

令和2年度補正 LNGバリューチェーンの脱炭素化等に向けた インド太平洋イニシアティブ形成事業

(MRVと新資源コスト分析に関する調査事業)

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

令和4年3月

はじめに

(1) メタンリーク対策とそれに伴う LNG 開発・輸送・販売に至るバリューチェーン上の GHG の測定・報告・認証 (MRV) に関する調査等

- ✓ 現在、世界中において、石油・天然ガス関連企業がメタン排出量の削減、管理の強化を目指しており、LNGにおいても上流開発・輸送・消費のバリューチェーンに携わる企業において、GHG の MRV に関する意識が急速に高まっている。既に、欧州メジャーにおいては、2020年10月に策定された EU メタン戦略に基づき、LNG関連セクターのMRVの標準化作りを進めている。そして、これまで米国メジャーはメタンリーク問題に関し、独自の対策を行ってきたが、近年では、欧州メジャーの動きと呼応して、2030年までに2020年比でメタン排出量を30%削減する Global Methane Pledge (GMP) の取り組みを進め、2021年11月の英国主催のCOP26では、GMP の取り組みに100カ国以上が参加するに至っている。
- ✓ 日本も GMP の取り組みに参加した国の一つであるが、LNGの輸入者としての側面、上流開発を行う側面、LNGを販売する側面、そしてガス火力発電や都市ガス事業を海外展開する側面と、LNGビジネスに関して多くの顔を持っている。これらメタンリーク対策とそれに伴う MRV の標準化については、日本のエネルギーセキュリティと日本企業の海外ビジネスに大きな影響を与える可能性がある。そこで報告書では、これまでの国際的な動きを整理した上で、日本がこれまで取り組んできたメタン排出管理対策と、今後取り組むべき施策、そして国際的に貢献できる可能性を取り上げる。

(2) 将来資源調達に関するコスト分析調査等

- ✓ 日本の経済産業大臣は、2020年11月に開催した第9回LNG産消会議にて、クリーンなLNGをよりクリーンに使う世界的潮流を作り上げていくことを目指し、“Make Clean LNG Cleaner”の方針を示した。また、LNG・天然ガスから水素やアンモニアを新資源として精製し利用する取り組みにも力を入れることを示した。その後のカーボンニュートラル (CN) 宣言と相まって日本企業においてもLNG・天然ガスからの水素やアンモニアの利用に関心が高まっている。
- ✓ こうした流れを受けて、資源エネルギー庁資源・燃料部石油・天然ガス課（以下、「担当課室」という）では、2021年2月に開催した石油・天然ガス小委員会における「2030年/2050年を見据えた石油・天然ガス政策の方向性（案）」の中で「2050年CNに向けた水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築」として、今後想定される水素、アンモニアの供給網のイメージを示し、優位性と課題の整理を行った。よって、本報告書では、これら新資源に関する日本企業の優位性を浮かび上がらせ、日本のエネルギーセキュリティ強化に繋げることを目的として、一定の仮定に基づき、それぞれの種類の将来資源調達に向けたコスト分析を行う。
- ✓ 以上、これら (1) と (2) の問題意識に基づき、日本のエネルギーセキュリティに与える影響を分析し、いかにして日本の国益に資する形で国際協力が可能か、その具体的な政策立案を行うことを目的とし、報告書を作成した。本報告書が我が国のエネルギー政策立案の一助となることがあれば幸いである。

報告 目次

第0章 2020年以降のメタン排出管理動向を概観-----	3
第1章 欧米を中心とした世界のメタン排出削減の動向とその課題・対応策-----	4
1-1 欧州の動向：EUメタン戦略、EUメタン法案パッケージ	
1-2 OGMP (Oil and Gas Methane Partnership) と IMEO (International Methane Emissions Observatory)	
1-3 GMP (Global Methane Pledge)	
1-4 OGCi (Oil and Gas Climate Initiative)	
1-5 米国の動向：メタン排出削減行動計画、新規排出源の性能基準案、既存排出源の排出ガイドライン案、MEF、新規アクション	
第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策-----	27
2-1 方法論比較調査：GHG排出量算定用/報告用の規格ガイドライン	
2-2 LNGnet SW 2 に関する調査	
2-3 ISO WG10 に関する調査	
2-4 計測技術調査：人工衛星、ドローン、OGI カメラ	
2-5 上流事業者の取り組みに関する調査	
第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策-----	54
3-1 日本の現状：排出状況、業界の漏洩対策、状況調査	
3-2 日本の対応：国内検討会、報告の改善	
3-3 将来に向けた自主的な取り組み	
第4章 新資源コスト分析-----	76
4-1 基本検討ケース：(1) LNG-CCS、(2) LNG-H ₂ 、(3) LH ₂ 、(4) LOHC、(5) NH ₃ -H ₂	
4-2 技術進展ケース：(1) LH ₂ 、(2) LOHC、(3) NH ₃ -H ₂	
4-3 分析・課題	

第0章 2020年以降のメタン排出管理動向を概観

- 2020年以降のメタン関連イベント（主に欧州・米国）を下記にまとめる

月日	概略
2020/10/14	・ <u>EUメタン戦略</u> 発表
11/23	・ <u>OGMP 2.0</u> 発表
2021/03/23	・ IMEO（国際メタン排出観測機関）構想発表
4/28-6/25	・ 米国のメタン排出規制復活案が連邦議会上院で採択（4/28）、下院で採択（6/25）
09/17	・ 米国主導の主要経済国フォーラム（MEF）にて、 <u>米・EUによる Global Methane Pledge（GMP）</u> 討議 ・ EU、アルゼンチン、インドネシア、イタリア、メキシコ、英国、米国が当初より参加表明
10/11	・ 米・EUが GMP 参加国を発表：加、中央アフリカ共和国、コンゴブラザヴィル、コスタリカ、コートディヴォワール、コンゴ民主共和国、ミクロネシア連邦、仏、独、グアテマラ、ギニア、イスラエル、 <u>日本</u> 、ジョーダン、キルギス共和国、リベリア、など
10/27	・ <u>Petronas、地域内メタン排出管理協力を議論</u> ASEAN Energy Sector Methane Roundtable 2021 開催
10/31	・ G20 にて、 <u>IMEO（国際メタン排出観測所）発足を発表</u> 。 <u>初年度の OGMP 2.0 /IMEO 報告書</u> を発表
11/02	・ COP26 にて、 <u>米国、EU + 103ヶ国、GMP を発足</u> 。2030年までに20年比30%削減する共通目標
11/02	・ 米連邦環境保護庁（EPA）、石油・天然ガス産業からの削減について、既存排出源削減も含め、新規規制を提案。 ・ 「新規汚染源排出基準」（大気浄化法規則改正）案は、メタン排出その他大気汚染物質の大幅削減を目指す。
11/5-9	・ ENGIE 貯蔵子会社 Storengy（仏独英）、英 Neptune Energy が OGMP 2.0 ゴールドスタンダード認定発表
11/17	・ <u>GIIGNL</u> 、LNGカーゴの上下流を織り込むGHG排出報告・オフセッティング枠組を発表。GHGに加えメタン排出を含む
12/14	・ <u>EUメタン法案</u> 発表
2022/01/24	・ <u>JOGMEC の GHG・CI ガイドライン</u> ドラフト案公表。2月18日までパブコメを募集、意見反映後に第1版を公表予定



EUメタン戦略

- 2020年10月、欧州委員会はメタン排出削減戦略を発表した（COM(2020) 663 final）。主な取組みを下記にまとめる。

（1）EU 内でのセクター横断的取組

- 各セクターで既存のイニシアティブを活用し、企業毎のメタン排出量の計測・報告を強化
- 国連の枠組み内で、独立的かつ国際的なメタン排出量の観測所（IMEO）の設立をサポート。設立においては、国連環境計画（UNEP）や、気候と大気浄化の国際パートナーシップ（CCAC）と連携。
- EUコペルニクス計画を通じて、衛星を使用したメタン排出の検出とモニタリング能力を強化
- 2030年の排出削減目標（域内GHG排出 1990年比 55 %削減）達成に向け、EU気候・環境規制の見直し

（2）EU 内でのエネルギーセクターにかかる取組

- 2021年のEU法の改訂時に以下を提案。
- ① OGMP 2.0（Oil and Gas Methane Partnership）の方法論に基づき、エネルギー関連のメタン排出にかかる計測・報告・認証（MRV）を義務づけ
- ② ガスインフラからのメタン漏洩にかかる LDAR（漏洩検知・修繕）を義務づけ
- 日常的なベンティング（ガスの放散）やフレアリング（ガスの焼却処分）を禁止する規制を検討
- OGMP 枠組みを石油・ガスの上流～下流企業のみならず、石炭や休止中の生産サイトにも拡大

（3）国際的なエネルギーセクターにかかる取組

- 国際的な MRV 基準策定を目的に、化石燃料の主要消費国の日中韓に働きかけ、消費国連合設立の検討
- 燃料供給にかかるメタン排出量を数値化した Methane-Supply Index（MSI）の策定を進める
- 化石燃料の生産国に外交手段でも働きかけ、OGMP への参加を推奨する。
- 既にメタンへの規制や排出削減目標を持つ米加墨の各国と連携を図り、情報共有や取組検討を進める



EC ガス法案パッケージ

- 2021年12月、欧州委員会は、EUの2030年の GHG 削減目標である、1990年比で少なくとも55%削減を達成するための政策パッケージを発表した。これらパッケージは次の3つの改正案が含まれる。特に（2）を下記にまとめる。
- （1）ガス消費を天然ガスから再生可能及び低炭素ガスに移行
- （2）エネルギー部門のメタン排出削減 ← 下記参照
- （3）建物のエネルギー性能

EC ガス法案（2）エネルギー部門のメタン排出削減を目指す規制

- 同法案の焦点は、化石燃料部門のメタン排出削減。
- BRVF（Ban on Routine Venting and Flaring）：フレアリング、ベンティングの禁止
- LDAR（Leak Detection And Repair）：EU加盟国にメタン排出監視、諸企業に漏洩検知・修理義務を導入
- EU加盟国は、検査を含め、新規則での監視・執行を担当する機関を指定する必要
- MRV（Measurement, Reporting and Verification）：ガス企業（石油、石炭部門含む）は、メタン排出源レベルでのメタン排出報告、漏洩検知・修理プログラムを策定
- 輸入化石燃料に関する、供給者側のMRV手法・排出削減手法に関する情報の提出義務
 - ① . . . detailing whether the exporting companies have signed up to the OGMP for oil and gas companies and to the extent that it is set up, an equivalent, internationally or Union recognized standard for coal companies.
 - ② ECは輸入企業、EU内の操業企業が提出するデータを公表するデータベースを設置
 - ③ EU内外のメタン排出ホットスポットを監視する衛星によるモニタリング確立
- 輸入化石燃料に関する排出対応のため、国際パートナーと外交対話を行う。2025年までにメタン規制を見直す。化石燃料輸入に対して、データが明らかになった段階で対策を強化する
- 欧州議会議員達が求めていた拘束力ある排出削減目標導入には至っていない。
- ガス輸入に関する具体的制限案は、現時点でなし



EC 規制案の考え方

- メタン排出に関して、データが不確実という難点は克服されていないが、メタン排出削減行動に向けて完全なデータを待っている時間はない
- 12月提案の法制化・実施が2024年と遅いことから、GMP を米国とともに推進する方針となっている
- メタン排出対応/管理について、積極的行動により問題解決のチャンスが到来も、対応に消極的な国や企業も多い
- OGMP 2.0 は完璧ではないが、法制化を進めるには十分完全 (perfect enough)
- 認証には、測定技術、統計的・数学的根拠に関して、正当化できる根拠証明が必要
- 実測・数学的推論に関して人々の見解が一致するようにする必要がある
- 法案は、欧州域内での実測・認証義務を課す
- OGMP 2.0 に参加していれば、欧州向け輸出者含め、欧州メタン法制に特別対応は不要
- 欧州域内でのベンティング・フレアリングの禁止
- 他国の法制もEU基準に比肩する水準を求める
- 欧州の域外供給者との対外交渉は北アフリカからになりそう
- IMEOデータ蓄積により、EU向け供給チェーンのクリーン化に向けた選択が可能となる
- メタン排出に関して数字がなければ、そのガス供給源の、EU市場へのアクセスは差別化される

第1章 欧米を中心とした世界のメタン排出削減の動向とその課題・対応策

1-2 OGMP 2.0 (Oil and Gas Methane Partnership) (2020年11月23日公表)



2020年11月、OGMPはメタン排出量の計測・報告・認証（MRV）の新たな枠組み OGMP 2.0 を発表

- 2014年の国連気候サミットで、石油・ガス産業におけるメタン対策の自主的枠組みとして OGMP の設立が発表
- 気候と大気浄化の国際パートナーシップ（CCAC）と国連環境計画（UNEP）が中心となって設立
- 当初6社であったパートナー企業は2022年1月現在で77社まで増加、現時点で日本企業は不参加

図表1-1：OGMP 参加企業（77社）※他、企業以外（4社） UNEP, EC, EDF, CCAC サポート国（2カ国）英国、ノルウェー

上流			中下流①			中下流②			中下流③		
1	ADNOC	UAE	18	Adrigas SpA	Italy	38	Gasunie Deutsch Trans	Ger	58	OGE	Ger
2	bp	UK	19	Bahia Bizkaia Gas	Spain	39	Gaz System S.A	Poland	59	SAGGAS	Spain
3	Crescent	US	20	BALANCE Erneuerbare	Ger	40	GEI SPA	Italy	60	REN	Por
4	Ecopetrol	Colum	21	<u>China Gas Holdings</u>	<u>China</u>	41	GRDF	France	61	Retragas	Italy
5	Eni	Italy	22	Coteq Netbeheer B.V	Nether	42	GRTgaz	France	62	schwaben netz	Ger
6	EQT	US	23	DESFA	Greece	43	GRTgaz Deutschland	Ger	63	Shell	Nether
7	Equinor	Nor	24	Enagás	Spain	44	Italgas	Italy	64	SNAM S.p.A	Italy
8	Jonah Energy	US	25	Enduris B.V	Nether	45	LD Reti	Italy	65	Stedin Netbeheer	Nether
9	Naftogaz	Ukr	26	Enexis	Nether	46	Liander N.V.	Nether	66	Storengy France	France
10	Neptune	Ger	27	Energienetze Bayern	Ger	47	MEDGAZ, S.A	Spain	67	Storengy Deutsch.	Ger
11	Oxy	US	28	EMPL	Spain	48	Moldovagaz	Moldo	68	Storengy UK	UK
12	PDO	Oman	29	Eustream a.s	Slova	49	NEDGIA	Spain	69	TeReGa	France
13	<u>PPTEP</u>	<u>Thai</u>	30	EWE GASSPEICHER	Ger	50	NEL GasTransport	Ger	70	Thüga Energienetze	Ger
14	QatarEnergy	Qatar	31	EWE NETZ GmbH	Ger	51	Netze-Gesellschaft Sud.	Ger	71	Thyssengas	Ger
15	Repsol	Spain	32	FGSZ	Hung	52	NGC	Trinid	72	Trans Austria Gas.	Austria
16	TotalEnergies	Fra	33	Fluvius	Belg	53	Nowega GmbH	Ger	73	Unareti	Italy
17	Wintershall	Ger	34	Fluxys	Belg	54	NV Nederlandse Gasunie	Nether	74	Uniper Energy Sto.	Ger
出所：OGMP HP			35	GA-MA Skopje	NorMac	55	N.V. RENDO	Nether	75	VNG Gasspeicher	Ger
			36	GASCADE Gastrans	Ger	56	ONTRAS Gastransport	Ger	76	Westland Infra Net.	Nether
			37	Gas Connect Austria	Austria	57	OPAL Gastransport	Ger	77	2i Rete Gas S.p.a	Italy

OGMP 2.0の特徴

- OGMP 2.0は、国連環境計画（UNEP）、欧州委員会（EC）、環境防衛基金（EDF）、主要石油・ガス企業が、CCAC（気象・清浄大気連合）枠組内で構築した石油・ガスの包括的な測定ベースの報告枠組み
- 排出量の計測・報告は、5つのレベルに分別され、2023年（または加盟3年後）までに自社オペレーション資産を、2025年（または加盟5年後）までには自社マイノリティー（5%超）参加資産も含めて、排出量の報告（自社マイノリティー資産は努力義務）が求められる
- パートナー企業に対しては基本的に Direct measurement による厳密な測定をすること、及び ゴールド・スタンダードとされる 報告レベルの Level 4 もしくは 5 を獲得することが推奨される
- 取り組みへのコミットが加盟条件であり、期限までの実現が絶対条件ではない。報告されたデータは、セグメント・排出源別のみ公表し、個別資産ベースでは公表せず、会費等はなく、参加企業の負担は MRV 実務に関する負担のみ
- 排出測定はリークや漏洩、緊急時吹き出し等の全ての排出が対象だが、OGMP 2.0 はメタンのみを対象とし、CO2 等の他のGHGは対象外。また排出源は Scope 1 のみが対象となり、Scope 2, 3は対象外。また、CO2ベースの排出量計算には GWP20 を使用することを推奨。（GWP100 の25倍ではなく GWP20 の72-85倍を使用）

図表1-2：メタン排出量計測・報告の5段階レベル

Level	計測・報告内容
Level 1	● 事業/資産レベルの報告：全資産や国で単一の統合排出量を報告
Level 2	● 排出カテゴリーによる報告：IOGP（国際石油・天然ガス生産者協会）及び Marcogaz（ガス供給事業の欧州技術連合）が定めた排出カテゴリーに基づく排出量報告。推定排出係数に基づき推定
Level 3	● 一般的な排出源レベル：詳細な排出源ごとに排出量を報告。一般的な排出係数に基づき推定
Level 4	● 特定の排出源レベル：詳細な排出源毎に排出量を報告。直接測定またはその他の方法論に基づく測定
Level 5	● サイトレベル：個々の排出源ごとの排出量を報告。Level 4に加え、サイトレベルでの測定を含む

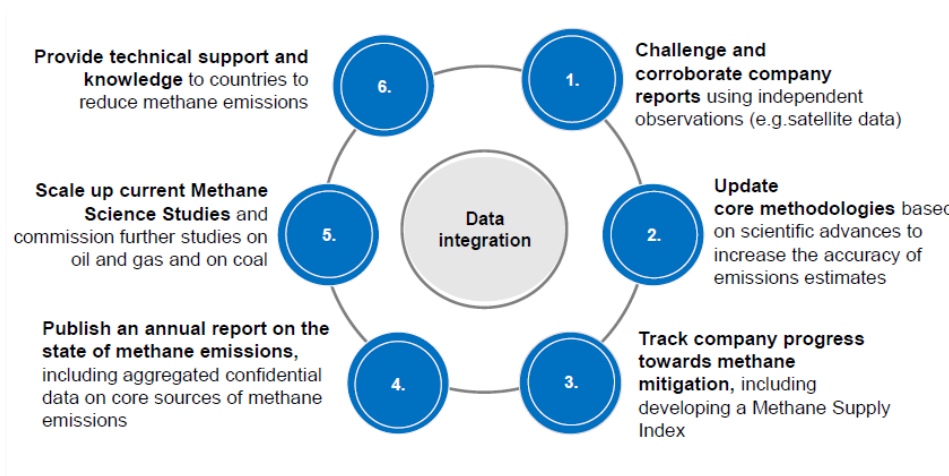
IMEO の経緯

- 2021年3月、国連環境計画（UNEP）が欧州委員会（EC）と協力し、OGMP 2.0 Reporting のチェック機能として、国際メタン排出観測所（IMEO）創設を発表
- 2021年10月、国際連合（UN）、欧州委員会（EC）は、国連環境計画（UNEP）が欧州連合（EU）支援を得て、IMEO を G20サミットで発足を発表

IMEO の役割

1. IMEO は、石油・ガスメタンパートナーシップ（OGMP）への報告を通じて企業のデータを収集する。
2. 科学的進歩に基づき、中核となる方法論をアップデートし排出量推計の正確性を高める。
3. Methane Supply Index の開発などにより、企業のメタン対策状況を追跡調査する。
4. メタンの主要排出源にかかる機密データの集計も含め、メタン排出の状況に関するアニュアル・レポートを公表する。
5. 現行の Methane Science Studies を拡大し、石油・ガスのほか、石炭について調査を実施。その後農業、廃棄物部門に拡大する。
6. 衛星による観測データを提供することで、企業の排出量報告を確認・裏付け・補完することが最大の目的。

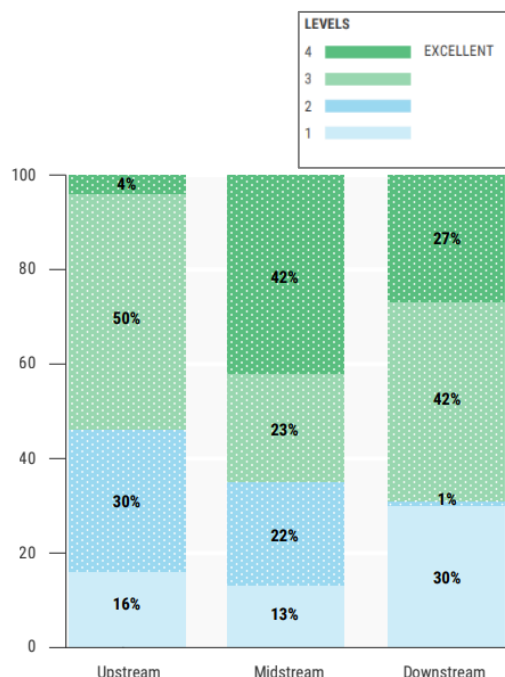
図表1-4 : IMEOの役割



IMEO 年次報告書

- 初の年次報告書において、会員企業74社のうち、64社（上流12、中流33、下流19）が報告書を提出した
- メタン排出量の内訳は、上流事業が大多数（上流81%、中流12%、下流7%）を占めた
- 報告レベルは、上流では4%、中流42%、下流27%が Level 4（ゴールド）を達成した
- その内、英 Neptune Energy は、2030年までに到達する目標設定・信頼性ある計画確立が認知され、ゴールドスタンダード認定を受けた。特に、2025年メタン排出強度目標 0.015 %は、全企業中最も意欲的とされた。
- 本発表に先立ち、Neptune が操業する英領北海 Cygnus プラットフォームでの、先端ドローン技術を用いてのメタン排出測定でのEDFとの協力作業完了の発表があり、研究結果は2022年公表予定としている。

図表1-5a : 各部門の報告レベル割合



図表1-5b : 各社のメタン排出強度と削減率の目標値

Figure 7. Methane intensity targets listed

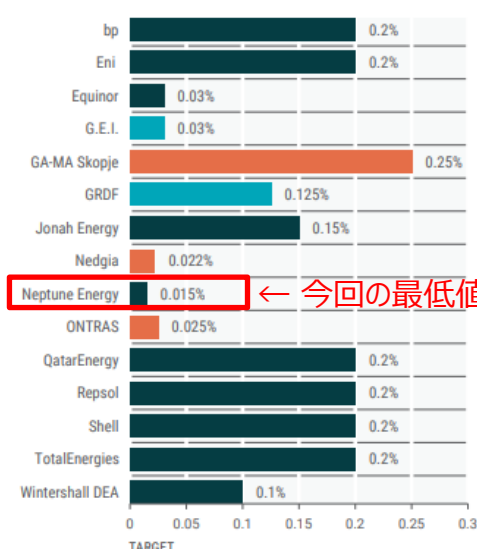
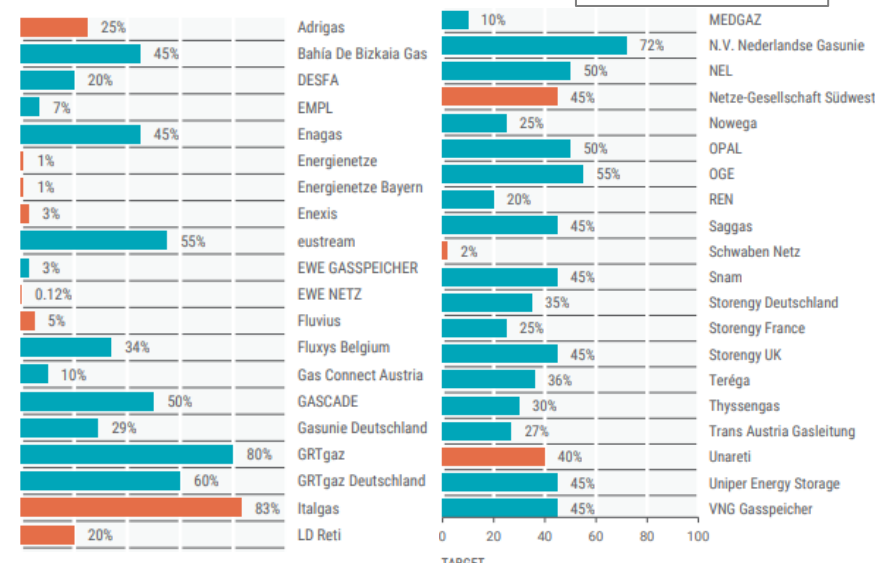


Figure 8. Absolute methane targets listed



IMEO / OGMP 2.0 のLNGに対する考え方

- 世界のガス貿易の重要分野としてLNGを重視しており、日本企業の参加も期待
- 上流部門からガス処理までは、一般的な石油・ガス産業と同様
- LNG液化段階からは、化学産業に近く、超低温と危険物性により、管理は厳しくなる
- 初期的実測によれば、冷却動力となるタービン以外では、排出は小さいことを確認済み
- 米国中心に、液化設備もガスタービンから電動モーター化して排出は減る
- LNGタンクで自然気化するガスは再度液化に回る
- LNG輸送船: 従来実測はなくスタディ関心事項。特にクーリング、ウォーミングに詳しく検討必要
- LNG業界は一部の国・企業に集中、追跡しやすい
- 世界のLNG生産設備の3分の2以上が既にOGMP 2.0によりカバー。未達はマレーシア、アルジェリア
- 報告単位では秘密報告、情報公開は企業単位。排出自体が秘密でなく、生産と緊密にリンク。消費者側より圧力があり合意されればUNEPは喜んで公表する。排出絶対量ではなく、インテンシティを報告させる可能性もあるが、OGMP 2.0は排出総量を選択。

IMEO 年次報告書の全体的な評価

- データのクオリティとしては殆どが (Level 1 - 3) だが、今後の向上は期待される。
- 一部の企業は、実測織り込みを開始している。

目標

- 殆どの企業が、既に現在の排出量が会社としての目標を実現しているとしている
- 報告レベルが上がれば、現在の企業としての排出インテンシティの変化につながると予想される
- 実測に基づくベースラインの確立後に、目標を絶対値に格上げすべき

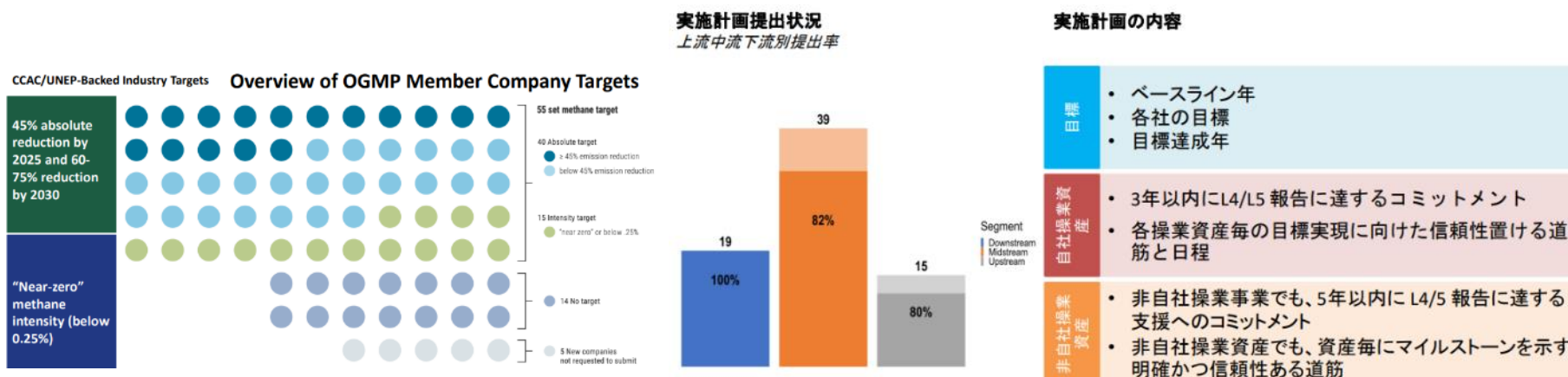
実施計画

- 現在の報告方式からL4/L5 に移行するために、大いに取り組みが必要になる
- 各社は、実測技術の調達、結果を解釈するための社内的資源の動員、様々な共同の困難に備える必要がある

報告

- オペレーターは、利用可能な最高レベルでの報告を行うべきとされる
- レベル4、あるいはレベル4/5では、手法に関して詳細を示す必要
- レベル5は、単独で報告することはできない。トップダウン、ボトムアップの実測の照合により、レベル4/5が決定される

図表1-6：各社の目標設定 (Targets) と実施計画 (Implementation Plan) の状況



OGMP 2.0 の課題と考察

（1）記入する事業者によって、かなりバラつきが出る可能性がある。

- それぞれの項目に対して、数値をどのように作るかは基本的にオペレータの判断に委ねられている。
- TGD（Technical Guidance Document, OGMPが発行する詳細測定手法を示すもの）等の標準化された詳細かつ具体的な方法論を別途取り込む必要がある。

（2）Templateを補完するためにTechnical Guidance Documentが発行される。

- TGDには主要な排出源について、Level 3と4の具体的な方法論として示される。ただし、事業主はこれとは違う方法論も採用することが可能で、その場合はTGDで示されるものと同等であることを証明する必要がある。

（3）メタンのみを対象としているので、他のGHG排出も考慮する場合は他の手法との併用が必要。

- ソース、組成、Global Warming Potentialの記入等について追加する必要がある。

（4）Scope 1のみを対象としているので、排出量としてScope2も考慮する場合は他の手法との併用が必要。

- 電力を外から購入しているLNG事業者のScope 2 排出等については別途追記が必要。
- 尚、Scope2からのメタン排出については、未燃のメタンが主要な排出となるので、これは無視できるとOGMPは考えている。（Scope2を対象とした場合、Level5による衛星での検証が困難になると予想する）

（5）基本的にLevel 4は実測が必要となる。

- Level 4でファクタリングを採用する場合は、サンプリング等による妥当性の実証が求められる可能性が高い。

2022年の IMEO 動向

- 各国・企業（国はIMEO支援、企業は OGMP 2.0 へ、という意味）参加基盤拡大、特に現メンバー企業がマイノリティ参加しているプロジェクトでのパートナー間勧誘
- 諸国政府を対象とした啓蒙（オンライントレーニング推進 - 中国、ベトナム、ブルネイ等話し合いを進めている）
- テクニカルガイダンスドキュメント、OGMP 2.0 参加の便益等の実務文書作成
- 2021年10月正式発足を受けての運営体制整備（執行理事会等の設置）
- 原料炭部門の組織化等説明された。

日本企業に対して、考えられるアプローチ

- LNG市場への影響力（LNGプロジェクトへの投資者及び大手LNG買主として）の大きさから、日本の参加を熱望
- OGMP 2.0 加盟企業より、参加するLNG生産プロジェクトでパートナー対話で提起
- UNEP より、金融機関・投資機関に対するメタン問題啓蒙により、エネルギー部門に働きかけ
- 欧州連合代表部を通じての動き

その他アジア市場へのアプローチ

- 東南アジアの生産諸国（マレーシア Petronas など）にもアプローチが開始
- Global Methane Pledge (GMP) を起点として、メタン排出削減の浸透を図っている

世界のメタン排出削減の枠組として、米国、EUが主導、現在 111 ヶ国が参加（2022年3月時点）

- 2021年11月、COP 26 にて、米、EU、103ヶ国が Global Methane Pledge を発足
- 日本は2021年9月24日のQUAD首脳会談において、菅元首相が参加を表明
- メタン排出数量把握のため利用できる最善のインベントリー手法を、高排出源に焦点を置き進める
- 欧州復興開発銀行（EBRD）、欧州投資銀行（EIB）、緑の気候基金が、技術支援・プロジェクトファイナンス両面でこのプレッジの支援にコミットしている。国際エネルギー機関（IEA）は実施上のパートナーとなる
- エネルギー分野に最大の削減ポテンシャルがあると認識しており、国別目標・部門別目標の展開に注意が必要
- 各国は、世界のメタン排出を2020年から2030年までに30%以上削減する共通目標をコミットしており、参加国で世界経済の70%を占め、メタン排出量（農業、廃棄物、エネルギー分野含む）の約半分をカバーしている

課題と考察

- 世界全体でエネルギー由来のメタン排出は、全体の15% - 20%を占めるとされる。ただし、IEAメタントラッカーによるとこれらの世界全体のエネルギー由来のメタン排出の内、日本が占めるエネルギー由来の排出は0.25%とされる。
- 日本国内でのメタン排出は農業、廃棄物が圧倒的であり、エネルギー由来の排出は日本全体の6-7%。よって、世界一律の部門間の規制を日本にも適用されると、日本国内のエネルギーセクターには過大負担となる排出削減と並行して、IPCC / UNFCCC インベントリー手法の強化を求めている

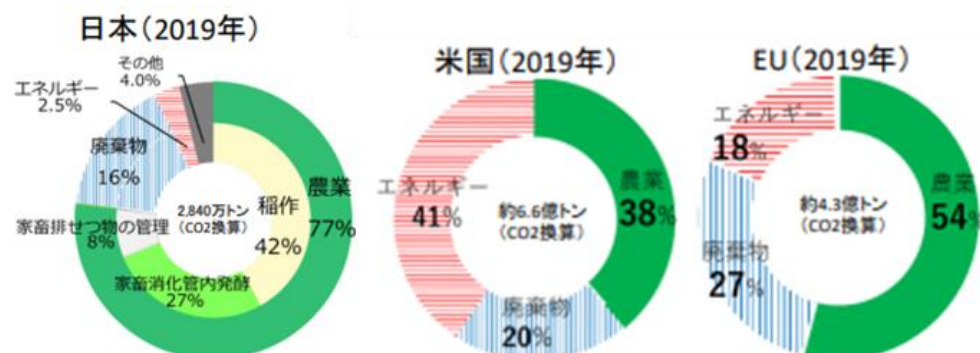
主なサポート団体・機関（28）

- UNEP、CCAC、AIM for Climate、EBRD、EIB、GMI、Green Climate Fund、IEA など

主な不参加国

- 豪州、カタール、ロシア、中国、インド、タイ、ブルネイ、アルジェリア、トリニダードトバゴなど

図表1-7：メタン排出量の比較（日本、米国、EU）



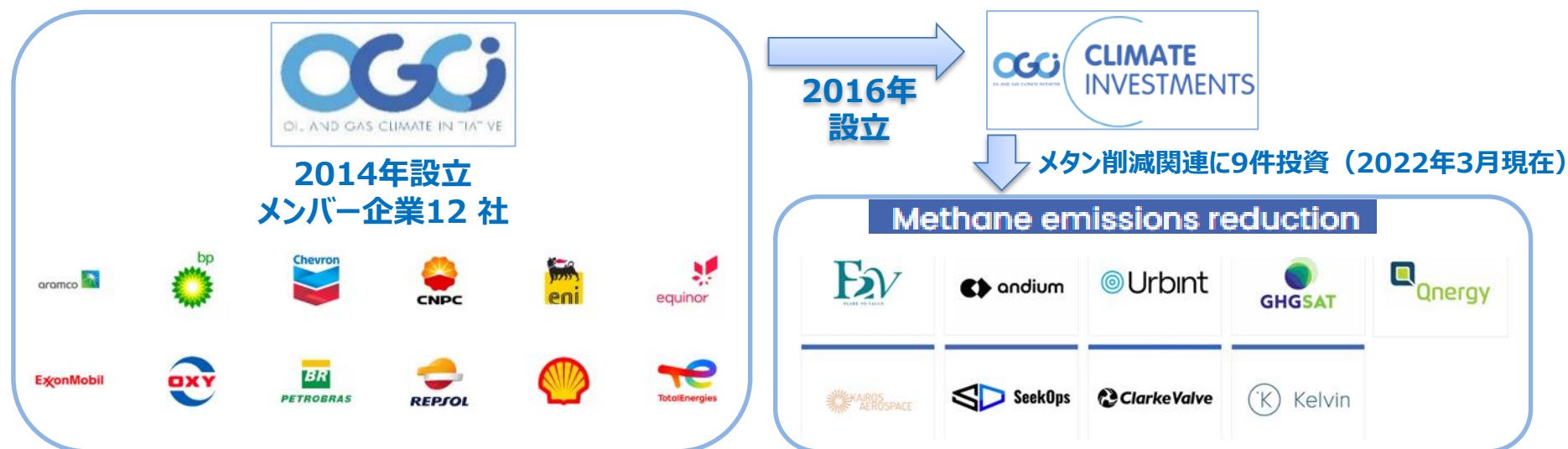
OGCi

- 2014年1月の世界経済フォーラム（ダボス会議）にて、石油・ガス業界の上流部門のCEOによる自主的な取り組みとして、気候変動に対する協力協調を意味のある行動へと加速させるという OGCi の構想が発表され、同年9月の国連気候変動サミットにて正式に発足
- メンバー企業として、IOC, NOC 等が12 社参加しており、これらの企業で世界の石油・ガス生産の約30%を占める。

OGCi Climate Investments

- 2016年、OGCi は 10億米ドル規模のファンド（本拠地 ロンドン）を設立。メンバー企業が 1 億米ドルを拠出。
- スタッフはメンバー企業の経験者のみならず、PE や Venture Capital 出身者、技術者など幅広い人材により構成され、GHG排出削減にインパクトが期待される幅広いベンチャー企業へ投資を実施している。
- エネルギー、産業、建物、商業輸送の各分野における低炭素ソリューションのグローバルな実施を加速させることを目指し、設立以来、25件（メタン排出削減 9 件、CO2削減8件、CO2リサイクル8件）の技術やプロジェクトに投資

図表1-8：OGCi の投資イメージ



※OGCi メンバーについて、2018年時点ではメキシコPEMEXも加入していたが現在は名前がない

- OGCI Climate Investments はメタン削減関連の技術やプロジェクトに9件投資している（2022年3月現在）

No.	投資先・採択年	事業内容
1	 Flare2Value (2022)	- オマーンでのフレアガス回収プロジェクト - フレアや使用中のメタンスリップをなくし、エネルギー効率化を実現する
2	 andium (2021)	- 石油・ガス会社がフレアリング活動を継続監視し、GHG排出を削減する - リモートフィールド監視・通信技術（Industrial Internet of Things）を提供
3	 Urbint (2021)	- メタン排出削減技術により、重要インフラや労働者への脅威を予測し阻止する - AI技術を活用
4	 GHGSAT (2018)	- 衛星を活用し、世界中のあらゆる設備をカバーし、メタン排出を観測する - 正確かつ低コストのGHGモニタリングデータとサービスを提供
5	 KAIROS AEROSPACE (2018)	航空測量によるメタン排出の主な原因について実用的なデータを提供
6	 SeekOps (2019)	エネルギー分野向けに、統合型ドローンベースシステムによる天然ガス排出の検出、局所化、定量化のための高度なセンサー技術の開発およびフィールドを提供
7	 Clarke Valve (2018)	低コストでメタンガスの漏出をほぼゼロとする独自のコントロールバルブを開発
8	 Kelvin (2018)	- AIを活用し、物理制御システムの安全、安心、スマートな制御を実現 - 石油・ガス会社の経済的パフォーマンスの向上と環境へのポジティブな影響の達成を支援
9	 Qnergy (2020)	- 企業の業務効率の向上と排出量の削減を支援するリモートパワーソリューションを提供 - 例えば、空気圧機器から排出されるメタンの排出量削減など

OGCI のターゲット

- OGCI は石油・ガス業界（上流部門）における平均メタン強度を、2017年のベースラインである 0.30 %から、2025年までに 0.20 %を大きく下回るレベルにまで削減することを目標としている

図表1-9：OGCI のメタン強度削減のターゲット



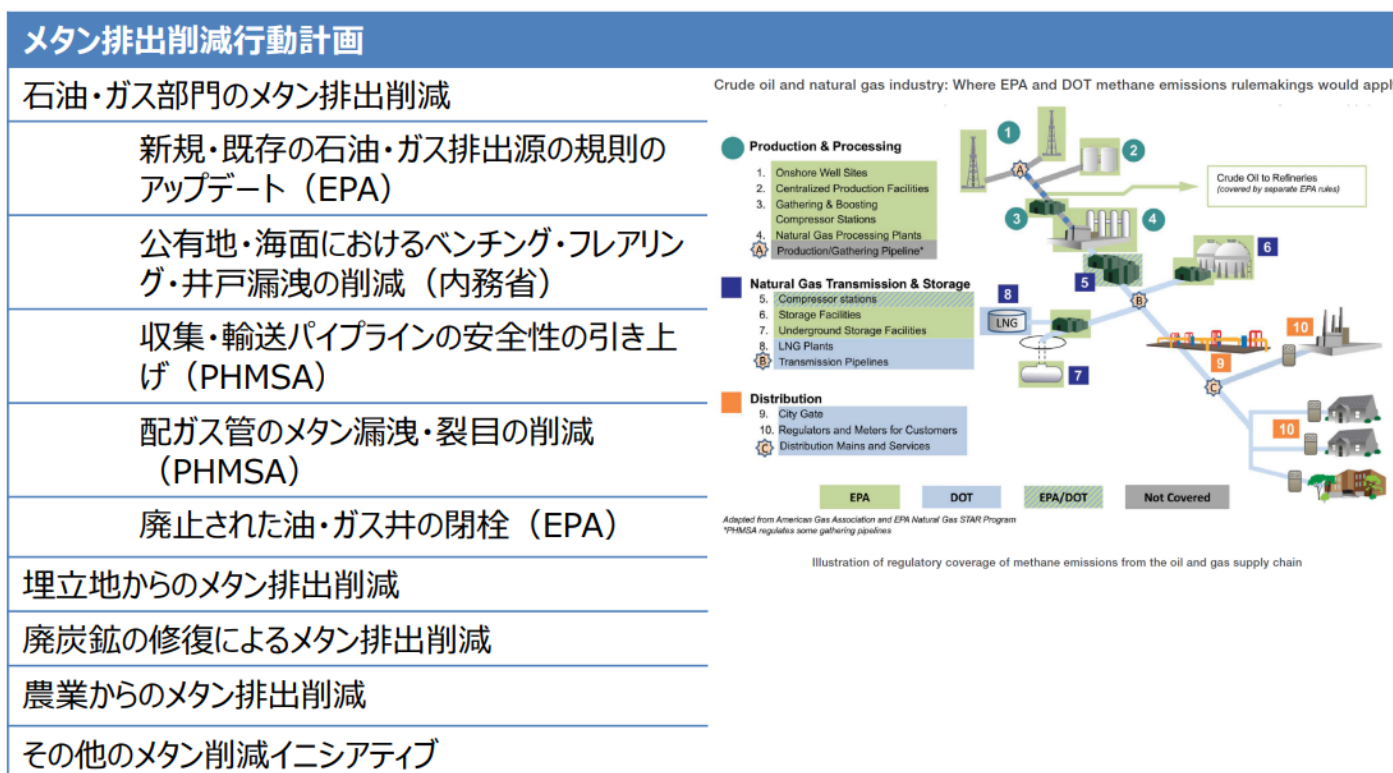
第1章 欧米を中心とした世界のメタン排出削減の動向とその課題・対応策

1-5 米国の動向（1）メタン排出削減行動計画（国内対策）（2021年11月2日公表）

（1）メタン排出削減行動計画（国内対策）

- 米国環境保護庁（EPA）は、石油・天然ガス産業から排出されるメタンガスを削減する規則案を発表。
- 同日、COP26にてGlobal Methane Pledgeが発表
- 新規・既存の石油・ガス排出源の規則のアップデートがメインであり、規制部門や担当省庁を明確化している。
- 米国としては、国内の電力等の気候変動対策が進まないため、国際的な対策でリードする姿勢を示したい。

図表1-10：石油・ガス部門のメタン規制の範囲



出所：米国環境保護庁（EPA）

※ PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, パイプライン・危険物安全庁)

第1章 欧米を中心とした世界のメタン排出削減の動向とその課題・対応策

1-5 米国の動向（2）新規排出源の性能基準案と既存排出源の排出ガイドライン案（11月2日）

(2) 新規排出源の性能基準案と既存排出源の排出ガイドライン案が同日公表

- 新規排出源の性能基準案と既存排出源の排出ガイドライン案は、下記 NSPS 000b、c、a の3本柱
 - ① 新規排出源の性能基準案はすでに0000aとしてあり、その微修正。
 - ② 新規排出源の追加基準（0000b）
 - ③ 既存排出源の排出ガイドライン案（0000c）
- 閉鎖後資金責任制度が、一種のメタン税のようなものになるのか、要注視。
- 第三者によるヘリコプター搭載の光学画像カメラや衛星ベースの排出検出についても、OGMPや後述のウルトラ排出者規制との関係で要注視。

提案・想定基準

- 油ガス井サイトおよびコンプレッサステーションからのメタン漏洩の発見と修理のための、モニタリングプログラムの企業への義務づけ
- 先進メタン検出技術を用いる柔軟性
- ゼロ排出空気圧制御器の要件の新設
- 油井の随伴ガスのベンチングの廃止の要件の新設
- 貯蔵タンクからの排出についての要件の強化
- 空気圧ポンプの追加タイプの要件

さらなるメタン削減のための情報の募集

- 廃止・未閉栓井の追加。誰が、以前に廃止された油ガス井について責任を負うべきか、現在の総業者が閉鎖後資金責任を負うことは受容可能か。
- 第三者が、ヘリコプター搭載の光学ガス画像カメラや衛星ベースの排出検出により、施設に、大規模排出事象の検出を情報提供した場合の取扱い

第1章 欧米を中心とした世界のメタン排出削減の動向とその課題・対応策

1-5 米国の動向（2）これまでの新規排出源の性能基準（NSPS）修正の経緯

米国のメタン規制の動向

- 2016年にオバマ政権が、新規排出源の性能基準を追加したのに対して、
- 2020年にトランプ政権が、対象施設から輸送・貯蔵部分の排出源と、対象ガスからメタンを削減。
- 2021年6月に、議会審査法に基づき、オバマ政権時の規制が復活（23～24ページ）
- 2021年11月に、新規排出源の性能基準案と既存排出源の排出ガイドライン案を発表（21ページ）

日付. Reg	文書番号など	内容
2016年 6月3日	81 Fed. Reg. 35824	連邦規則集40巻パート60に、サブパート0000a「建設などが2015年9月18日より後に始まった <u>原油・天然ガス施設についての性能基準</u> 」を追加（オバマ政権）
2020年 9月14日	85 Fed. Reg. 57018	・輸送・貯蔵部分の排出源を除外 ・サブパート0000aを改定・修正（GHGとVOCを対象としていたうち、 <u>GHGを削除</u> ）（トランプ政権）
2020年 9月15日	85 Fed. Reg. 57398	漏洩排出要件、空気ポンプ、閉鎖ベントシステム、排出抑制代替手段などについて修正（トランプ政権）
2021年 1月20日	大統領令	・EPAが、85 Fed. Reg. 57398（2020年9月15日）を一時停止するなどの規則案をパブコメすることを2021年9月までに検討 ・EPAが、既存操業からのメタンなどの排出についての性能基準・排出ガイドラインを設定する新規規則案を2021年9月までに検討
2021年 6月25日	S. J. RES. 14	議会審査法に基づき、下院が、85 Fed. Reg. 57018（2020年9月14日）を不承認。上院は4月28日に通過、大統領が6月30日に署名。
2021年 11月2日	83 Fed. Reg. 63110	EPAが、新規排出源などについての性能基準および既存排出源についての排出ガイドライン案を提案

第1章 欧米を中心とした世界のメタン排出削減の動向とその課題・対応策

1-5 米国の動向（2）米国のメタン排出規制復活条項 1/2（2021年6月30日）

米国のメタン規制の動向

- 2021年6月に、議会審査法に基づき、オバマ政権時の規制が復活（23～24ページ）

60.5360a What is the purpose of this subpart?

60.5365a Am I subject to this subpart?

60.5375a What GHG and VOC standards apply to well affected facilities?

60.5380a What GHG and VOC standards apply to **centrifugal compressor** affected facilities?

60.5385a What GHG and VOC standards apply to **reciprocating compressor** affected facilities?

60.5390a What GHG and VOC standards apply to **pneumatic controller** affected facilities?

60.5393a What GHG and VOC standards apply to **pneumatic pump** affected facilities?

60.5397a What fugitive emissions GHG and VOC standards apply to the affected facility which is the collection of **fugitive emissions** components at a **well site** and the affected facility which is the collection of fugitive emissions components at a **compressor station**?

60.5398a What are the alternative means of emission limitations for GHG and VOC from **well completions**, reciprocating compressors, the collection of fugitive emissions components at a well site and the collection of fugitive emissions components at a compressor station?

60.5400a What **equipment leak** GHG and VOC standards apply to affected facilities at an onshore **natural gas processing plant**?

60.5401a What are the exceptions to the equipment leak GHG and VOC standards for affected facilities at onshore natural gas processing plants?

60.5402a What are the alternative means of emission limitations for GHG and VOC equipment leaks from onshore natural gas processing plants?

60.5410a How do I demonstrate initial compliance with the standards for my well, centrifugal compressor, reciprocating compressor, pneumatic controller, pneumatic pump, storage vessel, collection of fugitive emissions components at a well site, and collection of fugitive emissions components at a compressor station, and equipment leaks and sweetening unit affected facilities at onshore natural gas processing plants?

第1章 欧米を中心とした世界のメタン排出削減の動向とその課題・対応策

1-5 米国の動向（2）米国のメタン排出規制復活条項 2/2（2021年6月30日）

米国のメタン規制の動向

- 2021年6月に、議会審査法に基づき、オバマ政権時の規制が復活（23～24ページ）

60.5412a What additional requirements must I meet for determining initial compliance with control devices used to comply with the emission standards for my centrifugal compressor, and storage vessel affected facilities?

60.5413a What are the performance testing procedures for control devices used to demonstrate compliance at my centrifugal compressor, pneumatic pump and storage vessel affected facilities?

60.5415a How do I demonstrate continuous compliance with the standards for my well, centrifugal compressor, reciprocating compressor, pneumatic controller, pneumatic pump, storage vessel, collection of fugitive emissions components at a well site, and collection of fugitive emissions components at a compressor station affected facilities, and affected facilities at onshore natural gas processing plants?

60.5420a What are my notification, **reporting**, and **recordkeeping** requirements?

60.5421a What are my additional recordkeeping requirements for my affected facility subject to GHG and VOC requirements for onshore natural gas processing plants?

60.5422a What are my additional reporting requirements for my affected facility subject to GHG and VOC requirements for onshore natural gas processing plants?

60.5430a What definitions apply to this subpart?

- 遠心コンプレッサー、レシプロコンプレッサー、空気制御器、空気ポンプ、ガス井・コンプレッサーステーションからの漏洩排出の回収、天然ガス加工プラントからの装置漏出に関するメタン基準の遵守義務と報告・記帳義務
- 輸送・貯蔵部分も対象に

第1章 欧米を中心とした世界のメタン排出削減の動向とその課題・対応策

1-5 米国の動向（3）MEF（1月27日公表）、（4）計画に沿った新規アクション（1月31日公表）

（3）MEF（Major Economies Forum on Energy and Climate）にて4つの協力案が発表

- ① 各国が国家メタン行動計画をCOP27までに検討
 - ② 農産品サプライチェーンによる森林減少をなくす国内政策を特定するための対話を実施
 - ③ ゼロカーボン源により提供され2030年までに設置される新規電力設備容量の割合についての共同目標を設定
 - ④ ゼロ排出車の2030年新規軽量車販売の割合についての共同目標を設定
- 特に、①「国家メタン行動計画」について、米国国内の気候変動対策が進まない中、米国が国際的メタン対策に注力。日本としても、急ぎ計画策定を求められる可能性がある。

（4）メタン削減行動計画に沿った新規アクションが公表

- 2020年末:PIPES法（Protecting our Infrastructure of Pipeline and Enhancing Safety Act of 2020）
- パイプライン企業に対して、メタン排出削減のため、検査・維持計画のアップデートを命令。PHMSA（Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, パイプライン・危険物安全庁）がその計画を検査してチェック（パイロット検査：9、10月？）。メタン漏洩の発見・修理に関する規則を作成中。規則案を Federal Register に5月までに公表予定（法律上は2021年末まで）

メタン排出削減行動計画	インフラ法による投資
石油・ガス部門のメタン排出削減	
新規・既存の石油・ガス排出源の規則のアップデート	
公有地・海面におけるベンチング・フレアリング・井戸漏洩の削減	
収集・輸送パイプラインの安全性の引き上げ	（・パイプライン・メタン漏洩の最小化（DOT）：PIPES法の施行） ・天然ガスパイプライン現代化（DOT）：10億ドル
配ガス管のメタン漏洩・裂目の削減	
廃止された油・ガス井の閉栓	「孤児」井プログラム：47億ドル ・「孤児」井の整理（内務省）：11.5億ドル ・メタン削減インフラ・イニシアティブ（DOE）：3000万ドル
廃炭鉱の修復によるメタン排出削減	・廃鉱地再生（内務省）：113億ドル

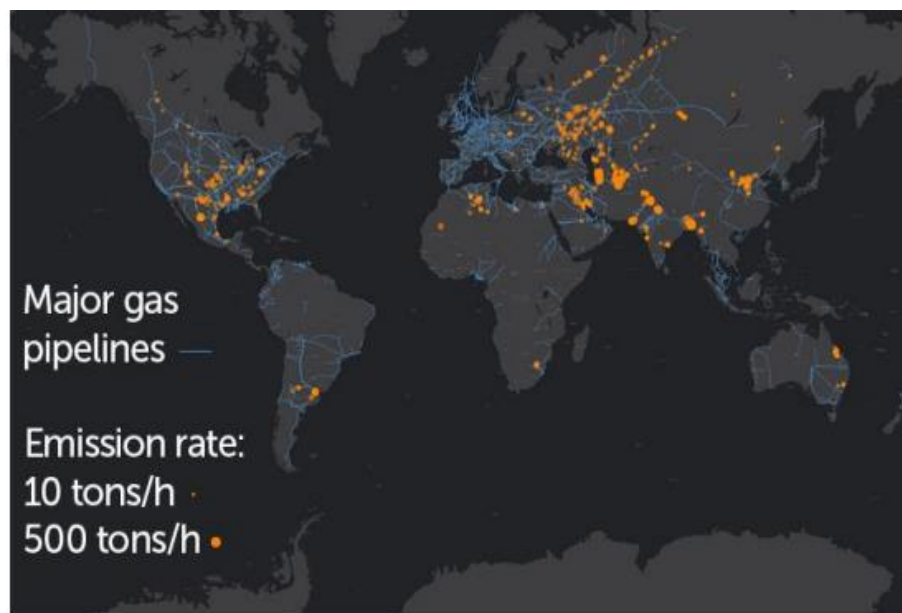
第1章 欧米を中心とした世界のメタン排出削減の動向とその課題・対応策

1-5 その他：科学雑誌 Science、メタン排出に関する論文（2022年2月4日公表）

(5) 科学雑誌 Scienceにて、メタン・ウルトラ排出者に関する論文が発表

- 2019-2020年の衛星画像が分析され、メタン排出源の6大排出国（米国、トルクメニスタン、ロシア、イラン、カザフスタン、アルジェリア）について述べられている。ペルミアン盆地、カナダ、赤道熱帯の排出源は対象外。
- T. Lauvaux et al. Global assessment of oil and gas methane ultra-emitters. Science. Vol. 375, February 4, 2022.
- 欧州の Sentinel 衛星（ESA の TROPOMI）の画像データを使用していることに注目（OGMP や後述の日本の衛星やその技術と関連）

図表1-11：メタン排出源の衛星画像（2019-2020）



KAYRROS, INC., ESRI, HERE, GARMIN, FAO, NOAA,
USGS, © OPENSTREETMAP CONTRIBUTORS AND THE
GIS USER COMMUNITY

出所：Science, Kayrros

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査：GHG排出量算定用/報告用の規格ガイドライン

- 下記の主な6つの「OIL & GAS関連向けGHG排出量算定用/報告用の規格ガイドライン」を比較検討する。

No.	企業・団体名	
1		EPA Mandatory Greenhouse Gas Reporting Rule
2		API Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry
3		Natural Gas Sustainability Initiative
4		Marcogaz Assessment of methane emissions for gas Transmission and Distribution system operators
5		MiQ STANDARD for Methane Emissions Performance LNG STANDARD MODULE v0.4 (DRAFT)
6		GIIGNL MRV and GHG Neutral LNG Framework

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（1）EPA

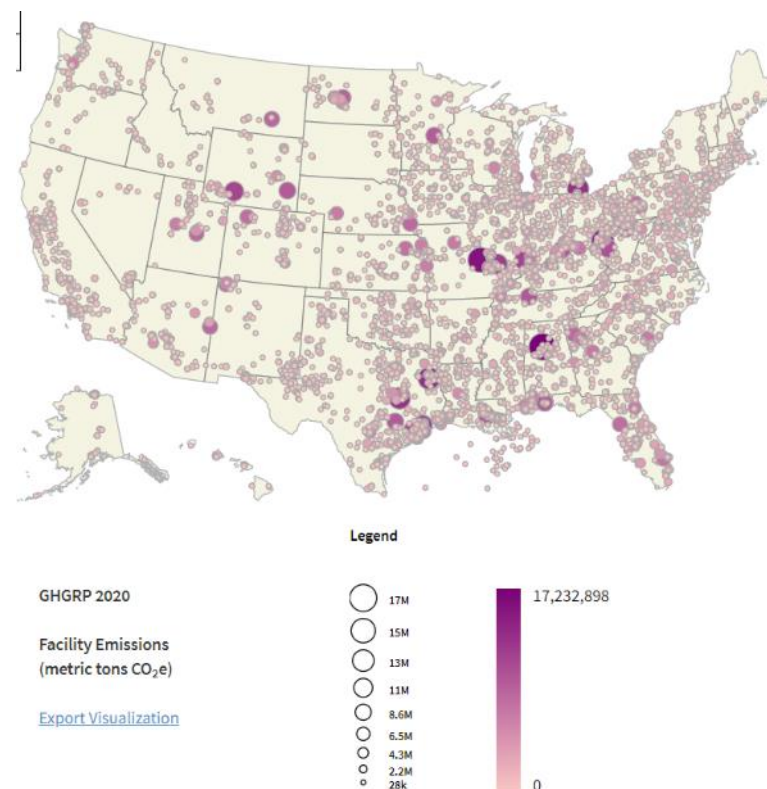
EPA について

- 1970年、EPA (Environmental Protection Agency) 米国環境保護庁が設立。
- 2010年、EPA Mandatory Greenhouse Gas Reporting Rule (GHGRP) が施工。

EPA GHGRP

- **目的**：正確かつタイムリーな GHG データを提供し、一般市民や政策立案者、その他の関係者に情報を提供すること。本データにより、特定の産業からの排出量、個々の施設からの排出量、温室効果ガスの排出率に影響を与える要因、および施設が排出量を削減するために取り得る行動について、一般の人々がよりよく理解するのに役立つことを目指している。
- **対象者**：年間25,000トン以上の二酸化炭素換算量を直接排出する施設。さらに放出・燃焼・酸化によるGHG排出につながる特定の製品の供給者にもは、EPAに年次報告書を提出することが義務付けられている。
- **対象GHG種**：京都議定書対象6ガスに加え、三フッ化窒素(NF₃)、ハイドロフルオロカーボン(HFC)化合物(HFE)などのフッ化ガスも対象
- 対象設備によってSubpartに区切られており、算出ルールが規定。これらの使用されている方法論はIPCCの一般的な手法とおおむね一致をしているが、排出係数を用いた手法に加えて、エンジニアリング計算を用いることも記載されている。

図表2-1：米国の対象設備からのCO₂e排出量



第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（1）EPA

EPA GHGRP（前ページからの続き）

対象GHG排出分類：

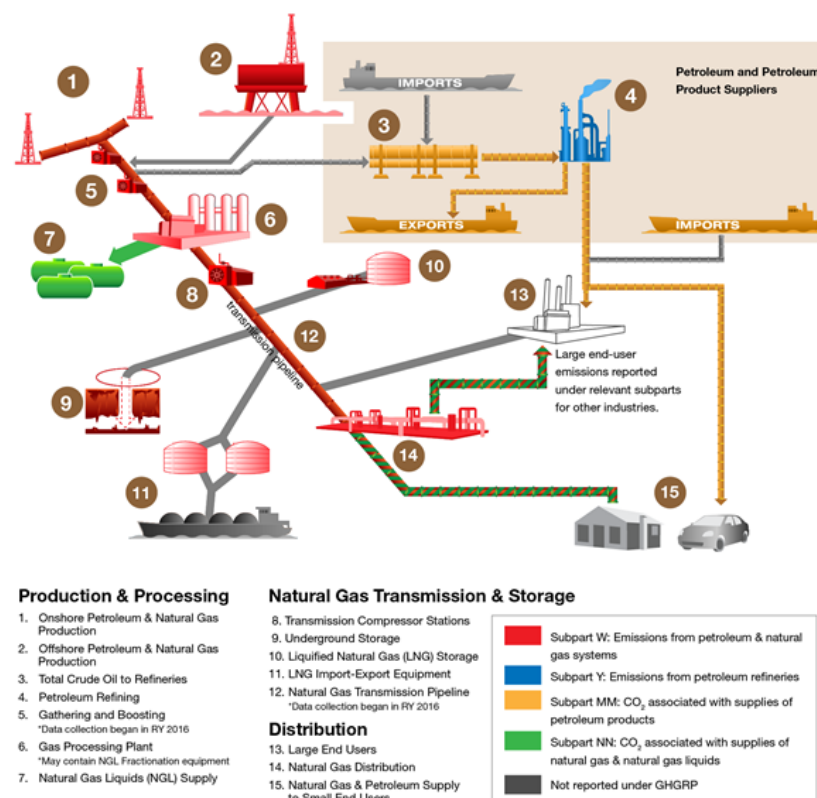
- Combustion Emission, Process Emissions
(Fugitive Emissions, Vented Emissions)

対象施設数：7,634事業者（2020年報告実績）

対象設備：

- ① Onshore Petroleum & Natural Gas Production
- ② Offshore Petroleum & Natural Gas Production
- ③ Total Crude Oil to Refineries
- ④ Petroleum Refining
- ⑤ Gathering and Boosting
- ⑥ Gas Processing Plant
- ⑦ Natural Gas Liquids Supply
- ⑧ Transmission Compressor Stations
- ⑨ Underground Storage
- ⑩ Liquefied Natural Gas Storage
- ⑪ LNG Import-Export Equipment
- ⑫ Natural Gas Transmission Pipeline
- ⑬ Large End Users
- ⑭ Natural Gas Distribution
- ⑮ Natural Gas & Petroleum Supply to Small End Users

図表2-2：EPA の GHG 排出規制の対象設備



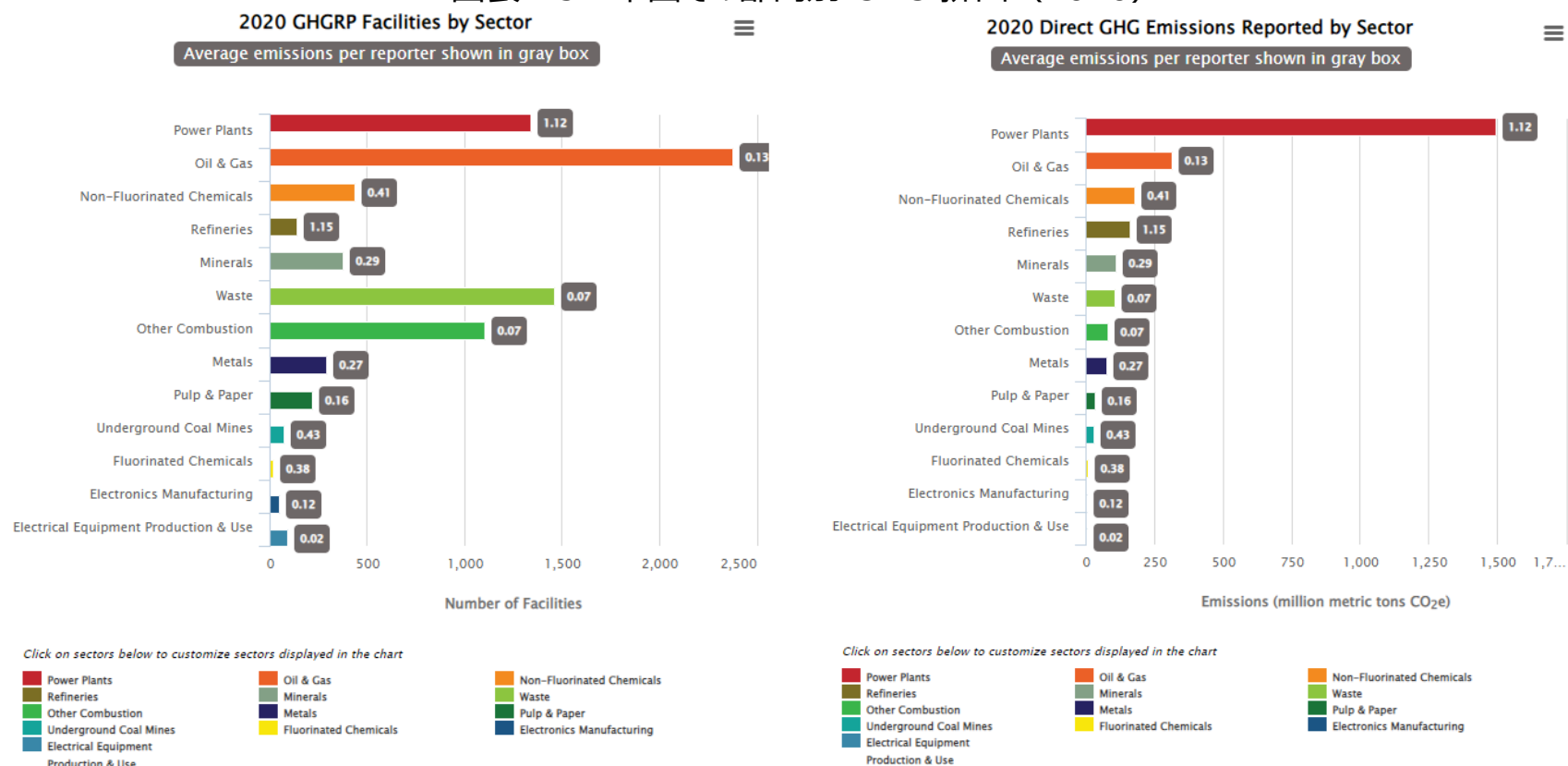
第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（1）EPA

EPA GHGRP 2020年報告概要

- 報告年（Reporting Year）2020年には、8,000以上の施設や供給事業者が温室効果ガス報告プログラム（GHGRP）に報告。
- 9産業セクターの7,634施設が直接排出量を報告。直接排出量は米国の GHG 総排出量の約50%に相当。

図表2-3：米国での部門別 GHG 排出（2020）



出所：GHGRP（2020年のGHGRP reporting結果、HP）

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（2）API 関連規格ガイドライン

API 関連規格ガイドライン

- 1919年に規格設定団体としてAPI(American Petroleum Institute)が設立された。
- 米国の石油・天然ガスセグメントの代表機関である。

GHG排出量算定・報告に関わる主な動き

- 2001年：API Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industryのパイロット版を発行。
- 2003年12月：the Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions (通称Guideline)を国際石油産業保護協会(IPIECA)と石油ガス生産者協会(OGP)と共に発行。O&G業界用の報告の仕組みを規定。
- 2007年1月：インベントリに関連する不確実性を定量化する事を目的に国際WSを開催
- 2009年8月：“API Compendium”の2009年版を発行
- 2009年9月：2007年の国際WSを基に、IPIECAとAddressing uncertainty in oil and natural gas industry greenhouse gas inventoriesのパイロット版を発行。
- 2011年5月：“Guideline”の第2版を発行。
- 2015年2月：“Uncertainty Document”の改訂版を発行。
- 2015年5月：API LNG Operations Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissionsを発行。API Compendium(2009)での算定が過剰評価になるとのEPAの検証を基にLNGに特化した算定方法を作成。
- 2020年：IPIECAとOGPと共にSustainability reporting guidance for oil & gas 4th editionを発行。石油ガス産業の持続可能性報告書作成のためのガイドラインとして作成された。
- 2021年6月：API Template発行。石油ガス産業の報告の標準化と簡易化を行った。
- 2021年11月：“API Compendium”2021年版を発行。2015年のAPI LNG Operationsの規定も取り込んでいる。

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

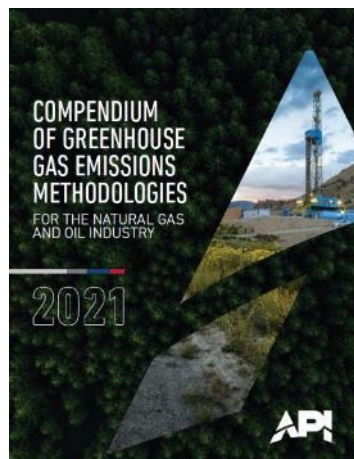
2-1 方法論比較調査（2）API 関連規格ガイドライン

API 関連規格ガイドラインの構成

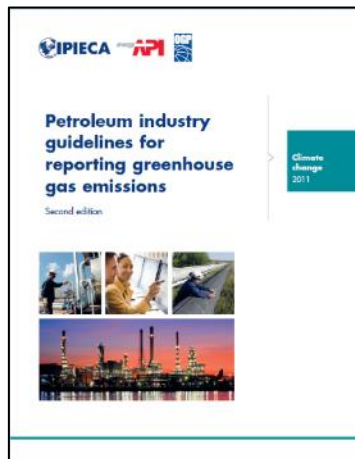
- 下記5つが、それぞれ他の規格ガイドラインを補完しあい、合わせると石油ガス業界のGHG排出量の算定、会計、報告、特性評価の為に包括的なガイドラインとなる。
- ① API Compendium： 算定手法
- ② Guidelines： 会計・報告方法
- ③ API Template： 報告の標準化
- ④ Sustainability Guidance： 持続可能性レポート作成要領
- ⑤ Uncertainty Document： データ品質の向上

図表2-4：API 関連規格ガイドラインの構成

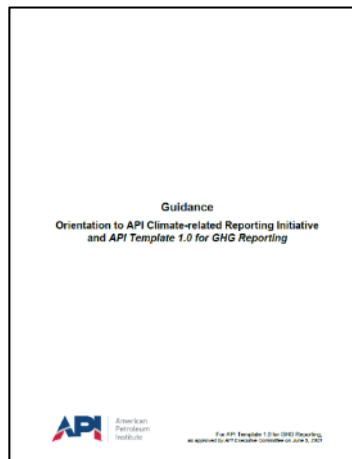
①API Compendium



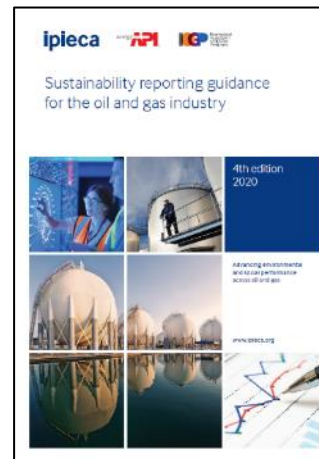
②Guidelines



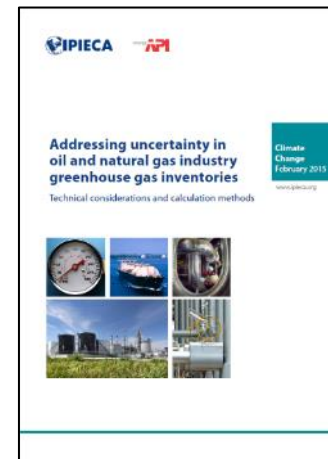
③API Template



④Sustainability Guidance



⑤Uncertainty Document



第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（2）API 関連規格ガイドライン

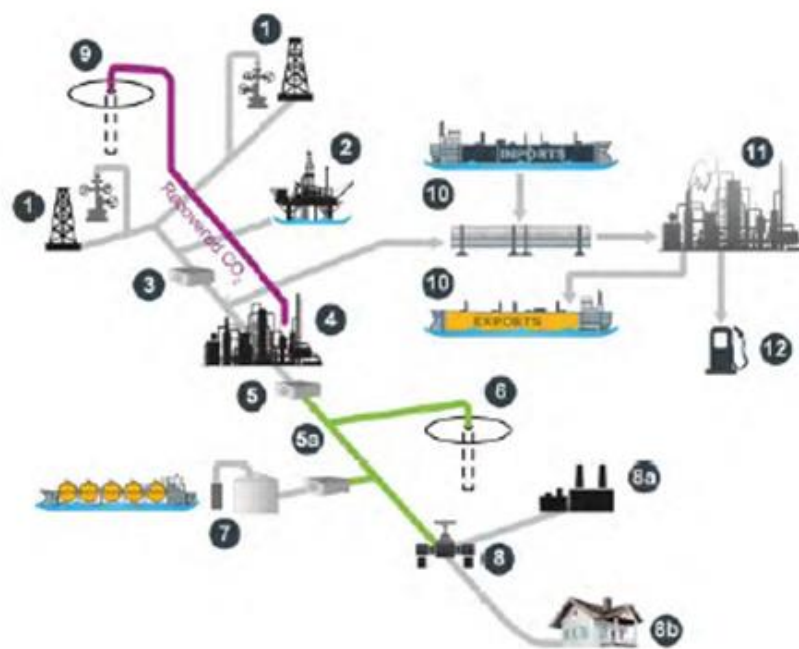
API GHG Compendium (2021)

- O&G設備の上流から下流までを対象にGHG排出量算定に当たってのガイドラインを示している。
- 対象設備はAPI GHG Compendium(2009)と比較して液化設備とEORが追加され、上流設備については詳細な記載が増えた。算定手法は、フレアからの排出量算定が独立し、全体を通してモニタリングや計測を重視する記載が増えた。
- GWPに関しては、GWP20についても言及されているが、GWP100を使用している。
- 対象GHG排出分類：Combustion Emission, Waste Gas Disposal (Flare), Process and Vented Emission, Equipment Leak Sources, Indirect Emissions
- 対象GHG種：CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆

対象設備

- Oil and Gas Exploration
- Oil and Gas production
- Oil and Gas Gathering and Boosting
- Natural Gas processing
- Natural Gas Transmission and Storage
- Liquefied natural Gas (LNG) Operation
- Natural Gas distribution
- Enhanced Oil Recovery(EOR)
- Crude Oil Transportation
- Refining
- Retail and marketing Petroleum liquids

図表2-5：API の GHG 排出規制の対象設備



第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（3）NGSI 関連規格ガイドライン

NGSI 関連規格ガイドライン

- 1918年にメタンガスを供給するアメリカのメタンガスエネルギー会社の業界団体として設立した米国ガス協会（AGA）。
- 投資家や銀行などからのESGに基いた取り組みへの要求が高まる中、Gas value chainに関わる企業の ESGへの取り組みを支援することを目的にNGSIが設立された。

GHG排出量算定・報告に関わる主な動き

- 2021年2月：NGSI Methane Emissions Intensity Protocol, Version 1.0を発行。
- 2021年7月：Templates for reportingの改訂版を発行。

Natural Gas Sustainability Initiative

- まずは業界の中で問題となっているmethane emissionに焦点をあて、業界の企業のmethane managementの取り組みを支援する目的でこのReportが作成された。
- 対象GHG排出分類：Fugitive Emissions, Vented Emissions, Combustion Emissions
- 対象GHG種：CH₄

対象設備

- Onshore natural gas supply chain
- Onshore production
- Gathering & Boosting
- Processing
- Transmission & Storage
- Distribution

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（4）Marcogaz 関連規格ガイドライン

Marcogaz 関連規格ガイドライン

- 1968年に欧州のガス産業の代表団体として設立したMarcogaz。

GHG排出量算定・報告に関わる主な動き

- 2019年10月：Assessment of methane emissions for gas Transmission and Distribution system operatorsを発行。Transmission and Distributionからのメタン排出定量化の規格を作成するために欧州標準化委員会（CEN）に提出。
- 2020年8月：MARCOGAZ methane emissions reporting templateを発行。
- 2020年10月：Guidance for the MARCOGAZ methane emissions reporting templateを発行。テンプレートは2019年に発行の算定手法に基づいた報告テンプレート。OGMP 2.0の報告用として採用される。

Assessment of methane emissions for gas Transmission and Distribution system

- LNGのTransmissionとDistribution由来のメタンの定量化手法をまとめたもの。
- 実測が可能であれば出来るだけ排出係数に取り込むように定量化算出フローが組まれている。
- 対象GHG排出分類：Fugitive Emissions, Vented Emissions, Incomplete combustion
- 対象GHG種：CH₄

図表2-6：Marcogaz の 対象 GHG 排出分類

Methane emissions			
Types of emissions			Examples
Fugitives	Leaks due to connexions		Tightness failure
	Permeation		
Vented	Operational emissions	Purging/venting for works, commissioning and decommissioning	Works, maintenance
		Regular emissions of technical devices	Pneumatic emissions actuators, flow control valves, ...
		Starts & stops	Emissions from start and stops of compressors, ...
	Incidents		Third party, corrosion, construction defect/material failure, ground movement, failure of installation
Incomplete combustion			Unburned methane in exhaust gases from combustion installations.

出所：Marcogaz

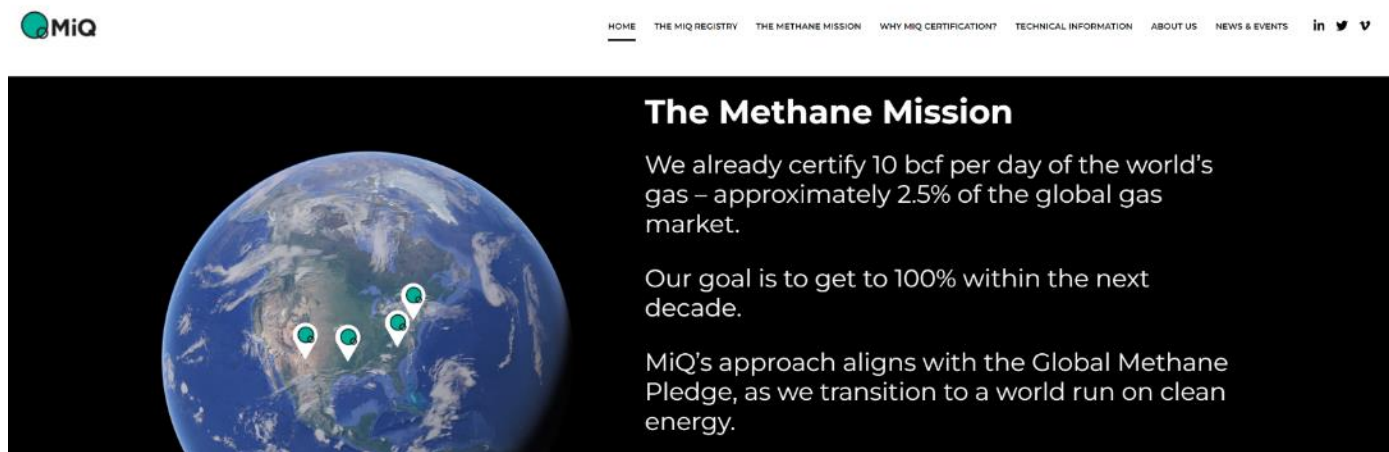
第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（5）MiQ

MiQ

- MiQは、2020年12月にRMI（米国のコンサルティング会社）とSYSTEMIQ（英国コンサルティング会社）によって、メタンに関する第三者監査機関として設立された。
- 初年度は世界のガス取引の 2.5 %（10bcf）が MiQ の認証を受けたと報告
- ① 2021年7月 MiQ STANDARD for Methane Emissions Performance MAIN DOCUMENT-ONSHORE v0.9 (Pilot Version)を発行
- ② 2021年7月 MiQ STANDARD for Methane Emissions Performance MAIN DOCUMENT-OFFSHORE v0.9 (Pilot Version)を発行
- ③ 2021年末 MiQ STANDARD for Methane Emissions Performance LNG STANDARD MODULE v0.4 (DRAFT)のStakeholder Review中

図表2-7：MiQ 認証の現状とターゲット



第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（5）MiQ

MiQ, LNG STANDARD MODULE v0.4 (DRAFT)

- 対象設備：Onshore LNG液化施設及び再ガス化施設、タンク
- 対象GHG排出分類：Combustion Emission, Fugitive Emission, Vented Emission（すべてScope-1 直接排出のみが対象）
- LNGを対象としたMiQ Standard。以下の三つの基準の達成度に応じて報告対象設備のA-Fの格付けがなされる。
 - ① Methane Intensity
 - ② Company Practices
 - ③ Monitoring Technology Deployment

① Methane Intensity

- 算定手法についてはMiQ特有の手法の記述はなく、主にAPI Compendium（2009）、API LNG Operations(2015)、EPA GHGRPの参照元が記載されている。
- 各排出源毎に定量化を行う。手法としては以下が挙げられている
 - 直接計測 / 間接計測 / エンジニアリング計算 / 排出係数
- Methane Intensity = CH₄排出量（質量） / 取り扱いLNGのメタン含有量

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（5）MiQ

MiQ, LNG STANDARD MODULE v0.4 (DRAFT)**② Company Practice**

- メタン排出管理に関する事業者の取り組みについての評価
- General Practice / Unintended Methane Emissions / Intended Methane Emissionに対する取り組みが評価対象となる
- 以下がGeneral Practiceにおける評価

Title		概要	Character	Points
GP1.1	Employee training and awareness	漏洩を防ぐことの重要性や漏洩しやすい機器などをoperation staffが把握するための教育がなされている	Mandatory	-
GP1.2	Reporting Methane Emissions observations and incidents	メタン排出関連のモニタリングまたは事故を報告するための報告システム	Mandatory	-
GP1.3	Estimating and measuring Methane Emissions	メタン排出量の算定、測定の際に必要な情報	Mandatory	-
GP1.4	Continual improvement	HSE communication planやzero-venting policyなど	Mandatory	-
GP1.4.1	Continual improvement (further evidences)	規制値を大幅に上回るメタン排出量の自主的な開示、測定可能かつ実行可能なメタン排出量削減計画の実施など	Improved	1 Point
GP1.5	Low-carbon energy supply	購入した電力が低炭素であるかどうか	Improved	1 Point

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（5）MiQ

MiQ, LNG STANDARD MODULE v0.4 (DRAFT)**③ Monitoring Technology Deployment**

- Facility levelでのメタン排出をどの程度の頻度でモニタリングしているか、という点で評価

頻度	Points
3か月ごと	12
4か月ごと	8
6か月ごと	4
12か月ごと	0

Facility Grading

- 全ての基準をクリアしたFacility Gradeが認定（例えば二つの基準がB 相当、一つの基準がC 相当の場合のFacility GradeはCとなる）

Facility Grade	①Methane Intensity	②Company Practice	③Monitoring Technology Deployment
A	$\leq 0.05\%$	≥ 12	12
B	$\leq 0.10\%$	≥ 8	8
C	$\leq 0.20\%$	≥ 4	4
D	$\leq 0.50\%$	0	0
E	$\leq 1.00\%$	0	0
F	$\leq 2.00\%$	0	0

状況と考察（2022年1月時点）

- GHG排出量のモニタリングを積極的に実施することによりCompany Practice, Monitoring Technology Deploymentの得点が得られる仕組みであるが、具体的なモニタリング手法に言及しているものではないため、事業者によっては基準が不明瞭。

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-1 方法論比較調査（6）GIIGNL

GIIGNL MRV and GHG Neutral LNG Framework

- GIIGNL(International Group of LNG importers) は、1971年に設立されたLNG輸入者業界団体。
- メンバー企業に対してLNG技術・経済状況などを提供している。
- 現在は世界27か国・86社の会員企業から構成され世界のLNG輸入量の90%以上を取り扱っている。
- GIIGNLが2021年11月に策定したLNGに関するGHG MRVの枠組みが本Frameworkとなる。

対象GHG種：

- CH₄, CO₂, N₂O, SF₆, HFCs, PFCs

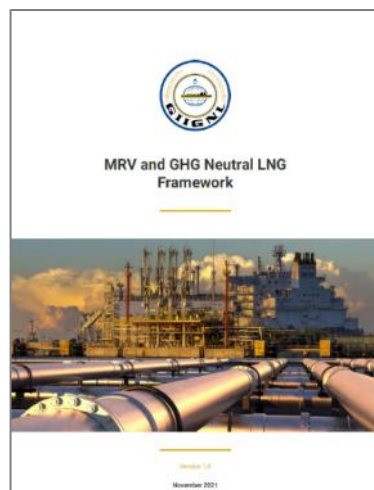
対象GHG排出分類：

- Combustion emission, Flaring emission, Process Vented emission, Fugitive emission, Indirect

考え方：

- カーゴ毎のGHG量の計測（一次データの取得）が推奨されている。また、GHG排出量について、まずは、その削減努力や計画が重要であり、どうしても削減不可の部分についてオフセットするという考えに立っている。

図表2-8a：GIIGNL MRV フレームワーク



図表2-8b：CNL共通用語の定義として、4区分で規定

共通用語 4区分(案)	定義	GHG footprint	Offset	検証	削減計画・目標	全VC※
①LNG Cargo GHG footprint	Life CycleのGHG -footprintがGIIGNLのFrameworkやISOなどの基準に適合し、検証もされているLNG	○		○		△ partialも可
②GHG Offset LNG Cargo	上記に加え、GIIGNLの原則に則ったOffsetが行われており、検証もされているLNG	○	○	○		△ partialも可
③GHG LNG Offset LNG Cargo with Reduction	上記に加え、排出量削減計画・目標を明示しており、検証もされているLNG	○	○	○	○	△ partialも可
④GHG Neutral LNG Cargo	上記がLife Cycle全てに渡って行われており、Carbon Neutral Standardへの適合性があるLNG ※英国規格協会が定めたCN実証の公開仕様書(PAS2060)など世界のCN基準に準拠していることなどが記載	○	○	○	○	○

LNGnet の背景

- 2021年3月、欧州委員会は Energy Transition におけるLNG市場発展のために、LNGnet プロジェクトを設立
- プロジェクトの期間は3年間。
- 気候に中立な経済発展という欧州グリーンディールの枠組みの中で進められ、グローバルなLNG市場において、柔軟で透明性があり、持続可能なLNG市場の発展をサポートすることを目的とする。

LNGnet の活動

- 5つの Specialized Working Group (SWG) を構成して、論文及び研究レポートを作成、閣僚サミットを含む国際イベントにおいて情報提供及びサポートを行う。また政府機関や企業に対して技術支援も行う。
 - (1) SWG1: Energy TransitionにおけるLNGの役割
 - (2) SWG2: LNGチェーンにおけるメタン排出管理 ※日本から IEEJ、日揮グローバルが参加
 - (3) SWG3: 将来のLNG利用をサポートするためのファイナンスや投資
 - (4) SWG4: 標準化によるLNG取引の透明性と流動性の促進
 - (5) SWG5: 下流市場の開発

SW2 (Specialized Working Group) 活動目的

- LNGのサプライヤーとバイヤーとの協力を強化することによりEUメタン戦略の目標であるメタン排出量の正確な計測及び削減をサポートする。

図表2-9：LNGnet SW2の活動目的

(1) 既存のMRVアプローチの評価

- LCA分析、GHGプロトコル、MiQ認証システム等を分析する。
- 各アプローチの利点欠点を分析し、
正確なメタン計測の導入における課題や対応について報告する。

(2) メタンとGHGの削減を奨励するための政策手段の評価

- EUおよびその他の主要LNG輸入国で実施できる政策手段を議論する。
- 特に、LNGバリューチェーンの上流部分でのメタン削減を奨励するための、
政策手段を評価。

(3) 政策手段を実施するためのサポート

- 世界のガス市場の流動性、柔軟性、持続可能性に悪影響を与えることなく、
上記の政策手段を実施する方法に焦点を当てる。
- 欧州委員会が関与するOGMP 2.0やIMEOの促進をサポートし、EU及び
中国、韓国、日本に対して説得力のあるシナリオ、方法論、政策の提言を行う。



状況と考察（2022年1月時点）

- （１）2022年1月時点でSW2は継続中であり、2回のSessionが行われた。初回は LNG Chain における Life Cycle Assessment (LCA) を考慮したメタンとCO2排出量の予測、2回目は既存の MRV 手法の妥当性について議論が行われた。
- （２）両方のSessionにおいて、事務局側が事前に LCA と既存 MRV について文献ベースの評価を行い、当日のSession は参加企業担当者による関連プレゼンテーションを実施した後に、活発な議論を行なった。
- （３）Sessionでは様々な意見が議論されたが、現状の LCA と MRV に関する主な問題提起は下記であった。
 - ① Boundaryの考え方が調査ごとに異なる。Scope3をどこまで考慮するかといった標準的な手法が確立されていないため、評価した事業主によって値にばらつきがある。
 - ② データソースは文献データが一般的であり、実測値はほとんど使われていない。その装置の実際の姿を表していない。
 - ③ フレアリングやベントに対する排出量の想定が少ない。例えば使用されている燃焼効率、実際にははるかに低い可能性があり、文献によってはベントは行われていない仮定が採用されている。
 - ④ 採用されている GWP 値にばらつきがある。2050年の気温上昇を懸念するなら GWP 20 で評価するのが妥当。
- （４）Sessionでの議論を受けて、LNGnet 事務局は OGMP や欧州委員会に対して、下記の提言を検討。
 - ① 既存の LCA や MRV を LNG の GHG 排出量を定量化する方法論として採用するために、意思決定および政策決定のための有用なツールとするためには何が必要でどのような改善が必要か。
 - ② LCA 及び MRV 方法論の標準化。LCA 及び MRV で使用するデータソースの改善。透明性が高く正確なデータを提供方法。
 - ③ このプロセスにおける OGMP 2.0 と国際メタン排出観測所（IMEO）の役割の検討。
- （５）Session を通じて強く感じたのは、正確性と排出量削減を求める欧州側と、Generic emission factor による原単位ベースでの対応に軸足を置く米国側の意見の対立であった。米国側の対応は現時点では Granulate な計測方法ではないとして、OGMP 担当者が米国側の対応は OGMP のLevel 1-2 程度であると懸念を示した。ExxonやChevronはScope3の取り組みについて言及はまだしていないものの、今後は欧州系に歩み寄る可能性もあり、その縮図となるような議論となっていたと感じる。メタンと CO2 排出への対応は、今後ますます厳しくなると予想され、本 WS を通じて得られる欧米の動向を、日本の取り組みに考慮していく必要がある。

ISO WG10 の目的

- LNG業界による温室効果ガス削減への期待と炭素税とカーボנקレジット市場及び低炭素LNGに対する新たな需要増加に対応するため、標準化された国際的なGHG排出量計測の方法論をLNG業界全体に提供する。
- カーボンニュートラルLNGで必要となるオフセットを定義する。
- 法規制や政策への取り込みを即す。
- 低炭素証明書などLNGプラントを分類する方法を定める。

ISOドラフト方針と進め方

- LNG Value Chain全体の方法論の策定を目的とするが、効率的に進めるため、まずはWG10にてLNGプラントのみの方法論と監査方法を決める。
- 次にWG10が策定した方法論と監査方法をLNGチェーン全体、Upstream / Shipping / Regasification / 燃焼による使用、に適用し、LNGチェーン全体で統一させる。
- 本ISOの対象はスタートアップや緊急停止を含む運転中の期間のみとして、建設期間や廃棄期間は含めない。また、CO2だけでなく、メタンや窒素化合物、フッ素化合物も含める。
- 通常のISO発行の期間を考慮すると発行のターゲットは2023年末から2024年1Qとなる。Fast Trackで進めるためにIOGP傘下で進めることにした。（ISO手順よりも承認ゲートが簡素化される）
- 各国からLNGのエキスパートが参加。日本からは日揮と千代田化工建設が参加。

ISO Contents

- ISO/TC67/SC9/WG10-IOGP 6338 : Method to calculate GHG emissions at LNG plant
- ①Scope、②Normative references、③Terms and definitions、④Application
- ⑤Principles、⑥GHG inventory boundaries、⑦Quantification of GHG emissions
- ⑧GHG inventory quality management、⑨GHG accounting, monitoring and reporting
- ⑩Independent review

進捗状況（2022年2月時点）

- （１） GHG emission at LNG plantは ISO 6338として担当者レベルにおける最初のドラフトは完了。IOGPの Quality Checkに提出済み。IOGPのQuality Check完了後にISO DISのレビューが開始される。
- （２） IOGP Quality Check及びISO DISレビューにより内容は変わる可能性はあるが、現状での主なポイントは下記の通り。
 - ① LNGプラントを構成する主要な装置ごとに、機器の具体例とそのQuantification approachを記載する。
 - ② Quantification approachの主な排出源としては①燃料の燃焼、②フレア、③大気ベント、④漏洩、⑤Scope2の輸入したエネルギーを記載。計測すべきものと計算や経験値を使用するものを分けて記載。
 - ③ 計算や計測の方法論としては現時点では主にAPIを参照してる。また実際のプラントの設計を考慮して計測すべきものと計算や設計値を使用するものを分けて考えている。ただし、計測や計算について特定の手法や式を提示するのではなく、いくつかの選択肢を提示するのみとなっている。
 - ④ LNGプラントにおけるCarbon Captureは基本的にはISO TC 265の方針を参考にするとし、Carbon CaptureによるCO2削減量の定量化については、CCS装置からのCO2排出や装置のavailabilityを考慮して定量化することを記載。
- （３） ISO WGはGHG emission at LNG plantのドラフトが完了したことにより、次はGHG emission at gas productionのドラフト作成に着手。当初の予定通りLNGチェーン全体のStandard化に向けて引き続き対応を継続している。

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-3 MRV 規格・ガイドラインの比較調査：結果と考察

結果と考察

既存 GHG MRV 規格・ガイドライン調査(OGMP, ISO, LNGnet 含む) について

- メタンだけでなく CO₂ も含めた包括的な GHG 排出量の具体的な計算方法を記載しているのは EPA GHGRP Subpart W&C 及び API Compendium のみであった。そのほかの規格ガイドラインについては、これら算定手法を参照するという枠組みになっており、いずれも単独で設備またはバリューチェーンの GHG 排出総量を計算できるものではない。ただし、EPA や API など是一次データの利用を推奨してはいるものの、一般的な排出係数を活用することを中心に記載がされており、欧州中心に事業固有の一次データを利用するという潮流に対しては、抗うことが難しく、GIIGNL Framework のように API Compendium などの計算は参考にしつつも、一次データの利用を促しているガイドラインが主流になっていくだろうと考えられる。
- OGMP 2.0 については現時点で Technical guidance document の一部が発行されているのみであり、検証が不完全ではあるが、Reporting Template を見る限りは、報告者ごとに不平等となる可能性があり、この点は注意が必要である。
- FSR (Florence School of Regulation) や ISO WG 10 の活動に参加して、より顕著に表れたのは、排出係数を用いる米国側の主張と、一次データを重んじる欧州側の主張の対立である。但し、Exxon Mobil や Chevron などの動向を見ていると、今後欧州側に歩み寄る可能性もあり、注視が必要である。

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-4 計測技術調査（1）人工衛星 (Top Down)

（1）人工衛星 (Top Down)

- 人工衛星計測の活用計画
- 策定した方法論による算出方法の検証
- Bottom up計測結果との比較検証

Pros	Cons
● 広範囲の計測が可能 ● 高頻度の計測が可能 ● 長期にわたる計測が可能 ● 低コスト	● 測定結果は二次元的 ● 計測可能な漏洩量が多い (100~7,000kg/h) ● 細部の漏洩は計測不能 ● 天候の影響 ● Offshoreでは使用不可

図表2-10：GHGSat の人工衛星計測



出所：GHGSat

有力計測会社：GHGSat

General Information	
Base	Canada
Founded	2011
Platform Type	Satellite
Experience	3 satellites in operation (GHGSAT-D/C1/C2)
Technical Specification	
Sensor	Optical sensor
Detectable Gas	CO2 and Methane
Resolution	25 m x 25 m
Field of View	12 km x 12 km
Detection Distance	No Data
Detectable Volume	100 kg/hr
Detectable Concentrate	No Data
Quantification	Y
Quantification Uncertainty	5-12% depending on instrument precision and wind condition
Mapping	Y
Mapping Uncertainty	No Data

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-4 計測技術調査（1）人工衛星 (Top Down)

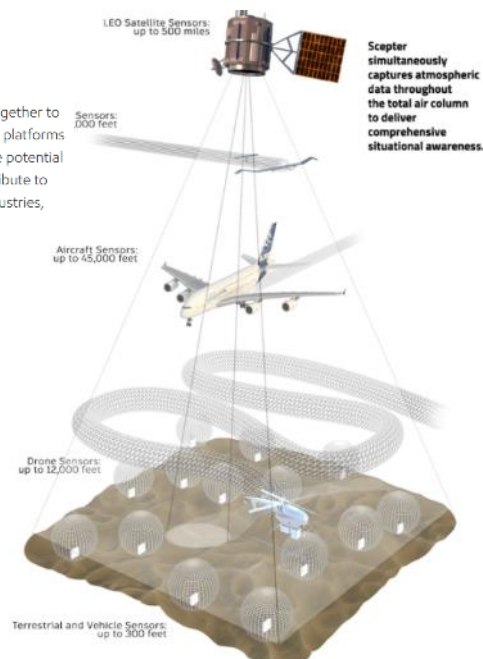
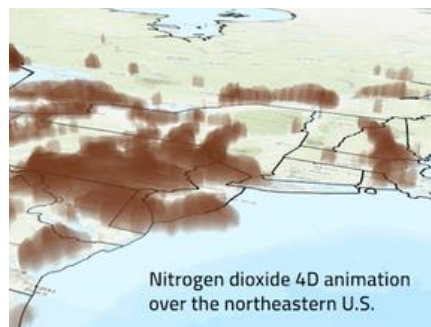
総合計測会社 Scepter の特徴

- 人工衛星による検知可能な最小流量は他社と比較しても最小レベル。但し、まだ実機打上げは無く、2023年中に配備、その後3年間で24基を打ち上げる計画
- 計測技術は人工衛星のみならず、航空機、ドローン、定点センサー等多岐にわたる
- 多様なセンサーを駆使して、リアルタイムの4Dの計測結果を出力できることを売りにしている

図表2-11：Scepter の人工衛星計測

ExxonMobil and Scepter, Inc. to deploy satellite technology for real-time methane emissions detection

IRVING, Texas – ExxonMobil and **Scepter, Inc.** have agreed to work together to deploy advanced satellite technology and proprietary data processing platforms to detect methane emissions at a global scale. The agreement has the potential to redefine methane detection and mitigation efforts and could contribute to broader satellite-based emission reduction efforts across a dozen industries, including energy, agriculture, manufacturing and transportation.



有力計測会社：SCEPTER

General Information	
Base	US
Founded	2018
Platform Type	Satellite, Aircraft, Drone, fixed sensor, etc.
Experience	No Data
Technical Specification (for Satellite)	
Sensor	Hyperspectral satellite sensor, etc.
Detectable Gas	Methane, CO2, NOx, etc.
Resolution	No Data
Field of View	No Data
Detection Distance	No Data
Detectable Volume	50-75 kg/hr
Detectable Concentrate	No Data
Quantification	Y
Quantification Uncertainty	No Data
Mapping	Y
Mapping Uncertainty	No Data

出所：Scepter

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-4 計測技術調査（2）ドローン（Top Down / Bottom up）

（2）ドローン

- エリア毎のTop Down計測
- オフショア等海上プラントでの衛星計測の代理
- Flare等、高所のCombustion Emission、Venting Emissionの計測
- Fugitive Emitterの場所特定

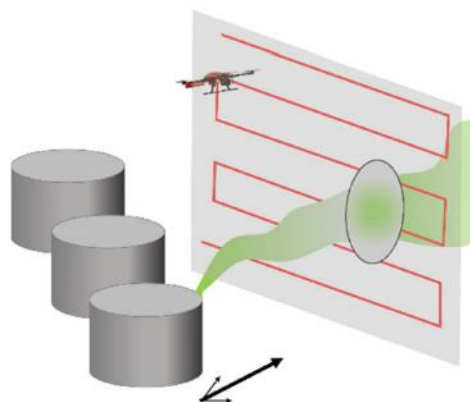
Pros

- 3次元的な計測が可能
- エリアレベルの定量化可能
- 要素毎の漏洩特定可能
- アクセス困難な要素も可能
- セットアップが簡単

Cons

- 要素毎の定量化は？
- 積載重量制限有
- 漏洩箇所に接近できない（非防爆＆ドローンの風圧）
- 国内法規による規制の有無

図表2-12：SeekOps のドローン計測



出所：SeekOps

有力計測会社：SeekOps

General Information

Base	USA
Founded	2017
Platform Type	Drone
Experience	Service experiences for oil & gas industry

Technical Specification

Sensor	Laser spectrometer (SeekIR)
Detectable Gas	Methane
Resolution	No Data
Detection Distance	3 - 300 m
Detectable Volume	22 g/hr
Detectable Concentrate	40 ppb
Quantification	Y
Quantification Uncertainty	Quantification within +/- 15%
Mapping	Y
Mapping Uncertainty	No Data

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-4 計測技術調査（3）OGI カメラ（Bottom up）

（3）OGI（Oil and Gas Industry）カメラ

- 下記の計測と方法論による算出方法の検証
- Venting Emission
- Fugitive Emission
- Combustion Emission

Pros

- 継続計測が可能
※ 非常時のCH₄漏洩向き
- 微量な漏洩も計測可能

Cons

- 計測可能エリアは限定的
→ Fixed Sensorで全エリアをカバーは非現実的
- 電源、ネットワークのCablingが必要

図表2-13：FLIR の OGI カメラ計測



出所：FLIR



有力計測会社：FLIR

General Information

Base	USA
Founded	1978
Platform Type	Handheld
Experience	Service experiences for oil & gas industry

Technical Specification

Sensor	OGI Camera
Detectable Gas	CH ₄ , VOCs
Detection Distance	No Data
Detectable Volume	Propane leaks down to 100 scc/min and methane leaks down to 300 scc/min with a ΔT of 5°C and a moderate wind speed.
Detectable Concentrate	No Data
Quantification	Y
Quantification Uncertainty	+/- 30%
Mapping	Y
Mapping Uncertainty	No Data

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

2-4 計測技術調査：結果と考察

結果と考察

計測技術調査に関して

- 今回の調査では、一般的に用いられている人工衛星、ドローン、OGI（Oil and Gas Industry）カメラの3種類について、技術動向の調査を行った。
- OGMP 2.0 Level-5（ゴールド・スタンダード）では衛星やドローンなどを用いた Site level でのメタン漏洩量の検証が求められているが、例えば人工衛星を用いた場合には、天候不良によって計測が困難であることや、Offshore では海面による反射の影響を受け、計測が不可能であることなどの課題は多く、こうした懸念がある Site においては Drone を用いることが、費用対効果の点では最も良いだろうと考えられる。
- 但し、GHG直接計測技術については、日進月歩の状態であり、現時点では特定の技術をゴールドスタンダードのよう扱うのではなく、引き続き技術調査を行っていくべきと考えている。

カタル QatarEnergy (QE), シンガポール PavillionEnergy, 米国 Chevron

- 2020年4月、Pavilion は、2023年から5年間、年間最大200万トンのLNG引き渡しを募集し、合わせて井戸元から荷揚基地まで排出を対象にGHG 測量・報告方法の構築・実施での協力を供給者達に求めた。
- 2020年11月、Qatar Petroleum（当時）は、LNGトレーディング専門部門 QP Trading（当時）設立・営業開始を発表し、Pavilion Energy Trading & Supply と初の取引を締結した。同取引は、具体的な環境基準、当該LNG供給のカーボンフットプリントを最終的に削減を目指す条件を含む最初の長期LNG取引となった。
- 2021年11月、Pavilion Energy、QatarEnergy、Chevron は、引き渡されるLNGカーゴのGHG排出ステートメント（SGE）を作成するための定量化・報告方法の発行を発表した。SGE は、3社の技術専門家チームがコンサルタント ERM の支援を得て作成しており、GIIGNL の MRV and GHG Neutral Framework と補完関係となる。
- 2022年3月、QatarEnergy は最新のサステナビリティ戦略を発表した。発表中では、2035年までに年間1,100万トン以上のCCSを実現するための技術展開や、LNG生産時等のカーボンインテンシティの削減目標等が示された。

図表2-14：SGE (Statement of Greenhouse Gas Emissions) 排出原単位の計算例

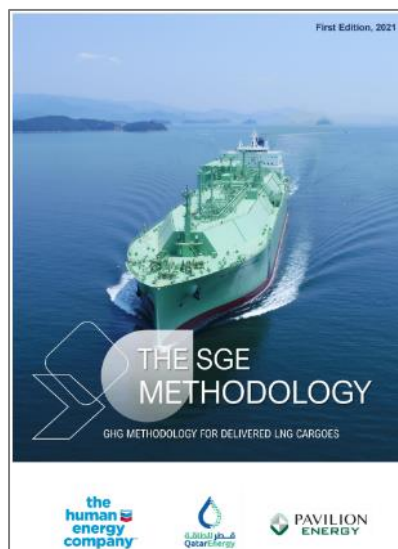


Table A. Example of Emissions Tracking Across a Simplified LNG Value Chain														
Stage		Product Tracing							Emissions Tracing and Allocation					
		Total Quantity of Product in LNG value chain at Start of Stage ¹	Quantity of Product Used or Lost During Stage ²	Quantity of All Products at End of Stage ³	Quantity of Product Diverted from LNG value chain during stage ⁴	Type of Product Diverted from LNG value chain (co-products)	Quantity of Product in LNG value chain at end of stage ⁵	Type of Product in LNG value chain	Total Stage GHG Emissions ⁶	Stage GHG Emissions associated with Product Diverted from LNG Value chain ⁷	Embodied Emissions associated with Product Diverted from LNG value chain ⁸	Total Emissions associated with Diverted Product ⁹	Stage GHG Emissions associated with Product in LNG value chain ¹⁰	Carry-forward Emissions associated with Product in LNG Value chain ¹¹
		mmBtu	mmBtu	mmBtu	mmBtu		mmBtu		kgCO ₂ e	kgCO ₂ e	kgCO ₂ e	kgCO ₂ e	kgCO ₂ e	kgCO ₂ e
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
Production, Gathering, and Boosting	1	6.0	-	6.0	3.0	Oil	3.0	Mixed gas	12.0	6.00		6.00	6	6
Gas Transport	2	3.0	0.20	2.8	-	None	2.8	Mixed gas	2.0				2	8
Liquefaction Plant	3	2.8	0.30	2.5	0.3	NGLs	2.2	LNG	12.5	1.50	0.96	2.46	11	18.04
LNG Transport	4	2.2	0.20	2.0	-	None	2.0	LNG	2.0				2	20.04
Result							Table Reference							
SGE emissions intensity of delivered cargo ¹²							M4/F4							
10.02							kgCO ₂ e/mmBtu							

出所：THE SGE METHODOLOGY, First Edition, 2021

第2章 メタン排出削減対策とそれに伴う MRV のフレームワークに向けた課題及び対応策

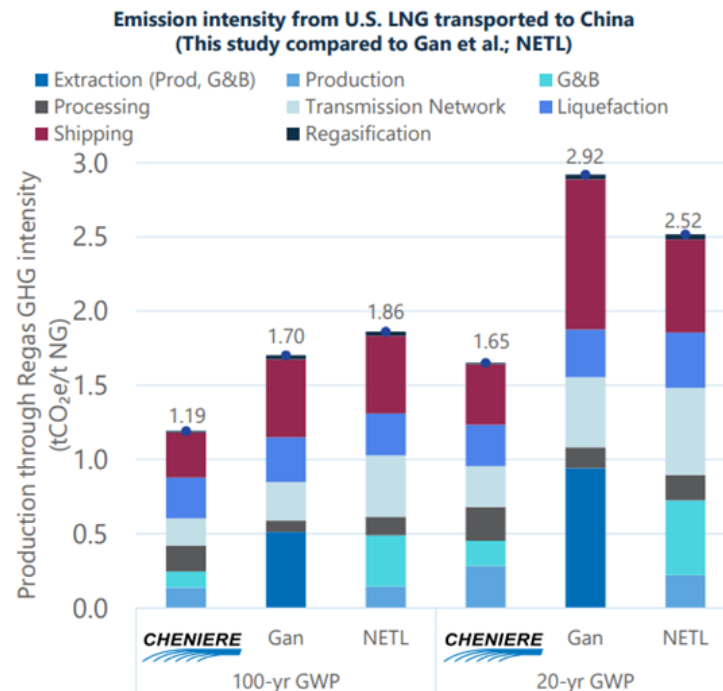
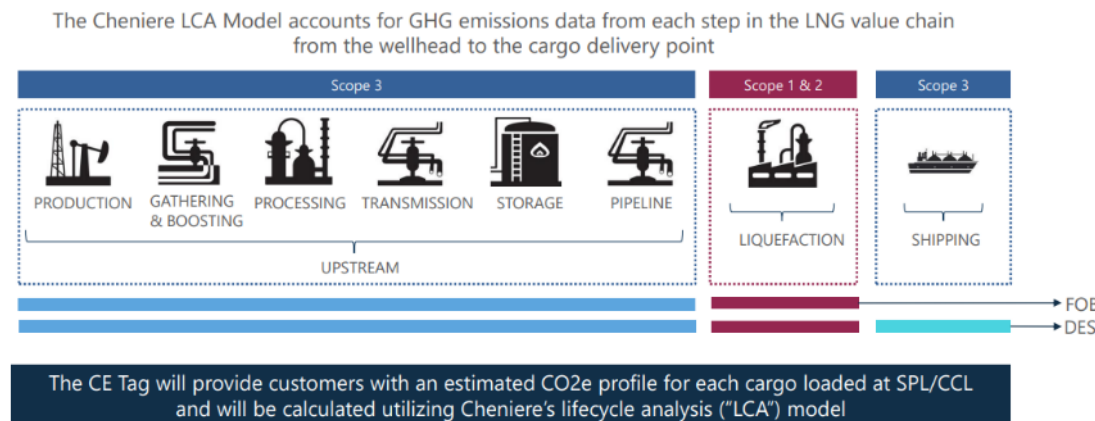
2-5 上下流企業の取り組み：Cheniere Energy, CE Tags



米国 Cheniere Energy

- 2021年8月、Cheniere Energy は、GHG 排出の評価法を改善する LNG LCA (Lifecycle Analysis) スタディを発表。LCA は、Cargo Emissions Tags (CE Tags) に含まれるGHG排出推計の基本分析ツールとなる
- 米国 Sabine Pass LNG から中国への2018年引き渡し供給チェーンのケーススタディを提示しており、供給チェーン固有データを利用することで、GHG排出集計手法が改善している。結果、米国 LNG 排出評価のための国内または地域平均の排出量データを用いる他研究と比較して、GHG排出強度は、30%-43%低くなっている。
- 米国 EPA 規制では全ガス関連事業者が GHG Emission の毎年報告が必要なため、下図の様にガスがどの Processを経ているか按分で計算できる。つまり、Scope3も計算でき、Scope1,2は自社で確認可能

図表2-15：Cheniere の CE Tags (Cargo Emission Tags) と GHG 排出強度の他研究との比較



第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-1 日本の現状：排出状況

GHG・メタンの排出状況

- GHG 排出量は、2019年度における国内総排出量CO₂換算12.1億トン中、3170万トン（2.6%）
- しかし、メタン排出（総量CO₂換算2840万トン、GHG全体の2.3%）中、農業が2190万トン・77.1%を占める
- エネルギー関連のCO₂換算185万トンと比較して、圧倒的に大きい
- 農業分野の温室効果ガス削減に関して、Global Research Alliance (GRA)で、日本は主に水田分野でリード。アジアではMIRSA (Greenhouse Gas Mitigation in Irrigated Rice Systems in Asia)を主導。

農業分野の排出削減対策

- 地球温暖化対策計画（平成28年5月）において、2030年度削減目標が設定

図表3-1：2030年度、温室効果ガス排出量の削減目標（2013年度比）

温室効果ガス		排出削減対策	削減/吸収目標（t-CO ₂ ）
二酸化炭素	(CO ₂)	・ 省エネルギー性能の高い設備・機器の導入 (施設園芸、農業機械、漁業分野)	140万
メタン	(CH ₄)	・ 稲わらすき込みから堆肥施用への転換等	64-243万
一酸化二窒素	(N ₂ O)	・ 施肥量の低減、分施、緩行性肥料の利用	10万
二酸化炭素	(CO ₂)	・ 農地土壌及び森林吸収源対策	約3,570万

出所：2019 年度（令和元年度）の温室効果ガス排出量（確報値）について（環境省・国立環境研究所）

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-1 日本の現状：排出状況

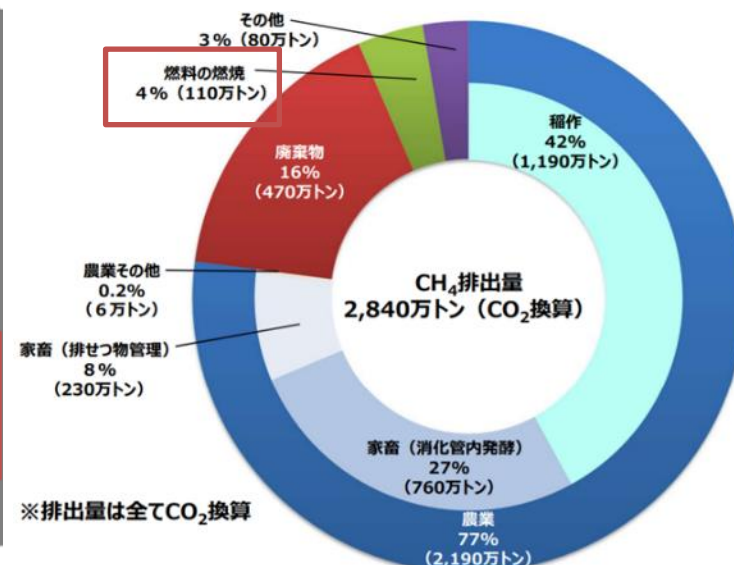
エネルギー分野におけるメタン排出

- 排出源内訳は、「農業由来」が最大の 77.1%、「エネルギー由来」は 6.4% を占める
 - (1) 農業（家畜の消化管内発酵、稲作等）： 77.1% ←最大の排出源
 - (2) 廃棄物（埋め立て、排水処理等）： 16.4%
 - (3) **エネルギー由来：6.4%**（燃料の燃焼 3.9%、燃料からの漏出。天然ガス生産・石炭採掘など 2.5%）

図表3-2：日本の年間メタン排出量と排出源の内訳（百万トンCO₂換算）

	1990年度	2005 年度	2013 年度	2018年度	2019年度
	排出量 〔シェア〕	排出量 〔シェア〕	排出量 〔シェア〕	排出量 〔シェア〕	排出量 〔シェア〕
合計	43.8 〔100%〕	34.7 〔100%〕	30.0 〔100%〕	28.6 〔100%〕	28.4 〔100%〕
農業 （家畜の消化管内発酵、稲作等）	24.8 〔56.6%〕	23.7 〔68.3%〕	22.3 〔74.1%〕	21.8 〔76.4%〕	21.9 〔77.1%〕
廃棄物 （埋立、排水処理等）	12.7 〔28.9%〕	8.6 〔24.8%〕	5.9 〔19.8%〕	4.8 〔16.9%〕	4.7 〔16.4%〕
燃料の燃焼	1.3 〔2.9%〕	1.4 〔3.9%〕	0.98 〔3.3%〕	1.1 〔3.9%〕	1.1 〔3.9%〕
燃料からの漏出 （天然ガス生産時・ 石炭採掘時の漏出等）	5.0 〔11.4%〕	0.99 〔2.9%〕	0.82 〔2.7%〕	0.75 〔2.6%〕	0.72 〔2.5%〕
工業プロセス及び製品の使用 （化学産業・金属生産）	0.06 〔0.1%〕	0.05 〔0.2%〕	0.05 〔0.2%〕	0.04 〔0.1%〕	0.04 〔0.1%〕

（注）変化量“0.00”は5千トン未満



出所：2019 年度の温室効果ガス排出量（確報値）について（環境省・国立環境研究所）9/27P
<http://www.nies.go.jp/whatsnew/jqjm1000000xcmba-att/jqjm1000000xcmzf.pdf>
https://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/emissions/yoin_2019_2_8.pdf

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-1 日本の現状：業界の漏洩対策（1）関連法規・技術基準

LNG受入基地・ガスパイプラインへの適用法規や技術基準

- 天然ガス・LNGに係る事業者は、関連法規や技術基準により安全上の規制により、ガスの漏洩を未然に防ぐ必要。
 （1）ガス事業法に従い各事業者は保安規程を定め、保安を確保する体制を構築。
 （2）ガス工作物の使用開始前に、第三者機関の検査を受け、国が定める技術基準に適合させる必要。
 （3）ガス工作物の使用開始後は、ガス主任技術者による定期自主検査と国の定期立入検査あり。

図表3-3：ガス漏洩防止のための適用法規や技術基準

主な関連法規		主な内容
LNG受入基地	ガス事業法	・ 各事業者が保安規程を策定する必要があり、ガス工作物のガス漏れや事故の発生を予防するための保安確保を行うことを規定。
	ガス事業法	・ <同上>
ガスパイプライン	道路法	・ ガスパイプラインの埋設深度や防護措置、他の埋設管との離隔距離などが規定
	河川法	・ ガスパイプラインが河川に係る際の構造（例：二重鞘管）が規定
技術基準		主な内容
ガス工作物の技術上の基準		・ <u>材料</u>：温度、化学的、物理的影響に対して、各ガス工作物の種類や規模に適合した材料を指定（JIS材料、日本溶接協会WES材料、国際標準化機構ISO材料、米国石油協会API材料など） ・ <u>構造</u>：供用中の荷重、温度、圧力に応じて、各ガス工作物の高さや厚みなどを指定している ・ <u>工事方法</u>…ガス漏れが発生しないように溶接方法や防食措置などを指定している

※ガス事業者以外のLNG受入基地やパイプラインはそれぞれの、事業法および高圧ガス保安法の規定により同様に安全管理を行う。

（参考）パイプライン建設・保全に関する主な技術基準

- ・ ガス工作物の技術上の基準を定める省令：H29 経産省令
- ・ 日本工業規格：日本規格協会
- ・ 高圧導管指針（2014）：日本ガス協会
- ・ 高圧ガス導管耐震設計指針（2013）：日本ガス協会
- ・ 高圧ガス導管液状化指針（2016）：日本ガス協会
- ・ 道路橋示方書・同解説（2017）：日本道路協会
- ・ 解説・河川管理施設等構造書（2000）：国土技術研究センター
- ・ トンネル標準示方書（2016）：土木学会
- ・ 建築基礎構造設計指針（2019）：日本建築学会
- ・ 鋼構造許容応力度設計規準（2019）：日本建築学会

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-1 日本の現状：業界の漏洩対策（1）LNG受入基地、パイプライン

LNG受入基地での漏洩対策

- 第一に「漏洩の防止」、第二に「漏洩の早期発見」、第三に「漏洩の拡大防止」のコンセプトの下に設計

施策	対応策
漏洩防止	● 極低温に強い材料の選定、溶接構造の積極的な採用。
漏洩の早期発見	● ガス検知器、低温検知器、構内監視カメラにより、中央操作室で常時集中監視
漏洩の拡大防止	● 地上タンク周辺への遮断材、気化抑制設備、漏洩ガス拡散促進設備（水幕設備）の設置

パイプライン（PL）での漏洩対策

- ガス漏れを防ぐため、ポリエチレン管入替を促進、定期的検査や整圧器、バルブなどの点検および整備、他工事による道路掘削工事等に対する事前協議や立ち合い、見回りを実施。一元的なガス供給監視・制御システムを導入。

施策	対応策
維持管理	● 古い金属製のガス管を、耐久性と耐震性に優れたPE管への入替工事を推進
保安活動	● ガス導管の定期的な漏洩検査、整圧器、バルブ、橋梁管など、各設備の点検および整備。他企業体の道路掘削工事等に対する事前協議、立ち合い、見回りを実施
ガス供給監視・制御システム	● 24時間体制でPL網のガス圧力・流量・異常の有無等のデータをリアルタイムに集約、一元管理。遠隔操作装置等によって、製造・供給のコントロールや異常の監視。

図表3-4：パイプラインにおける漏洩対策例（ポリエチレン管の採用、定期点検、中央保安司令部での24時間監視）



出所：JERA、大阪ガス

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-1 日本の現状：業界の漏洩対策（2）状況調査アンケート

状況調査の方法

- 国内の電力・都市ガス・資源開発事業9社を対象に、メタン漏洩対策の状況調査を2021年7月から8月にかけて、下記の内容にて、アンケート方式で実施した。

調査の背景と目的

- 日本は、LNGの輸入者としての側面、上流開発を行う側面、LNGを販売する側面、そしてガス火力発電や都市ガス事業を海外展開する側面と、LNGビジネスに関して多くの顔を持つ。よって、メタンリーク対策とそれに伴うMRVの標準化については、日本のエネルギーセキュリティと日本企業の海外ビジネスに大きな影響を与える可能性がある。
- これらの問題意識に基づき、まずは国内企業における排出削減、監視体制の状況を把握し、国外へ明確に説明できることが重要であり、かつ今後日本企業が海外での対策に貢献する上での説得材料になることから、状況調査を実施した。

項目	質問内容
報告	<u>現時点での、日本のオペレーションの対応可能レベル</u> ● Q1 メタン排出測定及び計算方法 ● Q2 企業単位（合計量）の数値以外に、事業所単位・セグメント単位へのブレイクダウンは可能か
対策	<u>メタン排出を抑制・削減・防止</u> ● Q3 LNG基地でのガスサンプリング時の削減/防止対策 ● Q4 パージ時（設備停止や立ち上げ時）の削減/防止対策
体制/検知	<u>設備やパイプライン等からのメタン漏洩を早期に発見</u> ● Q5 巡視/パトロール体制、使用している検知/観測機器

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-1 日本の現状：業界の漏洩対策（2）状況調査 Q1

Q1.メタン排出測定及び計算方法

- ⇒事業者のほとんどが換算係数にて排出量を算出。また、実測やその他方法との併用も見られる。

■国内企業の例（全9社）

① 換算係数（8社）

- 成分分析の用のメタン1回分のメタン排出量(係数として設定) × 回数/年
- 導管工事パーシ放出量（導管の径・長さに応じた係数を設定） × 工事回数（規模毎）
- 燃量使用量 × 換算係数（SHK制度別表に記載のメタン排出に関する数値を参照）

② 実測（3社）

- 流量計（実測）、設備容積 × 圧力（実測）、当該配管容量 × 配管圧力（測定値）
- ベント = ベントガス量 × ベントガス中メタン濃度
- フレア燃え残り = フレアガス量 × フレアガス中メタン濃度 × 0.005
- VOC除去装置未燃焼分 = 排ガス量 × ガス中メタン濃度 × 0.002（スペック）

③ その他（2社）

- 生産設備の定期修理等に窒素を用いて、作業範囲に該当する設備のメタンガスパーシを実施、その際のメタン排出量はパーシ範囲の配管容積等から設備毎に算出
- 配管・設備容積、ガス圧力により算出

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-1 日本の現状：業界の漏洩対策（2）状況調査 Q2

Q2. 報告レベル単位

- ⇒ 事業者のほとんどが事業所/部門単位までのブレイクダウンが可能。（公表は検討要）

■ 国内企業の例（全9社）

① 企業単位のみ報告可能（1社）

- 特記なし

② 海外/国内まで可能（1社）

- 海外について、現時点では、国別単位での開示は行っていない

③ 事業所/部門単位まで可能（7社）

- 各製造基地、供給（導管）部門まで可能
- 国内事業の事業所単位でのブレイクダウンは可能。
- 製造所単位、導管圧力単位、発電所単位には可能

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-1 日本の現状：業界の漏洩対策（2）状況調査 Q3

Q3. ガスサンプリング時の削減/防止対策

- ⇒ 多くの企業がサンプリングガスをLNGタンク内に回収および系内消費。（一部、大気放出）

■ 国内企業の例（全9社）

① LNG基地

- サンプリングガスの一部を分析計の直前でサンプリングラインから分岐し、LNGタンク内に回収。分析機器に流すサンプリングガス量は、計器下限界流量に設定し、排出するメタンガス量を極小化。
- 成分分析サンプリングにおいて、排出メタンを導管に戻すことのできるシステム（配管構成）を導入。
- 手分析を行う際のガスサンプリングでは、漏洩しない設備構成としている。
- ガスクロ分析でのガスサンプリングに係るガス漏洩は、系内回収する設備構成。（一部大気放出）

② 供給（導管）

- 高圧ガバナーステーションでは、ガスサンプリングは実施していない。各工事（本支供給管工事、緊急漏洩修理工事、メーター取替工事）においても、実施していない。
- ガス分析は自動のループサンプリング構造とし、最小限のベント放散としている。

③ 発電所

- 熱量計およびガスクロのサンプリング余剰ガスをB O G管に回収し、発電所で消費している。（ただし、分析後のサンプルガスはベントスタックで大気放出している。）

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-1 日本の現状：業界の漏洩対策（2）状況調査 Q4

Q4. パージ時の削減/防止対策

- ⇒ ライン切替やエコパージ車により回収。最大限消費し、パージ量を極小化。（一部、フレア処理）

■ 国内企業の例（全9社）

① LNG基地

- パージ前にガスをLNGタンクに回収、ライン圧力を低下させ、パージ時のメタン排出量を極小化。
- 排出メタンを可能な限り所内設備用燃料として消費、フレア処理量や放散量を削減。
- 回収専用配管や設備系統の弁を切り替えることで、液化ガスおよび気体ガスの両方を、系統内に回収、大気に排出しない。（系統回収できない少量の気体ガスはフレアスタックで燃焼）

② 供給（導管）

- 需要によってパイプライン内のガスが可能な限り消費された状態（パイプライン内の圧力が可能な限り減じられた状態）から、設備停止等を実施している。
- ガスメーター取替工事においては、ガスメーターの小型化による内容積の減少に伴い、段階的なガス排出量の削減が見込まれる。
- 導管ガス工事や設備改修の際に大気中に放散するガスの一部をエコパージ車によって回収。

③ 発電所

- 機器整備の際、機器と周辺配管のガスを脱圧する必要があるが、可能な限り製品ガスとして送出。

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-1 日本の現状：業界の漏洩対策（2）状況調査 Q5

Q5. 巡視/パトロール体制、および使用しているガス検知/観測方法

- ⇒ポータブル式による1～5回/日の巡視。定置式による24時間監視体制。1回/年の漏洩検査。

■国内企業の例（全9社）

① LNG基地

- 各LNG基地には弊社社員が24h体制で常駐し、1回/日LNG基地構内設備のパトロールを実施。
- 製造所の4～5回/日の巡視
- 2回/日の巡視点検（目視点検）、1回/年のガス漏洩点検（ポータブルガス検知器）
- 建屋内ガス検知器の設置。日常点検/週点検/3か月点検、全バルブ類の1回/年のリーク検査

② 供給（導管）

- 中低圧導管は1回/日の路線パトロール。別途、ガス事業法に基づき1回/4年の漏洩検査を実施。
- 高圧導管は平日3回/日、休日1回/日の路線パトロール。ガス事に基づき1回/年の漏洩検査。
- 高圧幹線については、未照会工事の発見等を目的にパトロールを実施。
- 高圧ガバナーステーションには、配管建屋にガス検知器が設置。屋外設置設備は、毎日の巡回における臭気確認ならびに1回/3か月の定期点検で検知器による確認を実施。

※ガス検知/観測方法

- 発泡液、ガス漏れ検知スプレー、定置型可燃性ガス検知器、ポータブル型ガス検知器、ポータブルガスモニター、走行型ガス検知器、レーザー方式メタンガス検知器 など

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-2 日本の対応（1）国内検討会

メタン排出管理 国内検討会

- 構成：下記業種を対象とした国内検討会を組織。事務局：日本エネルギー経済研究所。
 - ① LNG上流プロジェクト参加企業
 - ② 国内の上・中・下流資産を持つ大手企業
 - ③ 削減・測量等の技術面で関与が見込まれるエンジニアリング企業
- 開催数：2021年度は合計6回（国内5回、海外講師1回）の検討会を実施
- 目的：OGMP 2.0に関する技術的課題（経済的・実務的負担を含む）について、日本企業の対応等を検討。OGMP 2.0同等の削減、MRVレベルを確保できる環境を整備。最終的には、各社の自主的取り組みの推進。

図表3-5：国内検討会の構成メンバー（2022年3月現在、20団体。官公庁・事務局除く）

業界	企業・団体名
都市ガス	(1) 東京ガス
	(2) 大阪ガス
	(3) 清水エルクエジー、静岡ガス
	(4) 東邦ガス
	(5) 日本ガス協会
電力	(1) JERA
	(2) 東北電力
	(3) 関西電力
	(4) 九州電力
	(5) 電気事業連合会

業界	企業・団体名
商社	(1) 三菱商事
	(2) 三井物産
	(3) 住友商事
	(4) 伊藤忠商事
	(5) ILIイメージジャパン
上流・資源開発	(1) JAPEX (2) INPEX
エンジニアリング	(1) 日揮 (2) 千代田化工建設
法曹	(1) 西村あさひ
官公庁・事務局	資源エネルギー庁 石油天然ガス課
	石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）
	日本エネルギー経済研究所（IEEJ）※事務局

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-2 日本の対応（2）排出量の公表状況

地球温暖化対策推進法（温対法）による排出量報告義務

- 温対法では、メタンはCO2換算で年間3,000トン以上の排出事業者の報告義務付け。Scope1のみが対象。
- 多くの企業が基準以下の排出量でも、自社の環境報告書、サステナブルレポート等において公表を実施。
- 今後、数値の報告レベルに関して、現状の企業単位から、事業所単位・セグメント単位のブレイクダウン報告などの可否を、国際的に実施・検討されている自主報告の基準に照らして吟味する必要がある。

図表3-6：国内企業のメタン排出量公表状況（2016-2020）

メタン排出量 公表状況

*「青字」：換算値。「-」：N.A.

(トン)			t - CH4					t - CO2e				
業界	No.	会社	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
都市ガス	1	東京ガス	200	425	354	323	290	5,000	11,000	9,000	8,000	7,000
	2	大阪ガス	75	77	88	106	58	1,875	1,925	2,200	2,650	1,450
	3	東邦ガス	50	22	19	191	16	1,244	546	468	4,766	408
	4	静岡ガス	7	7	7	7	7	164	170	170	176	176
	5	広島ガス	14	11	26	9	10	350	275	650	225	250
	6	西部ガス	10	10	10	9	9	250	250	250	225	225
電力	1	JERA	-	-	-	400	400	-	-	-	10,000	10,000
	2	東京電力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	北陸電力	18	20	23	21	20	450	500	575	525	500
	4	中国電力	-	-	-	-	240	-	-	-	-	6,000
	5	九州電力	0	8	0	0	4	0	200	0	0	100
資源開発	1	INPEX（国内）	627	556	1,040	1,400	640	15,679	13,892	26,000	35,000	16,000
		〃（国内＋外）	633	577	5,120	13,160	9,160	15,813	14,417	128,000	329,000	229,000
	2	JAPEX（国内）	789	5,725	3,823	2,519	1,514	19,725	143,113	95,586	62,975	38,000
		〃（国内＋外）	789	5,725	3,828	2,519	1,533	19,725	143,113	95,699	62,975	38,480
石油	1	ENEOS		1,659	1,690	1,868	1,713		41,480	42,259	46,691	42,814
	2	出光興産	-	-	-	1,986	14,531	-	-	-	49,650	363,275
商社	1	三菱商事	60,000	37,680	36,800	34,800	33,600	1,500,000	942,000	920,000	870,000	840,000
	2	三井物産		71,840	36,320	39,880	55,120		1,796,000	908,000	997,000	1,378,000
	3	伊藤忠商事	-	-	0	58	4,729	-	-	0	1,459	118,224

* CH4項目なし：【ガス】

北海道ガス、北陸ガス、京葉ガス、仙台市ガス局、四国ガス、日本ガス、沖縄ガス など

【電力】

北海道電力、東北電力、関西電力、四国電力、沖縄電力、J-Power など

【石油】

コスモ石油 など

【商社】

住友商事、エルエヌジー・ジャパン など

出所：各社資料を集計

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-2 日本の対応（3）自主的な公表を開始

排出量の自主的報告

- JERA、中国電力、伊藤忠商事などが、世界的なメタン排出管理の重要性の高まりから、新たに排出量公表を開始

図表3-7：JERAと中国電力のメタン排出量公表状況（2020）

環境データ

項目 ^{*1}	単位	2018年度実績 ^{*2}	2019年度実績	2020年度実績
発電用燃料消費量				
石炭	万t	1,626	1,483	1,307
石油類	万kl	54	37	2
LNG・LPG・都市ガス	万t	3,310	3,121	2,740
バイオマス	万t	19	39	39
送電端電力量	億kWh	2,834	2,653	2,446
ガス販売量	万t	266	306	312
総エネルギー使用量(原油換算)	万kl	5,968	5,525	5,070
火力総合発電効率(低位発熱量基準)	%	49.7	50.1	49.7
省エネ法 火力発電効率ベンチマークA指標 ^{*3}	—	0.994	1.002	1.000
省エネ法 火力発電効率ベンチマークB指標 ^{*3}	%	46.3	46.8	46.8
オフィス等での消費電力量	万kWh	1,160	1,092	951
オフィス等エネルギー消費原単位	MJ/m ²	2,587	1,686	1,437
工業用水受入量	万m ³	1,908	1,812	1,771
上水受入量	万m ³	39	87	81
地下水使用量	万m ³	2	2	18
発電事業に伴うGHG(温室効果ガス)排出量(スコープ1)	万t-CO ₂	13,498	12,463	11,495
CO ₂ 排出量	万t-CO ₂	13,485	12,450	11,483
CH ₄ (メタン)排出量	万t-CO ₂	—	1	1
N ₂ O(亜酸化窒素)排出量	万t-CO ₂	12	11	10
SF ₆ (六フッ化硫黄)排出量 ^{*4}	万t-CO ₂	0.7	0.4	0.6
HFC(代替フロン)排出量 ^{*4}	万t-CO ₂	0.03	0.06	0.04
[国内・JERAグループ] 発電事業に伴うCO ₂ 排出量(スコープ1) ^{*5}	万t-CO ₂	14,862	13,901	12,744
[国内外・JERAグループ] 発電事業に伴うCO ₂ 排出量(スコープ1) ^{*5 *6}	万t-CO ₂	16,630	16,111	14,792
燃料上流事業に伴うCO ₂ 排出量(スコープ1) ^{*5 *6}	万t-CO ₂	15	24	35
燃料輸送事業に伴うCO ₂ 排出量(スコープ1) ^{*5 *6}	万t-CO ₂	20	30	33
事業活動に伴う建物等での電力消費によるCO ₂ 排出量(スコープ2)	万t-CO ₂	0.5	0.5	0.4

*1 特記のないものは、国内JERA単体及び株式会社常陸那珂ジェネレーションのデータ。

*2 2018年度(既存火力発電事業統合前)のデータは、2019年4月1日時点の当社保有設備を集計対象として算出。

*3 国内JERA単体のデータ。

*4 暦年での集計値。

*5 共同事業については出資比率ベースで当社持分を算出。

*6 海外事業は原則として現地の会計年度・現地の報告基準で集計。 *7 送電端電力量ベースで算出。

OUTPUT 事業活動による環境負荷	
●廃棄物の発生	
産業廃棄物・一般廃棄物 Gr	
発生量	78.1万t
再資源化量	76.9万t
処分量	1.2万t
再資源化率	98.5%
放射性廃棄物	
放射性固体廃棄物 (200ドラム缶相当)	3,182本
●大気への排出	
CO ₂ (二酸化炭素) ^{*5}	2,464万t-CO ₂
N ₂ O(一酸化二窒素) ^{*6}	2.5万t-CO ₂
SF ₆ (六フッ化硫黄) ^{*6}	1.6万t-CO ₂
CH ₄ (メタン) ^{*6}	0.6万t-CO ₂
SOx(硫黄酸化物)	0.4万t
NOx(窒素酸化物)	0.6万t
●発電所内電力消費による排出	
CO ₂ (二酸化炭素)	95万t-CO ₂
●水系への排出 ^{*2}	
発電所排水	240万m ³
●オフィス・工場等での排出 ^{*7} Gr	
CO ₂ (二酸化炭素)	5.4万t-CO ₂

(注1) 端数処理のため、合計が合わない場合がある。

(注2) 図中の電力の発電～販売過程においては、発電所内電力消費や送配電ロスが発生している。

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-2 日本の対応（4）排出量対象の拡大

排出量対象を自主的に拡大

- 伊藤忠商事では、2018年度より、エネルギー起源CO₂以外の温室効果ガスを段階的に集計・開示の対象化
- 2018年度実績からは、「豚の飼養及び排泄物の管理に伴うCH₄」を対象化
- 2020年度実績からは、「排水処理に伴うCH₄」、「廃棄物のコンポスト化及び埋立処分に伴うCH₄」を対象化

図表3-8：伊藤忠商事のメタン排出量公表状況（2020）

(単位：t-CO₂e)

	地球温暖化係数 (GWP)	2018年度	2019年度	2020年度
Scope1総排出量	—	1,213,395	1,202,508	1,522,339
エネルギー起源二酸化炭素 (CO ₂)	—	1,161,002	1,158,283	1,233,868
6.5ガス総量 (t-CO ₂ e)	—	52,393	44,225	288,471
内訳	非エネルギー起源二酸化炭素 (CO ₂)	1	0	0
	メタン (CH ₄)	25	0	118,224
	一酸化二窒素 (N ₂ O)	298	17,932	18,439
	ハイドロフルオロカーボン (HFCs)	7,390~10,300	34,461	24,327
	パーフルオロカーボン (PFCs)	—	0	0
	六ふっ化硫黄 (SF ₆)	—	0	0
	三ふっ化窒素 (NF ₃)	—	0	0

※6.5ガスは、3,000t-CO₂e/年を超える排出のあった事業会社を対象に集計・開示しています。

※2018年度実績より、エネルギー起源CO₂以外の温室効果ガスを段階的に集計・開示の対象に含めています。2018年度実績からは「豚の飼養及び排泄物の管理に伴うCH₄及びN₂O排出量」と「冷蔵機器等からの漏えいに伴うHFC排出量」を対象に含め、2020年度実績からはさらに「排水処理に伴うCH₄排出量」、「廃棄物のコンポスト化及び埋立処分に伴うCH₄排出量」及び「農園における肥料の使用に伴うN₂O排出量」を対象に含めています。

※6.5ガスの算出に関する地球温暖化係数 (GWP: Global Warming Potential) は、IPCC 第4次評価報告書 (AR4) のGWP100を用いております。

※CO₂以外の温室効果ガス排出量は、CO₂と比較し、数十倍～数万倍の温室効果を持っており、その温室効果をCO₂に置き換えて表す単位として、t-CO₂eが用いられます。

※なお、上記温室効果ガス以外に、グループ会社にて、HFC等で8,967t-CO₂eを排出しております。

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-2 日本の対応（5）報告のブレイクダウン

排出量報告のブレイクダウン

- 上流開発企業の INPEX や JAPEX は、既に要因別・ガス種別及び国内外別の排出量を公表

図表3-9：INPEXのメタン排出量公表状況（2020）

集計範囲	項目			2018年度	2018年1－12月 (参考値)	2019年1－12月	2020年1－12月	単位	
オペレーショナル コントロール ※7	直接的な 温室効果ガス 排出量 (Scope1) ※1, 2	要因別排出	国内 ✓	エネルギー使用	172	171	170	151	千トン・CO ₂ e
				フレア放散	3	3	8	11	
				ベント放散	20	21	30	11	
				分離除去CO ₂ 放散	178	180	167	152	
			海外 **	エネルギー使用	1,716	1,013	3,322	3,239	
				フレア放散	2,083	1,470	2,705	1,501	
				ベント放散	53	29	131	96	
				分離除去CO ₂ 放散	825	295	2,354	2,469	
		ガス種別排出	国内 ✓	CO ₂	348	350	339	308	
				CH ₄	25	26	35	16	
				N ₂ O	0.03	0.03	0.03	0.03	
			海外 **	CO ₂	4,445	2,688	8,189	7,077	
				CH ₄	209	102	294	213	
				N ₂ O	24	17	29	15	
	合計				5,051	3,183	8,887	7,630	
	間接的な温室効果ガス排出量 (Scope2) ※1, 2	国内 ✓		38	40	42	44		
		海外 **		2	2	2	1		
		合計		41	42	44	45		
	エネルギー使用量 ※9	国内 ✓	軽油・ガス等の燃料	3,367	3,360	3,330	2,953	TJ	
			購入電力・熱	686	691	709	700		
			海外	軽油・ガス等の燃料	31,886	18,252	62,284		62,501
				購入電力・熱	22	22	21		13
		合計		35,961	22,325	66,344	66,168		

** 2020年度の海外の排出量のうち、ベネズエラのコナマコヤ鉱区を除く当社がオペレーターの生産プロジェクト由来の排出量であるScope1排出量7,250千トン✓、Scope2排出量1千トン✓に対して第三者保証を受けています。

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-2 日本の対応（6）エンジニアリング技術の貢献

LNG設備での漏洩対策

- 日揮、千代田化工建設は、LNGプラント・上流プロジェクト建設で屈指の実績を誇り、将来に渡るGHG排出削減のカギを握る
- ISO/TC67/SC9 **WG10 - LNG設備での温室効果ガス排出**（2020年～）
 - （1）監査可能な標準化された国際的な方法論をLNG業界全体に提供することを目的とする
 - （2）カーボンニュートラルLNGで必要となるオフセットを定義することを目的とする
 - （3）監査可能な温暖化ガス排出計測の方法論を明確化することにより、法規制や政策への取り込みを即す
 - （4）カーボンフットプリントに対して低炭素証明書などLNGプラントを分類する方法を定める

図表3-10：ISO WG10 参加メンバー（23 企業/機関）

ISO/TC67/SC9/WG10				
bp	Sherwin-Williams	Enagas	Korea Gas Safety Corporation	China Classification Society
DVGW	Engie	Total Energies	LNG Consult	<u>千代田化工建設</u>
ENI	GIIGNL	GIE	AFG	<u>日揮</u>
Smit Lamnalco	IOGP	JISC	Cheniere	
The Linde Group	Shell	Bureau Veritas	TechnipFMC	

- 各国のエキスパート33名。欧州のメンバーが多い。ENIやbp、Shell等からは複数名が参加
- 日本からは、日揮、千代田化工建設の技術者が参加

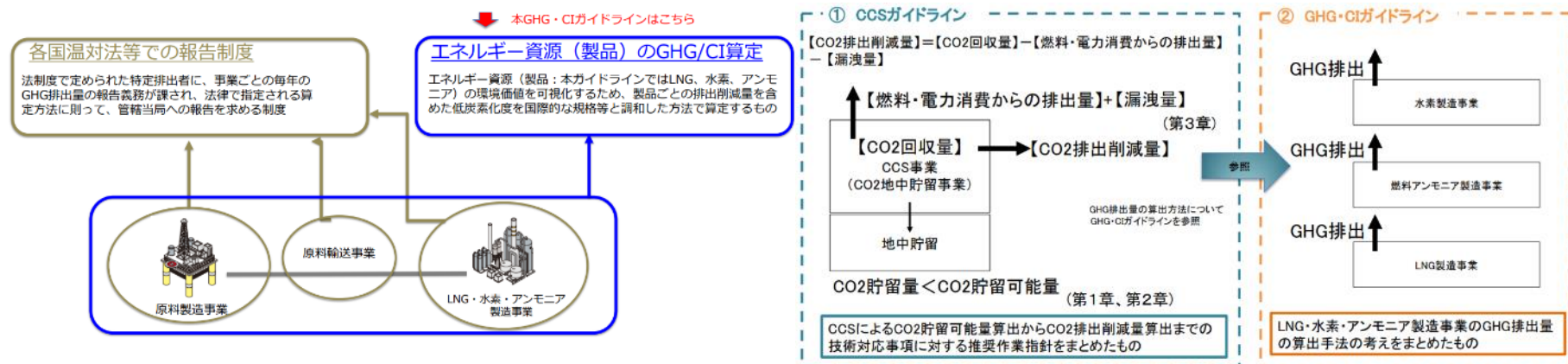
第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-2 日本の対応（7）JOGMEC GHG・CI ガイドライン ドRAFT案（2022年1月24日公表）

JOGMEC GHG・CI (Carbon Intensity) ガイドライン

- 2022年1月、JOGMEC は国際的にも活用可能な事業者向けの推奨作業指針として、同ガイドライン案を策定
- 現在、LNG・水素・アンモニア製造時の GHG 排出量を適切に算定することが求められており、事業者は、同ガイドラインを参照し、LNG 及び水素・アンモニア製造に伴う GHG 排出量の算定手法と、単位（エネルギー含有量又は重量）あたりの CO2 排出量を示した Carbon Intensity（CI：炭素強度）の算定手法についての考え方を理解することが出来る。特に、国際的に対応要請が進むメタンを含め、主要なGHG排出源についてより最適な算定を行えるよう工夫されている。また、JOGMECは、共同研究等を含む各種業務で本ガイドラインを適用していくことを想定し、推奨作業指針の内容の検証も重ねていくとしている。
- 同ガイドライン案の策定と公表にあたっては、外部有識者による検討会を 3 回開催し、石油開発企業、エンジニアリング企業、コンサルティング企業の専門家から意見、コメントを内容に反映している。
- ガイドラインは今後継続的に適用検証を進め、見直し、改善していくことを前提とし、パブリックコメントの受付期間（2022年1月24日～2月18日）終了後、意見の概要と考え方を取りまとめ、初版(Ver.1)として公表する予定

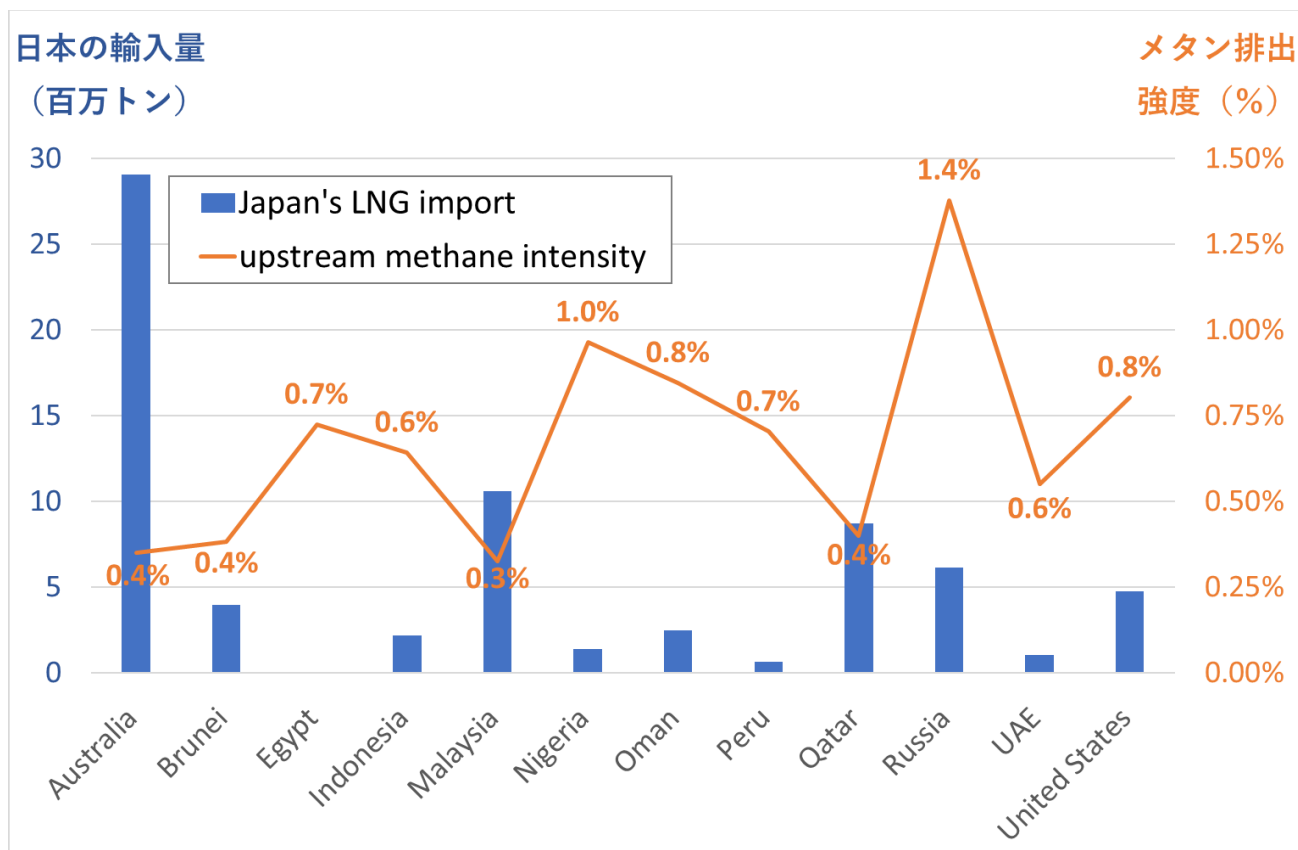
図表3-11：JOGMEC GHG・CI ガイドラインの位置づけ



LNG輸出国のメタン排出削減：日本の貢献可能性

- 主要LNG輸出国の上流メタン排出強度は、下図の全ての国で0.25%超え
 - 日本の輸入相当分では、メタン排出量 36万7,000トン（パプアニューギニアを除く）
- 今後、日本が排出削減に貢献できる可能性を検討

図表3-12：国別の日本LNG輸入量と上流メタン排出強度（2020年）



出所：IEA Methane Tracker、IEA Natural Gas Information

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-3 将来に向けた自主的な取組み：メタン排出管理対策チェックリスト

状況調査の方法

- 国内の下記を中心としたLNG取扱事業者を対象に、メタン排出管理対策の自主的な対策取り組み（メタン排出漏洩対策の強化）状況調査を2022年2月から3月にかけて、アンケート・チェックリスト方式で実施した。
- 2022年3月時点において、回答を受理した国内企業8社（ガス会社2社、電力会社3社、商社1社、資源開発2社）の取り組み強化の内容を次ページ以降にまとめる。

（1）中流・下流資産（ガス、電力、パイプライン等）所有者として

- MRV現場実測、計測化
- 排出情報公表レベルの向上
- 排出削減目標（絶対量、強度、基準年比）
- 他部門メタン排出削減協力

（2）LNG輸入者として“Responsible LNG Importer”たるべきこと

- 輸入カーゴ排出量情報把握
- LNG輸出者とのメタン削減協力対話
- 排出削減協力（LNG・上流設備）
- 排出削減協力（ホスト国）

（3）LNG・上流（内外ガス・原油生産等）投資者として、例えば“Responsible LNG Project Partner”たるべきこと

- 輸入カーゴ排出量情報把握
- LNG輸出者とのメタン削減協力対話
- 排出削減協力（LNG・上流設備、ホスト国）
- 排出削減目標（絶対量、強度、基準年比）

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-3 将来に向けた自主的な取組み（1）中流・下流資産（ガス、電力、パイプライン等）所有者

（1）中流・下流資産所有者として

- 下記の様に、取組みの強化を進める事業者がある一方、他社の動向を見据えつつ検討中の事業者も見られる
- 国内企業の場合、現状の漏洩防止・監視により、既にメタン排出が大幅に抑制されている面も一因として考えられる

取組み項目	対応部門別・具体策
① MRV現場実測	・ LNG受入基地、パイプライン管理部門において、フィールドメンテナンスマニュアルを策定 ・ 地上配管やフランジなど接続部からの漏洩確認を定期的を実施 ・ 漏洩が確認された場合、CCACのTechnical Guidance Noteを参考にし、前回の確認時から漏洩が続いていたとの仮定の基、メタン排出量を算出 ・ LNG基地でフレアが生じた際、未燃メタン排出量についても、APIの算定式を参考に算出 ・ メンテナンス時などに生じるベントについては、排出したガスの体積から算出 ・ ガスメーター小型化による内容積の減少に伴い、ガスメーター取替工事における都市ガス漏洩を減少 ・ PL緊急漏洩修理工事における施工後のエアパージは、必要最小限とし、放出量を抑制。ノーブローバックの使用や本支管穿孔時のサービスチー取付けで放出量を抑制
② 公表レベル向上	・ サステナビリティレポートにて、上流事業も含めて国内事業からの総排出量として公表 ・ Midstream事業におけるCH₄ IntensityをLNG基地とパイプラインとで分けて報告 ・ ESGデータにてScope1,2はガス種別データ開示、Scope3はカテゴリ別データ開示
③ 削減目標 （絶対量）	・ メタンのみを対象とした絶対量の削減目標は設定していない ・ CO₂含むGHG総量は、エクイティシェアに相当するScope1及び2の排出量を2050年までにネットゼロを達成するという目標を掲げている。本目標は海外事業からの排出分も含む
④ 削減目標 （強度）	・ メタン排出原単位（＝メタン排出量/天然ガス生産量）を低レベル（約0.1%）維持を目標 ・ 算出に用いるメタン排出量は国内上流事業及び海外事業からの排出分を含む
⑤ 削減目標 （基準年比）	・ CO₂含むGHGとして、エクイティシェア相当のScope1、2排出量を2030年までに2019年比30%以上低減 ・ 操業CO₂排出原単位を2030年までに2019年比40%削減 ※メタン目標表記ではない
⑥ 他部門 排出削減協力	・ カーボנקレジットを用いたカーボンニュートラルLNGを販売 ・ CCUS活用検討、バイオマス発電や洋上風力発電等再生可能エネルギーへの参画、等

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-3 将来に向けた自主的な取組み（2）LNG輸入者

（2）LNG輸入者として“Responsible LNG Importer” たるべきこと

取組み項目	対応部門別・具体策
① 輸入カーゴ排出量情報把握	- 各売主に対して輸入カーゴのメタン含む排出量削減に関する取組みについて報告を要請。定期的に確認を行い管理する予定 - 輸入カーゴのメタン含む排出量報告要請 - 出荷側メタン情報収集 - 特定の輸入カーゴについて、メタン含む排出量報告・削減対策を売主に確認
② LNG輸出者とのメタン削減協力対話	- 情報収集により、対策できる項目があれば、協力を進める - 情報収集により、メタン含む排出量削減に関する取組みについて売・買主で協力を進める。 - CNL調達検討時など売主とGHG排出に関するMRVの情報を可能な限り取得する
③ 排出削減協力（LNG設備）	消費国の中流・下流側で行っている漏洩対策等で適用できるものを活用して協力
④ 排出削減協力（ホスト国）	LNG生産プロジェクトのホスト国でのガスネットワークでの排出対策の協力
⑤ 自社LNG PJの排出量把握（第三者機関起用）	第三者機関を活用し調達先のCO₂/CH₄に関するデータベースを作成。自社LNGポートフォリオにおけるCO₂/CH₄の現状を把握するとともに削減目標について検討を行う

第3章 我が国のメタン排出管理に向けた課題と対応策

3-3 将来に向けた自主的な取組み（3）LNG・上流（内外ガス・原油生産等）投資者

（3）LNG・上流投資者として、“Responsible LNG Project Partner” たるべきこと

取組み項目	対応部門別・具体策
① MRV現場実測	- 生産施設において、フィールドメンテナンスマニュアルを策定し、接続部からの漏洩有無を確認 - 漏洩有の場合、CCAC Technical Guidance Noteを参考にし、前回確認時から漏洩継続とし、算出 - フレア排出時のフレア未燃分メタン排出量についても、APIの算定式を参考に算出 - メンテナンス時などに生じるベントについては、排出したガスの体積から算出 - OGMP2.0準拠を目指すべく、フュージティブ排出の計測及び報告を継続的に改善 - ヘリコプター機により上空から設備のメタン漏洩箇所の特特定、漏洩量の測定を踏まえ、漏洩対策を実施
② 公表レベル向上	- サステナビリティレポートにて、中下流事業も含めて国内事業からの総排出量として公表 - ESGデータにてScope1,2はガス種別データ開示、Scope3はカテゴリ別データ開示 2007年のNGER法に基づき、Safeguard mechanismによりBaseline を設定するとともに排出量を報告
③ 削減目標 （絶対量）	- メタンのみを対象とした絶対量の削減目標は設定していない。 - CO2含むGHG総量として、エクイティシェア相当のScope1、2排出量を2050年までにネットゼロ達成を目標（海外事業からの排出分も含む）
④ 削減目標 （強度）	- メタン排出原単位（＝メタン排出量/天然ガス生産量）を低レベル（約0.1%）で維持を目標 - 算出に用いるメタン排出量は国内上流事業及び海外事業からの排出分を含む - メタン排出原単位を現状の低いレベル（約0.1%）で維持（対象はオペレータプロジェクト） - Build Back Better法案で規定される見込みレベル（0.2%）をめざす予定
⑤ 削減目標 （基準年比）	- CO2含むGHGとして、エクイティシェア相当のScope1、2排出量を2030年までに2019年比30%以上低減 - 操業CO2排出原単位を2030年までに2019年比40%削減 ※メタン目標表記ではない
⑥ LNG輸出 PJ パートナー対話	- 欧州企業と合同で実施している一部PJにおいて、OGMP2.0に基づいたMRV実施を検討 - プロジェクト事業体において計画を策定し、赤外線カメラを購入済み - 出資プロジェクトに対し、プロジェクトオペレーターがメタンをGHG排出管理の重要管理項目のひとつとして、行政報告を含めた適正管理ならびにその排出量低減に努めていることを確認 - メタン排出の主要因となるベントやフレアを削減する方策として、フラッシュガスコンプレッサーなどの稼働率向上の取組みを継続的に実施。進捗状況はTechnical committeeなどを通じて共有

第4章 新資源コスト分析

4-0 調査の概要

- 気候変動問題への悪影響を除くと、化石燃料は輸送や利用の方法が確立された高密度のエネルギー資源である。したがって化石燃料の利用に伴って排出される二酸化炭素を回収し、貯留・循環させることにより「化石燃料の脱炭素化」を図ることは、脱炭素社会に向けた過渡期において重要となると考えられる。すなわち、エネルギーの需要国にとっては気象条件に左右されにくいエネルギー源を確保でき、供給国にとっては化石資源に依存した経済を脱炭素型の経済に段階的に移行する上で有効な手段となる。
- そこで本調査では近未来を想定し、天然ガスを一次エネルギー源とする天然ガス生産国と日本の間の低炭素型エネルギーサプライチェーンについて、複数の異なる形態のサプライチェーンのエネルギー供給コストを計算してその相対関係を分析する。

第4章 新資源コスト分析

4-1 基本検討ケース (1/2)

- 以下に示す5つのサプライチェーンのコスト分析を行う、いずれも天然ガスを一次エネルギー源とするが、一次エネルギー源由来のCO₂を回収・貯留することにより温暖化ガス排出量を低減した低炭素型エネルギーサプライチェーンとする。最終的なエネルギーの利用形態は日本における発電事業とし、天然ガスあるいは水素を用いたガスタービンコンバインドサイクル発電を行うものと想定する。
 1. 液化天然ガスケース（LNGケース）：天然ガスをLNGの形で輸入する。天然ガスのまま発電を実施し、発電所排ガスからCO₂を回収、第三国にCO₂を船舶輸送して貯留する。
 2. LNG水素変換ケース（LNG-H₂ケース）：天然ガスをLNGの形で輸入する。天然ガスから水素を取り出し、水素で発電する。水素取り出しの際に分離されるCO₂は回収し、第三国に船舶輸送して貯留する。
 3. 液化水素ケース（LH₂ケース）：天然ガスを生産国で水素に変換する。その際に排出されるCO₂は生産国で地下貯留する。水素は液化し、日本に運ぶ。日本で水素を気化し、発電する。

第4章 新資源コスト調査

4-1 基本検討ケース（1/2）

4. 有機ハイドライドケース（LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrierケース）：天然ガスを生産国で水素に変換する。その際に排出されるCO₂は生産国で地下貯留する。水素はトルエンと化合させてメチルシクロヘキサン（MCH）を製造し、日本に運ぶ。日本でMCHから水素を取り出し、取り出した水素で発電する。水素の取り出しの際に生じるトルエンは、MCHを輸送してきた船で生産国に持ち帰って再利用する。
5. アンモニア水素燃焼ケース（NH₃-H₂ケース）：天然ガスを生産国で水素に変換する。その際に排出されるCO₂は生産国で地下貯留する。水素は空気から分離した窒素と化合させてアンモニアとし、液化して日本に運ぶ。日本でアンモニアを分解して水素を取り出し、取り出した水素で発電する。

ケース名	LNG	LNG-H ₂	LH ₂	LOHC	NH ₃ -H ₂
一次エネルギー源	天然ガス	天然ガス	天然ガス	天然ガス	天然ガス
CO ₂ 貯留地	第三国	第三国	天然ガス生産国	天然ガス生産国	天然ガス生産国
水素製造地	なし	日本	生産国	生産国	生産国
海上輸送形態	LNG	LNG	液化水素	メチルシクロヘキサン	アンモニア
需要家引き渡し形態	天然ガス	水素	水素	水素	水素

出典：筆者作成

第4章 新資源コスト調査

4-1 資源調達コストの計算方法

- 本調査では資源調達コストとして、公開されている文献値から推算したサプライチェーン各プロセスの固定費、変動費に基づいて耐用年均等化発電コスト（Levelized Cost Of Electricity/Energy）を計算する。
- 本概念は、OECDにおいて発電コストを算定する際に利用されているものであり、2015年 [1]、2021年 [2]の長期エネルギー需給見通し小委員会、発電コスト検証ワーキンググループでも採用されている。
- この手法はエネルギーを一定期間供給するのにかかった全費用の現在価値換算額を、その期間に供給される全エネルギー量の現在価値換算値で除すことにより算出するものである。
- 本調査ではLCOEとして日本で需要家に引き渡される単位熱量あたり（MJ）の燃料コスト、および需要家が引き渡された燃料を用いて火力発電を行った際の1kWhあたりの発電コストを計算する。
- LCOE計算に用いる各種費率は下表の通り

費目	費率
割引率	5%
税率	1.40%
保険費率	0.60%
一般管理費率	1%
維持管理費率	2%

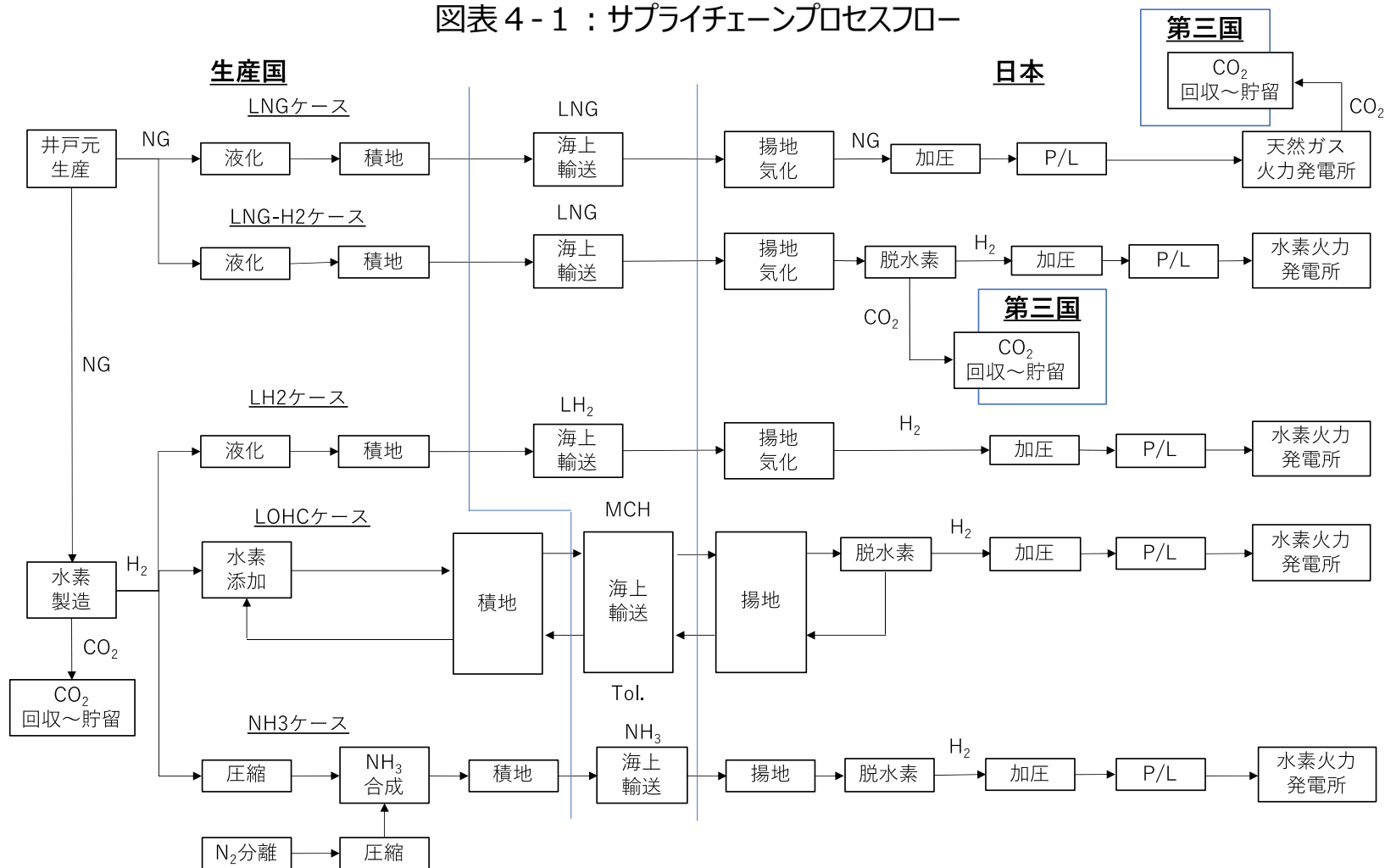
出典：筆者作成

第4章 新資源コスト調査

4-1 共通前提条件：サプライチェーンプロセスフロー（1/2）

- 5つのサプライチェーンは以下のようなプロセスフローを想定する。

図表 4 - 1：サプライチェーンプロセスフロー



出典：筆者作成

第4章 新資源コスト調査

4-1 共通前提条件：サプライチェーン規模および燃料の熱量設定

- 各サプライチェーンの規模は、年間に需要家に引き渡される燃料の量を水素33億Nm³（約30万トン相当）と熱量で等価となるように揃える。5つのサプライチェーンに対して、需要家に年間に引き渡される燃料の熱量を422.4億MJに統一
 - プラント規模の文献値が上記想定と異なる場合、0.6乗則でプラント規模と設備コストを変換
 - プラントの立地と設置年代はプラントコストインデックスとロケーションファクターにより統一
- 燃料の熱量はHHVで計算
 - 本調査の中で取り扱う燃料の発熱量は以下のように設定

燃料	熱量
水素	12.8 MJ/Nm ³
アンモニア	17.0 MJ/Nm ³
LNG	54.7 MJ/kg
C重油	44.7 MJ/kg
都市ガス（国内）	44.2 MJ/Nm ³

出典：筆者作成

第4章 新資源コスト調査

4-1 共通前提条件：サプライチェーン運用・地理的關係

- サプライチェーン稼働年代：2030年
- サプライチェーン稼働期間：30年
- サプライチェーン年間設備利用率：90%（330日/年）
- 割引率：5%
- 天然ガス生産国（生産国）：中東（生産国-日本間距離：12,000km）
- 天然ガス井戸元-輸出港間距離、輸出港-CCSサイト間距離：50km
- CCS貯留国（第三国）：東南アジア（日本-第三国間距離：6,000km）

第4章 新資源コスト調査

4-1 共通前提条件：コスト・為替レート

- ロケーションファクター（LF）・プラントコストインデックス（PCI）[3]
 - PCI統一年：2018年
 - 生産国想定LF：サウジアラビア
 - 第三国想定LF：インドネシア
- 為替レート
 - 110 円/US\$
 - 0.27 UAE-Dh/USD
- 資源・ユーティリティコスト
 - 下表

資源	単価（日本円換算）
天然ガス（原料）	330 円/MMBtu （3 US\$/MMBtu）
生産国電力	5.6 円/kWh
生産国工業用水	308 円/t （10.41 Dh/m ³ [4]）
C重油	48 円/L
日本・第三国電力価格	12.5 円/kWh
日本都市ガス価格	63.9 円/Nm ³
日本工業用水価格	110 円/t

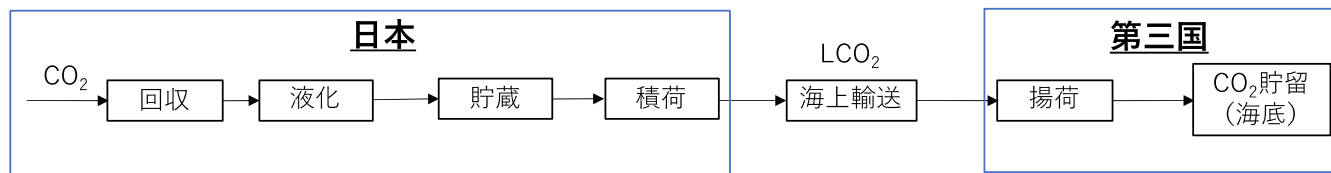
出典：筆者作成

第4章 新資源コスト調査

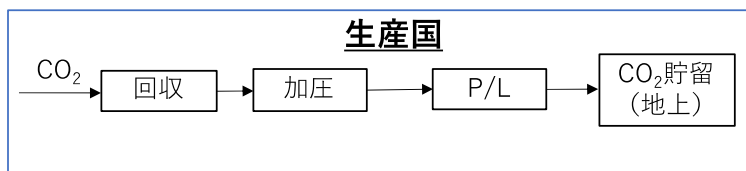
4-1 共通前提条件：CO₂処理関係の想定

- CO₂処理プロセスフロー：下図の通り
- CO₂回収コスト
 - SMR（Steam Methane Reforming）排ガスからの回収=30 US\$/t-CO₂ [5]
 - LNG火力発電所排ガスからの回収=60 US\$/t-CO₂ ([5]の2倍と仮定)
- CO₂貯留コスト
 - 陸上貯留サイトへの貯留（生産国）=7 US\$/t-CO₂
 - 沿岸海底貯留サイトへの貯留（第三国）=14 US\$/t-CO₂ [6]

図表 4 -2a：LNG,LNG-H2のサプライチェーン CO2回収～貯留プロセス構成



図表 4 -2b：LH2,有機ハイドライド, NH3-H2のサプライチェーン CO2回収～貯留プロセス構成



出典：筆者作成

第4章 新資源コスト調査

4-1 天然ガス火力発電所・水素火力発電所の想定

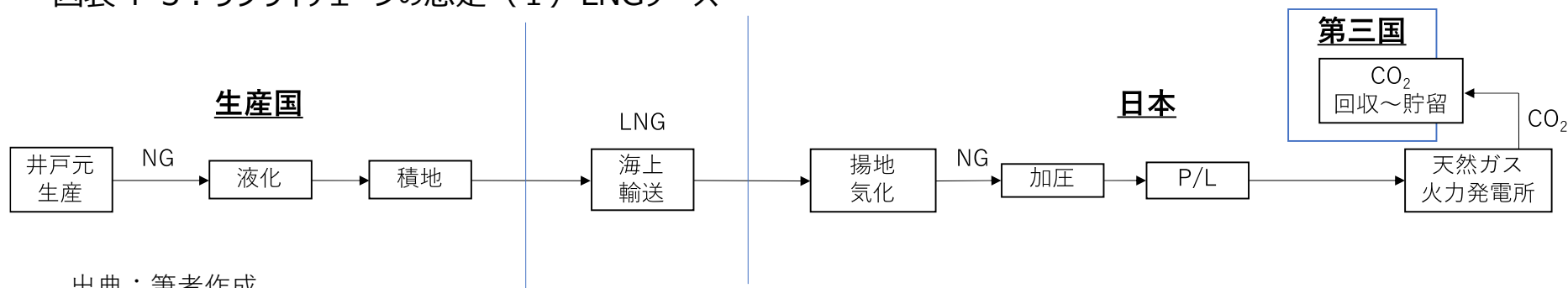
- 発電コストを計算するための天然ガス火力発電所と水素火力発電所のコストは、2015年の発電コスト検証ワーキンググループに用いられたモデルプラントの諸元[7]を参考に推算
 - 方式：ガスタービンコンバインドサイクル
 - 発電効率：60%（HHV基準）
 - 発電所の設備利用率：年率80%
 - 設備容量：110万kW（発電効率、設備利用率、燃料の年間供給量から計算）
 - 発電所の設備単価：12 万円/kWh
 - 水素火力発電所に関しては天然ガス火力発電所と同等の性能、運転条件を達成できると仮定、天然ガス火力発電所からのコストアップを設備費の10%と仮定

第4章 新資源コスト調査

4-1 (1) LNGケース想定：概要

- LNG年間日本到着量：772,212 t (422.4億MJ)
- サプライチェーンを一式新規構築したという想定
(算出されるコストは現在の市況価格や実勢価格とは無関係)

図表 4-3：サプライチェーンの想定 (1) LNGケース



出典：筆者作成

第4章 新資源コスト調査

4-1 (1) LNGケース想定：井戸元～積地基地

- 井戸元生産：資源コストとして計上（3 US\$/MMBtu）
- 井戸元～液化・積地基地間輸送：50kmパイプライン
（諸元・コストは[8]を参考に推算）
- LNG液化機
 - 1系列設備容量：800,000 TPA
 - 系列数：1
 - 電力消費原単位：0.37 kWh/Nm³-LNG
- 積地基地
 - タンク容積：107,000 kl（タンカー1隻分+2日液化分）
 - タンク基数：1基
 - 設備費：日本のLNG基地[9]を元に設備規模および立地を変換して算出
 - 変動費（LNG積込ポンプ電力費）：0.103 kWh/m³-LNG
 - LNGボイルオフ
 - 積込時：年間取扱量の1%
 - 貯蔵時：年間取扱量の0.1%

第4章 新資源コスト調査

4-1 (1) LNGケース想定：海上輸送～揚地基地

● 海上輸送

- 船級（LNGタンクサイズ）：96,000 m³級
- 隻数：2
- 船速：29.6 km/h
- 積荷+揚荷日数：2日
- コスト諸元：[10]を元に推算
- 燃料：C重油+ボイルオフガス

● 揚地・気化基地

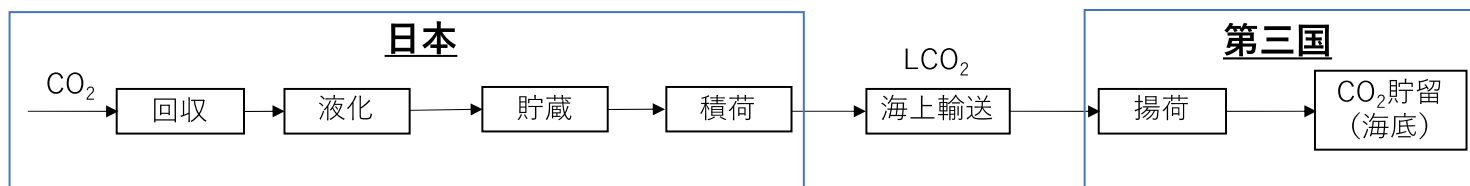
- 貯蔵設備規模：36日使用分
- タンク容積：190,000 kl/基
- タンク基数：1基
- 設備費：[9]記載のLNG火力発電所+LNG基地の取得価格より発電所の設備費を[7]より推算して差し引き、LNG基地単体の参考コストを算出、それに基づいて推算
- 変動費（LNG荷揚ポンプ電力費）：0.103 kWh/m³-LNG
- LNGボイルオフ
 - 揚荷時：年間取扱量の1%
 - 貯蔵時：年間取扱量の0.1%
- 揚地～発電所パイプライン輸送：50 km（諸元は[11]を元に推算）

第4章 新資源コスト調査

4-1 (1) LNGケース想定：CO₂処理

- 輸送CO₂量：2,220,443 t/年
- CO₂回収：LNG火力発電所排ガスからの回収
- CO₂船舶輸送距離：6,000 km
- CO₂輸送船サイズ：50,000 t級
- CO₂輸送船隻数：4隻
- CO₂タンク数：4基
- CO₂貯留サイト：第三国・海底貯留サイト
- 諸元参照元：[12]

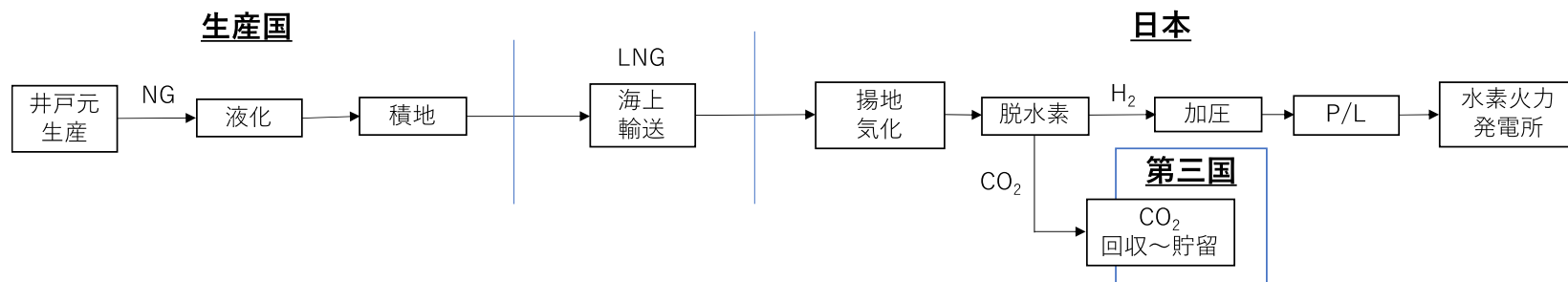
図表 4 -2a：LNG,LNG-H2のサプライチェーン CO2回収～貯留プロセス構成



第4章 新資源コスト調査

4-1 (2) LNG-H₂ケース想定：概要

- LNG年間日本到着量：947,560 t (水素取り出し後熱量：422.4億MJ)
 - 上記LNGには水蒸気改質のユーティリティとして用いられる天然ガスも含む
- サプライチェーンを一式新規構築したという想定
(算出されるコストは現在のLNG市況価格や実勢価格とは無関係)
- LNGケースをベースに水素製造プロセスの追加、設備規模の調整等を実施して推算

図表 4 -4：サプライチェーンの想定（2）LNG-H₂ケース

第4章 新資源コスト調査

4-1 (2) LNG-H₂ケース：井戸元～積地基地

- 井戸元生産：資源コストとして計上（3 US\$/MMBtu）
- 井戸元～液化・積地基地間輸送：50 kmパイプライン
（諸元・コストは[8]を参考に推算）
- LNG液化機
 - 1系列設備容量：1,000,000 TPA
 - 系列数：1
 - 電力消費原単位：0.37 kWh/Nm³-LNG
- 積地基地
 - タンク容積：131,000 kl/基（タンカー1隻分+2日液化分）
 - タンク基数：1基
 - 設備費：日本のLNG基地[9]を元に設備規模および立地を変換して算出
 - 変動費（LNG積込ポンプ電力費）：0.103 kWh/m³-LNG
 - LNGボイルオフ
 - 積込時：年間取扱量の1%
 - 貯蔵時：年間取扱量の0.1%

第4章 新資源コスト調査

4-1 (2) LNG-H₂ケース想定：海上輸送～揚地基地

● 海上輸送

- 船級（LNGタンクサイズ）：118,000 m³級
- 船速：29.6 km/h
- 隻数：2
- 積荷+揚荷日数：2日
- コスト諸元：[10]を元に推算
- 燃料：C重油+ボイルオフガス

● 揚地・気化基地

- 貯蔵設備規模：36日使用分
- タンク容積：115,000 kl/基
- タンク基数：2基
- 設備費：[9]記載のLNG火力発電所+LNG基地の取得価格より発電所の設備費を[7]より推算して差し引き、LNG基地単体の参考コストを算出、それに基づいて推算
- 変動費（LNG荷揚ポンプ電力費）：0.103 kWh/m³-LNG
- LNGボイルオフ
 - 揚荷時：年間取扱量の1%
 - 貯蔵時：年間取扱量の0.1%

第4章 新資源コスト調査

4-1 (2) LNG-H₂ケース想定：水素製造

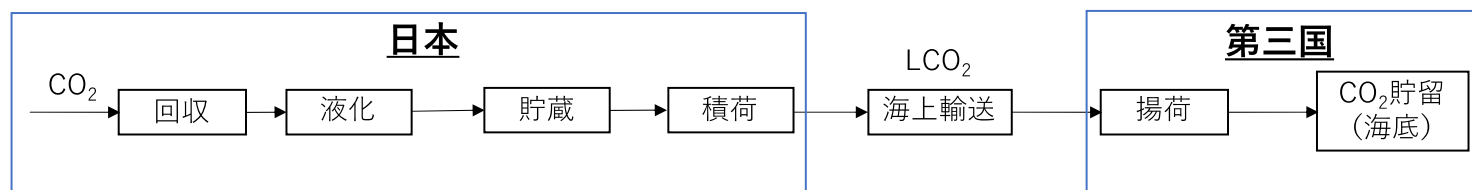
- 方式：水蒸気改質（SMR: Steam Methane Reforming）
- 1系列設備容量：296,670 TPA-H₂
- 系列数：1基
- 設備費・諸元：[8]に基づき推算
- 原単位
 - 天然ガス（原料+ユーティリティ）：3.19 kg-NG/kg-H₂
 - 電力：0.287 kWh/kg-H₂
 - 水：0.014 m³/kg-H₂
- 水蒸気改質～発電所パイプライン輸送：50km（諸元は[11]を元に推算）

第4章 新資源コスト調査

4-1 (2) LNG-H₂ケース想定：CO₂処理

- 輸送CO₂量：2,667,514 t/年
- CO₂回収：SMR排ガスからの回収
- CO₂船舶輸送距離：6,000 km
- CO₂輸送船サイズ：50,000 t級
- CO₂輸送船隻数：4隻
- CO₂タンク数：4基
- CO₂貯留サイト：第三国・海底貯留サイト
- 諸元参照元：[12]

図表 4 -2a：LNG,LNG-H₂のサプライチェーン CO₂回収～貯留プロセス構成

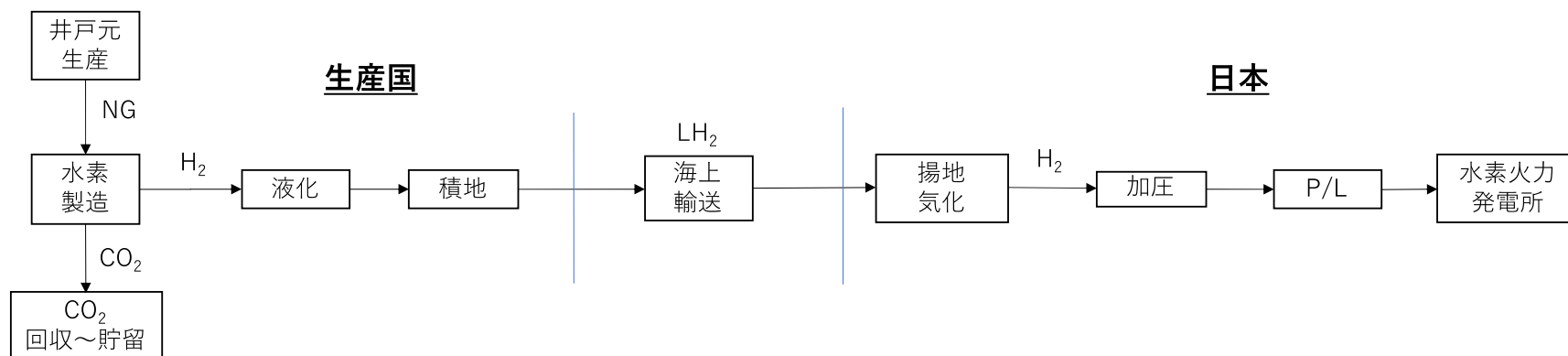


第4章 新資源コスト調査

4-1 (3) LH₂ケース想定：概要

- 液化水素到着量：296,670 t-H₂ (33億Nm³, 422.4億MJ)
- 文献[11]にて検討された液化水素サプライチェーンの諸元・コストを元に推算、一部情報については関係企業へのヒアリングを実施した。
 - 文献[11]内「最大導入ケース 2030年」を参照

図表 4-5：サプライチェーンの想定（3）LH₂ケース



第4章 新資源コスト調査

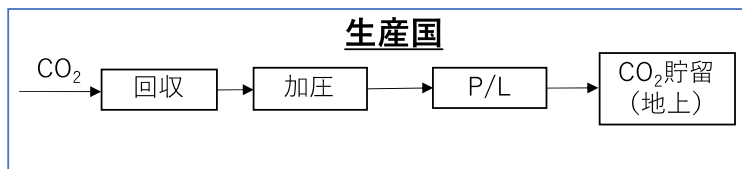
4-1 (3) LH₂ケース想定：井戸元生産～水素製造

- 井戸元生産：資源コストとして計上（3 US\$/MMBtu）
- 井戸元～水素製造・液化・積地基地間輸送：50kmパイプライン（諸元・コストは[8]を参考に推算）
- 水素製造
 - 方式：水蒸気改質
 - 1系列設備容量：322,792 TPA-H₂
 - 系列数：1基
 - 設備費・諸元：[8]に基づき推算
 - 天然ガス（原料+ユーティリティ）消費原単位：3.19 kg-NG/kg-H₂
 - 電力消費原単位：0.287 kWh/kg-H₂
 - 水消費原単位：0.014 m³/kg-H₂

第4章 新資源コスト調査

4-1 (3) LH₂ケース想定：CO₂処理

- 輸送CO₂量：2,902,389 t/年
- CO₂回収：SMR排ガスからの回収
- CO₂パイプライン輸送距離：50 km
- CO₂貯留サイト：生産国地上CO₂貯留サイト
- 諸元参照元：[12]

図表 4 -2b：LH₂,有機ハイドライド, NH₃-H₂のサプライチェーン CO₂回収～貯留プロセス構成

第4章 新資源コスト調査

4-1 (3) LH₂ケース想定：液化～積地基地

● 水素液化機

- 年間液化量：322,792 t-LH₂
- 1系列設備容量：140 t/日
- 系列数：7系列
- 電力消費原単位：0.55 kWh/Nm³-H₂

● 積地基地

- タンク1基辺り容積：67,000 m³
- タンク基数：3基
- 電力消費原単位：0.055 kWh/Nm³-H₂
- 液化水素ボイルオフ
 - 積込時：年間取扱量の1.3%
 - 貯蔵時：タンク容積の0.1%/日

第4章 新資源コスト調査

4-1 (3) LH₂ケース想定：海上輸送～水素国内輸送

● 海上輸送

- 船級（タンク容積）：160,000 m³-LH₂
- 船速：29.6 km/h
- 隻数：3隻
- 輸送中ボイルオフ率：0.2 %/日
- 積荷+揚荷必要日数：2日
- 燃料：ボイルオフ水素

● 揚地基地

- 貯蔵設備規模：36日使用分
- タンク単機容積：115,000 m³
- 基数：4基
- 電力消費原単位：0.017 kWh/Nm³-H₂
- 荷揚時ボイルオフ率：年間取扱量の1.25%
- 貯蔵時ボイルオフガスは需要家に送り出すため計上せず

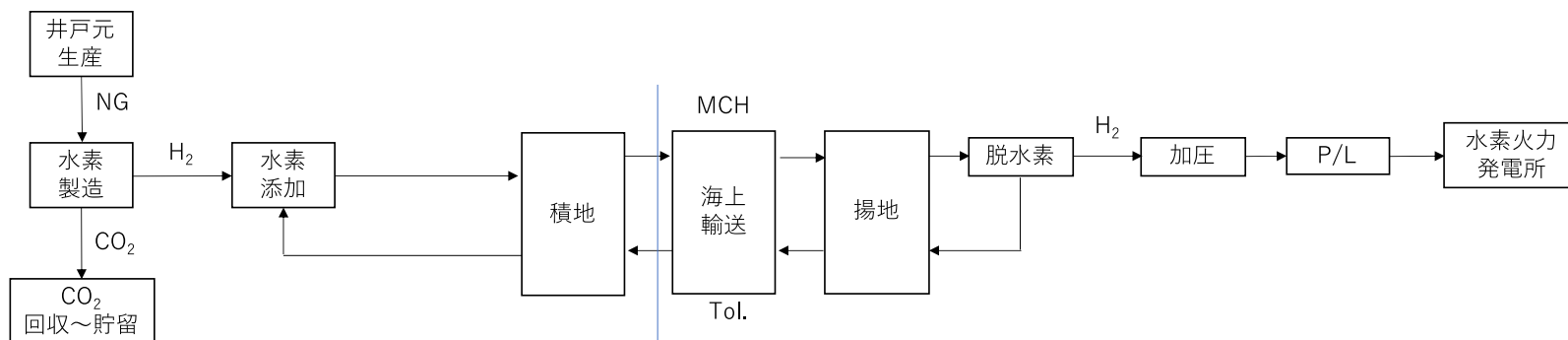
● 揚地基地～発電所パイプライン輸送：50 km

第4章 新資源コスト調査

4-1 (4) LOHCケース想定：

- 年間水素到着量：296,670 t-H₂ (33億Nm³, 422.4億MJ)
- 年間MCH取扱量：4,855,321 t
- 文献[11]にて検討された有機ハイドライドサプライチェーンの諸元・コストを元に推算、一部情報については関係企業へのヒアリングを実施した。
 - 文献[11]内「最大導入ケース 2030年」を参照

図表 4 -6：サプライチェーンの想定（4）LOHCケース



第4章 新資源コスト調査

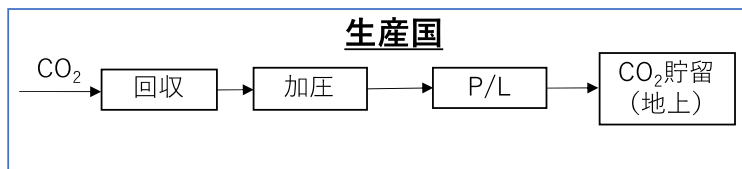
4-1 (4) LOHCケース想定：井戸元生産～水素製造

- 井戸元生産：資源コストとして計上（3 US\$/MMBtu）
- 井戸元～水素製造・液化・積地基地間輸送：50kmパイプライン（諸元・コストは[8]を参考に推算）
- 水素製造
 - 方式：水蒸気改質
 - 1系列設備容量：297,860 TPA-H₂
 - 系列数：1基
 - 設備費・諸元：[8]に基づき推算
 - 天然ガス（原料+ユーティリティ）消費原単位：3.19 kg-NG/kg-H₂
 - 電力消費原単位：0.287 kWh/kg-H₂
 - 水消費原単位：0.014 m³/kg-H₂

第4章 新資源コスト調査

4-1 (4) LOHCケース想定：CO₂処理

- 輸送CO₂量：2,678,216 t/年
- CO₂回収：SMR排ガスからの回収
- CO₂パイプライン輸送距離：50 km
- CO₂貯留サイト：生産国地上CO₂貯留サイト
- 諸元参照元：[12]

図表 4 -2b：LH2,有機ハイドライド, NH3-H₂のサプライチェーン CO₂回収～貯留プロセス構成

第4章 新資源コスト調査

4-1 (4) LOHCケース想定：水素化～積荷

● 水素化

- 1系列設備容量：3,636 MTPD-MCH (1,200,000t-MCH/年)
- 系列数：5
- トルエン→MCH転換率：99%以上
- 反応器電力原単位：93.3 kWh/t-MCH
- 不純物除去電力原単位：0.42 kWh/t-処理液
- トルエン年間補充量：36,483 t/年
- 補充トルエン単価：90 円/kg

● 積地・貯蔵

- MCHタンク設定：タンカー1隻+2日生産分
- MCHタンク容積：71,000 m³
- MCHタンク基数：2基
- トルエンタンク設定：タンカー1隻分
- トルエンタンク容積：96,000 m³
- トルエンタンク基数：1基
- 積荷消費電力原単位：0.83 kWh/t-MCH

第4章 新資源コスト調査

4-1 (4) LOHCケース想定：海上輸送

● 海上輸送

- 船級（タンク容積）：128,000 m³
- 船速：27.8 km/h
- 隻数：7隻
- 積荷+揚荷日数：4日
- 初期装荷トルエン単価：50 円/kg
- 燃料：C重油
- 燃費率：185 g/kWh

第4章 新資源コスト調査

4-1 (4) LOHCケース想定：揚荷基地～水素国内輸送

● 揚荷基地

- MCHタンク設定：36日分+1輸送分
- MCHタンク容積：115,000 m³
- MCHタンク基数：8基
- トルエンタンク設定：1輸送分
- トルエンタンク容積：115,000 m³
- トルエンタンク基数：1基
- 揚荷電力源単位：0.83 kWh/t-MCH

● 脱水素

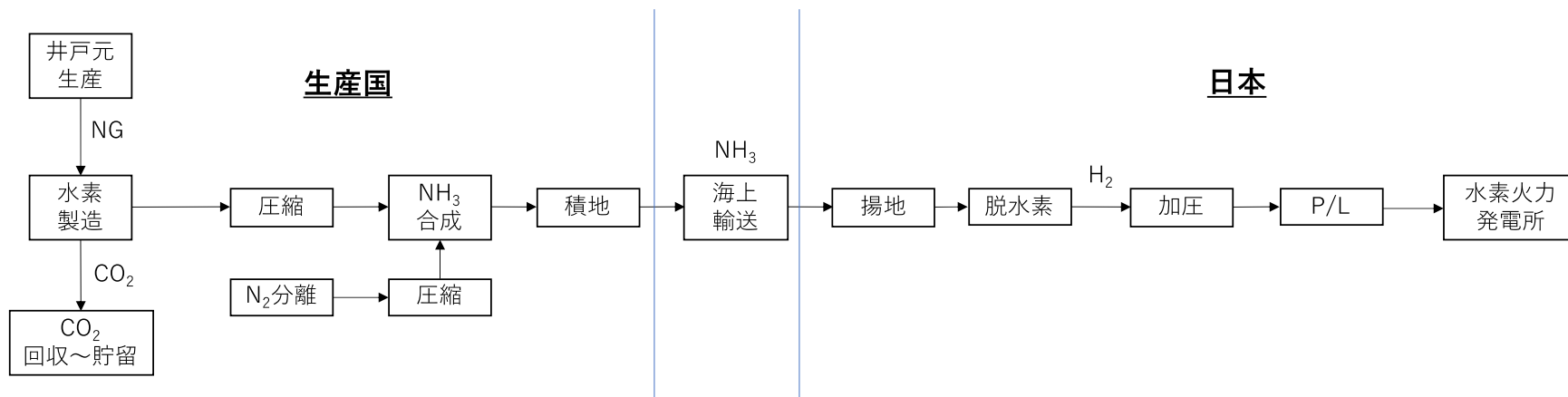
- 1系列設備容量：5,800 TPD (1,914,000 t/y)
- 系列数：3
- 脱水素効率：99%以上
- 電力源単位：30 kWh/t-tol.
- 熱源単位：2.93 GJ/t-MCH（うち廃熱利用量0.63 GJ/t-MCH）
- 水素精製設備なし

● 脱水素～発電所パイプライン輸送：50 km

第4章 新資源コスト調査

4-1 (5) $\text{NH}_3\text{-H}_2$ ケース想定：

- 年間水素到着量：296,670 t- H_2 (33億 Nm^3 , 422.4億MJ)
- 年間 NH_3 取扱量：1,698,111 t
- 文献[11]にて検討されたアンモニアサプライチェーンの諸元・コストを元に推算、一部情報については関係企業へのヒアリングを実施した。
 - 文献[11]内「最大導入ケース 2030年」を参照
- 2022年現在主流の水素製造とアンモニア合成プロセスの統合は行っていない
- 算出されるコストは現在のアンモニア市況価格とは無関係

図表 4-7：サプライチェーンの想定 (5) $\text{NH}_3\text{-H}_2$ ケース

第4章 新資源コスト調査

4-1 (5) $\text{NH}_3\text{-H}_2$ ケース想定：窒素製造～ NH_3 合成

● 窒素製造

- 方式：深冷分離法
- 1系列設備容量：64,700 Nm^3/h
- 系列数：3系列
- 電力消費原単位：0.38 $\text{kWh}/\text{Nm}^3\text{-N}_2$

● NH_3 合成

- 方式：ハーバー・ボッシュ法
- 1系列設備容量：50.2万t/年
- 系列数：4系列
- NH_3 合成反応反応率：97%
- 合成電力原単位：471 $\text{kWh}/\text{t NH}_3$
- 合成熱原単位：3.84 $\text{GJ}/\text{t-NH}_3$
- 原料 H_2 圧縮動力：325.5 $\text{kWh}/\text{t-NH}_3$
- 原料 N_2 圧縮動力：52 $\text{kWh}/\text{t-NH}_3$

第4章 新資源コスト調査

4-1 (5) $\text{NH}_3\text{-H}_2$ ケース想定：積地・貯蔵～海上輸送

● 積地・貯蔵

- NH_3 タンク設定：1輸送+2日製造分
- タンク容積：60,000 m^3
- タンク基数：1
- 送液ポンプ電力源単位：0.42 kWh/t- NH_3 （年間取り扱い量tあたり）
- ボイルオフガス圧縮機電力原単位：0.41 kWh/t- NH_3 （同上）

● 海上輸送

- 船級（タンク容量）：38,000 m^3
- 船速：31.5 km/h
- 隻数：9隻
- 燃料：C重油
- 燃費率：185 g/kWh

第4章 新資源コスト調査

4-1 (5) $\text{NH}_3\text{-H}_2$ ケース想定：揚荷～アンモニア分解

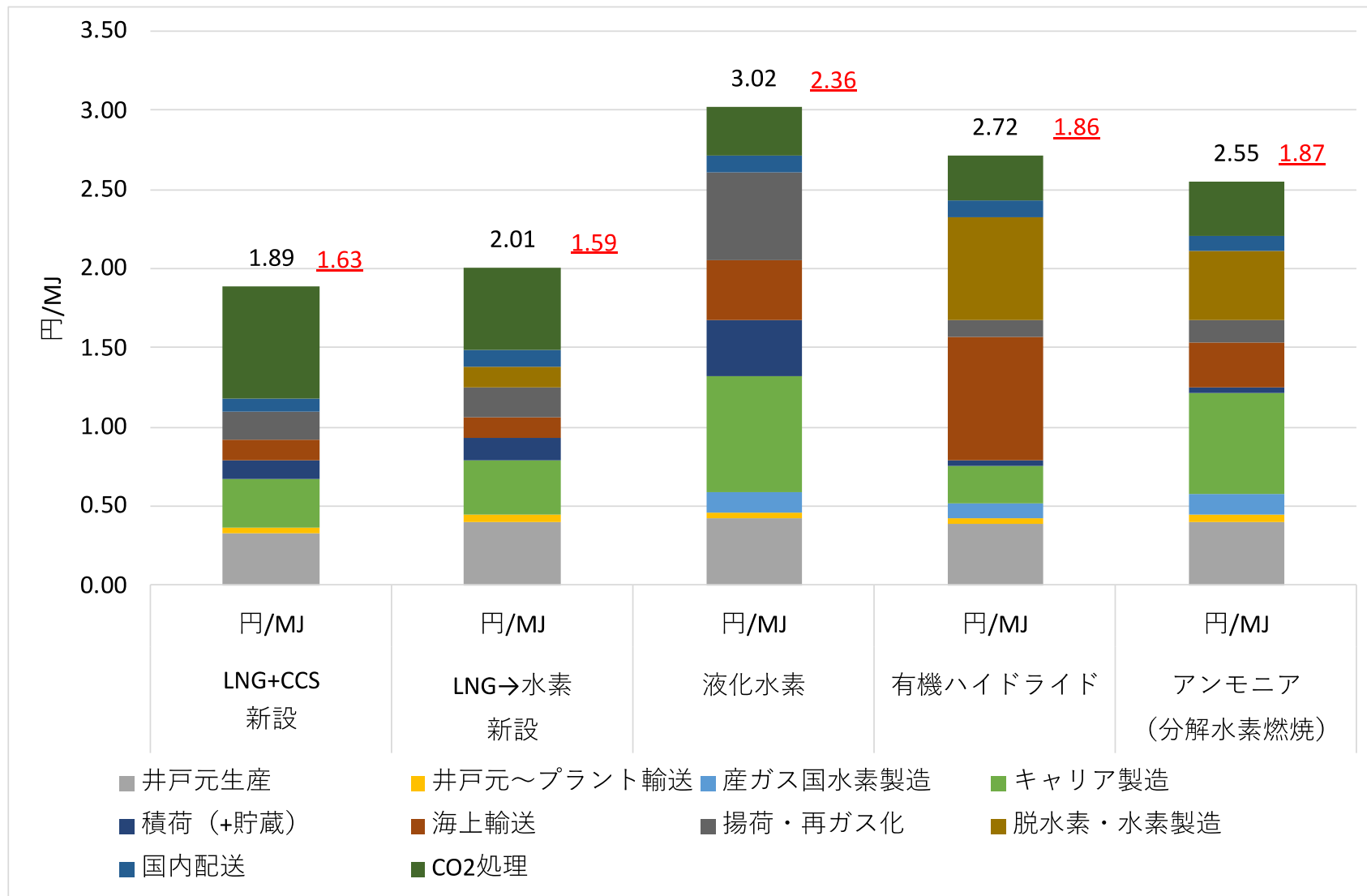
● 揚荷

- タンク設定：36日分+1輸送分
- タンク1基辺り容積：75,000 m^3
- 基数：5基
- 送液ポンプ電力源単位：0.42 kWh/t- NH_3 （年間取り扱い量tあたり）
- ボイルオフガス圧縮機電力原単位：2.35 kWh/t- NH_3 (同上)

● アンモニア分解

- 単系列設備容量：1,900 MTPD（627,000 t/年）
- 系列数：3
- 熱消費原単位：3.91 GJ/t- NH_3
- アンモニア分解効率：99%
- 水素精製設備なし
- アンモニア分解～発電所パイプライン輸送：50 km

図表 4 - 8 : 燃料MJあたり供給コスト



赤下線：CIFコスト（井戸元～海上輸送コスト合計）

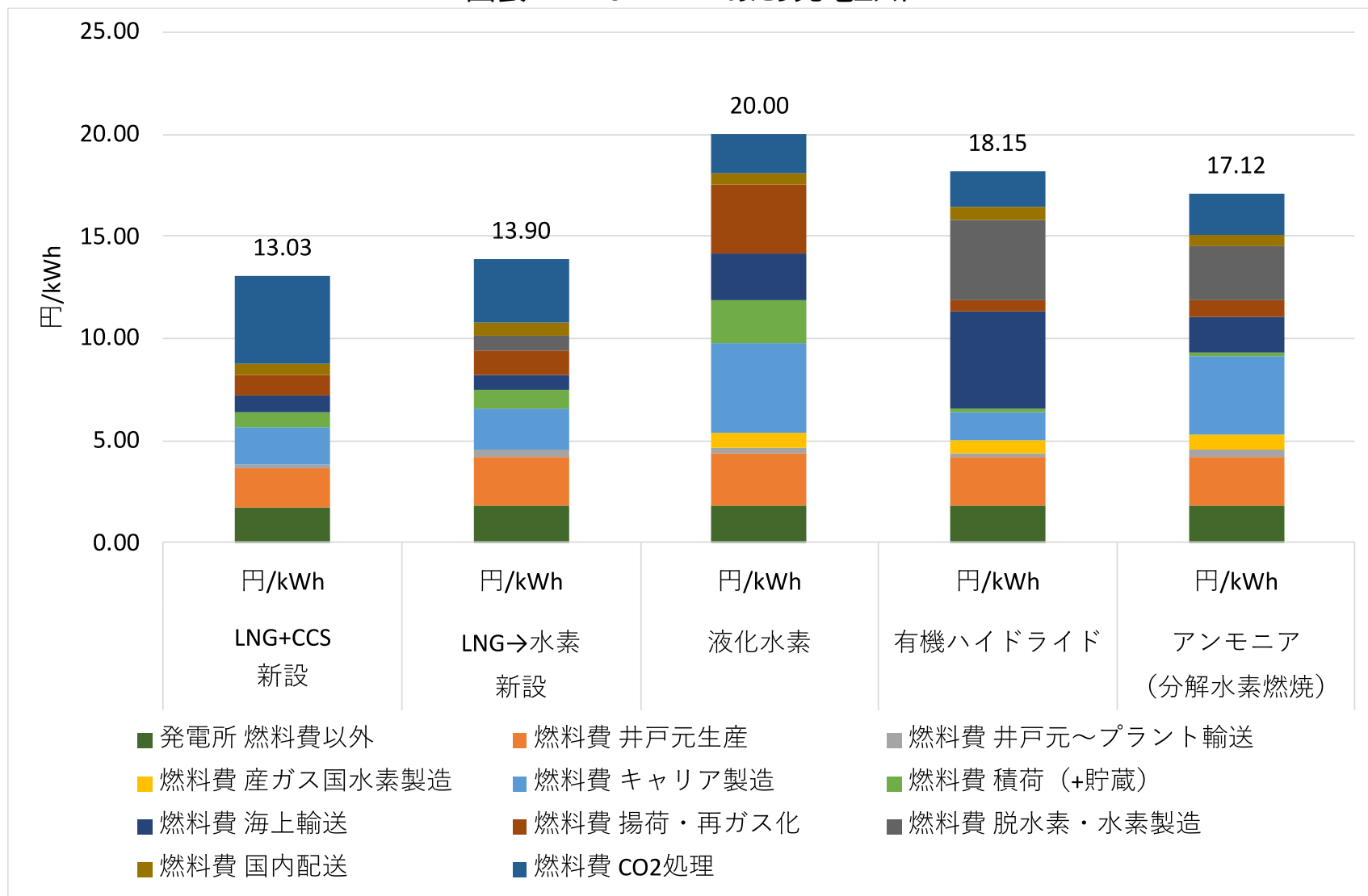
第4章 新資源コスト調査

4-1 検討結果：燃料MJあたり供給コスト プロセス内訳

図表 4 - 9 : 燃料MJあたり供給コストのプロセス内訳

	LNG	LNG-H2	LH2	LOHC	NH3-H2
	円/MJ	円/MJ	円/MJ	円/MJ	円/MJ
CIFコスト（揚げ地以降を除く）	1.63	1.59	2.36	1.86	1.87
合計	1.89	2.01	3.02	2.72	2.55
井戸元生産	0.33	0.40	0.42	0.39	0.40
ガス田～プラント間輸送	0.04	0.05	0.04	0.04	0.05
LNG液化	0.30	0.35			
LNG積荷（+貯蔵）	0.12	0.14			
LNG輸送	0.13	0.13			
LNG揚荷（+貯蔵+LNG再ガス化）	0.17	0.19			
天然ガス国内配送	0.09				
天然ガス火力発電					
CO2回収・加圧	0.35	0.21			
CO2液化	0.07	0.01			
CO2貯蔵	0.03	0.03			
CO2積荷	0.00	0.00			
CO2輸送	0.17	0.17			
CO2揚荷	0.00	0.00			
CO2貯留	0.08	0.10			
天然ガスからの水素製造		0.12			
水素国内配送		0.10	0.10	0.11	0.10
水素火力発電（専焼）					
天然ガスからの水素製造			0.13	0.10	0.13
CO2回収・加圧			0.23	0.21	0.24
CO2輸送・貯留			0.08	0.08	0.09
水素液化			0.73		
液水積荷			0.36		
液水輸送			0.38		
液水揚荷（+気化）			0.56		
トルエン水素添加				0.23	
MCH積荷・トルエン揚荷				0.03	
MCH輸送・トルエン返送				0.78	
MCH揚荷・トルエン積荷				0.10	
MCH脱水素				0.65	
NH3合成					0.65
NH3積荷					0.03
NH3輸送					0.29
NH3揚荷					0.14
NH3国内配送					
NH3分解					0.43
アンモニア火力発電（専焼）					

図表 4 - 1 0 : kWhあたり発電コスト



第4章 新資源コスト調査

4-1 検討結果：kWhあたり発電コスト プロセス内訳

図表 4 - 1 1 : kWhあたり発電コストのプロセス内訳

	LNG	LNG-H2	LH2	LOHC	NH3-H2
	円/kWh	円/kWh	円/kWh	円/kWh	円/kWh
合計	13.03	13.90	20.00	18.15	17.12
井戸元生産	1.95	2.39	2.51	2.31	2.39
ガス田～プラント間輸送	0.23	0.28	0.27	0.25	0.28
LNG液化	1.82	2.10			
LNG積荷（+貯蔵）	0.74	0.83			
LNG輸送	0.79	0.77			
LNG揚荷（+貯蔵+LNG再ガス化）	1.04	1.16			
天然ガス国内配送	0.51				
天然ガス火力発電	1.69				
CO2回収・加圧	2.12	1.25			
CO2液化	0.40	0.07			
CO2貯蔵	0.21	0.21			
CO2積荷	0.01	0.01			
CO2輸送	1.00	1.00			
CO2揚荷	0.01	0.01			
CO2貯留	0.49	0.59			
天然ガスからの水素製造		0.75			
水素国内配送		0.63	0.63	0.63	0.61
水素火力発電（専焼）		1.85	1.85	1.85	1.85
天然ガスからの水素製造			0.77	0.57	0.78
CO2回収・加圧			1.36	1.26	1.46
CO2輸送・貯留			0.50	0.47	0.54
水素液化			4.36		
液水積荷			2.16		
液水輸送			2.26		
液水揚荷（+気化）			3.34		
トルエン水素添加				1.40	
MCH積荷・トルエン揚荷				0.21	
MCH輸送・トルエン返送				4.70	
MCH揚荷・トルエン積荷				0.62	
MCH脱水素				3.87	
NH3合成					3.87
NH3積荷					0.19
NH3輸送					1.72
NH3揚荷					0.84
NH3国内配送					
NH3分解					2.59
アンモニア火力発電（専焼）					

第4章 新資源コスト調査

4-1 検討結果：ケース別設備投資額

図表 4 - 1 2 : ケース別設備投資額

億円	LNGケース	LNG-H ₂ ケース	LH ₂ ケース	LOHCケース	NH ₃ -H ₂ ケース
合計	3,957	4,838	8,601	5,731	4,684
井戸元～プラント輸送	129	143	137	132	144
産ガス国水素製造	0	0	411	391	430
キャリア製造	1,152	1,317	2,088	396	1,563
積荷（+貯蔵）	540	609	1,499	114	101
海上輸送	437	446	1,641	2,608	604
揚荷・再ガス化	765	858	2,527	430	595
脱水素・水素製造	0	570	0	1,367	942
国内配送	155	155	155	155	155
CO ₂ 処理	779	739	143	137	150
発電所	1,458	1,604	1,604	1,604	1,604

※井戸元生産、CO₂回収、CO₂貯留設備の設備費は変動費として計上していることに注意

第4章 新資源コスト調査

4-1 検討結果：ケース別年間変動費

図表 4 - 1 3 : ケース別年間変動費

億円/年	LNGケース	LNG-H ₂ ケース	LH ₂ ケース	LOHCケース	NH ₃ -H ₂ ケース
合計	404.6	408.6	470.9	581.5	597.2
井戸元生産（原料天然ガス）	135	166	177	163	168.5
井戸元～プラント輸送	1.1	1.4	1.4	1.3	1.4
産ガス国水素製造	0.0	0.0	18.1	16.7	17.3
キャリア製造	20.6	25.2	111.7	58.2	125.6
積荷（+貯蔵）	0.0	0.0	10.9	0.2	0.1
海上輸送	9.5	7.6	0.0	62.2	48.2
揚荷・再ガス化	0.02	0.03	7.1	0.5	0.6
脱水素・水素製造	0.0	12.4	0.0	143.5	95.9
国内配送	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9
CO ₂ 処理	211.4	169.5	118.1	109.0	112.7

第4章 新資源コスト調査

4-2 技術進展ケース

- 本検討で比較している5つのサプライチェーンは、2022年時点での技術成熟度に大きな差があり、特に液化水素、有機ハイドライド、アンモニアサプライチェーンについては今後商業サプライチェーンが構築・運用される中で技術のコストダウンや高効率化が実現する可能性がある。
- そこでここでは上記3つのサプライチェーンについて、基本検討ケースよりも先の時代に新技術が成熟したという仮定を置き、基本検討ケースと比較可能な形でコストの分析を実施する。
 - 想定年代：2050年
 - 各水素キャリアに合わせた新技術のコストダウン、効率化、最適化を想定

第4章 新資源コスト調査

4-2 (1) 技術進展LH₂ケース：想定 1/2

- 全体として各種設備のコストダウン、大型・少系列化、効率の向上、液化水素という水素キャリアの特性に合わせた設備規模を想定
 - 文献[11]の「最大導入ケース 2050年想定」に基づいて上記想定を実施
 - 以降、基本検討ケースからの変更点を記載
- 水素液化
 - 液化機単機設備容量：250 t/日
 - 系列数：4基
 - 液化効率：0.54 kWh/Nm³-H₂
- 積地・貯蔵
 - タンク1基あたり容積：200,000 m³
 - タンク数：1基
- 海上輸送
 - 船舶1隻当たり単価：547億円 → 280億円 にコストダウン
- 揚地
 - タンク容量設定：21日分
 - タンク1基あたり容量：140,000 m³
 - タンク基数：2基

- 全体として各種設備のコストダウン、大型・少系列化を想定
 - 文献[11]の「最大導入ケース 2050年想定」に基づいて上記想定を実施
 - 以降、基本検討ケースからの変更点を記載
- 水素添加
 - 単機設備容量：6,061 MTPD（2,000,000 t/年）
 - 系列数：3
- 脱水素
 - 1系列あたりコスト：456億円 → 222億円

第4章 新資源コスト調査

4-2 (3) 技術進展NH₃ケース 想定 (1/2)

- アンモニア直接燃焼ケース（NH₃ケース）：天然ガスを生産国で水素に変換する。その際に排出されるCO₂は生産国で地下貯留する。水素は空気から分離した窒素と化合させてアンモニアとし、液化して日本に運ぶ。アンモニアを直接燃料として用いて発電する。
- 全体として各種設備のコストダウン、大型化を想定
 - 文献[11]の「最大導入ケース 2050年想定」に基づいて上記想定を実施
 - 以降、基本検討ケースからの変更点を記載
- サプライチェーン全体規模
 - 年間アンモニア到着量：1,913,224 t-NH₃（422.4億MJ）
- アンモニア合成
 - 1系列あたり設備費：391 億円 → 354 億円
- 積地貯蔵
 - タンク単機容量：63,000 m³
- 海上輸送
 - 隻数：10隻

第4章 新資源コスト調査

4-2 (3) 技術進展NH₃ケース 想定 (2/2)

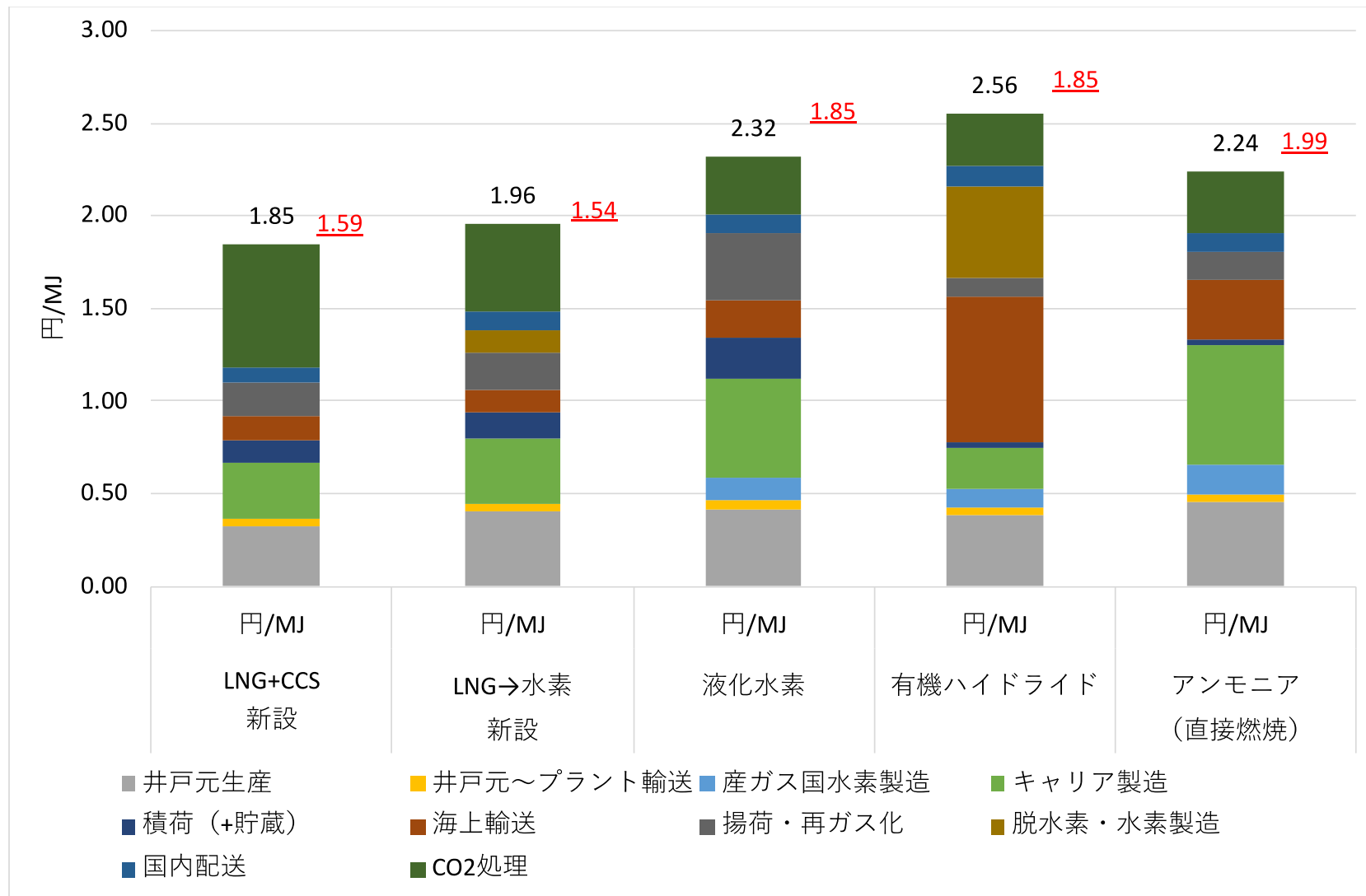
- 揚地貯蔵

- タンク単機容量：81,100 m³

- アンモニア火力発電所

- 2015年の発電コスト検証ワーキンググループに用いられたモデルプラントの諸元[7]を参考に推算
- 方式：ガスタービンコンバインドサイクル
- 発電効率：60% (HHV基準)
- 発電所の設備利用率：年率80%
- 設備容量：110万kW (発電効率、設備利用率、燃料の年間供給量から計算)
- 発電所の設備単価：12万円/kWh
- 天然ガス火力発電所と同等の性能、運転条件を達成できると仮定、天然ガス火力発電所からのコストアップを設備費の10%と仮定

図表 4 - 1 4 : 燃料MJあたり供給コスト（技術進展ケース）



赤下線：CIFコスト（井戸元～海上輸送コスト合計）

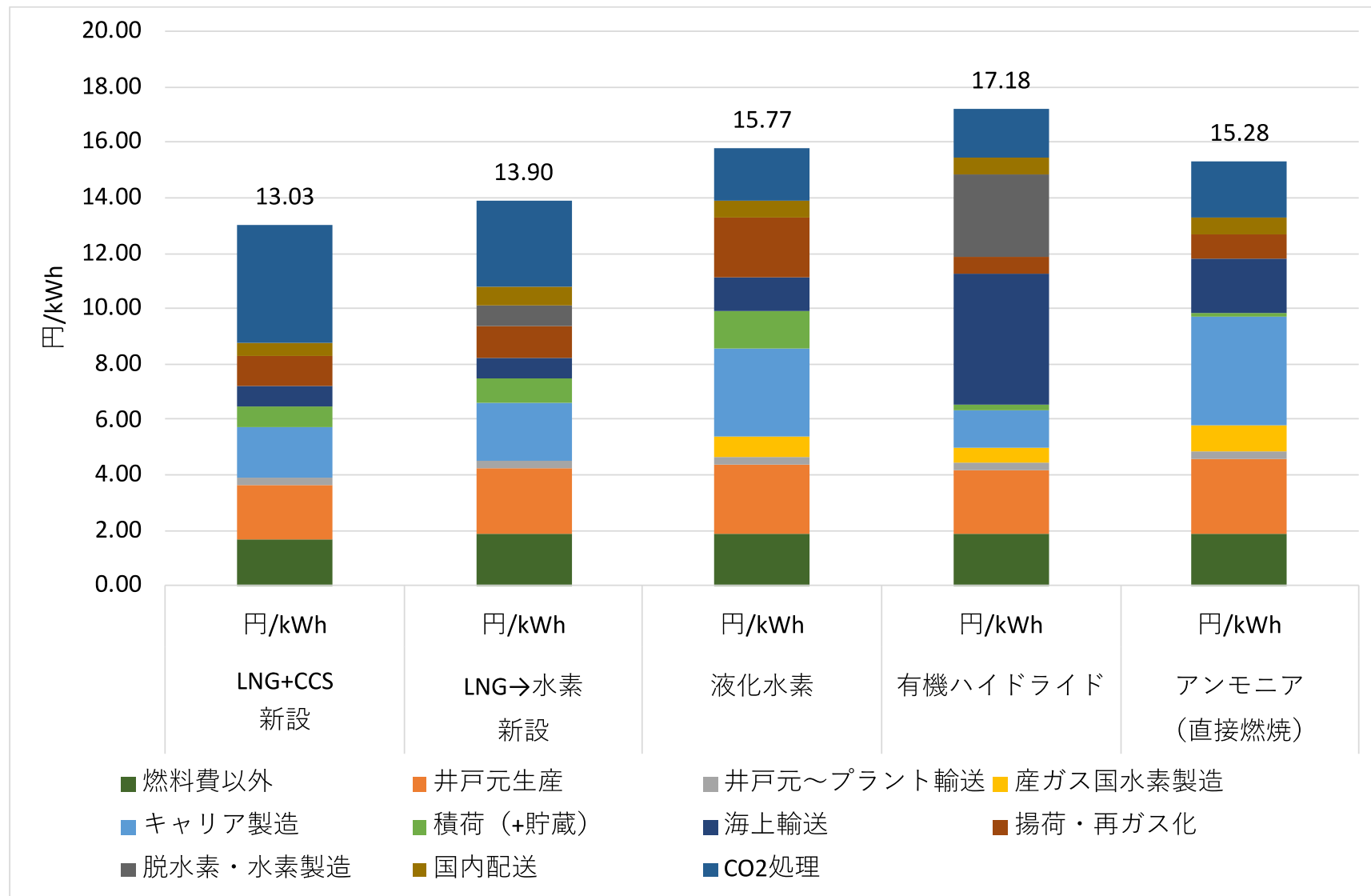
第4章 新資源コスト調査

4-2 検討結果：技術進展ケース 燃料MJあたり供給コスト プロセス内訳

図表4-15：燃料MJあたり供給コストのプロセス内訳（技術進展ケース）

	LNG	LNG-H2	LH2	LOHC	NH3
	円/MJ	円/MJ	円/MJ	円/MJ	円/MJ
CIFコスト（揚げ地以降を除く）	1.59	1.54	1.85	1.85	1.99
合計	1.85	1.96	2.32	2.56	2.24
井戸元生産	0.33	0.40	0.42	0.39	0.45
ガス田～プラント間輸送	0.04	0.05	0.04	0.04	0.05
LNG液化	0.30	0.35			
LNG積荷（+貯蔵）	0.12	0.14			
LNG輸送	0.13	0.13			
LNG揚荷（+貯蔵+LNG再ガス化）	0.17	0.19			
天然ガス国内配送	0.09				
天然ガス火力発電					
CO2回収・加圧	0.35	0.21			
CO2液化	0.07	0.01			
CO2貯蔵	0.03	0.03			
CO2積荷	0.00	0.00			
CO2輸送	0.17	0.17			
CO2揚荷	0.00	0.00			
CO2貯留	0.04	0.05			
天然ガスからの水素製造		0.12			
水素国内配送		0.10	0.10	0.11	
水素火力発電（専焼）					
天然ガスからの水素製造			0.13	0.10	0.15
CO2回収・加圧			0.23	0.21	0.24
CO2輸送・貯留			0.08	0.08	0.09
水素液化			0.53		
液水積荷			0.23		
液水輸送			0.20		
液水揚荷（+気化）			0.36		
トルエン水素添加				0.22	
MCH積荷・トルエン揚荷				0.03	
MCH輸送・トルエン返送				0.78	
MCH揚荷・トルエン積荷				0.10	
MCH脱水素				0.49	
NH3合成					0.65
NH3積荷					0.03
NH3輸送					0.32
NH3揚荷					0.15
NH3国内配送					0.10
NH3分解					
アンモニア火力発電（専焼）					

図表 4 - 1 6 : kWhあたり発電コスト（技術進展ケース）



第4章 新資源コスト調査

4-2 検討結果：技術進展ケース kWhあたり発電コスト プロセス内訳

図表 4 - 1 7 : kWhあたり発電コストのプロセス内訳（技術進展ケース）

	LNG	LNG-H2	LH2	LOHC	NH3
	円/kWh	円/kWh	円/kWh	円/kWh	円/kWh
合計	13.03	13.90	15.77	17.18	15.28
井戸元生産	1.95	2.39	2.51	2.31	2.70
ガス田～プラント間輸送	0.23	0.28	0.27	0.25	0.30
LNG液化	1.82	2.10			
LNG積荷（+貯蔵）	0.74	0.83			
LNG輸送	0.79	0.77			
LNG揚荷（+貯蔵+LNG再ガス化）	1.04	1.16			
天然ガス国内配送	0.51				
天然ガス火力発電	1.69				
CO2回収・加圧	2.12	1.25			
CO2液化	0.40	0.07			
CO2貯蔵	0.21	0.21			
CO2積荷	0.01	0.01			
CO2輸送	1.00	1.00			
CO2揚荷	0.01	0.01			
CO2貯留	0.49	0.59			
天然ガスからの水素製造		0.75			
水素国内配送		0.63	0.63	0.63	
水素火力発電（専焼）		1.85	1.85	1.85	
天然ガスからの水素製造			0.77	0.57	0.92
CO2回収・加圧			1.36	1.26	1.46
CO2輸送・貯留			0.50	0.47	0.55
水素液化			3.15		
液水積荷			1.35		
液水輸送			1.22		
液水揚荷（+気化）			2.17		
トルエン水素添加				1.34	
MCH積荷・トルエン揚荷				0.21	
MCH輸送・トルエン返送				4.70	
MCH揚荷・トルエン積荷				0.62	
MCH脱水素				2.96	
NH3合成					3.91
NH3積荷					0.19
NH3輸送					1.92
NH3揚荷					0.88
NH3国内配送					0.61
NH3分解					
アンモニア火力発電（専焼）					1.85

第4章 新資源コスト調査

4-2 検討結果：技術進展ケース ケース別設備投資額

図表 4 - 1 8 : ケース別設備投資額（技術進展ケース）

億円	LNGケース	LNG-H ₂ ケース	LH ₂ ケース	LOHCケース	NH ₃ ケース
合計	3,957	4,838	5,368	4,984	3,744
井戸元～プラント輸送	129	143	137	132	153
産ガス国水素製造	0	0	411	391	462
キャリア製造	1,152	1,317	1,183	350	1,416
積荷（+貯蔵）	540	609	877	114	104
海上輸送	437	446	840	2,608	671
揚荷・再ガス化	765	858	1,622	430	623
脱水素・水素製造	0	570	0	666	0
国内配送	155	155	155	155	155
CO ₂ 処理	779	739	143	137	160
発電所	1,458	1,604	1,604	1,604	1,604

※井戸元生産、CO₂回収、CO₂貯留設備の設備費は変動費として計上していることに注意

第4章 新資源コスト調査

4-2 検討結果：技術進展ケース ケース別年間変動費

図表 4 - 1 9 ： ケース別年間変動費（技術進展ケース）

億円/年	LNGケース	LNG-H ₂ ケース	LH ₂ ケース	LOHCケース	NH ₃ ケース
合計	404.6	408.6	468.9	581.5	560.6
井戸元生産（原料天然ガス）	135	166	177	163	189.9
井戸元～プラント輸送	1.1	1.4	1.4	1.3	1.6
産ガス国水素製造	0.0	0.0	18.1	16.7	19.5
キャリア製造	20.6	25.2	109.7	58.2	141.5
積荷（+貯蔵）	0.0	0.0	10.9	0.2	0.1
海上輸送	9.5	7.6	0.0	62.2	53.5
揚荷・再ガス化	0.02	0.03	7.1	0.5	0.7
脱水素・水素製造	0.0	12.4	0.0	143.5	0.0
国内配送	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9
CO ₂ 処理	211.4	169.5	118.1	109.0	127.0

第4章 新資源コスト調査

4-3 検討結果：分析・課題

- 今回の想定では、LNGを使ったサプライチェーンにCCSをつけたものが水素を製造して水素キャリアで輸送するものよりも供給コストが安価になる
 - 一次エネルギー源である天然ガスに水素への変換と水素キャリアへの変換の2つのエネルギー変換プロセスが入ることが大きな理由
 - 水素キャリアを使ったサプライチェーンは、いわゆるブルー水素でもグリーン水素でも長距離輸送ができるという利点がある。将来的にグリーン水素への移行を考える場合においては先行投資として水素サプライチェーンを開発することも考えられる
 - 2030年想定だとCCS付きLNG火力発電と水素サプライチェーンの発電コスト差は4~7円/kWhとなるが、2050年相当の大幅な技術進展を想定した場合、発電コスト差は2~4円/kWhに縮まる

● キャリア別の課題

- LNGサプライチェーンは、1960年代からの半世紀にわたる商用運用の中で合理化、高効率化が行われてきており、技術的に成熟している。LNGとして日本に輸入する2つのケースではCCS関連技術の動向や、第三国のCO₂受け入れコスト等の影響が大きい
- 液化水素サプライチェーンは設備のコストダウンや合理化、エネルギー消費の大きい液化プロセスの高効率化がコスト競争力の鍵となる
- LOHCサプライチェーンは水素添加、脱水素プロセスの高効率化や合理化が重要である。コストとは別にMCHはキャリアの特性として長期間安定して保存できるため、備蓄燃料としての特性に優れる
- NH₃サプライチェーンは直接燃焼によりアンモニア分解設備を省略できるため、コスト的に有利となる。ただし2022年時点で発電事業用のアンモニア直接燃焼ガスタービンは開発計画がない。したがって三菱重工業および三菱日立パワーシステムズが検討した、ガスタービン排熱を使ったアンモニア分解プロセスに水素燃焼ガスタービンを組み合わせる[13][14]分解燃焼サプライチェーンの高効率化も可能性がある

第4章 新資源コスト調査

参考文献

- [1] 発電コスト検証ワーキンググループ. 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告. 総合資源エネルギー調査会 | 資源エネルギー庁, 経済産業省, 平成27年5月.
- [2] 発電コスト検証ワーキンググループ. 基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告. 総合資源エネルギー調査会 | 資源エネルギー庁, 経済産業省, 令和3年9月.
- [3] 日本機械輸出組合. 2018年 PCI / LF 要約. 日本機械輸出組合 – 通商・投資、輸出管理、環境、貿易保険、国際競争力、電子商取引 –, 2018年10月. http://www.jmcti.org/planthomepage/report/2018PCI_LF_summary.pdf.
- [4] <https://gulfnews.com/uae/government/electricity-and-water-tariff-revised-in-abu-dhabi-1.1931425>.
- [5] 事業者ヒアリングによる
- [6] エネルギー総合工学研究所, 産業技術総合研究所. 「革新的ゼロエミッション石炭火力発電プロジェクト 発電からCO2貯留までのトータルシステムのフィジビリティ・スタディー」 全体システム評価(発電から CO2 貯留に至るトータルシステムの評価) 成果報告書. 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2013.
- [7] 発電コスト検証ワーキンググループ. (参考資料2) 「各電源の諸元一覧」. 総合資源エネルギー調査会 | 資源エネルギー庁, 経済産業省, 2015年5月26日.
- [8] Chang, D. Simbeck and E. Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways Scoping Analysis, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, 2002, NREL/SR-540-32525.
- [9] 北陸電力. News Release 富山新港火力発電所LNG1号機計画について, 平成25年5月22日.
- [10] 森田. 世界の LNG 船市場等に係る調査 (変化の途上、あらたなビジネスモデルを探る LNG 船), IEEJ 1359, 2006.
- [11] エネルギー総合工学研究所. 水素利用等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究 エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析 成果報告書, 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合研究機構, 平成28年2月.
- [12] 三菱重工業. Report on Ship Transport of CO2, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, PH4/30, July 2004.
- [13] 谷村聡. SIP(戦略的イノベーション創造プログラム) 課題名「エネルギーキャリア」 研究開発テーマ名「アンモニア直接燃焼」 研究題目「アンモニア利用ガスタービンの技術開発(システムおよび燃焼器)」 終了報告書, 研究開発期間: 平成29年4月1日~平成31年3月31日.
- [14] 古市裕之. SIP(戦略的イノベーション創造プログラム) 課題名「エネルギーキャリア」 研究開発テーマ名「アンモニア直接燃焼」 研究題目「アンモニア利用ガスタービンの技術開発(アンモニア分解装置の検討)」 終了報告書, 平成29年4月1日~平成31年3月31日.

二次利用未承諾リスト

報告書の題名

令和2年度補正LNGバリューチェーン
の脱炭素化等に向けたインド太平洋イニ
シアティブ形成事業（MRVと新資源コ
スト分析に関する調査事業）調査報告書

委託事業名

令和2年度補正LNGバリューチェーン
の脱炭素化等に向けたインド太平洋イニ
シアティブ形成事業

受注事業者名

一般財団法人
日本エネルギー経済研究所

頁	図表番号	タイトル
9	図表1-3	OGMP2.0 報告テンプレート（サンプル）
10	図表1-4	IME0の役割
11	図表1-5a	各部門の報告レベル割合
11	図表1-5b	各社のメタン排出強度と削減率の目標値
13	図表1-6	各社の目標設定と実施計画の状況
16	図表1-7	メタン排出量の比較（日本、米国、EU）
19	図表1-9	OGCI のメタン強度削減のターゲット
20	図表1-10	石油・ガス部門のメタン規制の範囲
26	図表1-11	メタン排出源の衛星画像（2019-2020）
28	図表2-1	米国の対象設備からのCO ₂ e排出量
29	図表2-2	EPA の GHG 排出規制の対象設備
30	図表2-3	米国での部門別 GHG 排出（2020）
32	図表2-4	API 関連規格ガイドラインの構成
33	図表2-5	API の GHG 排出規制の対象設備
35	図表2-6	Marcogaz の 対象 GHG 排出分類
36	図表2-7	MiQ 認証の現状とターゲット
40	図表2-8	GIIGNL MRV フレームワーク
42	図表2-9	LNGnet SW2
47	図表2-10	GHGSat の人工衛星計測
48	図表2-11	Scepter の人工衛星計測
49	図表2-12	SeekOps のドローン計測
50	図表2-13	FLIR の OGI カメラ計測
52	図表2-14	SGE 排出原単位の計算例
53	図表2-15	Cheniere CE Tags GHG 排出強度の他研究比較
55	図表3-2	日本の年間メタン排出量と排出源の内訳
57	図表3-4	パイプラインにおける漏洩対策例
66	図表3-7	JERA と中国電力のメタン排出量公表状況
67	図表3-8	伊藤忠商事のメタン排出量公表状況
68	図表3-9	INPEXのメタン排出量公表状況
70	図表3-11	JOGMEC GHG・CI ガイドラインの位置づけ