資料２－２

環境省

石炭火力発電輸出への公的支援に関する ファクト集（素案）

2020年４月
環境省

目次

序論

パリ協定の目標達成に向けて

本論

1. 基礎情報
2. 諸外国の状況
3. ビジネス・金融の動向
4. 技術
5. 環境・社会配慮

環境省

パリ協定の目標達成に向けて

パリ協定の目標

パリ協定の目標は、第２条に以下のとおり規定されている。

- 世界的な平均気温上昇を産業革命以前に比べて２℃より十分下回るよう抑え、また、1.5℃に抑える努力を追求すること
- 食糧生産を脅かさないような方法で気候変動の悪影響に適応する能力と気候への強靭性を高め、温室効果ガスについて低排出型の発展を促進する能力を向上させること
- 資金の流れを温室効果ガスについて低排出型である発展に適合させること

2℃目標に整合する緩和経路

環境省

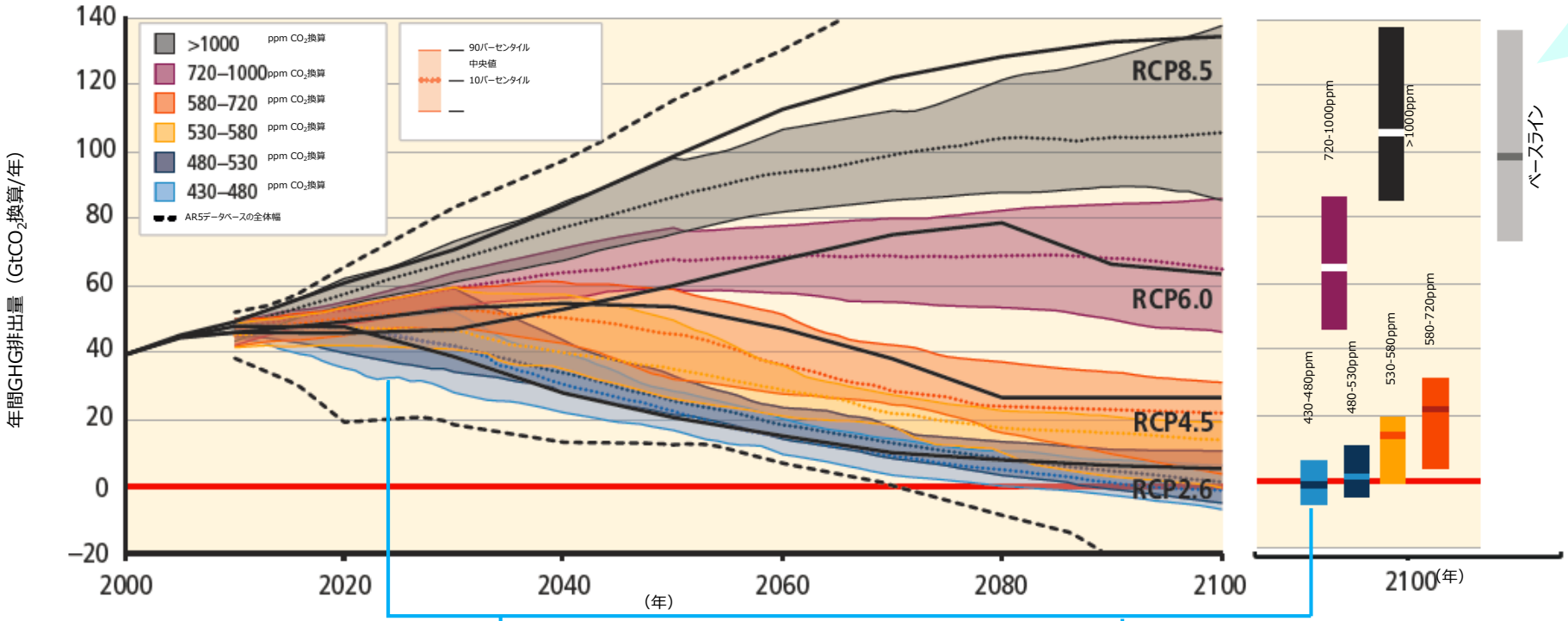
- **工業化以前と比べて温暖化を2℃未満に抑制する可能性が高い緩和経路は複数ある**

（IPCC AR5 SYR SPM p.20, 24-25行目）

- **これらの経路の場合には、CO2及びその他の長寿命GHGについて、今後数十年間にわたり大幅に排出を削減し、21世紀末までに排出をほぼゼロにすることを要するであろう**

（IPCC AR5 SYR SPM p.20, 25-27行目）

a)



左のグラフにおける2100年時点での排出経路別の年間GHG排出量

2100年にCO_2換算濃度が約450 ppm 又はそれ以下となる排出シナリオは、工業化以前の水準に対する気温上昇を21世紀にわたって2°C未満に維持できる可能性が高い

（IPCC AR5 SYR SPM p.20, 36-37行目）

これらのシナリオは、**世界全体の人為起源のGHG排出量が2050年までに2010年と比べて40～70%削減**され、**2100年には排出水準がほぼゼロ又はそれ以下**になるという特徴がある。

（IPCC AR5 SYR SPM p.20, 37-39行目）

図a：2000年から2100年のGHG排出経路：全てのAR5シナリオ

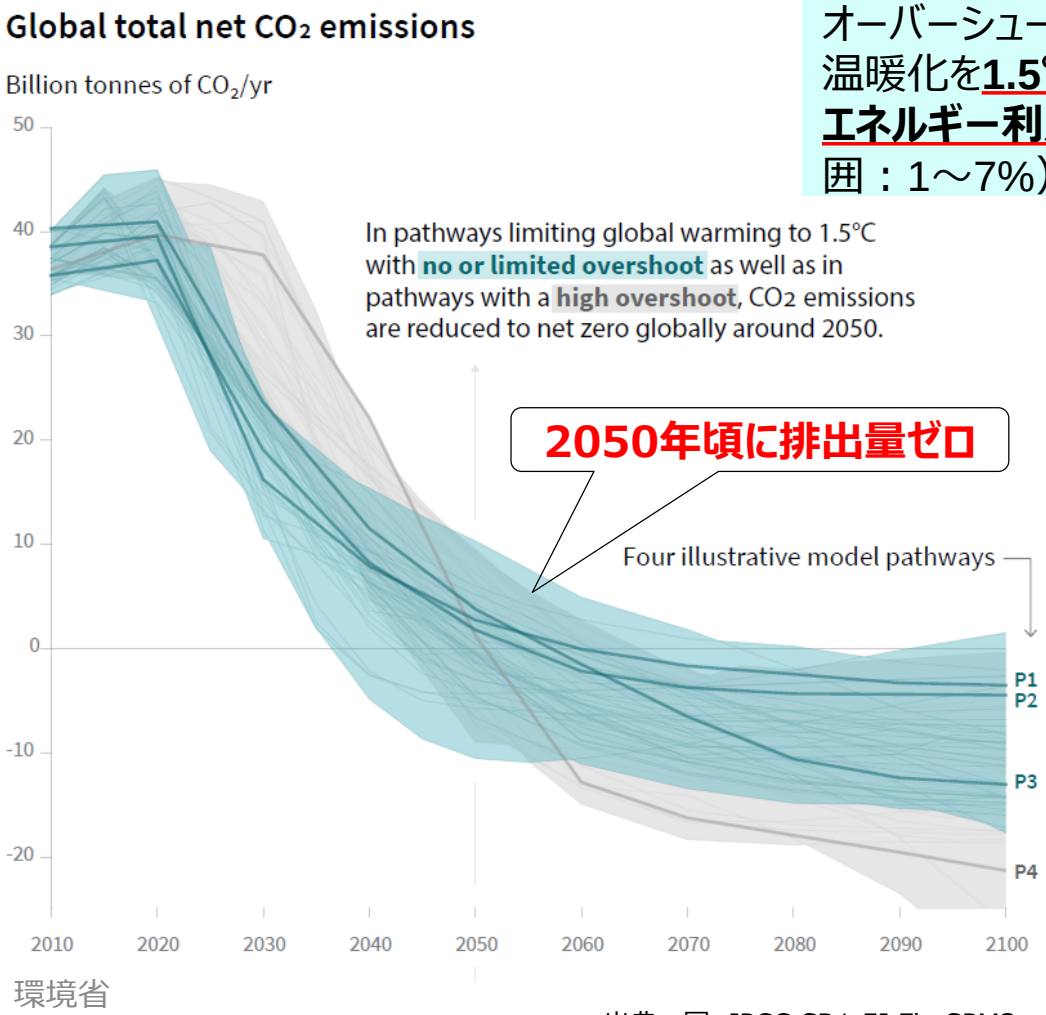
出典：図. IPCC AR5 SYR SPM Fig. SPM.11 *

1.5℃目標に整合する排出経路

- 将来の平均気温上昇が1.5℃を大きく超えないような排出経路は、**2030年までに約45%（2010年水準）減少し、2050年前後に正味ゼロに達する。**
- 1.5℃経路では、総じて一次エネルギーに占める石炭の割合が減少する（確信度が高い）。

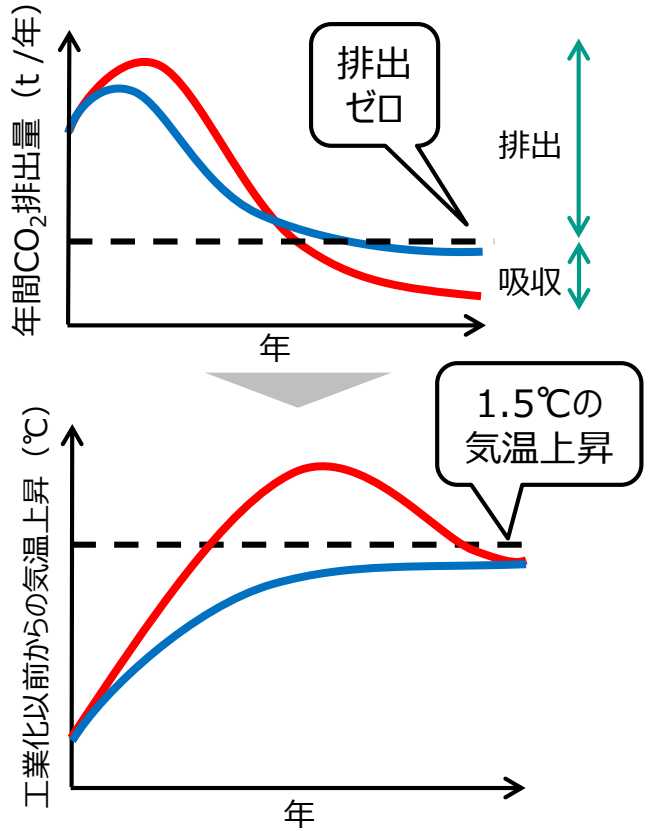
オーバーシュートしないまたは限られたオーバーシュートを伴って地球温暖化を**1.5℃に抑えるモデルの排出経路**では、**2050年の一次エネルギー利用に占める石炭の割合は0～11%**（四分位範囲：1～7%）**に減少し、その大部分はCCSと組み合わされる。**

（IPCC SR1.5 96～97頁 第2章 エグゼクティブサマリー, 131頁 第2章 2.4.2.1.）



出典：図, IPCC SR1.5I Fig.SPM3 a

（参考）残存炭素予算の一時的な超過（オーバーシュート）



パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略①（令和元年6月閣議決定）

環境省

- **我が国は、パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略を策定。**
- **脱炭素社会の実現を目指し、エネルギー部門については、再エネ主力電源化、非効率石炭火力発電のフェードアウトなど火力発電からのCO２排出削減に取り組むこと等とされている。**

長期的なビジョン

- 今世紀後半のできるだけ早期に「脱炭素社会」の実現を目指し、2050年までに80%の削減の実現に向けて大胆に取り組む
- こうした野心的なビジョンの実現に向けて、国内での大幅削減をめざすとともに、世界全体の排出削減に最大限貢献し、経済成長を実現
- パリ協定の掲げる長期目標（2℃目標、1.5℃の努力目標）の実現に向けて日本の貢献を示す

第２章：各部門のビジョンとそれに向けた対策・施策の方向性

第１節：排出削減対策・施策

1.エネルギー

(1)目指すべきビジョン

・ エネルギー転換・脱炭素化を進めるため、あらゆる選択肢を追求（省エネ、再エネ、蓄電池、水素、原子力、CCUS等）

(2)ビジョンに向けた対策・施策の方向性

・再エネ：経済的に自立し脱炭素化した主力電源化（コスト低減、系統制約の克服等）

・火力　：パリ協定長期目標と整合的に火力発電からのCO2排出削減（火力発電への依存度を可能な限り引き 下げる等）

※石炭については、以下のように記述されている。

(c)石炭

脱炭素社会の実現に向けて、パリ協定の長期目標と整合的に、火力発電からのCO２排出削減に取り組む。そのため、非効率な石炭火力発電のフェードアウト等を進めることにより、火力発電への依存度を可能な限り引き下げること等に取り組んでいく。

パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略②（令和元年6月閣議決定）

環境省

■ **ビジネス主導の国際展開・国際協力として、CO2排出削減に貢献するインフラ輸出の強化や、相手国における緩和計画策定支援等を進めることとされている。**

第３章：環境と成長の好循環の実現のための横断的施策
第3節：ビジネス主導の国際展開・国際協力
(1)政策・制度構築や国際ルールづくりと連動した脱炭素技術の国際展開
・ エネルギー効率の比較・評価の仕組み、省エネラベルや国際標準化など相手国における制度構築を図るとともに、二国間クレジット制度（JCM）や、ASEAN大で官民イニシアティブの立上げの提案、官民ワークショップ等による成功事例の共有等を通じ、ビジネス環境を整備し、脱炭素技術の普及・横展開を図る
(2)CO2排出削減に貢献するインフラ輸出の強化
・ パリ協定の長期目標と整合的にCO2排出削減に貢献するエネルギーインフラや都市・交通インフラ（洋上風力・地熱発電等の再エネ、水素、CCUS・カーボンリサイクル、スマートシティ等）の国際展開
(3)地球規模の脱炭素社会に向けた基盤づくり
・ 相手国におけるNDC策定・緩和策にかかる計画策定支援等、サプライチェーン全体の透明性向上

※公的資金の活用については、以下のように記述されている。
（５）公的資金の効果的な活用と民間資金の動員拡大（抄）
（略）引き続き、パリ協定の下で求められている気候変動資金の供与を誠実に行っていく。そのためには、全ての公的資金の一層の活用が必要である。日本企業の国際展開には主としてOOF、開発途上国を支援する国際協力には主として海外投融資などのODAを活用しつつ、両者の民間資金動員やインパクトの面での相乗効果を狙う。さらに、開発途上国のみならず、先進国も含め世界で同時に起こる脱炭素化において、技術優位性等を持つ日本企業を支援するため、先進技術を用いた事業や新規取組の事業化の公的金融による支援を推進し、日本企業によるイノベーション及び新規事業投資を促進する。（略）

環境省

１．基礎情報

石炭火力発電の輸出に関する公的支援の枠組み

環境省

■ 石炭火力発電の輸出への公的支援は、OECD輸出信用アレンジメントを踏まえつつ、JICA（国際協力機構）、JBIC（国際協力銀行）、NEXI（日本貿易保険）が実施。

		政府開発援助（ODA：Official Development Assistance）※1	その他の政府資金（OOF：Other Official Flows）	
			輸出金融※2	投資金融・保証※2
資金（保証）の担い手		※円借款の場合の例 JICA	JBIC （NEXIによる貿易保険も同様）	JBIC
資金の借り手		相手国政府	事業主体	事業主体
対象国		DAC援助受入国※3	特になし	特になし
日本企業の関与	事業主体			✓
	EPC※4 コントラクタ	✓ 相手国の入札に基づく		✓ 事業主体の調達に依存
	機器サプライヤ	✓ 相手国の入札に基づく	✓ 事業主体の調達（日本からの輸出が前提）	✓ 事業主体の調達に依存
	技術ライセンス	✓ 機器サプライヤとのアライアンスに基づく		✓ 機器サプライヤとのアライアンスに基づく
		輸出４要件を踏まえ対応	OECD輸出信用アレンジメントの対象	輸出４要件の対象

※1 詳細は独立行政法人国際協力機構業務方法書参照。
※3 OECD開発援助委員会（DAC：Development Assistance Committee）が指定するODA受取国
※4 設計（Engineering）・調達（Procurement）・建設（Construction）を一貫して行う事業者

※2 詳細は株式会社国際協力銀行業務方法書参照。

OECDアレンジメント　石炭火力セクター了解　概要

環境省

- 輸出信用の秩序ある利用と公平な競争環境条件の維持を目的として、参加国間で公的輸出信用に関する共通ルールであるOECD輸出信用アレンジメント（以下「アレンジメント」という。）を策定。
- 石炭火力発電を含むセクターについては、Annexとして「セクター了解」を設けており、本則の条件とは別に、各セクターの特徴を考慮した条件を適用することとなっている。
- OECDは、2015年11月、輸出信用機関（ECA）が公的支援対象とする石炭火力の仕様・条件（下記）について合意（石炭火力に関するセクター了解、2017年１月１日より施行）。

（輸出信用機関（ECA）が公的支援対象とする石炭火力の仕様・条件）

	大規模 (500MW超)	中規模 （300MW以上）	小規模 （300MW未満）
超々臨界	12年	12年	12年
超臨界	供与不可	低所得国、 低電化率国等 に限り10年（注２）	低所得国、 低電化率国等 に限り10年（注２）
亜臨界	供与不可	供与不可	低所得国等 に限り10年（注２）

（注１）本セクター了解は、2017年１月１日より施行。経過措置として、技術審査及び環境社会影響評価を完了した上で、同日までに提案依頼書（Request for Proposal）が発出され、かつ、その後の公的支援要請が速やかになされている案件については、本セクター了解導入以前のアレンジメント条件を適用可能。

（注２）プロジェクトサイトが地理的に隔離されている場合には、一定の条件下で、低所得国以外に対しても支援可能。

石炭火力発電の輸出に関する公的支援の実績

環境省

■ 2014年以降、石炭火力発電ボイラーの輸出の４割程度が公的資金案件。

日本メーカーの輸出案件に対する公的資金の有無（技術ライセンス供与案件含む）

案件数	ボイラー			タービン		
		うち公的資金			うち公的資金	
MHPS	20	6	30%	17	4	24%
IHI	9	6	67%	0	0	-
東芝	0	0	-	12	8	67%
合計	29	12	41%	29	12	41%
発電能力（MW）	ボイラー			タービン		
		うち公的資金			うち公的資金	
MHPS	16,494	6,140	37%	9,408	4,696	50%
IHI	5,140	3,101	60%	0	0	-
東芝	0	0	-	11,203	6,943	62%
合計	21,634	9,241	43%	20,611	11,639	56%

備考）Fuelにcoal関連が含まれ、着工指示が2014年1月1日以降で、事業国が日本以外のユニット
出所）McCoy database

各国の石炭火力発電輸出への公的支援

■ 過去５年でUSCボイラーの輸出実績を有する製造メーカー本拠地がある国は日本、中国、韓国、米国であり、各公的支援機関による融資額は2013~2017年で０～161億USDと様々である。

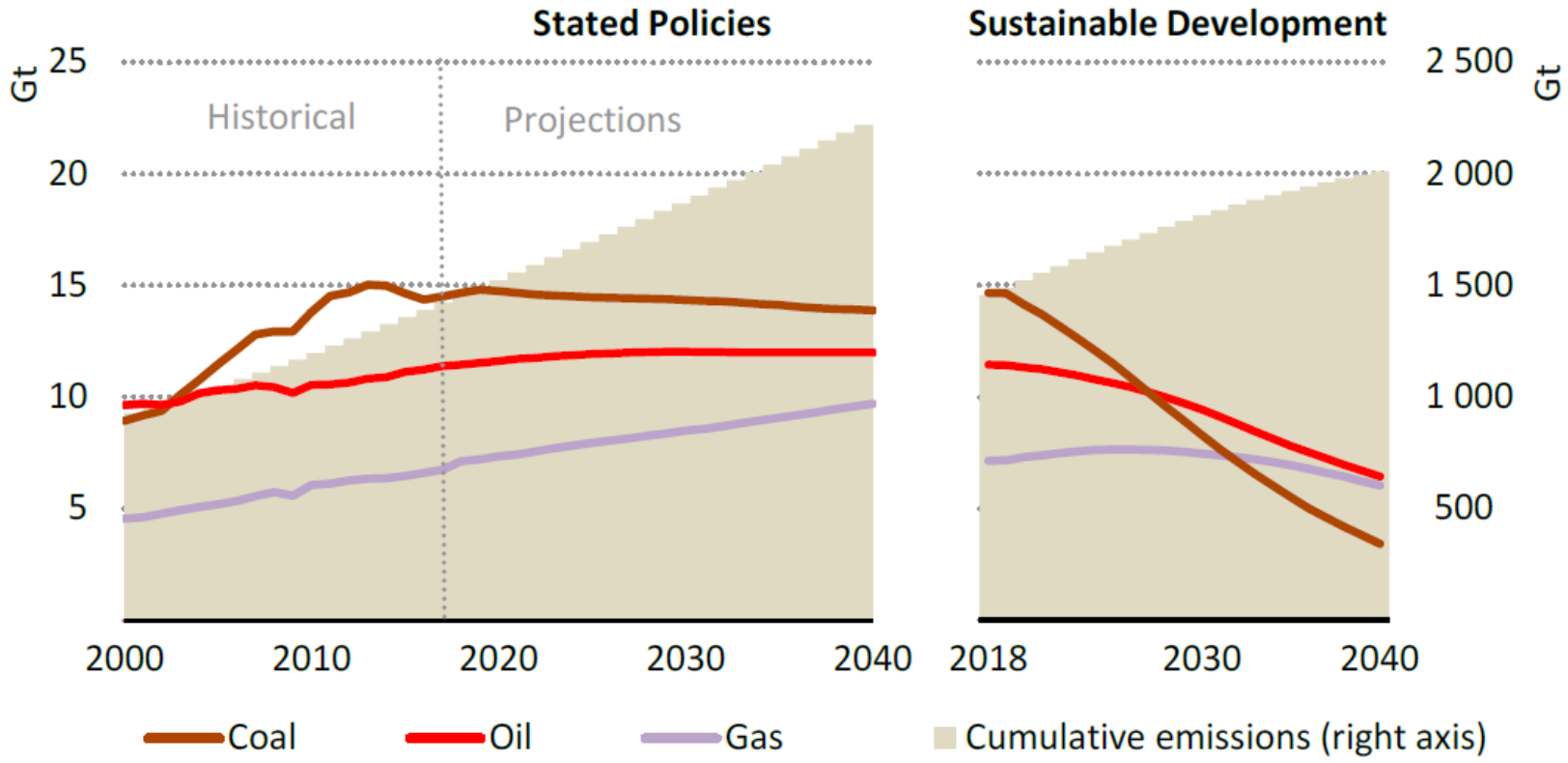
国	公的支援機関		政策・公的支援機関の方針	2013-2017年の海外石炭火力への合計融資額※
	輸出信用機関	二国間開発援助機関		
日本	• JBIC • NEXI	• JICA	• OECD公的輸出信用アレンジメントを踏まえ対応	• 100億 USD
中国	• Export-Import Bank of China • Sinosure-China Export & Credit Insurance Corporation	• China Development Bank (CDB)	• 石炭に関する方針は示されていない	• 161億 USD
韓国	• Export-Import Bank of Korea (Kexim)	• Korea Development Bank (KDB)	• OECD公的輸出信用アレンジメントを踏まえ対応	• 25億 USD
米国	• Export-Import Bank of the United States (EXIM US)	• US International Development Finance Corporation (DFC)	• EXIMは2013年より、最貧国（IDA）を除き、石炭火力発電所に対して支援を停止 • IDAには最高効率の技術を導入すること、それ以外の国々に対してはCO2排出原単位を500g-CO2/kWh以下に留めるためにCCSを付設することを要件とした。 • ただし、IDAに対するこの要件は、現在、連邦予算法により、凍結されている	• 0 USD

※　融資額はNRDC databaseから算出。融資額は、Coal generationセクターを対象とし、再エネやCoal mining、Coal Exploration、Coal Policy等への支援は除外。
出所）EXIM HP、E3G、NRDC等

IEAのWorld Energy Outlook 2019の分析

- IEAのWorld Energy Outlook 2019では、シナリオ分析を行っている。
- 公表政策シナリオ（Stated Policies Scenario）は、2040年までに排出量のピークアウトはせず、年平均1億トンペースで増加。パリ協定の目標を達成するのに必要な削減量からは大きく乖離。
- 持続可能な開発シナリオ（Sustainable Development Scenario）は、2070年にネットゼロとなるシナリオ。先進国の排出量は、2050年までに年率5.6%、途上国は3.2%減少。

シナリオ別・燃料別の累積エネルギー起源　CO_2排出量



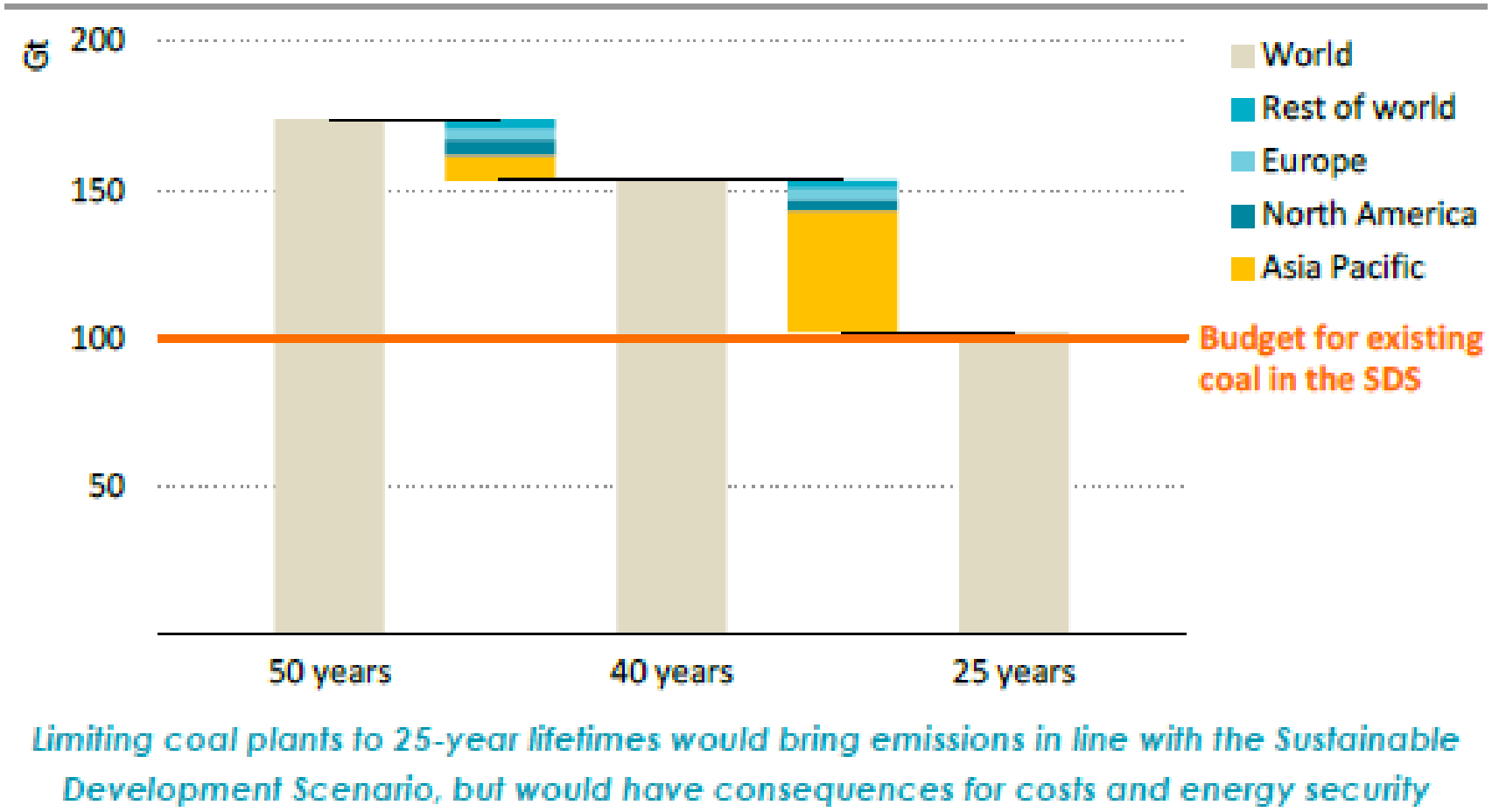
Existing and announced policies do not produce a peak in global CO_2 emissions by 2040.
The Sustainable Development Scenario is on course for net-zero emissions in 2070.

（出典）World Energy Outlook 2019 (IEA)

石炭火力発電所からの排出について

- 石炭火力発電所の平均的な寿命は約50年と考えられているが、IEAは、持続可能な開発シナリオを達成するためには、平均的な使用期間を25年に制限する必要があると指摘している。
- 火力発電の寿命設定を40年に設定とした場合、2040年における排出量は持続可能な開発シナリオを50%程度上回る。

想定寿命別、石炭火力からの累積排出量
（2019年～2040年）



Note: SDS = Sustainable Development Scenario.

（出典）World Energy Outlook 2019 (IEA)

既存の石炭火力発電に関する対策オプション

- 既存の石炭火力発電所からの排出量削減は、３つのオプションが示されている。
  ＜①CCUS又はバイオマス併用施設への改修、②柔軟性にフォーカスした用途変更、③廃炉＞
- オプション別のCO_2削減割合とともに、追加投資コスト、柔軟性提供や財務影響その他の考慮事項の分析が示されている。

石炭火力からの排出を削減する各種対策

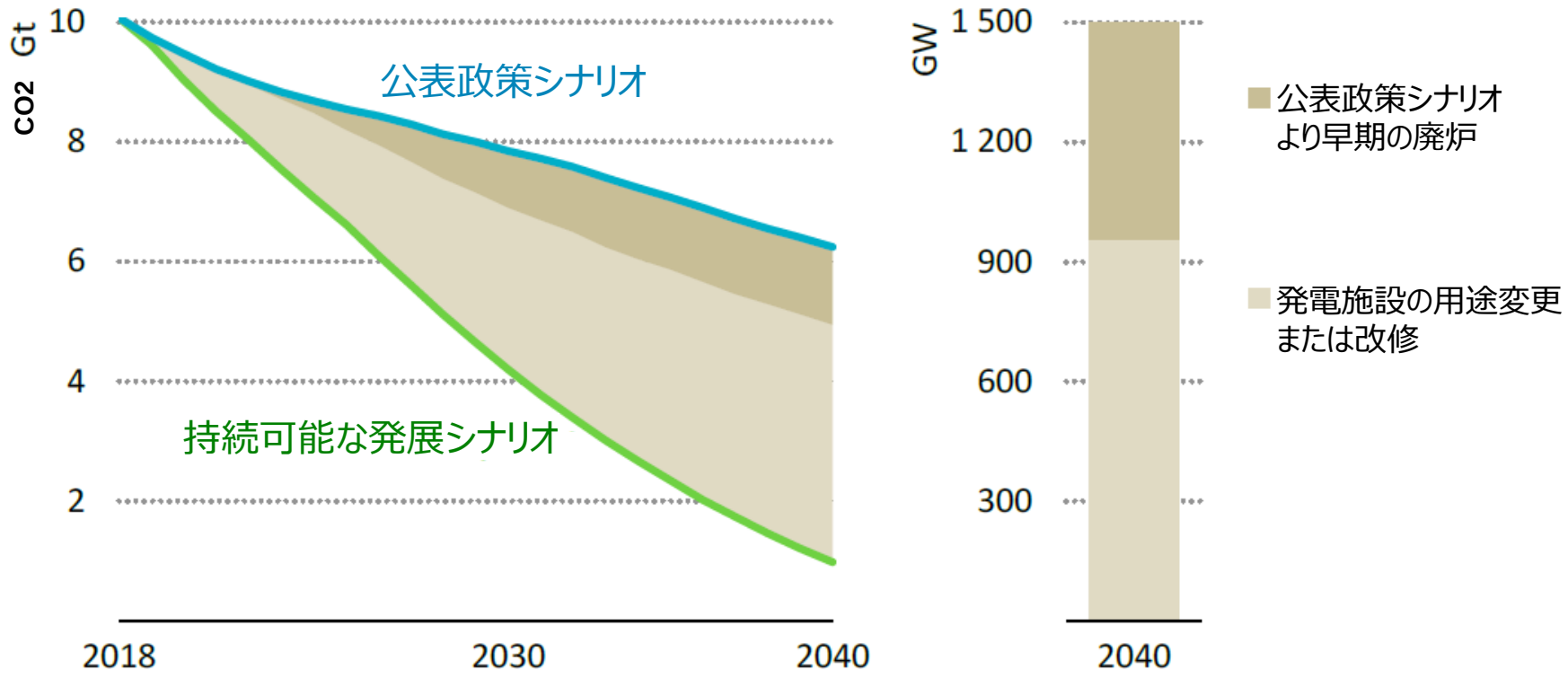
	Retrofit		Repurpose operations, focus on flexibility	Retire
	CCUS	Biomass co-firing		
Impact at facility				
CO_2 emission reductions	Up to 99.7%	5-20%	1-80%	100%
Considerations				
Certainty of emissions reductions	High	Medium	Low	High
Additional investment scale per GW	Billions	Millions	Millions	None
Provides system adequacy & flexibility	●	●	●	●
Delays financial impact	●	●	●	●
Other	Site suitability	Biomass availability		Costs of site remediation, employment impacts

（出典）World Energy Outlook 2019 (IEA)

石炭火力発電に関する指摘（既設への対応の必要性）

■ **持続可能な開発シナリオでは、火力発電所からの排出量削減の内訳は、CCUSやバイオマス混焼施設の導入、電力システム最適化を目的とした火力発電所の再利用で約60%、石炭火力発電所の早期廃炉で約40%程度との試算が示されている。**

既存の石炭火力発電設備からのCO_2排出削減（方策別）

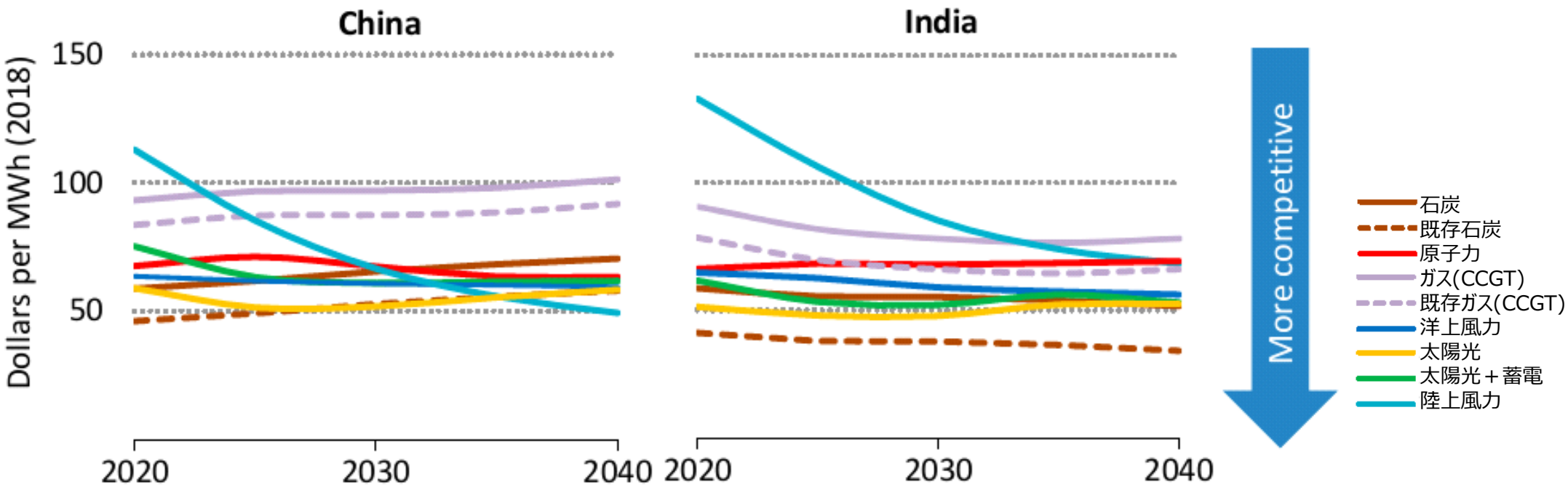


出所）IEA “World Energy Outlook 2019”環境省訳

電源別発電コスト分析の例

- IEAによれば、中国では、2020年代後半から既存石炭と太陽光の価格がほぼ同額、陸上風力は2030年代半ばから既存石炭より安くなるとの分析がなされている。
- インドでは、新設石炭と比べて、太陽光は既に安く、太陽光＋蓄電もほぼ同額。他方、既存石炭は2040年にかけて引き続きどの電源よりも安いとの分析がなされている。

電源別発電コスト（価値調整済みLCOE*）



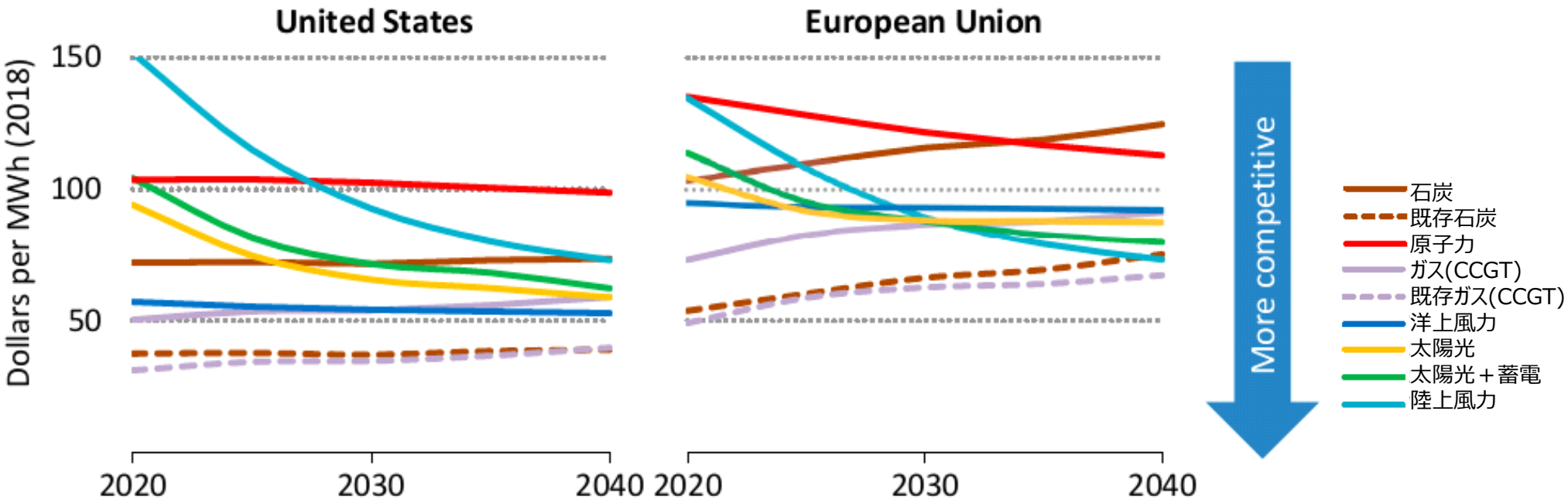
*価値調整済みLCOE=Value-adjusted LCOE：電源のコストだけでなく、価値についても調整したLCOE。価値としてEnergy、Capacity、Flexibilityがあり、例えば、Energyの価値は、電気料金の高い昼間の価値がより高く評価される

出所）IEA “World Energy Outlook 2019”

電源別発電コスト分析の例

- 米国では、新設石炭と比べて、洋上風力は既に安く、2030年までに太陽光、及び太陽光＋蓄電も安くなる。他方、既存石炭は2040年にかけて引き続きどの再エネ電源よりも安いとの分析がなされている。
- EUでは、2040年にかけて新設石炭、既存石炭ともに高くなっていく。新設石炭は2040年には最も高くなり、陸上風力は既存石炭より安くなるとの分析がなされている。

電源別発電コスト（価値調整済みLCOE*）



*価値調整済みLCOE=Value-adjusted LCOE：電源のコストだけでなく、価値についても調整したLCOE。価値としてEnergy、Capacity、Flexibilityがあり、例えば、Energyの価値は、電気料金の高い昼間の価値がより高く評価される

出所）IEA “World Energy Outlook 2019”

エネルギーアクセス

- **SDGsゴール達成に向け、エネルギーアクセスの向上は重要。**
- **IEA（Energy Access Outlook 2017）は、2030年までに６割以上の人々が再エネによりエネルギーアクセスを得ると推計している。また、地方部でエネルギーアクセスを得る人々の2/3以上は、最も費用対効果が高い分散型電源によるものと推計。**
- **石炭火力は、2000年～2015年の間に、エネルギーアクセスを得た人々のうち45%分の寄与があった（再エネは同期間で34%）。**

- 主に送電網の拡大と化石燃料（石炭45%、天然ガス19%、石油7%）により、電気を利用できない人口は2000年の17億人から2016年の11億人に減少した。2012年以降には毎年1億人以上が電力へのアクセスを獲得した。

- 電気を利用できない人口の大部分は、アジアの開発途上国およびサハラ以南のアフリカ。 2030年にまだ電力にアクセスできないと予想される6億4700万人のうち、90%がサハラ以南アフリカに住む人々である。

- 2030年までに電力アクセスを得る人々の60%以上が、主に太陽光と水力による再生可能エネルギー発電を通じてアクセスできる予想である。農村地域では、分散型電力システムは電力アクセスを得る人の3分の2以上にとって最も費用効果の高いソリューションである。

（IEA　Energy Access Outlook 2017）

環境省

２．諸外国の状況

各国の石炭火力に関する政策一覧

環境省

■ **主要先進国は、石炭火力を廃止、又はその依存度を下げることとしている。**

国	石炭火力の発電電力量の割合 2010年実績→2017年実績→2030年見通し	方針	関連する主な施策
イギリス	29%→7%→－ [30年目標:0%]	2025年までに石炭火力発電を廃止	• CO2排出基準案を公表 • EU-ETS対象国、加えて、独自に下限価格（CPF）を設定 • 2017年のクリーン成長戦略（CGS）の下で、CCUS推進
フランス	5%→3%→－ [30年目標:0%]	2022年までに石炭火力発電を廃止 ※なお、2018年1月のダボス会議で、マクロン大統領が2021年までに世石炭火力発電の廃止を公言したが、その後の方針転換の動きはない。	• 新規火力発電所はCCS-readyの要件を満たした上で、CCSの実証実験の実施を要求する法律を制定（Grenelle law 1） • EU-ETS対象国
ドイツ	43%→39%→－	遅くとも2038年までに石炭火力を廃止予定 ※ドイツ脱石炭委員会が採択した上記の廃止予定を含む最終報告は、連邦政府に承認され、今後法制化に進む見込み。	• EU-ETS対象国 • 2016年に褐炭火力発電の予備力※1移行を含めた法律を制定 • 2019年に産炭地構造強化法※2を法制化
米国	46%→31%→19%	前政権のクリーンパワープラン(CPP)を見直し、アフォーダブル・クリーン・エナジー(ACE)を発令。ACEによって、2030年には、電力部門のCO2排出量を2005年比で、最大35%削減可能との見込み。	• 北東部9州において、排出量取引（アメリカ北東部州地域GHGイニシアチブ（RGGI））導入済 • カリフォルニア州において、排出権取引制度導入済
カナダ	13%→9%→－	2030年までに従来型石炭火力発電(CCSなし)を段階的に廃止 ※従来型石炭電源は、2029年以前の操業廃止か、2030年以降0.420kg-CO2/kWhの排出規制の順守（CCSなしには達成不可能）が求められる。	• 州及び準州は、独自のカーボンプライシングを設定するか、連邦政府が提示した炭素価格の水準要件が満たさない場合には、連邦カーボンプライシングバックストップ（2022年に50カナダドル/t-CO_2の炭素税及び大規模排出事業者に対する排出量取引制度）が適用される • 一部の州は、導入義務付けは違憲として、連邦政府を控訴中
中国	77%→68%→51%	2020年の石炭火力発電の総量を、11億kW以下に抑制する。	• 老朽化した石炭火力発電所の閉鎖及び石炭火力の新設計画の認可の取り消し又は完工時期の延期 • 2017年に、全国排出量取引制度（当面は発電部門のみ対象）の開始を発表（実質的な開始は2020年以降の見込み）
日本	27%→33%→23% [30年目標:26%]	高効率化・次世代化を推進するとともに、よりクリーンなガス利用へのシフトと非効率石炭のフェードアウトに取り組むなど、長期を展望した環境負荷の低減を見据えつつ活用していく	• 省エネ法・高度化法の目標設定、運用強化 • 地球温暖化対策税導入、2016年4月に最終税率への引き上げ完了

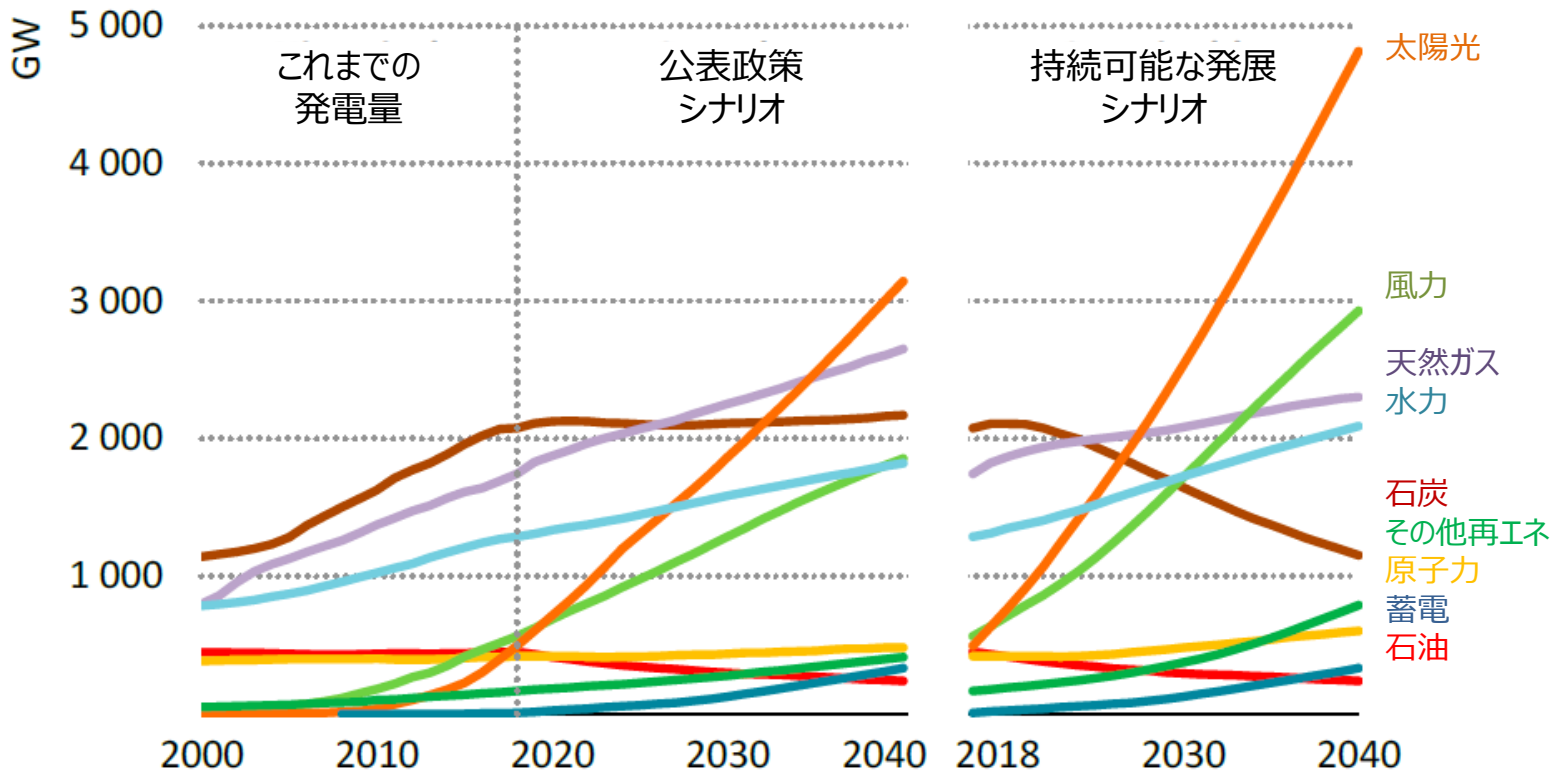
※１：バックアップ発電容量を確保するため、卸電力市場での売電は禁止するものの、落札価格に基づいて待機費用等の補助を与える制度。
※２：褐炭採掘地域に対する投資支援や、石炭火力廃止の影響を受ける地域に対する研究支援等を定めた法律。
注：「石炭火力割合」は発電量における石炭火力発電の割合。2010年実績→2017年実績→2030年見通し（EU, 米国、中国、インド、日本は"World Energy Outlook 2019"のStated policyの実績値と見通し、それ以外はIEA data browserを参照。「－」はデータなし。）。

出所）各国公表資料、海外電力調査会『諸外国の概要２０１９年版』

世界全体での発電容量のシナリオ（IEA）

- IEAは、世界全体での2040年までのシナリオを示している。
- 石炭火力の容量は、公表政策シナリオでは現状から概ね維持され、持続可能な発展シナリオでは約半減するとの分析がなされている。

2040年までの世界の発電容量（シナリオ・電源別）



出所）IEA “World Energy Outlook 2019”環境省訳

各国の石炭火力に関する政策一覧

環境省

■ **アジアの主要新興国・途上国は、石炭火力の比率は下がる国もあるが、容量は総じて増加する見込み**

国・地域	石炭火力容量（GWと割合） 2016年実績→2020年見通し→2030年見通し※	GHG削減方針や石炭火力の計画
インド	• 192GW → 217GW → 238GW • 59% → 45% → 39%	• 2030年までに非化石電源容量40%が目標 • 2018年に公表されたNEP（National Electricity Plan）では、現在の192GW（2017年3月末）の石炭火力に加えて、約48GWが建設中（2022年まで更なる追加は必要ないが、2027年に向けては94GWの新設が必要）
インドネシア	• 29.9GW → 39.5GW → 57.2GW • 49% → 48% → 43%	• 2030年までに温室効果ガス対策を実施しなかった場合と比較して29%削減の目標 • 2020年までに6GW以上、2028年までに約27GWの石炭火力を拡大させる予定
ベトナム	• 14.4GW → 22.3GW →44.4GW • 34% → 42% → 43%	• 2030年までにGHG排出量をBAU比で8%削減の目標 • PDP7(revised)では、2016年に14GWの石炭火力を、2020年に26GW、2030年に55GWまで拡大させる予定
バングラディシュ	• —	• 2030年までにGHG排出量を5%削減の目標
フィリピン	• 7.4GW → 10.3GW → 12.7GW • 34% → 38% → 40%	• 2030年までにGHG排出量をBAU比70%削減の目標 • 2015年に12GWの建設が予定されていた石炭火力のうち、現在3.2GWが建設され、さらに14.6GWが建設予定またはパイプライン上に存在
マレーシア	• 9.5GW → 12.5GW → 15.3GW • 32% → 34% → 33%	• 2005年を基準年として、2030年までにGHG排出量を35%削減の目標

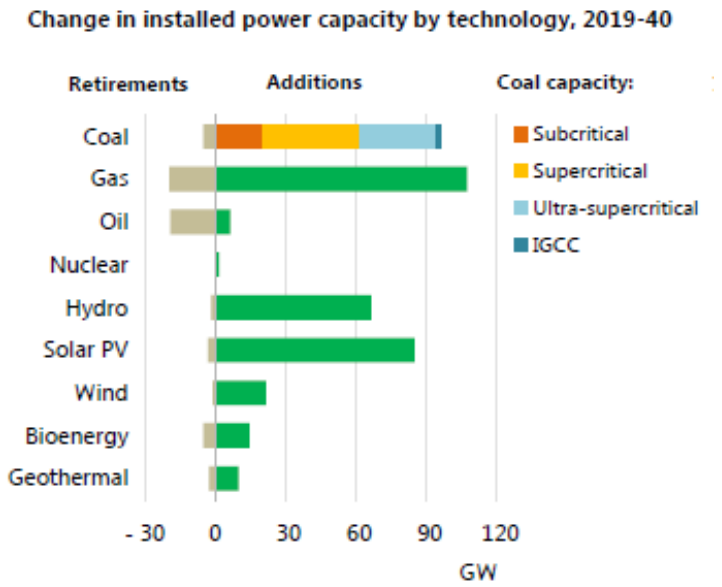
出所）Climate Action Tracker、海外電力調査会『諸外国の概要２０１９年版』、APEC（2019）「APEC Energy Demand and Supply Outlook 7th Edition - Volume II」、各国公表資料、インドCEA(2018) National Electricity Plan

※：「石炭火力容量」は、2016年実績→2020年見通し→2030年見通し（出所はAPEC（2019）。「－」はデータなし。）。
ただし、インドのみ、2017年3月末実績→2021-22年計画→2026-27計画（出所はCEA）

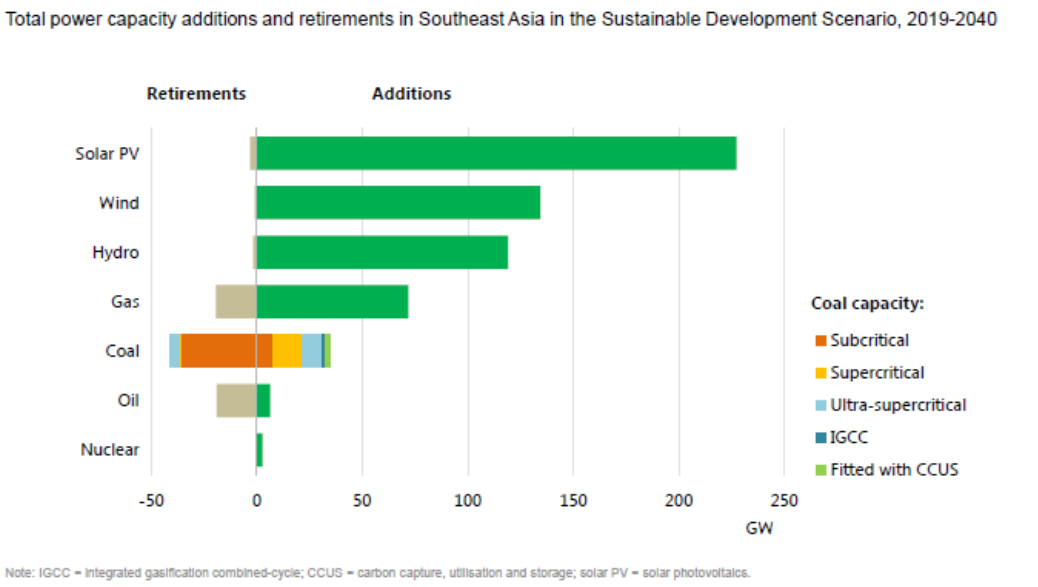
東南アジアにおける発電容量のシナリオ（IEA）

- IEAでは、東南アジア地域で2040年までの廃止・追加電源のシナリオを示している。
- 公表政策シナリオでは90GW程度の石炭火力が新設される一方、持続可能な開発シナリオでは、再エネ・ガスを最大限伸ばし、需要を満たせない分のみ石炭はリプレースで賄うというシナリオを描いている。

2040年までの廃止・追加電源
（公表政策シナリオ）



2040年までの廃止・追加電源
（持続可能な開発シナリオ）

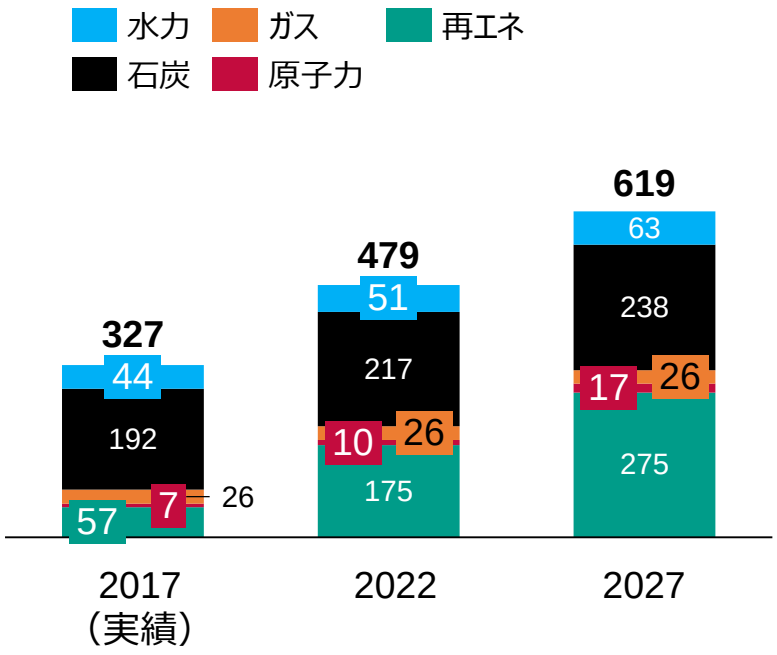


出所）IEA “Southeast Asia Energy Outlook 2019”, October 2019

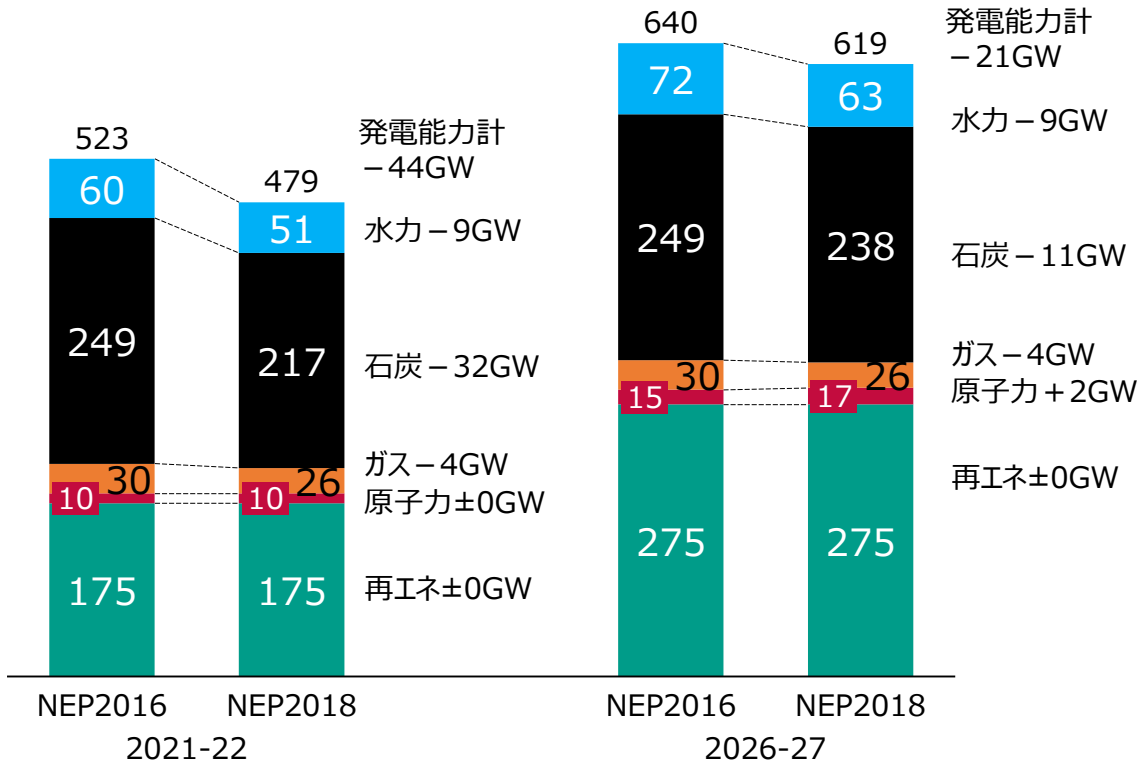
インドの関連エネルギー政策

- 国家電力計画（通称NEP。2018年1月）では、2026年度までの電力需要量の年平均成長率を6.18%と想定し、水力、ガス火力、原子力、再エネで不足する分を石炭火力で補う計画としている。**石炭火力は46GWの容量増加**（新設94GW、退役48GW）を見込んでいる。
- 2016年策定の国家電力計画と比べて、石炭、ガス、水力の見込み容量を減らし、**発電能力全体の規模は縮小している。**

国家電力計画における電源構成の想定



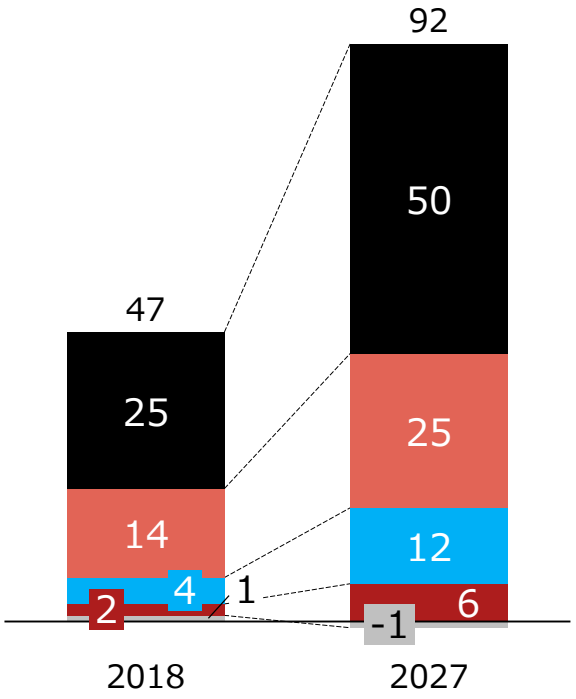
国家電力計画改定前後の比較（GW）



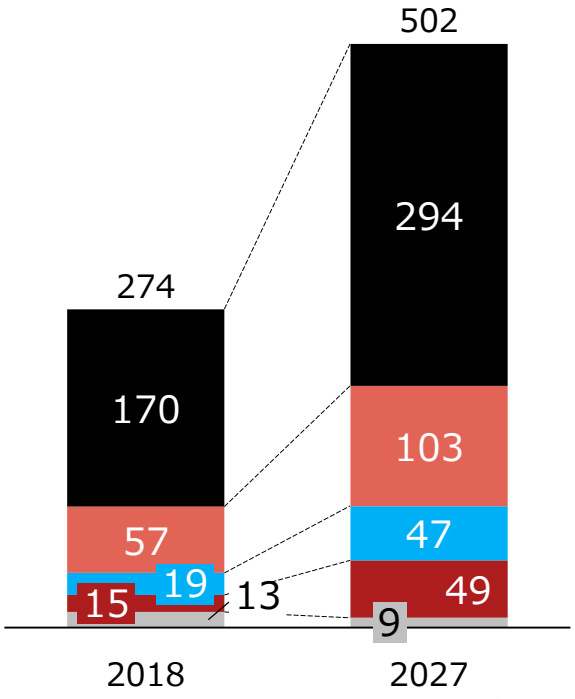
インドネシアの関連エネルギー政策

- 国営電力会社PLNの電力供給事業計画（RUPTL）では、今後10年で電力の供給力、供給量とも倍増させることを計画しており、**石炭火力の容量も2027年に50ＧＷと倍増の見込み。**
- RUPTLは毎年改定しており、**近年は需要、供給量ともに引き下げる傾向**にある。

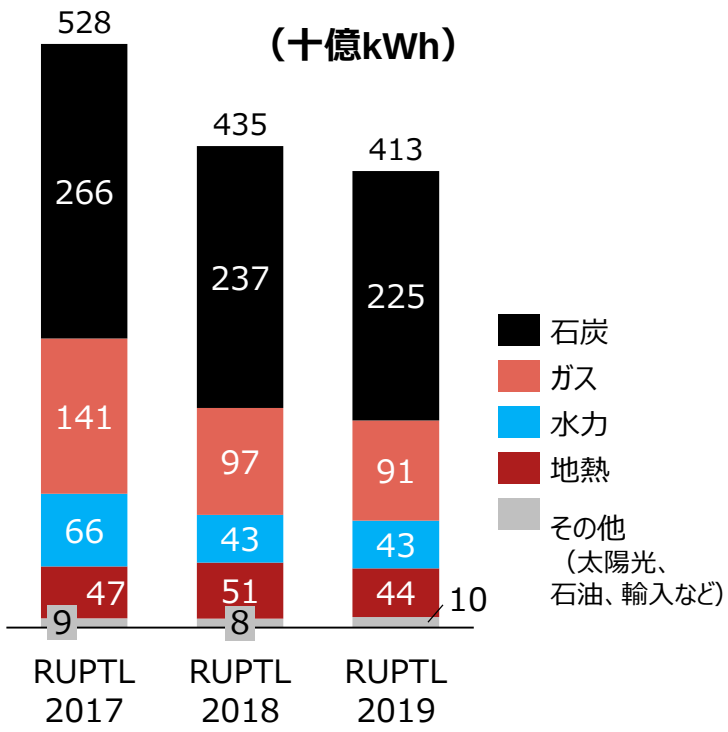
RUPTL 2018-27における電源構成の想定（GW）



（十億kWh）



RUPTLにおける電源構成の想定の変遷（2025年）



注）その他は太陽光等その他再エネ、石油、輸出入
出所） RUPTL 2017-2026、RUPTL 2018-2027、RUPTL2019-2028より作成

RUPTL2019-2028のデータに更新予定

参考：インドネシアの地域別の動向

- インドネシアではジャワ・バリに需要が集中している。
- 需要の成長の大きいスマトラ、カリマンタンでは褐炭を算出し、山元での褐炭火力の計画が多数計画されている。

PLNの需要想定と石炭火力の開発想定

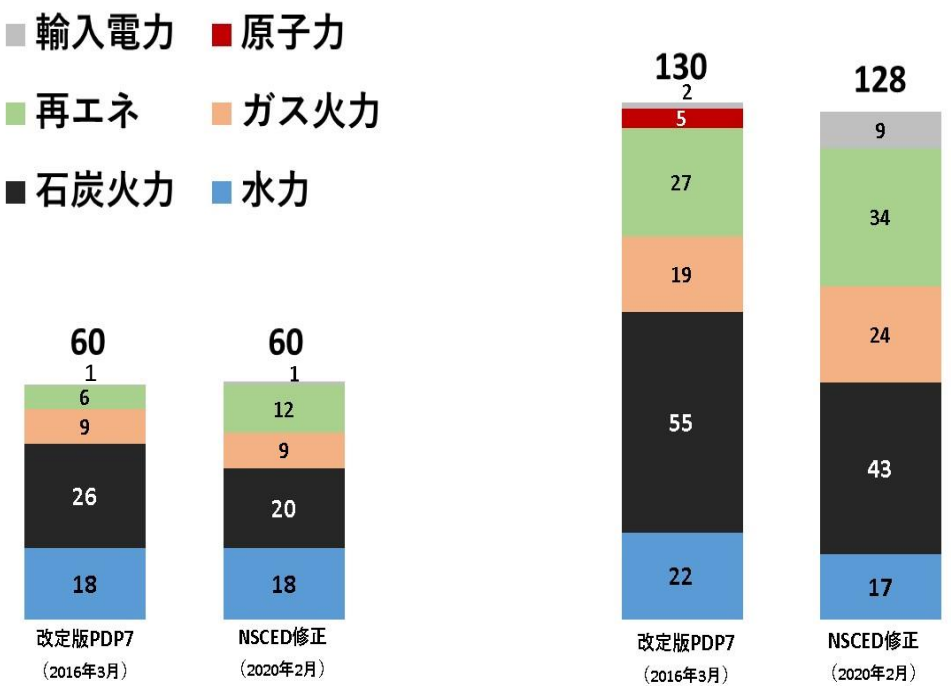
	発電電力量（TWh）			2018-27新規開発（GW）	
	2018	2027	伸び率	石炭火力	うち山元
スマトラ	39.8	92.9	+134%	7.0	5.1
ジャワ・バリ	202.9	343.6	+69%	14.2	
ロンボック	1.6	3.2	+93%	0.2	
ティモール	0.5	1.1	+111%	0.2	
西カリマンタン	2.2	6.1	+175%	0.9	
東カリマンタン	7.9	18.0	+128%	2.0	0.9
北スラウィシ	2.5	5.5	+122%	0.6	
南スラウィシ	0.8	1.9	+119%	1.0	
アンボン	0.4	0.7	+87%	0.0	
ジャヤプラ（パプア）	0.6	1.2	+110%		
合計	259.2	474.1	+83%	26.1	6.0

出所）PLN “RUPTL 2018”

ベトナムの関連エネルギー政策

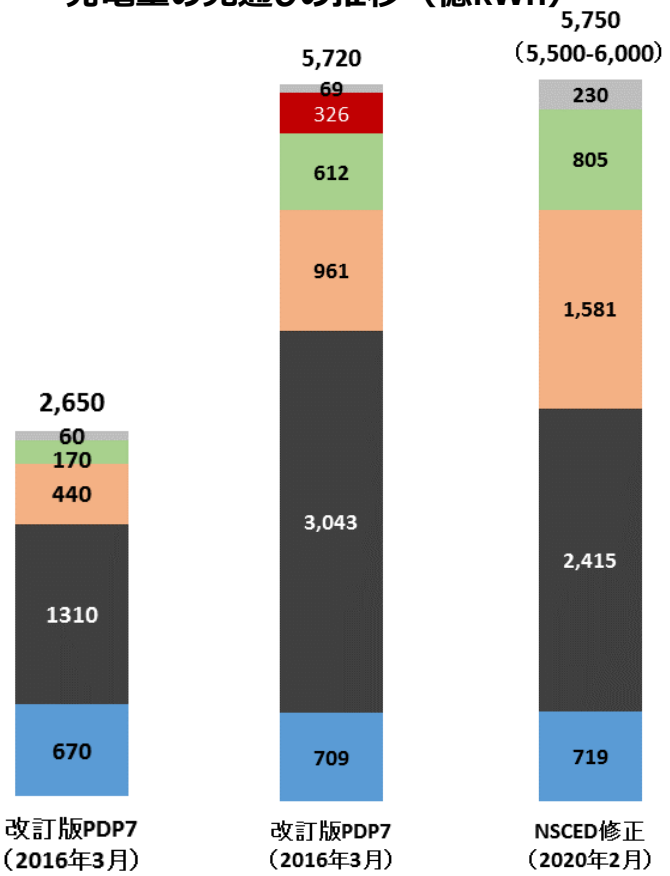
- ベトナムのエネルギー政策は、2016年3月に改定された国家電源開発マスタープラン（通称「改定PDP7」）に示されているが、**最新の方針**は、2020年２月の電力供給業務等を指導等の権限を有する国家電力開発運営委員会による勧告※（**NSCED勧告）において実質的に更新されている。**　※当該勧告は、現在策定途上にあるPDP８に反映される見込み
- 最新の方針によれば、石炭火力の容量は**2020年に20GWから43GWに増加を見込む一方、改定PDP7に基づく55GWからは減少**している。同じく、発電電力量は2030年に約3000億kWhから2400億kWhに変更されている。

電源構成の見通しの推移（GW）



2020年の電源構成　　2030年の電源構成

発電量の見通しの推移（億kWh）



2020年の発電量　　2030年の発電量

※NSCEDには発電量に関する記述なし

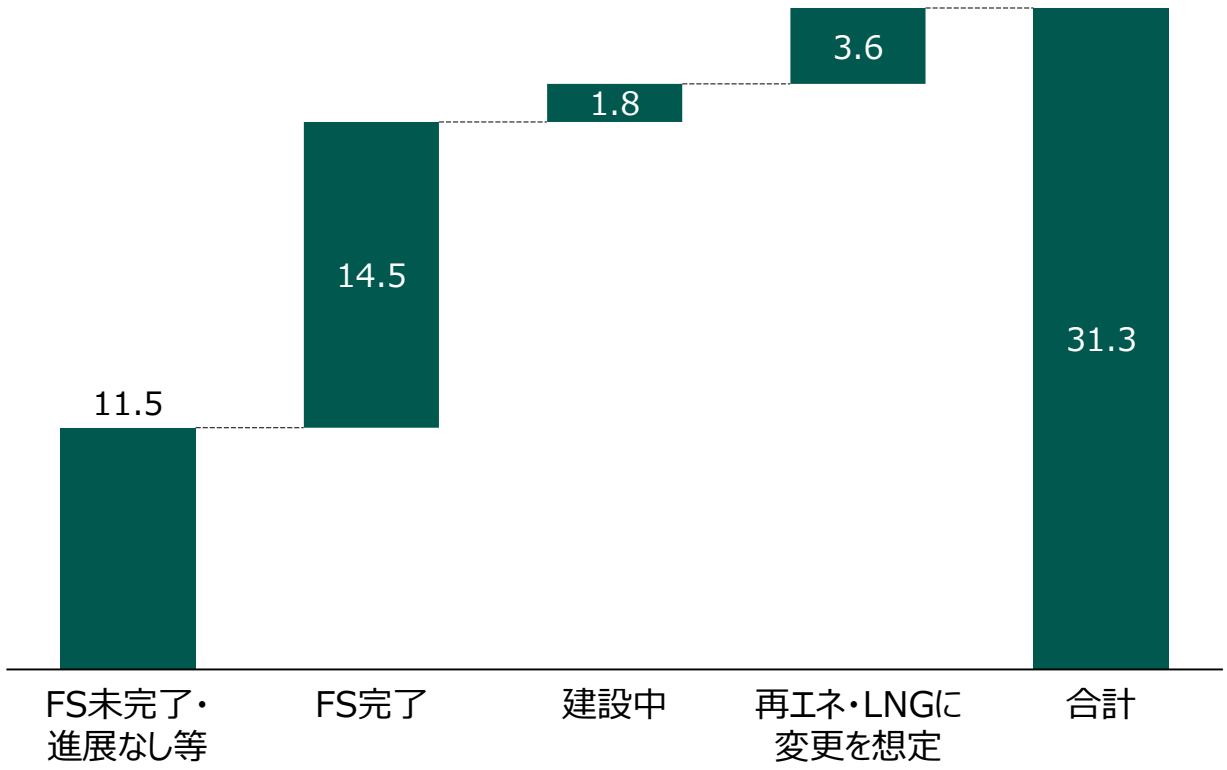
改訂版国家電力開発計画（2016年3月）、国家電力開発運営員会による修正（2020年2月）より環境省が作成

参考：ベトナムの石炭火力建設計画のステータス

■ 改定PDP７で2030年までに運転開始が想定されている案件は31.3GWであり、このうち、FS完了と建設中案件の合計は16.3GW。さらに、再エネ・LNG変更想定案件を含めると19.9GWとなる。

改定版PDP7で2021～30年に運開が想定されている案件のステータス

（単位：GW）

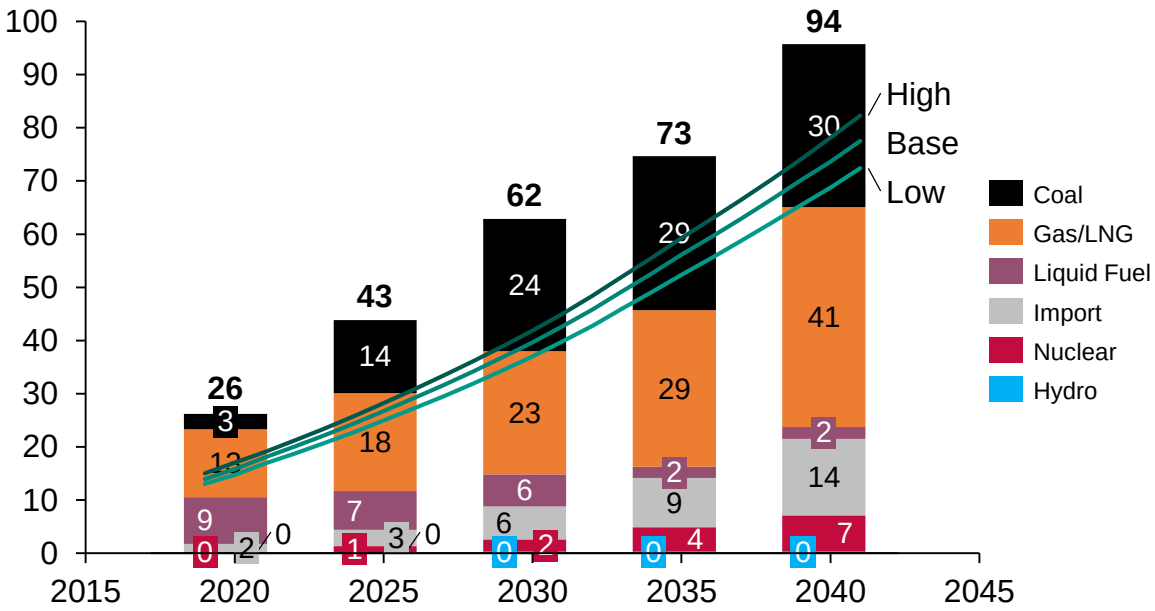


出所）東電設計（2018）“ベトナム・クワンチャックにおける超々臨界石炭火力発電所建設事業に係る実現可能性調査”（平成29年度 質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査）

バングラディシュの関連エネルギー政策

- 電力・エネルギー・鉱物資源省の策定した2018年の改訂版電力マスタープラン（PSMP）では、**石炭火力は、2030年までに18～24ＧＷ、41年までにさらに６～８ ＧＷの容量の増加を想定。**
- 2016年策定の当初PSMPから、**改定によって2030年の発電能力を倍増させる想定**となっている。

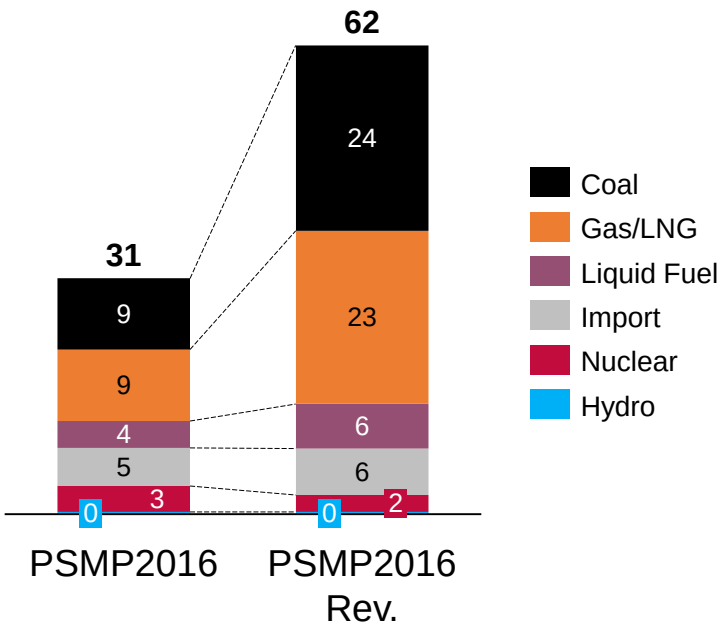
電力需要見通しと電源構成*（GW）



*電源構成はHigh Case

出所）Revisiting PSMP 2016より作成

2030年の電源構成の改定前後の比較（GW）



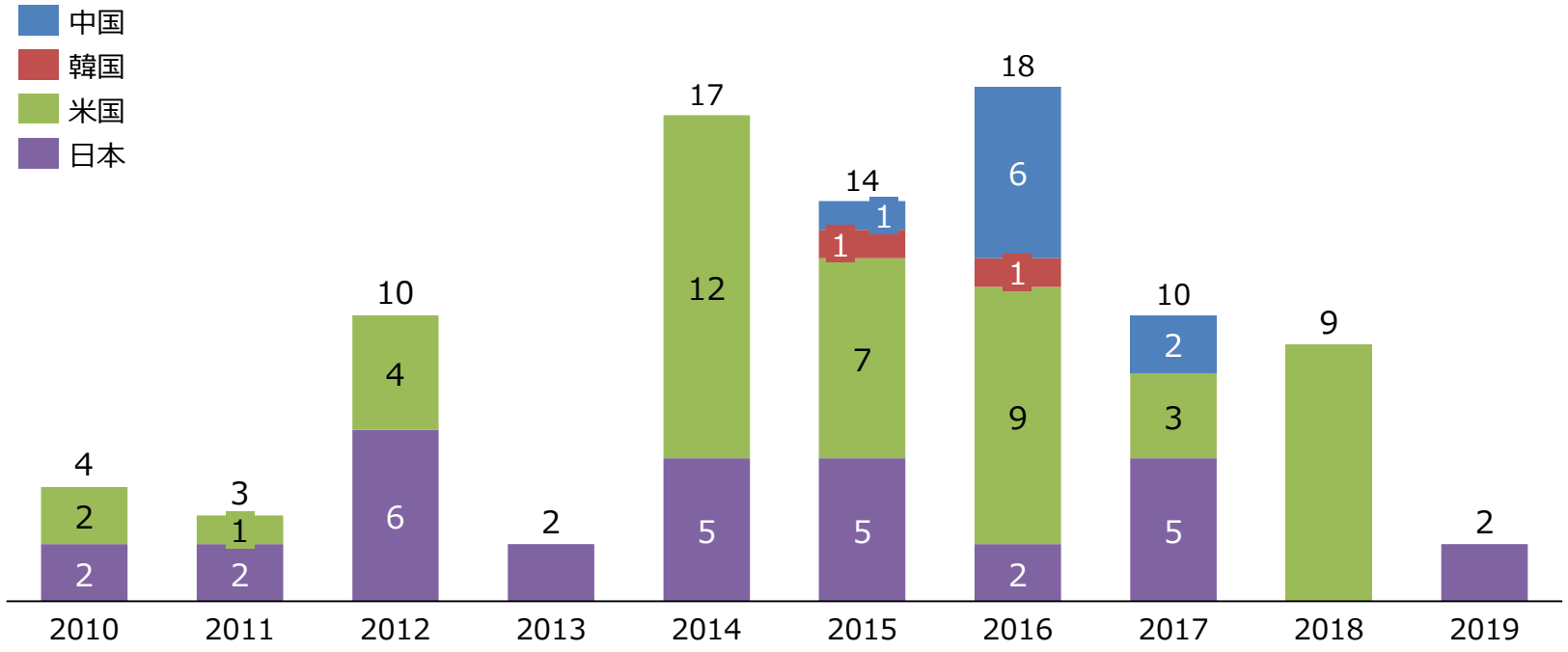
環境省

2．ビジネス・金融の動向

USCボイラーの輸出実績（着工指示）

■ 我が国のUSCボイラーの輸出は、直近５年で（過去10年でも）米国に次ぐ実績。

着工指示年別案件数（技術ライセンスがある国ベースでの集計）※１



※1　本集計は、自国での着工指示案件は含まない。ボイラーの技術ライセンスを保有する製造メーカーの本拠地がある国により集計。
例えば、インドL&TがMHIの技術で製造しインドで収めた場合には、日本メーカーの技術がインドに収められたとして輸出案件として計上している。

出所）McCoy

O&Mビジネスの展開

■ ボイラー納入にとどまらず、O&Mビジネス（Operation & Maintenance：運転・保守）も多く展開されている。

MHI	ベトナム	EVN傘下の発電会社EVNGENCO3に対して発電所の運転・保守（O&M）支援および技術者の技術力向上に向けたトレーニングを提供	2020/1/17
	グローバル	長崎工場内に「遠隔監視センター」を開設、顧客発電設備のO&Mをサポート 。遠隔監視拠点では、高砂工場（兵庫県高砂市）、米国オーランド（フロリダ州）、フィリピンのアラバン（モンテンルパ市）に次いで4ヵ所目。	2019/1/21
	台湾	AI活用によるボイラー燃焼調整で、年間1億円程度のコスト低減効果を実証、台湾電力の林口火力発電所（USC80万kW×3）に導入したシステムを改良	2018/6/11
	インドネシア	火力発電システムのフィールドサービス協業へ、ジャワ・バリ発電会社（PT. Pembangkitan Jawa Bali：PJB）、インドネシアパワー社（PT. Indonesia Power：IP）、三菱商事とともに	2016/3/31
	モンゴル	第四火力発電所が運営する同国最大の石炭焚き火力発電所1～8号機のリハビリ工事を受注、設備の性能向上と寿命延伸を目指す	2016/2/8
	ウズベキスタン	国営ウズベクエネルゴと発電オペレーション・メンテナンス（O&M）に関する覚書を締結	2015/2/2
IHI	インドネシア	スララヤ発電所向けボイラ改修工事を受注 ～ライフサイクル事業で同国の電力安定供給に貢献～	2020/2/18
	日本	苫東厚真発電所４号機におけるボイラー保守技術高度化システムの導入	2019/12/2
	モロッコ	発電ボイラ向け（サフィ発電所：2018年に同社がボイラを納入）の長期保守契約を連続受注 ～海外拠点を活用したライフサイクルビジネスを拡大～	2019/10/16
	モロッコ	グループ初 ボイラ設備の長期保守契約を締結　～モロッコ 大型石炭火力発電所の安定運営に貢献～	2018/1/24
東芝	オーストラリア	豪州のマウントパイパー石炭火力発電所向け大型改修工事を契約　― 高性能化で60MWの出力増強を実現 ―	2019/7/8
	フィリピン	カラカ石炭火力発電所の運転・維持管理に係るコンサルタント業務」の関西電力と共同での受託	2019/4/8
	北米	北米における発電事業の体制強化：STG（蒸気タービン発電機）事業の営業・サービス窓口を一本化し、ワンストップでソリューションを提供できる体制を構築	2014/12/5
	北米	火力サービス事業会社 ReGENco社の買収	2007/4/2

電力事業者の海外展開

環境省

■ 電力事業者は、海外展開を積極的に推進。再エネやガスに関して方針が示されている。

	直近の持分出力*1	アジア	北米	中南米	豪州	中東	欧州	その他	海外の発電事業目標 開発する発電方式
JERA	約900万kW （2019年4月）	✓	✓	✓		✓	✓		500万ｋW（2025年、再エネ）*2 “クリーン・エネルギー経済へと導くLNGと再生可能エネルギーにおけるグローバルリーダー”
関西電力	約260万kW	✓	✓		✓		✓		約1,000～1,200万kW（2025年） “SDGs・ESGと脱炭素化の世界的広がりをリードすべく、水力・風力等の再エネプロジェクトの組成・参画”
九州電力	約220万kW （2019年9月）	✓	✓	✓					500万kW（2030年） “国内で培った技術を活用し、ＬＮＧや再エネなど多様な発電方式に取り組む”
中国電力	80万kW （2020年1月）	✓	✓						N/A “海外での再生可能エネルギー開発も含めて取り組む”
四国電力	約68万kW （2019年4月末）	✓	✓	✓		✓			150万kW程度（2025年度） “ガス火力から発電方式を拡大”
東北電力	35万kW （2018年度末）	✓		✓					120万kW（2030年） “海外発電事業で培ったノウハウや人的ネットワーク等は、再エネの開発・参画に最大限活用”
電源開発	約690万kW （2019年3月末）	✓	✓						1,000万kW（2025年度） “当該国・地域のサステナブルな成長を支える、高効率火力や再生可能エネルギーの導入を進める”
（参考） 東京電力HD	－								アジア・欧州の洋上風力：200～300万kW規模 東南アジアの水力：：200～300万kW規模 “国内外で事業展開を行い、再生可能エネルギーの主力電源化を目指す”

*1：年月の記載のないものは、ホームページのデータ（2020年3月24日アクセス）、建設中の案件を含む
*2：国内を含む。2016年2月の事業計画では、海外で2030年度2,000万kW程度との目標もあった
出所）各社IR資料等より作成

国内大手商社の石炭火力発電事業に対する方針

環境省

■ **国内大手商社は新規石炭火力発電事業の原則中止、ないし持分発電比率の引下げを表明。**

新規石炭火力事業の原則中止

丸紅 （「サステナブル・デベロップメント・レポート 2019」より）

- 新規石炭火力発電事業には原則として取り組まない。BAT（現時点ではUSC)の採用や政府方針と合致する場合は取組を検討する場合あり。
- 石炭火力によるネット発電容量を、2018年度末見通しの約3GWから2030年までに半減

住友商事 （「統合報告書 2019」より）

- 石炭火力発電事業の新規開発は行わない。ただし、地域の発展に不可欠で、国際的な気候変動緩和の動向を踏まえた日本及びホスト国の政策に整合する案件は個別に判断。
- 2035年目途に持分発電容量ベースで、石炭比率50%→30%等。

三菱商事 （「ESGデータブック 2019」より）

- 既に着手した案件を除き、新規の石炭火力事業には取り組まない方針を表明。
- 技術動向や２℃シナリオ分析等を踏まえ、石炭火力発電の持分発電容量の削減を目指す。
- 機器供給事業は、商業的に確立された最新かつ最高水準の低炭素技術を可能な限り採用。

伊藤忠商事 （2019年2月「石炭火力発電事業及び一般炭炭鉱事業への取組方針について」より）

- 新規の石炭火力発電事業の開発および一般炭炭鉱事業の獲得は行わない方針を表明。

双日 （「統合報告書 2019」より）

- 石炭火力発電事業の新規取り組みは行わないことを表明（現状保有案件は無し）。

石炭火力比率の引き下げ

三井物産 （「統合報告書 2019」より）

- 持分発電容量における石炭火力の比率を段階的に引き下げ。

（出所）各社HP等より環境省作成

国際金融の動向

- 各開発銀行等は石炭火力への支援方針を転換。世界銀行は、2013年から**限られた場合（石炭火力を選択肢せざるを得ない国など）のみ支援**する方針としている。
- 欧州投資銀行は、**CO2排出原単位により融資を厳格化**。
- アフリカの**最貧国を支援するアフリカ開発銀行は石炭から撤退**を表明。

機関名	方針	備考
世界銀行（WB）	**限られた場合**（石炭火力を選択肢せざるを得ない国など）**のみ支援**する（2013年）	in rare circumstances（石炭火力を選択肢せざるを得ない国など）の場合は支援可能。
欧州復興開発銀行（EBRD）	石炭火力への**金融支援を禁止**（2018年12月） https://www.ebrd.com/news/2018/ebrd-puts-decarbonisation-at-centre-of-new-energy-sector-strategy.html	2013年に原則として石炭火力への金融支援は行わない方針決定
アフリカ開発銀行（AfDB）	**石炭から撤退**することを表明（2019年9月） https://www.afdb.org/en/news-and-events/press-releases/unga-2019-no-room-coal-africas-renewable-future-akinwumi-adesina-30377 https://jp.reuters.com/article/us-africa-investment-coal-idUSKBN1XN1A8	現在進行中のケニアのラム石炭火力発電（100万kW級）も支援しない
欧州投資銀行（EIB）	**石炭に加え、化石燃料への融資を2021年で廃止**（2019年11月） https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy	250g-CO2/kWh以下の低排出案件は引き続き融資対象

国内金融の動向

環境省

■ ３大メガバンクは全て**新設の石炭火力発電所へのファイナンスは原則行わない**としている。なお、各社一定の要件に合致する場合には、個別に対応を検討することとしている。

三菱ＵＦＪフィナンシャル・グループ（2019年5月改定）

- 新設の石炭火力発電所へのファイナンスは、原則として実行しません。
- 但し、当該国のエネルギー政策・事情等を踏まえ、OECD 公的輸出信用アレンジメントなどの国際的ガイドラインを参照し、他の実行可能な代替技術等を個別に検討した上で、ファイナンスを取り組む場合があります。
- また、温室効果ガス排出削減につながる先進的な高効率発電技術や二酸化炭素回収・貯留技術（Carbon dioxide Capture and Storage, CCS）などの採用を支持します。

三井住友フィナンシャルグループ（2020年4月改訂）

- 新設の石炭火力発電所への支援は、原則として実行しません。なお、超々臨界圧（※）などの環境へ配慮した技術を有する案件、および改訂前より支援をしている案件については、慎重に対応を検討する場合があります。
- また、二酸化炭素回収・貯留（carbon dioxide capture and storage/CCS）など、カーボンリサイクルに資する技術開発を支持します。（※　蒸気圧240bar超かつ蒸気温593℃以上。または、CO2排出量が750g-CO2/kWh未満）

みずほフィナンシャルグループ（2020年4月改定）

- 石炭火力発電所向け与信残高削減目標として、2030年度までに2019年度*比50%に削減し、2050年度までに残高ゼロとする。
- 石炭火力発電の新規建設を資金使途とする投融資等は行わない。（運用開始日以前に支援意思表明済みの案件を除く。）。
- 但し、当該国のエネルギー安定供給に必要不可欠であり、かつ、温室効果ガスの削減を実現するリプレースメント案件は慎重に検討の上、対応する可能性あり。
- また、エネルギー転換に向けた革新的、クリーンで効率的な次世代技術の発展等脱炭素社会への移行に向けた取り組みについては引き続き支援。

（出所）各社HP等より環境省作成

3．技術

火力発電技術一覧

環境省

発電技術	技術概要・特徴	技術確立(年度)	送電端効率 (% HHV)	CO_2排出原単位 (G-CO_2/kWh)
①USC	・ボイラで高温高圧の水蒸気を作り、その蒸気でタービンを回転させて発電する。 ・極めて信頼性が高く、国内の石炭火力の約半数がUSCを採用している。	1995～	40	820
②A-USC	・高温高圧蒸気タービンによる微粉炭火力発電。 ・従来のUSCシステムの構成を変えることなく、発電効率の向上が期待できる。	2016	46	710
③AHAT	・高湿分空気を利用した日本オリジナルのガスタービン単独発電技術。 ・中小容量機向けで、大型GTCCと同等以上の発電効率を達成。	2017	51	350
④GTCC (1700℃級)	・ガスタービンと蒸気タービンによるコンバインドサイクル発電技術。 ・非常に高効率であり、石炭火力に応用できるなど、技術展開、波及効果が大きい。	2020	57	310
⑤IGCC (1700℃級)	・石炭をガス化し、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせて発電するコンバインドサイクル発電技術。CO_2分離回収が容易。	2020	46～50	650
⑥GTFC	・GTCCに燃料電池を組み合わせたトリプルコンバインド式発電技術。 ・ガス火力発電技術の中で最も高効率で、幅広い出力幅に対応できる。	2025	63	280
⑦IGFC	・IGCCに燃料電池を組み合わせたトリプルコンバインド式発電技術。 ・石炭火力発電技術の中で最も高効率で、幅広い出力幅に対応できる。	2025	55	590
⑧革新的IGCC (水蒸気噴流床ガス化)	・水蒸気を噴流床ガス化炉に添加するIGCCシステムの応用技術。 ・酸素比が低減され、冷ガス効率が向上する。	水蒸気ガス化＋乾式精製 2030 高効率酸素分離 2030～	57	570
⑨クローズドIGCC (CO_2回収型次世代IGCC)	・排ガス中のCO_2を酸化剤としてガス化炉やガスタービンに循環させる。 ・CO_2回収後も高い発電効率を維持できる。	2030年度以降	42 CO_2回収後	CO_2回収
⑩水素発電	・水素をガスタービンやボイラで燃焼させて発電する技術。 ・混焼方式と専焼方式があり、発電段階でのCO_2排出の削減効果が大きく、水素製造法によってはCO_2フリー電源となり得る。	混焼GT　2020年度以降 専焼GT　2030年度以降	－	CO_2フリー

出所）「次世代火力発電に係る技術ロードマップ　技術参考資料集」（平成28年6月 次世代火力発電の早期実現に向けた協議会）

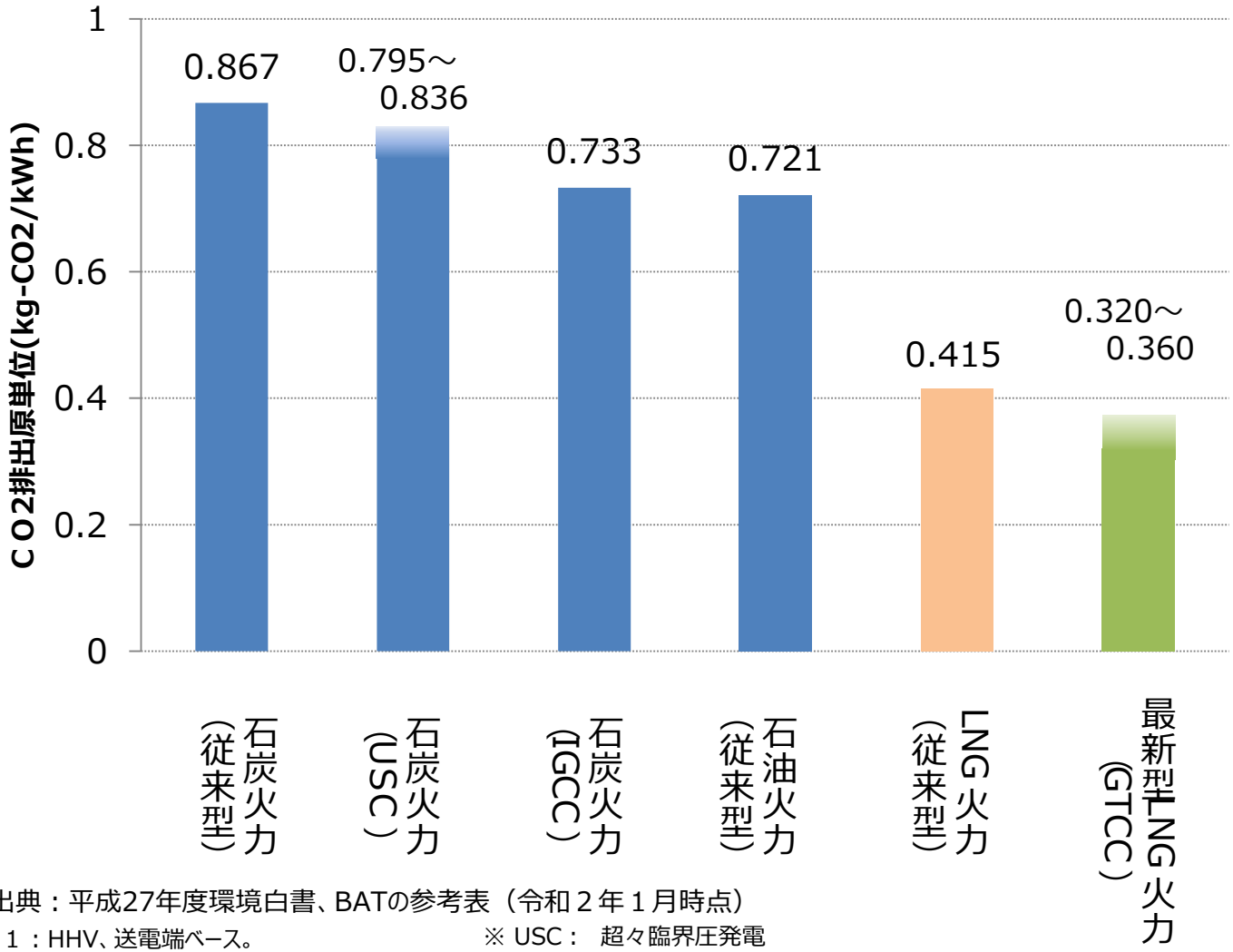
発電技術の高効率化、低炭素化の見通し

環境省

出所）「次世代火力発電に係る技術ロードマップ　技術参考資料集」（平成28年6月 次世代火力発電の早期実現に向けた協議会）

燃料種ごとのCO2排出係数（発電量あたりのCO2排出量）

■ 同じ発電量で、石炭は0.73～0.867㎏、LNGは0.320～0.415㎏のCO2を排出する。



出典：平成27年度環境白書、BATの参考表（令和２年１月時点）

注１：HHV、送電端ベース。
注２：石炭火力（USC）、最新型LNG（GTCC）は、設備容量により排出原単位が異なる。

※ USC：　超々臨界圧発電
※ IGCC：　石炭ガス化複合発電
※ GTCC：　ガスタービン複合発電

USC（超々臨海圧微粉炭火力発電）

環境省

■ 技術概要

微粉炭を火炉内に噴出・燃焼し、ボイラで高温高圧の水蒸気を作り、その蒸気でタービンを回転させて発電する方式。

■ 特徴

極めて信頼性の高い、確立された技術として、国内の石炭火力発電所の約50%（設備容量ベース）、約1,960万kWに採用されている。

磯子火力発電所（出典；電源開発ホームページ）

■ 技術確立時期

1995年～

■ CO_2排出原単位

820 g-CO_2/kWh程度

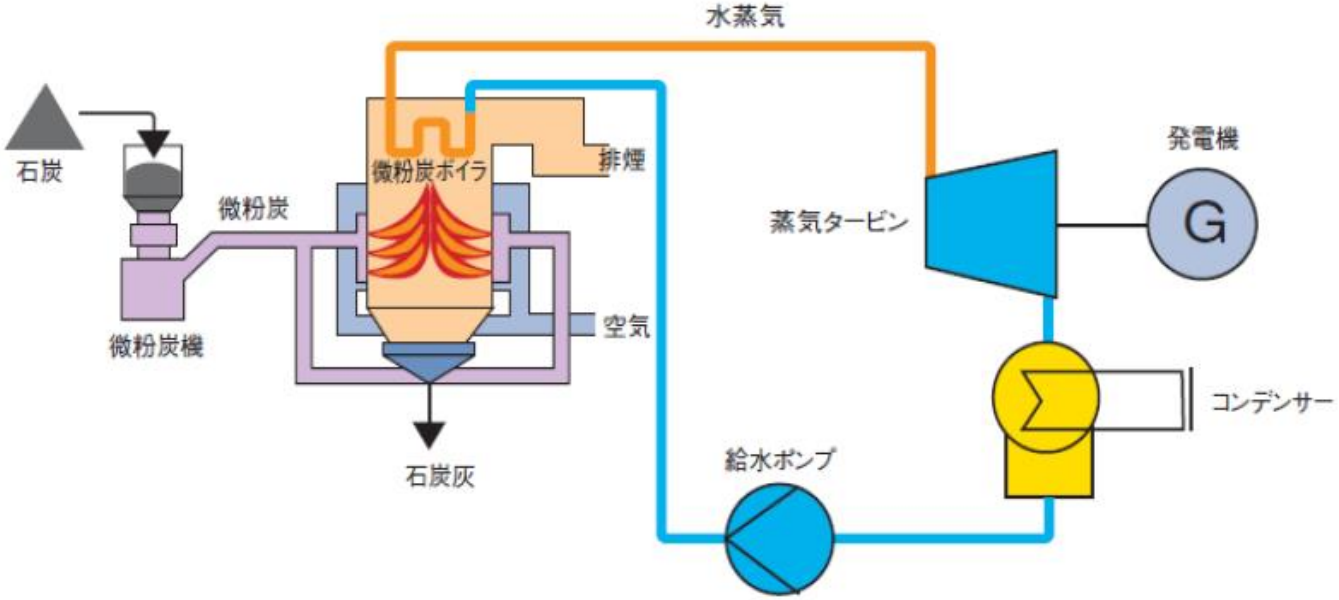
■ 送電端効率(HHV)

40%程度

■ コスト

25万円/kW程度

（総合資源エネルギー調査会発電コスト検証WG, 2015.5）



微粉炭火力発電システム（ランキンサイクル）

（出典；JCOAL日本のクリーン・コール・テクノロジー(2007)）

出所）「次世代火力発電に係る技術ロードマップ　技術参考資料集」（平成28年6月 次世代火力発電の早期実現に向けた協議会）

IGCC（石炭ガス化複合発電）

環境省

■ 技術概要

石炭をガス化して、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせたコンバインドサイクル発電を行う技術。

■ 特徴

発電効率がA-USC並以上に高く、排ガス中のSOx、NOx、煤塵などがLNGコンバインド発電並に少ない。低品位炭が利用でき、CO_2分離回収が容易なのも特徴。

■ 技術確立時期

2020年度頃
（1700℃級IGCC）

■ CO_2排出原単位

650 g-CO_2/kWh程度
（1700℃級IGCC）

■ 送電端効率(HHV)

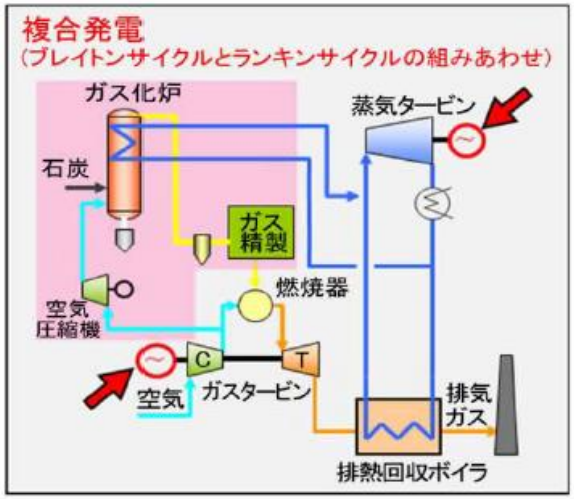
46～50%程度

■ コスト目標

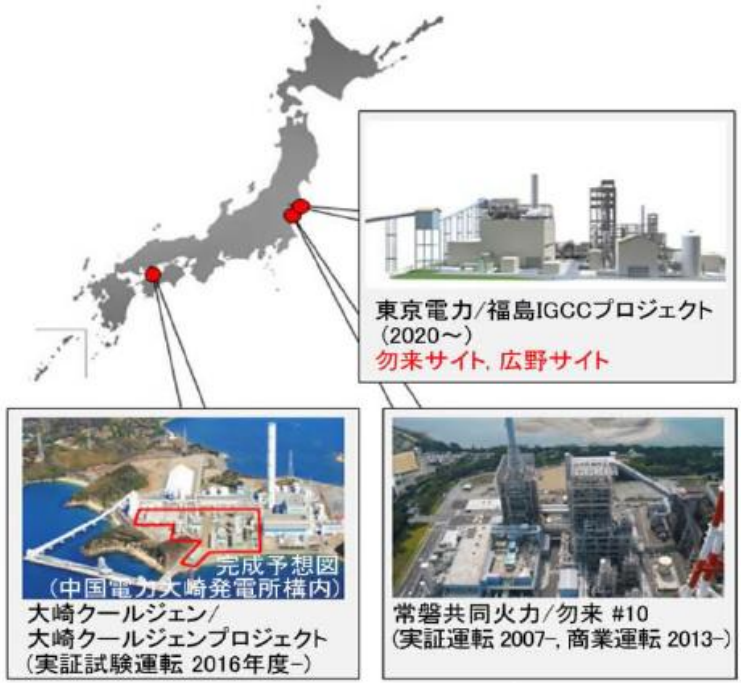
量産後、従来機並みの発電単価

IGCCとは?

- コンバインドサイクルシステムと石炭ガス化プロセスを組み合わせることで高効率化
- 高い効率によりCO_2排出量を低減し、地球温暖化を防止



国内のIGCCプロジェクト（実証機および商用機モデル）



（出典；第6回東京大学ｴﾈﾙｷﾞｰ環境ｼﾝﾎﾟｼﾞｳﾑMHPS資料2014.10）

出所）「次世代火力発電に係る技術ロードマップ　技術参考資料集」（平成28年6月 次世代火力発電の早期実現に向けた協議会）

水素発電

環境省

■ 技術概要

水素をガスタービンやボイラで燃焼させて発電する技術。天然ガスなど他の燃料と燃焼する混焼方式と、水素のみで燃焼する専焼方式がある。

■ 特徴

発電段階ではCO_2を排出せず（専焼方式）、水素製造法によってはCO_2フリーの電源になる。

■ 技術確立時期

混焼方式　2020年～
専焼方式　2030年～

■ CO_2排出原単位

CO_2フリーが前提

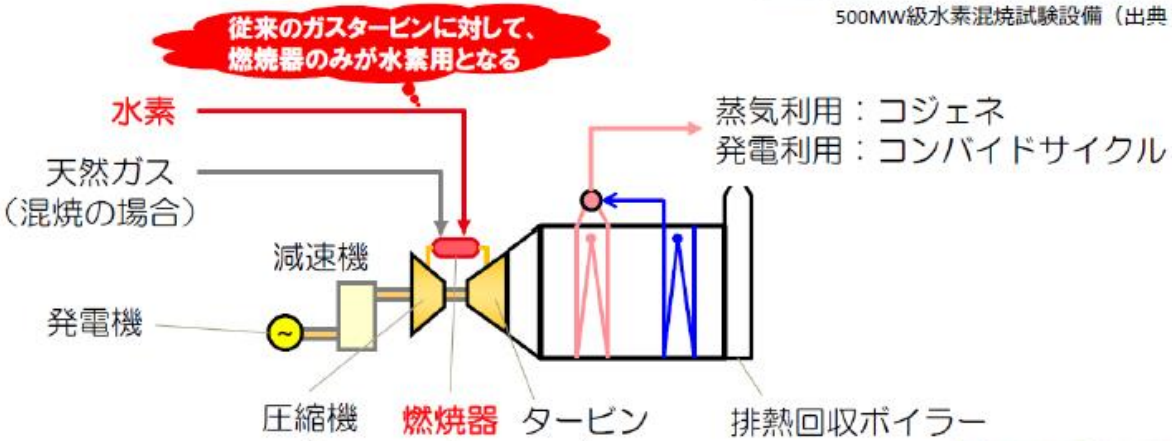
■ 送電端効率(HHV)

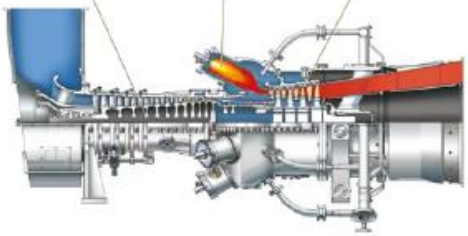
1700℃級GTCCと同等かそれ以上
（MHPS）

■ コスト

プラント引き渡し水素価格　30円/Nm^3
発電コスト　17円/kWh
（水素・燃料電池戦略ロードマップ, 2016.3）

500MW級水素混焼試験設備（出典；MHPS）





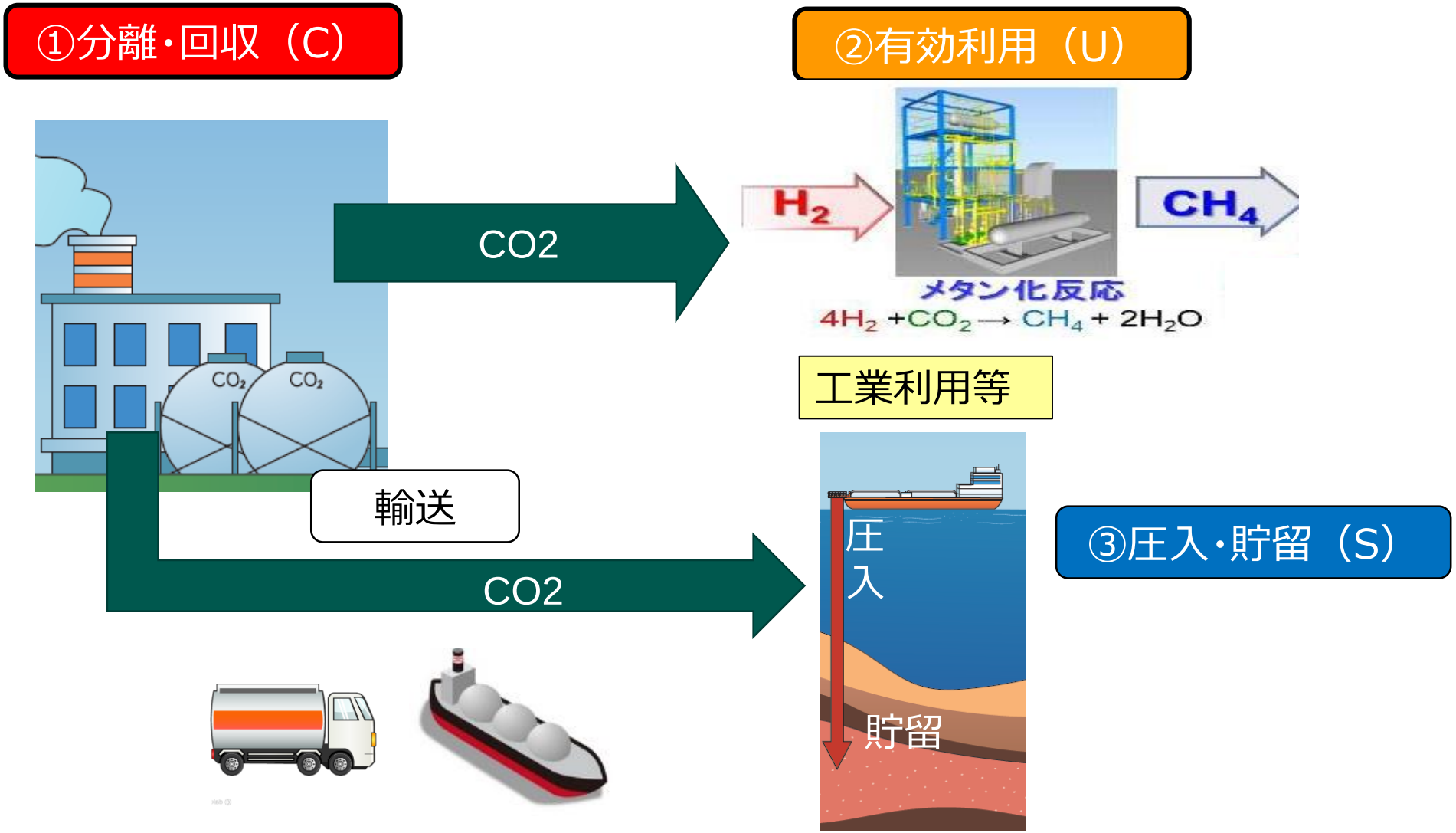
水素ガスタービン（出典；川崎重工業）

マルチクラスタ燃焼器（出典；MHPS）

出所）「次世代火力発電に係る技術ロードマップ　技術参考資料集」（平成28年6月 次世代火力発電の早期実現に向けた協議会）

二酸化炭素回収・有効利用・貯留（CCUS）

火力発電所等から排ガス中の二酸化炭素（Carbon dioxide）を分離・回収（Capture）し、有効利用（Utilization）、又は地下へ貯留（Storage）する技術

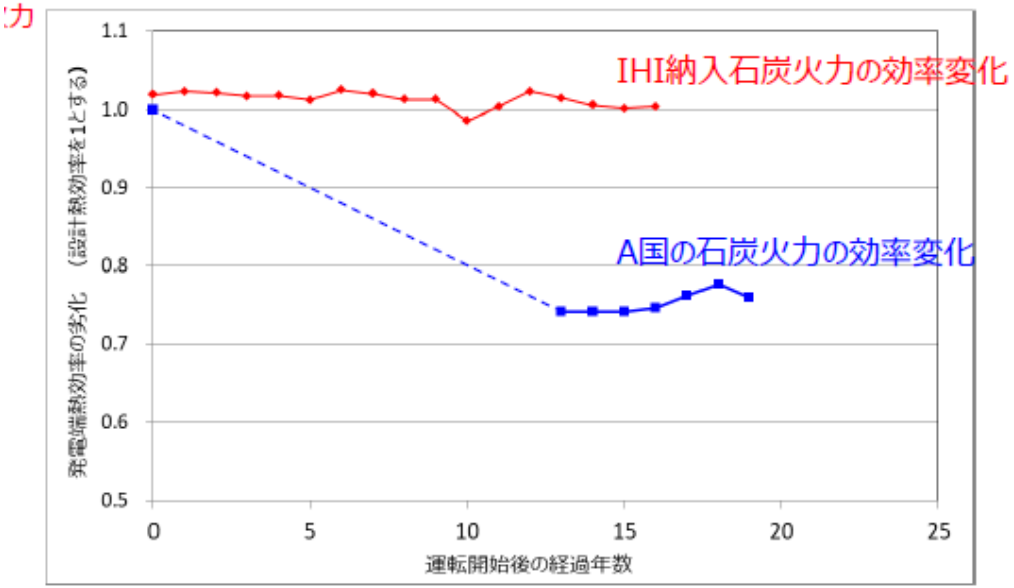


我が国の技術的な強み

■ 発電効率の長期間に亘る維持、高い稼働率や設備利用率、高度な運転管理能力といった信頼性の高さが、我が国の技術的な強みとされている。

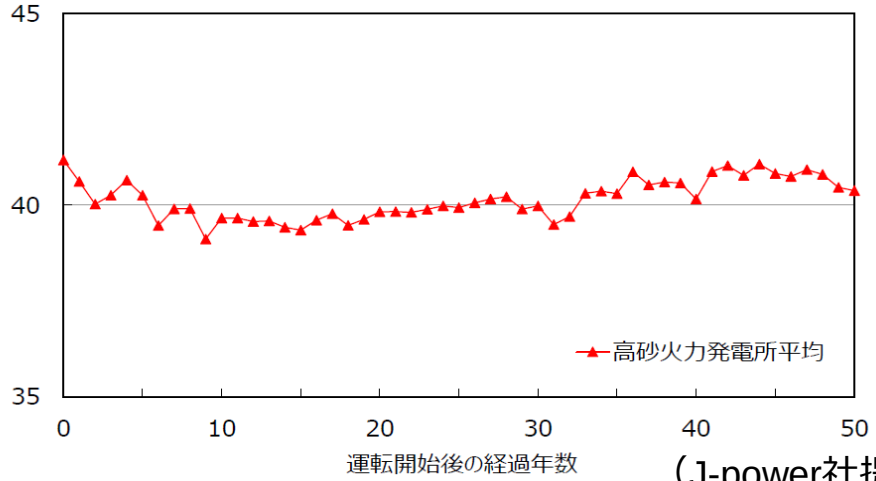
発電効率の経年劣化

他国製石炭火力は経年的な熱効率の低下が著しいが，IHI納入の石炭火力は経年的な熱効率の低下が低い



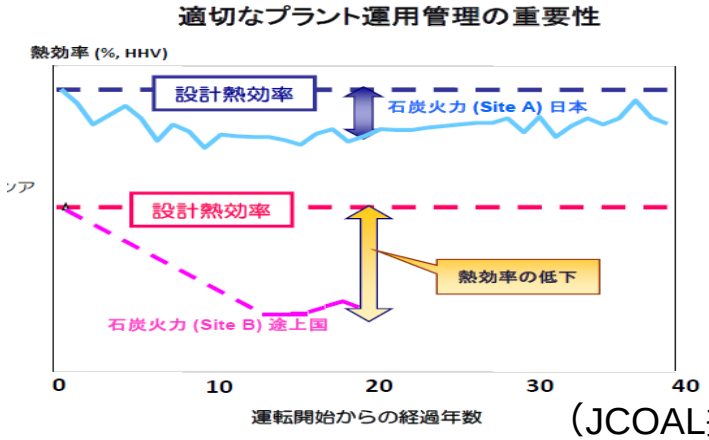
（IHI社提供資料）出典：A国の効率経年データは電気事業連合会資料より

発電端熱効率（LHV,%）　電力会社の高度な運転管理能力



（J-power社提供資料）

技術的な我が国の強み（信頼性）



（JCOAL提供資料）

出典：電事連

技術的な強みの状況分析

環境省

- USC以上と環境装置は一定の優位性を保持との分析がなされており、現状と課題分析を踏まえ、コスト削減や最適価格によるシステム提供により高効率・環境装置分野でシェア拡大を図るとされている。
- 商用運転実績等で勝る日本勢は、IoTを活用したO&Mや人材育成、環境装置インフラなど、新たなビジネスチャンスも多数。

3．石炭火力（機器輸出） コスト削減や最適価格によるシステム提供により高効率・環境装置分野でシェア拡大

現状と課題

USC主機（タービン・ボイラ）の競争力低下
- 中韓勢の技術的キャッチアップにより技術的優位性が低下
- 価格競争力を含めると中国勢が優位。一方、商用運転実績等では日本勢が優位

世界の石炭火力需要は今後も一定の伸びも、新設増加は鈍化
- 中国市場の新設の伸びが鈍化し、飽和状態に（中国勢の海外進出増加の要因にも）
- インド市場も2020年以降の新設に制限あり
- 東南アジアやアフリカでは新設拡大見込み
- 東欧等でのリプレイス需要は拡大見込み

環境装置マーケットの拡大
- 大気汚染や温暖化対策の観点から各国で石炭火力の排出ガスへの規制強化
- 我が国は環境計測器、脱硫・脱硝装置、電気集塵機など高性能な環境装置に強みあり

脱石炭火力の国際世論
- 先進国ではガス火力・再エネ志向（EU主導）
- 新興国、途上国でも一部に反対の動きあり
- 金融機関では石炭火力への融資抑制の動き

価格競争力の不足、競合との差別化の必要性

中国勢海外進出による競争激化

新興国における環境規制導入の不備、運用の不徹底

石炭の忌避傾向 必要な投資の制限

（出典）経済産業省「海外展開戦略（電力）」2017年

ボイラ設備の長期保守契約の例（IHI社）

モロッコ全体の発電能力の2分の1を担う大型石炭火力発電ボイラ（出力350MW×2基）の長期保守契約を締結。

同社は、豊富な実績と質の高いメンテナンスの実績が評価されたとしている。

（出典）IHI社HPより環境省作成

（出典）IHI社HPより
ジョルフ・ラスファール発電所

排煙脱硫装置で世界トップシェア（MHPS社）

排煙脱硫装置の世界市場トップの61.5%を獲得。

これまで開発・蓄積してきた火力発電設備における環境技術を結集した総合排煙処理システムを、経済発展とともに需要が高まる国・地域に対し、技術供与・指導等の事業展開を進めている。

（出典）MHPSHPより環境省作成

（出典）MHPS社HPより
ポーランド・コジェニッチェ発電所に納入した排煙脱硫装置

USCプラントの比較

環境省

■ 2010年に入ってからの中国の新設USCプラントは日本のプラントとスペック上遜色ない状況。

日/中	稼働年	プラント名	ボイラメーカー	出力	蒸気圧	蒸気温度 蒸気/再熱蒸気	(発電効率) ※1参考値	備考
日	2009	磯子新2号機	IHI	60万kW	25MPa	600/620度	45%程度（発電端、LHV）	発電効率はJ-POWER資料
日	2013	常陸那珂2号機	Babcock-Hitachi KK	100万kW	24.5MPa	600/600度	45.2%（LHV）	発電効率はJERA資料
日	2013	広野6号機	MHI	60万kW	24.1MPa	600/600度	45.2%（LHV）	発電効率はJERA資料
日	2020（予定）	竹原新1号機	IHI	60万kW	25MPa	600/630度	－	未稼働 蒸気圧等はアセス図書
中	2012	XUZHOU Pengcheng3・1号機	Shanghai	100万kW	27MPa	600/600度	－	
中	2015	Guodian Taizhou 3号機 ※2	Shanghai	100万kW	31Mpa	600/610度/610度	47.82%（送電端）	
中	2015	Huaneng Anyuan 3・4号機 ※2	Dongfang	66万kW×2	31MPa	600/620度/620度	47.95%（LHV）	
中	2015	Huaneng Laiwu 6号機 ※2	Harbin	100万kW	31MPa	600/620度/620度	48.12%	

※1 発電効率は、発電端・送電端と、LHV(Lower Heating Value)・HHV(Higher Heating Value)等によって異なるため、単純比較は不可。
※2 再熱二段方式という技術を活用。

（出典）国家能源局　国家電力規劃研究中心（2016）「中国石炭発電発展状況」、Platts UDI WEPPデータベース、CHINA HUANENG「Laiwu Power Plant Obtained the 2018 Asian Power Awards Gold Award」、研究開発戦略センター（2015）「世界初、二段再熱技術を100万kw級の火発ユニットに応用」、金子祥三（2013）「石炭と日本の将来」、IHIプレスリリース、J-POWER資料、JERA資料、経産省資料

石炭火力ボイラーメーカーの技術別供給状況

■ 大型の電気事業用石炭火力に供する**すべての主要ボイラーメーカーは、USCの製造実績がある。**

主要ボイラーメーカーのボイラータイプ別案件数
（2000年以降運開の案件で、50万kW以上の石炭火力ボイラーで集計）

ボイラーメーカー	USC	SC	Sub-C	不明	合計
Harbin（中国）	64	113	47	0	224
Donfang（中国）	86	83	32	2	203
Shanghai（中国）	82	69	52	0	203
MHPS（日本）	44	96	6	0	146
BHEL（インド）	4	14	89	0	107
GE（米国）	27	40	15	0	82
Doosan（韓国）	23	45	6	0	74
B&W（米国）	11	28	29	0	68
IHI（日本）	16	2	12	0	30

出所）Platts UDI（2018年12月データで他の集計と異なる）
注）資本関係がある子会社は、親会社の案件として集計。

環境省

5．環境･社会配慮

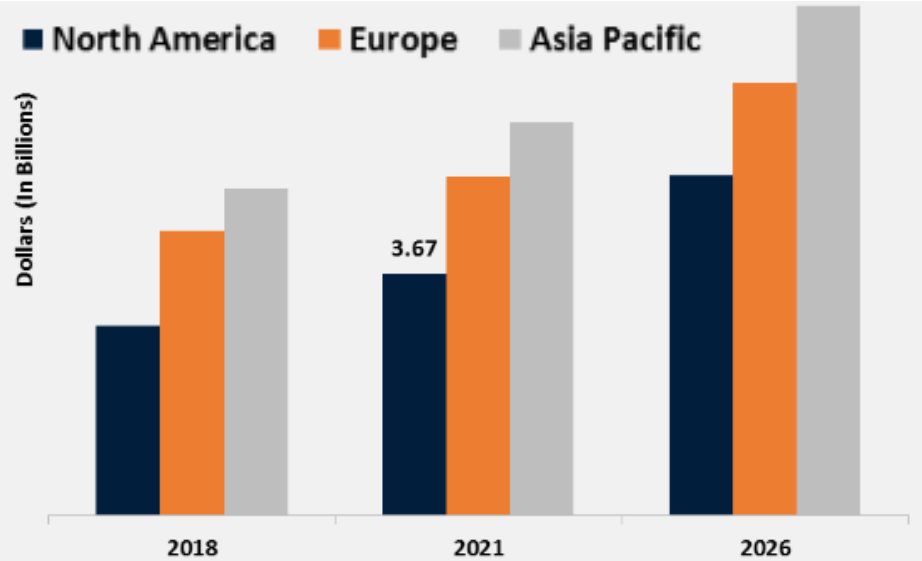
大気浄化装置の市場規模

■ **石炭火力発電所の設備のうち、ばい煙処理等の環境装置インフラの市場は大きく、今後も伸びの伸びが見込まれている。**

【脱硫装置市場】
- 脱硫装置(FGD)の世界市場規模は、**2018年で160億USD** 、2026年までに235億USDの見込み
- 石炭発電所を含む電源セグメントがマーケットをけん引していく見込み

【脱硝装置市場】
- 脱硝装置(SCR)の固定触媒システムの世界市場規模は、2018年で40億USDで、今後年平均6%で増加見込み。
- このうち、**2018年の発電所に対する市場規模は20億USD。**

脱硫装置の市場規模予測



- APACエリアは、製造業における石炭利用の増加によって、市場規模が最も大きい
- 欧州エリアは、政府の厳しいSOX排出に関する政策によってAPACエリアについで市場が大きい
- 北米エリアは、産業部門における石炭利用が多く、厳しい政策に対し湿式のFGDの導入が進む

出所：Reports and Data
https://www.reportsanddata.com/report-detail/flue-gas-desulphurization-market

脱硝装置の市場規模と成長率

2018市場規模 $4bn

年平均（2019-25） 6%

2025年市場規模 ＞$6bn

- SCR市場は、2019～25年にかけ、大きく成長する見込み
- 2018年の発電所向けの市場は$2bn以上
- 特に、APECエリアで堅調な成長が期待できる。

出所：Global Market Insights
https://www.gminsights.com/industry-analysis/stationary-catalytic-systems-market

環境装置インフラビジネスの展開

環境省

■ 環境装置インフラについては国内メーカーが大きなシェアを占めている。

MHI	グローバル	2018年における排煙脱硫装置（FGD：Flue Gas Desulfurization）の世界市場で、トップシェアとなる61.5%を獲得。2014年から5年間の累計でも設備出力4,150万kWで世界最大シェア40%を獲得。	2019/4/10
	インド	国営NPTCの既設の石炭火力Mouda-II、Rihand-II・IIIに対する排煙脱硫装置（FGD）の追加工事を受注。	2018/11/7
	韓国	韓国中部発電・保寧石炭火力発電所3号機（55万kW）の環境装置改造工事を受注。韓国政府が進める石炭焚き火力発電所の大気汚染緩和の方針を受け、SOx（硫黄酸化物）、NOx（窒素酸化物）、および煤じんの排出削減措置を講じる。	2018/6/4
	セルビア	世界最大級の排煙脱硫装置（FGD）を2基受注、ニコラ・テスラA石炭火力発電所（130万kW）向け。	2017/9/11
	台湾	台湾電力から石炭焚きボイラー・環境設備改造工事を受注、台中火力発電所1～4号機向け。	2016/6/14
千代田化工機	インド	大手重電ラーセン・アンド・トゥブロ（L&T）に排煙脱硫プロセスCT-121の技術供与。千代田化工機が技術供与を行い、L&Tは、インドおよびその周辺国の市場において同プロセスの設計・調達・建設工事を担当。CT- 121 プロセスは、国内外において80 基以上の実績があり、環境規制の厳しい日本や米国の石炭火力発電所において20%を超えるシェアを獲得。特に海外では日本で培った経験を基に、通常の設計・調達・建設とは異なる技術供与による収益性の高いビジネスを展開し、これまでに米国、中国、欧州などで成功を収めた。インド市場でも今回のL&T とのライセンス契約を足がかりとして、シェア拡大を図る。	2016/11/11

最近の石炭火力発電所のばい煙処理技術（アセス図書から抜粋）

環境省

発電所名	事業者	出力 (万kW)	形式	硫黄酸化物			窒素酸化物			ばいじん		
				処理方法	排煙脱硫装置による脱硫効率 (%)	排出濃度 (ppm)	処理方法	排煙脱硝装置による脱硝効率 (%)	排出濃度 (ppm)	処理方法	集じん装置及び排煙脱硫装置による脱じん効率 (%)	排出濃度 (g/m^3_N)
西条火力発電所	四国電力	50	USC	湿式石灰石-石こう法	96～99	25 ($O_2$6%換算)	乾式アンモニア接触法	約99	22 ($O_2$6%換算)	電気集じん機	約99	0.005 ($O_2$6%換算)
横須賀火力発電所	JERA	65	USC			14 ($O_2$6%換算)			15 ($O_2$6%換算)			0.005 ($O_2$6%換算)
神戸製鋼所火力発電所	神戸製鋼所	65	USC			13 ($O_2$6%換算)			20 ($O_2$6%換算)			0.005 ($O_2$6%換算)
三隅火力発電所	中国電力	100	USC			22 ($O_2$6%換算)			20 ($O_2$6%換算)			0.006 ($O_2$6%換算)
ブンアン2	—	60	USC	海水法	約90	118 ($O_2$6%換算)	なし	設備なし	247 ※2		約99.9	0.03 ($O_2$6%換算)

※1　ブンアン2はPM10のみの排出濃度
※2　ブンアン2のO2換算値は不明

石炭灰の利用技術

■ 石炭灰の有効利用（廃棄物リサイクル、セメント製造時のCO2排出抑制）により、日本の先進事例を海外でも活用して、循環型社会の構築に貢献可能。

	中国	インド	その他アジア（タイ、ベトナム、マレーシア、韓国）	日本
発生量（Mt)	395	105	16.7	11.1
有効利用率(%)	67.7	13.8	66.5	96.4

(Heidrich et. Al., 2013 WOCA conference, April 2013, USA)より抜粋

日本では、石炭火力から発生する石炭灰は、セメント原料の他に路盤材、埋立材料、軽量骨材等の土木建築資材として有効利用され、地産地消や資源循環型社会の構築に寄与している。

石炭灰

路盤材

路盤材施工事例

ダム建設での大量利用

資料提供：JCOAL

環境省