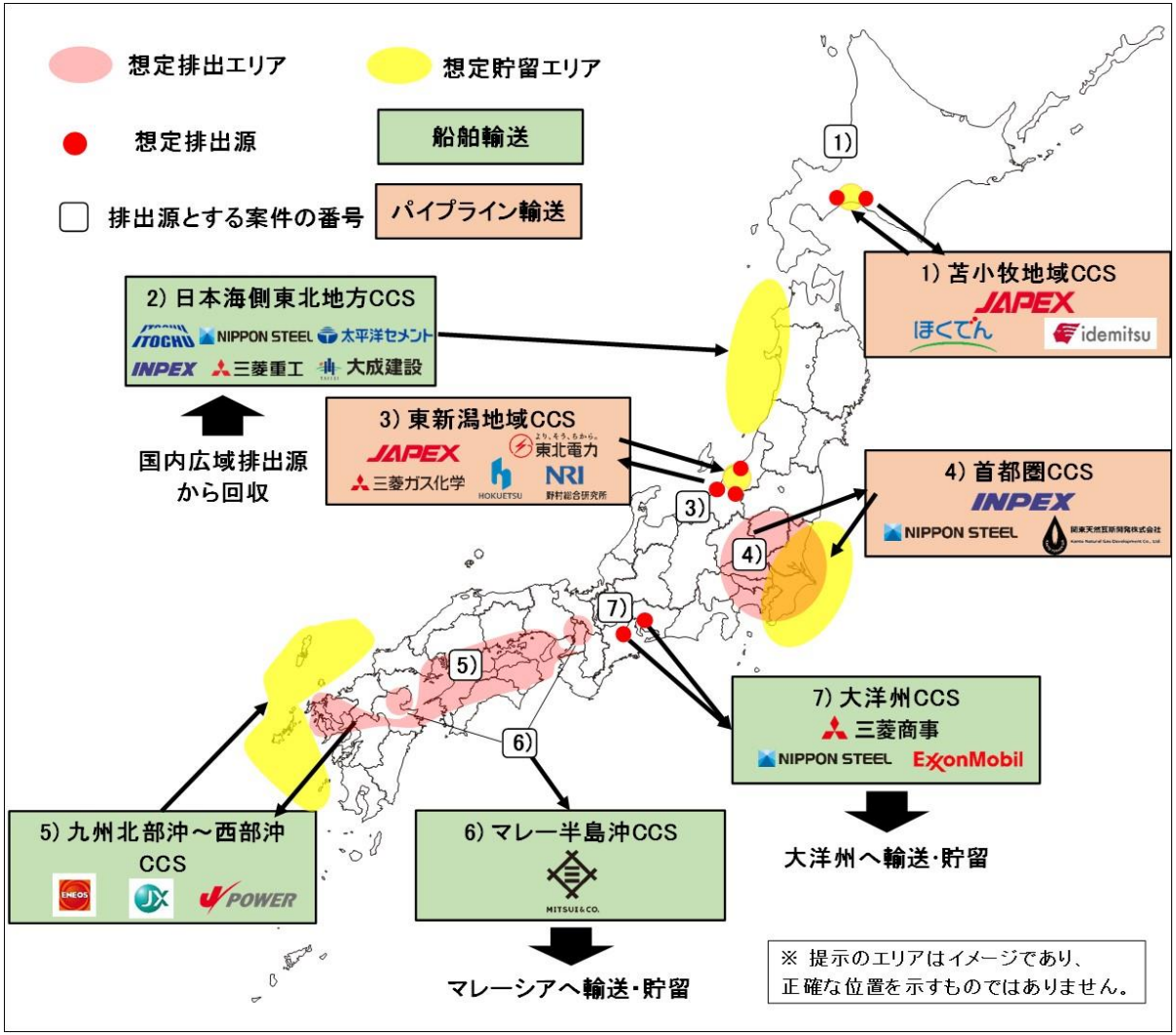
世界で稼働中・計画中のCO2回収量



（出典）グローバルCCSインスティチュート Global Status of CCS 2023
https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-2023-executive-summary/

CCS令和５年度に選定した７案件概要（一覧）

- CCSの普及と拡大に向けて、事業の大規模化とコスト削減に取り組むモデル性のある7案件への支援を決定。
- 2030年までのCCS事業開始に向けた事業環境を整備のため、通常国会にCCS事業法案を提出。



二酸化炭素の貯留事業に関する法律案【CCS事業法】の概要

背景・法律の概要

- ✓ **2050年カーボンニュートラル**に向けて、今後、脱炭素化が難しい分野におけるGXを実現することが課題。こうした分野における**化石燃料・原料の利用後の脱炭素化を進める手段**として、CO2を回収して地下に貯留する**CCS**（Carbon dioxide Capture and Storage）**の導入が不可欠**。
- ✓ **我が国としては、2030年までに民間事業者がCCS事業を開始するための事業環境を整備**することとしており（GX推進戦略　2023年7月閣議決定）、公共の安全を維持し、海洋環境の保全を図りつつ、その事業環境を整備するために必要な**貯留事業等の許可制度等を整備**する。

1．試掘・貯留事業の許可制度の創設、貯留事業に係る事業規制・保安規制の整備

（1）試掘・貯留事業の許可制度の創設

- **経済産業大臣は**、貯留層が存在する可能性がある区域を「**特定区域**」として**指定**※した上で、特定区域において**試掘やCO2の貯留事業**を行う者を**募集**し、これらを**最も適切に行うことができると認められる者**に対して、**許可**※を与える。

※ 海域における特定区域の指定及び貯留事業の許可に当たっては環境大臣に協議し、その同意を得ることとする。

- 上記の許可を受けた者に、**試掘権**（貯留層に該当するかどうかを確認するために地層を掘削する権利）や**貯留権**（貯留層にCO2を貯留する権利）を**設定**する。CO2の安定的な貯留を確保するための、**試掘権・貯留権は「みなし物権」**とする。
- **鉱業法に基づく採掘権者**は、上記の**特定区域以外の区域（鉱区）**でも、経済産業大臣の許可を受けて、**試掘や貯留事業を行うことを可能とする**。

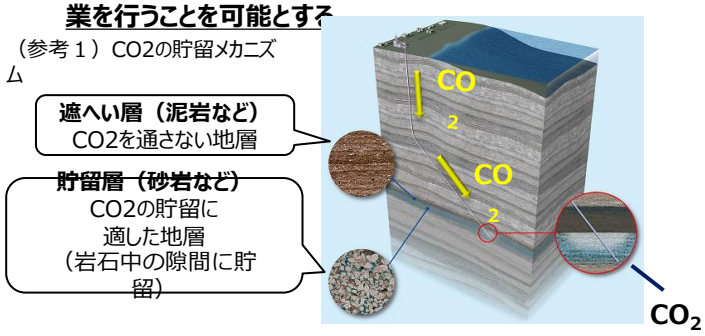
（2）貯留事業者に対する規制

- **試掘や貯留事業の具体的な「実施計画」**は、**経済産業大臣（※）の認可制**とする。

※ 海域における貯留事業の場合は、経済産業大臣及び環境大臣

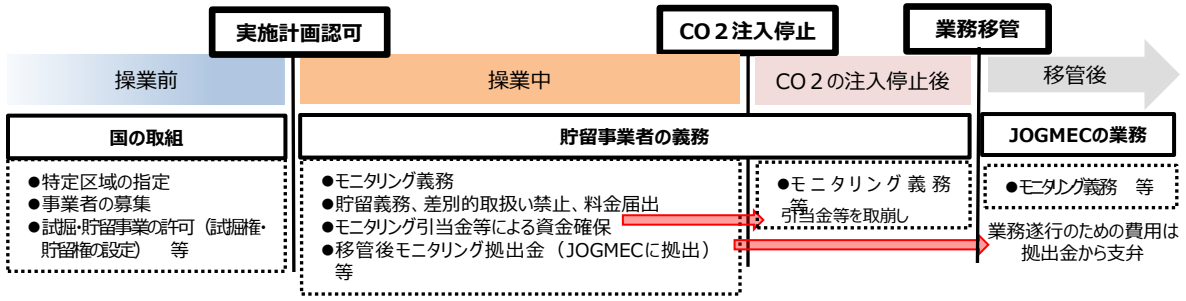
- 貯蔵したCO2の漏えいの有無等を確認するため、**貯留層の温度・圧力等のモニタリング義務**を課す。
- **CO2の注入停止後に行うモニタリング業務等に必要な資金**を確保するため、**引当金の積立て等**を義務付ける。
- 貯留した**CO2の挙動が安定**しているなどの要件を満たす場合には、**モニタリング等の貯留事業場の管理業務をJOGMEC**（独法エネルギー・金属鉱物資源機構）**に移管**することを可能とする。また、**移管後のJOGMECの業務に必要な資金**を確保するため、貯留事業者に対して**拠出金の納付**を義務付ける。
- 正当な理由なく、**CO2排出者からの貯留依頼を拒むこと**や、**特定のCO2排出者を差別的に取扱うこと**等を禁止するとともに、**料金等の届出義務**を課す。
- **技術基準適合義務**、**工事計画届出**、**保安規程の策定**等の**保安規制**を課す。
- 試掘や貯留事業に起因する**賠償責任**は、被害者救済の観点から、**事業者の故意・過失によらない賠償責任（無過失責任）**とする。

（参考１）CO2の貯留メカニズム



（出典）日本CCS調査（株）資料（資源エネルギー庁にて一部加工）

（参考２）貯留事業に関するフロー



2．CO2の導管輸送事業に係る事業規制・保安規制の整備

（1）導管輸送事業の届出制度の創設

- CO2を貯留層に貯留することを目的として、**CO2を導管で輸送する者は**、**経済産業大臣に届け出なければならない**ものとする。

（2）導管輸送事業者に対する規制

- 正当な理由なく、**CO2排出者からの輸送依頼を拒むこと**や、**特定のCO2排出者を差別的に取扱うこと**等を禁止するとともに、**料金等の届出義務**を課す。
- **技術基準適合義務**、**工事計画届出**、**保安規程の策定**等の**保安規制**を課す。

※海洋汚染防止法におけるCO2の海底下廃棄に係る許可制度は、本法律案に一元化した上で、海洋環境の保全の観点から必要な対応について環境大臣が共管する。

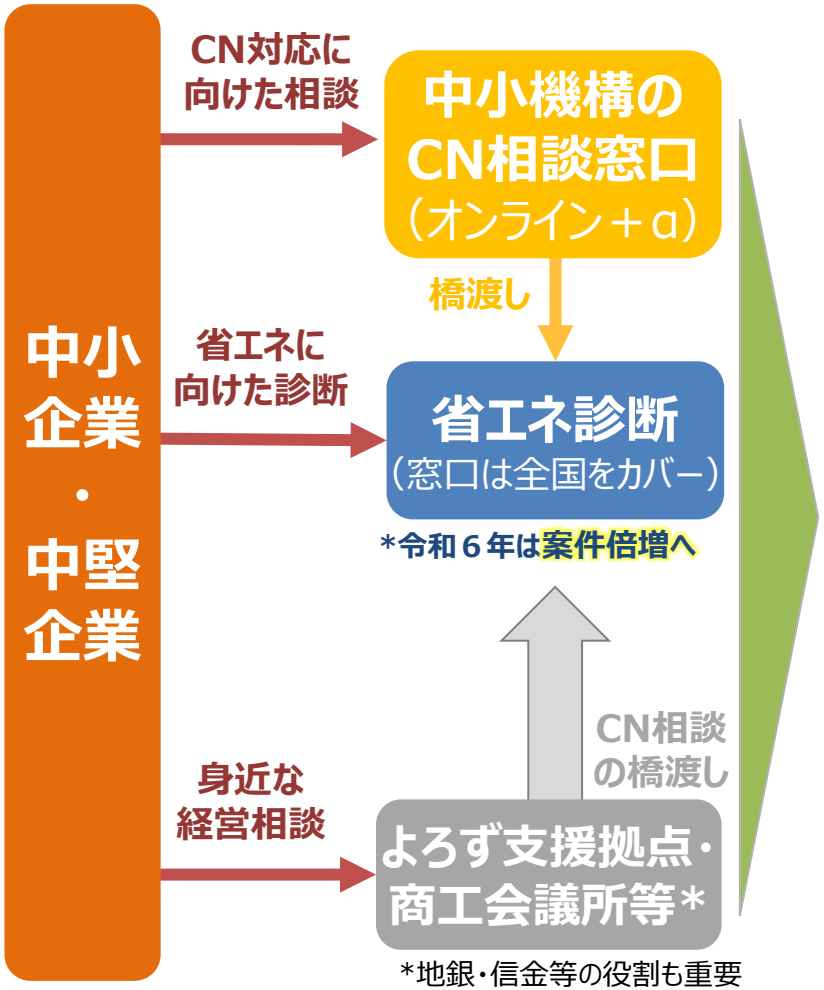
【参考】中小・中堅企業のGX推進に向けた施策の強化

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

■ 中小・中堅企業のGXに向けて、**中小機構のCN相談窓口**から、専門的な**省エネ診断**に至るまで、きめ細やかな体制を整備。よろず支援拠点や商工会議所等においても、経営相談に来るGXに意欲のある事業者に窓口を紹介。

■ さらに、省エネ設備の投資支援を含めて、**支援メニューを抜本強化**。

きめ細やかな相談受付体制



*地銀・信金等の役割も重要

活用し得る支援メニュー（例）

１．省エネ補助金　今後３年間で7,000億円規模の支援策

【令和５年度補正：1,160億円／国庫債務負担行為を含む総額は、2,325億円】

- 工場のボイラや工業炉、ビルの空調設備や業務用給湯器などの設備更新を支援する「省エネ補助金」について、複数年の投資計画に切れ目なく対応する仕組みを適用。また、中小企業等による脱炭素につながる電化・燃料転換を促進する類型を新設。

２．建築物のゼロエミッション化等

【令和５年度補正：111億円／国庫債務負担行為を含む総額は339億円】

- 高効率の空調や照明、断熱材等の導入を一体で進めることで、既存の業務用建築物（オフィス、教育施設、商業施設等）を効率的に省エネ改修する支援策を新設。

３．CN投資促進税制

- 産競法の計画認定を受けた脱炭素化に資する設備導入を促進。適用期間を長期化（認定期間：2年以内＋設備導入期間：認定日から3年以内）するとともに、中小企業に対する措置を拡充。（税額控除（最大14%）又は特別償却50%）

４．低炭素リース信用保険制度

- 中小企業等がリースによる低炭素設備の導入を行いやすくするため、「低炭素投資促進機構（GIO）」がリース事業者のリスクを一部補完（50%を保険金として支払い）。

５．ものづくり補助金／事業再構築補助金

【2,000億円の内数（令和５年度補正）／6,000億円規模の基金の内数】

- GXに資する革新的な製品・サービスの開発、技術開発や人材育成を伴うグリーン分野への業態転換等を支援。

省エネを巡る状況

- 世界では、省エネを「第一の燃料」とし、2030年までに効率改善率を世界平均で2倍にするとされている。我が国でこれまで積み重ねてきた省エネ努力に加えて、更に大幅な省エネを実現するためには、**イノベーションによる非連続的な技術革新・社会実装が必要**。
- **GXの動きが加速**する中で、**中小企業にとってもその第一歩の取組である省エネの促進が重要**。

先進的な省エネ技術の例

データセンター用の冷却機器

水冷技術を活用した空調機。熱交換の効率を向上させることで、**エネルギー効率の向上と冷却能力の強化を両立**



出所）NTTファシリティーズ

産業用ヒートポンプ

NEDO補助事業により、**200℃の高温で動作する高効率ヒートポンプの技術開発**を実施。実用化されれば世界初



出所）NEDO

高効率給湯器

ヒートポンプや燃料電池を用いることで、従来型給湯器に比べて**大幅な省エネを実現**

※ヒートポンプを活用した機器は、昼間の余剰再エネ電気を活用することで**ディマンドリスポンス（DR）にも貢献**



出所）リンナイ

先端産業において重要性を増す多様な鉱物資源

- 鉱物資源は、多数の鉱種が存在し、それぞれの特性や市場規模・主要生産国・需要国等も多様。
- 特に、**レアメタル**は、**グリーン・デジタル等の先端技術・産業**において、製品の高機能化等を実現する上で重要な**蓄電池・半導体等の部品の生産に必要不可欠**。**銅は、電化に必要な鉱物として欧米も重要鉱物に追加。**

各種レアメタルの先端産業における使用例



空飛ぶクルマ



多目的EV自動運転車



二次電池、蓄電池



電気自動車

自動車電動化で必要となる鉱物
①リチウムイオン電池
リチウム、コバルト、ニッケル、グラファイト
②駆動モーター
レアアース
（ネオジム、ジスプロシウム）

航空機

高機能材

特殊鋼	電子部品（IC,半導体,接点等）	レアアース ネオジム磁石
ニッケル、クロム、タングステン、ニオブ　等	タンタル、ガリウム、フッ素　等	レアアース（ネオジム、プラセオジム、テルビウム）等

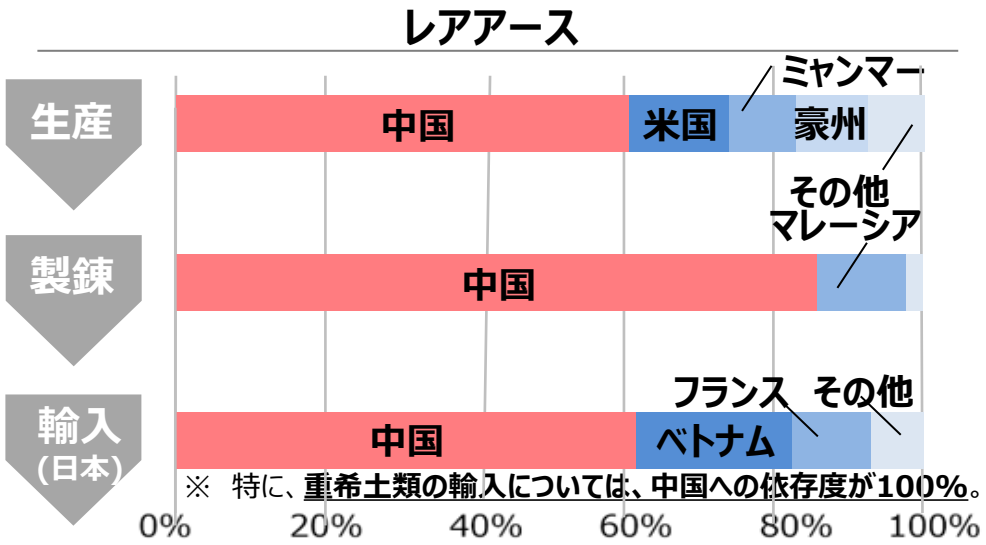
製品の小型軽量化・省エネ化・環境対策

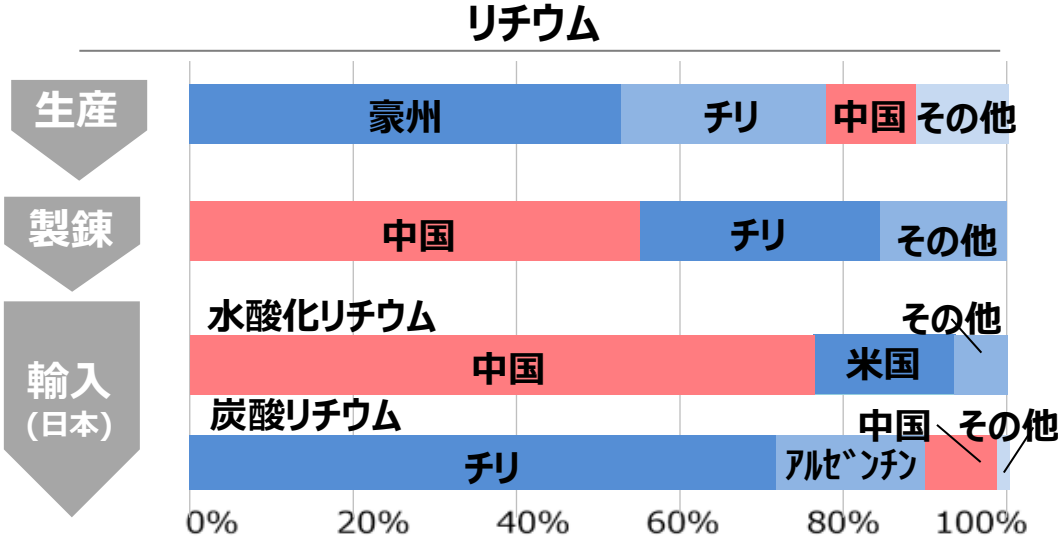
リチウムイオン電池	超硬工具	排気ガス触媒	展伸材
リチウム、コバルト、ニッケル　等	タングステン、バナジウム　等	白金族（プラチナ、パラジウム、ロジウム）等	チタン　等

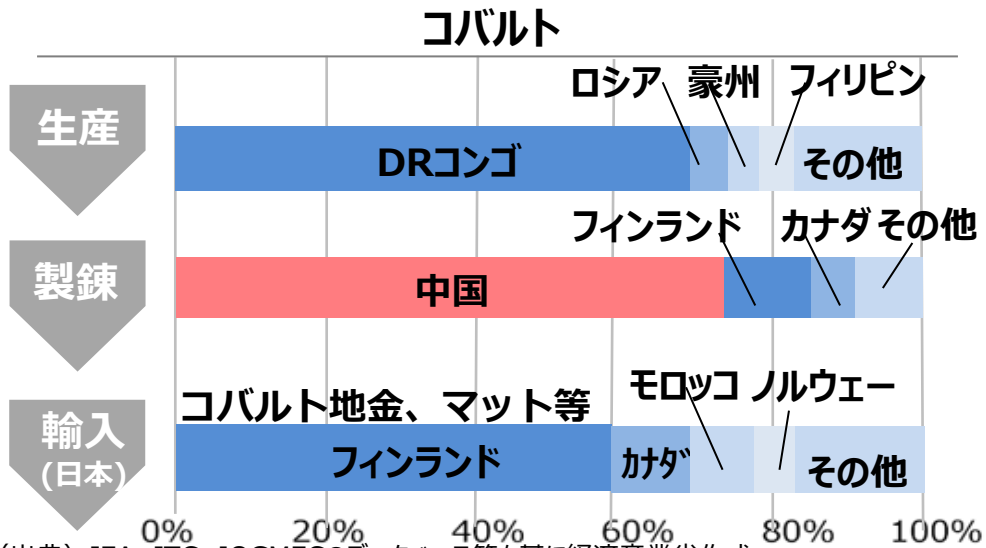
※ 電気自動車等の生産には、電線や電子部品等に使う銅などのベースメタルも不可欠であり、それらの需要も増加の見通し。

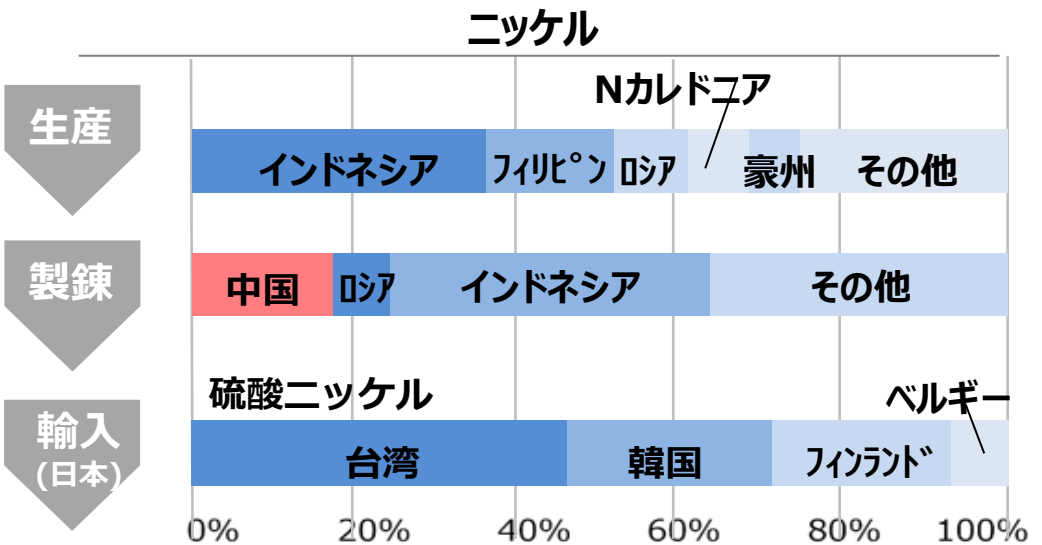
脱炭素化に伴う重要鉱物などのサプライチェーンリスク

- レアアースやリチウムといった**重要鉱物は、ネットゼロの実現に向け必要不可欠**であるが、**特定の国へ過度に依存**している状況。こうした現状を踏まえると、**重要鉱物の安定供給確保に向けた取組は重要**。







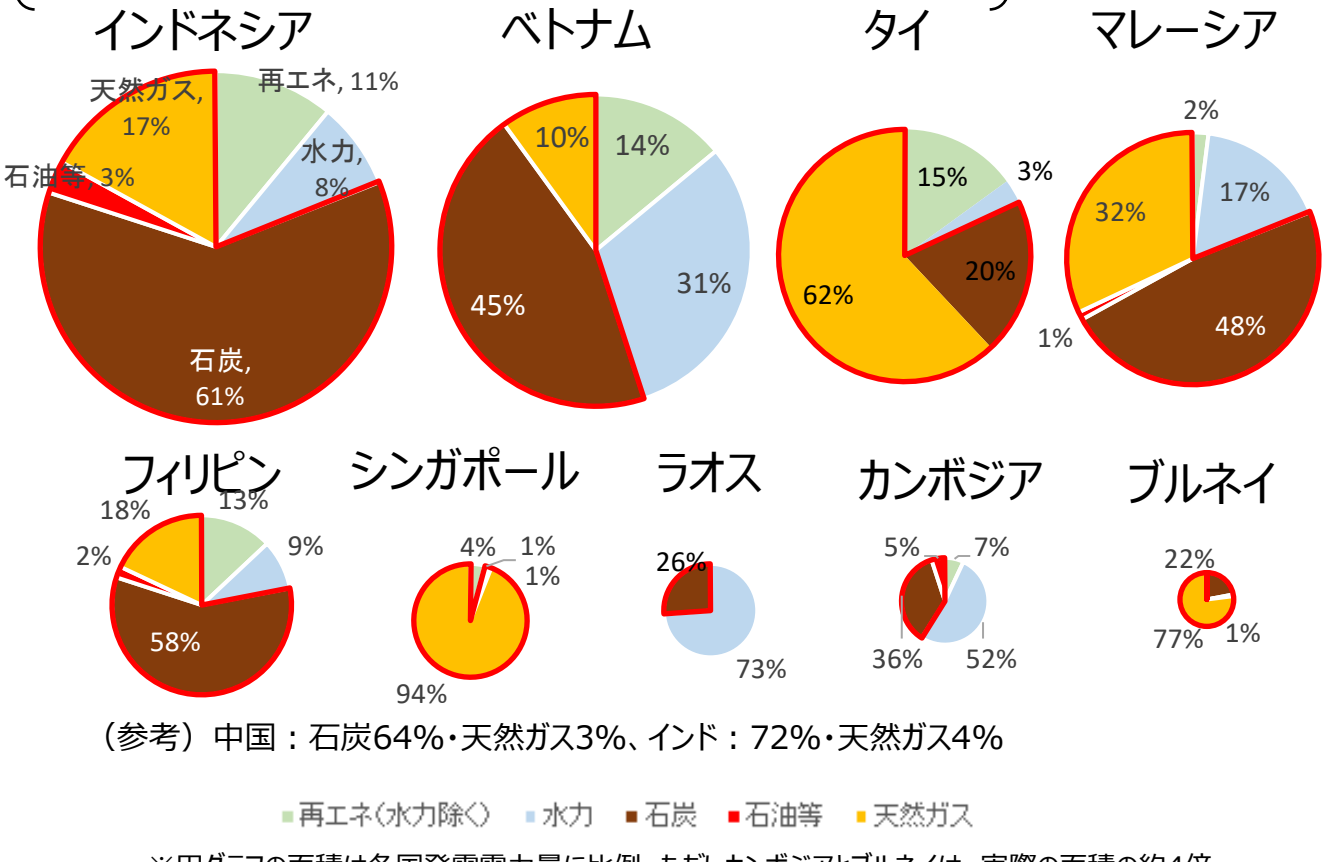


（出典）IEA, ITC, JOGMECのデータベース等を基に経済産業省作成

多様な道筋によるアジアの脱炭素化

- **ASEANの多くの国は**、CN実現を表明するも、**電力の大宗を石炭・天然ガスの火力発電に依存。**
- 経済成長に伴い更に電力需要が増大する中、**現実的な形で着実に脱炭素を進めることが不可欠**であり、**AZECの枠組みの下、日本の技術やファイナンスを通じて協力、推進**することは、**世界の脱炭素化を加速する上でも重要。**

尼：石炭61%・天然ガス17%、越：石炭45%・天然ガス10%
泰：石炭20%・天然ガス62%、馬：石炭48%・天然ガス32%



（参考）中国：石炭64%・天然ガス3%、インド：72%・天然ガス4%

※円グラフの面積は各国発電電力量に比例。ただしカンボジアとブルネイは、実際の面積の約4倍。

東南アジア各国が掲げるCN目標

国名	カーボンニュートラル目標
インドネシア	2060年CN
ベトナム	**2050年CN**
タイ	2065年CN ※CO2のみなら2050年
マレーシア	**2050年CN**
フィリピン	–
シンガポール	**2050年CN**
ラオス	**2050年CN**
カンボジア	**2050年CN**
ブルネイ	–
ミャンマー	**2050年CN**

出典：各国提出のNDC等

アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）首脳会合

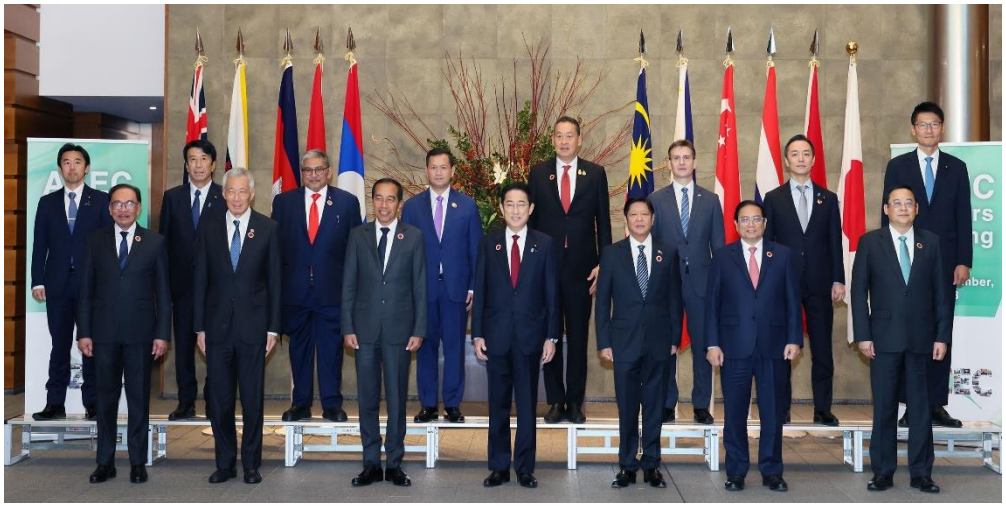
- 令和5年12月18日、AZEC首脳会合を開催。**AZEC首脳共同声明**が採択され、以下について首脳間で一致。

  ①**脱炭素に向けた基本原則**（脱炭素・経済成長・エネルギー安全保障の同時実現、多様な道筋によるネットゼロ実現）

  ②**政策策定支援（ERIAにおけるアジア・ゼロエミッションセンターの立上げ）、官民連携促進（AZECを支援する賢人会議の歓迎）**

  ③**脱炭素技術分野での協力強化、製造業のサプライチェーングリーン化、トランジションファイナンス推進**

- 首脳会合に向け締結された約70件のMOUを含む、進行中の350件以上の具体的な協力について経産大臣より報告。
- 各国首脳からは、**基本原則への支持とAZECの活動への高い期待**が表明。ゲスト参加した、ダニエル・ヤーギン氏から、**エネルギー安全保障等を考慮した現実的なエネルギー・トランジションの重要性**について言及。



（写真：内閣広報室提供）

首脳会合参加者

豪州、ブルネイ、カンボジア、インドネシア、ラオス、マレーシア、フィリピン、シンガポール、タイ、ベトナムの首脳等、岸田総理、齋藤経産大臣、ダニエル・ヤーギン氏（ゲスト）、ERIA（オブザーバー）

具体的な協力の報告

・AZECプログレスレポート

・案件の例

工業団地のグリーン化
グリーン水素による工場の脱炭素化
バイオマス発電、地熱開発
アンモニア専焼ガスタービン導入

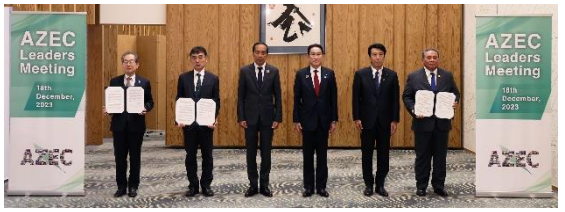




AZECを支援する賢人会議等

・ASEANビジネス諮問委員会、経団連、ERIA間で共同声明発表

・日ASEAN経済共創フォーラム（12月16日）で、上記メンバーを含む有識者でパネルディスカッションを実施。



共同声明記念撮影
【岸田総理、ジョコ大統領、齋藤経産大臣同席】
（写真：内閣広報室提供）

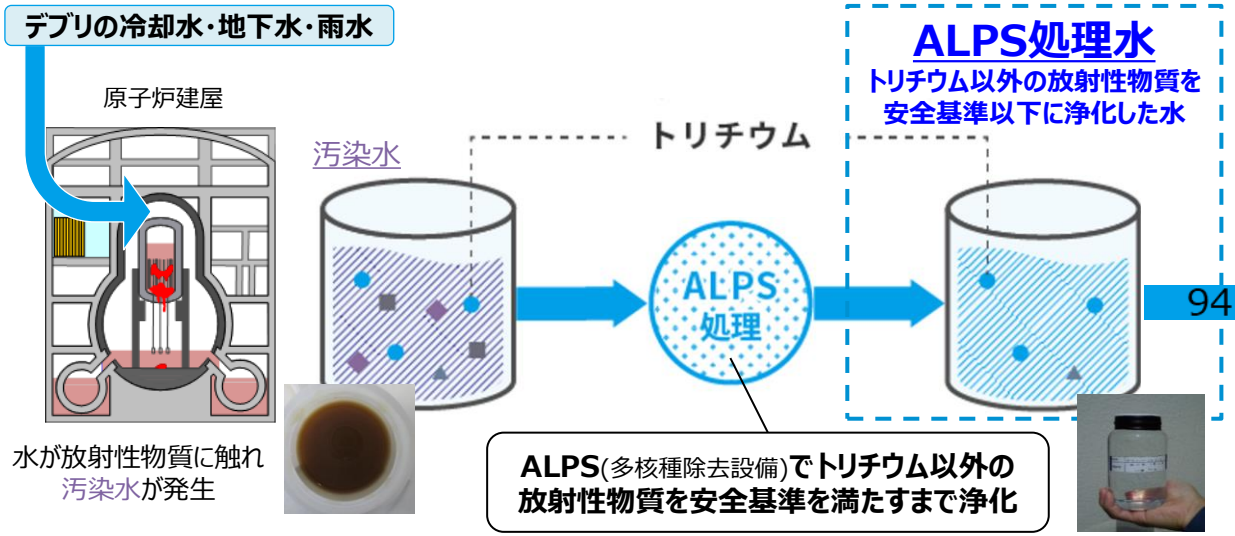


パネルディスカッションの様子

ALPS処理水海洋放出

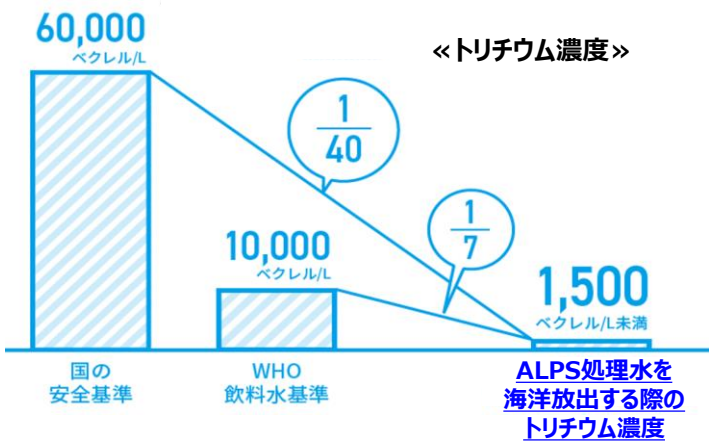
- 2023年8月24日、福島復興に向けて避けて通れない課題である**「ALPS処理水」の海洋放出を開始**した。
- **「ALPS処理水」とは、トリチウム以外の放射性物質を、安全基準を満たすまで浄化した水**のこと。
- トリチウムも、安全基準を大幅に下回るまで海水で薄めた上で放出する。**環境や人体への影響は考えられない**。

ALPS処理水とは？



海洋放出されるALPS処理水のトリチウム濃度は？

安全基準を大幅に下回るまで海水で薄めた上で、海洋放出



なぜALPS処理水を処分する必要があるのか？

ALPS処理水の処分は、廃炉と復興に向けて必要な作業

- 発生したALPS処理水は、
  福島第一原発の敷地内で巨大なタンクに入れて保管（図１）
- しかし、タンク数は1,000を超過し、敷地を圧迫（図２）
- 福島第一原発の廃炉には、新しい施設を建設する場所が必要
- そのため、**ALPS処理水を処分し、タンクを減らすことが不可欠**


（図１）
ALPS処理水を保管する巨大タンク


（図２）
タンクの数は1,000を超え、敷地を圧迫

ALPS処理水海洋放出に係る取組

- 放出前後で**海水や魚類等のモニタリング**を実施し、**計画どおり、安全に放出が行われていることを確認**している。
- **IAEAによるレビュー**でも、ALPS処理水に係る取組は**国際安全基準に合致していると結論づけられた**。
- **欧米等でも海洋放出に対する理解**が広がり、**水産物の消費拡大を図る官民の取組**も全国各地へと展開した。

ALPS処理水の海洋放出における安全性の確認

◆海洋放出は、放射性物質が安全基準を下回ることを確認した上で実施されるため、**環境や人体への影響は考えられない**

◆その上で、海洋放出の前後で、東京電力・福島県・環境省・原子力規制委・水産庁等が**海水や魚類等のモニタリング**を実施
→**これまで計画どおり、安全に放出が行われていることを確認**

◆モニタリング結果は、HP等で国内外に対し、**透明性を持ってわかりやすく発信**



東電HD 包括的海域モニタリング閲覧システム

海洋放出に対する海外からの反応例

米国	➢ 日本の**安全で透明性が高く、科学的根拠に基づいたプロセスに満足** IAEAだけでなく**地域の利害関係者とも関与していることを歓迎** （8/25：国務省）
欧州	➢ **EU・アイスランド・ノルウェー・スイス・リヒテンシュタイン**が、**日本産食品に対する放射性物質輸入規制を撤廃**（8/3,15） ➢ **英国**：**日本政府を全面的に支持**（8/25：外務・英連邦・開発省） ➢ **EU**：日本当局が福島第一原発及び処理水の放出状況について、**タイムリーかつ透明性のある形で定期的に最新情報を提供していることを評価**（9/1：駐日EU代表部）
太平洋島嶼国	➢ **「日本及び太平洋島嶼国の国民の生活を危険に晒すような形での放出を認めることはない」ことを保証する日本によるコミットメントを信頼** （8/24：太平洋諸島フォーラム（PIF）のプナ事務局長）

IAEA（国際原子力機関）による安全性レビュー（2021年～）

2021年以降、**IAEA**がALPS処理水の安全性に係るレビューを実施

放出前の包括報告書 （2023年7月公表）	■ ALPS処理水に係る取組は**国際安全基準に合致** ■ 放出による**人・環境に対する放射線影響は無視できるほど**
放出後のレビュー報告書 （2023年10月実施）	■ **国際安全基準の要求事項と合致しない点は確認されず**


2023年7月、
グロッシーIAEA事務局長が
岸田総理に包括報告書を提出

国内水産物の消費拡大に向けた取組例

「三陸・常磐もの」の消費拡大を図る取組等が全国各地に拡大


三陸・常磐ウィークス
岸田総理や齋藤大臣も食べて応援


ごひいき！三陸常磐キャンペーン
マルト×大坪シェフ
コラボピッツァ販売イベント
（岩田副大臣出席）

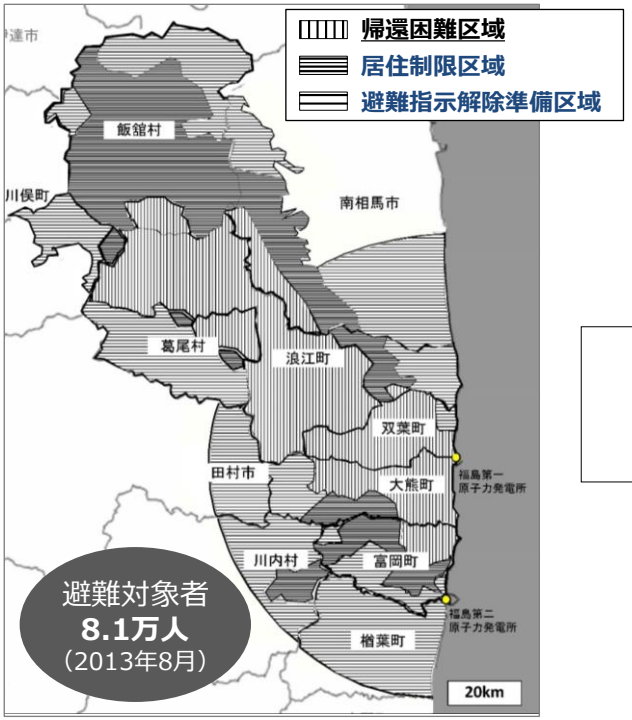


ホタテを用いた学校給食
（北海道森町HPより）

避難指示区域の指定・見直しの経緯

- 避難指示解除により住民帰還を目指す**「特定復興再生拠点区域」の避難指示を2023年までに全て解除**した。
- 残る帰還困難区域についても、**2020年代をかけて帰還を希望する全ての住民が帰還できるよう、**避難指示解除の取組を進めていく**「特定帰還居住区域制度」**を2023年6月に**創設**した。今後、**除染・インフラ整備等を実施**していく。

«避難指示区域：2013年8月»

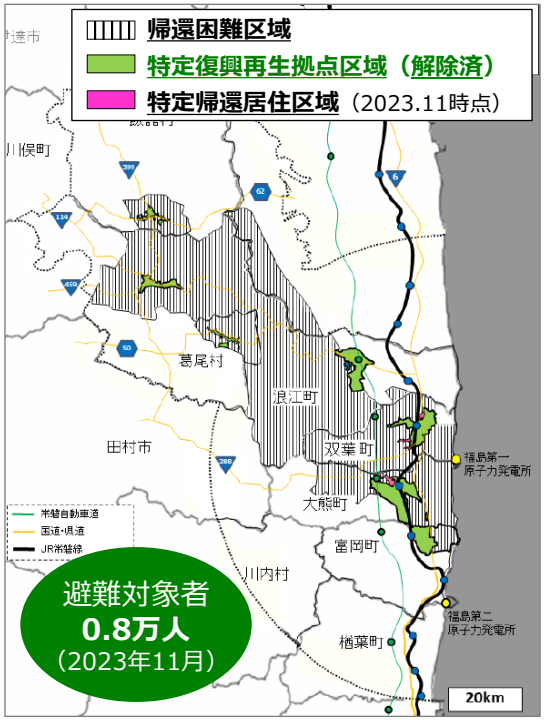


«2013年8月»
避難指示区域の見直しを完了（上図）

2014年4月以降、避難指示解除を進め、

«2020年3月»
「帰還困難区域」以外の全域で避難指示を解除

«2023年11月»

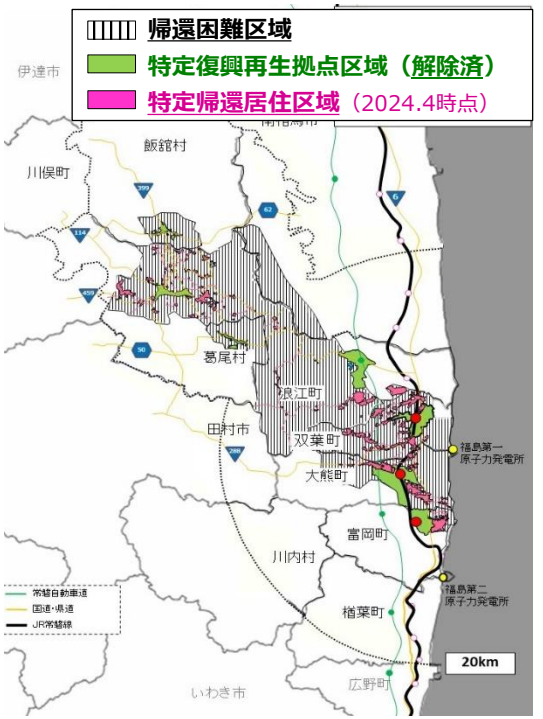


«2017年5月»
「帰還困難区域」のうち、5年を目途に避難指示を解除し、住民の帰還を目指す**「特定復興再生拠点区域」**を創設

2020年3月以降、避難指示解除を進め、

«2023年11月»
「特定復興再生拠点区域」の全域で避難指示を解除（上図）

«2024年4月»



«2023年6月»
福島特措法改正で**「特定帰還居住区域」**制度を創設
«2024年4月»
大熊町・双葉町・浪江町・富岡町の4町における
「特定帰還居住区域復興再生計画」を認定

今後、除染・インフラ整備等を実施し、避難指示の解除を進めていく

今後の進め方

GX２０４０

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

➢ これまで今後10年程度の分野ごとの見通しを示しGXの取り組みを進める中で、
①中東情勢の緊迫化や化石燃料開発への投資減退などによる**量・価格両面でのエネルギー安定供給確保**、
②DXの進展や電化による**電力需要の増加が見通される中、その規模やタイミング、**
③いわゆる「米中新冷戦」などの経済安全保障上の要請による**サプライチェーンの再構築のあり方**、
について**不確実性が高まる**とともに、
④気候変動対策の野心を維持しながら**多様かつ現実的なアプローチを重視する動き**の拡大、
⑤**量子、核融合など次世代技術への期待**の高まり　などの**変化も生じている**。

➢ **出来る限り事業環境の予見性を高め、日本の成長に不可欠な**付加価値の高い産業プロセスの維持・強化につながる**国内投資を後押しするため、産業構造、産業立地、エネルギーを総合的に検討し、より長期的視点に立ったGX2040のビジョンを示す 。**

2023常会

2024常会

水素法案
CCS法案

GX推進戦略

成長志向型カーボンプライシング構想

GX推進法

➢カーボンプライシングの枠組み
➢20兆円規模のGX経済移行債　等

＋

脱炭素電源の導入拡大

➢ 廃炉が決まった原発敷地内の建替

GX脱炭素電源法

➢ 原発の運転期間延長
➢ 再エネ導入拡大に向けた送電線整備　等

GX2040ビジョン

GX産業構造

GX産業立地

強靭なエネルギー供給の確保
＜エネルギー基本計画＞

成長志向型カーボンプライシング構想

➢カーボンプライシングの詳細設計
（排出量取引、化石燃料賦課金の具体化）
➢ AZEC・日米と連携したGX市場創造
➢ 中小企業・ｽﾀｰﾄｱｯﾌﾟのGX推進/公正な移行　等

＋

脱炭素電源の導入拡大

➢長期の脱炭素電源投資支援
➢送電線整備　　等

10年150兆円規模の官民GX投資

2030

2040

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

論点

■ GX２０４０ビジョンに向けて、**①エネルギー、②GX産業立地、③GX産業構造、④GX市場創造**のフレームワークに沿って、以下の論点について集中的に議論。

Ⅰ．エネルギー

1．エネルギーが産業競争力を左右する中、**強靭なエネルギー供給を確保**するための方策

① DXの進展により、**電力需要増加の規模やタイミングの正確な見通しが立てづらい**状況下における

1）**投資回収の予見性が立てづらい脱炭素電源投資を促進**

2）**将来需要を見越してタイムリーに電力供給するための送電線整備**

② 世界の状況も踏まえ、**水素・アンモニアなどの新たなエネルギーの供給確保**

③ トランジション期における、**化石燃料・設備の維持・確保**

議論の方向性

- 脱炭素電源の更なる活用のための事業環境整備
- 大口需要家やデータセンターなどの「脱炭素産業ハブ」も踏まえた送電線整備　等
- 水素・アンモニア供給拠点、価格差に着目した支援プロジェクトの選定　等
- LNGの確保や脱炭素火力への転換加速　等

Ⅱ．GX産業立地

2．脱炭素電源、送電線の整備状況や、新たなエネルギーの供給拠点等を踏まえた**産業立地のあり方**

- 脱炭素エネルギー適地・供給拠点や、地方ごとのGX産業集積のイメージを示し、投資の予見可能性向上　等

Ⅲ．GX産業構造

3．中小企業を含め、**強みを有する国内産業立地の推進**や、次世代技術による**イノベーションの具体化、社会実装加速の方策**

4．経済安全保障上の環境変化を踏まえ、**同盟国・同志国各国の強みを生かしたサプライチェーン強化のあり方**

- 国際競争を勝ち抜くための、官民での大胆・実効的な国内投資・イノベーション促進の実行
- 鉄などの多排出製造業の大規模プロセス転換や、ペロブスカイト太陽電池などの大型プロジェクトを集中支援
- 経済安全保障上の環境変化を踏まえた同盟国・同志国との連携などサプライチェーン強化（大胆な投資促進策による戦略分野での国内投資促進）　等

Ⅳ．GX市場創造

5．カーボンプライシングの詳細制度設計を含めた**脱炭素の価値が評価される市場造り**

- 排出量取引制度を法定化（26年度から参加義務化）GX価値の補助制度・公共調達での評価、AZECなどと連携したCO2計測やクレジット等のルール作りを通じた市場創造　等

今後の進め方（案）

2024.5.13 第11回
GX実行会議 資料１

- 今後、これらの論点について、**6月以降『ＧＸ2040リーダーズパネル（仮称）』を開催し、有識者から見解を聴取**。それを踏まえて**GX2040ビジョンにつなげる**。
- こうした議論も踏まえ、**エネルギー基本計画・地球温暖化対策計画の見直し**や、**カーボンプライシングの制度設計**につなげていく。

イメージ

５月13日（月）GX実行会議

６月以降　※複数回開催

ＧＸ２０４０リーダーズパネル（仮称）

- ・強靭なエネルギー供給確保
- ・GX産業立地
- ・GX産業構造
- ・GX市場創造

５月１５日（水）
エネルギー基本計画議論開始

６月下旬
地球温暖化対策計画議論開始

夏以降
カーボンプライシングについての専門家による検討

エネ基・温対計画の素案

GX実行会議

⇒ GX2040ビジョン案

年度内めど
エネ基・温対計画改定

第11回GX実行会議 岸田総理大臣発言（2024年5月13日）

この会議では、これまで１０回にわたり、エネルギー政策を大きく転換していくための新しい仕組みを議論してきました。

成長志向型カーボン・プライシング、１５０兆円の官民ＧＸ投資、脱炭素電源の拡大を始め多くの提言を頂き、法律、予算、税制、市場、国際認証などの形で一つ一つ答えとして、現実に動く仕組みを示してきました。

本日から、議論を再開し、ＧＸ２．０の検討を始めることといたします。ＧＸ１．０として形にしたいろいろな仕組みを発展させて、２０５０年カーボンニュートラルに至る最大の難所を、一歩一歩登っていく。そのために、官民で共有する脱炭素への現実的なルートを示す。これがＧＸ２．０の目的です。

政府は、３年おきに、一定の前提を置いて、エネルギーの総供給と総需要を突き合わせたエネルギー基本計画と地球温暖化対策計画を策定し、脱炭素への道筋としてきました。来春には、この二つの計画を改定することになっています。

しかしながら、政治・経済・社会・技術、あらゆる面で、世界が安定期から激動期へと入りつつある中で、単一の前提ありきでエネルギーミックスの数字を示す手法には限界があります。

前提自体を自らが有利な方向にどう変えていくか、そして、前提の急変に即応する柔構造をどう備えていくかが、より一層重要になっています。

具体例を二つあげます。

ＡＩ（人工知能）技術をあらゆる産業で活用していくため、一か所数千億円の投資と、原発数基分の脱炭素電力を必要とするＡＩデータセンター構想が今年になって次々と発表されています。経済安全保障の重みが増す中で、ＡＩデータセンターの国内立地の成否は、産業全体の競争力や雇用構造を左右いたします。局所的に、短期間で、高品質の脱炭素電源を供給するというミクロの電力供給能力がマクロの経済の成長力に大きな影響を与えるこれまでに例がない事態です。

そして、石油や石炭の新規開発からのダイベストメントの加速。専門家による１０年後の原油価格の見通しも６０ドルから１５０ドルまで様々です。中東情勢などによるエネルギー価格の激しい変動から、産業や消費者の生活をどう守るか。激変緩和補助金は緊急避難にすぎません。激しい価格変動が常態化する中で、過度な化石燃料依存から脱却するためのカーボン・プライシングの活用、あるいは、長期の脱炭素電源への投資促進、そしてトランジション期における戦略的な予備電源の確保などの検討が必要です。

このように、**ＧＸ２．０では、産業構造、産業立地、技術革新、消費者行動といった経済社会全体の大変革と脱炭素への取組を一体的に検討し、２０４０年を見据えたＧＸ国家戦略として統合していく中で、官民が共有する脱炭素への現実的なルートを示すものにしたいと考えています。**

齋藤ＧＸ担当大臣におかれては、まず各界の幅広い有識者の意見を伺うために、ＧＸ２０４０リーダーズ・パネルを設置しＧＸ国家戦略のための論点整理を進めるところから始めてください。

本会議の皆様におかれても、引き続き御指導、御協力をお願い申し上げます。

今後の進め方

- 今後、ＧＸ実行会議や産構審・中環審合同会合、総合資源エネルギー調査会の分科会・小委員会等における議論の状況も踏まえながら、以下の論点について順次議論を進めていくことを予定。追加で議論すべき課題・論点などがあれば御指摘いただきたい。

  ① 需要側のGX・省エネ

  ② 電源の脱炭素化（再エネ、原子力、水素・アンモニア・CCSによる火力の脱炭素化等）、系統整備・蓄電池

  ③ 重要鉱物、脱炭素燃料を含む資源戦略

  ④ 電力システム改革/エネルギー事業環境整備

  ⑤ エネルギーミックスの在り方　等

- その際、パリ協定等により、次期温室効果ガス排出削減目標（NDC）は、2035年目標の提出が推奨されており、2025年11月に開催されるCOP30の9～12ヶ月前（2025年2月）までに提出することが求められている。我が国の温室効果ガス排出の85%はエネルギー起源CO2であり、こうした点も踏まえて、エネルギー基本計画・エネルギーミックスの検討を進める必要がある。

- なお、検討に際しては、幅広い有識者や業界へヒアリングを実施するとともに、様々な立場の国民の方から意見を伺うため、24時間誰でも意見を提出できる「意見箱」を資源エネルギー庁のホームページに設置し、随時分科会へ報告する。

経済産業省

基本政策分科会に対する
発電コスト検証に関する報告

令和３年9月

発電コスト検証ワーキンググループ

目次

Ⅰ．総論
（１）概要
（２）考え方
Ⅱ．各論
（１）再生可能エネルギー
（２）火力発電
（３）原子力発電
（４）コジェネ・燃料電池
（５）各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

概要

発電コスト検証の位置づけについて

- 発電コスト検証では、**新たな発電設備を更地に建設・運転**した際の**kWh当たりのコストを一定の計算式に基づき試算**。異なる電源技術の比較を行うため、**立地制約等を考慮せず**、**機械的に算出**するもの。

- **各電源のコスト面での特徴**を明らかにし、**どの電源に政策の力点を置くか**など、2030年に向けた**エネルギー政策の議論の参考にする**。

- 計算式や考え方は、**前回（2015年に実施）を踏襲**。前回、2014年時点と2030年時点のコストを算出したことも踏襲し、今回は**2020年時点**と**2030年時点**のコストを試算。

- なお、エネルギーミックスを示す際には、2030年の①CO2削減量、②省エネ量、③一次エネルギーの構成、④電源構成、**⑤電力コスト（FIT買取費用＋火力・原子力の燃料費＋系統安定化費用）**の見通しを示すこととなるが、例えば、発電コスト検証で議論した太陽光の価格がどの程度低減すると見通すか、といった考え方を、2030年のFITの買取費用を見通す際の参考にするなど、**電力コストを議論する際の参考としても使用**される。

2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成するべき性能や価格目標とも一致しない。

1．各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。

2．**2030年**に、**新たな発電設備を更地に建設・運転**した際の**kWh当たりのコスト**を、**一定の前提で機械的に試算**。（**既存の発電設備を運転するコストではない**）。

3．2030年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。

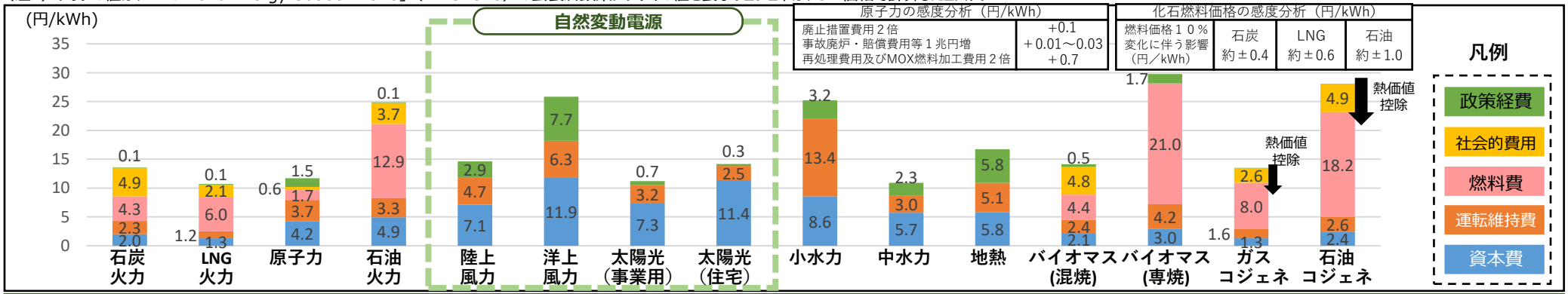
4．事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく**、**立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。

5．**太陽光・風力（自然変動電源）の大量導入**により、**火力の効率低下や揚水の活用などに伴う費用が高まる**ため、これも考慮する必要がある。この費用について、今回は、系統制約等を考慮しない機械的な試算（参考①）に加え、**系統制約等を考慮したモデルによる分析**も実施し、**参考として整理**（参考②）。

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	バイオマス（混焼、5%）	バイオマス（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	13.6～22.4 （13.5～22.3）	10.7～14.3 （10.6～14.2）	11.7～ （10.2～）	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）	16.7 （10.9）	14.1～22.6 （13.7～22.2）	29.8 （28.1）	9.5～10.8 （9.4～10.8）	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。



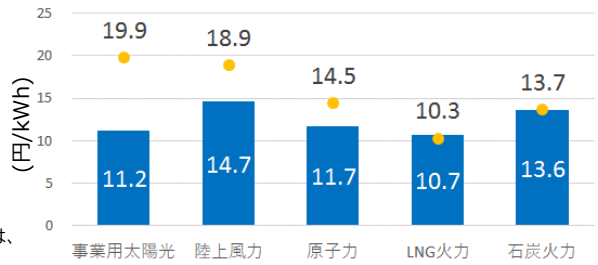
参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算（2015年の手法を踏襲）

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもなお生じる追加費用（火力効率低下や揚水活用等の費用）追加費用として試算。

自然変動電源の導入量・割合※1	生じる追加費用
1450億kWh（15%）程度	年間8,470億円
1850億kWh（20%）程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh（25%）程度	年間1兆4,780億円

※1 検証時点では、洋上風力の時間変動実データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算には、陸上風力の諸元を流用した。

参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算（委員による分析※2）



●2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるコストを計算し、便宜的に、追加した電源で割り戻してkWh当たりのコスト（統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称））を算出。

●どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論していくことが重要。

青　　棒：発電コスト（上の積上げ棒グラフの値と同じ）

黄色ドット：統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）

※2　第８回発電コスト検証WGにおける委員発表資料より引用。

2020年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成するべき性能や価格目標とも一致しない。

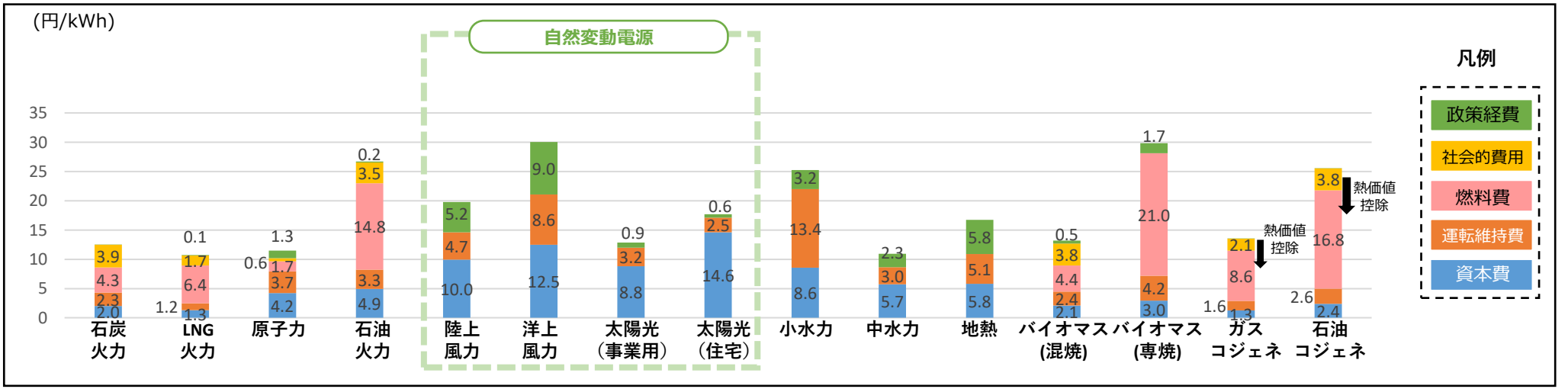
1．各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。

2．**2020年**に、**新たな発電設備を更地に建設・運転**した際の**kWh当たりのコスト**を、**一定の前提で機械的に試算**。
（**既存の発電設備を運転するコストではない**）。

3．事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく**、**立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。

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	バイオマス（混焼、5%）	バイオマス（専焼）	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト（円/kWh）※（ ）内は政策経費なしの値	12.5（12.5）	10.7（10.7）	11.5～（10.2～）	26.7（26.5）	19.8（14.6）	30.0（21.1）	12.9（12.0）	17.7（17.1）	25.3（22.0）	10.9（8.7）	16.7（10.9）	13.2（12.7）	29.8（28.1）	9.3～10.6（9.3～10.6）	19.7～24.4（19.7～24.4）
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	30% 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）グラフの値はIEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオの数値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコストを使用。



原子力の感度分析（円/kWh）	
廃止措置費用２倍 事故廃炉・賠償費用等１兆円増 再処理費用及びＭＯＸ燃料加工費用２倍	＋０．１ ＋0.01～0.03 ＋０．７

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±0.6	石油 約±1.0

（注２）OECD（2020）「Projected Cost of Generating Electricity 2020」等を参考にして試算

（参考）2021年発電コスト検証ワーキンググループ委員名簿・審議経過

（五十音順）

＜委員＞

(座長)	
山地 憲治	（公財）地球環境産業技術研究機構理事長・研究所長
(委員)	
秋池 玲子	ボストンコンサルティンググループ　マネージング・ディレクター＆シニア・パートナー
秋元 圭吾	（公財）地球環境産業技術研究機構システム研究グループリーダー・主席研究員
岩船 由美子	東京大学生産技術研究所　特任教授
荻本 和彦	東京大学生産技術研究所　特任教授
高村 ゆかり	東京大学 未来ビジョン研究センター教授
原田 文代	日本政策投資銀行　執行役員（GRIT担当）兼　経営企画部サステナビリティ経営企画室長
増井 利彦	国立研究開発法人国立環境研究所　社会システム領域　室長
又吉 由香	みずほ証券　ディレクター
松尾 雄司	（一財）日本エネルギー経済研究所研究主幹、OECDコスト試算専門家会合副議長
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所教授

＜審議経過＞

○ 第１回（2021年3月31日）	議題：2015年発電コスト検証ＷＧの検討結果を踏まえた発電コストに関する議論
○ 第２回（2021年4月5日）	議題：再生可能エネルギーに関する論点等
○ 第３回（2021年4月12日）	議題：火力発電等に関する論点・原子力発電に関する論点
○ 第４回（2021年4月20日）	議題：系統安定化費用等に関する論点
○ 第５回（2021年4月26日）	議題：系統安定化費用等について、これまでの議論でのご指摘等について
○ 第６回（2021年7月７日）	議題：発電コスト検証WGに対する情報提供依頼について
○ 第７回（2021年7月12日）	議題：これまでの議論について
○ 第８回（2021年8月３日）	議題：とりまとめ（案）について

目次

Ⅰ．総論
（１）概要
（２）考え方
Ⅱ．各論
（１）再生可能エネルギー
（２）火力発電
（３）原子力発電
（４）コジェネ・燃料電池
（５）各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

考え方
モデルプラント方式①（発電コストの計算方法）

- **日本で実際に建設された代表的な発電設備**の資本費や運転維持費、燃料費といった**データの平均値等**を用いて以下の計算式で**総費用（分子）を算出**し、これを**総発電電力量（分母）で割る**ことで、**1kWh当たりのコストを算出。（このコストは「LCOE」（均等化発電原価）と呼ばれる）**

※ LCOEは発電所の建設・運営のみのコスト。**系統への接続費用や、系統安定化費用などは含まれていない**。

$$\text{円/kWh} = \frac{\text{総費用（資本費＋運転維持費＋燃料費＋社会的費用）}}{\text{総発電電力量（kWh）}}$$

資本費：建設費、固定資産税、設備廃棄費用等
運転維持費：人件費、修繕費、諸費等
燃料費：化石燃料の価格、核燃料サイクルの費用
社会的費用：ＣＯ２価格、福島事故の賠償費用、政策経費（技術開発の予算、立地交付金など）等
総発電電力量：出力×稼働年数×設備利用率で算出。

- 火力、原子力、再エネといった発電技術間の比較を行うため、火力や原子力については**直近に運開した４つの発電所のデータの平均値**、再エネについてはFIT法に基づく発電事業者からの設備費などの**定期報告の実績データの中央値**を用い、**典型的な発電設備を「モデルプラント」として仮想**している。モデルプラントに基づく発電コスト試算は**国際的に確立した手法であり、OECD、英国、米国でも用いられている**。
- 2020年時点のコストは、実績値を用いて試算し、2030年時点のコストは、国際機関が発表する燃料費の見通しや、太陽光や風力の量産効果など価格の低下見通しなどを用いて試算する。
- 2030年時点のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。それらの結果を確認できるよう、**経産省のHP**で試算の根拠となる**データを開示。**

考え方

モデルプラント方式②（費用計上される個別項目）

○ **資本費**

建設費、固定資産税、水利使用料、設備の廃棄費用の合計

○ **運転維持費**

人件費、修繕費、諸費、業務分担費の合計

○ **燃料費**

単位数量当たりの燃料価格に必要燃料量を乗じた値（原子力は核燃料サイクル費用として別途算出）

○ **CO2対策費用（化石燃料関係電源）、CCS費用（CO2分離回収貯留費用）**

発電のための燃料の使用に伴い排出されるCO2対策に要する費用。排出されるCO2を分離回収し、貯留に係る費用。

○ **追加的安全対策費（原子力）**

東京電力福島第一原子力発電所事故後、４回にわたる政府からの追加的安全対策の指示、原子力関係設備・施設に係る新規制基準、自主的安全性向上の取組を踏まえて講じられた安全対策の費用

○ **事故リスク対応費用（原子力）**

シビアアクシデントのリスクに対応するコスト

○ **排熱利用価値（コジェネ、燃料電池）**

発電時に生ずる熱を有効活用することが可能であるため、排熱利用価値として発電コストから控除

○ **政策経費**

発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金等で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費（政府の予算措置分を計上する予算関連政策経費と、IRR（※）相当政策経費）

※ 「固定価格買取制度」の買取価格の優遇された利潤

※ 各項目は、2019年（暦年）の実質値。

試算方法

モデルプラント方式について③（社会的費用の扱い）

○ 前回（2015年）検証時の手法を踏襲し、発電事業者が直接負担するコストに止まらず、発電に関する社会的費用（政策経費、事故リスク対応費、CO2対策費等）も含めた検証を行った。

○ 検証に際しては、発電に関連する費用を広く抽出した上で、各費用について、個別電源の発電コストに含めるかどうか検討し、以下の通り整理。

＜社会的費用の扱い＞

モデルプラントの発電単価試算のための前提条件

1．モデルプラント の条件
- （1）稼働開始年
- （2）出力規模
- （3）設備利用率
- （4）稼働年数
- （5）熱効率
- （6）所内率

2．試算のための共通条件
- （1）割引率
- （2）為替レート

電源別の発電単価

現時点のモデルプラントの発電単価

3．発電施設を建設･運営終了するための費用
- ○資本費
- ○運転管理費
- ○燃料費
- ○バックエンド費用
- ○事故リスク対応費用
- ○諸税
- ○設備の廃棄費用
- ×電源線費用（※１）

4．2020、2030年のモデルプラントの 価格変動要因
- ○ 技術革新効果・量産効果
- ○燃料費上昇率
- ○ ＣＯ２対策経費・上昇率・CCS費用（CO2分離回収費用・CO2輸送・貯留費用）

5．モデルプラントに 直接は関係ないが 電源別に配賦できる可能性のある費用
- ○政策経費
- ×広告費・寄付金

発電に関する費用等

6．発電に関連するコストではあるが、個別の電源固 有のコストとして整理する のが難しい費用
- △系統安定化費用（※２）

7．その他発電単価との 直接の関係が明確 ではない事項
- ×計画から稼働までの期間
- ×経済効果

＜想定される主な費用の負担者＞
緑色：発電事業者
青色：納税者
黄色：発電単価との直接の関係が明確ではない事項
ただし、対策の内容によっては 費用負担者が異なる。

○：発電コスト試算の対象としたもの
△：エネルギーミックスのシナリオが固まった段階で、電源構成ごとのコストに含めるもの
×：個別電源の仕分けが困難、情報が不十分等の理由で、発電コストに含めないもの

（※１）託送料金制度において発電側基本料金が設定され、発電事業者の負担分が発生することが検討されているが、現時点では金額が決定されていないため、発電単価に計上していない。

（※２）系統安定化費用等のコストは、エネルギーミックスの構成に応じて試算することが適当であること等から、個別電源の発電コストには上乗せしないということで整理。

試算方法

モデルプラント方式について④（政策的経費の考え方）

○ 政策的経費の費目を性質ごとに分けて4つ分類。個別電源に紐付けられる①、②を政策的経費として計上した。

	①国内の発電活動を維持する上で必要となる費用	②国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の高い費用	③国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の低い費用	④国内発電活動と直接関係ない費用又は主にエネルギーセキュリティを目的とする費用、ダブルカウントになる費用
立地	立地交付金	—	—	—
防災	全て	—	—	—
広報（周辺地域）	全て	—	—	—
広報（全国）	—	特定電源の広報	エネルギー全般の広報	—
人材育成	安全・規制	人材育成一般	—	他国の発電に資するもの
評価・調査	安全・規制 放射性廃棄物の処分 保障措置	評価・調査一般	—	—
国際機関拠出金	国内の安全規制の策定等に資するもの	安全性向上等を国際的に議論するもの	—	エネルギーについて議論するためのもの
発電技術開発	安全性向上等に資するもの	高効率化・低コスト化に資するもの	—	—
将来発電技術開発	—	・原子力に関する費用のうち、核燃料サイクルや安全に関する費用。 ・現在の発電形式と連続性の見込める将来発電技術実現のための研究開発・実証	その他、現在の発電形式と連続性が低い研究開発	—
導入支援	—	—	—	全て
資源開発	—	—	—	全て
備蓄	—	—	—	全て
CCS	—	—	将来的に国内の発電プラントへのCCS設備設置に関係しうる研究開発・実証	直接的に国内の発電プラントへのCCS設備設置に関係しないもの
ＩＲＲ（「固定価格買取制度」の買取価格の優遇された利潤）	全て	—	—	—

試算方法

モデルプラント方式について⑤（政策的経費の考え方）

○ kWh当たりの政策経費を算出するために、2020年及び2030年における各電源の発電電力量を特定する必要がある。
その考え方は、以下の通り。

【2020年】

- 基本的には、令和元年度の発電電力量の実績値を用いた。再エネについては、総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会で示した発電電力量を用いた。原子力は、現存する36基の年間総発電電力量（2282億kWh）を用いた。

【2030年】

- 基本政策分科会で提示した2030年におけるエネルギー需給の見通しに基づき、2030年度の発電電力量の見通しの値を使用。

予算関連政策経費の算定に用いる、各電源の発電電力量

	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力	ｺｰｼﾞｪﾈﾚｰｼｮﾝ	水力	地熱	太陽光	風力（陸上）	風力（洋上）	ﾊﾞｲｵﾏｽ	燃料電池
2020年発電電力量（億kWh）※3	2,282	2,819	3,534	143	616	829	※1	919	170	※1	404	43
	推計値	実績値	実績値	実績値(含LPG等)	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値
2030年発電電力量（億kWh）	1,880-2,060(1,970)※2	1,780	1,870	190	798	980	110	1,290-1,460(1,375)※2	340	170	470	91

※1　洋上風力及び地熱については、予算関連施策経費の大部分が今後の開発拡大のためのものであるため、他の電源との比較が難しいことから、ここでは2030年度の各電源種の年間総発電電力量を用いる。
※2　2030年度の発電電力量見通しに幅がある電源について、本試算においては、便宜的に幅の平均値を用いている。
※3　前回（2015年）検証の考え方を踏襲し、2020年発電電力量については、取得可能な最新データである2019年度の総発電電力量を採用した。

目次

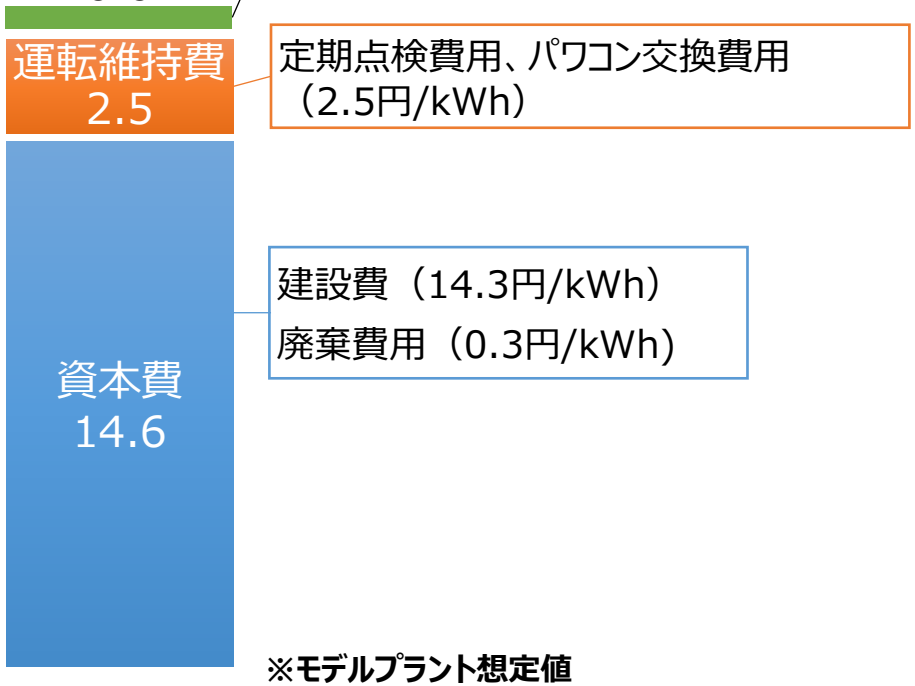
Ⅰ．総論
Ⅱ．各論
（１）再生可能エネルギー
（２）火力発電
（３）原子力発電
（４）コジェネ・燃料電池
（５）各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

太陽光（住宅用）発電コストの内訳①

太陽光（住宅用）発電コスト（2020年）

17.7円/kWh

（政策経費を除いた場合：17.1円/kWh）



※モデルプラント想定値
設備容量5kW
設備利用率13.8%
稼働年数25年

太陽光（住宅用）発電コスト（2030年）

8.7~14.9円/kWh

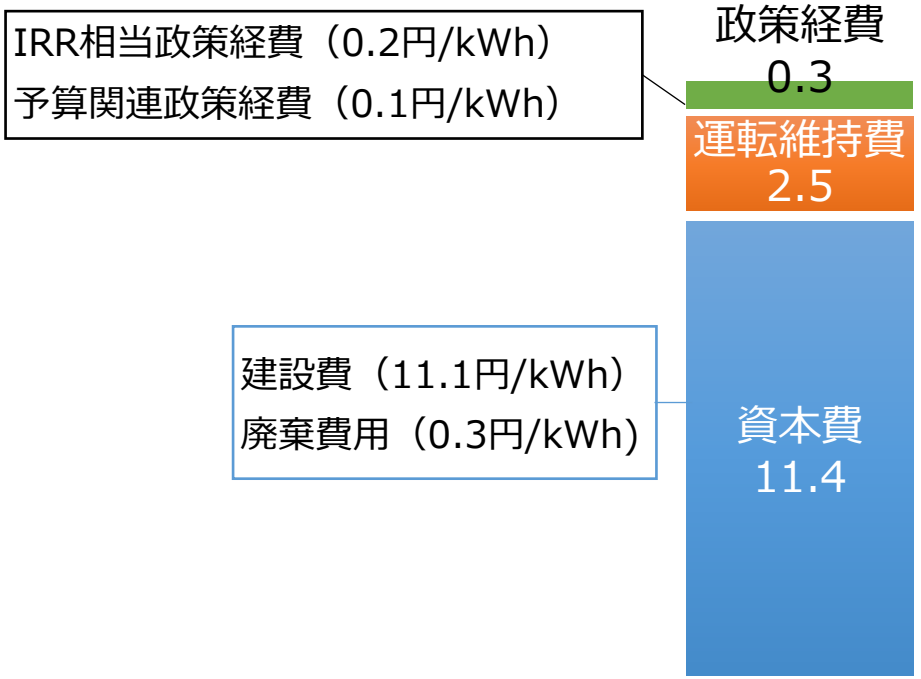
（政策経費を除いた場合：8.5~14.6円/kWh）
※幅が生じる要因については次ページ参照

（基本ケース）

14.2円/kWh

（政策経費を除いた場合：13.9円/kWh）

導入量：IEA「公表済政策シナリオ」
設備費の国際価格収斂：なし



※2030年のIRR相当政策経費は、全量売電と仮定し、機械的に試算しているため、自家消費率等に応じて変動しうる。
詳細な前提については次ページ参照。

太陽光（住宅用）発電コストの内訳②

○ **住宅用太陽光**については、**これまでのコスト検証WGにおける議論**や**外部団体からの情報提供内容**を踏まえ、以下のパラメータを変更した場合の2030年の発電コストを**参考値**として試算した。

① **設備費**：太陽光パネル等のコストが、2030年までに世界**水準に収斂しないケース**を**基本**としつつ、**参考**として、**収斂するケース**についても示す。

② **設備費の将来コストを習熟曲線に用いて推計する際に用いる累積導入量の見通し**：IEA「World Energy Outlook 2020」における**「公表済政策シナリオ」(STEPS : Stated Policies Scenario)**を**基本**としつつ、**参考**として**「持続可能開発シナリオ」(SDS : Sustainable Development Scenario)**のケースを示す。

③ **設備費の将来コスト推計に用いる習熟率**：**長期的傾向を踏まえた「20%」(モジュール習熟率換算で23%)**を**基本**としつつ、**参考**として**直近の短期的傾向を踏まえたモジュール習熟率41%**のケースを示す。
※基本ケースで想定されているモジュールの習熟率23%程度から、モジュール以外の設備費の習熟率を逆算すると13%程度。このため、参考ケースではモジュール以外の設備費の習熟率として13%を用いる。

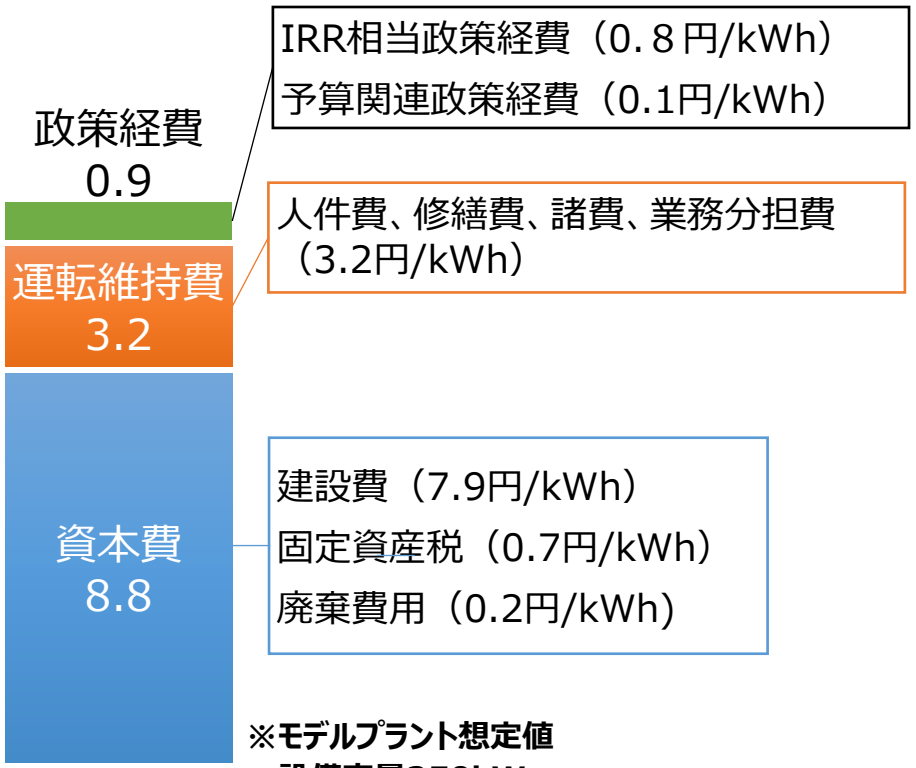
④ **パネルの出力劣化**：**考慮しないこと**を**基本**としつつ、**参考**として**劣化率0.5%/年のケース**を示す。

①設備費	収斂しないケース								収斂するケース							
②導入量見通し	STEPS				SDS				STEPS				SDS			
③モジュール習熟率	23%		41%		23%		41%		23%		41%		23%		41%	
④パネルの出力劣化	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし
発電コスト（政策経費あり）	**14.9**	**14.2**	**13.0**	**12.4**	**14.1**	**13.4**	**12.0**	**11.4**	**11.2**	**10.6**	**9.9**	**9.4**	**10.5**	**9.9**	**9.2**	**8.7**
発電コスト（政策経費なし）	14.6	13.9	12.8	12.1	13.8	13.1	11.7	11.1	11.0	10.4	9.7	9.2	10.2	9.7	9.0	8.5

基本ケース

太陽光（事業用）発電コストの内訳①

太陽光（事業用）発電コスト（2020年）
12.9円/kWh
（政策経費を除いた場合： 12.0円/kWh）

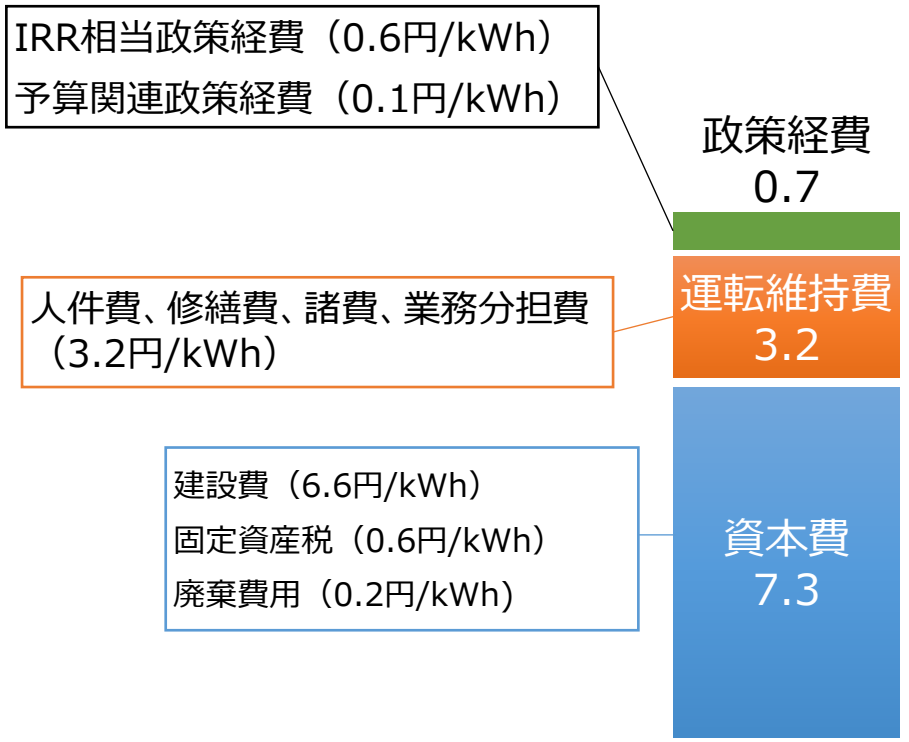


※モデルプラント想定値
設備容量250kW
設備利用率17.2%、
稼働年数25年

太陽光（事業用）発電コスト（2030年）
8.2～11.8円/kWh
（政策経費を除いた場合：7.8~11.1円/kWh）
※幅が生じる要因については次ページ参照

（基本ケース）
11.2円/kWh
（政策経費を除いた場合：10.5円/kWh）

導入量：IEA「公表済政策シナリオ」
設備費の国際価格収斂：なし



※詳細な前提については次ページ参照。

太陽光（事業用）発電コスト（2030年）の内訳②

○ **事業用太陽光**については、**これまでのコスト検証WGにおける議論**や**外部団体からの情報提供内容**を踏まえ、以下のパラメータを変更した場合の2030年の発電コストを**参考値**として試算した。

① **設備費**：太陽光パネル等のコストが、2030年までに世界**水準に収斂しないケース**を**基本**としつつ、**参考**として、**収斂するケース**についても示す。

② **設備費の将来コストを習熟曲線に用いて推計する際に用いる累積導入量の見通し**：IEA「World Energy Outlook 2020」における**「公表済政策シナリオ」(STEPS : Stated Policies Scenario)**を**基本**としつつ、**参考**として**「持続可能開発シナリオ」(SDS : Sustainable Development Scenario)**のケースを示す。

③ **設備費の将来コスト推計に用いる習熟率**：**長期的傾向を踏まえた「20%」(モジュール習熟率換算で23%)**を**基本**としつつ、**参考**として**直近の短期的傾向を踏まえたモジュール習熟率41%**のケースを示す。
※基本ケースで想定されているモジュールの習熟率23%程度から、モジュール以外の設備費の習熟率を逆算すると17%程度。このため、参考ケースではモジュール以外の設備費の習熟率として17%を用いる。

④ **パネルの出力劣化**：**考慮しないこと**を**基本**としつつ、**参考**として**劣化率0.5%/年のケース**を示す。

①設備費	収斂しないケース								収斂するケース							
②導入量見通し	STEPS				SDS				STEPS				SDS			
③モジュール習熟率	23%		41%		23%		41%		23%		41%		23%		41%	
④パネルの出力劣化	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし
発電コスト（政策経費あり）	**11.8**	**11.2**	**11.1**	**10.6**	**11.4**	**10.8**	**10.6**	**10.1**	**9.4**	**8.9**	**8.9**	**8.5**	**9.1**	**8.7**	**8.6**	**8.2**
発電コスト（政策経費なし）	11.1	10.5	10.4	9.9	10.7	10.1	10.0	9.5	8.9	8.4	8.4	8.0	8.6	8.2	8.2	7.8

基本ケース

陸上風力　発電コストの内訳①

陸上風力　発電コスト（2020年）

19.8円/kWh

（政策経費を除いた場合： 14.6円/kWh）

政策経費 5.2
- IRR相当政策経費（4.7円/kWh）
- 予算関連政策経費（0.5円/kWh）

運転維持費 4.7
- 人件費、修繕費、諸費、業務分担費（4.7円/kWh）

資本費 10.0
- 建設費（9.0円/kWh）
- 固定資産税（0.8円/kWh）
- 廃棄費用（0.2円/kWh）

※モデルプラント想定値
設備容量3万kW
設備利用率25.4%、
稼働年数25年

陸上風力　発電コスト（2030年）

9.8~17.2円/kWh

（政策経費を除いた場合： 8.3~13.6円/kWh）

※幅が生じる要因については次ページ参照

（基本ケース）
14.7円/kWh
（政策経費を除いた場合：11.8円/kWh）

建設費の低減率：28.5%
※IRENA推計値（10%と47%）の平均値
設備費の国際価格収斂：なし

政策経費 2.9
- IRR相当政策経費（2.6円/kWh）
- 予算関連政策経費（0.2円/kWh）

運転維持費 4.7
- 人件費、修繕費、諸費、業務分担費（4.7円/kWh）

資本費 7.1
- 建設費（6.4円/kWh）
- 固定資産税（0.6円/kWh）
- 廃棄費用（0.1円/kWh）

※詳細な前提については次ページ参照。

陸上風力　発電コストの内訳②

○ **陸上風力**については、**これまでのコスト検証WGにおける議論**を踏まえ、以下のパラメータを変更した場合の2030年の発電コストを**参考値**として試算した。

①建設費：**国際価格と同じ低減率で低減するケース**を**基本**としつつ、**参考**として**国際価格に収斂するケース**を示す。

②建設費の国際価格の低減率：IRENA「Future of wind」（2019）に基づき、**10~47%**

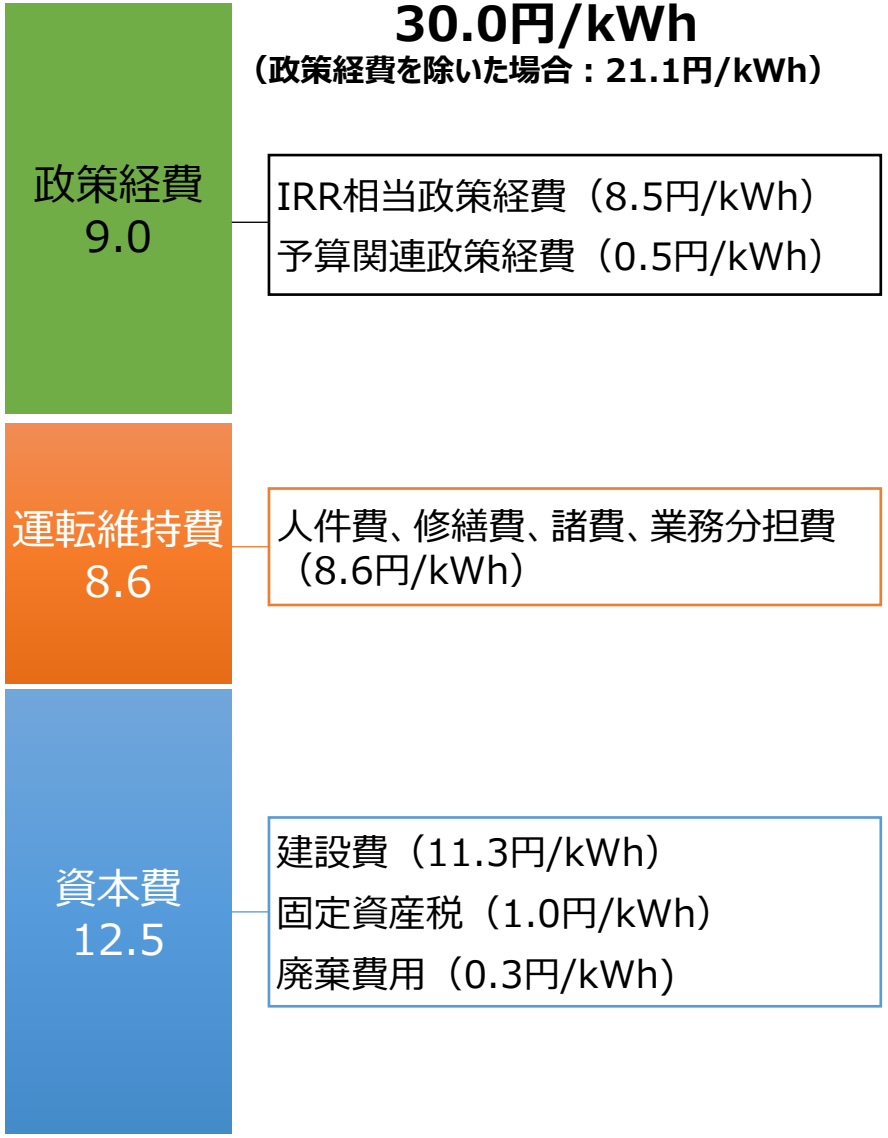
①建設費	収斂しないケース		収斂するケース	
②建設費の国際価格の低減率	10%	47%	10%	47%
発電コスト（政策経費あり）	**17.2**	**12.1**	**11.4**	**9.8**
発電コスト（政策経費なし）	13.6	10.0	9.4	8.3

洋上風力　発電コストの内訳

洋上風力　発電コスト（2020年）

30.0円/kWh

（政策経費を除いた場合：21.1円/kWh）

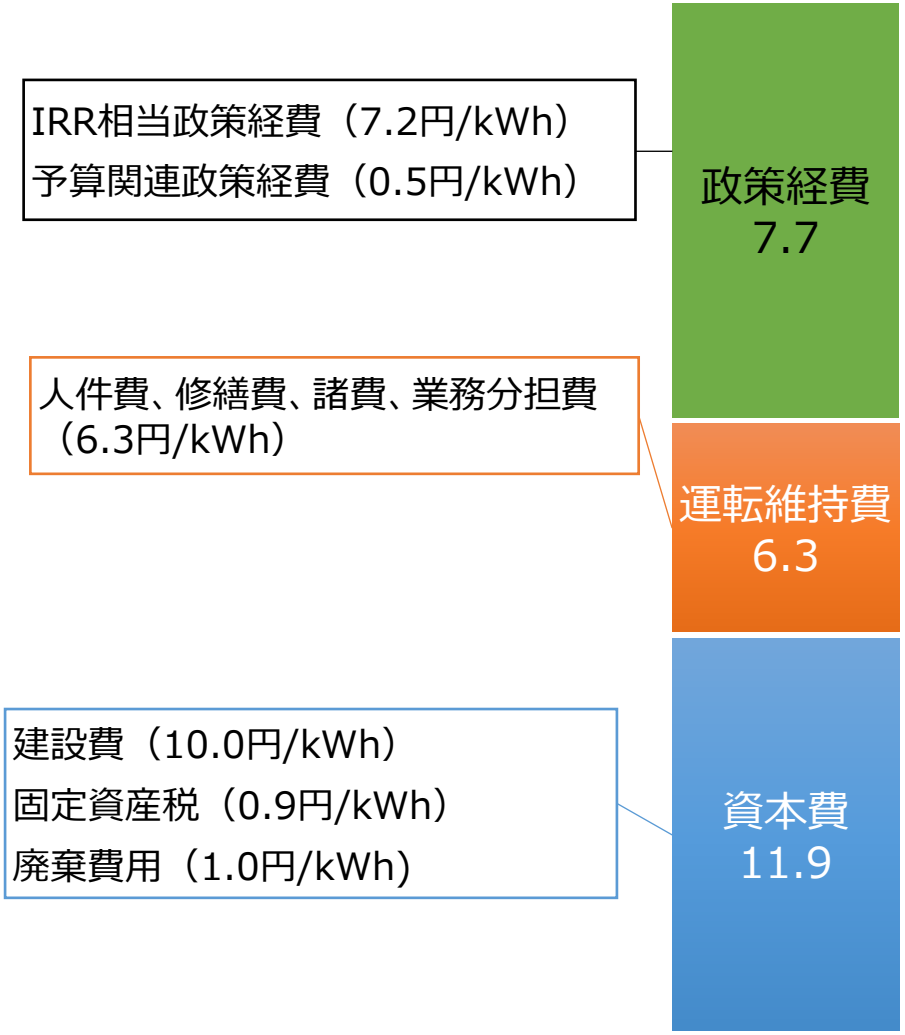


※設備容量35万kW、設備利用率30%、稼働年数25年のプラントを想定。

洋上風力　発電コスト（2030年）

25.9円/kWh

（政策経費を除いた場合：18.2円/kWh）

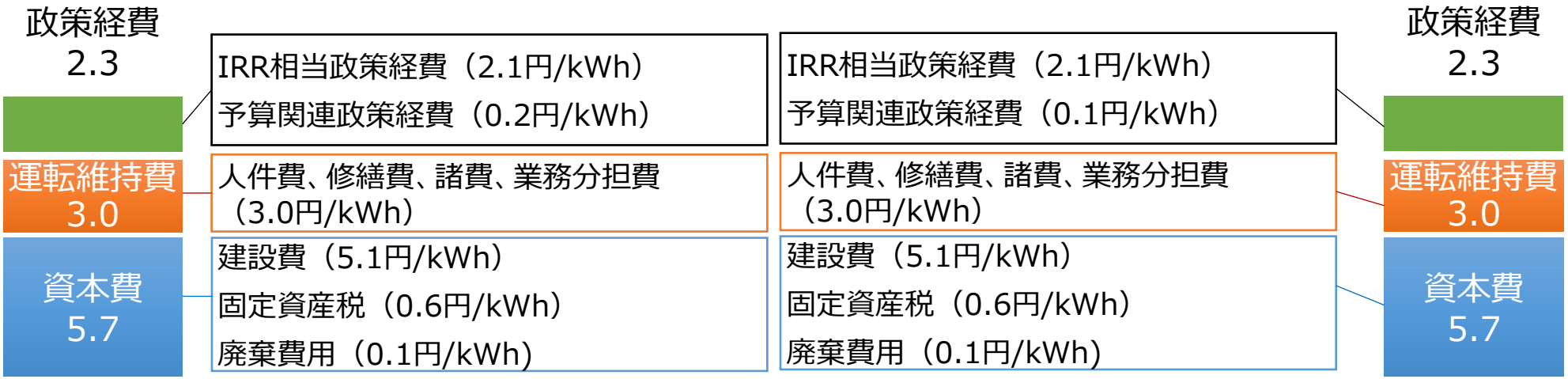


※設備容量35万kW、設備利用率33.2%、稼働年数25年のプラントを想定。

中水力　発電コストの内訳

中水力　発電コスト（2020年）
10.9円/kWh
（政策経費を除いた場合： 8.7円/kWh）

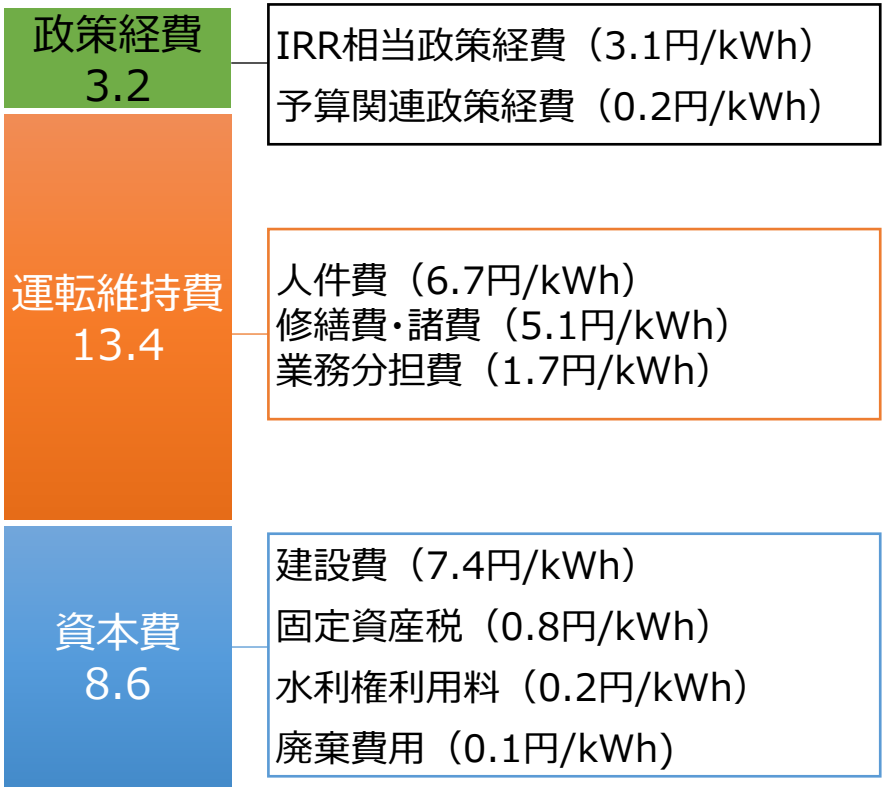
中水力　発電コスト（2030年）
10.9円/kWh
（政策経費を除いた場合： 8.7円/kWh）



※モデルプラント想定値
設備容量5,000kW、設備利用率60%（所内率0.4%）、
稼働年数40年
※建設費は33～90万円/kWの平均値である61.5万円/kWを採用
運転維持費は1.0～2.1万円/kW/年の平均値である1.55万円/kW/年を採用

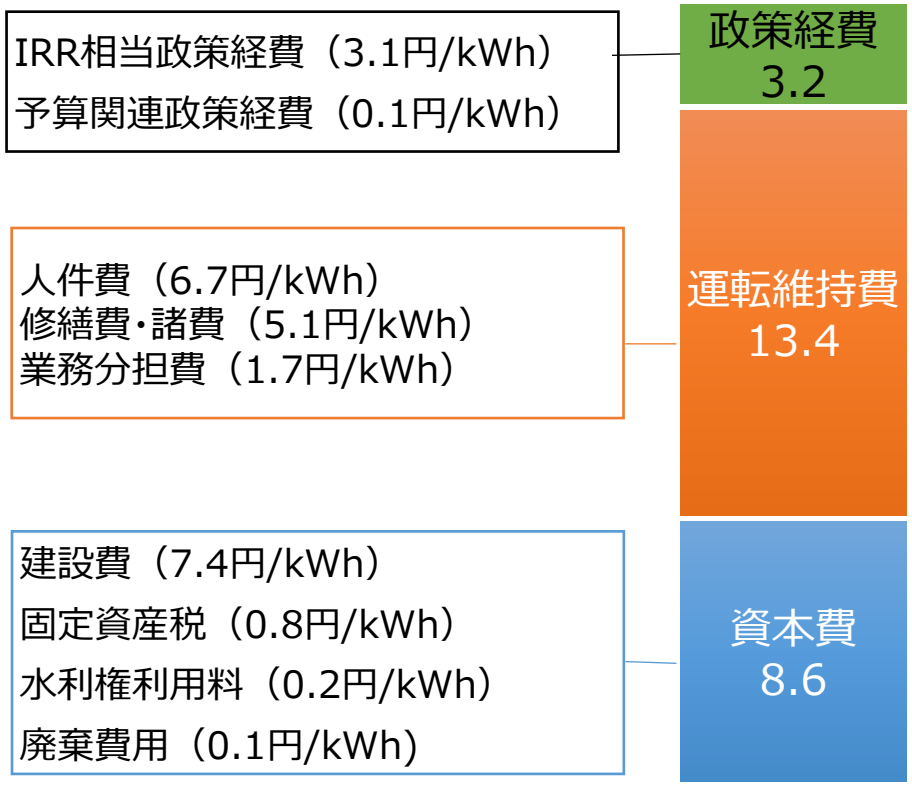
小水力　発電コストの内訳

小水力　発電コスト（2020年）
25.3円/kWh
（政策経費を除いた場合：22.0円/kWh）



※モデルプラント想定値
設備容量200kW、設備利用率60%、稼働年数40年
※建設費は80～100万円/kWの平均値90万円/kWを採用

小水力　発電コスト（2030年）
25.2円/kWh
（政策経費を除いた場合：22.0円/kWh）

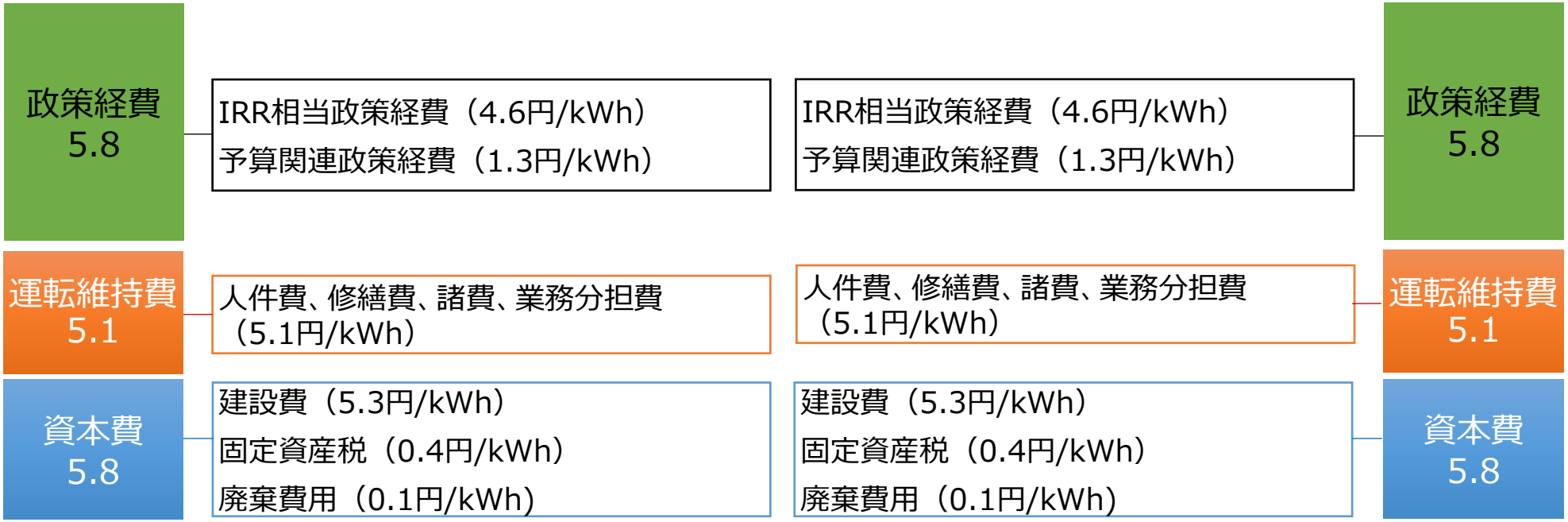


※各項目の値を四捨五入して表示している関係で、各項目の数値が一致していても、合計値が異なる。

地熱　発電コストの内訳

地熱　発電コスト（2020年）
16.7円/kWh
（政策経費を除いた場合：10.9円/kWh）

地熱　発電コスト（2030年）
16.7円/kWh
（政策経費を除いた場合：10.9円/kWh）



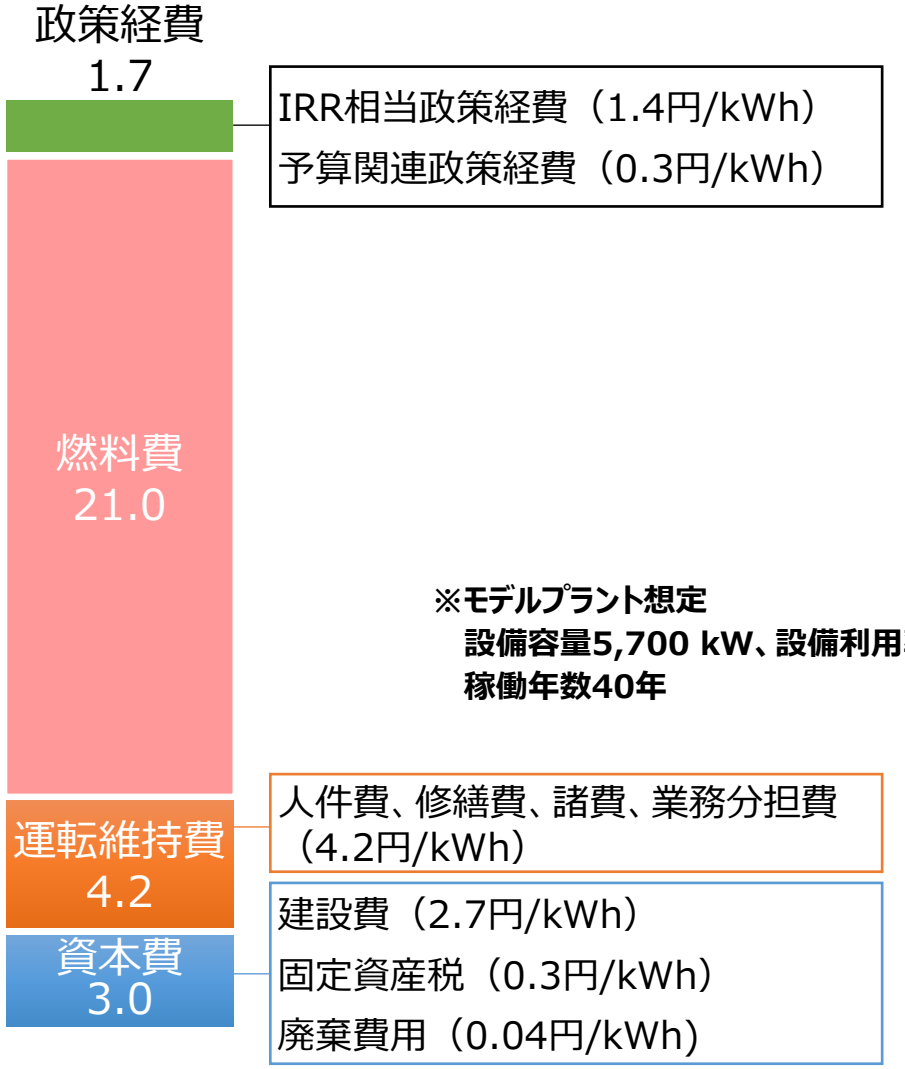
※モデルプラント想定値
設備容量3万kW、設備利用率83%（所内率11%）、
稼働年数40年

バイオマス（木質専焼）　発電コストの内訳

バイオマス（木質専焼）　発電コスト（2020年）

29.8円/kWh

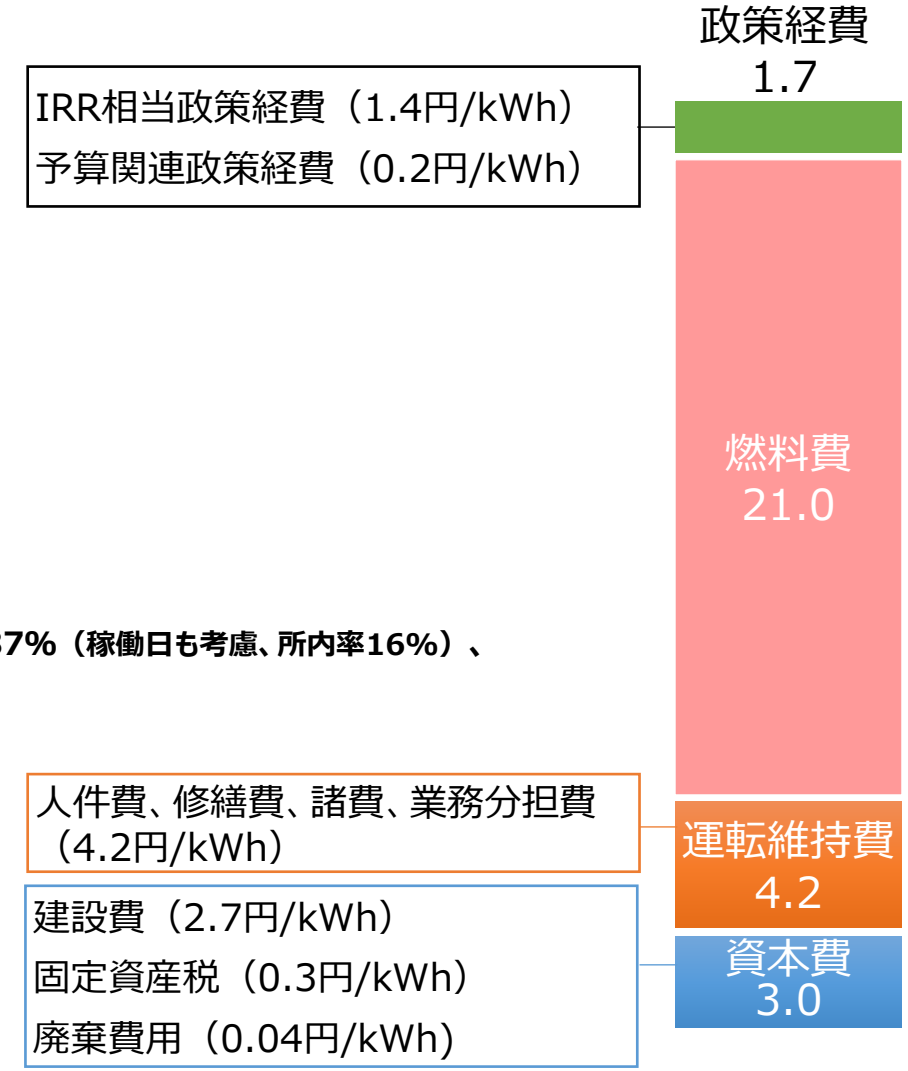
（政策経費を除いた場合：28.1円/kWh）



バイオマス（木質専焼）　発電コスト（2030年）

29.8円/kWh

（政策経費を除いた場合：28.1円/kWh）



※モデルプラント想定
設備容量5,700 kW、設備利用率87%（稼働日も考慮、所内率16%）、
稼働年数40年

足下（2020年）のモデルプラントの発電コストの考え方

○ 前回（2015年）の発電コスト検証においては、2014年モデルプラントの諸元について、2015年度の調達価格を算定するにあたり設定された「想定値」を用いることを基本とした。

○ ただし、モデルプラントは日本で実際に建設された発電所等のデータから算出した「標準的な発電所」であり、その発電コストは、下記（参考）にあるような調達価格や再エネ特措法に基づく価格目標とは、性格が異なるものである。

○ こうしたことを踏まえ、今回（**2021年）の発電コスト検証においては、2020年モデルプラントの諸元**について、①調達価格等算定委員会において各電源区分等の**2020年度の調達価格を算定するに当たり設定された想定値**だけでなく、②再エネ特措法施行規則に基づく**定期報告等で得られた実際の発電所のデータ**を用いることとした。

（参考）調達価格等算定委員会における調達価格の算定について

- 固定価格買取制度（以下、「FIT制度」という。）における調達価格は、「再エネ電気の供給が**効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎**として、**価格目標や適正な利潤その他の事情を勘案**して定める（再エネ特措法第３条第４項）」こととされている。
- FIT制度の適用を受ける事業については、法令に基づき、**発電設備の設置及び運転に要した費用**の報告（以下、「定期報告」という。）が義務付けられている。調達価格等算定委員会では、定期報告等により**収集されたコストデータの分析を踏まえ**、**資本費や運転維持費などの想定値設定**等をして調達価格を算定している。
- なお、入札により調達価格を決定する区分では、落札価格が調達価格になる。この場合、調達価格におけるIRR等の諸元を把握することは困難となる。このため、こうした区分については、同電源種の非入札の調達価格又は上限価格の設定にあたり想定した諸元を活用する。

将来（2030年）のモデルプラントの発電コストの考え方

○ **太陽光・風力**については、2015年検証時と同様、技術革新や量産効果により**将来の価格低下等が見込まれる諸元については、その効果を加味**し、価格低下の見込みが少ない諸元については2020年モデルプラントと同じ諸元を用いて、2030年モデルプラントの諸元を設定することとした。（詳細後述）

○ **地熱・中小水力・バイオマス**については、FIT制度やFIP制度により国民負担で支えられている観点からは、コストダウンを含む中長期的な自立化が必要であるが、現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、適地が限定的等によりコストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、**モデルプラントとしては、2030年モデルプラントについても2020年モデルプラントと同じ諸元を用いる**こととした。

モデルプラントの諸元と調達価格の想定値との関係について

【本WGの諸元について】

○ 足下のモデルプラントの発電コスト検証にあたり、調達価格の算定にあたり設定された想定値を用いる場合、**調達価格等算定委員会における調達価格の想定値では、本WGの諸元と異なり**、①**接続費用**（資本費の一部）、②**法人事業税**（租税の一部）、③**適正な利潤**が**考慮されている**ため、そうした点に留意して本WGの諸元を設定した。なお、④土地賃借料は、2015年検証では除外していたが、実際の事業では土地を買収する場合も賃借する場合もあることを踏まえ、2021年検証では除外しないこととした。

○ また、⑤**稼働年数（価格支援年数）**は、調達価格等算定委員会における調達価格の想定値では、実際の稼働年数よりも短い年数（調達期間）を政策的に設定している区分等もあるが、**2021年検証の諸元としては、原則として2015年検証時と同じ稼働年数の諸元を用いる**こととした。

【電源区分の名称変更について】

○ 2015年検証では、水力について「一般水力」と「小水力」があり、「一般水力」の諸元は旧一般電気事業者のサンプルプラント等を参考にしていた。他方、近年に設置される水力の多くはFIT認定事業であると考えられることから、今般、水力については、FIT対象となっている**「中水力」**と「小水力」に変更することとした。

○ 2015年検証では、太陽光について「太陽光（住宅用）」と「太陽光（メガソーラー）」を設定。他方、FIT対象としては「住宅用」と「事業用」に大きく分類していること、また、近年のFIT認定ではメガソーラーの件数がFIT開始初期よりも少ないことをふまえ、「太陽光（住宅用）」と「**太陽光（事業用）**」に変更することとした。

IRR相当政策経費について

○ 2015年検証と同様「固定価格買取制度」の調達価格で優遇された利潤については政策経費の一部として扱う。

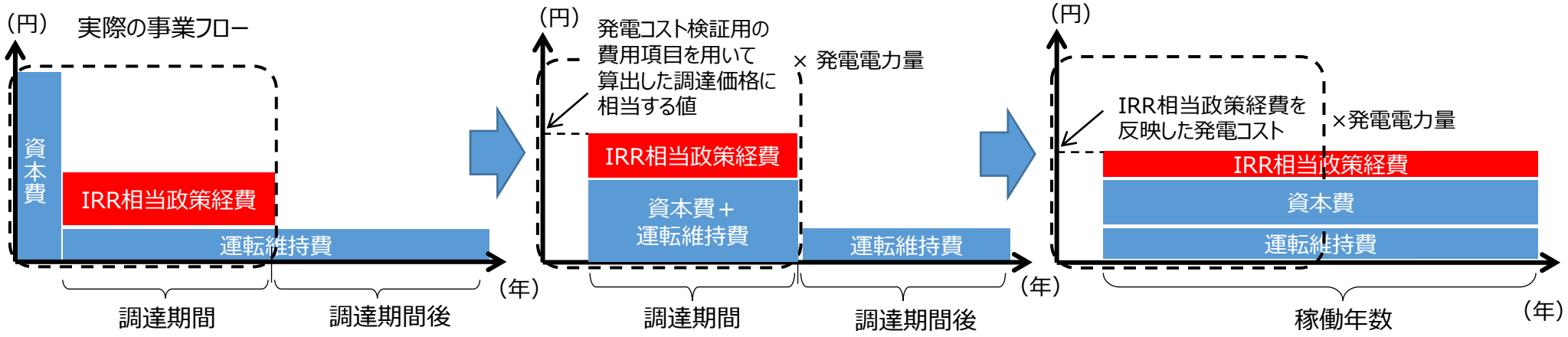
【発電コストにIRR相当政策経費を考慮する際の費用項目】

○ 発電コストにIRR相当政策経費を考慮する際の費用項目は、2015年検証と同様、今般の発電コストの検証に用いた値（実際の調達価格の想定値とは異なる）を使用（各費用項目・諸元は後述）。

【調達期間と稼働年数の差異の扱い】

○ 調達価格等算定委員会における調達価格の想定値では、実際の稼働年数よりも短い年数（調達期間）を政策的に設定している区分等もあるため、2015年検証に想定されていた稼働年数は必ずしも一致しない。調達期間が稼働年数よりも短い場合は、IRR相当政策経費を稼働年数で均して算出する。

【調達期間と稼働年数が異なる場合のIRR相当政策経費の算出イメージ】



【IRR相当政策経費の計算結果】

※木質専焼バイオマスは設備利用率が一番高い諸元の場合

2020年 モデルプラント	太陽光 （事業用）	太陽光 （住宅用）	陸上風力	洋上風力	地熱	中水力 （5,000kW）	小水力 （200kW 未満）	バイオマス 木質専焼 （未利用材）
IRR相当政策経費 （円/kWh）	**0.8** 25年想定	**0.5** 25年想定	**4.7** 25年想定	**8.5** 25年想定	**4.6** 40年想定	**1.1～3.1** 40年想定	**2.8～3.4** 40年想定	**1.4** 40年想定

※2020年モデルプラントについては、太陽光（住宅用）は、余剰売電比率を考慮してIRR相当政策経費を計算。なお、新設のバイオマス（石炭混焼）はFIT対象外のため、IRR相当政策経費は考慮しない。

太陽光（住宅用・事業用）の足下（2020年）のモデルプラントの考え方①

【モデルプラントの規模】

（住宅用）

○ 2015年検証では4kWとしたが、これまでのFIT認定・導入実績を踏まえて、2021年検証では**5kW**とした。

（事業用）

○ 2015年検証では、2,000kWとしていた。

○ 他方、

- **2,000kW以上（＝特別高圧以上）のFIT認定容量・件数は、FIT制度導入初期よりも減少**している。
- また、**10kW以上50kW未満（＝低圧）**は、地域トラブルや意図的な小規模分割による安全規制適用逃れなどの発生を受け、一定の自家消費等を求める「地域活用要件」が設定されており、事業用太陽光の**50kW以上と比べて特異**な状況にある。
- 50kW以上の区分で見ると250-500kWが最頻値、100-250kWが次点となっていること

等を踏まえ、2021年検証では、モデルプラントの**想定規模を250kWとする**こととした。なお、後述のとおり、50kW以上の太陽光の実績をもとに諸元を作成することとしており、これは**250kWに限らず、50kW以上の太陽光について広く該当するものと考えられる**。その上で、モデルプラントの規模については、何かしら設定する必要があることから、上記理由により機械的に250kWと設定することとした。

○ また、**10kW以上50kW未満については**、特異な状況にあることに鑑みてモデルプラントとしては設定しないが、これまでのFIT認定・導入実績として最も多いことを踏まえ、**本報告書にて、参考としてデータを提示**することとした。

【稼働年数】（住宅用・事業用（共通））

○ 2015年検証では、2014年モデルプラントは20年又は25年、2030年モデルプラントは20年～30年としていた。

○ メーカーによるパネル保証期間（20年～25年が多い、30年のものも出てきている）や国際機関等におけるコスト分析の年数（25年など）を踏まえ、**20年、25年、30年の３ケースを想定する**こととした。

太陽光（住宅用・事業用）の足下（2020年）のモデルプラントの考え方②

【諸元に関する補足説明】（住宅用・事業用（共通））

○ 2020年度の調達価格は、トップランナー方式により設定された資本費等の想定値をもとに算定されている。他方、モデルプラントの性質を踏まえれば、**足下のモデルプラントの諸元としては**、調達価格等算定委員会において設定された想定値を用いるよりも、モデルプラントの規模も踏まえた定期報告の中央値を参照する方が、より適切と考えられることから、**モデルプラントの規模も踏まえた定期報告の中央値を参照する**こととした。ただし、定期報告によるデータが不十分なものについては、調達価格等算定委員会において設定された想定値を用いることとした。具体的には以下及び次頁のとおり。

＜住宅用太陽光：足下コストの諸元＞

項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	30.1万円/kW	2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告された新築・既築のデータを対象）について分析。 ・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「その他資本費・値引き」を合計した値の中央値。 ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。 また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
	設備費	24.0万円/kW	
	工事費等	6.1万円/kW	
運転維持費		0.30万円/kW/年	2020年度調達価格における想定値
設備利用率		13.8%	10kW未満の2019年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年６月～2020年５月）

太陽光（住宅用・事業用）の足下（2020年）のモデルプラントの考え方③

＜太陽光（事業用）＞

項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	20.8万円/kW	50kW以上の2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析。 ・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「設計費」・「その他資本費・値引き」・「土地造成費」を合計した値の中央値。 ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。 また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
	設備費	13.0万円/kW	
	工事費等	7.8万円/kW	
運転維持費		0.48万円/kW/年	50kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT案件の中央値（2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析） なお、定期報告は、運転維持費について、保守点検費や事務所経費、人件費等のほか、パネルやパワーコンディショナ等の修繕費についても報告する様式となっている。
設備利用率		17.2%	50kW以上の2019年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年６月～2020年５月）

（参考値）＜太陽光（10kW以上50kW未満）＞

※太陽光（10kW以上50kW未満）は、本報告書において参考値として提示するもの

項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	24.0万円/kW	10kW以上50kW未満の2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析。 ・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「設計費」・「その他資本費・値引き」・「土地造成費」を合計した値の中央値。 ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。 また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
	設備費	18.5万円/kW	
	工事費等	5.5万円/kW	
運転維持費		0.43万円/kW/年	10kW以上50kW未満のこれまでに設置されたすべてのFIT案件のうち、0より大きな運転維持費の報告があった案件（※）の中央値（2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析） なお、定期報告は、運転維持費について、保守点検費や事務所経費、人件費等のほか、パネルやパワーコンディショナ等の修繕費についても報告する様式となっている。 ※「0万円/kW/年」で報告された案件が多いため。なお、複数の太陽光発電事業者にヒアリングしたところ、50kW未満のメンテンナンス費用の目安は15～28万円/年という情報あり。
設備利用率		17.5%	10kW以上50kW未満の2019年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年６月～2020年５月）

（参考）2015年検証時の太陽光（住宅用・事業用）モデルプラントの考え方

【建設費】

○ 建設費の低下については、2011年コスト等検証委員会と同様、太陽光発電の設備部分（発電モジュール、インバータ、それ以外の付属機器）は国際機関等による累積導入量の見通しに沿って、進捗率80%以上でコスト低下が続くと想定した。

○ なお、設置工事費についても、太陽光発電の導入拡大に伴いコスト低減が期待される一方、人件費等を中心に上昇する可能性もあるため一定と置いた。

○ 累積導入量の見通しについては、IEAのシナリオのうち、各国で実行中の又は検討中の政策等をもとに見込まれる導入量を積み上げた数字を利用することにした。（温室効果ガス排出基準や再生可能エネルギー導入目標を基に、その目標値からバックキャストして得られた累積導入量は参考値とした。全部で４シナリオ。）

○ モジュールやインバータ等の量産効果等によってコスト低減が見込まれる設備の費用については、①国際価格に収斂しないケース（日本のコストを基点に習熟曲線を用いて試算）、②2030年に国際的な水準に収斂するケース（国際的なコスト自体も習熟曲線にしたがって低減すると仮定）の２ケースを想定。

【運転維持費】

○ 10kW未満の太陽光発電設備の運転維持費は、主に定期点検費用（４年ごとに１回以上、1回当たり2万円程度）とパワコンの交換費（20年の間に1度は交換され、その費用は平均20万円）からなる。費用の大半を占めるパワコン交換費用について量産効果等によるコスト低減が見込まれることから、運転維持費については建設費と同程度のコスト低減を見込んだ。

○ 10kW以上の太陽光発電設備の運転維持費は、修繕費、諸費、一般管理費、人件費、保険料等が含まれる。調達価格等算定委員会で想定される運転維持費は年々低下していることから、人件費（電気主任技術者）相当分については一定とし、その他の経費（修繕費等）については建設費と同等のコスト低減を見込んだ。

【設備利用率】

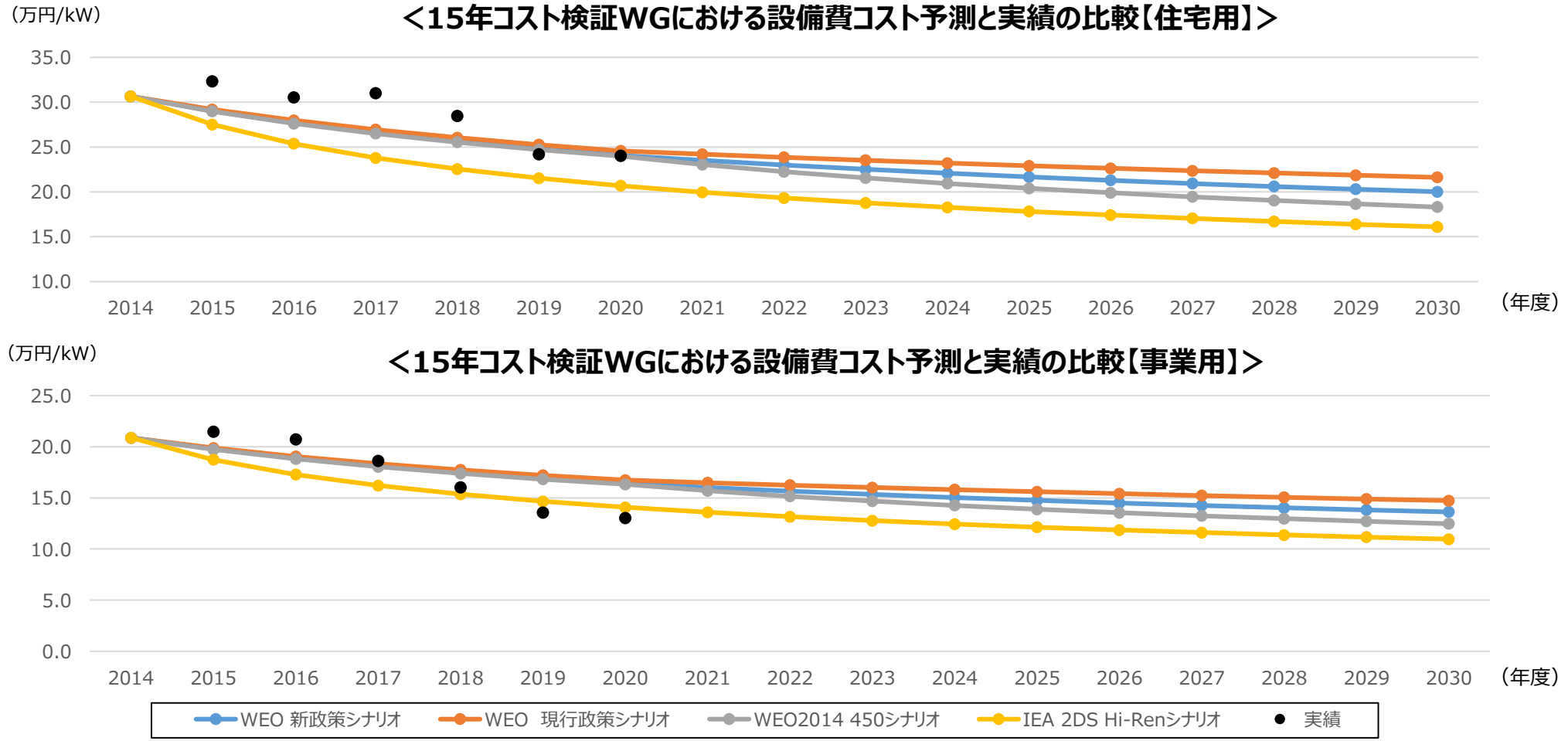
○ 将来のモデルプラント設備利用率については、2014年モデルプラントの想定から変動がないものとした。

【稼働年数】

○ 将来のモデルプラントの稼働年数については、下限を20年とし、NEDOの太陽光開発戦略を踏まえ30年を上限とした。

（参考）太陽光の建設費のうち設備費：2015年検証当時の見通しと実績

○ 2015年検証において、建設費のうち設備費は、累積導入量の増加に伴いコストが低下するものとの見通しに基づき、習熟曲線を用いて試算を行った。
○ 上記試算結果に重ねて、定期報告によって得られた実績をプロットすると、以下のとおり。



※15年コスト検証WGにおいては、建設費のうち設備費に限り太陽光発電の累積導入量に沿った習熟曲線による予測を行ったことから、予測・実績それぞれ設備費での比較を行っている。
※図中に掲げる実績は、住宅用は新築・既築両方の実績（中央値）、事業用は50kW以上の実績（中央値）である（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）。
なお、2014年については、15年コスト検証WGで2014モデルプラントの諸元とした設備費をプロットしている。

太陽光（住宅用・事業用）の将来（2030年）の発電コストの考え方①

【建設費のうち設備費】（住宅用・事業用（共通））

○ 2015年検証と同様に、世界での累積導入量の見通しに沿ってコストが低下するものと想定した**習熟曲線※を用いて試算することとした。**

※ 産業製品の価格は、累積生産量が倍増するごとに、ある比率（進捗率）に従って低下するという推計手法。ここでは、2015年検証と同様に、累積生産量が倍増するごとに、設備費が20%低下すると想定する（詳細後述）。

○ なお、**習熟曲線で用いる累積導入量の見通し**は、**IEAのStated Policy Scenario（各国における公表済みの政策を加味したシナリオ）を基本としつつ、参考として、IEAのSustainable Development Scenario**のケースも示すこととした。

○ また、国内外での価格について、現状においても内外価格差が依然として存在することを踏まえると、**①一定の内外価格差が存在するケース（国際水準に収斂しないケース）をベースとしつつ、参考として②内外価格差がなくなるケース（国際水準に収斂するケース）についても**示すこととした。

＜習熟曲線で用いる累積導入量の見通し＞

シナリオ	概要	2019年	2030年（見通し）
IEA：Stated Policies Scenario	各国における公表済みの政策を加味したシナリオ	603GW	2,019GW
IEA：Sustainable Development Scenario	国連の持続可能な開発目標（SDGs）のうち、エネルギー関連（パリ協定含む気候変動問題、大気汚染の大幅削減、世界全体でのエネルギー・アクセス達成）目標を達成すると想定したシナリオ	603GW	3,125GW

（出典）IEA「World Energy Outlook 2020」P27-28, P344, P355 ※「概要」は左記の出典をもとに資源エネルギー庁にて作成

太陽光（住宅用・事業用）の将来（2030年）の発電コストの考え方②

【累積生産量が倍増したときの設備費の低減率に関する補足説明】

○ 累積生産量が倍増したときの設備費の低減率について、前回（2015年）検証では20%を想定していた。

○ 設備費は、パネル、パワコン、架台、その他機器にかかる費用から構成される。

○ このうち、**パネルの費用（モジュールの費用）**については、日独米の国立研究所の研究者らによる共同発表によれば、1976年から2018年までに導入された**太陽光モジュールの平均コストは累積生産量が倍増するごとに約23%低下**してきている※。

（出典）Nancy M. Haegel. et al. (2019), "Terawatt-scale photovoltaics: Transform global energy -Improving costs and scale reflect looming opportunities", AAAS. Science, VOL 364 ISSUE 6443, pp. 838

※短期的にはより高い又は低い低減率となる期間もあるが、2030年までの10年という時間軸、標準的な発電所というモデルプラントの考え方、将来予測の不確実性等を踏まえ、1976年からの中長期的なトレンドを考慮することとする。

○ 一方で、パネル以外の設備費（パワコン、架台、その他機器にかかる費用）の習熟率については、既往研究が確認できていない。そこで、定期報告における同一期間（2015年→2020年）におけるコスト低減率を確認すると、**パネルは45%減（11.4円→6.3円）に対し、パネル以外の設備費は34%減（10.1円→6.7円）と、パネル以外の設備費のコスト低減率の方が小さい傾向**にある。

（出典）当該年に設置された50kW以上のFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析。「太陽光パネル」は、定期報告の「パネル費」の中央値。「設備のうち太陽光パネル以外」は、定期報告の「パネル費」・「パワコン費」・「架台費」・「その他機器費」を合計した値の中央値から、「パネル費」の中央値を除外した値。

○ このような研究結果や傾向を踏まえると、「将来の**設備費については、累積生産量が倍増するごとに20%低下する」との2015年WGを踏襲した想定を変更するほどの状況変化があるとは考えにくく、今回の検証にあたっても「20%」の想定を維持**することとした。なお、上記ケースを**基本**としつつ、**参考**として、**直近の短期的な傾向をふまえた太陽光モジュールの習熟率41%**※2のケースも、機械的に試算し示すこととした※3。

※2（出典）IEA「PVPS Trends in Photovoltaic Applications 2020」

※3 基本ケースで想定されている設備全体の習熟率20%とモジュール習熟率23%から、モジュール以外の設備の習熟率を逆算し、その値を参考ケースのモジュール以外の設備の習熟率として用いることとする。

太陽光（住宅用・事業用）の将来（2030年）の発電コストの考え方③

○ IEAおよびIRENAの調査から推計した各国平均の太陽光の設備費（2019年）は、住宅用：15.0万円/kW、事業用：6.5万円/kW。定期報告に基づく日本の設備費（2020年）は、前述の通り、住宅用：24.0万円/kW、事業用：13.0万円/kW。**住宅用・事業用いずれも、日本は各国平均よりも高価格**となっている。

○ **日本の設備費の将来（2030年）のコスト変動**について、**①収斂しないケースでは、日本の足下モデルプラントの設備費を起点に、習熟曲線に沿って、世界の設備費と一定比率を保ちながら低減**すると仮定し、②参考値として示す収斂するケースでは、各国平均の足下の設備費を起点に、習熟曲線に沿って低減する世界の設備費に一致することとした。

＜日本と各国平均の設備費（足下）＞　単位：万円/kW

	住宅用　設備費（足下）	事業用　設備費（足下）	（参考値）10kW以上50kW未満 設備費（足下）
日本	24.0	13.0	18.5
各国平均	15.0	6.5	6.5

※国際の事業用太陽光の設備費は、Renewable Power Generation Costs in 2019 の the chart data の Figure 3.5 から、各国の Hardware の要素（ただし、Grid connection 除く）を単純平均値。
※国際の住宅用太陽光の設備費は、IEA PVPS Trends in photovoltaic applications 2020 P60 から各国の資本費を単純平均し（1,756USD/kW）、定期報告に基づく日本の住宅用太陽光の資本費（ただし、廃棄費用を含まない）における設備費の比率（80%）を、前述の各国の資本費の平均に掛け合わせて推計したもの。
※１USD＝107円換算。

＜日本と各国平均の設備費（2030）【IEA：Stated Policy Scenarioのケース】＞　単位：万円/kW

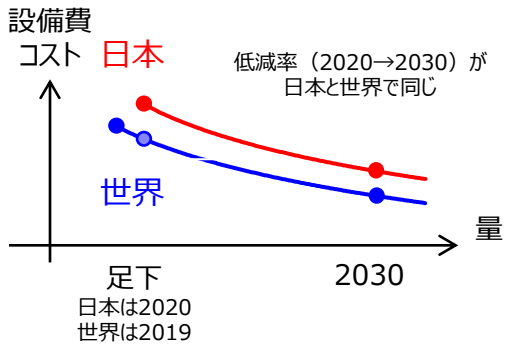
	住宅用　設備費（2030）	事業用　設備費（2030）	（参考値）10kW以上50kW未満 設備費（2030）
非収斂ケース	17.3	9.4	13.3
（参考）収斂ケース	10.2	4.4	4.4

（参考）＜日本と各国平均の設備費（2030）【IEA：Sustainable Development Scenarioのケース】＞
単位：万円/kW

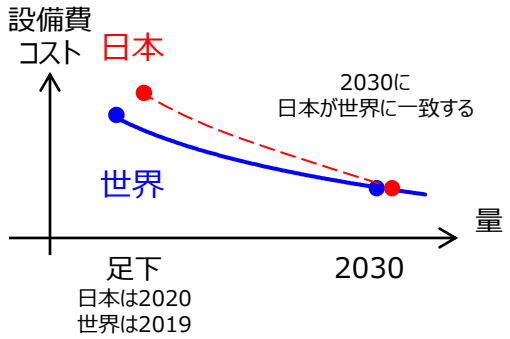
	住宅用　設備費（2030）	事業用　設備費（2030）	（参考値）10kW以上50kW未満 設備費（2030）
（参考）非収斂ケース	15.7	8.5	12.1
（参考）収斂ケース	8.8	3.8	3.8

＜考え方のイメージ＞

※ 収斂しないケース



※ （参考）収斂するケース



※ 太陽光（10kW以上50kW未満）は、本報告書において参考値として提示するもの。なお、②収斂ケースについては、各国平均の足下の事業用の設備費について規模別の諸元を活用しているわけではないことから、事業用と10kW以上50kW未満の設備費で同じ数値を用いている。

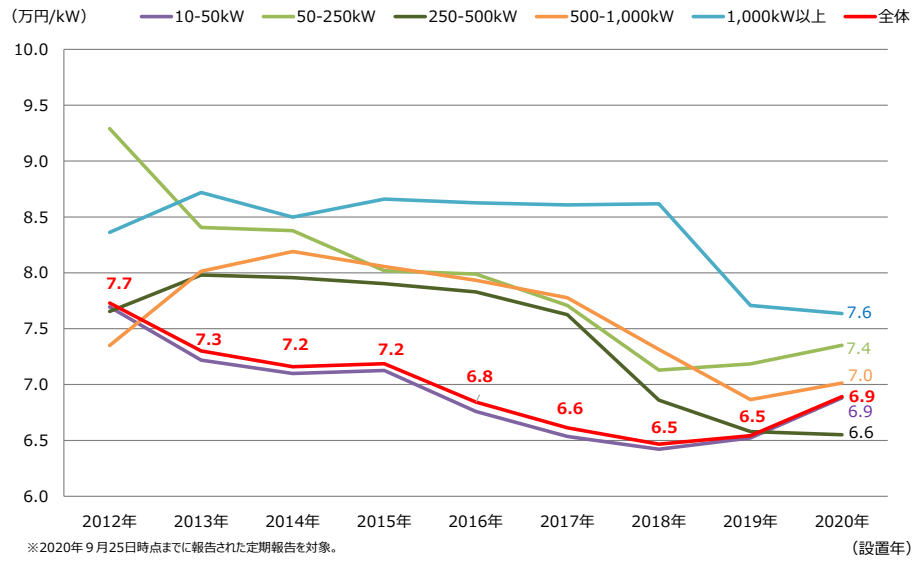
太陽光（住宅用・事業用）の将来（2030年）の発電コストの考え方④

【建設費のうち設備費以外（工事費等）の見通し】（住宅用・事業用（共通））

○ 定期報告で得られた**工事費**は、概ね**2019年度までは規模にかかわらず低下が進んできたものの、足下では上昇の傾向**にある。

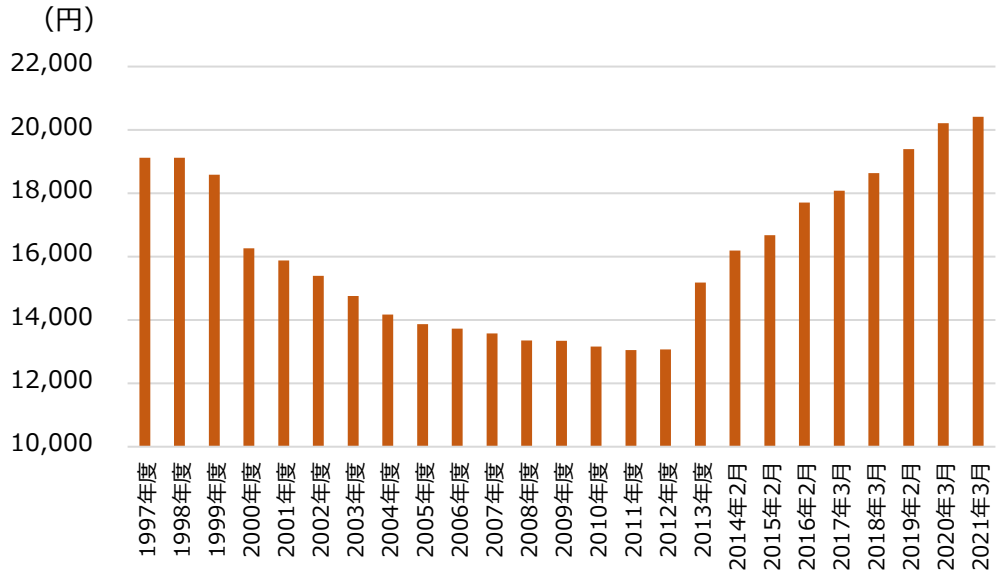
○ 将来的には、太陽光発電の導入拡大に伴って、施行技能の効率化等により低下することが期待されるものの、足下では、労務費単価が上昇していることや、比較的低コストで太陽光発電所を建設できる適地が減少している可能性もあることから、**工事費等（建設費のうち設備費以外）の想定は、2020年から変化せず、一定とする**こととした。

＜工事費平均値の推移（10kW以上規模別）＞



出典：第63回調達価格等算定委員会　事務局資料抜粋。

＜公共工事設計労務単価　全国全職種平均値の推移＞



出典：「令和３年3月から適用する公共設計労務単価について」（国土交通省：令和3年2月19日）から資源エネルギー庁作成。

太陽光（住宅用・事業用）の将来（2030年）の発電コストの考え方⑤

【廃棄費用】（住宅用・事業用）

○ 将来のモデルプラントの廃棄費用について、2015年の検証では、建設費の低減によらず廃棄費用は2014年モデルプラントの建設費の５％から変動しないこととしていた。

○ 今回の検証では、**太陽光（事業用）について**は、2020年度の調達価格において、廃棄費用を１万円/kWを想定することに変更されたことを踏まえ、**廃棄費用を1万円/kWとする**こととした。

○ 他方、**太陽光（住宅用）について**は、IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、**廃棄費用は建設費の５％**とし、**将来（2030年）の廃棄費用は建設費の低減に連動**することとした。

【運転維持費】（住宅用・事業用（共通））

○ **運転維持費**については、将来、増加・減少いずれにも変動する可能性もあるが、定期報告から得られたデータでは、現時点では経年的な傾向があまり確認できないことから（下図参照）、**一定とする**こととした。

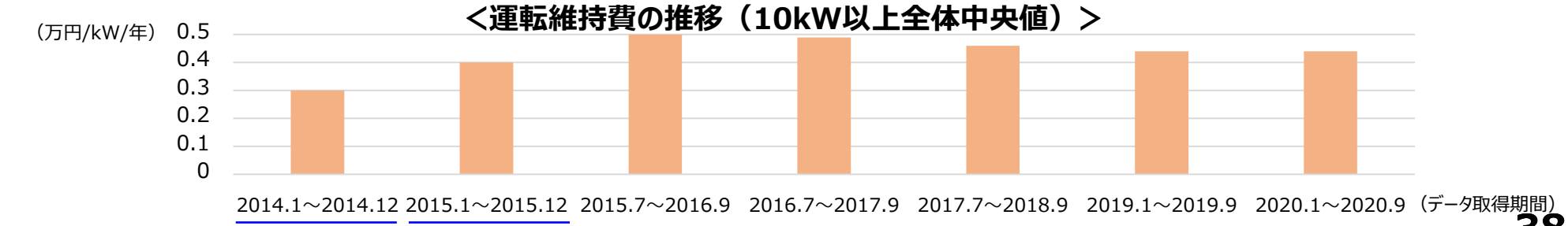
【設備利用率等】（住宅用・事業用（共通））

○ **設備利用率**については、近年上昇が進んでいるものの、将来的には立地制約によって設置可能面積が限定されることや出力制御による影響も考えられ、これらの影響を織り込んで**一概に予測することは困難であることから、一定とする**こととした。

○ なお、パネルの出力劣化については、設備利用率の実績や一意に特定することの困難さ等をふまえて、考慮しないことを基本としつつ、参考として、 IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」をふまえて、パネル出力劣化率0.5%/年を仮定した機械的な試算結果を示すこととした。

【稼働年数】（住宅用・事業用（共通））

○ 将来（2030年）についても、足下でのメーカーによるパネル保証期間は20年～25年が多く、30年のものも出てきてはいるが、2030年は足下から10年後という比較的近い将来であることを踏まえ、足下（2020年）と同様に、**20年、25年、30年の３ケースを想定する**こととした。



出典：調達価格等算定委員会　事務局資料から資源エネルギー庁作成。グラフ中のデータ取得期間中に報告された10kW以上の全案件のデータの中央値。

陸上風力の足下（2020年）のモデルプラント、発電コストの考え方

【モデルプラントの規模】

○ 陸上風力の平均的なウィンドファームの規模は、**直近３年間の1,000kW以上のFIT認定案件の規模・件数から算出すると30,000kW**（4MW風車7-8本程度）である。このため、**30,000kW**とすることとした。

【足下（2020年）のモデルプラントの発電コストの考え方】

○ 陸上風力の2020年度の調達価格の算定においては、大規模でよりコスト効率的に事業実施できるようになることを念頭に想定値が設定されている。これを踏まえれば、**足下のモデルプラントの諸元**としては、調達価格等算定委員会において設定された想定値を用いるよりも、モデルプラントの規模を踏まえた**定期報告等の中央値を参照するほうが、より適切**と考えられる。

○ 具体的に定期報告等を参照する規模について、**調達価格等算定委員会での検討や環境影響評価の対象規模**（第１種事業10,000kW以上、第２種事業7,500kW以上）等を踏まえ、足下のモデルプラントの諸元としては、**7,500kW以上の陸上風力の定期報告等による中央値**を参照することとした。

項目	値	参照データの考え方
建設費＋接続費	**35.5万円/kW**	足下コストを参照する観点および件数が多くないなかでバラつきを考慮する観点から、7,500kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（2020年９月23日までに報告された定期報告データを対象に分析）
接続費	**0.8万円/kW**	足下コストを参照する観点および件数が多くないなかでバラつきを考慮する観点から、7,500kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（2020年９月23日までに報告された定期報告データを対象に分析）
運転維持費	**1.04万円/kW**	修繕費等は事業開始後の年数等に応じて変動が大きいと考えられるため、7,500kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT案件中央値（2020年９月23日までに報告されたすべての定期報告データを対象に分析）
設備利用率	**25.4%**	足下コストを参照する観点および件数が少ないことを踏まえ、7,500kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年６月～2020年５月）

（参考）風力（陸上・洋上）の2015年検証時のコスト低減の考え方

○ 風力については、「量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ」と「日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ」の２つを前提に試算した。

【① 量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ】

○ IEA等の国際機関等では、以下のような要因から、中長期的にコストが低減していく見通しが示されている。
＜中長期的なコスト低減の要因＞
- 量産効果（生産の現地化、大規模化、設置ノウハウの蓄積など）
- 技術改善（タービンの大型化、新素材開発、発電機やギアボックスの改善など）
- 洋上風力（着床式）については、洋上専用タービンの開発、より深い水深での基礎設置手法の開発
- ウィンドファームの大規模化（オペレーション及びメンテナンスコストの効率化、メンテナンス面での連携強化）

○ 陸上風力：2020年及び2030年の建設費は、IEA「Energy Technology Perspective 2010」のBlue Map Scenarioの低減率を前提とした低コスト化のシナリオで、試算。

○ 洋上風力（着床式）：2020年の建設費は、陸上風力の1.5～2倍の幅で設定。2030年の建設費は、IEA「Energy Technology Perspective 2010」のBlue Map Scenarioの建設コストの低減率を前提とした低コスト化のシナリオで、試算。

○ 陸上風力も洋上風力（着床式）も、維持管理費も建設費と同程度に低下するという前提で試算。

【② 日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ】

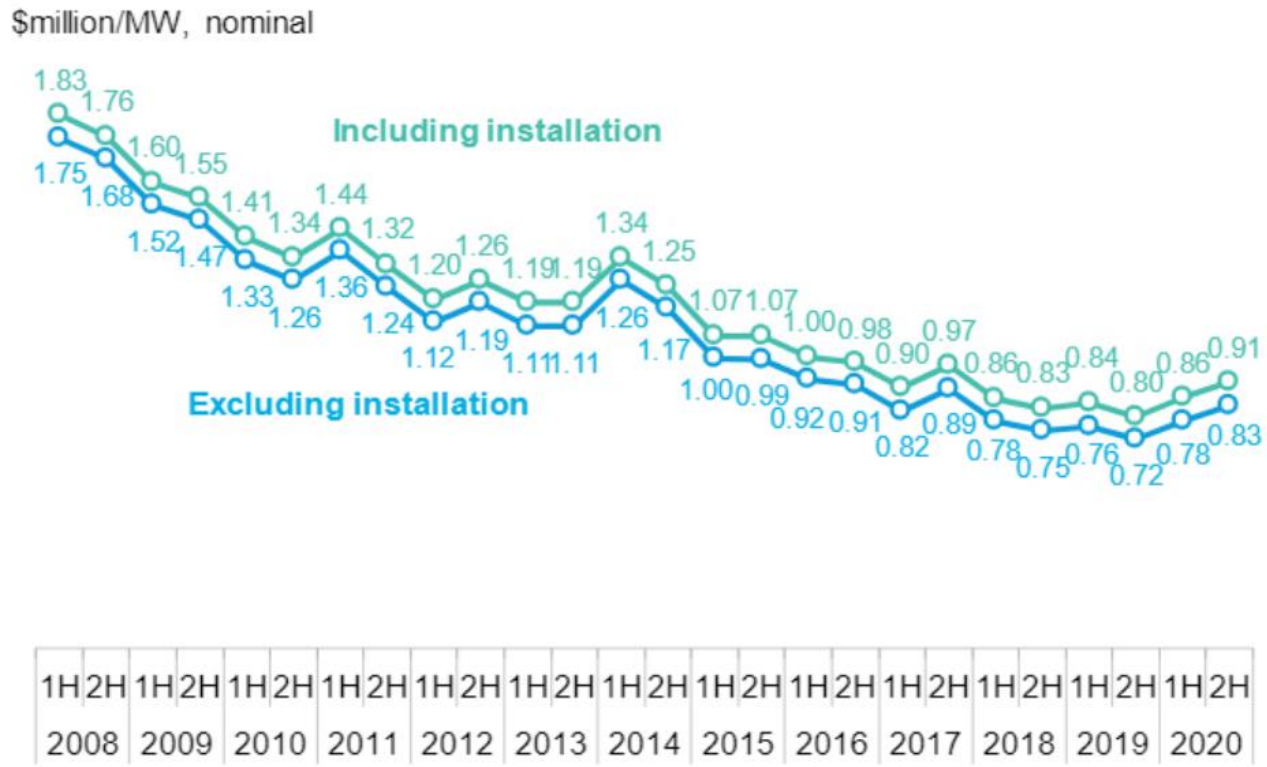
○ 日本では、風力については、欧米と比較して、以下のような特殊性があるとされる。
＜日本の特殊性＞
- 山間部への立地が多いなど立地条件が厳しく、今後、導入が進めば比較的安価で設置できる場所が減少（平坦な土地の確保が難しく、適地 の更なる奥地化）
- 大規模ウィンドファームが設置可能なまとまった土地が少ない
- 洋上風力については設置がしやすい着床式の適地が少ない

○ したがって、コスト低減要因が世界と同程度に発現するかについては不確定要素が大きいため、コスト低減しないシナリオで試算。

（参考）陸上風力のタービン価格の動向

○ 陸上風力のタービン価格の動向を確認すると、**中長期的に低減**してきている。

＜陸上風力のタービン価格＞



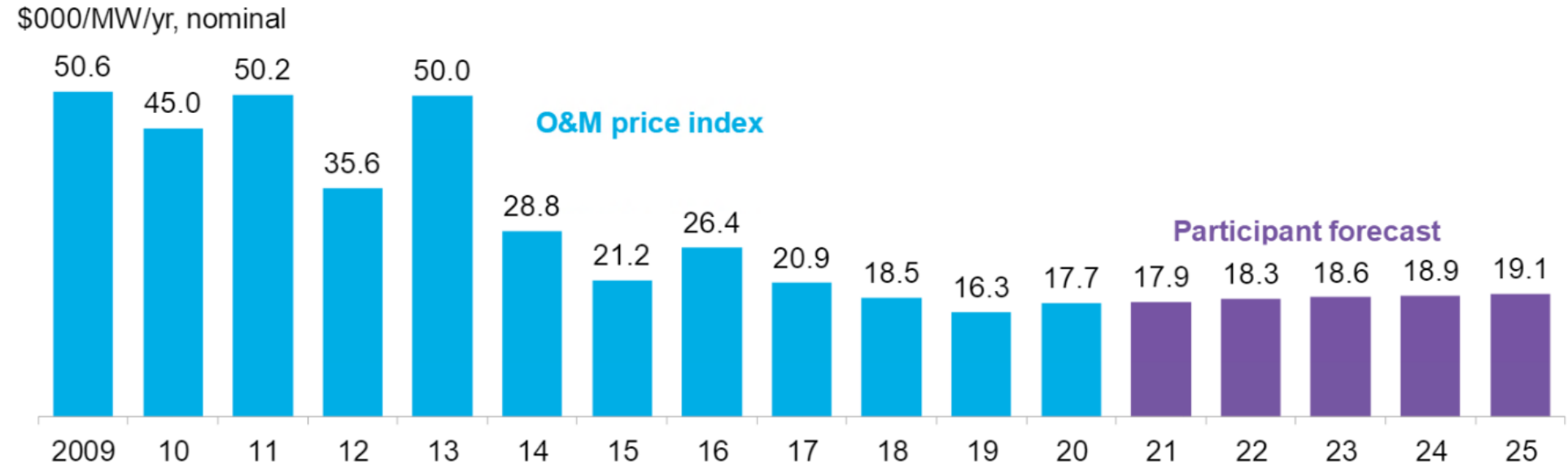
Source: BloombergNEF. Note: U.S. turbine supply contracts typically excludes installation and commissioning cost. European and Latin American turbine supply contracts typically include installation and commissioning costs.

BloombergNEF, 2H 2020 Wind Turbine Price Index, 18 December 2020

（参考）陸上風力の世界の運転維持費の将来見通し

○ **運転維持費は、効率化により低減する可能性**はある。一方、民間調査機関による指標を参照すると、世界のO&M価格はこれまで低減傾向にあったが、**今後は横ばいもしくは微増に転じる可能性**がある。

＜陸上風力のO&M価格指標＞ ※フルサービスの当初契約価格（契約年別）



Source: BloombergNEF. Note: Full-service initial contracts only. This includes labor, routine and unscheduled maintenance, minor and major component replacement.

BloombergNEF, 2H 2020 Wind O&M Price Index, 30 December 2020

陸上風力の将来（2030年）の発電コストの考え方

【将来（2030年）の発電コストの考え方（総論）】

○ 陸上風力の発電コストは、タービン価格等の低下に伴って世界的に下がってきていることをふまえ（前々頁参照）、2015年検証における「量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ」と同様に、**コスト低減を前提に試算することとした**。その際、2015年検証と同様、**国際機関等の見通しを参考**にすることとした。

【建設費】

○ **建設費**は、量産効果等による低減が見込まれる。このため、2015年WGと同様、近年の国際機関による陸上風力の建設費低減見通しが掲載されているレポートを活用することとし、今般、2030年のコスト見通しが掲載されている**IRENA「Future of wind」（2019）**を参考にすることとした。具体的には、①当該レポートの世界における**2018年の総設置費（Total Installation Cost）から「REmap Case」※の2030年の総設置費への低減率を、2020年モデルプラントの建設費に適用することで、2030年モデルプラントの建設費を推計**することとした。②また、参考として、建設費のうち設備費が2030年に国際価格に収斂するケースも示すこととした。

※ このシナリオには、気候変動分野における２℃目標を踏まえた再生可能エネルギーや省エネルギー等の低炭素技術の展開が含まれる。世界の温室効果ガス排出量の約３分の２に相当する、エネルギー関連の二酸化炭素排出量に焦点を当てたもの。

（出典）IRENA(2019)「GLOBAL ENERGY TRANSFORMATION A ROADMAP TO 2050」のP4より、資源エネルギー庁にて概要作成。

【廃棄費用】

○ **設備の廃棄費用**について、2015年検証では、建設費の低減によらず廃棄費用は2014年モデルプラントの建設費の５%から変動しないこととしていた。2021年検証においては、OECD「Projected Costs of Generating Electricity 2020」において、各国から特段の廃棄費用データがない場合の試算方法を参考に、**廃棄費用は将来（2030年）の設備の建設費の５%**とし、建設費の低減に連動することとした。

陸上風力の将来（2030年）の発電コストの考え方（続き）

【運転維持費】

○ **運転維持費**は、効率化により低減する可能性はあるが、民間調査機関による指標を参考にすると、世界の今後のO&M価格は横ばいや微増に転じる可能性があることから、**2030年モデルプラントも、2020年モデルプラントと同じ運転維持費を諸元**とすることとした（前頁参照）。

【設備利用率】

○ **設備利用率**は、風車大型化等による向上も見込まれるため、前述のレポートにも設備利用率の向上について記載がある。一方、日本は適地が限定的であり、今後、風況がよい地域ばかりに立地できるとは限らない。今回検証で諸元の設定にあたり参照する規模と整理した7,500KW以上の陸上風力の設備利用率は、直近３年間（2018年～2020年）の設置案件の中央値は25.4%となっているが、**近年の各年設置案件の中央値が一概に上昇傾向ともいえない状況**にある（詳細後述）。こうした設備利用率の実績値や傾向を踏まえ、本WGにおける**モデルプラントとしては、2030年も、2020年モデルプラントと同じ設備利用率を諸元とする**こととした。

【IRR相当政策経費】

○ **IRR相当政策経費**について、陸上風力の調達価格におけるIRRの想定値は、2020年度は８%としていたが、2021年度から７%に見直されている。2030年時点では更に見直されている可能性もあるが、**機械的に、2030年モデルプラントについてはIRR相当政策経費をIRR７%と仮定して計算**することとした。

陸上風力：「世界と同じ低減率」で日本のコストが下がった場合①

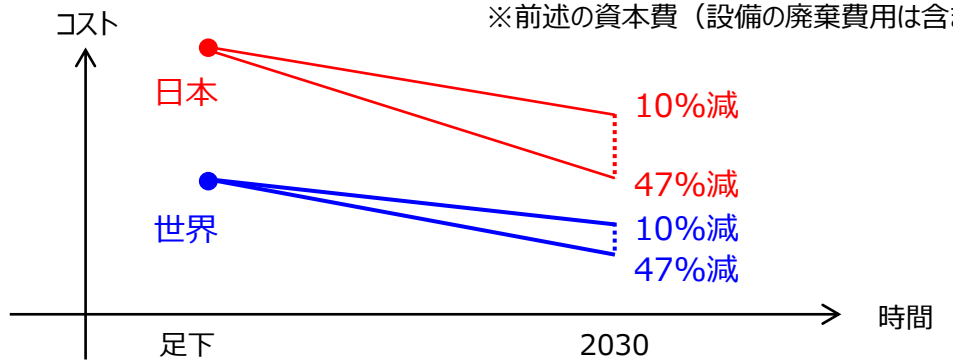
○ 建設費の将来（2030年）のコスト変動について、前述のとおり、①国際価格と同じ低減率を適用した結果は以下のとおり。

- 近年の国際機関による風力の建設費低減シナリオとして活用可能である、IRENA「Future of wind」（2019）を参照し、当該レポートに掲載されている2018年の総設置費（Total Installation Cost）（=1,497USD/kW）から「REmap Case」による2030年の総設置費（=800-1,350USD/kW）の**低減率を計算すると、10-47%**となる。
- この低減率を、2020年モデルプラントの建設費（34.7万円/kW）に適用すると、**2030年モデルプラントの建設費は、18.4-31.2万円/kW**となる。

情報源	項目	足下コスト	2030コスト（低減率10-47%）
IRENA「Future of wind」2019 P13	総設置費 ※平均又は平均範囲（Total Installation Cost）	1,497 USD/kW（2018）	800-1,350 USD/kW（REmap Case の 2030）
定期報告	資本費から接続費を控除	34.7万円/kW ※（2018-2020）	**18.4-31.2万円/kW**（建設費の推計）

※前述の資本費（設備の廃棄費用は含まない）35.5万円/kWから接続費0.8万円/kWを控除した額

<考え方のイメージ>



陸上風力：「世界と同じ低減率」で日本のコストが下がった場合②

○ 陸上風力の建設費について、足下で国内価格が国際価格に比べて一定倍程度高いため、約10年後の2030年に**国内価格が国際価格に収斂**することは容易ではないと考えられるが、量産効果が見込まれるタービン等の設備費が収斂する可能性も見越し、参考値として、以下に示す。

○ IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2019」によれば、**足下の陸上風力の総設置費加重平均**は、**世界15.8万円（=1,473 USD）/kW、日本24.2万円（=2,263 USD）/kW**。 ※1 USD＝107円換算。総設置費は、建設費に加えて系統接続費用含む。当該報告書の Figure 2.4 及び 2.5 から作成。

○ また、陸上風力の建設費および接続費の費用構造は、NREL「2019 Cost of Wind Energy Review」を参照し、建設費（CapEx）のうち、**「タービン等（設備費）：基礎、組立、電気設備等（設備費以外の建設費および接続費）」=「69%：31%」と推計**。この割合を基に、上記の総設置費を、タービン等の設備費と、設備費以外の建設費および接続費に分ける。※2.6MW Land-Based Wind Turbine より、Turbine capital cost 991$/kW, Balance of system + Financial costs 446 $/kW, それらの合計 CapEx 1,436 $/kW（Table ES 1より）。

現状の陸上風力の建設費および接続費（割合は推計）	割合	国際価格（万円/kW）	国内価格（万円/kW）
タービン等（設備費）	69%	10.9	16.7
基礎、組立、電気設備等（設備費以外の建設費および接続費）	31%	4.9	7.5
合計	100%	15.8	24.2

陸上風力：「国際価格に収斂」するペースで日本のコストが下がった場合

○ **2030年の設備費**について、IRENAのREmap Caseによる2030年までの建設費低減率10-47%に対応して国際価格が低減すると仮定し、さらに、**国内価格が当該国際価格に収斂することを見込む**。

○ 他方、**2030年の設備費以外の建設費**は、施行技術の効率化や発電設備の大型化等により低下する可能性もあるが、足下での労務費単価上昇や適地減少の可能性等を踏まえ、一定と仮定する。

○ 以上より、建設費の将来（2030）のコスト変動について、②国際価格に収斂する場合の結果は以下のとおり。

＜建設費のうち設備費が2030年に国際収斂する場合の推計＞

足下の推計

	国際価格（万円/kW）	国内価格（万円/kW）
タービン等（設備費）	10.9	16.7
基礎、組立、電気設備等（設備費以外の建設費および接続費）	4.9	7.5
合計	15.8	24.2

国際価格に収斂

一定（接続費除外）

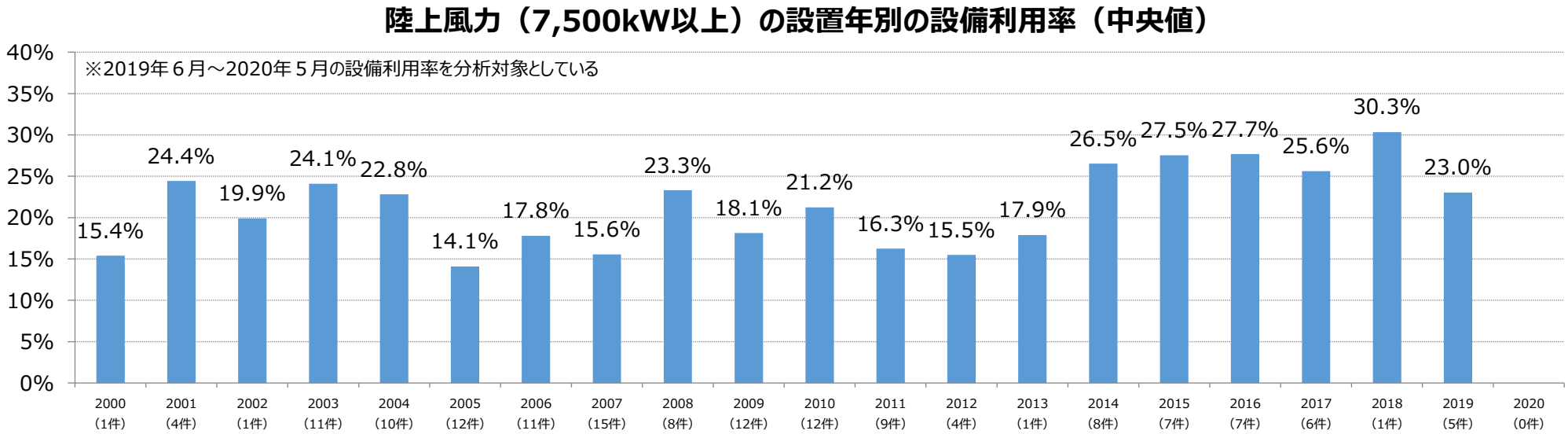
2030の推計

	国内価格（万円/kW）	考え方
設備費	5.8～9.8	足下の国際価格10.9万円/kWが、10-47%低減。さらに、国内価格が当該国際価格に収斂。
設備費以外の建設費	6.7	足下の国内価格7.5万円/kWから、前述の足下の接続費0.8万円/kWを除外。
建設費合計	**12.5～16.5**	上記の合計。

陸上風力の将来（2030年）の設備利用率の見通しに関する補足

○ 前述のとおり、直近１年間の実績について、本WGで諸元の設定にあたり参照する規模と整理した7,500KW以上の陸上風力の定期報告等について、**直近３年間（2018年～2020年）の設置案件の中央値は25.4%**となっているが、**近年の各年設置案件の中央値が一概に上昇傾向ともいえない状況**にある（下図参照）。

○ なお、2020年度の調達価格等算定委員会では、入札上限価格の算定にあたり、2021年度は2020年度と同じ25.6%を想定した。また、2023年度に向けて、直近３年間（2018年～2020年）の20kW以上の各年設置案件の中央値平均（28.0%）を想定している。ただし、モデルプラントの発電コストは効率的に実施される場合に通常要する費用等を基礎とする調達価格とは性質が異なること、調達価格算定委員会においては20kW以上の案件を対象としており対象範囲が異なること等に留意する必要がある。



洋上風力の足下（2020年）の発電コストの考え方

【モデルプラントの規模】

○ **「海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン」**によれば「**欧州主要国**においてこれまでに設置又は入札の対象とされた**洋上風力発電１区域当たりの平均容量」は、約35万kW**であり、再エネ海域利用法に基づく各促進区域ではその前後の容量の系統が情報提供されている。したがって、**35万kW**とすることとした。

【足下（2020年）のモデルプラントの発電コストの考え方】

○ 2020年モデルプラントの諸元について、FIT制度における2020年度の洋上風力（着床式）は入札制だったため、運転開始までのリードタイムがあることも踏まえつつ、**2014年度から2019年度までの着床式及び浮体式の調達価格**（浮体式は2020年度も同じ）**における想定値を用いる**こととした。

洋上風力の将来（2030年）の発電コストの考え方

○ 洋上風力発電については、再エネ海域利用法に基づき、これまでに、浮体式の公募が１か所の促進区域（最大受電電力の限度は2.1万kW）で行われ、現在、着床式が３か所（４区域）の促進区域（各促進区域について情報提供のあった系統（２者以上から情報提供があった場合は事業者毎の系統容量が大きい方）の合計は151.5万kW）で公募が行われている。これらの**促進区域の容量をふまえ、2030年モデルプラントについては、着床式に焦点**をあてることとした。

○ 現在、着床式について公募が行われている３か所（４区域）では、**供給価格上限額 が29 円/kWh**に設定されている。当該供給価格上限額を算定するに当たり設定された各想定値は、**調達価格等算定委員会において**、現時点における実データの限界等を踏まえつつ、国内外価格差や適正な利潤を加味して**設定**されたものである。費用効率的な事業が実施される場合を想定して設定されたものの、**最終的に選定される事業者は、当該上限価格を前提に公募に参加**することになる。

○ これらの促進区域で実施される事業は、公募期間やその後の審査・評価プロセス、事業者選定後のFIT認定申請期限等を考慮すると、当該区域で選定された事業者がFIT認定を取得するのは 2022年度前後。その後、FIT認定を受けた日から起算して８年間を上限として事業者が自ら設定する運転開始予定日までに運転を開始することになると考えられるため、**これらの促進区域で実施される事業が開始されるタイミングは2030年頃**と考えられる。

○ そこで、**2030年モデルプラントの諸元は**、**上記の供給価格上限額29円/kWhを算定するに当たり設定された各想定値を用いること**とした。

洋上風力の足下（2020年）と将来（2030年）のモデルプラントの諸元

		2020年 モデルプラント	2030年 モデルプラント
モデルプラントの規模（出力）		**35万kW**	
設備利用率		**30%**	**33.2%**
稼働年数		**20年、25年**	
資本費	建設費	**51.5万円/kW** ※ 調達価格等算定委員会で2014年度から2019年度までの洋上風力の調達価格36円/kWhの算定にあたり想定した建設費から接続費用相当分（接続費用３～７万円/kWの中間値である５万円/kW）を除いたもの。	**50.7万円/kW** ※ 供給価格上限額29円/kWhを算定するにあたり想定した資本費（51.2万円/kW）（廃棄等費用は含まない）から、陸上変電所より電力系統連系点側の範囲について要する接続費を考慮する観点から接続費の一部として追加的に考慮されている額（0.5万円/kW）を除いたもの。
	設備の廃棄費用	**5%（対建設費）**	**10.7万円/kW** ※ 国際的な認証機関であるDNV-GLが着床式洋上風力の撤去費用として試算した海洋における施工費の70%を使用。
運転維持費		**2.25万円/kW/年**	**1.84万円/kW/年**
その他	IRR相当政策経費	**IRR（税引前）10%**	

中水力の足下（2020年）及び将来（2030年）の発電コストの考え方

【モデルプラントの規模】

○ 「中水力」は、前述のとおり、2015年検証において「一般水力」としていたものについて、実際の電源の設置状況を踏まえて「中水力」と変更するもの。**モデルプラントの規模**について、一般水力では**12,000kWとしていたが**、中水力では、FIT調達価格の中水力の**区分が1,000kW以上5,000kW未満および5,000kW以上30,000kW未満**となっていることを踏まえ、**5,000kW**とすることとした。

【モデルプラントの発電コストの考え方】

○ 中水力の定期報告等による中央値・平均値は、調達価格等算定委員会「令和３年度以降の調達価格等に関する意見」にあるとおり、調達価格における想定値と比較し、資本費は同水準または下回る傾向、運転維持費は同水準または上回る傾向、設備利用率は上回る傾向にあり、今後、同委員会では、2023年度以降の各想定値の見直しを含めて検討することとなっている。

○ ただし、**中水力の実績データは分散が大きい。**これも踏まえ、**今回の検証における中水力のモデルプラント（足下2020年および将来2030年）では、建設費、運転維持費、設備利用率について、定期報告等による中央値および平均値を参照した諸元を用いる**こととした。具体的には、以下のとおり。

項目	値	参照データの考え方
建設費	**33～90万円/kW**	調達価格等算定委員会における資本費（ここでは廃棄費用は含まない）（新設）の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（接続費用については、建設費（資本費）からの切り分けが困難であるため、接続費用を含む）（2020年９月23日までに報告された定期報告データを対象に分析）
運転維持費	**1.0～2.1万円/kW/年**	調達価格等算定委員会における運転維持費の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（2020年９月23日までに報告されたすべての定期報告データを対象に分析。）
設備利用率	**60%**	調達価格等算定委員会における設備利用率の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（データ取得期間：2019年６月～2020年５月）

小水力・地熱・バイオマス（木質専焼）の発電コストの考え方

【モデルプラントの規模・諸元】

○ 小水力、地熱、バイオマス（木質専焼（未利用材））について、モデルプラントの規模は、それぞれ、**2015年検証時と同一**とした。諸元は、各電源の**2020年度の調達価格を算定するための想定値を用いる**こととした

【モデルプラントの発電コストの考え方】

○ 現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、適地が限定的等によりコストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、**2030年モデルプラントの諸元についても、2020年モデルプラントと同じ諸元を用いる（横置きにする）**こととした。

	小水力			地熱		バイオマス（木質専焼）	
項目	値		参照データの考え方	値	参照データの考え方	値	参照データの考え方
建設費	80～100万円/kW（1.6～2.0億円）		調達価格等算定委員会で想定している資本費より（接続費用については、建設費（資本費）からの切り分けが困難であるため、接続費用を含む）	79万円/kW (237億円)	調達価格等算定委員会より	39.8万円/kW（22.67億円）	調達価格等算定委員会で想定している資本費から接続費用７千万円を除いたもの
運転維持費	人件費	700万円/年	調達価格等算定委員会より	3.3万円/kW/年	調達価格等算定委員会より	2.7万円/kW/年	調達価格等算定委員会より
	修繕費	3%／年（建設費における比率）					
	諸費						
	業務分担費	14%／年（直接費における比率）					
設備利用率	60%		調達価格等算定委員会より	83%	調達価格等算定委員会（所内率を考慮する前の設備利用率）より	87%	調達価格等算定委員会（稼働日も考慮した設備利用率。ただし、所内率は考慮前）より

再生可能エネルギー

政策経費の考え方（電源別の総発電量）

【2020年】

○再生可能エネルギーについては、2019年度までの既導入量にFIT認定未稼働の稼働量を加えた合計設備容量をもとに、各電源の設備利用率を用いて発電電力量を算出した。

	設備利用率	時間	既導入量（GW）（2019年度まで）	FIT認定未稼働の稼働（GW）	合計（GW）	発電量（億kWh）
太陽光	14.2%	8760	55.8	18	73.9	919
陸上風力	21.7%	8760	4.2	4.8	9.0	170
洋上風力	33.2%	8760	0.0	0.7	※1	※1
地熱	52.8%	8760	0.6	0.03	※1	※1
水力	60%（※2）	8760	50.0	0.2	50.2	829
バイオマス	68.1%	8760	4.5	2.3	6.8	404

※1　洋上風力及び地熱については、予算関連施策経費の大部分が今後の開発拡大のためのものであるため、他の電源との比較が難しいことから、ここでは2030年の各電源種の年間総発電電力量を用いる。

※2　中小水力を対象とした値。

【2030年】

○2030年の発電電力量については、エネルギー基本計画（案）の2030年度におけるエネルギー需給の見通しで示された、2030年度の発電電力量を使用。

【2020年の政策経費(予算関連政策経費部分)】

	太陽光	陸上風力	洋上風力	地熱	水力	バイオマス
(A)政策経費（令和２年度予算）（億円）	77	81	76	139	127	108
(B)年間総発電電力量（億kWh）	919	170	※1	※1	829	404
(A)／(B)（円/kWh）	0.08	0.48	0.45	1.26	0.15	0.27

【2030年の政策経費(予算関連政策経費部分)】

	太陽光	陸上風力	洋上風力	地熱	水力	バイオマス
(A)政策経費（令和２年度予算）（億円）	77	81	76	139	127	108
(B)年間総発電電力量（億kWh）	1375	340	170	110	980	470
(A)／(B)（円/kWh）	0.06	0.24	045	1.26	0.13	0.23

（参考）2015年検証のモデルプラント諸元と調達価格想定値（太陽光）

＜太陽光（2015検証:住宅用／調達価格:10kW未満）＞

		2015年検証 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値
資本費	建設費（システム費）	36.4万円/kW	29.0万円/kW
	接続費用	—	—
	廃棄費用	5%（対建設費）	—
運転維持費	人件費	—	0.30万円/kW/年
	修繕費	0.360万円/kW/年	
	諸費	—	
	業務分担費	—	
	土地賃借料	—	
租税	固定資産税	—	—
	事業税	—	—
その他	出力	4kW	10kW未満
	設備利用率	12%	13.7%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数（調達期間）	20, 25年	10年価格支援
	適正な利潤（税引前IRR）	（割引率3%）	3.2%

＜太陽光（2015検証:メガソーラー／調達価格:50kW以上250kW未満※）＞

		2015年検証 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値
資本費	建設費 （システム費＋土地造成費）	29.4万円/kW	14.6万円/kW
	接続費用	—	1.35万円/kW
	廃棄費用	5%（対建設費）	1万円/kW
運転維持費	人件費	0.370万円/kW/年	0.5万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料	—	
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	2,000kW	50kW以上 250kW未満
	設備利用率	14%	17.2%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数（調達期間）	20, 25年	20年価格支援
	適正な利潤（税引前IRR）	—	4%

※ 地域活用要件のない入札対象外の事業用太陽光の範囲

（参考）2015年検証のモデルプラント諸元と調達価格想定値（風力）

＜陸上風力＞

		2015年検証 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値
資本費	建設費	28.4万円/kW	28.2万円/kW※
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5%（対建設費）	5%（対建設費）
運転維持費	人件費	0.600万円/kW/年	0.93万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	20,000kW	全規模
	設備利用率	20%	25.6%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数（調達期間）	20, 25年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	8%

※ なお、新設区分から接続費相当を控除する考え方で資本費を想定している リプレース区分では、建設費の想定値は27.4万円/kW。

＜洋上風力＞

		2015年検証 2020年 モデルプラント※1	2019年度 調達価格の 想定値※2
資本費	建設費	51.5万円/kW	56.5万円/kW
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5%（対建設費）	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	2.25万円/kW/年	2.25万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	30,000～ 100,000kW	全規模
	設備利用率	30%	30%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数（調達期間）	20, 25年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	10%

※ 洋上風力（着床式）は2014年モデルプラントがないため2020年モデルプラント。
※ 2020年度の洋上風力（着床式）は入札制だったため、運転開始までのリードタイムがあることも踏まえつつ、2014年度から2019年度までの着床式及び浮体式（浮体式は2020年度も同じ）の調達価格における想定値を記載している。

（参考）2015年検証のモデルプラント諸元と調達価格想定値（中小水力）

＜水力（2015検証:一般水力／調達価格:中水力）＞

		2015年検証 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値※
資本費	建設費	64万円/kW	69～93.2万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5%（対建設費）	5%（対建設費）
運転維持費	人件費	2000万円	0.95万円/kW/年
	修繕費	0.9%（対建設費）	
	諸費	0.1%（対建設費）	
	業務分担費	13.3%（対直接費）	
	土地賃借料	—	
水利使用料		997.44万円/年	—
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	12,000kW	1,000kW以上 20,000kW未満
	設備利用率	45%	45%
	所内率	0.4%	0.4%
	法定耐用年数	40年	22年
	稼働年数／ 価格支援年数（調達期間）	40, 60年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	7%

※ 1,000kW以上5,000kW未満及び5,000kW以上30,000kW未満の区分等における調達価格の想定値を記載している。

＜小水力＞

		2015年検証 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値※
資本費	建設費	80～100万円/kW	80～100万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5%（対建設費）	5%（対建設費）
運転維持費	人件費	700万円/年	700万円/年
	修繕費	1%（対建設費）	3%（対建設費）
	諸費	2%（対建設費）	
	業務分担費	14%（対直接費）	14%（対直接費）
	土地賃借料	—	—
水利使用料		26万円/年	26万円/年
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	200kW	1,000kW未満 （200kW）
	設備利用率	60%	60%
	法定耐用年数	22年	22年
	稼働年数／ 価格支援年数（調達期間）	30, 40年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	7%

※ 200kW未満及び200kW以上1,000kW未満の区分等における調達価格の想定値を記載している。

（参考）2015年検証のモデルプラント諸元と調達価格想定値（地熱・バイオマス）

＜地熱＞

		2015年検証 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値
資本費	建設費	79万円/kW	79万円/kW
	接続費用	—	5万円/kW
	廃棄費用	5%（対建設費）	5%（対建設費）
運転維持費	人件費	3.3万円/kW/年	3.3万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	30,000kW	15,000kW以上
	設備利用率	83%	83%
	所内率	11%	11%
	法定耐用年数	15年	15年
	稼働年数／価格支援年数（調達期間）	30, 40, 50年	15年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	13%

＜バイオマス（木質専焼（未利用材））＞

		2015年検証 2014年 モデルプラント	2020年度 調達価格の 想定値
資本費	建設費	39.8万円/kW	41万円/kW
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5%（対建設費）	5%（対建設費）
運転維持費	人件費	2.7万円/kW/年	2.7万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
燃料費	燃料価格	12,000円/t	12,000円/t
	燃料諸経費	750円/t	750円/t
	必要な燃料量	下記設備利用率のとき、60,000t	下記設備利用率のとき、60,000t
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	5,700kW	2,000kW以上
	設備利用率	50, 60, 70, 80, 87%	87%（稼働日も考慮）
	所内率	16%	16%
	法定耐用年数	15年	15年
	稼働年数／価格支援年数（調達期間）	20, 30, 40年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	8%

目次

Ⅰ．総論
Ⅱ．各論
（１）再生可能エネルギー
（２）火力発電
（３）原子力発電
（４）コジェネ・燃料電池
（５）各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

石炭火力　発電コストの内訳

石炭火力発電コスト（2020年）
12.5円/kWh
（政策経費を除いた場合：13.5~22.3円/kWh）

石炭火力発電コスト（2030年）
13.6円/kWh~22.4円/kWh
（政策経費を除いた場合：13.5~22.3円/kWh）

社会的費用

発電原価

CO2対策費用 3.9

燃料費 4.4

運転維持費 2.3

資本費 2.0

CO2対策費用（3.9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3,630億円（１基、40年分）

燃料費（4.3円/kWh）
石炭の調達費用
・総額約4,062億円（１基、40年分）

運転維持費（2.3円/kWh）
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 約2,152億円（１基、40年分）

資本費(2.0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1,853億円（１基分）

CO2対策費用（5.0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4,615億円（１基、40年分）

燃料費（4.3円/kWh）
石炭の調達費用
・総額約4,019億円（１基、40年分）

運転維持費（2.3円/kWh）
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 約2,152億円（１基、40年分）

資本費(2.0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1,853億円（１基分）

政策経費 0.1
CO2対策費用 5.0
燃料費 4.4
運転維持費 2.3
資本費 2.0
<STEPS※2>

政策経費 0.1
CO2対策費用 14.3
燃料費 3.7
運転維持費 2.3
資本費 2.0
<SDS※3>

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

・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938億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938億kWhで割って単価を算出

※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。

LNG火力　発電コストの内訳

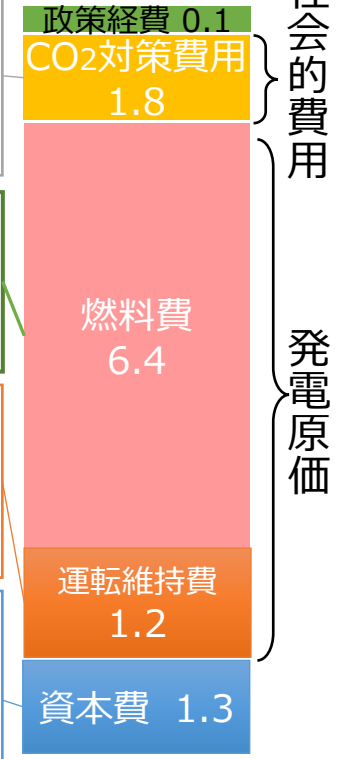
LNG火力発電コスト（2020年）
10.7円/kWh
（政策経費を除いた場合：10.6円/kWh）

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）



※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

・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

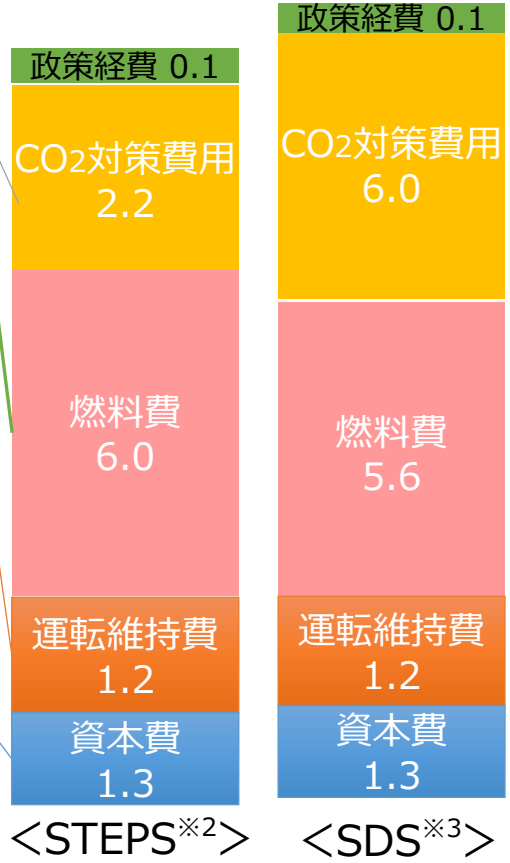
LNG火力発電コスト（2030年）
10.７円/kWh～14.3円/kWh
（政策経費を除いた場合：10.6~14.2円/kWh）

CO2対策費用　(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）

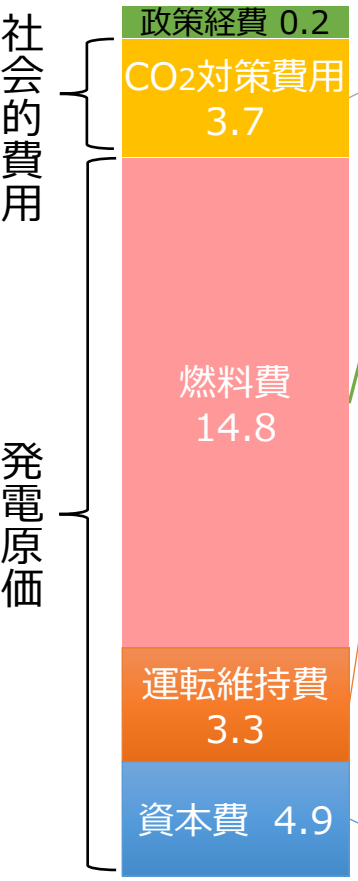


※2、3 将来のCO2対策費用と燃料価格の推計に用いるシナリオ。STEPSはIEA「World Energy Outlook 2020」の「公表政策シナリオ」、SDSは同「持続可能開発シナリオ」の場合の試算値。

・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

石油火力　発電コストの内訳

石油発電コスト（2020年）
26.7円/kWh
（政策経費を除いた場合：10.6円/kWh）



CO2対策費用（3.7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820億円（１基分、40年分）

燃料費（14.8円/kWh）
石油の調達費用
・総額3,418億円（１基、40年分）

運転維持費（3.3円/kWh）
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 757億円（１基、40年分）

資本費(4.9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1,128億円（１基分）

※1 モデルプラント想定値
設備容量40万kW
設備利用率 30%
稼働年数40年

・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
231億kWhで割って単価を算出

石油火力発電コスト（2030年）
24.9円/kWh～27.6円/kWh
（政策経費を除いた場合：24.8円/kWh～27.5円/kWh）

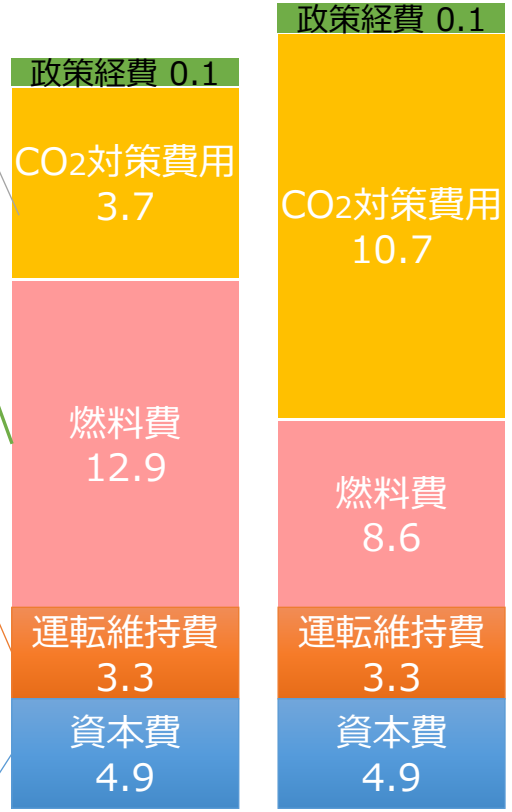
CO2対策費用（3.7円/kWh）
火力発電からのCO2排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用
・総額約847億円（１基、40年分）

燃料費（12.9円/kWh）
石炭の調達費用
・総額約2,982億円（１基、40年分）

運転維持費（3.3円/kWh）
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 約757億円（１基、40年分）

資本費(4.9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1,128億円（１基分）

・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231億kWhで割って単価を算出



※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。

CO2分離回収型IGCC　発電コストの内訳

CO2分離回収型IGCC発電コスト（2030年）
14.3～14.9円/kWh
（政策経費を除いた場合、14.2～14.8円/kWh）

CO2対策費用の内訳
輸送貯留費用(1.9円/kWh)
・輸送
建設費（CO2昇圧施設・パイプライン）、昇圧に係る電気代、修繕費
・貯留・モニタリング】
建設費（掘削費用・圧入ポンプ・圧入井・建屋）、廃坑費用、調査・モニタリング費用（事前・運転中・閉鎖後）、電気代、修繕費
総額約1,130億円

排出権購入費用(0.6円/kWh)
分離回収しきれなかったCO2や、輸送・貯留において排出されたCO2の排出権を購入するとした場合の費用
総額約369億円

※CO2輸送貯留費用を検討するにあたり以下の仮定を想定
①輸送距離は、20kmの陸上パイプライン
②輸送・貯留施設は、300万トン規模の設備を想定し、CO2処理量(184万トン)に応じてコスト負担

※1 モデルプラント想定値
設備容量50万kW、設備利用率70%、稼働年数40年

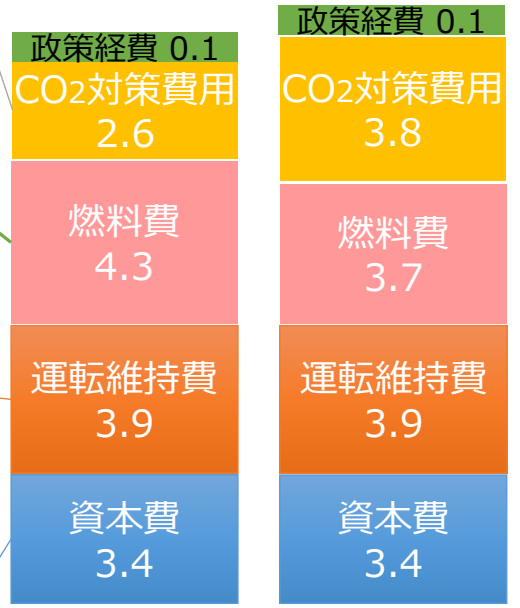
CO2対策費用（2.6円/kWh）
火力発電所から排出されるCO2を輸送・貯留した場合の費用。分離回収しきれなかったCO2や輸送・貯留において排出されたCO2の排出権を購入するとした場合の費用
・総額約1,500億円（40年分）

燃料費（4.3円/kWh）
IGCC用石炭の調達費用
・総額約2,512億円（１基、40年分）

運転維持費（3.9円/kWh）
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 約2,297億円（１基、40年分）

資本費(3.4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2,013億円（１基分）

・各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585億kWｈで割って単価を算出



※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。

CO2分離回収型石炭火力　発電コストの内訳

CO2分離回収型石炭火力発電コスト（2030年）
14.0～14.6円/kWh
（政策経費を除いた場合、13.9～14.5円/kWh）

CO2対策費用の内訳
輸送貯留費用(2.1円/kWh)
・輸送
建設費（CO2昇圧施設・パイプライン）、昇圧に係る電気代、修繕費
・貯留・モニタリング】
建設費（掘削費用・圧入ポンプ・圧入井・建屋）、廃坑費用、調査・モニタリング費用（事前・運転中・閉鎖後）、電気代、修繕費
総額約1,755億円

排出権購入費用(0.7円/kWh)
分離回収しきれなかったCO2や、輸送・貯留において排出されたCO2の排出権を購入するとした場合の費用
総額約573億円

※CO2輸送貯留費用を検討するにあたり以下の仮定を想定
①輸送距離は、20kmの陸上パイプライン
②輸送・貯留施設は、300万トン規模の設備を想定し、CO2処理量(285万トン)に応じてコスト負担

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

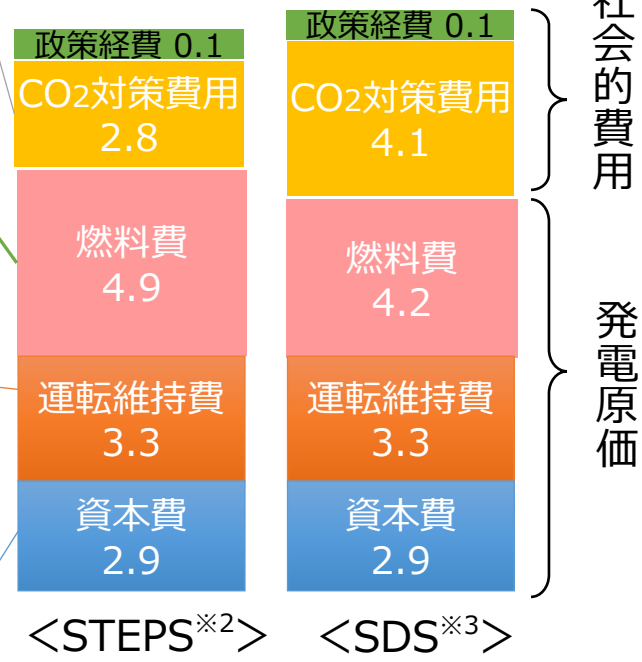
CO2対策費用（2.8円/kWh）
火力発電所から排出されるCO2を輸送・貯留した場合の費用。分離回収しきれなかったCO2や輸送・貯留において排出されたCO2の排出権を購入するとした場合の費用
・総額約2,328億円（40年分）

燃料費（4.9円/kWh）
石炭の調達費用
・総額約4,019億円（１基、40年分）

運転維持費（3.3円/kWh）
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 約2,729億円（１基、40年分）

資本費(2.9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2,411億円（１基分）

・各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826億kWｈで割って単価を算出



※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。

CO2分離回収型LNG火力　発電コストの内訳

CO2分離回収型LNG火力発電コスト（2030年）
11.7～11.8円/kWh
（政策経費を除いた場合、11.6～11.7円/kWh）

CO2対策費用の内訳

輸送貯留費用(0.9円/kWh)

・輸送

建設費（CO2昇圧施設・パイプライン）、昇圧に係る電気代、修繕費

・貯留・モニタリング】

建設費（掘削費用・圧入ポンプ・圧入井・建屋）、廃坑費用、調査・モニタリング費用（事前・運転中・閉鎖後）、電気代、修繕費

総額約929億円

排出権購入費用(0.3円/kWh)

分離回収しきれなかったCO2や、輸送・貯留において排出されたCO2の排出権を購入するとした場合の費用

総額約303億円

※CO2輸送貯留費用を検討するにあたり以下の仮定を想定
①輸送距離は、20kmの陸上パイプライン
②輸送・貯留施設は、300万トン規模の設備を想定し、CO2処理量(151万トン)に応じてコスト負担

※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

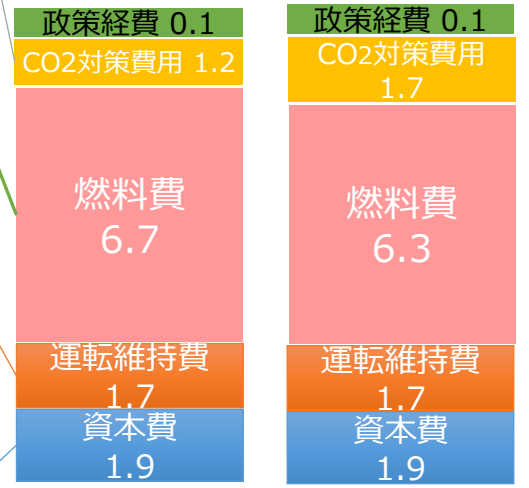
CO2対策費用（1.2円/kWh）
火力発電所から排出されるCO2を輸送・貯留した場合の費用。分離回収しきれなかったCO2や輸送・貯留において排出されたCO2の排出権を購入するとした場合の費用
・総額約1,232億円（40年分）

燃料費（6.7円/kWh）
LNGの調達費用
・総額約7,065億円（１基、40年分）

運転維持費（1.7円/kWh）
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 約1,827億円（１基、40年分）

資本費(1.9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2,023億円（１基分）

・各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1,053億kWh**で割って単価を算出



※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。

（参考）LNG火力（水素混焼・専焼発電） 発電コストの内訳

水素混焼火力コスト（2030年）
11.8円/kWh
（政策経費を除いた場合：11.7円/kWh）

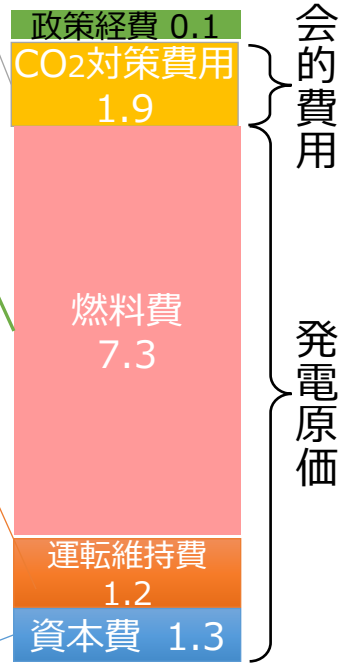
CO2対策費用 （1.9円/kWh）
火力発電（LNG燃焼分）からのCO2排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用
・総額2,199億円 （１基、40年分）

燃料費 (7.3円/kWh)
LNG（エネルギーベースで90%）、水素（エネルギーベースで10%）の調達費用
・総額8,594億円（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）

・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



※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対策費用及び燃料費はIEA「World Energy Outlook 2020」の「公表政策シナリオ」（STEPS）想定。

水素専焼火力コスト（2030年）
21.4円/kWh
（政策経費を除いた場合：21.3円/kWh）

燃料費 (18.9円/kWh)
水素の調達費用
・総額22,190億円（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）



・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

（参考）石炭火力（アンモニア混焼） 発電コストの内訳

CO2対策費用 （4.0円/kWh）
火力発電（石炭燃焼分）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3,705億円 （１基分、40年分）

燃料費 （7.1円/kWh）
石炭（エネルギーベースで80%）、アンモニア（エネルギーベースで20%）の調達費用
・総額6,672億円 （１基、40年分）

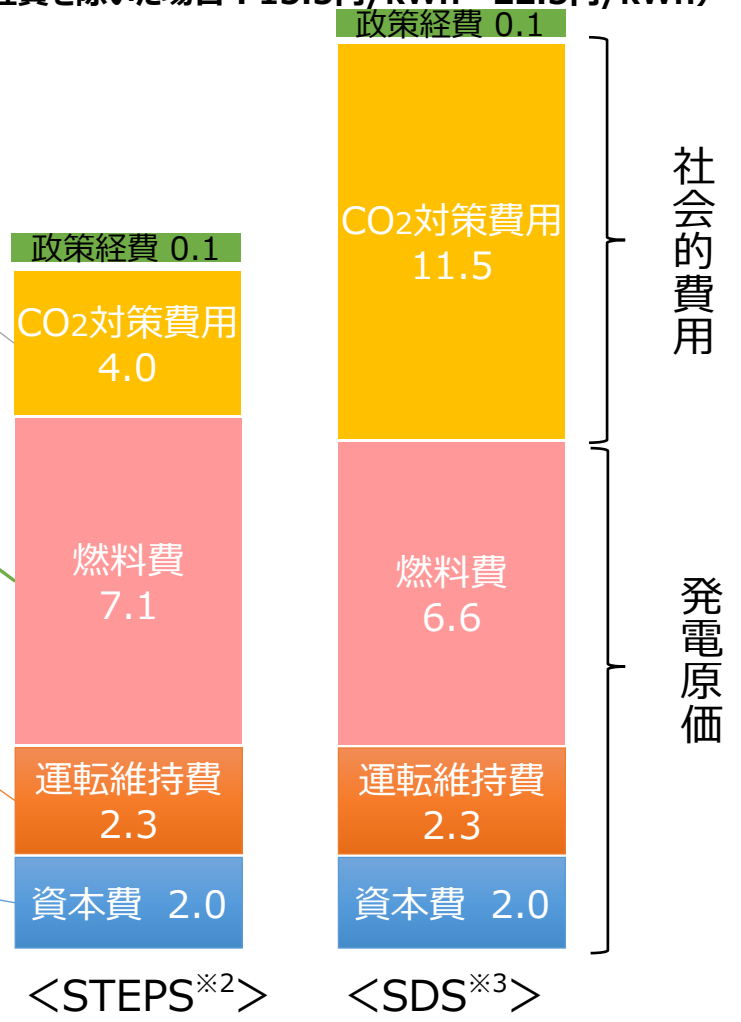
運転維持費 （2.3円/kWh）
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 2,152億円 （１基、40年分）

資本費 （2.0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 1,878億円（１基分）

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

・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 **938億kWh** で割って単価を算出

アンモニア混焼火力発電コスト（2030年）
15.5円/kWh～22.6円/kWh
（政策経費を除いた場合：15.5円/kWh～22.5円/kWh）



※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。

足下（2020年）及び将来（2030年）の発電コストの考え方

○ 石炭火力、ＬＮＧ火力、石油火力の発電コストの算定については、2015年検証時の考え方を踏襲しつつ、データを最新のものに更新することが中心。

【算定方法と諸元】

①モデルプラントの諸元

- 直近（前年度以前）に稼働した発電所（サンプルプラント、４基）の諸元を平均した値を採用。

②化石燃料価格の見通し

- 2020年の価格は各燃料のCIF 価格の2019年平均値。2021年以降2030年までは、IEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオ（STEPS）、持続可能開発シナリオ（SDS）の価格トレンドを採用。標準ケースとしてSTEPSのデータを採用。

③CO2対策費用の見通し

- 化石燃料価格見通しの標準ケースとしたIEA「World Energy Outlook」のSTEPSのデータと整合させる形で、同報告書における「EU STEPS」の価格見通しを採用。

④技術革新（熱効率向上）の見通し

- 石炭、LNG、石油ごとに、政府の計画に沿った技術革新を見込む。

石炭、LNG、石油火力発電のサンプルプラントと諸元

	2021年コスト検証　サンプルプラント	2015年コスト検証　サンプルプラント
石炭火力発電所	**モデルプラント：規模70万kW、熱効率43.5%、設備利用率70%、稼働年数40年** （モデルプラント算出の根拠となる直近の４発電所） ・常陸那珂共同火力（60万kW、2021年） ・竹原１号（60万kW、2020年） ・能代３号（60万kW、2020年） ・松浦２号（100万kW、2019年）	**モデルプラント規模：８０万kW、熱効率：４２%、設備利用率70%、稼働年数40年** ・磯子新２号（60万kW、2009年） ・舞鶴２号（90万kW、2010年） ・広野６号（60万kW、2013年） ・常陸那珂２号（100万kW、2013年）
ＬＮＧ火力発電所	**モデルプラント：規模85万kW、熱効率54.5%、設備利用率70%、稼働年数40年** （モデルプラント算出の根拠となる直近の４発電所） ・石狩湾新港１号（56.9万kW、2019年） ・富山新港1号（42万kW、2018年） ・西名古屋7-1号（119万kW、2017年） ・西名古屋7-２号（119万kW、2018年）	**モデルプラント規模：１４０万kW、熱効率：５２%、設備利用率70%、稼働年数40年** ・川崎１号系列（150万kW、2009年） ・富津４号系列（152万kW、2010年） ・上越１号系列（119万kW、2013年） ・姫路第二新１～３号（146.1万kW、2013年）
石油火力発電所	**モデルプラント：規模40万kW、熱効率39%、設備利用率70%、稼働年数40年** （モデルプラント算出の根拠となる４発電所（注１）） ・尾鷲三田３号（50万kW、1987年） ・宮津１号（37.5万kW、1989年） ・宮津２号（37.5万kW、1989年） ・知内２号（35万kW、1998年）	**モデルプラント規模：４０万kW、熱効率：３９%、設備利用率70%、稼働年数40年** ・尾鷲三田３号（50万kW、1987年） ・宮津１号（37.5万kW、1989年） ・宮津２号（37.5万kW、1989年） ・知内２号（35万kW、1998年）

（注１）石油火力は、震災後に建設されたものもあるが、これらは小規模の緊急設置電源やガス火力転換を目指した軽油利用のもの。
これらを石油火力の諸元として採用することは、誤解を生じ得る。このため、2011年及び2015年コスト検証と同様の整理に従い、
ガス転換等を想定せず、「石油火力」として建設されたプラントの諸元を採用している。

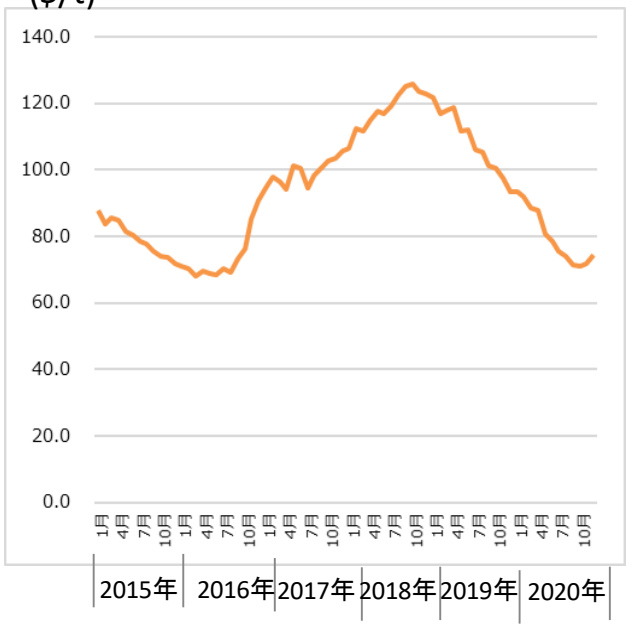
（注２）太陽光、風力は、直近に建設が多数集中しているため、直近４発電所ではなく、最頻値の発電所諸元を踏まえてモデルプラントを設定。

化石燃料価格の考え方①（足下の価格）

○ 前回（2015年）のコスト検証では、直前の原油価格下落の影響なども可能な限り加味すべく、2013年度ではなく、2014年（暦年）の平均値を採用した。
○ 今回（2021年）の検証においても、同様の考え方から、2020年暦年の平均値を採用する。

① 為替　　：105.24円/＄（2014年平均）→ 109.10円/＄（2019年平均）　/107.00円/＄（2020年平均）
② 燃料価格：石炭　98.00$/t（2014年平均）→ 108.58$/t（2019年平均）　/　79.85 $/t（2020年平均）
LNG　842.45$/t（2014年平均）→ 512.99 $/t（2019年平均）/ 403.21 $/t（2020年平均）
（9.84$/MMBtu （2019年平均） / 7.73 $/MMBtu（2020年平均）
原油 105.18＄/bbl（2014年平均）→66.82 $/bbl（2019年平均） / 45.72 $/bbl（2020年平均）

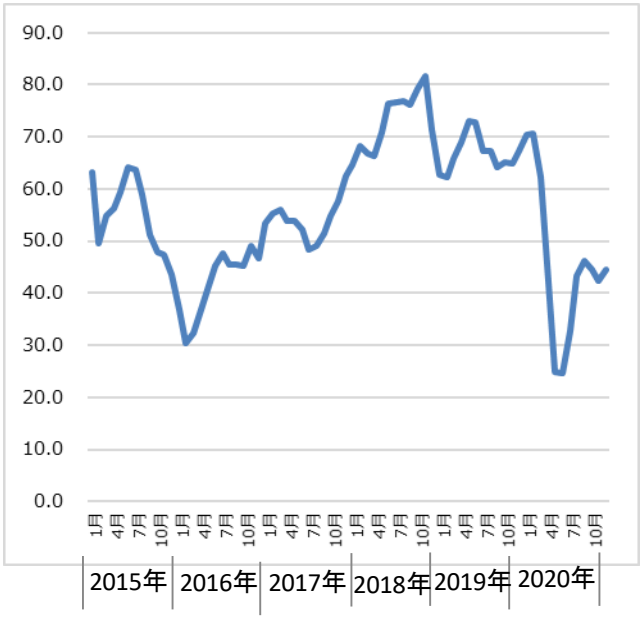
石炭CIF価格の推移



LNG CIF価格の推移



原油CIF価格の推移

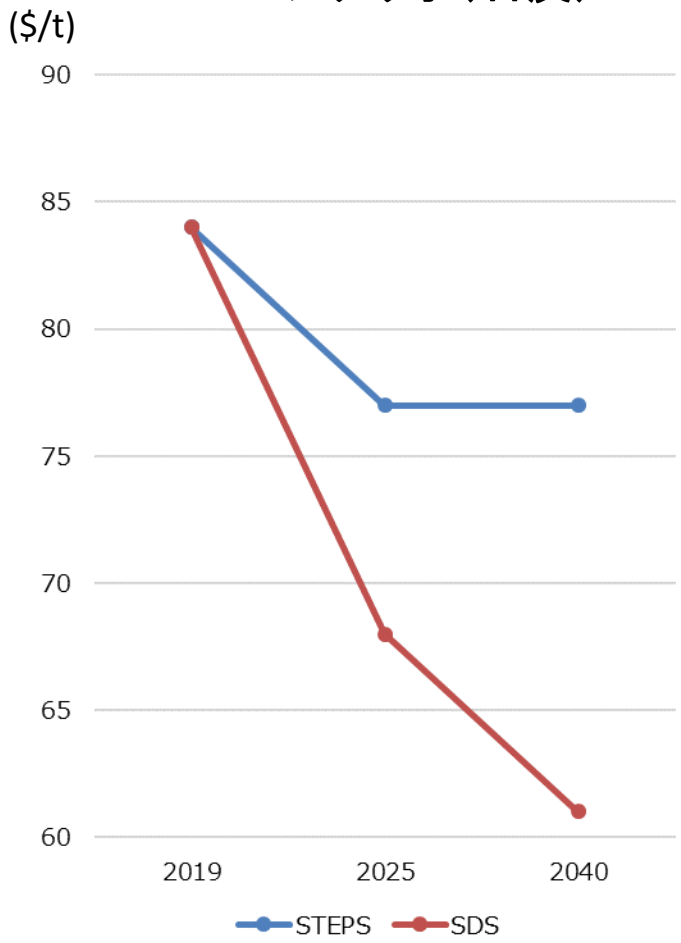


化石燃料価格の考え方②（将来の価格見通し）

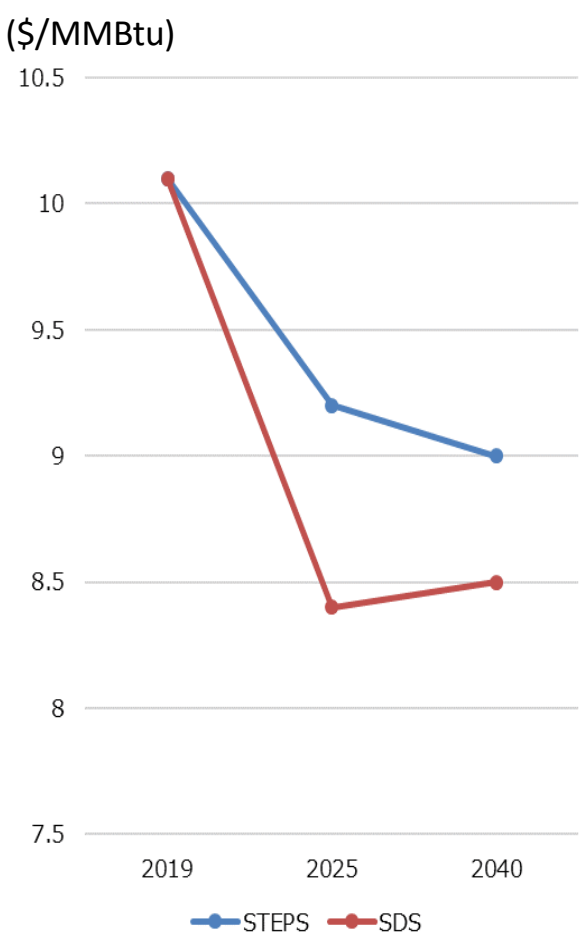
○ IEA「Word Energy Outlook 2020」（WEO2020）における、公表済政策シナリオ（STEPS）及び持続可能開発シナリオ（SDS）の価格トレンドを利用して、将来価格を推計。

○ STEPSを標準ケースとして設定。

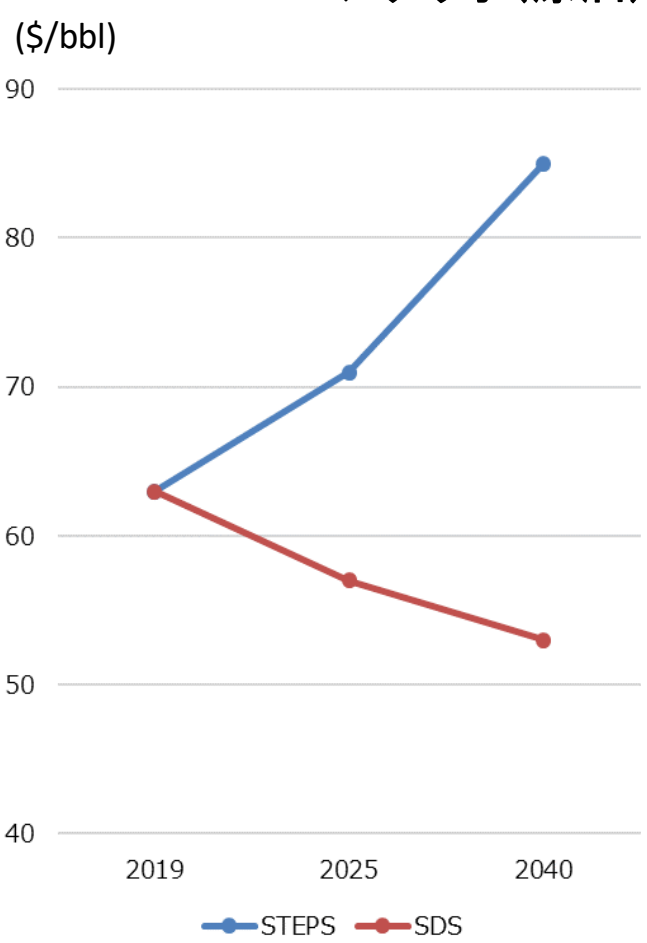
WEO2020シナリオ（石炭）



WEO2020シナリオ（LNG）



WEO2020シナリオ（原油）



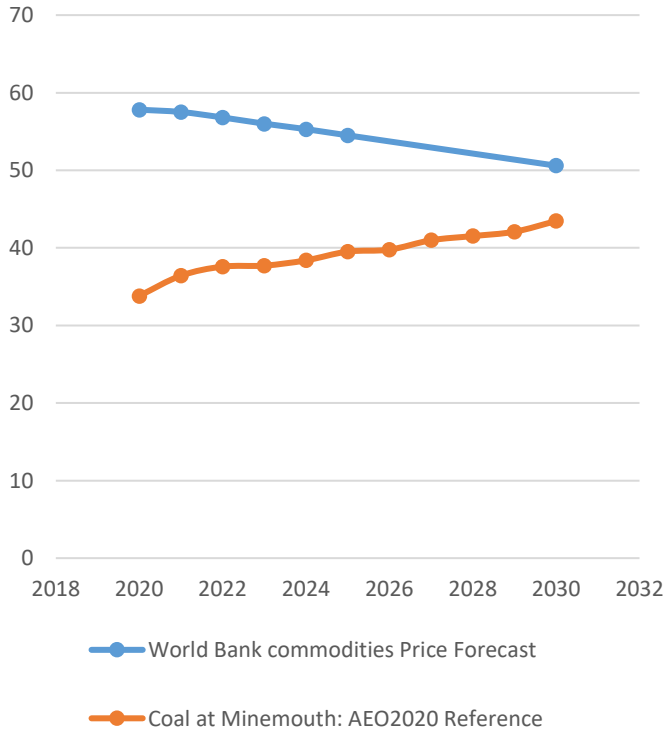
（参考）各国政府・国際機関における化石燃料価格の見通し

各国政府、国際機関レポートにおける今後の化石燃料価格の見通しは下記の通り。

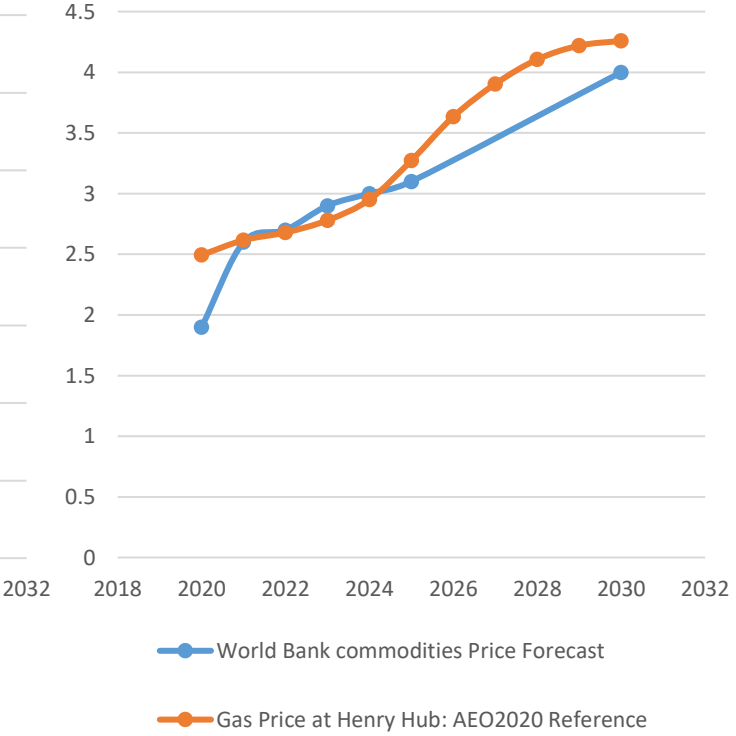
○ 米国エネルギー省エネルギー情報局（EIA）「Annual Energy Outlook 2021」
原油価格、天然ガス価格、石炭価格について2020年から2050年にかけて上昇するトレンドを提示。

○ 世界銀行「World Bank Commodity Prices Forecast」
原油価格、天然ガス価格について2030年まで上昇するトレンドを提示。

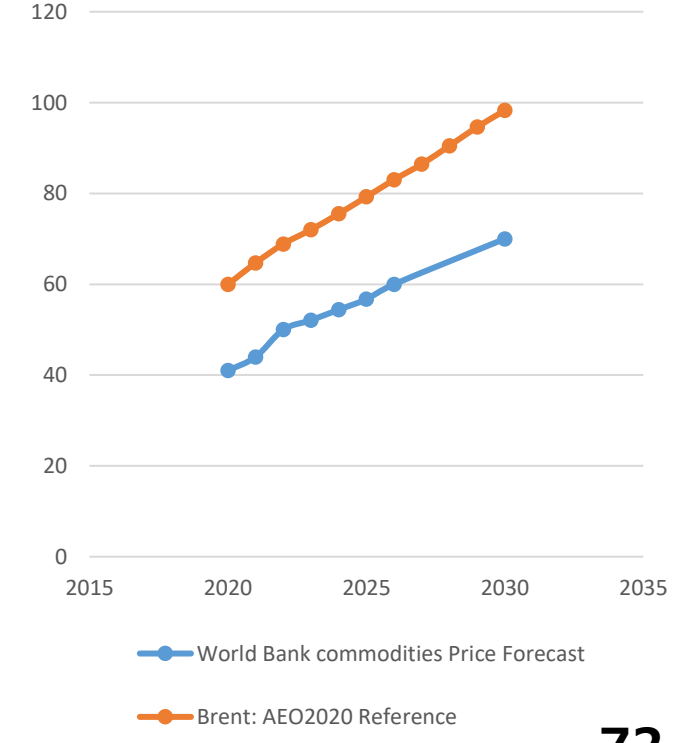
石炭価格見通し



天然ガス価格見通し

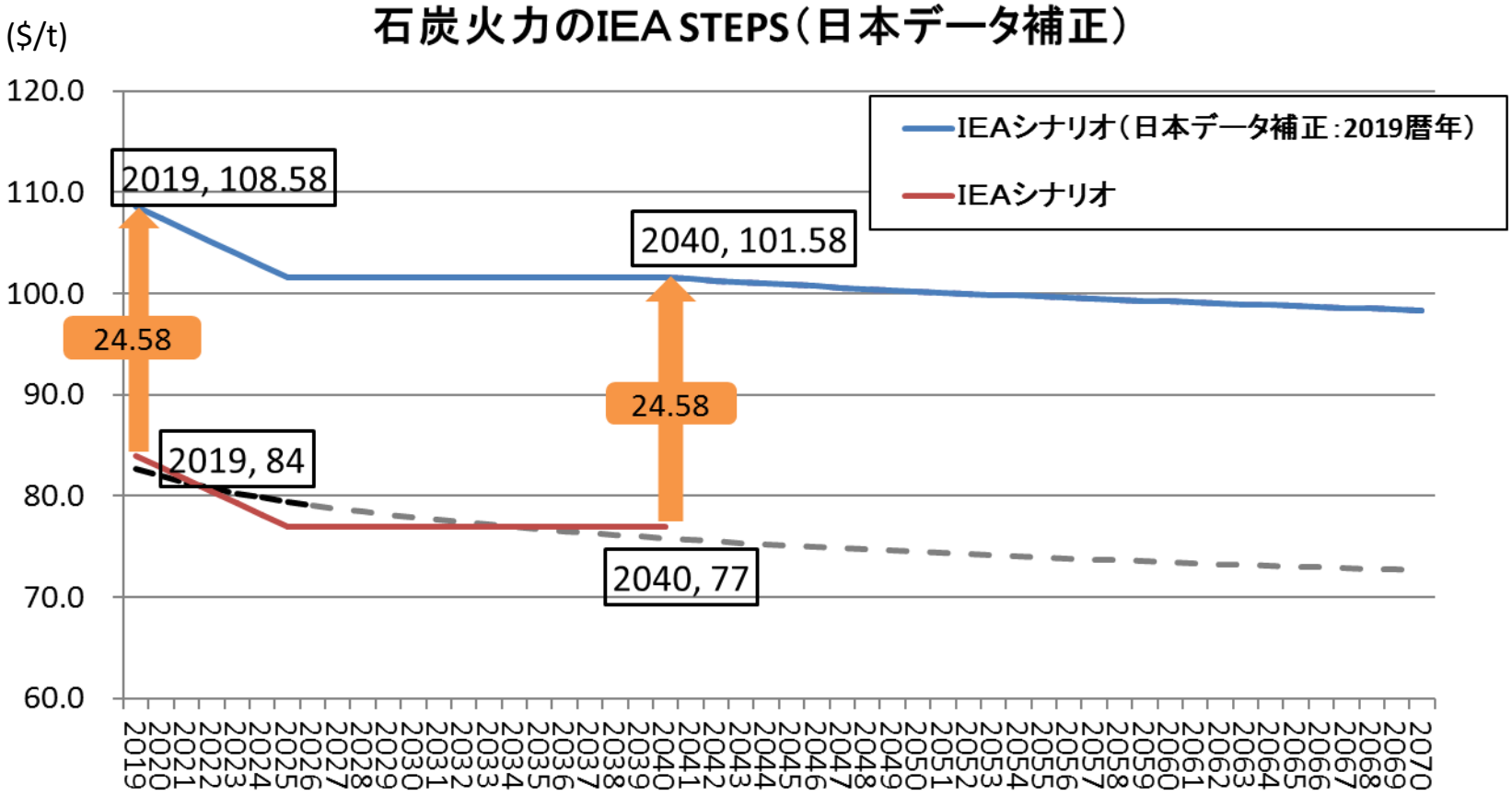


原油価格見通し



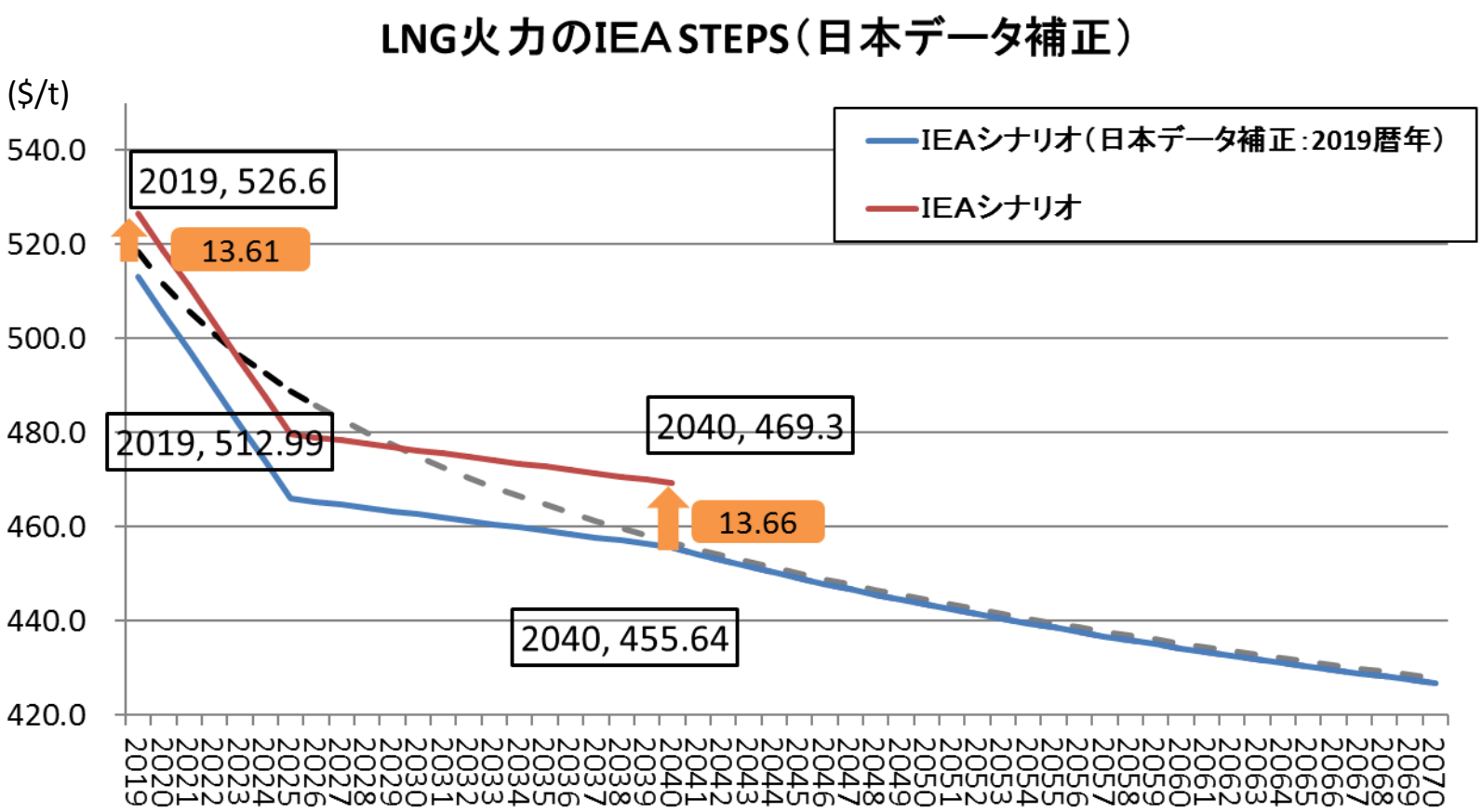
石炭火力 燃料価格の見通し

○ 初年度（2020年）～2024年の石炭価格は、WEO2020にデータが無いため、WEO2020にデータがある2019年の石炭価格を、日本の実際の2019年の石炭価格で補正した上で、2025年の石炭価格と直線で結んで導出。
○ 2025年と2040年の価格は、WEOの価格データをそのまま利用。
○ 2025年～2040年の間は、価格が直線的に推移すると仮定。
○ 2040年以降の価格は、2019年と2040年の価格を対数回帰して得られたトレンドを延長して採用。



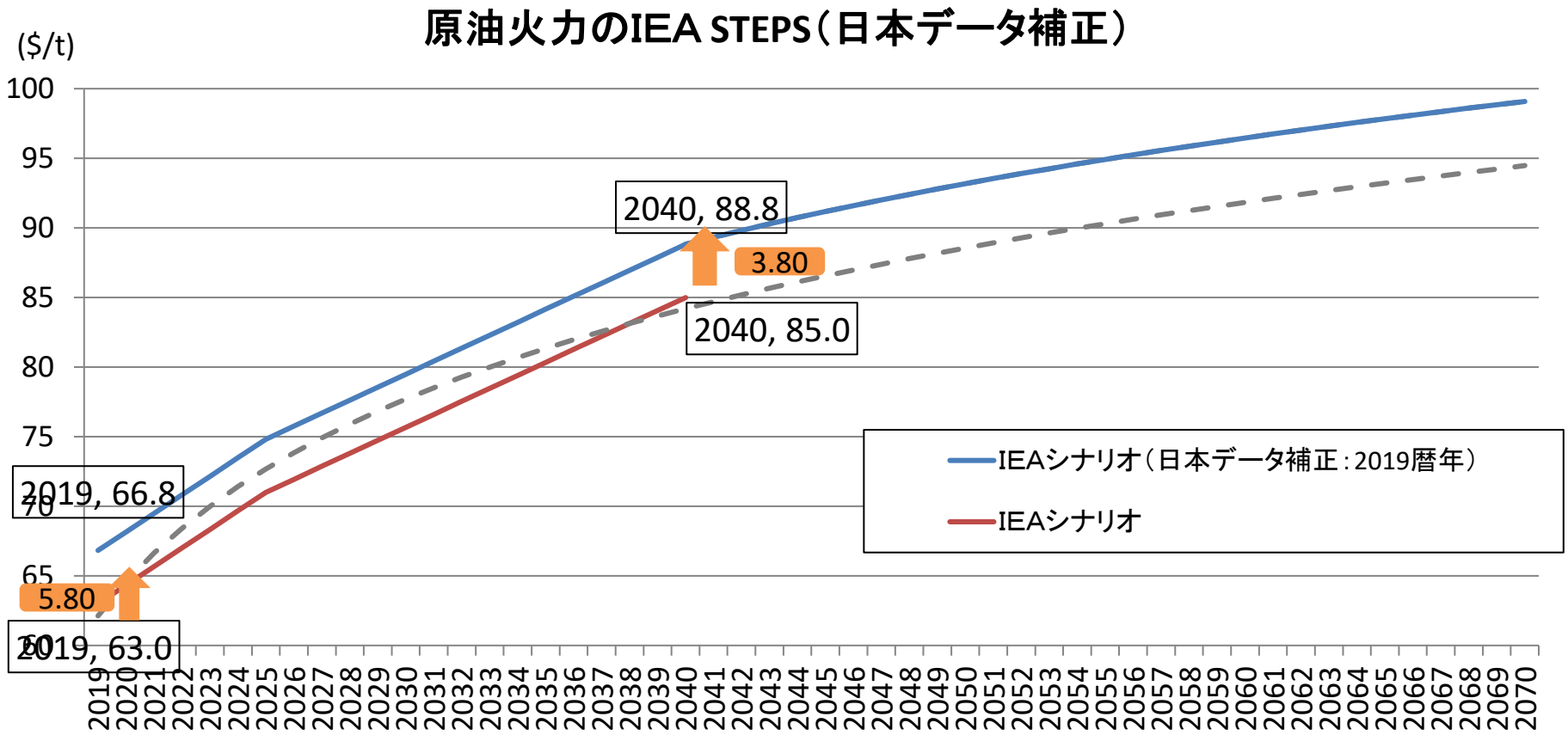
LNG火力 燃料価格の見通し

○ 初年度（2020年）～2024年のLNG価格は、WEO2020にデータが無いため、WEO2020にデータがある2019年のLNG価格を、日本の実際の2019年のLNG価格で補正した上で、2025年のLNG価格と直線で結んで導出。
○ 2025年と2040年の価格は、WEOの価格データをそのまま利用。
○ 2025年～2040年の間は、価格が直線的に推移すると仮定。
○ 2040年以降の価格は、2019年と2040年の価格を対数回帰して得られたトレンドを延長して採用。



石油火力 燃料価格の見通し

○ 初年度（2020年）～2024年のLNG価格は、WEO2020にデータが無いため、WEO2020にデータがある2019年のLNG価格を、日本の実際の2019年の石油価格で補正した上で、2025年のLNG価格と直線で結んで導出。
○ 2025年と2040年の価格は、WEOの価格データをそのまま利用。
○ 2025年～2040年の間は、価格が直線的に推移すると仮定。
○ 2040年以降の価格は、2019年と2040年の価格を対数回帰して得られたトレンドを延長して採用。



足下（2020年）のCO2対策費用の考え方

○ 2020年の**CO2対策費**については、欧州の代表的な排出量取引市場**（EU-ETS）の値から推計**。
○ 本検証時点では、**2020年の平均価格は未公表**のため、**2019年平均価格（27.7ドル/トン）**を基に、IEA「World Energy Outlook 2020」における**「公表済政策シナリオ」（STEPS）のトレンドを用いて推計（28.0ドル/トン）**。

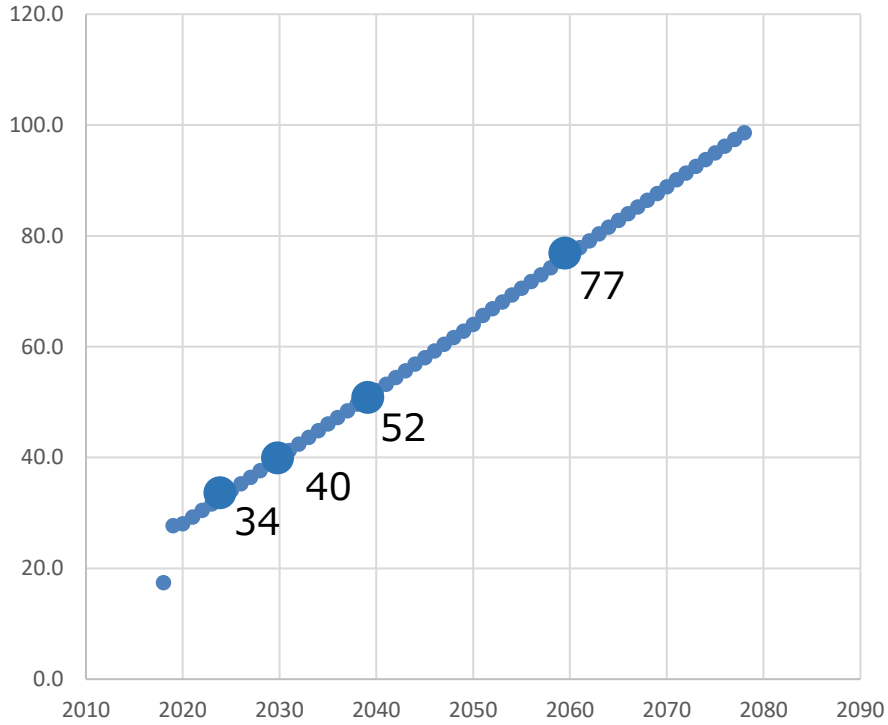


将来（2030年）のCO2対策費用の考え方

○ IEA「World Energy Outlook 2020」（WEO2020）における**「公表済政策シナリオ」（STEPS）及び「持続可能開発シナリオ」（SDS）※に示されたCO2価格**を用いて、それぞれ**推計**。
○ WEO2020には、2030年のCO2価格は示されておらず、**2025年及び2040年の値のみ。**このため、両方の値を**直線で結び、2030年の値を導出**。
○ 2025年～2050年の間は、値が直線的に推移すると仮定。
○ 2050年以降は、2018年から2050年の価格を対数回帰して得られたトレンドを延長して採用。

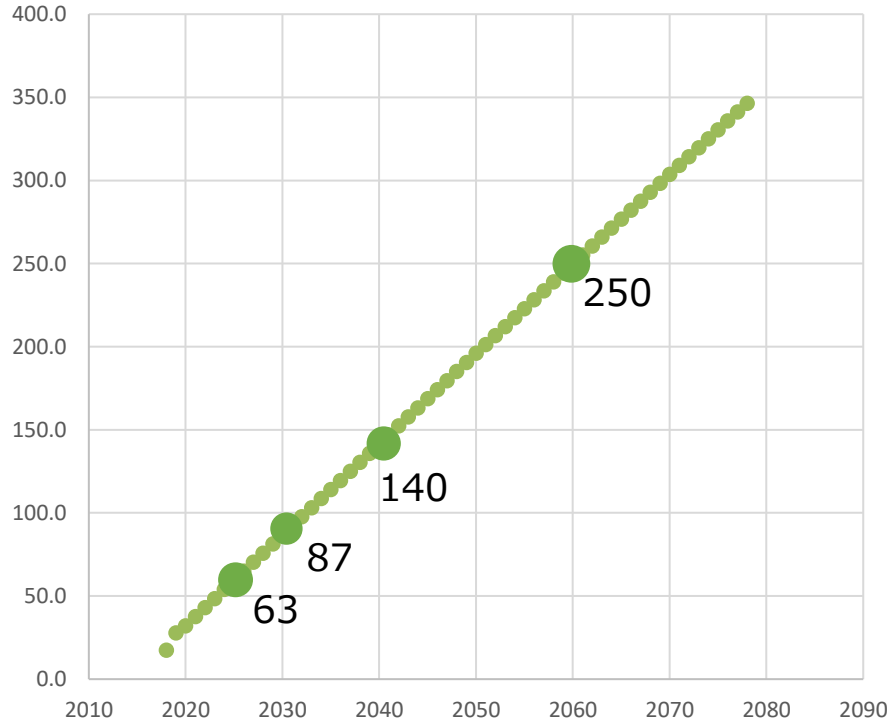
（ドル/CO2トン）

CO2価格の推移（STEPS）



（ドル/CO2トン）

CO2価格の推移（SDS）



※1　IEA「WEO2020」において、国連の持続可能な開発目標（SDGs）のうち、エネルギー関連目標（パリ協定含む気候変動問題、大気汚染の大幅削減、世界全体でのエネルギー・アクセス達成）の達成などにより、結果として2050年に多くの先進国でCO2排出がネットゼロ、2070年に世界全体でネットゼロとなるシナリオ

技術革新による、将来（2030年）の価格低減の考え方

- 2020年と2030年モデルプラントについて、技術革新による発電コストの低減が期待される電源について、以下のとおり検証する。
  - 石炭火力については2020年モデルプラントにおいて超々臨界圧火力発電による約43.5%の発電効率を前提とし、現在、更なる熱効率向上に向けて石炭ガス化複合発電（IGCC）の技術実装が始まっていることから、2030年モデルプラントに加え、IGCCについても個別に建設費や約50%の発電効率等を見込んでコストを試算。
  - LNG火力については、2020年モデルプラントは、1500℃級ガスタービンによる約54.5%の発電効率を前提とし、2030年のモデルプラントにおいては、1700℃級ガスタービンが実用化されているという前提で、約57%の発電効率が達成されるとして、コストを試算。

次世代火力発電技術の高効率化、低炭素化の見通し



※ 図中の発電効率、排出原単位の見通しは、現時点で様々な仮定に基づき試算したもの。

写真：三菱重工業(株)、常磐共同火力(株)、三菱日立パワーシステムズ(株)、大崎クールジェン(株)

出典：次世代火力発電に係る技術ロードマップ

燃料価格の変動に伴う感度分析①（考え方）

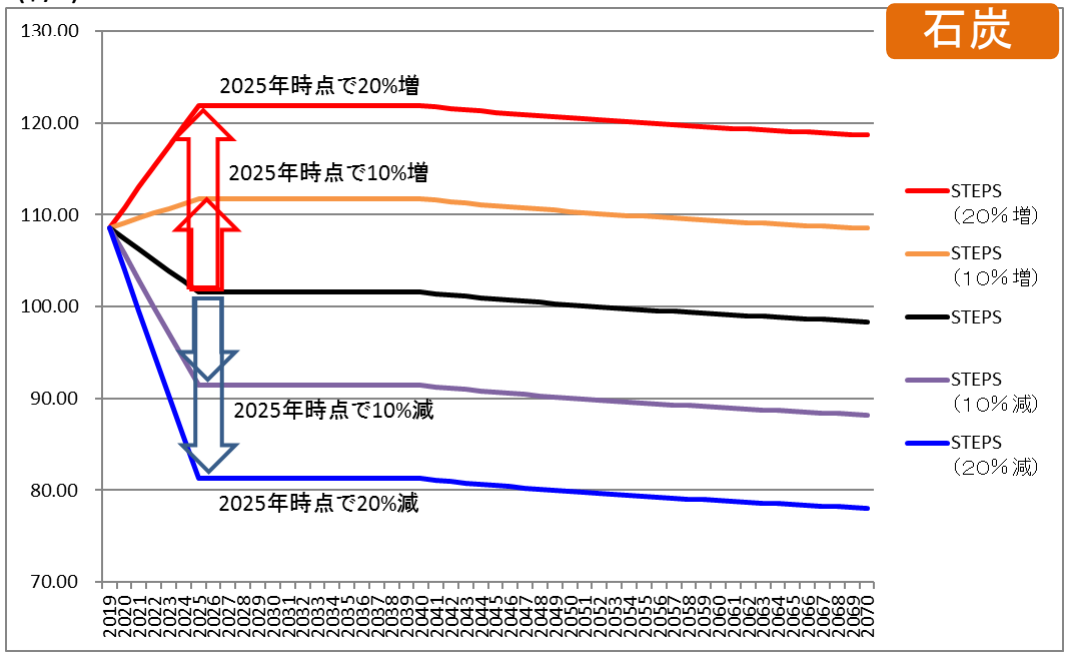
○ 燃料価格については、上述したとおり、IEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオ（STEPS）の価格トレンドを用い、2019年及び 2020年の日本通関CIF価格を使うことで日本の価格トレンドとして補正している。

○ ただし、燃料価格を見通すことは困難であり、大きな変動も考えられる。このため、①2025年に各燃料の価格が±10%、±20%の変動があったと仮定して、４つのシナリオを設定、分析。

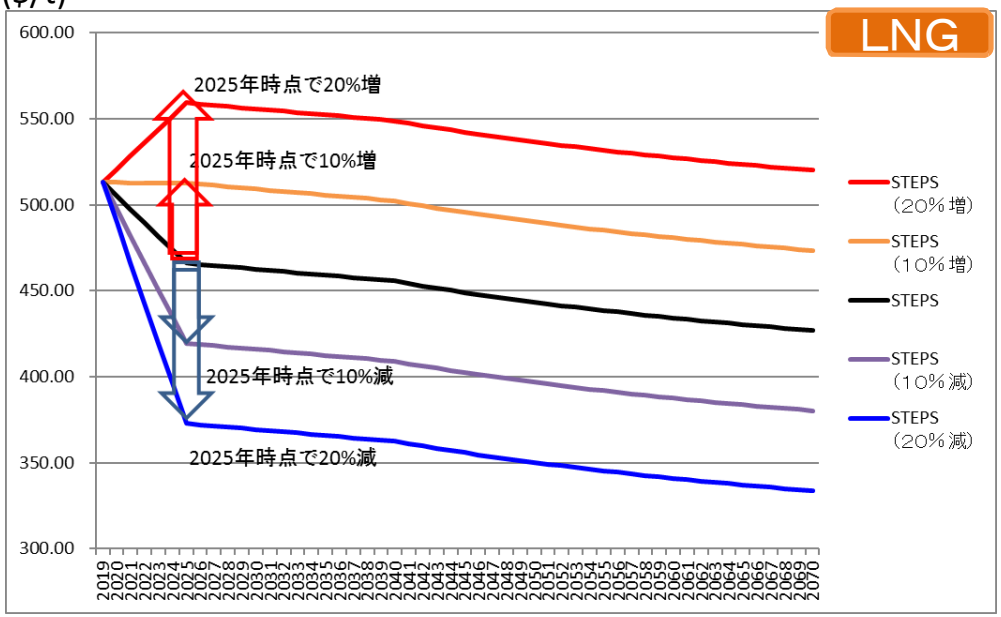
○ 燃料価格は、2025年までは2025年価格へ収束し、それ以降は、標準シナリオと並行的に変動

燃料価格の変動に伴う感度分析②

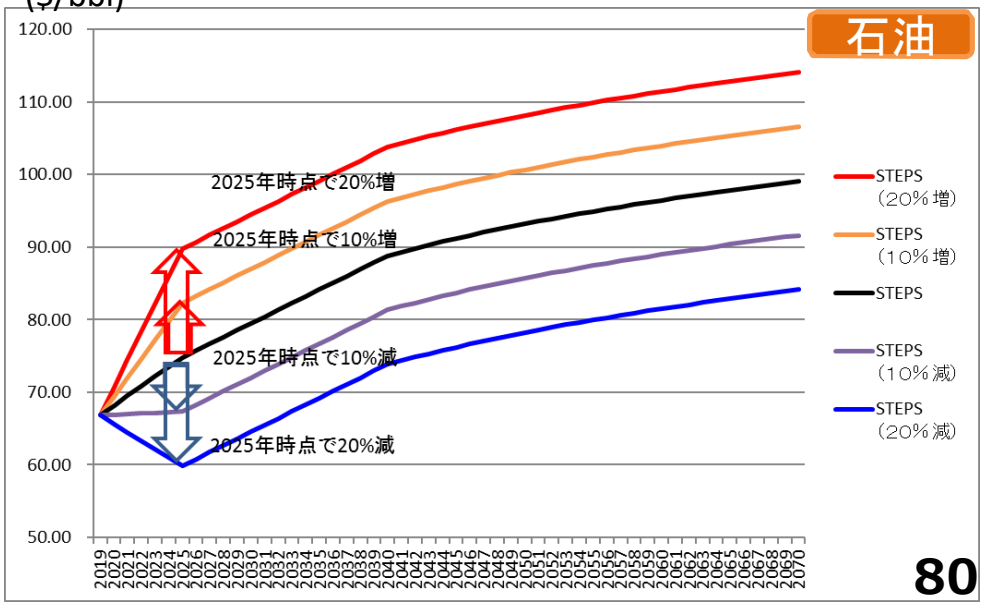
($/t)



($/t)



($/bbl)



CO2回収・貯留装置付火力　発電コストの考え方

- 今回の検証では、事業者へのインタビュー等をもとに、2030年時点で検討されるケースとして、以下の仮定をおいて試算。
  ①**分離・回収**は、これまでの実証等の成果から得られた**分離回収設備付の石炭火力・LNG火力・IGCCの発電・分離回収プラント**
  ②**貯留**は、苫小牧CCUS実証で実例のある**陸上施設から傾斜井を通して海底下への貯留**
- なお、苫小牧CCUS実証のように、**陸上施設から傾斜井を通じて海底下に直接貯留出来るケースは貯留ポテンシャルが限られる可能性があり、海上及び海底坑口等からの貯留技術の想定も必要**。また、発電所とCO2貯留地との位置関係により、CO2の輸送が必要となるが、**陸上パイプライン輸送**だけでなく、船舶によるCO2の海上輸送が必要なケースも存在する。
- **今回は、苫小牧CCUS実証における貯留・モニタリングの諸元等を参考に検証を行うが、排出源と貯留適地の地理条件や位置関係に応じて、費用が増大したり、縮小したりする可能性があり**、諸元のアップデートは今後の検討課題。
- また、今回の検証では、CO2圧入井掘削等の建設費は考慮しているが、**貯留地の確保（立地制約）は考慮していない**。

①分離・回収　→　**②貯留**　　※赤字が、本コスト検証における検討項目。

検討対象

排出源

発電	**石炭火力発電**
	LNG火力
	IGCC
	バイオマス発電（BECCS）
その他	燃料転換：天然ガス、水素、精油など
	製造：製鉄、セメント、化学品など
	その他：廃棄物焼却、DACなど

輸送方法

陸域	タンクローリー
	鉄道
	陸上パイプライン（海外事例あり）
海域	海底パイプライン
	船舶輸送

（今後の検討事項）
排出源と貯留地が陸続きで近接しているとは限らないため、排出源と貯留地の柔軟性確保の観点からも、**船舶輸送による長距離輸送技術の想定も必要**。

貯留方法

施設 陸上	陸域貯留
	陸上施設からの海底下貯留（実証実績あり）
施設 海上	海上施設から海底下貯留（着底・浮体）
	海底坑口貯留

（今後の検討事項）
貯留地が陸地から離れている海底下にある場合や、地上に圧入施設を設置することがむずかしい場合は、**海上（着底・浮体）**）**及び海底坑口等からの貯留技術の想定も必要**。

コストの考え方

発電事業と分離回収が一体で実施されることが想定されるため、実証事業等で得られた知見を基に、発電と分離回収のコストをセットで検討。
（コスト検討事項）※分離回収における追加分
分離回収施設の資本費、運転維持費、所内率の上昇、熱効率の低下

海外等で実績のある20~200kmの陸上パイプラインを想定
（コスト検討事項）
建設費（CO2昇圧施設・パイプライン）、昇圧に係る電気代、修繕費

苫小牧CCUS実証で実施事例のある、陸上施設からの海底下貯留(帯水層)を想定
（コスト検討事項）
建設費(掘削費用・圧入ポンプ・圧入井・建屋)、設備の廃棄費用、調査・モニタリング費用(事前・運転中・閉鎖後)、圧入電気代、修繕費

（参考）CCS（CO2回収・貯留）の電力システム上の役割とコスト試算例

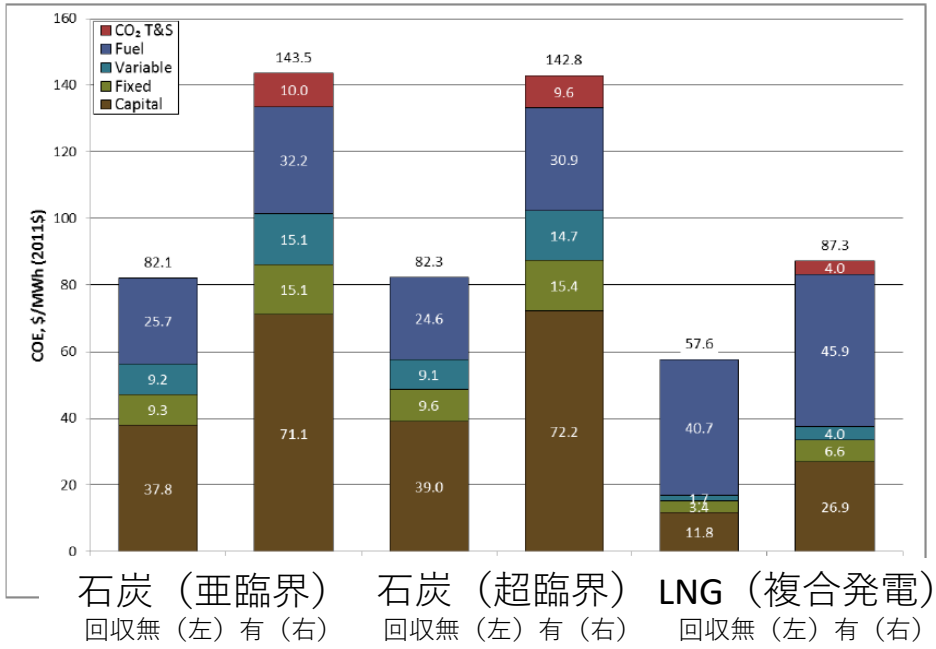
- IEAによると、電力システムの脱炭素化とカーボンニュートラルへの移行において、CCSは

  ①分離回収施設の後付けにより火力発電の既存施設の有効利用が可能、②電力システム制御における柔軟性の提供、③バイオマス発電との組み合わせによるネガティブエミッション（大気からの二酸化炭素除去）

  において大きな役割を果たすと想定されている。

- 米国や英国では、電源セクターでのCCSのコスト計算もなされているところ。

【米国DOEの発電コスト試算例】



出典：Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a (DOE/NETL-2015/1723); ES-5

【英国の発電コスト試算例】

※分離回収施設の有無によるコスト比較

分離回収施設の有無におけるコスト	ガス複合発電 (分離回収)		石炭火力 (分離回収)	
	無	有	無	有
資本費（€/kW）	550	1240	1480	2560
効率（熱エネルギー評価法のLHVベース）	58.8	49.9	42.4	32.8
発電コスト（均等化発電原価）（€/MWh）	48	69	56	87
燃料関連コスト（€/MWh）	34	40	21	26

出典：ETI report, REDUCING THE COST OF CCS DEVELOPMENTS IN CAPTURE PLANT TECHNOLOGY; Fig.3

（参考）The role of CCUS in low-carbon power systems, IEA

（参考）CCS（CO2回収・貯留）の国内外における実例

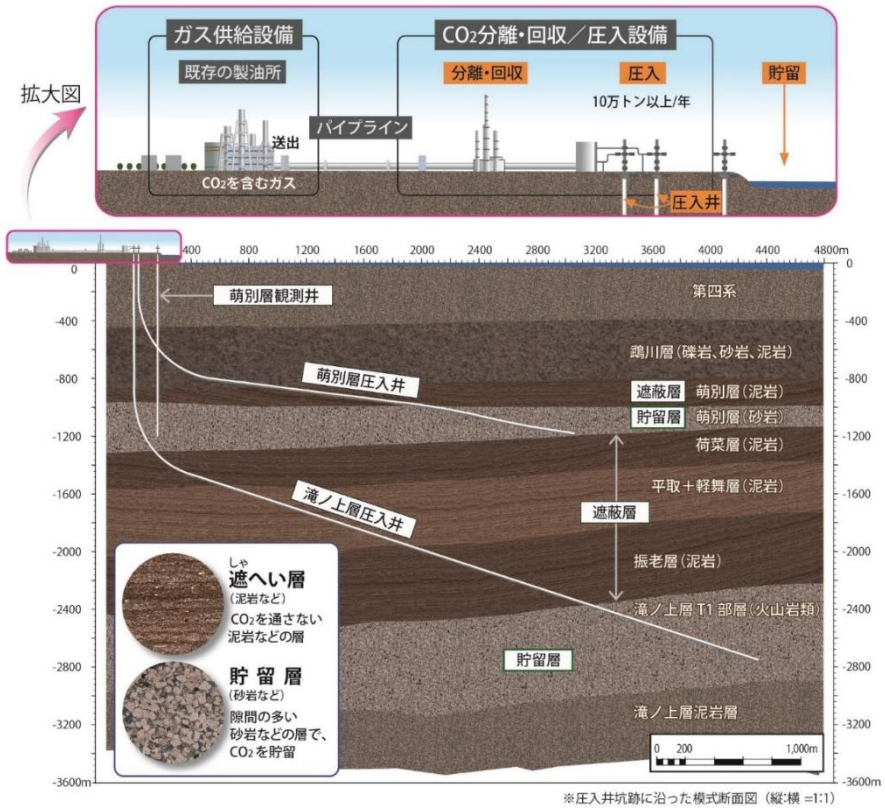
- 実用規模でのCCS実証を目的として、北海道苫小牧市で我が国初の大規模CCS実証試験を実施。2012年度から2015年度に実証設備を建設し、2016年度からCO2圧入を開始。地域社会と緊密に連携を取りつつ、**<u>2019年11月に累計圧入量30万トンを達成</u>**。

  ※苫小牧CCS実証におけるCO2は石油精製由来の排ガスを利用。

- 世界では26件のCCSプロジェクトが稼働。火力発電排ガスからのCCSは、米・加で２件実施。

  ※2020年11月末時点。※米国では現在停止中。

<u>苫小牧CCS実証試験の全体像</u>



<u>海外でのCCS付火力発電の取組事例</u>

Boundary Dam

2014操業開始
石炭火力発電排ガスから100 万トン/年のCO2を回収し、陸域パイプラインで輸送し、EOR※に使用



Petro Nova

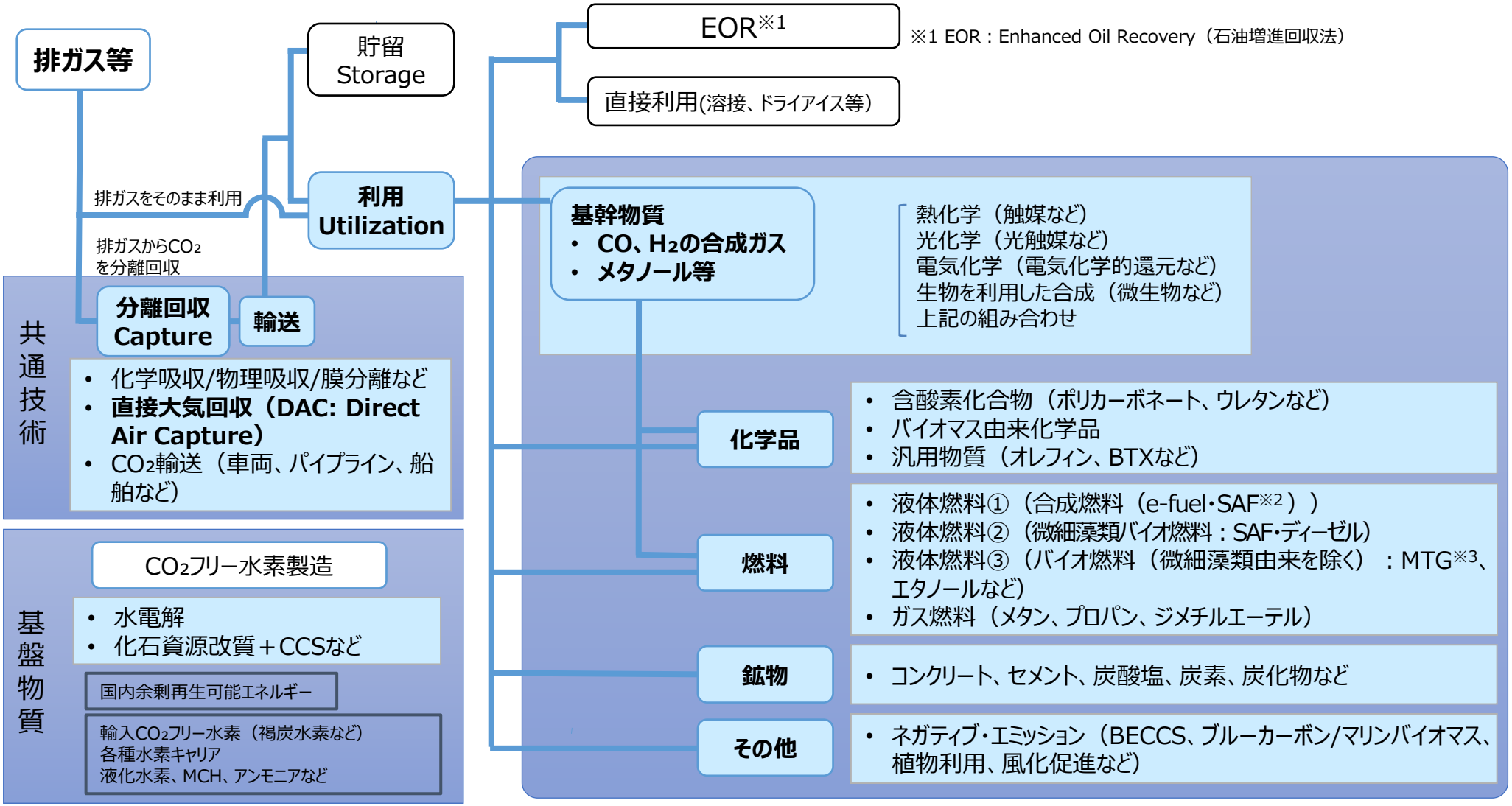
2017年操業開始
（現在停止中）
石炭火力発電排ガスから140万トン/年のCO2を回収し、陸域パイプラインで輸送し、EOR※1に使用



※1 EOR：Enhanced Oil Recovery（石油増進回収法）

（参考）カーボンリサイクルについて

- カーボンリサイクル：CO_2を資源として捉え、これを分離・回収し、鉱物化によりコンクリート等、人工光合成等により化学品、メタネーション等により燃料へ再利用し、大気中へのCO_2排出を抑制。



※2 SAF:Sustainable aviation fuel
※3 MTG:Methanol to Gasoline

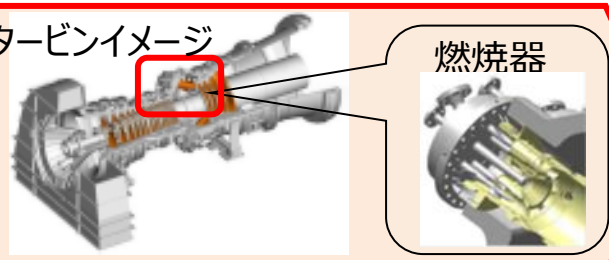
水素発電（混焼、専焼）のモデルプラントの考え方

- **水素発電**は、燃焼器を除き、**LNGガス火力の発電設備と原則同等のものを活用出来ることが特徴**。そのためこれまで国は、天然ガスより燃えやすい等の**水素の特性に合わせた燃焼器の技術開発**を大規模火力、小規模火力のそれぞれで支援。
- 大規模火力発電については、既存プラントにも最小限の配管等の改造で実装出来る**混焼用**(混焼率：体積ベースで30%、熱量ベースで10%)**と専焼用の２種類の燃焼器開発を実施**。
- モデルプラントとしては、海外でも受注実績があり、**今後国内外の主要な水素発電プラントとなり得る、大規模火力発電を選定**。

①大規模火力発電（500MW級）のR&Dの流れ

既存大規模火力発電所における水素混焼のための技術開発を実施。**2018年に水素混焼率30%（体積ベース）を達成**。

→ 2020年度より、水素**専焼**発電の技術開発を実施中。



②地域における熱電供給のコジェネ発電(1MW級)のR&Dの流れ

水素を天然ガスに0～100%まで自在に混焼可能な技術を開発。**2018年には水素専焼による市街地への熱電併給を世界で初めて達成。**

→ 2019~2020年度において、高効率な水素**専焼**発電の技術開発を実施。



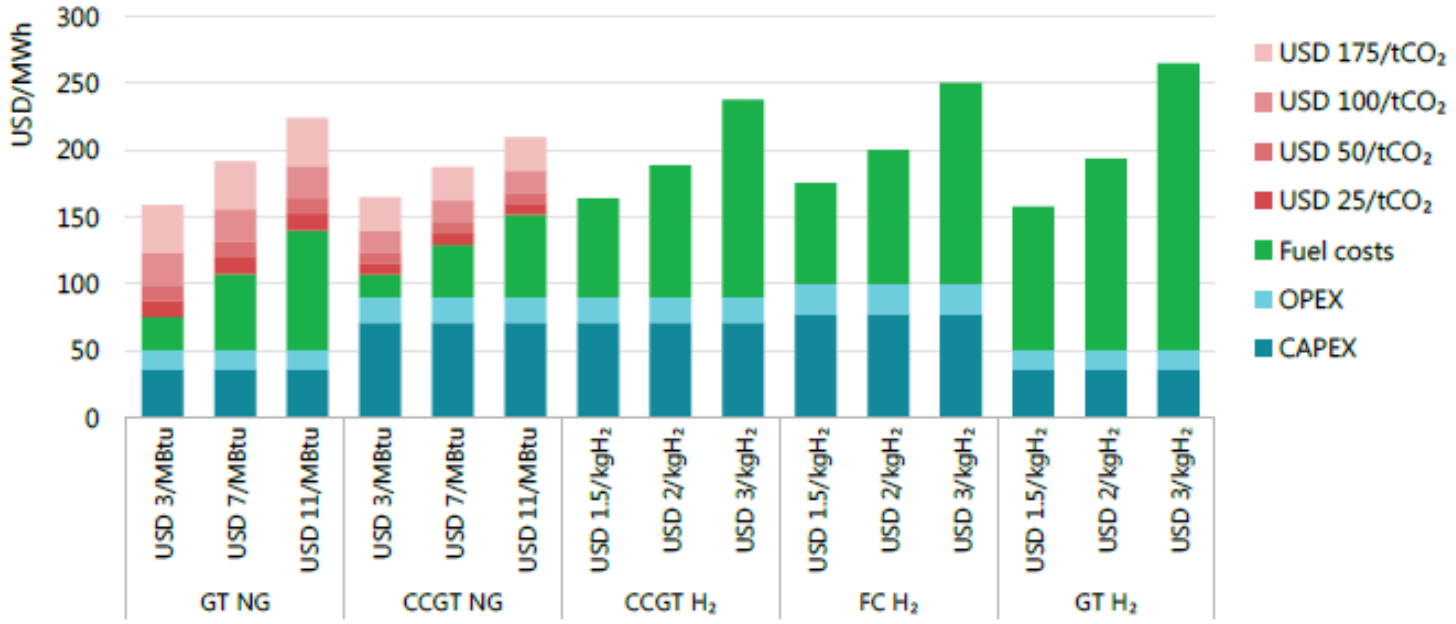
神戸市のポートアイランドに整備された水素発電施設（水素CGS）

③世界の水素発電の主な動き

- 三菱パワーがオランダにおいてマグナム発電所（天然ガス焚き）を水素焚きに転換するプロジェクトに参画(出力44万kW)。**2027年頃に世界初となる大型水素専焼発電の商用運転**を計画。
- 三菱パワーが米国ユタ州において計画される**大型水素発電プロジェクトで、ガスタービンを受注**（出力:84万kW）。**2025年に水素混焼率30%（体積ベース）**で運転を開始し、**2045年に100%専焼運転**を目指す。

水素発電（混焼、専焼）のコスト試算の考え方

- 水素発電については、**IEAがレポート(The Future of Hydrogen)の中で発電コストについての試算**を行っている。
- 同レポート中では、資本費や稼働率については、天然ガス火力と同等で設定しており、**LNG火力プラントとほぼ同一の設備を建設し、同一の運用をしている**と考えられることから、我が国の試算においても、**LNG火力プラントの各種諸元を参考にする**。
- また、コスト試算は、**混焼と専焼に場合分けを行い、実施する**。ただし、混焼と専焼は燃料代のみが異なると仮定し、**混焼率は主要な混焼率となり得るエネルギーベースで10%（体積ベースで30%）を採用する**。

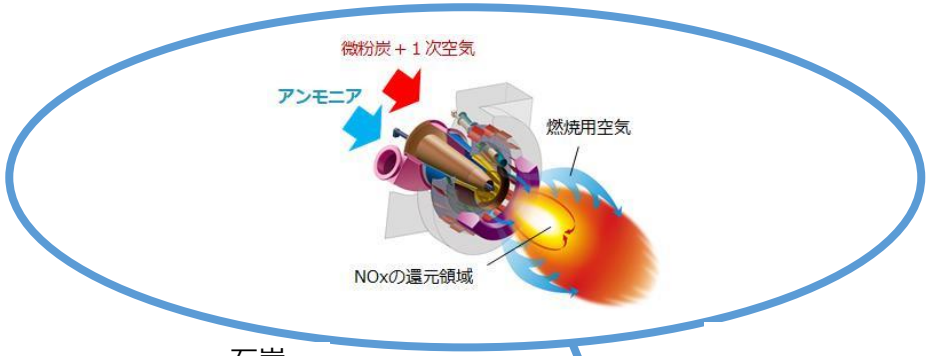


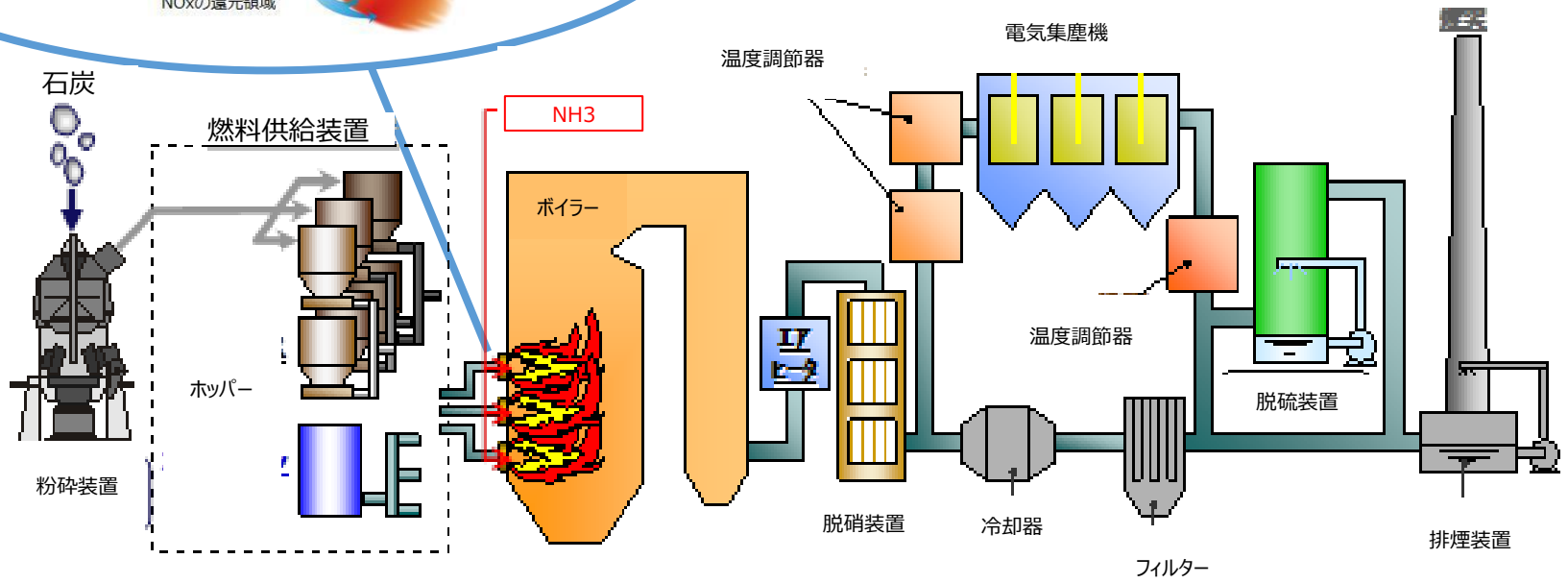
Notes: GT = gas turbine; CCGT = combined-cycle gas turbine; FC = fuel cell; NG = natural gas. CAPEX = USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, USD 1 000/kW FC. Gross efficiencies (LHV) = 42% GT, 61% CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, 55% FC. Economic lifetime = 25 years for GT and CCGT, 20 years for FC. Capacity factor = 15%.

アンモニア発電（混焼）のコスト試算の考え方

- **石炭火力へのアンモニアの20%混焼（エネルギーベース）**を目指し、**2021年度から４年間実機実証**を予定。2020年代後半の実用化が見込まれるため、2030年時点では、**石炭火力での20%混焼の実用化を想定**する。
- 諸元については、実証事業を実施している**超々臨界圧（USC）をベース**とする。

＜混焼バーナー（イメージ）＞





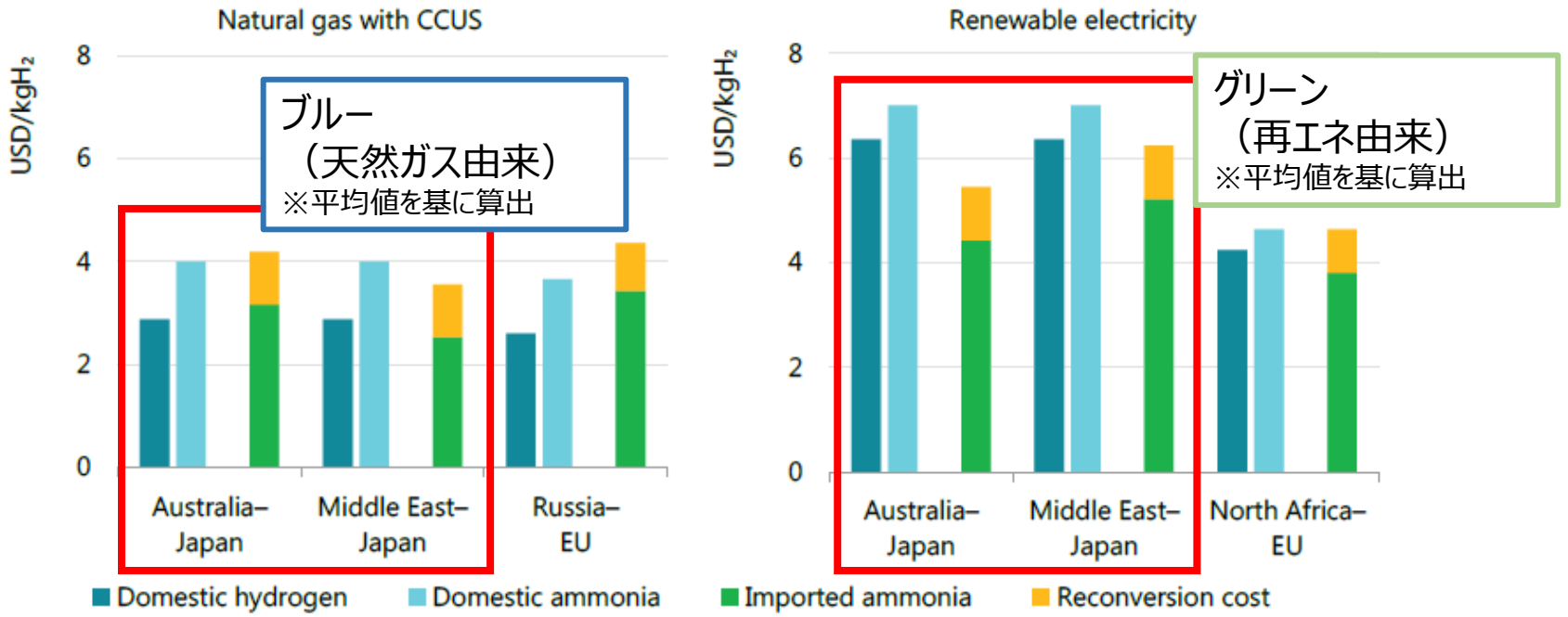
燃料費の考え方（水素発電（混焼、専焼）、アンモニア発電（混焼））

- **IEA「The Future of Hydrogen」（2019）では**、2030年の水素・アンモニアの費用を、CO2対策費が含まれている**ブルー（天然ガス由来でCO2処理）とグリーン（再生可能エネルギー由来）の２種類で算出**。今回の検証においても、IEAと同様の整理とする（※）。

- 具体的な**アンモニア価格**は、**オーストラリア・中東で製造し日本に輸送した価格の平均値**を用いる。**水素価格**については、**アンモニア価格に、さらに水素を取り出す工程分の費用を上乗せした値**を用いる。

  ※ ただし、**今後発電用として水素・アンモニアが本格的に流通するようになり、詳細なデータが入手可能になれば、これに基づきCO2対策費を考慮していく必要がある**ことに留意。

Figure 31. Comparison of delivered hydrogen costs for domestically produced and imported hydrogen for selected trade routes in 2030

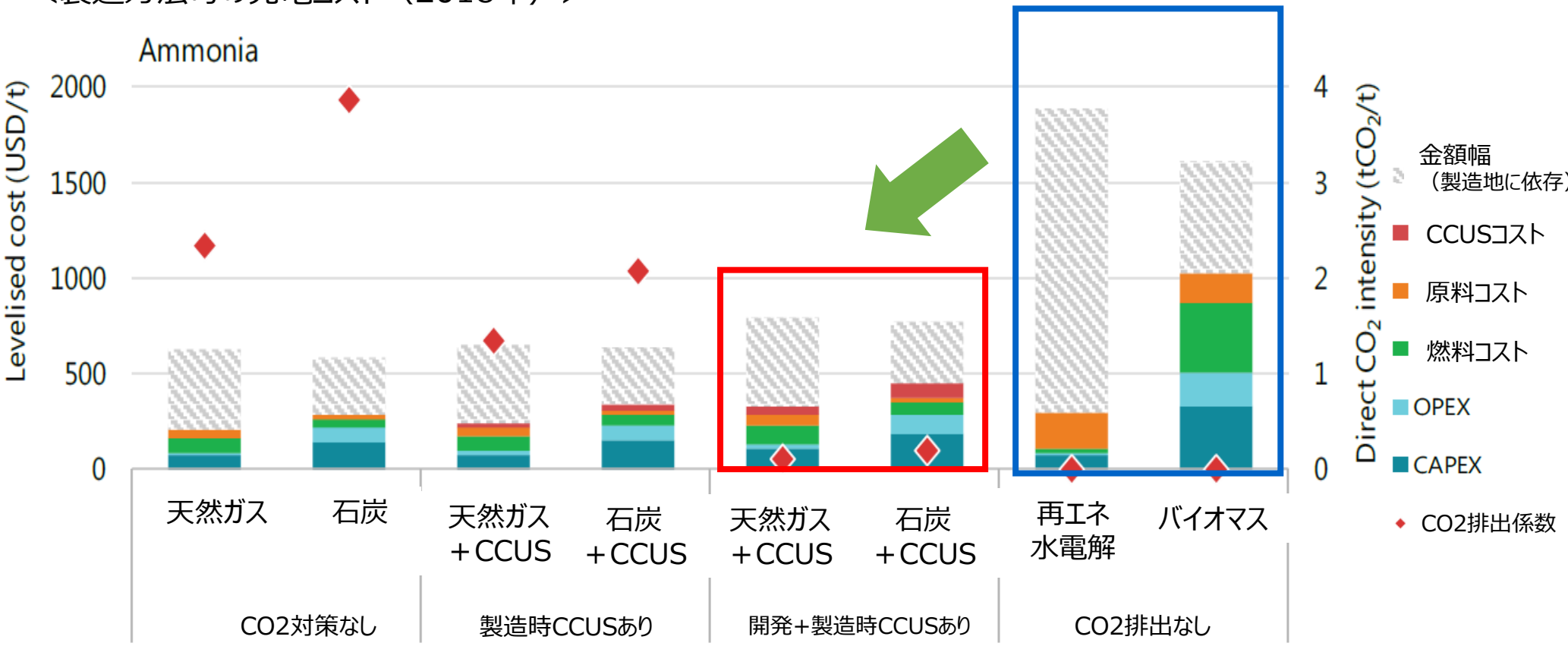


（参考）製造方法別のアンモニアコスト比較

2020年12月21日
基本政策分科会資料から引用

● 地域による製造コストの差異はあるものの、現時点では、**再生可能エネルギー由来の製造に比べ、天然ガスや石炭を原料とし、開発・製造段階で生じるCO2をCCUS／カーボンリサイクルによって回収する製造方法の方が、価格競争力が高い**。

＜製造方法毎の発電コスト（2018年）＞

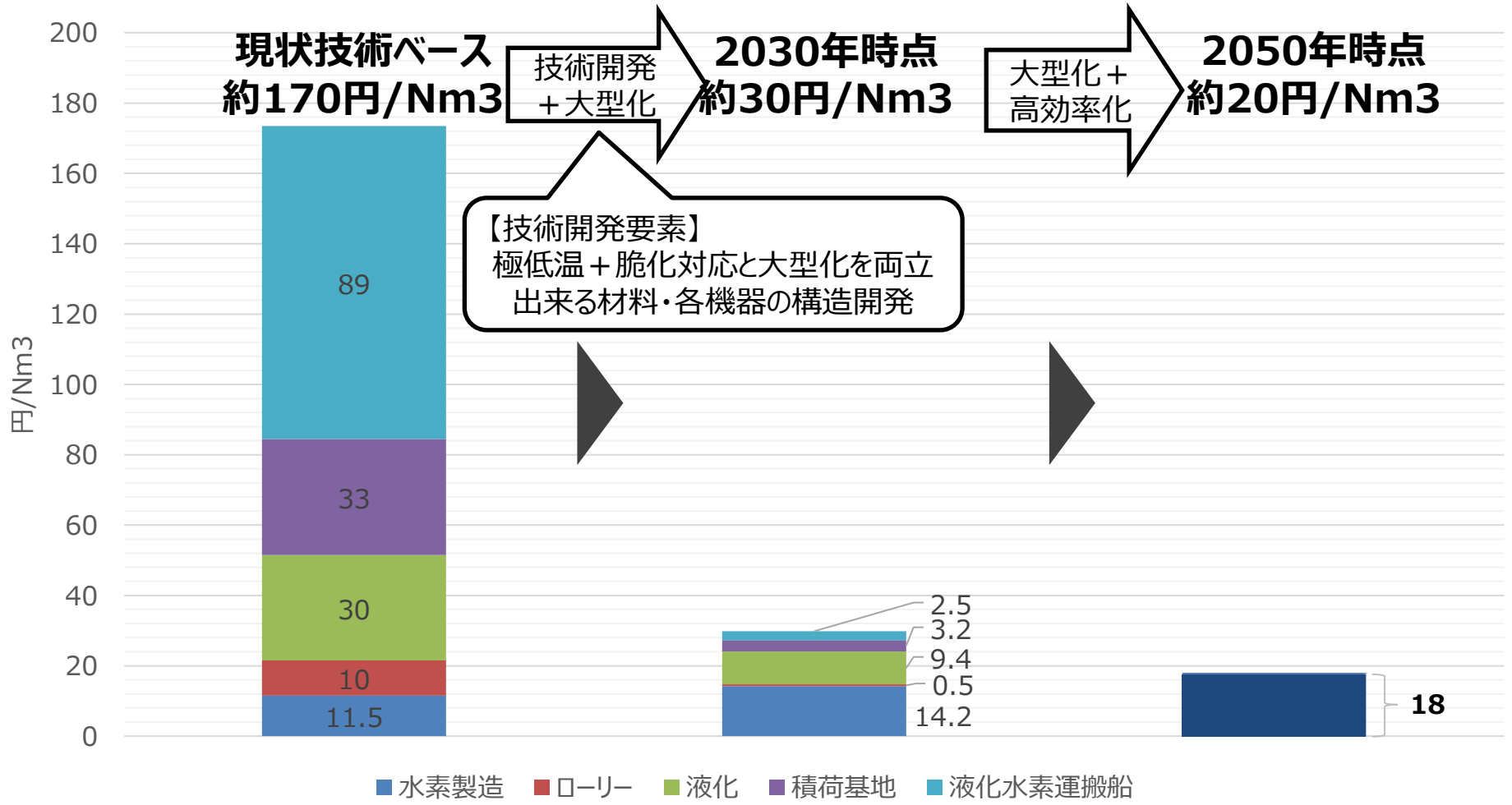


（出典）IEA, The Future of Hydrogen

【課題②】安価かつ大規模な水素の調達　ー水素ー

2020年12月21日
基本政策分科会資料から引用

- 発電で活用するためには、大量かつ安価な水素が必要。そのため、**構成機器の大型化や高効率化により、コストを低減しつつ、供給力を高める**必要がある。
- 過去、LNGにおいても、1970年から40年間で、液化機において、**その容量が10倍となった結果、設備コストが半減した**という歴史がある。
- こうした経験則も踏まえ、液化水素の供給コスト（CIF価格）を試算したところ、以下のとおり。



（出典）事業者へのヒアリングから資源エネルギー庁作成

政策経費の考え方

- **前回（2015年）検証の考え方を踏襲**し、電力調査統計の**発電電力量を用いる**。**足下（2020年）**については、今回検証での検討時点において取得可能な最新データである**2019年度の総発電電力量**（石炭：2,819億kWh、LNG：3,535億kWh、石油：144億kWh）を採用。
- 基本政策分科会で提示した2030年におけるエネルギー需給の見通しに基づき、2030年度の発電電力量の見通しの値を使用。

【政策経費の算出方法】

●石炭火力

$$\frac{\text{石炭火力に係る政策経費（令和２年度予算）(円)}}{\text{石炭火力の年間総発電電力量（kWh）}}$$

●LNG火力

$$\frac{\text{LNG火力に係る政策経費（令和２年度予算）(円)}}{\text{LNG火力の年間総発電電力量（kWh）}}$$

●石油火力

$$\frac{\text{石油火力に係る政策経費（令和２年度予算）(円)}}{\text{石油火力の年間総発電電力量（kWh）}}$$

【　石炭・LNG・石油の政策経費　】

	石炭火力		LNG火力		石油火力	
	2020年	2030年	2020年	2030年	2020年	2030年
予算額（億円）	117	117	270	270	23	23
発電電力量（億kWh）	2,819	1,780	3,535	1,870	144	190
政策経費（円/kWh）	0.041	0.07	0.076	0.14	0.16	0.12

目次

Ⅰ．総論
Ⅱ．各論
（１）再生可能エネルギー
（２）火力発電
（３）原子力発電
（４）コジェネ・燃料電池
（５）各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

(3)－１．試算の考え方と諸元

発電コスト試算の考え方①

○ 各費目について、2015年コスト検証で議論いただき、整理された考え方を踏襲する。

○ その上で、新規制基準への対応を踏まえた追加的安全対策費の増額や、福島原発事故への対応費用の増額等については以下の考え方で適切に反映する。

①追加的安全対策費

- 2015年コスト検証時には、原子力規制委員会の新規制基準適合性審査を申請していた15原発24基で計算を行っていたが、現在、16原発27基が申請しており、各社の追加的安全対策費も増額しているため、直近の見積もりを適切に反映する。

②福島原発事故関連

- 原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針（2016年12月閣議決定）や第6回東京電力改革・１F問題委員会において公表された「有識者ヒアリング結果報告」などを踏まえた最新の見積もりを反映する。

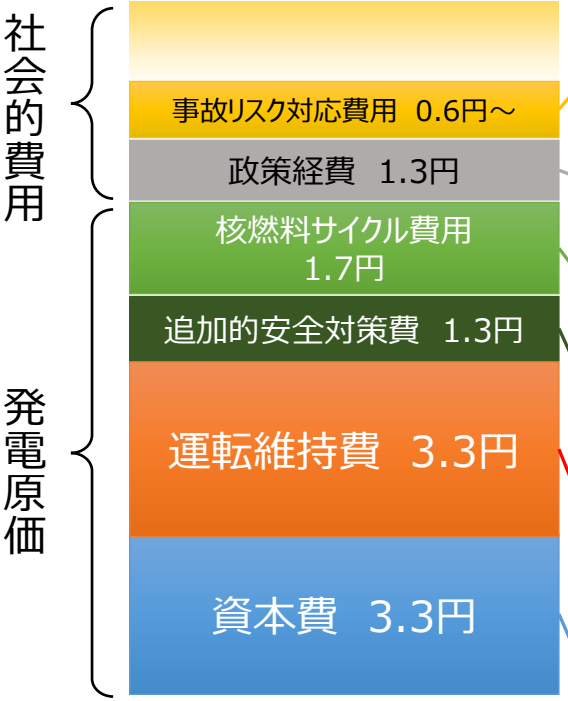
③核燃料サイクル費用

- 再処理・MOX燃料加工事業費の見直し（2021年６月）等、直近の事情変更を反映する。

発電コスト試算の考え方②

- 発電に直接関係するコストだけでなく、**廃炉費用、核燃料サイクル費用**（**放射性廃棄物最終処分**含む）など将来発生するコスト、**事故対応費用**（**損害賠償、除染**含む）、**政策経費（電源立地交付金や研究開発等）**といった費用**も織り込んで試算**。

原子力発電コスト（2020年）
11.5円～/kWh
（政策経費を除いた場合：10.2円/kWh）



※モデルプラント想定値
設備容量120万kw、設備利用率70%、稼働年数40年、割引率３％

※設備利用率は60%・70%・80%、割引率は、0・1・3・5％、稼働年数は40年・60年の複数ケースで試算する

事故リスク対応費用(0.6円～/kWh)
・福島原発事故による事故対応費用を、約23.8兆円（廃炉8兆円、賠償7.9兆円、除染・中間貯蔵5.6兆円、その他2.3兆円）と想定し、出力規模等により約15.7兆円に補正。損害費用は下限を提示。
・前回の共済方式の算定根拠を踏襲し、4,000炉・年に設定。
（ただし今後、全ての追加的安全対策を実施した場合の効果を勘案する必要あり。）

政策経費(1.3円/kWh)
・立地交付金や技術開発予算等、約2,981億円を反映（2020年度予算ベース）。

核燃料サイクル費用(1.7円/kWh)
・使用済燃料の半分を20年貯蔵後に再処理し、残りの半分を45年貯蔵後に再処理するモデル。

追加的安全対策費(1.3円/kWh)
・新規制基準に基づく、追加的安全対策に要する費用1基あたり平均約2,000億円について、モデルプラントの建設費として計上すべき費用を精査し1,369億円を計上。

運転維持費(3.3円/kWh)
・人件費22.2億円/年、修繕費1.9%(建設費比例)、諸費94.1億円/年、業務分担費。

資本費(3.3円/kWh)
・建設費40万円/kW（120万kW×40万円＝4,800億円）、固定資産税1.4%、廃止措置費用750億円を反映。

原子力発電

資本費・運転維持費

○ 資本費は、サンプルプラント４基※の建設費・廃止措置費用を平均して算出（固定資産税も含む）。

○ 運転維持費は、サンプルプラント４基を平均して算出。人件費は年単価、修繕費及び諸費（損害保険料等）は建設費用に対する比率から算出。

○ 諸費は、資本費（建設費＋追加的安全対策費）に比例して増額するものではないため、比率ではなく、年単価で算出。

※サンプルプラントは、直近に運開した東北電力東通原発１号機、中部電力浜岡原発５号機、 北陸電力志賀原発２号機、北海道電力泊原発３号機の４基

○資本費

項目	今回	考え方
建設費	40万円/kW	サンプルプラントのデータを元に物価等により補正。
固定資産税	1.4%	ー
廃止措置費用	750億円	サンプルプラントにおける原子力発電施設解体引当金総見積額の１kWあたりの平均値にモデルプラント出力を乗じたもの。

※別途、モデルプラントの建設費として追加的安全対策費を計上

○運転維持費

項目	今回	考え方
人件費	22.2億円/年	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート
修繕費	1.9%（建設費における比率）	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート
諸費	94.1億円	サンプルプラントのデータを基に年単価で算出
業務分担費	12.8%（直接費における比率）	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート

設備利用率

○ 2015年コスト検証における設備利用率は、震災前の30年間の実績も参考に、70%を基準として算定した。（60、80%も選択可能）

○ 今回（2021年）検証において、原子力の設備利用率は、国際機関の試算の前提や、海外の設備利用率実績、再稼働済みプラントの設備利用率を考慮すると、70%よりも高い前提を考慮できるとの意見もあった。

○ こうした意見も参照しつつ、国内原発の再稼働は新規制基準が策定された後の途上であることも踏まえ、前回検証の結果を踏襲し、**60%、70%、80%（70%を基準）を今回の設備利用率**とする。

【参考】国際機関におけるLCOEの設備利用率（第3回ワーキンググループにおける松尾委員発表資料より抜粋）

	石炭火力	ガス火力（CCGT）	原子力
OECD/NEA, IEA[1)]	85%	85%	85%
米エネルギー省[2)]	85%	87%	90%
英ビジネス・エネルギー・産業戦略省[3)]	88-91%	88%	90%
2015年 発電コスト検証WG	10%-80%, デフォルト値70%		

1) OECD/NEA & IEA, Projected costs of generating electricity 2020 Edition.
2) U.S. EIA, Levelized costs of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2021
3) BEIS, Electricity generation costs (2016), Electricity Generation costs 2020.

(3)－２．追加的安全対策費

① 考え方の整理
② 算入すべき費用の整理
③ 試算の反映方法
④ 試算結果

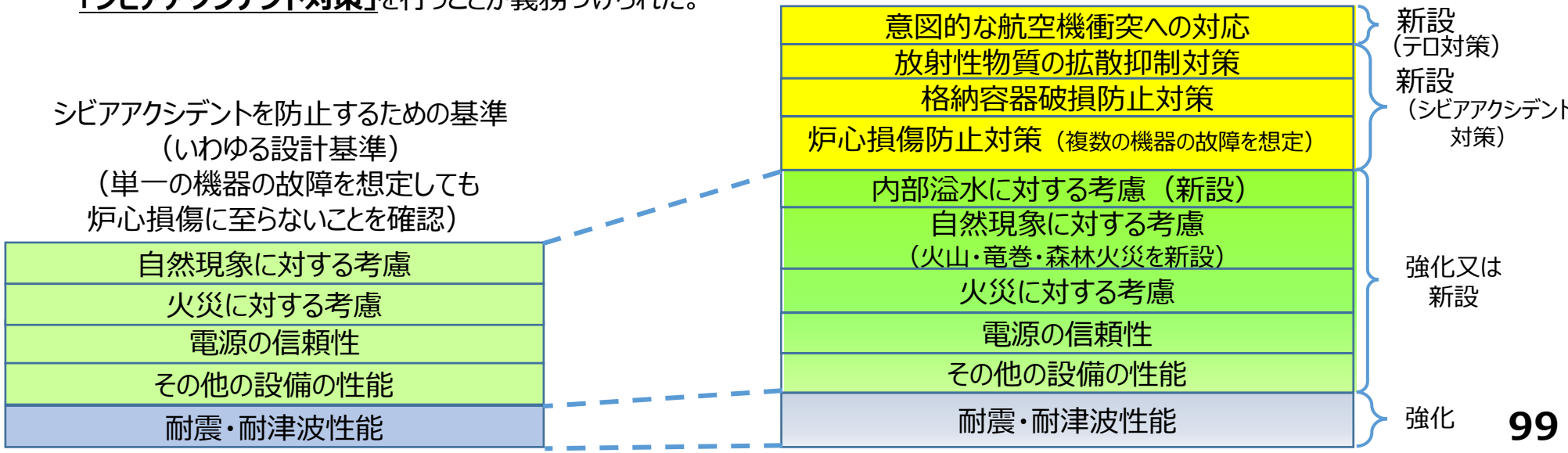
①追加的安全対策費の考え方の整理

○ 各電力会社が行っている追加的安全対策に関する直近の見積もりを踏まえ、2015年コスト検証で整理された考え方を踏襲し、 以下の整理で追加的安全対策費を算出。

1. モデルプラントの建設費として追加計上すべき費用と、そうでない費用を分けて整理する。（各電力会社は既設原発に安全対策を行っているが、予め新規制基準が分かっていれば設計・計画段階で反映可能であり、モデルプラントとして計上不要な費用があることから、安全対策の性質を勘案して分けて整理。）
2. 現在のように一斉に各社が調達している状況では、計画的に調達を行う場合よりも安全対策に係る設備等の価格は高くなる。ただし、どの程度高いのか定量的に算定することが困難であるため、過大評価になる可能性があるが、保守的に１． で得られる費用をコストとして計上する。

＜新規制基準の概要＞

- 重大事故（シビアアクシデント）を防止する**「設計基準」**に加え、万が一重大事故やテロが発生した場合に対処するための**「シビアアクシデント対策」**を行うことが義務づけられた。



②算入すべき費用

○ 各電力会社は、現在、新規制基準を踏まえて既存のプラントに対して追加的に安全対策工事を実施しているが、既存の配管設備の改造や防潮堤の設置など、プラントの建設段階で新規制基準が明らかであったならば、建設時に設計・計画の最適化を図ることができた工事がある。そうした工事に係る費用については、モデルプラントの建設費として算入しなくてもよいものと考えられるため、計上する費用の対象には含まない。

- 意図的な航空機衝突への対応
- 放射性物質の拡散抑制対策
- 格納容器破損防止対策
- 炉心損傷防止対策（複数の機器の故障を想定）
- 内部溢水に対する考慮（新設）
- 自然現象に対する考慮（火山・竜巻・森林火災を新設）
- 火災に対する考慮
- 電源の信頼性
- その他の設備の性能
- 耐震・耐津波性能

（例）配管設備の改造



○原子炉格納容器を自然対流によって冷却できるよう、既に配置されている配管を改造・追加する。

○新規制基準を前提としていれば、壁に穴を空けて配管を通し直したりせず、設計を最適化することが可能。

（例）防潮堤の設置



○津波対策として、既存の防波堤等に加え、新たに防潮堤を建設。

○新規制基準を前提としていれば、敷地造成の際に敷地の高さを十分にとることで、防潮堤を設ける必要はない。

③試算の反映方法（全体の整理）

○ 2015年コスト検証の試算の考え方も踏襲し、以下のように整理。

（１）現時点で原子力規制委員会に新規制基準適合性審査を申請している**16原発27基**について、電力会社に追加的安全対策費の直近の見通し（**計11項目**）を反映。

（２）2015年コスト検証の考え方を踏襲し、2021年４月時点で再稼働していた**5原発9基**を対象に費用内訳を詳細に聴取（**計38項目**）し、モデルプラントの建設費として算入しない部分を項目毎に特定。

（３）その上で、計上対象としない費用の割合を他の原発にも反映し、**新規制基準適合性審査を申請している原発全体（※）の平均値を算出**。

（※）特定重大事故対処施設の設置は18基が申請しているため、18基の平均を反映

	計１１項目	計３８項目
シビアアクシデント対策	① 意図的な航空機衝突への対応	①－１ 特定重大事故対処施設の設置
		①－２ 接続口の分散配置等の対策
	② 放射性物質の拡散抑制対策	②－１ 屋外放水設備の設置
		②－２ 敷地外への放射性物質拡散抑制対策
		②－３ 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等
	③ 格納容器破損防止対策	③－１ フィルタベントの設置（BWRのみ）
		③－２ 水素爆発防止対策
		③－３ 格納容器冷却手段の多様化対策
	④ 炉心損傷防止対策	④－１ 可搬式代替低圧注入ポンプ配備
		④－２ 可搬式代替電源車配備
		④－３ 大容量ポンプ車配備
		④－４ 加圧器逃がし弁制御用空気代替供給ライン設置
		④－５ その他
		④－６ 事故時監視計器設置
		④－７ 恒設代替低圧注入ポンプ設置
		④－８ 低圧注入用配管設置
		④－９ 恒設代替電源設置
		④－10充てん高圧注入ポンプ自己冷却設備設置
	⑤ その他	⑤－１ 可搬式モニタリングポスト設置
		⑤－２ 安全系蓄電池増強（既設容量変更）
		⑤－３ 号機間融通電源ケーブル設置
		⑤－４ 免震事務棟の設置
		⑤－５ その他
		⑤－６ 緊急時対策所関係機器設置
設計基準	⑥ 内部溢水に対する考慮	⑥－１ 配管漏えい検知
		⑥－２ 拡大防止装置（堰など）の設置
		⑥－３ 扉の水密化
	⑦ 自然事象に対する考慮（火山、竜巻、森林火災）	⑦－１ 防火帯の設置（森林火災対策）
		⑦－２ 竜巻飛来物対策、飛散防止対策
		⑦－３ 火山対策
	⑧ 火災に対する考慮	⑧－１ 異なる種類の感知器設置
		⑧－２ 消火設備の設置
		⑧－３ 系統分離のための耐火増強対策
		⑧－４ その他
	⑨ 電源の信頼性	⑨－１ 非常用ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンク増設
	⑩ 耐震対応	⑩－１ 耐震裕度向上工事
		⑩－２ 周辺斜面安定化対策
	⑪ 耐津波対応	⑪－１ 防潮堤の設置（津波対策）

適合性審査中（16原発27基※）

（※）特定施設は18基

⇒（１）概要を聴取

- シビアアクシデント対策　５項目
- 設計基準　６項目

（３）項目毎に除外すべき割合を特定し、全体の試算に反映

設置変更許可済み（5原発9基※）

（※）川内１・２、玄海３・４、高浜３・４、大飯１・２、伊方３

⇒（２）詳細に聴取

- シビアアクシデント対策　２４項目
- 設計基準　１４項目

③試算の反映方法（シビアアクシデント対策）

項目	具体的内容	A）再稼働済み9基の聴取結果	B）精査の結果、除外すべき割合
①意図的な航空機衝突への対応	①－１　特定重大事故対処施設の設置	✓設計・敷地造成費用は除外することが適当	✓約1割が敷地造成費用に該当し、除外。
	①－２　接続口の分散配置等の対策	✓除外(設計段階で反映可)	
②放射性物質の拡散抑制対策	②－１　屋外放水設備の設置 ②－２　敷地外への放射性物質拡散抑制対策 ②－３　使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等	✓算入（新たな設備の設置）	✓すべて算入
③格納容器破損防止対策	③－１　フィルタベントの設置 ③－２　水素爆発防止対策	✓算入（新たな設備の設置）	✓約5割は設計段階で反映可能であり、除外。
	③－３　格納容器冷却手段の多様化対策	✓除外（設計段階で反映可）	
④炉心損傷防止対策	④－１～５　可搬式設備の設置（ポンプ、電源車等）	✓算入（新たな設備の設置）	✓約5割は設計段階で反映可能又は既設設備の改造費用に該当し、除外。
	④－６　事故時監視計器装置	✓除外（既設設備の改造費用に該当)	
	④－７～１０　原子炉冷却手段・原子炉圧力調整手段の多様化対策　など	✓除外（設計段階で反映可）	
⑤その他	⑤－１～５　緊急時対策所の設置、各項目に含まれない給水・電源等の配置	✓算入（新たな設備の設置）	✓約1割は設計段階で反映可能であり、除外。
	⑤－６　緊急時対策所内の機器設置	✓除外（設計段階で反映可）	

③試算の反映方法（設計基準など）

項目	具体的内容	Ａ）再稼働済み9基の聴取結果	Ｂ）精査の結果、除外すべき割合
⑥内部溢水に対する考慮	⑥－１　配管漏えい検知 ⑥－２　拡大防止装置（堰など）の設置	✓除外(設置・配置設計費用に該当)	✓約8割は設置・配置設計費用に該当し、除外。
	⑥－３　扉の水密化	✓除外（設計段階で反映可）	
⑦自然現象に対する考慮（火山・竜巻・森林火災）	⑦－１　防火帯の設置（森林火災対策） ⑦－２　竜巻飛来物対策、飛散防止対策 ⑦－３　火山対策	✓除外（設計段階で反映可）	✓すべて除外
⑧火災に対する考慮	⑧－１　異なる種類の感知器設置 ⑧－２　消火設備の設置	✓除外（付帯工事費用に該当)	✓約5割は付帯工事費用に該当し、除外。
	⑧－３、４　系統分離のための耐火増強対策　など	✓除外（設計段階で反映可）	
⑨電源の信頼性	⑨－１　非常用ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンク増設　など	✓除外（敷地造成・設置費用に該当)	✓約2割は敷地造成・設置費用に該当し、除外。
⑩耐震対応 ⑪耐津波対応	⑩－１　耐震裕度向上工事	✓除外（付帯工事費用に該当)	✓約6割は付帯工事費用に該当し、除外。
	⑩－２　周辺斜面安定化対策	✓除外（設計段階で反映可）	
	⑪－１　防潮堤の設置（津波対策）	✓除外（設計段階で反映可）	✓すべて除外

※新規制基準対応を超える各社の自主的対応についても、上記同様の整理で算入。

④2021年コスト検証における追加的安全対策費の試算結果

＜費用の見積もり＞

○ 追加的安全対策費については、**原子力規制委員会に設置変更許可申請をしている原発を対象に見積もると、1基あたり約2,000億円**。

○ このうち、③試算の反映方法を踏まえ、**モデルプラントの建設費（資本費）として追加計上すべき費用を整理すると、1,369億円/基**。

○ 設備利用率を70%、運転期間を40年、割引率を３%とすると、発電単価は**1.3円/kWh**に相当する。

○ なお、モデルプラントの建設費に計上すべき費用か否か特定が難しい場合は、保守的に判断して全て計上していること、また、現在のように一斉に各社が調達している状況では、計画的に調達を行う場合よりも価格は高くなることから、保守的に見積もっていることに留意する必要がある。今後、どの費用をモデルプラントに計上すべきか、また、通常時に比べ現在は調達費用がどの程度高いのか、引き続き、精査していく必要がある。

(3)－3. 事故リスク対応費用

① 考え方の整理
② 今回の試算の算定方法
③ 共済方式の算定式
④ 試算結果

①事故リスク対応費用の考え方の整理

○ 追加的安全対策により発電コストは上昇し、一方で、追加的安全対策を行うことによる効果が事故リスク対応費用に影響を与えることとなる。この関係を踏まえ、2015年コスト検証時の考え方を踏襲する形で、以下のとおり整理。

① これまでのコスト検証において採用された**共済方式を踏襲**。

② **損害費用は**、追加的安全対策により本来低下するはずであるが、現時点では費用の低減を試算する方法が確立されていないことから、織り込むべき安全対策の効果を反映せず、**2015年コスト検証時の試算**（福島第一原発事故の損害費用）**の考え方を踏襲**。

③ 共済方式の**算定根拠**については、新規制基準の適合審査においても活用されている**確率論的リスク評価（ＰＲＡ）を参考**とした数値とする。

＜参考＞新規制基準におけるＰＲＡの実施状況

- 新規制基準に基づいた適合審査の際に、ＰＲＡの実施状況を提示するが、安全対策前のＰＲＡ及び一部安全対策を実施した場合に改善される影響を把握する感度解析のみを評価。
- 全ての安全対策を行った後の全体のＰＲＡ評価は、再稼働後１回目の定期検査の終了時点の状態を対象として定期検査終了後６ヶ月以内に実施する安全性向上評価にて行うこととなっている。

②今回の損害費用の算定方法

○ 2015年コスト検証時においては、原子力災害からの福島復興の加速に向けて（2013年12月閣議決定）、新・総合特別事業計画（2014年1月認定、同8月変更認定）、除染・中間貯蔵に関する環境省試算などを踏まえて損害額を見直し、出力規模、地域性、人口で補正。（約12.2兆円 → 補正後 9.1兆円）

○ 今回の検証においては、東京電力改革・1F問題委員会において示された見通しや原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針（2016年12月閣議決定）、新々・総合特別事業計画（2017年５月認定、2021年４月変更認定）などを踏まえた最新の見通しを反映。

○ その結果、事故廃炉費用8.0兆円、賠償費用7.9兆円、除染・中間貯蔵費用5.6兆円、その他費用が2.3兆円となり、合計23.8兆円。これを前回までと同様の手法により出力規模、地域性、人口規模で補正。（約23.8兆円→補正後15.7兆円）

○ なお、損害費用については、現時点での見積りを反映しているものであり、今後増える可能性があるため、下限を提示。

※ 本来であれば、放射性物質拡散防止対策などの追加的安全対策を実施したことにより、損害費用は低減する可能性があるが、こうした効果は反映していない。

（単位：兆円）

事故廃炉費用	賠償費用	除染・中間貯蔵	行政費用等	合計	補正後
8.0	7.9	5.6	2.3	23.8 →	15.7

（参考）損害費用の算定方法

	事故廃炉費用	損害賠償費用	除染・中間貯蔵費用		その他
東京電力改革・1F問題委員会に提示された見通し（2016年12月9日参考資料より）	廃炉・汚染水対策の制度整備に必要な資金規模 8.0兆円 補正① 2.7兆円	賠償 7.9兆円 補正② 7.4兆円	除染（汚染廃棄物処理含む） 4.0兆円 補正② 2.4兆円	中間貯蔵（建設・管理運営等） 1.6兆円 補正② 0.9兆円	※平成23年度～令和元年度は決算額を用い、令和２年度は予算額を計上。 ※2015年コスト検証同様、賠償及び除染費用や、次の事故が発生した場合に不要な費用を除く。
その他、前回までの試算において計上していた費用					発電施設の減損、核燃料の損失 補正③ 0.14兆円 行政費用 補正③ 2.1兆円 ※

補正①：廃炉費用については出力に依存しないと仮定し、福島第一1～4号機の追加廃炉費用を汚染レベルの高い1～3号機の３基分で割って補正
補正②：一過性の費用については出力とは関係なく計上し、毎年の費用についてはモデルプラントと福島第一の1号機から3号機までの出力の比（120万／202.8万）で補正
補正③：モデルプラントを前提として試算

合計　23.8兆円

補正後　合計　15.7兆円

現時点で推計不能な費用、現時点で明らかに含まれていない費用	（廃炉関係） ○デブリ取出し以降に生じる廃棄物処分費用	（除染関係） ○最終処分関係費用

（参考）損害額の算定方法（賠償費用）

○ 東京電力の新々・総合特別事業計画（2021年４月改定）における賠償見積額について、2015年コスト検証の整理を踏襲し、①一過性の損害と、②一定期間にわたって発生することが見込まれる損害（年度毎に発生する損害）等に分類し、地域性等により補正。なお、原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針における賠償費用7.9兆円と賠償見積額の差分については、賠償見積額と同率の補正を行うこととする。

＜新々・総合特別事業計画上の賠償見積額の整理＞

	賠償見積額	地域性 換算係数	人口比 換算係数	出力補正	補正後費用
一過性の損害	**57,647**				**58,385**
検査費用等	3,447	1.00	1.03	-	
営業損害、出荷制限指示等による損害及び風評被害	24,563	0.97	1.03	-	
一括賠償（営業損害、風評被害）	3,291	0.97	1.03	-	
間接被害等その他	4,238	1.00	1.03	-	
財物価値の喪失又は減少等	15,414	1.00	1.03	-	
住居確保損害	6,694	1.00	1.03	-	
年度毎に発生する損害	**13,685**				**8,366**
精神的損害	10,981	1.00	1.03	0.59	
就労不能損害	2,704	1.03	1.03	0.59	
その他	**3,875**				**3,948**
自主避難等	3,625	1.02	-	-	
福島県民健康管理基金	250	1.00	-	-	
合　　計	**75,210**				**70,698**

- 上記の補正結果を踏まえ、7.9兆円を補正すると賠償費用は約7.4兆円
- 過去２回のコスト検証を踏まえ、以下の補正係数を採用

※地域性の換算係数
・一人当たりGDP比（立地県平均／福島県）　：0.97
・一人当たり雇用者報酬比（立地県平均／福島県）：1.03
・消費者物価地域差指数比（全国／東北）　：1.02

※人口比
・30km圏内人口の全サイト平均と福島第一サイトとの比（全サイト平均／福島第一サイト）：1.03

※出力比
・モデルプラント（120万kW）と福島第一の1号機から3号機（202.8万kW）までの出力の比：0.59

（参考）損害額の算定方法（廃炉・除染・中間貯蔵）

【廃炉】

○ 東京電力福島第一原子力発電所１～４号機の廃炉・汚染水対策を進めるための制度整備に必要な資金の規模感は、第6回東京電力改革・１F問題委員会において公表された「有識者ヒアリング結果報告」を踏まえると、**8兆円**となる見込み。

○ これらの費用については、前回を踏襲し、以下の考え方の下で試算。

- ✓ 事故によって汚染された発電所の廃炉については、電気出力規模には依存しないと仮定。
- ✓ ４号機については、１～３号機に比べて汚染レベルが低く、追加廃炉費用は少額に収まる見込み。したがって、廃炉費用を３基分の廃炉費用として補正。

【除染・中間貯蔵】

○ 環境省の試算によると、除染・中間貯蔵施設事業に係る費用は、以下のとおり。

① 除染費用（汚染廃棄物処理を含む）　**約4.0兆円**
② 中間貯蔵施設（建設・管理運営等）　**約1.6兆円**

○ これらの費用については、以下の考え方の下で試算。

- ✓ 一過性の費用については、出力とは関係なく計上し、毎年の費用についてはモデルプラントと福島第一の1号機から3号機までの出力の比で補正。

（参考）損害額の算定方法（行政費用）

【行政費用】

○ 東京電力福島第一原発事故に起因して発生する費用についても、行政コストとして事故の費用に算入する。

○ 具体的には、平成23年度から令和２年度の予算に計上されている原子力災害復興関係の予算について、歳出額（令和２年度は予算額）を計上。

○ これらの費用については、以下の考え方の下に基づき整理し、**約2.1兆円**を損害額に含めるべき行政費用として計上する。

- ✓ 二重計上となる補償契約や損害賠償仮払金、除染や中間貯蔵、汚染廃棄物処理にかかる費用は除く。
- ✓ 原賠機構の拠出金や、除染等に係る研究開発等は、一度設立する、あるいはひとたび知見を得れば、仮に次の事故が発生した場合には必ずしも同様の事業を実施する必要がないと考えられるため、将来事故コストとして計上するのは適当ではなく、対象から除外。
- ✓ 本来であれば、一過性の費用と、年度毎に発生しうる費用に分けて計上すべきであるが、保守的に試算し、全て一過性の費用として計上。

（参考）損害額の算定方法（原子力発電施設の減損の費用）

【原子力発電施設の減損の費用】

○ 前回試算を踏まえ、1年目から40年目までのそれぞれの年の中間時点で事故が発生したと仮定し、それぞれの年の中間時点における原子力発電設備の残存簿価の平均額を損壊リスクコストとして計上。（原子力発電設備の残存簿価は事故の発生時点によって変わりうる等の理由から、その損害額が平均的とは言えない東京電力福島第一原発のケースは採用していない。）

（計算方法）

○ モデルプラント竣工時の原子力発電設備の簿価のうち、建設費（追加的安全対策費も含む）分の6,169億円は法定耐用年数の16年間で定率償却すると仮定。廃炉処理費用（資産除去債務）分の750億円は、発電実績に応じて償却していく（生産高比例方式）が、ここでは毎年一定の発電量（想定総発電量の40分の1）を発電するとして、稼働年数40年間で定額償却すると仮定。それぞれの40年間の中間地点における残存簿価の平均額は、**建設費分が829億円**、**廃止措置費用分が375億円**。

○ 建設費分と廃炉処理費用（資産除去債務）分の40年間のそれぞれの年の中間時点における**残存簿価の平均額の合計額は1,204億円**。これを損壊リスクコストとして設定。

建設費分：償却前簿価6,169億円　16年定率法の償却率0.125、改定償却率0.143、保証率0.04294

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
期首	6,169	5,207	4,394	3,709	3,130	2,642	2,230	1,882	1,588	1,341
期末	5,207	4,394	3,709	3,130	2,642	2,230	1,882	1,588	1,341	1,131
中間	5,688	4,801	4,052	3,420	2,886	2,436	2,056	1,735	1,464	1,236

11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	～	40年目
1,131	943	754	565	376	187	0	～	0
943	754	565	376	187	0	0	～	0
1,037	848	659	470	281	93	0	～	0

→1年目から40年目までの中間時点における残存簿価の平均額は、829億円

廃炉処理費用（資産除去債務）分：償却前簿価750億円　40年定額法の償却率0.025

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	～	39年目	40年目
期首	750	731	713	695	678	661	644	～	38	19
期末	731	713	695	678	661	644	628	～	19	0
中間	741	722	704	686	669	653	636	～	28	9

→1年目から40年目までの中間時点における残存簿価の平均額は、375億円

（参考）損害額の算定方法（核燃料の損失の費用）

【核燃料の損失の費用】

○ 核燃料サイクルコストには、核燃料費も含まれているが、事故による損失分の核燃料は追加で調達する必要があるため、事故による核燃料損失分は、前回試算を踏襲し、以下の計算方法に基づき、事故リスクコストとして損害総定額に算入。（装荷核燃料の残存簿価は事故の発生時点によって変わりうる等の理由から、その損害額が平均値と言えない東京電力福島第一原発のケースは採用していない。）

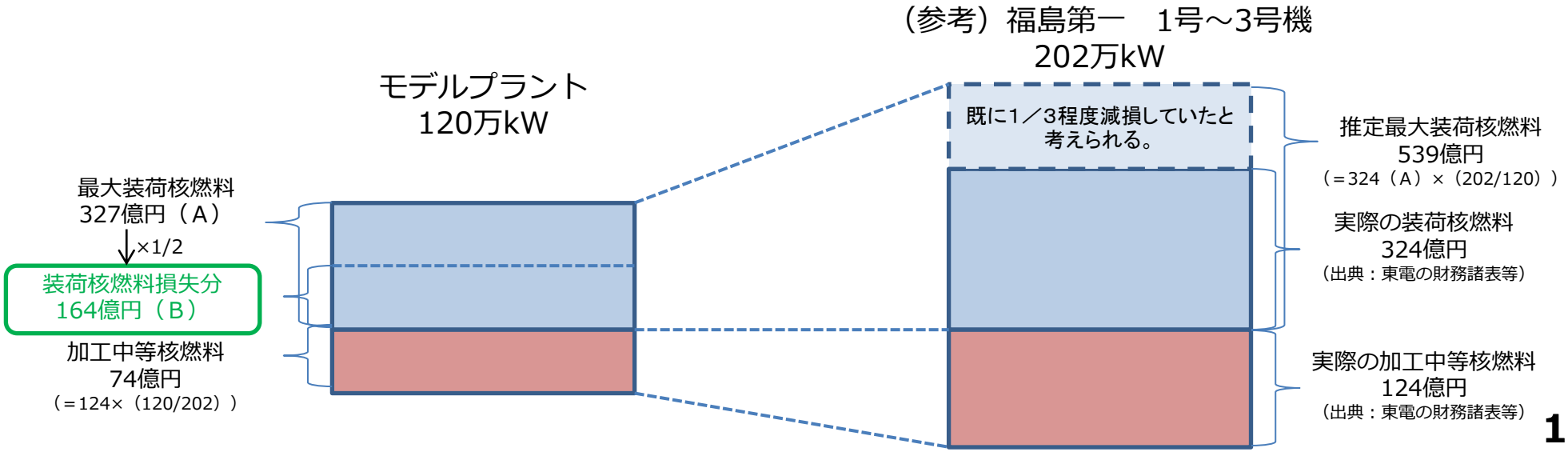
（計算方法）

○ モデルプラント（120万kW、稼働年数40年、稼働率70%）で使用する総ウラン燃料価格を用いる。

○ 一般的なウラン燃料の炉内滞在年数が約5年。稼働年数を40年とすると、装荷されている1炉心あたりの最大ウラン燃料価格は、327億円（＝0.89円/kWh×（120万kW×24×365×0.7×５））・・・（Ａ）と推定される。

○ 核燃料の装荷から減損完了まで（5年間）の中間地点で事故が発生すると仮定すれば、164億円の核燃料損失（Ｂ）を計上。

○ なお、原子力発電所には装荷前の燃料（＝「加工中等核燃料」）も存在するが、当該使用前燃料はプラント毎に貯蔵量が異なることから、リスクコストとして計上しない。

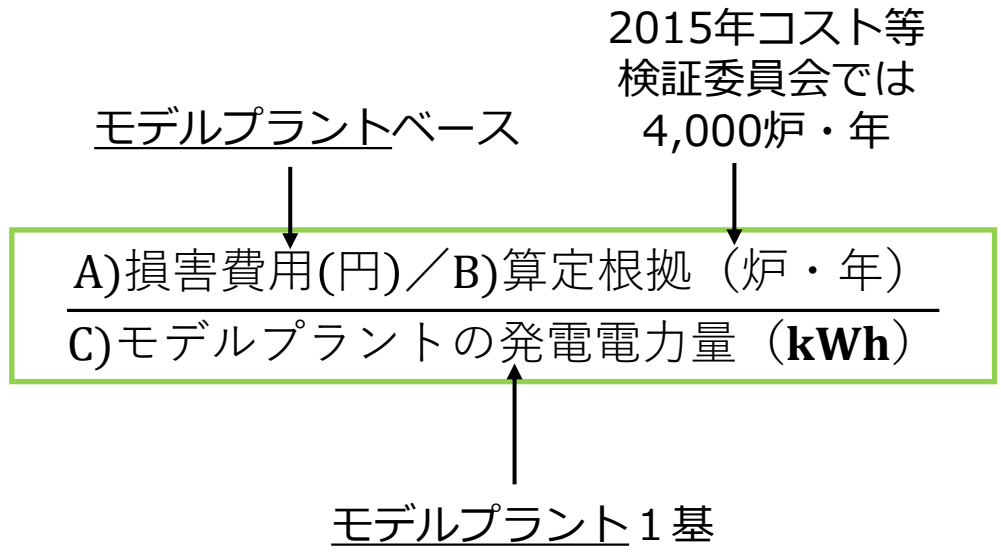


③共済方式の算定式

○ 2015年検証における共済方式の算定式は、モデルプラントベースに整理。そのうえで、共済方式の算定根拠については、2011年検証の「2,000炉・年」に対して、追加的安全対策によって事故発生頻度が低減することを考慮し、安全対策実施後のリスク評価の改善幅などを総合的に勘案し、十分に保守的に見積もって、「2,000炉・年」を「**4,000炉・年**」とした。

○ 今回検証においては、現時点において各プラントの安全対策が継続中であり、安全対策を実施した後の安全評価の実績の積み上げが十分ではない状況であることから、**保守的に見積もって、前回設定された共済方式の算定根拠を踏襲する**。

【共済方式による算定方法】



（参考）2015年検証時資料①（各原発におけるＰＲＡ）

○ 既に設置変更許可を得た川内原発１・２号機、高浜原発３・４号機はもとより、現在審査中の原発において、安全対策前のＰＲＡと一部の安全対策を実施した場合の効果を感度解析したＰＲＡを評価。

○ ただし、安全対策実施後の感度解析は、３０を超える事故事象に対応して実施した対策のうちの１つだけを考慮しただけであり改善効果は部分的しか反映されない。

※３０を超える全ての事故事象を考慮した場合の感度解析は、評価結果の更なる低下が見込まれる。

＜設置変更許可済みの炉及び適合性審査中の炉で感度解析を行っている「炉心損傷」のＰＲＡ評価＞

	安全対策前のＰＲＡ	感度解析後のＰＲＡ ※３０を超える事故事象のうち１つのみを考慮
設置変更許可済み及び適合性審査中の原発の平均 **（泊３、美浜３、高浜１～４、伊方３、川内１・２、玄海３・４）**	1.9×10^{-4} （約5,200炉・年に1回）	8.3×10^{-5} （約12,100炉・年に1回）

※約2.4分の1に低下

※ 既に設置変更許可を得た川内１・２、高浜３・４のみの場合、安全対策前のＰＲＡ（4,500炉・年に１回）から感度解析後のＰＲＡ（8,400炉・年に１回）は、約１．８分の１に低下。

※ 全ての安全対策を行った後の総合的なＰＲＡ評価は、再稼働後１回目の定期検査の終了時点の状態を対象として定期検査終了後６ヶ月以内に実施する安全性向上評価にて行うこととなっている。

（出典）新規制基準適合性にかかる審査会合資料（原子力規制委員会HP）を基に事務局作成

（参考）2015年検証時資料②各国等における事故発生頻度の目標

＜各国等の規制機関における目標＞

	概要	炉心損傷頻度（注）	大規模放出頻度（注）
IAEA（安全目標）	➢ IAEAが国際的な合意を経て策定。	1万炉・年に1回 ※既設プラント 10万炉・年に1回 ※将来プラント	10万炉・年に1回 ※既設プラント・「早期」 「実質的に排除するくらい影響を最小化する」 ※将来プラント・「早期」
米国（リスク判断基準）	➢ 米国原子力規制委員会（NRC）が定性的目標、定量的設計目標を策定。	1万炉・年に1回 ※新設プラント	100万炉・年に1回 ※新設プラント
英国（安全目標）	➢ 通常運転時及び事象・事故時のリスク指標として、基本安全レベル（BSL：Basic Safety Limit）を策定。	1万炉・年に1回	10万炉・年に1回
日本（安全目標）	➢ 原子力規制委員会が原子力施設の規制を進めて行く上で達成を目指す目標。	–	100万炉・年に1回 ※100TBqを超える事故の発生頻度。（福島原発事故のセシウム放出量は1万5000TBqであり、その100分の1程度。）

＜政策上の位置付け＞

	概要	炉心損傷頻度（注）	大規模放出頻度（注）
韓国（安全目標）	➢ 過酷事故政策における安全目標。原発事故によるがん死亡リスクが、その他のがん死亡リスクの0.1%を超えないものとして設定。	10万炉・年に1回 ※新設プラント	100万炉・年に1回 ※新設プラント・「早期」

（注）目標の種類

○**炉心損傷頻度**・・・・・炉心温度の上昇により、燃料の損傷が発生する事象の発生確率。シビアアクシデントの発生頻度の目安となる。

○**大規模放出頻度**・・・放射性物質の大規模な放出に至る事象の発生確率。

（出典）平成26年11月総合資源エネルギー調査会自主的安全性向上・技術・人材WG第3回資料及び
平成18年原子力安全委員会安全目標専門部会報告書「発電用軽水型原子炉施設の性能目標について」等を基に事務局作成。

④2021年コスト検証における事故リスク対応費用試算結果

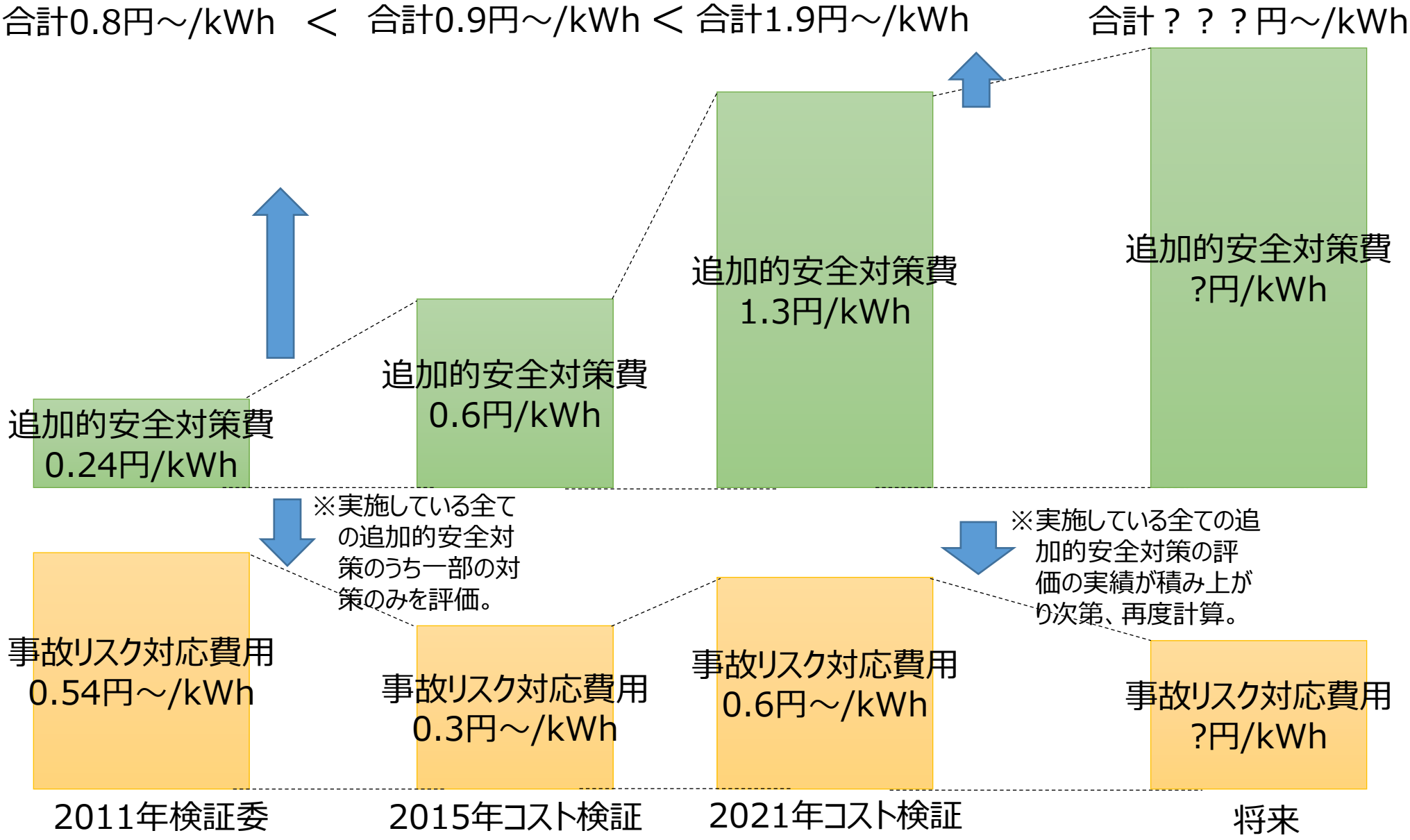
○ 損害費用を精査した結果、事故廃炉費用、賠償費用、除染・中間貯蔵、行政経費等の下限は23.8兆円。これを2015年検証時と同様、モデルプラントベースに補正し、**15.7兆円**を損害費用として算入する。

○ 共済方式の算定根拠については、現時点において各プラントの安全対策が継続中であり、安全対策を実施した後の安全評価の実績の積み上げが十分ではない状況であることから、保守的に見積もって、2015年検証において設定された「**4,000炉・年**」を踏襲する。

○ なお、過去のコスト検証において議論があったが、追加的安全対策費と事故リスク対応費用は、原子力発電の安全に関する費用として、併せて考えることが適当。現時点では、追加的安全対策が継続中であるが、新規制基準に基づく全ての安全対策の評価の実績が積み上がり、事故リスク低減効果が明らかとなれば、それを適切に反映させる必要がある。

$$\frac{\text{A)損害費用(円)／B)算定根拠（炉・年）}}{\text{C)モデルプラントの発電電力量（kWh）}} = \frac{\text{A)15.7兆(円)／B)4,000（炉・年）}}{\text{C′)70.6億（kWh）}} = \textbf{0.6円/kWh}$$

（参考）追加的安全対策費と事故リスク対応費用



※ 設備利用率70%、割引率3%、稼働年数40年

(3)－4. 核燃料サイクル費用

① 2021年コスト検証における核燃料サイクル費用の考え方
② 各項目の考え方と試算結果

①核燃料サイクル費用の考え方

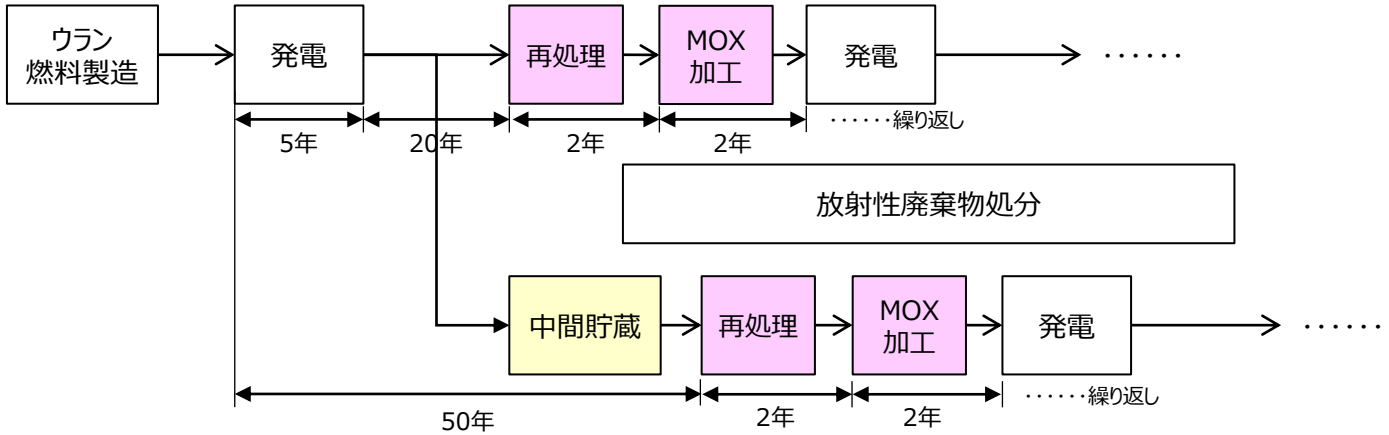
○ 2015年コスト検証では、第四次エネルギー基本計画（2014年4月閣議決定）で核燃料サイクルの推進が示されたことを踏まえ、核燃料サイクル費用の試算モデルとして、現状モデルが採用された。

○ 第五次エネルギー基本計画（平成30年7月閣議決定）で核燃料サイクルの推進が示されたことを踏まえ、今回の試算においても、2015年コスト検証と同様に、現状モデルを踏襲する。

○ 試算に当たっては、**再処理・MOX燃料加工事業費の見直し**など直近の事情変更を反映する。

試算モデル

✓ 1トン当たりのウラン燃料の調達費用及びその使用済燃料を繰り返しリサイクルする際の費用と、1トン当たりのウラン燃料及びリサイクルされたMOX燃料による発電電力量を現在価値換算。



[出典] 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（平成27年5月　発電コスト検証ワーキンググループ）を基に事務局作成

②各項目の考え方と試算結果

項目	試算の基にした施設等	2015年検証時からの事情変更	今回の試算における方向性	試算結果※（円/kWh）
ウラン燃料	調達実績	特に無し	2015年以降のウラン燃料調達実績は少なく、試算に用いるサンプルとして適さないため、前回同様、2011年検証委で用いた2008年度～2010年度における調達実績を基に為替レートの変動を反映。	0.9（0.9）
MOX燃料	**MOX燃料工場**（六ヶ所）	再処理等拠出金法の成立（2016年5月） **事業費の増額** （2015年コスト検証当時：**2.1兆円** →　2021年6月：**2.4兆円**）	直近の事情変更を踏まえ、**最新のMOX燃料加工単価を反映**。再処理からMOX燃料加工、発電までの期間について、最新の想定を反映。	0.1（0.1）
フロントエンド				1.0（1.0）
再処理	**六ヶ所再処理工場**	再処理等拠出金法の成立（2016年5月） **事業費の増額** （2015年コスト検証当時：**12.6兆円** →　2021年6月：**14.4兆円**）	直近の事情変更を踏まえ、**最新の再処理単価を反映**。再処理からMOX燃料加工、発電までの期間について、最新の想定を反映。	0.6（0.5）
使用済燃料輸送	輸送実績	特に無し	直近の実績を反映。	－
高レベル放射性廃棄物処分	NUMOが整備する処分場	人件費・物品費等の最新価格への更新等 （2015年コスト検証当時：**2.8兆円** →　2020年12月：**3.1兆円**）	直近において、国（経済産業省）が算定している処分費を反映。	0.0（0.0）
中間貯蔵	リサイクル燃料備蓄センター	その他電力による**敷地内乾式貯蔵の安全審査の進展**	直近の事情変更を踏まえ、**最新の中間貯蔵・乾式貯蔵単価を反映**。	0.1（0.1）
バックエンド				0.7（0.6）
合計				1.7（1.5）

※割引率3%
※「再処理」には発電所から再処理施設まで、及び中間貯蔵施設から再処理施設までの使用済燃料輸送費を含む。
「中間貯蔵」には発電所から中間貯蔵施設までの使用済燃料輸送費を含む。
※四捨五入の関係で合計が一致しないところがある。
※試算結果の（ ）内は、2015年検証の試算結果。

＜諸元の基礎条件＞

平均取出燃焼度	UO_2燃料：45,750 MWd/t MOX燃料：40,000 MWd/t
炉内滞在時間	5年
熱効率	35.1%

所内率	4%
再処理：中間貯蔵比率	50：50
次世代生成率	11%

（参考）核燃料サイクル費用の試算結果

（単位：円/kWh）

項目	割引率0%		割引率1%		割引率3%		割引率5%	
	今回	前回	今回	前回	今回	前回	今回	前回
ウラン燃料	0.73	0.70	0.79	0.77	0.89	0.88	0.98	0.97
MOX燃料	0.23	0.19	0.16	0.13	0.08	0.07	0.05	0.04
（フロントエンド計）	0.97	0.89	0.96	0.90	0.97	0.95	1.02	1.01
再処理等	1.50	1.12	1.07	0.82	0.57	0.50	0.33	0.34
中間貯蔵等	0.14	0.08	0.12	0.07	0.09	0.05	0.07	0.04
高レベル廃棄物処分	0.27	0.25	0.13	0.12	0.04	0.04	0.02	0.01
（バックエンド計）	1.91	1.44	1.32	1.01	0.71	0.59	0.42	0.40
計	2.87	2.33	2.27	1.91	1.68	1.54	1.44	1.41

※各項目ごとの四捨五入の関係で合計は一致しない。
※「再処理等」は発電所から再処理施設まで及び中間貯蔵施設から再処理施設までの使用済燃料輸送費を含む。
「中間貯蔵等」は発電所から中間貯蔵施設までの使用済燃料輸送費を含む。

（参考）工程別の単価について①

○ 2015年検証委と同様、核燃料サイクルコストを試算するにあたっては、コストの構成要素である、ウラン燃料、MOX燃料、再処理、使用済燃料輸送、中間貯蔵、高レベル放射性廃棄物処分の単価（ウラン燃料１トン当たりでの費用）を算出する。

ウラン燃料単価

◆ 直近のウラン燃料調達は、震災後の発電所の停止の影響により大幅に減少し、試算に用いるサンプルとして適さないため、2011年検証委で用いた2008年度～2010年度における調達実績を基に為替レートの変動（85.74円/$→105.24円/$）を反映。

割引率	0%	1%	3%	5%
2015年検証委(百万円/tU)	296	301	312	323
今回(百万円/tU)	299	305	315	326

（出典）電気事業連合会より入手した2008年度～2010年度における調達実績を基に事務局作成

（参考）工程別の単価について②

MOX燃料・再処理単価

◆ 2017年から、再処理・MOX加工の事業費の見込み等を踏まえ、電力事業者が、使用済燃料再処理機構に拠出金を拠出している。これらを踏まえ、再処理・MOX加工単価をコスト試算に反映。

中間貯蔵単価

◆ リサイクル燃料備蓄センター及び各電力による敷地内乾式貯蔵の建設・活用の状況の変化（安全審査の進展等）を踏まえ、最新の中間貯蔵単価をコスト試算に反映。

◆ なお、貯蔵量は使用済燃料5000トン。

割引率	0%	1%	3%	5%
2015年検証委(百万円/tU)	36	40	52	69
今回(百万円/tU)	85	95	123	163

（出典）原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会 資料集１ 核燃料サイクルコストの試算（平成23年11月10日）、

（参考）工程別の単価について③

使用済燃料輸送単価

◆ 原子力発電所から六ヶ所再処理施設への輸送契約の直近の実績を基に算定。

【発電所→再処理、中間貯蔵→再処理】

割引率	0%	1%	3%	5%
2015年検証委(百万円/tU)	20	20	20	20
今回(百万円/tU)	17	17	17	17

【発電所→中間貯蔵】

割引率	0%	1%	3%	5%
2015年検証委(百万円/tU)	19	19	19	19
今回(百万円/tU)	17	17	17	17

（出典）輸送契約の直近の実績を基に算定した単価を電気事業連合会より入手

（参考）工程別の単価について④

高レベル放射性廃棄物処分単価

◆ 直近において、最終処分法に基づき、国（経済産業省）において算定している処分費（約2.8兆円（2014年12月)→約3.1兆円（2020年12月))を基に算定。なお、処分量は、ガラス固化体約4万本（使用済燃料約3.2万トンに相当）。

割引率	0%	1%	3%	5%
2015年検証委(百万円/tU)	88	91	115	162
今回(百万円/tU)	98	101	129	183

（出典）最終処分法に基づき、国（経済産業省）において算定している処分費を基に事務局作成

(3)－5. その他

① 政策経費
② 感度分析

①政策経費（原子力）

（2015年検証）

○ 当初予算（平成26年度）のうち、「立地」、「防災」、「広報」、「人材育成」、「評価・調査」、「発電技術開発」、「将来発電技術開発」に係る予算額を発電コストに上乗せ。原子力の「将来発電技術開発」のうち、高速炉や再処理、放射性廃棄物など核燃料サイクルに関する費用、安全に関する技術開発の費用は計上し、その他次世代炉など現在の原子力利用とは連続性が低い技術に関する費用を除く。総発電電力量は、43基の年間総発電電力量（2,578億kWh）で賄うと仮定。2030年については、長期エネルギー需給見通しにおける中央値（2242.5億kWh）を用いる。

（今回検証における整理）

○ 当初予算（令和２年度）のうち、「立地」、「防災」、「広報」、「人材育成」、「評価・調査」、「発電技術開発」、「将来発電技術開発」に係る予算額を発電コストに上乗せ。「将来発電技術開発」については、革新炉の研究開発についても、軽水炉の安全性向上に資すると考えられるものは、費用を計上。

○ 政策経費の対象等も踏まえ、2020年の年間発電量は、36基の年間総発電電力量（2,282億kWh）で賄うと仮定し、2030年については、エネルギー基本計画（案）の2030年度におけるエネルギー需給の見通しで示された、2030年度の発電電力量を使用。

【2020年の試算】

$$\frac{\text{原子力に係る政策経費（令和2年度予算）（円）}}{\text{年間総発電電力量（kWh）}} = \frac{\text{約2,981億（円）}}{\text{2,282億（kWh）}} = 1.3\ \text{（円/kWh）}$$

【2030年の試算】

$$\frac{\text{原子力に係る政策経費（令和2年度予算）（円）}}{\text{年間総発電電力量（kWh）}} = \frac{\text{約2,981億（円）}}{\text{1,970億（kWh）}} = 1.5\ \text{（円/kWh）}$$

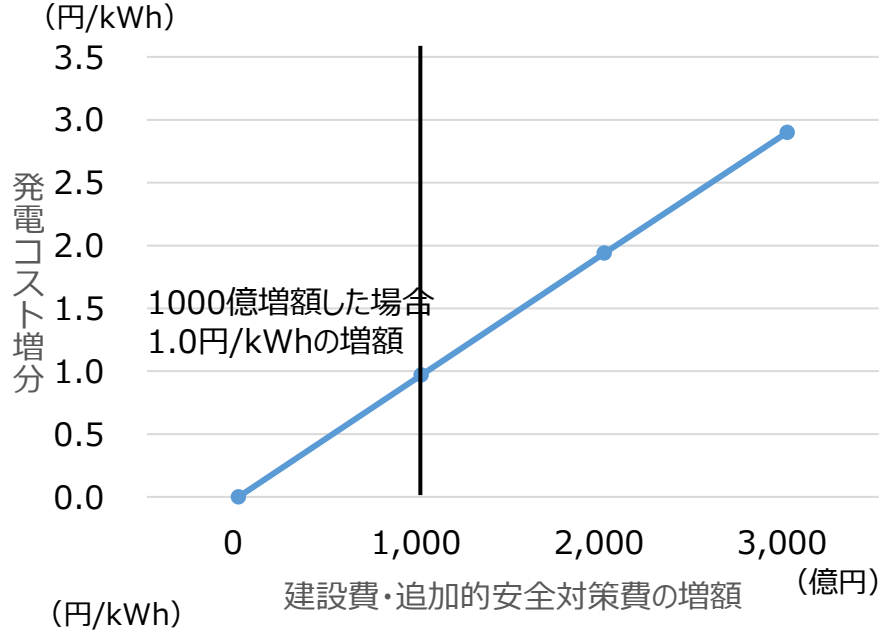
②感度分析（追加的安全対策費（建設費）、事故リスク対応費用）

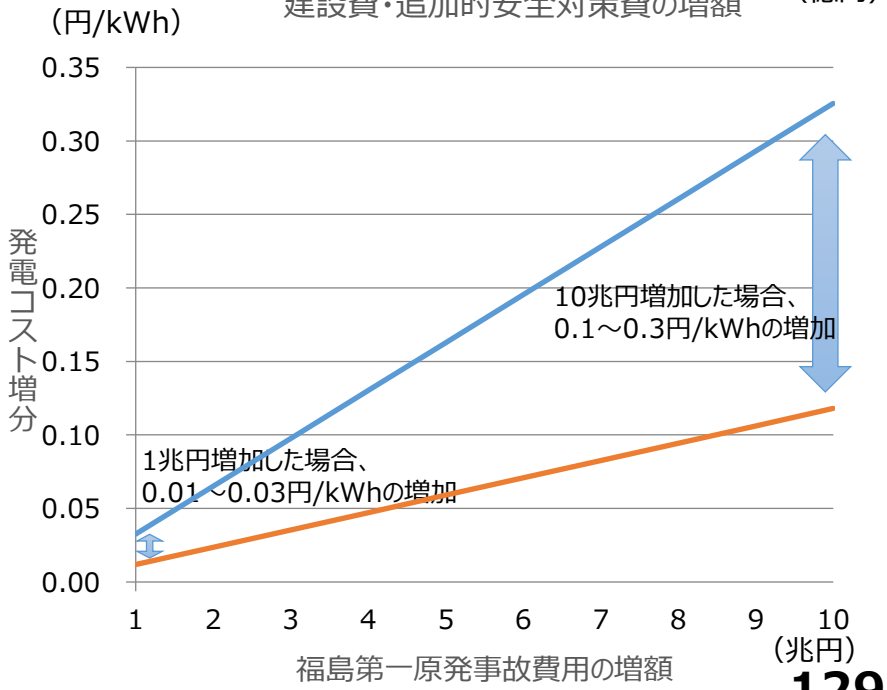
１．追加的安全対策費（建設費）

- 建設費・追加的安全対策費が増額した場合、資本費および資本費に比例して運転維持費が増額するため、それら費用の増額による発電コストへの影響について感度分析を実施。
- 感度分析の結果、建設費または追加的安全対策費が1,000億円増加した場合、発電コストは約1.0円/kWh増加するという結果となった。

２．事故リスク対策費用

- 事故リスク対応費用は、福島第一原発事故による事故廃炉費用、損害賠償費用、除染・中間貯蔵費用等をモデルプラントベースに補正を行っているが、費目によってモデルプラントへの補正の考え方が異なるため、補正後の損害費用の異なる。
- したがって、福島第一原発事故の事故費用の増額による発電コストへの影響は、どの費目が増加するかによって異なることから、今回の試算方法において発電コストへの影響が大きい費用と、影響が小さい費用について、それぞれ感度分析を実施。
- 感度分析の結果、福島第一原発の事故費用が1兆円増加した場合、発電コストは約0.01～0.03円増加するという結果となった。





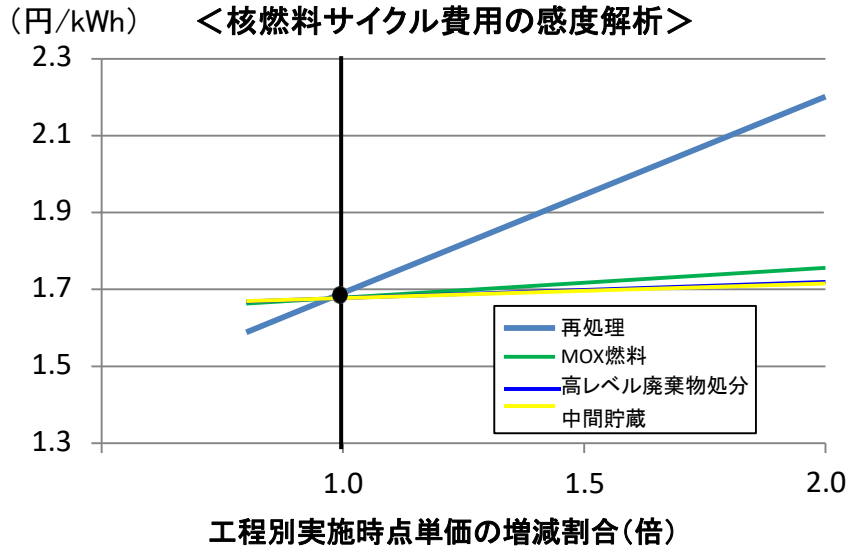
②感度分析（核燃料サイクル費用、廃炉費用）

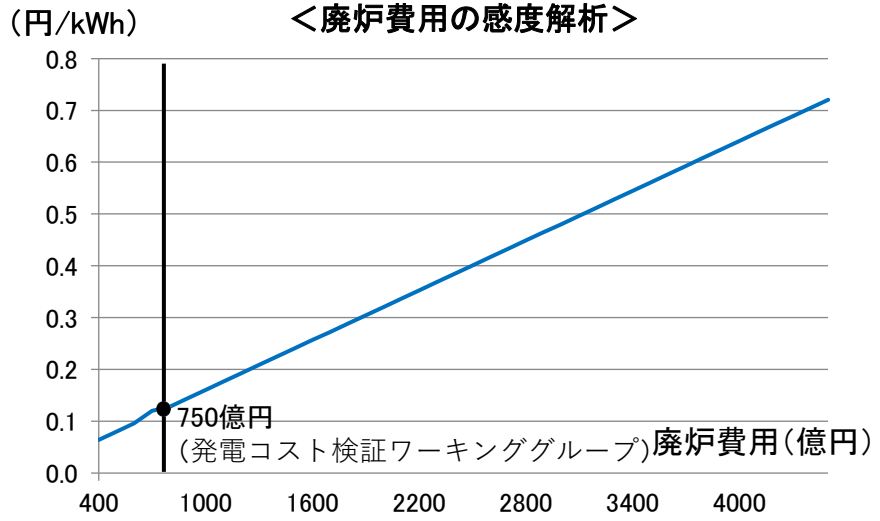
３．核燃料サイクル費用

- 例えば、再処理では、定格再処理量（800tU／年）到達時期の遅延等による再処理数量減（稼働率低下）、あるいは、今後計画去れている増設施設の建設費上昇等により単価が増加する可能性がある。
- そのため、再処理、ＭＯＸ燃料、高レベル廃棄物処分及び中間貯蔵の単価が増加した場合の感度分析を実施。

４．廃炉費用

- 現行制度の範囲内で最大限見積もり可能な費用を盛り込んでいるが、余裕深度処分（L1廃棄物）に係る規制基準が策定されていない等の要因により、今後費用が上昇する可能性がある。
- そのため、参考値として、右記の感度解析を実施。

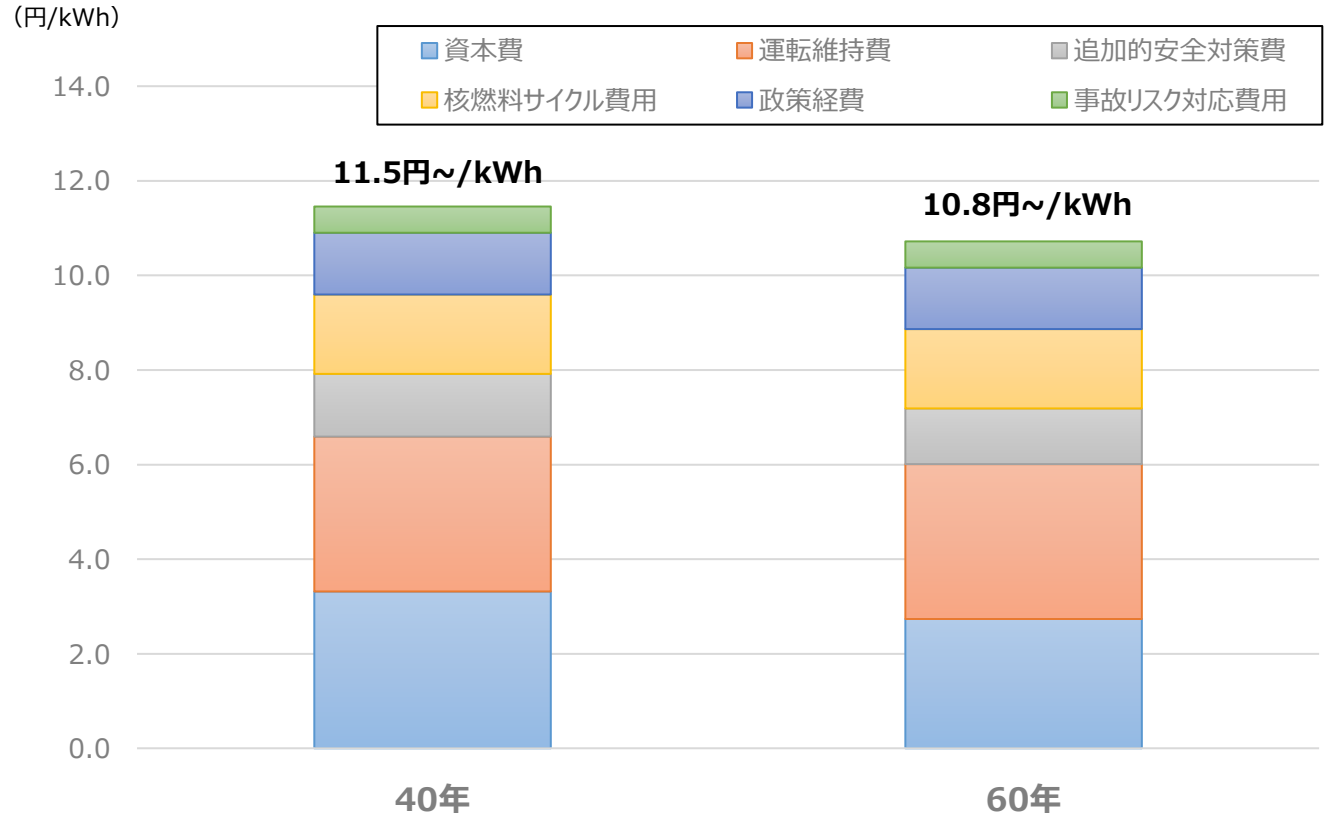




②感度分析（運転年数）

○ 原子力発電の運転年数を60年にした場合の結果は以下の通り。

＜図＞運転年数の感度分析

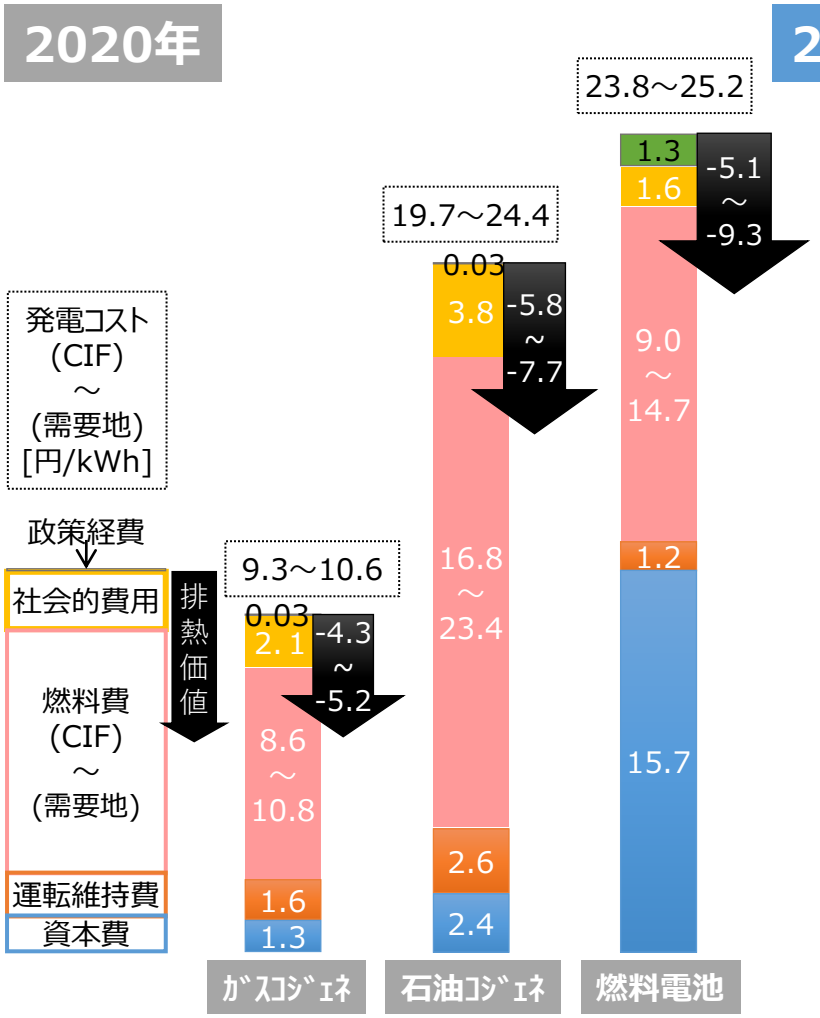


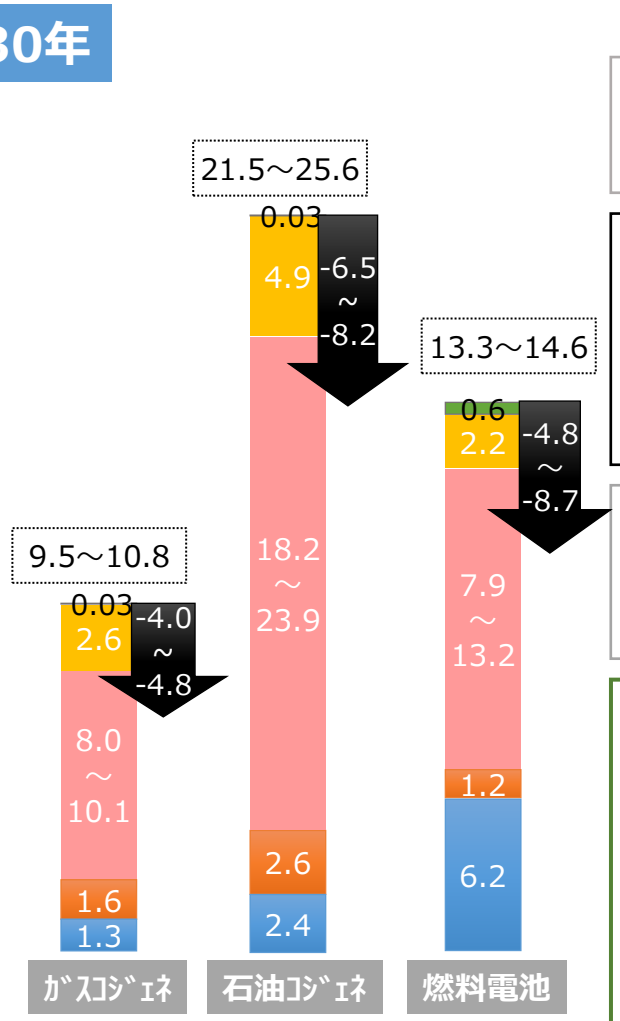
（注）2020年モデルプラント、設備利用率70%として試算

目次

Ⅰ．総論
Ⅱ．各論
（１）再生可能エネルギー
（２）火力発電
（３）原子力発電
（４）コジェネ・燃料電池
（５）各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

足下（2020年）及び将来（2030年）の発電コストの内訳





●モデルプラントの想定（2020年）

	ｶﾞｽｺｼﾞｪﾈ	石油ｺｼﾞｪﾈ	燃料電池
設備容量	6,000kW	1,500kW	0.7kW
設備利用率	72.3%	36%	72.4%
稼働年数	30年	30年	12年

●モデルプラントの想定（2030年）

ｶﾞｽｺｼﾞｪﾈ	石油ｺｼﾞｪﾈ	燃料電池
6,000kW	1,500kW	0.7kW
72.3%	36%	74.8%
30年	30年	15年

●各費用の考え方

政策経費
発電活動の維持に必要となる予算等（R2年度予算）より算出

排熱価値
コジェネ及び燃料電池は、発電時に生ずる熱を有効活用することが可能。このため、同量の熱をボイラで発生させる際に必要な燃料費を発電コストから控除。

社会的費用
発電時の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（考え方は火力発電と同様）

燃料費
コジェネ及び燃料電池の燃料の調達費用。下記の２種類で算出。
① CIFコスト（火力発電と同様）
ｶﾞｽｺｼﾞｪﾈ・燃料電池はLNG、石油ｺｼﾞｪﾈは石油のCIF価格＋諸経費
② 需要地での燃料費
ｶﾞｽｺｼﾞｪﾈ・燃料電池は都市ガス価格、石油ｺｼﾞｪﾈはA重油価格
なお将来価格はWEO2020の公表済政策ｼﾅﾘｵの見通しを踏まえて試算。

運転維持費 定期点検費、修繕費等

資本費 機器費、設置工事費等

コージェネレーションシステムの特徴と、前回（2015年）検証時の論点

○コージェネレーションシステム（コジェネ）は、熱と電力を同時に生み出す（熱電併給）ため、トータルでは高い総合エネルギー効率を実現可能。燃料としては、天然ガス・石油等が主流。

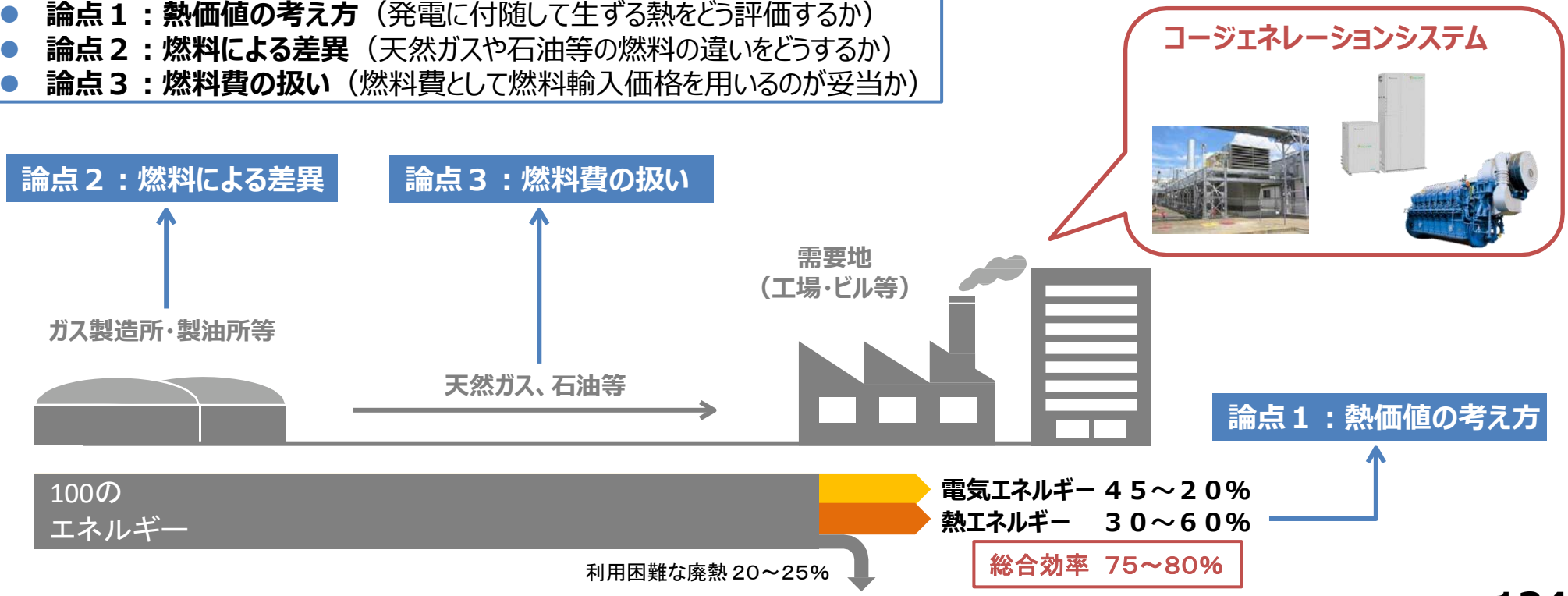
○需要地の近接地に置かれる分散型エネルギーであり、熱の有効活用や、少ない送電ロスなどの利点も存在。

○2015年コスト検証では①熱価値の考え方、②燃料による差異、③燃料費の扱い、が論点として検討された。

○今回の検証においては、コジェネの特徴や活用のあり方は、大きな変化がないことから、2015年コストWGと同様の論点を検討することとした。

<コジェネの論点>

- **論点１：熱価値の考え方**（発電に付随して生ずる熱をどう評価するか）
- **論点２：燃料による差異**（天然ガスや石油等の燃料の違いをどうするか）
- **論点３：燃料費の扱い**（燃料費として燃料輸入価格を用いるのが妥当か）



熱価値の考え方

○熱価値の考え方としては、①熱価値を別途計算し、費用から控除する考え方、②電気と熱の出力比率で費用を按分した上で、電気部分のコストを試算する考え方、の２種類が考えられる。

○2015年コスト検証では、2011年コスト等検証委員会と同様に①の考え方を採用するとともに、当時のコジェネの活用の実際のあり方を踏まえて、熱が十分に有効活用される状況を前提としたコスト試算を行うこととしている。

○今回の検証においては、コジェネの特徴や活用のあり方は、大きな変化がないことから、2015年コスト検証時と同様の考え方を採用することとした。

【熱価値の考え方】

選択肢①

一定の電気を生み出す際に同時に発生する熱の価値を別途計算し、それを費用から差し引く。

$$\text{発電コスト} = \frac{\text{資本費＋燃料費＋運転管理費} - \text{排熱価値}}{\text{発電電力量}}$$

※ 排熱価値 ＝総熱利用量×単位熱量当たりの市場価値

- この場合、各国の実態に即した熱の価値を設定する必要。

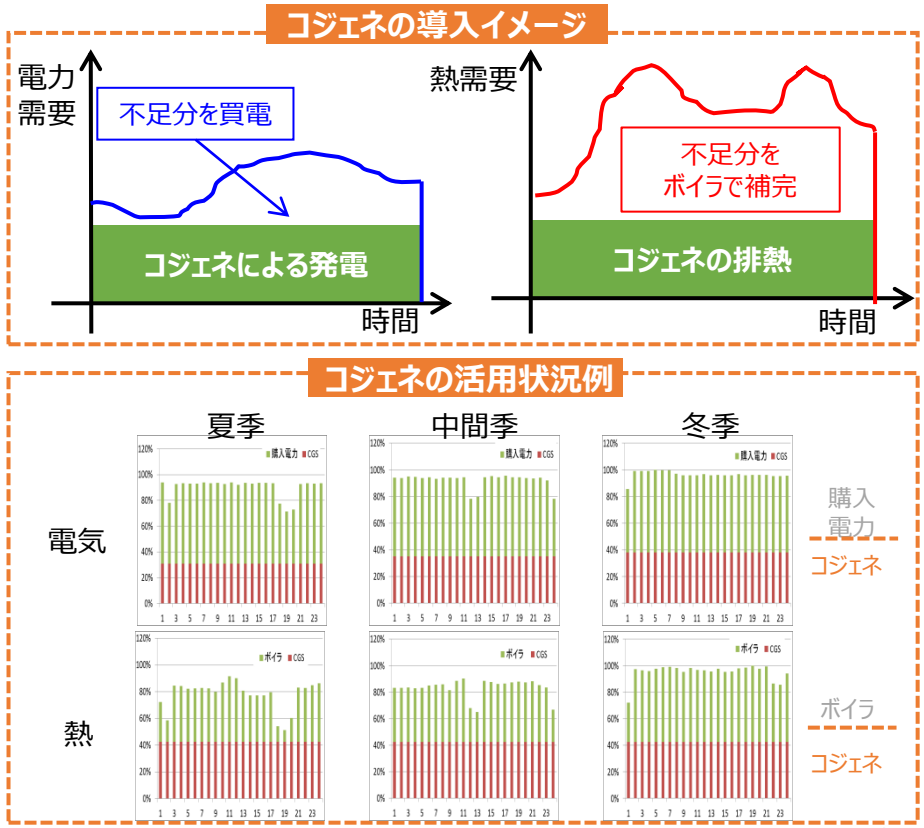
⇒同量の熱をボイラで得るために必要な燃料費で代替し計算

$$\text{単位熱量当たりの市場価値}(a) = \frac{\text{燃料価格}(\$/t)}{\text{単位燃料当たり発熱量}(Wh/t)} \div \text{ボイラ効率}$$

選択肢②

同時に生み出される電気と熱の出力比率で費用を按分した上で、電気の部分だけでコストを試算する。

【 コジェネの活用状況 】



□OECD/IEA（“Projected Costs of Generating Electricity (2020)”）では①方式を採用（2020年版報告書では、ヨーロッパにおける高効率ガスエンジンによる熱製造コストにより試算。1MWhの熱利用に対して、37$/MWhで換算し、排熱価値を控除）。なお、同報告書では、②方式について、「電気と熱は一体的なアウトプットであり、費用を分割することは極めて非実践的」としている。

燃料による差異

○コジェネは燃料毎に規模や活用のあり方が異なる。

○2015年コスト検証では、業務・産業用コジェネにおいて、天然ガス及び石油が主な燃料として活用されていることから、天然ガスコジェネ及び石油コジェネのそれぞれについてモデルプラントを設定。また、同様にコジェネである燃料電池（家庭用燃料電池（エネファーム））についても、コジェネの考え方を用いて試算を実施。

○今回の検証においては、コジェネの主な燃料種や活用のあり方に大きな変化がないことから、2015年コスト検証時と同様に①天然ガスコジェネ、②石油コジェネ、③燃料電池についてモデルプラントを設定することとした。

天然ガスコージェネレーション

- コジェネの総発電容量の約５９%を占める。
- 100kW以下のマイクロコジェネ（小規模業務用）、300～1,000kW程度の小～中型ガスエンジン（病院、ショッピングセンター等）、5,000～7,000kW程度の大型ガスエンジン・ガスタービン（産業用、大規模業務用等）が主流。

石油コージェネレーション

- コジェネの総発電容量の約２６%（重油のみ）を占める。
- 500～2,000kW程度のディーゼルエンジン（中規模な産業・業務用、病院等）が主流。

燃料電池

- 国内では家庭用燃料電池コージェネレーションシステム（エネファーム）が主流。
- 家庭用燃料電池は都市ガスやLPGを改質して水素を取り出し、燃料電池により高効率な発電を行うとともに、 発電時に生じる熱を給湯にも活用する家庭用コジェネであり、700Wの小型が主流。
- 2009年の販売開始以降、既に約35万台が普及。

燃料費の扱い

○コジェネの燃料費の扱いについては、大きく分けて以下の２種類の考え方がある。
① 大規模集中電源と同様の燃料価格を試算に活用。
② 需要地における燃料価格を試算に活用。

○2015年コスト検証では、大規模集中型と分散型とそれぞれに対して妥当であるとの意見があったことから、両方の考え方に基づいてコストを試算。今回の検証においても同様に両方の考え方を採用することとした。

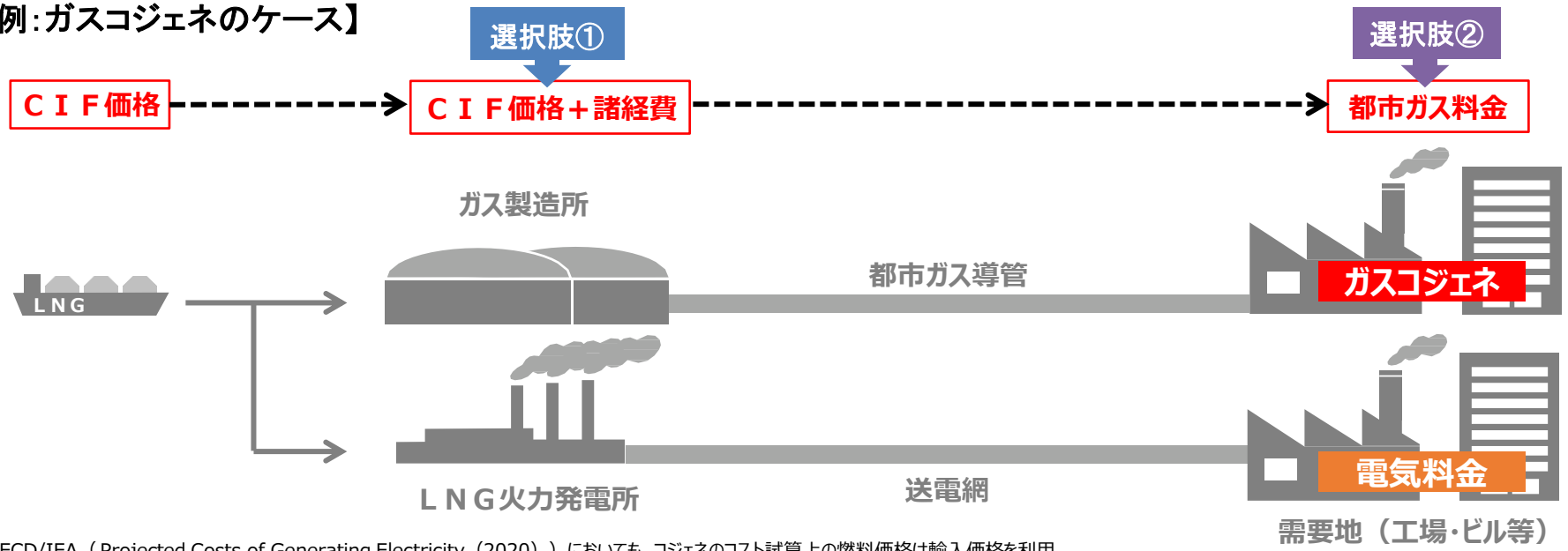
選択肢①

- 火力発電などの大規模集中型電源とコジェネなどの分散型電源を、電源として比較する観点から、例えばガスコジェネでは、LNG火力発電と比較するに当たり、燃料費を統一し、同じ燃料価格を採用。

選択肢②

- 実際に発電する際の燃料費としては、例えばガスコジェネであれば、ガスの託送コスト等も含めた都市ガスの価格を採用。

【例：ガスコジェネのケース】

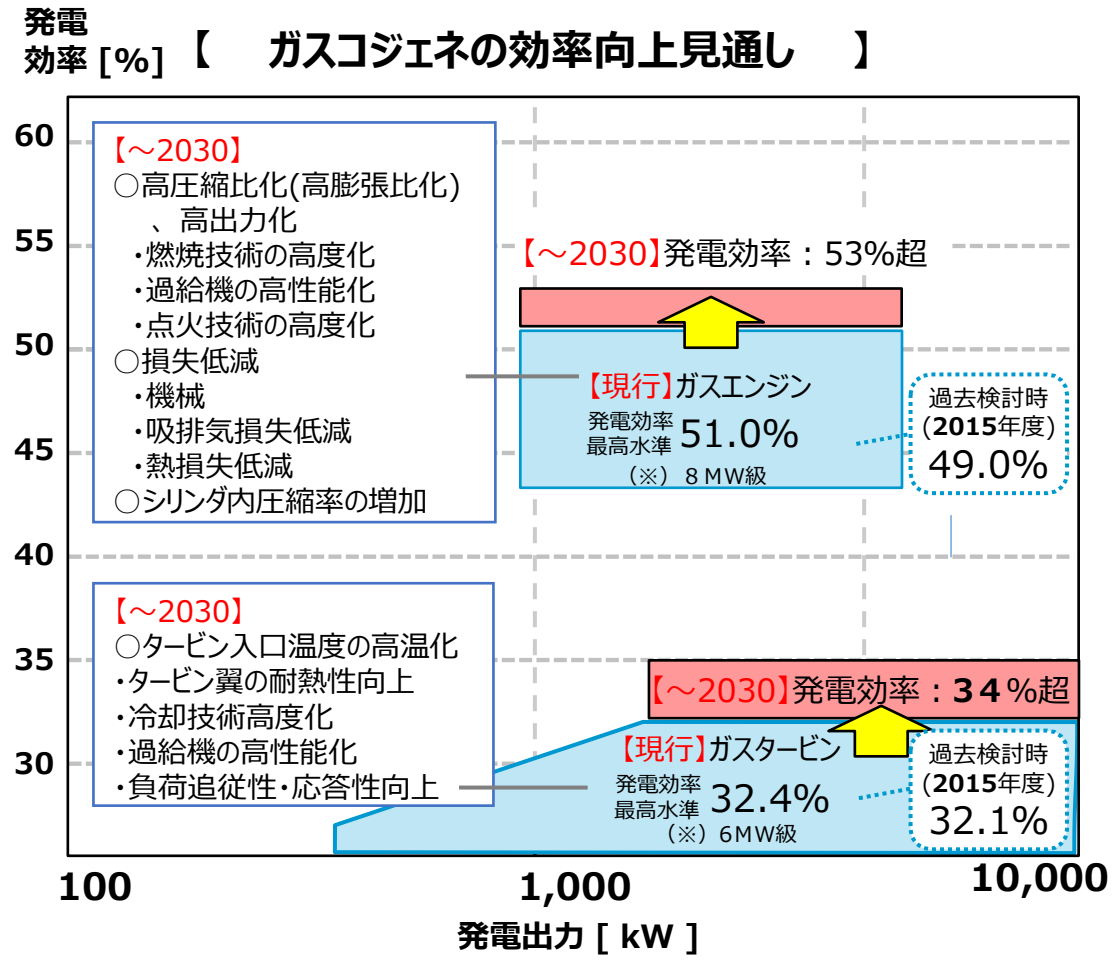


□ OECD/IEA（Projected Costs of Generating Electricity（2020））においても、コジェネのコスト試算上の燃料価格は輸入価格を利用

将来（2030年）の費用低減の考え方（ガスコジェネの技術革新の見通し）

○ガスコジェネについては、2015年コスト検証時と比較して、市販されている最高効率機器の発電効率は、ガスエンジンで2%、ガスタービンで0.3%向上。
○さらに、将来に向けた技術開発により、ガスエンジン及びガスタービンについては、更なる発電効率向上が見込まれていることから、これらを見込んだ数値を将来の諸元とすることとした。

【　ガスコジェネの効率向上見通し　】



【　ガスコジェネの技術革新　】

ガスエンジンの技術開発課題

- 燃焼技術の高度化
  - ✓ シミュレーション技術の高度化による燃焼改善
  - ✓ ミラーサイクルの最適化など
- 過給器の高性能化
  - ✓ 二段過給の実現など
- 点火技術の高度化
  - ✓ レーザー着火の実現など
- 機械損失、吸排気損失、熱損失などの損失低減
- 燃焼時のシリンダ内圧縮率の増加

ガスタービンの技術開発課題

- ガスタービンの入口温度の高温化
  - ✓ 高温化に耐えうる耐熱性の確保(高強度材の開発等)
  - ✓ 安価で高性能な冷却技術や伝熱制御技術
  - ✓ 過給器の高性能化
  - ✓ 負荷追従性、応答性向上

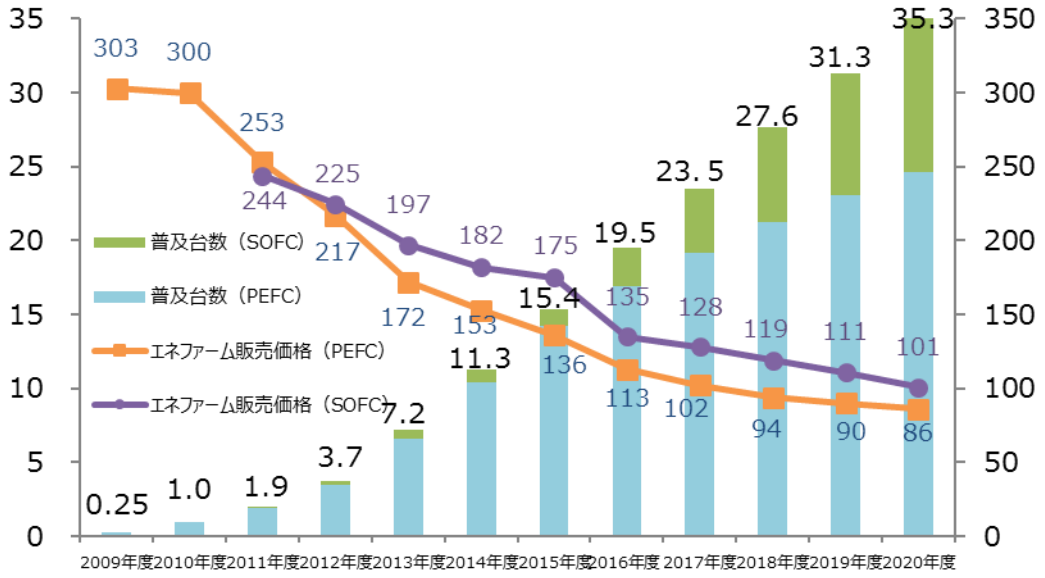
（※）上記の発電効率は、2020年度時点で市販されている最高効率のもの。LHV表記。

出典：株式会社川崎重工業ホームページ、国立研究開発法人ＮＥＤＯ「省エネルギー技術戦略２０１６」「平成29年度戦略的省エネルギー技術革新プログラム『コージェネレーション用革新的高効率ガスエンジンの技術開発』」

将来（2030年）の費用低減の考え方（燃料電池の技術革新の見通し）

○家庭用燃料電池については、2015年コスト検証時と比較して、市販されている機器の発電効率は1-8%程度向上。また、販売価格は50万円以上低下。
○さらに、将来に向けた技術開発により、発電効率向上及びコスト低減が見込まれていることから、これらを見込んだ数値を将来の諸元とすることとした。

【 普及台数と販売価格の推移 】



【 発電効率の将来想定 】

	現状	2030年
固体高分子形燃料電池（PEFC）	36.1%	40.6%以上
固体酸化物形燃料電池（SOFC）	49.6％	54.2%以上

※ HHV表記。
※ 現状すでにNEDOの「燃料電池・水素技術開発ロードマップ」の2030年目標を達成しているため、2040年の目標を2030年に達成すると想定。

政策経費の考え方

＜コジェネの総発電電力量＞

○ 民間調査（（一財）コージェネレーション・エネルギー高度利用センター）を踏まえ、2020年度におけるコジェネの年間総発電電力量は616億kWhと想定。

○ 2030年モデルプラントについては、これまでの新設・リプレース・撤去といった導入トレンドを踏まえた導入量に加えて、コジェネの新たな活用（面的利用の拡大、業務用燃料電池の普及、余剰電力の系統活用）による追加的な導入量を考慮し、798億kWh程度を2030年のコジェネの年間総発電電力量として想定。

＜燃料電池の総発電電力量＞

○ 2015年コスト検証においては、発電電力量が非常に少ないことから政策経費は計上されず、また、現時点の普及台数を踏まえた発電電力量は約3.3億kWhと引き続き少ない状況。

○ このため、2020年時点の家庭用燃料電池の導入目標が140万台であることを踏まえ、2021年検証においては設定した設備容量及び設備利用率を用いて燃料電池の年間総発電電力量を42億kWhと想定。

○ 基本政策分科会で示された新たなエネルギーミックスに基づき、2030年の発電電力量を91億kWh程度と想定。

【　政策経費の算出方法　】

●コジェネ

$$\frac{\text{コジェネに係る政策経費（令和２年度予算）(円)}}{\text{コジェネの年間総発電電力量（kWh）}}$$

●燃料電池

$$\frac{\text{燃料電池に係る政策経費（令和２年度予算）(円)}}{\text{燃料電池の年間総発電電力量（kWh）}}$$

【　コジェネ・燃料電池の政策経費　】

	コジェネ		燃料電池	
	2020年	2030年	2020年	2030年
予算額（億円）	21	21	55	55
発電電力量（億kWh）	616	798	42	91
政策経費（円/kWh）	0.03	0.03	1.3	0.61

目次

Ⅰ．総論
Ⅱ．各論
（１）再生可能エネルギー
（２）火力発電
（３）原子力発電
（４）コジェネ・燃料電池
（５）各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

2015年の手法を踏襲した試算（参考①）の考え方

○2015年検証の考え方を基本的に踏襲し、「各電源を電力システムに受け入れるコスト」を以下（１）～（３）の通り定義した上で、（１）火力発電・揚水発電に関する調整費用」について、太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こらず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定する。

（１）火力発電等に関する調整費用

①火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用

②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用

③自然変動電源発電時に揚水式水力によって需要を創出（蓄電）することによる費用

④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用

（２）地域間連系線等の増強費用

（３）その他

○蓄電池については、出力抑制が生じた分をすべて蓄電池で蓄電した場合にかかる蓄電池のコストを分析する。

○EVやDRについては、電力システムに柔軟性を与える蓄電技術の一種と整理出来る。ただし、その費用対効果について参照可能な客観的数値がないため、今回の試算には含めない。

（参考）OECDにおける電力コストの議論①

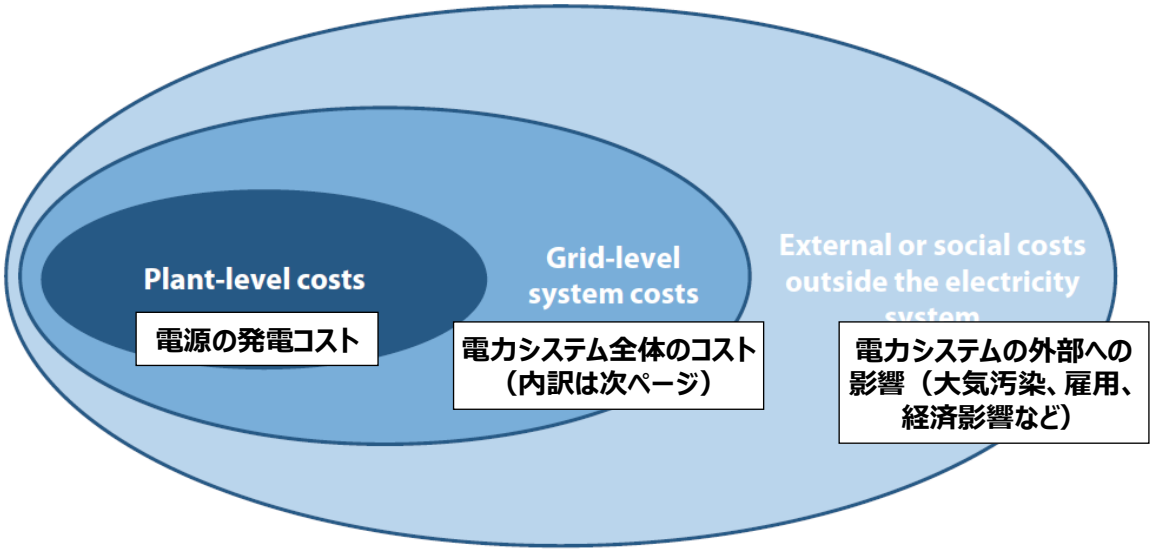
○発電総コスト（Full cost of Electricity Provision）は以下の３カテゴリーに分類される。

（１）発電所のコスト（例：LCOE）

（２）電力システム全体のコスト（例：再エネ導入に伴う系統安定化費用）

（３）外部費用（例：大気汚染、事故、国土利用の変化や資源の目減り、雇用・経済・イノベーション・エネルギー安全保障への影響等に伴う費用）

○今回の分析対象は、上記（２）電力システム全体のコスト（Grid-level system cost）の一部。これは、変動再エネの大量導入に伴い注目されている比較的新しいコストの概念。



Source: NEA, 2012b.

（出典）OECD/NEA (2018)「The Full Cost of Electricity Provision」

各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

（参考）OECDにおける電力コストの議論②

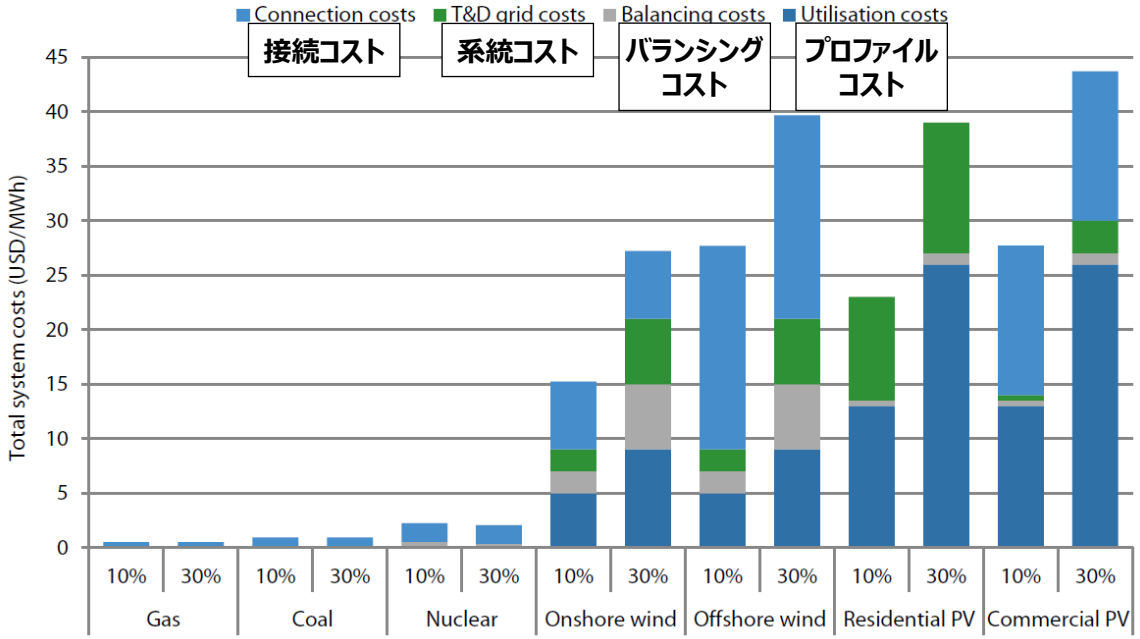
○（２）電力システム全体のコストは、さらに以下の３カテゴリーに分類できる。

① プロファイルコスト　：変動再エネ発電量が上下することに伴う、既存火力等の運用変更と発電効率低下に伴うコスト

② バランシングコスト　：変動再エネ発電量が予測不可能なことに伴う、既存火力等の発電量の調整や予備力の確保に伴うコスト

③ 系統・接続コスト　：変動再エネ適地と需要地がズレることに伴う基幹系統整備費用や基幹送電網につなぐコスト

○今回の分析対象は、上記①と、②の一部（出力抑制など）。



注１：上記は**特定国の分析ではなく、既存の論文等の平均値を集計**したもの。

注２：原子力は出力調整可能（ディスパッチャブル）という設定。

（出典）OECD/NEA (2018)「The Full Cost of Electricity Provision」

（参考） OECDにおける電力コストの議論③

○ 電力システム全体のコストについては、比較的新しい概念であり、研究途上であることから、以下の点に十分に留意する必要がある。

（１）前頁の３分類は完全ではなく、他に考慮すべき要素があること。

（２）前頁の３分類は相互に独立していないこと（あるコストの変化が他を変化させ得る）

（３）分析対象となる既存のエネルギーミックスによって大きく数値が変化すること

（４）現在は正確な定量化が難しいこと（一定の仮定・割り切りに基づく分析しかない）。

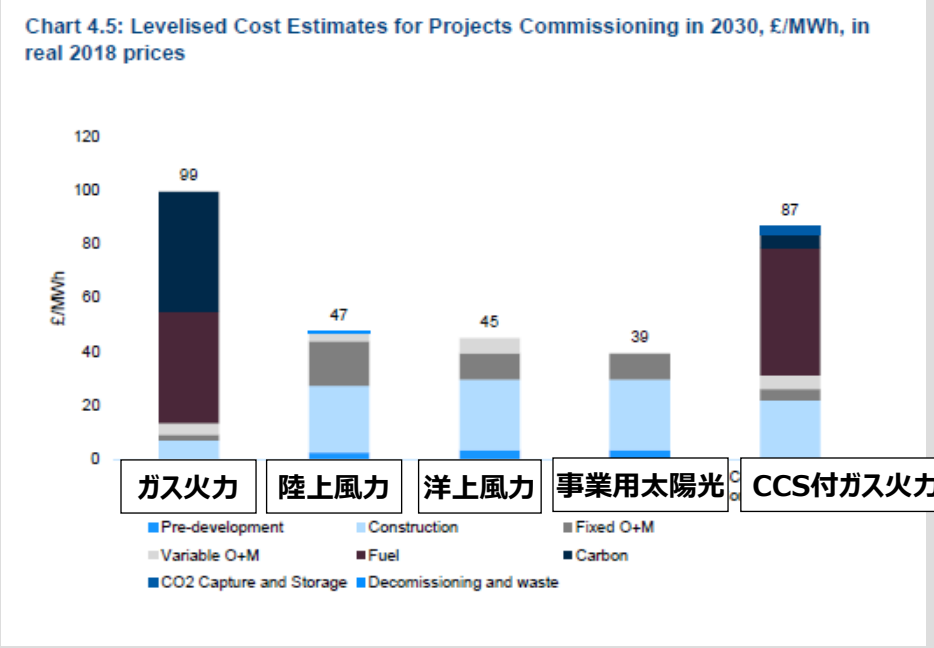
（５）研究途上であり、現在の分析手法や分析結果は絶対ではないこと。

（参考）世界における検討

- 太陽光・風力の大量導入に伴って、電源別の発電コスト分析だけでなく、各電源が電力システム全体に与える影響も分析しないと、コストの全体像を捉えられないという考え方が、世界各国で広がってきている。
- 例えば、**OECD、米国、英国**などで**試算**が行われており、政策にも活用されている。
- **LCOEに比べ、分析や表現手法が国際的に確立しておらず、各国が試行錯誤で取り組んでいる。**。

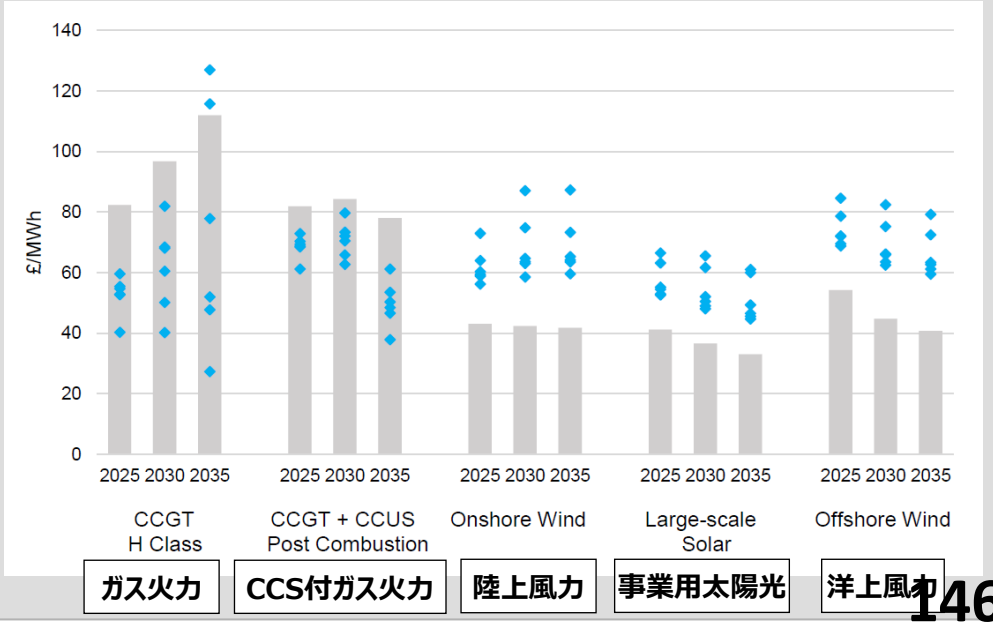
- 英国（ビジネス・エネルギー・産業戦略省）では、モデルプラント方式を採用してkWhあたりの発電コスト（LCOE）を試算。
- 最新（2020年）の報告書（５年に１度、コストを試算するもの）で、電力システム全体への負荷を考慮したLCOEを初めて試算。

電源別の発電コスト（LCOE）

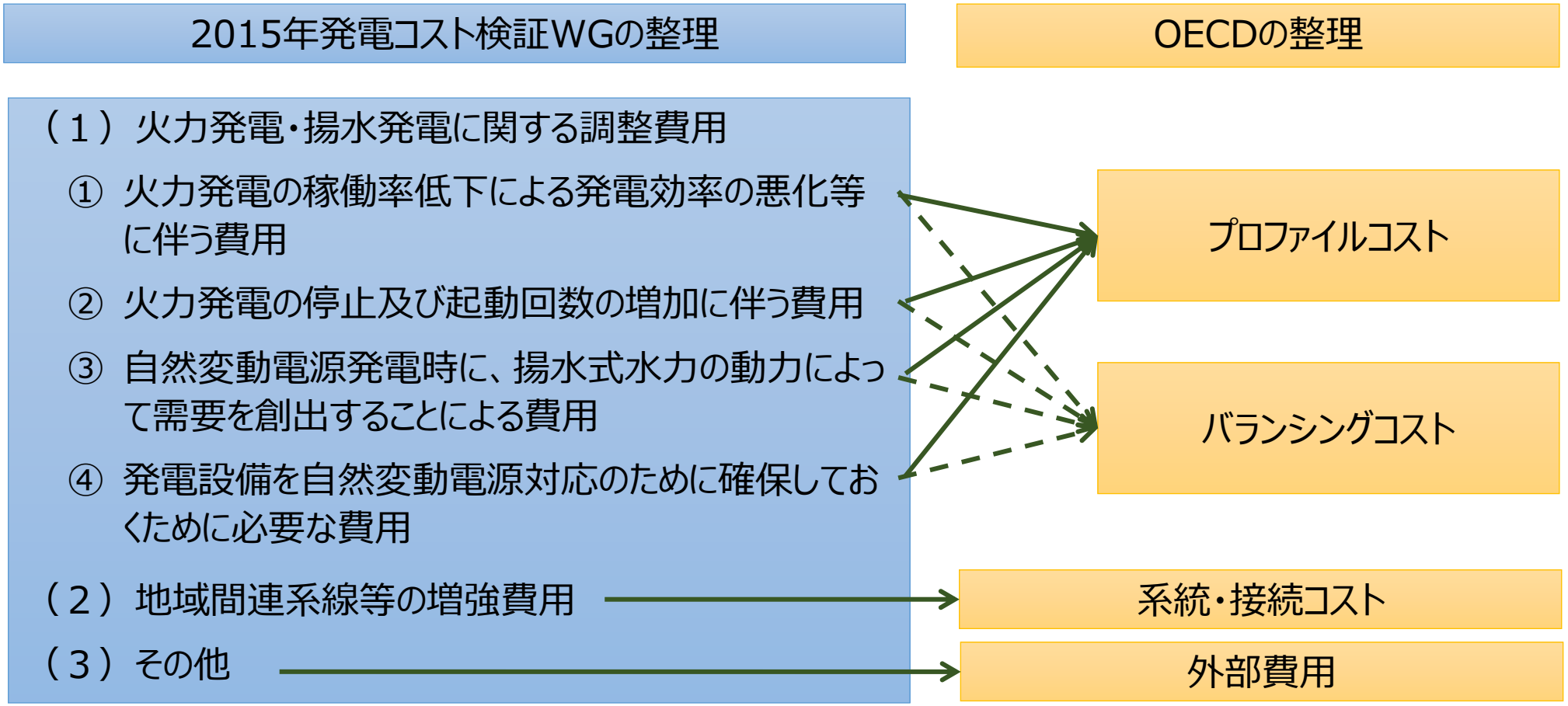


電力システム全体への負荷を考慮したLCOE

- 灰色の棒グラフが、LCOE。
- 青色のドットが、電力システム全体への負荷を考慮したLCOE
  （複数のシナリオを想定しているため、複数の点が表示されている）



（参考） OECDにおける電力コストの議論と今回の整理の比較①



注：変動再エネの発電量が完全に予測可能でも、プロファイルコストは発生する

（参考） OECDにおける電力コストの議論と今回の整理の比較②

OECDの概念整理を基に、発電コスト検証WGが含むものを赤枠で囲った。
ただし、発電コスト検証WGで考慮している政策経費はOECDの概念整理には含まれていないことに留意

直接の経済的な影響

1．発電所のコスト（Plant-level costs）

2．電力システム全体のコスト（Grid-level System costs）

（1）プロファイルコスト

- 再エネ発電量が不確実なため、システム全体として多くの発電設備容量が必要になる。
- 既存の発電設備の利用率が低下する。
- 平均的な電力価格は下がるが、価格変動幅は非常に大きくなる。
- 投資の予見可能性が損なわれ、発電設備投資が進みにくくなる
- 長期的にはベースロード電源が減りピーク電源が増えるため電力価格が高くなる

（2）バランシングコスト

（3）系統・接続コスト

間接の経済的な影響

3．電力システムの外部費用/社会的費用（External / Social costs outside the electricity system）

（1）環境や健康への影響

①気候変動	• Social Cost of Carbonや限界削減費用の紹介 等
②大気汚染	• 発電種別のSOx、NOx等による死者数・健康被害数分析 等
③事故	• 発電種別の主要な事故による死者数分析 等
④土地・資源の目減り	• 資源の目減り状況や土地利用変化に伴う影響の分析 等

（2）社会的費用/間接の経済的影響

①エネルギー安全保障	• エネルギー安定供給の定量評価の紹介 等
②雇用への影響	• 原子力が最も労働集約的かつ知識集約的との分析紹介 等
③技術革新・成長への正の波及効果	• エネ産業が産み出す雇用・所得、国民・産業界に安価・安定な電力を提供する価値、エネ技術の社会全体への波及効果 等

（出典）OECD/NEA (2018)「The Full Cost of Electricity Provision」

各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

火力の調整費用、揚水発電ロス等

○自然変動電源（太陽光発電及び風力発電）は、気象条件等によって出力が変動する。このため、自然変動電源の導入にあたっては、短周期変動（数十分単位までの出力変動）及び長周期変動（数十分から数時間単位の出力変動）に対応するため、火力発電や揚水式水力発電によるバックアップ等の調整を行う必要がある。この調整のために要する費用には、以下のようなものがある。

①火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用

– 自然変動電源の導入に伴い、火力発電の稼働を抑制するなど、追加的な出力調整を行う必要がある。この結果、高稼働状態と比較し、低い出力で運用することにより、火力発電の熱効率が低下（＝燃料投入量当たりの発電量が減少）する。また、調整力のある火力電源を追加的に稼働させる（例：石炭からLNGや石油への振り替え）など、追加的な費用が発生する見込み。

②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用

– 火力発電について、自然変動電源の導入のために火力の出力を抑制することに加えて、これまでの運用では停止までは行っていなかった火力発電（主に石炭火力）の停止・起動が必要になることが想定される。この場合、火力発電の追加的な停止・起動による費用が発生する見込み。

※加えて、中長期的な設備耐力の低下等によるメンテナンスコストの増加や調整能力を具備するための追加費用等も想定される。

③自然変動電源の発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用

– これまでは、夜間の余剰電力によって汲み上げ、電力需要が増加する昼間に発電をしていた運用から、自然変動電源（主に太陽光）を導入するため、昼間に揚水運転によって水を汲み上げ、夜間に発電する運用へと転換されることによる追加費用等が今後想定される。

④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用

– 自然変動電源を導入することに伴い、変動性の大きい自然変動電源のバックアップのために、一定量の火力発電等の設備容量を確保しておく必要が生じることとなり、当該設備容量を維持・確保するための費用が発生。

※費用の中には、（a）自然変動電源導入拡大により、火力発電の稼働が低下し、本来であれば火力の稼働によって賄えたはずのkWhあたりの固定費（資本費）の増加分や、（b）揚水発電を自然変動電源余剰対策として日中に動力として活用する分、通常の供給力対策としての利用が出来なくなることに伴う、自然変動電源のために利用する分についてのkWhあたりの固定費（資本費）の増加分、を含み得る。

○上記に要する費用が再生可能エネルギー導入のための調整費用として考えられるが、当該調整費用は再生可能エネルギーの導入状況だけでなく、電力需要の状況や他の電源の運転状況にも影響を受けるため、調整費用については、様々な前提を置いた上で算定を行う。

各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

自然変動電源導入に伴う火力発電の設備利用率低下について

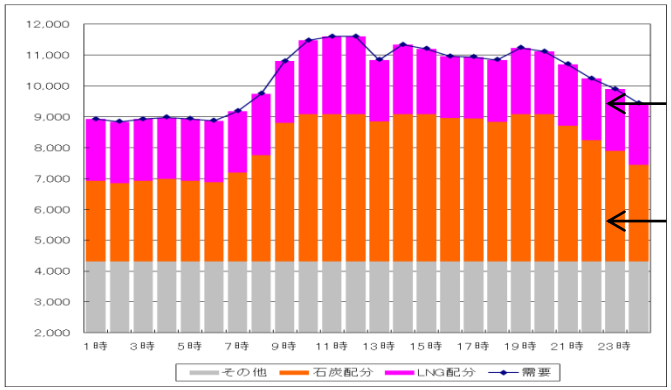
ＬＮＧと石炭の稼働モデルを構築し、自然変動電源の稼働に伴う各火力電源の稼働の変化を分析。
※石油火力は、自然変動電源の導入の多寡に関わらず、緊急時のバッファ等に最低限必要な発電量のみ確保されると仮定。このため、自然変動電源の導入による石油火力の発電量の減少は無いと仮定する。
※調整力のある火力電源を追加的に稼働させる（例：石炭からLNGへの振り替え）費用は本分析で反映する。

【モデルの基本的考え方】
・１年分の需要曲線を想定。また、１年分の太陽光・風力の設備容量に対する出力を想定。
・メリットオーダーの考えに従い、ＬＮＧ→石炭の順に抑制。この際、ＬＮＧ・石炭のマクロとしての最低出力分は確保すると仮定。
・ＬＮＧ、石炭ともに下限まで抑制してもなお太陽光・風力の合計値が調整可能な火力分を上回る場合は、揚水動力を稼働させ吸収する。揚水動力でも吸収し切れない場合は余剰分の太陽光・風力を抑制。
・上記作業を１年間・8760時間毎に計算し、自然変動電源の導入有無や導入ケースによる火力電源の設備利用率変化を計算。併せて、揚水動力による自然変動電源の吸収量も計算。

（留意点）
※従来型LNGについては、現状でも設備利用率の低い運転となっており、自然変動電源の導入に伴って設備利用率が低下するのは高効率ＬＮＧと石炭火力と想定。
※全国の需要と供給力を一体として構築するモデルのため、全国大で最適な電源運用がなされる（広域運用が完全になされる）との仮定に基づくこととなる。よって、詳細な連系線制約は考慮していない。
※揚水動力として活用可能な容量（kW）を超える分の余剰の自然変動電源は抑制することを想定。

【自然変動電源導入前後の１日の電源運用イメージ】

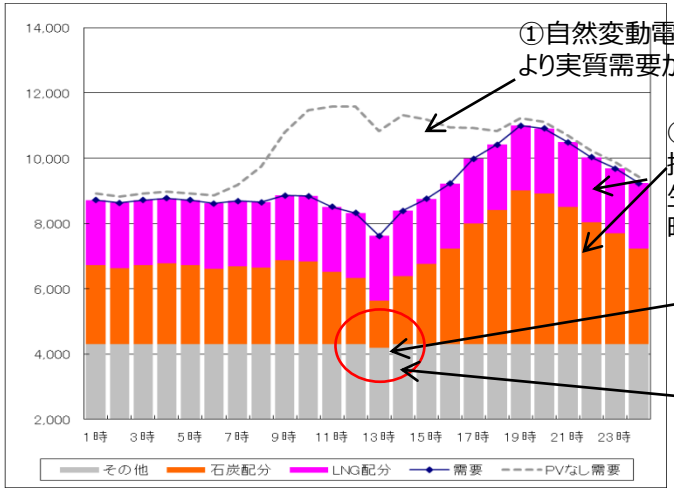
【導入前】



①負荷変動に対しては、LNGでまず調整

②LNGを下限まで出力抑制しても吸収できない分は石炭を抑制

【導入後】



①自然変動電源の導入により実質需要が低下

②ＬＮＧ・石炭を最大限抑制してもなお余剰が発生（ここでは１２-１３時）

③火力の抑制でもなお余剰が発生する場合は揚水動力で吸収

④揚水動力で吸収しきれない分は太陽光・風力を抑制

火力発電の設備利用率低下と発電効率悪化に伴う費用について

○ 自然変動電源の導入に伴い、火力発電の稼働を抑制するなど、追加的な出力調整を行う必要がある。この結果、定格出力状態と比較し、低い出力で運用することにより、火力発電の熱効率が低下（＝燃料投入量当たりの発電量が減少）する。また、調整力のある火力電源を追加的に稼働させる（例：石炭からLNGや石油への振り替え）など、追加的な費用が発生する見込み。

計算の考え方

（１）8760hrの需要から石炭・ＬＮＧが分担するkWを時間毎に想定し、時間変動量（前時刻との差）を累計し、設備量で除することで、kWあたりの負荷調整回数を算定。また、最低負荷運転となっている時間数も合わせてカウント。

（２）熱効率の低下は、低出力での運転状態がどの程度あるかによって求められるため、（１）に基づき、以下の式で熱効率を算出

$$\text{熱効率} = \text{定格熱効率} \times \frac{\text{定格運転hr}}{\text{運転hr}} + \text{最低負荷熱効率} \times \frac{\text{最低負荷運転hr}}{\text{運転hr}}$$

$$+ \text{負荷調整時間中平均熱効率} \times \frac{\text{負荷調整時間中運転hr}}{\text{運転hr}}$$

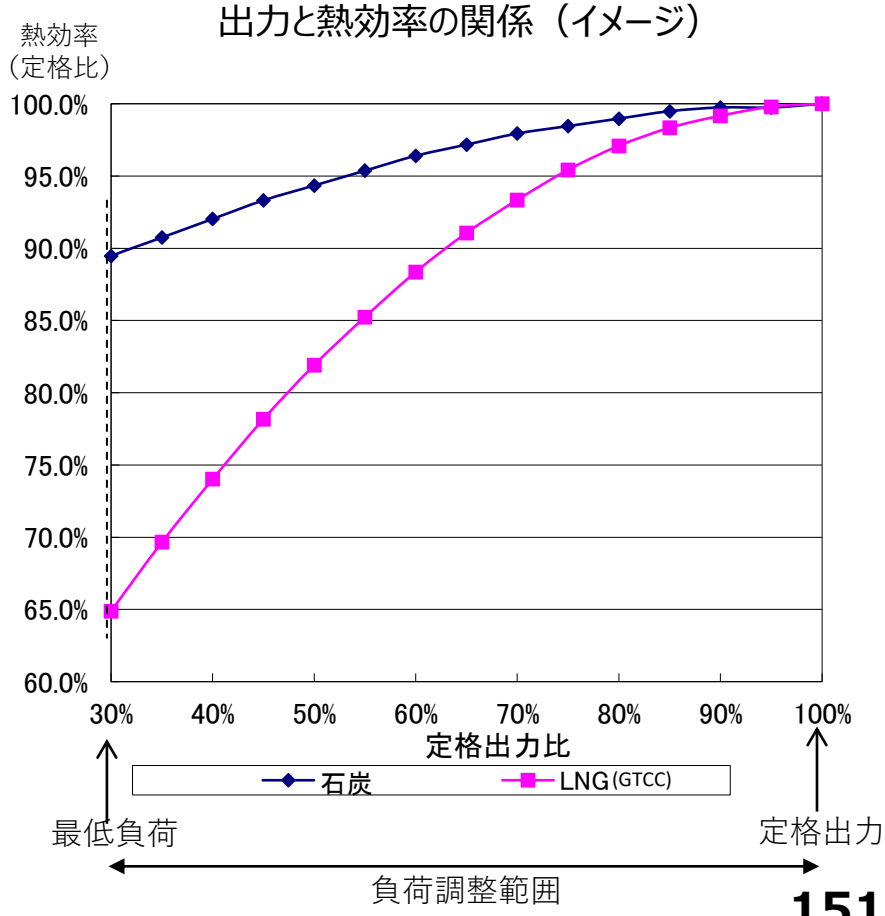
※定格＝100%、最低負荷=30%、負荷調整時間中は平均を取り65%と仮定。

（３）熱効率低下分による費用は効率悪化に伴う燃料費増分として算出

（計算例）
再エネ導入前熱効率時燃料費：α円/kWh
再エネ導入後熱効率時燃料費：β円/kWh
発電量（設備利用率低下後）：A億kWhと仮定すると燃料費増は、

燃料費増＝A億kWh×（ β円/kWh－α円/kWh ）

出力と熱効率の関係（イメージ）

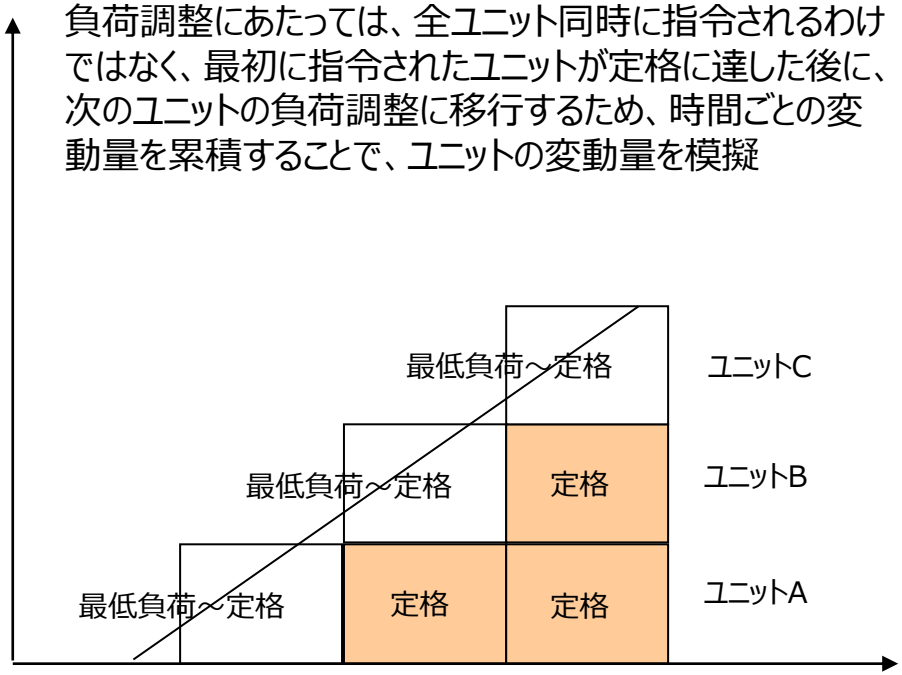


火力発電の停止及び起動回数の導出法①

○ 停止・起動回数は、先述の設備利用率変動分析モデルより、負荷の変動量分（前後の時間におけるLNG（又は石炭）の出力との差分）だけ、追加的に新たなユニットの稼働が始まると仮定。年間の、負荷変動によるkWあたりの新たなユニット稼働回数を計算。これを自然変動電源の導入前後で比較することにより、年間の調整回数の導入前後での差分＝起動・停止回数と考える。

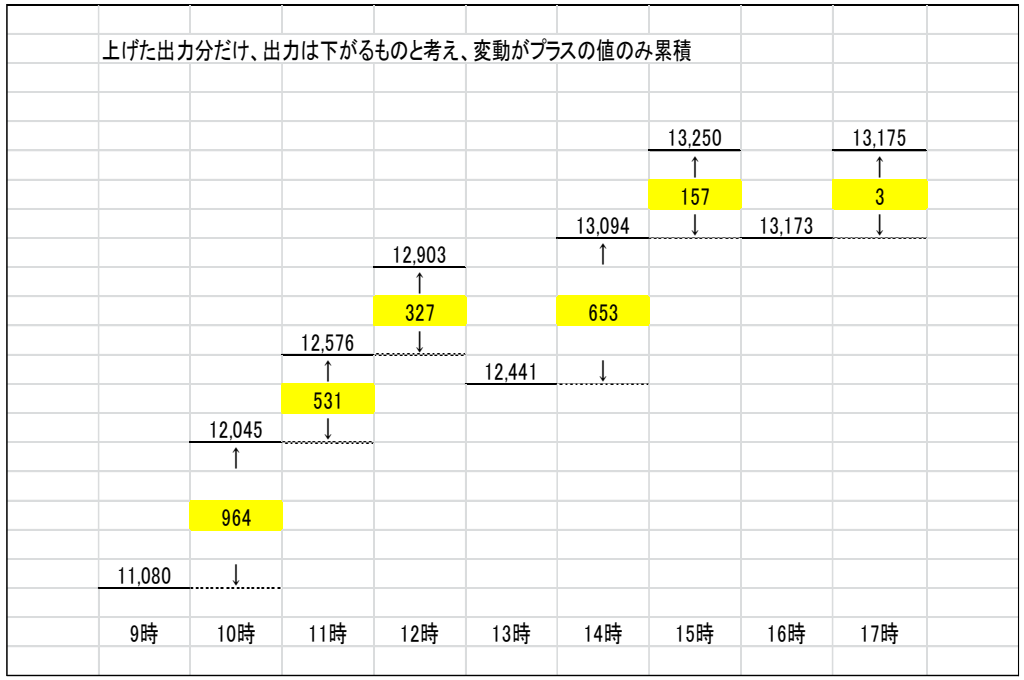
【概念図】

負荷調整にあたっては、全ユニット同時に指令されるわけではなく、最初に指令されたユニットが定格に達した後に、次のユニットの負荷調整に移行するため、時間ごとの変動量を累積することで、ユニットの変動量を模擬



※上図では、一定規模の定格出力を持ったユニットの稼働パターンを模式的に図示しているが、モデル上は、個別のユニット毎ではなく、電源種別の設備容量全体の稼働状況を分析している。また、LFCの必要量については考慮していない。

【１日当たりのある電源種（ＬＮＧ・石炭別）の出力変動のイメージ】



１日の出力累積変動量（前の時間から増加した分のみ合計）：ＸkW
LNG（又は石炭）の調整用の設備容量：ＹkW（＝設備容量－最低負荷分）
この日の１万ｋＷあたりの負荷調整回数：　ＸkW/YkW（回/日）
（※LNG・石炭毎に計算）

火力発電の停止及び起動回数の導出法②

○ 火力発電について、自然変動電源の導入のために火力の出力を抑制することに加えて、これまでの運用では停止までは行っていなかった火力発電（主に石炭火力）の停止・起動が必要になることが想定される。
○ この場合、火力発電の追加的な停止・起動による費用が発生する見込み。

計算の考え方

（１）自然変動電源の導入に応じて、1ユニット当たりの石炭火力の平均的な年間の起動・停止回数の増加分を想定：γ回（年間）
（２）１回あたりの起動・停止に伴う費用：C（円/回・100万kW）
（３）計算段階の石炭火力の設備容量：D×100万kW　（例えば4500万kWならD＝45）
（４）起動停止費用＝γ×C×D　（円）

（計算例）
起動停止コスト（平均）　石炭：1,500万円／100万kW・回
年間増加停止回数：γ＝50回
石炭設備容量：4500万kWとすると　D=45
と想定すると、起動停止費用＝50×1500万/100万kW×45(×100万kW) =約340億円/年

（留意点）
・ＬＮＧに関しては、自然変動電源の導入増加により、起動停止回数は減少する可能性あり（→石炭停止との振り替え）。この場合の（ＬＮＧ起動停止回数の減少による）費用減少分は差し引いて見込むこととする。（LNGの平均起動停止コスト：500万円／100万kW・回）

揚水発電を用いることによる発電ロスの発生等

○ 昼間に余剰となった太陽光発電を、揚水発電を用いて蓄電し、夜間に使うことにすると、発電ロスが30%生じる（かかった発電費用に比して、利用出来る電力量は30%目減りする）。

○ また、従来、夜間の余剰電力によって汲み上げ、電力需要が増加する昼間に発電をしていた運用から、自然変動電源（主に太陽光）を導入するため、昼間に揚水運転によって水を汲み上げ、夜間に発電する運用へと変更することに伴って追加費用等が生じる可能性もある。ただし、こうした追加費用は、現時点で具体的に費用が特定されないため、今回の試算には含めない。

計算の考え方

（１）自然変動電源導入時の揚水動力：E kWh　（先述の設備利用率変動モデルより導出）
（２）E kWhの持ち上げによる可能発電量は、揚水動力のロス率を30%と仮定すると、（1-0.3）×E kWh
（３）太陽光（事業用）の昼間の余剰電力を用いて揚水発電を実施する費用：P pv 円
（揚水発電によって水をくみ上げる費用を、使用する電力分だけだと仮定すると、P pv円は、太陽光（事業用）と同じ12.9円/kWh（2020年）、11.2円/kWh（2030年）となる）
（４）揚水を使わなければ供給された発電量が、実際には70%しか供給されないことによる差分をコストと認識すると、
{E　－　（1-0.3）×　E }×　P　pv　＝0.3×E×P　pv　（円）

例：揚水動力活用分が100億kWh、太陽光（事業用）の費用を12.9円/kWh（2020年）とすると、
揚水ロス分の費用は　0.3×100億×12.9　＝　38.7億円/年

各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

自然変動電源の調整力として火力等の発電設備を維持する費用

○ 自然変動電源を導入することに伴い、変動性の大きい自然変動電源のバックアップのために、一定量の火力発電等の設備容量を確保しておく必要が生じることとなり、当該設備容量を維持・確保するための費用が発生し得る。

○ バックアップのためだけに火力等を新設することもあり得るが、それは想定しづらいため、今回の試算には含めない。

※ 費用の中には、（a）自然変動電源導入拡大により、火力発電の稼働が低下し、本来であれば火力の稼働によって賄えたはずのkWhあたりの固定費（資本費）の増加分や、（b）揚水発電を自然変動電源余剰対策として日中に動力として活用する分、通常の供給力対策としての利用が出来なくなることに伴う、自然変動電源のために利用する分についてのkWhあたりの固定費（資本費）の増加分、を含み得る。

計算の考え方

＜火力＞

設備利用率低下（前後比）：α%、火力固定費：F円/kWh、石炭火力設備容量：D(kW)、とすると、
当該火力の固定費増加分＝D(kW)×8760時間(hr)×α%×F （円）
（計算例：石炭火力の場合）
石炭火力の利用率が20%低下した場合（例：80%→60%）：α＝(80-60)/80=25%
石炭固定費単価　　3.5円／kWh (資本費＋運転維持費)
全国石炭火力kW　4500万kW、と仮定すると、
火力固定費増加分 4500万kW×8,760hr×25%×3.5　＝ 約3450億円／年（全国合計）

※火力電源設置にかかる固定費は、自然変動電源導入の有無に関わらず発生するが、上記費用は、火力設備の保有者が、設備を維持するものの、自然変動電源導入により、想定通りの稼働が出来なくなることにより、回収出来ない費用と一致（右図参照）。（この際、簡便化のため、自然変動電源導入によって不要となる設備容量はゼロと仮定。）

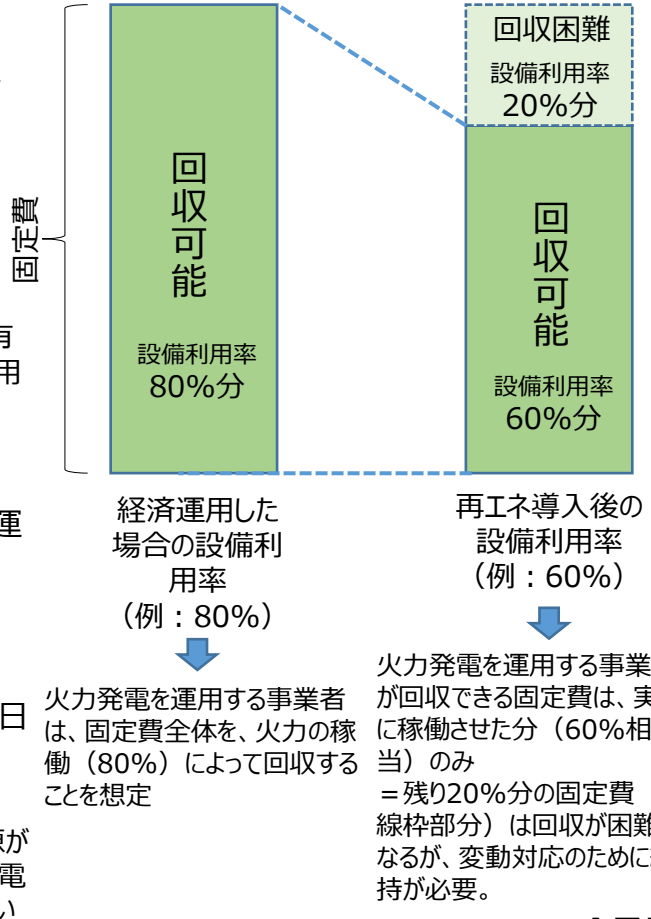
※設備利用率の変化は先述の設備利用率変動分析モデルを利用。また、ＬＮＧについても同様に計算。

＜揚水＞

揚水kW単価：G円/kW、全国揚水容量：H(kW)、年経費δ%(年）、自然変動電源導入による通常運用との分担割合：ηとすると、揚水固定費按分額＝G×H（kW）×δ×η （円）
（計算例）
揚水ｋW単価　G＝20万円/kW
全国揚水kW　H＝2700万kW
年経費　　δ＝6%/年、分担割合：η＝1/2（先述のモデルから、揚水を日中に動力として稼働させた日数の割合を算出するモデル）、と仮定すると、
揚水固定費分担額：　20万円×2700万kW×6%×1/2＝約1,620億円/年（全国合計）

※揚水を日中に供給力として期待するためには、夜間に上池容量を満水としている必要があるが、太陽光等の自然変動電源が増えると、日中の汲み上げを想定し、上池容量を空けておく必要がある。ただし、揚水設備の固定費増加分は、自然変動電源（太陽光・風力）の導入拡大によって揚水設備の機能が今後変化していくことを認識しつつ、今回のコスト等検証においては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。

【費用のイメージ】



揚水発電の運用変更に伴う費用

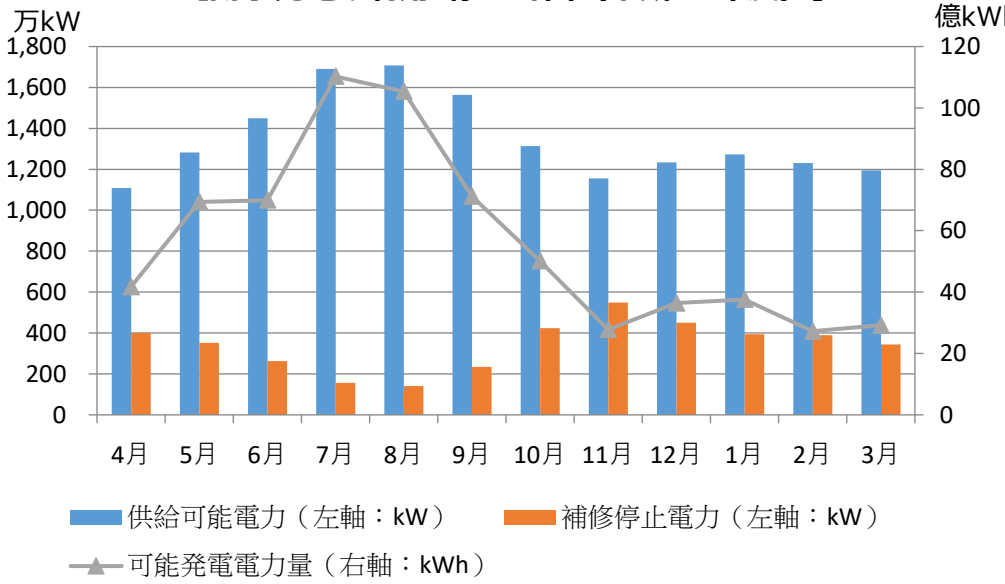
○ 揚水発電の定期検査・補修等については、従来は電力需要が低い春秋の端境期に行ってきたところ（左図参照）。補修工事は一般的には２～３年に一度、１～２ヶ月程度行われるが、長いものでは数ヶ月から１年間に至るような工事もある。このため、端境期に利用できる量は、本来はkW・kWhベース共に限定的。

○ 系統ＷＧの接続可能量算定にあたっては、火力の出力制御や揚水発電の揚水運転を最大限見込んでいる。算定の中では、揚水発電は、需要の少なく、太陽光発電の出力が大きい春などの端境期に多くの稼働を見込んでいる。（右図：九州電力の例参照）

○ このため、太陽光発電の接続可能量まで太陽光発電等の変動する再エネ電源が接続された場合には、これまでは春や秋に行っていた揚水発電所の補修・定期検査を、春や秋に行うことができなくなり、結果として需要の高い夏や冬における需給運用に揚水発電所を用いることが困難となる可能性がある。また、春や秋の低需要期において、揚水発電所の揚水運転を最大出力で行うため、本来の需給調整機能を十分に果たすことができない可能性がある。

○ このように、自然変動電源対応のために揚水発電を維持・運用するとした場合、高需要期におけるピーク供給力減少の影響や、その経費が発生し得るが、現時点で具体的に費用が特定出来ないため、今回の試算には含めない。

【揚水発電の利用・停止計画（平成22年度）】



（出典）電力需給の概要より資源エネルギー庁作成

※沖縄電力を除く一般電気事業者９社分の合計。なお、供給可能電力（kW）は設備容量と異なり、補修等による停止分や、季節等によって需要カーブが変化する等のため年間で変動する。　２２年度末の９社揚水設備容量：2072万kW

【系統ワーキンググループ試算における揚水利用（九州電力の例）】

［系統ＷＧにおける算定条件］

	九州
上：想定稼働台数 下：全台数	7 8
揚水出力 （万kW） 上：想定稼働 下：全台数	200.0 230.0
揚水動力 （万kW） 上：想定稼働 下：全台数	219.2 253.2

揚水利用実績と系統ＷＧに基づく想定
（運転時間ベース：５月分）

	H22年度実績	系統ＷＧのケース
揚水（時間）	106 (14%)	256 (34%)
発電（時間）	151 (20%)	369 (50%)
計（時間）	257 (35%)	625 (84%)

（ ）内は稼働率（運転時間数/総時間数（744時間））を示す。なお、運転時間数については、設備が１台でも動いていれば運転時間とみなしている。

※系統ワーキンググループ（第3回、H26.12.16）における接続可能量算定条件による計算

（参考）再エネ導入拡大に向けた系統マスタープランの検討状況

○再エネ開発ポテンシャルへの対応、電力融通の円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での基幹系統形成を計画的に進めるため、これまでの議論を整理した**マスタープランの中間整理を５月に行い、下記の結果を得た**。

○北海道の風力等を**海底直流送電などで大需要地に直接送る検討も開始**。

3-6 まとめ
（１）分析結果まとめ

108

■電源偏在シナリオ（30GW、45GW）は、国の「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」で示された現実的なエリア別導入量に基づいて増強案を検討したもの。
■ケーススタディの2シナリオについては、電源立地を既設備・需要に基づく設定としており、**実際は追加コスト等が発生する可能性**がある。また、再エネ5~6割シナリオでは**再エネの余剰活用を含めた需要側対策も今後検討する必要がある**。

シナリオ / 分析項目	官民協議会ベース（電源ポテンシャル考慮）		ケーススタディ	
	電源偏在シナリオ（30GW）	電源偏在シナリオ（45GW）	電源立地変化シナリオ（45GW）	再エネ5~6割シナリオ
系統増強の投資額※1（NW増強コスト※2）	約2.2~2.7兆円（約0.2~0.26兆円/年）	約3.8~4.8兆円（約0.36~0.45兆円/年）	約1.5~1.7兆円（約0.13~0.16兆円/年）	約2.0~2.6兆円（約0.19~0.24兆円/年）
（参考）燃料費※3 CO2対策コスト	約3.21兆円/年 約1.67兆円/年	約2.81兆円/年 約1.57兆円/年	約2.82兆円/年 約1.57兆円/年	約2.17兆円/年 約1.16兆円/年
費用便益比（B/C）	1.07 ~ 1.35	1.13 ~ 1.44	1.29 ~ 1.53	0.95 ~ 1.21
純便益（B−C）	約200~800億円/年	約600~1,500億円/年	約500~800億円/年	約▲100~400億円/年
再エネ出力制御率（増強後、太陽光・風力）	約2%	約4%	約4%	約39%（需要側の対策が必要）
再エネ比率	37%	42%	42%	53%
CO2削減量（うち系統増強によるもの）	約3,500万t（約500万t）	約5,400万t（約1,200万t）	約5,300万t（約400万t）	約1億2,600万t（約1,300万t）

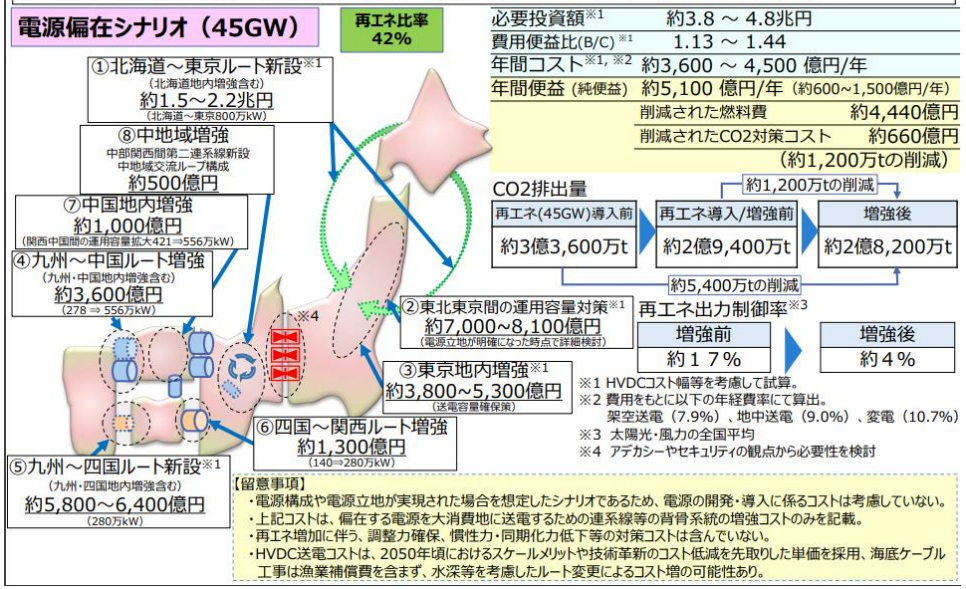
※1 偏在する電源等を大消費地に送電するための連系線等の背骨系統の増強コストのみを記載しており、再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は漁業補償費を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
※2 系統増強を行うことで毎年発生する費用（減価償却費、運転維持費など）
※3 燃料費は、シミュレーションで計算された発電量のみを計上

3-4 シナリオ毎の増強案
（２）電源偏在シナリオ（45GW）

官民協議会ベース（電源ポテンシャル考慮）

78

■ 立地制約のある再エネを偏在させた場合におけるネットワーク面での分析結果の一例。
■ 今後、本分析結果も参考としつつ、国とも連携してマスタープラン策定に向けて検討を進めていく。



出所：第10回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会（2021年5月20日）資料２

157

（参考）系統の増強費用について

○ 今回検証では、対象に系統増強費用（資本費）は含めていないが、電力広域機関で行われている「広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会」において、電源立地や再エネ導入量を変化させた感度分析を行い、増強費用について概算していることから、参考として、以下に概要を掲載する。

（参考）電源偏在シナリオ（45GW） 増強費用内訳 79

		増強設備	工事概要	工事費計
東地域	①	北海道東京間連系設備 （800万kW）	HVDC送電ルート新設（400万kW,共通帰線２双極） 北海道~東京間：海底ケーブル（900km, 700km）× 2ルート 【北海道】275kV開閉所新設	約14,700億円 ～ 約21,900億円
	②	東北東京間の運用容量対策 （電源立地が明確になった時点で詳細検討）	（概算工事費の内訳） 【東北】500kV送電線新設（約270km） 【東北】275kV→500kV昇圧 変電所（1箇所）ほか 【東北】HVDC新設（200万kW, 双極1回線）、400km	約7,000億円 ～ 約8,100億円
	③	東京地内 （送電容量確保策）	【東京】既設変電所UHV昇圧（2~4箇所）※変電所化含む 【東京】UHV変電所新設（1箇所） ほか	約3,800億円 ～ 約5,300億円
		小 計		約2.5~3.5兆円
中西地域	④	中国九州間連系線 （278 ⇒ 556万kW）	500kV送電線新設 九州~中国間：海底ケーブル（約40km）×１ルート 【中国】電圧対策（系統安定化装置、SC設置） 【九州】500kV変圧器増強（1台）ほか	約3,600億円
	⑤	四国九州間連系設備 （280万kW）	HVDC送電ルート新設（280万kW,共通帰線２双極） 四国~九州間：海底ケーブル（約60km）×１ルート 【四国】500kV送電線新設（約170km）、 【九州】500kV送電線新設（約50km）、500kV変圧器増強（1台）ほか	約5,800億円 ～ 約6,400億円
	⑥	関西四国間連系設備 （140⇒280万kW）	HVDC変換器増設（140万kW, ±500kV昇圧）	約1,300億円
	⑦	中国地内 （関西中国間の運用容量拡大）	【中国】500kV送電線新設（約70km）	約1,000億円
	⑧	中地域 （中部関西間第二連系線新設） （中地域交流ループ）	500kV送電線新設 中部~関西間：架空線（2km）×１ルート 【北陸・中部・関西】短絡容量超過対策、電磁誘導対策ほか	約500億円
		小 計		約1.2~1.3兆円
		合 計※		約3.8~4.8兆円

注）同コストは机上検討による概算値であり、調査・詳細検討により工事費が変わり得る
※四捨五入により合計が合わない場合がある

出所：第10回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会（2021年5月20日）資料２

（参考）系統用大型蓄電池に関する我が国の取組の現状

○ 自然変動電源の導入を支える将来的な調整力として、蓄電池は有力な選択肢の一つ。

○ 平成25～30年にかけて、**全国４か所（北海道・宮城・福島・福岡）において、変電所に大型蓄電池を補助事業として導入**し、最適な制御・管理手法・技術の確立のための実証試験を実施。現在は、各エリアの一般送配電事業者が、調整力として活用している。

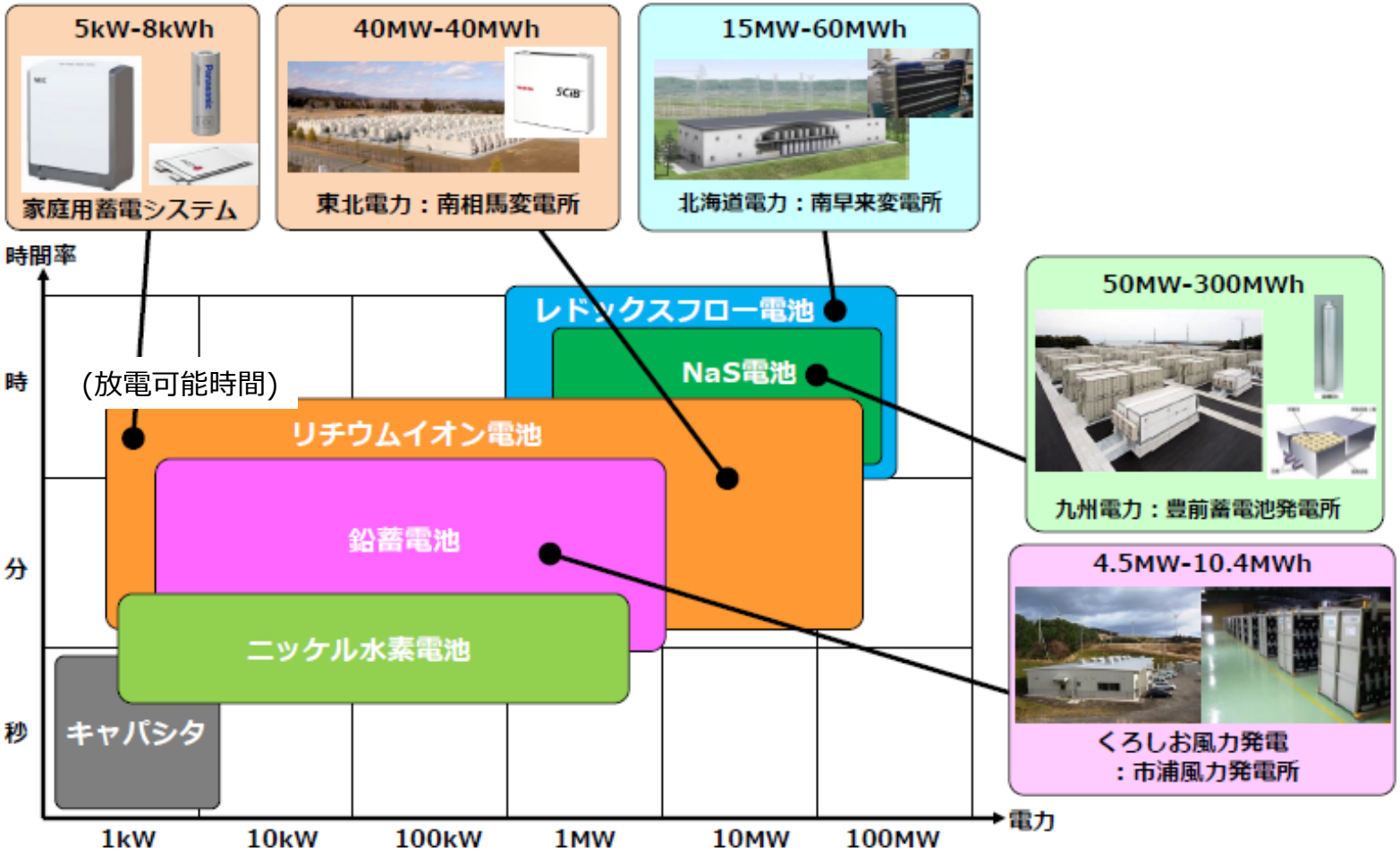
○ **民間事業者ベースの導入事例**としては、新規の風力事業者等に対して蓄電池の設置が要件化されている北海道において、**送配電事業者が、複数の風力発電事業者と共同で費用負担し、大型蓄電池を設置中**。

各電力会社における実証試験の概要

実施者	北海道電力・住友電工	東北電力	東北電力	九州電力
設置場所	北海道南早来	宮城県西仙台	福島県南相馬	福岡県豊前
種類	レドックスフロー（住友電 	リチウムイオン（東 	リチウムイオン（東 	NaS（日本ガイシ） 
規模	1.5万kW（6万kWh） ※蓄電池募集プロセスを通じ、1.7万kW（5.1万kWh）を増設中	2万kW（2万kWh）	4万kW（4万kWh）	5万kW（30万kWh）
補助額	196億円	99億円	114億円	197億円

159

（参考）主な蓄電池の性能の比較（用途に応じた使い分けが必要）



	リチウム	NAS	レドックスフロー
寿命	10-20年	15年	20年
コスト※	約4.6万円/kWh	約3.9万円/kWh	約7.0万円/kWh
特徴	• 高密度 • 多用途	• 小型化困難 • 長時間放電可	• 小型化困難 • 長寿命、長時間放電が可

（出所）富士経済　エネルギー・大規模二次電池・材料の将来展開2020 – ESS・定置用蓄電池分野編 – における系統・太陽光発電システム・風力発電システム用蓄電池のコスト（2019年実績）

（参考）自然変動電源の調整力として蓄電池を活用した場合の費用

○ 2015年検証時の手法では、調整力として主に火力、揚水が想定されている。同試算モデルには、価格の概念がないため、再エネの出力抑制を織り込むことが困難。

○ 出力抑制の影響を再エネの出力抑制に相当する容量の蓄電池が導入されると仮定し、系統安定化費用の試算を行う。

＜蓄電池のスペック(KWとKWh）＞

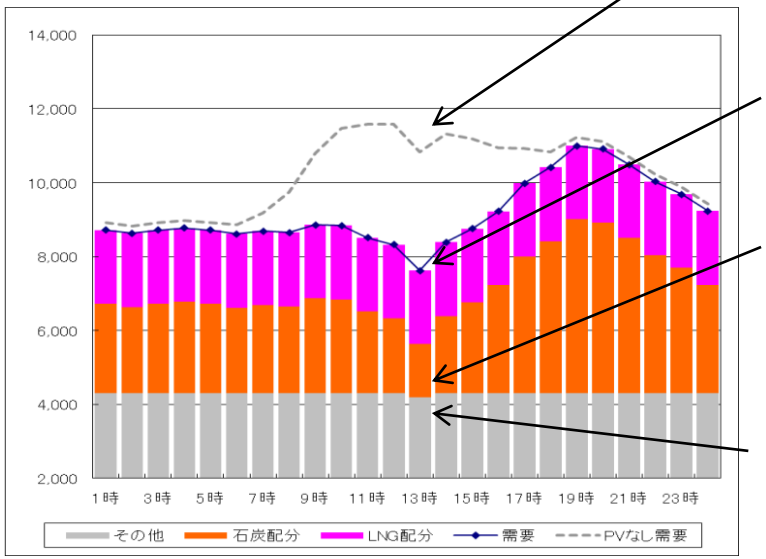
蓄電池のパワーとは、取り出せる電気の量と蓄えられる電気の量のこと



●貯水槽に例えると

・蛇口から出る水の量
→取り出せる電気の量（出力）※KWで表示
・貯水槽の大きさ
→蓄えられる電気の量（蓄電容量）※KWhで表示

＜モデル試算における蓄電池の考え方＞



①自然変動電源の導入により実質需要が低下

②ＬＮＧ・石炭を最大限抑制してもなお余剰が発生（ここでは１２-１３時）

③火力の抑制でもなお余剰が発生する場合は揚水動力で吸収

④揚水動力で吸収しきれない分は太陽光・風力を抑制。

⑤太陽光・風力の出力抑制に相当する容量の蓄電池の導入を仮定。

2015年検証の手法を踏襲した試算（参考①）の結果詳細

	自然変動電源 １５％			自然変動電源 ２０％			自然変動電源 ２５％		
	風力2400万kWで固定			風力3450万kWで固定			風力4900万kWで固定		
太陽光設備容量（万kW）	9200	13200	18900	9200	13200	18900	9200	13200	18900
風力設備容量（万kW）	2400			3450			4900		
太陽光発電量（億kWh）	1051	1507	2158	1051	1507	2158	1051	1507	2158
風力発電量（億kWh）	422	422	422	606	606	606	861	861	861
抑制後太陽光（億kWh）	1002	1334	1668	1000	1332	1672	995	1328	1675
抑制後風力（億kWh）	402	373	326	577	536	470	815	759	668
抑制率（%）	4.6	11.5	22.7	4.8	11.6	22.5	5.3	11.9	22.4
抑制後再エネ量（億kWh）	1405	1707	1994	1576	1868	2142	1810	2087	2344
①熱効率低下による損失額（億円）	799	1103	1421	941	1244	1562	1154	1457	1773
②起動停止（石炭増－LNG減）コスト（億円）	1072	1188	1248	1104	1199	1240	1113	1183	1199
③揚水ロス損失（億円）	707	1205	1735	815	1313	1833	1019	1514	2017
④固定費未回収（揚水含）	7440	9143	10643	8309	9868	11336	9447	10865	12224
④固定費（火力）未回収分	5895	7122	8272	6647	7826	8921	7660	8771	9794
調整費用総計（①＋②＋③＋④）（揚水含）	10018	12638	15047	11169	13624	15972	12732	15019	17214
調整費用総計（①＋②＋③＋④）	8473	10618	12675	9507	11581	13556	10945	12925	14784
（①～④）／太陽光・風力kWh (円/kWh)	7.1	7.4	7.5	7.1	7.3	7.5	7.0	7.2	7.3
蓄電池導入(ｋｗｈ) ※1	56085471	93417949	146616730	57723346	95055824	148254605	60710012	97317651	150516432
蓄電池導入コスト（億円）※2	38699	64458	101166	39829	65589	102296	41890	67149	103856
固定費除く場合	2578	3495	4404	2860	3756	4635	3285	4154	4990
kWhあたり	1.8	2.0	2.2	1.8	2.0	2.2	1.8	2.0	2.1

※1 出力抑制が生じた分をすべて蓄電池で蓄電した場合にかかる蓄電池のコストを分析。

（参考）2015年検証の結果詳細

○ 今回の検討では、2015年検証時に想定したケースに比べ、自然変動電源の導入が進んだ想定に基づいて試算。結果として、2015年検証時に比べ費用は増大した。

＜2015年検証の結果＞

		風力500万固定			風力1050万固定			風力1500万固定		
自然変動電源	太陽光設備容量（万kW）	5,000	6,640	9,000	5,000	6,640	9,000	5,000	6,640	9,000
	風力設備容量（万kW）	500	500	500	1,050	1,050	1,050	1,500	1,500	1,500
	太陽光発電量（億kWh）	569	756	1025	569	756	1025	569	756	1025
	風力発電量（億kWh）	88	88	88	184	184	184	263	263	263
	抑制後太陽光（億kWh）	569	749	990	568	749	989	568	748	988
	抑制後風力（億kWh）	87	87	85	184	182	177	262	260	253
	抑制後再エネ量（億kWh）	656	836	1075	752	931	1166	830	1008	1241
石炭	稼働率変化（%）	−7.3%	−10.2%	−14.1%	−8.7%	−11.5%	−15.4%	−9.8%	−12.7%	−16.5%
	④固定費未回収分（億円）	1003	1395	1924	1181	1576	2103	1334	1731	2255
	①燃料費増分（熱効率低下損失）（億円）	131	182	245	151	202	261	169	219	276
	②起動停止コスト（億円）	503	640	777	572	699	818	628	746	850
LNG（GTCC）	設備利用率変化（%）	−9.8%	−11.4%	−13.2%	−11.0%	−12.5%	−14.3%	−11.9%	−13.4%	−15.1%
	④固定費回収ロス分（億円）	834	973	1132	937	1070	1222	1016	1144	1292
	①燃料費増分（熱効率低下損失）（億円）	308	509	790	360	569	849	409	619	910
	②起動停止コスト（億円）	−93	−106	−118	−115	−129	−141	−134	−147	−159
揚水	揚水動力活用分（億kWh）	43	89	179	51	99	191	57	108	202
	揚水ロス（億kWh）	13	27	54	15	30	57	17	32	61
	③揚水ロス損失額（億円）	324	670	1,345	379	744	1,435	430	812	1,516
	再エネ用揚水日数	101	162	226	113	167	232	121	176	238
	④固定費（揚水）回収ロス分（億円）	739	1,186	1,654	827	1,222	1,698	886	1,288	1,742
合計	①熱効率低下による損失額（億円）	439	691	1,035	511	771	1,110	578	838	1,186
	②起動停止（石炭増－LNG減）コスト（億円）	409	534	659	457	571	678	494	598	691
	③揚水ロス損失（億円）	324	670	1,345	379	744	1,435	430	812	1,516
	④固定費（火力）回収ロス分（億円）	1,837	2,368	3,056	2,118	2,645	3,325	2,350	2,875	3,547
	調整費用総計（①＋②＋③＋④）（揚水固定費除く）（億円）	3,010	4,262	6,095	3,465	4,730	6,548	3,852	5,122	6,939

各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

電力コストの全体像と、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）について

- 2030年**エネルギーミックスが達成された状態**から、さらに**各電源を微少追加**した場合に、**電力システム全体に追加的に生じるコスト**を分析。
- これを追加した電源の有効な発電量で割り戻し、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」として整理。

	統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）※1	今回検証に含まない
電源別の発電コスト	・資本費 ・運転維持費 ・燃料費 ・社会的費用（CO2対策費） ・政策経費	・土地造成費 今後、適地の減少に伴い、山地や森林等を造成する際のコストの増加分
電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）	**今回の試算にあたって考慮した要素** ① 他の**調整電源（火力等）の設備利用率の低下**等による**発電効率の低下** ② 需要を超えた分の発電量を揚水で**蓄電・放電することによる減少分**や、**再エネの出力抑制** ③ 追加した電源自身の**設備利用率の変化**	・電力需給の予測誤差を埋める費用 需要量の予測誤差 太陽光・風力の発電量の予測誤差 ・発電設備容量の維持にかかる費用※2 ・ディマンドリスポンスの効果※3 ・基幹送電網につなぐ費用 電源が基幹送電網から離れている場合 ・基幹送電網の整備費用

※1 「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」は、これまでのWGにおいて「統合コスト」と呼んでいたものを、正確を期する観点から呼び変えたもの。
※2 発電設備容量の維持にかかる費用は、設備を廃棄すればコストが低減するが必要があり維持すれば上昇するという両面があり得る。なお今回の委員有志による分析では、発電設備は廃棄しない前提で分析を行った。
※3 ディマンドリスポンスについては、導入にあたっての効果を評価するには精査と実績が必要であるため、今回の検証対象には含まない整理とした。

（参考）統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）（参考②）の前提条件など

- **天候・時間帯による太陽光・風力の発電量変動等を吸収する際は、原則、LNG→石炭→揚水→太陽光・風力の順に出力調整。**

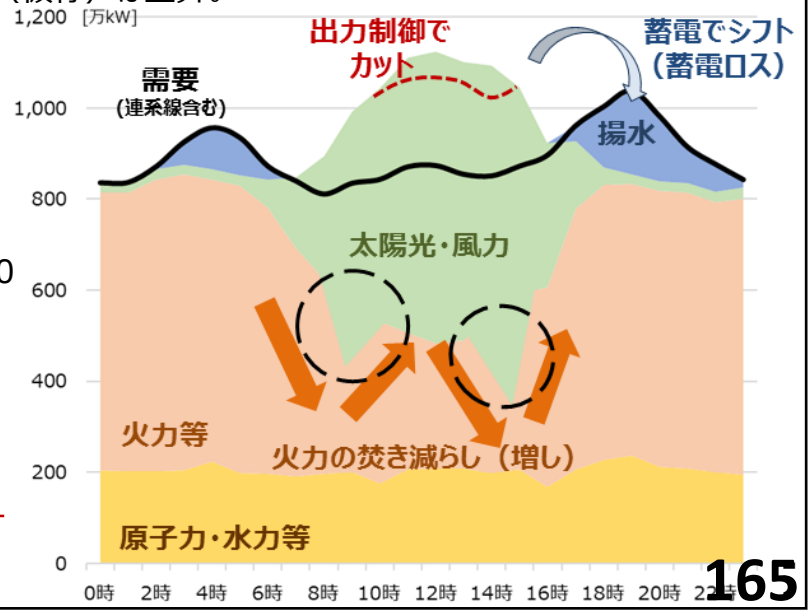
➢ 2030年エネルギーミックスには、調整力を持たない太陽光が大量に存在（電力システム全体で使える調整電源が少ない状態）
➢ 少ない調整電源で大きな調整力を発揮するには、「費用の安い電源」よりも、LNG火力などの「瞬発力が高い電源」を多用することになる。LNG火力は燃料費が高い。さらにLNG火力を定格で動かせず、発電効率が低下。結果、電力システム全体のコストは上昇。

- 上記を前提に、各電源を微少追加した際の主な動きと、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」への影響は以下の通り

• **太陽光** → 天候や時間による発電量の変動が増幅され、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を伸び縮みさせて調整する局面が増える。また、お昼に発電が偏るため、需要以上の発電をする時間帯が増え、出力抑制が増加。結果、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。
• **風力** → 太陽光と同様変動することで、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇（夜も発電でき、導入量も太陽光より低いため増加幅は小さい）
• **LNG火力** → 電力システムの調整力が上昇し、太陽光や風力の変動をLNGで調整できる幅が拡大。結果、瞬発力は低いが費用が安い石炭の出力調整や起動停止が減り、燃料費を節約。一方、LNGは調整力として使われる局面が増え、発電効率が低下。結果、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は下降。
• **石炭火力** → 2030年の新設は高効率を想定しているため、他の効率の悪い石炭を停止させる断面が増え、高効率の追加分は高い設備利用率で動かすこととなる。一方、調整力が高くない石炭の追加で、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を大きく伸び縮みさせて調整する局面が増える。これらを合わせると、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。
• **原子力** → 需要等の変動に対して発電量を調整せず、一定の出力を続ける前提で動かす。その分、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を大きく伸び縮みさせて調整する局面が増える。これらを合わせると、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。

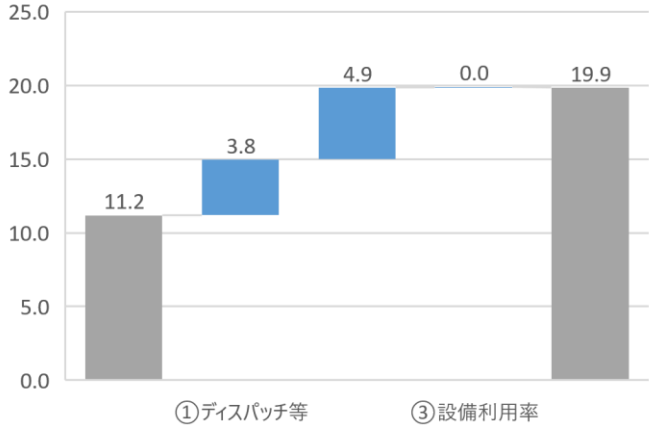
- 各電源の設備利用率、燃料費など、**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。
- 統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の試算方法について

➢ 天候や時間帯で発電量に幅が生じる太陽光・風力の大量導入に伴い、電源別の発電コストだけでなく、各電源が電力システム全体に与える影響も分析する必要があるという考え方が、世界各国で広がってきている。
➢ 例えば、OECD、米国、英国では、「各電源が電力システム全体に与える影響」について2020年に試算されており、政策にも活用されている。
➢ 分析手法や結果の示し方は、電源別発電コストほど国際的に確立しておらず、研究途上。こうした中、今回は、他国の示し方も参考にしつつ、委員有志が試算を行った。
➢ 具体的には、2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加的に生じるコストを算出し、**便宜的に**、これを追加した電源の有効な発電量で割り戻した**「統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称)」として試算。**
➢ **どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。**このコストを**どう抑制するか、誰が負担するかを議論していくことが大事**。

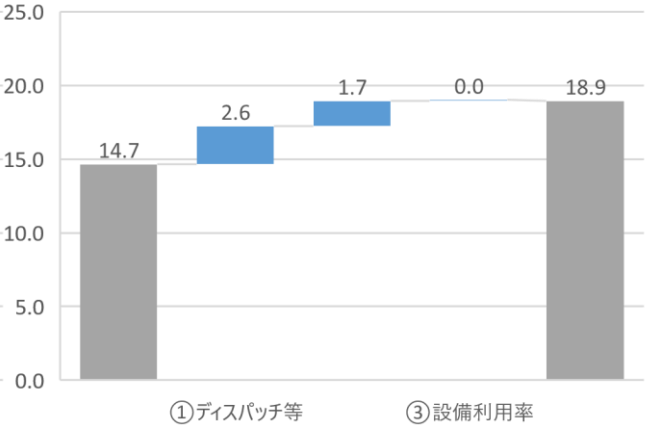


（参考）解析結果：統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の変化要素

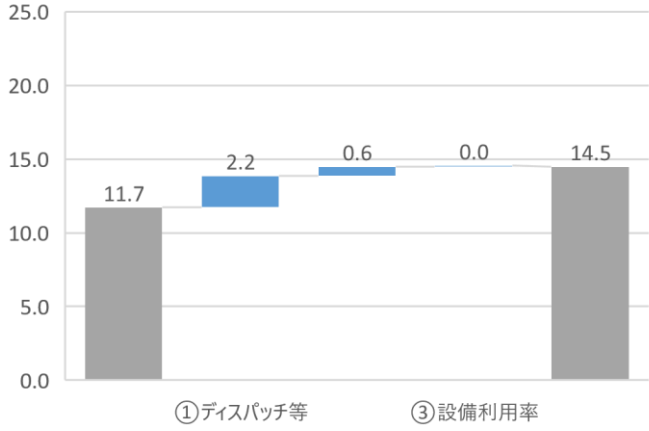
統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の変化要素（事業用太陽光）



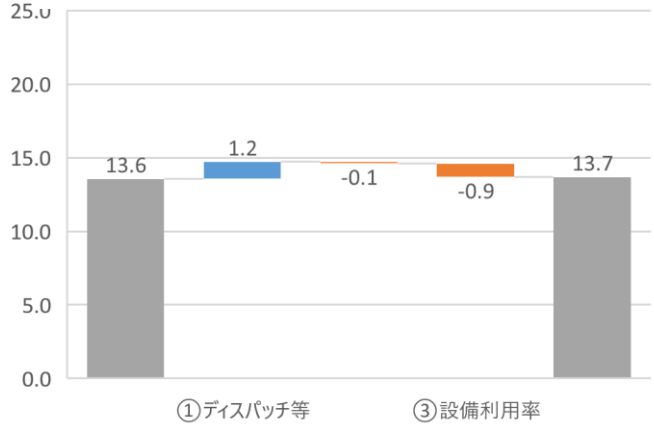
統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の変化要素（陸上風力）



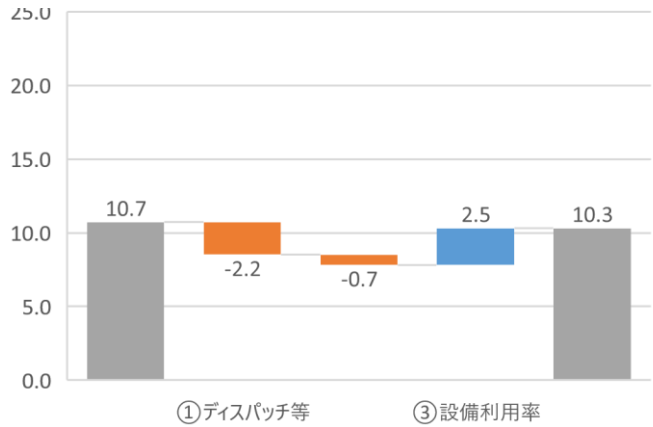
統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の変化要素（原子力）



統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の変化要素（石炭）



統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の変化要素（LNG）



（参考）
発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応について

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応①

【原子力】事故リスク対応費用について

福島第一原発事故に伴う原子力損害賠償、プラントの廃止措置、放射性廃棄物の処分費用は巨額になると予想されるが、これは今後原子力発電をやろうがやるまいが支出が必要なサンクコストであり、これを電源間コスト比較に当たって原子力発電コストに乗せて「事故リスク対応費用」とするのは誤りである。

我が国が今後新規建設すべき電源としてどれを選択するか政策判断するための原子力発電コスト評価に当たっては、規制委員会の定めた新規制基準への適合が前提となる（従ってその初期建設コストはかなりのものとなる）から、福島第一原発事故の放射能放出量の1/100規模以上の発生の可能性を 1E-6回／年程度以下とされるので、その場合の被害額を保守的に福島第一原発事故と同等と仮定し数十兆円／回としても、1E-6回／年を乗じたものが被害額の期待値（1年間当たりに換算）であって、これを送電電力量60億kWh/年（100万kW級で利用率70%の場合）で除すれば、事故リスクコストは高々 0.01円／kWh程度である。

情報提供者	個人

＜情報提供に関する考え方＞

- 今回の検証において、事故リスク対応費用の算出にあたっては、これまでのコスト検証でも採用されている共済方式を採用。
- 発電コストに算入する損害費用は、追加的安全対策により本来低下するはずであるが、現時点で費用の低減を試算する方法が確立されていないことから、福島第一原発事故の損害費用の見積りを基に算出し、それを出力規模、地域性、人口比で補正。（約23.8兆円 → 補正後15.7兆円）
- 共済方式の算定根拠は、前回の検証において、各国規制機関や国際機関における安全目標の相場や安全対策実施後のリスク評価の改善幅を総合的に勘案し、十分に保守的に見積もって、「4,000炉・年」とした。現時点において安全対策が継続中であり、安全対策実施後の評価の実績の積み上げが十分ではない状況であることから、保守的に見積もって前回設定したものを踏襲することとした。

⇒ 事故リスク対応費用について、新規制基準への適合を前提とした放射能放出量の規模で計算できるとの提案であるが、政府の発電コスト検証においては、各国規制機関や国際機関における安全目標の相場や安全対策実施後のリスク評価の改善幅を総合的に勘案し、十分に保守的に見積もった値を用いて試算を行うこととしており、本WGでこれまで議論した考え方で整理したい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応②

【原子力】資本費について

日本の原発発電コストについて、原子力事業者が発表している原発建設費用を電気出力で按分したkW当り建設費用を2020年の企業物価指数で換算し、運転開始時期別にプロットした。これをもとに線形近似を行ったところ、建設費用は明確に増加傾向にあることがわかった。概ね改良標準化が完了した1980年以降の建設費だけで線形近似をおこなっても、やはり増加傾向にあった。2015年の試算では原発建設費は4400億円として計算されているが、明らかな過小見積もりだ。原発建設コストは発電コストに大きな影響を与えるが、実際にコスト上昇してきたのだから、保守的に線形近似の延長線上で見積もるべきである。

情報提供者	NPO法人原子力資料情報室

＜情報提供に関する考え方＞

- 「情報提供のあった線形近似の母集団には、改良標準型のデータと、それ以前のデータが混じっており、それぞれ分けて分析すると、建設費が上昇または下降していることについて、統計的には確認されていない」との指摘が委員からなされた。
- なお、今回検証では、専門家による議論に基づき、合理的な見積りが可能な費用を用いて発電コストの試算を行っている。このため、建設費については、過去のコスト検証における整理と同様、現時点での最新の実績として、直近運転を開始した4基をサンプルプラントとして参照し、運転開始時期を起点として物価等による補正を行っている。
- また、現在、各事業者は新規制基準を踏まえ追加的安全対策を講じているが、これに係る費用についても、新規制基準適合性申請済みの原発の直近の見積りを参照。追加的安全対策については、原子力発電所を新たに建設する時点で、新規制基準の内容があらかじめ明らかであれば、必要な安全対策を建設段階から設計に反映できることから、設計段階から安全対策を盛り込んだ場合の合理化の程度を調査し、モデルプラントの建設費として追加計上すべき費用を試算に反映している。

⇒ 情報提供のあった機関と、委員間での議論を踏まえると、建設費が上昇傾向にあるとは言い切れない。このため、建設費は本WGでこれまで議論した考え方で整理したい。なお、物価補正や安全対策費等の追加費用は、引き続き、適切に反映する。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応③

【原子力】設備利用率について

日本の原発発電コストについて、IAEAのデータベース（PRIS）から日本の原発設備利用率平均値を算出したところ、55.67%となった。また、再稼動した9原発のみの設備利用率平均値を算出したところ、68.9%となった。9基の再稼動後の設備利用率だけに限ると、70%台半ばとなるが、数年間のトレンドで長期的な平均設備利用率を算出するのはリスクが大きい。実際に、日本の原発設備利用率は、1990年代後半80%前後で推移したが、2000年代に入り東電のトラブル隠しなどの不祥事、中越沖地震など自然災害の影響から大きく稼働率は低下した。

また、世界の原発稼働年数については、もっとも古い商用原発はスイスのベツナウ原発1号機であるが、これは1969年に運転を開始したもので、稼働年数は52年である。現実に世界で60年稼働を経験した炉は存在しない。IAEA PRISによれば、世界の原発の平均炉年は30.07年である。

米国で80年運転が認可されていることは事実だが、そのことと、原発が実際に80年運転することとは別の話である。実際、米国では60年稼働が認められている原発でも経済的に見合わないとして計画よりも早期に廃止に至るものが複数出ている。同様に日本において60年稼働が認められた原発が60年運転するかどうかも別の問題である。

原発の炉年および設備利用率は発電コストに大きな影響を与えるが、これらの数字は保守的に算出されるべきである。

情報提供者	NPO法人原子力資料情報室

＜情報提供に関する考え方＞

- 発電コスト検証は、異なる発電技術を横並びで比較する観点から、OECD等の手法を踏襲し、設備利用率や稼働年数は一定値で置くという考え方が、2015年検証時に整理されており、今回もそれを踏襲。
- 2015年検証では、設備利用率については、~~（~~震災前の過去30年間（1981～2010年）の実績を踏まえ、70%をベースに、60%、80%のデータを示している。また、稼働年数については、原子炉等規制法における「運転期間延長認可制度」を踏まえ、40年をベースに、60年のデータも示している。

⇒ 設備利用率については、国際機関の試算における設備利用率や海外の実績、再稼働済みプラントの利用率等も参照しつつ、国内原発の再稼働は新規制基準が策定された後の途上であることも踏まえ、前回検証と同様、70%を基本とし、60%、80%のデータも示す。

⇒ 稼働年数については、前回検証と同様、原子炉等規制法における「運転期間延長認可制度」を踏まえ、40年を基本とし、60年のデータも示す。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応④

【原子力】運転維持費について

原子力発電コストの運転維持費の費目は2015年WG時と同様に人件費、修繕費、諸費、業務分担費とされている。当時のWGでは直近に運開した4基のサンプルプラントについて事業者へのヒアリングを行い、結果、運転期間40年・設備利用率70%の場合、3.3円/kWhとされている。

一方で、現実に再稼動済みの9基の原発を保有する九州電力・四国電力・関西電力は有価証券報告書上で電気事業営業費用明細として、電源種別ごとの人件費や委託費、修繕費といったコストを報告している。

電気事業営業費用明細に計上される情報は基毎ではなく電気事業者全体の費用となっている。関西電力は3基の原発がまだ再稼動していないが、特に、九州電力と四国電力は再稼働できる原発はすべて再稼動しているため、運転維持に係るコストはここに掲載されていると考えられる。

そこで、九州電力の保有原発がすべて再稼働した2018年度以降、四国電力の保有原発がすべて再稼働した2016年度以降、また参考に九州電力の原発再稼動が始まった2016年度～2017年度、四国電力の2015年度、関西電力の原発再稼動が始まった2015年度以降の維持費を算出したところ、3.3円/kWhよりは大きな値となった。

運転維持費については理想的な条件で計算するのではなく、有価証券報告書に基づく実績値で計算するべきではないか。少なくとも、有価証券報告書に基づく実績値で電力会社が報告した数値を検証するべきだ。

情報提供者	NPO法人原子力資料情報室

＜情報提供に関する考え方＞

- 今回のコスト検証においては、過去の検証と同様、国際的に用いられている手法に則り、全電源共通して建設から廃止に至るライフサイクル全体を評価するため、有価証券報告書に基づき当該年度の実績を評価する手法ではなく、サンプルプラントの実績値を用いて「モデルプラント方式」を基本とした試算を行っている。
- 有価証券報告書の実績による試算は、情報提供のような短期間の実績のみならず、ある程度長期的な実績を参照して行う必要。今回示された有価証券報告書のデータは、廃止決定された原発に係るコストも含むものを、再稼働している原発の発電量で割っているため、過大計上になっている旨、委員から指摘があった。

⇒ 情報提供のあった機関と、委員間での議論を踏まえると、有価証券報告書に基づく運転維持費を採用することは過大計上になる等の課題がある。本検証では、2015年検証の手法を踏襲し、異なる発電技術を横並びで比較することに適した「モデルプラント方式」による試算を行うこととしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑤

【太陽光】モデルプラントの規模について

内容	理由（鍵括弧内は引用）	根拠（下線はリンク）
モデルプラント：特別高圧2MW以上を追加	・業界団体の地上設置型太陽光発電所に係るアンケートによれば2MW以上（特別高圧）がコスト低減傾向が見られる一方、50kW-500kW（高圧）はコスト上昇傾向が見られる。	[調達価格等算定委62-資料1]p.12
	・「適地の確保と相まった形で」「2030年までに徐々に6GW規模まで回復させていくという絵姿を念頭に、検討を進めていくべき」	[大量導入小委31-資料2]p.34
	・「2030年の再エネ導入量見通しを検討するにあたって、」「コスト検証WGにおける議論の成果を踏まえて、今後、必要な検討を行う。」	[大量導入小委31-資料2]p.99（再掲）
	・2MW以上の平均単価は土地造成、接続費、運転維持費について250- 500kW未満の1.5倍-2.7倍となっており、プロファイルが異なる。	[調達価格等算定委63-資料1]p.35-p.37
	・弊協会の会員数社において地上設置式については、IRRにもよるが、高圧は概ね1MW以上、特高は5MWや30MW以上など投資の目安がある。	[大量導入小委27-資料5]p.7, 会員ヒアリング
	⇒250kWは実績件数が多く屋根設置型のモデルプラントとしては良いが、地上設置型で、1件当たりの規模が大きく大量導入へより貢献できる特高2MW以上を追加すべき。その際、第63回調達価格等算定委の資料から採用する値は、全体ではなく2MW以上に対応するものにすべき。	

情報提供者	一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

＜情報提供に関する考え方＞

- モデルプラントの出力規模の設定に当たっては、2020年及び2030年に導入の蓋然性が高いものとすることが適当。
- 足下で導入されている事業用太陽光（特異な状況にある低圧を除く）の最頻値を見ると、250-500kWが最多で、100-250kWが次点。こうした状況を鑑みて、太陽光（事業用）については、250kWとしたところ。
- 情報提供のあった2MWについては、2015年検証ではモデルプラントの規模としていたが、足下の導入状況を考えると、2MWの太陽光が大量に導入される蓋然性が高いとは言い切れない。
- なお、出力規模以外の諸元については、足下で特異な状況にある低圧を除いた全てのデータの中央値を用いているので、普遍性があると考える。

⇒ モデルプラントの規模について、2020年及び2030年の導入蓋然性の高さから設定すべきところ、足下の導入状況等に鑑み、2メガ以上を別途設定することは、しないこととしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑥

【太陽光】資本費について

- 2030年の太陽光発電の資本費のうち、設備費を推計するにあたり、委員会資料では「習熟率を20%」とする、としている。しかし、習熟率は、設備費全体ではなく、太陽電池モジュールの価格についてであるから、習熟率の適用はモジュールのコスト推計に限定すべきである。
- 習熟率の値については、最新の知見を反映すべきである。Oberbeck, et al (2020)によると、過去42年間の習熟率は24%、過去10年は38.6%である。その他の文献でもその値が採用されている。モジュールコストについては、38.6%を用いるべきである。38.6%を採用したとしても2030年のモジュー ル単価は2.0～2.7万円/kWであり、2020年の国際価格と同等か高いくらいであり、無理はない。
- モジュール以外の資本費についても、モジュール発電効率の向上、モジュールの大型化、といった予見される技術改良の効果が期待でき、最新の試算（BNEF (2020) Deep Dive into Utility PV System Cost）では、モジュール以外の資本費合計で2030年までに25%減が見込まれる。これを踏まえ、モジュール以外の資本費は、10.9万円/kWとすべきである。

情報提供者	公益財団法人自然エネルギー財団

＜情報提供に関する考え方＞

太陽光の習熟率については、第2回、第4回及び第6回会合（情報提供のあった機関へのヒアリング）で御審議いただいた。その中で、一部の委員から、本情報提供と同様、直近の期間を対象とするとパネル習熟率が高い傾向にあることを考慮すべきとの意見があった。一方で、パネル価格は、2000年代のシリコン不足の時期にはむしろ上昇傾向にあり、足下の期間だけを対象とした高い習熟率をとることは不適当である、特に直近ではパネル価格が上昇傾向にあるなどの点に言及があった。これらを踏まえ、習熟率は長期のトレンドである20%とすることを基本とする。

なお、今回の情報提供や一部の委員の指摘のように、直近期間の習熟率を見るべきとの意見については、IEA「PVPS Trends in Photovoltaic Applications 2020」においても分析しており、モジュール習熟率を41%としており、参考値として習熟率41%の試算も示す。

習熟率の適用範囲について。Amro M. Elshurafa, et al (2018)によるパネルを除いた太陽光建設費の習熟率の分析*によれば、習熟率はパネル以外に適用できない訳ではない。加えて、建設費のうち設備費以外は、日本では足下の工事費が低減していない実態を参考に横ばいとすることを、第2回会合で御審議いただいた。こうした中、情報提供いただいたBNEF (2020)「Deep Dive into Utility PV System Cost」において、2020年から2030年までに「BOP費（モジュール以外の設備費）は18%減」との分析がある。この数値を、同レポートで予想されている累積導入量見通しを用いて習熟率に換算すると約11%であり、20%より低い水準。また、同様にモジュールとBOPの合計（設備費全体）について習熟率を算出すると約22%であり、20%に近い水準。* Estimating the learning curve of solar PV balance-of-system for over 20 countries: Implications and policy recommendations

⇒ 習熟率は、本WGの審議をふまえ、20%を基本としつつ、参考としてモジュール習熟率41%の場合を機械的に試算する。また、情報提供のあったBNEF(2020)のデータに基づき、設備費全体の習熟率を算出すると20%程度の水準であったことを踏まえ、モジュール以外の資本費については、変更しないこととする。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑦

【太陽光】資本費について

内容	理由（鍵括弧内は引用）	根拠（下線はリンク）
建設中の費用を追加	・地代等運転開始前の費用と利子を含めるべき。	[IEA2020]p.38
廃棄費用：建設費の5%へ変更	・「将来的な太陽光パネルの処理技術の確立やリユースの促進等による コスト低減の可能性も考慮すると」「既に調達価格が決定されている 2012 年度から 2019 年度までの認定案件については、原則として、調達価格等算定委員会による調達価格の算定において想定してきた廃棄等費用を積立金の金額水準とすることが適切である。」	[太陽光廃棄費用WG中間整理]p.10
	・「一方で、国際動向等を踏まえると、太陽光発電の発電コストは今後さらに低減すると予想されるが、」「廃棄等費用について発電コストと 同等の急速なコストダウンが進むかどうかは見通しが不透明である。」	同上
	・「業界全体で7円のコスト目標を2030年前に達成することは簡単ではない」、「これ以上のコストダウンを図る新たな手法が見当たらない」などコスト低減が難しいとの声が大半。	[大量導入小委31-参考資料]p.10
	⇒コスト低減が難しい前提で、前回コスト検証WGおよびIEAと同様に 建設費の5%とすべき。	、[IEA2020]p.40

情報提供者	一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

＜情報提供に関する考え方＞

建設中の費用について、太陽光（住宅用・事業用いずれも）のモデルプラントの建設費は、FIT案件の定期報告（「設備費」・「工事費」・「その他資本費・値引き」）によるデータを参照している。当該定期報告の「その他資本費」は、「建設段階の保険料等、その他の費用がある場合は、その費目ごとに金額を記載すること。」と様式に注記されているところ、建設中の費用は太陽光のモデルプラントの建設費に既に含まれている。

廃棄費用について、太陽光（住宅用）では建設費の５%としているところ、当該情報提供は太陽光（事業用）の１万円/kWに対するものと思料。１万円/kWは、2020年度以降の事業用太陽光の調達価格の算定において想定している廃棄費用の額を参照しており、当該額は、太陽光発電設備の廃棄処理を行う事業者へのアンケート調査の結果もふまえて設定しており、かつ、廃棄費用の低減見通しが不明のなかで建設費の低減に連動しない設定としていることをふまえると、建設費の５%よりも日本の実態をふまえていると考えられる。

⇒ 建設中の費用については、既に含まれている。
⇒ 廃棄費用については、日本の実態をよりふまえる観点から変更しないことする。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑧

【太陽光】運転維持費について

- すでに実現・予見されている技術を見込むことで、運転維持費も低減可能性がある。
- 遠隔監視機能の発達：遠隔監視により運転管理費が低減する可能性がある。（財団調査では平均で32%減）
- 発電効率向上による運転維持費の低減
    - kWあたりの面積が減ることで、定期点検や除草にかかる人件費が減少する可能性がある。発電効率予測に基づけば、減少面積は単純計算で19.4%減少。
- 除草費の低減可能性
    - 一般的草刈り機：4～5人日/MW
    - 乗用型草刈り機：1人日/MW
    - 自走式草刈りロボット：人件費ほぼ削減（機器費用も併せても除草費は5分の1になる可能性がある。）
- 修繕費および保険料は資本費比例のため、資本費の下落効果を織り込むべき。

情報提供者	公益財団法人自然エネルギー財団

＜情報提供に関する考え方＞

第6回会合（情報提供のあった機関へのヒアリング）において、一部の委員からは、調達価格等の算定で想定している運転維持費が実態より高いという話を聞くとの御指摘があった一方で、他の委員等からは、適地の減少に伴い保険料が直近、上昇傾向であり、今後はさらに上昇が見込まれるとの上昇要因に関する御意見や、情報提供の内容で言及されている技術の2030年の普及可能性に関する御指摘があった。

太陽光の運転維持費については、第2回会合及び第4回会合の事務局資料では、定期報告で得られたデータでは経年的な低下の傾向があまり確認できないことから、将来（2030年）の運転維持費は足下（2020年）から変わらず、一定とするとしており、この方針については委員の賛同も得られたところ。

⇒ 運転維持費については、情報提供のあった機関と委員の意見交換結果を含む本WGにおける審議を踏まえ、変更しないこととしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑨

【太陽光】設備利用率等について

内容	理由（鍵括弧内は引用）	根拠（下線はリンク）
パネル出力劣化率：0.5%/年を追加	・太陽光発電では経年劣化は無視できないのでIEAと同様に0.5%/年とすべき。	[IEA2020]p.38
	・「2019 年の…発電コストを試算した…。…出力劣化率等、考慮していない変数もあるため、あくまで参考値である。」	[NEDO2020]p.18
出力抑制率を追加	・「再エネの出力抑制に相当する容量の蓄電池が導入される」	[コスト検証WG4-資料2]p.25
	・「出力抑制は蓄電池などの他の手段より安価に実施できる」	[安田2018]第5段落
	⇒蓄電池と出力抑制のコストを比較して安価な方を採用すべき。	

情報提供者	一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

＜情報提供に関する考え方＞

パネルの出力劣化については、第6回会合（情報提供のあった機関へのヒアリング）で御審議いただいている。複数の委員から、パネル出力の劣化を考慮することについては、情報提供いただいたパネル出力劣化率0.5%/年はデータ制約がある中で一定の仮定に基づき推計した値であり、信頼性の検証を要するとの御意見があった。

また、FIT案件について設置年別の設備利用率の実績を確認したところ、天候等の影響が大きいと考えられるが、パネル出力劣化を加味した設備利用率が下落傾向にあるとは一概にいえない（劣化が確認できているとはいえない）状況である。また、パネルメーカーが保証する出力劣化率は、0.3%未満もあれば0.7%以上もあるなど、ばらつきがある。

このように一意に特定できない状況にあることから、パネル出力劣化率について考慮しないことを基本とし、参考としてIEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」を踏まえて、パネル出力劣化率0.5%/年を仮定した機械的な試算結果を示す。

⇒ パネル出力劣化率については、本WGの審議やばらつき、設備利用率の実績を踏まえ、考慮しないこととを基本としつつ、参考として0.5%/年を仮定して機械的に試算したい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑩

【太陽光】その他について

内容	理由（鍵括弧内は引用）	根拠（下線はリンク）
過積載率	・諸元はAC値と思われるが、発電事業者はDC値を用いるのが通常なので、換算できるよう過積載率を明記してほしい。	[コスト検証WG2-資料2]p.13

情報提供者	一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

＜情報提供に関する考え方＞

情報提供のとおり、本WG事務局資料の太陽光（住宅用）・太陽光（事業用）の諸元は、建設費、運転維持費、設備利用率いずれも、ACベースのデータを参照した値である。

上記のとおり、設備利用率も含めてACベースであるため、モデルプラントにおける1kWh当たりの発電コストを考える際に過積載率を勘案する必要はないが、御要望をふまえ、「足下（2020年）のモデルプラントの発電コストの考え方」において示す足下コストの諸元の参考値として過積載率を示すと、以下のとおり。

太陽光（住宅用）：102%

※2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告された新築・既築のデータを対象）について分析（中央値）。

太陽光（事業用）：130%

※50kW以上の2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析（中央値）。

（参考値）太陽光（10kW以上50kW未満）：145%

※10kW以上50kW未満の2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析（中央値）。

⇒ 過積載率について、本WG報告書において太陽光（住宅用・事業用それぞれ）の足下コストの諸元を記載する際に、参考値として併記することとしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑪

【太陽光】その他について

内容	理由（鍵括弧内は引用）	根拠（下線はリンク）
系統接続費（工事負担金・自営線）の追加	・（統合費用のうちグリッド増強コストの説明）「発電設備から系統までの接続線」「は発電単価（LCOE）の中に含まれることもあり、ダブ ルカウントしないよう注意が必要」	[基本政策分科会34-資料3-3]p.4
	・系統接続費は系統安定化費用には含まれておらず、LCOEに含めても ダブルカウントにはならない。	[コスト検証WG4-資料2]全体
	・「このレポートのLCOE値は、発電所レベルの発電コストに限定したものなので、送電費や系統接続費は含まない。」	[IEA2020]p.40（英語原文を翻訳）
	・「2030年の再エネ導入量見通しを検討するにあたって、」「コスト 検証WGにおける議論の成果を踏まえて、今後、必要な検討を行う。」	[大量導入小委31-資料2]p.99
	⇒コスト検証WGでは発電コストに系統接続費を含めるべき。	
発電側基本料金	・「今制度設計の最中ではあるが託送料金の発電側負担が進んでおり、明瞭に制度として電源が持つ負担コストだから計算できる状態であるなら計算しておいた方が良い。」	第1回コスト検証WGでの 座長発言
	・「現時点において定量化が困難なため、試算には加えない。」	[コスト検証WG4-資料2]p.22
	⇒影響が大きいため制度設計専門会合の試算値を加えるべき。（[試算値]1800円/kW*年:[2MW以上の運転維持費]7500円 = 24:100）	[制度設計44-資料6]p.15

情報提供者	一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

＜情報提供に関する考え方＞

系統接続費は、発電所の立地条件などに大きく左右され、モデルプラントに一律に載せることは難しい。また、発電側課金は、制度運用詳細が固まっておらず、現時点において定量化が困難。

⇒ 系統接続費と発電側課金は、太陽光のモデルプラントの発電コストに加味しないこととしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑫

【陸上風力】モデルプラントの規模・参照データについて

＜モデルプラントの規模について＞
- 事務局案では30MWとしている が、足元で環境影響評価にかかっている陸上風力発電の規模 は年々大規模化している。例えば、2020年1月以降に配慮書を発行したものは、82発電所で、その内47発電所（57%）が50MW以上である。また当該82発電所の単純平均64.8MWである。
- これを踏まえ、モデルプラント の規模は、50MWあるいは 60MWとすべきである。

＜参照データについて＞
- モデルプラントの参照データについて、事務局案では近年の7.5MW以上の中央値を採用している。
- しかし、上記で示したように、今後建設される風力発電所が大規模化してくる中で、7.5MW以上の数値を参照するのは適切ではない。
- そこで、調達価格等算定委員会で示している 30MW以上の案件の中央値を参照すべきである。

情報提供者	公益財団法人自然エネルギー財団

＜情報提供に関する考え方＞

陸上風力のモデルプラントの規模については、第６回会合（情報提供のあった機関へのヒアリング）においても、委員からは、大規模陸上風力発電所のための適地が限定的である中で、この情報だけをもって、標準的な発電所であるモデルプラントの規模をより大規模に設定することが妥当であるとはいえないとの御意見があった。また、情報提供の内容は、環境影響評価の対象となる大規模な陸上風力発電に限られたものとなっていることにも、留意が必要。

なお、第２回会合の事務局資料では直近３年間の1,000kW以上のFIT認定案件の規模・件数から算出した30,000kWとしており、第２回会合において、当該規模については委員から大きな異論はなかった。

陸上風力の参照データについても、上記のとおり、情報提供の内容だけをもって、標準的な発電所であるモデルプラントの規模をより大規模に設定することが妥当であるとはいえない。なお、参照データについては、第２回会合における委員の御指摘をふまえて、第４回会合で改めて御審議いただいた上で整理している。

⇒ モデルプラントの規模や参照データについては、情報提供のあった機関と委員の意見交換結果含む本WGにおける審議を踏まえ、変更しないこととしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑬

【陸上風力】設備利用率について

- 風車の大型化により、設備利用率は上昇が見込まれている。
  - ローター直径拡大による受風面積の増加。kWあたりの受風面積が増加（受風面積2.5㎡/kW⇒ 3.0㎡/kW）
  - ハブ高さの高度化により、上空の好風況の利用。（出力は風速の3乗に比例）
  - 風車の大型化の傾向　風車の出力：2.6MWから5.8MW, ローター直径は110mから170mへ　（IRENA (2019) Future of Wind）
  - 今後、日本でも風力発電機の大型化（4MW以上）が見込まれる。
- 風力発電の大型化による設備利用率向上の見通し：IRENA(2019) は、2030年に建設される風力発電の設備利用率を30～55%と見込んでいる。日本の現状の値は、同じくIRENA(2019) の2018年の下限値に近い25%程度であることから、2030年には30%とすることが妥当である。

情報提供者	公益財団法人自然エネルギー財団

＜情報提供に関する考え方＞

第6回会合（情報提供のあった機関へのヒアリング）においても、委員からは、大規模な陸上風力発電所のための適地が限定的なことを踏まえると、国内での風車の大型化は一定程度の困難さを伴うことから、横ばいで設定することが妥当との御意見があった。

陸上風力の設備利用率については、第2回会合における委員の御意見をふまえて第4回会合で改めて御審議いただいた上で整理している。第2回会合の事務局資料では、情報提供いただいたIRENAのレポートで設備利用率の向上について記載があることにも触れた上で御審議いただいている。

⇒ **設備利用率について、本WGの審議を踏まえ、変更しないこととしたい。**

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑭

【バイオマス(木質専焼)】モデルプラントの規模等について

- 2015年の検討では、モデルプラントの規模を5.7MWに設定していた。
- 一方で、2021年3月22日の大量導入小委員会における、(一社)日本木質バイオマスエネルギー協会の発表では、設備投資額の低減(2030年資本費20万円/kW)、燃料費の低減(2030年燃料費8000円/t)、所内率の省エネ化(2030年所内率12%)など総合的な対策を取ることで、発電原価15円/kWhの実現が可能としており、詳細聞き取りの上、数字を更新することが適切である。

情報提供者	公益財団法人自然エネルギー財団

＜情報提供に関する考え方＞

一般社団法人日本木質バイオマスエネルギー協会にも確認したところ、「同協会の事務局としてコスト低減が必須と考えており、2021年3月22日の大量導入小委員会で示した15円/kWhについては、この水準を目指してできる限りの低減を図ることを意図したものであって、実現可能性等を踏まえて2030年のコスト水準として推計した値ではないことから、標準的な発電所であるモデルプラントの諸元にふさわしいものではない」とのこと。なお、情報提供で紹介された内容(「発電原価15円/kWhを達成可能な条件」)は、6,000kW規模の発電所を想定した方策であり、モデルプラント5,700kWの規模と同水準である。

なお、モデルプラントは標準的な発電所であり、モデルプラントの発電コストは、調達価格等算定委員会で審議される調達価格や再エネ特措法に基づく価格目標とは性格が異なる。

⇒ モデルプラントの規模等について、今後のコスト低減は必須であるものの、現時点での日本の実態や業界団体の検討状況をふまえ、モデルプラントとしては変更しないこととしたい。

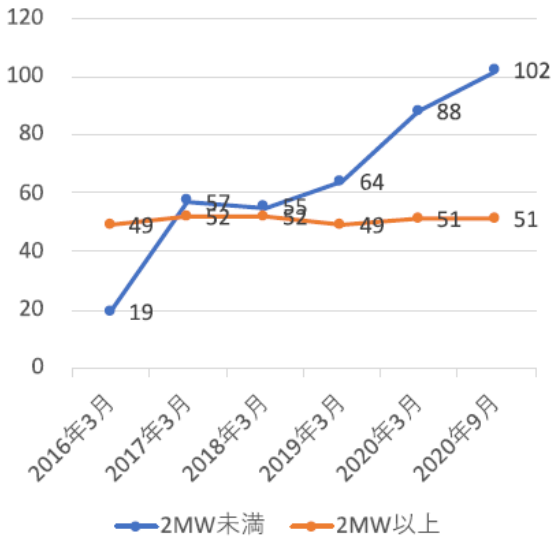
発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑮

【バイオマス(木質専焼)】モデルプラントの追加について

バイオマスについては、今後導入が進むと予測される以下の電源についてコスト検証を行うべき。

- 2MW未満の未利用木質利用(熱電併給)

＜FIT未利用材バイオマスの認定数＞



(出典) FIT公表データより作成

情報提供者	公益財団法人自然エネルギー財団

＜情報提供に関する考え方＞

木質専焼のFIT認定は、情報提供のとおり件数としては2,000kW未満が2,000kW以上の約2倍だが、容量としては約1/5。かつ、FIT導入は件数と容量のいずれも2,000kW以上が多い(大きい)。また、情報提供の内容からは熱電併給が木質専焼の標準的な発電所かどうかの判断が困難。

⇒ 情報提供いただいた内容が木質専焼のモデルプラントとしての代表性を有すると判断するほどの有力な材料がないため、今回はコスト検証の対象とはしないこととしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑯

【バイオマス(石炭混焼)】混焼率等について

2030年温室効果ガス削減 46%には、太陽光等の再エネ電力導入に加えて、調整力を有し電力安定供給に大きく寄与する既設石炭火力発電所からの排出量を経済的に削減する事が重要。短中期的には、サプライチェーン確立されており、安定的な供給量が確保でき、価格も安定している木質ペレットを既設石炭火力発電所で利用することが非常に有望な施策である。石炭とバイオマスの混焼は既設石炭火力発電所の設備の一部を改造する事で実現できる。一例として、既設80万kWの超臨界石炭火力発電所にて木質ペレットを30%利用した際のコストを算出した。

9 (3) バイオマス30% (800MW, 石炭混焼)

諸元のベース		調達価格等算定委員会、業界ヒアリング等	
モデルプラント規模(出力)		80 万 kW	石炭火力のモデルプラント(80 万 kW)において、バイオマスペレットを30%混焼するとして 設定。
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40 年 ○30 年	石炭火力、ＬＮＧ火力、石油火力と同様の数値を記載。
資本費	建設費	170億円	既存の石炭火力発電所において、バイオマスペレットを30%混焼するために必 要となる追加コスト(混焼施設整備費)を計上。
	設備の廃棄費 用	建設費の５%	各国において特段のデータがない場合の値として OECD/IEA"Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition"(2010)が示した値を使用。
運転維持費	人件費	0.1 億円/年	固定価格買取制度開始後に混焼を開始した関連事業者への追加的なインタビューにより把握。木質チップの調達、受入れ、石炭との混合作業等、バイオマス混 焼のために必要となる追加の人件費を計上。
	修繕費	1.8%／年 (建設費における比 率)	石炭火力のモデルプラント(80 万 kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったため、数値 を修正。
	諸費	1.5%／年 (建設費 における比率)	石炭火力のモデルプラント(80 万 kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったが、数値は 同値。
	業務分担費 (一般管理費)	14.3%／年 (直接費における比 率)	石炭火力のモデルプラント(80 万 kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったため、数値 を修正。
燃料費	初年度価格	17000円/トン	日本木質バイオマスエネルギー協会作成 「輸出木質ペレット月別通関量の推移」を引用。
	燃料費上昇率	－	不明
	燃料発熱量	17.79M J /kg	固体バイオマス燃料の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱 量及び炭素排出係数一覧。)
	熱効率	42%	石炭火力のモデルプラント(80万kW)の数値を引用。
	所内率	6.40%	石炭火力のモデルプラント(80万kW)の数値を引用。
	燃料諸経費	2,000 円／ｔ	バイオマスも輸入と想定されることから石炭と同一諸経費を計上。
価格変	技術革新・量 産効果	－	混焼にかかる追加的経費について、発電コストに大きく影響するような技術革 新・量産効果は想定していない。
	燃料費上昇率	－	不明

情報提供者	三菱パワー株式会社

＜情報提供に関する考え方＞

2015年の検証時同様に石炭バイオマス混焼についても発電コストを算定予定であるが、規模の大きい石炭火力について、30%のバイオマス燃料の混焼は、発電所の改修やサプライチェーンの構築等の課題が存在。

例えば大手電力が保有する石炭火力は1%混焼でさえ少ない状況。

【参考】第7回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 合同 石炭火力検討ワーキンググループ 資料4 P16,17

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/sekitan_karyoku_wg/pdf/007_04_00.pdf

⇒ 現状を鑑みて、2015年検証時と同様の「5%」混焼率で算定したい。なお、いただいた情報は「参考」として承る。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑰

【バイオマス(石炭混焼)】バイオマス燃料について

バイオマスについては、今後導入が進むと予測される以下の電源についてコスト検証を行うべき。

- バイオマス(石炭混燃) 2015年の検討では、未利用間伐材をチップの形態で混焼することが想定されているが、実態としてはハンドリングが容易な、ペレット形態での混焼が太宗を占めている。公表されているコストデータはほぼないため、関連事業者へのインタビュー等を通じて、適切なものに改めていただきたい。

情報提供者	公益財団法人自然エネルギー財団

＜情報提供に関する考え方＞

バイオマス(石炭混焼)の燃料について事業者にヒアリングしたところ、燃料は木質チップも木質ペレットもあり、一概に何が多いとはいえないとのこと。

また、木質チップの燃料費については、定期報告データによれば2015年から2020年にかけてほぼ横ばいの傾向にある。加えて、石炭混焼の木質チップの燃料費は、同じく定期報告データによれば、2015WGで設定した燃料費(初年度価格12,000円/トン・燃料諸経費※750円/トン)と概ね同水準である。※焼却灰処理費用と仮定

⇒ 石炭混焼のバイオマス燃料について、日本の実態をふまえた上で、本WGでも木質チップにすることとし、燃料費については、木質チップの実績をふまえて変更しないこととしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑱

【バイオマス(木質専焼・石炭混焼)】 燃料費等について

バイオマス(木質専焼)、バイオマス(石炭混焼)の実例が近年増加しており、これらの最近の実態を反映していただくがよいのではと考え、関連情報を提供する。

＜バイオマス(木質専焼)プラントについて＞

- 「発電コスト検証ワーキンググループ(第一回):各電源の諸元一覧」の「バイオマス(木質専焼)」では、モデルプラントは5.6MW、国産未利用材の一ケースのみ
- FIT法に基づき、50MW、75MW、112MW等の比較的大規模なバイオマス専焼プラントが数多く 投資決定・建設・運転の各フェーズに入りつつあり、これら案件のコストをカバーする必要がある
- 大型になるに従い熱効率が高まり(=30%台半ば)、必要燃料量が低減する
- これらの例では、国産材に加え、輸入PKSや輸入木質ペレットを長期調達しているケースが多い

＜バイオマス(石炭混焼)プラントについて＞

- 「発電コスト検証ワーキンググループ(第一 回):各電源の諸元一覧」の「バイオマス(石炭混焼)」では、モデルプラントは800MW、国産未利用材のーケースのみ
- FIT許可に基づくバイオマス-石炭混焼プラント が複数公表されており、15-20%程度のバイオ マス混焼率のケースに加え、既存石炭火力を全量バイオマスに転換する例もある
- これらの例では、既存の石炭ボイラー(微粉炭 ボイラー)での使用に適した輸入木質ペレット を長期調達するのが通例

情報提供者	米国産業用木質ペレット協会(USIPA)

＜情報提供に関する考え方＞

バイオマス(木質専焼)については、FIT導入容量・件数等のデータも踏まえると、情報提供いただいた内容が木質専焼のモデルプラントとしての代表性を有すると判断するほどの有力な材料がない。

バイオマス(石炭混焼)については、前述のとおり、規模の大きい石炭火力については、多量のバイオマス燃料の混焼は、発電所の改修やサプライチェーンの構築等の課題がある。例えば大手電力が保有する石炭火力は1%混焼でさえ少ない状況である。さらに、燃料についても前述のとおり、事業者にヒアリングしたところ木質チップも木質ペレットもあり、一概に何が多いとはいえない。

⇒ FIT導入の実績等を踏まえると、情報提供いただいた内容がモデルプラントとして代表性を有すると判断するほどの有力な材料がないため、バイオマス(木質専焼)のモデルプラントの規模・燃料は変更しないこととし、バイオマス(石炭混焼)についても、混焼率5%、燃料は木質チップとしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑲

【バイオマス(木質専焼・石炭混焼)】燃料費等について

バイオマス(木質専焼)、バイオマス(石炭混焼)の実例が近年増加しており、これらの最近の実態を反映していただくがよいのではと考え、関連情報を提供する。

＜木質ペレットの調達価格について＞

- 木質バイオマスのマーケットコンサルタントHawkins Wright社による“The Outlook for Wood Pellets – Demand, Supply, Costs, and Prices – First Quarter 2021”によれば、LRMC(Long-term Marginal Cost、木質ペレットメーカーの資本投資回収を可能とする水準の価格)は、CIF Tokyo Bayで$131.44(ベトナム) – $210.99(米国東海岸)の範囲にある
- 世界最大の木質ペレットメーカーである米国Enviva社(NYSE上場)が投資家向けに公表しているコスト内訳によれば、CIF日本は$200前後/MT:以下スライド21を参照 https://www.envivabiomass.com/wp-content/uploads/EVA-Investor-Presentation_Feb- 2021.pdf
- 調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格に関する意見」によれば、「一般木材」-「木質ペレット」の実績平均値は、1,240円/GJ(27件)。17GJ/MTの前提では、21,080円/MT: 以下98ページ目を参照 https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20210127_1.pdf

＜発電コスト:LCOE vs TSCE –ドイツでの試算例の要旨＞

- 火力が引き受けるシステムコストを差し引き、風力・太陽光に同コストを加算する補正を行うとTSCEベースのコストが算出される
- 最安値は石炭火力、次いでバイオマス転換CHP、ガスCCGT、バイオマス転換の順

情報提供者	米国産業用木質ペレット協会(USIPA)

＜情報提供に関する考え方＞

バイオマス(石炭混焼)の燃料について事業者にヒアリングしたところ、燃料は木質チップも木質ペレットもあり、一概に何が多いとはいえないとのこと。こうした実態を踏まえ、燃料は木質ペレットではなく木質チップを設定することとしたい。

システムコストを誰が負担するべきか(個別電源に上乗せすべきか)については、国際的にも議論が収束していない。このため、LCOEを比較した上で、別途、システムコストを考慮することが適当。

なお、自然変動電源の大量導入に伴い、システムコストの重要性は増しており、しっかり示していくことが不可欠。

⇒ 燃料について、日本の実態を踏まえて、木質ペレットではなく木質チップを設定することとし、それに合わせて燃料費も変更しないこととしたい。

⇒ システムコストについては、個別電源の費用(LCOE)に単純に上乗せすることはしないが、重要な内容であるため、別途計算の上、わかりやすい形で報告書に盛り込みたい。