

石炭火力へのアンモニア混焼の問題 (技術的視点から)

Issues with Ammonia Co-firing in Coal-Fired Power Plants
(From a Technical Perspective)

2025年9月30日
気候ネットワーク 伊東 宏
Hiroshi Ito, Kiko Network
tokyo@kiconet.org

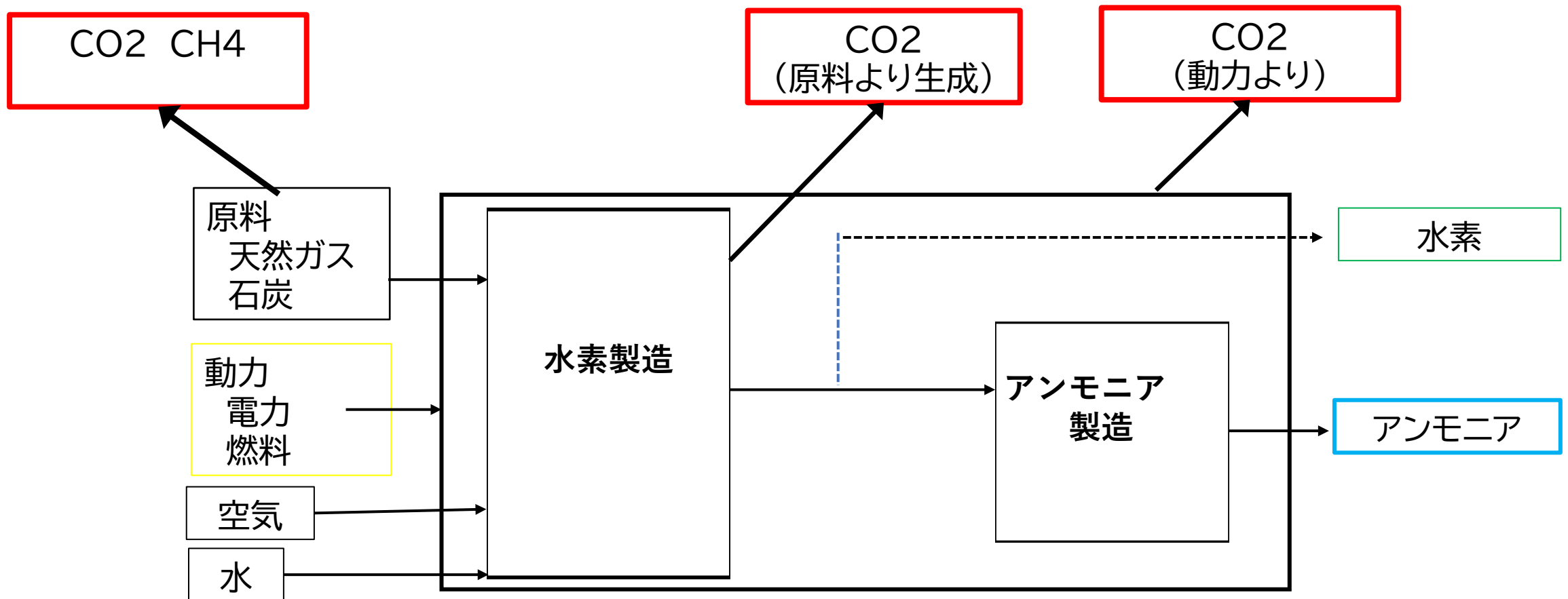
アンモニアの製造に関して

Production of ammonia

アンモニア製造のダイアグラム

アンモニアは、天然資源ではなく、「製品」

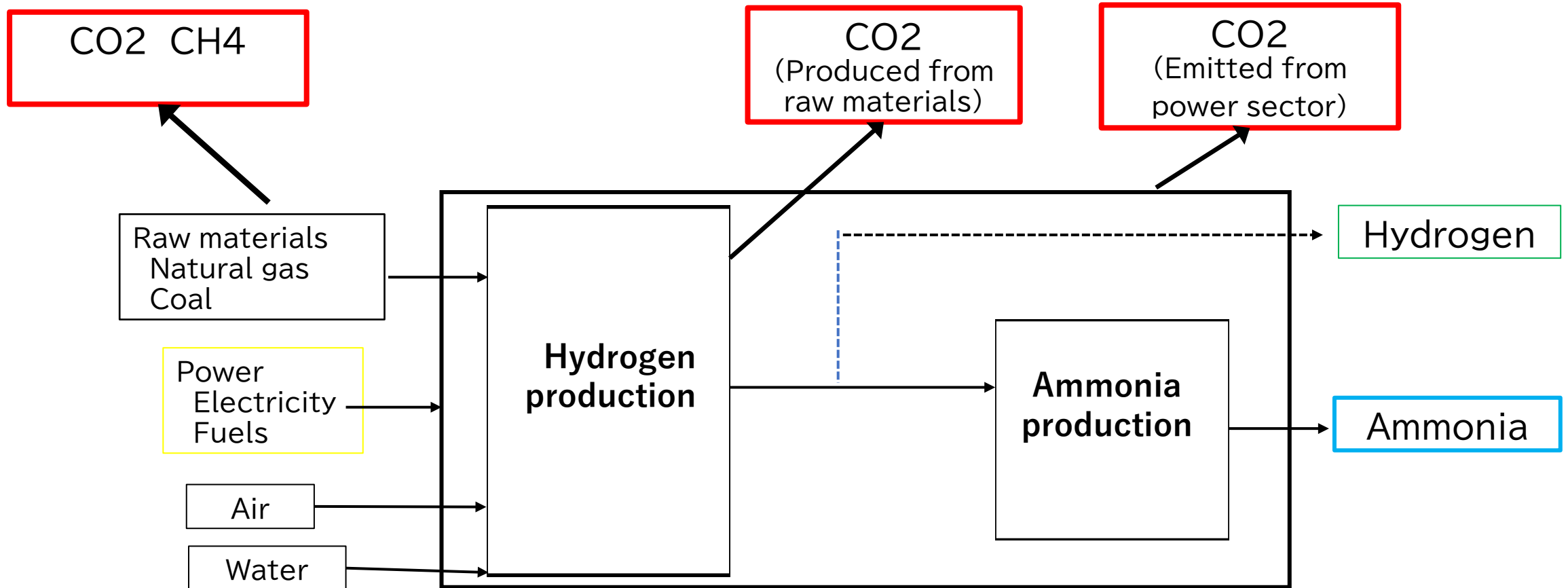
原料は、天然ガスや石炭などの炭素と水素を含む化石燃料



* 原料としての水は、電気分解時の電源によっては、CO2を発生させる

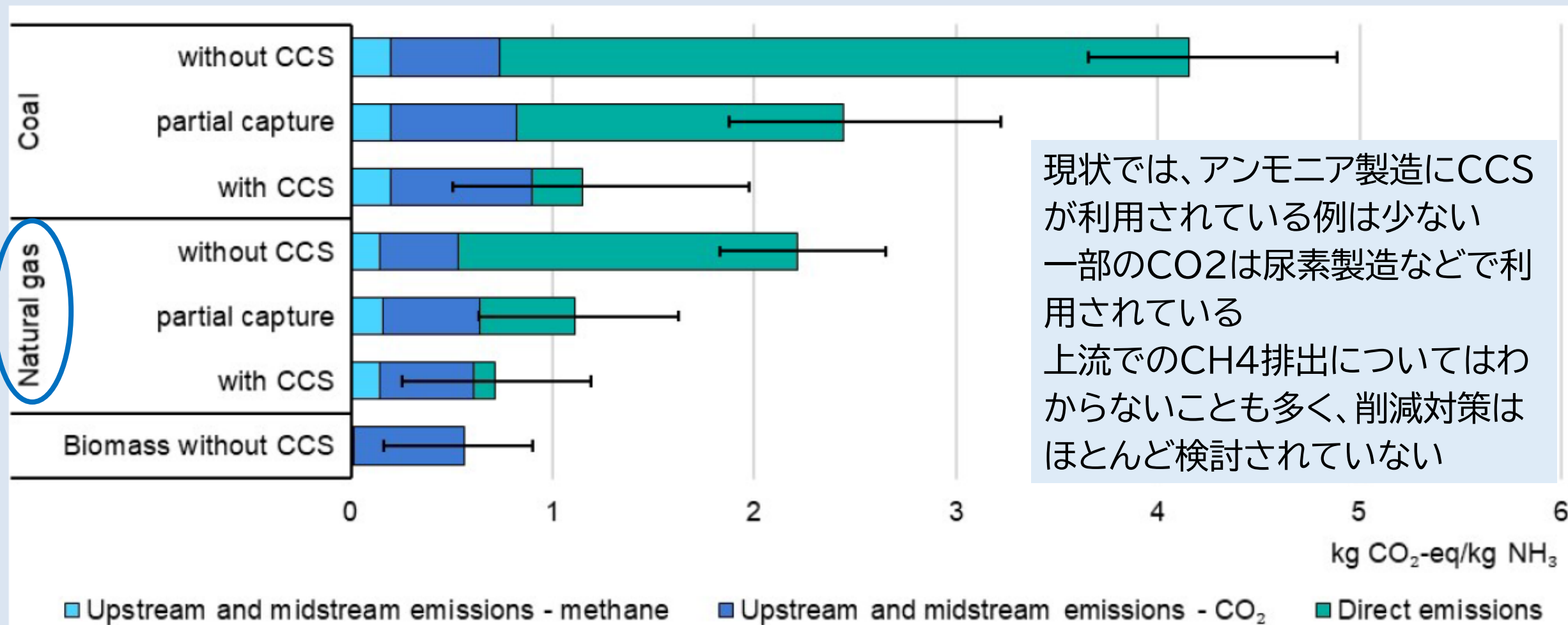
Ammonia production diagram

Ammonia is not a natural resource. It is a “product”, made by fossil fuel, such as natural gas and coal, containing **carbon and hydrogen**.

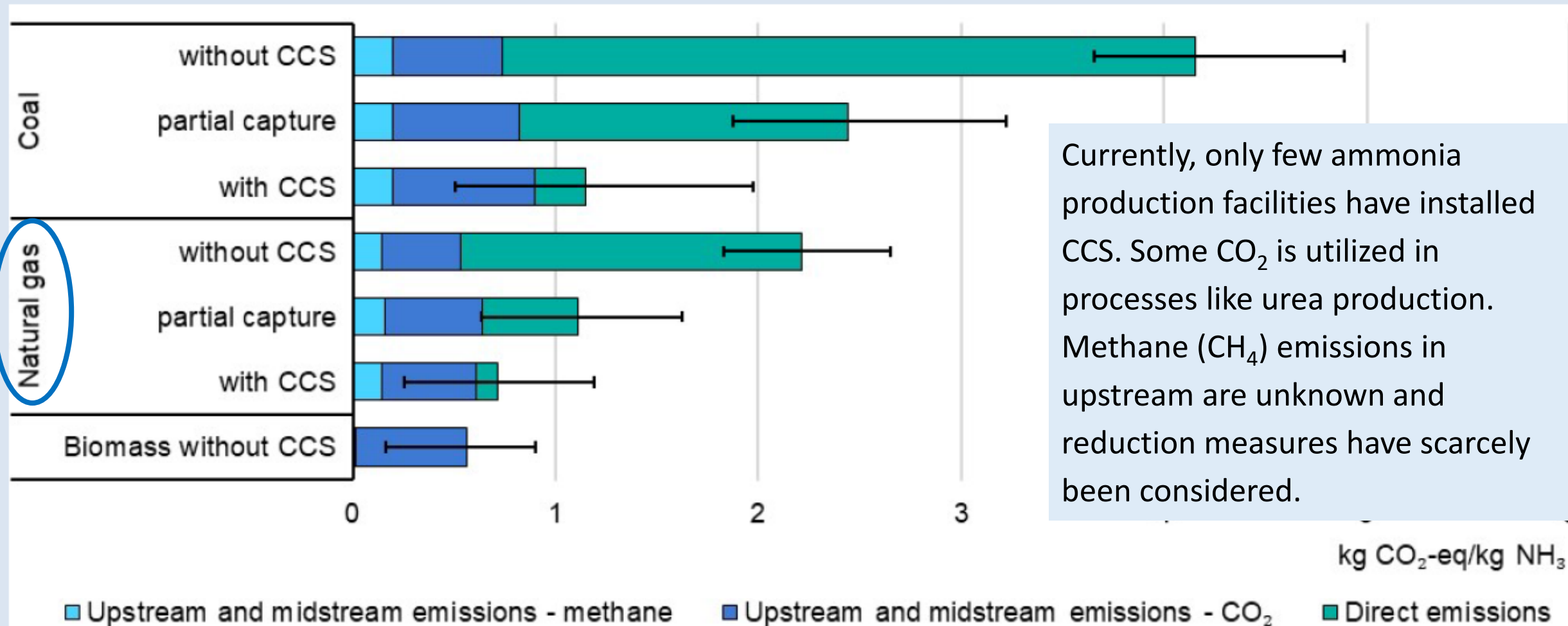


* The water used as a raw material may generate CO₂ depending on the power source used for electrolysis.

Emissions intensities of different ammonia production routes, 2021



Emissions intensities of different ammonia production routes, 2021



Currently, only few ammonia production facilities have installed CCS. Some CO₂ is utilized in processes like urea production. Methane (CH₄) emissions in upstream are unknown and reduction measures have scarcely been considered.

アンモニアを含む「低炭素水素等」の要件

2024年10月23日に、改正施行された「**水素社会推進法**」で、

第2条： 「低炭素水素等」とは、… **製造**に伴って排出される二酸化炭素の量が一定の値以下であること

施行規則・第3条の2： アンモニアの一キログラム当たりの**製造**に伴い排出されるキログラムで表した二酸化炭素の量が0.87以下であること

法律では「製造」の範囲は規定されていない

低炭素水素等の要件（①炭素集約度の基準値）

- 「低炭素水素等」は燃料によって製造プロセスやCO₂排出源も異なることから、以下のように**各燃料の性質に応じた基準値をもって「低炭素水素等」の要件を設定すること**としたい。
- 燃焼時CO₂を出さない水素・アンモニアについては、欧米と同様の考え方に基づき、以下に設定。

ー水素は、Well to Gateでグレー水素から約7割削減に相当する3.4kg-CO₂e/kg-H₂

ーアンモニアは、Well to Gateでグレーアンモニアから約7割削減に相当する0.87kg-CO₂e/kg-NH₃

資料では、“Well”からとされている

Requirements for “low-carbon hydrogen and derivatives” including ammonia

Japan's **Hydrogen Society Promotion Act** came into effect on October 23, 2024.

- Article 2: “Low-carbon hydrogen, etc.” means...
the amount of CO₂ emitted during its **production** is less than a certain amount.
- Enforcement Regulations, Article 3-2: The carbon intensity during **production**, expressed in kilograms per kilogram of ammonia, should be 0.87 or less.

The scope of “production” is not defined by law.

低炭素水素等の要件（①炭素集約度の基準値）

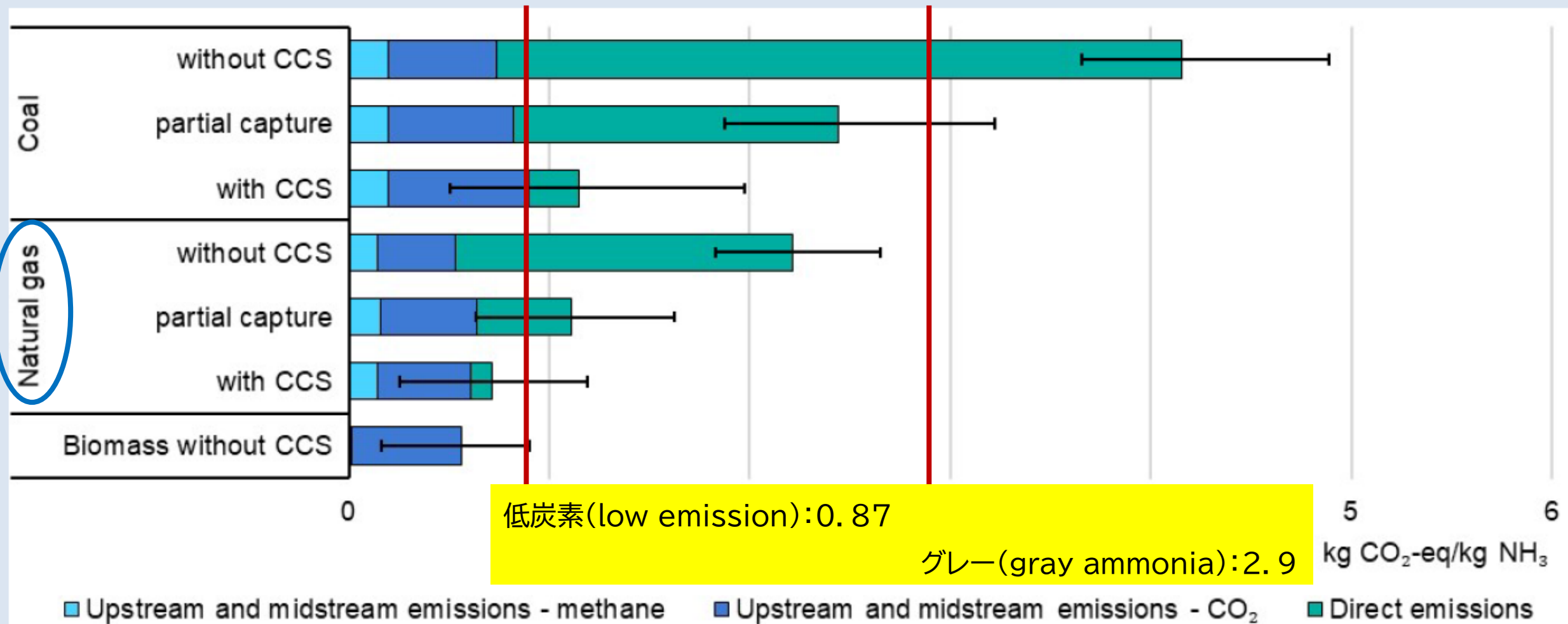
- 「低炭素水素等」は燃料によって製造プロセスやCO₂排出源も異なることから、以下のように**各燃料の性質に応じた基準値をもって「低炭素水素等」の要件を設定すること**としたい。
- 燃焼時CO₂を出さない水素・アンモニアについては、欧米と同様の考え方に基づき、以下に設定。

ー水素は、Well to Gateでグレー水素から約7割削減に相当する3.4kg-CO₂e/kg-H₂

ーアンモニアは、Well to Gateでグレーアンモニアから約7割削減に相当する0.87kg-CO₂e/kg-NH₃

Ammonia: 0.87 kg-CO₂ e/kg-NH₃, which is equivalent to 70% reduction relative to gray ammonia in “Well to Gate”

Emissions intensities of different ammonia production routes, 2021



石炭との混焼について
Co-firing with coal

アンモニア混焼・石炭火力発電のケーススタディ

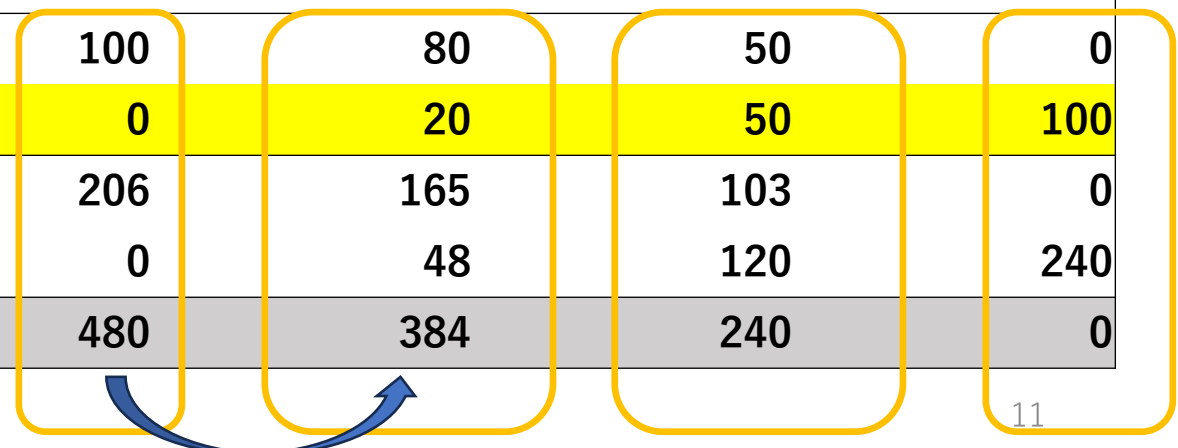
モデル石炭火力発電所

発電容量	100万	kW	
熱効率	41	%	USC
設備利用率	70	%	
高位発熱量	26.08	GJ/トン	石炭
CO2排出係数	2.323	トンCO2/トン石炭	
高位発熱量	22.4	GJ/トン	アンモニア

モデル石炭火力発電所でのアンモニア混焼時の年間CO2排出量を推定
* 混焼により熱効率は変わらない

アンモニア混焼ケース

年間発電電力量		億kWh	61.3			
混合比率	石炭	(%)	100	80	50	0
(熱量比)	アンモニア	(%)	0	20	50	100
年間消費量	石炭	万トン	206	165	103	0
	アンモニア	万トン	0	48	120	240
年間CO2排出量		万トンCO2	480	384	240	0



Case study of ammonia co-firing

Model Coal-fired power plant

Generating Capacity	1000	MW	
Thermal Efficiency	41	%	USC
Capacity Utilization Rate	70	%	
High Heating Value	26.08	GJ/ton	Coal
CO2 Emission Factor	2.323	ton-CO2/ton-coa	
High Heating Value	22.4	GJ/ton	Ammonia

Estimating annual CO₂ emissions from ammonia co-firing at a model coal-fired power plant

*Co-firing does not change thermal efficiency.

Ammonia co-firing case study

Annual Electricity Generation		1000 MW	61.3			
Mix Ratio (Calorific Value Ratio)	Coal	(%)	100	80	50	0
	Ammonia	(%)	0	20	50	100
Annual Consumption	Coal	million tons	206	165	103	0
	Ammonia	million tons	0	48	120	240
Annual CO2 Emissions		million tons	480	384	240	0



アンモニア混焼のケーススタディ

モデル石炭火力発電所

発電容量	100万	kW	
熱効率	41	%	USC
設備利用率	70	%	
高位発熱量	26.08	GJ/トン	石炭
CO2排出係数	2.323	トンCO2/トン石炭	
高位発熱量	22.4	GJ/トン	アンモニア
炭素集約度	A	トンCO2/トンアンモニア	

モデル石炭火力発電所でのアンモニア混焼時の年間CO2排出量を推定
* 混焼により熱効率は変わらない

↓ 製造時のCO2排出を加算すべき

アンモニア混焼ケース

年間発電電力量		億kWh	61.3				
混合比率	石炭	(%)	100	80	50	0	
(熱量比)	アンモニア	(%)	0	20	50	100	
年間消費量	石炭	万トン	206	165	103	0	
	アンモニア	万トン	0	48	120	240	
年間CO2排出量		万トンCO2	480	384	240	0	
総計年間CO2排出量		万トンCO2	480	$384 + 48 \times A$	$240 + 120 \times A$	$240 \times A$	

Case study of ammonia co-firing

Model Coal-fired power plant

Generating Capacity	1000	MW	
Thermal Efficiency	41	%	USC
Capacity Utilization Rate	70	%	
High Heating Value	26.08	GJ/ton	Coal
CO2 Emission Factor	2.323	ton-CO2/ton-coal	
High Heating Value	22.4	GJ/ton	Ammonia
Carbon Intensity	A	ton-CO2/ton-ammonia	

Estimate annual CO₂ emissions from ammonia co-firing at a model coal-fired power plant
 * Thermal efficiency remains unchanged due to co-firing

↓ CO₂ emissions from production should be added

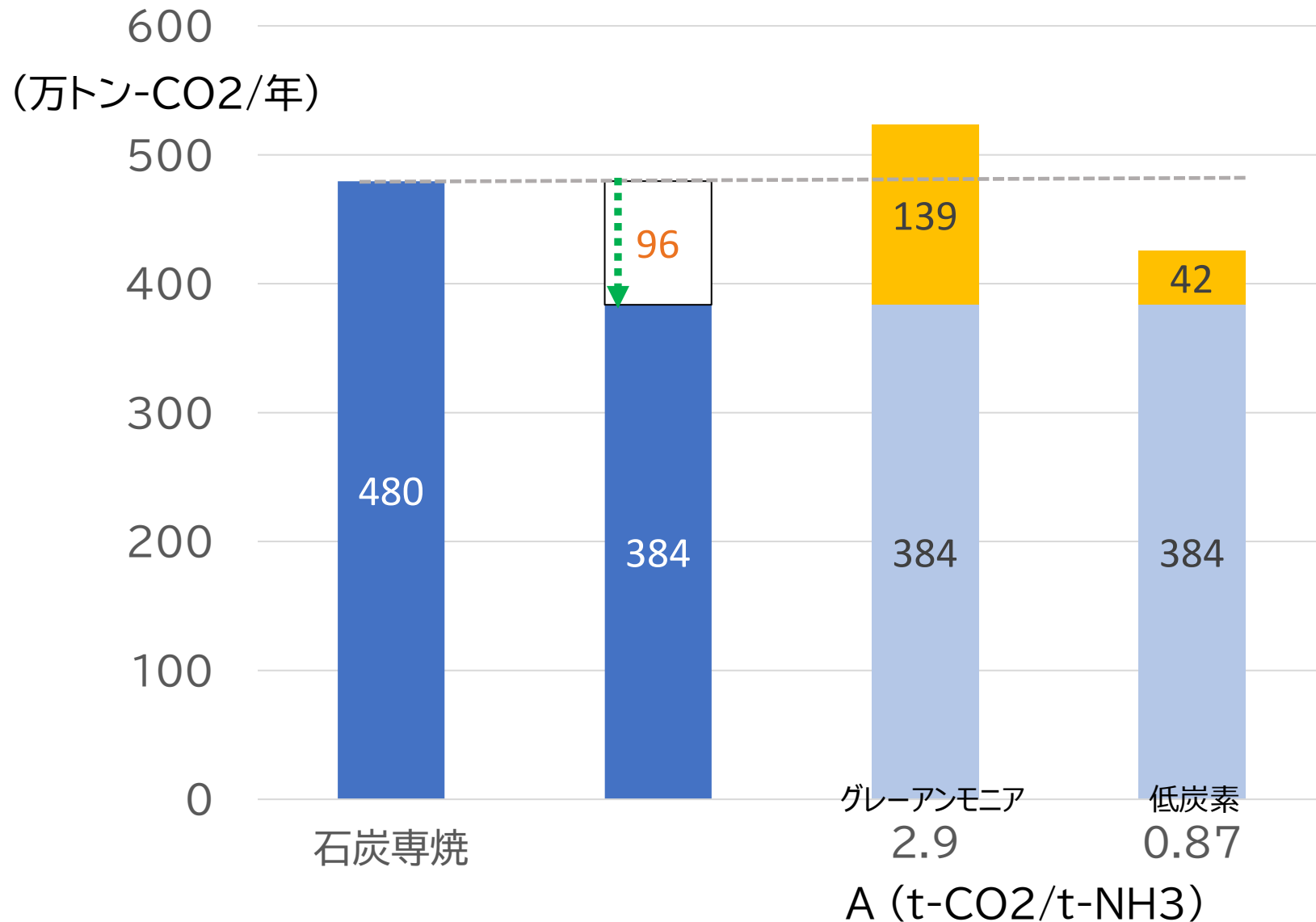
Ammonia co-firing case study

Annual Electricity Generation		1000 MW	61.3			
Mix Ratio	Coal	(%)	100	80	50	0
(Calorific Value Ratio)	Ammonia	(%)	0	20	50	100
Annual Consumption	Coal	million tons	206	165	103	0
	Ammonia	million tons	0	48	120	240
Annual CO2 Emissions		million tons	480	384	240	0
Total annual CO2 emissions		million tons	480	$384 + 48 \cdot A$	$240 + 120 \cdot A$	$240 \cdot A$

炭素集約度を考慮した年間CO2排出量の変化

モデル石炭火力発電所（100万kW、70％）

アンモニア混焼率 20％

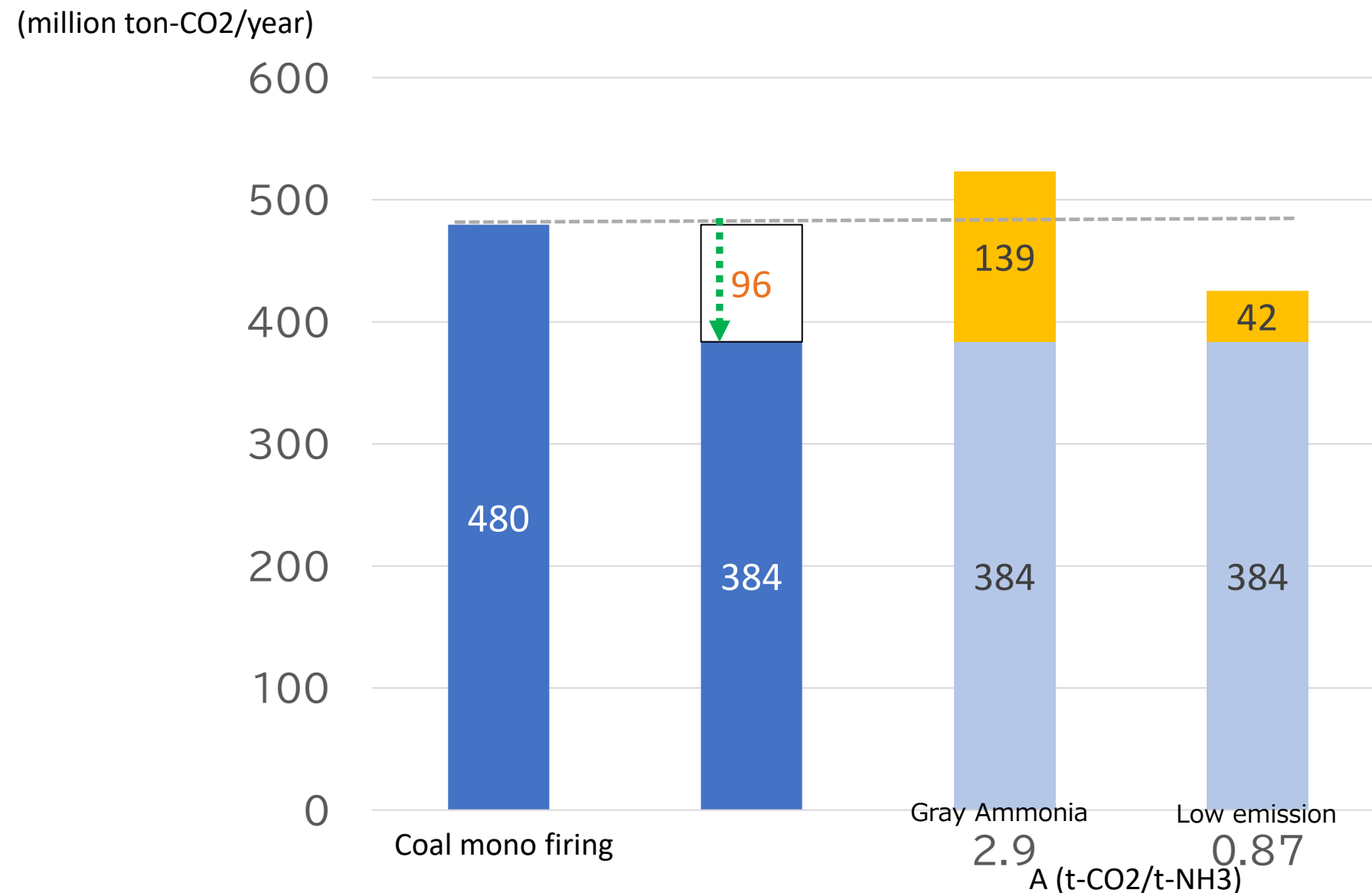


石炭の混焼率が80%あるため、当たり前だが、CO2排出量は20%削減にしかない。

低炭素化が実現できないうちは、削減できない。

Annual CO₂ emission change considering carbon intensity

Model coal-fired power plant (1000 MW, 70%) Ammonia co-firing ratio: 20%



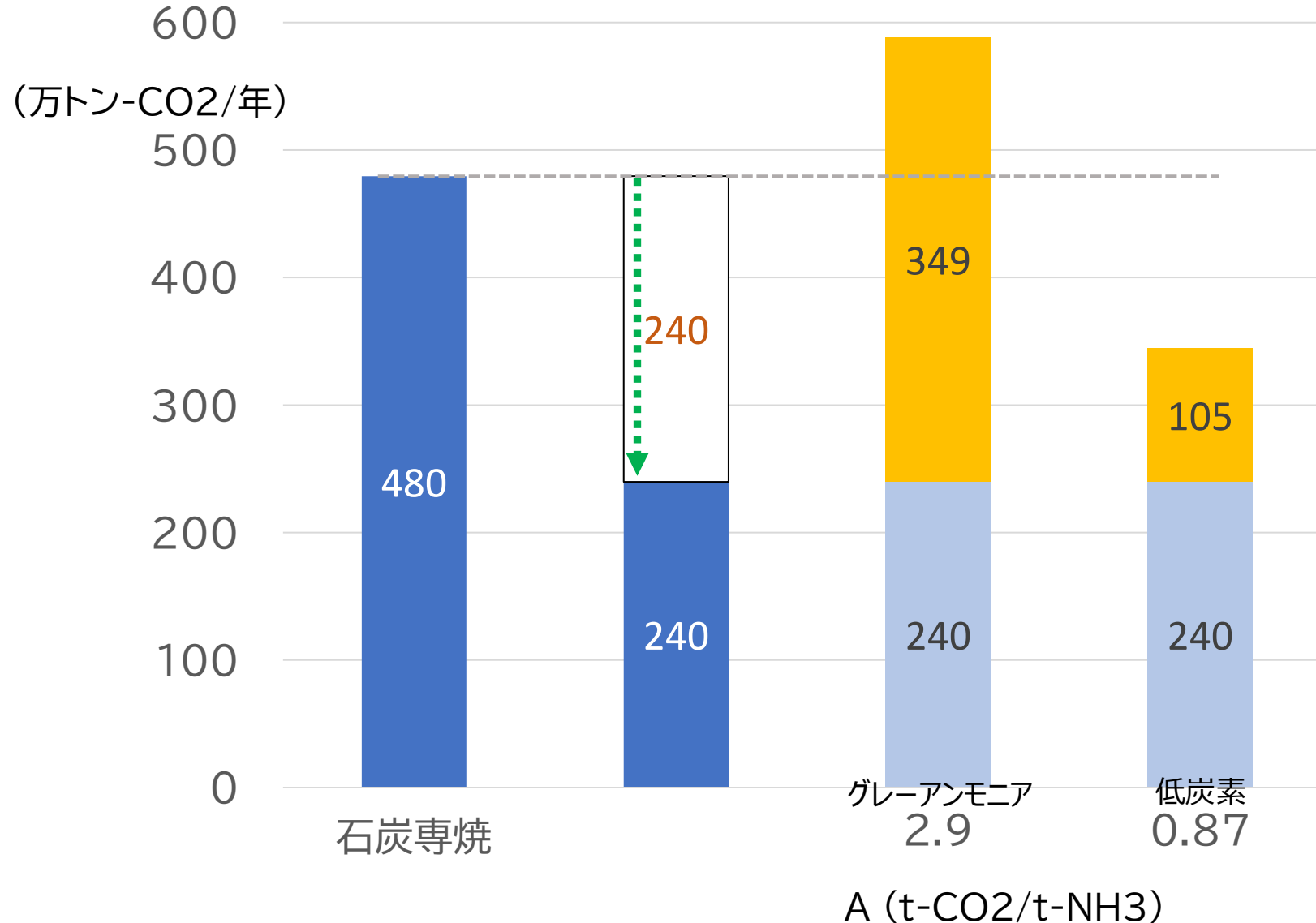
Since coal still accounts for 80% of the fuel, it is clear that CO₂ emissions can only be reduced by an equivalent of 20%.

As long as a plant continues to use ammonia derived from fossil fuels and fail to achieve decarbonization, it is impossible to reduce emissions.

炭素集約度を考慮した年間CO2排出量の変化

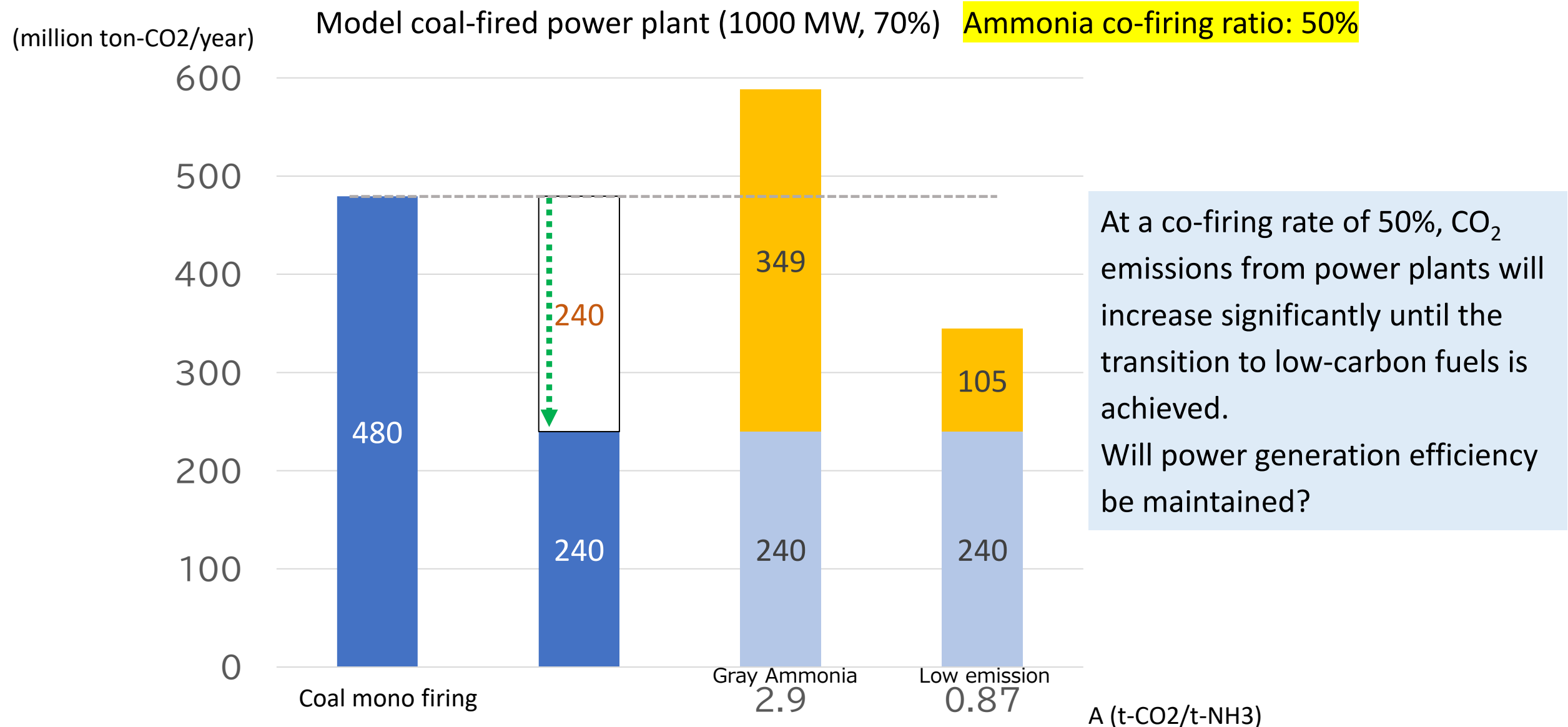
モデル石炭火力発電所（100万kW、70%）

混焼率 50%



混焼率が50%では、低炭素化が実現できないうちは、大幅に増加してしまう。発電効率がキープされるかどうか？

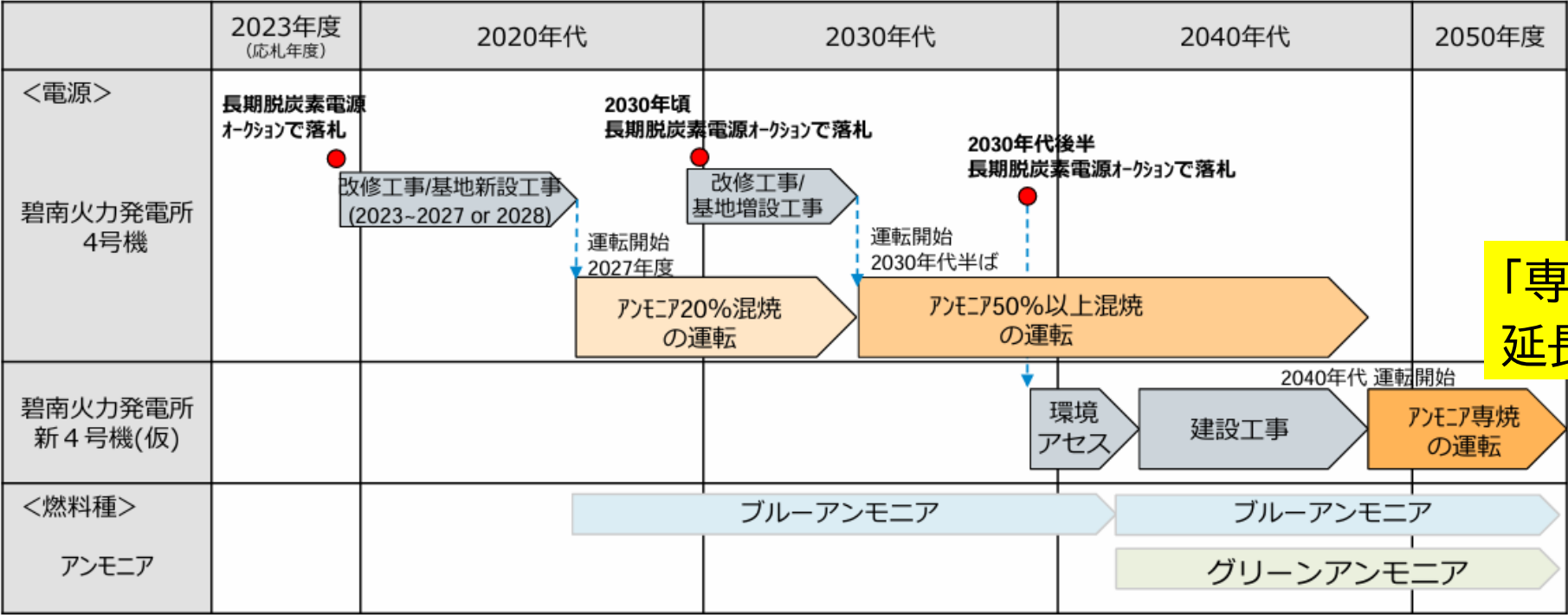
Annual CO₂ emission change considering carbon intensity



今後の展開について
Future Developments

脱炭素化ロードマップ

事業者名	電源名	約定結果No	最終更新日
JERA	碧南火力発電所4号機	2023 脱炭素電源41	2024年7月22日



「専焼」は「混焼の
延長上にはない？

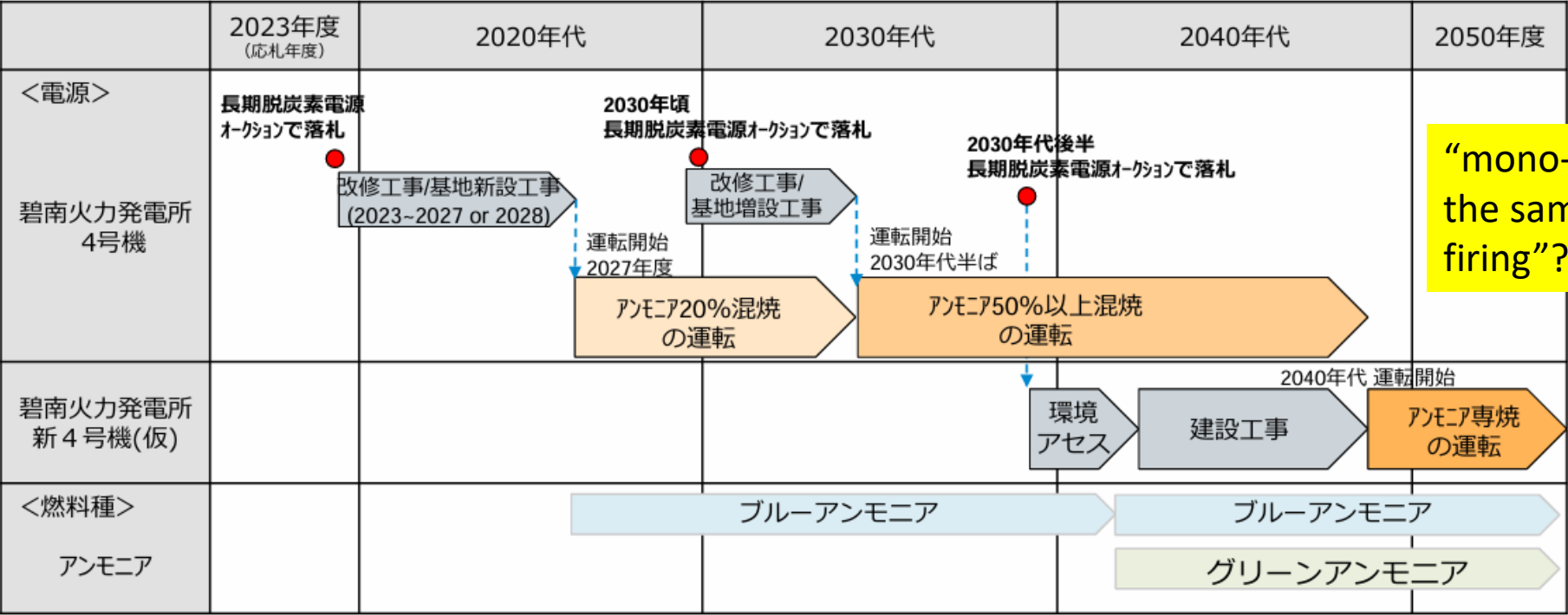
＜前提条件＞

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

たくさんのお願い
と開発課題

Decarbonization roadmap

Operator	Plant	Auction result, No.	Latest update
JERA	Hekinan Thermal Power Station Unit 4	2023 No.41	July 22, 2024



“mono-firing” is not on the same line of “co-firing”?

Prerequisites

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

Numerous requests and development challenges

長期脱炭素電源の募集：アンモニア混焼 石炭火力発電所の改修

OCCTO

応札事業者名	落札案件名	総発電容量 (万kW)	応札年度	落札容量 (万kW)	混焼開始年度		使用アンモニア
					20%	50%	
JERA	碧南#4	100	2023	18.7	2027年度	2030年代半ば	ブルー→2040年代にはブルー&グリーン
JERA	碧南#5	100	2023	18.7	2027年度	2030年代前半	ブルー→2040年代にはブルー&グリーン
コベルコパワー神戸	神戸#1	70	2023	13.1	2029年度		当初は主にブルー、徐々にグリーン
コベルコパワー神戸	神戸#2	70	2023	13.2	2029年度		当初は主にブルー、徐々にグリーン
北海道電力	苫東厚真#4	70	2023	13.2	2030年度	2030年代後半	ブルー&グリーン
四国電力	西条#1	50	2024	9.5	2030年度	2030年代後半	ブルー→ブルーまたはグリーン

6次エネ基では

2030年度の総発電電力量(9340億kWh)のうち、「水素・アンモニアで1%程度を賄う」と想定。

→ 設備利用率を70%とすると、**約150万kW**の発電能力(アンモニア寄与分)が必要

→ 上のすべてが動いても92万kW

Long-Term Decarbonization Power Source Auction:

Modifying a coal-fired power plants, OCCTO

Bidding company	Winning Bid Project Name	Total Generation Capacity (million kW)	Bidding year	Winning Bid Capacity (million kW)	Co-firing Start Year		Ammonia to use
					20%	50%	
JERA	Hekinan Unit 4	100	2023	18.7	FY2027	Middle of 2030s	Blue -> blue & green in 2040s
JERA	Hekinan Unit 5	100	2023	18.7	FY2027	Early 2030s	Blue -> blue & green in 2040s
KOBELCO Power Kobe	Kobe Unit 1	70	2023	13.1	FY2029		Initially mainly blue, gradually turning green
KOBELCO Power Kobe	Kobe Unit 2	70	2023	13.2	FY2029		Initially mainly blue, gradually turning green
Hokkaido Power	Tomatou Atsuma Unit 4	70	2023	13.2	FY2030	Late 2030s	Blue & green
Shikoku Power	Saijo Unit 1	50	2024	9.5	FY2030	Late 2030s	Blue -> Blue or green

6th Strategic Energy Plan : By FY2030, it is projected that “hydrogen and ammonia will account for approximately 1%” of total electricity generation (934 billion kWh).

→ Assuming a capacity factor of 70%, **approximately 1500 MW** (ammonia contribution) of power generation capacity will be required.

→ Even if all above plants are operational, only 920,000 kW.

長期脱炭素電源の募集：アンモニア混焼 石炭火力発電所の改修

OCCTO

既設改修：アンモニア20%以上混焼

	第1回（2023年度）	第2回（2024年度）	第3回（2025年度）
上限価格 (円/kW/年)	74,446	(76,653) 100,000	(79,243) 378,807
	国内固定費のみ	(国内固定費) + 上流固定費 ※グリーン燃料をベースとしつつ、 閾値10万円で設定	(国内固定費) + 燃料費価格差・設備利用率40% ※グリーン燃料をベースとして設定
落札	3事業者 5発電所 77.0 万kW	1事業者 1発電所 9.5 万kW	公募中（9月3日応募要項発表）

応募がしやすいように、上限価格におまけをつけてきている

→ 需要側の負担が大きくなる

→ 費用だけの問題ではない。実現の見通しは立つのか

Long-Term Decarbonization Power Source Auction:

Modifying a coal-fired power plants, OCCTO

Retrofit of existing coal-fired power plant : co-firing with 20% or More Ammonia

	The 1 st auction in FY2023	The 2 nd auction in FY2024	The 3 rd auction in FY2025
ceiling price (yen/kW/year)	74,446	(76,653) 100,000	(79,243) 378,807
	only domestic fixed cost	(domestic fixed cost) + upstream fixed cost * Based on green fuel, but set at a threshold of ¥100,000	(domestic fixed cost) + price gap subsidy for fuel cost, 40% of the plant's capacity factor * Based on green fuel
successful bid	3 operators, 5 power plants 770 MW	1 operator, 1 power plant 95 MW	accepting applications (Application guidelines announced on September 3)

To encourage applications, OCCTO adds an extra value on the ceiling price
 → This increases the burden on the demand side
 → It's not just a cost issue. Is there a realistic prospect of implementation?

アンモニアの発電利用における高混焼化・専焼の課題

資源エネルギー庁の資料から

現状の火力発電所の延長 石炭ボイラにおけるアンモニア高混焼技術(専焼技術含む)

アンモニアの燃焼の安定化に向けた熱量の確保、NO_x の低減、未燃アンモニアの抑制等の技術課題に対応することが必要

混焼バーナーを用いる場合は、50%程度までの混焼率であれば、ボイラの変更なく、アンモニアを利用できる可能性があり、早期に低コストで導入できるという利点

専焼バーナーを用いる場合は、混焼バーナーとの併用や、専焼バーナーの割合の変更を通じて徐々に混焼率を上げつつ、将来的には専焼化を実現できる一方で、全く異なる形状のバーナー開発を行う必要があり、さらに、収熱が悪化することから、ボイラ全体の取り換えを行う必要性が見込まれる。

新規発電所の建設 ガスタービンにおけるアンモニア専焼技術

発電効率の高さから、ガスタービンを用いたアンモニア専焼の導入

専焼技術の開発は進んでおらず、実用化に際しては規模の拡大も必要となる。こうした専焼化、規模の拡大に伴い、NO_x 対応や、着火の困難性といった課題は石炭ボイラでの燃焼と共通するが、発電所の構造やバーナーの形状等がいずれも異なるため、石炭ボイラ向けとは全く異なる研究開発が求められる。

時間軸が示されていない。

アンモニアの利用は、代替技術のない分野を中心に進めるべき。

火力発電への応用は、ほかの技術への転換を遅らせる。

Challenges in higher co-firing ratio and mono-firing for power generation using ammonia

Document from the Agency for Natural Resources and Energy

Extension of existing thermal power plants: Higher ammonia ratio co-firing technology with coal boilers (including mono-firing)

It is necessary to address technical challenges such as securing sufficient heat for stable ammonia combustion, reducing NOx emissions, and suppressing unburned ammonia.

Under the condition using a **co-firing burner**, up to 50% of ammonia can potentially be mixed without modifying the boiler. It offers the advantage of early, low-cost implementation of ammonia co-firing

When using **mono-firing burners (burners designed to combust each specific fuel)**, it is possible to gradually increase the co-firing rate by combining them with co-firing burners or adjusting the proportion of dedicated burners, ultimately achieving mono-firing in the future. However, this requires developing burners with entirely different shapes. Furthermore, due to the resulting deterioration in heat recovery, it is anticipated that the entire boiler will need to be replaced.

Construct new power plants

Ammonia mono-firing in **gas turbine**

Introduce technology for burning 100% ammonia in gas turbine due to its high combustion efficiency.

The development of mono-firing technology has not progressed yet, and it is also necessary to scale up for practical implementation. With this shift toward mono-firing and scale up, challenges such as NOx control and ignition difficulties arise. Although these issues are similar to those encountered in coal boiler combustion, the differing power plant structures and burner configurations necessitate entirely distinct research and development efforts compared to those for coal boilers.

The timeline is not specified.

The use of ammonia should be prioritized in sectors where alternative technologies are not available.

Its application in thermal power generation will delay the transition to other technologies.

アンモニアの石炭火力発電利用の課題

- 2030年に一部の石炭火力で20%程度混焼するとしても、削減効果は限られる。
2030年以降も石炭を使い続ける。
「1.5℃」に見合うスピードでの削減は全くできない。
- 製造時には、CCUSの利用を見込んで、排出削減を想定しているが、
実用化するまでの間は、CO₂が処理できず、排出される。
上流での排出には対策が必要。
国内では、削減したように見えても、製造地での排出が続く。
- その上、製造・運搬などにエネルギー消費を伴うため、脱炭素にはならない。
- 追加コストが高い。再生可能エネルギーより高価に。
様々な援助策が施されているが、座礁資産化の恐れも。

Challenges of using fuel ammonia for coal-fired power generation

- Even if 20% co-firing can be realized in some coal-fired power plants by 2030, the reduction effect will be limited.
 - Need to use coal continuously beyond 2030.
 - Reductions at a pace commensurate with the “1.5°C” target is completely impossible.
- During ammonia production, emissions reductions are anticipated through the use of CCUS. However, until CCS becomes operational, CO₂ cannot be processed and will be emitted.
 - Measures are needed for upstream emissions.
 - Domestically, emissions may appear reduced, but emissions continue at the manufacturing site.
- Furthermore, since manufacturing and transportation involve energy consumption, fuel ammonia does not contribute to decarbonization.
- Additional costs are expected to be quite high. It may be more expensive than renewable energy.
 - Various support measures are in place, but there is also a risk to be stranded assets.

出典 (Reference)

1. 「Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity」 IEA (2023/4) p44
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/acc7a642-e42b-4972-8893-2f03bf0bfa03/Towardshydrogendefinitionsbasedontheiremissionsintensity.pdf>
2. 「脱炭素成長型経済構造への円滑な移行のための低炭素水素等の供給及び利用の促進に関する法律」(水素社会推進法) (2024/10/23)
<https://laws.e-gov.go.jp/law/506AC0000000037>
「施行規則」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/hydrogen_society/carbon_neutral/03_sekoukisoku.pdf
3. 「水素社会推進法について」 (2024/6/7)
総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素・アンモニア政策小委員会 (第14回) / 資源・燃料分科会 脱炭素燃料政策小委員会 (第15回) / 産業構造審議会 保安・消費生活用製品安全分科会 水素保安小委員会 (第6回) 合同会議
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/014_01_00.pdf
4. 「脱炭素化ロードマップ」 OCCTO (2024/8/22)
https://www.occto.or.jp/market-board/market/jitsujukyukanren/boshuyoukou_long/files/2023_jera_hekinankaryokuhatsudensho4goki.pdf
5. 「容量市場 長期脱炭素電源オークション募集要綱」 (応札年度: 2025年度) OCCTO (2025/9/3)
https://www.occto.or.jp/market-board/market/jitsujukyukanren/files/250903_boshuyoukou_long_2025.pdf
6. 「グリーンイノベーション基金事業 「燃料アンモニアサプライチェーンの構築」 プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画」
エネ庁 (2024/12/19)
https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/gifund/gif_r06_randd.pdf
7. 「エネルギー基本計画」 (6次エネ基) (2021/10/22)
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_01.pdf