

第6次エネルギー基本計画について

令和3年2月
資源エネルギー庁

- 2002年6月 エネルギー政策基本法** { 2003年10月 第一次エネルギー基本計画
2007年 3月 第二次エネルギー基本計画
2010年 6月 第三次エネルギー基本計画
- 2014年4月 第四次エネルギー基本計画**
○総合資源エネルギー調査会で審議 → 閣議決定
○原発：可能な限り低減・安全最優先の再稼働 再エネ：拡大（2割を上回る）
○3年に一度検討（必要に応じ見直し）
- 2015年7月 長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）**
○総合資源エネルギー調査会で審議 → 経産大臣決定
○原子力：20-22%（震災前3割） 再エネ：22-24%（足下から倍増）
- 2018年7月 第五次エネルギー基本計画**
○2030年 ⇒ エネルギーミックスの確実な実現
○2050年 ⇒ エネルギー転換・脱炭素化への挑戦
- 2021年10月 第六次エネルギー基本計画**
○「2050年カーボンニュートラル」・2030年度削減目標に向けたエネルギー政策
○日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服 → S+3Eの更なる追求
○エネルギーミックス 再エネ：36-38%（足下から倍増） 原子力：20-22%

第6次エネルギー基本計画 目次

はじめに

- ～気候変動問題への対応～
- ～日本のエネルギー需給構造の抱える課題の克服～
- ～第六次エネルギー基本計画の構造と2050年目標と2030年度目標の関係～

1. 東京電力福島第一原子力発電所事故後10年の歩み

- (1) 福島復興はエネルギー政策を進める上での原点
- (2) 今後の福島復興への取組

2. 第五次エネルギー基本計画策定時からの情勢の変化

- (1) 脱炭素化に向けた世界的潮流
- (2) 気候変動問題以外のエネルギーに関係する情勢変化

3. エネルギー政策の基本的視点(S+3E)の確認

- (1) あらゆる前提としての安全性の確保
- (2) エネルギーの安定供給の確保と強靱化
- (3) 気候変動や周辺環境との調和など環境適合性の確保
- (4) エネルギー全体の経済効率性の確保

4. 2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応

- (1) 2050年カーボンニュートラル時代のエネルギー需給構造
- (2) 複数シナリオの重要性
- (3) 電力部門に求められる取組
- (4) 産業・業務・家庭・運輸部門に求められる取組

5. 2050年を見据えた2030年に向けた政策対応

- (1) 現時点での技術を前提としたそれぞれのエネルギー源の位置付け
- (2) 2030年に向けたエネルギー政策の基本的考え方
- (3) 需要サイドの徹底した省エネルギーと供給サイドの脱炭素化を踏まえた電化・水素化等による非化石エネルギーの導入拡大
- (4) 蓄電池等の分散型エネルギーリソースの有効活用など二次エネルギー構造の高度化
- (5) 再生可能エネルギーの主力電源への取組
- (6) 原子力政策の再構築
- (7) 火力発電の今後の在り方
- (8) 水素社会実現に向けた取組の抜本強化
- (9) エネルギー安定供給とカーボンニュートラル時代を見据えたエネルギー・鉱物資源確保の推進
- (10) 化石燃料の供給体制の今後の在り方
- (11) エネルギーシステム改革の更なる推進
- (12) 国際協調と国際競争
- (13) 2030年度におけるエネルギー需給の見通し

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

7. 国民各層とのコミュニケーションの充実

- (1) エネルギーに関する国民各層の理解の増進
- (2) 政策立案プロセスの透明化と双方向的なコミュニケーションの充実

エネルギー基本計画の全体像

- 新たなエネルギー基本計画では、2050年カーボンニュートラル（2020年10月表明）、2030年度の46%削減、更に50%の高みを目指して挑戦を続ける新たな削減目標（2021年4月表明）の実現に向けたエネルギー政策の道筋を示すことが重要テーマ。
 - 世界的な脱炭素に向けた動きの中で、国際的なルール形成を主導することや、これまで培ってきた脱炭素技術、新たな脱炭素に資するイノベーションにより国際的な競争力を高めることが重要。
- 同時に、日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服が、もう一つの重要なテーマ。安全性の確保を大前提に、気候変動対策を進める中でも、安定供給の確保やエネルギーコストの低減（S+3E）に向けた取組を進める。
- エネ基全体は、主として、①東電福島第一の事故後10年の歩み、②2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応、③2050年を見据えた2030年に向けた政策対応のパートから構成。

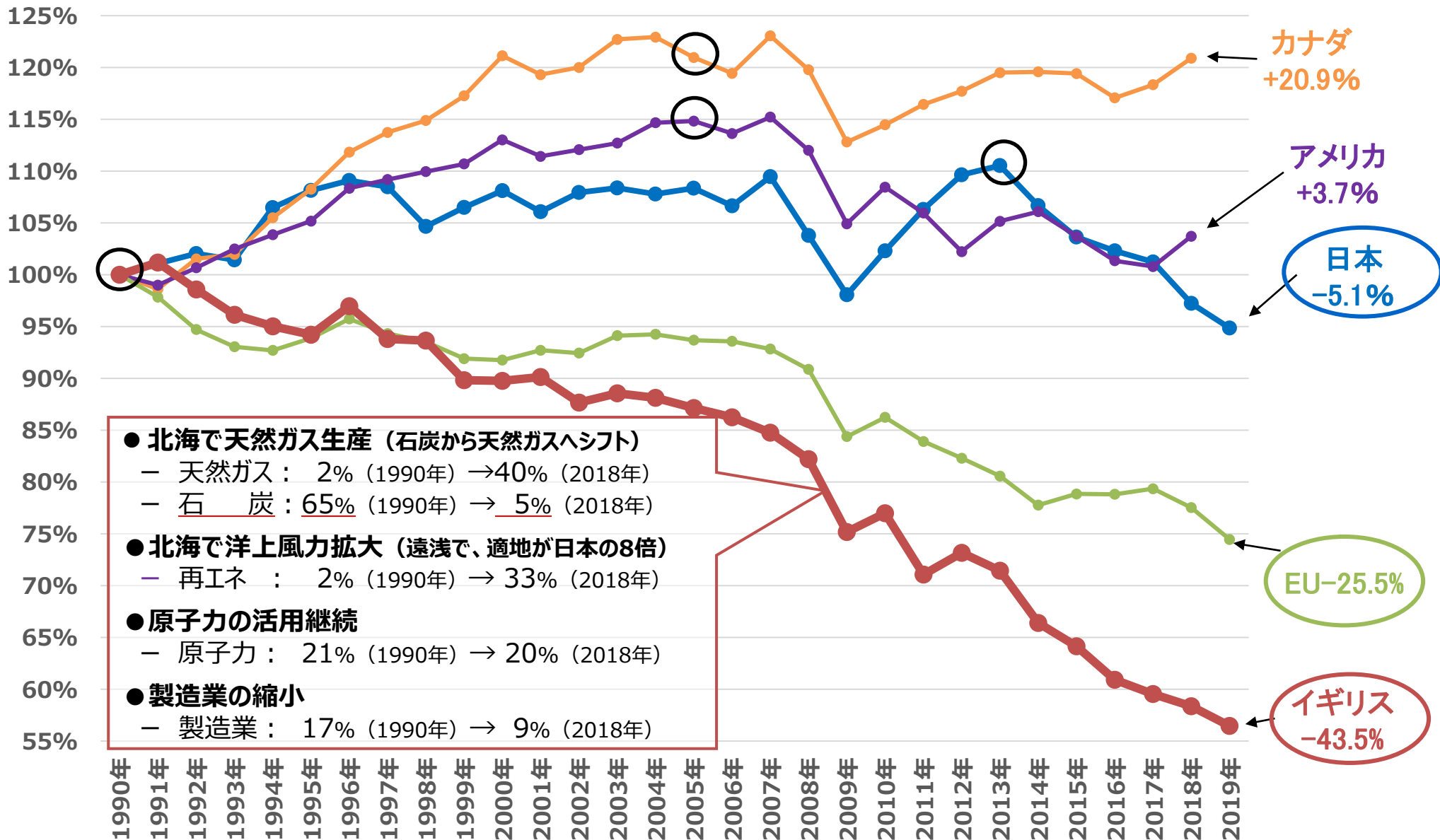
(参考) 気候サミットを踏まえた主要国の排出目標

●4月22日の気候サミットを踏まえ、米国、カナダ、日本が目標引き上げを表明。

国名	従来目標	気候サミットを踏まえた排出目標
日本	2030年 ▲26% (2013年) <2020年3月NDC提出>	▲46% (2013年比) を目指す、さらに 50%の高みに挑戦 と表明。
米国	2025年 ▲26~28% (2005年比) <2016年9月NDC提出>	▲50~52% (2005年比) を表明。 ※上記目標のNDC提出済み
カナダ	2030年 ▲30% (2005年比) <2017年5月NDC提出>	▲40~45% (2005年比) を表明
EU	2030年 ▲55% (1990年比) <2020年12月NDC提出> ※引き上げ前は▲40% (1990年比)	目標の変更無し
英国	2030年 ▲68% (1990年比) <2020年12月NDC提出> ※提出前はEUのNDCとして▲40% (1990年比)	2035年に▲78% (1990年比) を表明。 ※2030年目標の変更はなし。
韓国	2030年 ▲24.4% (2017年比) <2020年12月NDC提出>	目標の変更無し。気候サミットにおいて、 今年中のNDC引き上げを表明。
中国	2030年までにピーク達成、GDP当たりCO2排出▲65% (2005年比) <国連総会(2020年9月)、パリ協定5周年イベント(2020年12月)での表明>	目標の変更無し。 ※気候サミットでは、石炭消費の縮減を表明。

(参考) 主要先進国の温室効果ガス排出量の推移 (1990年比)

※○は、各国のNDCの基準年



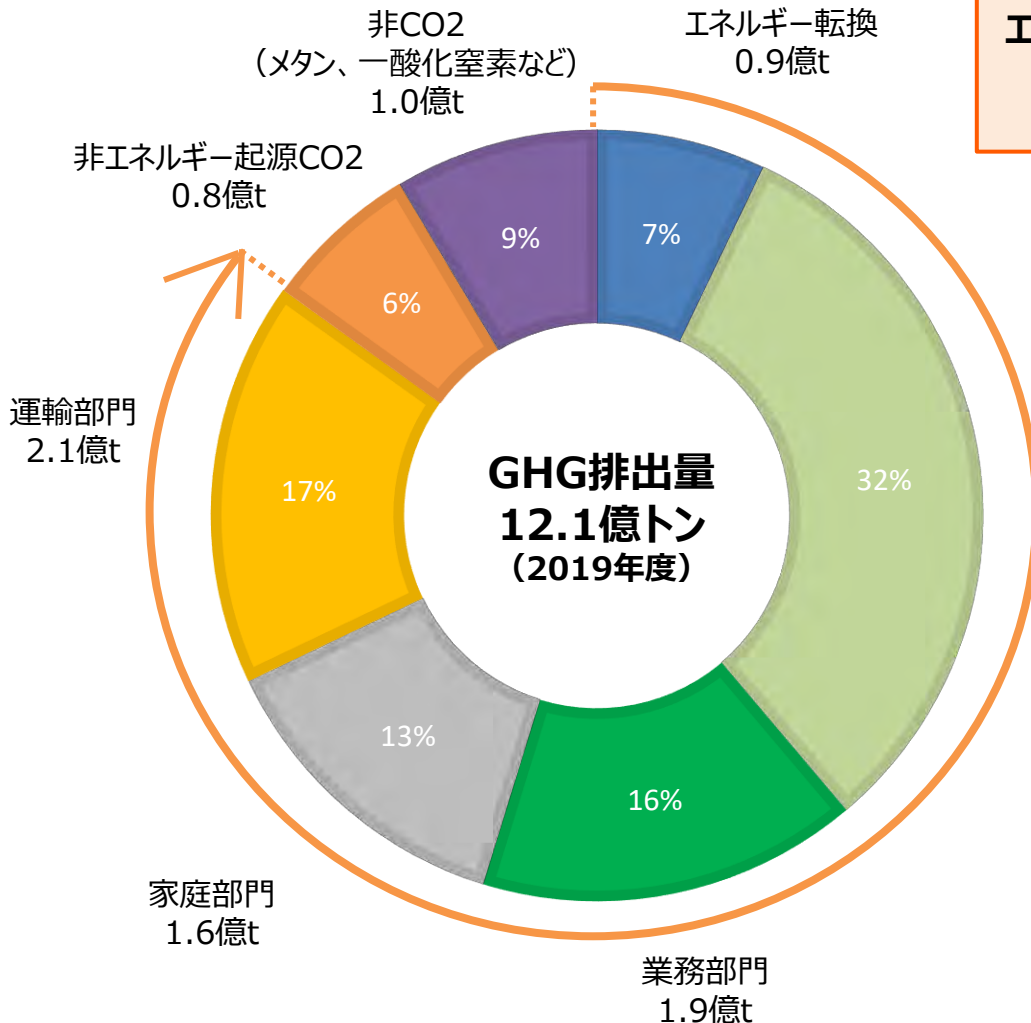
・日本、EUのGHG排出量は間接CO2を含む ・1990年 = 100%

出典: Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) 等より作成 6

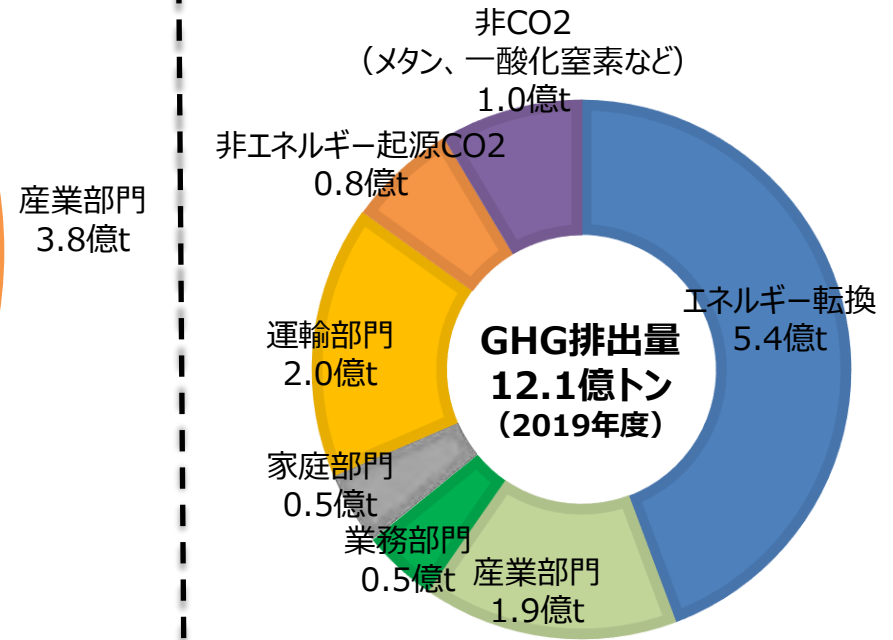
(参考) 日本の温室効果ガス排出量の内訳

- 日本の温室効果ガス（GHG）排出のうち、約85%は、産業部門、業務部門、家庭部門、運輸部門、エネルギー転換部門からのエネルギー起源CO2である。

電力や熱の消費者からの排出として計算



生産者からの排出として計算



単位：[t-CO2] ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

東京電力福島第一原子力発電所事故後10年の歩みのポイント

- 東京電力福島第一原子力発電所事故を含む東日本大震災から10年を迎え、東京電力福島第一原子力発電所事故の経験、反省と教訓を肝に銘じて取り組むことが、エネルギー政策の原点。
- 2021年3月時点で2.2万人の被災者が、避難対象となっており、被災された方々の心の痛みに向き合い、最後まで福島の復興・再生に全力で取り組むことは、これまで原子力を活用したエネルギー政策を進めてきた政府の責務。今後も原子力を活用し続ける上では、「安全神話」に陥って悲惨な事態を防ぐことができなかったという反省を一時たりとも忘れることなく、安全を最優先で考えていく。
- 福島第一原発の廃炉は、福島復興の大前提だが、世界にも前例のない困難な事業。事業者任せにするのではなく、国が前面に立ち、2041～2051年までの廃止措置完了を目標に、国内外の叡智を結集し、不退転の決意を持って取り組む。
- ALPS処理水については、厳格な安全性の担保や政府一丸となって行う風評対策の徹底を前提に、東京電力が原子力規制委員会による認可を得た上で、2年程度後を目途に、福島第一原子力発電所において海洋放出を行う。
- 帰還困難区域を除く全ての地域で避難指示を解除し、避難指示の対象人口・区域の面積は、当初と比較して7割減となった。たとえ長い年月を要するとしても、将来的に帰還困難区域の全てを避難指示解除し、復興・再生に責任を持って取り組むとの決意の下、特定復興再生拠点区域の避難指示解除に向けた環境整備を進める。特定復興再生拠点区域外についても、2020年代をかけて、帰還意向のある住民が帰還できるよう、帰還に関する意向を個別に丁寧に把握した上で、帰還に必要な箇所を除染し、避難指示解除の取組を進めていく。
- 浜通り地域等の自立的な産業発展に向けて、事業・なりわいの再建と、福島イノベーション・コースト構想の具体化による新産業の創出を、引き続き車の両輪として進める。加えて、帰還促進と併せて、交流人口の拡大による域外消費の取込みも進める。福島新エネ社会構想の実現に向け、再生可能エネルギーと水素を二本柱とし、更なる導入拡大に加え、社会実装への展開に取り組んでいく。
- 東京電力福島第一原子力発電所事故を経験した我が国としては、2050年カーボンニュートラルや2030年度の新たな削減目標の実現を目指すに際して、原子力については安全を最優先し、再生可能エネルギーの拡大を図る中で、可能な限り原発依存度を低減する。

(参考) エネルギー政策を進める上での原点 ～原子力災害からの福島復興～

- 2021年3月は、東京電力福島第一原発の事故から10年の節目。福島復興は一步一步進展するも、まだ多くの課題が残されている。改めて二度とあのような悲惨な事態を引き起こしてはならないことを再確認する必要。今後も、福島第一原発の廃炉と福島復興に全力を挙げる。

福島第一原発の廃炉 (オンサイト)

- 事故炉は冷温停止状態を維持。構内の放射線量大幅減
※ 1F構内の約96%のエリアが防護服の着用不要
- 廃炉に向けた作業は着実に進捗
- ①汚染水・処理水対策：
 - ・凍土壁等の対策により汚染水発生量の大幅削減
※ 540m³/日 (2014.5) ⇒ 140m³/日 (2020年内)
 - ・ALPS処理水の処分に係る基本方針の決定 (2021.4)
 - ・ALPS処理水の処分に伴う当面の対策の取りまとめ (2021.8)
- ②プール内燃料取り出し：3・4号機完了
- ③燃料デブリの取り出し：炉内調査による状況把握の進展

福島復興 (オフサイト)

- 帰還困難区域を除く全ての地域の避難指示を解除済
※ 避難指示区域からの避難対象者数
8.1万人 (2013.8) ⇒ 2.2万人 (2021.3)
- 帰還環境整備の進展
※ 常磐線の全線開通 (2020.3)、道の駅の整備 等
- なりわいの再建、企業立地が徐々に拡大
※ 15市町村の企業立地382件、雇用創出4,362人 (2021.9)
- 新産業の集積の核となる拠点が順次開所
※ 福島ロボットテストフィールド (2020.3全面開所)
※ 福島水素エネルギー研究フィールド (2020.3開所)

残された課題への対応

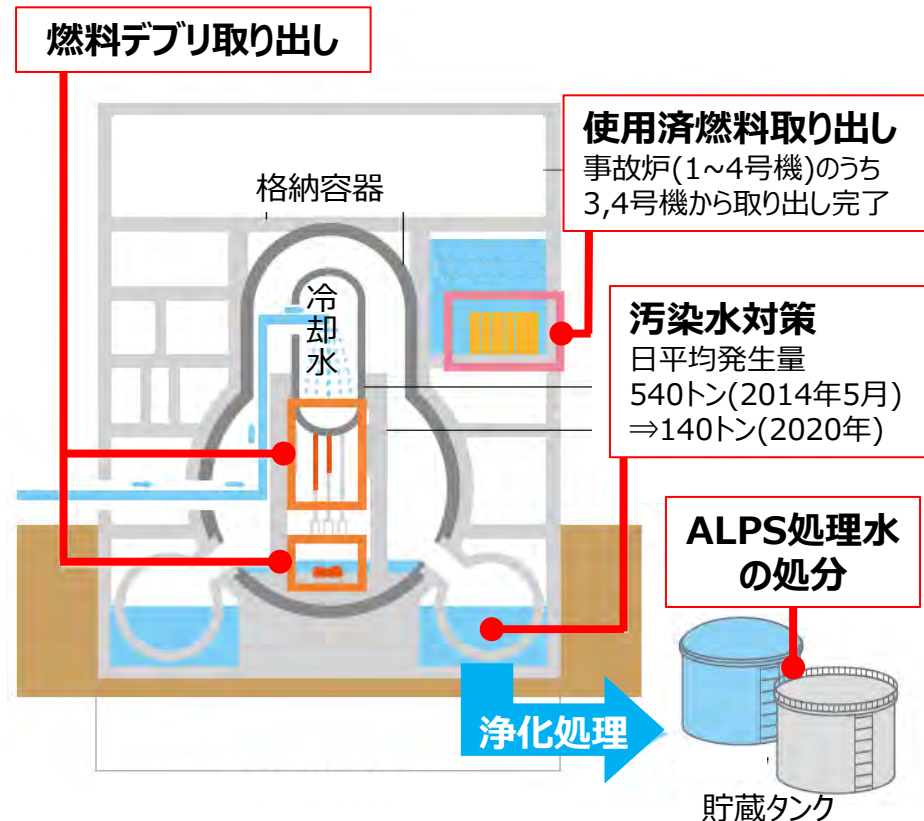
- 風評対策の徹底、ALPS処理水の処分
- 使用済燃料プール内の燃料の取り出し
※ 2031年内に全号機で完了。
- 燃料デブリの取り出し

- 帰還困難区域の取扱い
※ 特定復興再生拠点区域 (6町村) の整備・避難指示解除
※ 特定復興再生拠点区域外の解除に向けて、2020年代をかけて、帰還意向のある住民が帰還できるよう取組を推進
- 帰還促進に加え、移住・定住の促進、交流人口拡大による域外消費取込み
- 福島イノベーション・コースト構想の一層具体化

(参考) 福島第一原発の廃炉・汚染水・処理水対策について

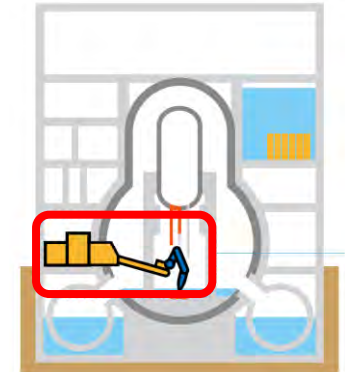
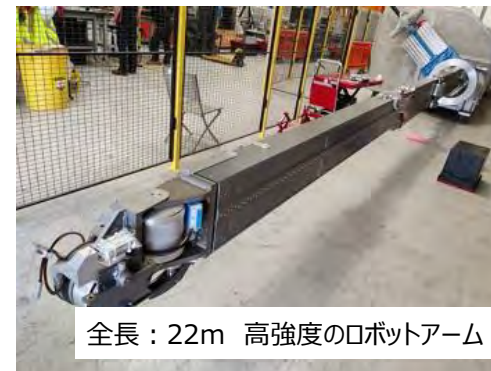
- 福島第一原発の廃炉は、**世界でも前例のない困難な取組**であり、中長期ロードマップに基づき、**2041～2051年の廃止措置完了**を目標に、**国も前面に立って、安全かつ着実に進めている**。
- これまで、**使用済燃料取り出しや汚染水発生量抑制が進捗した一方**、高線量下での**燃料デブリの取り出し**や、汚染水を浄化処理した**ALPS処理水の処分**が課題。

福島第一原発の廃炉における主な作業



燃料デブリ取り出し

ロボットアームを用いた取り出し方式を確立。今後も国内外の叡智を結集して研究開発を進めていく。



ALPS処理水の処分

敷地内の貯蔵タンクの数1,000基を超え、土地が逼迫。廃炉を進めるために必要な土地の確保に支障が生じかねない状況。



(参考) 避難指示区域の解除に向けた取組

避難指示解除準備区域

【2011年当時、放射線量が年間20ミリシーベルト以下・立入り可】

⇒ 全て解除済み。

居住制限区域

【2011年当時、放射線量が年間20～50ミリシーベルト・立入り可】

⇒ 全て解除済み。

帰還困難区域

【2011年当時、放射線量が年間50ミリシーベルト超・原則立入禁止】

「たとえ長い年月を要するとしても、将来的に全てを避難指示解除し、復興・再生に責任を持って取り組む」との方針。

① 特定復興再生拠点区域(青色部分)

・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区域。

→ 2020年3月に双葉、大熊、富岡の一部を解除。

→ 2022年春頃 (双葉、大熊、葛尾)、2023年春頃 (浪江、富岡、飯舘) に全域を解除 (目標)。

② 特定復興再生拠点区域外(縦線部分)

・2020年代をかけて、帰還意向のある住民が帰還できるようにする方針を2021年8月31日に決定。

避難指示区域 (2020年3月)



(参考) 帰還環境整備の進展、福島イノベーション・コースト構想の推進

- JR常磐線の全線開通により、浜通り地域の往来の再開が期待される。また、道の駅や産業施設の再開・整備など、地域経済の拠点の回復も着実に進展中。
- 2020年3月、新産業の集積の核となる拠点も順次開所。

常磐線の全線開通



双葉駅
(2020年3月14日 再開)

道の駅の整備



道の駅ならは
(2020年6月 全面再開)



道の駅なみえ
(2021年3月 グランドオープン)

福島ロボットテストフィールドの全面開所(2020.3.31)



福島ロボットテストフィールド (南相馬市)

福島水素エネルギー研究フィールドの開所(2020.3.7)

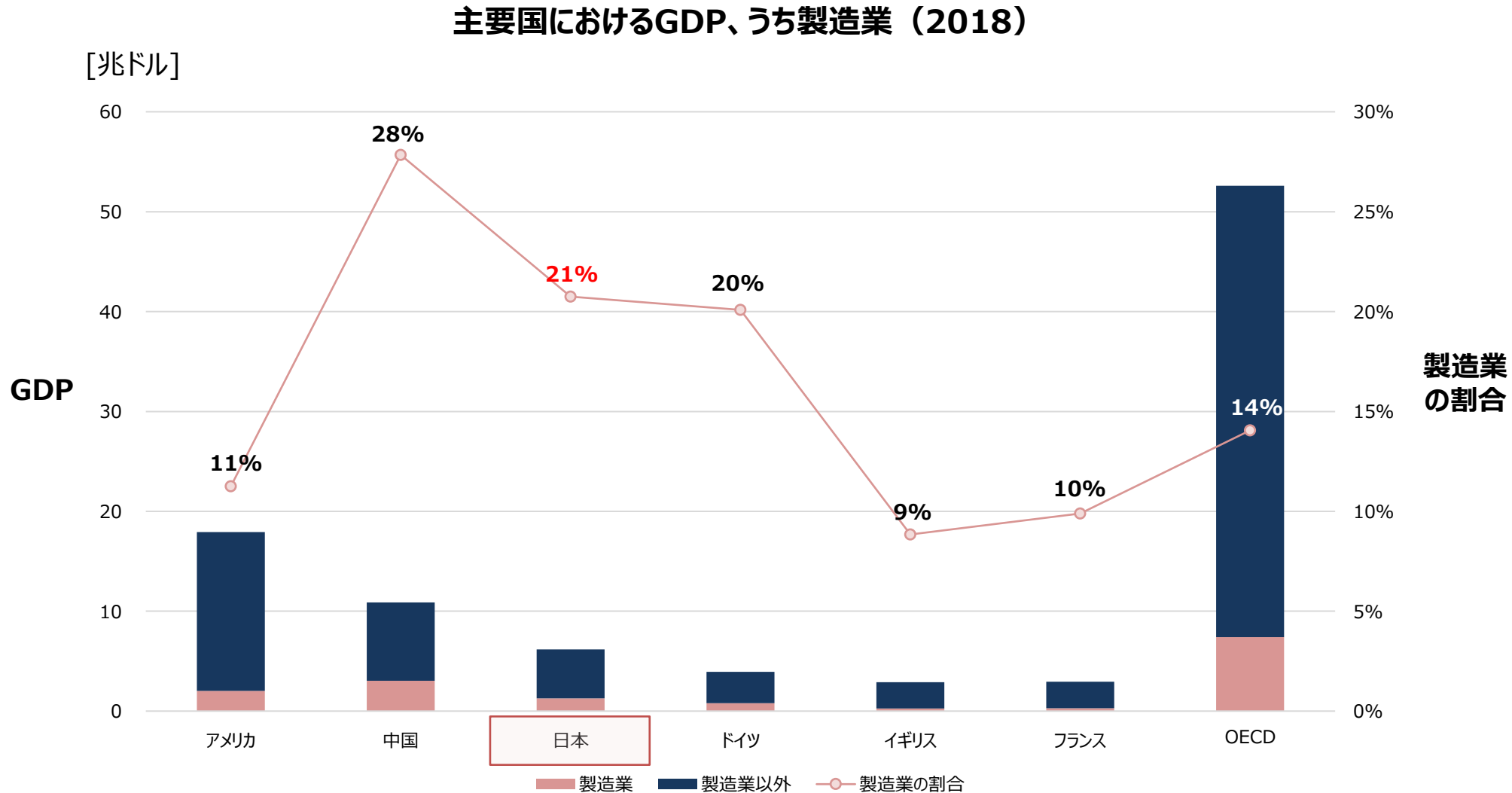


2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応のポイント

- 2050年に向けては、温室効果ガス排出の8割以上を占めるエネルギー分野の取組が重要。
 - ものづくり産業がGDPの2割を占める産業構造や自然条件を踏まえても、その実現は容易なものではなく、実現へのハードルを越えるためにも、産業界、消費者、政府など国民各層が総力を挙げた取組が必要。
- 電力部門は、再エネや原子力などの実用段階にある脱炭素電源を活用し着実に脱炭素化を進めるとともに、水素・アンモニア発電やCCUS/カーボンリサイクルによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電などのイノベーションを追求。
- 非電力部門は、脱炭素化された電力による電化を進める。電化が困難な部門（高温の熱需要等）では、水素や合成メタン、合成燃料の活用などにより脱炭素化。特に産業部門においては、水素還元製鉄や人工光合成などのイノベーションが不可欠。
 - 脱炭素イノベーションを日本の産業界競争力強化につなげるためにも、「グリーンイノベーション基金」などを活用し、総力を挙げて取り組む。
 - 最終的に、CO2の排出が避けられない分野は、DACCSやBECCS、森林吸収源などにより対応。
- 2050年カーボンニュートラルを目指す上でも、安全の確保を大前提に、安定的で安価なエネルギーの供給確保は重要。この前提に立ち、2050年カーボンニュートラルを実現するために、再エネについては、主力電源として最優先の原則のもとで最大限の導入に取り組み、水素・CCUSについては、社会実装を進めるとともに、原子力については、国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用していく。
- こうした取組など、安価で安定したエネルギー供給によって国際競争力の維持や国民負担の抑制を図りつつ2050年カーボンニュートラルを実現できるよう、あらゆる選択肢を追求する。

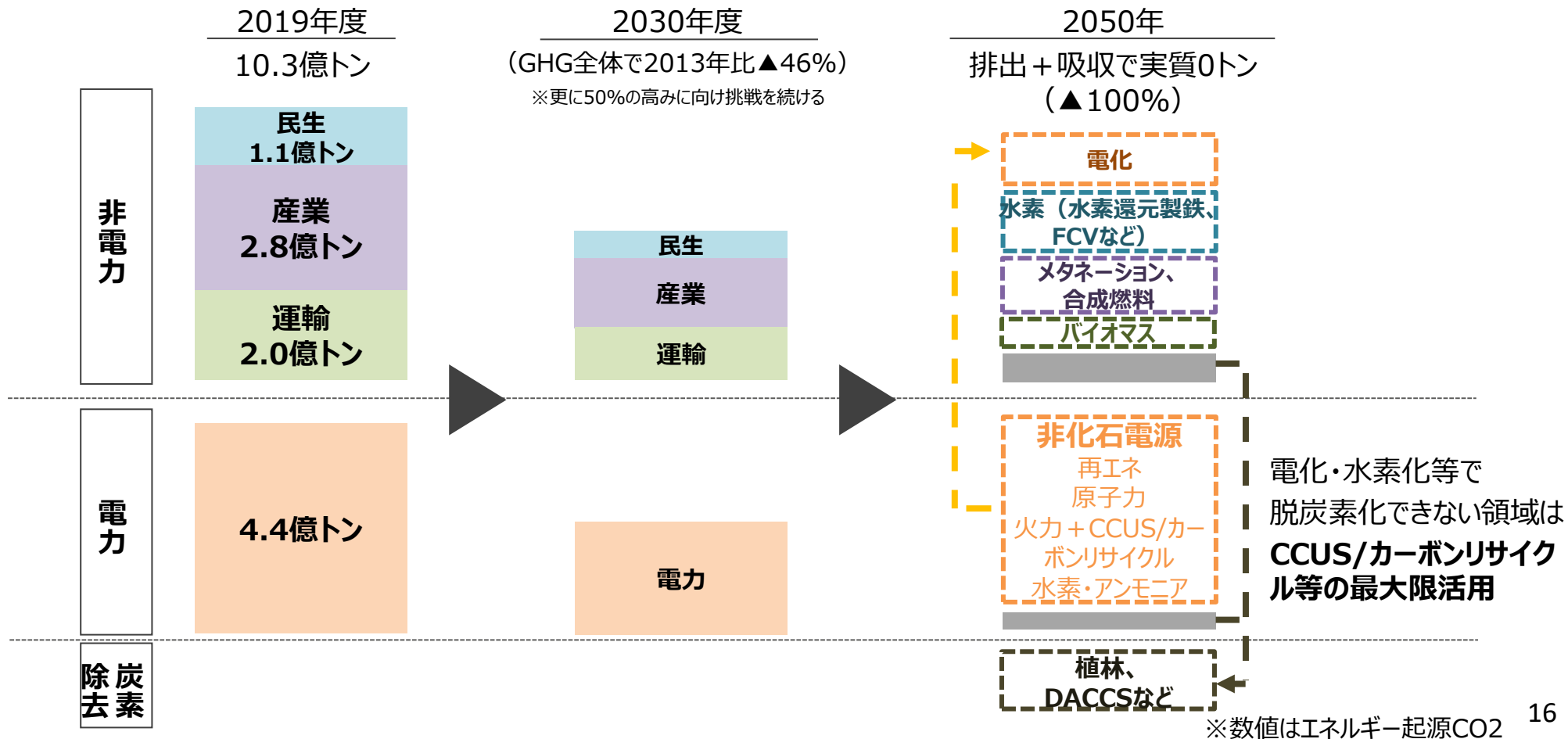
(参考) 我が国の産業構造

- 我が国のGDPにしめる製造業の割合は21%と先進国の中でも高い水準にある。



(参考) カーボンニュートラルへの転換イメージ

- 社会全体としてカーボンニュートラルを実現するには、電力部門では非化石電源の拡大、産業・民生・運輸（非電力）部門（燃料利用・熱利用）においては、脱炭素化された電力による電化、水素化、メタネーション、合成燃料等を通じた脱炭素化を進めることが必要。
- こうした取組を進める上では、国民負担を抑制するため既存設備を最大限活用するとともに、需要サイドにおけるエネルギー転換への受容性を高めるなど、段階的な取組が必要。



(参考) カーボンニュートラルに向けた主要分野における取組①

脱炭素技術

克服すべき主な課題

※薄赤色のエリアは技術的なイノベーションが必要なもの

コストパリティ

電力部門	発電	再エネ	➢ 導入拡大に向け、系統制約の克服、コスト低減、周辺環境との調和が課題	水素価格 約13円/Nm3
		原子力	➢ 安全最優先の再稼働、安全性等に優れた炉の追求、継続した信頼回復が課題	
		火力+CCUS/ カーボンリサイクル	➢ CO2回収技術の確立、回収CO2の用途拡大、CCSの適地開発、コスト低減が課題	
		水素発電	➢ 水素専焼火力の技術開発、水素インフラの整備が課題	
		アンモニア発電	➢ アンモニア混焼率の向上、アンモニア専焼火力の技術開発が課題	
産業部門	熱・燃料	電化	➢ 産業用ヒートポンプ等電化設備のコスト低減、技術者の確保、より広い温度帯への対応が課題	水素価格 約40円/Nm3
		バイオマス活用 (主に紙・板紙業)	➢ 黒液（パルプ製造工程で発生する廃液）、廃材のボイラ燃料利用の普及拡大に向け、燃料コストの低減が課題	
		水素化 (メタネーション)	➢ 水素のボイラ燃料利用、水素バーナー技術の普及拡大に向け、設備のコスト低減、技術者の確保、水素インフラの整備が課題 ➢ メタネーション設備の大型化のための技術開発が課題	
	製造プロセス (鉄鋼・セメント・ コンクリート・ 化学品)	アンモニア化	➢ 火炎温度の高温化のためのアンモニアバーナー等の技術開発が課題	水素価格 約8円/Nm3
		鉄： 水素還元製鉄	➢ 水素による還元を実現するために、水素による吸熱反応の克服、安価・大量の水素供給が課題	
		セメント・ コンクリート： CO2吸収型 コンクリート	➢ 製造工程で生じるCO2のセメント原料活用（石灰石代替）の要素技術開発が課題。 ➢ 防錆性能を持つCO2吸収型コンクリート（骨材としてCO2を利用）の開発・用途拡大、スケールアップによるコスト低減。	
化学品： 人工光合成	➢ 変換効率を高める光触媒等の研究開発、大規模化によるコスト低減が課題			

※ 主なエネルギー起源CO2を対象に整理、製造業における工業プロセスのCO2排出も対象
コストパリティは既存の主要技術を対象に燃料費のパリティ水準を算出

*水素発電のパリティはLNG価格が10MMBtuの場合、水素還元製鉄は第11回CO2フリー水素WGの資料より抜粋(100kW級の純水素FCで系統電力+ボイラーを置換)

(参考) カーボンニュートラルに向けた主要分野における取組②

		脱炭素技術	克服すべき主な課題 ※薄赤色のエリアは技術的なイノベーションが必要なもの	コストパリティ
民生部門	熱・燃料	電化	➢ エコキュート、IHコンロやオール電化住宅、ZEH,ZEB等を更に普及させるため、設備コスト低減が課題	
		水素化	➢ 水素燃料電池の導入拡大に向けて、設備コスト低減、水素インフラの整備が課題	
		メタネーション	➢ メタネーション設備の大型化のための技術開発が課題	
運輸部門	燃料 (乗用車・トラック・バスなど)	EV	➢ 導入拡大に向け、車種の拡充、設備コストの低減、充電インフラの整備、充電時間の削減、次世代蓄電池の技術確立が課題	電力価格 約10~30円/kWh
		FCV	➢ 導入拡大に向け、車種の拡充、設備コストの低減、水素インフラの整備が課題	
		合成燃料 (e-fuel)	➢ 大量生産、コスト削減を実現する燃料製造方法等の技術開発が課題	水素価格 約90円/Nm ³
	燃料 (船・航空機・鉄道)	バイオジェット燃料/ 合成燃料 (e-fuel)	➢ 大量生産、コスト削減を実現する燃料製造方法等の技術開発が課題	
		水素化	➢ 燃料電池船、燃料電池電車の製造技術の確立、インフラ整備が課題	
		燃料アンモニア	➢ 燃料アンモニア船の製造技術の確立	
炭素除去	DACCS、BECCS、植林	➢ DACCS : エネルギー消費量、コスト低減が課題 ➢ BECCS : バイオマスの量的制約の克服が課題 ※CCSの適地開発、コスト低減は双方共通の課題		

*DACCS : Direct Air Carbon Capture and Storage、BECCS : Bio-energy with Carbon Capture and Storage

**ガソリン自動車との比較。ガソリン価格が142.8円/Lの時を想定 (詳細は第11回CO2フリー水素WGの資料を参照)

2030年に向けた政策対応のポイント【基本方針】

- エネルギー政策の要諦は、安全性を前提とした上で、エネルギーの安定供給を第一とし、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合を図るS+3Eの実現のため、最大限の取組を行うこと。

2030年に向けた政策対応のポイント【需要サイドの取組】

- 徹底した省エネの更なる追求
 - 産業部門では、エネルギー消費原単位の改善を促すベンチマーク指標や目標値の見直し、「省エネ技術戦略」の改定による省エネ技術開発・導入支援の強化などに取り組む。
 - 業務・家庭部門では、2030年度以降に新築される住宅・建築物についてZEH・ZEB基準の水準の省エネ性能の確保を目指し、建築物省エネ法による省エネ基準適合義務化と基準引上げ、建材・機器トップランナーの引上げなどに取り組む。
 - 運輸部門では、電動車・インフラの導入拡大、電池等の電動車関連技術・サプライチェーンの強化、荷主・輸送事業者が連携した貨物輸送全体の最適化に向け、AI・IoTなどの新技術の導入支援などに取り組む。
- 需要サイドにおけるエネルギー転換を後押しするための省エネ法改正を視野に入れた制度的対応の検討
 - 化石エネルギーの使用の合理化を目的としている省エネ法について、非化石エネルギーも含むエネルギー全体の使用の合理化や、非化石エネルギーの導入拡大等を促す規制体系への見直しを検討。
 - 事業者による非化石エネルギーの導入比率の向上や、供給サイドの変動に合わせたデマンドリスポンス等の需要の最適化を適切に評価する枠組みを構築。
- 蓄電池等の分散型エネルギーリソースの有効活用など二次エネルギー構造の高度化
 - 蓄電池等の分散型エネルギーリソースを活用したアグリゲーションビジネスを推進するとともに、マイクログリッドの構築によって、地産地消による効率的なエネルギー利用、レジリエンス強化、地域活性化を促進。

(参考) 省エネ量試算値について

- これまでの見直し結果を踏まえた部門毎の省エネ量は以下の通り。
- 一部、省エネ量の算定にあたって2030年のエネルギー需要の推計値を用いる必要がある対策等、正確な省エネ量が確定していないものについては引き続き精査を行うが、**野心的な見直しにより、最終的には5,036万kLから約6,200万kLへ約1,200万kL省エネ量を深掘り可能**との試算結果。

(単位：万kl)

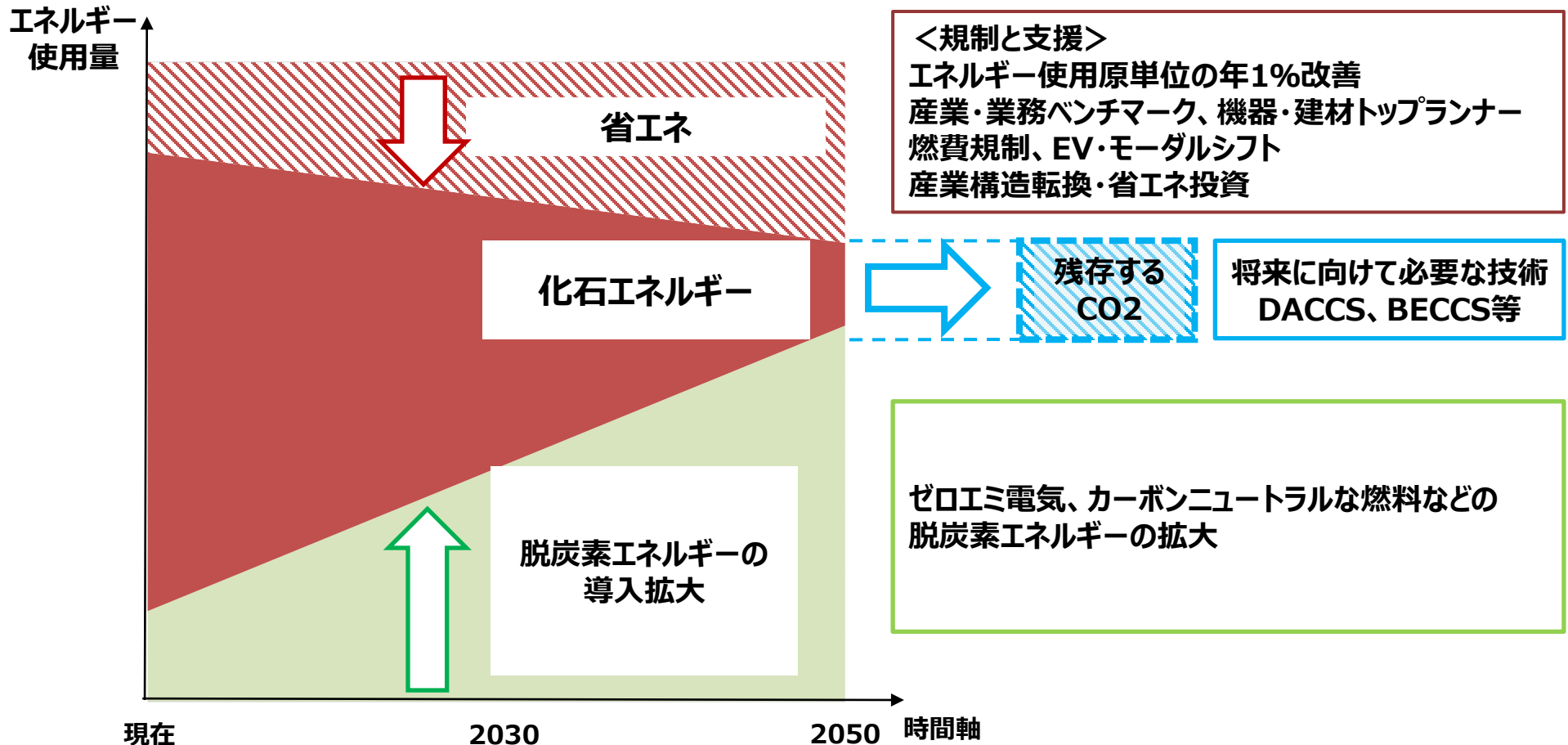
	2019年度 実績	2030年度 旧目標	2030年度 新目標	増加分 (新目標-旧目標)
産業部門	322	1,042	約1,350	約300
業務部門	414	1,227	約1,350	約150
家庭部門	357	1,160	約1,200	約50
運輸部門	562	1,607	約2,300	約700
合計[万kL]	1,655	5,036	約6,200	約1,200

※部門毎に端数処理をしているため、合計値は必ずしも一致しない。

(参考) 2050年カーボンニュートラルに向けた需要側の取組

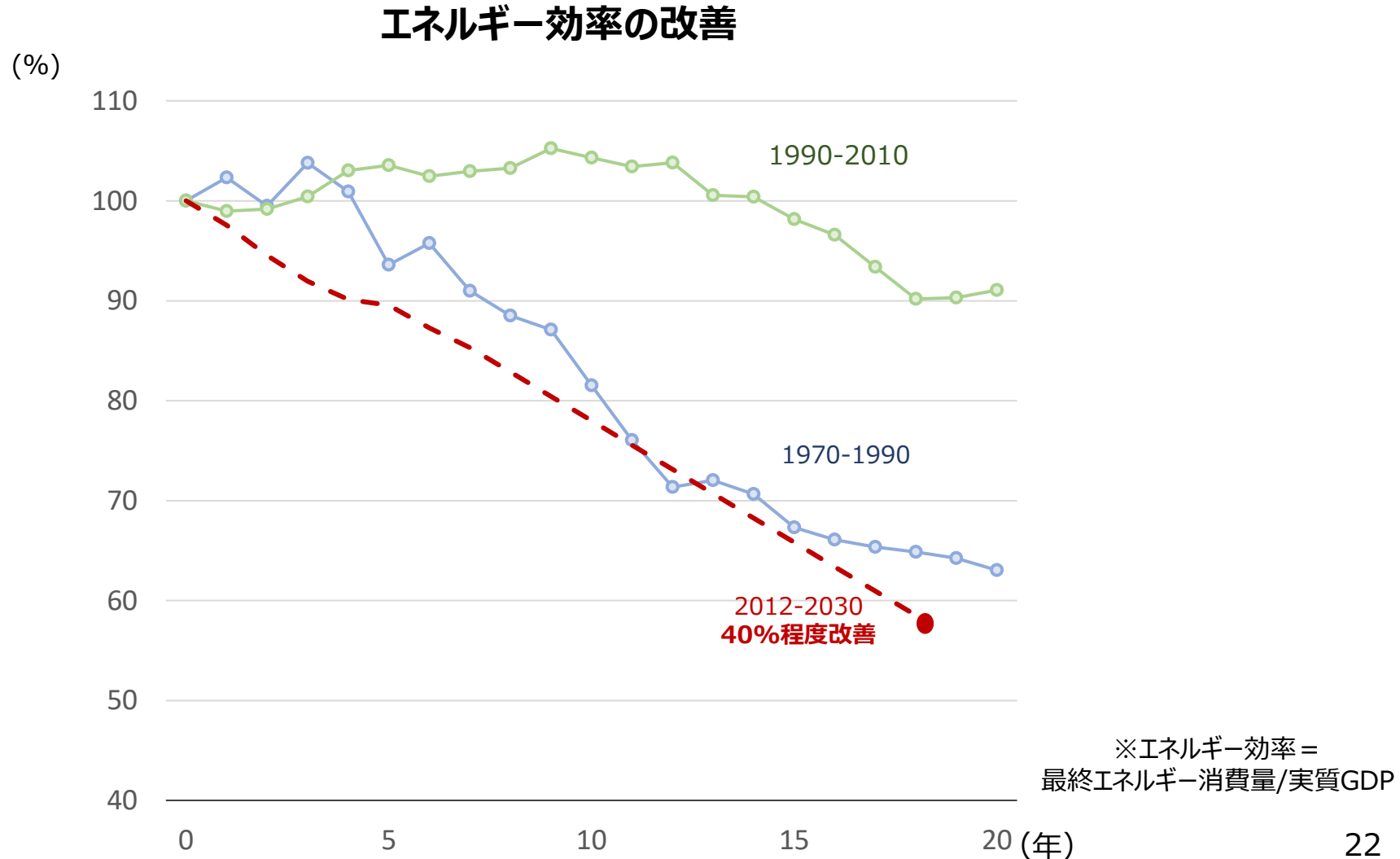
- 2050年カーボンニュートラルに向けては、徹底した省エネに加え、再エネ電気や水素等の脱炭素エネルギーの導入を拡大していくことが必要となる。
- 需要側において、引き続き省エネを進めつつ、供給側の脱炭素化を踏まえた電化・水素化等のエネルギー転換を促すべき。

■ 需要側のカーボンニュートラルに向けたイメージ



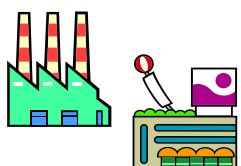


(参考) エネルギー消費効率

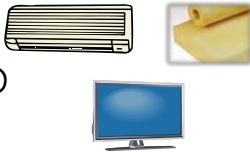
- H27策定時のエネルギーミックスにおいては、省エネルギー対策を徹底して進める結果、エネルギー効率は石油危機後と同程度であった。
- 野心的な省エネルギーの深掘りを目指した結果、石油危機後を上回るエネルギー消費効率となる。



(参考) エネルギーの使用の合理化等に関する法律 (省エネ法) の概要

- 工場等の設置者、輸送事業者・荷主に対し、省エネ取組を実施する際の目安となるべき判断基準（設備管理の基準やエネルギー消費効率改善の目標（年1%）等）を示すとともに、一定規模以上の事業者にはエネルギーの使用状況等を報告させ、取組が不十分な場合には指導・助言や合理化計画の作成指示等を行う。
- 特定エネルギー消費機器等（自動車・家電製品等）の製造事業者等^注に対し、機器のエネルギー消費効率の目標を示して達成を求めるとともに、効率向上が不十分な場合には勧告等を行う。注）生産量等が一定以上の者

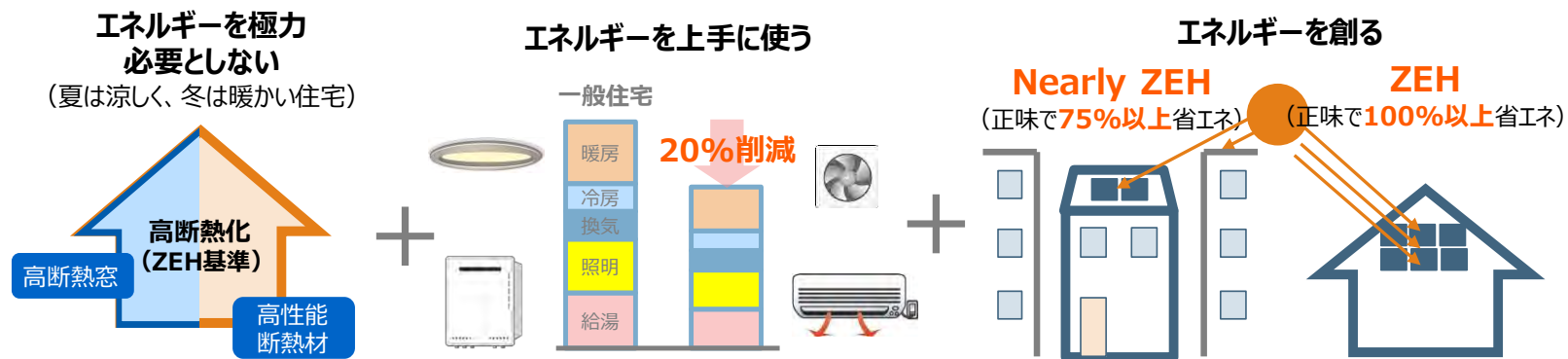
	工場・事業場	運輸	
エネルギー使用者への直接規制	努力義務の対象者 工場等の設置者 ・事業者の努力義務 	貨物/旅客輸送事業者 ・事業者の努力義務 	荷主（自らの貨物を輸送事業者に輸送させる者） ・事業者の努力義務 
	報告義務等対象者 特定事業者 （約12,500事業者） （エネルギー使用量1,500kl/年以上） ・エネルギー管理者等の選任義務 ・中長期計画の提出義務 ・エネルギー使用状況等の定期報告義務	特定貨物/旅客輸送事業者 （保有車両トラック200台以上等） ・計画の提出義務 ・エネルギー使用状況等の定期報告義務	特定荷主 （約800事業者） （年間輸送量3,000万トン以上） ・計画の提出義務 ・委託輸送に係るエネルギー使用状況等の定期報告義務

使用者への間接規制	特定エネルギー消費機器等（トップランナー制度） 製造事業者等（生産量等が一定以上） ・自動車や家電製品等32品目のエネルギー消費効率の目標を設定し、製造事業者等に達成を求める 	一般消費者への情報提供 家電等の小売事業者やエネルギー小売事業者 ・消費者への情報提供（努力義務）
-----------	---	---

※建築物に関する規定は、平成29年度より建築物省エネ法に移行 23

(参考) ZEH・ZEBの概要

- **ZEH**とは、断熱性能の向上とともに、高効率な設備導入により省エネルギーを図った上で、再生可能エネルギーを導入し、年間のエネルギー消費量の収支をゼロとすることを目指した住宅。



- **ZEB**とは、建築計画の工夫による日射遮蔽・自然エネルギーの利用、高断熱化、高効率化を通じた大幅な省エネの実現に加え、太陽光発電等の導入により、年間のエネルギー消費量が大幅に削減されている建築物。



2030年に向けた政策対応のポイント【再生可能エネルギー】

- S+3Eを大前提に、再エネの主力電源化を徹底し、再エネに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促す。

【具体的な取組】

➤ 地域と共生する形での適地確保

→改正温対法に基づく再エネ促進区域の設定（ポジティブゾーニング）による太陽光・陸上風力の導入拡大、再エネ海域利用法に基づく洋上風力の案件形成加速などに取り組む。

➤ 事業規律の強化

→太陽光発電に特化した技術基準の着実な執行、小型電源の事故報告の強化等による安全対策強化、地域共生を円滑にするための条例策定の支援などに取り組む。

➤ コスト低減・市場への統合

→FIT・FIP制度における入札制度の活用や中長期的な価格目標の設定、発電事業者が市場で自ら売電し市場連動のプレミアムを受け取るFIP制度により再エネの市場への統合に取り組む。

➤ 系統制約の克服

→連系線等の基幹系統をマスタープランにより「プッシュ型」で増強するとともに、ノンファーム型接続をローカル系統まで拡大。再エネが石炭火力等より優先的に基幹系統を利用できるように、系統利用ルールの見直しなどに取り組む。

➤ 規制の合理化

→風力発電の導入円滑化に向けアセスの適正化、地熱の導入拡大に向け自然公園法・温泉法・森林法の規制の運用の見直しなどに取り組む。

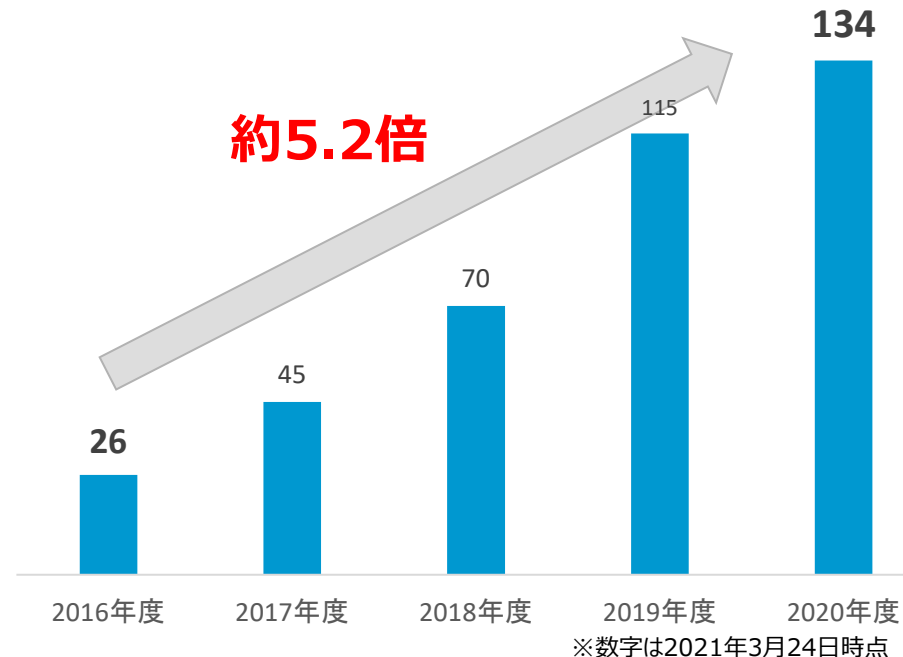
➤ 技術開発の推進

→建物の壁面、強度の弱い屋根にも設置可能な次世代太陽電池の研究開発・社会実装を加速、浮体式の要素技術開発を加速、超臨界地熱資源の活用に向けた大深度掘削技術の開発などに取り組む。

(参考) 再生可能エネルギー発電設備の設置に関する条例の制定状況

- 近年、自然環境や景観の保全を目的として、**再エネ発電設備の設置に抑制的な条例（再エネ条例）**の制定が増加していることを踏まえ、**全国の自治体を対象に条例の制定状況を調査し**、1,559の自治体から回答を得た（回答率87.7%）。
- **2016年度に26件だったものが2020年度には134件と5年で約5.2倍に増加し、全国の自治体の約1割弱が、再エネ条例を制定している状況。**
- このうち、**66件の条例は、再エネ発電設備の設置に関し、抑制区域や禁止区域を規定しており**、中には川島町の条例のように、域内全域を抑制区域とする例も見られる。

再エネ条例は近年増加（再エネ条例制定件数推移）

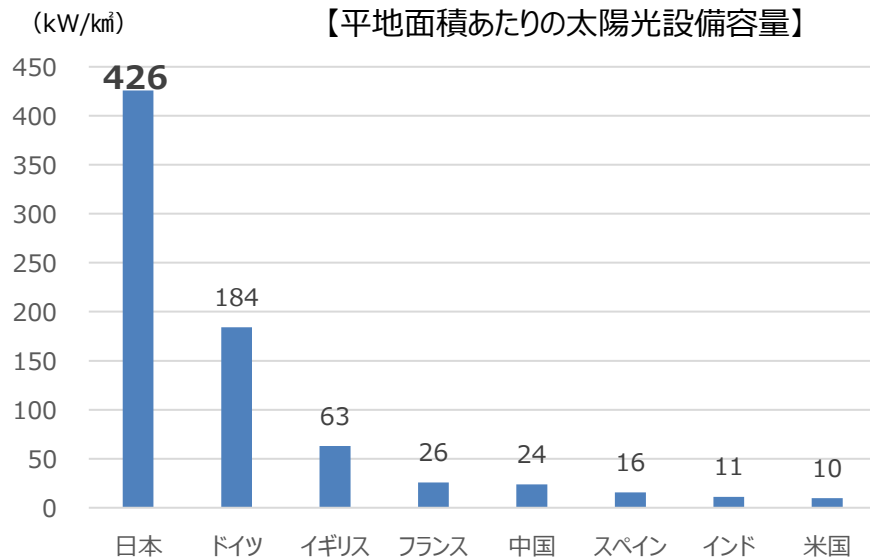
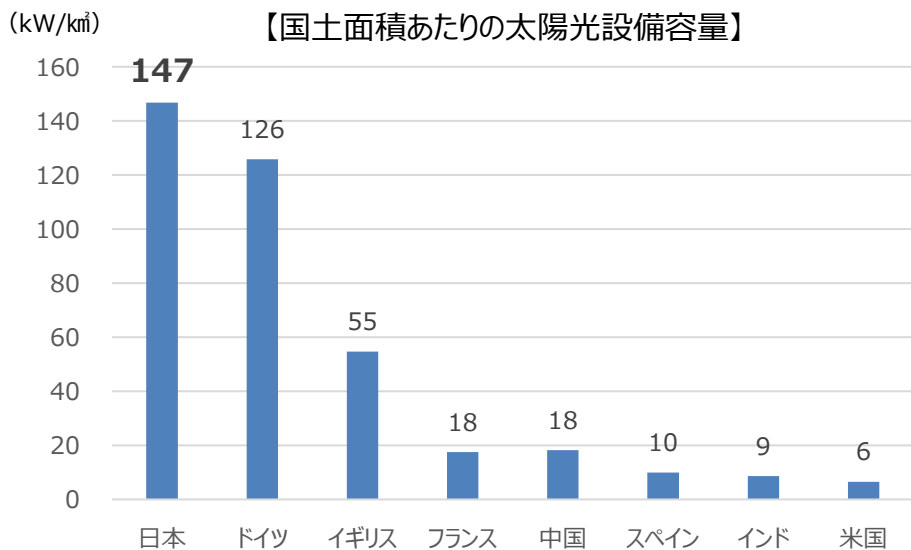


○川島町太陽光発電設備の設置及び管理に関する条例 概要 (施行日：令和3年1月1日)

- ・**抑制区域**：配慮が必要と認められる地域を抑制区域として指定
※施行規則により、**川島町全域を指定**
- ・**周辺関係者への説明**：周辺関係者に対し説明会を開催
- ・**標識の掲示**：設置区域内の公衆の見やすい場所に標識を掲示
- ・**報告の徴収**：事業に関する報告を求めることができる
- ・**立入検査等**：事業区域に立ち入り、必要な調査をすることができる
- ・**指導、助言及び勧告**：指導、助言及び勧告を行うことができる
- ・**公表**：勧告に従わない場合、公表することができる

(参考) 面積あたりの各国太陽光設備容量

- 国土面積あたりの日本の太陽光導入容量は主要国の中で最大。平地面積で見るとドイツの2倍。



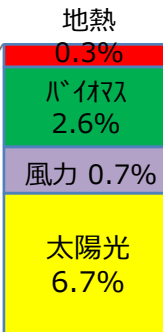
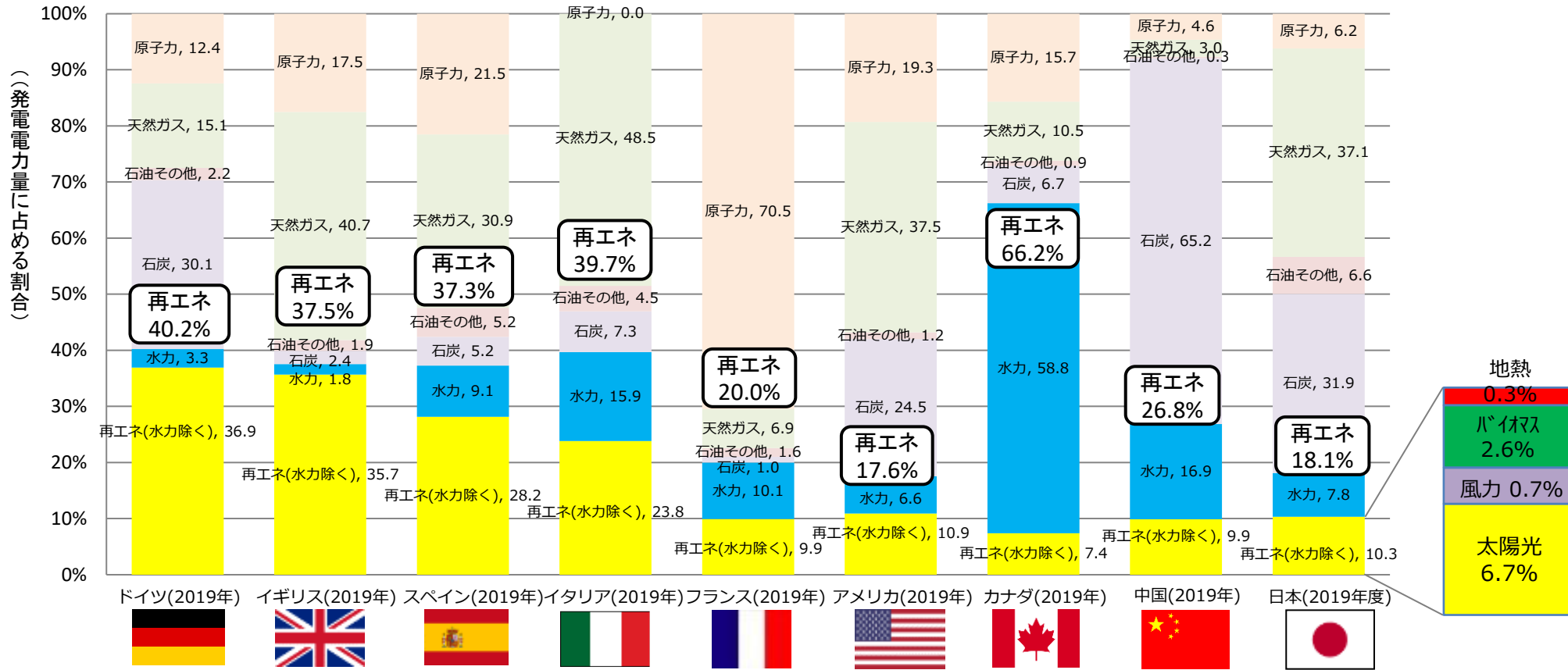
	日	独	英	仏	中	西	印	米
国土面積	38万km ²	36万km ²	24万km ²	54万km ²	960万km ²	51万km ²	329万km ²	963万km ²
平地面積※ (国土面積に占める割合)	13万km² (34%)	25万km ² (69%)	21万km ² (88%)	37万km ² (69%)	740万km ² (77%)	32万km ² (64%)	257万km ² (78%)	653万km ² (68%)
太陽光の設備容量 (GW)	56	45	13	10	175	5	28	63
太陽光の発電量 (億kWh)	690	462	129	102	1,969	75	361	872
発電量 (億kWh)	10,277	6,370	3,309	5,766	71,855	2,720	15,832	44,339
太陽光の総発電量 に占める比率	6.7%	7.3%	3.9%	1.8%	2.7%	2.8%	2.3%	2.0%

(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 2019 (各国2018年度時点の発電量)、総合エネルギー統計(2019年度速報値)、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。

(参考) 再生可能エネルギーの国際比較 (発電比率)



主要再エネ ※水力除く	風力 20.9%	風力 20.0%	風力 20.5%	太陽光 8.1%	風力 6.1%	風力 6.8%	風力 5.1%	風力 5.4%	太陽光 6.7%
再エネ 発電量	2,424 億kWh	1,205 億kWh	1,001 億kWh	1,159 億kWh	1,131 億kWh	7,670 億kWh	4,273 億kWh	20,150 億kWh	1,852 億kWh
再エネ 発電量 ※水力除く	2,227 億kWh	1,146 億kWh	763 億kWh	695 億kWh	562 億kWh	4,772 億kWh	477 億kWh	7,424 億kWh	1,056 億kWh
発電量	6,031 億kWh	3,211 億kWh	2,710 億kWh	2,920 億kWh	5,661 億kWh	43,710 億kWh	6,453 億kWh	75,091 億kWh	10,238 億kWh

出典：IEA Market Report Series - Renewables 2020 (各国2019年時点の発電量)、IEA データベース、総合エネルギー統計(2019年度確報値)等より資源エネルギー庁作成

(参考) 太陽光の導入量イメージ

- **太陽光発電は、現状、56GWの導入。**2030年までには、ほぼ倍増となる104~118GWの導入が必要となり、**今後約10年で60GW程度の導入**を目指す。
- 1MWのメガソーラー= 1ha (100m×100m) の面積が必要。
60GW= 1MWのメガソーラー60,000か所 ※東京23区面積相当 (628km²)
= 5kWの屋根置き太陽光1,200万か所

【60GWの導入イメージ】

毎年、一定の水準で導入されると仮定すると、**年間6GWを10年間継続**する必要。

毎年必要となる面積は、日本全国で

東京ドーム (4.7ha)



約1,300箇所分

この面積を**10年間継続して確保**する必要。

<参考>

全ての新築戸建て住宅に設置されると、
年間約30万戸×5kW×10年 = **15GW程度**となる。

1GW=100万kw

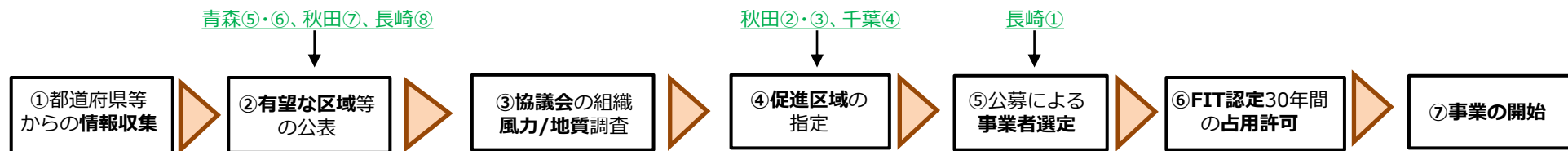
<1MW級太陽光発電の例>



(参考) 導入拡大に向けた取組：再エネ海域利用法に基づく案件形成

- 「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、2019年4月1日施行**）」は、**①海域利用に関する統一的なルールがない、②先行利用者との調整の枠組が不明確、③高コスト等**の課題を背景として制定。
- ①国が洋上風力実施可能な**促進区域を指定し、十分な占用期間（30年間）の確保、②関係者による協議会を設置して地元調整の円滑化、③事業者を公募・選定**することによる**コスト競争の促進**、といった仕組みであり、現時点で、**促進区域として4か所指定し、公募に向けたプロセスが進行中。**

プロセス



青森⑤・⑥、秋田⑦、長崎⑧

秋田②・③、千葉④

長崎①



促進区域	(昨年度の整理)
①長崎県五島市沖	(有望な区域)
②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	
③秋田県由利本荘市沖（北側・南側）	
④千葉県銚子市沖	
有望な区域	(一定の準備段階の区域)
⑤青森県沖日本海（北側）	
⑥青森県沖日本海（南側）	
⑦秋田県八峰町・能代市沖	
一定の準備段階に進んでいる他の区域	(一定の準備段階の区域)
⑨青森県陸奥湾	
⑩秋田県潟上市・秋田市沖	
⑪新潟県村上市・胎内市沖	
(新規追加)	(新規追加)
⑫北海道岩宇・南後志地区沖	
⑬北海道檜山沖	
⑭山形県遊佐町沖	

- 2019年7月、促進区域の指定に向け、**一定の準備が進んでいる区域（11か所）、有望な区域（うち4か所）**について、**初めて公表。**
- この4区域のうち、**長崎県五島市沖は、昨年12月に促進区域に指定し、2020年6月より、事業者の公募を開始。**残りの3か所（秋田2か所、千葉1か所）についても、**7月21日に促進区域として指定。**
- 7月3日、**一定の準備が進んでいる区域（10か所）、有望な区域（うち4か所）**につき**2回目の公表。**

(参考) 導入拡大に向けた取組：「洋上風力産業ビジョン（第1次）」の概要

洋上風力発電の意義と課題

- 洋上風力発電は、①**大量導入**、②**コスト低減**、③**経済波及効果**が期待され、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた切り札。
- **欧州を中心に全世界で導入が拡大**。近年では、中国・台湾・韓国を中心に**アジア市場の急成長**が見込まれる。
(全世界の導入量は、**2018年23GW→2040年562GW (24倍)**となる見込み)
- 現状、**洋上風力産業の多くは国外に立地**しているが、**日本にも潜在力のあるサプライヤーは存在**。

洋上風力の産業競争力強化に向けた基本戦略

1. 魅力的な国内市場の創出

2. 投資促進・サプライチェーン形成

3. アジア展開も見据えた次世代技術開発、国際連携

官民の目標設定

(1) 政府による導入目標の明示

- ・2030年までに1,000万kW、2040年までに3,000万kW～4,500万kWの案件を形成する。

(2) 案件形成の加速化

- ・政府主導のプッシュ型案件形成スキーム（日本版セントラル方式）の導入

(3) インフラの計画的整備

- ・系統マスタープラン一次案の具体化
- ・直流送電の具体的検討
- ・港湾の計画的整備

(1) 産業界による目標設定

- ・国内調達比率を2040年までに60%にする。
- ・着床式発電コストを2030～2035年までに、8～9円/kWhにする。

(2) サプライヤーの競争力強化

- ・公募で安定供給等に資する取組を評価
- ・補助金、税制等による設備投資支援（調整中）
- ・国内外企業のマッチング促進（JETRO等）等

(3) 事業環境整備（規制・規格の総点検）

(4) 洋上風力人材育成プログラム

(1) 浮体式等の次世代技術開発

- ・「技術開発ロードマップ」の策定
- ・基金も活用した技術開発支援

(2) 国際標準化・政府間対話等

- ・国際標準化
- ・将来市場を念頭に置いた二国間対話等
- ・公的金融支援

(参考) 次世代太陽電池の開発

- 太陽光発電システムの設置に適した未開発の適地が減少する中、**従来の技術では太陽光発電を利用できなかった場所**（ビルの壁面・窓、工場・倉庫の屋根、移動体等）**を利用可能とするため、更なる発電効率の向上、軽量化、曲面追従化等が課題。**
- **立地課題を克服可能な次世代太陽電池（ペロブスカイト等）の開発**により、太陽光発電の中長期的な**導入量の拡大が可能。**

実験室サイズでの効率向上

課題の例：

- 効率向上のための最適材料の開発（より多くの光を吸収する組み合わせ）
- エネルギーロスを最小化する電池構造

実験室内での超小面積サイズ



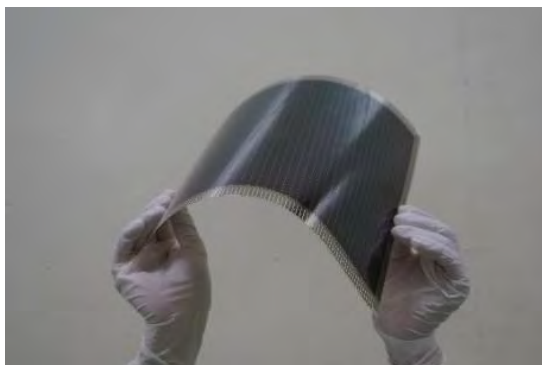
出典) 東京大学

製品サイズへの大型化・耐久性向上

課題の例：

- ナルレベルで大面積に均一に塗布・印刷する技術
- 長期に信頼される耐久性

軽量化・曲面追従が可能なペロブスカイト太陽電池



出典) NEDO

マーケットを想定した実装・実用化

課題の例：

- エンドユーザ等の用途を考慮した製品化等の本格検討

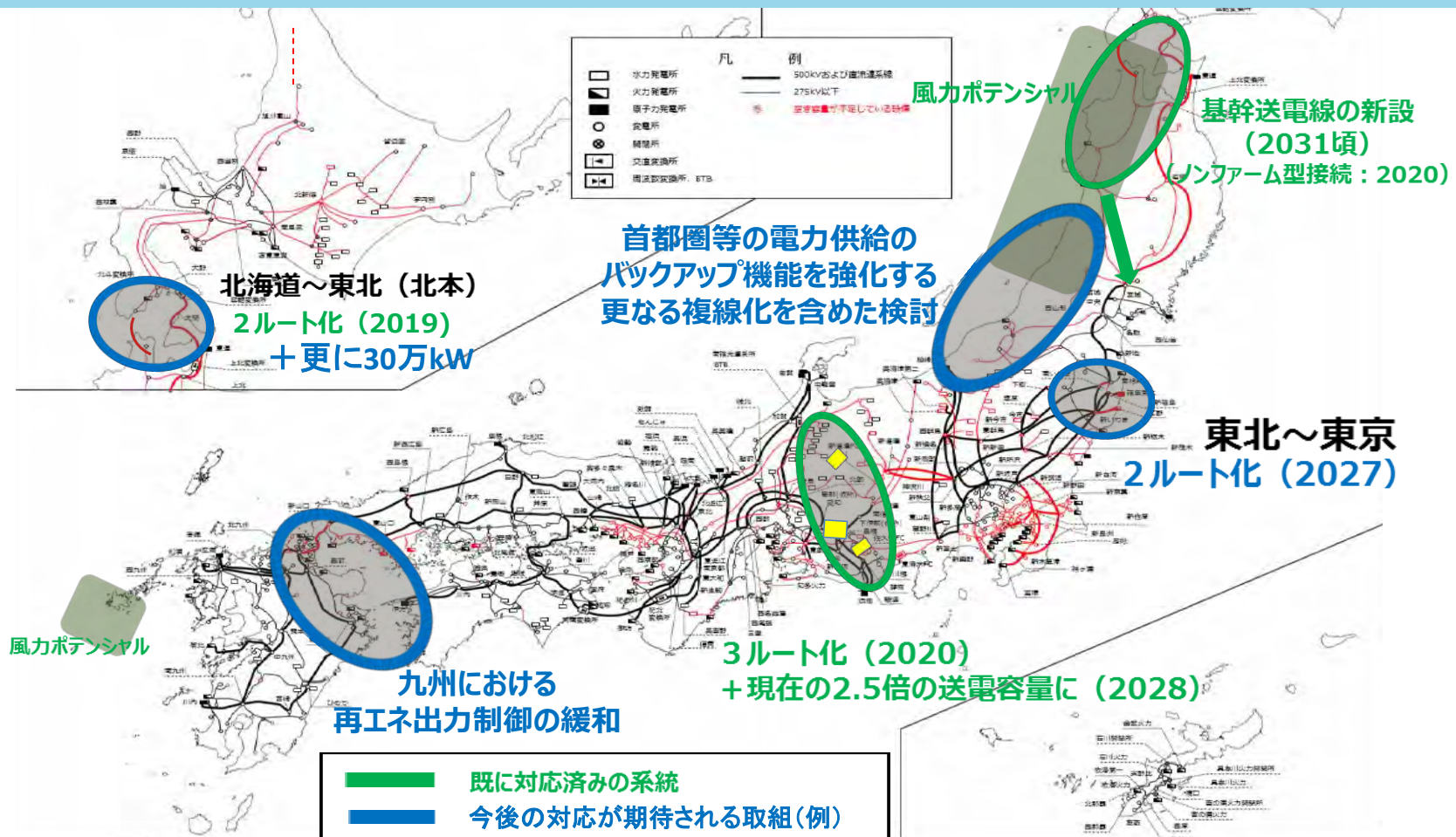
ビル壁面等に太陽光パネルを設置した例



出典) NEDO

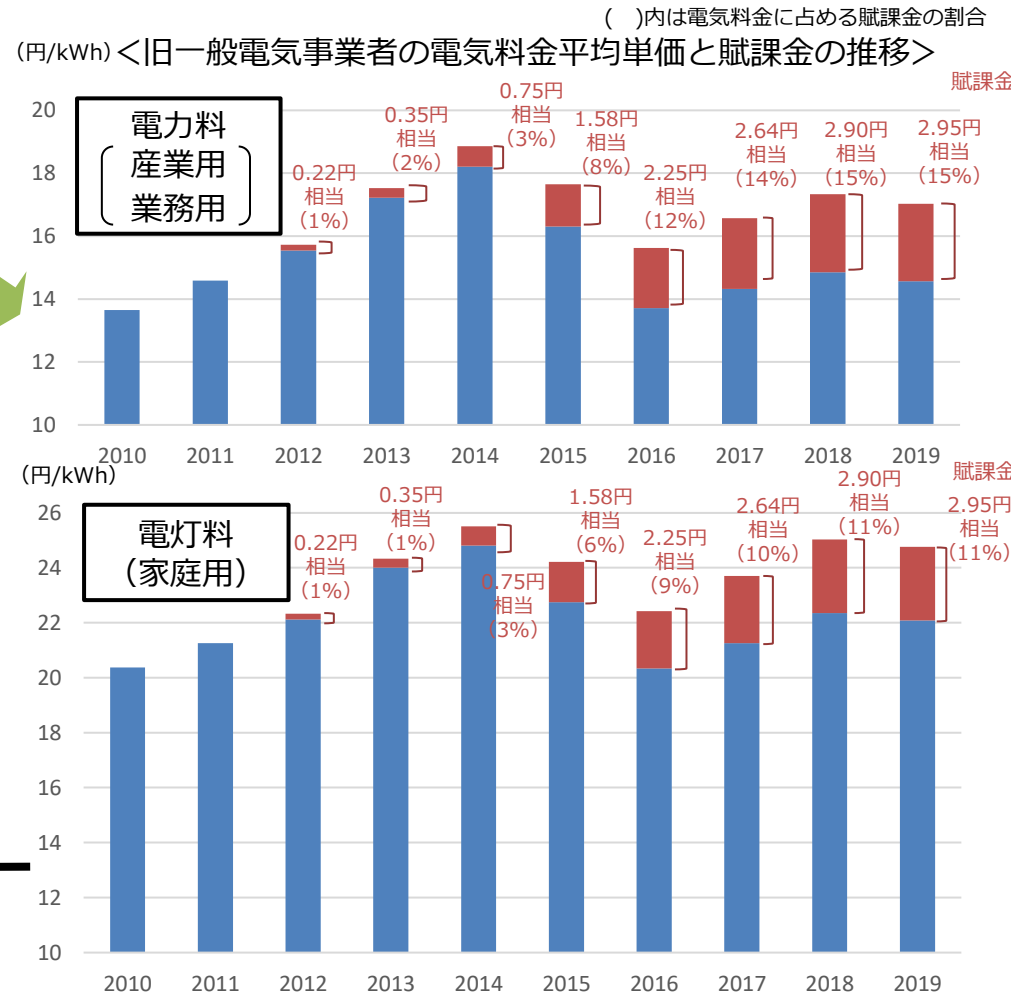
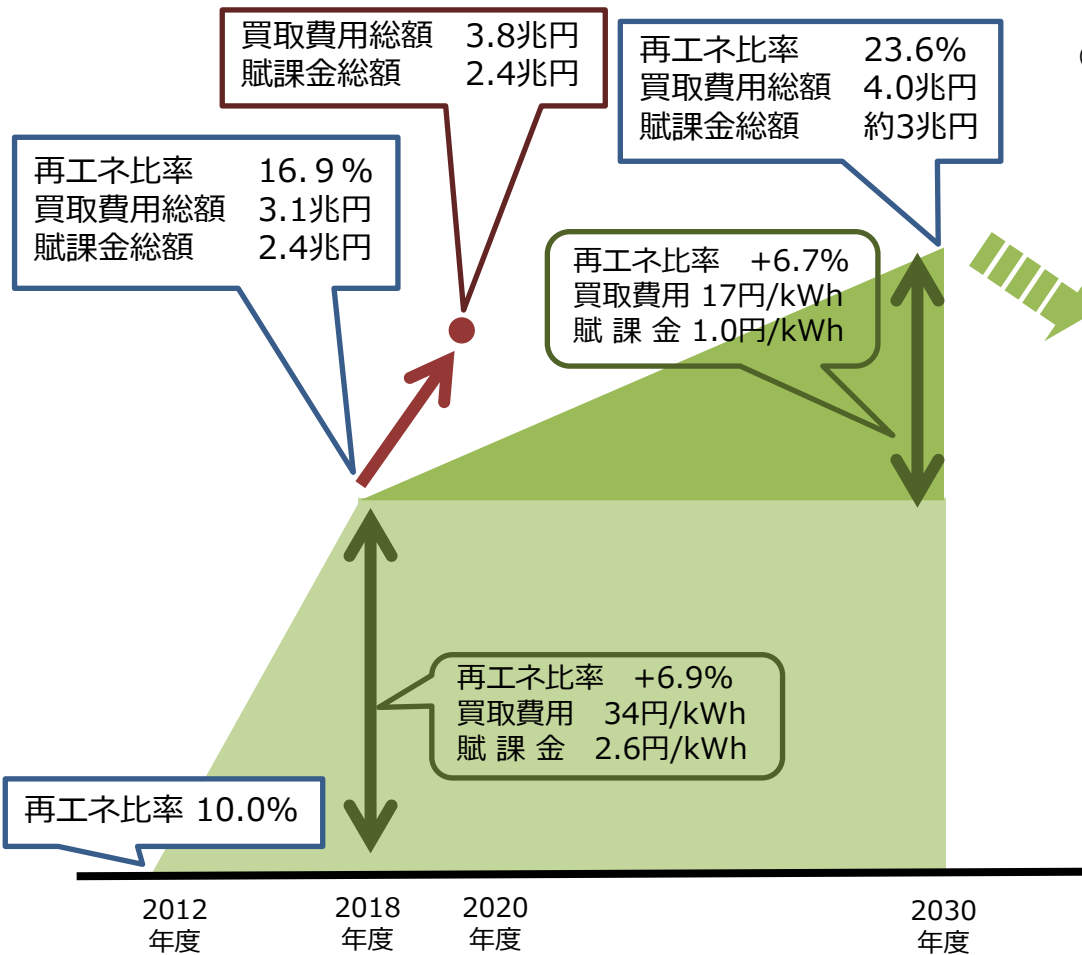
(参考) 地域間連系線等の増強促進

- 首都直下地震等の大規模災害の発生が予想され、脱炭素化の要請が強まる中、我が国の電力ネットワークは、**レジリエンスを抜本的に強化し、再エネの大量導入等にも適した次世代型ネットワークに転換していくことが重要**。
- 具体的には、①「**プッシュ型**」の系統形成による送電の広域化や②配電事業ライセンス等による配電の分散化を推進し、前者については、**再エネ適地と需要地を結び、国民負担を抑制して再エネの導入を図る**と共に、首都直下地震等により首都圏等に集中立地するエネルギーインフラが機能不全に陥った場合なども想定し、**バックアップ機能の強化を図る**ため、**全国大でのネットワークの複線化を図り、電力インフラの強靱化を実現することが重要**となる。



(参考) 国民負担の増大と電気料金への影響

- 2020年度の**買取費用総額は3.8兆円、賦課金総額は2.4兆円。**
- これまで、再エネ比率10.0%→16.9% **(+6.9%)** に**約2兆円/年**の賦課金を投じ、今後、**7.1%を+約1兆円/年**で実現する必要。
- 今後、賦課金総額を抑制・減少させていくためには、**早期の価格引き下げ、自立化が重要。**



(注) 2018~2020年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース。
 2030年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が2030年度と2018年度が同一と仮定して算出。
 kWh当たりの買取金額・賦課金は、(1) 2018年度については、買取費用と賦課金については実績ベースで算出し、
 (2) 2030年度までの増加分については、追加で発電した再エネが全てFIT対象と仮定して機械的に、①買取費用は総買取費用を総再エネ電力量で除したものと、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

(注) 発受電月報、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。
 グラフのデータには消費税を含まないが、併記している賦課金相当額には消費税を含む。
 なお、電力平均単価のグラフではFIT賦課金減免分を機械的に試算・控除の上で賦課金額の幅を図示。

(参考) 市場連動型の導入支援 (FIP制度)

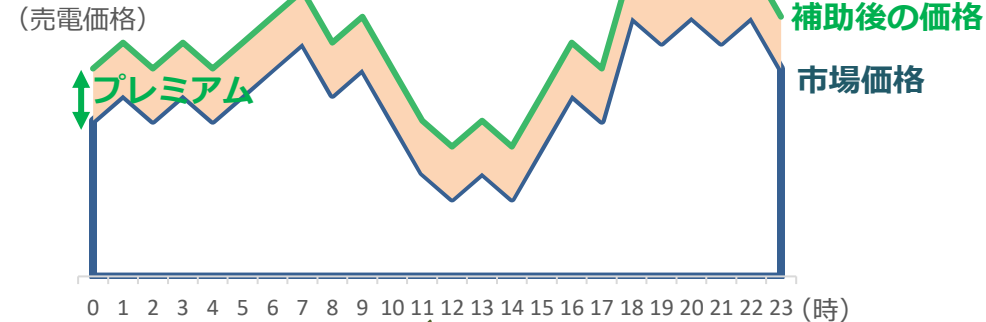
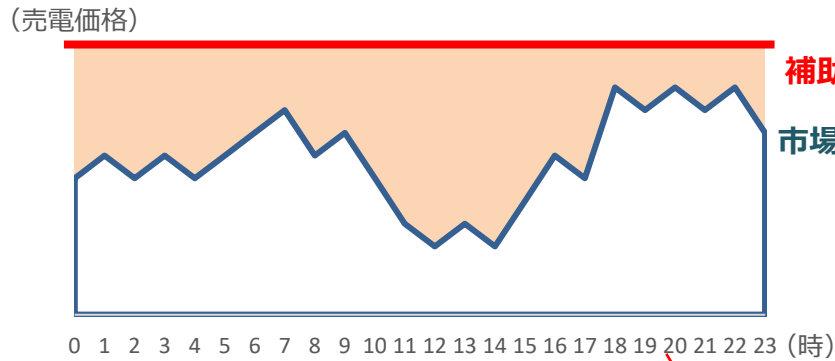
- 大規模太陽光・風力等の競争力ある電源への成長が見込まれるものは、欧州等と同様、電力市場と連動した支援制度へ移行。

FIT制度

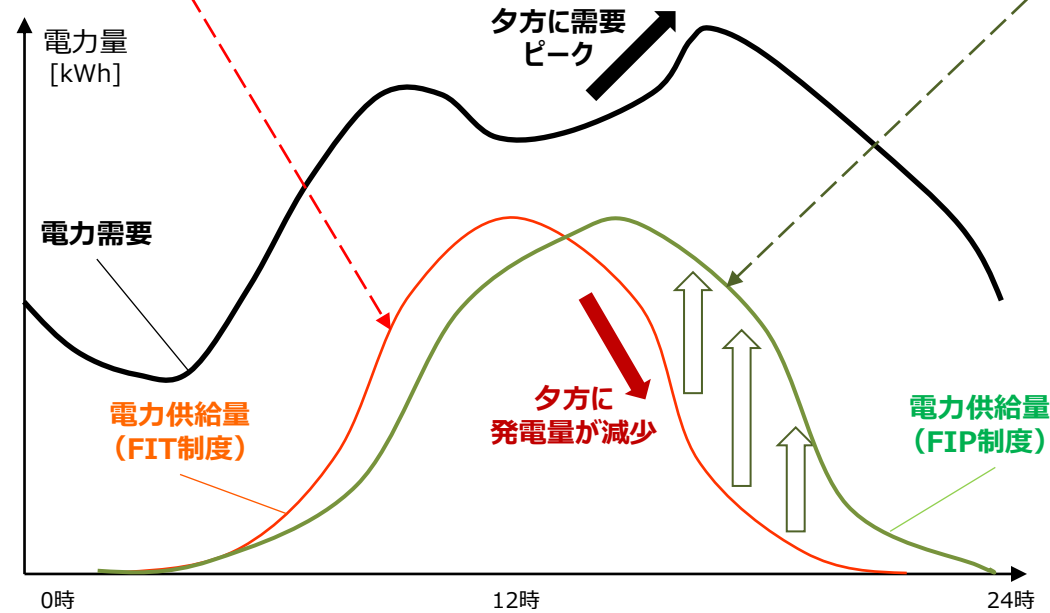
価格が一定で、収入はいつ発電しても同じ
→ 需要ピーク時 (市場価格が高い) に供給量を増やすインセンティブなし

FIP制度

補助額 (プレミアム) が一定で、収入は市場価格に連動
→ 需要ピーク時 (市場価格が高い) に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブあり
※補助額は、市場価格の水準にあわせて一定の頻度で更新



1日の電力需要と太陽光発電の供給量



(参考) 2030年度の再生可能エネルギー導入見込量

- 2030年度の再生可能エネルギー導入量は、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す（政策対応強化ケース）。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、合計3,360～3,530億kWh程度（電源構成では36～38%）の再エネ導入を目指す。
- なお、この水準は、上限やキャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指す。

GW(億kWh)	2019年度	2030年度の野心的水準	H27策定時
太陽光	55.8GW (690)	103.5~117.6GW (1,290~1,460)	64GW (749)
陸上風力	4.2GW (77)	17.9GW (340)	9.2GW (161)
洋上風力	–	5.7GW (170)	0.8GW (22)
地熱	0.6GW(38)	1.5GW (110)	1.4~1.6GW (102~113)
水力	50.0GW (796)	50.7GW (980)	48.5~49.3GW (939~981)
バイオマス	4.5GW (262)	8.0GW (470)	6~7GW (394~490)
発電電力量	1,853億kWh	3,360~3,530億kWh	2,366~2,515億kWh

※2030年度の野心的水準は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用
総合エネルギー調査会 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（第31回）資料2参照

(参考) 野心的水準

- 足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、240～410億kWh程度の追加導入を見込む。

(【】内は中心となって施策の検討を進める省庁)

具体施策	導入見込容量 (発電電力量)
＜政府として目標設定しているものや具体施策により、具体的な導入量が見込まれるもの (240億kWh程度) ＞	
① 系統増強等を通じた風力の導入拡大【経済産業省】	陸上風力：2.0GW (40億kWh程度) 洋上風力：2.0GW (60億kWh程度)
② 新築住宅への施策強化 【経済産業省、国土交通省、環境省】	太陽光：3.5GW (40億kWh程度)
③ 地熱・水力における現行ミックスの達成に向けた施策強化	地熱 (50億kWh程度) 水力 (50億kWh程度)
＜今後、官民が一体となって達成を目指していくもの (～170億kWh程度) ＞	
④ 地域共生型再エネ導入の推進 【環境省・農林水産省】	太陽光：4.1GW (50億kWh程度) ※風力、地熱、水力、バイオマスも含まれる
⑤ 民間企業による自家消費促進 【環境省】	太陽光：10.0GW (120億kWh程度)

2030年に向けた政策対応のポイント【原子力】

- 東京電力福島第一原子力発電所事故への真摯な反省が原子力政策の出発点
 - 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。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。
- 原子力の社会的信頼の獲得と、安全確保を大前提として原子力の安定的な利用の推進
 - 安全最優先での再稼働：再稼働加速タスクフォース立ち上げ、人材・知見の集約、技術力維持向上
 - 使用済燃料対策：貯蔵能力の拡大に向けた中間貯蔵施設や乾式貯蔵施設等の建設・活用の促進、放射性廃棄物の減容化・有害度低減のための技術開発
 - 核燃料サイクル：関係自治体や国際社会の理解を得つつ、六ヶ所再処理工場の竣工と操業に向けた官民一体での対応、プルサーマルの一層の推進
 - 最終処分：北海道2町村での文献調査の着実な実施、全国のできるだけ多くの地域での調査の実現
 - 安全性を確保しつつ長期運転を進めていく上での諸課題等への取組：
保全活動の充実等に取り組むとともに、諸課題について、官民それぞれの役割に応じ検討
 - 国民理解：電力の消費地域も含めて、双方向での対話、分かりやすく丁寧な広報・広聴
- 立地自治体との信頼関係構築
 - 立地自治体との丁寧な対話を通じた認識の共有・信頼関係の深化、地域の産業の複線化や新産業・雇用の創出も含め、立地地域の将来像を共に描く枠組み等を設け、実態に即した支援に取り組む。
- 研究開発の推進
 - 2030年までに、民間の創意工夫や知恵を活かしながら、国際連携を活用した高速炉開発の着実な推進、小型モジュール炉技術の国際連携による実証、高温ガス炉における水素製造に係る要素技術確立等を進めるとともに、ITER計画等の国際連携を通じ、核融合研究開発に取り組む。

(参考) 原子力発電所の現状

2022年1月17日時点

再稼働
10基

稼働中 9基、停止中 1基 (起動日)

設置変更許可
7基

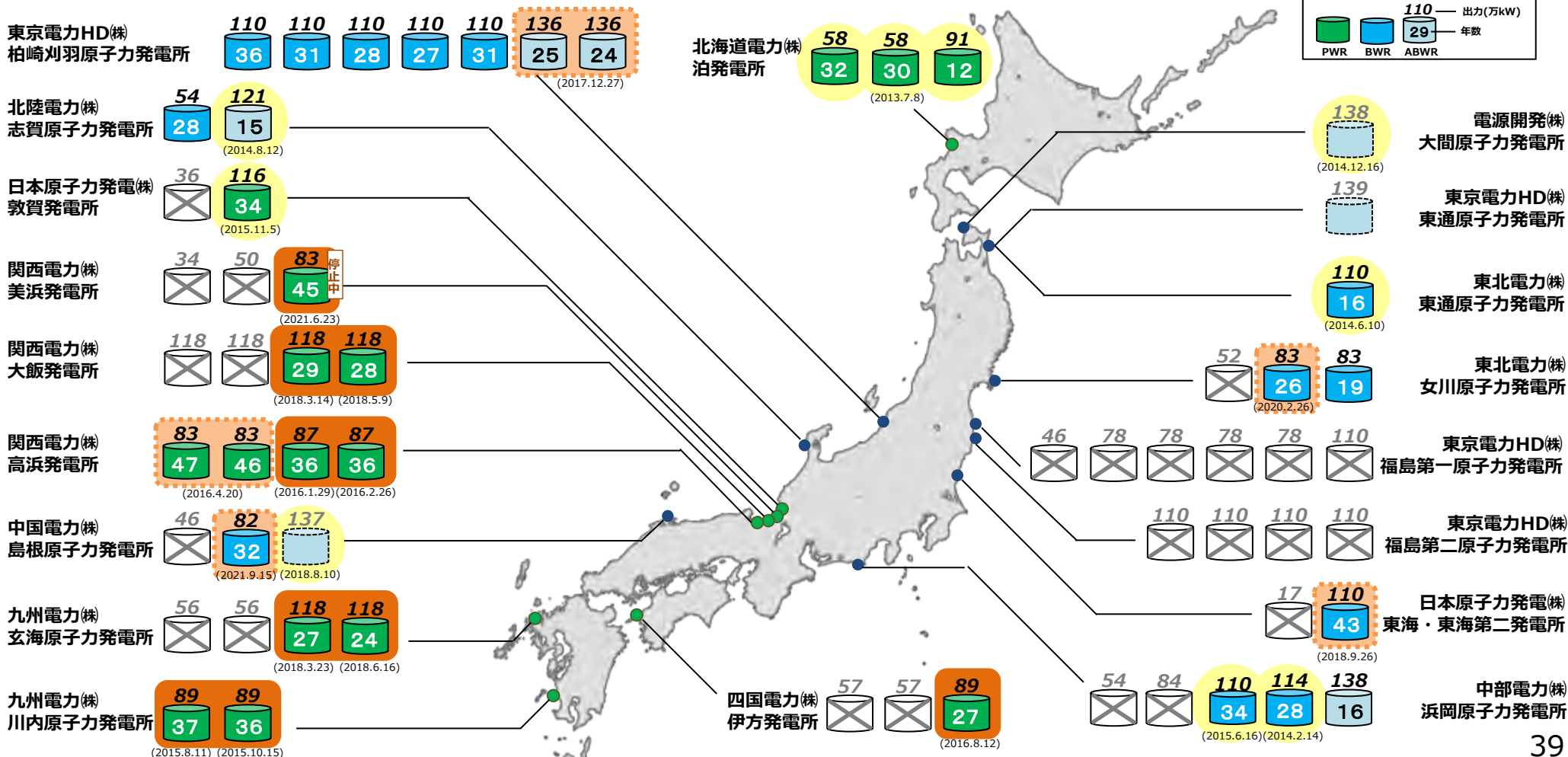
(許可日)

新規規制基準
審査中
10基

(申請日)

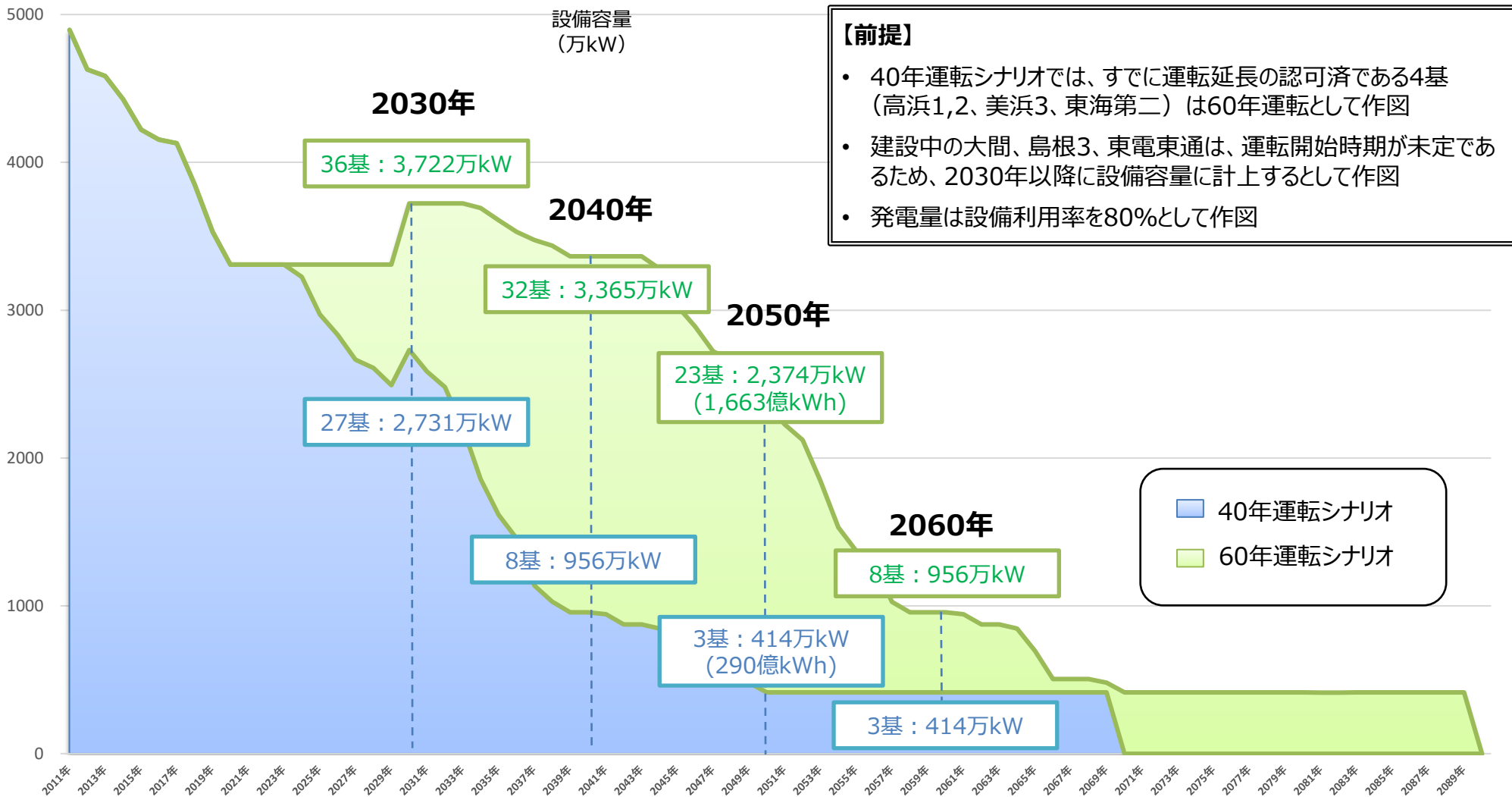
未申請
9基

廃炉
24基



(参考) 国内原子力発電所の将来の設備容量の見通し

- 廃炉が決定されたものを除き、**36基の原子力発電所（建設中を含む）が60年運転すると仮定しても、自然体では、2040年代以降、設備容量は大幅に減少する見通し。**



【前提】

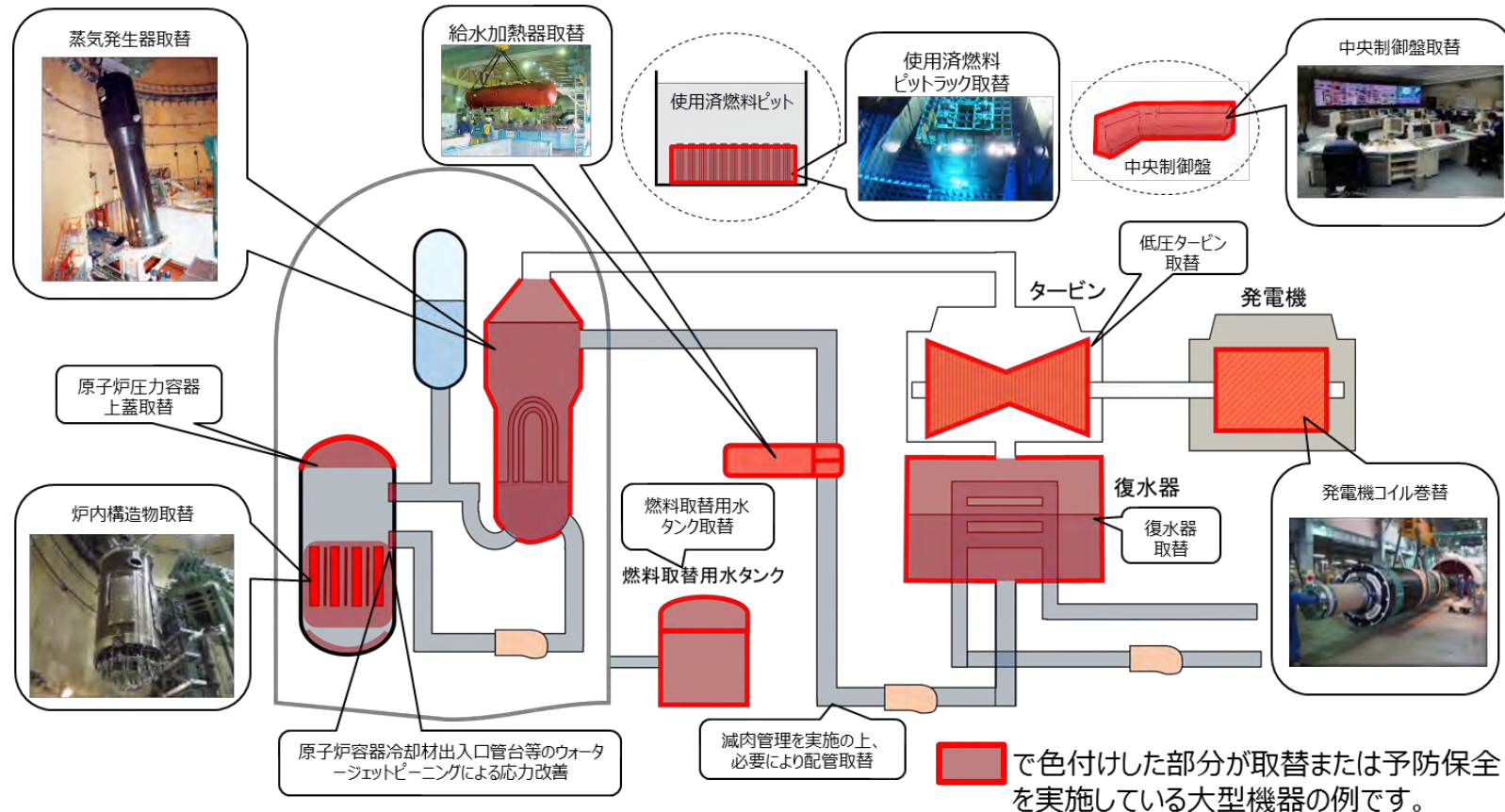
- 40年運転シナリオでは、すでに運転延長の認可済である4基（高浜1,2、美浜3、東海第二）は60年運転として作図
- 建設中の大間、島根3、東電東通は、運転開始時期が未定であるため、2030年以降に設備容量に計上するとして作図
- 発電量は設備利用率を80%として作図

※年途中で期限を迎えるプラントは按分してkWを算出。按分しない場合、40年シナリオの2030年kWは2,787万kW、60年シナリオの2050年kWは2,430万kW

(参考) 事業者の新規制基準への対応

- 事業者は、再稼働に備え、安全性向上に向けた大規模な投資を行い、地震・津波等への対応能力強化やシビアアクシデント対応のため、**耐震補強や安全設備の追加を実施。**
- 更に、長期運転を安全に進めるため、各設備のメンテナンスに加え、**新技術の導入や経年劣化への予防保全、耐震性向上等**のため、**大型機器を含め取替を実施。**

原子力発電所の大型機器の取替（美浜3号機の例）



(参考) 核燃料サイクルの確立に向けた取組の進展

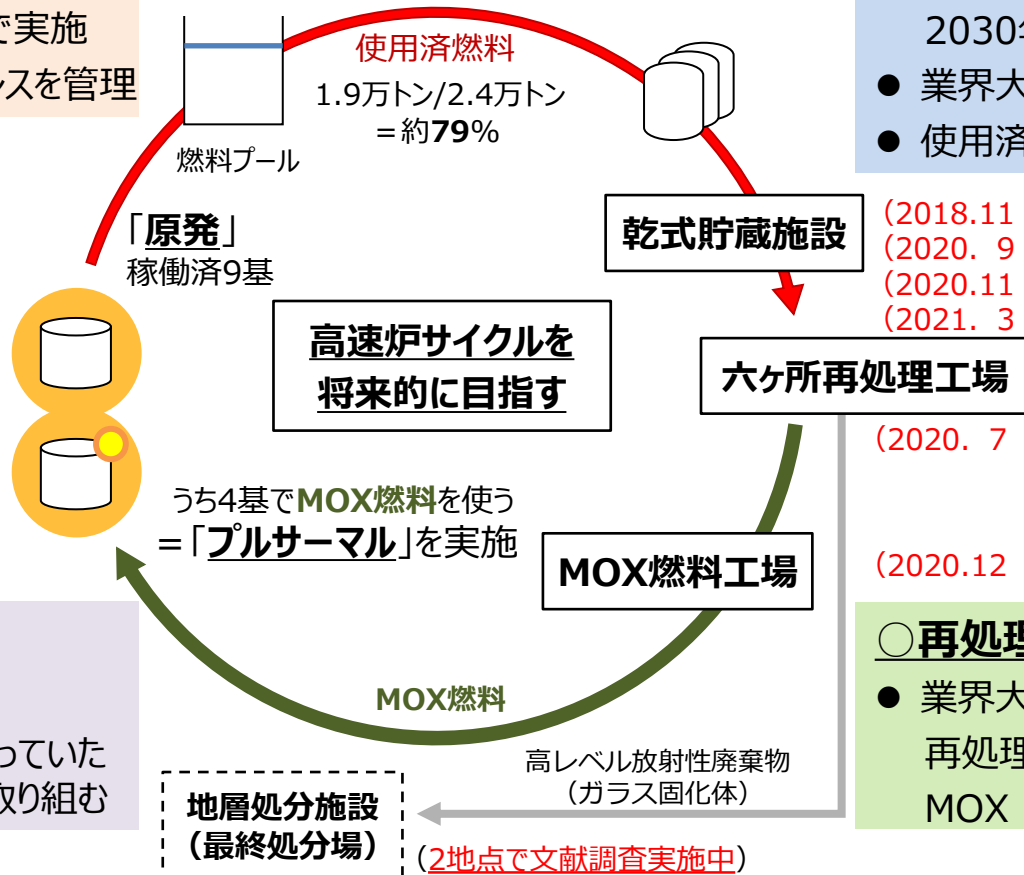
- 核燃料サイクル施設の事業変更許可や最終処分取組など、核燃料サイクルの取組が大きく前進。
- 核燃料サイクル確立に向けて、①六ヶ所再処理工場・MOX燃料工場の竣工、②使用済燃料対策の推進、③最終処分の実現、④プルトニウムバランスの確保等の取組を加速することが重要。

○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

○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



- (2018.11 使用済燃料対策推進計画 改訂)
- (2020. 9 伊方 許可)
- (2020.11 RFS 許可)
- (2021. 3 玄海 審査書案了承)

(2020. 7 許可)

(2020.12 許可)

○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：2022年度上期
MOX：2024年度上期

(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)
(2021. 2 プルトニウム利用計画)

○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

(2地点で文献調査実施中)

(参考) 核燃料サイクル推進の意義

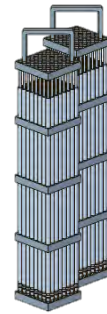
- 核燃料サイクルには①高レベル放射性廃棄物の減容化②有害度低減③資源の有効利用のメリット。
- 今後も安定的に原子力を利用するため、引き続き、核燃料サイクルを推進することが重要。

① 高レベル放射性廃棄物の減容化



■再処理：最大800トン/年
原発40基/年 相当のSFを再処理

当面の姿



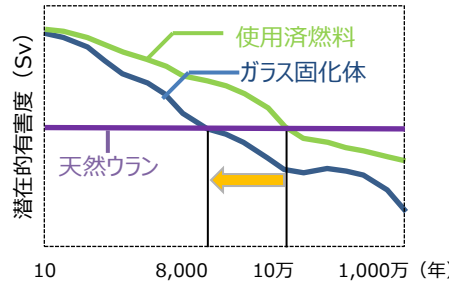
体積比約1/4に



将来的には
高速炉サイクルを目指す

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

【Sv】300年に短縮

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 (原発12基/年 相当)

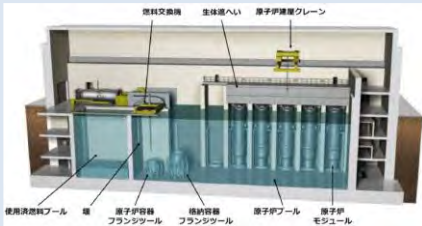
更なる有効利用

(参考) 多様な革新炉概念の例

小型軽水炉(SMR)

- 小さな炉心により、受動安全採用等のシステムシンプル化、信頼性向上
- モジュール生産による工期短縮
⇒避難範囲縮小、低資本費

◆ NuScale (NuScale社)



◆ BWRX-300 (GE日立)



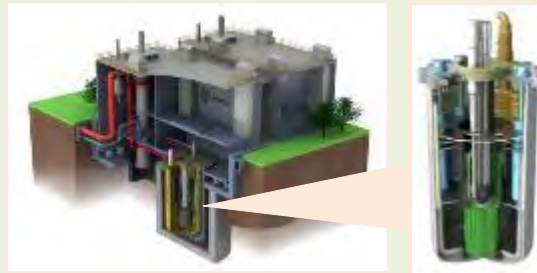
高速炉

- 高速中性子を利用した、ナトリウム冷却炉
⇒資源の有効利用、放射性廃棄物の減容化・有害度低減

◆ 実験炉：常陽 (JAEA)



◆ PRISM (GE日立)



高温ガス炉

- 化学的に安定なヘリウム冷却材・多重被覆燃料を使用した高温の原子炉(約950℃)
⇒熱利用・水素製造、高い安全性



◆ 試験炉：HTTR (JAEA)



2030年に向けた政策対応のポイント【火力】

- 火力発電については、安定供給を大前提に、再エネの瞬時的・継続的な発電電力量の低下にも対応可能な供給力を持つ形で設備容量を確保しつつ、以下を踏まえ、できる限り電源構成に占める火力発電比率を引き下げる。
 - 調達リスク、発電量当たりのCO2排出量、備蓄性・保管の容易性といったレジリエンス向上への寄与度等の観点から、LNG、石炭、石油における適切な火力のポートフォリオを維持。
 - 次世代化・高効率化を推進しつつ、非効率な火力のフェードアウトに着実に取り組むとともに、脱炭素型の火力発電への置き換えに向け、アンモニア・水素等の脱炭素燃料の混焼やCCUS/カーボンリサイクル等のCO2排出を削減する措置の促進に取り組む。
- 政府開発援助、輸出金融、投資、金融・貿易促進支援等を通じた、排出削減対策が講じられていない石炭火力発電への政府による新規の国際的な直接支援を2021年末までに終了。

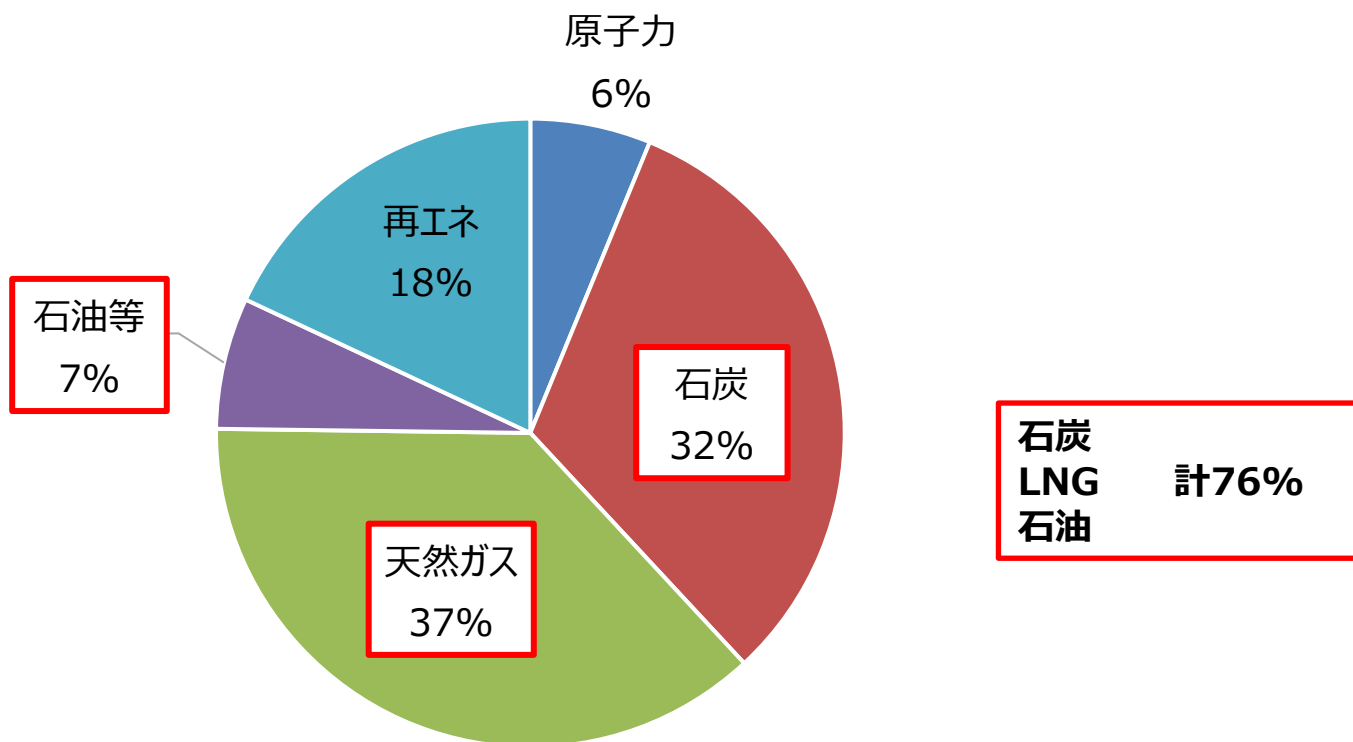
2030年に向けた政策対応のポイント【電力システム改革】

- 脱炭素化の中での安定供給の実現に向けた電力システムの構築。
 - 供給力の低下に伴う安定供給へのリスクが顕在化している中、脱炭素と安定供給を両立するため、容量市場の着実な運用、新規投資について長期的な収入の予見可能性を付与方法の検討に取り組む。
 - 安定供給確保のための責任・役割の在り方について、改めて検討する。
 - 再エネ導入拡大に向けて電力システムの柔軟性を高め、調整力の脱炭素化を進めるため、蓄電池、水電解装置などのコスト低減などを通じた実用化、系統用蓄電池の電気事業法への位置付けの明確化や市場の整備などに取り組む。
 - 非化石価値取引市場について、トラッキング付き非化石証書の増加や需要家による購入可能化などに取り組む。
 - 災害時の安定供給確保に向け、地域間連系線の増強・災害時連携計画に基づく倒木対策の強化、サイバー攻撃に備え、従来の大手電力に加え新規参入事業者のサイバーセキュリティ対策の確保等に取り組む。

(参考) 火力発電の役割①：供給力

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

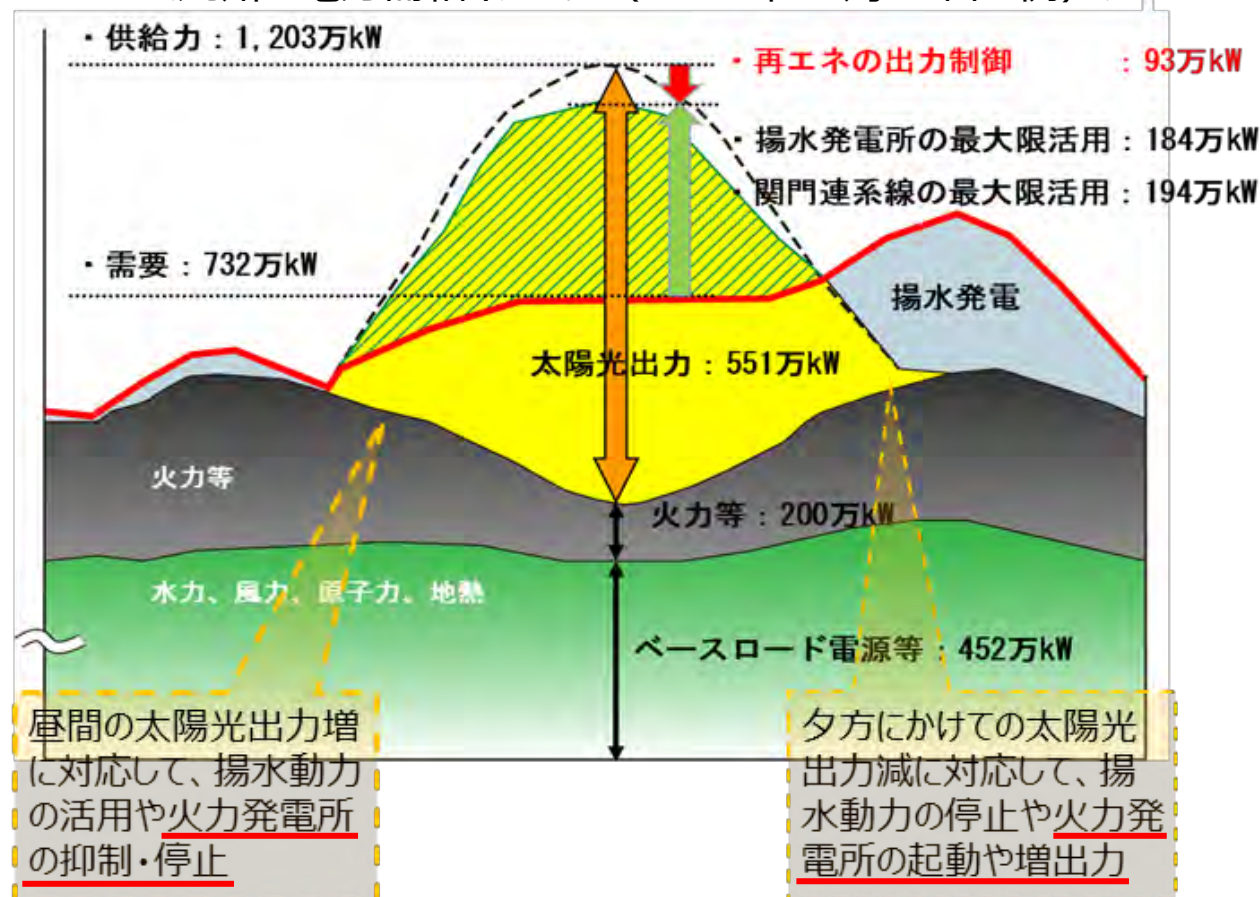
電源別発電電力量構成比 (2019年度速報値)



(参考) 火力の機能②：調整力

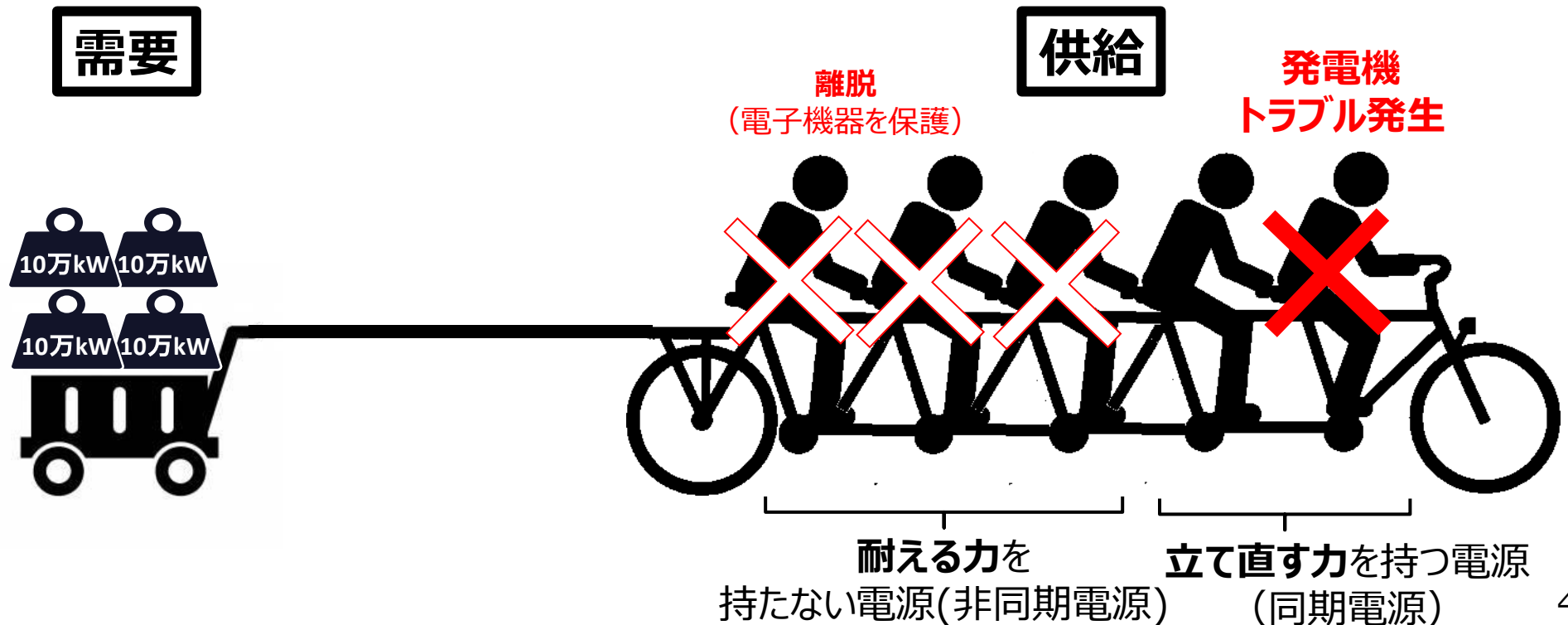
- 太陽光や風力といった変動再エネの導入の進展に伴い、その出力変動を吸収し、需給バランスを調整する機能を持つ他電源の存在が必要。
- 他のエリアよりも再エネの導入量が多い九州エリアでは、**火力発電は、再エネの出力増減に応じて抑制・停止、起動・増出力といった出力調整を行いながら運用**されており、**電力の安定供給に大きく貢献**している。

＜九州の電力需給イメージ（2018年10月21日の例）＞



(参考) 火力の機能③：慣性力

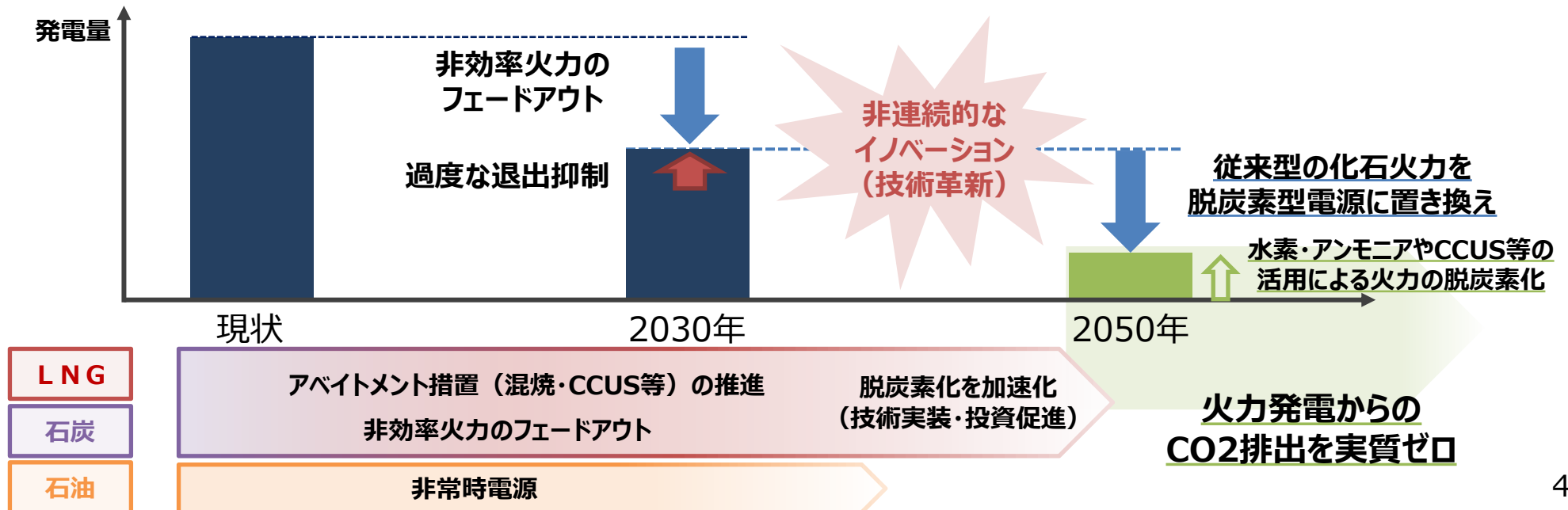
- 系統で突発的なトラブル（電源の離脱、落雷等）が生じた場合、
 - ✓ 太陽光、風力、蓄電池などの非同期電源は、50Hzや60Hzの交流に変換するため電子機器を使用。周波数や電流の急激な変化に対して、**周波数を維持する機能を持たず**、周波数の変化が一定の閾値を超えると、その電子機器を守るため**離脱**（解列）する。
 - ✓ 火力、原子力、水力などの同期電源（50Hzや60Hzの回転速度で回る電源）は、タービン（機械）の回転で発電しており、周波数や電流の急激な変化に対して、**同じ周期で回転を維持する力（慣性力）が働くため**、相対的に周波数や電流の急激な変化に対して、**発電を継続し、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



(参考) 火力発電に関する基本的な考え方

- 脱炭素の世界的な潮流の中、2030年に向けて、非化石電源の導入状況も踏まえながら、安定供給確保を大前提に、火力発電の比率をできる限り引き下げていくことが基本。
- その際、火力は震災以降の電力の安定供給や電力レジリエンスを支えてきた重要な供給力であり、また再エネの更なる導入拡大が進む中で、当面は再エネの変動性を補う調整力・供給力として必要であり、過度な退出抑制など安定供給を大前提に進めていく。
- こうした方針の下、エネルギー安全保障の観点から、天然ガスや石炭を中心に適切な火力ポートフォリオを維持し、LNG火力は20%程度、石炭火力は19%程度、石油火力等は最後の砦として必要最小限の2%程度を見込む。
- また、2050年カーボンニュートラルに向けて、従来型の化石火力が果たしてきた機能を脱炭素型電源に置き換えていくことが必要。このため、火力の脱炭素化の取組を加速度的に促進。

火力の脱炭素化に向けたイメージ

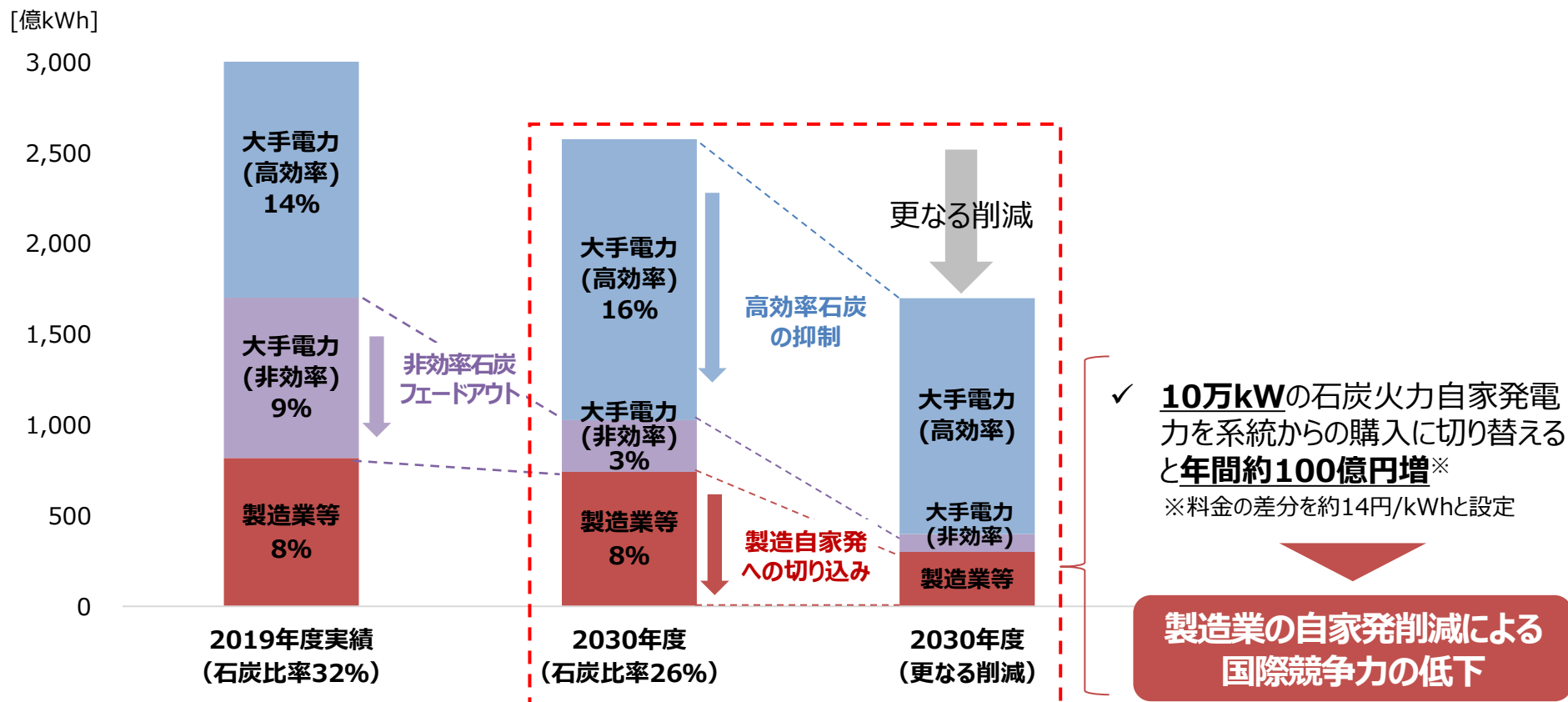


(参考) 石炭火力の更なる削減に向けた基本的な考え方

- 足元の石炭比率は32%。省エネ法の規制強化（最新鋭のUSC水準の発電効率目標43%への引上げ等）などにより2030年に向けて非効率石炭火力のフェードアウトを着実に進め、前回のエネルギーミックスにおける26%まで引き下げることとしている。
- 26%には建設中の石炭火力9基も含まれる中、更に石炭火力比率を見直す場合は安定供給の課題に加え、製造業への影響の課題があり、20%台前半への引下げも相当の困難を伴うが、2030年度に向けて最大限引き下げる。

※立地地域における電力供給体制の状況など、地域特性に応じた配慮も必要。

石炭火力の更なる引き下げの方向性



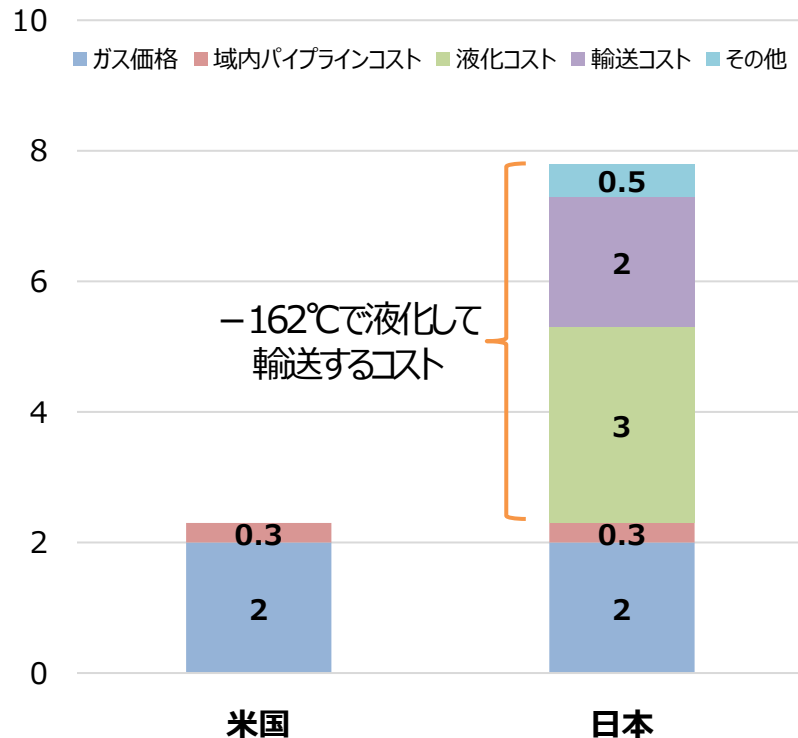
(参考) 火力発電のガス偏重のリスク

- 欧米は、ガスが気体のままパイプラインで流通しており、ガス火力が経済合理的。一方、日本はガスの液化や輸送にコストが掛かることもあり、限界費用ベースでは石炭火力の方が経済合理的。ガス火力は環境対応・セキュリティの観点で活用。
- 石炭火力からの過度なガス火力へのシフトは、①燃料の必要量が確保できないリスク、②LNGスポット価格の上昇リスクがある。S+3Eの適切なポートフォリオを組む必要がある。

欧米との比較

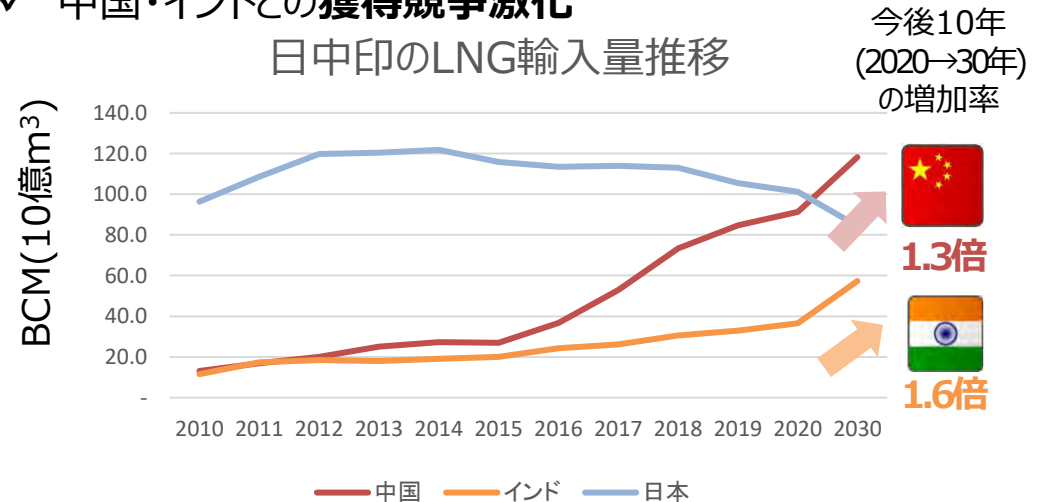
- ✓ 欧米は、**気体のままパイプラインで流通**
- ✓ 日本は、**液化・輸送コスト**が追加で発生

[ドル/MMBtu]



①必要量の確保が難航するリスク

- ✓ 中国・インドとの**獲得競争激化**



- ✓ **在庫貯蔵**には**冷却設備が必要** (コスト増)
- ✓ 備蓄しても**1年程度で気化** (石炭は雨ざらし保管可能)

②LNGスポット価格上昇リスク

- ✓ 長期契約は油価連動、スポットは中国等の需要で変動※

※ 2020冬の需要増の際、33ドル/MMBtuまで急騰 (2020年4月は、2ドル/MMBtu)

(参考) CCUS/カーボンリサイクル

- カーボンリサイクルは、CO₂を資源として捉え、これを分離・回収し、鉱物化や人工光合成、メタネーションによる素材や燃料への再利用等を行い、大気中へのCO₂排出を抑制していく取組。
- 省エネルギー、再生可能エネルギー、CCSなどとともに、CO₂削減の鍵となる取組の一つ。CO₂の利用について、世界の産学官連携の下で研究開発を進め、非連続的イノベーションを進めていく。

CCUS

回収
Capture

利用
Utilization

貯留
Storage

EOR (石油回収)

CO₂の直接利用
(溶接・ドライアイス等)

カーボンリサイクル

1. 化学品

- ・ 含酸素化合物 (ポリカーボネート、ウレタンなど)
- ・ バイオマス由来化学品
- ・ 汎用物質 (オレフィン、BTXなど)

2. 燃料

- ・ 微細藻類バイオ燃料 (ジェット燃料・ディーゼル)
- ・ CO₂由来燃料またはバイオ燃料 (微細藻類由来を除く) (メタノール、エタノール、ディーゼルなど)
- ・ ガス燃料 (メタン)

3. 鉱物

- ・ コンクリート製品・コンクリート構造物
- ・ 炭酸塩 など

4. その他

- ・ ネガティブ・エミッション (BECCS、ブルーカーボンなど)

(参考) 供給力の確保に向けた対応策①電源設備の維持・確保と新規投資促進

- 経済合理的な事業者判断の一環として、今後も電源の休廃止の加速化が想定される中で、電力の安定供給を確保するための対策（規制・インセンティブ双方）が必要。

1. 電源の退出防止策（短期的）

- 足下では、安定供給に必要な予備率を下回るエリア・時期が発生する見通し。再エネの導入量拡大を背景に、とりわけ冬季において、再エネ供給力の予測誤差が需給バランスに与える影響が増大。
 - 再エネの出力変動に対応する調整電源、供給力不足が見込まれる場合のセーフティネットの重要性が高まっている。
- ➔ 送配電事業者等が必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みの構築

2. 供給力の確保（中期的）

- 自由化に伴う競争激化を背景に、発電事業者は、自社需要（小売との相対契約分等）を上回る供給力は余剰電源と位置づけ。
 - 低迷する市場価格や稼働率の低下により、維持管理の費用回収が困難な余剰電源の休廃止が加速。
- ➔ 容量市場の導入

3. 電源の新規投資促進（長期的）

- 建設期間が長く、投資額が大きい電源投資は、長期的な投資回収の見通しが必須。
- ➔ 新規投資については、長期契約を通じて安定的な収入を確保させる仕組みの導入

(参考) カーボンフリー電力アクセス向上の取組①非化石価値取引市場見直し

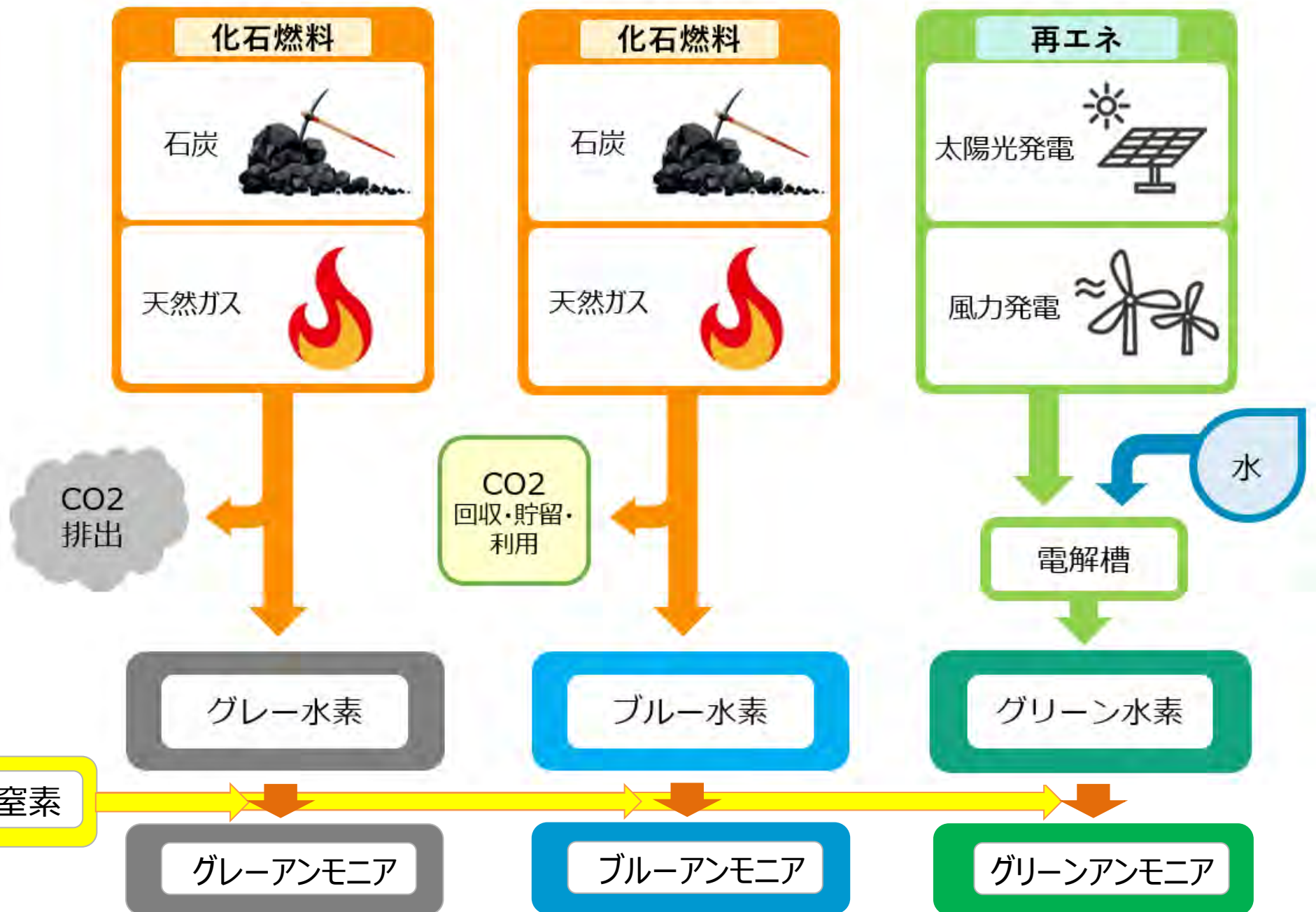
- ビジネス拡大のためなど、グローバル企業を中心にカーボンフリー電気の調達ニーズあり。
(例：民間部門の使用電力量) 自動車業界全体：約170億kWh、電機・電子業界全体：約250億kWh以上
- RE100事務局が推奨する中間目標は、2020年:30%、30年:60%、40年:90%、50年:100%。こうしたニーズに応じるようなスケジュールで、トラッキング付非化石証書の増加を目指す。

	開始時期 価格設定 約定量・価格	2020年度分 発電量見込み	検討の方向性
FIT証書	2018年5月～ 最高価格：4.0円/kWh 最低価格： <u>1.3円/kWh</u> 4億kWh／1.3円	約900億kWh/年 ※現在トラッキング付は約10億kWh ⇒ <u>2021年度からほぼ全量トラッキング</u>	<ul style="list-style-type: none"> □ 一般需要家にも開放 □ 購入資格を認定（小売電気事業者＋大口需要家等） □ 価格は引き下げの方向 ➔ 再エネ価値取引市場の創設
非FIT証書 (再エネ指定) 大規模水力、 卒FIT電源、FIP電源等	2020年11月～ 最高価格：4.0円/kWh 最低価格： <u>下限設定なし</u> 106億kWh／1.2円	約900億kWh/年 ⇒ <u>2021年度からトラッキング</u> 実証開始 ※情報開示の課題あり	<ul style="list-style-type: none"> □ 高度化法上の義務を維持 ➔ 高度化法義務達成市場の創設
非FIT証書 (再エネ指定なし) 原子力等	8億kWh／1.2円	約300億kWh/年	

2030年に向けた政策対応のポイント【水素・アンモニア】

- カーボンニュートラル時代を見据え、水素を新たな資源として位置付け、社会実装を加速。
- 長期的に安価な水素・アンモニアを安定的かつ大量に供給するため、海外からの安価な水素活用、国内の資源を活用した水素製造基盤を確立。
 - 国際水素サプライチェーン、余剰再エネ等を活用した水電解装置による水素製造の商用化、光触媒・高温ガス炉等の高温熱源を活用した革新的な水素製造技術の開発などに取り組む。
 - 水素の供給コストを、化石燃料と同等程度の水準まで低減させ、供給量の引上げを目指す。
コスト：現在の100円/Nm³→2030年に30円/Nm³、2050年に20円/Nm³以下に低減
供給量：現在の約200万t/年→2030年に最大300万t/年、2050年に2,000万t/年に拡大
- 需要サイド（発電、運輸、産業、民生部門）における水素利用を拡大。
 - 大量の水素需要が見込める発電部門では、2030年までに、ガス火力への30%水素混焼や水素専焼、石炭火力への20%アンモニア混焼の導入・普及を目標に、混焼・専焼の実証の推進や非化石価値の適切な評価ができる環境整備を行う。また、2030年の電源構成において、水素・アンモニア1%を位置付け。
 - 運輸部門では、FCVや将来的なFCトラックなどの更なる導入拡大に向け、水素ステーションの戦略的整備などに取り組む。
 - 産業部門では、水素還元製鉄などの製造プロセスの大規模転換や水素等の燃焼特性を踏まえたバーナー、大型・高機能ボイラーの技術開発などに取り組む。
 - 民生部門では、純水素燃料電池も含む、定置用燃料電池の更なる導入拡大に向け、コスト低減に向けた技術開発などに取り組む。

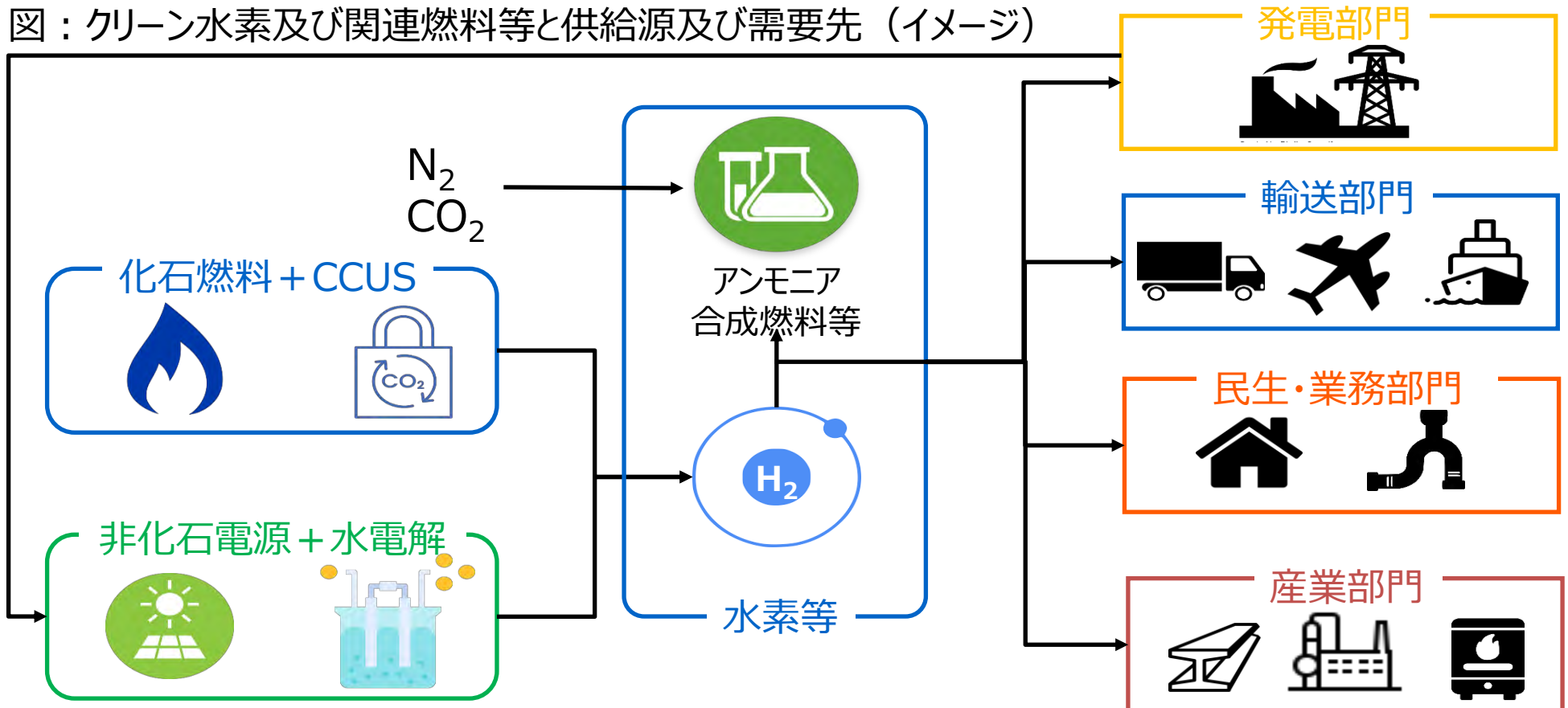
(参考) 水素・アンモニアの製造工程



(参考) カーボンニュートラルに必要な水素

- 水素は、直接的に電力分野の脱炭素化に貢献するだけでなく、余剰電力を水素に変換し、貯蔵・利用することで、再エネ等のゼロエミ電源のポテンシャルを幅広い分野で最大限活用する、いわゆるセクターインテグレーションを可能とする二次エネルギー。
- 加えて、電化による脱炭素化が困難な産業部門(原料利用、熱需要)等の脱炭素化にも貢献。
- また、化石燃料をクリーンな型で有効活用することも可能する。
- なお、水素から製造されるアンモニアや合成燃料等も、その特性に合わせた活用が見込まれる。

図：クリーン水素及び関連燃料等と供給源及び需要先（イメージ）



(参考) カーボンニュートラルまでの水素需要先拡大の道筋

- 現在、需要はFCVやFCバスなどの輸送部門と、原油の脱硫用途などの産業部門などに水素の直接利用は限定され、いずれもグレー水素が活用されている。
- 今後は、**FCトラックなどの商用車、水素船**などが順次市場投入され、2030年頃に国際水素サプライチェーンが商用化されるタイミングで、**発電部門（タービン混焼、専焼）**などで地域的に実装されることを見込む。
- また、技術的課題の解決に加え、サプライチェーンの大型化等を通じた水素供給コスト削減、インフラ整備に伴い、鉄鋼や化学、航空等の**脱炭素化が困難な分野(Hard-to-Abate Sector)でも水素利用が拡大**。
- なお、各地に分散する家庭・業務部門も含む熱需要については、**既存ガス管を含む供給インフラの脱炭素化**や、**水電解装置と再エネ導入の更なる進展**、**純水素燃料電池の導入**等により段階的に脱炭素化。

部門・目標量	約200万トン	最大300万トン	2000万トン程度
輸送部門	FCV、FCバスに加え、FCトラック等への拡大	船舶（FC船等）等の市場投入	航空機等への水素等（合成燃料等）の利用
発電部門	定置用燃料電池、小型タービンを中心に地域的に展開	大規模水素発電タービンの商用化（SCと一体）	電力の脱炭素化を支える調整力等として機能
産業部門 (工業用原料)	原油の脱硫工程で利用する水素のグリーン化、製鉄、化学分野の製造プロセス実証等の実施		水素還元製鉄、グリーンケミカル（MTO等）等
産業・業務・家庭部門 の熱需要	水電解装置の導入や、既存ガス管を含む供給インフラの脱炭素化等に伴い化石燃料を代替等する		インフラ整備や水素コスト低減を通じた供給拡大

(参考) 2030年時点の水素・アンモニア発電の規模感

- 2030年までに水素、アンモニアの商用の国際サプライチェーンが構築され、水素、アンモニア発電が一定程度開始すると仮定すると、それぞれの発電量は以下のとおり。
- この値は前回のエネルギーミックスの発電総量（1兆650億kWh）の約1%程度となることが見込まれる。

水素発電の発電電力量試算

- A 水素調達量：30万トン（2030年） ※国際水素サプライチェーンから発電部門への供給量
- B 発熱量（HHV）：142MJ/kg
- C 発電効率：54.5%
（4月12日の第3回発電コスト検証WGで示されたLNG火力発電所の熱効率の案を使用）
- D 総発電量 = $A \times B \times C =$ **65億kWh(2030年)**

アンモニア発電の発電電力量試算

- A アンモニア調達量：300万トン（2030年） ※国際アンモニアサプライチェーンから発電部門への供給量の
- B 発熱量（HHV）：22.5MJ/kg
- C 発電効率：43.5%
（4月12日の第3回発電コスト検証WGで示された石炭火力発電所の熱効率の案を使用）
- D 総発電量 = $A \times B \times C =$ **82億kWh(2030年)**

2030年に向けた政策対応のポイント【資源・燃料】

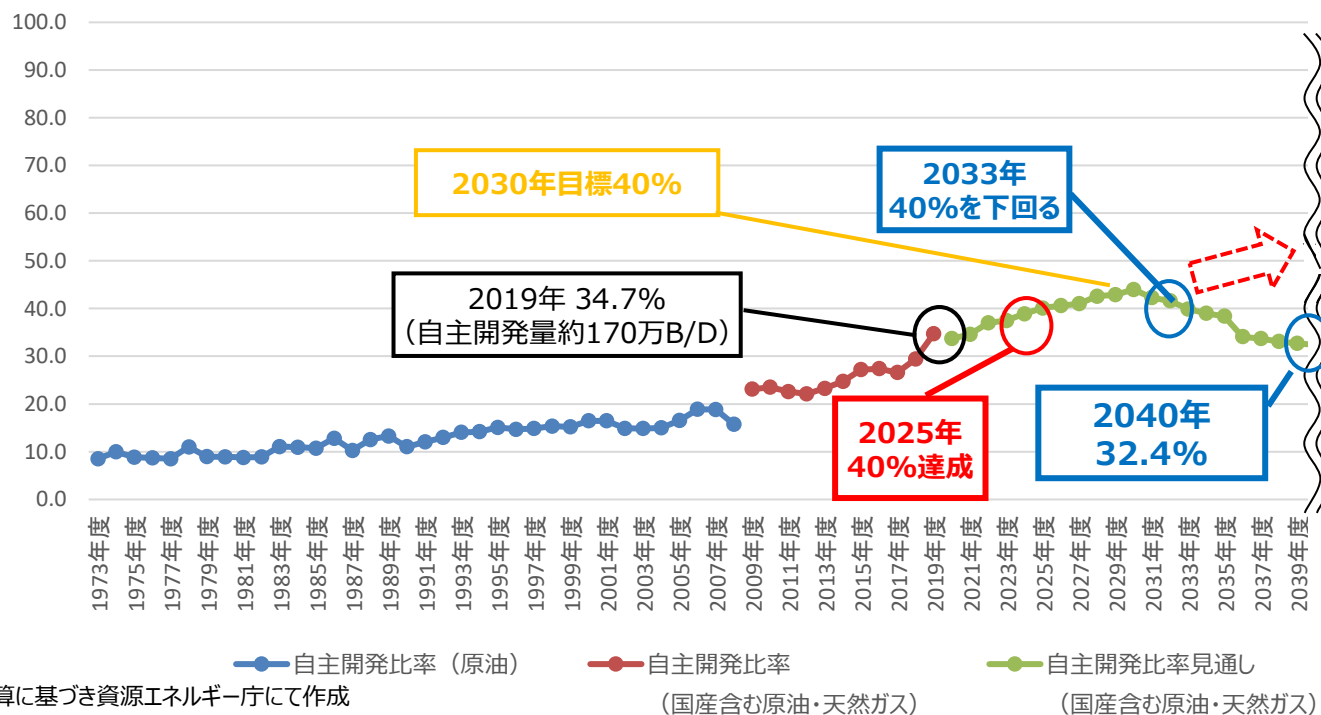
- カーボンニュートラルへの円滑な移行を進めつつ、将来にわたって途切れなく必要な資源・燃料を安定的に確保。
 - 石油・天然ガス・鉱物資源の安定供給確保に加え、これまで資源外交で培った資源国とのネットワークを活用した水素・アンモニアのサプライチェーン構築やCCS適地確保等を一体的に推進すべく、「包括的な資源外交」を新たに展開。また、アジアの現実的なエネルギーtransitionに積極的に関与。
 - JOGMECが、水素・アンモニア、CCSといった脱炭素燃料・技術の導入に向けた技術開発・リスクマネー供給の役割を担えるよう、JOGMECの機能強化を検討。
 - 石油・天然ガスについて、自主開発比率を2019年度の34.7%から、2030年に50%以上、2040年には60%以上を目指す。また、メタンハイドレートを含む国産資源開発などに取り組む。
 - 鉱物資源について、供給途絶が懸念されるレアメタル等へのリスクマネー支援を強化。海外権益確保とベースメタルのリサイクル促進により2050年までに国内需要量相当の確保を目指す。また、海底熱水鉱床やレアアース泥等の国産海洋鉱物資源開発などに取り組む。
- 平時のみならず緊急時にも対応できるよう燃料供給体制の強靱化を図るとともに、脱炭素化の取組を促進。
 - 災害時などの有事も含めたエネルギー供給を盤石なものとするため、石油やLPガスの備蓄機能を維持するとともに、コンビナート内外の事業者間連携等による製油所の生産性向上に加え、CO2フリー水素の活用等による製油所の脱炭素化などに取り組む。
 - 地域のエネルギー供給を担うSSについて、石油製品の供給を継続しながらEVやFCVへのエネルギー供給等も担う「総合エネルギー拠点」化や、地域ニーズに対応したサービス提供も担う「地域コミュニティインフラ」化などに取り組む。
 - 熱需要の脱炭素化に大きな役割を果たす、需要サイドにおける天然ガスシフトや、メタネーション等によるガスの脱炭素化などを追求する。また、更なるガスのレジリエンス強化に取り組む。

(参考) 化石燃料の自主開発比率の向上

- 石油、天然ガスの安定供給に向けて、石油及び天然ガスの自主開発比率を**2030年に40%以上**とする目標を、エネルギー基本計画に掲げ（平成30年7月）、これまで官民一体となって自主開発を推進した結果、**自主開発比率は、2025年には一時的に40%を達成**する見込み。
- 一方、2030年以降は、自主開発量の減少ペースが需要の減少ペースを上回るため、今後企業の上流開発への投資が行われなければ、**自主開発比率は急激に下がっていく見込み**。
- 石油・天然ガスの安定供給確保に向けて、**国際情勢の変化に対する対応力を高めるため**、海外権益の獲得と国内資源開発の推進を通じて、**現状の自主開発目標を今後引き上げる等**、石油・天然ガスの**自主開発比率を可能な限り高めることが重要**。

※自主開発比率：
 ー 石油及び天然ガスの輸入量及び国内生産量の合計に占める、我が国企業の権益下にある石油・天然ガスの引取量及び国内生産量の割合。
 ー 1973年度から2008年度まで石油のみを対象としてきたが、2009年度以降は石油と天然ガスを合算して算出。

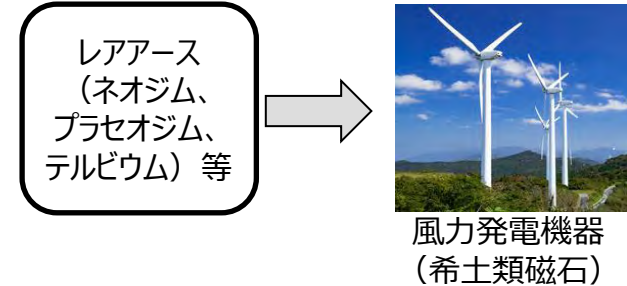
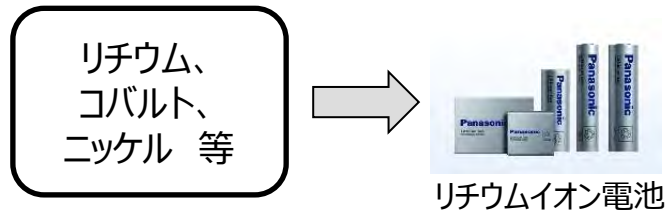
<自主開発比率の実績と今後の推移（見通し）>



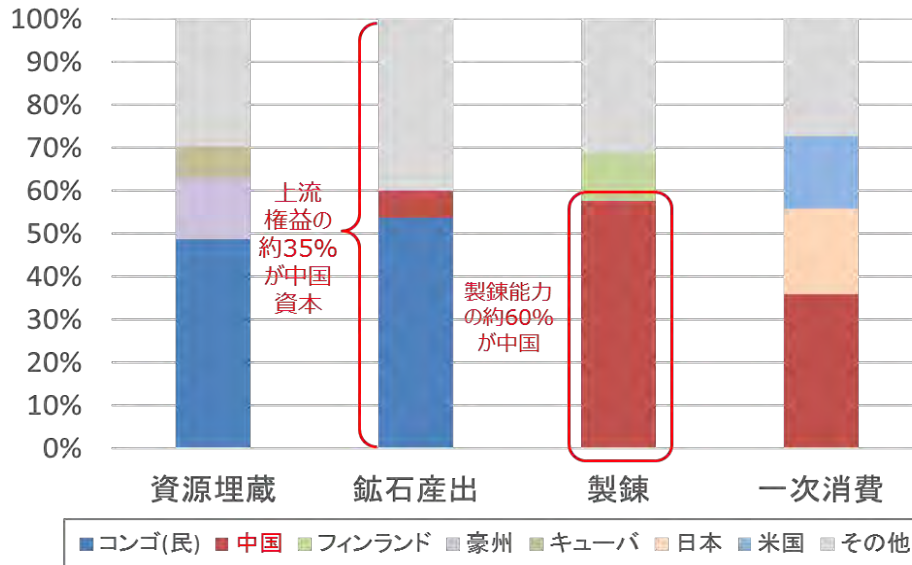
(出典) JOGMEC試算に基づき資源エネルギー庁にて作成

(参考) レアメタルの安定供給

- 脱炭素化社会における先端産業において、製品の高機能化を実現する上で重要な電池・モーター・半導体等の生産には、レアメタルが必要不可欠。
- レアメタルは、鉱種ごとに、特性や市場規模・主要生産国等が多様。上流権益だけでなく製錬工程も特定国への依存が進む鉱種もあり、**将来的に需給ギャップが生じるリスクがあるため、引き続きリスクマネー供給等を通じたサプライチェーンの強化が課題。**

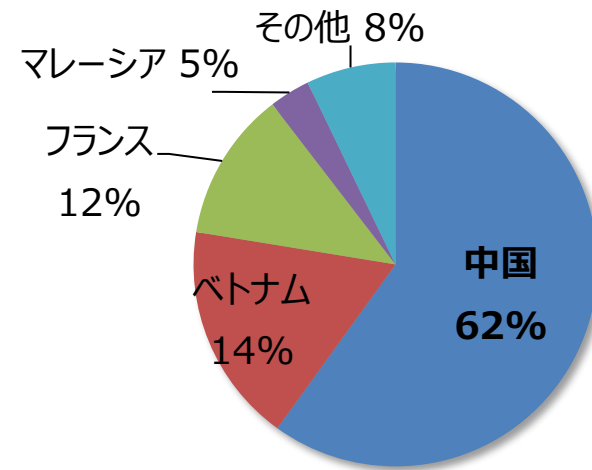


コバルトの各工程での各国シェア



出典：資源エネルギー庁

日本のレアアース輸入相手国 (2019年)



出典：財務省「貿易統計」より経済産業省作成

(参考) 国内石油製品需要の減少への対応

- 燃料需要の減少や担い手の問題で、地域内における民間事業者単独によるSSの事業存続が困難なケースがある。
- また、地方においては、高齢者向けサービス等の社会的ニーズに対応する担い手も不足しており、SSが「地域コミュニティインフラ」として、こうした社会的機能を担うことも期待される。
- こうした地域においては、特に、地方自治体、他の事業者といった地域内の多様な主体との連携が重要。
- このため、「協業化・経営統合・公設民営化」といった地域内の連携や、地域コミュニティインフラ化による他の収益減の確保を通じて、地域におけるエネルギー安定供給を確保することが必要。
- 公設民営化においては、旧経営者の高齢化に伴い、地方自治体がSSを承継するケースが多いことから、地方自治体によるSS承継の円滑化に向けたサポートも必要。

<協業化>

- ✓ 三原産業（愛媛県）は、同業他社と、共同配送のためのLLPを設立し、人員体制の効率化、車両等の設備の集約化による稼働率向上、配送ルートの効率化により、灯油配送を合理化



共同配送センター

<経営統合>

- ✓ 大油屋商店と酒井商事（福井県）は、それぞれ3SSを運営していたが、大油屋商店が酒井商事の従業員等を承継し、4SS体制で再スタート



閉店したSS

<公設民営>

- ✓ 川上村（奈良県）が出資する法人で、SSや移動スーパーを運営。高齢者宅への配送の際には、声かけ等も実施。



かわかみSS

2030年度におけるエネルギー需給の見通しのポイント①

- 今回の見通しは、2030年度の新たな削減目標を踏まえ、徹底した省エネルギーや非化石エネルギーの拡大を進める上での需給両面における様々な課題の克服を野心的に想定した場合に、どのようなエネルギー需給の見通しとなるかを示すもの。
- 今回の野心的な見通しに向けた施策の実施に当たっては、安定供給に支障が出ることのないよう、施策の強度、実施のタイミングなどは十分考慮する必要。（例えば、非化石電源が十分に導入される前の段階で、直ちに化石電源の抑制策を講じることになれば、電力の安定供給に支障が生じかねない。）

		(2019年度 ⇒ 旧ミックス)	2030年度ミックス (野心的な見通し)
省エネ		(1,655万kl ⇒ 5,030万kl)	6,200万kl
最終エネルギー消費 (省エネ前)		(35,000万kl ⇒ 37,700万kl)	35,000万kl
電源構成	再エネ	(18% ⇒ 22~24%)	36~38%*
	発電電力量: 10,650億kWh ⇒ 約9,340 億kWh程度		※現在取り組んでいる再生可能エネルギーの研究開発の 成果の活用・実装が進んだ場合には、38%以上の高み を目指す。
	水素・アンモニア	(0% ⇒ 0%)	1%
	原子力	(6% ⇒ 20~22%)	20~22%
	LNG	(37% ⇒ 27%)	20%
	石炭	(32% ⇒ 26%)	19%
	石油等	(7% ⇒ 3%)	2%
(+ 非エネルギー起源ガス・吸収源)			
温室効果ガス削減割合		(14% ⇒ 26%)	46% 更に50%の高みを目指す

(再エネの内訳)
 太陽光 14~16%
 風力 5%
 地熱 1%
 水力 11%
 バイオマス 5%

(参考) エネルギー源ごとの特性

	安定供給	経済効率性	環境適合	その他の考慮事項
	中東依存度 2020年	発電コスト (円/kWh(2030年))	CO2排出量 (kg-CO2/kWh)	
再エネ	0%	【太陽光(事業用)】 ① 8.2 ~ 11.8 ② 19.9	0	・地域と共生する形での 適地確保や事業実施
原子力	0%	① 11.7~ ② 14.5	0	・安全性の確保 ・国民の信頼回復
LNG	16.4%	① 10.7 ~ 14.3 ② 10.3	0.38	・価格のボラティリティ
石炭	0%	① 13.6 ~ 22.4 ② 13.7	0.86	・国際的な脱炭素化の流れ
石油	89.9%	① 24.9 ~ 27.6 ② -	0.70	・島嶼部、緊急時には必要

※①発電コスト、②統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称)

※エネルギーの安定供給確保には、サプライチェーンの中でコア技術を自国で確保する「技術自給率」(国内のエネルギー消費に対して、自国技術で賄えているエネルギー供給の程度)の向上も重要。

※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電力システム全体で要する費用等(統合コスト)が高まるため、これも考慮する必要。

(参考) エネルギー需要・一次エネルギー供給

エネルギー需要

一次エネルギー供給

363百万kl



2013年度

省エネの野心的な深掘り
62百万kl程度
(対策前比▲18%程度)

(2013→2030)
経済成長 1.4%/年
人口 0.6%減
旅客輸送量 2%減

280百万kl



2030年度

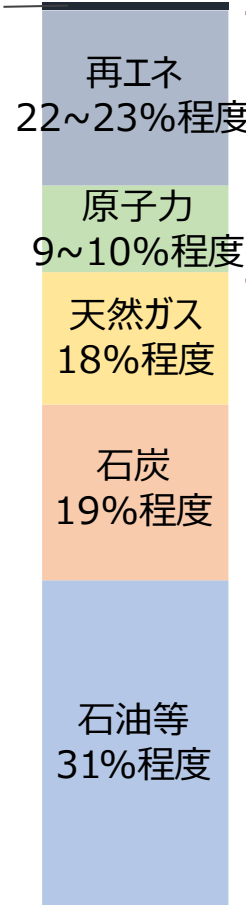
326百万kl



2030年度
(H27策定時)

水素・アンモニア
1%程度

430百万kl



2030年度

自給率
30%程度

489百万kl



2030年度
(H27策定時)

自給率
24.3%
程度

※ 再エネには、未活用エネルギーが含まれる
 ※ 自給率は総合エネルギー統計ベースでは31%程度、IEAベースでは30%程度となる
 ※ H27以降、総合エネルギー統計は改訂されており、2030年度推計の出発点としての2013年度実績値が異なるため、単純比較は出来ない点に留意

電力需要

省エネの野心的な深掘り
2,280億kWh程度
 (対策前比▲21%程度)

(2013→2030)
 経済成長 1.4%/年
 人口 0.6%減
 旅客輸送量 2%減

9,896億kWh

8,640億kWh
程度

9,808億kWh
程度

2013年度

2030年度

2030年度
(H27策定時)

電源構成

10,240億kWh程度

10,650億kWh程度

9,340億kWh程度

再エネ

原子力

LNG

石炭

石油等

18%
程度

6%
程度

37%
程度

32%
程度

7%
程度

7%
程度

24%
程度

36~38%
程度

20~22%
程度

20%
程度

19%
程度

2%
程度

2019年度

1%
程度

36~38%
程度

20~22%
程度

20%
程度

19%
程度

2%
程度

2030年度

22~24%
程度

22~20%
程度

27%
程度

26%
程度

3%
程度

2030年度
(H27策定時)

非化石
44%
程度

非化石
59%
程度

化石
76%
程度

化石
41%
程度

化石
56%
程度

2030年度におけるエネルギー需給の見通しのポイント②

● 野心的な見通しが実現した場合の3E

➤ エネルギーの安定供給(Energy Security)

エネルギー自給率(*1) ⇒ 30%程度 (旧ミックス : おおむね25%程度)

➤ 環境への適合(Environment)

温室効果ガス削減目標のうちエネルギー起源CO2の削減割合 ⇒ 45%程度 (旧ミックス : 25%)

➤ 経済効率性(Economic Efficiency)

①コストが低下した再エネの導入拡大や②IEAの見通し通りに化石燃料の価格低下(*2)が実現した場合の電力コスト

⇒ 電力コスト全体 8.6~8.8兆円程度 (旧ミックス : 9.2~9.5兆円) (*3)

kWh当たり 9.9~10.2円/kWh程度 (旧ミックス : 9.4~9.7円/kWh) (*4)

*1 資源自給率に加え、サプライチェーンの中でコア技術を自国で確保し、その革新を世界の中でリードする「技術自給率」(国内のエネルギー消費に対して、自国技術で賄えているエネルギー供給の程度)を向上させることも重要である。

*2 世界銀行やEIA(米国エネルギー情報局)は、直近の見通しにおいて、化石燃料の価格が上昇すると見込んでいる。

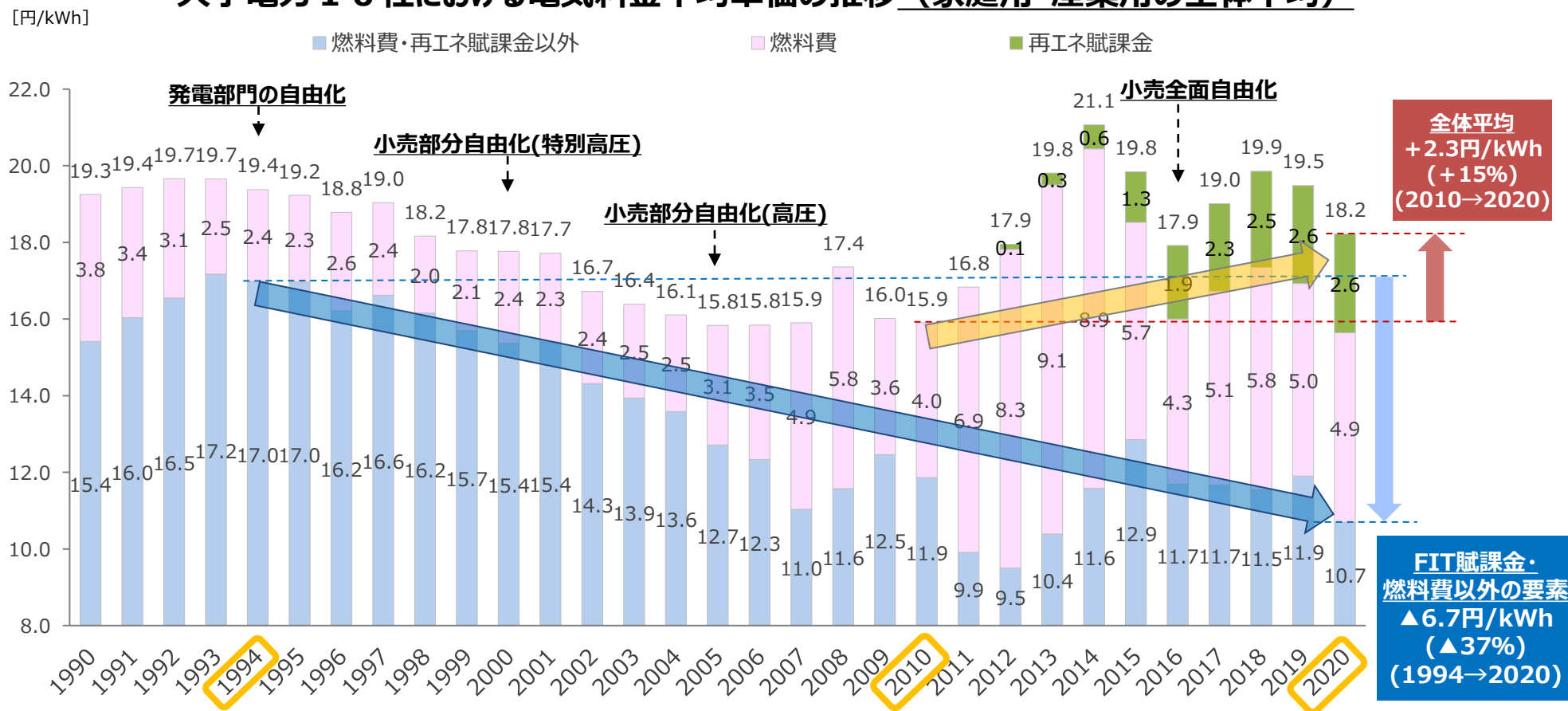
*3 発電コスト検証WGを踏まえ(IEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオ(STEPS)の値を採用)、FIT買取費用、燃料費、系統安定化費用についてそれぞれ約5.8~6.0兆円、約2.5兆円、約0.3兆円と試算(系統安定化費用には変動再エネの導入に伴う火力発電の熱効率低下による損失額及び起動停止コストのみ算入。実際の系統の条件によって増加する可能性がある。)

*4 「電力コスト」÷「発電電力量から送電によるロス等を除いた電力需要量」により機械的に算出。電気料金とは異なる。実際の電気料金は、託送料金なども含まれ、また、電源の稼働状況、燃料価格、電力需要によって大きく左右されるため正確な予測は困難。

(参考) 大手電力の電気料金平均単価の推移 (1990年度以降)

- 家庭用・産業用全体の電気料金平均単価は、第1次制度改革前(1994年度)に比べ、再エネ賦課金と燃料費を除いた要素を比較すると、2020年度は約▲37%低下。
- ただし、東日本大震災以降、燃料費の増大と再エネ賦課金導入等によって、2010年度に比べて約+15%上昇。

大手電力10社における電気料金平均単価の推移 (家庭用・産業用の全体平均)



※上記単価は、消費税を含んでいない。

※端数処理により合計した場合などに数値が一致しない場合がある。

(出所) 発受電月報、各電力会社決算資料を基に作成

2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

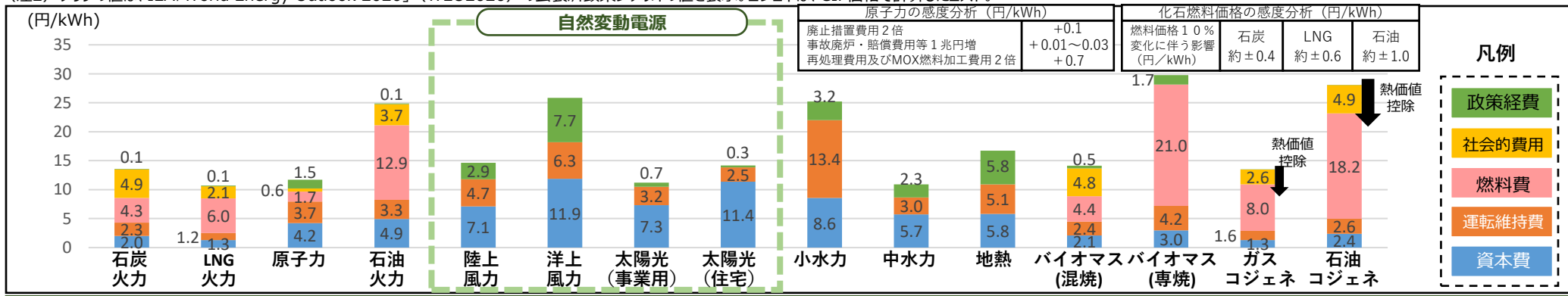
均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 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かかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 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)。
- 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。**
- 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。
- 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	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	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」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。



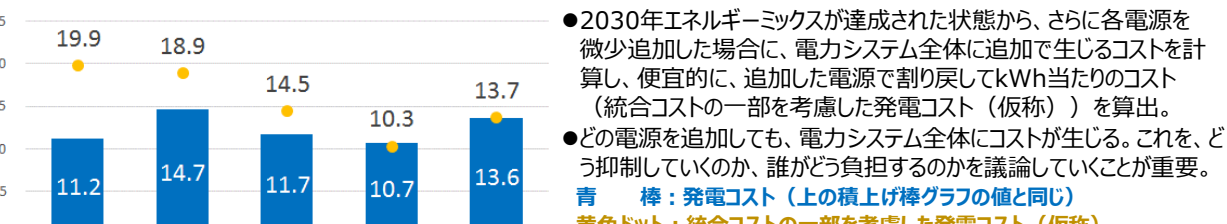
参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算（2015年の手法を踏襲）

「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」前提を置いてもおお生じる追加費用（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）



※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。

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。

電源別の 発電コスト

統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）※1

- ・資本費
- ・運転維持費
- ・燃料費
- ・社会的費用（CO2対策費）
- ・政策経費

今回検証に含まない

- ・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
- ・デマンドレスポンスの効果※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 デマンドレ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。

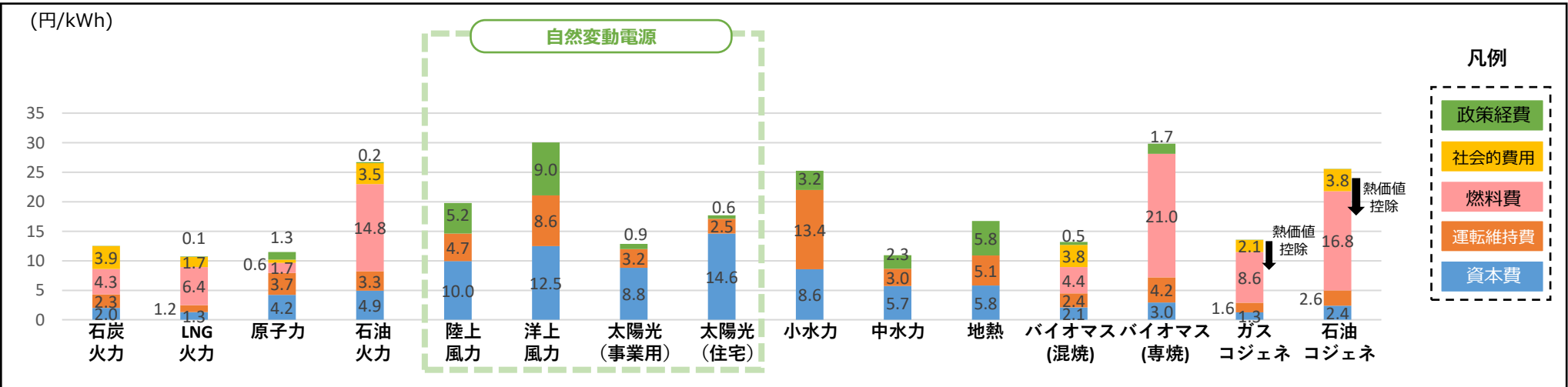
2020年の電源別発電コスト試算の結果概要

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べき性能や価格目標とも一致しない。

- 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。
- 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)。
- 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	70%	70%	70%	30%	25.4%	30%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	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。



廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.01~0.03
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.7

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