

# 発電コスト検証WG 【火力発電】

令和3年4月12日  
資源エネルギー庁

**1. 火力発電**

2. CCS付火力発電

3. 水素

4. アンモニア

# 火力 算定方法と諸元

- 石炭火力、L N G火力、石油火力の発電コストの算定については、2015年コストWGのモデルプラント方式による試算の考え方を踏襲し、データを更新することが中心。

## 【算定方法と諸元】

- ①サンプルプラント直近（前年度以前）に稼働した発電所（サンプルプラント、4基）のデータ等。
- ②化石燃料価格
  - 初年価格は日本通関 CIF 価格の2020年平均。燃料価格シナリオとして、次年以降については IEA「World Energy Outlook 2020」のSTEPS、SDSの価格トレンドを採用し、標準ケースとしてSTEPSを利用。
- ③C O 2 価格の変動
  - 2015年コスト検証WGの考え方を踏まえつつ、燃料価格シナリオの標準ケースとした I E A のSTEPSとの整合性を踏まえ、EUにおけるSTEPSの価格及びそのトレンドを延長。
- ④技術革新
  - 燃料種ごとに政府の計画に基づく技術革新を見込む。

# 火力発電サンプルプラントの変更案

	2015年コストWGにおける サンプルプラント	2020年度までの新・増設を含めた サンプルプラント案
石炭火力発電所	<p>モデルプラント規模：80万kW 熱効率：42%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・磯子新2号（60万kW、2009年）</li> <li>・舞鶴2号（90万kW、2010年）</li> <li>・広野6号（60万kW、2013年）</li> <li>・常陸那珂2号（100万kW、2013年）</li> </ul>	<p>モデルプラント規模：70万kW 熱効率：43.5%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・常陸那珂共同火力（60万kW、2021年）</li> <li>・竹原1号（60万kW、2020年）</li> <li>・能代3号（60万kW、2020年）</li> <li>・松浦2号（100万kW、2019年）</li> </ul>
LNG火力発電所	<p>モデルプラント規模：140万kW 熱効率：52%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・川崎1号系列（150万kW、2009年）</li> <li>・富津4号系列（152万kW、2010年）</li> <li>・上越1号系列（119万kW、2013年）</li> <li>・姫路第二新1～3号（146.1万kW、2013年）</li> </ul>	<p>モデルプラント規模：85万kW 熱効率：54.5%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・石狩湾新港1号（56.9万kW、2019年）</li> <li>・富山新港1号（42万kW、2018年）</li> <li>・西名古屋7-1号（119万kW、2017年）</li> <li>・西名古屋7-2号（119万kW、2018年）</li> </ul>
石油火力発電所※	<p>モデルプラント規模：40万kW 熱効率：39%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・尾鷲三田3号（50万kW、1987年）</li> <li>・宮津1号（37.5万kW、1989年）</li> <li>・宮津2号（37.5万kW、1989年）</li> <li>・知内2号（35万kW、1998年）</li> </ul>	<p>モデルプラント規模：40万kW 熱効率：39%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・尾鷲三田3号（50万kW、1987年）</li> <li>・宮津1号（37.5万kW、1989年）</li> <li>・宮津2号（37.5万kW、1989年）</li> <li>・知内2号（35万kW、1998年）</li> </ul>

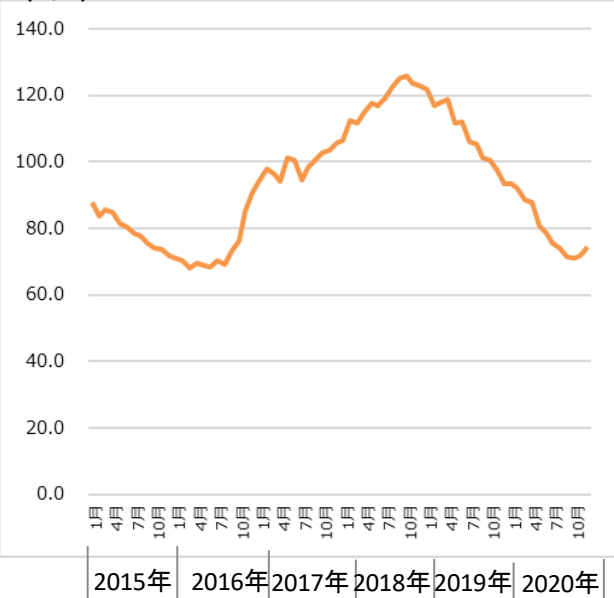
※石油火力については、震災後建設されたものは小規模の緊急設置電源やガス火力転換を目指した軽油利用のもの等であることから、過去の2011年・2015年コスト検証委等の考え方に合わせてサンプルプラントに採用せず、同様のプラントを横置きしている。

# 化石燃料価格①

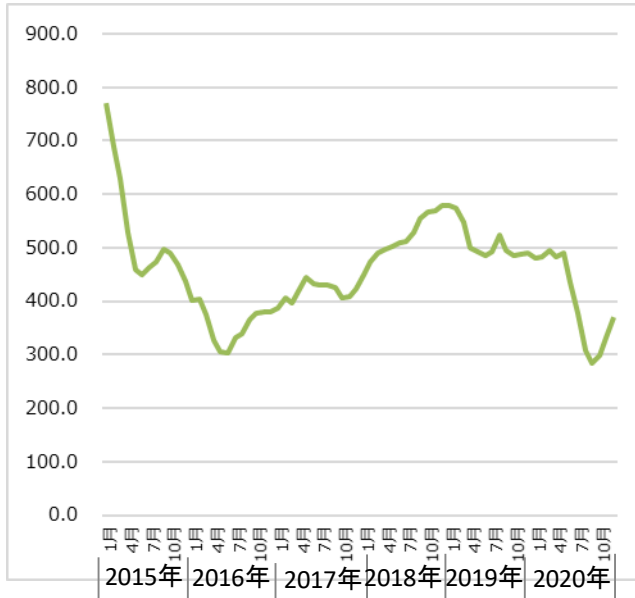
○ 2015年コスト検証委の試算においては、直近の原油価格下落の影響なども可能な限り加味すべく、2014年暦年の平均値としたところ、今回の試算においても同様の整理で2020年暦年の平均値を利用している。

- ① 為替 : 105.24円/\$ (2014年度平均) → 109.10円/\$ (2019年度平均) / 107.00円/\$ (2020年平均)
- ② 燃料価格 : 石炭 98.00\$/t (2014年度平均) → 108.58\$/t (2019年度平均) / 79.85 \$/t (2020年平均)  
 LNG 842.45\$/t (2014年度平均) → 512.99 \$/t (2019年度平均) / 403.21 \$/t (2020年平均)  
 (9.84\$/MMBtu (2019年度平均) / 7.73 \$/MMBtu (2020年平均))  
 原油 105.18 \$/bbl (2014年度平均) → 66.82 \$/bbl (2019年度平均) / 45.72 \$/bbl (2020年平均)

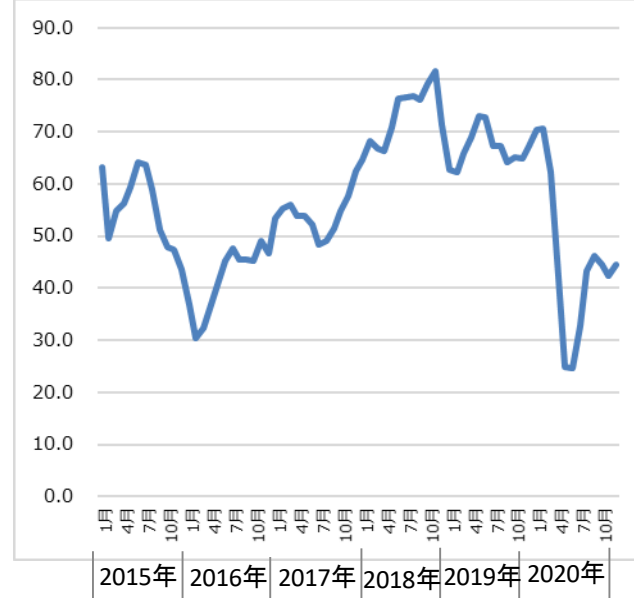
(\$/t) 石炭CIF価格の推移



(\$/t) LNG CIF価格の推移

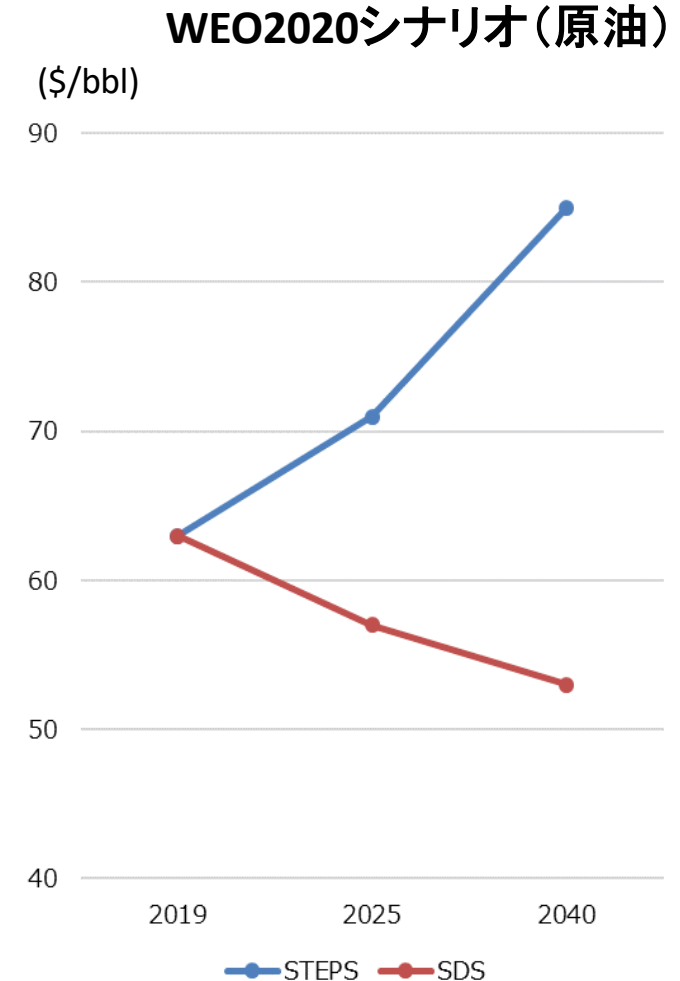
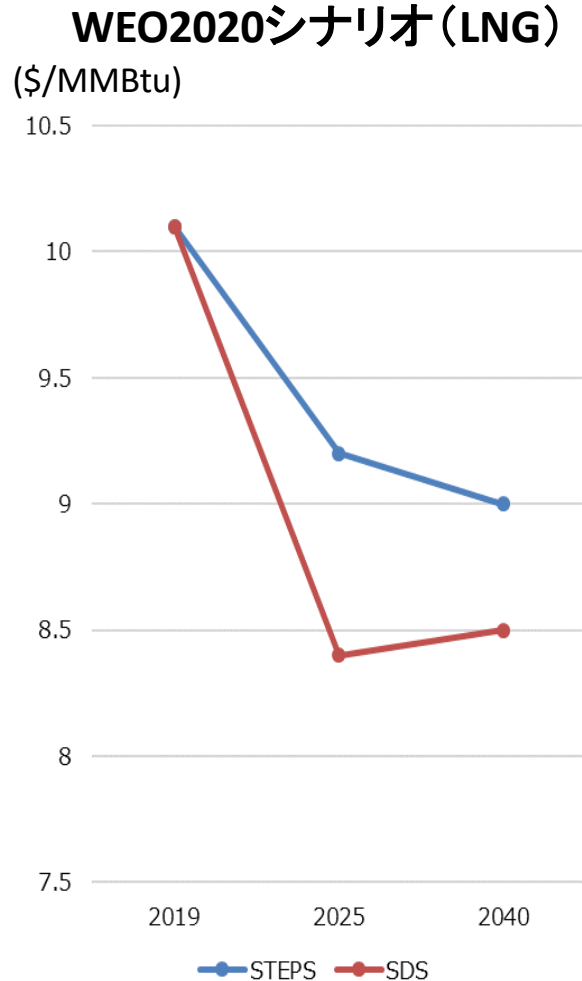
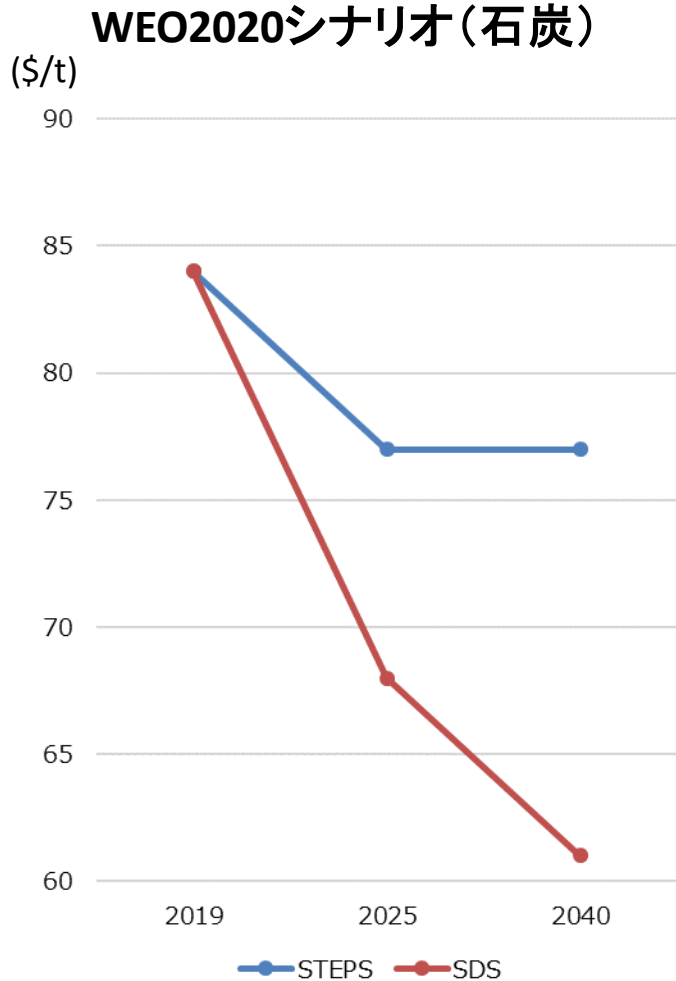


(\$/bbl) 原油CIF価格の推移



# 化石燃料価格②

○ Word Energy Outlook 2020 (WEO2020) のSTEPS及びSDSの価格トレンドを利用するが、WEO2020の価格トレンドは全世界のトレンドであることから、初年度価格を日本の通関 CIF 価格 を使うことで日本の化石燃料トレンドとして補正する。(ただし、LNGはもともと日本のトレンドになっているため、実際の価格データで誤差補正を行う)



# 化石燃料価格の見通しについて

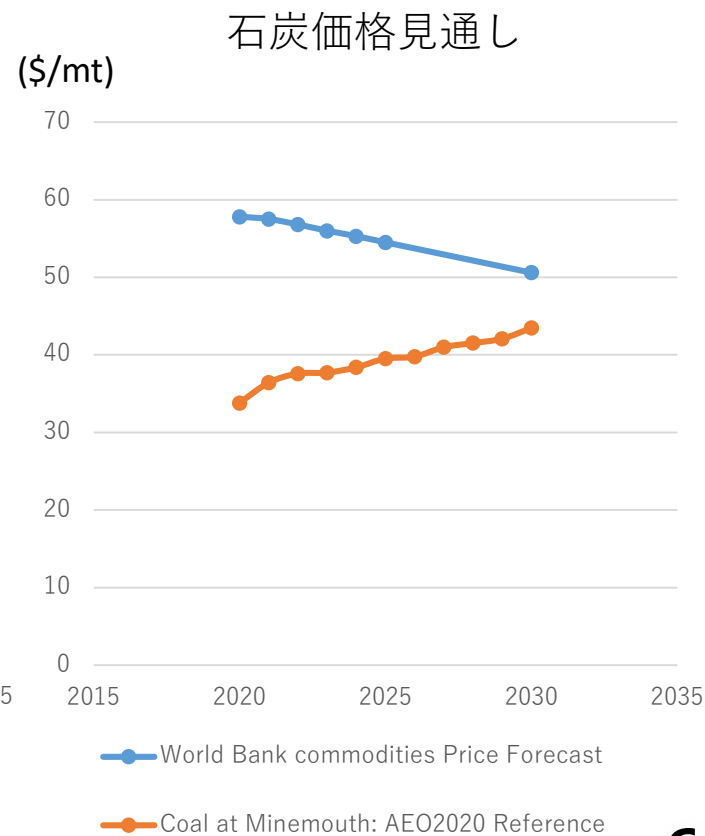
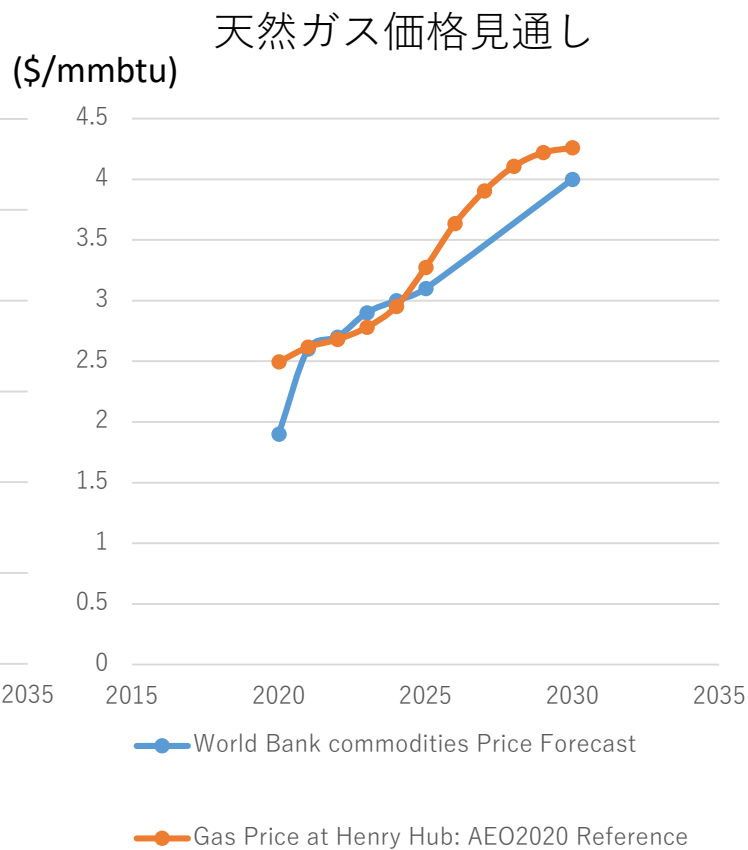
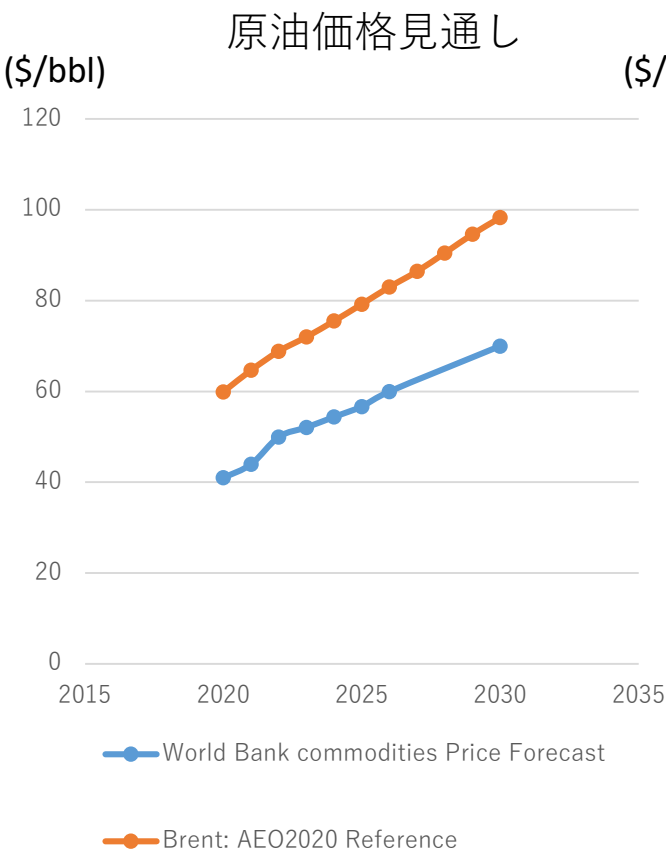
各国政府、国際機関レポートにおける今後の化石燃料価格の見通しは下記の通り。

○ E I A 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年にかけて上昇していくシナリオを提示。

○ World Bank Commodity Prices Forecast

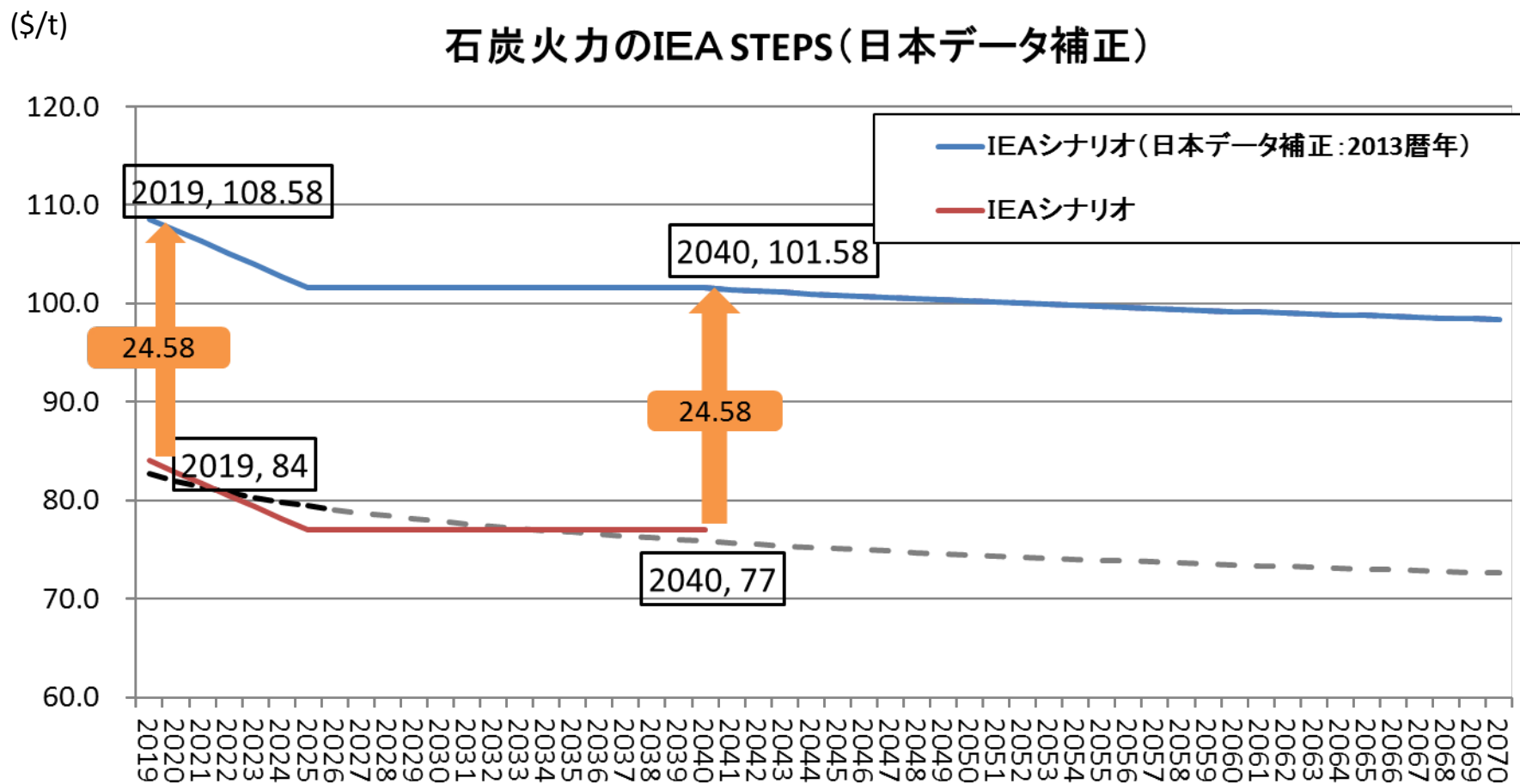
原油価格、天然ガス価格について2030年までの上昇トレンドを提示。



# 化石燃料価格③【石炭】

○日本の燃料価格シナリオは、

1. WEO2020のトレンドに合わせて、2019年（暦年）の日本での燃料価格データで補正
2. 2020年（暦年）の日本での燃料価格を使いつつ、WEO2020の2025年以降のトレンドに収束の2点を踏まえて、WEO2020トレンドを日本のデータにより補正する。



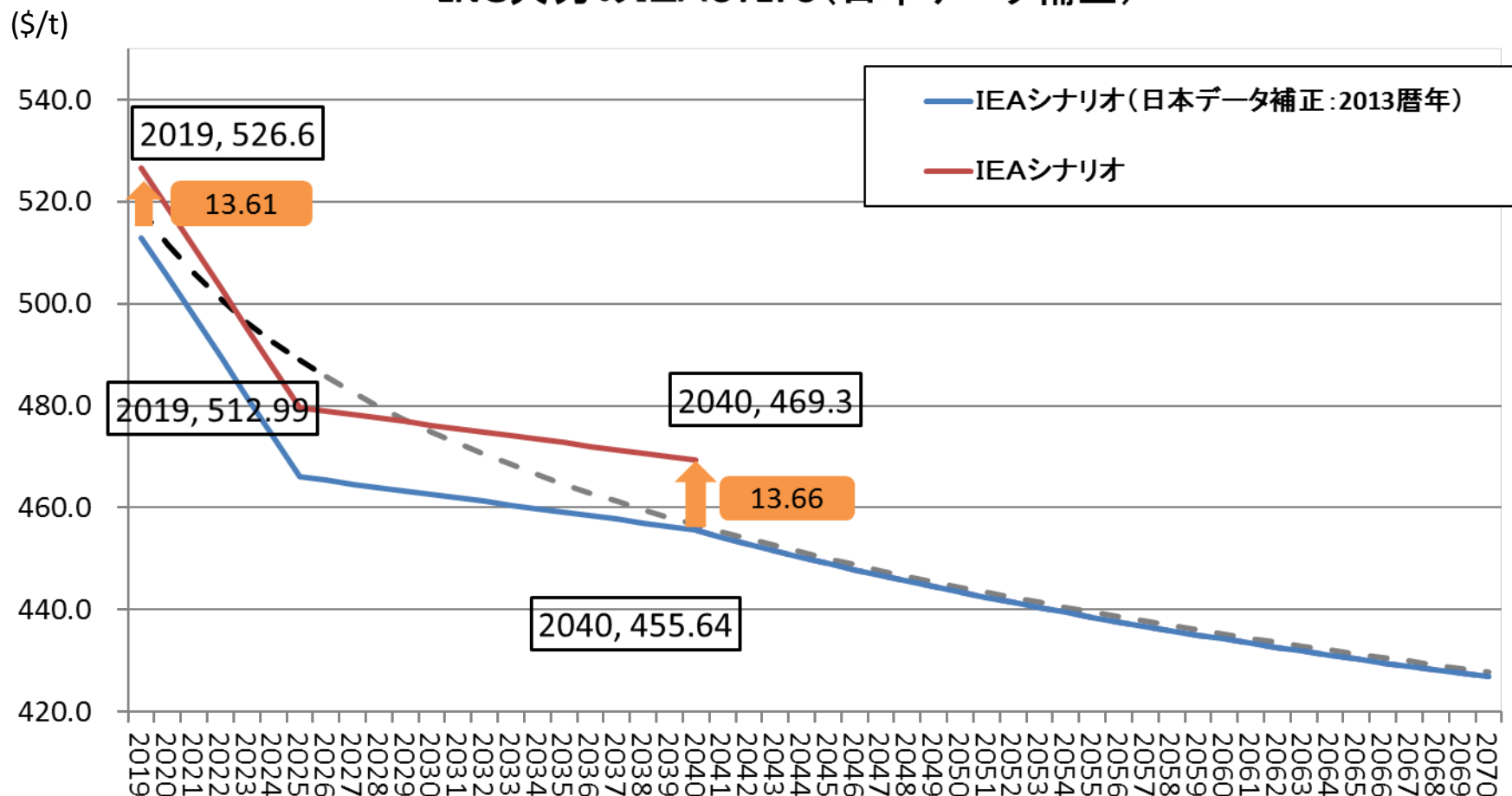


# 化石燃料価格③【LNG】

○日本の燃料価格シナリオは、

1. WEO2020の日本トレンドに合わせつつ、2019年（暦年）の日本での実際の燃料価格データで補正
2. 2020年（暦年）の日本での燃料価格を使いつつ、WEO2020の2025年以降のトレンドに収束の2点を踏まえて、WEO2020トレンドを日本のデータにより補正する。

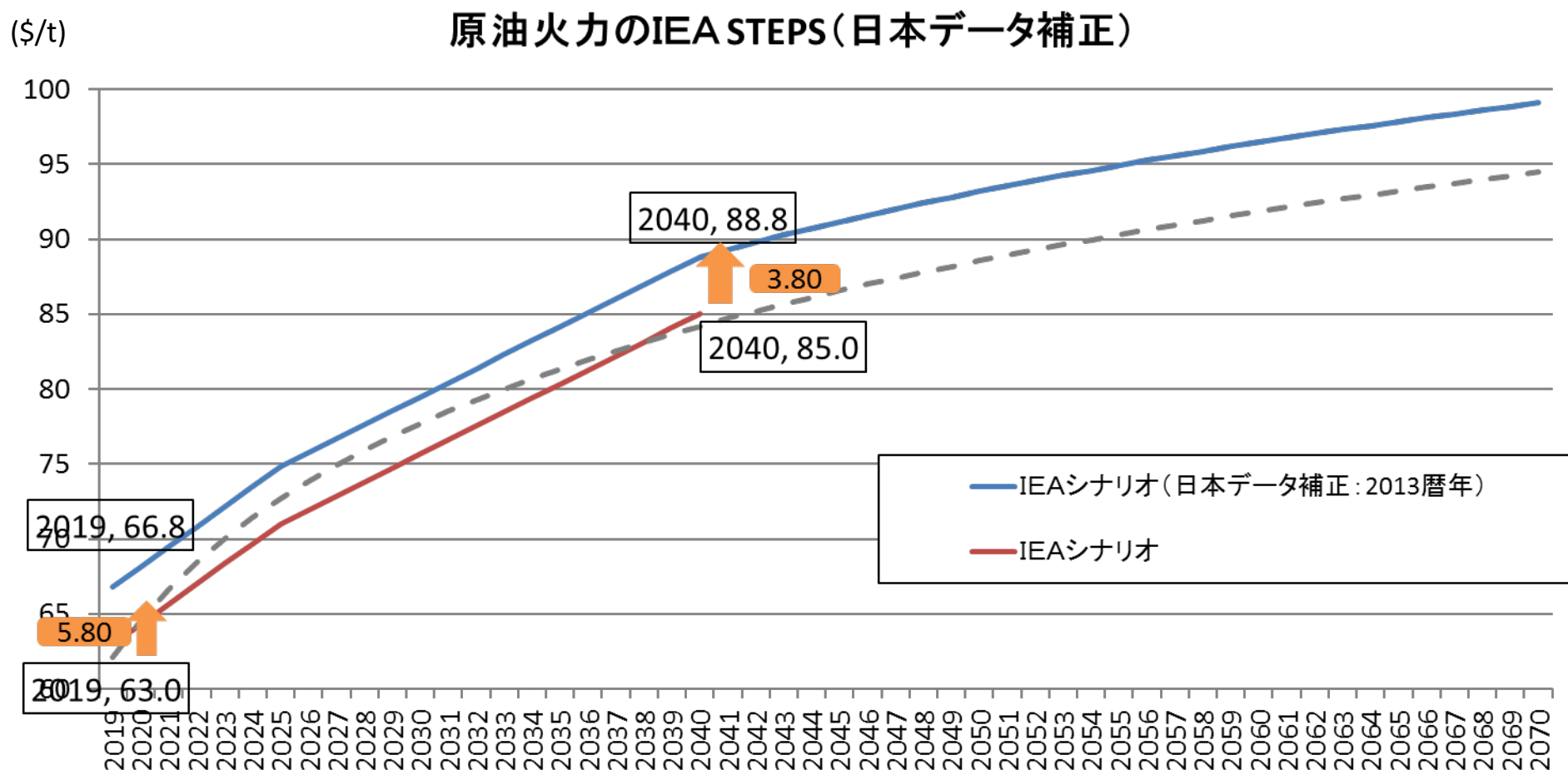
## LNG火力のIEA STEPS (日本データ補正)



# 化石燃料価格③【原油】

○日本の燃料価格シナリオは、

1. WEO2020のトレンドに合わせて、2019年（暦年）の日本での燃料価格データで補正
2. 2020年（暦年）の日本での燃料価格を使いつつ、WEO2020の2025年以降のトレンドに収束の2点を踏まえて、WEO2020トレンドを日本のデータにより補正する。



# CO2価格の変動

○初年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の平均値を取る。

(参考)

2018年平均価格： 17.4 \$/t (15.50 €/t)

2019年平均価格： 27.7 \$/t (24.72 €/t)

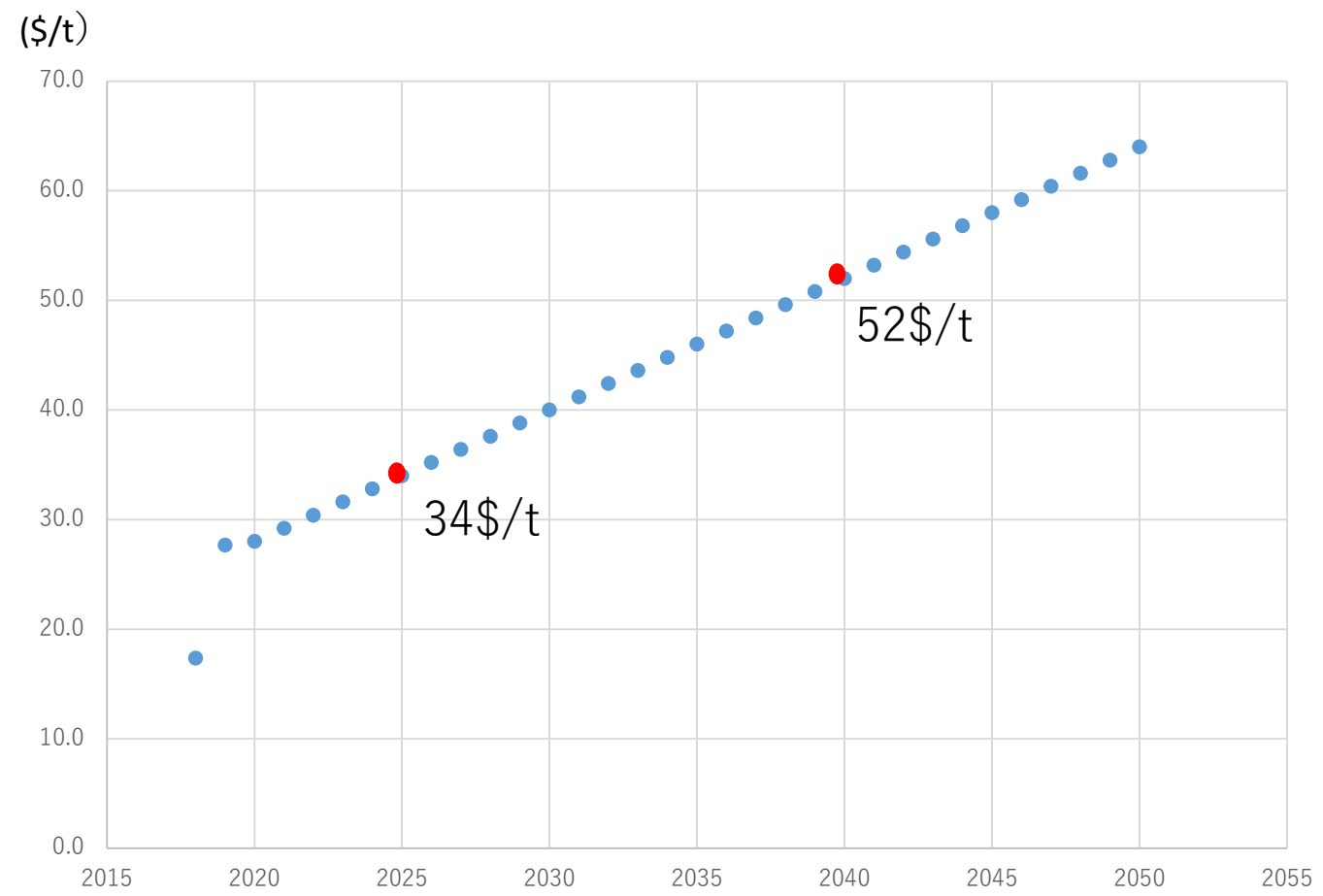
## EU-ETSの価格推移



# CO2 価格の変動②

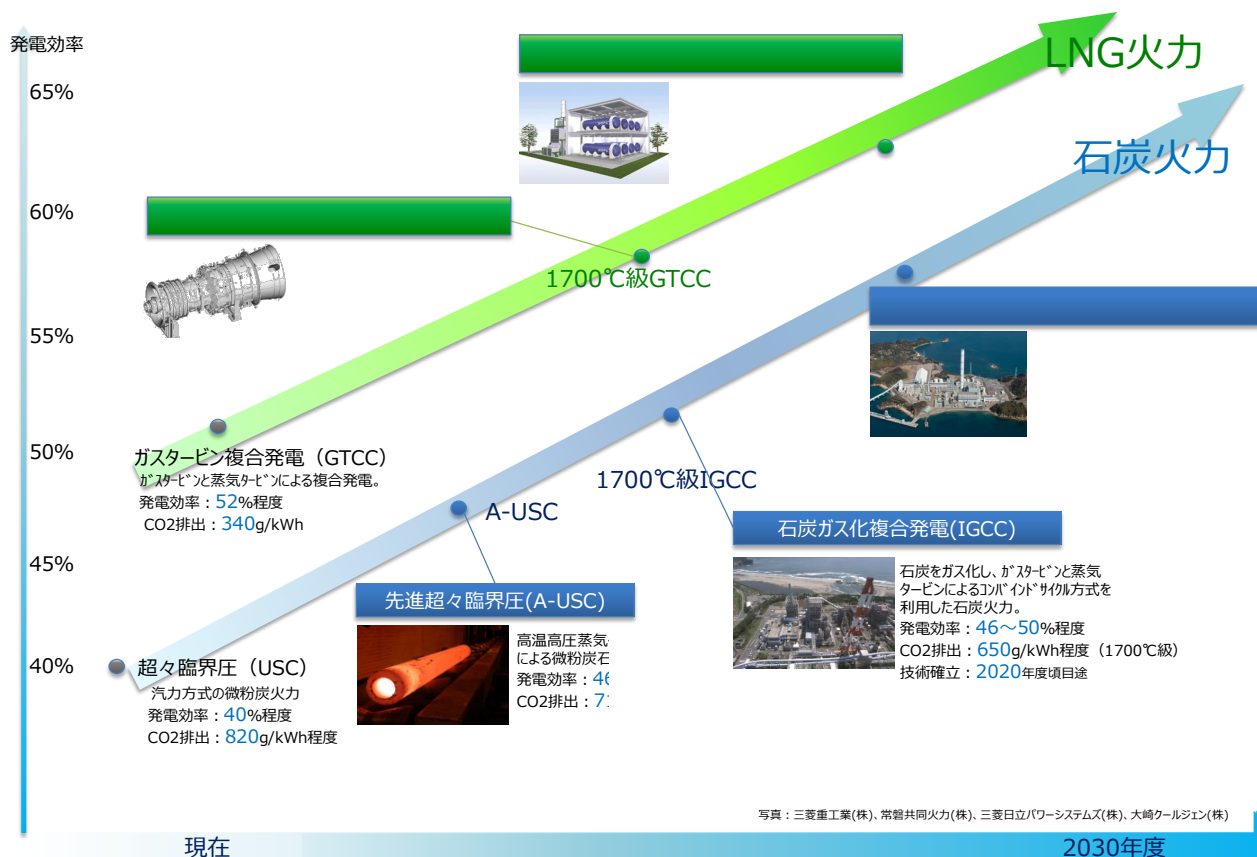
- Word Energy Outlook 2020のEU STEPSの価格及びそのトレンドの延長。足下は実績値。
- (参考) 2018年平均価格：17.4 \$/t、2019年平均価格：27.7 \$/t

CO2 価格の推移 (S T E P S)



# 技術革新によるコスト低減の考え方（火力）

- 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）の技術開発実装が始まっていることから、2030年モデルプラントにおいて、IGCCの建設費や約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。

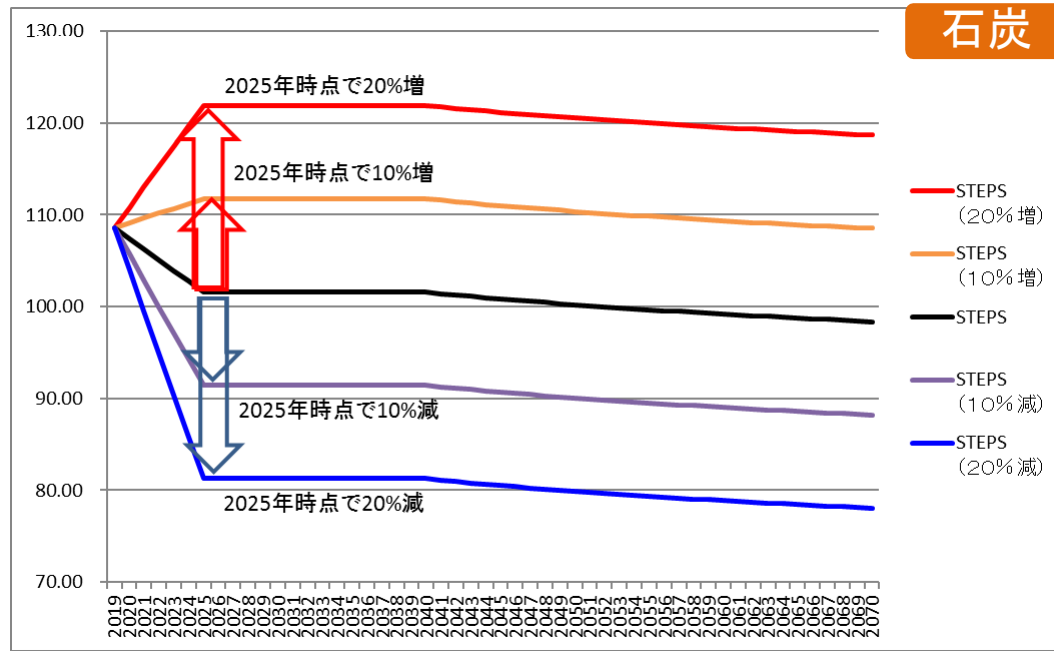


# 燃料価格による感度分析の考え方について

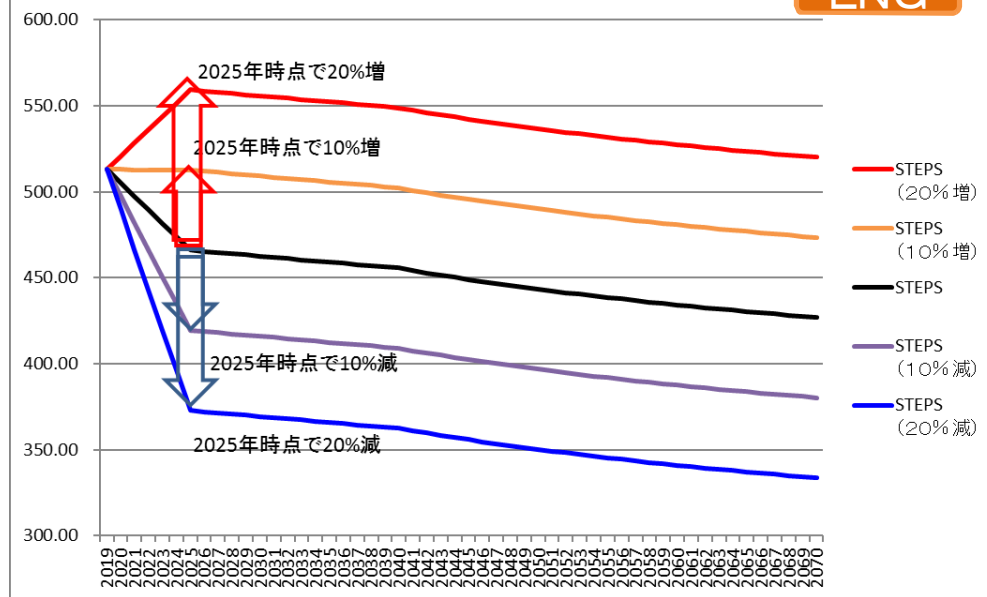
- World Energy Outlook 2020 (WEO2020) のSTEPSの価格トレンドを利用し、2019年及び2020年の日本通関CIF価格を使うことで日本の価格トレンドとして補正してシナリオとして利用する。
- 一方で、燃料価格の大きな変動も考えられるため、以下、2025年時点で各燃料の価格が±10%、±20%の変動があった際の4つのシナリオ案を設定し分析。(2025年までは2025年価格へ収束し、2025年以降は変動幅を固定)

# 価格見通し

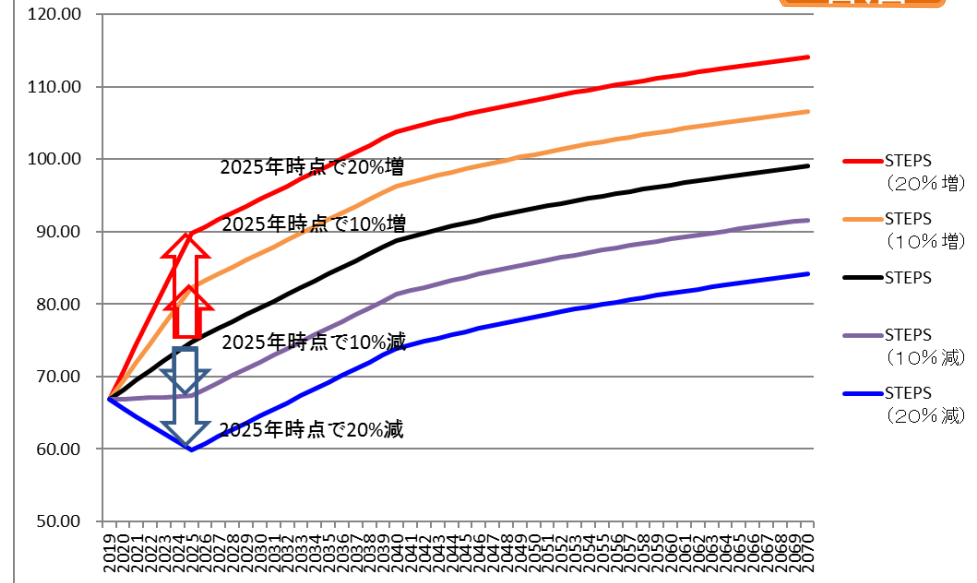
(\$/t)



(\$/t)



(\$/bbl)



1. 火力発電

2. **CCS付火力発電**

3. 水素

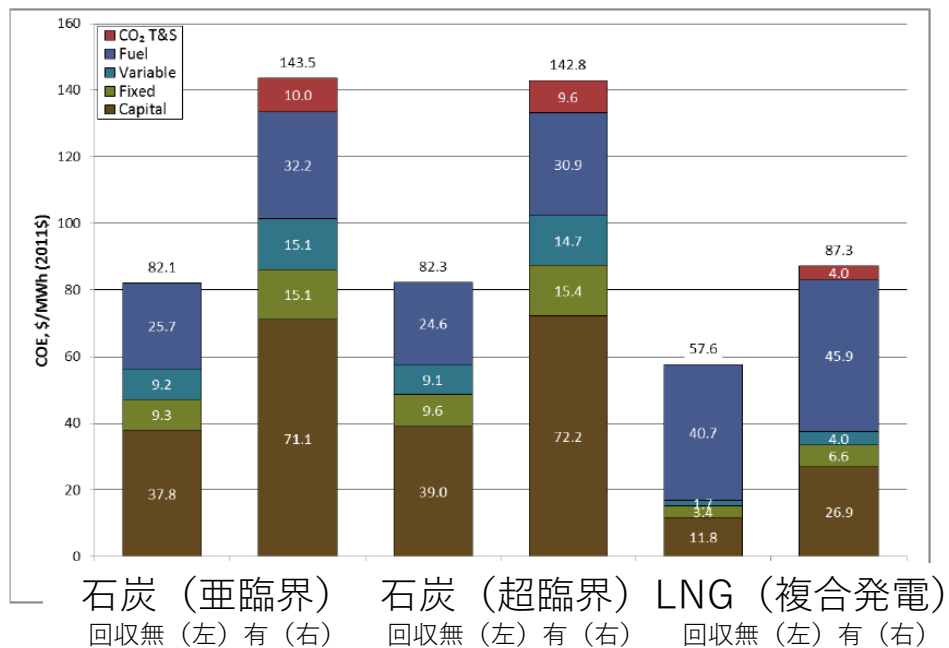
4. アンモニア



# 電力システムにおけるCCS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】



## 【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：Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a (DOE/NETL-2015/1723); ES-5

出典：ETI report, REDUCING THE COST OF CCS DEVELOPMENTS IN CAPTURE PLANT TECHNOLOGY; Fig.3

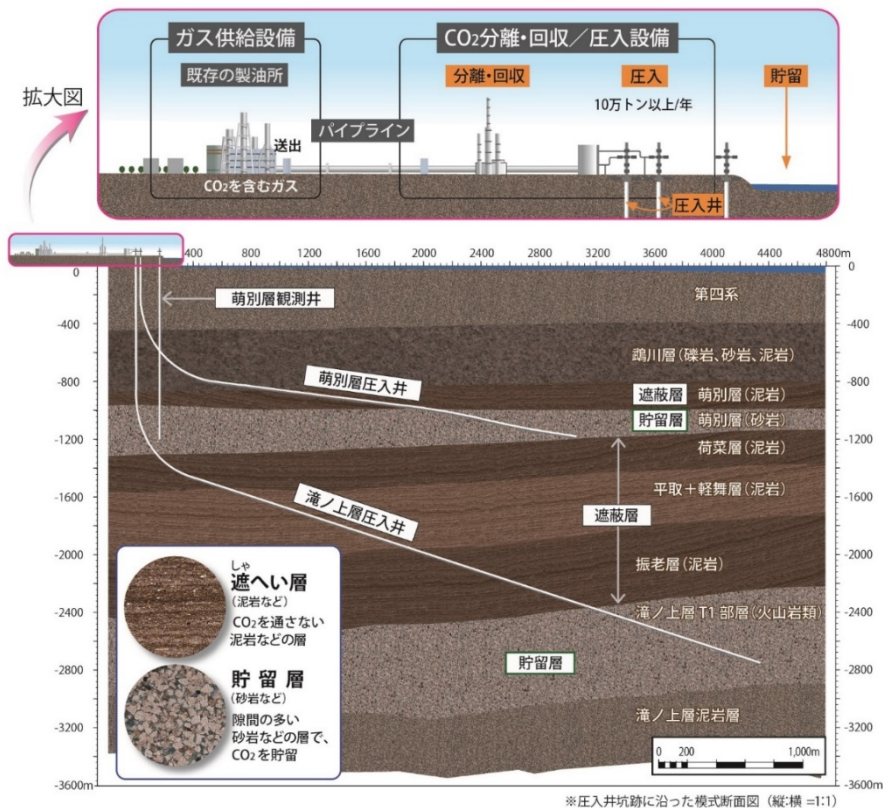
# CCSの現況（日本の状況・海外でのCCS付火力発電事例）

- 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、**2019年11月に累計圧入量30万トン**を達成。⇒ **一貫したCCS技術の確立**。 ※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。

## 苫小牧CCS実証試験の全体像



## 海外でのCCS付火力発電の取組事例



### 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※に使用



※EOR：Enhanced Oil Recovery（石油増進回収法）

# CCS技術の概要

- CCSの一貫した基礎技術は確立済であり、海外ではすでに商用化プラントも存在。
- 現在は大規模化・商用化に向けて、CCS関連技術の実証・低コスト化やCCSの事業環境整備、CCSの国際連携・国際展開等を実施。

## 分離・回収

### 排出源からCO2を分離し、回収

<分離回収技術>

物理吸収液 (IGCC等) / 化学吸収法 (USC、LNG等) / 膜分離/DAC

<排出源>

天然ガス処理、**発電**、製鉄、セメント製造、肥料製造、バイオエタノール製造、製油、バイオマス発電、廃棄物処理場、ブルー水素製造

## 輸送

### 分離回収したCO2を貯留地まで輸送

<輸送手段>

【陸域】パイプライン、タンクローリー、鉄道  
【海域】海底パイプライン、船舶輸送

## 貯留

### CO2を地下の貯留層に圧入・貯留し、モニタリング

<掘削・圧入・モニタリング>

【貯留地】陸域・陸域から海底下、海上  
【圧入】帯水層層貯留・油槽貯留 (EOR)  
【モニタリング】圧入後のCO2監視

概要

現状の取組

### 既に商用化済の技術は存在 革新的な吸収方法は研究開発

- ・国内外でアミン吸収液での実績あり。
- ・国内外で各排出源ごとに分離回収の研究開発を実施。

### 海外で陸域パイプラインの実績あり

- ・国内では、オンサイトでのパイプライン輸送のみ。海外では、長距離パイプラインの実績あり (100km超)
- ・国内ではCO2の長距離輸送の実績なし  
※長距離輸送 (200Km以上) では船舶輸送の方がパイプラインより、費用対効果が高く、国内外の船舶輸送の実用化に向けた取組が進展。

### 圧入・モニタリング技術の 技術実証を実施

- ・苫小牧市で実施した、大規模CCS実証試験で2019年11月に累計圧入量30万トンを達成 (操業技術の確立)
- ・圧入後のCO2のモニタリングを継続実施

# CCSコストの基本的な考え方（案）

## 【CCSコストの基本的な考え方】

- モデルプラントとして、分離回収設備付きの新設の石炭火力発電プラント、LNG火力発電プラント、IGCCプラントを想定。（石炭・LNGについてはCCSなしのものと同性能のものを想定。）
- 輸送、貯留の費用についても別途計算し、輸送・貯留に係る費用を、CO<sub>2</sub>の処理量に応じて、発電コストに割り戻す形で、CCS付の石炭火力・LNG火力発電・IGCCのコストを計算してはどうか。



## コストの考え方

分離回収施設は、  
①排ガスの組成に応じた分離回収方法の最適設計※1  
②分離回収における発電廃熱の利用  
③発電所と分離回収施設の地理的近接性  
などの観点から、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、発電と分離回収のコストをセットで検討したほうがいいのではないか。

輸送、貯留については、排出源と貯留適地を1対1の関係で設計するより、様々な排出源を想定し、大規模に設計しコスト分担する方が効率的・経済的になる  
そのため、CO<sub>2</sub>輸送、貯留については、一定規模の設備を想定し、CO<sub>2</sub>処理量に応じてコスト負担をしてはどうか。

※1：分離回収法として、例えば、IGCCでは物理吸収液が用いられ、石炭火力では化学吸収法が用いられている。

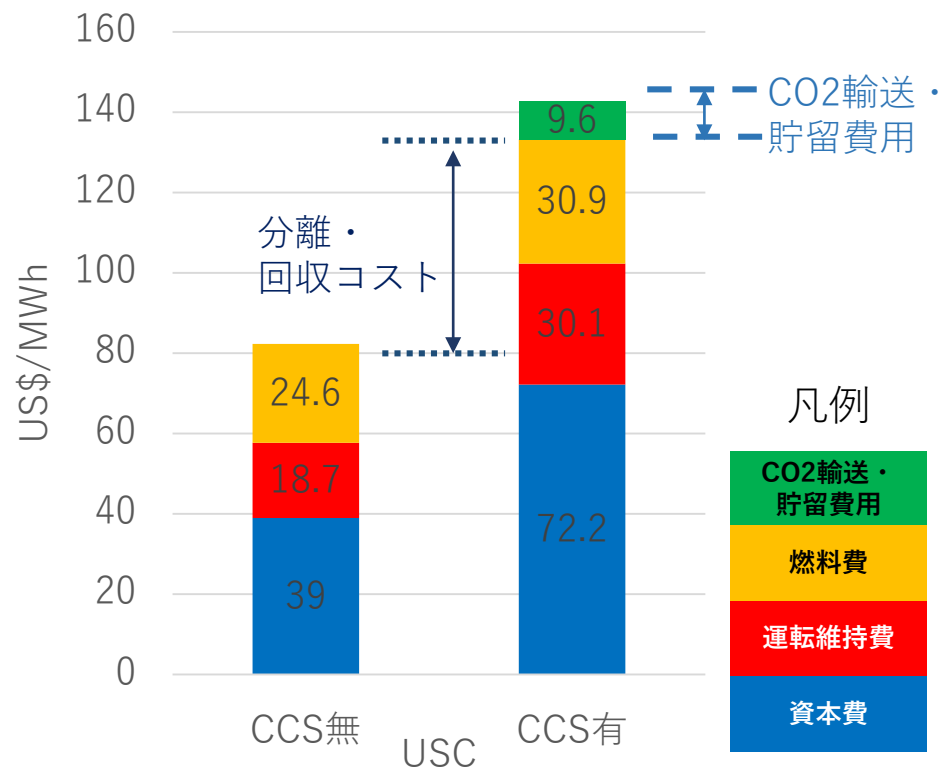
# (参考) CCS付火力のコストのイメージ

- 発電プラントに分離回収施設を付けることにより、分離回収施設の建設費や分離回収費用、修繕費、燃料費が加算される。また、CO2対策費の代わりにCO2を輸送・貯留した場合のコストを試算し、「CO2輸送・貯留費用」として上乗せしてはどうか。

## 米国DOEの発電コスト試算例

### 【試算条件】

- 米国中西部の平地に建設される55万kW級の石炭火力発電所
- 耐用年数30年
- CO2分離装置；化学吸収法（Shell Cansolv）



## CCS付火力発電のコスト

### CO2輸送・貯留費用

CO2の輸送（昇圧・輸送）、貯留（圧入・モニタリング）に係る費用。分離回収しきれなかった分のCO2は炭素価格に応じて上乗せ。

### 燃料費

通常の燃料費に加えて、分離回収に係る蒸気・電気代など

### 運転維持費

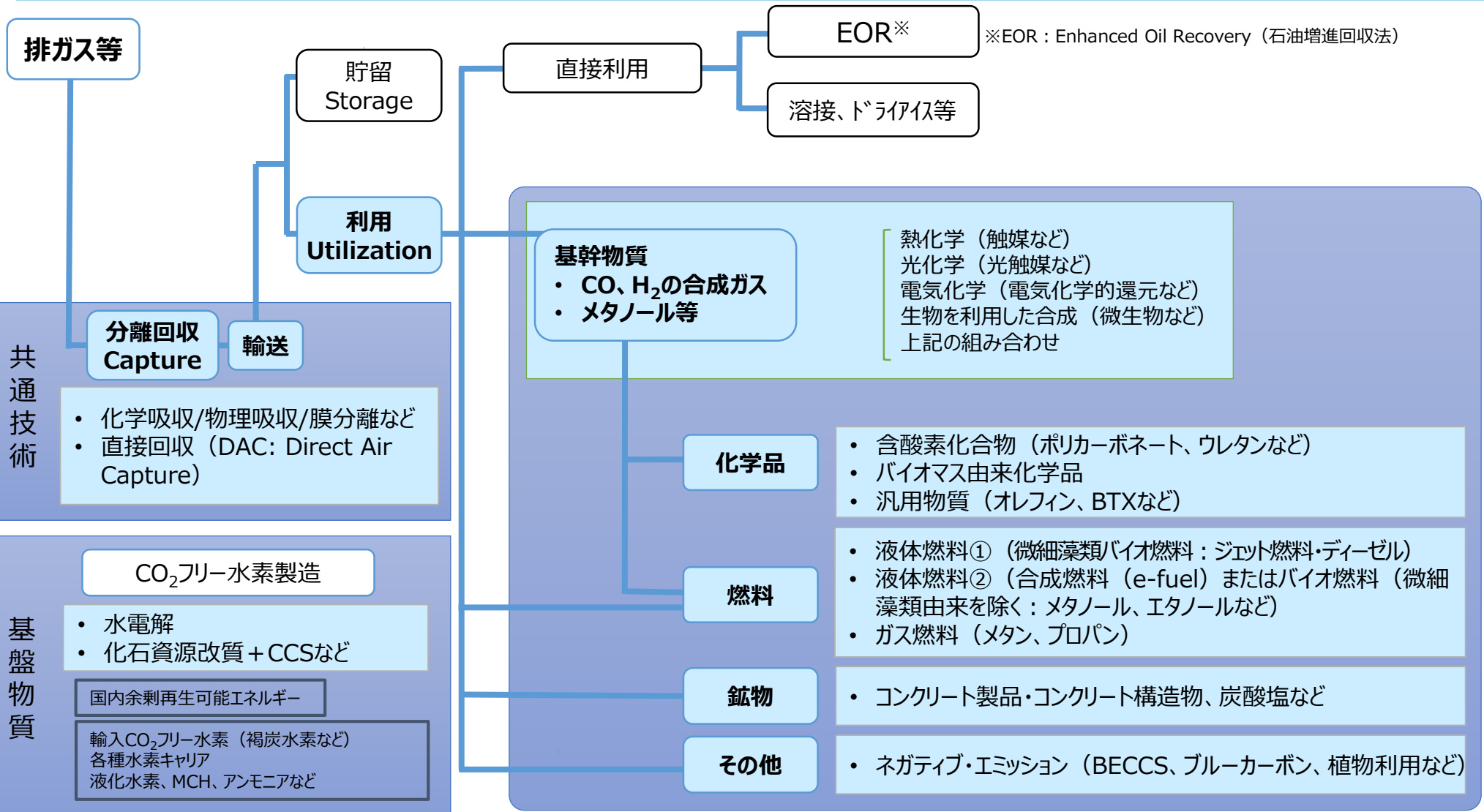
通常の運転維持費に加えて、吸収液・修繕費等

### 分離・回収設備費

通常の運転維持費に加えて、分離回収施設の建設費等

# (参考) カーボンリサイクルとは

- **カーボンリサイクル**：CO<sub>2</sub>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、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<sub>2</sub>排出を抑制。



1. 火力発電
2. CCS付火力発電
- 3. 水素**
4. アンモニア

# 水素発電のモデルプラントの選定について

- 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、大規模火力発電をモデルプラントとして選定してはどうか。

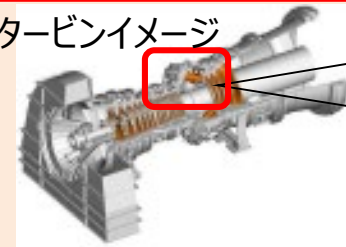
## ①大規模火力発電（500MW級）のR&Dの流れ

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。**

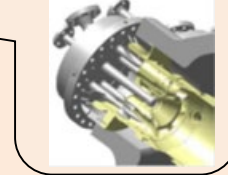


2020年度より、水素**専焼**発電の技術開発を実施中。

ガスタービンイメージ



燃焼器



## 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）

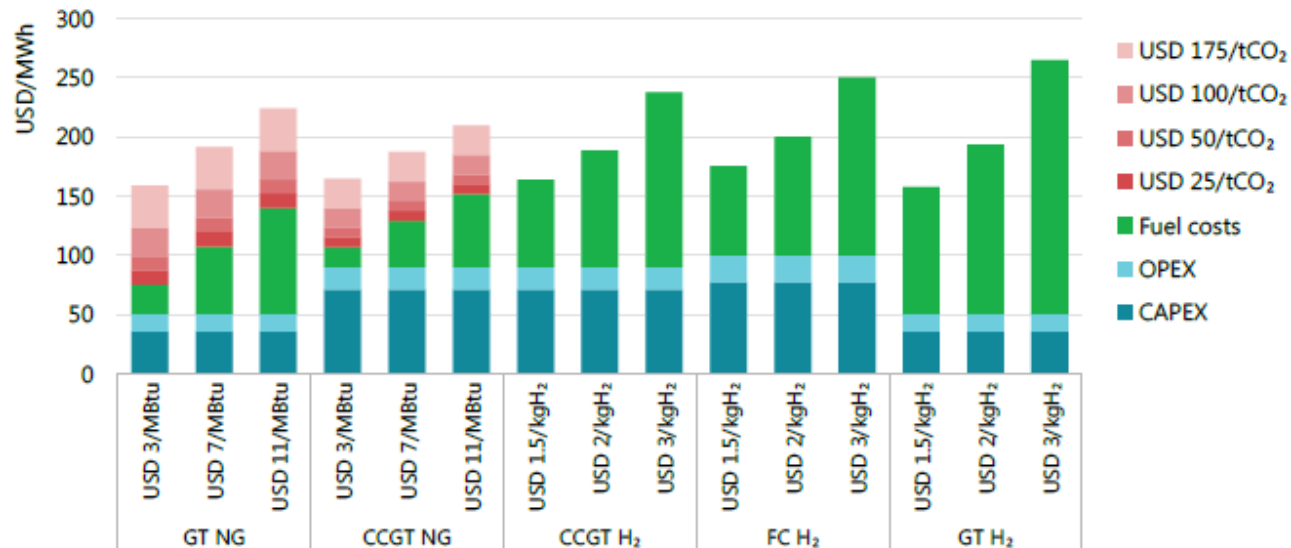
## ③世界の水素発電の主な動き

- 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。



# 水素発電のコスト試算の考え方について

- 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燃料費以外は原則参考にすることとしてはどうか。
- 他方で、燃料費については、製造費用、輸送費用とも変動幅が地域により非常に大きいことから、IEAのレポートにおいてもその価格は幅(1.5-3.0ドル/kg-H<sub>2</sub>)を持って分析されている。そのため、我が国のコスト検証に際しても、水素調達価格は一定の幅を持って分析することとしてはどうか。
- また、コスト試算は、混焼と専焼に場合分けを行い、実施してはどうか。ただし、混焼と専焼は燃料代のみが異なると仮定する。混焼率は様々なものが想定されるが、現時点でデータ取得可能な混焼率である30%（体積ベース）に設定することとしてはどうか。



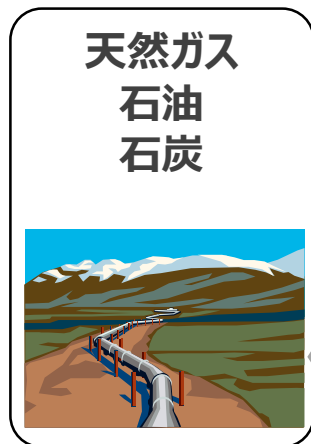
Notes: GT = gas turbine; CCGT = combined-cycle gas turbine; FC = fuel cell; NG = natural gas. CAPEX = USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, USD 1 000/kW FC. Gross efficiencies (LHV) = 42% GT, 61% CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, 55% FC. Economic lifetime = 25 years for GT and CCGT, 20 years for FC. Capacity factor = 15%.

1. 火力発電
2. CCS付火力発電
3. 水素
4. アンモニア

# 燃料としてのアンモニア活用

- アンモニアは「水素基本戦略」（2017年12月26日関係閣僚会議決定）において、水素キャリアの一つとして位置づけられるのみならず、**燃料として火力発電等への直接利用が可能。**

## 資源豊富な海外：製造



改質/ガス化



製造

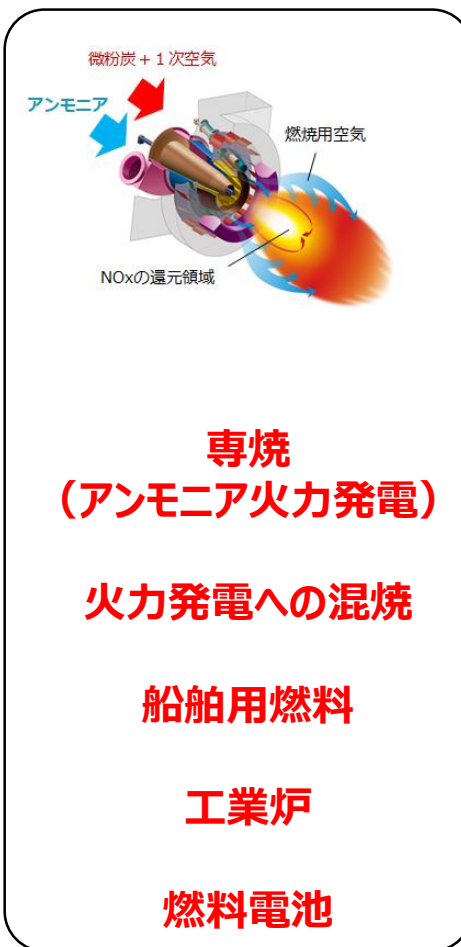
## 海上輸送



アンモニア  
 $NH_3$

液化：常圧 - 33℃  
もしくは8.5気圧  
(20℃)

## 日本：利用

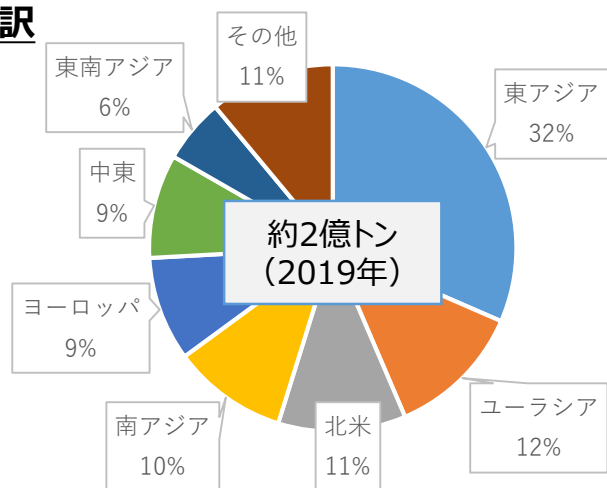


# アンモニア市場の現状

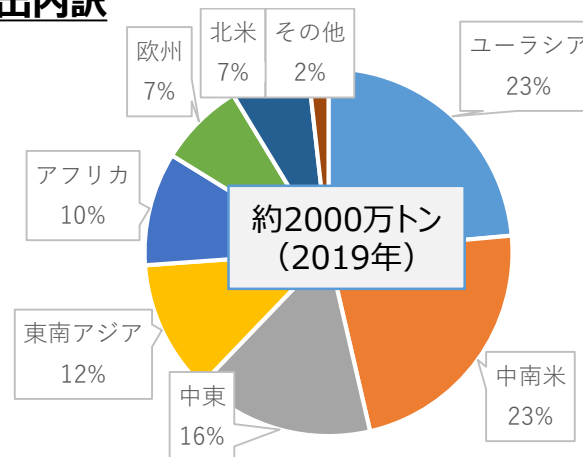
- 現在、世界の原料用アンモニア生産は年間約 2 億トン程度。そのうち貿易量は1割（約2000万トン）しかなく、ほとんどが地産地消されている。
- 100万kwの火力発電に20%アンモニアを混焼すると、年間で約50万トンのアンモニアが必要。アンモニアの需要拡大に対応したサプライチェーンの強化が求められる。

## <アンモニア生産量、輸出量及び内訳>

### 生産内訳



### 輸出内訳



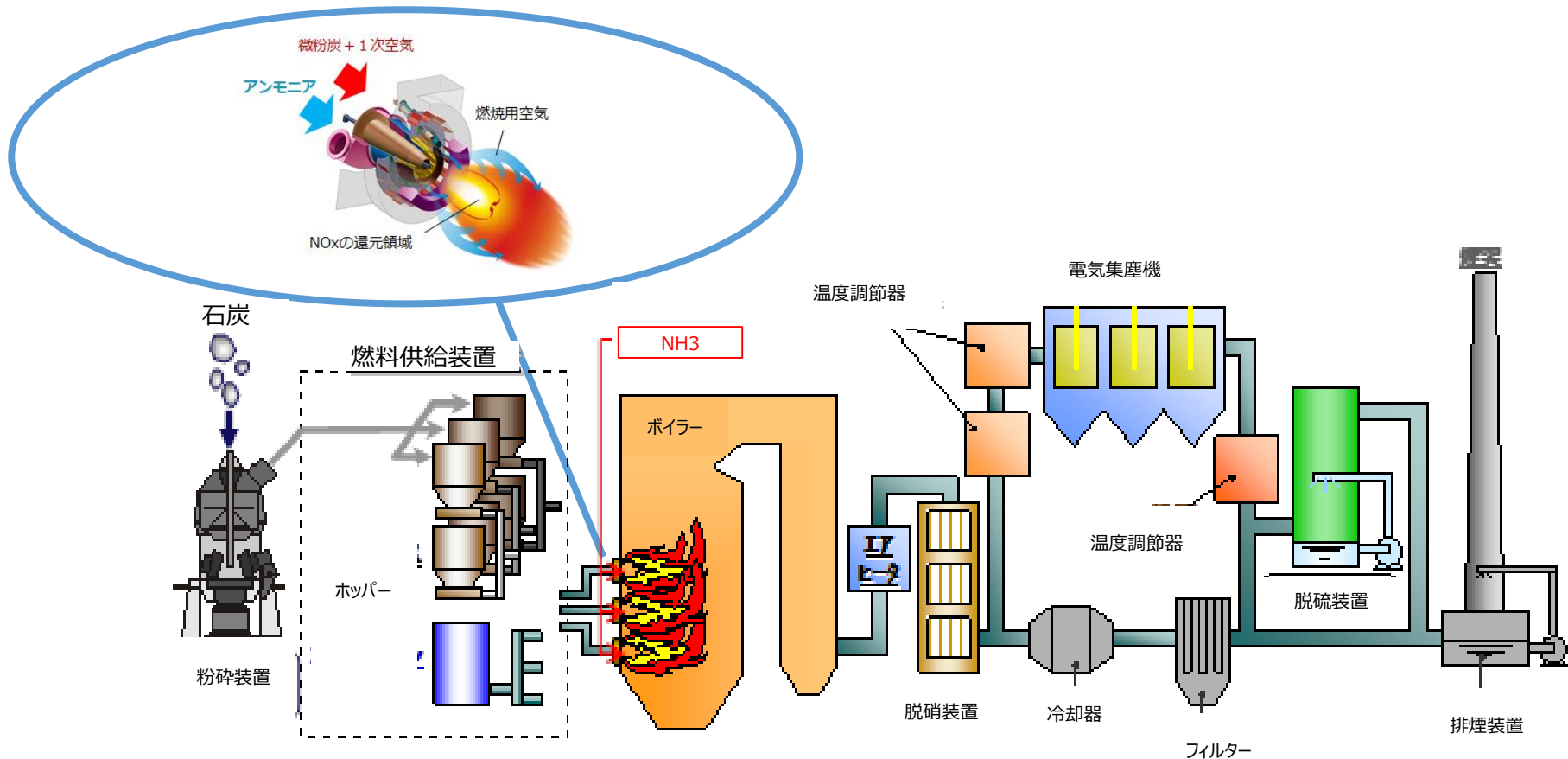
## <アンモニア需要量、CO<sub>2</sub>削減量>

ケース (1基100万kwあたり)	20%混焼	50%混焼	専焼
年間CO <sub>2</sub> 排出削減量	約100万トン	約250万トン	約500万トン
年間アンモニア需要量	約50万トン	約125万トン	250万トン

# 将来（2030年）の発電コストの考え方

- 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3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してはどうか。
- 諸元については、実証事業を実施している超々臨界圧（USC）をベースに、建設費については、アンモニア混焼設備部分を追加してはどうか。

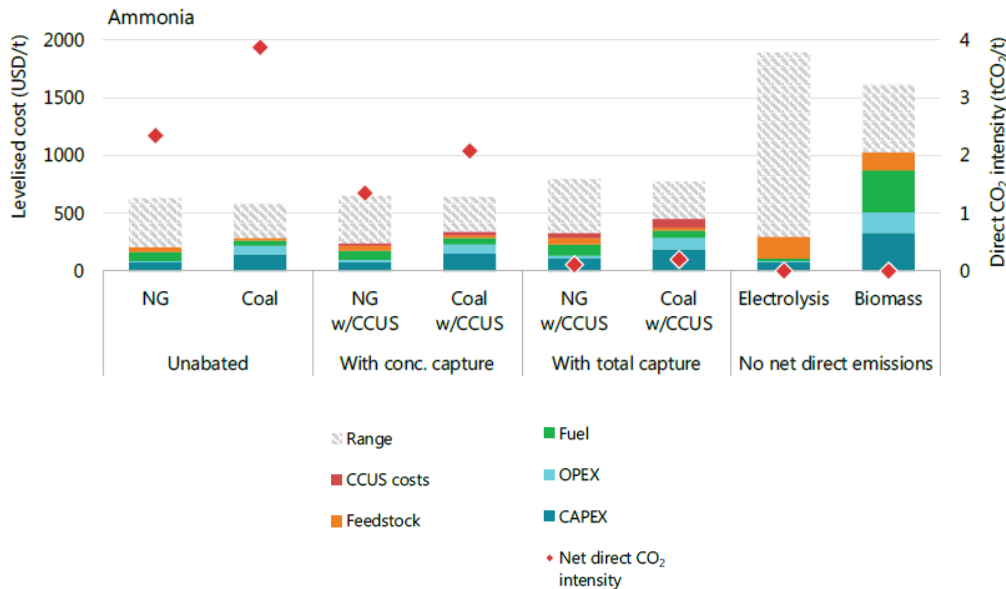
## <混焼バーナー（イメージ）>



# 将来（2030年）の発電コストの考え方（各諸元の考え方）

- **アンモニア価格**については、IEAのレポート(The Future of Hydrogen)で、製造コストの試算を行っているが、**製造方法やCO2回収方法、地域によって幅があることから**、一定の幅を持って分析することとしてはどうか。
- その際、2030年段階で見込まれる**効率化による価格低減（組み立ての効率化による製造コスト10%削減）**を考慮して、燃料価格を検討することとしてはどうか。
- **建設費**は、アンモニア混焼により、**受入設備（210億円）、混焼設備（40億円）**が追加的に発生することから、これらを**石炭火力の建設費に追加**してはどうか。
- **運転維持費や設備利用率、出力**については、**石炭火力発電のケースを活用**し、**CO2対策費**については、アンモニア燃焼からはCO2が生じないため、**混焼分については0として算出**してはどうか。

## < 製造方法別のコスト（2018年） >



(参照) IEA The Future of Hydrogen

## < 建設費 >

- うち、アンモニア混焼による追加費用：250億円

設備項目	概要	概算費
受入・貯蔵・払出設備	ローディングアーム、受入配管、貯蔵タンク、気化器等	210億円
混焼設備	アンモニア混焼バーナー、アンモニア供給系統、制御装置等	40億円
合計		250億円

SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO2フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」を基に資源エネルギー庁作成