

令和4年度燃料安定供給対策に関する調査事業
(製油所の競争力に係る技術動向に関する調査)
調査報告書

令和5年3月



一般財団法人石油エネルギー技術センター
Japan Petroleum Energy Center (JPEC)

目 次

1. 事業名		1
2. 事業目的		1
3. 事業内容		1～2
4. 調査方法		2～3
5. 事業期間		3
6. 納入物		3

調査報告書

1. 事業名

令和4年度燃料安定供給対策に関する調査事業（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査）

2. 事業目的

日本の石油の安定供給を将来にわたり確保していくためには、国内に製油所等の供給インフラを維持していく必要がある。供給を担う民間企業が国内の石油需要減少等の厳しい経営環境にある中、国内供給インフラを経済合理的かつ効率的に維持していくためには、国内外の市場で競合する他国企業・製品との比較において、日本企業・製品の国際競争力を高め、経営基盤を強化していかなければならない。その中であって、2050年に向けて世界的なカーボンニュートラルが進んでおり、我が国の石油産業も同様にカーボンニュートラルに向けた取り組みが進められている。しかしながら、カーボンニュートラルを達成することは、一朝一夕には困難であり、競争力維持を図りながら、実装可能な技術を選択して着実に移行していくことが重要である。

本調査は、カーボンニュートラル達成に向けて、世界の製油所がダイナミックに転換していく中で既存アセットを活用する事例を中心に調査する。また移行時に際して個々の製油所に導入が検討されている技術の開発動向および導入可能性に係る課題について調査・分析を行う。これら調査・分析を行うことで国内石油産業の国際競争力向上のための政策立案に役立てることを目的とする。調査結果については、石油精製事業者等の国際競争力強化に資するよう、国民、国内企業、団体、研究機関に対して情報を発信する。

3. 事業内容

（1）世界における将来型製油所転換へのアプローチに関する調査

世界的な石油需要構造の変化や燃料油需要の漸減が進み、また世界的なカーボンニュートラルの潮流に対し、各国の石油産業は、国レベル、企業レベルで取り組みが進められている。従来の石油精製からの石化製品比率をさらに向上させるケミカルシフトの発展だけでなく、エネルギー製造ハブへの転換等様々な可能性が検討されている。ついては、2050年のカーボンニュートラルや2030年の中間点を見据えて我が国製油所のありようを考えていくべく、先行する海外製油所の転換アプローチについて調査した。

<調査事項>

従来の石油精製のケミカルシフトに代表される石油・石化製品を生産するだけでなく、エネルギー製造ハブとしての転換等多様な戦略で変貌しようとする海外製油所に関して、その移行のアプローチにおいて、下記項目を中心に最新情報を収集・整理し、国内製油所との比較・解析を行った。

- ① 処理原油等の原料の多様化など製油所転換の対応状況調査
 - ・ 製油所のケミカルシフトやエネルギー製造ハブ等の製油所転換に関する状況
 - ・ 上記製油所転換への移行アプローチの状況
 - ・ 石油化学品を効果的に生産できる新規製造プロセス技術
 - ② 製油所におけるCO₂を効果的に削減に関する技術動向調査
 - ・ 電解水素製造技術などCO₂フリーに資する技術
 - ・ CO₂吸収・回収やCO₂用途開発技術など排出CO₂を積極的に削減する技術
- (2) 海外主要国の競争力に関する石油精製技術動向等調査
- ・ 海外主要国（欧州、米国、中国、他10ヶ国程度）における技術動向及び石油精製・石油化学設備に係る投資状況等について、文献、インターネットを通じて情報収集を行った。
 - ・ また、主要地域（米国、欧州、中国）については、長期に調査員を派遣するなどにより、現地企業、団体、研究機関、政府機関への面会等によるヒアリング及び、学会やセミナーへの参加し、詳細な情報の収集・緻密な分析調査を継続的に実施した。
- (3) 石油精製に係る競争力技術動向に関する調査の情報発信
- ・ 我が国と海外の石油精製業関連の企業、団体または政府が出席する合同会議を開催し、情報収集や意見交換を行った。また、上記の合同会議において、資源エネルギー庁が別途実施した「令和4年度燃料安定供給対策に関する調査事業（石油産業に係る環境規制等に関する調査）」（以下、「環境調査事業」という）受託者を出席させ、報告・発表させるなどして、情報収集や意見交換を行った。
 - ・ 本事業において収集を行った製油所の競争力に係る技術動向等に関する情報を、国民、国内企業、団体、研究機関に対して情報発信するため、資源エネルギー庁が別途実施する環境調査事業受託者へ情報収集した結果を報告し、当該事業において定期的に電子メールやインターネットでの情報を発信した。

4. 調査方法

事業内容の調査は、主として以下の方法により実施した。

(1) 海外現地調査

- ・ 欧州、北米、中国への調査員の長期派遣などにより、現地企業、団体、研究機関、政府への面会による直接的なヒアリング及び学会やセミナーへの参加を実施し、詳細な情報の収集・緻密な分析調査を実施した。

(2) インターネット・文献等による調査

- ・ 海外主要国における製油所の競争力に係る技術動向等について、各種報道、文献、報告書、プレスリリース、白書などの資料から調査を実施した。

(3) その他

- ・ 上記の事業内容について、提案書の内容に沿って調査を行った。
- ・ 調査の実施に当たって、資源エネルギー庁資源・燃料部石油精製備蓄課担当者に対し、原則1か月に1回以上面会して、調査内容の進捗報告及び意見交換等を行った。
- ・ 担当者から随時行われる質問事項への対応を迅速に行うとともに、仕様書の調査項目に関連するもので、取りまとめを行う上で補完的に調査を実施すべき事項については、調査を実施した。

5. 事業期間

令和4年4月1日から令和5年3月31日まで

6. 納入物

添付1：世界における将来型製油所転換へのアプローチに関する調査

添付2：海外主要国の競争力に関する石油精製技術動向等調査

添付3：石油精製に係る競争力技術動向調査に関する情報発信

以上

添付 1 :
世界における将来型製油所転換へのアプローチ
に関する調査

令和 4 年度燃料安定供給対策に関する調査事業
(製油所の競争力に係る技術動向に関する調査)

令和 5 年 3 月



一般財団法人 石油エネルギー技術センター
Japan Petroleum Energy Center (JPEC)

はじめに

本報告書は、一般財団法人石油エネルギー技術センターが、経済産業省資源エネルギー庁から委託を受けて、令和 4 年度燃料安定供給対策に関する調査事業（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査）の一部として実施した、「世界における将来型製油所転換へのアプローチに関する調査」についてとりまとめたものである。

日本の石油の安定供給を将来にわたり確保していくためには、国内に製油所等の供給インフラを維持していく必要がある。供給を担う民間企業が国内の石油需要減少等の厳しい経営環境にある中、国内供給インフラを経済合理的かつ効率的に維持していくためには、国内外の市場で競合する他国企業・製品との比較において、日本企業・製品の国際競争力を高め、経営基盤を強化していかなければならない。その中であって、2050 年に向けて世界的なカーボンニュートラルが進んでおり、我が国の石油産業でも同様にカーボンニュートラルに向けた取り組みが進められている。しかしながら、カーボンニュートラルを達成することは、一朝一夕には困難であり、競争力維持を図りながら、実装可能な技術を選択して着実に移行していくことが重要である。

本調査は、カーボンニュートラル達成に向けて、世界の製油所がダイナミックに転換していく中で既存アセットを活用する事例を中心に調査する。また移行時に際して個々の製油所に導入が検討されている技術の開発動向および導入可能性に係る課題について調査・分析を行う。これら調査・分析を行うことで国内石油産業の国際競争力向上のための政策立案に役立てることを目的とする。調査結果については、石油精製事業者等の国際競争力強化に資するよう、国民、国内企業、団体、研究機関に対して情報を発信することで、石油産業の国際競争力強化に向けた施策への理解を促進する。

本報告書の取りまとめにあたり、様々な形でご協力いただいた関係者各位に感謝申し上げる次第である。

本調査が、我が国石油産業の今後の経営基盤強化の一助となれば幸いである。

令和 5 年 3 月

一般財団法人石油エネルギー技術センター

目次	頁
1. 調査目的・内容	7
1. 1 調査の背景及び目的	7
1. 2 調査内容	7
2. 調査結果	8
2. 1 各国製油所等の脱炭素化／転換に向けた経済社会環境等の変化	8
2. 2 処理原油等の原料の多様化など製油所転換の対応状況調査	8
2. 2. 1 各国製油所等の脱炭素化／製油所転換等の状況	11
2. 2. 2 各国製油所等のケミカルシフト状況	20
2. 3 製油所における CO ₂ の効果的な削減に関する技術動向調査	33
2. 3. 1 CO ₂ 発生量とその低減対策に関する現状認識	33
2. 3. 2 電解水素製造技術など CO ₂ フリーに資する技術	36
2. 3. 3 CO ₂ 吸収・回収や CO ₂ 用途開発技術など排出 CO ₂ を削減する技術	52
2. 3. 4 製油所プロセスを直接電化する技術の動向	67
3. まとめ	69

引用文献

図目次

- 図 2.1.1 世界の主要地域別精製能力および稼働率の推移
- 図 2.1.2 再生可能燃料の企業タイプ別製造能力見通し

- 図 2.2.1 石油製品需要量の中期的減少傾向および石化原料ナフサ需要の成長持続性(その 1)
- 図 2.2.2 石油製品需要量の中期的減少傾向および石化原料ナフサ需要の成長持続性(その 2)
- 図 2.2.3 石油製品需要量の中期的減少傾向および石化原料ナフサ需要の成長持続性(その 3)
- 図 2.2.4 世界各国のプラスチック消費およびインドの石油化学品需給ギャップ推移/見通し
- 図 2.2.5 石油留分の完全な基礎化学品への転換を行う新石化製油所のスキーム
- 図 2.2.6 TC2CTM プロセスの概略ブロックフロー
- 図 2.2.7 (R)FCC 装置におけるプロピレン得率を増加する新プロセス
- 図 2.2.8 MACDERMOTT 社のケミカルシフト技術を採用した、石化製油所得率改善例

- 図 2.3.1 2050 年製油所イメージ (Concawe Vision 2050)
- 図 2.3.2 2021 年の世界と日本の CO₂ 発生実績 (富士経済)
- 図 2.3.3 日本カーボンニュートラル実現に向けたシナリオ
- 図 2.3.4 日本製油所からのプロセス別 CO₂ 発生量の試算結果
- 図 2.3.5 IEA・国際エネルギー需要の 2050 年推移予測 (NZE シナリオ)
- 図 2.3.6 IEA・NZE 国際エネルギー需要、原料から製品までのフロー、推移予測
- 図 2.3.7 IEA・NZE シナリオでの国際水素市場予測、需要側、製造側
- 図 2.3.8 IEA・石油精製分野の 2030 年までの水素利用予測ならびにブルー水素とグリーン水素利用量の実績と予測
- 図 2.3.9 グリーン水素からの転換などによるエネルギーシステム
- 図 2.3.10 グリーン成長戦略におけるグリーン水素導入量及びコストの目標
- 図 2.3.11 大規模製造時の各種水素コスト見込み
- 図 2.3.12 NZE シナリオでの水素コスト見込み、再生可能電力との関係
- 図 2.3.13 グリーン水素のための水電解技術の成熟度 TRL と CRI
- 図 2.3.14 TRL と CRI 商業成熟度 (Commercial Readiness Index)
- 図 2.3.15 Shell 社 Rheinland 製油所の 2030 年ビジョンと設置済み PEM 電解槽
- 図 2.3.16 Heide 製油所の概観と製油所転換の計画概要
- 図 2.3.17 2022 年導入済み電解槽容量の実績と 2030 年までの電解槽導入計画容量
- 図 2.3.18 電解槽製造側からの電解槽容量見通し
- 図 2.3.19 電解槽メーカーと装置公称電力
- 図 2.3.20 主要な電解槽メーカーによる公表ベースの製造容量計画
- 図 2.3.21 NZE シナリオにおける世界 CO₂ 発生量推移
- 図 2.3.22 2050 年クリーン水素の必要性
- 図 2.3.23 循環社会に向けた水素・炭素の流れ
- 図 2.3.24 各種 CO₂ 削減技術の分類、CDR の位置づけ)
- 図 2.3.25 2022 年世界の商用 CCS 設備の稼働及び設置計画の状況
- 図 2.3.26 2022 年稼働中および建設・開発中の商用 CCS 設備

- 図 2.3.27 2021 年時世界稼働中および 2030 年までに稼働予定の CCS プロジェクト
- 図 2.3.28 化学吸収法による CO₂ 回収プロセスの概要
- 図 2.3.29 TCM 社：テクノロジーセンターMongstad 概観
- 図 2.3.30 CCS 設備の設備・運転・貯蔵コスト（横軸 CO₂ 分圧）
- 図 2.3.31 産業別 CCS 設備の設備・運転・貯蔵コスト
- 図 2.3.32 NZE シナリオにおける世界 DAC 導入量の見込み
- 図 2.3.33 S-DAC と L-DAC のプロセス概要
- 図 2.3.34 Climeworks の S-DAC と Carbon Engineering の L-DAC 設備
- 図 2.3.35 L-DAC と S-DAC のコスト比較例
- 図 2.3.36 カーボンプライシングと CCS コストの関係
- 図 2.3.37 カーボンプライシングマップ（2021 年）
- 図 2.3.38 国別の CO₂ 排出 1 トン当たりの炭素価格（2021 年）
- 図 2.3.39 GX 実現に向けた基本方針の概要（一部抜粋）
- 図 2.3.40 2014 年米国の製造業におけるプロセスエネルギーフローダイアグラム
- 図 2.3.41 Pyramid E&C 社の”Electric reforming”技術

表目次

表 2.2.1	世界の主要地域別精製能力および稼働率の推移
表 2.2.2	世界の主要地域別精製能力および稼働率の推移
表 2.2.3	製油所転換に向けた事例／プロジェクト等
表 2.2.4	ケミカルシフトの度合いによる CO ₂ 排出量の比較
表 2.2.5	TC ₂ CTM プロセスの特長
表 2.2.6	進行中のケミカルシフト／精製・石化統合プロジェクト事例一覧
表 2.2.7	広東石化の主要装置・規模と引渡の日付
表 2.3.1	日本製油所からの排出 CO ₂ 削減に向けた個別対策の効果試算結果例
表 2.3.2	E-fuels 製造に適用される電解技術
表 2.3.3	グリーン水素製造のための水電解技術の特徴
表 2.3.4	グリーン水素製造のための水電解技術、2050 年に向けた課題
表 2.3.5	稼働中・計画中の主な製油所関連水素プロジェクトの動向 (IEA)
表 2.3.6	CO ₂ 吸収・回収技術の概要一覧
表 2.3.7	UOP 社の CO ₂ 吸収・回収技術一覧
表 2.3.8	DAC 技術分類と主な開発メーカー
表 2.3.9	主要 DAC メーカーの商用化状況

1. 調査目的・内容

本調査の背景・目的、調査内容、調査方法は以下の通りである。

1. 1 調査の背景及び目的

日本の石油の安定供給を将来にわたり確保していくためには、国内に製油所等の供給インフラを維持していく必要がある。供給を担う民間企業が国内の石油需要減少等の厳しい経営環境にある中、国内供給インフラを経済合理的かつ効率的に維持していくためには、国内外の市場で競合する他国企業・製品との比較において、日本企業・製品の国際競争力を高め、経営基盤を強化していかなければならない。その中にあって、2050 年に向けて世界的なカーボンニュートラルが進んでおり、我が国の石油産業でも同様にカーボンニュートラルに向けた取り組みが進められている。しかしながら、カーボンニュートラルを達成することは、一朝一夕には困難であり、競争力維持を図りながら、実装可能な技術を選択して着実に移行していくことが重要である。

本事業では、カーボンニュートラル達成に向けて、世界の製油所がダイナミックに転換していく中で既存アセットを活用する事例を中心に調査する。また移行時に際して個々の製油所に導入が検討されている技術の開発動向および導入可能性に係る課題について調査・分析を行い、国内石油産業の国際競争力向上のための政策立案に役立てることを目的とする。また、調査結果について、国民、国内企業、団体、研究機関に対して情報を発信することで、石油産業の国際競争力強化に向けた施策への理解を促進する。

1. 2 調査内容

調査にあたっては、従来の石油精製のケミカルシフトに代表される石油・石化製品の生産のみにとどまらず、エネルギー製造ハブとしての転換等多様な戦略で変貌しようとする海外製油所に関して、その移行のアプローチにおいて、下記する項目を中心に最新情報を収集・整理し、解析を行った上で報告する。

① 処理原油等の原料の多様化など製油所転換の対応状況調査

- ・ 製油所のケミカルシフトやエネルギー製造ハブ等の製油所転換に関する状況
- ・ 上記製油所転換への移行アプローチの状況
- ・ 石油化学品を効果的に生産できる新規製造プロセス技術

② 製油所における CO₂ の効果的な削減に関する技術動向調査

- ・ 電解水素製造技術など CO₂ フリーに資する技術
- ・ CO₂ 吸収・回収や CO₂ 用途開発技術など排出 CO₂ を積極的に削減する技術

2. 調査結果

2. 1 各国製油所等の脱炭素化／転換に向けた経済社会環境等の変化 ー転換促進のきっかけとなった社会経済情勢ー

2019 年 12 月にネットゼロ宣言を欧州の石油大手で初めて表明した Repsol を皮切りに、2020 年の年明け以降、同年 11 月開催の COP26 に向けて、欧州の石油大手各社が相次いでネットゼロを表明した。

2020 年初頭に COVID-19 が世界的に流行し、WHO は 3 月 11 日に「パンデミック」を宣言した。3 月末には世界で 100 か国を超える国々が全面的あるいは部分的なロックダウンを実施、ロックダウンを実施しなかった国々においても国民に対して行動制限を勧告した。それに伴い、米国や EU では域外からの入国を禁止するなど、世界各地の空港で発着する航空便が激減、英国ヒースロー空港では一日の利用便数は一年前に比較して 1/3 に減少した。

その結果、世界各地におけるジェット燃料などの輸送用燃料を中心とする石油製品需要が激減、4 月 20 日、WTI 価格が一時▲37.63 \$/BBL とマイナス価格を記録した。石油製品需要の大幅な落ち込みにより、各国の製油所は稼働を大幅に落とさざるを得ず、操業の一時休止に追い込まれた製油所も多かった。

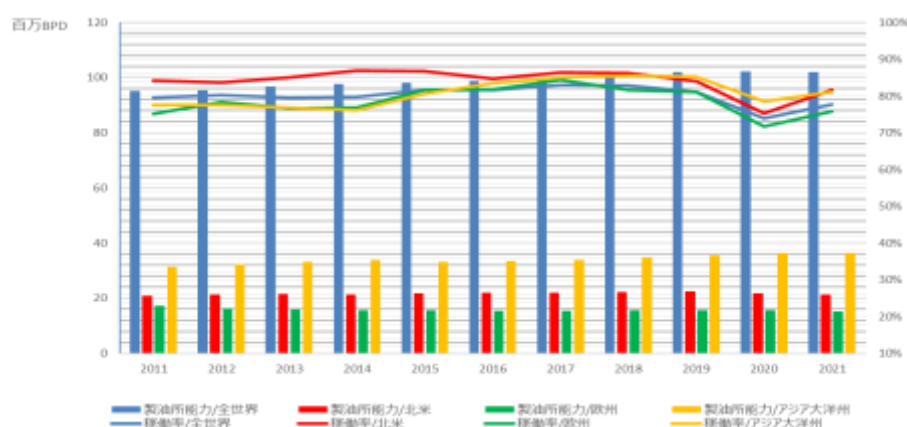


図 2.1.1 世界の主要地域別精製能力および稼働率の推移

(出所：bp Statical Review of World Energy 2022 を基に、JPEC 作成)

2. 2 処理原油等の原料の多様化など製油所転換の対応状況調査

2022 年 2 月、ロシアによるウクライナ侵攻があり、EU および G7 他によるロシアへの禁輸措置により特に欧州では天然ガスに加えて原油や石油製品の安定供給が懸念されたものの、2022 年 10 月に IEA が発表した” World Energy Outlook 2022”においても示されているように、欧米を中心としてネットゼロに向けた製油所の転換の中長期的な流れが変わることは無かった。

表 2.2.1 世界の主要地域別精製能力および稼働率の推移

Table 7.8 ▷ Refining capacity and runs by region and scenario (mb/d)

	Refining capacity					Refinery runs				
	STEPS			APS		STEPS			APS	
	2021	2030	2050	2030	2050	2021	2030	2050	2030	2050
North America	21.6	21.1	20.8	20.1	11.1	17.6	18.5	18.1	16.5	7.5
Europe	15.8	14.5	13.3	14.0	6.9	12.0	11.4	9.4	10.2	3.9
Asia Pacific	37.1	40.3	41.5	39.4	28.3	29.2	33.1	34.7	30.5	18.9
Japan and Korea	6.9	6.3	5.8	6.2	3.5	5.2	5.0	4.6	4.6	2.2
China	17.5	19.0	19.0	18.5	11.1	14.2	14.5	14.1	13.4	6.4
India	5.3	6.8	7.8	6.4	5.4	4.8	6.4	7.6	5.7	4.0
Southeast Asia	5.3	6.3	6.8	6.3	6.3	3.7	5.5	6.4	5.1	4.7
Middle East	9.6	11.2	12.0	11.0	9.7	7.6	9.6	10.6	8.5	6.6
Russia	6.9	6.5	6.3	6.1	4.6	5.6	4.0	3.5	3.6	2.4
Africa	3.4	4.5	4.8	4.2	4.2	1.8	3.1	3.9	2.7	2.6
Brazil	2.2	2.3	2.3	2.0	1.6	1.8	2.1	2.2	1.7	1.2
Other	4.6	4.8	4.8	4.7	4.2	2.3	2.9	3.5	2.8	2.6
World	101.2	105.2	105.8	101.5	70.6	77.9	84.7	85.9	76.5	45.7
Atlantic Basin	54.1	53.6	52.2	51.0	32.5	40.9	41.9	40.4	37.3	20.1
East of Suez	47.1	51.6	53.6	50.5	38.1	37.0	42.9	45.5	39.1	25.6

Note: Capacity at risk can be found in the online Annex.

出所：World Energy Outlook 2022 (IEA)

表 2.2.2 世界の主要地域別精製能力および稼働率の推移

Table 7.7 ▷ World liquids demand by scenario (mb/d)

	2020	2021	STEPS			APS		
			2030	2040	2050	2030	2040	2050
Total liquids	90.9	96.7	105.8	107.5	107.8	98.7	82.8	69.6
Biofuels	2.0	2.2	3.4	4.6	5.3	5.5	8.7	9.2
Low-emissions hydrogen-based fuels	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	1.2	3.2
Total oil	88.9	94.5	102.4	102.8	102.1	93.0	72.9	57.2
CTL, GTL and additives	0.8	0.9	1.1	1.3	1.3	1.0	0.7	0.3
Direct use of crude oil	1.0	0.8	0.5	0.4	0.3	0.4	0.3	0.2
Oil products	87.1	92.8	100.8	101.1	100.5	91.6	71.9	56.7
LPG and ethane	13.3	13.6	15.6	16.2	15.8	14.4	12.4	10.4
Naphtha	6.4	6.9	7.7	8.6	9.5	7.3	7.4	7.4
Gasoline	21.9	23.6	23.2	21.4	19.3	20.6	13.1	8.2
Kerosene	4.7	5.7	9.2	10.3	11.8	8.7	8.0	7.6
Diesel	25.0	26.5	28.2	28.4	28.2	25.0	18.3	12.6
Fuel oil	5.7	5.9	5.5	5.6	6.3	4.8	3.4	2.5
Other products	10.1	10.6	11.4	10.6	9.6	10.8	9.3	8.0
Fractionated products from NGLs	11.3	11.5	13.4	12.1	11.6	12.7	10.1	8.8
Refinery products	75.8	81.3	87.4	89.0	88.9	78.9	61.8	47.9
Refinery market share	83%	84%	83%	83%	83%	80%	75%	69%

Notes: CTL = coal-to-liquids; GTL = gas-to-liquids; NGLs = natural gas liquids; LPG = liquefied petroleum gas. See Annex C for definitions.

出所：World Energy Outlook 2022 (IEA)

石油製品需要の欧米を中心とする中長期的な減退傾向に鑑み、石油精製事業の継続を断念、全面的に閉鎖された製油所も欧米では多かった。一方で、製油所を事業転換し、再出発に向けた様々な動きも 2022 年には具体化してきている。前述の IEA による” World Energy Outlook 2022” においては、バイオ燃料の製造拠点に関する現状および将来計画を纏めており、特に再生可能ディーゼルの生産に関しては、現在も将来も精製業者の事業転換による製造拠点が主流となっている。

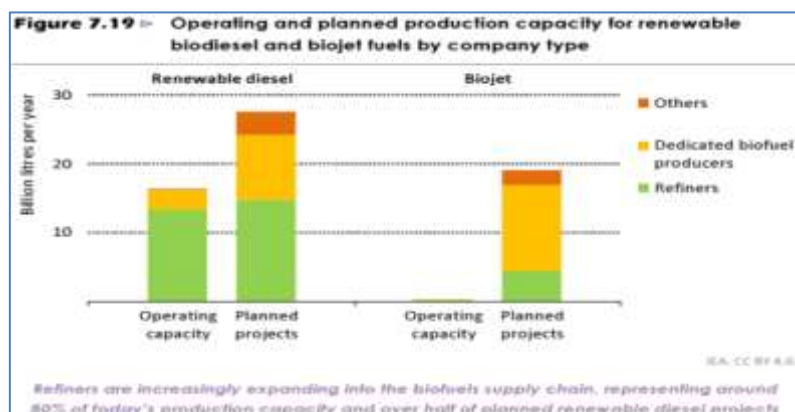


図 2.1.2 再生可能燃料の企業タイプ別製造能力見通し
出所：World Energy Outlook 2022 (IEA)

さらには、世界各地域の異なる環境下にある多様な製油所は、燃料生産のための原料転換にとどまらず、目的生産物の石油化学品へのシフトなど様々なプランによる生き残りを図っており、中国や韓国、インドなどを中心にケミカルシフト／石化統合プロジェクトが加速している。

以下、世界各地域での製油所転換に向けたプロジェクトの一例を示す。

表 2.2.3 製油所転換に向けた事例／プロジェクト等

製油所転換に向けた事例／プロジェクト等						
	国	社名	製油所／地域	CDU能力 (万bdp)	製品 (生産量/規模)	稼働年
バイオ燃料	フィンランド	Neste	Porvoo	20.6	RD (200-400万吨/年)	2023
	ドイツ	bp	Lingen	9.2	SAF	2020
	カナダ	Cresta Funds Management	Braya (旧:Come By Chance)	13 (停止)	RD,SAF (18千BPD)	2022
	カナダ	Imperial Oil	Strathcona	18.6	RD等 (3.1億ガロン/年)	2024
	カナダ	FCL	Co-op (Regina, Sask)	13	RD (15千BPD)	2027
	米国	Phillips66	Rodeo (San Francisco)	12	RD等 (8億ガロン/年)	2024
	米国	Marathon Petroleum	Martines	16.1 (停止)	RD等 (7.3億ガロン/年)	2023
	中国	Zhenhai Refining & Chemical Co.	浙江省寧波市	46.2	SAF (10万吨/年)	2022
次世代液体燃料	インドネシア	Pertamina	Cilacap / Dumai	34.8 / 11.8	RD等 (3千BPD / 1千BPD)	2026
	ドイツ	Klesch	Heide	9	e-メタノール/ケミカル, SAF, 水素	2023-28
	ドイツ	Shell	Rheinland	33.6	バイオLNG/燃料/ケミカル, 水素	2023-25
	フランス	TotalEnergies	La Mede / Grandpuits	15.3 / 10.1 (停止)	HVO,グリーン水素	2019-24
	オランダ	Shell	Pernis	42.1	HEFA,グリーン水素	2024-25
	オーストラリア	bp	Kwinana	13.8 (停止)	RD/SAF, 水素/アンモニア	2025
	ポーランド	PKN Orlen	Plock / Gdansk	21 / 33	オレフィン等	
	スウェーデン	Bolealis	Stenungsund	—	オレフィン等	
ケミカルシフト 石化統合プロジェクト	韓国	S-Oil	Onsan (溫山)	67	エチレン、プロピレン等	2026
	中国	中国石油広西石化公司	Guangxi Refinery (欽州市)	20.2	エチレン (120万吨/年) 等	2025
	中国	中国石油広東石化公司	Jiayang Complex (揭陽市)	40 (新設)	エチレン (120万吨/年) 等	2022-25
	インド	IOCL	Panipat, Haryana	32.5	PP, バイオ燃料等	
	サウジアラビア	Saudi Aramco	Al-Jubail	30.5	エチレン (165万吨/年) 等	2027
水素	デンマーク	Postlane	Fredericia	6.8	グリーン水素 等	2022-30
	米国	CVR Energy	Coffeyville	12.9	ブルー水素,CCS	2021
	インドネシア	Pertamina	Cilacap	34.8	ソーラー発電,グリーン水素	2024
CO2捕集/回収, CCUS その他CO2削減等	英国	Phillips 66	Humber	22.1	(FCCからのCO2回収)	2027
	ノルウェー	Equinor (Mongstad)	Mongstad	20.3	(CO2回収の実証)	2023
	米国	Shell	Motiva, Texas	60.8	(Electric Heat Tracing)	
	米国	Phillips66	Sweeny	26	(NGL分留能力拡張)	2022
	インドネシア	Pertamina	Balikpapan	24.7	(水素装置からのCO2回収)	未定

個別の製油所の転換事例の具体的内容は、2. 2. 1 および 2. 2. 2 に記載。

2. 2. 1 各国製油所等の脱炭素化／製油所転換等の状況

(1) 次世代液体燃料製造拠点への代表的な転換事例

次世代液体燃料製造施設への代表的な転換事例について、着眼点などを抽出し、取り纏めて報告する。

案件毎に背景や狙いは異なるものの、どのケースにおいても、当然のことながら事業の継続性の観点で経営判断がなされている。特徴として以下の5つに大別することができる。

- ① 新たな株主の下で、バイオリファイナリーとして再出発
- ② 政策・制度を有効活用して、バイオリファイナリーに転換
- ③ 既存設備の老朽化に伴い複合的な次世代型製油所に転換
- ④ 国策に基づき、バイオ燃料製造装置を増強
- ⑤ 豊富な自然エネルギーを有効活用し、次世代型製油所に転換

<新たな株主の下で、バイオリファイナリーとして再出発>

国名：カナダ

企業：Cresta Fund Management

製油所：Braya Renewable Fuels (旧 Come by Chance、13 万 BPD)

経緯：1973 年：操業開始

1976 年：経営破綻

1980 年～2020 年：Petro Canada、Vitol 他の様々な企業が次々を買収

2021 年：Cresta Fund Management が、再生可能燃料工場への転換を目指して買収。製油所名を Braya Renewable Fuels に改称。

2023 年：再生可能燃料工場として操業再開予定

転用設備：水素関連装置、ユーティリティ（電力、水など）、オフサイト関連設備（タンク、出荷設備）等

新設設備：Hydroflex (Licensor：Topsoe)

投資額：N.A.

原料：大豆油、獣脂、廃食油、コーン油

生產品：再生可能ディーゼルおよび SAF (合わせて 18 千 BPD)

稼働時期：Phase I 2022 年後半の予定

Phase II 時期未定 (24 千 BPD に拡張)

原料調達の選択肢を低価格の菜種油などに広げるため前処理設備を新設予定

特記事項：①Ice-free、Deep-water の港湾

②Easy access to a railway, highway and shipping lanes (向け先：北米東岸および欧州)

出所：

Braya Renewable Fuels - Energy, Oil & Gas magazine (energy-oil-gas.com)

<https://energy-oil-gas.com/profiles/braya-renewable-fuels/>

Newfoundland refinery to reopen as renewable facility | Global Energy Infrastructure

<https://www.globalenergyinfrastructure.com/news/2021/12-december/come-by-chance-refinery-to-convert-to-biofuel-refining-by-mid-2022/>



出所：同社ホームページ

<政策・制度を有効活用して、バイオリファイナリーに転換①>

国名：米国

企業：Marathon Petroleum Corp.

製油所：Martinez refinery (旧 16.1 万 BPD)

経緯：1913 年：操業開始 (Tidewater Associated Oil Company)

2020 年：操業停止(COVID-19)、再生燃料工場への転換計画発表

2022 年： ” Land Use Permit” および ” Environmental Impact Report” を地元
行政が承認、Neste と 50:50 の J/V ” Martinez Renewables” を設立

転用設備：受入ターミナル、出荷ターミナル、陸上出荷設備、 水素化処理関係の設備は
中規模の改修で転用予定

新設設備：原料前処理設備、廃水処理設備、Low-NOx 燃焼装置

撤去設備：蒸留塔、ガソリン水素化処理設備、Alkylation 装置、FCC、Reformer、
Delayed coker、Steam boilers

投資額：約 12 億ドル(約 1,620 億円)

原料：大豆油、コーン油、廃食油、獣脂他

生產品：RD 他 (2022 年末：2.6 億ガロン(約 1 百万 kl)/年、2023 年末：7.3 億ガロン
(約 2.8 百万 kl)/年)

助成金： N.A.

稼働時期：装置完成 2022 年末まで、フル稼働 2023 年末まで

特記事項：①California’ s Low Carbon Fuel Standard(州内向け限定)からの credit
および Renewable Identification Number からの収益
②既存設備 (オンサイト/オフサイト) の転用

出所：

<https://www.marathonpetroleum.com/Newsroom/Company-News/Marathon-seeks-permits-for-Martinez-renewable-diesel-project/>

Marathon Petroleum reiterates Martinez Renewables guidance, posts net income of \$4.5 billion | Oil & Gas Journal (ogj.com)

<https://www.ogj.com/energy-transition/article/14235075/marathon-partnering-with-neste-on-martinez-refinery-to-renewables-project>

Martinez Refinery Renewable Fuels Project | Contra Costa County, CA Official Website

<https://www.contracosta.ca.gov/7961/Martinez-Refinery-Renewable-Fuels-Project>



出所：同社ホームページ

<政策・制度を有効活用して、バイオリファイナリーに転換②>

国名：米国

企業：Phillips 66

製油所：Rodeo refinery (旧 12 万 BPD)

経緯：1896 年：操業開始 (Standard oil)

2020 年：操業停止(COVID-19)、再生燃料工場への転換計画発表、pipeline で繋がっている Santa Maria 製油所も閉鎖する計画

2022 年：“Land Use Permit” および “Environmental Impact Report” を地元行政が承認

転用設備：水素化分解装置、水素化处理装置

新設設備：原料の前処理設備、

投資額：約 8.5 億ドル(約 1,150 億円)

原料：廃食油、獣脂、大豆油他

生產品：RD および SAF(6.8 億ガロン(2.6 百万 kl)/年)

採用技術：HydroFlex by Topsoe for hydrocracking

助成金：N.A.

稼働時期：2024 年第一四半期

特記事項：①California’s Low Carbon Fuel Standard(州内向け限定)からの credit からの収益

②既存の (オンサイト/オフサイト) の転用

③工業用水の消費量の削減 (▲1.6 億ガロン(0.6 百万 kl)/年)

出所：

Phillips 66 latest news and company stories

<https://www.phillips66.com/newsroom/rodeo-renewed-right-project-at-the-right-time/>

Phillips 66 Rodeo Renewed Project | Contra Costa County, CA Official Website

<https://www.contracosta.ca.gov/7945/Phillips-66-Rodeo-Renewed-Project>

Phillips 66 Makes Final Investment Decision to Convert San Francisco Refinery to a Renewable Fuels Facility - Phillips 66 – PSX

<https://investor.phillips66.com/financial-information/news-releases/news-release-details/2022/Phillips-66-Makes-Final-Investment-Decision-to-Convert-San-Francisco-Refinery-to-a-Renewable-Fuels-Facility/default.aspx>

<https://www.ogj.com/refining-processing/refining/article/14276499/phillips-66-reaches-fid-for-rodeo-refinery-to-renewables-conversion>



出所：同社ホームページ

<既存設備の老朽化に伴い複合的な次世代型製油所に転換>

国名：フランス

企業：TotalEnergies SE

製油所：Grandpuits refinery (旧 10.1 万 BPD)

経緯：1966 年：操業開始

2020 年：バイオリファイナリー/バイオプラスチック/廃プラケミカルリサイクル
のコンプレックス工場への転換計画発表

2021 年：原油処理停止

2022 年：EPC 契約発注(Technip Energies)

転用設備：N.A.

新設設備：水素製造装置(Air Liquide が設置、バイオガスを原料として水素を生産)

投資額：5 億ユーロ超(約 700 億円超)

原料：40 万トン/年の廃食油、獣脂、菜種油他 (除くパーム油)

生產品：SAF(17 万トン/年)、RD(12 万トン/年)、Renewable ナフサ(5 万トン/年)

採用技術：Ecofining by Honeywell UOP for SAF

助成金：N.A.

稼働時期：2024 年の予定

特記事項：①2014 年と 2019 年に発生した、260km の原油受入パイプラインの老朽化による漏油事故（通油量が 70%Max に制限）により、稼働継続が困難
②バイオプラスチックプラント(PLA を 10 万トン/年、2024 年)と廃プラケミカルリサイクル設備(2030 年)を併設
③コンプレックス工場向けに 28MW の太陽光プラントを設置
④約 400 名の従業員のうち削減される 150 名は早期退職と内部異動で吸収
⑤SARIA AS GmbH & Co.が獣脂と廃食油を供給

出所：

<https://totalenergies.com/media/news/news/energy-transition-total-investing-more-eu500-million-convert-its-grandpuits>

<https://www.nsenergybusiness.com/projects/grandpuits-refinery-conversion/>

<https://www.ogj.com/energy-transition/article/14286171/totalenergies-lets-contract-for-grandpuits-refinery-to-renewables-project>

<https://www.ofimagazine.com/news/totalenergies-and-saria-sign-agreement-to-develop-sustainable-aviation-fuel-saf-at-grandpuits-refinery>

<https://energynews.pro/en/france-totalenergies-grandpuits-refinery-will-no-longer-produce-oil/>



出所：同社ホームページ

<国策として、バイオ燃料製造装置を増強>

国名：インドネシア

企業：Pertamina (KPI:Kilang Pertamina Internasional)

製油所：Cilacap refinery (34.8 万 BPD)

経緯：1974 年：操業開始（当初 10 万 BPD）

2021 年：RDMP*計画の下、B30 用 HVO 本格生産開始

2022 年：HVO の ISCC 認証を取得

転用設備：N.A

新設設備：N.A

投資額：約 2 億ドル（約 270 億円）For “Green Refinery project”

原料：パーム油、廃食油

生産品：HVO (Pertamina RD)、現状 3 千 BPD を将来 6 千 BPD に拡大

採用技術：Ecofining by Honeywell UOP

助成金：N.A

完成時期（製油所能力増強他 Revamp）：2026 年

特記事項：①自国の豊富な再生可能原料（世界最大のパーム油の生産・輸出国）の有効利用

②同国唯一の多目的製油所（石化原料/潤滑油/アスファルトも製造）の更なる多機能化

③自家燃用燃料の LNG 転換計画推進中（受け入れターミナル建設）

【Refinery Development Master Plan(RDMP*)/Grass Root Refinery (GRR)計画】

国内製油所の処理能力の拡大(100→200 万 BPD)を主目的として、既存三製油所 (Cilacap/Balikpapan/Balongan)の拡張・グリーン化 (RDMP)および二製油所 (Tuban/Bontang)の新設(GRR)を推進・計画中。

出所：

[docspike.com_pertaminas-refining-development-master-plan-rdmp.pdf](https://docspike.com/pertaminas-refining-development-master-plan-rdmp.pdf)

Pertamina to Use Honeywell UOP Technologies

<https://uop.honeywell.com/en/news-events/2020/09/pertamina-to-use-honeywell-uop-technologies>

Supporting SDGs No 13, Pertamina Renewable Diesel Products Shows

Pertamina's Global Decarbonization Implementation | Pertamina

<https://www.pertamina.com/en/news-room/news-release/supporting-sdgs-no-13-pertamina-renewable-diesel-products-shows-pertamina.s-global-decarbonization-implementation>

<https://tanahair.net/kpi-combines-cpo-and-used-cooking-oil-to-5050-to-increase-green-refinery-capacity/>



出所：同社ホームページ

<豊富な自然エネルギーを有効活用し、次世代型製油所に転換>

国名：オーストラリア

企業：BP p.l.c.

製油所：旧 Kwinana oil refinery (13.8 万 BPD)

経緯：1955 年：操業開始 (Anglo-Iranian Oil、BP の前身)

2021 年：精製事業停止、石油製品輸入ターミナルに転換

2022 年：グリーン水素ハブへの転換計画発表 (FS 中)

転用設備：ユーティリティ（電力、水など）、オフサイト関連設備（タンク、出荷設備など）等

新設設備：電解槽（75MW 以上）、水素貯蔵設備等

投資額：N.A.

原料：獣脂、廃食油、(再エネ電力*)

生產品：RD および SAF（合わせて 8-10 千 BPD）、水素およびアンモニア

助成金：FS に 30 万豪ドル（約 29 百万円）、事業に最大 70 万豪ドル（約 67 億円）（グリーン水素事業）

稼働時期：RD（2025 年後半予定）、SAF（未定）、水素/アンモニア（未定）

特記事項：①周辺の工業地帯（精錬、化学、セメントその他）への容易なアクセス

②既存の出荷/配送インフラ等の転用/活用

【Asian Renewable Energy Hub】*

提案者：BP(Operator:40.5%),Intercontinental Energy, CWP Global and Macquarie Capital 他

場所：Western Australia

構想：大規模(最大 26GW)なグリーン電力(陸上風力+ソーラ発電)により、Pilbara 地域における鉱業などを電化。また、輸入軽油の置き換え、船用燃料の転換、1.6 百万トン/年の水素或いは 9 百万トン/年のアンモニア製造を行い、グリーン水素/アンモニアとしての輸出を目指す。

状況：2022 年、Original partner であったデンマーク Vestas Wind Systems(風力発電機メーカー)に替わり、bp が本案件に参画し、FS 継続中。

出所：

bp welcomes federal funding for green hydrogen hub at Kwinana, Western Australia | News and insights | Home

https://www.bp.com/en_au/australia/home/media/press-releases/bp-welcomes-federal-funding-for-green-hydrogen-hub-at-kwinana-western-australia.html

BP's green transformation starts with Kwinana (afr.com)

<https://www.afr.com/companies/energy/bp-s-green-transformation-starts-with-kwinana-20220520-p5amzb>

<https://research.csiro.au/hyresource/asian-renewable-energy-hub/>



出所：同社ホームページ

（２）製油所転換の目指す姿や着眼点

上述の代表的な転換事例から読み取れる着眼点は、以下の通りである。

【立地の優位性】

製油所は、元々、原油の受入や製品の出荷に適した場所に立地しており、港湾などインフラや需要地への配送の利便性の面からも、エネルギー供給のハブとして事業転換するにあたり優位性がある。

【水素化処理装置の転用】

発酵プロセスであるバイオエタノール製造や化学品製造プロセスである FAME 製造の場合では製油所の既存設備の活用は難しいが、植物油や廃食油等油脂の水素化プロセスは、製油所の水素化精製装置を活用することが出来るため、製油所の転換事例が多い。

【オフサイト設備】

貯蔵タンクや出荷設備などのオフサイト設備については、既設の改造で対応することにより、初期投資を抑えることが出来ている。

【原料の Availability】

目的生産物ではない廃食油などを原料とするので、長期に亘る原料の確保も製油所転換の判断においては重要な要素であり、TotalEnergies に見られるように、原料の調達において専門の企業を起用するなど、原料の長期的な確保がカギとなっている。

【事業性を支える制度や仕組み】

投資の意思決定（FID）を行なう民間企業にとっては、製油所転換後の事業の経済性および継続性が重要なカギである。米国カリフォルニア州に見られるような credit 制度(Low Carbon Fuel Standard)および生産する再生可能燃料に関する長期的な offtake の見通しが、企業にとって意思決定の重要な判断材料となっている。

【国策に基づく原料転換】

インドネシアは、石油製品輸入依存の削減を目的として、豊富な国内バイオ原料（世界最大のパーム油の生産・輸出国）の活用に着目し、2020 年 1 月以降軽油にバイオディーゼルを 30%混合した「B30」の使用を義務化した一方、” Refinery Development Master Plan” の下、「B30」に混合する HVO の国内製油所での生産を強化している。

【豊富な自然エネルギーの活用】

bp/Kwinana は、元々、一般的な製油所であったが、オーストラリア国内の石油製品需要の減退により、2021 年に原油処理を停止、石油製品を主にシンガポールなどから輸入し国内向けに供給する輸入ターミナルに事業転換した。同国に豊富にある自然エネルギーの有効活用を狙いとして、2022 年に bp は、グリーン電力(陸上風力+ソーラ発電)の事業化を目指す“**Asian Renewable Energy Hub**”プロジェクトに参画、Kwinana に関して地域のグリーン水素の製造拠点化に向けた FS を実施中。

オーストラリア政府は、アルバニー政権の新しいエネルギー政策”**Powering Australia**”において、再生可能エネルギーの普及および GHG 削減を目指している。

2. 2. 2 各国製油所等のケミカルシフト状況

(1) 石油化学市場における今後の発展持続環境

世界各地域の異なる環境下にある多様な製油所は、石化シフトを含めた様々なプランによる生き残りを図っているところ。その背景として、世界の石油市場、特にインドを始めとした成長市場において、石油製品需要の成長以上に、石化製品市場の成長率が高い傾向があることが挙げられる。

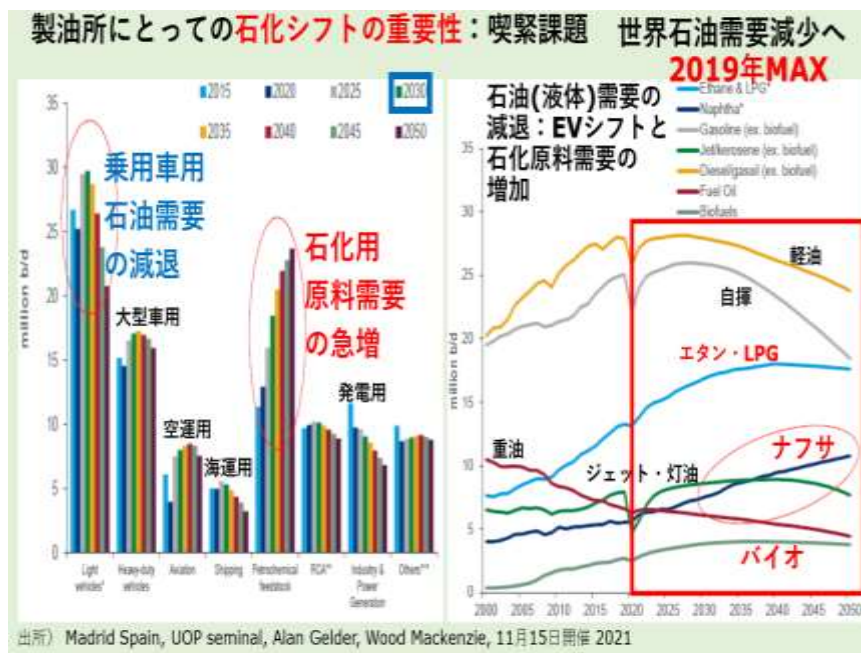


図 2.2.1 石油製品需要量の中期的減少傾向および石化原料ナフサ需要の成長持続性(その 1)
出所：Wood Mackenzie

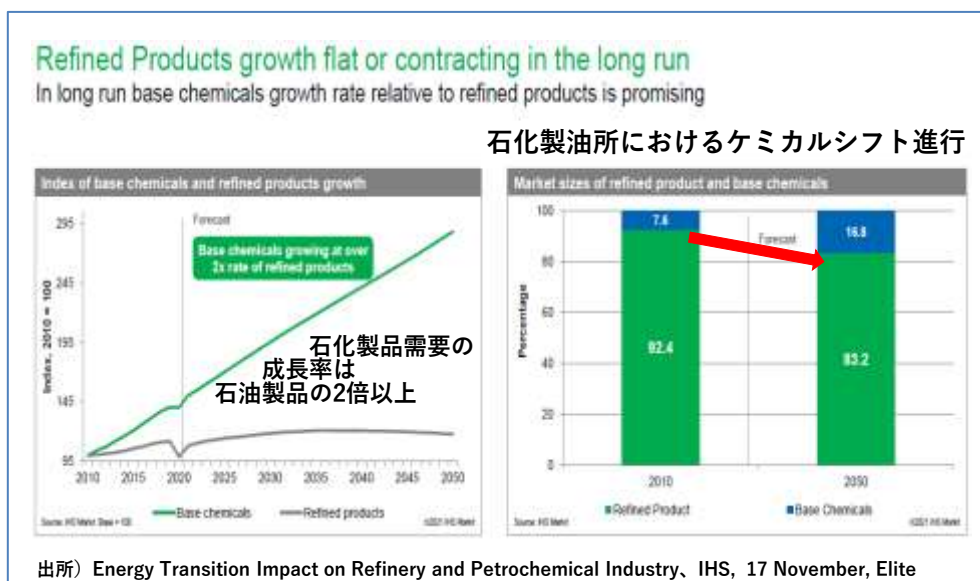


図 2.2.2 石油製品需要量の中期的減少傾向および石化原料ナフサ需要の成長持続性(その 2)
出所：IHS

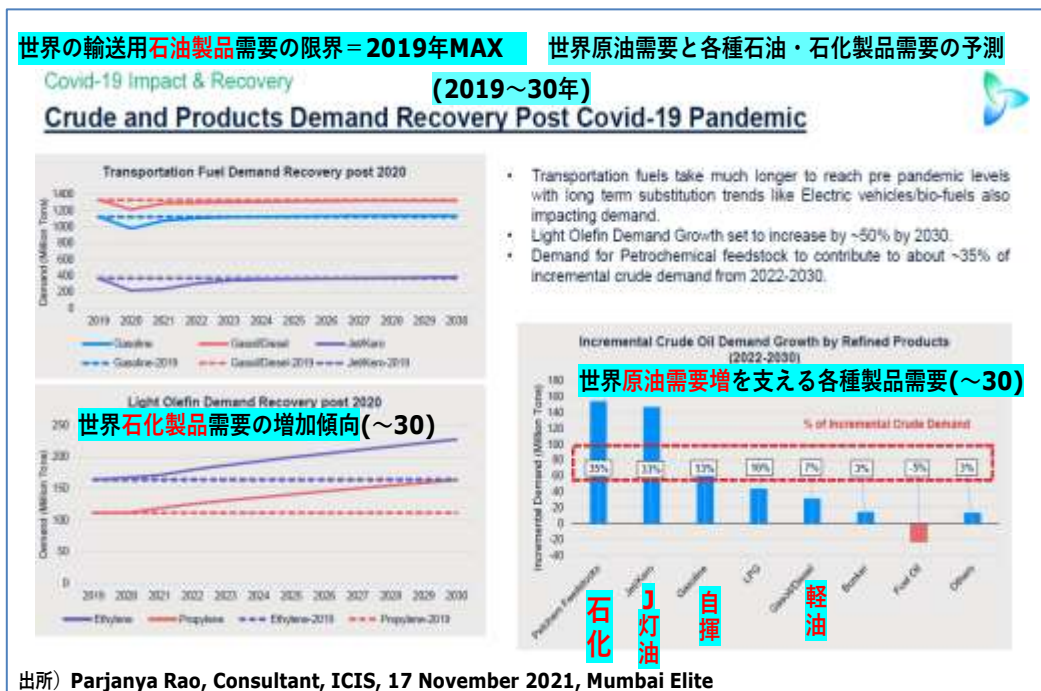


図 2.2.3 石油製品需要量の中期的減少傾向および石化原料ナフサ需要の成長持続性(その 3)

出所 : ICIS



図 2.2.4 世界各国のプラスチック消費およびインドの石油化学品需給ギャップ推移/見通し

出所 : Refining India 2022

(2) COTC (Crude Oil to Chemicals) 等の最新鋭石化製油所技術

ケミカルシフトに関しては、プロピレンや芳香族を増産するプロセスの報告にかわって、製油所を石油化学品原料の供給基地にするケミカルハブのコンセプトの報告が UOP 等からなされている。

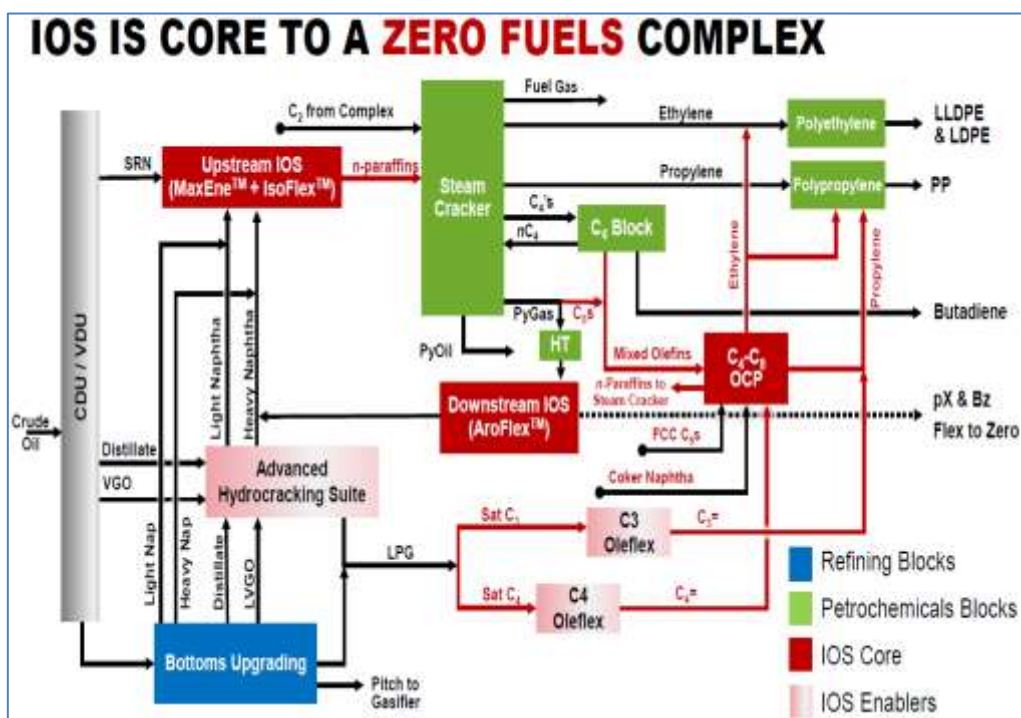


表 2.2.4 ケミカルシフトの度合いによる CO2 排出量の比較

	100% Net Fuels (80% LSD / 10% Gasoline / 10% LPG)	64% Net PetChems (50% PC on Crude)	100% Net PetChems (75% PC on Crude)
Base Refinery Emissions	5,810	18,150	22,371
Fuel Products Burned	39,155	11,256	0
Total, TPD CO2	44,965	29,406	22,371
Add Carbon Capture to the H2 SMR Stack	(900)	(1,430)	(2,985)
Net, TPD CO2	44,065	27,976	19,386

出所：2021 UOP European Refining Seminar

技術的なポイントとしては、アロマ環の水素化／脱水素の平衡制約で、温度が高くなると脱水素が優位でアロマ縮合環ができる。これを如何に少なくすることがポイントで、Topsoe 社では触媒組合せと後段にゼロライト系の分解触媒を配置することで化学品に転用できるナフサ最大化を実現できる触媒技術を有する。

以下で、ケミカルシフト／石化コンプレックスのための技術適用例を 2 件紹介する。

ア．具体的に適用が進むケミカルシフト/石化コンプレックス向け技術例①

・Lummus Technology による韓国 S-Oil への Crude-to-Chemicals 技術提供

Lummus Technology は、Saudi Aramco と共同開発した Crude-to-chemicals プロセスを韓国 S-Oil の Shaheen Project に提供することを、2022 年 12 月半ばに発表した。

Lummus Technology が提供する TC2CTM プロセスは、Lummus Technology が保有する「エチレンプロセス」とサウジアラビア国営 Saudi Aramco が開発した「分離」、「触媒」技術を組み合わせて開発された。Lummus Technology は、TC2CTM プロセスは、現在開発段階にある他の Crude-to-chemicals プロセスに比べて、高収率かつエネルギー効率がよく、炭素強度を引き下げることが可能で、投資コスト、運転コストも抑えることができると説明している。さらに、TC2CTM プロセスの特長として、製油所の FCC のスラリーオイルや熱分解油を処理することも可能であること、オレフィン、アロマ、その他の製品の収率をフレキシブルにコントロールできることを挙げている。なお、S-Oil は、TC2CTM プロセス開発企業の一社である Saudi Aramco の韓国における子会社であり、Crude-to-chemicals プロセスの商業化に好適なポジションにある。

S-Oil は Shaheen Project で、エチレン、プロピレン、ブタジエン、その他の石油化学基材を生産する計画で、生産能力は 320 万トン/年と設定されている。

Lummus Technology によると、今回の S-Oil の事例は、TC2CTM プロセスとして初の商業化プロジェクトになる。

Lummus Technology のウェブサイトに記載されている TC2CTM プロセスの概略フローと特徴を図 2.2.6 に示す。

	・広い原油選択幅(API)、スラリーオイル、LCO など広範囲の低品位油の処理が可能 ・新設、増設の双方に対応
インテグレーション	・従来の製油所、石油化学プラントとは異なるオペレーション方法を採用 ・従来に比べて部品点数を削減 ・ユーティリティ消費量の低減で低炭素化に寄与
実績のある商業化プロセスの応用	・新規技術に伴うリスクの低減 ・信頼性の高い技術の採用

出所：

<https://www.lummustechnology.com/News/Releases/Unique-Crude-to-Chemicals-Technology-Set-to-Deploy>

<https://www.lummustechnology.com/getmedia/e5b1adee-70b4-46b1-bc41-5b980180a1bb/2021-08-18-TC2C-Tech-Sheet.pdf>

イ．具体的に適用が進むケミカルシフト/石化コンプレックス向け技術例②

・MACDERMOTT 社の新石化製油所スキーム

MACDERMOTT 社(ルーマス技術採用)のケミカルシフトを追求する新石化製油所のスキームを次図に示す。同技術はインドの製油所技術陣と連携して開発・応用されたもので、具体的な「既存装置の改造」が行われた。米国の FCC 装置の増強にも適用。

いずれの目的も、ガソリンより付加価値の高い石化製品(プロピレン)の増産である。

基本的な改造概念は、「既存の FCC 分解ガソリンの触媒接触再処理」である。

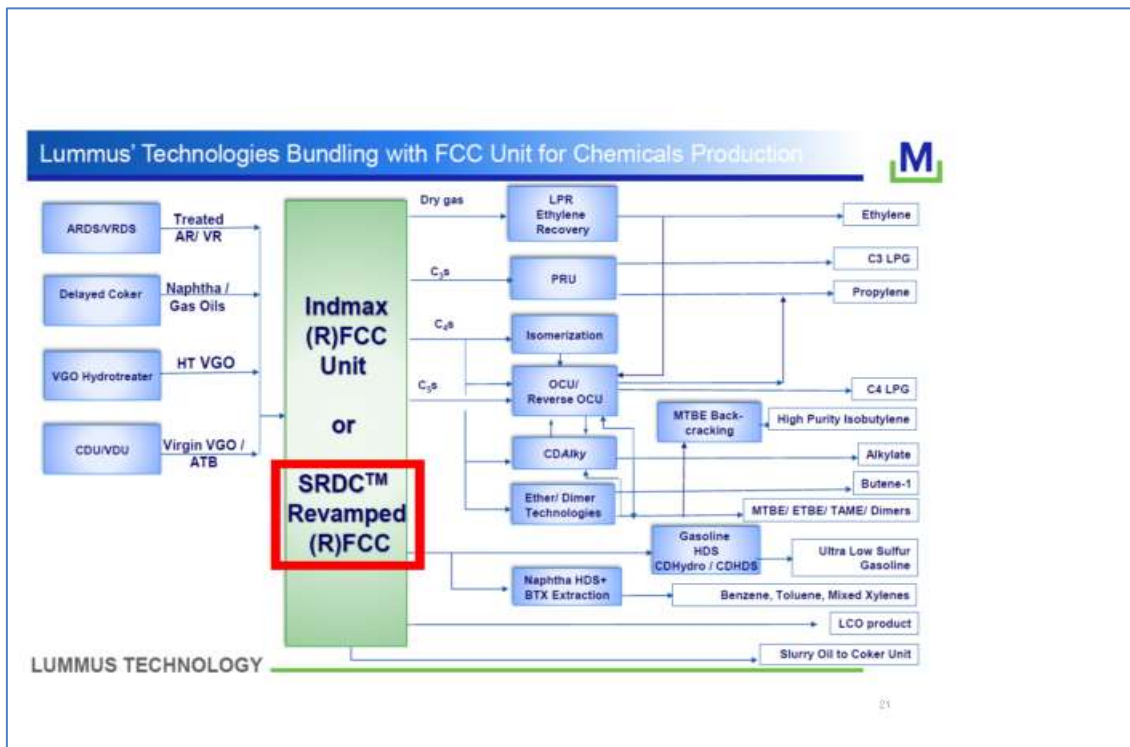


図 2.2.7 (R)FCC 装置におけるプロピレン得率を増加する新プロセス
出所：欧州石油技術国際会議（ERTC）発表資料, Nov 2019, MACDERMOTT 社

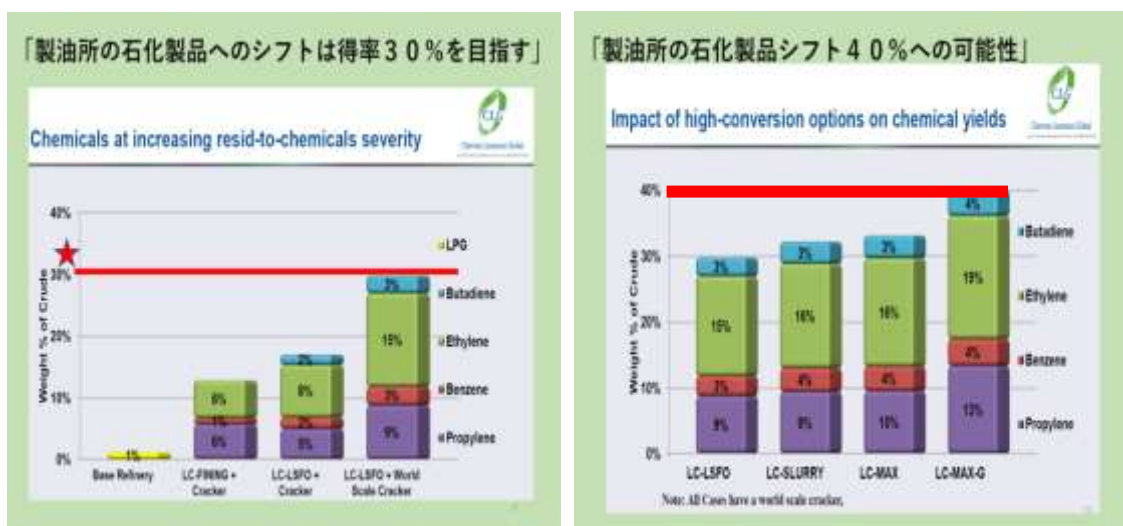


図 2.2.8 MACDERMOTT 社のケミカルシフト技術を採用した、石化製油所得率改善例

本図に示されている「芳香族とプロピレンの得率は 12～17 %」は、我が国製油所実勢値は 7%に比べ比較的高い値を示している。

(3) 具体的に進行中のケミカルシフト／精製・石化統合プロジェクト事例

－COTC(Crude Oil to Chemicals)製油所の投資状況

中国やインドを始めとした各国で進んでいるいわゆる COTC(Crude Oil to Chemicals)製油所の主なプロジェクト状況については以下の通り。パンデミック影響や脱炭素の加速により、一部プロジェクト内容の変更も見受けられる。

表 2.2.6 進行中のケミカルシフト／精製・石化統合プロジェクト事例一覧

No	製油所	企業	立地	国	投資額 (10億)	形態	時期	備考
1	浙江	浙江石化有限公司	浙江	中国	\$26	Greenfield	2019(phase1) 2021(phase2) 2030(phase3)	2021初phase2 生産開始
2	島臨港	恒力石化有限公司 (江蘇恒力集团公司傘下)	島臨港	中国	\$11	Greenfield	2019	2020.9エチレン (150万t/y) 生産開始
3	連雲港	盛虹煉火有限公司 (盛虹石化集团有限公司傘下)	連雲港	中国	\$11.84	Greenfield	2019	2021に変更
4	寧波	寧波中金石化有限公司	寧波	中国	\$5(est)	Revamp	2018	2022に変更
5	遼寧 ↓ 北方華錦	華錦阿美石化有限公司 ↓ 北方華錦化学工業集团有限公司	遼寧省	中国	\$10+ ↓ \$11.9	Greenfield	2024(phase2)	2020.8 アラムコ撤退
6	福建	SABIC/ 福建石化有限公司	福建	中国	NA	Greenfield	NA	
7	天津	中沙天津石化公司 (SINOPEC/SABIC)	天津	中国	\$45	Revamp	pre-2017	Operateing
8	大連	中国石油大連石化分公司	大連	中国	combined	Revamp	pre-2017	Operateing
9	雲南	中国石油雲南石化有限公司	雲南	中国	(est)	Revamp	pre-2017	Operateing
10	惠州	中海殼牌石油化工有限公司 (CNOOC/Shell)	惠州	中国		Revamp	pre-2017 2025(phase3)	Operateing
11	連雲港	中国石化連雲港精製・石化統合プロジェクト	連雲港	中国	\$2.80	Greenfield	NA	
12	曹妃甸	中国石化北京燕山分公司 (曹妃甸移転)	曹妃甸	中国	\$4.26	Greenfield	NA	大幅遅延
13	古雷	福建古雷石化有限公司 (旭騰投資有限公司/福建煉油化工有限公司)	古雷	中国	\$120.1	Greenfield	2020? 2024(phase2)	2018.2 投資圧縮
14	Iau Muara Bes	恒逸(文萊)実業有限公司 (浙江恒逸集团公司)	Pulau Muara Besar	ブルネイ	\$20	Greenfield	2020	
15	Raigad	Saudi Aramco/ADNOC/India Consortium	Raigad	インド	\$44	Greenfield	2025	
16	Pengerang	RAPID(Petronas/Saudi Aramco)	Pengerang	マレーシア	\$2.70	Greenfield	2019	
17	Jurong	ExxonMobil	Jurong island	シンガポール	<\$1	Revamp	2023	
18	Tuban	Pertamina/Rosneft	Tuban, East java	インドネシア	\$15	Greenfield	2025	
19	Al Ruwais	ADNOC	Al Ruwais	UAE	\$45	Revamp	2025	
20	Yaubu	Saudi Aramco/SABIC	Yaubu	サウジアラビア	\$30	Greenfield	2025	見直し中
21	Jubail	Saudi Aramco/Total	Jubail	サウジアラビア	\$5	Greenfield	2024	
22	Yaubu	KNPC/KIPIC	Al Ahmadi	クウェート	\$13	Greenfield	2019	
23	Duqm	Oman oil company/kuwait Petroleum Inte	Duqm	オマーン	\$15	Greenfield	NA	
24		MOL Group		ハンガリー	\$4.50	Revamp	2030	

出所：TCGR 2019

COTCに限らず、世界各地で進められているケミカルシフトや石化統合プロジェクトの代表事例を以下に紹介する。

ア. 【アジア/中国の石化プロジェクト事例】

①国名：中国

企業：中国石油広東石化公司

製油所：PetroChina Guandong Petrochemical Jieyang Complex

経緯：2017年：合併会社設立

2018年：広東省発展・改革委員会による再認可（石油精製専業から

精製・石化統合プロジェクトへの転換)、pre-FEED 完了

2020 年：着工

2022 年末～：順次稼働開始

転用設備：無し

新設設備：常圧蒸留装置二基（計 2,000 万トン/年）を含めた石油精製プラント一式、
エチレンクラッカー含めた石油化学関連プラント(エチレン:120 万トン/年)

投資額：約 654 億元（約 92 億ドル）【当初計画】

原料：ベネズエラ原油 【当初計画】⇒中東原油も処理

生產品：石油化学品（オレフィン、パラキシレン・トルエン等の芳香族）

稼働時期：2022 年後半

優位性：精製専業から石化事業との統合による事業の多角化/高付加価値化



出所：<https://info.21cp.com/info/detail/364695061633474560.html>

- ・ 中国石油：広東石油化学精製統合プロジェクトが試験生産開始（10/31）

10 月 26 日、中国石油（CNPC）広東石油化学精製統合プロジェクトの常減圧蒸留装置Ⅱに原油が投入され、全面的な試験生産段階に入ったことが明らかになった。

常減圧蒸留装置Ⅱは本プロジェクトの主力設備で、設計処理能力 1,000 万トン/年、設計稼働時間 8,400 時間、公称能力に対するフレキシビリティ 60%～110%で、オーバ

一ホールの周期は 4 年に 1 回とされている。この設備から下流の連続改質装置、ジェット燃料水素化装置、ディーゼル燃料水素化装置に原料が供給される。同時に、ピンチテクノロジーを用いて熱交換ネットワークを最適化し、工場の廃熱を十分に活用することで、エネルギー消費量の削減を実現する。

この装置の基礎・詳細設計は中国石油（CNPC）華東設計院有限公司が行い、建設は中国石油工程建設有限公司（CPECC）が請け負った。広東石油化学精製統合プロジェクトでは、2020 年 3 月の着工以来、広東省揭陽市政府、大南海工業区の支援・協力の下に 27 カ月の歳月をかけて周到な建設・管理が行われ、2022 年 6 月 26 日に引き渡し完了した。

今回の試験生産では、広東石化が原料バランス、コストの最適化、プロセス全体の安全性、環境保護などを考慮し、常減圧蒸留装置Ⅱを 10 日間 70%の負荷で運転し、合計 19 万 9,920 トンの原油を処理する予定とのことである。

表 2.2.7 広東石化の主要装置・規模と引渡の日付

装置名称	設計規模(万トン/年)	引渡の日付
常減圧蒸留装置	1,000×2	2022/6/26
ディレード・コーカー	300×2	2022/7/30
パラフィン水素化処理装置	420	2022/6/29
触媒分解装置	360	2022/6/28
水素化分解装置	370	2022/7/30
連続改質装置	300×2	2022/7/30
ジェット燃料水素化装置	120	2022/6/30
軽油水素化分解装置	330×2	2022/7/30
触媒ガソリン水素化分解装置	170	2022/6/28
ガス分留装置	110	2022/7/22
アルキレート化装置	60	2022/7/22
MTBE 製造装置	10	2022/7/30
石油コークス水素精製装置	196.01 コークス+48.55 石炭	2022/6/2
ナフサ水素化装置	300	2022/5/31
コックスナフサ水素化装置	80	2022/6/30
軽質炭化水素分離装置	70	2022/7/30
乾性ガス分離装置	35	2022/7/30
芳香族複合製造装置	260	2022/7/30

出所：

<http://www.xy178.com/gonggao/20221027/148314.html>

<https://chem.vogel.com.cn/c1230722.shtml>

②国名：中国

企業：中国石油広西石化公司

製油所：PetroChina Guangxi Petrochemical Company（1,000 万トン/年）

経緯：2010 年：操業開始

2022 年：広西石化煉化一体転換・高度化プロジェクトの投資協定締結

転用設備：N.A.

新設設備：14 基の石化関連設備を新設（エチレン:120 万トン/年）

投資額：305 億元（45.2 億ドル）

原料：軽質ナフサ（CDU の原油処理能力は不変）

生産品：ガソリンと軽油を減産する一方、エチレン、プロピレン、ブタジエン等の基礎化学品原料を約 276 百万トン/年生産し、ハイエンドポリオレフィン、EVA（エチレンビニルアセテートコポリマー）、水溶性ゴムなどの高付加価値製品を生産する。

稼働時期：2025 年の予定

優位性：規模の優位性（中国の国営製油所では規模的に二番手グループ）を活かしながら、ケミカルシフトを図る。



出所：

<https://www.soliao.com/news/zixun/57216.html>

PetroChina、欽州市 Guangxi 製油所を石油化学コンプレックス製油所に転換・拡張

中国国有 PetroChina は 45.2 億ドルを投じ、中国南部の子会社製油所の石油化学コンプレックス製油所への転換・拡張を開始した。欽州市の Guangxi 製油所の原油処理能力(20 万 BPD)はそのまま、ガソリン/ディーゼルの生産量を減らし、14 基の石油化学ユニット(計 276 万トン/年)を新增設(2025 年稼働)する。新增設する装置にはエチレンユニット(120 万トン/年)、ガソリン水素化分解ユニット(55 万トン/年)、aromatization ユニット(35 万トン/年)が含まれる。

出所：

(1) 2022 年 7 月 28 日、Reuters、

<https://www.reuters.com/business/energy/petrochina-begins-45-blm-refinery-expansion-state-media-says-2022-07-28/>

(2) 2022 年 7 月 28 日、neftegaz.ru、

<https://neftegaz.ru/news/neftechim/745173-petrochina-nachinaet-rasshirenie-neftepererabatyvayushchego-zavoda-na-4-5-mlrd-dollarov/>

イ. 【アジア/韓国の石化プロジェクト事例】

国名：韓国

企業：S-Oil Corporation

製油所：Onsan refinery (65 万 BPD)

経緯：1976 年：操業開始 (Korea-Iran Petroleum Company)

1991 年：Saudi Aramco が 35%資本参加

2014 年：Saudi Aramco が 63%超に買い増し

転用設備：N.A.

新設設備：Steam cracker 他関連設備一式 (Aramco 初の商用プラント)

投資額：約 70 億ドル(約 9,450 億円)、IRR:16.4%(Payback:6 years)

原料：原油、LCO、Slurry、Asphalt

生產品：エチレン 78 万トン/年、プロピレン 100 万トン/年 ⇨ 石油化学品の得率が約 2 倍の 25%に

採用技術：TC2C™ by Aramco/Lummus

助成金：N.A.

稼働時期：2026 年 (2023 年着工予定)

優位性：中長期的に需要の伸びが見込まれる石化品製造への転換

背景：Aramco の戦略として、2030 年までに原油の用途として石化向けを現状の約 4 倍の約 4 百万 BPD にする計画。本案件に続き、サウジ国内と中国でも JV による石化プロジェクトを発表。

出所：

<https://www.aramco.com/en/news-media/news/2022/aramco-affiliate-s-oil-to-build-one-of-the-worlds-largest-petrochemical-crackers-in-south-korea>

<https://www.aramco.com/en/sustainability/climate-change/supporting-the-energy-transition/crude-to-chemicals>

<https://www.lummustechnology.com/getmedia/e5b1adee-70b4-46b1-bc41-5b980180a1bb/2021-08-18-TC2C-Tech-Sheet.pdf>

<https://www.energyintel.com/00000185-1abe-dbb8-abad-3ebff2510000>



出所：S-Oil ホームページ

ウ. 【欧州/ポーランドの石化統合プロジェクト事例】

＜PKN ORLEN ポーランド Plock の石油精製/石油化学複合施設への新規装置建設＞

PKN ORLEN(Polski Koncern Naftowy SA)は、PDP(Petrochemicals Development Programme)の一環として、ポーランド Plock にある石油精製/石油化学複合施設(能力 1,630 万トン/年)の Olefins 3 プロジェクトで、スチームクラッカー (74 万トン/年) の新設、既存エチレン装置 (30 万トン/年) の改修、40 年以上経過した老朽エチレン装置 (初期能力 34 万トン/年) の廃棄等と合わせて、エチレングリコールやスチレン等の石化品製造装置、酸素/窒素供給プラントの新增設も行う。投資額は 7.6 億 zloty (約 220 億円)。

出所：

- (1)2022 年 5 月 20 日、Oil & Gas Journal、
<https://www.ogj.com/refining-processing/petrochemicals/article/14276899/pkn-orlen-to-add-new-unit-at-plock-integrated-complex>
- (2)2022 年 5 月 18 日、PortalPlock、
<https://portalplock.pl/wiadomosci/pkn-orlen-zwieksza-produkcje-gazow-w-plocku-powstanie-nowa-instalacja/EZFvkO8VbabKB0nA3aE0>

エ. 【中東/サウジアラビアの石化プロジェクト事例】

フランスの石油大手 TotalEnergies とサウジアラビアの国営石油会社 The Saudi Arabian Oil Company (Aramco) は 15 日、サウジ東部 Jubail に世界規模の石油化学施設"Amira"を建設する最終投資決定 (FID) を行った。Amira は、TotalEnergies と Aramco の合弁会社 SATORP (※) の既存製油所に統合され、両社が所有・運営する。この石油化学設備は Mixed Feed Cracker (MFC) で構成され、SATORP 製油所で生産されるオフガスやナフサ、Aramco から供給されるエタンや天然ガソリンを原料に、年間 165 万トンのエチレンを生産できるという。また、最新鋭のポリエチレン装置 2 基、ブタジエン抽出装置、その他派生品に関連する装置も設置される予定であるという。本プロジェクトの投資額は 110 億ドルに上り、そのうち 40 億ドルを Aramco と TotalEnergies が、それぞれ 67.5%、37.5%ずつ出資する。建設は 2023 年第 1 四半期に開始され、2027 年の商業運転開始を予定している。また、同コンプレックスは将来的に、Jubail 工業エリアにある他の石油化学・特殊化学プラントに原料を供給する予定であり、これには 40 億ドルの追加投資が必要となる見込みである。

出所：

- <https://totalenergies.com/media/news/press-releases/aramco-and-totalenergies-build-giant-petrochemical-complex-saudi-arabia>
<https://www.reuters.com/business/energy/totalenergies-aramco-build-11-bltn-petrochemical-plant-saudi-arabia-2022-12-15/>

2. 3 製油所における CO2 の効果的な削減に関する技術動向調査

JPEC にて令和 3 年度までに実施した欧州石油産業のカーボンニュートラルを狙った事業戦略と技術動向調査から、再生可能電力、グリーン水素の活用、や CCS の実施をイメージしていることが分かった。それは Concawe が「Vision 2050」の中で提案している 2050 年製油所イメージで表現されている（図 2.3.1）。

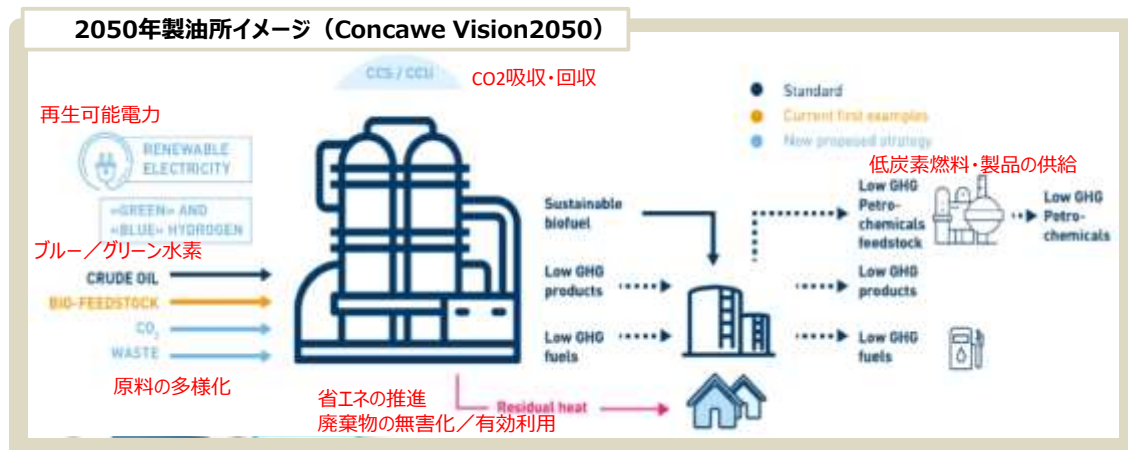


図 2.3.1 欧州石油産業の 2050 年製油所イメージ (Concawe Vision 2050)

具体化してゆくためには、再生可能電力を元に電解水素製造技術などで、CO2 フリー水素（グリーン水素）を活用すること、さらに製油所操業に伴い発生する CO2 を積極的に削減するための CO2 吸収・回収技術（CCS : Carbon dioxide Capture and Storage、もしくは CCUS : Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）を、詳しく調査し我が国製油所への適用可能性を検討することが必要である。

2. 3. 1 CO2 発生量とその低減対策に関する現状認識

CO2 発生量に関する世界的なデータは IEA（International Energy Agency : 国際エネルギー機関）などから詳しく報告されているが、日本のそれと比較したデータは多くない。ここでは（株）富士経済の「カーボンリサイクル CO2 削減関連技術・材料市場の現状と将来展望 2022」¹⁾からのデータを引用して紹介する。これによると 2021 年世界全体の CO2 発生量は 33,000 Mton（330 億トン／年）で、うち、中国（32%）、北米（15%）、欧州（10%）、日本は約 10 億トン／年で 3.2%を占める。また発生量の内訳は、世界／日本とも傾向はおおよそ同様で、発電が 4 割程度で最も多く、次いで輸送で 2 割から 3 割、さらに鉄鋼、セメント、天然ガスと続き、石油精製プラント稼働に伴う CO2 発生量は 2%程度で、割合としては多くない（図 2.3.2）。しかしながら、石油製品からなる輸送燃料からの発生 CO2（Scope3 と呼ばれる）を加えると 2 割程度以上となり大きな割合を占める。

日本政府は経済産業省 (METI) を中心にグリーン成長戦略を策定しており、その中で 2050 年カーボンニュートラル (CN) を実現するためのシナリオが示されている（図 2.3.2）。

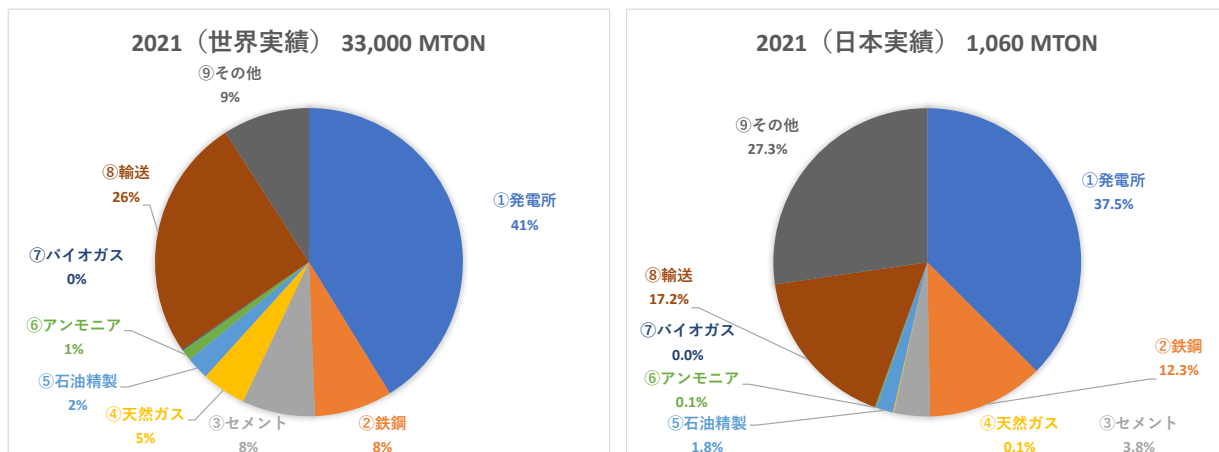


図 2.3.2 2021 年の世界と日本の CO2 発生実績（出所：富士経済）¹⁾

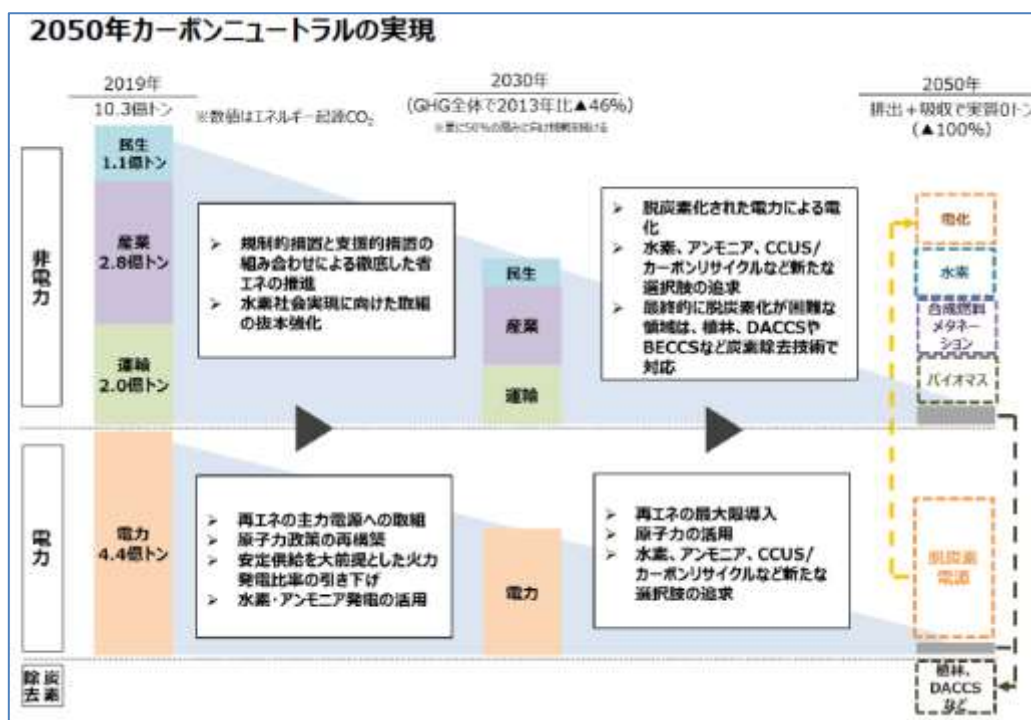


図 2.3.3 日本カーボンニュートラル実現に向けたシナリオ
出所) 経済産業省、グリーン成長戦略（2021 年 6 月 18 日策定）²⁾

一方、我が国製油所からの CO₂ 排出量およびその削減に対する方策に関しては、JPEC では 2019 年と 2020 年度に検討を行い、その際には日本全体のモデル製油所を用いて、製油所から排出される CO₂ 量を、製油所を構成する装置毎にふりわけて、CO₂ 排出量を推算した³⁾。さらにこの結果に基づき、製油所からの CO₂ を現状考えられる対策：①省エネの徹底、②燃料の低炭素化（LNG 転換）、③再生可能電力の利用、④グリーン水素の利用、⑤製造時の排出 CO₂ の回収（CCS 技術の適用）、を適用した際の CO₂ 削減効果を表 2.3.1 に示

す。現状各社が鋭意進めている省エネルギーの徹底推進や LNG 等低炭素燃料への転換は着実に進めてゆくと考えられるが、CO₂ 発生量をゼロに近づける大幅な削減のためには、③再生可能電力の利用、④グリーン水素の利用、⑤CCS 技術の適用、を視野に入れた検討が必要となることを示している。

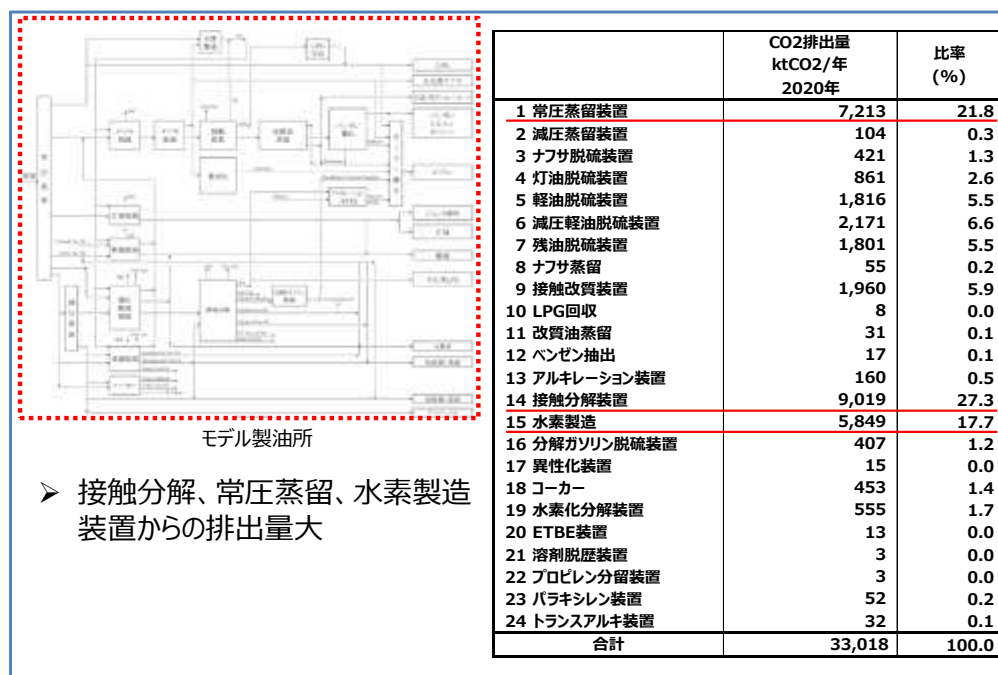


図 2.3.4 日本製油所からのプロセス別 CO₂ 発生量の試算結果

表 2.3.1 日本製油所からの排出 CO₂ 削減に向けた個別対策の効果試算結果例

個別対策項目		CO ₂ 排出量 (kt-CO ₂)	CO ₂ 削減量 (kt-CO ₂)	CO ₂ 削減率 (%)	分類
ベース		33,018	0	0.0	-
①-A	製油所全体の省エネルギー(全体の省エネ3%)	32,155	864	2.6	エネルギー効率
①-B	常圧蒸留装置周りの汚れ制御(常圧蒸留装置の省エネ25%)	31,214	1,804	5.5	エネルギー効率
①-C	FCCのコークス制御(FCC装置の省エネ10%)	32,116	903	2.7	エネルギー効率
②	100%LNG*	32,486	532	1.6	燃料の低炭素化
③-A	電力のみ再生可能電力100% *	31,256	1,763	5.3	再生可能電力
③-B	燃料も含め全て再生可能電力100%	15,611	17,407	52.7	再生可能電力
④	再生可能電力による電解水素製造またはグリーン水素輸入100%	27,170	5,849	17.7	グリーン水素導入
⑤-A	水素製造時に分離されるCO ₂ のみ回収	28,762	4,257	12.9	CCS導入
⑤-B	水素製造時に分離されるCO ₂ +燃焼排ガスからCO ₂ を10%回収	25,889	7,130	21.6	CCS導入
⑤-C	水素製造時に分離されるCO ₂ +燃焼排ガスからCO ₂ を50%回収	14,381	18,638	56.4	CCS導入

*：製油所ガスの対応要

以上の背景に基づき、製油所における CO₂ の効果的な削減に関する技術動向調査として、以下、「グリーン水素のための電解水素製造技術」と「CO₂ 吸収・回収 (CCS) や CO₂ 用途開発技術 (CCUS) 技術」に関して調査した結果を報告する。

2. 3. 2 電解水素製造技術など CO2 フリーに資する技術

(1) 水素需要予測とブルー／グリーン水素の必要性

2015 年のパリ協定で合意した脱炭素への取り組みは、欧州を中心に本格化している。日本政府は、2020 年 10 月に 2050 年カーボンニュートラル、すなわち二酸化炭素(CO₂) の排出量実質ゼロを宣言した。さらに米国も政権交代を機に脱炭素に向けた大きな政策を打ち出しており、化石燃料からの脱却に向けた取り組みは現実的になってきている。このような背景から現在、世界各国でカーボンニュートラルの実現に向け、様々な取り組みが加速している。水素（エネルギー）は、カーボンニュートラルの実現に不可欠なクリーンなエネルギー（キャリア）であり、水素に関連する様々な技術の導入が進められている。

化石燃料由来のエネルギーを再生可能エネルギーに置き換え、大量に導入するために、さらにカーボンリサイクルを実現するには、再生可能エネルギーを利用した水素（グリーン水素）の大量製造と水素インフラの大規模構築・導入は必要不可欠である。日本はグリーン成長戦略の 14 の重点分野の一つに水素・燃料アンモニア産業を位置づけており、2050 年カーボンニュートラルの実現に向け 2030 年に 3 Mt/年、2050 年に 20 Mt/年程度の水素供給量の実現を目標に掲げている²⁾。また、IEA が示した Net Zero by 2050 ロードマップに示されているシナリオ（NZE シナリオ）において水素需要は、2050 年に 530 Mt/年になると予測されている⁴⁾。2050 年 GHG 排出ネットゼロを達成する NZE シナリオの場合、現状をピークに石油需要は 2050 年までに 25%程度まで低下する。しかしエネルギー需要は現状をピークにするが 2050 年でも 85%(2021/624EJ から 2050/532EJ)にとどまり(図 2.3.5)、その使われ方は図 2.3.6 に示されるように大きく変化する。

ポイントは、2050 年には再生可能エネルギーが全エネルギーの太宗を占め、再生可能エネルギーから各種製品への転換が進み、石油は、輸送用燃料主体から、ケミカル用途に特化してゆく。特に輸送用燃料は、再生可能エネルギーからのグリーン水素が起点となっている、などが示されている。

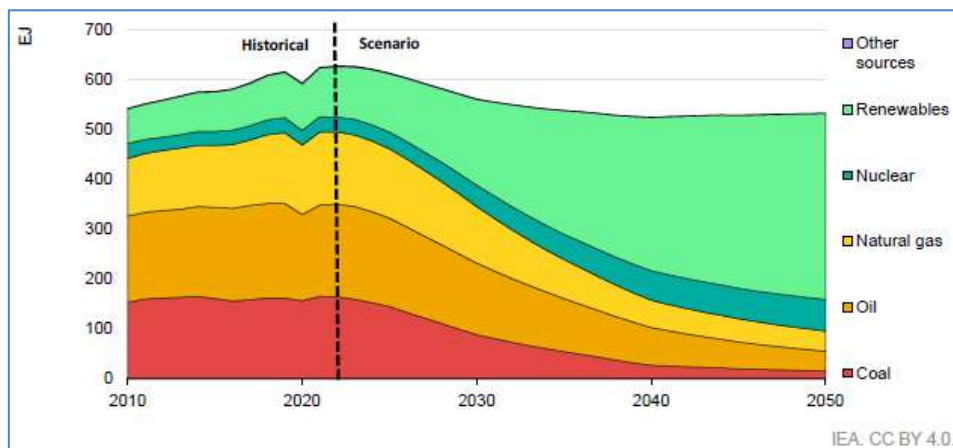


図 2.3.5 IEA・国際エネルギー需要の 2050 年推移予測（NZE シナリオ）⁵⁾

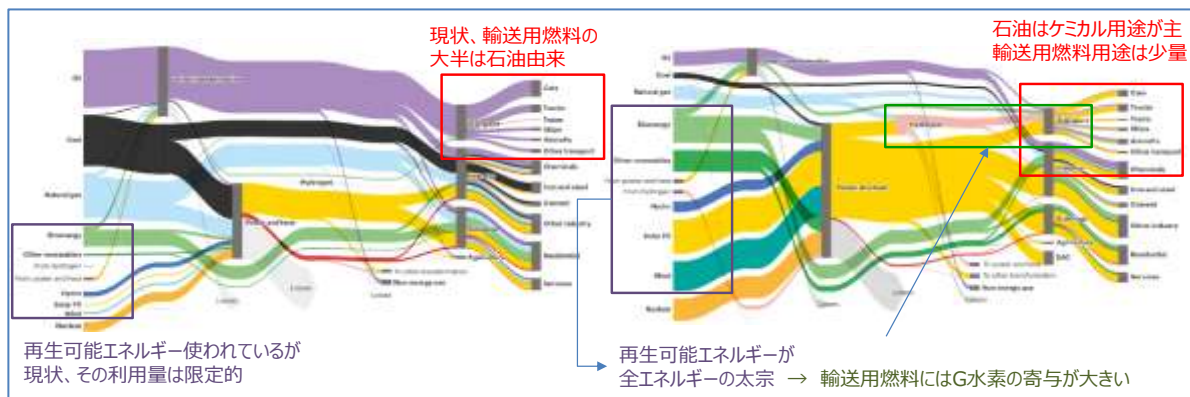


図 2.3.6 IEA・NZE 国際エネルギー需要、原料から製品までのフロー、推移予測⁵⁾

より近い 2030 年までの市場予測によると、世界水素需要は 2020 年 90 Mt 程度が 2030 年には 210 Mt と 2 倍以上に拡大するが、それはエネルギー源としてあらゆる産業分野に需要が広がる結果として示されている（図 2.3.7 左）。また水素製造側からの内訳では、化石燃料から作られるグレー水素は増加しないが、ブルー水素※¹とグリーン水素※²が水素増加分を担っていることが示されている（図 2.3.7 右）。

※ 1 ブルー水素：化石燃料からの改質と CCUS 技術を組み合わせて、製造時の CO₂ を削減して得られた水素。

※ 2 グリーン水素：製造プロセス上 CO₂ 排出がない、もしくは十分に小さいカーボンフリーな水素。主に、再生可能エネルギー由来の電力によって水の電気分解から得られる水素。人口光合成や太陽熱での熱分解による水素や木質系バイオマスの高温ガス化から得られる水素（BECCS 水素）も含まれる場合がある。

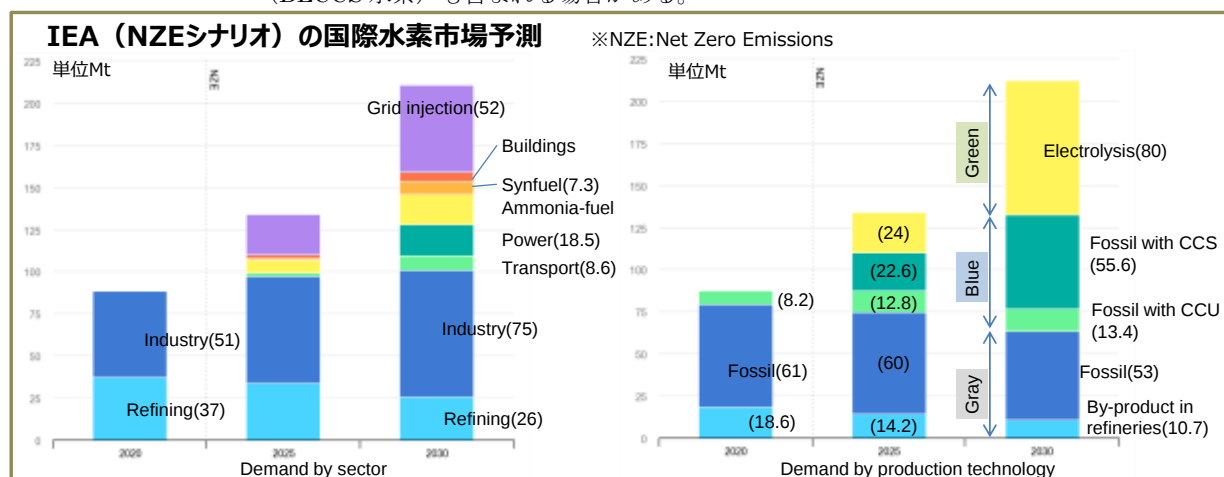


図 2.3.7 IEA・NZE シナリオでの国際水素市場予測、（左）需要側、（右）製造側⁴⁾

（2）石油精製分野におけるグリーン水素の重要性

石油精製分野に限定した場合、水素利用量は NZE シナリオでは 2021 年 41 Mt が 2030 年 26 Mt まで減少する一方、STEPS シナリオ（STEPS：Stated Policies Scenario、公表政策シナリオ）では 47 Mt と逆に増加している。現実的には STEPS と NZE の中間的なところ

で推移する可能性が高いと考えられるが、この分野での必要な水素はグレー水素からブルー水素あるいはグリーン水素への置き換えが徐々に進められることが予測されている(図 2.3.8)
 6)。水素転換に必要とされる技術や実施プロジェクトなどは後述する。

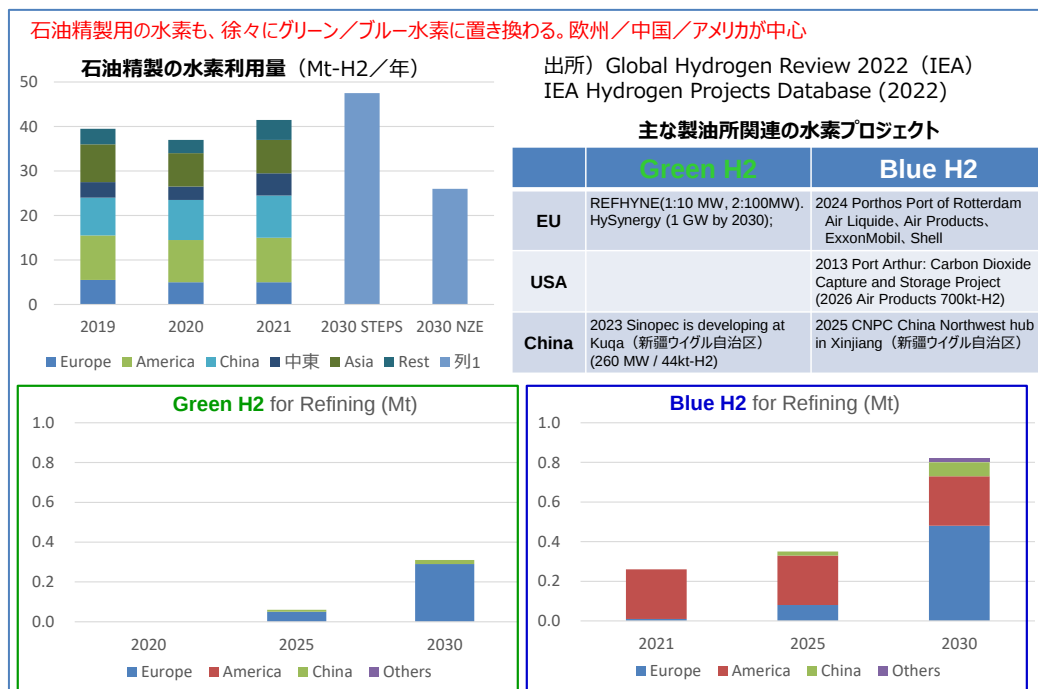


図 2.3.8 IEA・石油精製分野の 2030 年までの水素利用予測ならびに
 ブルー水素とグリーン水素利用量の実績と予測 6), 7)

国際再生可能エネルギー機関 IRENA (The International Renewable Energy Agency) も同様にグリーン水素が起点になって多様なエネルギー源へ利用もしくは転換されることを示している 8)。以降、電解とグリーン水素製造技術について調査結果を示す。

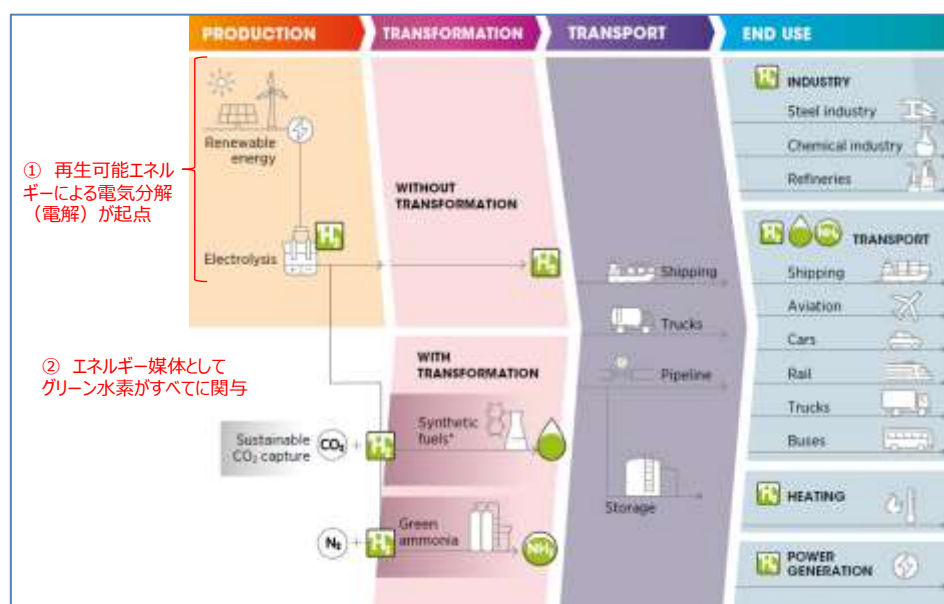


図 2.3.9 グリーン水素からの転換などによるエネルギーシステム (IRENA2021) 8)

(3) グリーン水素製造に関する戦略と水素コスト見通し

国内ではグリーン成長戦略の一つとして、METI の「水素政策小委員会／アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会」で水素分野戦略が議論された。その結果、グリーン水素は発電・産業・運輸などの分野で幅広く利用とし、年間導入量は現在（約 200 万 t）を 2030 年（最大 300 万 t）、2050 年（2000 万 t 程度）、コストは長期的には化石燃料と同等程度の水準を実現するとし、現在（100 円/Nm³）を 2030 年（30 円/Nm³）、2050 年（20 円/Nm³ 以下）と定めた（図 2.3.10）。



図 2.3.10 グリーン成長戦略におけるグリーン水素導入量及びコストの目標⁹⁾

グリーン水素など今後の水素コストの見通しは、例えば BloombergNEF 社の楽観的見通しによると、現状 2.5 \$/kg-H₂ 超が 2030 年には 2.5 \$/kg 以下に、2050 年には約 1.5 \$/kg[※]と現行のグレー水素並みと予測されている¹⁰⁾。なお CCS によるブルー水素は、CCS コストに依存した幅を有するが低い方では現状でもすでにグレー水素並みの 2.0 \$/kg 以下となっている（図 2.3.11）。

※水素 1kg は 11.14Nm³（0℃、大気圧）なので、1.5 \$/kg は 18 円/Nm³（@135 円/\$）

グリーン水素は今後低コスト化が進み導入加速が期待されているが、それを可能にするためには、低コスト大規模再生可能電力の供給にまず依存している。図 2.3.12 に IEA・NZE シナリオに従った場合の再生可能電力コストと水素コスト（kg あたり）の見込みを示す。これによると 2030 年から 2050 年にかけて、どの再生可能電力もコストが低下し 20—40\$/MWh が一般的となり、その結果、水素コストは 1.0—2.5\$/kg-H₂ と予測されている。水素コストを決めるもう一つの要因は、電力による水の電気分解による水素製造、つまり水電解技術（Water Electrolysis technology）であり、以降その技術動向に関して報告する。

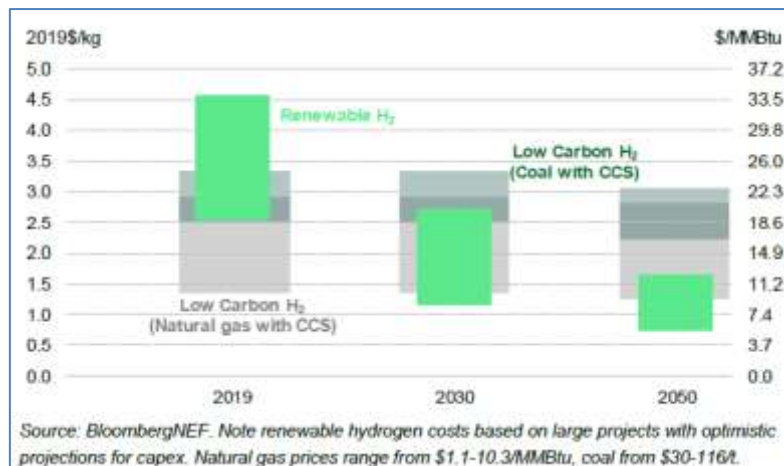


図 2.3.11 大規模製造時の各種水素コスト見込み (BloombergNEF) ¹⁰⁾

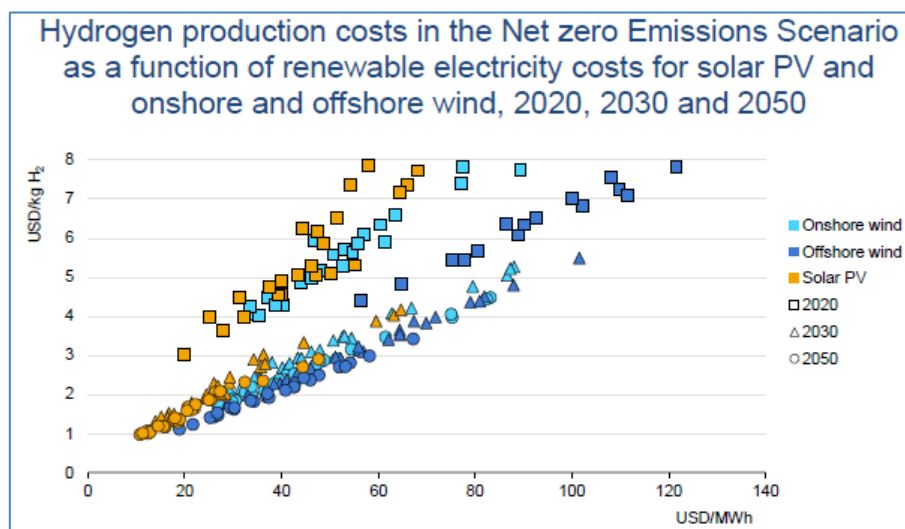


図 2.3.12 NZE シナリオでの水素コスト見込み、再生可能電力との関係 (IEA) ⁴⁾

(4) グリーン水素製造に資する電解技術とその技術開発課題

JPEC では早くから合成燃料 (E-fuels と呼ばれる) に着目し 2020 年度より製造技術の基盤構築に向けた研究開発に着手している。E-fuels の製造に適用される電解技術は、表 2.3.2 に示される。

表 2.3.2 E-fuels 製造に適用される電解技術

	アルカリ型	PEM型	SOEC型 Solid Oxide Electrolysis Cell
電解質 Electrolytes	KOH溶液 Liquid alkaline KOH	固体高分子膜 Polymer Electrolyte Membrane	固体酸化物セラミックス Ceramic metal compound
作用温度 (°C)	50 - 80	室温 - 90	700 - 1,000
適応 (*TRL)	水分解：実用化段階(*9)	水分解：実用化段階(*8) CO2電解：技術開発段階(*4-6) CO2共電解：研究段階(*1-3)	水分解：技術開発段階(*7) CO2電解：技術開発段階(*4-6) CO2共電解：研究段階(*1-3)
海外	Sunfire (GE) NEL (Norway) Hydrogenics (BE) Green Hydrogen (DK)	3M (CO2電解) Siemens (Silyzer) ITM Power (UK) NEL (Norway) Hydrogenics (BE)	Sunfire (GE) Haldor Topsoe (DK) HydrogenPro (Norway)
国内	旭化成	東芝 (CO2電解)	東芝 産業技術総合研究所

各種資料から JPEC 作成

*TRL (Technology Readiness Level) 技術成熟度は、下記 Concawe 資料から引用

“Transition towards Low Carbon Fuels by 2050 (August 2021)”

以降は水電解に関する電解技術について調査した結果を報告する。水電解によって製造されるグリーン水素のコストを含めた技術評価は、Oxford Institute for Energy Studies により詳しく報告されている¹¹⁾。その中からエッセンスを抽出した結果を表 2.3.3 に示す。

表 2.3.3 グリーン水素製造のための水電解技術の特徴

	アルカリ		酸性	固体酸化物
電解槽	Alkaline	AEM	PEM	SOEC
電解質／膜	KOH	Anion Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Ceramic : Solid metal oxide
電極	Ni & Ni-Mo	Ni	Pt & Pt-Pd	ペロブスカイト
触媒	Pt, Ru		Pt, Ir	ZrO ₂ , La ₂ O ₃ , Y ₂ O ₃
運転温度 (°C)	50 - 80	50 - 60	60 - 200	800 - 1,000
システム効率%	68 - 77	<= 74	70 - 80	80 - 90
投資コスト \$/kW	800-1,500	n/a	1,400-2,100	> 2,000
TRL	9 ~	2 - 5	7 - 9	5 - 7
長所	低製造コスト 大規模化可	膜による電解質とガス のリーク防止	高効率 高耐久性	高効率 希少金属不使用
短所	効率中程度 腐食性 (高アルカリ)	低TRL サイズ小	Pt高価格 Pt,Ir資源制約	中TRL 製造技術未成熟

Oxford Institute for Energy Studies 報告資料¹¹⁾を参考に JPEC で編集

先の表 2.3.2 に新しくアニオン交換膜 AEM (Anion Exchange Membrane) が電解技術として追加されている。AEM は PEM と比較した場合、セルスタックに貴金属が不要であることに加え水浄水器を簡略化できること (不純物に強い) ことなどがメリットとされているが、現状製造を手掛けているメーカーが少なく技術開発段階の技術であるので、以降では特に言及しない。参考のため、各電解技術の作動原理を図 2.3.13 に示す。

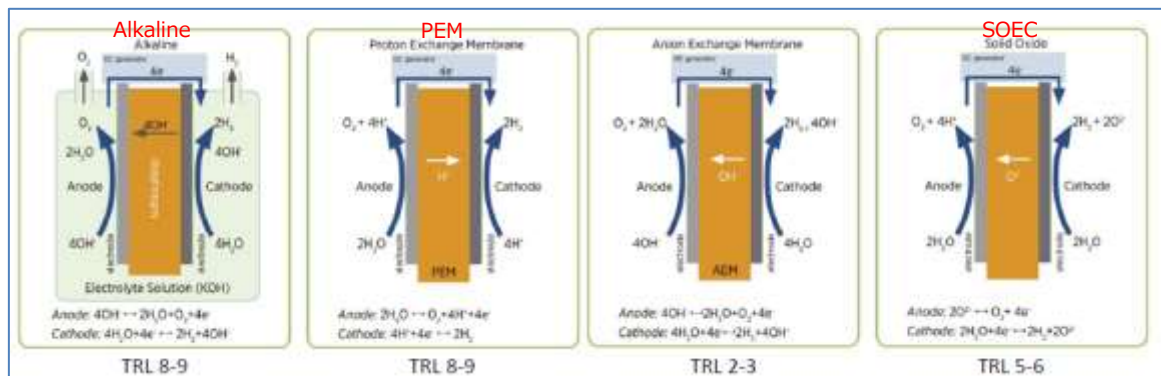


図 2.3.13 各種電解技術の作動原理 (IRENA) ¹²⁾

技術成熟度 (TRL) に加えて商用成熟度 CRI (Commercial Readiness Index) が併記されているので参考として示す (図 2.3.13)。

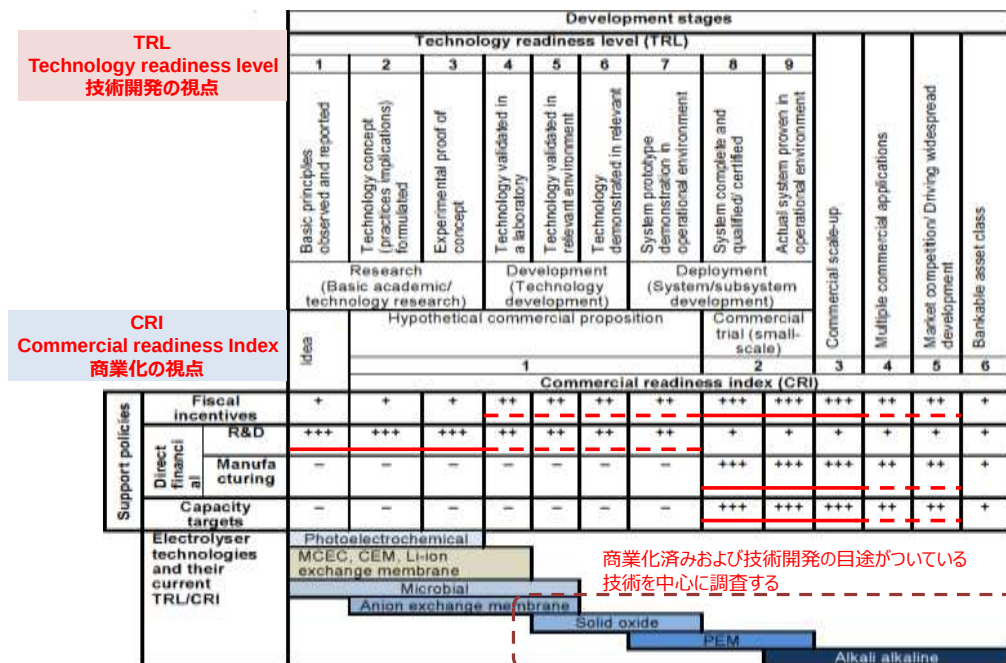


図 2.3.13 グリーン水素のための水電解技術の成熟度 TRL と CRI ¹¹⁾

CRI では、TRL が最終の 9 : 商業化段階がレベル 2 に相当し、その後 3、4、5、6 で用意されており商業化されたのちその技術が世の中に広く採用されるまでを定義してお

り、再生可能エネルギー分野で特に使われるようになってきた指標である¹³⁾。

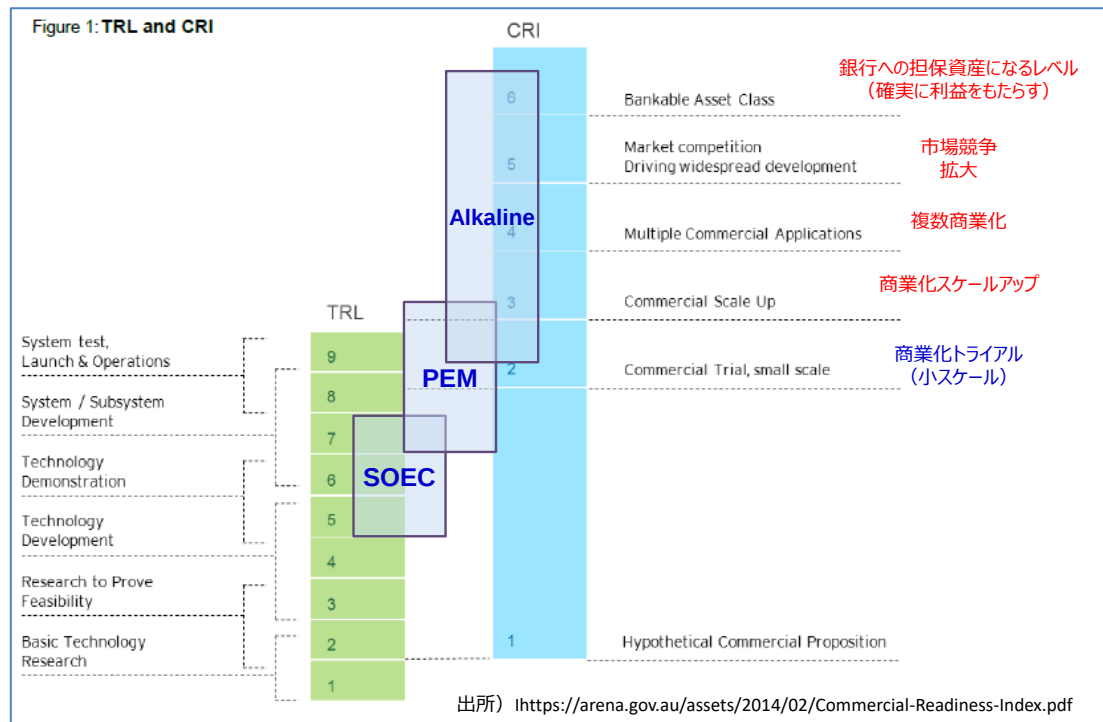


図 2.3.14 TRL と CRI 商業成熟度 (Commercial Readiness Index)¹³⁾

関連技術のコストを含めた最新の開発動向としては、国際再生可能エネルギー機関 IRENA (The International Renewable Energy Agency) からの報告¹⁴⁾を参考に 2050 年に向けた各電解技術の課題を表 2.3.4 に示す。まず商業化が最も進行しているアルカリ電解は、スタックサイズを現状の 1 MW から 10 MW に大規模化するなどして、現在でも最も低い設備投資コストは 100 \$/kW (スタック) 以下になり、且つ、寿命は 10 年以上の 10 万時間となっている。欧州メーカーを中心に商業化が進んでいる PEM 電解は、アルカリ電解とほぼ同様の目標設定がなされており、特に現行の高コスト 400 \$/kW を技術開発による貴金属の低減などにより達成することが求められている。商業化が今後期待されている SOEC 電解は、運転効率が最も高い特徴を有するが、大規模化は 200 kW (10 MW の 50 分の一)、コストは現行 2,000 \$/kW 以上を 10 分の一の 200 \$/kW (100 \$/kW の 2 倍) へ、寿命も現行 2 万時間以下を 4 倍以上の 8 万時間へ、と高い技術課題を超えてゆく必要がある。

表 2.3.4 グリーン水素製造のための水電解技術、2050 年に向けた課題

電解槽	Alkaline	AEM	PEM	SOEC
電解質／膜	KOH	Anion Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Ceramic : Solid metal oxide
電極	Ni & Ni-Mo	Ni	Pt & Pt-Pd	ペロブスカイト
Stack unit size	1MW→10MW	2.5kW→2MW	1MW→10MW	5kW→200kW
運転温度 (°C)	70-90→90	40-60→80	50-80→80	700-850→600
運転圧力 (bar)	<30→70	<35→70	<70→70	<10→20
LHV効率%	50-68→70	52-67→75	50-68→80	70-85→85
Capital cost stack \$/kW	270→100	unknown→100	400→100	> 2,000→200
Lifetime stack (千時間)	60→100	>5→100	50-80→100	<20→80
長所	低製造コスト 大規模化可能	膜による電解質とガスのリーク防止	高効率 高耐久性	高効率 貴金属未使用
短所	効率中程度 腐食性 (高アルカリ)	低TRL サイズ小	Pt高価格 Pt,Ir資源制約	中TRL 製造技術未成熟

IRENA (2021)資料¹⁴⁾を参考に JPEC で編集

(5) 稼働中および建設予定のグリーン水素製造プロジェクト関連の動向

IEA では Global Hydrogen Review にて定期的に水素製造関連の技術動向を報告している (2021 年版⁴⁾、2022 年版⁶⁾)。加えて世界を対象に個々の進行中プロジェクトを、IEA Hydrogen projects database⁷⁾としてエクセル形式のデータベースで提供している。これら公開情報を元に JPEC にて加筆した製油所関連の水素プロジェクト一覧を表 2.3.5 に示す。

表 2.3.5 稼働中・計画中の主な製油所関連水素プロジェクトの動向 (IEA)

Project	Location	Status	Start-up date	Technology	Size
Horizon Oil Sands	Canada		2009	Oil + CCUS	438 kt CO ₂ /yr
Port Arthur *	US		2013	Natural gas + CCUS	900 kt CO ₂ /yr – 1.1 kt H ₂ /yr
Port Jerome *	France		2015	Natural gas + CCUS	100 kt CO ₂ /yr – 39 kt H ₂ /yr
Quest	Canada	Operational	2015	Natural gas + CCUS	1 000 kt CO ₂ /yr – 300 kt H ₂ /yr
H&R Oerlikon Hamburg-Neuhof	Germany		2018	Electrolysis (PEM)	5 MW
North West Sturgeon refinery	Canada		2020	Bitumen gasification + CCUS	1 200 kt CO ₂ /yr
Pernis refinery (gasification)	Netherlands	CCU project – Operational CCUS project – Feasibility studies	2005 2024 (CCUS from 2024)	Heavy residue gasification with CCU	400 kt CO ₂ /yr – 1 000 kt H ₂ /yr 1 000 kt CO ₂ /yr – 1 000 kt H ₂ /yr
Refthyne (2 phases)	Germany	Phase 1 – Operational Phase 2 – Feasibility studies	2021 2025	Electrolysis (PEM)	Rheinland-SHELL ← ITM Power 10 MW 100 MW 2021 15ktpa
HySynergy (3 phases)	Denmark	Phase 1 – Under construction Phases 2/3 – Feasibility studies	2022 2025-30	Electrolysis (PEM)	Everfuel ← Nel 20 MW 300 MW / 1 000 MW Alkaline
Multiply	Netherlands	Under construction	2022	Electrolysis (SOEC)	Neste refinery Rotterdam SOEC - Sunfire 2.8 MW
Prince George refinery	Canada	FID	2023	Electrolysis (Unknown)	n.a.
OMV Schwechat Refinery	Austria		2023	Electrolysis (PEM)	10 MW
Westküste 100 (2 phases)	Germany	Phase 1 – FID Phase 2 – Feasibility studies	2023-28	Electrolysis (Alkaline)	Heide Refinery Alkaline - thyssenkrupp 30 MW / 300 MW Phase 2, S/U 2023
H2All	Spain		2025	Electrolysis (Alkaline)	100 MW
Gela biorefinery	Italy		2023	Electrolysis (PEM)	20 MW
Taranto Sustainable refinery	Italy		2023	Electrolysis (PEM)	10 MW
Castellon refinery	Spain		2023	Electrolysis (Unknown)	20 MW
Pernis refinery (electrolysis)	Netherlands		2023	Electrolysis (Unknown)	Holland Hydrogen - phase 1 200 MW
Saras Sardinia refinery	Italy	Feasibility studies	2024	Electrolysis (Unknown)	20 MW
Stanlow refinery	United Kingdom		2025	Natural gas + CCUS	80 kt H ₂ /yr
H2 50	Netherlands		2025	Electrolysis (Unknown)	250 MW
Preem CCS	Sweden		2025	Natural gas + CCUS	500 kt CO ₂ /yr
Grupa Lotos refinery	Poland		2025	Electrolysis (Unknown)	100 MW
Zeeland refinery	Netherlands		2026	Electrolysis (Unknown)	150 MW
Lingen refinery (2 phases)	Germany	Phase 1 – Feasibility studies Phase 2 – Early stages	2024 n.a.	Electrolysis (Unknown)	50 MW 500 MW
Deffurys 1 (2 phases)	Netherlands		2024 n.a.	Electrolysis (Unknown)	150 MW 1 000 MW

* These plants produce merchant hydrogen to supply refineries.

IEA Hydrogen projects database 2022⁷⁾などを基に JPEC で加筆編集

この中から、製油所にて電解槽を追加し、得られるグリーン水素を製油所内で活用することを目指しているプロジェクトを紹介する。

ア. Shell 社 Rheinland 製油所 Refthyne

近隣の再生可能エネルギー（太陽光発電、洋上風力発電）及び Rheinland 製油所内に設置した 10MW 水電解槽（PEM、ITM Linde Electrolysis coordinated by SINTEF）を用いてグリーン水素を生産する（2021 年設置済み、1,300 t／年の水素）。生産したグリーン水素は製油所内で利用し、グレー水素を置き換えてゆく。2024 から 2025 年には電解槽を 100 MW へ拡大（水素量 15 kt／年）する計画であり、将来的には合成燃料やバイオ燃料等、様々な用途に活用するため、このグリーン水素プラットフォームの早期構築が極めて重要と報告されている（ERTC 2022 同社発表資料ほか、図 2.3.15）。



図 2.3.15 Shell 社 Rheinland 製油所の 2030 年ビジョンと設置済み PEM 電解槽（10MW）

イ. Heide 製油所 WESTKUSTE100/HySCALE100/KEROSyN100

2017 年から製油所転換戦略の検討を開始し、脱炭素に向けて WESTKUSTE100、HySCALE100、KEROSyN100 の 3 つのプロジェクトを進めている（図 2.3.16）。

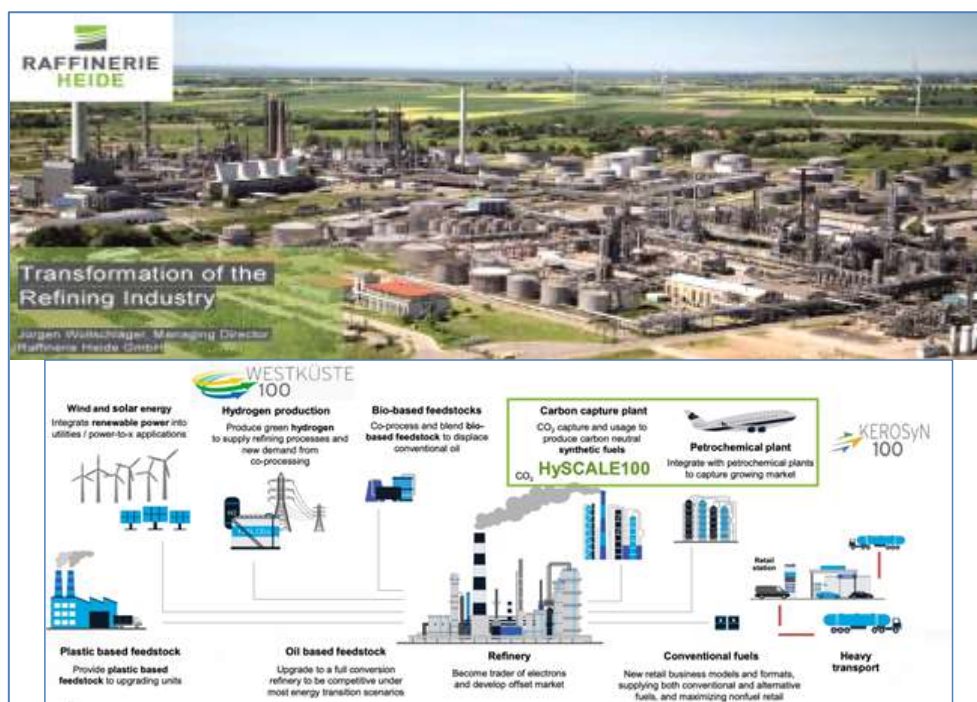


図 2.3.16 Heide 製油所の概観（上）と製油所転換の計画概要（下）
WESTKUSTE100/HySCALE100/KEROSyN100 出所）Heide 公表資料

① WESTKUSTE100

再生可能エネルギー（洋上風力発電）及び Heide 製油所内に建設した 30 MW 水電解槽を用いて、産業規模でのグリーン水素を生産する。生産したグリーン水素は製油所の既

存脱硫プロセスや、新たに導入するバイオマスや廃プラスチックの Co-processing 用途等に利用することで、現在のグレー水素をグリーン水素に転換する。次のステップで 700 MW まで増強予定。

<https://www.westkueste100.de/en/>

なお後述する電解槽メーカーのドイツ thyssenkruppe ホームページによると Phase1 (30 MW)、Phase2 (700 MW) とともに同社が提供すると見られる。

<https://www.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/en/media/press-releases/westkuste100-receives-funding-from-federal-ministry-of-economic-affairs>
(2020 年 8 月 3 日)

② HySCALE100

Holcim のセメント工場及び Heide 製油所から回収した CO₂ と、Heide 製油所に建設する 500 MW 水電解槽 (2026 年稼働予定、最終的には 2 GW まで拡大) より製造したグリーン水素を用いて、e-メタノールを製造する。また電解槽から水素と共に生成される O₂ は Holcim セメント工場の酸素燃焼が可能なキルンに供給される。

<https://www.heiderefinery.com/entwicklung-von-gruenem-wasserstoff-in-der-raffinerie-heide-rueckt-einen-schritt-naeher>

③ KEROSyN100

e-メタノールを原料とした e-ケロシン (SAF) 製造の実証プロジェクトである。なお、グリーン水素から e-ケロシンを製造する上で、FT 合成ルートとメタノールルートのどちらがより適したルートであるのか調査を行い、メタノールルートを選択した。現在はパイロットプラント建設という第 2 段階に進むための議論、パートナー探しを行なっている。

<https://cleantechhub.lufthansagroup.com/en/alternative-fuels-emissions/kerosyn100.html>

（６）電解槽メーカーの動向

IEA Global Hydrogen Review 2022⁶⁾によると 2021 年時の水電解による水素はで世界水素製造量の 0.1%程度であったが、電解槽容量は 510 MW に達した。勢いは増しており 2022 年には 1.4 GW に達し、さらに 2030 年には 134 GW を見込んでいる（図 2.3.17）。状況は常に変化しており、このレポートでは建設中と FID 決定済みの PJ 数 175 で容量計は 9.5 GW とのことである。新規建設される電解槽の個別容量は、徐々に大容量化しており、2021 年時の平均で 5 MW が、2025 年には 260 MW、2030 年には GW レベルに達すると予測されている。

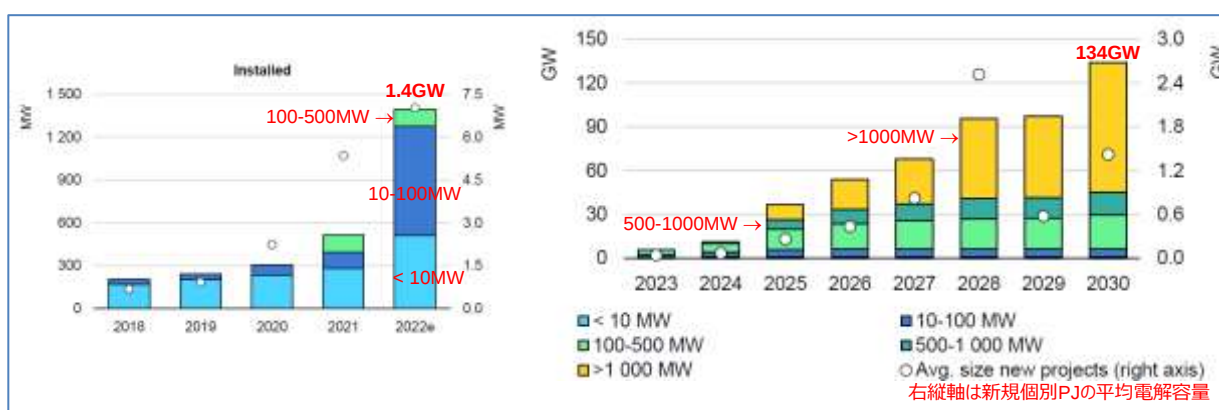


図 2.3.17 2022 年導入済み電解槽容量の実績（左）と 2030 年までの電解槽導入計画容量（右）⁶⁾



図 2.3.18 電解槽製造側からの電解槽容量見通し⁶⁾

電解槽設備の今後の普及は、利用側の投資判断はもちろん重要であるが、容量の見込みという点では、電解槽製造メーカーの製造容量（キャパ）が決定的と考えられる。同じ IEA による製造メーカーの製造容量見通しを図 2.3.18 に示す⁶⁾。要点として以下が挙げられる。

- ① 2030 年にかけて、現状の約 10 GW／年から、60 GW 超に増大。その内訳は、EU と中国で 7 割から 8 割を占める。
- ② 電解槽タイプは、TRL の高いアルカリ電解が当面過半数を占めるが、今後は PEM が割合を伸ばす。SOEC は徐々に立ち上がり 2030 年には 5%程度。

- ③ 2030 年、中国は、製造容量的には EU をやや上回り世界一。タイプとしてはアルカリ電解がほとんど。大規模製造技術による低コストが強みと考えられる。EU は、効率と耐久性の高い PEM が容量的にアルカリを超える見込み。後述する ITM、NEL、Siemens など開発に力を入れているメーカーの寄与が大きいと予想される。

製造メーカー別の情報としては、ドイツ Power-to-X GmbH は、17 社の製造メーカーによる 92 種の電解槽をデータベース化しており、例えば個別容量 1-10 MW は、図 2.3.19 で示される（1-100 kW、100-1,000 kW、1-10 MW、10 MW 以上で分類）¹⁵⁾。

個別容量 1-10 MW レベルでは、30 電解槽のうち PEM が 20、アルカリ（AEL）が 8、AEM（Enapter 社）、SOEC（Sunfire 社）がそれぞれ 1 つである。10MW 以上となると、PEM が 5、AEL が 3 であり、このレベルでは SOEC と AEL はラインナップされていない。

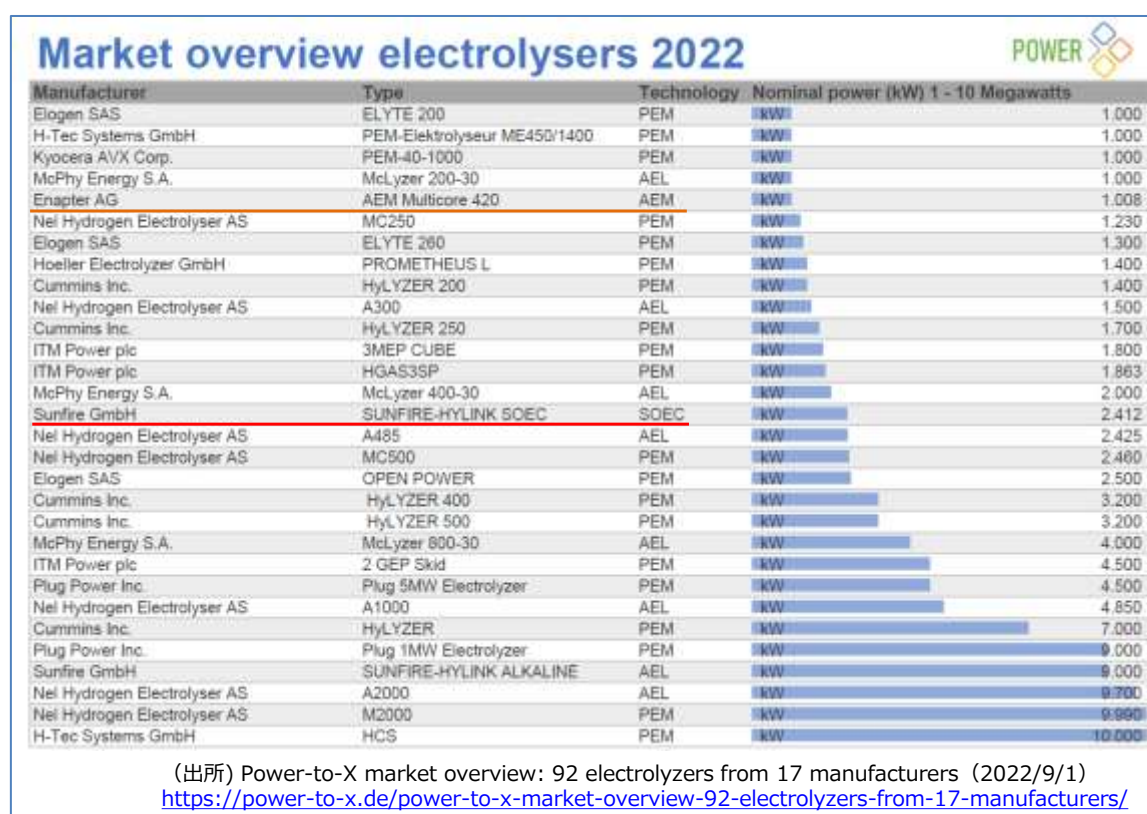


図 2.3.19 電解槽メーカーと装置公称電力（ドイツ Power-to-X GmbH 調べ）¹⁵⁾

同様の情報として IEA Energy Technology Perspectives 2023 にも電解槽製造メーカーに関する情報があり、代表的な情報として図 2.3.20 に一覧表を示す。

- ① 現在世界レベルの電解槽メーカーは EU を拠点としており、thyssenkrupp nucera、Nel Hydrogen、ITM Power、McPhy、Siemens が比較的長期の技術開発を行ってきており、世界をリードしている（アルカリ電解と PEM）。

- ② すでに商業運転レベルにあるアルカリ電解が製造側も採用側も主流である。メーカーはドイツ thyssenkruppe がリードも、中国拠点メーカー（John Cockerill など）が製造規模を増加させつつある。

【参考】 thyssenkruppe（ドイツ）社のアルカリ電解槽、容量別ラインナップ

Electrolyzer (MW)	H2(Nm3/h)	H2 TPA
2	400	300
20	4,000	3,000
100	20,000	15,000
1,000	200,000	155,000

- ③ PEM は欧米中心で市場投入され、効率と耐久性の高さがメリットで、ITM Power、Nel Hydrogen、Siemens、Plug Power（USA）などが開発を進めている。
- ④ SOEC では Topsoe 社が製造工場を Herning デンマークに建設すると発表。2025 年稼働予定。500 MW を G アンモニア製造用に提供。

<https://www.greencarcongress.com/2022/09/topsoe-confirms-fid-to-build-worlds-largest-soec-electrolyzer-plant-companys-biggest-single-investme.html>

USA 系では燃料電池メーカーの Bloom Energy 社が同社の固体酸化物型燃料電池（SOFC）技術を活用し SOEC 販売を行うことを表明。同社によれば、1kg の水素製造に必要な電気量は、PEM やアルカリでは 52－54 kWh が、作動温度が高温のため効率の高い SOEC では 37.7 kWh と約 70%になるという（同社のパイロットテスト結果：<https://www.bloomenergy.com/bloomelectrolyzer/>）。

Table 4.5 Announced expansion plans of key electrolyser manufacturers

Manufacturer	Company HQ	Manufacturing capacity			
		Manufacturing location	Type of electrolyser	Today (GW)	2030* (GW)
電解槽製造メーカー Traditional and new electrolyser manufacturers					
thyssenkrupp nucera	Germany	Globally	Alkaline	1	5
Nel Hydrogen	Norway	Norway	Alkaline	0.5	2
		United States	PEM	<0.1	<0.1
		Other/unspecified	Alkaline	-	8
John Cockerill	Belgium	China	Alkaline	0.5	2
		India	Alkaline	-	2
		Europe	Alkaline	-	2
		Other/unspecified	Alkaline	-	2
ITM Power	United Kingdom	United Kingdom	PEM	0.2	1.5
		Other/Unspecified	PEM	-	3.5
McPhy	France	Europe	Alkaline	0.3	1.3
HydrogenPro	Norway	China	Alkaline	0.3	0.3
		Other/Unspecified	Alkaline	-	5
Ohmium	United States	India	PEM	0.5	2
Sunfire	Germany	Europe	Alkaline	0.04	1
燃料電池製造メーカー Traditional fuel cell manufacturers					
Plug Power	United States	United States	PEM	0.5	1.5
		Australia	PEM	-	2
		Other/Unspecified	PEM	-	1
Siemens Energy	Germany	Germany	PEM	0.25	0.25
		Europe	PEM	-	3
Bloom Energy	United States	United States	SOEC	1.5	2
新規参入製造メーカー New market entrants					
LONGi	China	China	Alkaline	0.5	5
Sungrow	China	China	Alkaline	0.5	1
Topsoe	Denmark	Denmark	SOEC	-	5
Remaining current capacity and other announced expansions				4	>40

図 2.3.20 主要な電解槽メーカーによる公表ベースの製造容量計画 (IEA) ⁵⁾

2. 3. 3 CO₂ 吸収・回収や CO₂ 用途開発技術など排出 CO₂ を削減する技術

(1) CCS (CO₂ 回収・貯蔵) と CCU (CO₂ 回収・利用) の必要性和関連用語説明

GHG 削減の主対象の CO₂ 発生量に関し、2050 年実質ゼロの NZE シナリオで代表される政策の中で CO₂ 削減を行う CCS (Carbon Capture & Strage) および CCU (Carbon Capture & Utilisation) (CCS と CCU を合わせて CCUS と呼ぶ場合もある) は特に重要である。図 2.3.21 に IEA の NZE シナリオにおける全体 CO₂ 発生量推移 (右) と各セクターの推移 (左) を示す。これによると CO₂ 発生量で 2050 年時点でゼロにならないのは、工業と運輸セクターであり、全体でゼロにするためには、ネガティブエミッションとしての BECCS や DACS が必要となることを示している。関連用語は次ページで解説する。

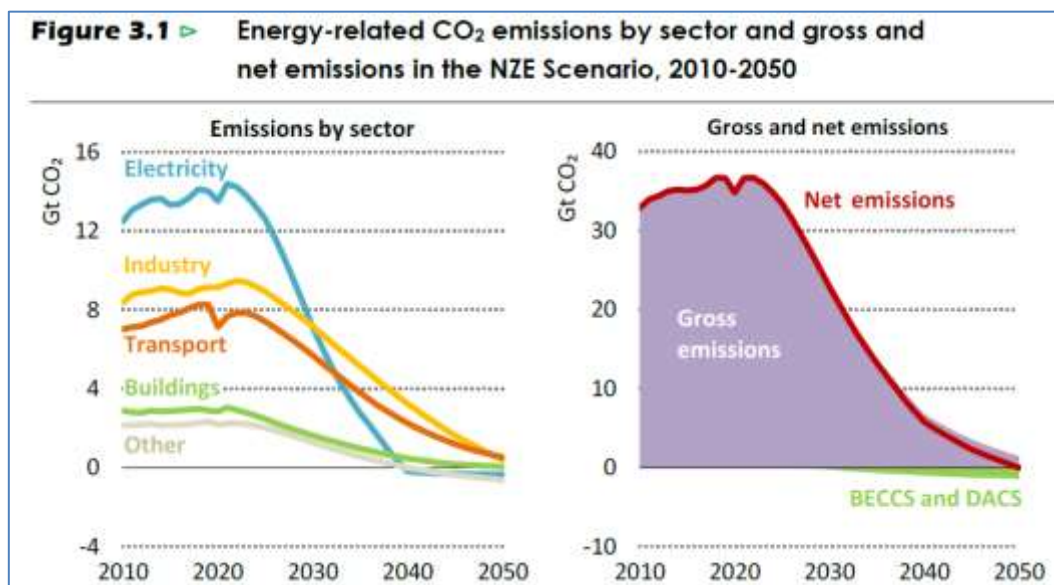


図 2.3.21 NZE シナリオにおける世界 CO₂ 発生量推移 (IEA) ⁶⁾

前章「2. 3. 2」のように、特に運輸セクターにおいては燃料の低炭素化を図るためには水素が必須となる。Global CCS Institute によると、製造時に CO₂ を発生しないクリーン水素、ブルー水素とグリーン水素が 2050 年にはすべてを占め、その量は現在の 120 Mt/年から 530 Mt/年に増加し、中でも輸送燃料セクターでの利用量が多いことを示している (図 2.3.22) ¹⁶⁾。

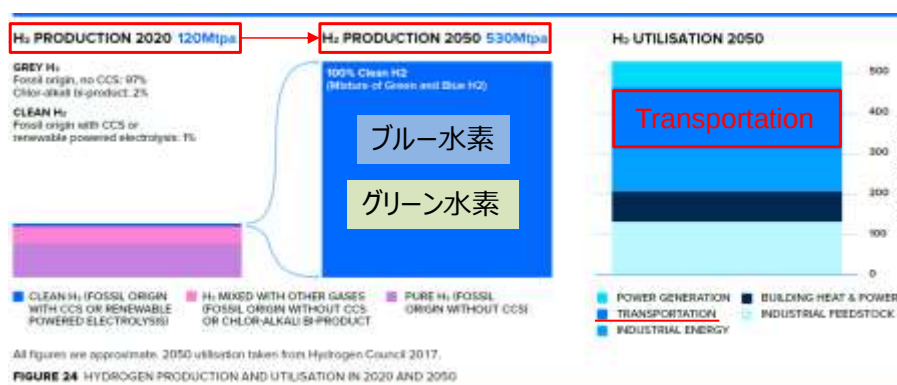


図 2.3.22 2050 年クリーン水素の必要性 (Global CCS Institute) ¹⁶⁾

図 2.3.23 に IEA が提唱する循環社会の中で、ブルー水素およびグリーン水素ならびに CO₂ 循環における BECCS と DACCS の位置づけを示す。

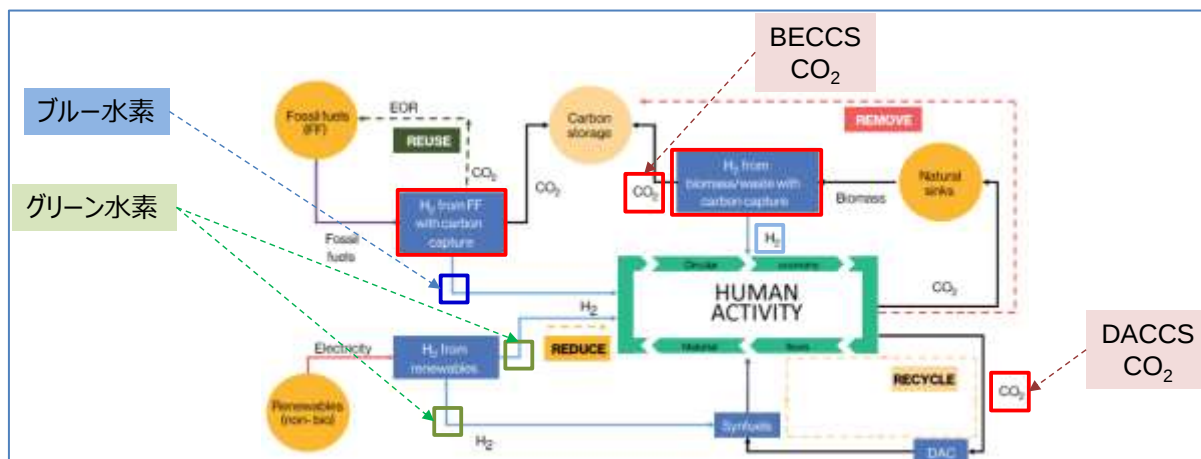


図 2.3.23 循環社会に向けた水素・炭素の流れ (IEA)
出所) IEA、Circular carbon economy, August 2020 より抜粋

【用語説明】 ネガティブエミッション技術¹⁷⁾としての BECCS および DACCS

BECCS : Bio-energy with Carbon Capture and Storage

エネルギー利用のためバイオマスを燃焼させたとき、CO₂ は排出されるが、バイオマスのライフサイクル全体での排出量は変わらないため、CO₂ 排出量としてカウントしない約束になっている（カーボンニュートラル）。このバイオマス燃焼時の CO₂ を回収・運搬し、地中に貯留すれば（CCS）、大気中の CO₂ は純減となる。

DACCS : DAC (Direct Air Capture) with Carbon Storage

あるいは DACS : Direct Air Capture and Storage

大気中の CO₂ を直接回収（DAC）し貯留する技術

【用語説明】 CCS+CCU=CCUS および CDR（Carbon Dioxide Removal）

出所) South Pole、Prospects for CCS in Carbon Markets（METI-JOGMEC-IETA 共催ワークショップ、2023 年 1 月 26 日）

図 2.3.24 に各種 CO₂ 削減技術の分類、特に CDR との関連を示す。

CDR は、すでに大気中に放出されている CO₂ を、回収し貯蔵するかセメントやプラスチックなど物質として利用かつ CO₂ をを放出させない技術を指す。**CDR** のうち、バイオマス燃焼の CO₂ を用いる場合が **BECCS**、DAC による CO₂ の場合が **DACCS** であり、共に **CDR** の一部である。

同じ大気中 CO₂ からの CO₂ を利用して合成した燃料（E-fuels あるいは PtX）はカーボンニュートラルに分類され **CDR** とは異なる。

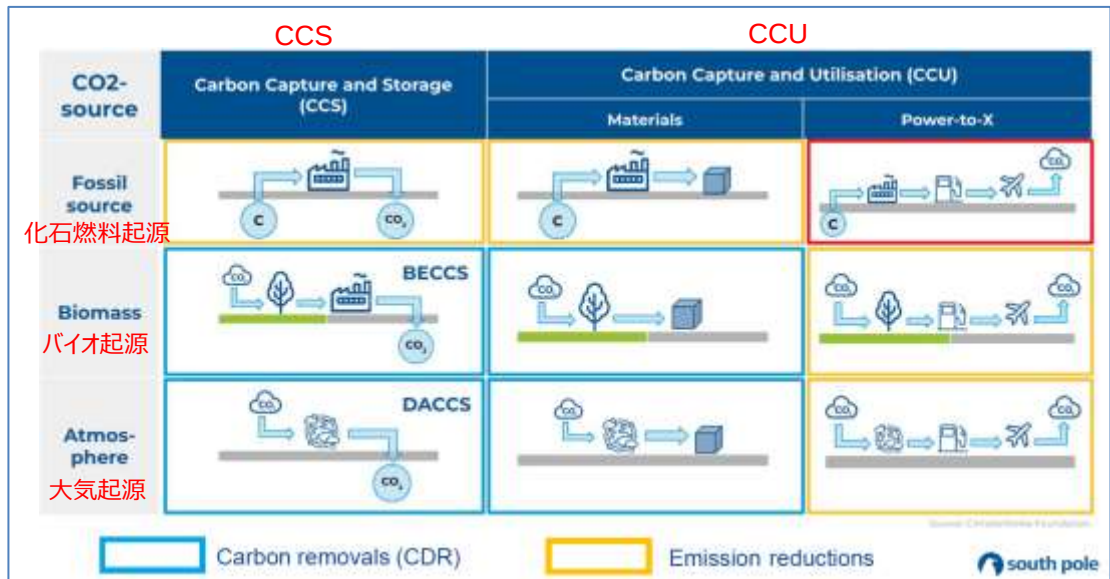


図 2.3.24 各種 CO2 削減技術の分類、CDR の位置づけ (South Pole)

(2) CO2 回収プロジェクトの概要

CO2 回収について Global CCS Institute が定期的の実施中及び計画段階の各プロジェクトを整理して報告している。図 2.3.25 に 2022 年版の世界 CCS 設備の状況一覧を示す。

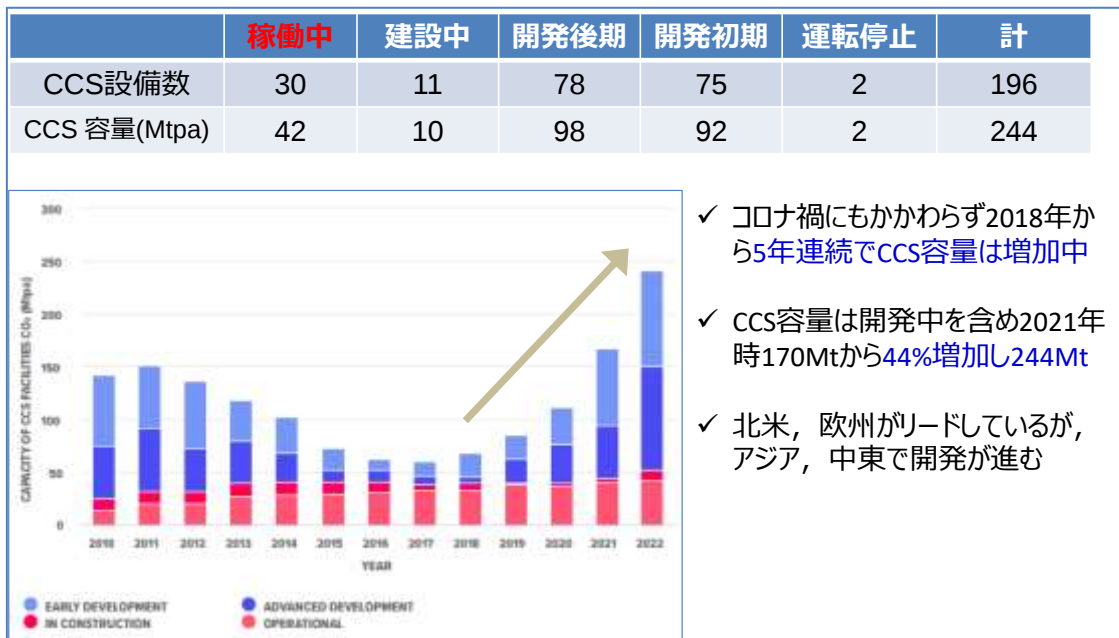


図 2.3.25 2022 年世界の商用 CCS 設備の稼働及び設置計画の状況 ¹⁸⁾

この中で、稼働中もしくは建設・開発中の商用 CCS 設備の状況を図 2.3.26 に示す。稼働中の CCS 商業設備は 30 (42 Mt) で、2021 年 27 設備 (37 Mt) から着実に増加している。さらに特記すべきは、アイスランドに初の DAC 商用設備 (4,000 t) が設置され稼働

開始したということで図面にも追加されている

(<https://climeworks.com/roadmap/orca>)。また、開発中の商用 CCS 設備は世界中、特に北米、EU およびオーストラリアを含む東南アジア、中東で計画されており、今後着実に増加してゆく。

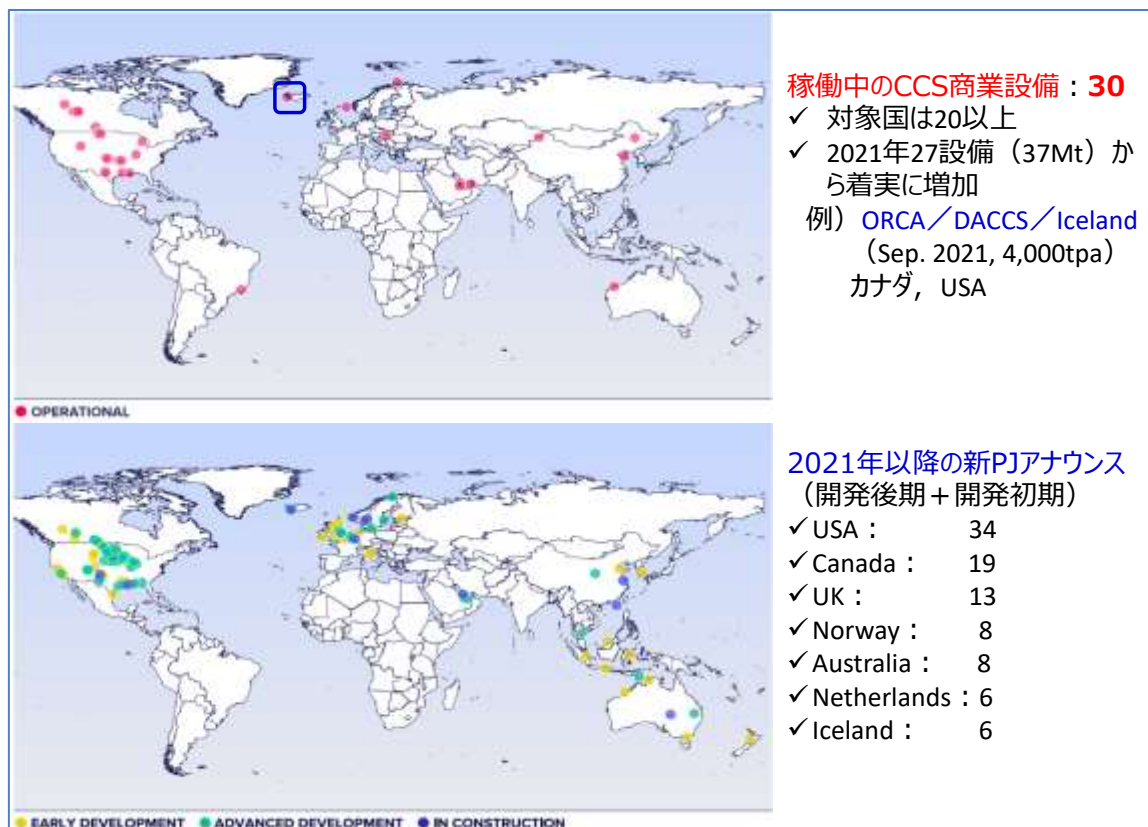


図 2.3.26 2022 年稼働中（上）および建設・開発中（下）の商用 CCS 設備¹⁸⁾

2021 年時点の世界の稼働中および 2030 年までに稼働予定の CCS プロジェクトを図 2.3.27 に示す。現在稼働中の CCS 設備の大半は、天然ガス製造に付随するものであったが、今後は水素製造や化学・エタノール製造に付加する設備ならびに天然ガス・石炭による発電設備併設が規模と共に多くなることが分かる。なお石油精製プラント関連では、水素製造が該当し、ロッテルダムの Porthos プロジェクトが挙げられる。

Porthos プロジェクトは、Shell（Pernis 製油所）を含む四つの CO₂ 排出企業（Air Liquide、Air Products、ExxonMobil、Shell）と関係エンジニアリング等がパートナーシップを結び 2024 年の稼働を目指し、北海への CCS を含むネガティブ CO₂ を準備中。CO₂ 貯蔵量は、2.5 百万トン（Mt）／年×15 年を予定している。

<https://www.portofrotterdam.com/nl/nieuws-en-persberichten/grootste-nederlandse-project-voor-co2-reductie-porthos-ligt-op-schema>

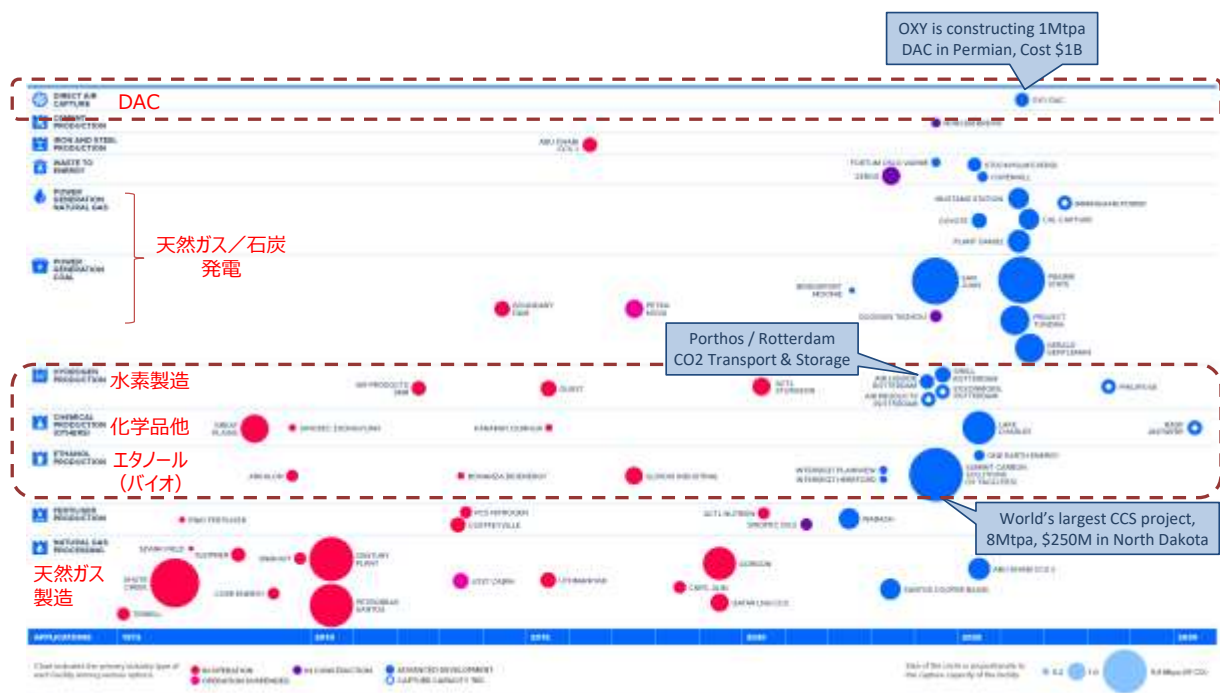


図 2.3.27 2021 年時世界稼働中および 2030 年までに稼働予定の CCS プロジェクト¹⁶⁾

(3) CO₂ 吸収・回収技術とコストを含めた概要

CO₂ 吸収・回収技術は一部実用化され更なる検討がなされているが、導入拡大には低コスト化が大きな課題と言われている。いずれも排出ガス中の CO₂ を吸着などで分離し、分離した CO₂ を高純度で分離するプロセスからなっている。吸着・分離法の違いから大きく以下の 6 種に分類し（化学吸収、物理吸収・吸着、酸素燃焼、膜分離、深冷分離、DAC）、主な特徴と主要メーカーを表に示す。

表 2.3.6 CO₂ 吸収・回収技術の概要一覧

	化学吸収	物理吸収・吸着	酸素燃焼	膜分離	深冷分離	DAC
主要技術	アミン吸収	PSA TSA	Oxyfuel Combustion	膜分離・精製	天然ガス 精製	
分離コスト 円/t-CO ₂	6,000-4,000	8,000-3,000	~3,000	6,000	>10,000	NK
世界メーカー	Honeywell UOP Amine Guard BASF Shell AXENS	Honeywell UOP AirLiquide/Linde Shell		Honeywell UOP Schlumberger EnviTec Biogas Eisenmann	ExxonMobile AirLiquide	Carbon-Engineering Climeworks Global Thermostat
日本メーカー	IHI 千代田化工 東洋エンジ 日揮グローバル 三菱重工	日揮グローバル コスモエンジ 吸着技術工業 住友精機 大陽日酸、など	IHI	千代田化工建設 日揮グローバル		川崎重工 炭素回収技術研究機構 IHI 三菱重工

Global CCS Institute¹⁹⁾他各種資料を基に JPEC で編集

なお最も汎用的な化学吸収法のプロセス構成はどのメーカーもほぼ同様とのことで、その概要は図 2.3.28 に示される。三菱重工エンジニアリング社によると、差別化要素は、初期コスト、運転に必要なエネルギー、吸収液の性能などで、同社の化学吸収液（KS-1、KS-21）は、排ガスからの CO₂ 回収において世界シェアトップとのことである。

<https://www.mhi.com/jp/products/engineering/co2plants.html>

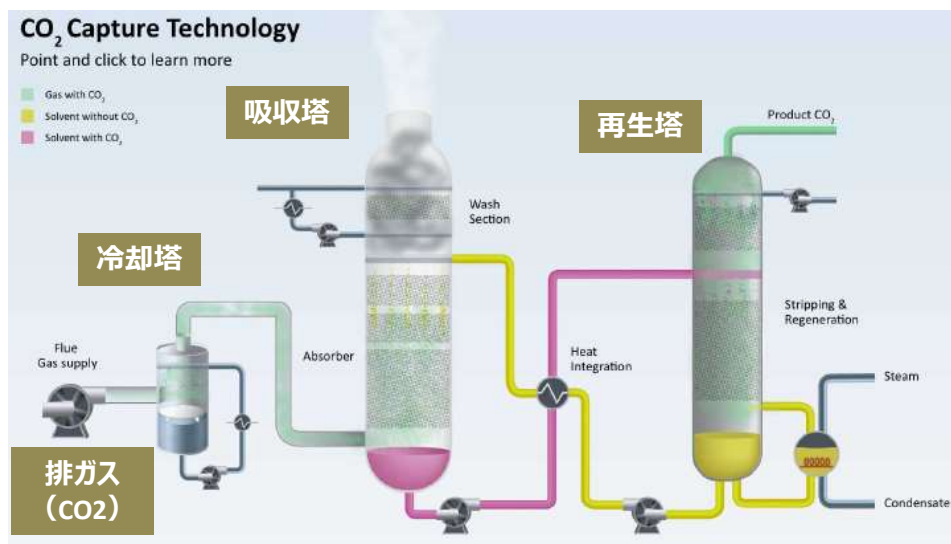


図 2.3.28 化学吸収法による CO₂ 回収プロセスの概要

ア. Honeywell UOP の製油所関連 CO₂ 吸収・回収技術

表 2.3.6 でも明らかであるが、ほぼすべての技術で Honeywell UOP が主要メーカーとなっている。そこで同社技術セミナー（2022 年 11 月 7 日ベルリン）および同社ホームページから得られた情報を以下記載する。

UOP 社の製油所向け CO₂ 回収技術ラインナップ

- AmineGurard: Solvent for high-concentration, MEA-based system
MEA: monoethanolamine
- Selexol: Physical solvent for high pressure streams and gasification
- Polybed: Pressure Swing Adsorption (PSA)
- Separex: Membrane systems for high partial pressure CO₂ capture
- Benfield Process: Inorganic solvent for highly oxidative streams

表 2.3.7 UOP 社の CO₂ 吸収・回収技術一覧

	AmineGurard	Selexol	Polybed	Separex	Benfield
技術分類	化学吸収	物理吸収・吸着	PSA	膜分離	物理吸収・吸着
入力 CO₂ 圧 Psia	0.5 – 1,000	50 – 1,000	5 - 200	10 – 1,000	50 – 1,000
出口 CO₂ 圧 Psia	0.001 – 100	0.01 - 10	0.5 - 2	2.0 - 50	0.001 – 0.1
適用	一般的 燃焼排ガス	高圧用 ガス化プロセス	水素純度 向上	高 CO ₂ 分圧	酸化雰囲気

Psia (psi absolute)

1,000 psia (69 bar)、100 psia (6.9 bar)、10 psia (0.69 bar)、1 psia (69 mbar)

製油所などでの水素製造で一般的な水蒸気改質 (steam reforming、メタンの場合は SMR) の燃料排ガス中の CO₂ を回収する場合に、UOP 社のこれら技術を組合せ用いることができ、商用設備への導入・運転コストは 20～70 \$/t-CO₂ (分離した CO₂ の貯蔵コストは除外)。

イ. TCM 社：テクノロジーセンターMongstad

2009 年に CO₂ 回収を目的としたジョイントベンチャーを立上げ、2012 年創業。現在、四社が出資 (GASSNOVA, Shell, equinor, TotalEnergies)。世界最大かつ最先端の CO₂ 分離回収技術のテストセンターとし、この分野で世界をリードする。TCM 社の設備概観を図 2.3.29 に示す。

<https://tcmda.com/>

- ・ 現ユニット (Amine/Ammonia) : 12 MWe、75 ktCO₂/y
新規計画 (改良 Amine と膜分離法) : 3 MWe、18 ktCO₂/y
- ・ 独自のアミン溶媒劣化モニター技術と自動制御などで、連続安定運転を可能にしている。オンラインモニターとシミュレーション技術

TCM 社は得られた技術情報を詳しく報告している。

<https://tcmda.com/publication/collection-overview-research-for-more-than-10-years/?ch=1>

<https://tcmda.com/knowledge/>



図 2.3.29 TCM 社：テクノロジーセンターMongstad 概観

ウ. CO₂ 吸収・回収技術のコスト見通し

IEA, Global CCS Institute, 他複数の機関でコスト試算を行っている。用いる技術にも
 当然依存するがコストに大きく影響するのが、排ガス中の CO₂ 濃度である。例として、
 CO₂ 分圧を横軸にして CO₂ 吸収・回収の設備設置から貯蔵までを含めたコスト（CO₂ ト
 ン当たり）を図 2.3.30 に示す。

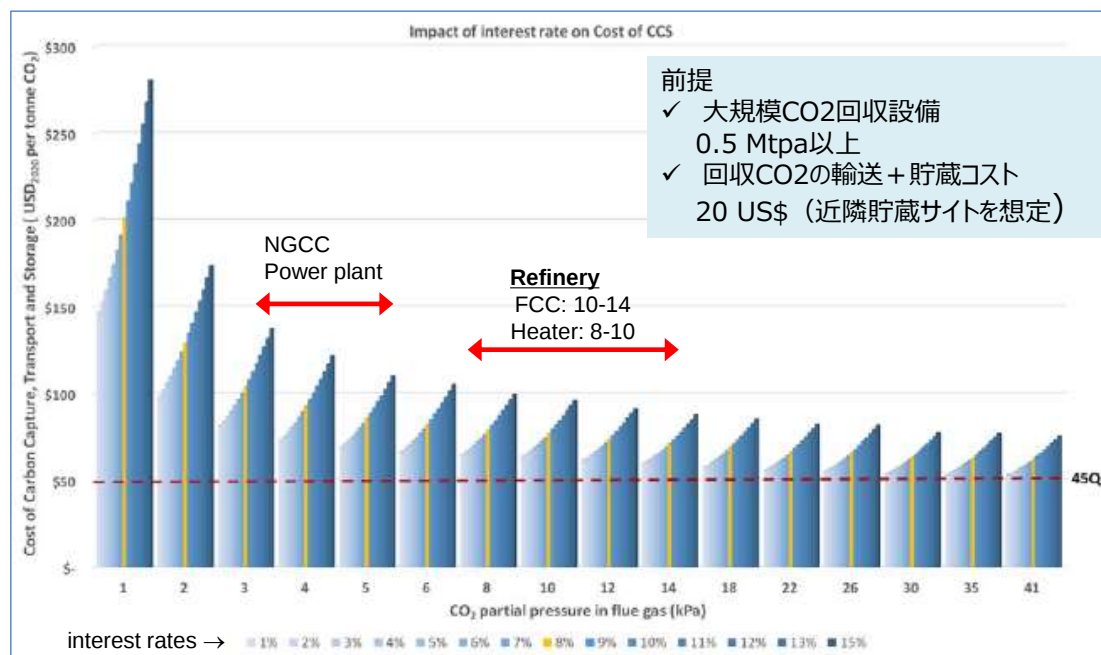


図 2.3.30 CCS 設備の設備・運転・貯蔵コスト（横軸 CO₂ 分圧）²⁰⁾

製油所の主要な設備である加熱ヒーターや FCC 装置からの排ガス中 CO₂ 分圧は、それぞれ 8-10 および 10-14 kPa なので、当該コストは 60\$から 100\$のレンジとなる。

次に CO₂ 回収から貯蔵までを含めた CCS コストの産業別試算例を紹介する。図は AFRY & GaffneyCline が、GCC 向けに CCS/CCUS 技術報告資料からの抜粋である²¹⁾。GCC 域は、米国 (US) 域に比較してコストとしては 15~25%有利 (低コスト) で、主に運転 (Energy) と輸送・貯蔵 T&S (Transport, Storage) コストのアドバンテージと記載されている。日本においては、US 域よりさらに不利な条件になると思われる (Global コスト・灰色バーの上部)。石油精製においては CO₂ 濃度として 10 から 25%域が多く (TCM 社情報では、Power plant

排ガスは CO₂ : 3~5%、FCC/RFCC 装置からの排ガスは CO₂ : ~15%))、CCS コストは 100 \$から 150 \$のレンジになる。CCS コストの内訳は GCC ケースであるが、Power plant では 5 割が運転エネルギー／2 割強が設備コストで、石油精製では 5 割弱が設備コストとなっている。

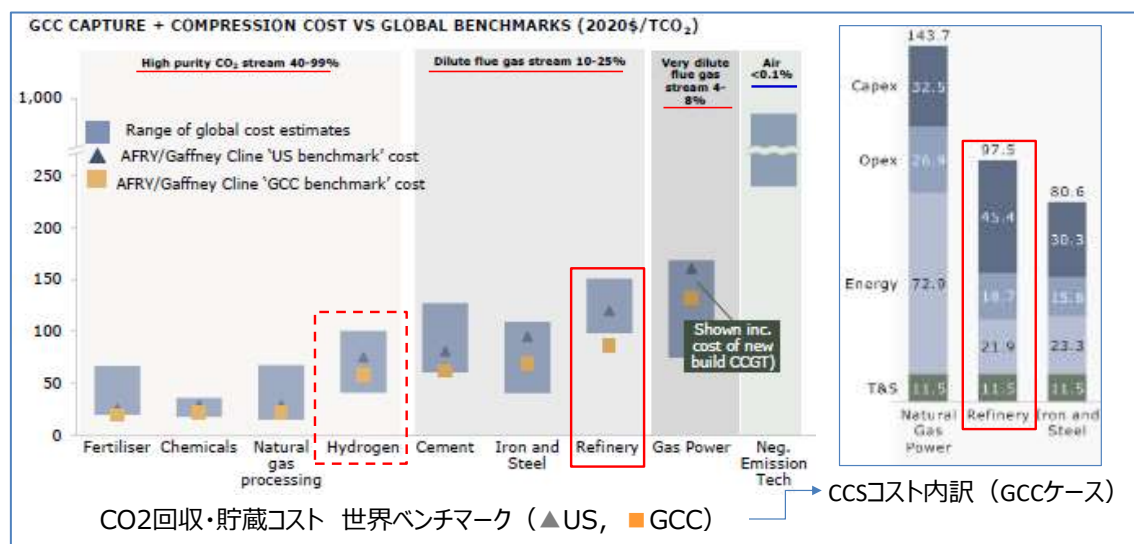


図 2.3.31 産業別 CCS 設備の設備・運転・貯蔵コスト²¹⁾

エ. DAC (Direct Air Capture) 大気中 CO₂ 直接回収技術

CCS は CO₂ 削減の切札であるが、発電や水素製造などに伴う CO₂ に加え、今後期待される CO₂ 源との組合せとしては、バイオエネルギー+CCS (BECCS: bioenergy with CCS) と DACS (direct air capture and storage) が挙げられる。バイオエネルギーの BECCS はある程度普及することが見通せるが、大気中 CO₂ を直接回収する DAC 技術が最も見通しにくい。DAC の普及に関しては、IEA の NZE シナリオで、2050 年には DACS を含めた DAC 全体で 980 Mt (9.8 億トン/年) を見込み、その 36%分 350 Mt (3.5 億トン/年) の CO₂ は貯蔵ではなく、SAF など合成燃料などの原料として利用される (DAC with use) ことが示されている (図 2.3.32)²³⁾。

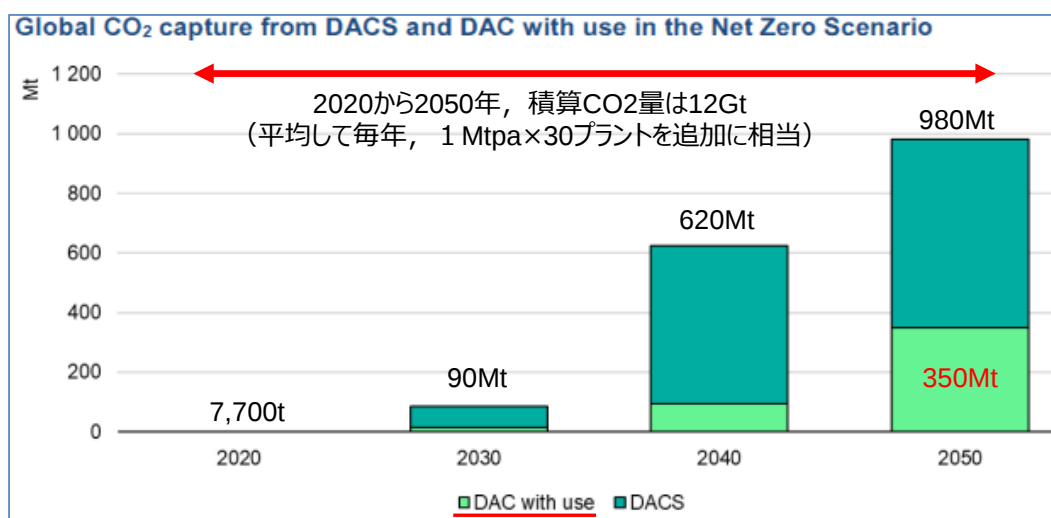


図 2.3.32 NZE シナリオにおける世界 DAC 導入量の見込み (IEA) ²³⁾

DAC 技術および開発している主なメーカーを表に示す。技術的には、低温固体吸着 (LT Solid DAC : S-DAC) と高温液吸着 (HT Liquid DAC : L-DAC) に分かれ、主なメーカーとしてはそれぞれ、Climeworks (スイス)、Global Thermostat (USA) および Carbon Engineering (カナダ) が知られている。

表 2.3.8 DAC 技術分類と主な開発メーカー

低温 (LT) 固体吸着 Solid DAC		高温 (HT) 液吸着 Liquid DAC
TSA Temp. Swing Adsorp.	MSA Moisture Swing Adsorp.	
Climeworks (Switzerland) 100°C	Infinitree (USA) Arizona State Univ.	Carbon Engineering (Canada) 850°C
Global Thermostat (USA) 85 - 95°C	Skytree (Netherlands) European Space Agency	

S-DAC と L-DAC の作動原理を含むプロセス概要を文献 ²⁴⁾より図 2.3.33 に示す。S-DAC では、多孔質の基盤上にアミンなど CO₂ と親和性に高い修飾を施したところに、低温で大気中 CO₂ を吸着させる (吸着工程) と温度上げ+圧力を下げ (真空) CO₂ を脱着させる (脱着工程) を繰り返す。よってこれはバッチ工程となる。

一方、L-DAC では、KOH 液体に大気中 CO₂ を吸着させ K₂CO₃ 溶液とし、(Ca(OH)₂) からなるペレットと反応塔 (Reactor) 内でイオン交換を行い CaCO₃ ペレットに変化させる。次に CaCO₃ ペレットを焼成工程に移動させ 900°C 程度の高温で燃料させることで、CO₂ と CaO に分離、CO₂ は回収し CaO は (Ca(OH)₂) に変化させ反応塔に戻す。図のように反応塔は複数本用意され、それぞれの反応塔は吸着と脱着を繰り返しながら、吸着させる

反応塔を入れ替えてゆくため連続運転なスイングリアクター形式となっている。

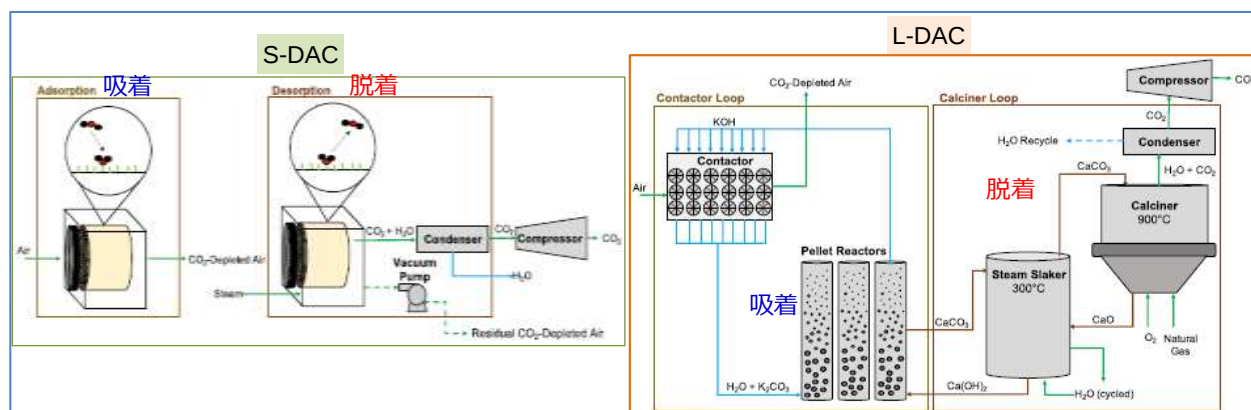


図 2.3.33 S-DAC と L-DAC のプロセス概要 ²⁴⁾



Figure 13. The Climeworks plant in Switzerland. Reproduced with permission granted by Climeworks AG [131].



Figure 14. Carbon Engineering plant in Texas. Reproduced under a Creative Commons license [34].

図 2.3.34 Climeworks の S-DAC と Carbon Engineering の L-DAC 設備 ²⁵⁾

DAC コスト見込みの比較は、試みはなされているが不確かな情報が多く、前提も異なり困難である。一例として ETC の文献から L-DAC と S-DAC を比較したものを図 2.3.35 に示す。いずれも 300 \$/tCO₂ 程度と見込まれている ²⁶⁾。他の CCS 技術に比べてもとりわけ高価であり、今後の量産化および技術開発の進展でどこまで低コスト化が進むかが注目される。

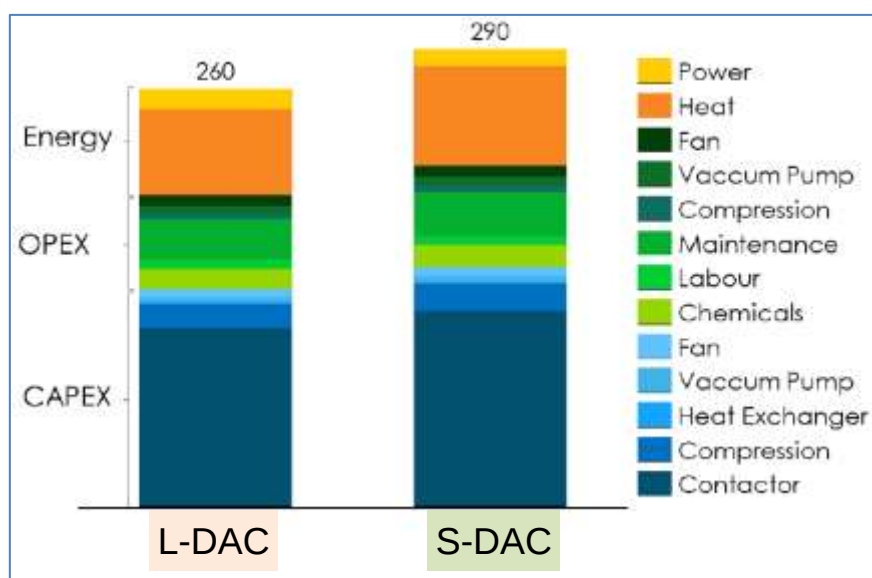


図 2.3.35 L-DAC と S-DAC のコスト比較例（単位：2020 (\$/tCO₂)）²⁶⁾

現時点でのメーカーなど各種情報源から得た主要 DAC メーカーの商用化状況を表 2.3.9 に示す。Carbon Engineering 社は、USA テキサスに 1 Mt/年規模の商用化 1 号プラントを建設中。Climeworks 社は、アイスランドの ORCA に 500 t/年規模のプラントを 8 基、合計で 4,000 t/年の設備を設置した。Global Thermostat 社は、まだパイロットレベルとしているがチリの Haru Oni eFuels pilot plant（2022 年 12 月稼働開始）に DAC 設備を設置しており、その能力は 2,000 t/年規模（250 kg-CO₂/h）とのことである。

(<https://carboncredits.com/how-direct-air-capture-works-and-4-important-things-about-it/>)

各メーカーが主張しているコストを表中に記載しているが、前提などを揃え一律に評価したものではないので参考にとどめておく。

表 2.3.9 主要 DAC メーカーの商用化状況

DAC Company	Profile	Plants	Cost (\$/t-CO ₂)
Carbon Engineering (L-DAC)	Canada 2009, Harvard Univ.	1 st Pilot, 2015, BC, Canada 1 st Commercial Plant, 建設中, TX, USA, 1Mtpa	2018年 94 – 232
Climeworks (S-DAC)	Switzerland 2009, ETH Zurich	1 st prototype, 2013 1 st Commercial Plant, Swiss, 900tpa 2 nd Commercial Plant, Iceland, ORCA, 4,000tpa (500t × 8基) Pilots: Troia (Italy), Dresden (Germany)	2018年 600 2025年 200 2030年 100
Global Thermostat (S-DAC)	USA 2010, Columbia Univ.	1 st Pilot, SRI, California 1,000tpa Other Pilots: Magallanes (Chile), Oklahoma (USA)	2017年 50 今後 15-50

オ. CCS、DAC に大きく影響する米国の セクション 45Q 税控除

関連して Global CCS Institute は、米国の セクション 45Q 税控除 (45Q) が「世界で最も進歩的な CCS 特化型のインセンティブ」と称して内容を報告している²²⁾。これによると石油増進回収 (EOR) 油田でない CO₂ 回収設備で年間 25 kt/年以上の CO₂ が回収され地中貯留専用地に圧入された場合、回収量上限は 500 kt/年として、控除額は 50 USA\$/t-CO₂ となる。同様に DAC で 100 kt/年以上の設備と、発電設備で 500 kt/年以上の CO₂ 回収の場合、上限なしで控除額は 35 USA\$/t-CO₂ となる。なお、2026 年 1 月 1 日までに建設を開始することなど条件が定められており、45Q 税控除を請求できるのは、当該施設が運転開始してから合計で 12 年間である。

なおこれには続きがあり、2022 年 8 月 Inflation Reduction Act of 2022 にて 45Q 税額控除によるインセンティブを強化する以下の内容が含まれている。成立した場合には、CCS 設備はもちろんであるが特に現在高コストといわれる DAC 新設を見据えた開発が促進されることが予想される。

- | | |
|---|------------------------------|
| ・ 地中貯留 : 50 USA\$/t-CO ₂ | → 85 USA\$/t-CO ₂ |
| ・ CO ₂ -EOR/EGR : 35 USA\$/t-CO ₂ | → 60 USA\$/t-CO ₂ |
| ・ (新設) DAC+ CCS : | 180 USA\$/t-CO ₂ |
| ・ (新設) DAC+CCU : | 130 USA\$/t-CO ₂ |

出所) https://www.janus.co.jp/markets/environment/climate_change/ccus/2404/

(4) CO₂ 排出権関連制度の動向

カーボンプライシングとは、二酸化炭素 (CO₂) 排出に対して価格付けし、市場メカニズムを通じて排出を抑制する仕組み。炭素税に代表される「価格アプローチ」と、CO₂ 排出量取引制度 (ETS、Emission Trading Scheme) に代表される「数量アプローチ」、大きく 2 通りある。価格アプローチは、政府などが価格付けする手法、対して数量アプローチでは、排出枠の需給バランスにより市場で価格が決定されることになる²⁷⁾。

今後、各国でカーボンプライシングが導入された場合、企業活動による CO₂ 排出はマイナスコストとなり、コストをかけても CO₂ 排出を削減する方向になることが予想される。この関係を図 2.3.36 に示す。この意味で、今後の CCS 設備導入はカーボンプライシングの動向と密接に関係している。

World Bank はカーボンプライシング状況をマップなどで公開している (図 2.3.37)。また国別の CO₂ 排出 1 トン当たりの炭素価格を図 2.3.38 に示す。図では代表的な EU-ETC は 50 \$ で、EU が GHG 削減目標を引き上げた 2020 年 12 月以降、急激に上昇し 60~90 € 程度で推移している。

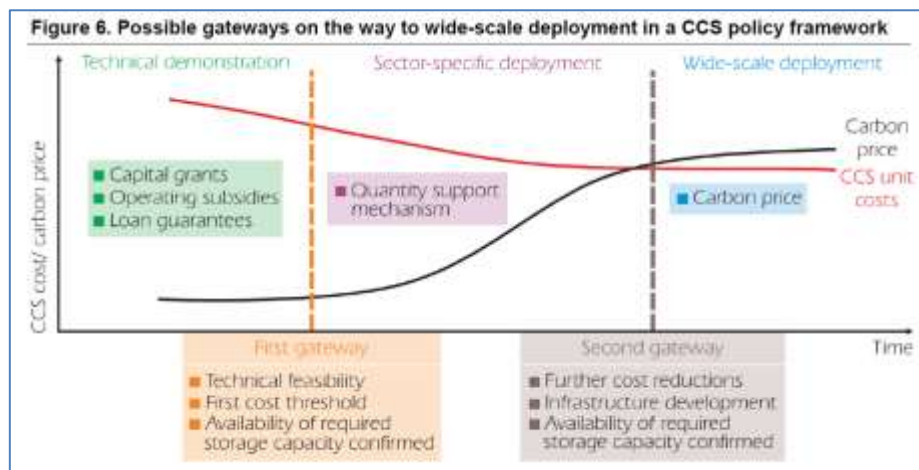


図 2.3.36 カーボンプライシングと CCS コストの関係 (IEA) ²⁸⁾

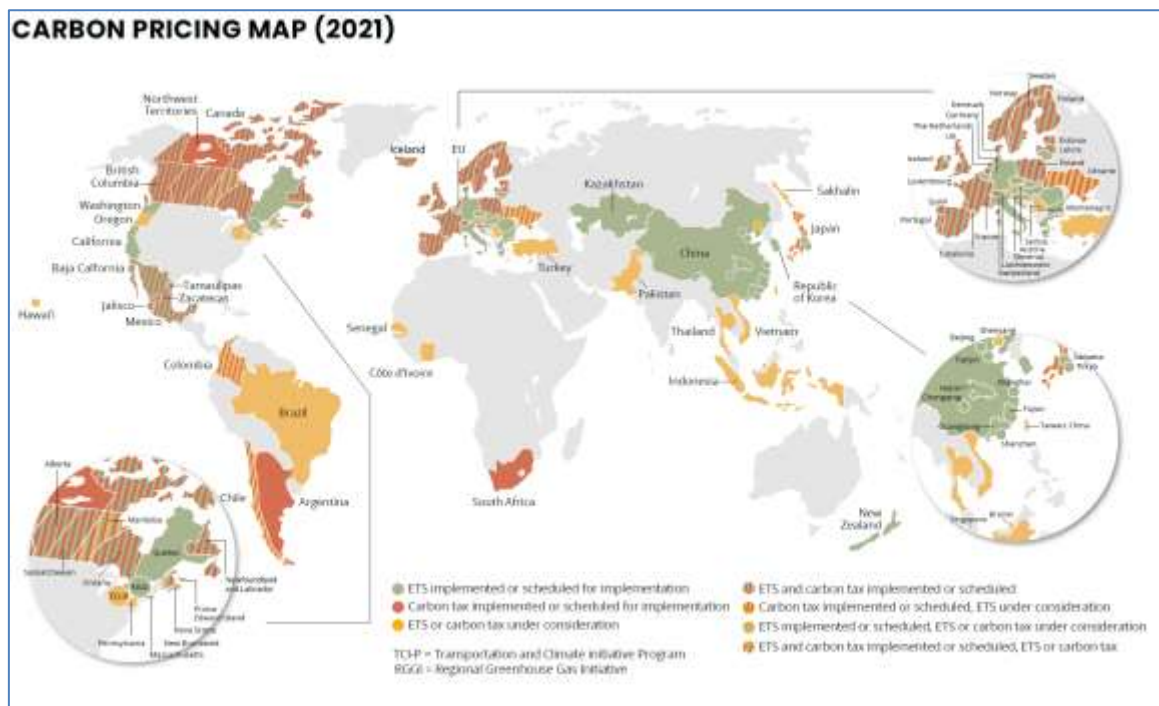


図 2.3.37 カーボンプライシングマップ (2021 年) ²⁹⁾

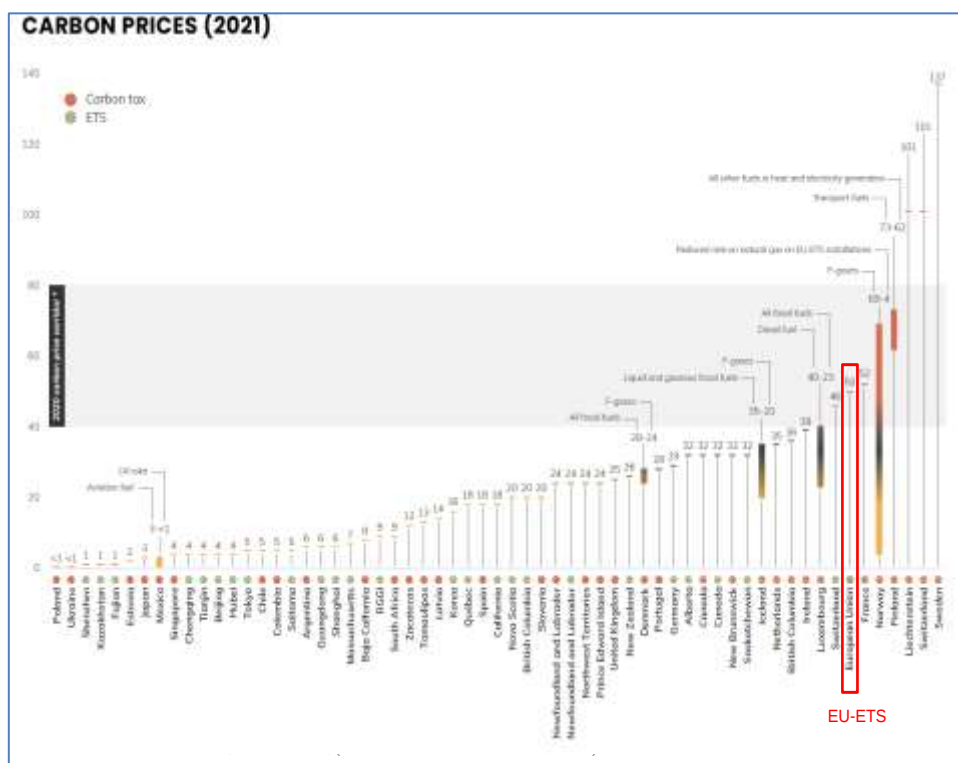


図 2.3.38 国別の CO₂ 排出 1 トン当たりの炭素価格 (2021 年) ²⁹⁾

これらの経緯を踏まえ、我が国でも GX (グリーントランスフォーメーション) 実現のための具体的政策を議論しており、「成長志向型カーボンプライシング構想」として GX リーグの段階的発展・活用に生かす方向性でまとめられつつある。基本方針として図 2.3.39 が示されており、成立に向けての今後の動向に注視してゆく。(参考: 資源エネルギー庁、「GX 実現に向けた基本方針について」2023 年 2 月 14 日) ³⁰⁾

(2) 「成長志向型カーボンプライシング構想」等の実現・実行

- ・ 昨年5月、岸田総理が今後10年間に150兆円超の官民GX投資を実現する旨を表明。その実現に向け、国が総合的な戦略を定め、以下の柱を速やかに実現・実行。

① GX経済移行債を活用した先行投資支援

- ・ 長期にわたり支援策を講じ、民間事業者の予見可能性を高めていくため、GX経済移行債を創設し(国際標準に準拠した新たな形での発行を目指す)、今後10年間に20兆円規模の先行投資支援を実施。民間のみでは投資判断が真に困難な案件で、産業競争力強化・経済成長と排出削減の両立に貢献する分野への投資等を対象とし、規制・制度措置と一体的に講じていく。

② 成長志向型カーボンプライシング(CP)によるGX投資インセンティブ

- ・ 成長志向型CPにより炭素排出に値付けし、GX関連製品・事業の付加価値を向上させる。
- ・ 直ちに導入するのでなく、GXに取り組む期間を設けた後で、エネルギーに係る負担の総額を中長期的に減少させていく中で導入(低い負担から導入し、徐々に引上げ)する方針を予め示す。

⇒ 支援措置と併せ、GXに先行して取り組む事業者にインセンティブが付与される仕組みを創設。

<具体例>

- (i) GXリーグの段階的発展→多排出産業等の「排出量取引制度」の本格稼働【2026年度～】
- (ii) 発電事業者に、EU等と同様の「有償オークション」を段階的に導入【2033年度～】
※ CO₂排出に応じて一定の負担金を支払うもの
- (iii) 化石燃料輸入事業者等に、「炭素に対する賦課金」制度の導入【2028年度～】

※なお、上記を一元的に執行する主体として「GX推進機構」を創設

図 2.3.39 GX 実現に向けた基本方針の概要 (一部抜粋) ³⁰⁾

2. 3. 4 製油所プロセスを直接電化する技術の動向

(1) 製造業界における熱利用の実態

製造業界においては、様々なプロセスの過程で熱が使用されており、米国 DOE が同国の製造業におけるプロセスエネルギーフローに関する 2014 年実績を取り纏めている。

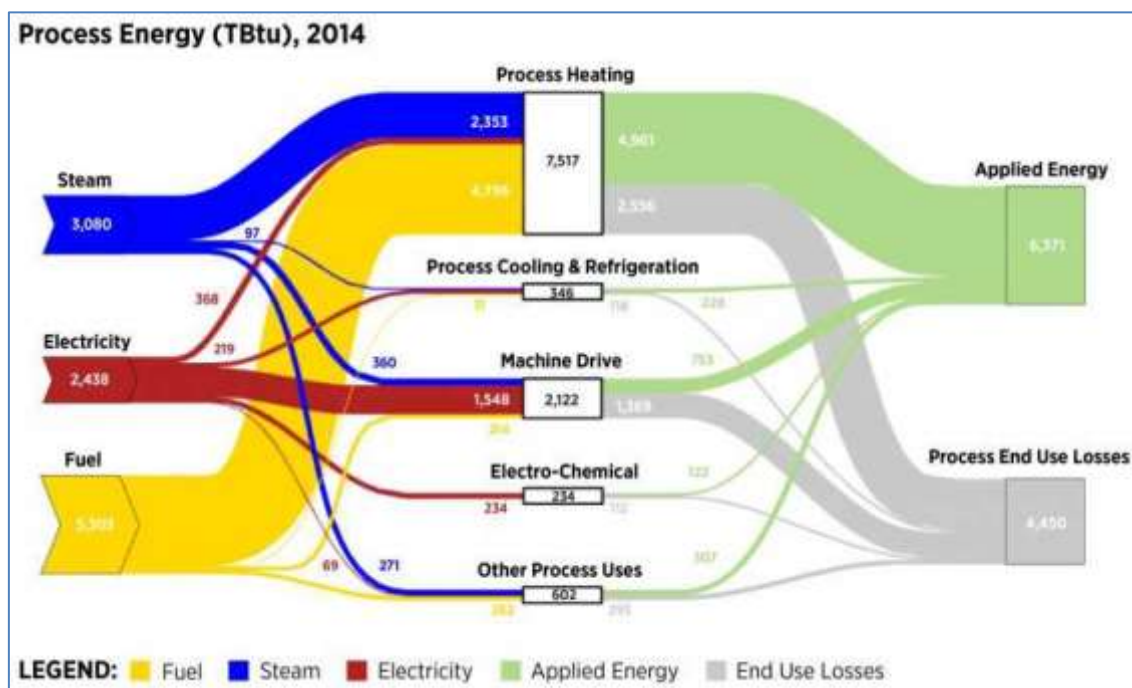


図 2.3.40 2014 年米国の製造業におけるプロセスエネルギーフローダイアグラム
(出所：米国 DOE)

これによると、製造プロセス用に投入されるエネルギーの約 70%は Heating 用であり、Heating 用のエネルギーの 95%はスチームまたは燃料から得られている。従って、第三の熱源として、再生可能電力を利用することがポイントで、それが Scope 1 および Scope 2 による CO₂ 排出量を低減することに繋がるとしている。

(2) 製造業界における熱利用の実態

当センターが資源エネルギー庁から委託を受けて実施した「令和 3 年度燃料安定供給に対する調査事業」の調査結果によると、2019 年度我が国の製油所における精製装置毎の CO₂ 排出量は、常圧蒸留装置に次いで、接触分解装置、水素製造装置などからの CO₂ 排出量が多く、各装置からの CO₂ 排出量の削減が環境負荷低減に向けた重要な取り組みとなっている。詳しくは前出「2. 3. 1」で記載済みなのでその内容は省略する。

(3) 製油所プロセスの直接電化実績例

第三の熱源として、電力を使用するための検討は既に数多く行われており、2022 年 10 月に開催された”Refining India”で、石油精製プロセスに対する適用検討の報告を紹介する（参考：<https://ptqmagazines.digitalrefining.com/view/308030326/>）。

ア. Pyramid E&C 社 “Reduction of carbon intensity in refining using electric reforming”

Pyramid E&C 社 (Pyramid Consulting Engineers) は、製油所の脱炭素化の実現に向け、“Electric reforming”を開発した。その概要を図 2.3.41 に示す。

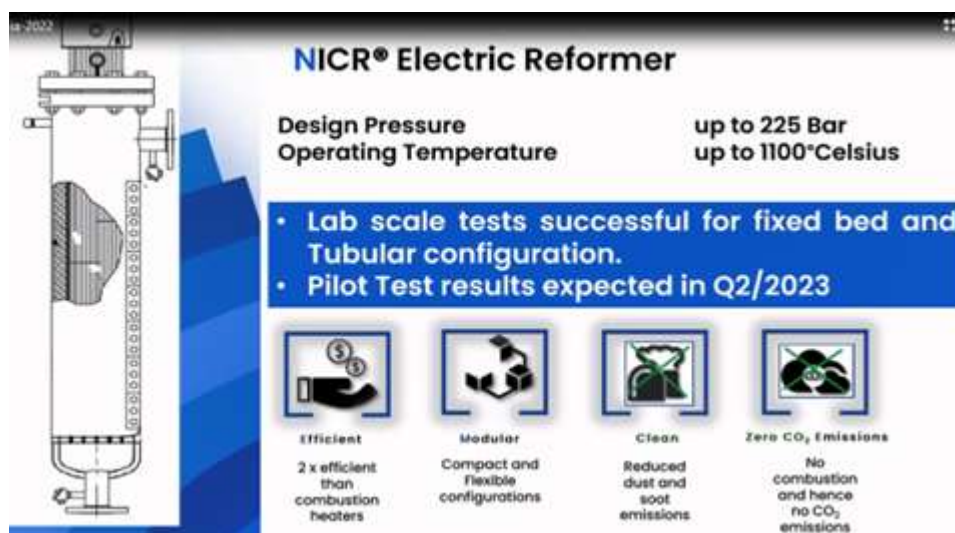


図 2.3.41 Pyramid E&C 社の“Electric reforming”技術
(出所：Pyramid E&C 社ホームページ <https://pyramidenc.com/>)

同社の製油所の脱炭素化に関する考え方は、以下の通り。

- ① 吸熱反応として必要とされる熱源に化石燃料が使用されるため、煙道ガス中に約 12%の CO₂ が含まれる。
- ② 煙道ガス中の CO₂ は、製油所全体から直接排出される CO₂ の約 43%を占めている。通常これを回収することは経済性がなく、チャレンジである。
- ③ Pyramid E&C 社は、反応に必要な熱を電力から供給する Reactor の Prototype (NICR)を開発
- ④ 熱効率は、Lab ベースであるが約 90%、従来の Reformer の約 40%に比べて、極めて高効率を達成。残りの約 10%は、反応器の壁面からのロス。
- ⑤ 発生する CO₂ は、簡単に回収できる。煙道ガス中に約 12%含まれる CO₂ の回収は、純度を上げ、不純物を除去するなど、商品化するにしても非常に困難が伴う。

ラボレベルにおける固定床、Tubular configuraion での試験では、設計温度：～225 Bar、運転温度：～1,100℃で、良好な結果であり、商業化を目指したパイロットテストの最終的な結果は、2023 年 2Q に出る予定。

適応結果のまとめは以下の通り。

- ・ Electric reforming は、燃焼を伴わないため、SO_x/NO_x を一切発生させない。
- ・ 熱効率は 90%以上で、通常の Reformer の 40-45%に比べて、はるかに高い。
- ・ 発生する CO₂ は、冷却/圧縮/乾燥/液化され、食品業界向け液化炭酸や医療業界向けドライアイスに、高品質な商品として販売可能。

3. まとめ

本報においては、日本の液体燃料の安定供給を将来にわたって確保していくため、国内製油所の国際競争力を高め、国内供給インフラを経済合理的かつ効率的に維持し、また、同時に 2050 年カーボンニュートラルに向けて、国内製油所の競争力維持を図りながら脱炭素化のための実装可能な技術を選択して着実に移行していくという観点から、「原料の多様化など製油所転換の対応状況」および「製油所における CO2 の効果的な削減に関する技術動向」を中心に調査を行った。調査結果の要点は以下の通り。

(1) 各国製油所等の脱炭素化/転換に向けた経済社会環境等の変化

2019 年 12 月にネットゼロ宣言を欧州の石油大手で初めて表明した Repsol を皮切りに、2020 年の年明け以降、同年 11 月開催の COP26 に向けて、欧州の石油大手各社が相次いでネットゼロを表明した。また、2020 年初頭からの COVID-19 の世界的な流行に伴う世界各国でのロックダウンや行動制限により、世界各地におけるジェット燃料などの石油製品需要が激減。石油製品需要の大幅な落ち込みにより、各国の製油所は稼働を大幅に落とさざるを得ず、操業の一時休止に追い込まれた製油所も多く、欧米では全面的に閉鎖する製油所も見られた。一方で、製油所を事業転換し、再出発に向けた様々な具体的な動きも 2022 年度頃から具体化してきており、バイオ燃料の製造拠点に関する現状および将来計画を調査した。特に再生可能ディーゼルの生産に関しては、現在も将来も精製業者の事業転換による製造拠点が主流となっている。

さらには、世界各地域の異なる環境下にある多様な製油所は、カーボンニュートラル／脱炭素化に向けた CO2 排出削減に加え、燃料生産のための原料転換にとどまらず、目的生産物の石油化学品へのシフトなど様々なプランによる生き残りを図っており、中国や韓国、インドなどを中心にケミカルシフト／石化統合プロジェクトが加速している。

(2) 各国製油所等の脱炭素化/製油所転換等の状況

本項では、バイオ燃料／次世代液体燃料製造拠点への転換事例として以下の 6 件を紹介。案件ごとに背景や狙いは異なるが、どのケースにおいても事業の継続性の観点で経営判断がなされている。

- ・(カナダ) Cresta Fund Management／Braya Renewable Fuels

新たな株主の下で、バイオリファイナリーとして再出発

- ・(米国) Marathon Petroleum Corp.／Martinez refinery

政策・制度を有効活用して、バイオリファイナリーに転換

- ・(米国) Phillips 66／Rodeo refinery

政策・制度を有効活用して、バイオリファイナリーに転換

- ・(フランス) TotalEnergies SE／Grandpuits refinery

既存設備の老朽化に伴い複合的な次世代型製油所に転換

- ・(インドネシア) Pertamina (KPI : Kilang Pertamina International)

国策として、バイオ燃料製造装置を増強

- ・(オーストラリア) BP p.l.c.／Kwinana oil refinery

豊富な自然エネルギーを有効活用し、次世代型製油所に転換

（３）各国製油所等のケミカルシフト状況

世界各地域の異なる環境下にある多様な製油所は、石化シフト（プロピレンや芳香族の増産に留まらないケミカルハブ化）を含めた様々なプランによる生き残りを図っているところ。その背景として、世界の石油市場、特にインドを始めとした成長市場において、石油製品需要の成長以上に、石化製品市場の成長率が高い傾向があることが挙げられる。本項では、石化シフト／精製・石化統合プロジェクトとして以下の５件を紹介。

- ・（中国）中国石油広東石化公司／PetroChina Guandong Petrochemical Jieyang Complex
石油精製専業から精製・石化統合プロジェクトへの転換
- ・（中国）中国石油広西石化公司／PetroChina Guangxi Petrochemical Company
新規での精製・石化一体型の高度化プロジェクトの推進
- ・（韓国）S-Oil Corporation／Onsan refinery
主力製品／目的生産物の石油製品から石化製品へのシフト
- ・（ポーランド）PKN ORLEN／Plock refinery
石化品製造装置の能力増強
- ・（サウジアラビア）Aramco（The Saudi Arabian Oil Company）／Al-Jubail refinery
大規模な石油化学コンプレックス化

（４）CO₂ 発生量とその低減対策に関する現状認識

2021 年世界全体の CO₂ 発生量は 33,000 Mton（330 億トン／年）で、うち、中国（32%）、北米（15%）、欧州（10%）、日本は約 10 億トン／年で 3.2%を占める。発生量の内訳は、世界／日本とも傾向はおおよそ同様で、発電が 4 割程度で最も多く、石油精製プラント稼働に伴う CO₂ 発生量は 2%程度で、割合としては多くないが、輸送燃料からの発生 CO₂（Scope3 と呼ばれる）を加えると 2 割程度以上となり大きな割合を占める。

また、我が国製油所からの CO₂ 排出は、接触分解（FCC）、蒸留常圧、水素製造装置からの排出量が大きく、CO₂ 削減のためには「再生可能電力の利用」、「グリーン水素の利用」、「CCS 技術の適用」を視野に入れた検討が必要かつ効果的と言える。

（５）電解水素製造技術など CO₂ フリーに資する技術

石油精製分野において、水素利用量は NZE シナリオでは 2021 年 41 Mt が 2030 年 26 Mt まで減少する一方、STEPS シナリオ（STEPS：Stated Policies Scenario、公表政策シナリオ）では 47 Mt と逆に増加している。現実的には STEPS と NZE の中間的なところで推移する可能性が高いと考えられるが、この分野での必要な水素はグレー水素からブルー水素あるいはグリーン水素への置き換えが徐々に進められることが予測されている。合成燃料／E-fuels の製造に適用される電解（グリーン水素製造）技術は、アルカリ型、PEM 型、SOEC 型などに分類され、それぞれの特徴や課題等をまとめた。

さらに、グリーン水素を製油所内で活用することを目指す以下のプロジェクトを紹介。

- ・（ドイツ）Shell 社 Rheinland 製油所 REFHYNE
- ・（ドイツ）Klesch／Heide 製油所
WESTKUSTE100／HySCALE100／KEROSyN100 の 3 プロジェクト

また、電解槽メーカーの動向等について要点は以下の通り。

- ・ 2030 年に向け、現状の約 10 GW／年から、60 GW 超に増大。その内訳は、EU と中国で 7 割から 8 割を占める。
- ・ 電解槽タイプは、技術成熟度 TRL の高いアルカリ電解が当面過半数を占めるが、今後は PEM が割合を伸ばす。SOEC は徐々に立ち上がり 2030 年には 5%程度
- ・ 2030 年、中国は、製造容量的には EU をやや上回り世界一。タイプとしてはアルカリ電解がほとんど。大規模製造技術による低コストが強みと考えられる。EU は、効率と耐久性の高い PEM が容量的にアルカリを超える見込み。

(6) CO₂ 吸収・回収や CO₂ 用途開発技術など排出 CO₂ を削減する技術

IEA の NZE シナリオにおける CO₂ 発生量の全体の推移と各セクターの推移によると、2050 年時点で CO₂ 発生量がゼロにならないのは、工業と運輸セクターであり、全体でゼロにするためには、ネガティブエミッションとしての BECCS や DACS が必要となる。

現在稼働中の CCS 設備の大半は、天然ガス製造に付随するものであったが、今後は水素製造や化学・エタノール製造に付加する設備ならびに天然ガス・石炭による発電設備併設が規模と共に多くなることが見込まれる。なお石油精製プラント関連では、水素製造が該当し、ロッテルダムの Porthos プロジェクト等が挙げられる。

なお、CO₂ 吸収・回収技術は、吸着・分離法の違いから大きく 6 種（化学吸収、物理吸収・吸着、酸素燃焼、膜分離、深冷分離、DAC）に分類され、一部実用化され更なる検討が進んでいるものもあるが、導入拡大には低コスト化が大きな課題と言われている。いずれも排出ガス中の CO₂ を吸着などで分離し、分離した CO₂ を高純度で分離するプロセスからなる。

本項では、製油所に関わる CO₂ 吸収・回収関連の事例として以下を紹介。

- ・ ロッテルダムの Porthos プロジェクト（Shell/Pernis 製油所を含む 4 つの CO₂ 排出企業等）
- ・ Honeywell UOP の製油所関連 CO₂ 吸収・回収技術
- ・ TCM 社：テクノロジーセンターMongstad

(7) 製油所プロセスを直接電化する技術の動向

米国 DOE のプロセスエネルギーフローダイアグラムによると、製造プロセス用に投入されるエネルギーの約 70%は Heating 用であり、Heating 用のエネルギーの 95%はスチームまたは燃料から得られている。従って、第三の熱源として、再生可能電力を利用することが重要で、それが Scope 1 および Scope 2 による CO₂ 排出量を低減することに繋がるとしている。

本項では、石油精製プロセスにおいて、第三の熱源として再生可能電力の適用検討事例として以下を紹介。

- ・ Pyramid E&C 社 “Reduction of carbon intensity in refining using electric reforming”
製油所の脱炭素化の実現に向け、“Electric reforming”を開発

引用文献

2. 3章

- 1) 富士経済、「カーボンリサイクル CO2 削減関連技術・材料市場の現状と将来展望 2022」、2022
- 2) 経済産業省 (METI)、2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略 (2021 年 6 月 18 日)
- 3) 吉留俊英、斎藤健一郎、稲村和浩、「製油所装置構成のモデル化と CO2 排出量」、ペトロテック、第 45 巻第 1 号、PP.21-28 (2022)
- 4) IEA, Global Hydrogen Review 2021
- 5) IEA, Energy Technology Perspectives 2023
- 6) IEA, Global Hydrogen Review 2022
- 7) IEA Hydrogen projects database public version 2022, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>
- 8) IRENA, MAKING THE BREAKTHROUGH, “Green hydrogen policies and technology costs” (2021)
- 9) METI 資源エネルギー庁、水素政策小委員会／アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議 (2021 年 12 月 13 日)
- 10) BloombergNEF, “Hydrogen Economy Outlook Key messages”, March 30, 2020
- 11) Oxford Institute for Energy Studies, “Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers?”, Jan. 2022
- 12) IRENA, “Hydrogen series Part 2: Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolyzers to Meet the 1.5°C Climate Goal”, March 2021
- 13) ARENA, “Commercial Readiness Index for Renewable Energy Sectors”, 2014
- 14) IRENA, “Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs” (2021)
- 15) Power-to-X market overview; <https://power-to-x.de/power-to-x-market-overview-92-electrolyzers-from-17-manufacturers/>
- 16) Global CCS Institute, “Global Status of CCS 2021”
- 17) METI 産業技術環境局、「ネガティブエミッション技術について」、2022 年 2 月
- 18) Global CCS Institute, “Global Status of CCS 2022”、2022 年 11 月
- 19) Global CCS Institute, “TECHNICAL REPORT, STATE OF THE ART - CCS TECHNOLOGIES 2022”
- 20) Global CCS Institute, “Technology Readiness and Costs of CCS”, March 2021
- 21) Gaffney Cline & AFRY, ” CCUS deployment challenges and opportunities for the GCC”, Jan. 2022
- 22) Global CCS Institute, 「GCCSI インサイト&コメンタリー: 45Q 「世界で最も進歩的な CCS 特化型のインセンティブ」、2021 年 3 月 24 日
- 23) IEA, “Direct Air Capture, A key technology for net zero”, April 2022

- 24) N. McQueen, J. Wilcox et. al., Prog. Energy 3 (2021) 032001
“A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future”
- 25) G. Leonzio et. al., Appl. Sci. 2022, 12, 8321
“Analysis of Technologies for Carbon Dioxide Capture from the Air”
- 26) Energy Transitions Commission (ETC), “Carbon Capture, Utilisation and Storage in the Energy Transition: Vital but Limited”, Nov. 2022
- 27) JETRO（日本貿易振興機構）、「世界で導入が進むカーボンプライシング（前編）炭素税、排出量取引制度の現状」、2021 年 9 月 10 日
- 28) IEA, “Global Action to Advance Carbon Capture and Storage”, 2013
- 29) World Bank Carbon Pricing 2021,
https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data
- 30) METI 資源エネルギー庁、「GX 実現に向けた基本方針について」、2023 年 2 月 14 日
<https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/gx/>

無断転載・複製を禁ず

一般財団法人石油エネルギー技術センター
調査国際部

〒105-0011 東京都港区芝公園 2-1-1

電話 03-5402-8502

添付 3 :

石油精製に係る競争力技術動向調査に関する 情報発信

- 国際会議（日欧石油技術会議） -

令和 4 年度燃料安定供給対策に関する調査事業
(製油所の競争力に係る技術動向に関する調査)

令和 5 年 3 月



一般財団法人 石油エネルギー技術センター

Japan Petroleum Energy Center (JPEC)

2022 年 6 月第 11 回日欧石油技術会議 報告書 Concawe 編

JPEC 調査国際部

1. 概要

JPEC 海外技術協力会議の一つとして、日欧石油会議を実施した。6 月 16 日、17 日にかけて Concawe (“Conservation of Clean Air and Water in Europe”) と実施した情報交換内容を、以下の通り報告する。

2. 日時、場所、参加者、プログラム

(1) 日時： 2022 年 6 月 16 日 (木) PM – 6 月 17 日 (金)

(2) 場所： Concawe 事務所会議室 (ブリュッセル)

(3) 参加者

今回は、初の試みとして、欧州委員会からの発表と在ブリュッセル日系政府関係組織からの参加を企画した。(※6 月 16 日のみ)

- ・ Concawe Mr. John Cooper, Director General
Mr. Jean Marc Sohler, Concawe Director
Ms. Alessandro Bartelloni, FuelsEurope Director 他 7 名
- ・ ※欧州委員会 運輸総局 (DG Move) Dr. Alex VOLKERY
- ・ ※EU 日本政府代表部 石井一等書記官
- ・ ※JETRO ブリュッセル 安田次長
- ・ ※日欧産業協力センター 樋口代表
- ・ JPEC 餅田常務、秋本部長、稲村統括、疋田主研、生間所長

(4) プログラム

THURSDAY 16th June			
Time	Speaker		Topic
15:00	M. John Cooper	Director General	Welcome and general introduction
	M. Jean-Marc Sohler	Science Director, Concawe	Welcome and objectives of the conference
15:20	M. Yusuke Mochida	Senior Managing Director	Opening Remarks from JPEC
15:20	16:00	Keynote Speaker => M. Axel VOLKERY (DG MOVE)	Decarbonisation strategies for transport
Session 1 Industry overview and long term vision			
16:15	16:20	Jean-Marc Sohler Concawe	Concawe driving forces and work Program
16:30	16:50	Yusuke Mochida JPEC	Recent Trends in Japan's Energy Policy
Session 2 Alternative fuels and circularity, research activities			
17:10	17:30	Alba Soler Concawe	Biomass availability and BioDiversity
17:30	17:55	Yusuke Mochida JPEC	Outline of JPEC and its Advance Technology & Research Institute About it's open after renovation in September 2021

FRIDAY 17th June

Session 3 Industry Decarbonisation and emissions Refineries and Transport

9:00	9:30	Jun Akimoto	JPEC	Petroleomics Technology & Plastics Resources Recycling Laboratories
9:30	9:50	Kazuhiro Inamura	JPEC	Synthetic Fuels Research Laboratory
10:15	10:45	Giuseppe Valastro	Concawe	Air Quality -> "Ambient Air Quality Directive compliance" (vs. new WHO guidelines)"
10:45	11:05	Jean-Marc Sohier	Concawe	Fit for 55 analysis
11:20	11:50	Roland Dauphin	Concawe	Evaluation of plug-in hybrid vehicles in real-world conditions + LCA simulator demonstration
11:50	12:10	Roland Dauphin	Concawe	Optimal electrification of passenger cars in a battery-constrained environment
12:10	12:30	Alba Soler	Concawe	e-Fuels study
12:30	13:00	Jun Akimoto	JPEC	Concept of the future refining industry, the Roadmap toward decarbonisation

Session 4 Policy, regulation and other strategic activities

14:10	14:20	Emanuela Sardellitti	FuelsEurope	FuelsEurope activities and priorities
14:20	14:55	Jean-Pierre Debruxelles	FuelsEurope	EU ETS and CBAM
14:55	15:25	Kazuhiro Inamura	JPEC	Policy and technical challenges for carbon neutral energies in Japan
15:25	15:55	Marta Yugo	FuelsEurope	Transport fuels, Policy and regulation
15:55		Wrap-up, conclusion		
	16:15	End		



(J) JPEC, (C) Concawe

左から

(J) Yuki Ikama, (C) Damien Valdenaire, (J) Toshikatsu Hikita, (C) John Cooper, (C) Alba Soler, (C) Giuseppe Valastro, (J) Jun Akimoto, (C) Roland Dauphin, (J) Kazuhiro Inamura, (C) Jean-Marc Sohier, (J) Yusuke Mochida

3. 内容

(1) 招待講演

【テーマ】 Transition to a climate-neutral economy: decarbonisation strategies for transport (and industry)

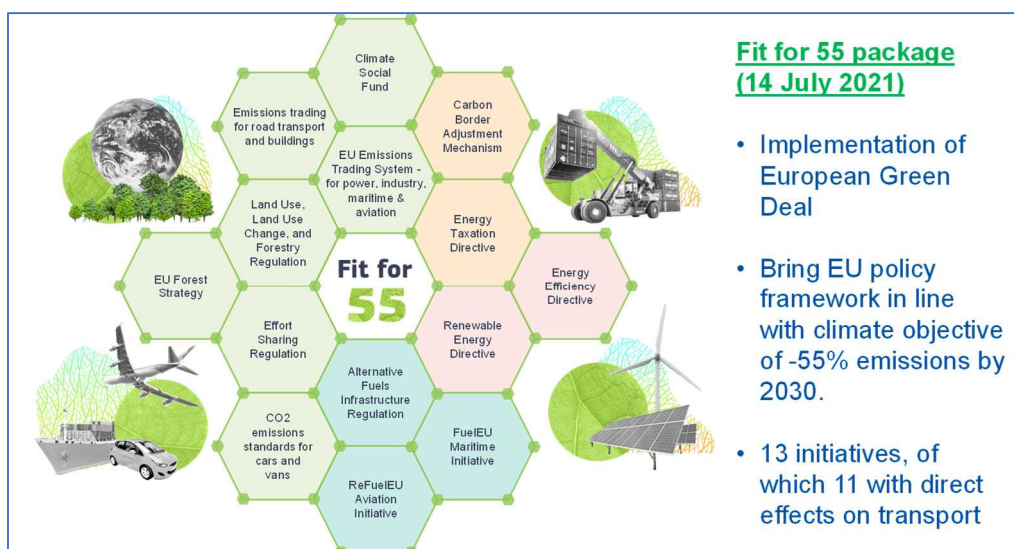
【発表者】 Dr. Axel Volkery, Deputy Head of Unit “Sustainable and Intelligent Transport”
Directorate General for Mobility and Transport European Commission

① 欧州グリーンディールの枠組みにおける主要な戦略として、「Sustainable and Smart Mobility Strategy」（持続可能なスマートモビリティ戦略）、「Fit for 55」（2021 年 7 月）と「Repower EU」（2022 年 6 月）の提案概要について説明があった。

- ・ 持続可能なモビリティ戦略においては、原則の 1 つは非常に明確であり、運輸部門において、完全に新しい動力源への大規模な移行を進める為に、多様な移動手段毎に最適な全ての持続可能な代替燃料が必要である。
- ・ しかし、欧州グリーンディール目標を運輸部門に当てはめると、2050 年に運輸部門の排出量を 90%削減する必要がある、非常に大きな課題となっている。



- ・ その為、2030 年までの道筋をカバーすべく、最初の法的イニシアチブとして「Fit for 55」を提唱した。これにより、温室効果ガス排出量を 55%削減する目標に政策的枠組みを合致させるために議論が進められている。



- 関連した戦略としては、ロシアからの化石燃料の輸入依存脱却を目指し、「REPowerEU」として、省エネルギー、エネルギー供給の多様化、再生可能エネルギーの導入の加速といった分野の強化を提案した。再生可能水素とバイオメタンは、新しい目標が設定され、2030 年までに 2,000 万トンの再生可能水素（1,000 万トン国内生産、1,000 万トン輸入）導入。

RePowerEU: joint action for more affordable, secure and sustainable energy (March/May 2022)

- **Terminating dependence on fossil fuel imports from Russia well before 2030:**
 - energy savings
 - diversification of energy supplies
 - accelerated rollout of renewable energy
- Strong link with the **Recovery and Resilience Facility**
- **Scaling up and speeding up of renewable energy:**
 - increase the headline target for renewables from 40 to 45 % for 2030 (plus RFNBOs 75% in industry and 5 % in transport)
 - 10 million tonnes of domestic renewable hydrogen and 10 million tonnes of imports by 2030
 - Increase production of biomethane to 35bcm by 2030
- Taking **sectoral action**
 - E.g. Green Freight Package in Transport in 2023
 - E.g objective to increase hydrogen electrolyser capacity ten-fold – electrolyser partnership
- Taking **international action:** task force for joint hydrogen and gas purchasing, three main hydrogen corridors, international partnerships

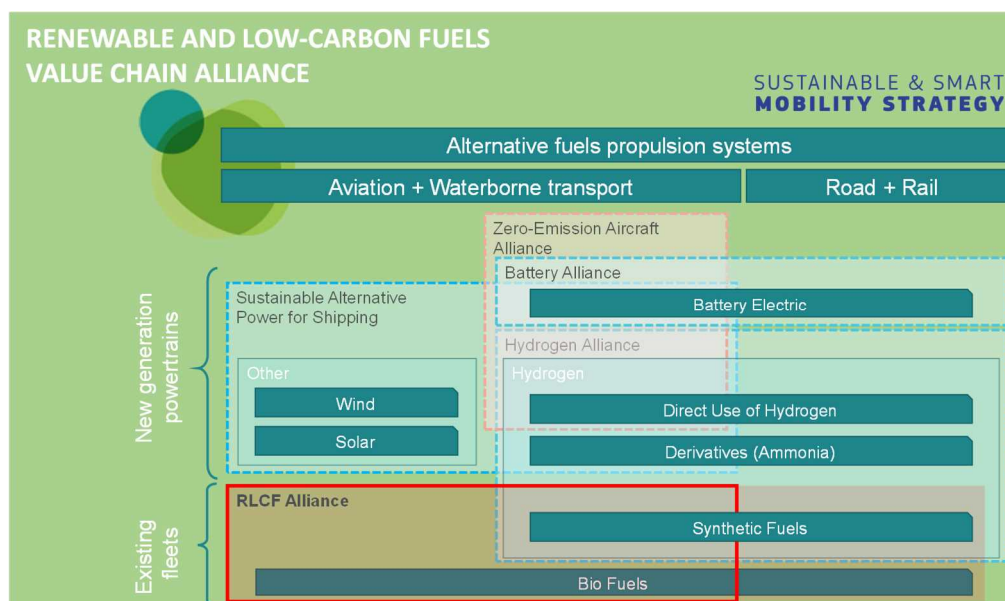
- EU が経済危機からヨーロッパを脱出させ、COVID パンデミックからの移行に対処するために設置した大規模な投資戦略でもあり、EU 委員会が投資計画の内容を確認する為、全ての加盟国は、国家投資計画を作成しなければならない。

② EU 域内、国際連携の推進

過去数年間、新しい産業部門間の生産から物流を含めた連携を強化する為に、バッテリーアライアンスや水素アライアンス等、多くの取り組みがなされてきた。

低炭素燃料の導入に関しても FuelsEurope と E-fuels Alliance を中心として「the Renewable & Low-Carbon Liquid Fuel Platform」が始動している（RLCF Alliance）。航空と海運部門を

初め運輸分野全般に向けて、持続可能な代替燃料を増産するために何が必要かを分野横断的に議論し、投資の促進を図ることを目的としており、7/12 に第一回会合が予定されている。日本からの参加もでき、オープンな枠組みとなっている。



https://transport.ec.europa.eu/transport-themes/clean-transport-urban-transport/alternative-fuels-sustainable-mobility-europe/renewable-and-low-carbon-fuels-value-chain-industrial-alliance_en

③ 質疑応答における先方コメント

【大型車（HDV）部門における脱炭素技術の方向性について】

- ・ 大型車については、新規登録車を対象となる CO2 排出ガス規制の改訂案の準備が進められており、2022 年末には欧州委員会より提案される見通しである。また、新規登録車と保有車の両面で進める必要がある事は認識しており、保有車については、運輸分野への再エネ導入割合を強化した再生可能エネルギー指令を軸に規制がなされ、「Fit for 55」における提案がベースとなる。
- ・ 脱炭素化技術は、委員会としては 2030 年までに入手可能と思われる手段をまずは見ており、HDV の場合、バッテリーから LNG、バイオ燃料、液化ガスと既に様々な技術が利用可能であり、これらの組み合わせになると考えている。

【海運部門における脱炭素技術の方向性について】

- ・ 海運部門においても運航者と港湾との強い関連から様々な技術が選択されうる。
- ・ 得意とする航路や船型、利用する港湾設備により、LNG、アンモニア等選択肢は様々であり、「FUEL EU Maritime」においては、測定基準を船上エネルギー使用量当たりの GHG 強度とし、技術中立性を意識した設計としている。

【電化に使用されるバッテリー原料の入手可能性について】

- ・ 大きな課題と認識しており、欧州委員会においては、水素同様に原材料の加盟国共同調達の連携を進め（Raw material alliance）、国際的なパートナーシップ強化も図っている。

- ・ また、昨今、リサイクルに関する野心的な連邦規制案を提出し、コバルト等の原料の使用量を減らす技術開発による長期的な安定性確保と代替原料の使用、リサイクルといった点からの取り組み強化を図っている。

【道路輸送部門の脱炭素化における e-fuels の役割について】

- ・ 現在のアプローチは、数年にわたる議論の結果、テールパイプからのゼロ排出となっている為、対象となる技術は EV と燃料電池車であり、厳密には技術中立ではないが、他の技術の削減も考慮している為、特定の技術を規定した規制でもない。
- ・ 最も野心的なシナリオでは、2030 年の保有車両のうち、EV が 5 千万台、エンジン車が 1 億 8 千万台の見込みである。エンジン車にはもちろん e-fuels を利用する事ができ、CO2 排ガス規制では適合しないが、再生可能エネルギー指令の元では、適格となっている。また、エンジン車に対するユーロ 7 規格の準備が進められているのもそのためである。

→ Concawe からは、電化やユーロ 7 の導入により車両価格が上昇し、車両の入れ替え速度が遅くなり石油需要の残存期間が長くなる（欧州委員会が避けたいシナリオ）状況が生まれつつあるのではとした懸念を指摘した。

（2）Session 1 から

【テーマ】 Challenges Mission Strategy Priorities

【発表者】 Mr. Jean Marc Sohier, Concawe Director （TotalEnergies から出向）

Concawe としての戦略的視点から関係する案件に対しての考え方を説明

【製油所関連】

- ・ 製油所をどこまで電化できるかについて分析を進めている。グリーン電力の要件や、石油精製業界のみならず他のエネルギー集約型産業とともに、実際に必要となる電力需要規模や、発電技術と必要となる電力網のアップグレード等について理解を進めている。
- ・ 製油所向けの ETS（排出権取引制度） や、CBAM（炭素国境調整メカニズム） の設計について検討を進めてきている。

【燃料】

- ・ 乗用車と大型車のユーロ 7 規制の導入の影響評価について進めており、非常に厳しい規制となる見込みの為、達成できなくなる可能性さえある。

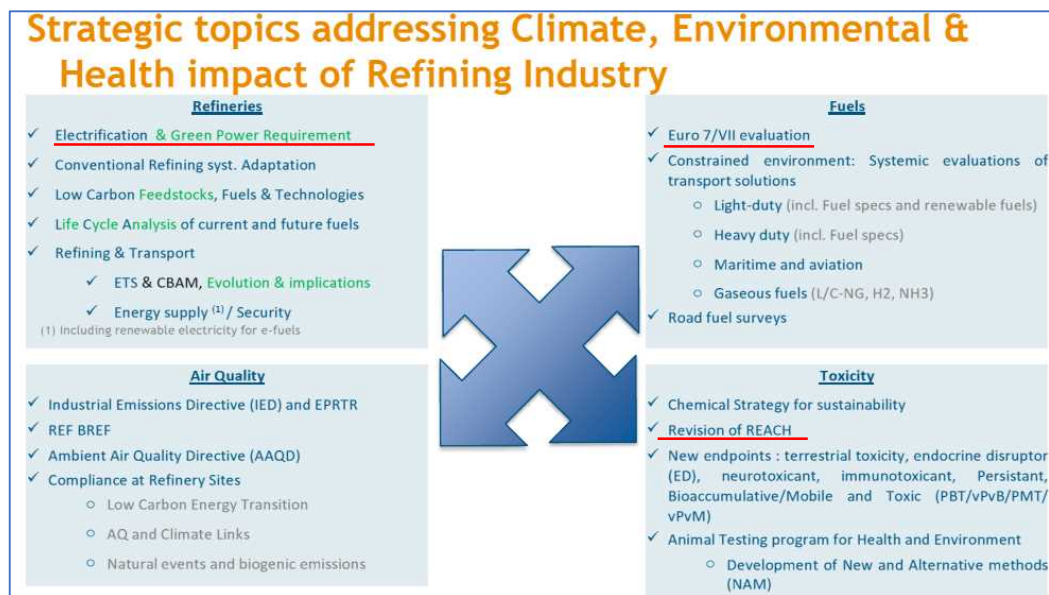
【大気質】

- ・ 産業排出ガス指令や環境大気質指令等の指令が改訂される予定となっており、その影響評価について、新しい汚染物質の規制の必要性や製油所のコンプライアンス、低炭素エネルギーへの移行、都市の現状分析等の点について力を入れて取り組んでいる。

【毒性】 Reach

- ・ 欧州においては、持続可能性のための新しい化学物質戦略が検討されており、現在、多くの協議が行われている。2023 年には最初の草案ができる予定となっている。
- ・ 燃料供給を行う産業部門として、製品のリスクに関わる非常に重要な要素であるが、これまで、製品の毒性、健康や環境への影響についてあまり、業界内でも意見交換をしてきていな

い。日本の法規制と欧州リーチの比較等、今後、この場で議論をできる機会について言及。



(3) Session 2 から

【テーマ】 A look into sustainable biomass availability in the EU towards 2050.

A deep dive into the biodiversity impact Challenges Mission Strategy Priorities

【発表者】 Ms. Alba Soler, Concawe (Repsol から出向、Marta の後任)

① 2050 年の欧州におけるバイオマス原料利用可能性について解説

参考 0 : EU Commission: 2030 Climate Target Plan

https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/2030-climate-target-plan_en

参考 1 : Transition towards Low Carbon Fuels by 2050 (Concawe-HP 公開済みの情報)

https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Rpt_21-7.pdf

参考 2 : Concawe-HP で公開済みの情報 (2021 年 8 月)

<https://www.concawe.eu/publication/sustainable-biomass-availability-in-the-eu-to-2050/>

【結論】

「持続可能なバイオマス原料の利用可能性 (RED II 付属書 IX パート A/B) は、2030～2050 年にかけて、運輸分野のバイオ燃料需要を充足できる。」

→ Concawe の高バイオマス・シナリオ (輸入なし) において、運輸部門のバイオ燃料生産には十分な持続可能なバイオマス・ポテンシャルがあり、輸入 (約 10%) を考慮すると、低バイオマス利用可能性シナリオでもほぼ達成可能である。

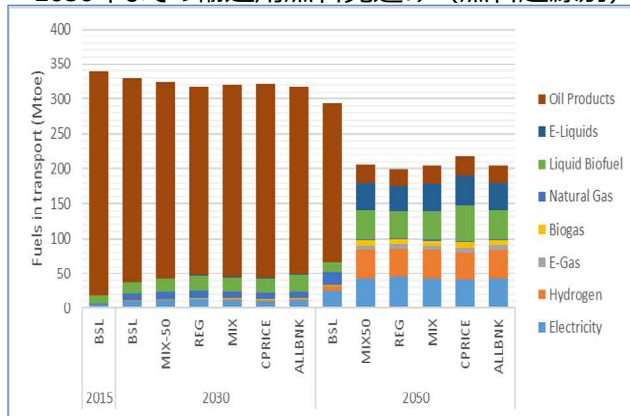
【EU 域内の潜在的な持続可能バイオマス利用可能量】

- ・ 全てのバイオ利用部門セクターの (農業、林業、バイオ廃棄物) の合計は、2030/2050 年までに 400-530 Mtoe/y となる (低～高シナリオ)。(2030/2050 年に 50-60 Mtoe の追加輸入は考慮しない)
- ・ バイオエネルギー部門における EU 域内の潜在的な持続可能バイオマス利用可能量は、

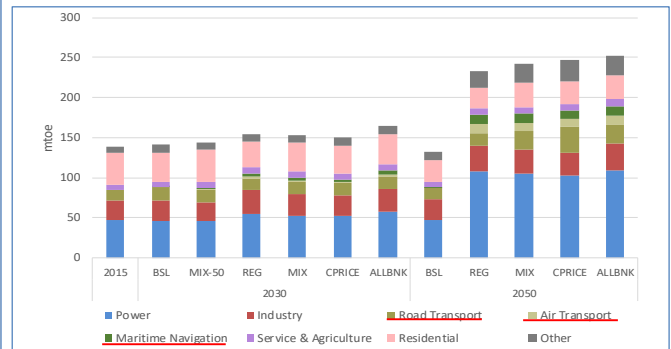
2030/2050 年までに 215-370 Mtoe/y（低～高シナリオ）である。

- ・ 運輸分野以外（電力、産業、住居分野）のバイオマス原料需要（最大 175 Mtoe/y）を差し引いた場合でも、Concawe 想定 of 運輸分野の低炭素燃料需要はほぼ充足できる結果となった。

2050年までの輸送用燃料見込み（燃料起源別）



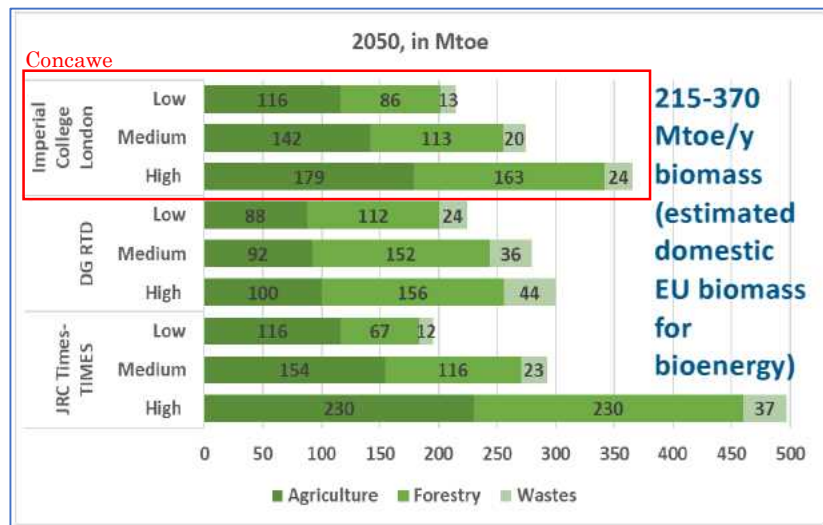
2050年までのバイオ燃料需要（セクター別）



EU Commission: 2030 Climate Target Plan

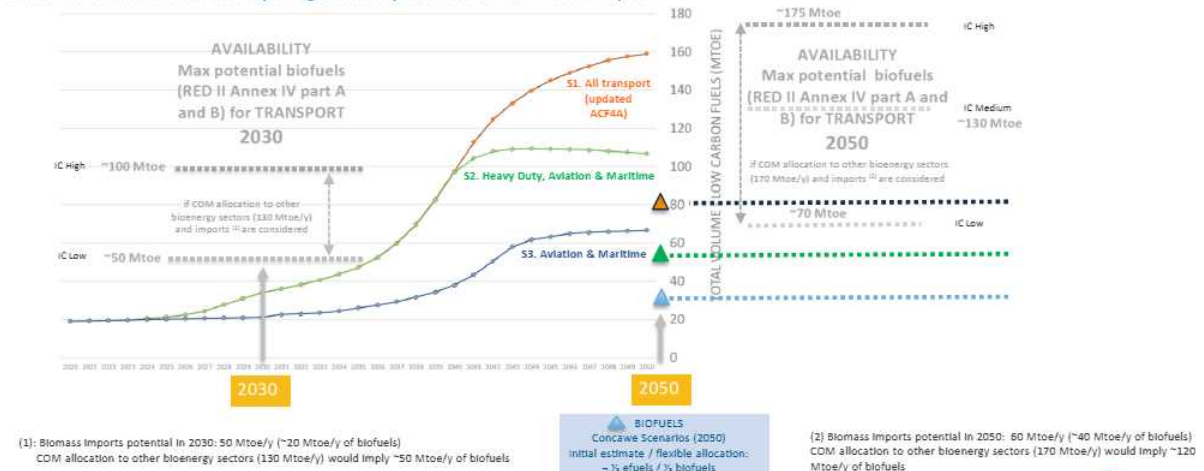
17.9.2020 Commission Communication COM(2020) 562 final

Fig.63 (Left) and Fig. 77 (Right) @ 2030_climate_target_plan_figures_en.xlsx



Enough sustainable biomass for road, aviation and marine biofuels

Three 1.5-C demand scenarios exploring different penetration of LCF into Transport



【課題】

- ・ 同ポテンシャルを実現するためには、農作物の収率向上や管理方法改善の実施と同様に、さらなる研究開発やサプライチェーンの開発が必要である。

② 生物多様性への影響分析（第二弾）

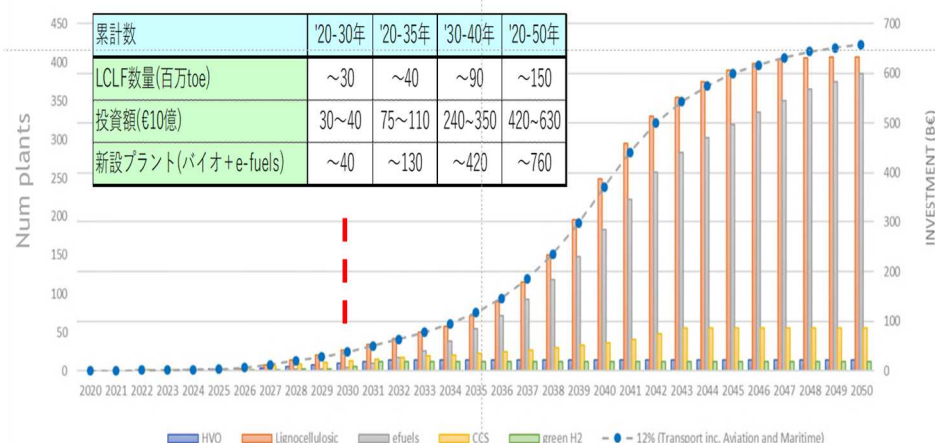
バイオ燃料を生産するために林業残渣を利用した場合、森林にどのような影響を与えるかを分析する事を目的に、サプライチェーンと物流に関する研究を進めており、2022 年末には公表できる予定である。

③ 質疑応答からの先方コメント

【低炭素燃料の 2050 年の油種割合について】

2050 年の運輸分野向け低炭素燃料需要の約 50% ずつをバイオ燃料と e-fuels と想定している。当初は、バイオ燃料プラント（第一世代と HVO）が中心となり導入が進むが、次にセルロース系バイオマス原料によるプラントが、さらに 2035 年以降は e-fuels プラントの導入も進み、2050 年時点では、セルロース系と e-fuels をメインに相当する生産能力に達するとの試算が前提となっている。（下図）

LCLF 新設プラント数、投資額見通し'20~'50年 (左:プラント数、右€10億)



出所:Concawe

(4) Session 3 から

【テーマ】 Air Quality -> "Ambient Air Quality Directive compliance" (vs. new WHO guidelines)"

【発表者】 Mr. Giuseppe Valastro, Concawe (Air Quality、EM から出向)

① Concawe の大気質改善への取り組み

汚染源を推定し改善するために主に以下の様なプロジェクトを進めている。

- ・ 道路輸送由来の NO_x の発生源を把握するために、ヨーロッパの主要な都市に設置された汚染度測定 of 正確なツールを保有し、分析を行っている。
- ・ 海運や航空部門からの排出が大気質に及ぼす影響調査
- ・ 精製部門においては、発生汚染物質特定の為のヒーターやボイラー由来の排出測定キャンペーンの実施
- ・ 都市部における二次汚染物質の測定 of 分析：一次汚染物質 (NO_x、揮発性有機化合物 (VOC)) の発生や気象条件により左右されるが、指標としてオゾン層への影響度合いを分析している。Joint Research Centre (JRC) とも連携している。

② 欧州における大気質関連の政策枠組みと関連動向

・ 環境大気質指令：

グリーンディール最初の改定案が 2022 年 Q2 に提案される見通しである。より厳格な世界保健機関 (WHO) による大気汚染物質排出の目標値 (2021 年 9 月公表) に近い規制となる見通し。

・ 加盟国毎の 5 つの指定汚染物質の規制：

NO_x、SO_x、PM、メタン、VOC、アンモニアの総排出量の上限が規制され、加盟国毎に 2029 年までの排出計画量が策定されている。

・ 国際協力

・ 産業部門毎の排出規制：

今後も進展が見込まれる各部門における脱炭素プロジェクトが排出量規制に影響を与える可能性があり、注目すべきポイントと考えられる。

			WHO 2005	AAQLV	Excedances	WHO 2021 AIR QUALITY GUIDELINES				AQG Level
				現基準		Interim 1	Interim 2	Interim 3	Interim 4	新目標
PM2.5	µg/m3	Annual Daily	10	25		35	25	15	10	5
			25	-		75	50	37,5	25	15
PM10	µg/m3	Annual Daily	20	40		70	50	30	20	15
			50	50	35 Days a year	150	100	75	50	45
O3	µg/m3	Peak Season 8 hours								
			100	120	75 Days in 3 years	100	70	-	-	60
NO2	µg/m3	Annual Daily	40	40		40	30	20	-	10
			200	200	18 Days a year	120	50	-	-	25
SO2	µg/m3	Daily	20	125		125	50	40	-	40
CO	mg/m3	Daily				7				4

③ 欧州における大気質の現状（2019 年）

NO_x を例にするとプロットされた測定局について、現在の基準（1 立方メートルあたり 40 マイクログラム）では 93.5% が準拠しているが、WHO 新目標値（10 マイクログラム）とすると適合率は 19% となり、PM についても同様（現状 25/98% → 新目標 5/3%）である。政策立案の際には考慮すべき現状である。

④ 質疑応答より先方コメント

【産業部門毎の汚染物質毎の排出割合について】

- ・ NO_x では大きな割合を占める道路輸送部門（2019 年 39%）について、欧州委員会の 2050 年のモデルケースでは 10.9% となっており、同部門が電化推進を行う大きな背景となっている。
- ・ PM については、住宅からの排出が最大の割合（53%）となっており、2050 年に向けて削減する為には、暖房用燃料を代替燃料に置き換え、ガスを電気に置き換えることで進展が見込まれる。ベルギーでは、暖房用オイルヒーターが 3 年以内に禁止される見込みとなっている。
- ・ PM の排気ガス以外の影響割合について、道路輸送部門（タイヤやブレーキ）の影響は約 70% と分析されておりその寄与は大きい。（EV でもこの分は減少しない可能性大）

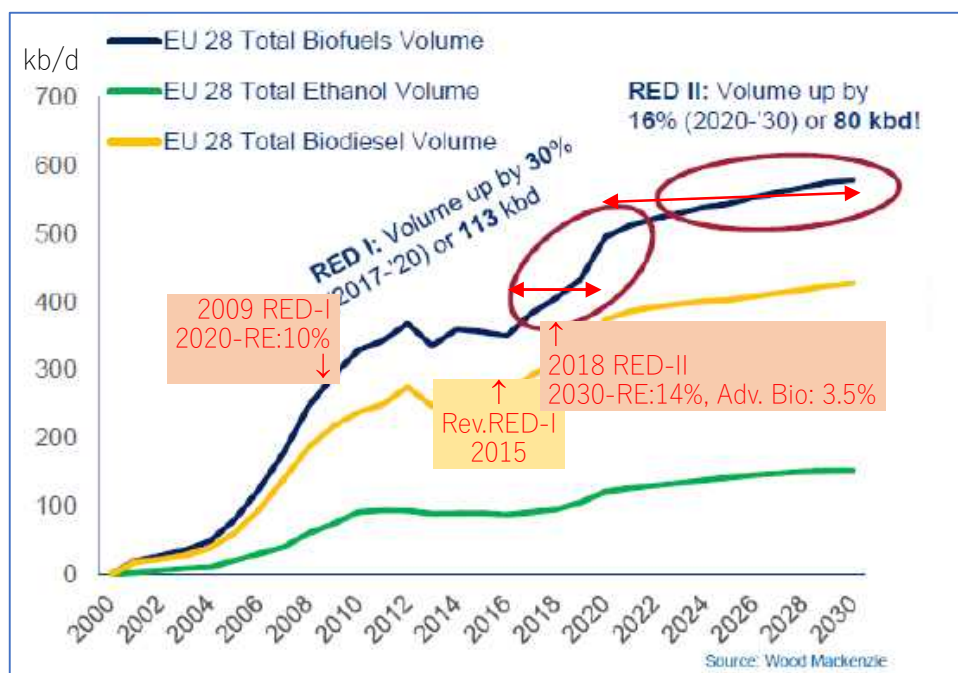
（5）Session 3 から

【テーマ】 Fit for 55 modelling

【発表者】 Mr. Jean-Marc Sohier, Concawe

① RED（Renewable Energy Directive、再生可能エネルギー指令）のインパクト

RED I (2009), Rev. RED I (2015), RED II (2018) 指令によりバイオ燃料製造量は急激に増大してきた。刺激策として有効であった。



② モデリング概要

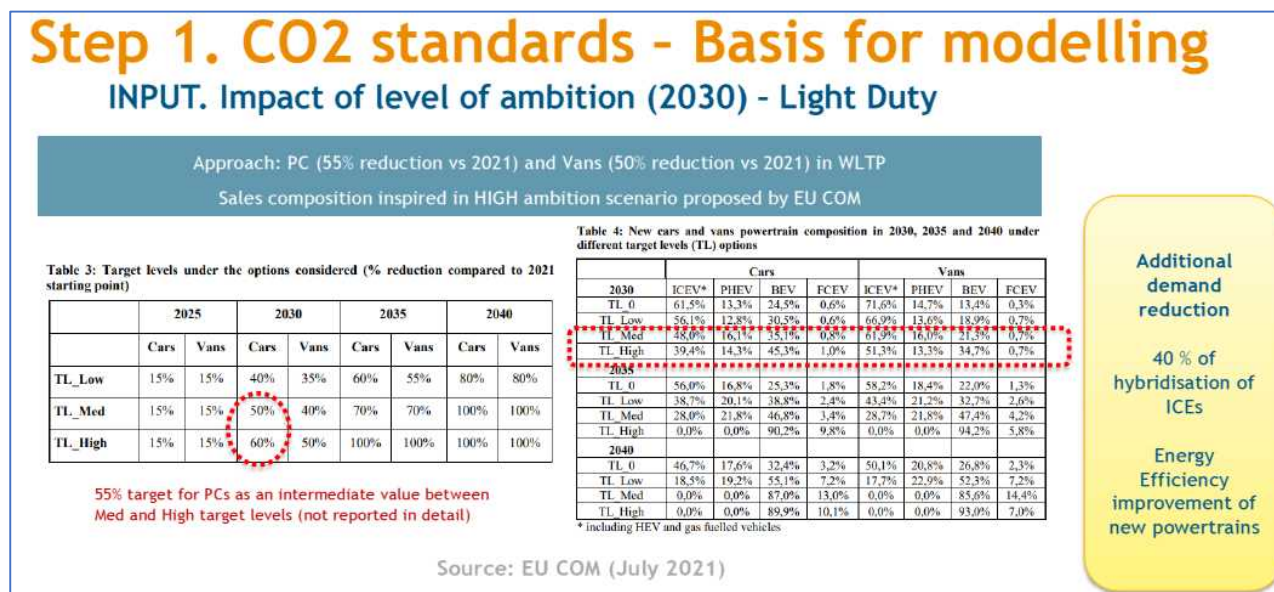
「Fit for 55」の影響評価として、まず、道路輸送部門についていくつかのシナリオを作成し、車両と燃料のモデルの見通しについて、EVの導入や内燃機関のエネルギー効率の向上、ハイブリッドとプラグインハイブリッドの導入も含めて検討した。また、「Fit for 55」の新提案として、航空と海運部門への影響、再生可能エネルギー指令の改訂と排出権取引制度の遵守といった要素を考慮している。

③ 運輸部門：自動車

CO2 排出規制（2030 年▲55%）を満たす新規登録台数を前提とすると、2030 年の保有車両は BEV（バッテリー式電気自動車）が 11%（2,900 万台相当）、プラグインハイブリッド車が 5%（1,200 万台相当）、合計 4,100 万台と推測される。

④ 運輸部門：航空

新提案「ReFuelEU Aviation」にて提示された SAF（RED Annex IX Part A）と RFNBO（RED Annex Part B）の導入義務を反映させている。また、2019 年の JET 燃料年間需要 48 百万トンへの回復を 2024 年とし、以降の需要伸長率を 2014～2019 年と同率で設定している。



⑤ 運輸部門：海運

「FuelEU Maritime」の提案で示された規制（燃料 1 メガジュールあたりの CO2 換算で、2020 年比 2025 年▲2%、2030 年▲6%）を織り込み、燃料需要は、コロナ禍の影響から現状ほぼ回復しているとしている。必要とされる低炭素燃料技術は、まだ選択の幅が大きい状況である為、対象となる燃料の種類は、LNG やメタノール等を含み、対象を広めにしている。

⑥ REDIII（Alternative LCF Scenario）

- ・ 前回の RED II の目標値を満たすだけでは、REDIII 目標値（基準比▲13%）には足りず、▲11.5%に止まる。その為、目標値達成には再生可能燃料の導入を更に 10%増やす必要があると分析されている

- 成熟した技術である HEFA (HVO) 製造時の排出量を現在より最大 30%削減する必要がある。更に、セルロースや廃棄物由来のバイオマス原料によるバイオ燃料の導入量を 2 倍に増加させ、e-fuels の導入 (約 1 百万トン) とあわせて、最大 10 百万トンの導入量増加が必要であり、技術レベルが現状到達していないことから、ハードルはかなり高いシナリオとなっている。

Fuel or energy carrier	2030	% energy (no multipliers)	% energy with multipliers	GHG emissions
	Target/cap			Absolute values - no multiplier
Total Ren. Electricity		1.4%	1.4%	2.6%
Ren. electricity in road transport		0.7 %	0.7%	1.4%
Ren. electricity in rail transport		0.6 %	0.6%	1.2%
Ren. electricity in all other transport modes		0.0 %	0.0%	0.0%
Compliant biofuels		11.4%	11.6%	7.8%
Food-crop	7% energy (MAX)	7.0%	7.0%	4.5%
Advanced part A (and biogas)	2.2% energy (min)	2.7 %	2.9%	2.0%
Advanced part B	1.7% energy (MAX)	1.7 %	1.7%	1.3%
RFNBO / RCF	2.6% energy (min)	2.6 %	2.8%	2.4%
as final fuels (e-fuels / e-H2)		1.2 %	1.4%	1.2%
as intermediate (e-H2) for fossil fuel production		1.3 %	1.3%	1.3%
Total RES-Target (all transport sectors)	13% GHG intens (min)	15.3 %	15.7 %	13%

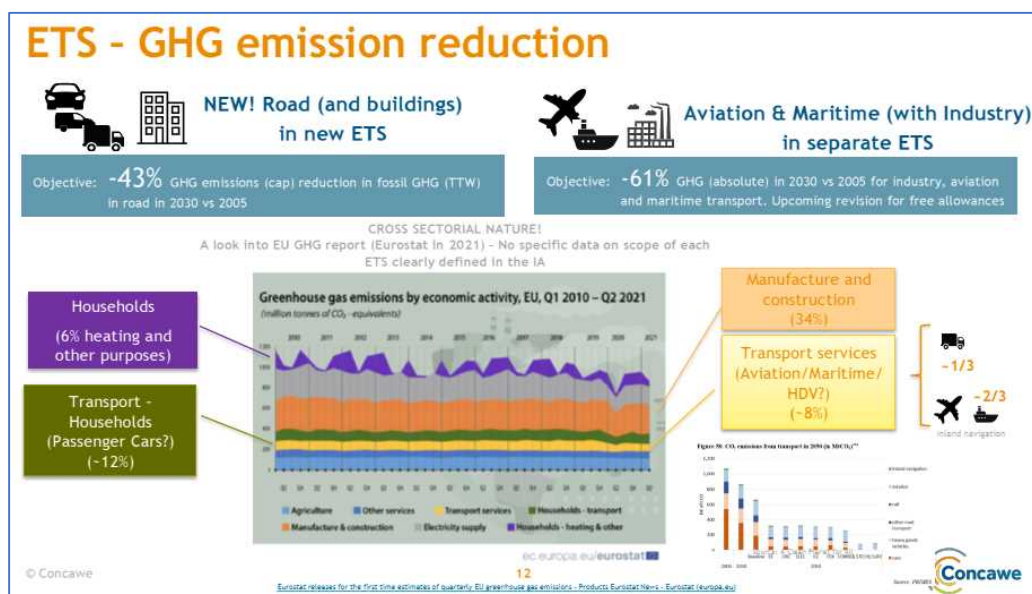
Beyond volumes estimated in

Additional Annex IX Part A and RFNBO/RCF required to comply with sub-mandates
(Delta: ~+ 10 Mtoe <-> + 20% vs baseline)

In order to comply with Part A/B, reduction of ~30% of Part B in HEFA (far below the current levels and projections in the IA)
Relevance of potential expansion of list Annex IX + relevance of cap on Part B

⑦ ETS (排出権取引制度) – 2030 GHG emissions vs proposed cap –

- 道路部門に導入が提案された専用の ETS では、2030 年の排出量削減目標は▲43%となっており、排出量に換算すると 1 億 5 千万トンとなる（道路輸送部門からの排出割合は 15% 前提）。
- 燃料のみで削減するとなると、再生可能燃料の導入量は 4 倍とする必要があり、電化にしても原料鉱物の利用可能性やインフラ不足の課題もあり、政策間のギャップは明らかであり欧州委員会にも指摘している。現状、ギャップは加盟国の追加政策により穴埋めをする方向性であり、議論は継続する必要があるが、石油精製業界として目立って逆行する動きも取りづらいのが現実でもある。



<https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/DDN-20211129-1>

(6) Session 3 から

【テーマ】 Evaluation of PHEVs in real-world conditions An introduction to Concawe's vehicle LCA GHG on-line simulator

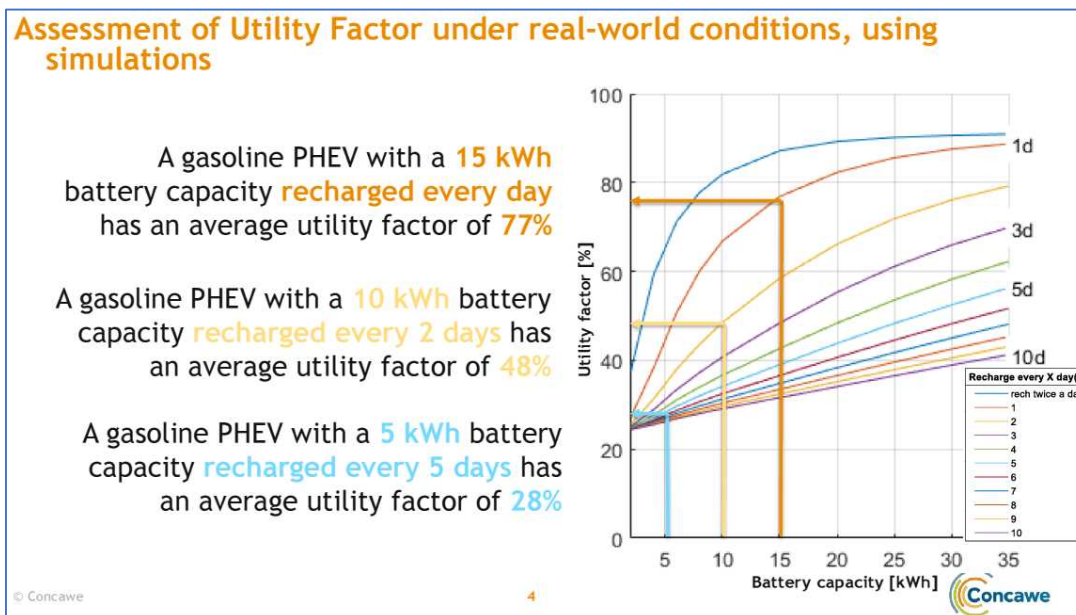
【発表者】 Mr. Roland Dauphin, Concawe (Fuels Quality and Emissions)

【参考公表資料】 2022 年 6 月 20 日

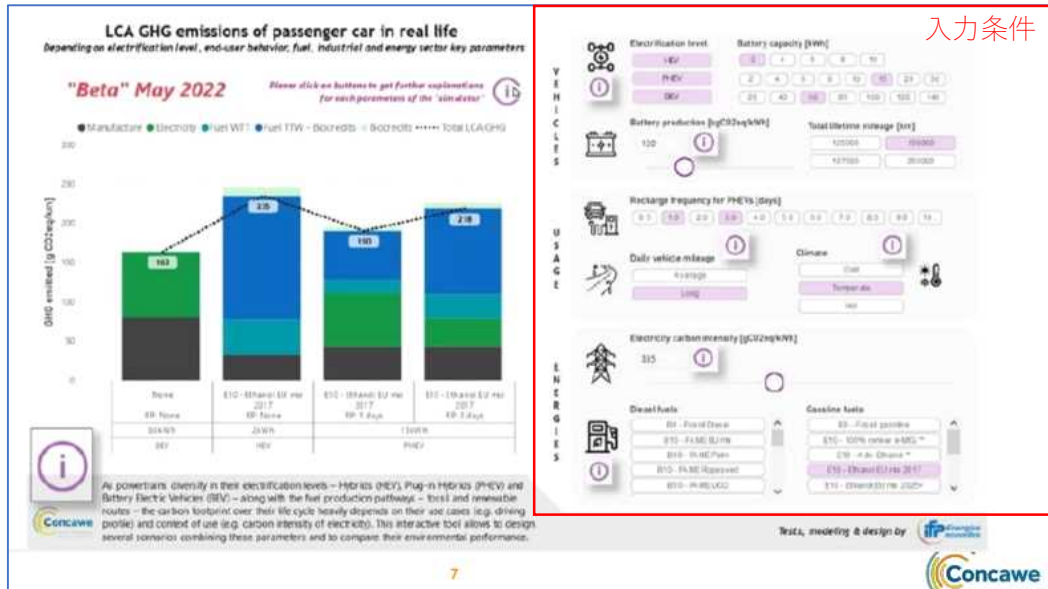
<https://www.concawe.eu/publication/evaluation-of-plug-in-hybrid-vehicles-in-real-world-conditions/>

① 車両が排出する GHG のシミュレータ開発について

- ・ 車両の CO₂ 排出量測定にはテールパイプからの排出だけでなく、自動車とエネルギーキャリアの生産に関連した排出も含めライフサイクル (LCA) を考慮する必要がある。
- ・ 脱炭素化の経路は様々であり、唯一の中心経路を特定する事は難しい為、多様な条件をもとに検討をするため、シミュレータの活用は効果的
- ・ モデル車両 (ガソリンハイブリッド車) による実験から、走行距離や温度を考慮し、ユーティリティ指数 (UF: ※PHEV が充電消耗型 (主に電気を使用) で走行する割合) をバッテリー容量と充電頻度別に指数化できるシステムを開発した。
- ・ 例えば、15 kWh のバッテリーで毎日充電する場合、UF は 77 となる (下図)。
- ・ テールパイプからの排出量、燃料や電気の使用量についても推定値を計測できる。



- ・ オンラインで利用できるようにする (2022 年 9 月以降)、JPEC も利用可 (依頼中)
- ・ グラフの黒色部は製造時 (Manufacture)、緑色部分 (Electricity) は車両が使用する発電由来の排出量、水色部分 (Fuel WTT) は再生可能燃料かどうかにかかわらず燃料生産時の排出量、濃い青色部分 (Fuel TTW) は最終的に排出 GHG から控除されるクレジットの価値 (バイオ燃料等) となっている。再エネ構成比率を反映させることも可能である。



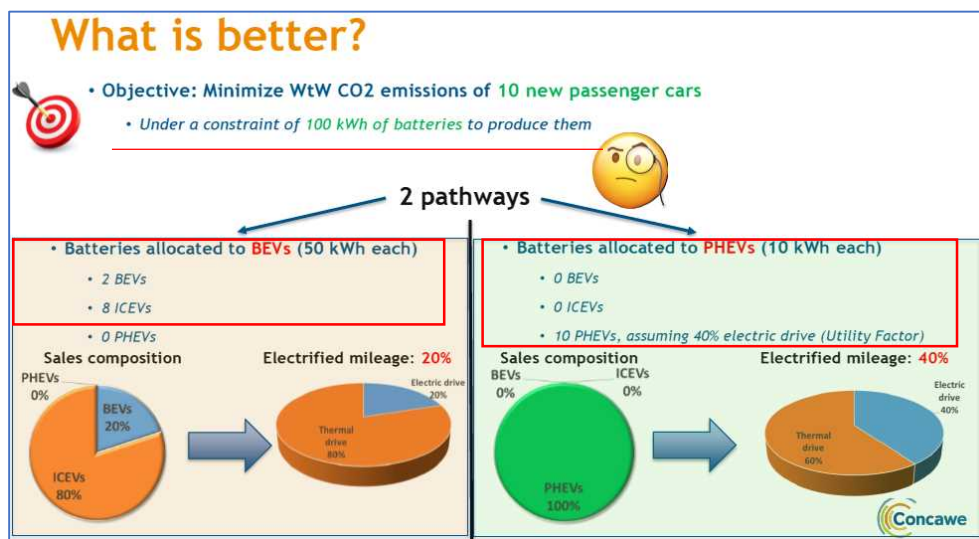
(7) Session 3 から

【テーマ】 Optimal electrification of passenger cars in a battery-constrained scenario

【発表者】 Mr. Roland Dauphin, Concawe (Fuels Quality and Emissions、TotalEnergies から出向)

① 取り組みの概要

2030 年までの時間枠において、バッテリーの利用可能性（供給量）に制約がある場合、バッテリーをどのように活用するのがベストなのか、GHG 排出削減効果の観点から、代替動力車の車種別導入シミュレーションを行った。



② シミュレーション結果

- ・ 保守的な条件下でも、2030 年に向けては、PHEV が新規販売の最適な主要構成要素となる。まず PHEV を導入し、バッテリーの利用可能性（供給量）に応じて BEV を導入していく事が、GHG 削減には効果的である。（低容量のバッテリー+PHEV が効果的）

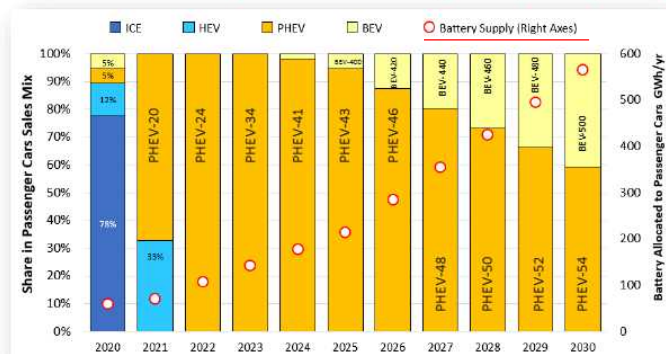
Optimal sales mix subject to battery supply constraint

Minimizing life-cycle GHG emissions: Full EV Penetration Scenario

Key Assumptions:

- Total numbers of annual sales: 16M cars/yr
- Max share of EVs (BEV+PHEV) in new sales: 100% during 2021-2030 (subject to optimisation)
- Real-World Utility Factor – Conservative
- Battery range (size) for BEVs: Linear increase 400 km (58 kWh) in 2020 → 500 km (71 kWh) in 2030
- Net zero battery trade
- E10eq as the proxy for biofuel for combustion engines (No additional low-carbon fuel)
- Electricity LCA carbon intensity (gCO₂eq/MJ) Linear decrease: 122 (2020) → 69 (2030)
- Battery carbon intensity (kg CO₂eq/kWh): Linear decrease: BEV: 96 (2020) → 65 (2030) PHEV: 108 (2020) → 73 (2030)
- Vehicle energy use MJ/km (WLTP): Linear decrease JEC 2015 data (2020) → JEC 2025+ data (2030)

Conservative Real-World Utility Factor for PHEVs: 23% (PHEV-20) → 39% (PHEV-54)



Notes:

2020 sales mix represents the historical data (not optimised)

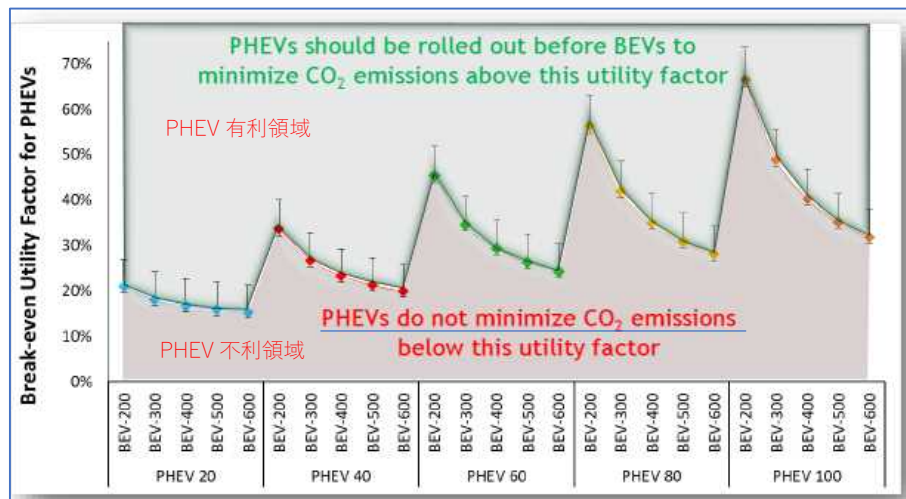
Battery ranges (sizes) of PHEVs are optimised subject to battery resource constraints

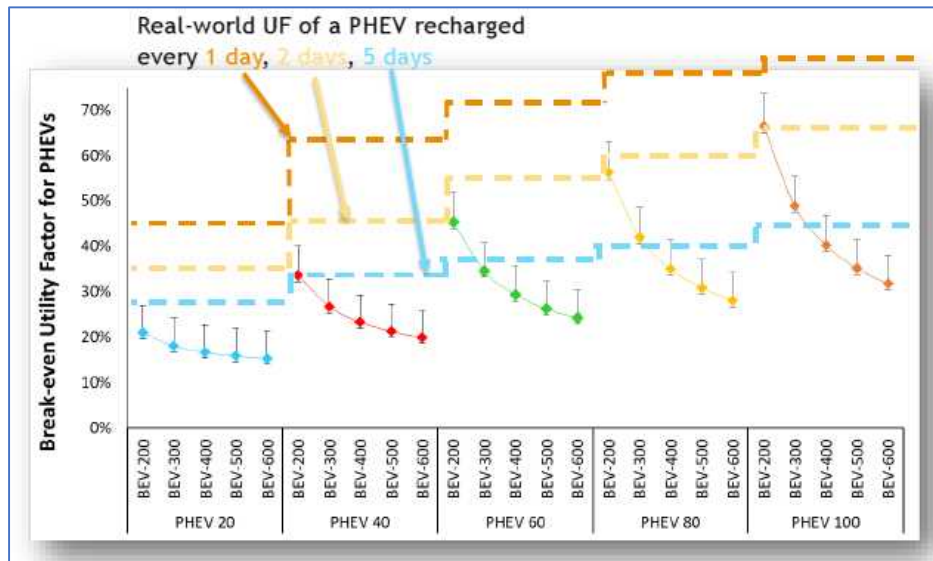
© Concawe

21



- ・ 限られたバッテリー資源を最大限に活用しつつ、GHG 排出量削減をするには、電池容量に関わらず、HEV や BEV よりも PHEV (20~100km の航続距離 (※) で1~2 日おきの充電) が望ましい。 (※60 km の航続距離でバッテリー容量、12.5kWh 相当)
- ・ PHEV (航続距離 20~40km) の場合は、5 日に 1 回の充電でも、HEV や BEV よりも GHG 排出量削減に有利と考えられる。 PHEV と BEV の導入検討における損益分岐となるユーティリティ指標 (UF) は 30%であるが、特にバッテリーサイズの比較的小さい PHEV (20-40) は BEV のバッテリーサイズに関わらず、分岐点を上回っている。





(8) Session 3 から

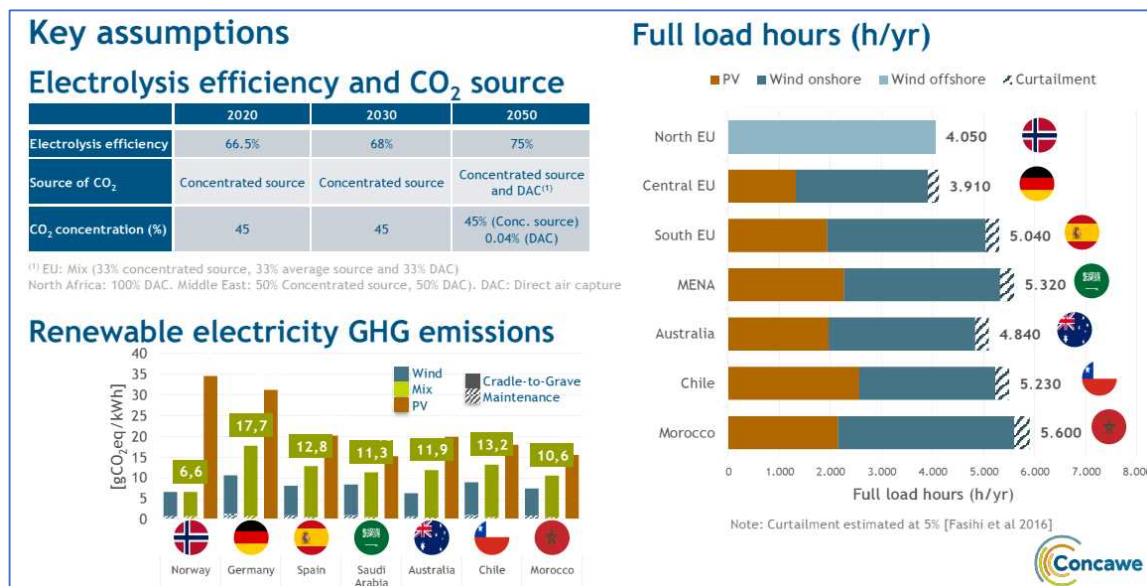
【テーマ】 E-Fuels:

A techno-economic assessment of EU domestic production and imports towards 2050

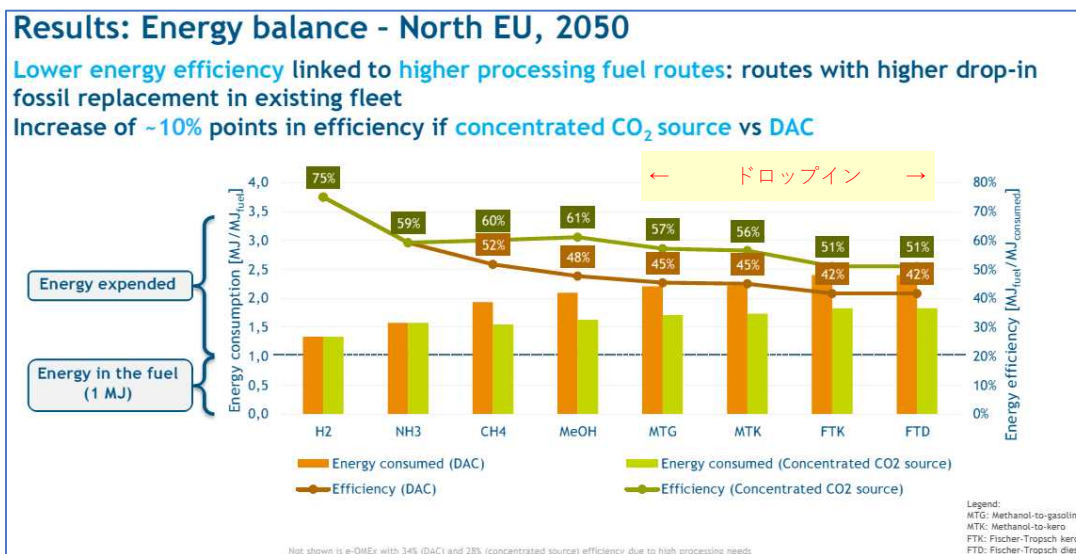
【発表者】 Ms. Alba Soler, Concawe

① E-Fuels の効率

- ・ 合成燃料 (E-Fuels) の製造には、再生エネルギーによる電解 (水素) 効率と CO₂ 源に大きく依存している。基本的に、風量や太陽光による再生電気エネルギーがコスト的に稼働時間的に確保できるスペイン、チリやモロッコ、中東やオーストラリアが有利である。

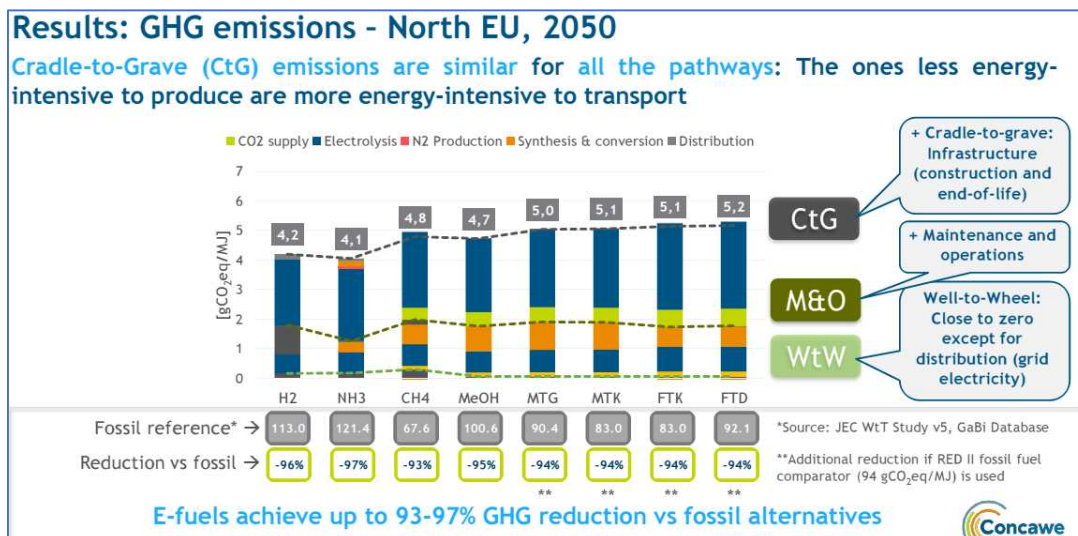


- ・ 製造経路ごとのエネルギー消費量と効率は、複雑な経路ほど悪くまた、ドロップイン燃料 (化石燃料代替率の高いルート) のほとんどは効率が悪いことが課題となっている。
- ・ 一方、経路が簡素で効率の高い e-H₂ や e-NH₃ は新しい車両やインフラを必要とする。
- ・ 濃縮された CO₂ 源からの回収は、DAC を比較した場合、効率は 10%ポイント程度上昇する。濃縮源がある限りそれを使用することが理にかなっている。



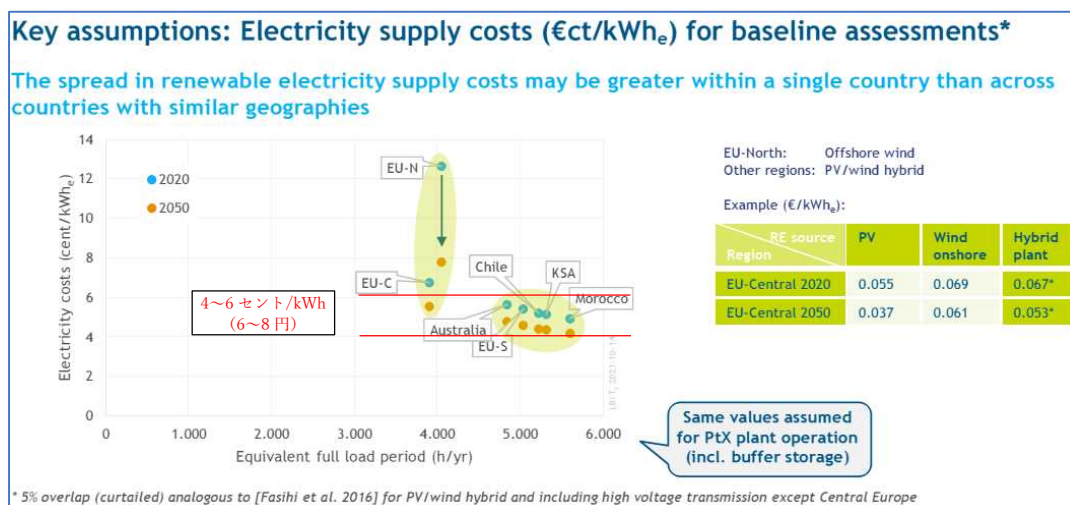
② E-Fuels 利用時 (CtG: Cradle to Grave) の GHG 排出量

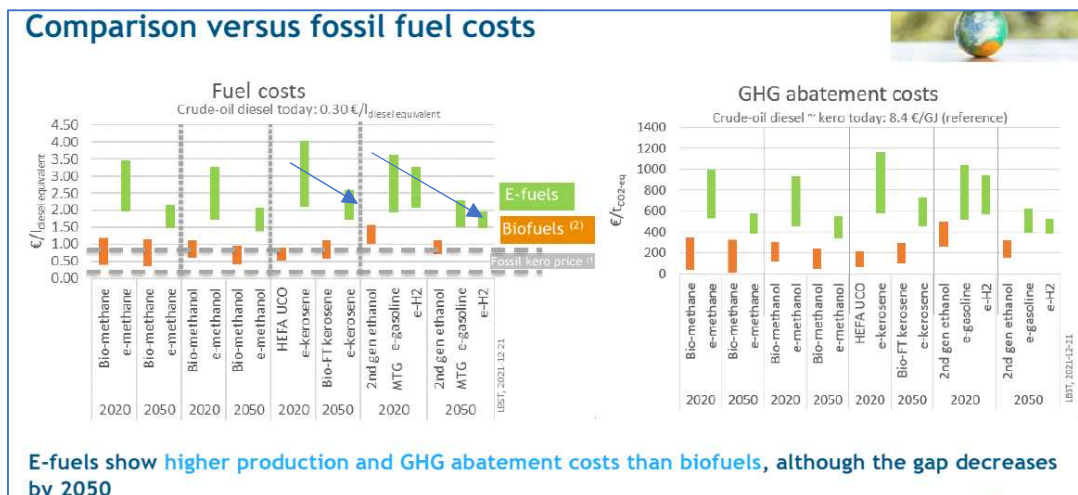
- ・ 合成燃料の CtG GHG 排出量は、すべてのパスウェイで同程度であり、化石燃料からの代替品製造に対して 93~97%の削減を達成することができる。
- ・ 技術が進展することにより 2020 年から 2050 年にかけて、合成燃料製造時の CtG GHG 排出量は 7%程度減少すると予想。
- ・ 製造に必要な電解 H₂ を液体または液体キャリアを介して輸入した場合、CtG GHG 排出量は 9-60%増加する



③ E-Fuels の製造コスト

- ・ E-Fuels の製造コストは、2020 年にはディーゼル換算で 1.5~4.1 ユーロ/リットル、2050 年には 1.0~2.6 ユーロ/リットルになると見込まれ、主に電力コストに影響される。
再エネ電力コスト 約 4~6 セント/kWh (6~8 円) を想定
- ・ E-Fuels は、バイオ燃料よりも生産コストと GHG 削減コストが高いが、2050 年までにはその差は縮小する。





④ 欧州の E-Fuels 需要について
【需要想定】2050 年最終エネルギー需要について、2 つのケースを想定したシナリオを構築した。

- ・ 低シナリオ：IEA が予想する e-fuels の普及率（66Mtoe/y）に沿うケース
- ・ 高シナリオ：バイオ燃料と石油を e-fuels にシフトさせるケース（129Mtoe/y）

Table 35: Global e-fuels energy demand: explorative scenarios for 2050

Fuel category	Low scenario	High scenario	Notes
	MTOE	MTOE	
Electricity	100	100	
e-liquids	29	86	e-fuels
e-methane	0	6	e-fuels
Biofuels	32	0	Shifted to e-liquids in high scenario
Oil	26	0	Shifted to e-liquids in high scenario
Biomethane	6	0	Shifted to e-methane in high scenario
e-hydrogen	37	37	e-fuels
Natural gas	0	0	
Total e-fuels	66	129	
Total	229	229	

Source: IEA World Energy Outlook Net Zero by 2050

【CAPEX】

- ・ E-Fuels プラントの生産規模が年間約 1,000t 増加する想定シナリオでは、E-Fuels プラントと関連する再生可能エネルギー を供給するために必要な CAPEX は、1～5 兆ユーロの範囲と見込まれる。
- ・ 年間平均投資額では、320 億～710 億ユーロ（最も有利な場所）、もしくは 750 億～1,710 億ユーロ（最も不利な場所）に相当する。
- ・ EU の GDP に対しては 0.2～1%に相当し、年間約 10 カ所の製油所新設に相当する。

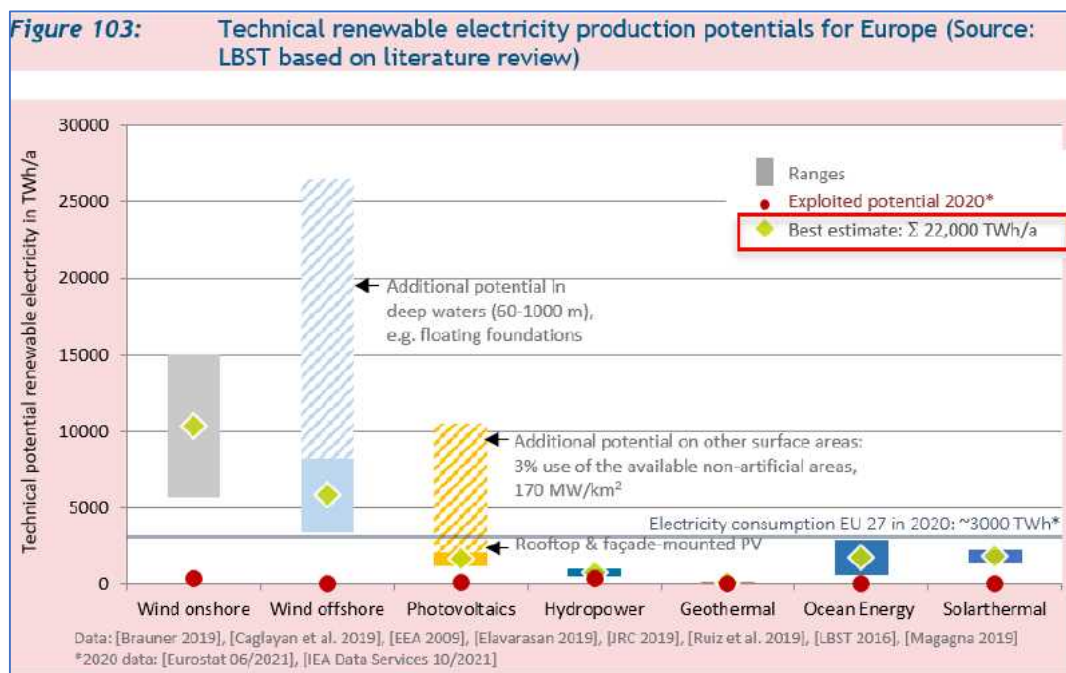
【土地利用】

総面積は約 10 万 km²と非常に大きい、これは欧州の使用可能な土地面積（400 万 km²）の 2%に相当する。

【EU の再生可能エネルギー電力潜在力】：

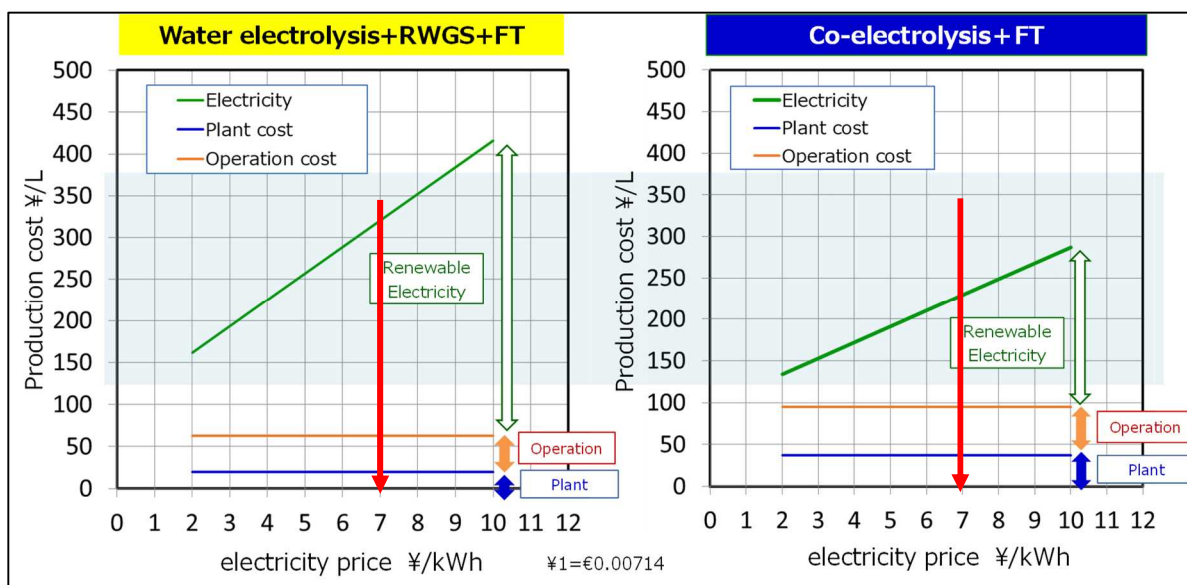
- ・ EU の再生可能エネルギー電力潜在力は、現在の電力消費量の 7 倍（約 22,000 TWh/年）程度と考えられる。（大半は風力、次いで太陽光）
- ・ 仮に EU 27+英国の輸送用燃料需要を完全に E-Fuels で賄った場合 12,000 TWh/年の再生可能電力需要をもたらす。

- ・ 2050 年までに EU27+UK において、BEV、e-methane、e-liquids の再生可能エネルギー利用を 100%とするシナリオを想定すると、2,570～10,880 TWh/年の再生可能電力需要をもたらす。
- ・ EU の再生可能エネルギー電力ポテンシャルは、総論としては制限にならないと考えられるが、インフラ建設への社会受容性にかかっている。
- ・ MENA のような他の地域で実現する技術的な可能性はさらに大きいが、地政学的・エネルギー安全保障上のリスクを伴う。



当該報告書はほぼ完成しており、近く Concawe-HP で公開予定（2022 年 7 月）

【補足】JPEC 合成燃料部 試算コストとの比較



Concawe の再エネ電力コスト約 5 セント €/kWh (7 円) を想定すると、上記図から製造コストはそれぞれ約 322 円 (2.57€) /L および 230 円 (1.84€) /L となる。(1 €=125 円)
これは Concawe が 2050 年 1.0~2.6€/L とおいている数値の範囲内であり傾向として合致している。

(9) Session 4 から

【テーマ】 EU Climate ambition and mobility transition

【発表者】 Ms. Emanuela Sardellitti, FuelsEurope (Advocacy Strategy Executive)

① 道路輸送部門の脱炭素化に向けた FuelsEurope の取り組み

- ・ 乗用車とバンの CO₂ 排ガス規制の目標強化が「Fit for 55」にて提案され、2022 年 6 月 8 日に欧州議会本会議 (EU Parliament)にて採決され、EU 理事会 (Council)に送致された。(次の会合は 6 月 28 日との情報)
(2035 年の排出量削減義務、2021 年基準比 100%、事実上のエンジン車販売禁止)
- ・ 関連して FuelsEurope では、低炭素燃料が脱炭素化へ貢献できる仕組みとしてのクレジット制度を欧州議会の 3 つの委員会に対して提案したが、2 つの委員会では、惜しくも 2~3 票の反対多数で否決された。本会議でも否決となった。
- ・ 理事会では、欧州委員会の提案自体に反対する、また、より厳しい目標を求める加盟国もある等、分裂しており、今後の動向は読みにくい。7 月からフランスに代わり議長国となるチェコ政府は、環境課題に対する優先度が低く、本案件は繰り延べとなる可能性もあり、次のスウェーデン政府は、産業界の意見を聞くことに消極的でオープンでない等、難しい状況が見込まれる。
- ・ FuelsEurope としては、引き続き、バリューチェーンに関わる団体とも協力してメディアキャンペーンを展開する。

② 大型車の CO₂ 排出ガス規制について

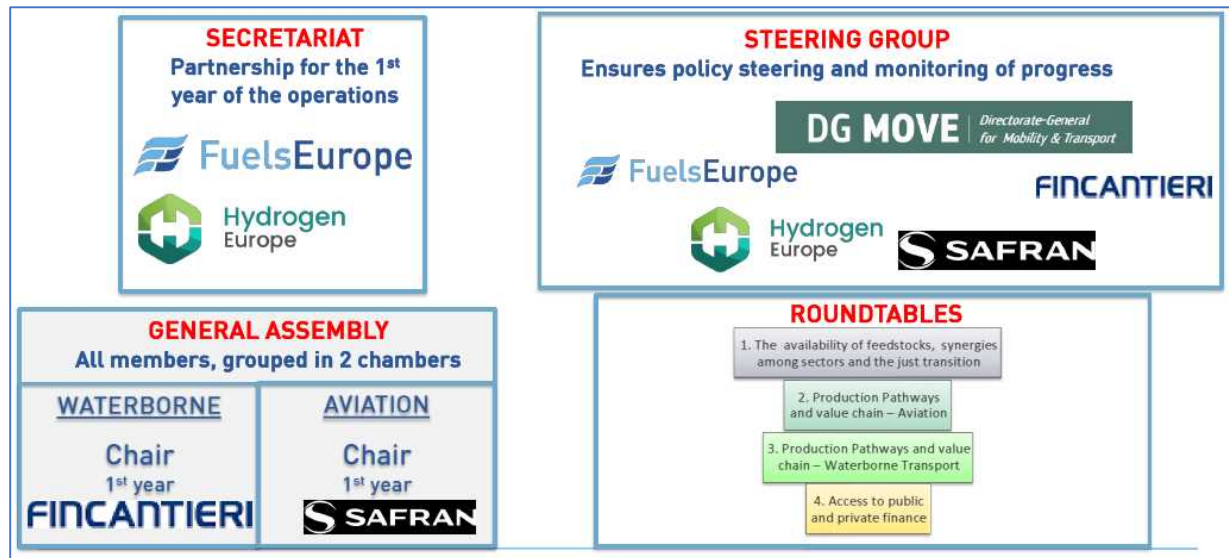
- ・ 現行規制：「2025 年までに 2005 年対比▲15%、2030 年までに▲30%」
- ・ 2022 年 3 月まで削減目標の厳格化と低炭素燃料の貢献度の算入方法について意見公募が行われ、2022 年末までに欧州委員会より改定案が提出されると見込まれている。ただ、乗用車とバンの規制の合意まで先延ばしとなる可能性もある。
- ・ FuelsEurope は、大型車の電化のコストや経済性、低炭素燃料の利用可能性について、利害関係者と合意醸成の取り組みを進めている。

③ 「Renewable and Low-Carbon Fuels Value Chain Industrial Alliance」紹介

メンバーに加入するための HP (現加入数 101、2022 年 6 月 2 日時)

<https://ec.europa.eu/eusurvey/runner/rlcf-alliance-declaration>

【組織体制】



(10) Session 4 から

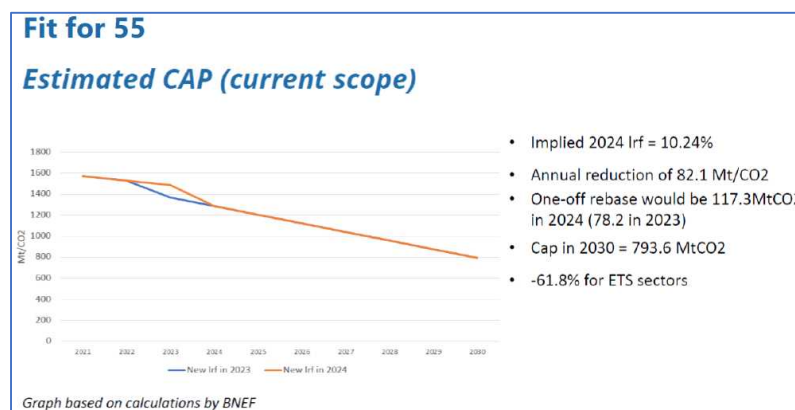
【テーマ】 ETS and CBAM

【発表者】 Mr. Jean-Pierre Debruxelles, FuelsEurope (Policy Executive)

「Fit for 55」における EU-ETS の改訂内容と CBAM の提案内容について説明と評価

① EU-ETS（排出量取引システム）に関する改定内容について

- EU-ETS 指令は、2018 年に改訂され、2030 年目標が 2005 年比▲43%となり 2021 年から施行されていたが、今回の改定で更に▲61%に強化された。
- ETS セクターの目標達成レベルに合わせて、排出許容枠（CAP）も調整され、毎年の枠の削減率（The Linear Reduction Factor：LRF）が 2.2%から 4.2%へ強化され、2024 年には、117 百万 CO₂ t 分枠の調整（削減）がなされる。
- ETS はオークション収益から脱炭素プロジェクトを支援する機能も重要であり、石油精製企業も、例えば、TRL8～9 の技術に対して、イノベーションファンドを通じて支援を受けることができる。また、CCUS 事業に参画し、（国際）クレジットを獲得すれば、排出枠に関する義務から解放される為、集中した排出源に位置する事業者等にとっては、これらも有益な仕組みとなっている。



② 道路運輸部門（と建物）への専用の ETS 導入

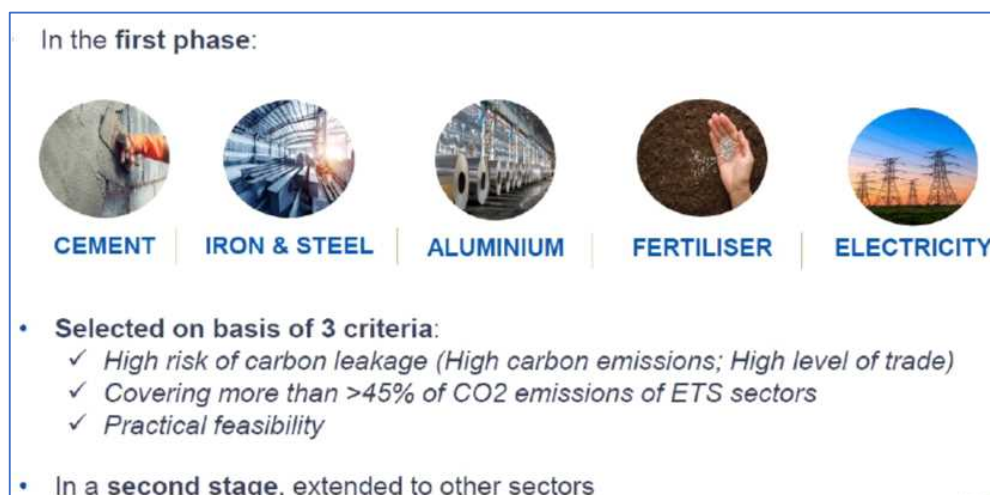
【欧州委員会提案内容】

- ・ 別個の排出権取引制度として、無償排出枠を持たず、独自の上限、LRF、MSR（Market Stability Reserve、市場安定化リザーブ）を有する。
- ・ 2025 年に設定され、2026 年から遵守義務が発生する。
- ・ 排出枠は 2026 年から設定され、LRF は 2026 年までに対象セクターの排出量を 2005 年比 43%削減することを前提に設定される。
- ・ コスト抑制のため、MSR は排出枠の 3 ヶ月間の平均的な排出枠の価格水準に基づき、追加的に排出枠を放出する。
- ・ EU-ETS の収益の 25%を財源とする気候変動対策社会基金を設立し、「排出権取引の道路輸送と建物への拡大がもたらす社会的影響」に対処する。

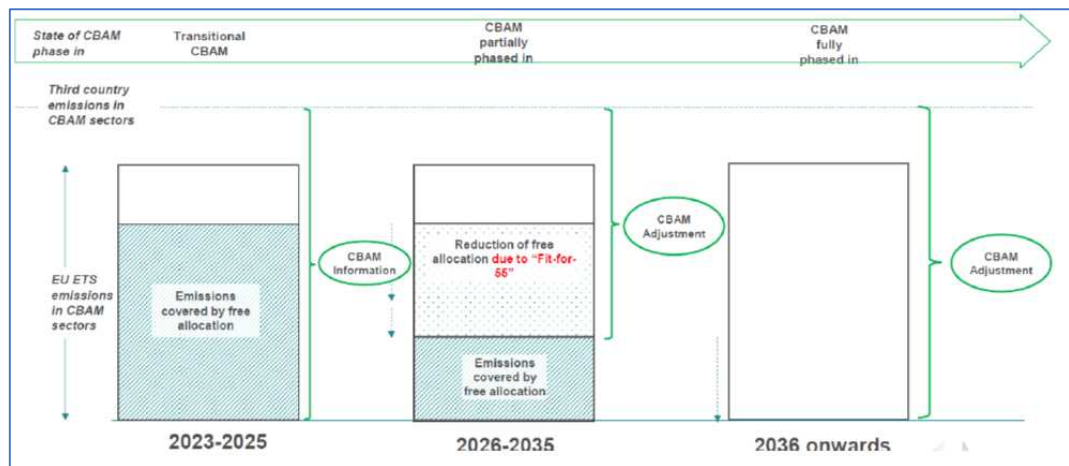
③ 炭素国境調整メカニズム（CBAM）の導入について

【概要】

- ・ 欧州委員会は、2026 年に実行可能であるようにデータを収集することを考慮し、排出割合が多く、カーボンリーケージリスクの高い事等を条件に、対象 5 部門を設定しており、現状、石油精製部門は含まれていない。



- ・ 輸入品に EU 生産者が負っている炭素コスト（無償枠を差し引いた部分）を課し、EU 域内外の競争条件を公平にする仕組みとなっている。
- ・ 対象部門（鉄鋼、アルミニウム、セメント、肥料、電力）への ETS 排出枠無償割当は 2026 年から毎年 10%ずつ減少し、2035 年にはゼロになる。
- ・ 調整対象として申告や課税の対象となるのは、個別の CBAM 製品の直接排出のみであり間接排出（製造過程の電気や熱からの排出）は含まれない。



【課題】

- ・ 輸出者の主な懸念としては、輸出時の払い戻しがない事である。
- ・ 欧州委員会は、輸出時のリベートは、WTO ルールの不遵守のリスクを著しく高め、環境対策としての正当性を損なう危険性があるとし、補助金および相殺関税措置に関する協定において認められていない。
- ・ 一方、EU 産業界は、設計次第では、リベートは実際に WTO のテストに合格する可能性があると主張する。

【FuelsEurope の CBAM 評価（提言）】

- ・ 世界経済全体が一律の炭素価格に基づくグローバルな炭素市場を希望している。それが実現するまでは、EU の現行の規制枠組みを改定する際には、EU の精製産業の国際競争力を維持する必要がある。
- ・ この観点から、炭素の国境調整メカニズムが以下のようなものであるべきだと考えている。
 - 世界的な気候変動への対処を目的とした政策の有効性を向上させる。
 - EU の産業の競争力を保護し、WTO の規則に準拠する。
- ・ 石油製品は、CBAM の対象となりうると考える。
 - EU の精製部門の国際競争力を低下させず、効果的な輸出メカニズムを組み込むことで EU の国内市場および輸出を炭素リーケージから保護する。
 - 製品別組込排出量を算出するための公正な方法論は、我々の専門家との綿密な協議を経て確立されること。

(11) Session 4 から

【テーマ】 Transport Fuels into the FitFor55 package

【発表者】 Ms. Marta Yugo, FuelsEurope (Policy Executive)

「Fit for 55」における輸送用燃料の政策方向性、特に RED III (Renewable Energy Directive) について解説

① RED III 13%GHG Reduction across all transport sector

輸送部門においては、電動化／バイオ燃料／RFNBO／RCF

RFNBO : Renewable fuels of non-biological origin

H2、H2-derived synthetic fuels (e-fuels)

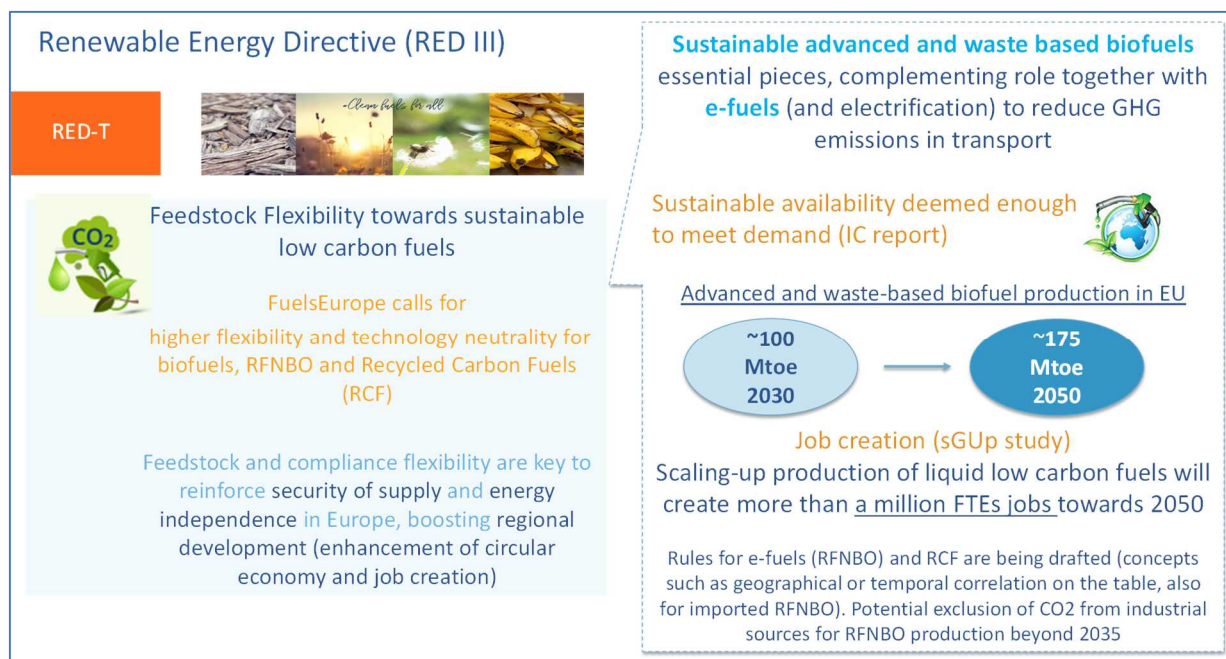
RCL : Recycled carbon fuels

Summary	RED III - Transport
Scope	All transport
Target	2030 overall transport target: 13% GHG intensity reduction vs baseline Submandates (energy) - Food-feed crop 7% energy (MAX) - Advanced part A (and biogas) 2.2% energy (min) - Advanced part B 1.7% energy (MAX) - RFNBO / RCF 2.6% energy (min)
Compliance	Biofuels (food-feed crop, Annex IX A/B), biomethane, RFNBO (final fuel and intermediate) and RCF. Renewable electricity Removal of main multipliers from RED II but: x1.2 for Annex IX A and RFNBO in aviation and maritime x2 equivalent factor for electricity in numerator

② 特に RFNBO／RCF を推奨する FuelsEurope

FuelsEurope は以下の点で、RFNBO／RCF を RED III に対応した輸送燃料として推奨

- ・原料を含めた供給への柔軟な対応力を確保 (Energy Independence)
- ・EU 域の発展に貢献 (循環社会の実現と新規雇用の創出)



4. 総括と今後について

(1) Concawe を代表して Mr. Jean Marc Sohier から

JPEC と Concawe からそれぞれ最新の情報を含め有意義な情報交換ができた。今後もこの関係を継承、向上させもっと有意義なものにしてゆきたい。

会議中に出た話であるが、E-Fuels の有効性や製油所での低炭素燃料製造技術など、双方で検討していることを持ち寄り共同 (Collaboration) で作業しレポートをまとめるような、今までのより一歩進んだ連携ができるかもしれない。

(2) JPEC を代表して餅田常務から

まず初めに、この会議の前に EU の先進的な取組みを行っている製油所などの視察を効率的に実施でき大変有意義であった。企画・アレンジしてくれた Concawe・Mr.Damien に感謝する。

日本は EU に比べて周回遅れかもしれないが、会議中に説明したように、カーボンニュートラル (CN) 実現のため政府・産業界が協力して加速してゆくよう、グリーンイノベーションファンド (GI 基金) などを利用して動き始めたところである。今回の EU 側からの説明で、日本よりさらに先行 (leading) しつつ強力 (intensive) に進めていることを確認できた。一方で、JPEC の特徴として研究開発する部隊を有し、基礎研究からを手掛けていることにあり、この点で Concawe 側にも刺激を与えたと考える。この会議の意義は、日欧 (JPEC・Concawe) の情報交換を通じてさらに深い解析・考察ができることにある。

(3) 今後について

- 1) この 6 月末で生間所長は離任する。7 月からは今回参加した疋田主研が EU 事務所長として、JPEC 側の窓口として対応する。今まで以上に窓口としてひいきにして欲しい。

(ビザ申請の中ため、実際の赴任は遅れるがその際には再度あいさつに赴く)

- 2) 提案のあった JPEC と Concawe との共同取組の可能性は検討してゆきたい。11 月に予定している ERTC などの EU で開催される国際会議には、日本からも参加する予定なので、面会する機会を利用して相談することとする。

- 3) 次回の「日欧石油技術会議」は、日本に Concawe メンバーを招待して実施する順番となる。今回の計画策定と同様に、別途相談しながら決めてゆくが、仮の日程として 2023 年 12 月前半頃を想定しておく (期間：1 週間)。

- ・日本側で実施できるのは 6 月以降である。また 1 月以降は年度末に近いので避けたい。
- ・EU 側では、9 月から 10 月にかけて組織決定の重要打合せなどがあり避けたい。また 11 月には ERTC 等 Concawe 側でも多数出席する重要な学会があるため。

以上