

平成 30 年度 水素輸送・貯蔵研究会 報告書

2019 年 8 月

一般財団法人エンジニアリング協会
地下開発利用研究センター

はじめに

2014 年 4 月に政府は第 4 次エネルギー基本計画を閣議決定し、その中で水素は将来の 2 次エネルギーの中心的役割を担うことが期待され、水素社会を実現していくためには多様な技術開発や低コスト化を推進し戦略的に制度やインフラの整備を進めていくことが提言された。また 2014 年 6 月には「水素・燃料電池戦略ロードマップ」が発表され、2040 年に想定される水素の大量消費時代に向けての道筋が示された。

これらの国の方針を受けて、建設業界でも水素の輸送・貯蔵のインフラに関する技術革新を進める必要がある。我が国はこれまで LNG あるいは LPG 導入を早くから進め、この分野の技術は世界的にも優位な状況にある。水素の大量製造、大量消費社会にあっても特に地下空間の特性を活用して、大規模なインフラ施設整備に貢献することが期待される。

このような状況のもと、本研究会は 2015 年 4 月に総合建設会社 6 社とコンサルタント会社 1 社の 7 社で発足し（2019 年 3 月末時点では 9 社）、既往の研究をベースに下記のような研究を行ってきた。

- ① 水素社会実現に向けた政府及び地方自治体の動向調査
- ② 水素の特徴を踏まえた関連法規との整合性調査
- ③ 水素製造・運搬・貯蔵技術の動向調査
- ④ 水素の大量製造、大量消費における地下空間活用の可能性検討

本報告書は 2015 年から 4 年間の研究活動の総括としてまとめたものであり、今後の水素社会の構築の一助となれば幸いである。

一般財団法人エンジニアリング協会
地下開発利用研究センター
水素輸送・貯蔵研究会

平成 30 年度 水素輸送・貯蔵研究会

名簿

委員長	金井 恵嗣	株式会社大林組 土木本部 営業推進第二部 副部長
副委員長	酒井 佳人	大成建設株式会社 エンジニアリング本部 産業施設プロジェクト部 エネルギー・インフラプロジェクト室 専任部長代理
委 員	青木 貴均	株式会社安藤・間 技術研究所 先端・環境研究部 主任
委 員	山田 岳峰	鹿島建設株式会社 土木管理本部 土木技術部 要素技術開発グループ 担当部長
委 員	村橋 健一	株式会社熊谷組 電力・エネルギー営業部 部長
委 員	米山 一幸	清水建設株式会社 技術研究所 社会システム技術センター まちづくりグループ 主任研究員
委 員	若濱 洋	株式会社ダイヤコンサルタント ジオエンジニアリング事業本部 地圏環境事業部 地盤水理部 副技師長
委 員	益田 祥司	パシフィックコンサルタンツ株式会社 社会イノベーション事業本部 環境・エネルギー部 環境・エネルギー政策室 課長補佐
委 員	遠藤 司	応用地質株式会社 エネルギー事業部 副事業部長
事務局	塩崎 功	(一財)エンジニアリング協会 地下開発利用研究センター 技術開発部長
事務局	久詰 陽康	(一財)エンジニアリング協会 地下開発利用研究センター 技術開発部 研究主幹
前委員長	横塚 雅実	鹿島建設株式会社 土木管理本部 土木技術部 部長
前委員	西 琢郎	清水建設株式会社 技術研究所 社会システム技術センター 地下技術グループ グループ長
前委員	細川 照生	パシフィックコンサルタンツ株式会社 環境創造事業本部 資源循環マネジメント部 環境 FLESS 室 チーフ・プロジェクトマネージャー
前事務局	中山 等	(一財)エンジニアリング協会 地下開発利用研究センター 技術開発部 研究主幹

前事務局 白鳥 英二

(一財)エンジニアリング協会 地下開発利用研究センター
技術開発部 主任研究員

< 目 次 >

第 1 章 発電事業用水素発電のモデル	1
1.1 水素キャリアの特性	1
1.1.1 水素の輸送・貯蔵方法	1
1.1.2 水素キャリアの種類と特性	2
(1) 液化水素	3
(2) 有機ハイドライド	3
(3) アンモニア	4
1.2 水素発電導入へのシナリオ	6
1.2.1 水素利活用に向けた政策動向	6
(1) 水素・燃料電池戦略ロードマップ	6
(2) 水素エネルギー戦略	7
1.2.2 水素発電計画	8
(1) 水素発電の概要	8
(2) 水素ガスタービンの現状と技術的課題	9
(3) ガスタービン・火力発電技術の開発・研究動向	10
(4) 現在のガスタービンコンバインドサイクル発電	13
(5) 海外の安価な未利用エネルギーと CCS を組み合わせた水素の大量導入	14
(6) 必要発電量予測と水素発電所の需要予測	16
1.2.3 水素輸送計画	18
1.2.4 水素の輸送・貯蔵計画	20
1.3 国内既存設備に関する法規制	22
1.3.1 水素発電の導入に向けた水素の取扱い・規制等	22
(1) 発電部分	22
(2) 燃料供給部分	22
(3) 火力発電に関する一般的な法規制	23
(4) 水素、トルエン等に関する一般的な法規制	24
1.3.2 水素の取扱い・規制に関する課題と今後の取組	26
1.4 水素発電所の立地条件	27
1.4.1 用地条件	27
(1) 地形	27
(2) 地盤強度	27
(3) 用地規模	27
(4) 燃料調達	27
1.4.2 ライフライン条件	27
(1) 冷却用水	27

(2) 下水道	28
(3) 電力系統	28
1.4.3 地域住民との調和	28
(1) 地域住民	28
1.5 検討対象キャリアの選定	29
1.5.1 水素キャリア貯蔵技術の現状と課題	29
1.5.2 検討対象キャリアの選定	29
第2章 国内の液化水素 (LH ₂) 等の大規模貯槽の性能と仕様調査	31
2.1 液化水素 (LH ₂) の特性調査	31
2.1.1 水素の基礎的物性	31
2.1.2 水素の物理的性質	32
2.1.3 液化水素 (LH ₂) の物理的性質	33
2.1.4 液化水素 (LH ₂) の安全性	34
2.2 国内の LH ₂ 貯槽および大規模 LNG 貯蔵施設の調査	39
2.2.1 国内の LH ₂ 貯槽	39
(1) 液化水素 (LH ₂) 貯槽の断熱方式	39
(2) 液化水素 (LH ₂) 貯槽の形式	40
2.2.2 国内の大規模 LNG 貯蔵施設	45
(1) LNG のサプライチェーン	45
(2) 受入基地における LNG 貯蔵施設	45
(3) LNG タンクの形式	50
(4) LNG 地下式貯槽の建設技術の変遷	55
2.3 国内の液化水素大規模貯槽研究事例の調査	58
2.3.1 WE-NET (水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術研究開発) の概要	58
2.4 LH ₂ 大規模貯槽形式 (地上式／地下式)	61
2.4.1 LNG 地上式／地下式貯槽の比較	61
2.4.2 LH ₂ 地上式／地下式貯槽の比較	61
2.4.3 検討対象 LH ₂ 貯槽形式 (地上式／地下式) の選定	62
2.5 国内における大規模 LH ₂ 地下貯蔵施設の立地可能性検討	64
2.5.1 LH ₂ 貯蔵容量の推計	64
(1) 液体水素の需要量	64
(2) 液体水素の大規模貯蔵容量の推計	64
2.5.2 大規模 LH ₂ 地下貯蔵施設の立地検討	66
(1) 建設候補地と貯蔵容量	66
(2) 立地検討の前提条件	67
(3) 東京湾岸の LNG 地下タンクの現況	68

(4) 大規模 LH ₂ 地下貯蔵施設の立地可能性検討	70
第 3 章 大規模液化水素貯蔵地下式タンク（RC）に関する検討	73
3.1 基本方式に関する検討	73
3.1.1 断熱方式に関する考察	73
3.1.2 内槽構造材に関する考察	74
3.1.3 コンクリート外槽形式に関する考察	74
3.2 大規模液化水素貯蔵地下式タンク（RC）基本モデルの検討	75
3.2.1 既検討モデルの整理	75
3.2.2 地下貯蔵方式の LH ₂ 貯蔵タンクのアイデア検討	82
(1) アイデア 1：厚鋼板式縦置円筒貯槽タイプ（粉末真空断熱）	82
(2) アイデア 2：「タンクインタンク」方式	84
3.2.3 今後の課題	88

第1章 発電事業用水素発電のモデル

1.1 水素キャリアの特性

1.1.1 水素の輸送・貯蔵方法

水素をどのような手段で高い密度に維持しつつ、輸送・貯蔵するかが課題となる。これに加え、水素の製造方法や利用方法、供給地と需要地の距離などによって、様々な方法が考えられる（図 1.1.1-1）。



図 1.1.1-1 水素の製造から利用まで

【出典：資源エネルギー庁（2014）：水素の製造、輸送・貯蔵について、水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ（第5回），資料2，p.19，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchu/suiso_nenryodenchu_wg/pdf/005_02_00.pdf（2019年7月閲覧）】

以下に、主な水素の輸送・貯蔵方法の現状と特徴を示す（図 1.1.1-2）。



図 1.1.1-2 水素の輸送・貯蔵方法の現状と特徴

【出典：資源エネルギー庁（2013）：水素・燃料電池について、水素・燃料電池戦略協議会（第1回），資料4，p.20，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchu/pdf/001_04_00.pdf（2019年7月閲覧）】

1.1.2 水素キャリアの種類と特性

ここでは、現在、特に検討されている主な水素キャリアである、液体水素、有機ハイドライド、アンモニアの特性を圧縮水素と併せて表 1.1.2-1 に示す。また、各水素キャリアの貯留密度の比較を図 1.1.2-1 に示す。

表 1.1.2-1 水素キャリアの種類と特性

	圧縮水素 (700 気圧)	液化水素	有機ハイドライド (メチルシクロヘキサン)	アンモニア
分子量	2.0	2.0	98.2	17.0
水素含有量 (重量%)	100	100	6.2	17.8
水素密度 (kg-H ₂ /m ³)	39.6	70.8	47.3	121
沸点 (°C)	—	−253	101	−33.4
水素放出エンタルピー変化 ※(kJ/mol-H ₂)	—	0.90	67.5	30.6
その他の特性	●強引火性 ●強可燃性 ●爆発性	●水素密度が高い ●リサイクルが不要 ●高純度、高圧の水素が得やすい	●常温常圧で利用可能 ●既存石油インフラが利用可能	●水素密度が高い ●リサイクルが不要 ●直接利用も可能

※ 水素放出エンタルピー変化：水素を取り出す際に必要なエネルギー

【出典：内閣府・科学技術振興機構（2016）：SIP エネルギーキャリア概要，
https://www.jst.go.jp/sip/pdf/SIP_energycarriers2016.pdf（2019 年 7 月閲覧）】

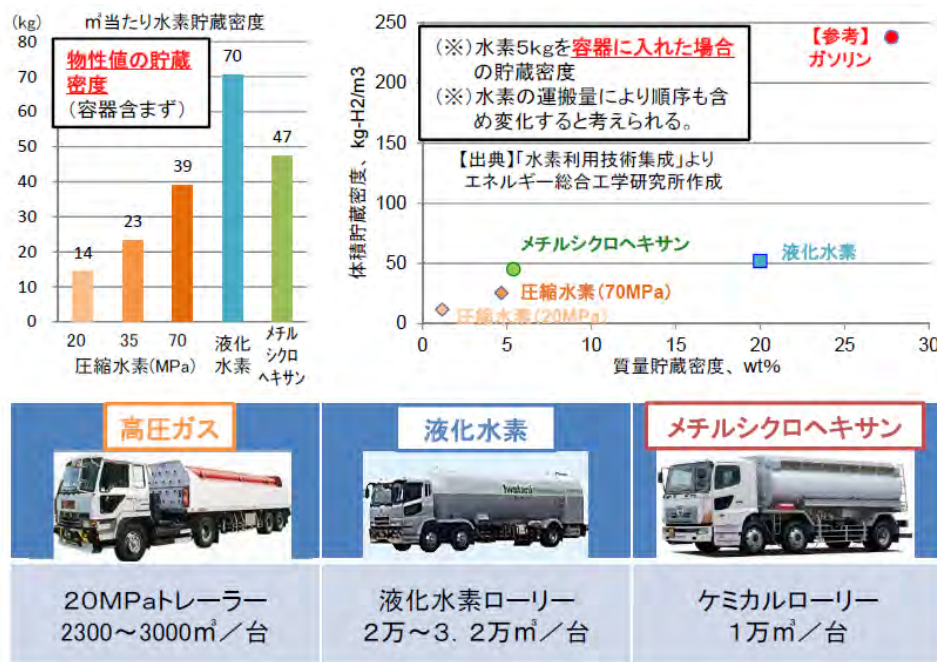


図 1.1.2-1 水素キャリアの貯留密度の比較

【出典：資源エネルギー庁（2014）：水素の製造、輸送・貯蔵について、水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ（第5回）、資料2、p.25、
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodench/suiso_nenryodench_wg/pdf/005_02_00.pdf（2019年7月閲覧）】

以下に、各キャリアの主な特徴と課題を示す。

(1) 液化水素

- ・摂氏マイナス 253 度の液体水素は水素ガスの体積の約 1/800 である。
- ・製造過程で不純物が取り除けるため、純度が高い。純度 99.7%を要求される燃料電池車にもこのまま対応できる。
- ・逆に、水素ガスは液化する前に精製して、純度を上げておく必要がある。水素ガスから液化水素にするのに使用されるエネルギーのうち、65%は液化水素の製造に使用され、残りの 35%は純度を上げるエネルギーとマイナス 253 度まで冷やすことに必要なエネルギーとして消費される。
- ・ボイルオフ（液体が蒸発により気体になること）が発生する。
- ・マイナス 253 度の超低温で液化するため液化の効率や船・タンクの材料などの対応が必要となる。コスト構造の推定には課題が多いため、今後の検討が必要となる。
- ・燃料電池車の高圧充填には、液体で昇圧できるので、水素ステーションがコンパクトにできる。

(2) 有機ハイドライド

- ・有機ハイドライドは水素ガスの体積の約 1/500 である。
- ・メチルシクロヘキサン（MCH）の理論的な水素貯蔵密度は、6.1 wt%，47.0 kg-H₂/m³であり、上記のとおり水素ガスの約 1/500 の体積の液体となる。液体水素法では約 1/800、天然ガスを液化した LNG は体積を 1/600 にして輸送していることを考慮すると、有機ケミカルハイドライド法は、常温・常圧の条件にもかかわらず高い貯蔵

密度を有している（図 1.1.1-2）。MCH として水素の大量貯蔵を行う場合、大型タンクの容積に比べてタンク壁の厚さはほとんど無視できる程度の厚みであることから、体積貯蔵密度はほぼ理論値と変わらない。質量貯蔵密度に関しても理論値を大きく損なうことはなく、定置型の大型タンクやケミカルタンカー、ローリーや貨車輸送の際の容器重量は MCH による貯蔵輸送に大きな影響を与えない。

- ・MCH は、タンカー、ローリー、鉄道貨物車両などの輸送機器やタンクなどの貯蔵設備など、既存の石油・ガソリン流通インフラを最大限に転用でき、ハンドリングも容易である。
- ・既存インフラが活用できるので、インフラコストが算出しやすい。
- ・MCH の水素含有量が総重量の 6.2% で輸送効率に課題がある。
- ・水素を取り出すのに高温（325℃）の熱とエネルギーが必要である。

(3) アンモニア

- ・アンモニアを発電に使用する際には、直接燃焼により電力を得ることが可能である。
- ・アンモニアは長年流通し使われてきたこともあり、コスト構造がある程度推定できる。
- ・アンモニアと石炭を混焼させる取り組みが「戦略的イノベーション創造プログラム (SIP)」のなかで 2016 年から動き始めている。アンモニアは化学反応上 CO_2 が排出されないため、混ぜた分だけ CO_2 が削減される。2020 年代に実現できる可能性がある。

図 1.1.2-2 に、小規模の貯蔵輸送技術における水素貯蔵密度の比較を示す。ただし、本図は DOE の自動車オンボード用の開発目標を示すものであり、現在の大規模貯蔵輸送用の液体水素のデータとは異なっている。

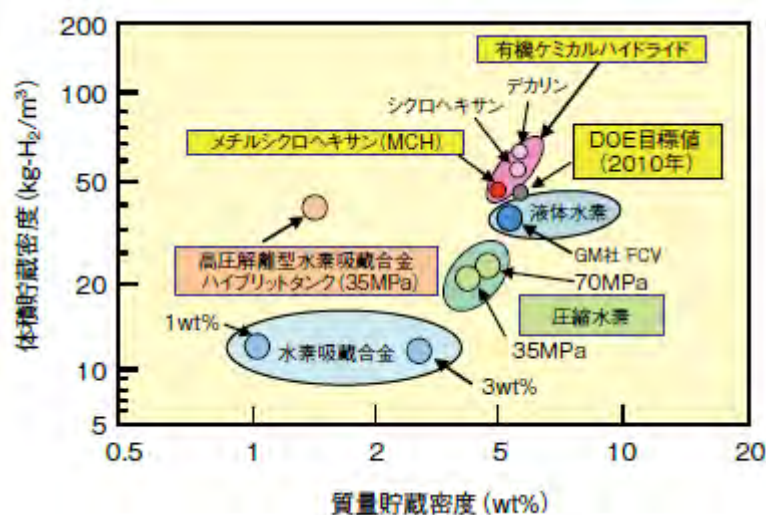


図 1.1.2-2 水素貯蔵密度の比較

【出典：岡田佳巳（2010）：水素エネルギーの大量長距離貯蔵輸送技術の確立を目指した有機ケミカルハイドライド法脱水素触媒の開発，化学工学，第 74 巻，第 9 号】

高圧水素と液化水素、有機ケミカルハイドライドのコスト、エネルギー効率、環境性などの比較検討結果を表 1.1.2-2 に示す。

表 1.1.2-2 各水素キャリアにおける各種検討結果

		高圧水素		液体水素		有機ケミカルハイドライド [*]	
		35MPa	70MPa	35MPa	70MPa	35MPa	70MPa
水素供給コスト (円/Nm ³ -H ₂)	2015 年	1,869	3,485	2,160(←)	3,944(←)	2,562	3,998
	2020 年	141	245	148(147)(*3)	241(240)(*3)	175	267
	2030 年	56(*1)	87(*1)	60(56)(*3)	83(79)(*3)	55(*4)	84(*4)
エネルギー効率 (%)	2015 年	54.5	52.0	11.4	10.6	37.9	36.6
	2020 年	58.3(*2)	55.7(*2)	50.8(*3)	48.8(*3)	38.4	37.0
	2030 年	58.3(*2)	55.7(*2)	57.4(*3)	55.7(*3)	54.1(*4)	52.1(*4)
環境性(CO ₂ 排出量) (kg-CO ₂ /Nm ³ -H ₂)	2015 年	1.78	1.87	6.04	6.45	2.02	2.12
	2020 年	1.61(*2)	1.70(*2)	1.30(*3)	1.43(*3)	1.99	2.09
	2030 年	1.61(*2)	1.70(*2)	1.14(*3)	1.16(*3)	1.62(*4)	1.72(*4)
2015 年時点での 実用化の可能性		・初期経済性が相対的に優れている ・産業用ガス輸送で成熟している技術であり、現状の技術で実用化が可能 ・輸送用複合容器の実用化は 2015 年以降と想定		・既プラントが稼働中であり、現状の技術での実用化が可能 ・低温圧縮機の実用化は 2015 年以降と想定		・初期経済性と初期段階におけるエネルギー効率は劣るが、近い将来改善の見通しがある ・技術的には概ね確立されているので、2015 年での実用化は可能	
主要技術開発課題		・水素輸送用大型複合容器の開発 ・現状輸送用容器は鋼製に限定されており、規制緩和が必要		・LNG 冷熱を利用した低温圧縮技術等を用いた液化動力及び大型化による液化コストの削減 ・ステーション構成機器の低コスト化 ・離隔距離等の規制緩和		・脱水素反応系の効率向上(*4) ・「危険物製造所」の保安距離等の規制緩和 ・実証試験が必要	

(*1)：約 200L で 35MPa 充填の複合容器が 30 万円／基で製作できた場合を想定

(*2)：製油所における水素製造に「高温空気燃焼技術 (High Temperature Air Combustion Technology)」を適用した場合を想定

(*3)：低温コンプレッサーが開発できた場合を想定

(「液体水素」の () 内の数値は、製造・輸送段階に学習効果を加味した値を示す。)

(*4)：上記(*2)に加え、脱水素反応系の効率向上が成された場合を想定

【出典：新エネルギー・産業技術総合開発機構 (2009)：水素キャリアに応じたフィージビリティスタディ，平成 20 年度成果報告書，p. V-3】

参考文献

- 1) 村木 茂 (2015)：水素エネルギー戦略の現状と未来～エネルギーキャリア研究開発について～，エンジニアリング協会，Engineering，No.141，pp.1-5
- 2) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 編 (2015)：NEDO 水素エネルギー白書，日本工業新聞社，pp.123-133
- 3) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 監修 (2008)：トコトンやさしい水素の本，日本工業新聞社，pp.92-97，2008.

1.2 水素発電導入へのシナリオ

1.2.1 水素利活用に向けた政策動向

日本における水素の政策動向を表 1.2.1-1 に示す。2017 年 12 月に策定された「水素基本戦略」では、水素利活用に向けた各省の政策群が 2030 年の共通目標の下に統合された。

表 1.2.1-1 水素の政策動向

時期	政策	概要
2014 年 4 月	「第 4 次エネルギー基本計画」の閣議決定	・水素が将来の二次エネルギーの中核として位置付けられる
2014 年 6 月	「水素・燃料電池戦略ロードマップ」の策定	・官民の具体的な取り組みに関するロードマップを策定
2016 年 3 月	「水素・燃料電池戦略ロードマップ」の改訂	・最新の状況を踏まえ、新たな目標設定や取組を具体化
2017 年 4 月	「CO ₂ フリー水素ワーキンググループ報告書」の公表	・Power-to-gas 等の新たな水素関連技術の課題を整理
2017 年 4 月	「第 1 回再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議」の開催	・首相が世界に先駆けて水素社会を実現するための基本戦略策定を指示
2017 年 12 月	「水素基本戦略」の策定	・2050 年を視野に入れ、目指すべき姿や目標として官民が共有すべき大きな方向性・ビジョンを策定
2018 年 7 月	「第 5 次エネルギー基本計画」の閣議決定	・多様な技術開発や低コスト化により、実現可能な水素の社会実装を推進することを明記
2018 年 10 月	水素閣僚会議	・各国の閣僚レベルが「水素社会の実現」をメインテーマとした会議が世界で初めて開催。グローバルな水素利活用に向けた政策の方向性等について議論

(1) 水素・燃料電池戦略ロードマップ

「水素・燃料電池戦略ロードマップ（2016 年版）」では、水素社会の実現に向けて、「水素利用の飛躍的拡大」、「水素発電の本格導入／大規模な水素供給システムの確立」、「トータルでの CO₂ フリー水素供給システムの確立」の 3 つのステップで産学官の取組を進めることが示された（図 1.2.1-1）。

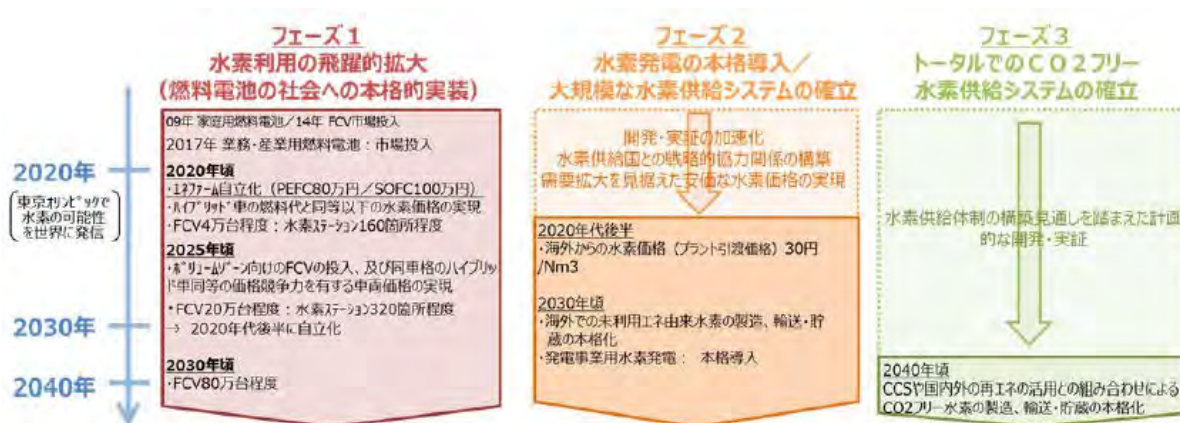


図 1.2.1-1 水素社会実現に向けた 3 つのフェーズにおける取り組みの方向性

【出典：経済産業省（2016）：水素・燃料電池戦略ロードマップ（概要）、
https://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/pdf/20160322001_02.pdf（2019 年 7 月閲覧）】

各フェーズに対応した、水素製造方法の概要を図 1.2.1-1 に示す。



図 1.2.1-2 各フェーズにおける水素の製造方法

【出典：資源エネルギー庁（2016）：「素発電と素供給システムの構築，次世代火力発電の早期実現に向けた協議会（第6回），資料1，p.1からの抜粋に加筆，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/jisedai_karyoku/pdf/006_01_00.pdf
 （2019年7月閲覧）】

(2) 水素エネルギー戦略

2017年12月に公表された「水素エネルギー戦略」では，電力分野での利用として，水素発電が天然ガス火力発電等と同様，再エネ導入拡大に必要となる調整電源・バックアップ電源としての役割が大きく期待されることや，国際的な水素サプライチェーンとともに2030年頃の商用化を実現し，17円/kWhのコストを目指すことが明記された（図1.2.1-3）。

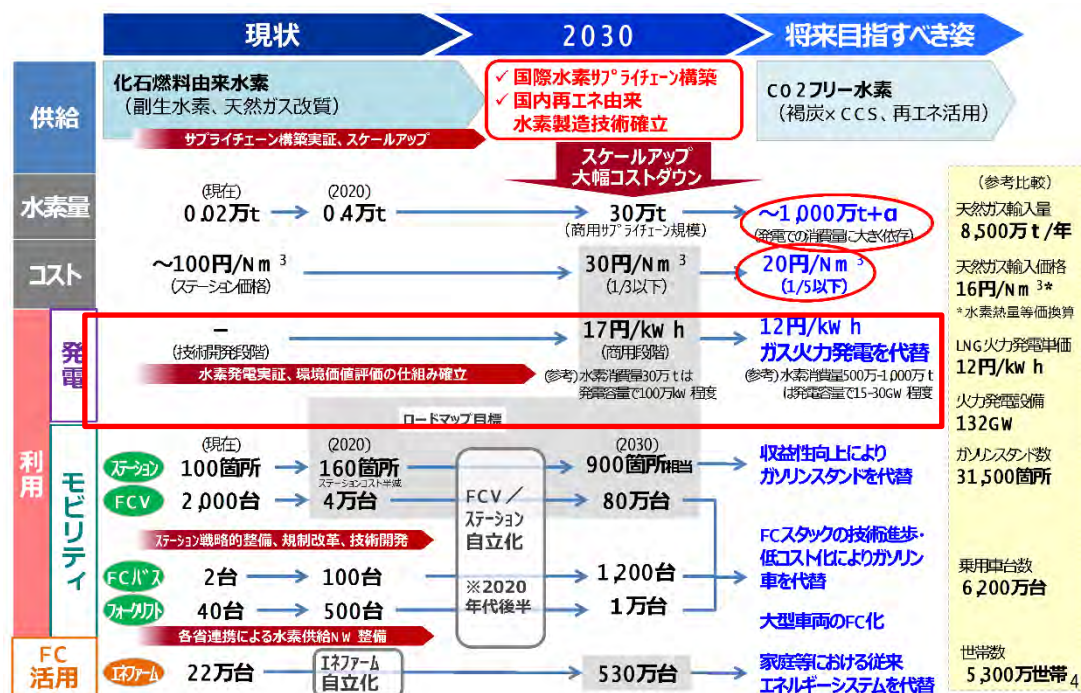


図 1.2.1-3 水素基本戦略のシナリオ

【出典：資源エネルギー庁（2017）：水素基本戦略（概要），
<https://www.meti.go.jp/press/2017/12/20171226002/20171226002-2.pdf>（2019年7月閲覧）】

1.2.2 水素発電計画

(1) 水素発電の概要

1) 水素発電とは

水素を燃料に用いた発電の方法としては、① ガスタービンの燃料として水素を用いるもの、② 蒸気タービン用のボイラーの燃料として水素を用いるもの、③ 燃料電池を用いるものの3種類が考えられる。

2) 水素発電の意義

日本は、一次エネルギー供給の約94%を海外化石燃料に依存しており、エネルギー自給率はOECD34ヶ国中2番目に低い水準となっている。また、2016年11月のパリ協定の発効を受け、2016年5月に閣議決定された「地球温暖化対策計画」では、2030年度までに温室効果ガス排出量を2013年度比で26%削減する目標を掲げている。

水素は、使用の際に二酸化炭素(CO₂)を排出しない(環境性)、エネルギーキャリアとして再生可能エネルギー等を貯め、運び、利用することができる特性(貯蔵性、可搬性、多様性)を有する。

これらの性質を利用した水素利用の方向性として、「水素発電による火力電源の低炭素化」「再生可能エネルギーの大量導入に必要となる変動吸収・電力貯蔵」、「運輸部門のCO₂排出量の大半(85%)を占める乗用車・貨物車の低炭素化」、「産業分野等での熱利用・プロセスの低炭素化(鉄鋼・石油精製等)」が挙げられている。

水素の利用を推進し、これまで利用することができなかった海外の豊富な再生可能エネルギー資源や未利用エネルギー資源を利用できれば、日本のエネルギー安全保障と温暖化対策の課題解決につながる可能性がある。

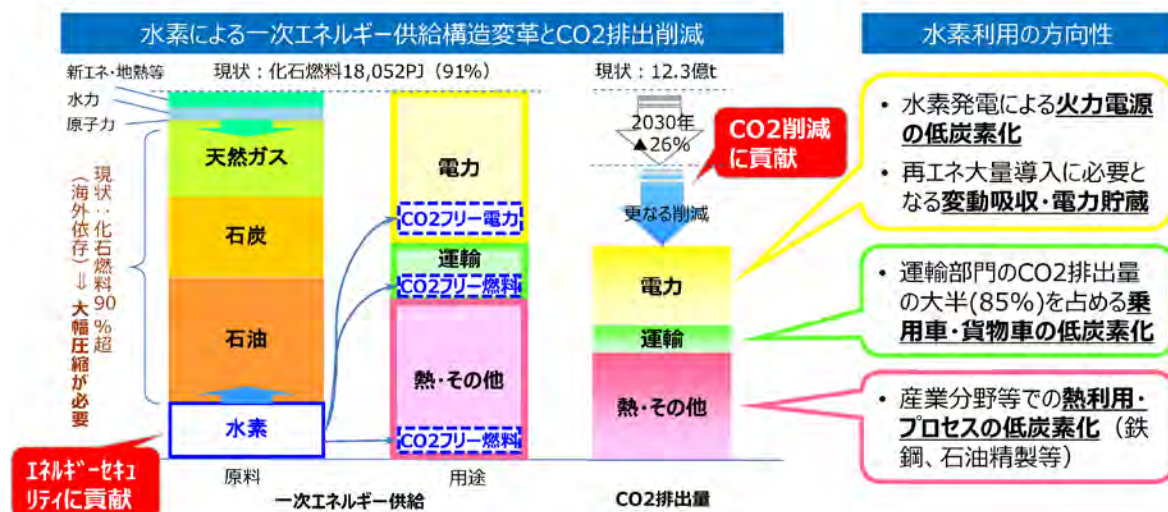


図 1.2.2-1 水素エネルギー利用の意義・エネルギー政策上の位置づけ

【出典：経済産業省・内閣府・文部科学省・国土交通省・環境省（2017）：水素社会実現に向けた戦略の方向性、水素・燃料電池戦略協議会（第10回）、資料1、p.3、
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchu/pdf/010_01_00.pdf（2019年7月閲覧）】

(2) 水素ガスタービンの現状と技術的課題

1) 水素燃焼の技術的課題

水素は、天然ガス等の既存の燃料に比べると、①発熱量が低い、②燃焼速度が速い、③断熱火炎温度が高い等の燃焼特性を持つ。

このため、例えば断熱火炎温度が高いことで局所的にホットスポットが生じ NO_x が発生するため、これを低減することが現状では大きな課題となっている。一般にガスタービンの水素燃焼は、 NO_x 発生量が天然ガスの2倍近くになる。

NO_x の発生は、高温箇所と反応時間の長さに比例するため、火炎自体を小さくすることで、 NO_x 発生源となる局所的な高温箇所を減らし、反応時間を短縮することで NO_x の発生を抑制することが求められる。あわせて、発熱量が低いことにより燃料流量を増やす必要があるため、配管やノズルの工夫をする等の課題がある。

次に、燃焼速度が天然ガス（メタン）の約7倍速いことにより、逆火の危険性が高まり燃焼器を損傷させる恐れがあるため、燃焼機の形状・仕様に対して制約がかかるという課題がある。

こうした特性により、現在のガスタービンで用いられる燃焼方式の一つである予混合方式では、効率が大きく低下しないよう水素を数%しか混焼することができない。

2) 既存ガスタービンにおける水素燃焼の技術的課題

主なガスタービンの種類としては、①拡散方式：燃料と空気を別々に噴射する方式、②予混合方式：燃料と空気を予め混合噴射する方式の2種類に分かれる。

拡散方式は、局所的に高温スポットが生じやすく、 NO_x の発生が問題となるため、水・蒸気噴射等により NO_x を低減している。これにより効率が低下してしまうものの、多様な燃料種への対応が可能となり、水素燃焼の実績も多数存在している。

一方、予混合方式は、水・蒸気を噴射することなく NO_x の発生を低減できることから、高効率の発電が可能となるものの、火炎が不安定になりやすいため、現状では水素の混焼は20%程度が上限と言われている。

3) 各燃焼方式の特徴・課題

表 1.2.3-1 に各燃焼方式の特徴・課題を示す。経済産業省資源エネルギー庁は、水素混焼発電に向けた取り組みとして、① NO_x 値の低減、②逆火防止への対応、③発電効率の向上が必要としている。また、さらに先を見据えた水素専焼発電に向けた取り組みとしては、これらに加え、④水素混焼率の向上が必要としている。

表 1.2.2-1 各燃焼方式の特徴・課題

各燃焼方式の特徴・課題				
	特徴	課題	開発フェーズ	将来目標
 拡散燃焼方式	- 燃料と空気を別々に噴射 - 幅広い混焼率に対応	- 高温スポットの発生によりNO_x値が高くなる傾向 - 蒸気・水噴射による性能低下	実証・実用化段階	～2020年頃： 1MW級水素CGS 混焼/専焼実証運転実施
 予混合燃焼方式	- 燃料と空気を混合して噴射 - 高効率と低NO_xを同時に実現	- 逆火現象が発生しやすい - 上記の課題に伴う水素混焼率の制限	技術開発段階	～2020年頃： 混焼発電プラント基本設計実施 ～2025年頃： 500MW級GT 混焼実機検証実施
 新燃焼方式	- NO_x値を低減しつつ、高い発電効率を実現 - 逆火現象の発生リスクを低減 - 水素専焼発電に対応		基盤研究段階	～2025年頃： 30MW級GT 専焼実機検証実施 ～2030年頃： 500MW級GT 専焼実機検証実施

水素混焼発電に向けた取組としては、①NO_x値の低減、②逆火現象への対応、③発電効率の向上が必要。また、さらに先を見据えた水素専焼発電に向けた取組としては、これらに加え、④水素混焼率の向上が必要。

【出典：経済産業省・内閣府・文部科学省・国土交通省・環境省（2017）：水素社会実現に向けた戦略の方向性、水素・燃料電池戦略協議会（第10回）、資料1、p.26、
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchu/pdf/010_01_00.pdf（2019年7月閲覧）】

(3) ガスタービン・火力発電技術の開発・研究動向

1) 水素リッチガス対応の新規ガスタービンの開発動向

NO_xの低減策として水・蒸気噴射を採用したガスタービンは、水素専焼も含めて、既に多くの水素リッチガス（水素を多く含むガス）の燃焼実績を持つが、水・蒸気噴射により燃焼効率が低下してしまう。

このため、工業プロセスで発生する水素リッチガスの自家発での活用や、石炭ガス化発電での活用に向けて、水素リッチガスを高効率で燃焼できるドライ型のガスタービンの開発が各社により進められている。

川崎重工業は水素ガスを混ぜてもNO_x発生を抑えるドライローエミッション（DLE）燃焼器を開発済みだが、別アプローチで水素専焼 DLE 燃焼技術の開発を進めており、今般、水素燃料を100%利用した上でNO_x発生量を大幅に抑制したガスタービンの燃焼技術を開発している。ドイツのアーヘン工科大学で新開発燃焼器の試験に成功し、NO_x発生量が大气污染防治法の規制値（84ppm）を大きく下回る40ppm以下になる事を確認した。17年に燃焼器を完成させ、ガスタービンへの搭載試験などを経て20年の実用化を目指している。

3) 水素酸素燃焼タービン技術の研究開発動向

このように、水素燃焼特性による水素発電実現への技術的課題は存在するが、逆に水素特有の性質を活かした究極のクリーンな発電形態として水素酸素燃焼タービンの利用も考えられている。純水素と純酸素のみから燃焼を行うためにNO_x、SO_x、CO₂などの排出が少なく、排ガスによる損失が少ないために1700℃程度で効率60%以上が期待できる。このような著しい特徴があり、日本では1993年に開始した「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術研究開発（WE-NET）」の第I期（1993年度～1998年度）において、水素酸素燃焼タービンについて、最適システム、燃焼制御技術、タービン翼

やロータなどの構成機器，補機類，超高温材料といった項目の各種技術研究開発が進められた。

現在，水素発電では水素と空気の燃焼が主体に考えられているが，水素発電の実証へ向けた取り組みの過程で水素酸素燃焼タービン技術の研究開発が再び注目される可能性がある。

4) 次世代に向けた火力発電技術としての水素発電

国が推進する次世代火力発電の技術開発プロジェクトの中で，水素発電の位置づけが2016年6月，改めて明確になった。従来は火力発電に伴うCO₂（二酸化炭素）の排出量を削減するために，石炭火力とLNG（液化天然ガス）火力の高効率化，さらにCCUS（CO₂回収・利用・貯留）に重点を置く方針だったが，新たに水素発電を加えて4本柱で技術開発を進めていくこととなった。

しかし，水素発電には実用化に向けた課題も少なくない。第1に発電コストが石炭火力やLNG火力と比べて高いことである。現在のところ2030年までに電力1kWh（キロワット時）あたり17円に低減させる目標を掲げている。それでも石炭火力とLNG火力の1.4～1.8倍の水準にとどまる（表1.2.2-2）。

表 1.2.2-2 次世代火力発電技術の特徴

	高効率石炭火力	高効率LNG火力	水素発電
CO ₂ 排出量	△ (710～590 g/kWh程度)	○ (350～280 g/kWh程度)	◎ (～0 g/kWh程度)
経済性 (目標値) ※	◎ 発電コスト 9.3円～/kWh CO ₂ 対策費 3.0円～/kWh (従来機USC並の 発電単価)	○ 発電コスト 12.4円～/kWh CO ₂ 対策費 1.3円～/kWh (従来機コンバインドサ イクル並の発電単価)	△ 発電コスト 17円～/kWh
技術の 成熟度	◎ (空気吹きIGCCは 実証機の商用運転 中)	◎ (1600℃級ガスタービ ンは実証機の商用運 転中)	△ (現在は水素専焼は 研究開発段階。NO _x 抑制の技術に課題有 り)
課題	LNG火力に比べて CO ₂ 排出量が約2 倍と多い。	石炭火力に比べて発電 コストが高い。燃料の供 給安定性は石炭に劣る。	他の火力発電より発電 コストが高い。水素供給 チェーンの確立が必要。

【出典：資源エネルギー庁（2018）：次世代火力発電に係る技術ロードマップ，次世代火力発電の早期実現に向けた協議会，p. 10 から一部抜粋，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/jisedai_karyoku/pdf/report02_01_00.pdf（2019年7月閲覧）】

このほかに水素を燃焼させた時に発生する窒素酸化物（NO_x）の排出量が石炭やLNGよりも多く，排出量を低減させるためのガスタービンの技術開発が重要になっている。大規模な水素発電には大量の水素を安定して供給できる体制の整備も不可欠だが，すでに国内と海外で水素を製造して輸送・貯蔵する技術の開発が進んでいる。2030年代には

全国各地で水素を供給するサプライチェーンが構築される見込みである。

水素発電の技術開発は 2 つの方式で推進されている。1 つは水素と LNG を混ぜ合わせて燃料に利用する混焼発電方式で、既設の LNG 火力発電所にも適用できる。もう 1 つは水素だけを燃料に使う専焼発電方式である。CO₂ 排出量の点では専焼発電のほうがメリットは大きく、新方式のガスタービンの開発も始まっている。

すでに混焼発電用のガスタービンの開発プロジェクトは着々と進んでおり、2020 年までに発電プラントで実証に入る計画である（図 1.2.2-2）。一方の専焼発電に使えるガスタービンは研究開発の段階で、2025 年をめどに実証を開始して、2030 年代に技術を確立することが目標になっている。



IGCC：石炭ガス化コンバインドサイクル（複合発電）

図 1.2.2-2 CCUS（二酸化炭素回収・利用・貯留）技術と水素発電技術の開発ロードマップ

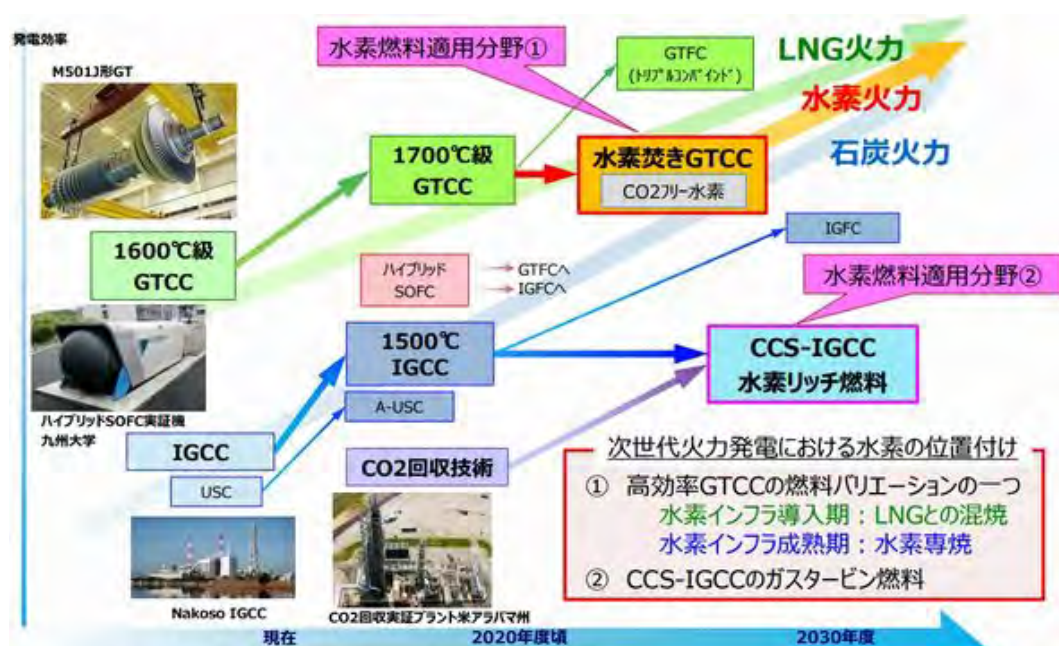
【出典：資源エネルギー庁（2018）：次世代火力発電に係る技術ロードマップ，次世代火力発電の早期実現に向けた協議会，p.18 から抜粋，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/jisedai_karyoku/pdf/report02_01_00.pdf（2019 年 7 月閲覧）】

水素発電の研究開発プロジェクトは NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）が中心となって推進している。2015 年度から 2 つのプロジェクトを開始されており、1 つは混焼発電用のガスタービンの研究開発で、大規模な火力発電に適用できる 50 万 kW（キロワット）級の水素混焼プラントを設計するものである。

2016 年度にガスタービンの設計・シミュレーションに着手した後、各種の試験を実施して発電設備の詳細設計に入り、2018 年度に水素 20%+LNG80%の割合で混焼できる 50 万 kW 級のガスタービンの設計を実施した。

もう 1 つのプロジェクトでは、地域単位で利用できる小規模な 1,000kW 級のガスタービンを開発する。水素を使った燃料電池と同様に、電力と熱の両方を供給できるコージェネレーション（熱電併給）システムであり、水素 100%でも対応可能となっている。2016 年度にシステムを製造して、2017 年度には実証試験を通じて効果を検証する。

NEDO が推進中の研究開発プロジェクトのうち、大規模な発電所に適用できる 50 万 kW 級のガスタービンは三菱日立パワーシステムズが開発・製造を担当する。「水素焚きガスタービンコンバインドサイクル（GTCC）」と呼び、2020 年までに混焼発電用のガスタービンの設計を完了して実証運転を開始する計画となっている（図 1.2.2-3）。



GTCC：ガスタービンコンバインドサイクル，

CCS-IGCC：CO₂回収・貯留－石炭ガス化コンバインドサイクル

図 1.2.2-3 次世代火力発電のロードマップに合わせた製品開発

【出典：石田雅也（2016）：水素が変える未来の火力発電，2030年のCO₂排出量を減らす，三菱日立パワーシステムズ資料，https://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1606/13/news031_3.html（2019年7月閲覧）】

現在のLNG火力では、最先端の燃焼温度1,700℃級の混焼ガスタービンの開発が目標であり、発電効率は火力発電で最高レベルの60%以上を目指している。高効率化でCO₂の排出量を削減できるうえに、CO₂フリーの水素を使えば排出量はさらに少なくなる。

水素発電の実用化に向けた課題の1つに窒素酸化物（NO_x）の低減がある。水素焚きガスタービンの燃焼方式には3通りあって、このうち燃料の水素とLNGを燃焼前に空気と混合させる「予混合方式」がNO_xの排出量を抑制しやすい。ただし水素の混焼率は20%程度が限界である。

一方で燃焼時に燃料と空気を混合する「拡散方式」では水や蒸気を噴射してNO_xを低減できるが、その代わりに燃焼温度が下がって発電効率が低下する問題がある。新たに水や蒸気の噴射が不要で、水素の混合率も高められる「分散混合方式」によるガスタービンの開発が始まっている。将来は分散混合方式が水素発電の主流になる可能性が大きい。

(4) 現在のガスタービンコンバインドサイクル発電

ガスタービンコンバインドサイクル発電とは、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式である。まずガスタービン等を使って発電し、タービンの排気ガス等からの排熱を利用して蒸気タービンを回し、発電する仕組みであるため、従来の発電方式に比べて熱効率が高いことが特徴である。

100万kW級発電所として採用し得るガスタービンコンバインドサイクル発電としては、

品川火力発電所等，多数の発電所で採用されているタービン入口温度 1,400℃級 ACC（Advanced Combined Cycle）方式，2007 年から運転されており，東京電力の川崎火力発電所等で使用されている 1,500℃級 MACC（More Advanced Combined Cycle），2013 年から関西電力姫路第 2 発電所にて運転開始する予定の 1,600℃級 MACCⅡ（More Advanced Combined CycleⅡ）の 3 種類が挙げられる。

東京電力㈱の各機種の発電所を以下に示す。

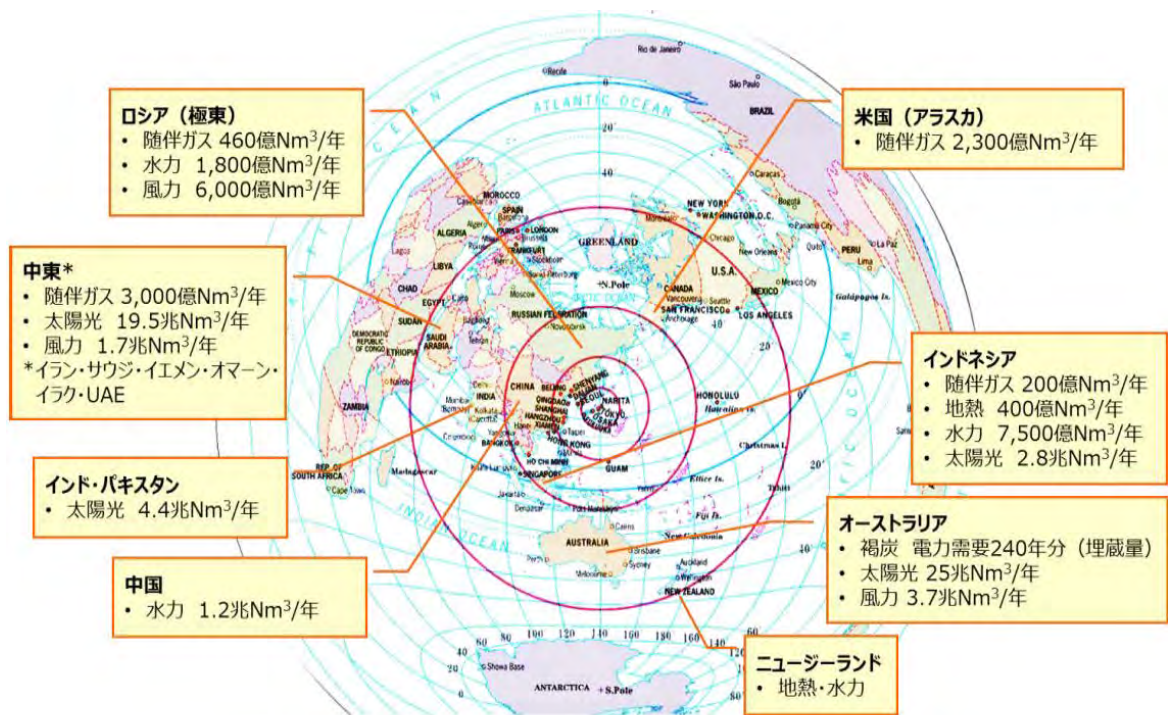
表 1.2.2-3 東京電力の機種別の発電所

機種	発電所の名称
ACC 発電が導入されている発電所	・横浜火力発電所 7・8 号系列（285.4 万 kW） ・千葉火力発電所 1・2 号系列（288 万 kW） ・品川火力発電所 1 号系列（144 万 kW） ・富津火力発電所 3 号系列（152 万 kW） ・鹿島火力発電所 7 号系列（126 万 kW）
MACC 発電が導入されている発電所	・横浜火力発電所 7・8 号系列（285.4 万 kW） ・千葉火力発電所 1・2 号系列（288 万 kW） ・品川火力発電所 1 号系列（144 万 kW） ・富津火力発電所 3 号系列（152 万 kW） ・鹿島火力発電所 7 号系列（126 万 kW）
MACCⅡ 発電が導入されている発電所	・川崎火力発電所 2 号系列 2 軸（71 万 kW）

（5） 海外の安価な未利用エネルギーと CCS を組み合わせた水素の大量導入

エネルギーコストを抑制しつつ，エネルギーセキュリティと CO₂ 排出削減に貢献する方策の一つとして，海外の安価な未利用エネルギーと CCS を組み合わせ，水素を大量調達することが考えられる。さらに，再生可能エネルギーの発電コストが将来低廉化すれば，海外で直接 CO₂ フリー水素を製造することも可能となる。

こうした海外の CCS 適地や安価な未利用エネ・再エネを我が国が活用するためには，水素のサプライチェーンの構築が必要となる。



[出典] 千代田化工建設(株)による調査を基に資源エネルギー庁作成

図 1.2.2-4 海外における再生可能・未利用エネルギー賦存量

【出典：経済産業省・内閣府・文部科学省・国土交通省・環境省（2017）：水素社会実現に向けた戦略の方向性，水素・燃料電池戦略協議会（第10回），資料1，p.11，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/pdf/010_01_00.pdf（2019年7月閲覧）】



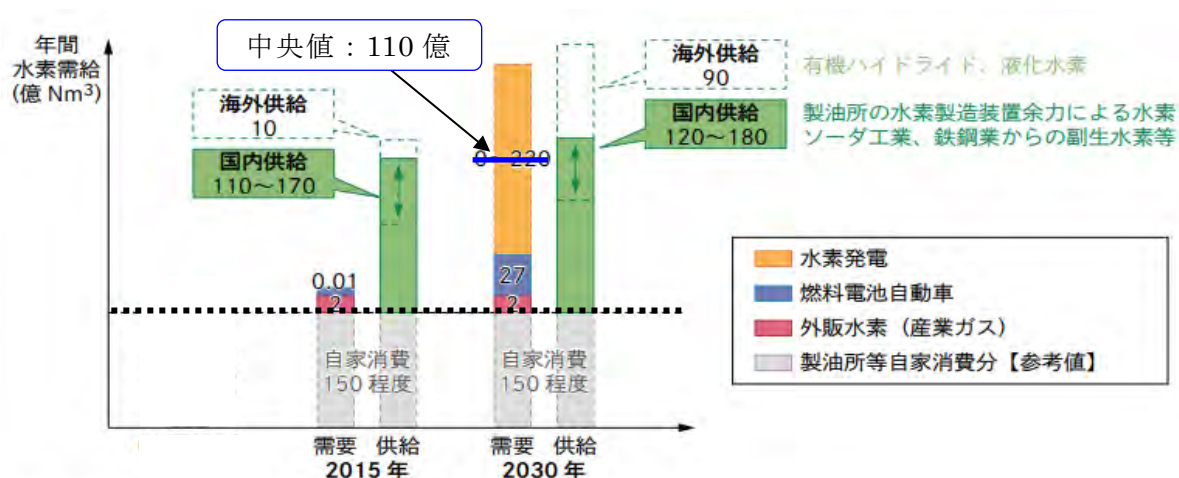
[出典] Global CCS Instituteのデータを基に資源エネルギー庁作成 1

図 1.2.2-5 海外の大規模 CCS サイト

【出典：経済産業省・内閣府・文部科学省・国土交通省・環境省（2017）：水素社会実現に向けた戦略の方向性，水素・燃料電池戦略協議会（第10回），資料1，p.11，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/pdf/010_01_00.pdf（2019年7月閲覧）】

(6) 必要発電量予測と水素発電所の需要予測

以下 2 点の資料を基にして、将来の水素発電量及び水素需要予測を行った。



- (※1) 外販水素（産業ガス）の主な用途は、半導体生産や金属熱処理等であり、2030 年までの需要量に大きな変化はないと仮定。
- (※2) FCV は、2015 年に 1000 台、2030 年に 200 万台普及すると仮定。
- (※3) 水素発電は、水素と LNG の混焼によるものであり、2015 年時点での導入は想定せず、今から 2030 年までに新設・リプレースされる LNG 火力発電に最大で 50% の水素が混合されると仮定。

図 1.2.2-6 水素供給ポテンシャル（その 1）

【出典：資源エネルギー庁（2014）：水素の製造、輸送・貯蔵について、水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ（第 5 回）、資料 2，p. 29 に加筆，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/suiso_nenryodenchi_wg/pdf/05_02_00.pdf（2019 年 7 月閲覧）】

価格低減にはボリューム増が重要...目安は~50億Nm³の需要確保

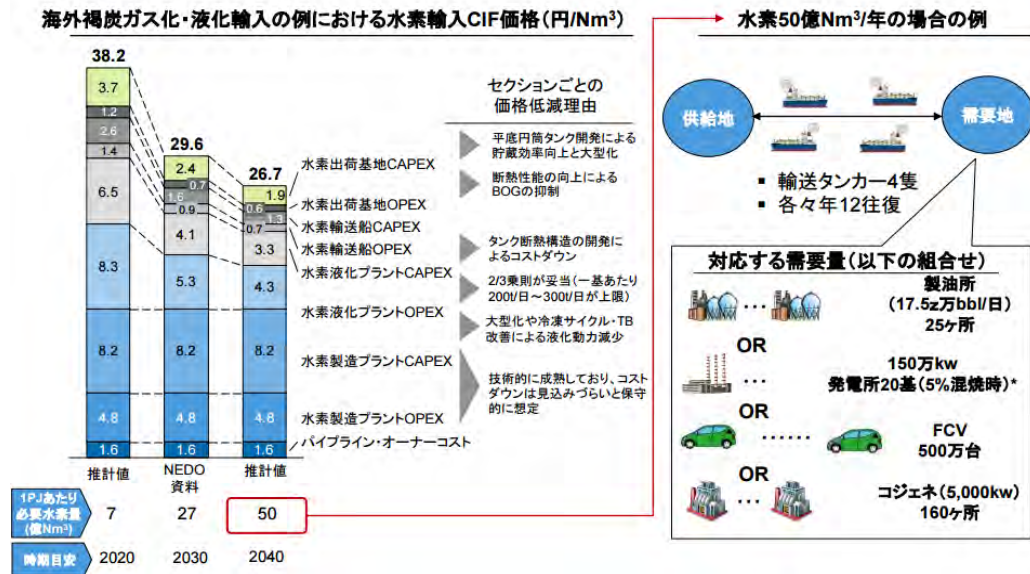


図 1.2.2-7 水素供給ポテンシャル (その 2)

【出典：三菱商事(株) (2014)：水素サプライチェーンの実現に向けて、水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ (第 5 回)、資料 2, p.14,
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodench/suiso_nenryodench_wg/pdf/005_s02_00.pdf (2019 年 7 月閲覧)】

図 1.2.2-6 の資料では、2030 年度における水素発電による需要量は「0~220 億 Nm³」としている。なお、専焼水素発電を行う場合、100 万 kW の発電量に対して 30.3 億 Nm³ の水素が必要とされている。下記に、一般財団法人エネルギー総合工学研究所の坂田氏から提供された需要試算例を示す。

表 1.2.2-4 100 万 kW の水素火力発電所における必要水素量の試算例

項 目	外生変数・定数	計算結果
発電所能力 MW 即ち (MJ/S)	1,000	
年間日数 D/Y	365	
日間時間 H/D	24	
時間秒数 S/H	3,600	
年間総時間 H/Y		8,760
年間総秒数 S/Y		31,536,000
額面年間発電量 MWs即ち (MJ)		31,536,000,000
額面年間発電量 MWh		8,760,000
設備利用率 I)	0.70	
実質年間発電量 MWh		6,132,000
発電端効率 1)	0.57	
必要発熱量(HHV) MWh		10,757,895
必要発熱量(HHV) MWs即ち (MJ)		38,728,421,053
水素の発熱量(HHV) MJ/Nm ³ 2)	12.8	
必要水素量(HHV) Nm ³		3,025,657,895
必要水素量 億Nm ³		30.3

出典
 1) 設備利用率・発電端効率: 経済産業省、発電コスト等の検証に関する報告、2015年5月
 2) 水素の発熱量: 水素・燃料電池ハンドブック、p638、朝倉書店、2006年

【出典：一般財団法人エネルギー総合工学研究所 提供資料】

この試算例から、2030 年度における水素発電による需要量の中央値 110 億 Nm^3 に対応する専焼水素発電所の規模と基数を推定すると、規模は 100 万 kw, 基数は 3~4 基となる。

東京湾への輸入量は、日本の 1/3 と想定し、35 億 Nm^3 として検討を行うこととする。

1.2.3 水素輸送計画

海外からの主な水素輸送の経路を下記に示す。

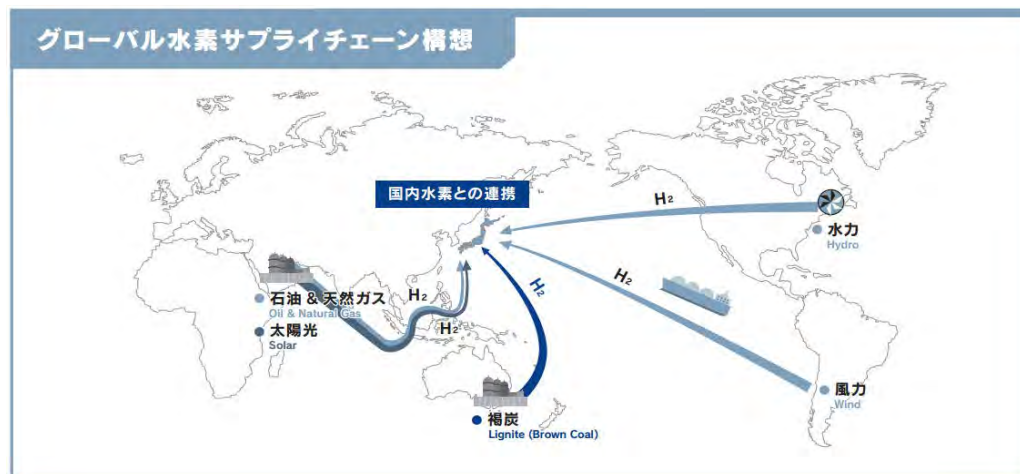


図 1.2.3-1 海外からの主な水素サプライチェーン

【出典：東京工業大学（2018）：グローバル水素エネルギー研究ユニット，
https://www.titech.ac.jp/news/pdf/news_20099_13_ja.pdf（2019 年 7 月閲覧）】

前掲の構想から、輸送経路は以下の 4 つと考えられる。

- ルート 1：オーストラリアからの褐炭水素変換・輸送
- ルート 2：中東近辺からの化石燃料改質／太陽光変換・輸送
- ルート 3：パタゴニアからの風力発電からの水素変換・輸送
- ルート 4：アメリカからの五大湖利用による大規模水力発電による水素変換・輸送

図 1.2.3-2 に、3 つのキャリアの発電コストの距離依存性を示す。4,000km より短い距離では電力の方が有利であり、4,000km を超えると化学媒体が有利になる。また、化学媒体間の比較では、距離が増えると有機ハイドライドが有利になる。これは、液体水素の方が、距離の増加とともに増えるタンカーおよび貯槽の価格が高いことが原因である（石井，2011）

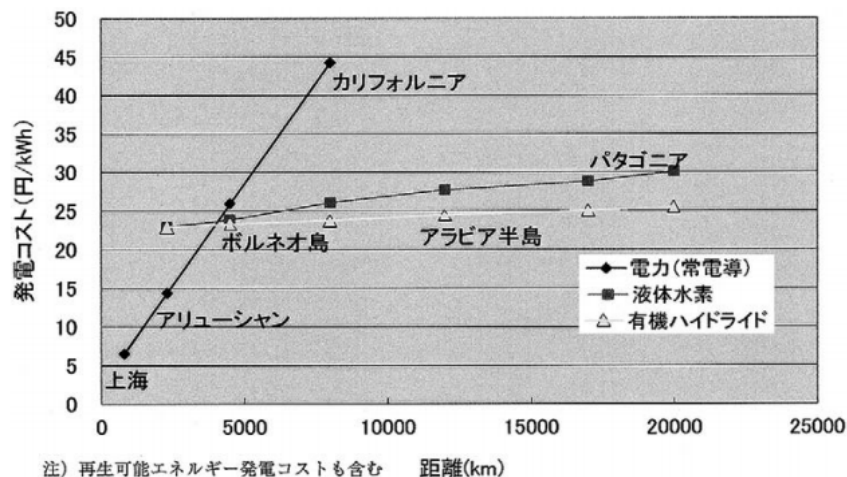


図 1.2.3-2 発電／輸送コストの距離依存性

【出典：石本祐樹（2011）：海外再生可能エネルギーの大陸間輸送技術の経済性評価，季報エネルギー総合工学，第34巻，第2号，http://www.iae.or.jp/wp/wp-content/uploads/2014/06/201107_vol34_No2_2_ocr.pdf（2019年7月閲覧）】

この結果から，各経路による水素輸送計画および必要量は，下記の結果になるものと予測する。

ルート1：計画－液化水素輸送／必要量－約 35 億 Nm³（予測量の 33%程度）

ルート2：計画－有機ハイドライド輸送／必要量－約 25 億 Nm³（予測量の 22%程度）

ルート3：計画－有機ハイドライド輸送／必要量－約 25 億 Nm³（予測量の 22%程度）

ルート4：有機ハイドライド輸送／必要量－約 25 億 Nm³（予測量の 22%程度）

（ルート1の計画および必要量が異なる理由として，日本企業（川崎重工㈱）が事業アライアンスを有しているため，他の計画に比べて担当部分が大きい点および川崎重工㈱が推奨する「770ton／日」の水素製造規模から想定される，年間水素発生量の想定値を加味している）

また，液化水素輸送／有機ハイドライド輸送のサプライチェーンイメージ資料を図1.2.3-3に示す。

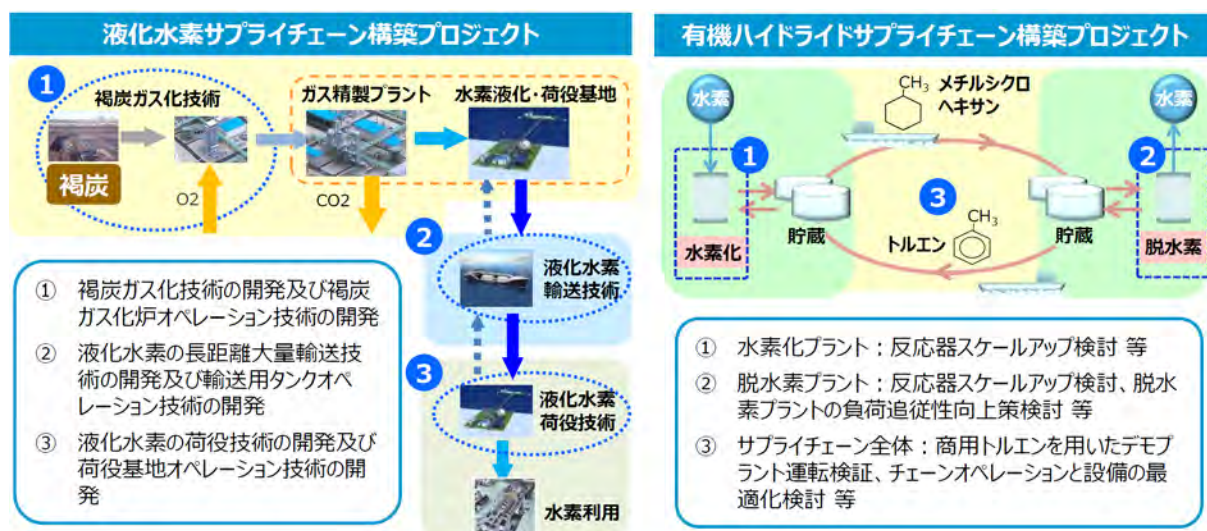


図 1.2.3-3 液化水素輸送／有機ハイドライド輸送計画イメージ

【出典：資源エネルギー庁（2016）：水素発電と大規模水素供給システムの構築，次世代火力発電の早期実現に向けた協議会（第6回），資料1，p.11，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/jisedai_karyoku/pdf/006_01_00.pdf
 （2019年7月閲覧）】

1.2.4 水素の輸送・貯蔵計画

1.2.2 1.2.2 項では，東京湾に輸送される燃料水素（常温時）の必要量は「35 億 Nm³」と設定した。エネルギーを安定供給するには，国内に備蓄基地を設けて，資源の在庫を確保する必要がある。LNG の国内在庫日数は「約 14 日」であり，LNG を水素で代替することを想定すると，半月利用分程度の在庫があれば，国内需要を確保できると考えられる。

実用化されている水素の輸送・貯蔵方式には，① 高圧ガス，② 液体水素，③ 有機ハイドライド（メチルシクロヘキサンなど），④ パイプラインによる方法があり，アンモニアや水素吸蔵合金などを使用する方法も開発されている。①～③の方式の比較を図 1.2.4-1 に示す。

- 特に将来的に水素ステーションへの輸送・貯蔵が想定される高圧ガス、液体水素、有機ハイドライドについて比較を行うと、高圧ガスに比べて液化水素や有機ハイドライドが貯蔵性に優れることが分かる。
- 他方で、液化水素の総合的なエネルギー効率は現時点では高いものではなく、有機ハイドライドについても、現段階で小型の脱水素が実用化していないため、将来に向けて技術開発等を行っていく必要がある。

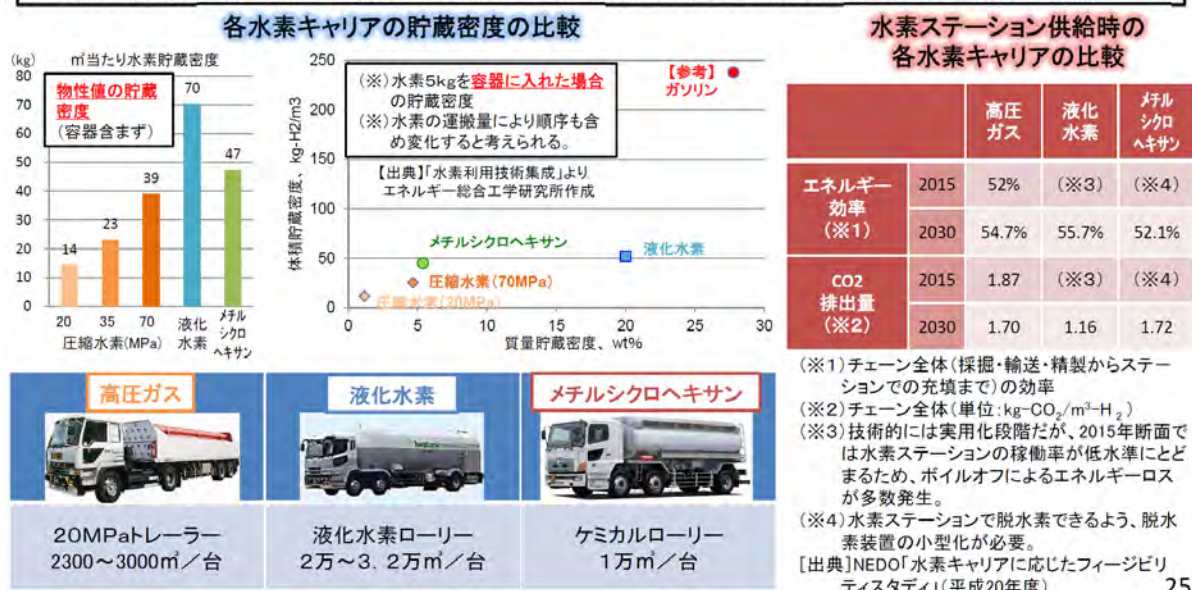


図 1.2.4-1 各種の水素の輸送・貯蔵方法

【出典：資源エネルギー庁（2014）：水素の製造、輸送・貯蔵について、水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ（第5回）、資料2、p.25、
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/suiso_nenryodenchi_wg/pdf/005_02_00.pdf（2019年7月閲覧）】

参考文献

- 1) 資源エネルギー庁（2014）：水素発電について、水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ（第4回）資料2、2014.3.26、
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/suiso_nenryodenchi_wg/pdf/004_02_00.pdf（2019年7月閲覧）
- 2) 米田雅一・茂木春樹・仮屋夏樹（2014）：水素利用エネルギー社会に向けた燃料電池自動車と水素発電技術の現状と課題、みずほ情報総研レポート、https://www.mizuho-ir.co.jp/publication/report/2014/pdf/mhir08_suiso.pdf（2019年7月閲覧）
- 3) 石田雅也（2016）：次世代の火力発電ロードマップ（4）水素が変える未来の火力発電、2030年のCO2排出量を減らす、三菱日立パワーシステムズ資料、スマートジャパン、2016.6.13、
https://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1606/13/news031_3.html（2019年7月閲覧）

1.3 国内既存設備に関する法規制

1.3.1 水素発電の導入に向けた水素の取扱い・規制等

水素発電という新たな発電方式の導入に向けては、法規制を含めて水素の取扱いに万全を期することが重要である。水素発電所の設備構成は、従来の火力発電所と比較した場合、発電部分と燃料供給部分のそれぞれで以下のような特徴があることから、これらを踏まえて必要な法規制等に関する検討を進めていくことが必要である。

(1) 発電部分

ガスタービン等の燃料として水素が使用される。

(2) 燃料供給部分

- 1) 有機ハイドライド方式におけるメチルシクロヘキサンやトルエンの貯蔵設備
- 2) メチルシクロヘキサンから水素を取り出す脱水素設備
- 3) 液化水素方式における液化水素用の貯蔵設備
- 4) 液化水素を気化する気化器

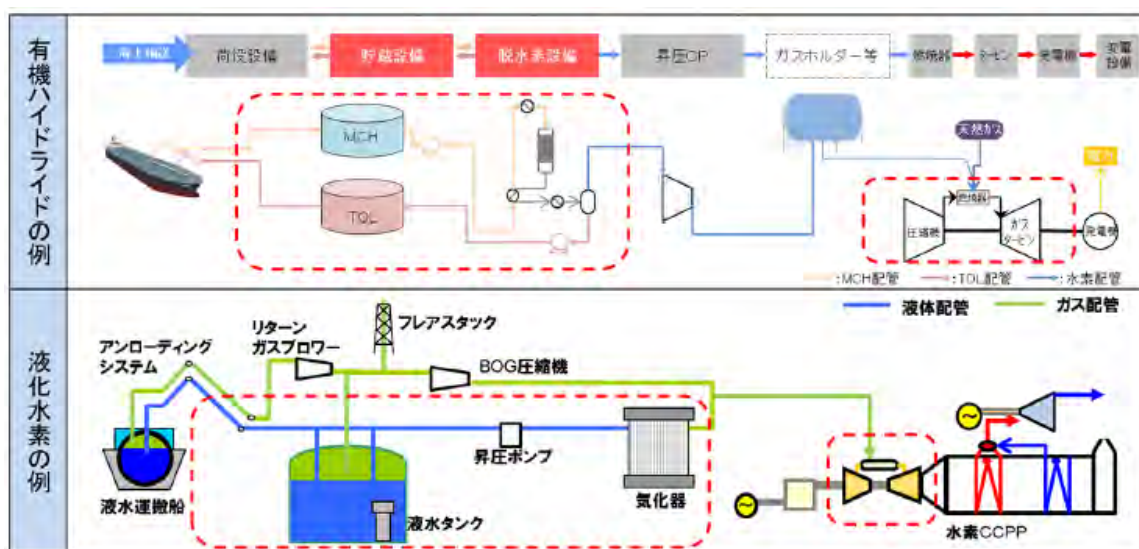


図 1.3.1-1 水素発電の設備構成の例

【出典：水素発電に関する検討会（2015）：水素発電に関する検討会報告書】

(3) 火力発電に関する一般的な法規制

一般的に火力発電所を設置，運用するにあたっては各種の法規制の適用を受けることとなるが，水素を燃料とする場合に特に検討が必要なものとしては，電気事業法，高圧ガス保安法，消防法，石油コンビナート等災害防止法が挙げられる。このうち電気事業法は火力発電所の設置，運用の面に全般的に適用されるが，具体的な発電方式毎の技術基準は省令で定められており，発電用火力設備については「発電用火力設備に関する技術基準を定める省令」において技術基準が規定されている。また，この技術的要件を満たすべき技術的内容を具体的に示したものとして「発電用火力設備の技術基準の解釈」（平成 25 年 5 月 17 日付け，20130507 商局第 2 号）が規定されている。

表 1.3.1-1 主要な関係法律の目的（概要）

法律名	法律の目的
電気事業法	この法律は、電気事業の運営を適正かつ合理的ならしめることによつて、電気の利用者の利益を保護し、及び電気事業の健全な発達を図るとともに、電気工作物の工事、維持及び運用を規制することによつて、公共の安全を確保し、及び環境の保全を図ることを目的とする。
高圧ガス保安法	この法律は、高圧ガスによる災害を防止するため、高圧ガスの製造、貯蔵、販売、移動その他の取扱及び消費並びに容器の製造及び取扱を規制するとともに、民間事業者及び高圧ガス保安協会による高圧ガスの保安に関する自主的な活動を促進し、もつて公共の安全を確保することを目的とする。 <u>（高圧ガスに特化して関係、ただし電事法適用の電気工作物は対象外）</u>
消防法	この法律は、火災を予防し、警戒し及び鎮圧し、国民の生命、身体及び財産を火災から保護するとともに、火災又は地震等の災害による被害を軽減するほか、災害等による傷病者の搬送を適切に行い、もつて安寧秩序を保持し、社会公共の福祉の増進に資することを目的とする。 <u>（広く全般的に関係するが、特に石油等の危険物貯蔵の面で関係）</u>
石油コンビナート等災害防止法	この法律は、石油コンビナート等特別防災区域に係る災害の特殊性にかんがみ、その災害の防止に関する基本的事項を定めることにより、消防法、高圧ガス保安法、災害対策基本法その他災害の防止に関する法律と相まつて、石油コンビナート等特別防災区域に係る災害の発生及び拡大の防止等のための総合的な施策の推進を図り、もつて石油コンビナート等特別防災区域に係る災害から国民の生命、身体及び財産を保護することを目的とする。 <u>（特別防災区域（石油等の危険物や高圧ガスの貯蔵や取扱量が多い石油コンビナート等であつて政令で定める区域）において関係）</u>

【出典：水素発電に関する検討会(2015)：水素発電に関する検討会報告書】

なお，電気事業法においては具体的な燃料に応じた区分はなされていない。また，一定程度の濃度での水素混焼の実績も複数あり，設計上の水素を含む燃料組成が発電設備建造工事の際に届出されている。

(4) 水素，トルエン等に関する一般的な法規制

水素発電の燃料供給では，一般的な火力発電所では使用されていない水素（液体水素を含む），トルエン及びメチルシクロヘキサン（以下，「TOL／MCH」という。が使用されることとなる。これらの物質は一般的な用途として既に広く流通しており，消防法，高圧ガス保安法，労働安全衛生法等の既存の法規制において各種の規制がなされている。

1) 消防法関連

TOL／MCH は，消防法において第4類第1石油類（非水溶性）に該当する危険物として位置づけられており，取扱数量や製造所，貯蔵所又は取扱所といった施設区分に応じ，貯蔵設備の設置距離，警報設備の設置，予防規程の作成等，安全確保のための様々な義務等が規定されている。

表 1.3.1-2 消防法の主な規制

消防法の対象物質	物質としての取扱い		
TOL／MCH	危険物（第4類第1石油類（非水溶性））		
根拠規定	対象設備	対象物	規定内容
危政令 第21条 危規則 第37、38条	製造所 一般取扱所 屋外タンク貯蔵所	火災	自動火災報知設備、消防機関への連絡電話、非常用ベル装置、拡声装置、警鐘のいずれかの警報設備の設置
危規則 第28条の32 危告示 第45、46条	移送取扱所	危険物	配管系への漏えい検知装置の設置
危規則 第28条の37 危告示 第52条	移送取扱所	可燃性蒸気	移送基地内への非常ベル装置および拡声装置の設置とポンプ室への可燃性蒸気警報装置の設置

注）危政令：危険物の規制に関する政令

危規則：危険物の規制に関する規則

危告示：危険物の規制に関する技術上の基準の細目を定める告示

【出典：水素発電に関する検討会（2015）：水素発電に関する検討会報告書】

2) 高圧ガス保安法

水素及び TOL／MCH は，高圧ガス保安法においてその状態（1MPaG 以上の圧縮ガス又は 0.2MPaG 以上の液化ガス）に応じて「高圧ガス」に定義されるとともに，一般高圧ガス保安規則によって「可燃性ガス」に分類されており，これらの満たすべき技術基準として，他の設備との離隔距離，関係する電気設備の防爆性能構造等が規定されている。

表 1.3.1-3 高圧ガス保安法の主な規制

高圧ガス保安法の対象物質	物質としての取扱い		
水素 TOL/MCH	可燃性ガス		
根拠規定	対象設備	対象物	規定内容
一般則 第6条第1項31号 一般則基準 第23条	定置式製造設備	可燃性ガス 毒性ガス 酸素 その他	当該製造施設から漏えいするガスが滞留するおそれのある場所に、当該ガスの漏えいを検知し、かつ、警報するための設備を設けること
コンビ則 第5条第1項53号 コンビ則基準 第36条	特定製造事業所の製造施設		当該製造施設から漏えいするガスが滞留するおそれのある場所に、当該ガスの漏えいを検知し、かつ、警報するための設備を設けること
コンビ則 第10条29号 コンビ則基準 第35、84条	コンビナート製造事業所間の導管		当該ガスの種類及び圧力並びに導管の周囲の状況に応じ、必要な箇所に、ガス漏えい検知警報設備又は漏えい検知口を設けること

注) 一般則：一般高圧ガス保安規則

コンビ則：コンビナート等保安規則

一般則基準：一般高圧ガス保安規則関連例示基準

コンビ則基準：コンビナート等保安規則関連例示基準

【出典：水素発電に関する検討会(2015)：水素発電に関する検討会報告書】

3) 労働安全衛生法

水素及びTOL/MCHはいずれも労働安全衛生法の定める危険物に分類されており、通気・換気対策のほか、電気機械器具に対する危険度に応じた防爆性能の確保等が規定されている。

表 1.3.1-4 労働安全衛生法の主な規制

労働安全衛生法の対象物質	物質としての取扱い		
水素	危険物（可燃性ガス）		
TOL/MCH	危険物（引火性の物）		
根拠規定	対象設備	対象物	規定内容
労安則 第275条	化学設備に係る作業場	引火性蒸気 可燃性ガス	作業箇所及び周辺のガス濃度測定
労安則 第322、382条	ずい道等の建設作業場	可燃性ガス	定期的な濃度測定の上、爆発または火災の生じる恐れがあるときは、自動警報装置の設置

注) 労安則：労働安全衛生施行規則

【出典：水素発電に関する検討会(2015)：水素発電に関する検討会報告書】

1.3.2 水素の取扱い・規制に関する課題と今後の取組

電気事業法においては、具体的な燃料による区分はされていないものの、例えば発電用火力設備に関する技術基準及び技術基準の解釈における「第7章 液化ガス設備」は、LNG等の既存火力発電用燃料を想定した規制内容となっている。このため、水素発電の実施に当たっては、水素発電を行うための水素関連設備の用途や規模等を踏まえ、安全性等について必要十分な規制内容となっているか技術的な検討を行った上で、必要に応じ水素発電を踏まえた規制内容への見直しを行うべきである。

その検討に当たっては、例えば勿来で行われたIGCC実証（平成13年度～）の際、これに先立つ平成12年に、既存のIGCCの小規模実証（1.25万kw）のデータ等を参考に、高圧ガス保安法や技術基準解釈の規制状況に準じて「発電用火力設備に関する技術基準を定める省令」の改正が行われた。また、新たに「第8章 ガス化炉設備」が追加されるなどの法規制の整備が行われたことを踏まえ、既存の水素を活用しているプラント等における法規制も参考にしつつ、発電事業の特殊性も考慮することが有用と考えられる。

表 1.3.2-1 水素を活用しているプラント等の前例

事業所等	事業所等の概要	水素の主な取扱い形態	主な適用法令	主な規制内容
液化水素工場 （（株）ハイドロエッジ）	・LNGから水素を製造、液化水素として出荷 ・液化窒素、液化酸素等の産業ガスについても取扱	液化水素	高圧ガス保安法 （コンビ則等）	・各種設備、敷地境界等からの保安距離の確保 ・使用材料等の制限 ・耐圧性能、気密性能等に関する各種試験の実施
ロケット射場 （JAXA種子島宇宙センター）	・ロケット用燃料として、国内最大の液化水素タンク（540m ³ ）を保有 ・液化酸素等の他の高圧ガス、液化ガス供給設備も運用	液化水素	高圧ガス保安法 （一般則等）	・液化水素供給設備について、可燃性ガスや酸素設備との保安距離の確保 ・使用材料等の制限
有機ハイドライド実証プラント （千代田化工建設（株））	・水素化・脱水素化反応の連続運転を行うデモプラント ・TOL/MCHの貯蔵タンクも小規模ながらそれぞれ保有	TOL ／MCH	消防法 高圧ガス保安法	・屋外貯蔵タンク等について、高圧ガス設備など他施設との保安距離や保有空地の確保等 ・デモプラントの設備について、危険物保有設備等や保安物件に対する保安距離の確保等

【出典：水素発電に関する検討会（2015）：水素発電に関する検討会報告書】

1.4 水素発電所の立地条件

水素発電の目指すべき形態は水素専焼方式となっているが、過渡期には水素混焼方式が想定されており、まずは既存のLNG火力発電所に水素供給設備を付設することが考えられる。

このことから、当面はLNG発電所の立地条件が水素発電所（水素混焼方式）の立地条件となりうると考えられる。そこで、ここではLNG火力発電所（隣接するLNG貯蔵基地含む）の立地条件の整理をもって、水素発電所（水素貯蔵基地含む）の立地条件とすることとする。

1.4.1 用地条件

(1) 地形

発電所は台風、高潮、津波、地震などによる自然災害が少なく、発電所建設用地を確保できる広大な敷地が必要であり、冷却用水や燃料調達の確保、近隣への影響などを考慮することが必要となる。

現在国内にある天然ガス火力発電所は沿岸部に立地しており、これは発電所が大量利用する冷却用水となる海水を得やすいことや大型タンカーが寄港して燃料調達することに関連している。

(2) 地盤強度

地盤の状態は建設時の地盤改良工事などのコストに影響するため、地盤強度が硬質であるほどコストを低減でき、また安全性の確保が可能となる。

北海道電力株式会社石狩湾新港発電所建設の事例では、土木工事を地下構造物、設備工事を地上としている。

(3) 用地規模

発電所建設用地は100万kW級で5ha～20haの用地が必要になる。用地規模は貯蔵する燃料備蓄量に依存する。関東近隣のLNG基地ではそれぞれ3基から35基のLNGタンクが立地しており、用地規模もLNG基数に合わせて必要面積が異なる。

(4) 燃料調達

LNGタンクの燃料調達は海外からの調達が多く、アジア、オーストラリア、中東などと多様化している。大型タンカーによる輸送、LNG基地への燃料貯蔵を行う。発電ではLNG基地からパイプラインで調達する方法やLNG基地に近接して発電所を建設し、燃料を調達する。

1.4.2 ライフライン条件

(1) 冷却用水

ガスを燃焼させて発電した後に、さらに排熱を利用してボイラーで水を蒸発させ、蒸気タービンでも発電するのが、コンバインドサイクル方式である。この蒸気を水に戻す復水器の冷却に大量の冷却用水が必要となる。従来の臨海地域に建設する火力発電所では、海水を使って蒸気を冷却する水冷式が一般的である。その冷却に使った後の海水は

海に戻す仕組みになっている。

冷却水量は、100 万 kW 級発電所では水中放熱方式の場合で日量 120 万 m³余となっており、冷却塔利用による循環冷却方式の場合で日量 2.4 万 m³程度となる。

海水は流水としての利用は無料であり、水量も豊富である。かつ水中に放熱することにも適している。

しかし、漁業関係者との事前の調整が重要である。河川水を利用する場合は水利権の取得が必要で手続きに時間がかかる。しかし塩分の心配がなければ循環冷却用水として活用が可能である。都市部では下水処理場の処理水利用も検討されるが、水中放熱に必要な水量の確保に難点がある。

(2) 下水道

発電所からは給水ボイラーからのブロー、排熱回収ボイラーからの排水、事務所本館からの生活排水に加え、循環冷却方式の場合は冷却塔からのブローが発生するため、これらを下水道に排水する必要がある。

(3) 電力系統

発電所建設では整備コストの視点で見ると送電線と近接していることが望ましく、100 万 kW 級では 275kV (27.5 万 V) の送電線が必要となる。一方、再生可能エネルギーの固定価格買取制度開始以降、国内では電力系統が逼迫した状況であり、他の発電所との送電線接続規模による接続可否が立地場所を選定する一要因となる。

北海道は 27.5 万 V 送電線が南側に整備され、東北から九州までは 50 万 V 送電線が整備されている。ただし、東日本の 50Hz と西日本の 60Hz へ周波数を変換する周波数変換所に接続されている送電線は 27.5 万 V である。

1.4.3 地域住民との調和

(1) 地域住民

大規模火力発電所の立地には、地域住民の理解が大前提となる。

東燃ゼネラル石油は自社の埋立地に清水天然ガス発電所 170 万 kW の建設計画を推進している。建設予定地は J R 清水駅、駅前商店街、住宅地、高層マンションなど人口の密集する場所からわずか数百 m の隣接地である。南海トラフ巨大地震の危機が迫っている現在、膨大なガスを扱う巨大な発電所の建設に地域住民は反対している。

かつて大規模火力発電所の立地に対して地域住民は窒素酸化物 (NO_x) と膨大な二酸化炭素 (CO₂) による環境汚染を理由に反対した。また、二酸化炭素など温暖化ガスの排出量の増大が、地球環境問題を提起して反対運動を全国に広域化してきた。しかし、3.11 東日本大震災の経験を経て、大地震や津波によるガス爆発や、市街地に漏れ出し引火した場合の大惨事を危惧して反対するに至っている。

極端な条件設定を「想定外」とであるとしても理由にならない。科学的根拠により、時間をかけた丁寧な対応しか解決の方策はない。事業者には費用対効果を冷静に判断する能力が求められる。

1.5 検討対象キャリアの選定

1.5.1 水素キャリア貯蔵技術の現状と課題

水素キャリアについては、政府方針としても絞り込まれていない状況であるが、当面の有力キャリアである有機ハイドライドと液化水素の輸送・貯蔵技術の現状と課題は、下図のようにまとめられている。



図 1.5.1-1 水素輸送技術の現状と課題

【出典：資源エネルギー庁（2016）：水素発電と大規模水素供給システムの構築，次世代火力発電の早期実現に向けた協議会（第6回），資料1，p.10，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/jisedai_karyoku/pdf/006_01_00.pdf
 （2019年7月閲覧）】

1.5.2 検討対象キャリアの選定

前節に示したとおり，有機ハイドライドについては，貯蔵技術は確立済みであるのに対して，液化水素については，タンクの大規模化，ボイルオフ低減などの技術開発の必要性が示されている。

そこで，本研究会では，液化水素を検討対象として，研究課題を洗い出した上で，具体的にはどのような研究開発が必要かを明確にすることに取り組むものとした。

第2章 国内の液化水素（LH₂）等の大規模貯槽の性能と仕様調査

2.1 液化水素（LH₂）の特性調査

2.1.1 水素の基礎的物性

水素分子は2個の水素原子からなり、常温では無色・無臭の気体である。最も軽い気体であり、空気の約14分の1の重さしかない。液化水素(LH₂)は非常に低い沸点(-252.88℃)を有し、同じ重さでは気体水素の800分の1の体積となる。しかし、液化した状態であっても密度は低く 0.07g/cm³ である。水素分子自体は高い結合エネルギー (435.99kJ/mol) を有する安定した分子であるが、多くの元素と反応して様々な化合物を形成している。例えば良く知られているように水素は広い混合濃度範囲で用意に酸素と反応して燃焼し、水と結合エネルギー（熱、音、電気など）を生成する。この性質が水素をエネルギー媒体として利用することを可能にしている。表 2.1.1-1 に水素の基本的な物性を示す。

表 2.1.1-1 水素の基本物性

水素原子	
原子番号	1
原子量	1.00782519 (on ¹² C scale)
CAS Registry Number	12385-13-6
水素分子	
化学式	H ₂
化学構造	H·H
分子量	2.0159
外見	常温では無色，無臭の気体
密度（気体）	0.08988g/L (0℃, 1atm)
相対ガス密度（空気=1）	0.07
密度（液化）	70.8g/L (at-253℃)
融点	-259.35℃
沸点	-252.88℃ (at1atm)
水への溶解度	0.0214cm ³ /g (0℃, 1atm)
水素 1kg の発熱量	
高発熱量	141,900kJ, 33,900kCal, 39.4kWh
低発熱量	120,000kJ, 28,680kCal, 32.9kWh
発火温度	500-571℃
燃焼限界	4-76%（空气中 vol%）
CAS Registry Number	1333-74-0
UN Number	UN1049（気体），UN1966（液化）
RTECS Number	MW8900000

【出典：エンジニアリング協会：WE-NET Home Page/水素の物性，<https://www.ena.or.jp/WE-NET/phs/butsu.html>（2019年7月閲覧）】

2.1.2 水素の物理的性質

水素原子が結合して水素分子を生成するとき、2 個の水素原子の核スピンの平行（オルト水素）と反平行（パラ水素）という異なった性質の水素分子ができる。これらの水素分子は熱的な物性が異なる。パラ水素の方がエネルギー的に低い状態なので、オルト水素がパラ水素に変換するのは発熱反応といえる。これは LH_2 を利用する上では重要な事である。オルト水素とパラ水素の各温度における平衡組成を図 2.1.2-1 に、それらの間の変換熱量を表 2.1.2-1 に示す。

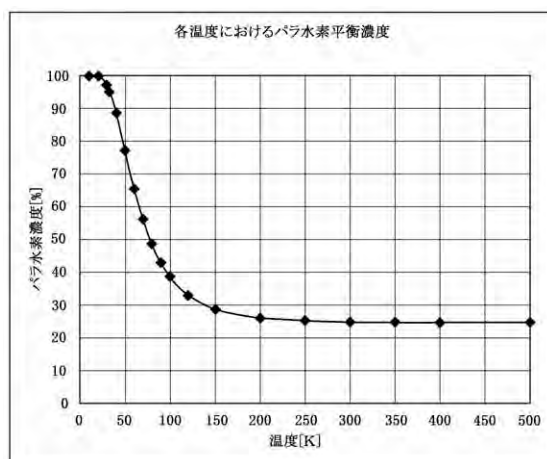


図 2.1.2-1 オルト水素とパラ水素の平衡組成（平衡組成中のパラ水素濃度）と温度の関係

【出典：阿部勲夫（2002）：水素の物性，水素エネルギーシステム，Vol. 27，No. 1】

常温ではオルト水素：パラ水素の平衡組成は 3：1 であり、これをノーマル水素と呼ぶ。 LH_2 の沸点での平衡組成はパラ水素が 90% であるため、ノーマル水素をパラ水素 90% の組成へ変換する時の発熱量は元の LH_2 の 64% を蒸発させる熱量と等しい。従って LH_2 は貯蔵前にオルト水素をパラ水素へ酸化鉄や酸化クロム等の変換用触媒を使って変換しておく必要がある。表 2.1.2-2 に水素ガスの物理的，熱学的特性を掲げる。

表 2.1.2-1 平衡組成の水素をパラ水素に変換するのに要する熱量

温度 (K)	平衡組成の水素をパラ水素に変換するのに要する熱量 (kJ/mol)
10	1.0627
50	1.0621
100	0.9710
200	0.3302
300	0.0556

【出典：阿部勲夫（2002）：水素の物性，水素エネルギーシステム，Vol. 27，No. 1】

表 2.1.2-2 水素ガスの物理的，熱力学的特性
(特に注記ない場合はすべて圧力が 101.3kPa (1atm)，温度が 0℃での値である)

物 性	単 位	ハ ⁺ ラ水素	ノ ⁻ マル水素
密度	(mol/cm ³) x10 ³	0.05459	0.04460
定圧モル比熱 Cp	J/(mol K)	30.35	28.59
Cp at25℃ and 100kPa	J/(mol K)	—	28.84
	J/(g K)	—	14.30
定積モル比熱 Cv	J/(mol K)	21.87	20.30
エンタルピー	J/mol	7,656.6	7,749.2
内部エネルギー	J/mol	5,384.5	5,477.1
エントロピー	J/(mol K)	127.77	139.59
粘度	mPa s(=cP)	0.00834	0.00834
熱伝導度	mW/(cm K)	1.826	1.739
誘電率 ε		1.00027	1.000271
自己拡散係数	cm ² /s	—	1.285
水中でのガス拡散能 at25℃	cm ² /s	—	4.8x10 ⁻⁵
解離熱 at 298.16K	kJ/mol	435.935	435.881

【出典：阿部勲夫（2002）：水素の物性，水素エネルギーシステム，Vol. 27，No. 1】

2.1.3 液化水素（LH₂）の物理的性質

LH₂は，水素ガスを-253℃に冷却することで得られる。液化と輸送貯蔵に關与する LH₂の物性値を LNG（メタン）や LPG（プロパン）と比較した關係を表 2.1.3-1 に示す。LH₂の主な特徴は，沸点（20K）と潜熱（31.4kJ/L）が非常に小さく，液とガスの密度が小さいこと等が挙げられる。LH₂を LNG と比較した場合，發熱量は同一重量では約 3 倍，同一容積では約 1/3 である。また，液体密度が約 1/6 と小さいため，例えば同じ容積の貯蔵タンクでは重量が小さくなる。さらに，蒸發潜熱は液体の単位容積で LH₂は LNG の約 1/7 であり，水素の場合，常温と沸点の温度差が 1.5 倍であることを考え合わせると，結果的に LNG に対し約 10 倍蒸發しやすいといえる。このため，LNG と同等の断熱性能を維持するためには断熱材の熱伝導率を 1/10 にするか，断熱材の厚さを 10 倍に増やす必要があるといえる。

LH₂は，密度が大気圧状態で 70.8kg/m³で他の水素貯蔵媒体と比較して重量貯蔵効率（水素貯蔵量/容器全体を含む全体重量）が高い。例として，図 2.1.3-1 に液化水素と圧縮水素ガスの各圧力での密度比較を示す。

表 2.1.3-1 液化水素 (LH₂) と他液化ガスの物性比較

項 目	単位	LH ₂	LNG(メタン)	LPG(プロパン)
化学式	(分子量 g/mol)	H ₂ (2)	CH ₄ (16)	C ₃ H ₈ (44)
沸点	K (°C)	20.3 (-253)	112 (-161)	231 (-42.1)
飽和液密度	kg/m ³	70.8	442.5	552
潜熱	kJ/L	31.4	225.9	—
	kJ/kg	444	510.5	426
低位発熱量	MJ/L	8.50	22.1	25.6
	kJ/g	120.0	50.0	46.4
カルノー仕事	(W/W)	13.8	1.69	—
最小液化仕事	kJ/g	12.0	1.09	—
	W/L/hr	236	129	—
最小液化仕事/ (低位発熱量)	割合 (%)	10	2.2	—
輸送適正効率	ϕ_M	1	0.61	0.62

【出典：神谷祥二（2006）：液体水素の輸送と貯蔵，水素エネルギーシステム，Vol. 31，No. 2】

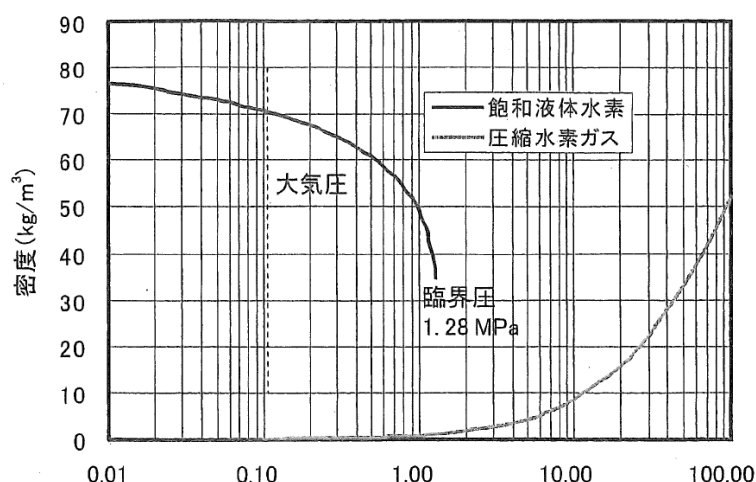


図 2.1.3-1 液化水素 (LH₂) と圧縮水素ガスの密度比較

【出典：神谷祥二（2010）：液体水素の安全性について，水素エネルギーシステム，Vol. 35，No. 4】

2.1.4 液化水素 (LH₂) の安全性

LH₂ の安全性について，米国における水素災害 287 件を調査し LH₂ と圧縮水素ガスの安全性比較を整理解析した結果を図 2.1.4-1 に示す。この統計によると，全災害 287 件のうち約 30% に当たる 86 件が LH₂ に関連する災害であり，この内 1 件が人身災害であった。一方，圧縮水素ガスは 201 件中の 199 件が人身災害に至っている。

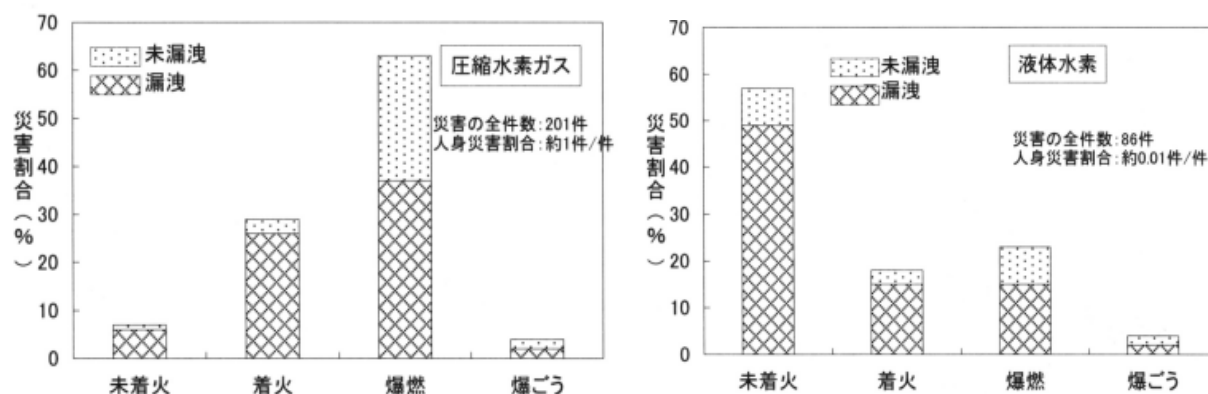


図 2.1.4-1 液化水素と圧縮水素ガスの災害別割合

【出典：神谷祥二（2010）：液体水素の安全性について，水素エネルギーシステム，Vol. 35，No. 4】

上図によると， LH_2 と圧縮水素ガスともに災害の多くが液やガスの漏洩・流出に起因している。また， LH_2 では未着火の割合が多く圧縮水素ガスでは着火，爆発に移行するケースが多いことが分かる。これは， LH_2 の場合，放出の運動量が小さく温度が低いことが未着火の要因と考えられる。さらに， LH_2 の漏洩ガスは大気中の水分を凝縮するので，漏れの状況が目視でき漏洩後の対策が容易であることも挙げられる。一方，圧縮水素ガスの場合は噴出圧力が高く，ガス流速も早いいため，ガス運動量が大きくなり着火爆発に至る確立が高くなるものと考えられる。

LH_2 が貯蔵容器から漏洩・流出する状況として以下のケースが想定される。

- ① 容器破損箇所から地面等に流出し急激に蒸発する。
- ② 配管等の欠損穴から液とガスの二相流が噴く。
- ③ 容器が完全崩壊して一瞬に全液が流出する。

特に大型貯蔵タンクでは③が重大事故につながる可能性がある。流出した LH_2 は，地面（液面）と接触すると急激に蒸発したあと，外気との熱交換により膨張し空気中の水分を凝縮した蒸気雲（Vapor cloud）状態で拡散する。その時に着火源があれば着火し，地面（液面）上の漏洩液にも着火伝播する。地面への液漏洩では蒸発量は徐々に減少するが，水面への漏洩の場合は，蒸発量が一定になる傾向になり液の蒸発時間は短くなる。 LH_2 が水から熱を吸収した分だけ水面が冷却され表面に薄氷が形成されるためである。

米国 NASA は，世界最大の LH_2 貯蔵タンク（内容積 $3,000\text{m}^3$ ）が破壊した事故シナリオを想定した大規模な LH_2 流出試験を行っている。試験は， LH_2 を 38 秒間で約 $5,110\text{m}^3$ を砂面に流出させ，蒸発拡散した大気中の水素濃度を測定したものである。図 2.1.4-2 は流出開始から 21 秒後の水素ガス濃度分布である。この図より，液のガス化は早くガス化後の上方への拡散が大きいことが見てとれる。この試験から， LH_2 を大量貯蔵するタンクにおいて，LNG タンク等で法的に適用される防液堤は水素の拡散を阻害するため設置は好ましくないとの興味ある知見を得ている。

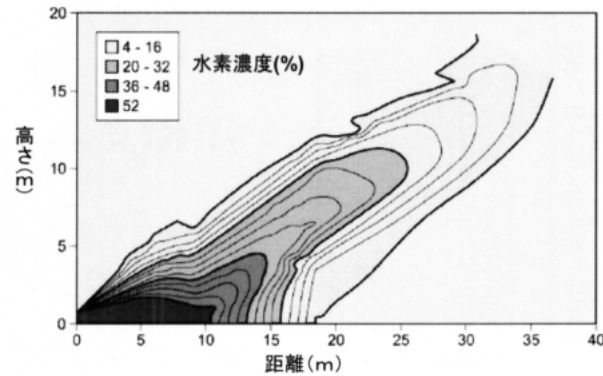


図 2.1.4-2 米国 NASA の大量漏洩試験結果

【出典：神谷祥二（2010）：液体水素の安全性について，水素エネルギーシステム，Vol. 35，No. 4】

次に， LH_2 ，液化窒素（ LN_2 ），液化酸素（ LOx ），LNG が瞬時に蒸発したとき（流出量 40m^3 ，地面に滞る液（Pool liquid）直径の変化の計算例を図 2.1.4-3 に示す。 LH_2 は滞る液の直径が約 12 秒で最大 18m になるが，他の液化ガスに比較して蒸発速度が速く地面に滞留する時間，量ともに小さい事がわかる。このことから， LH_2 は流出した際に短時間に蒸発拡散するので着火リスクが小さく安全性が高いといえる。

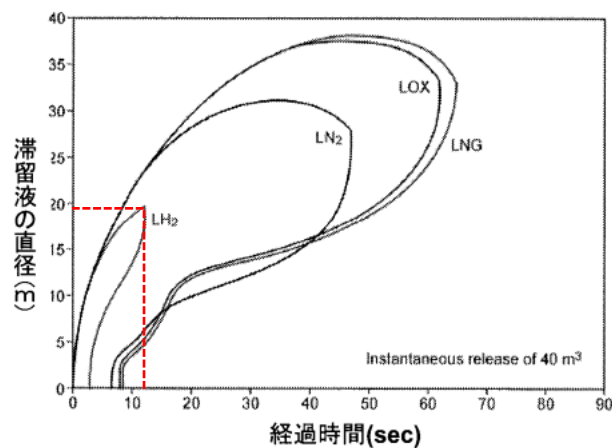


図 2.1.4-3 液化水素と液化ガスの滞留液の直径変化

【出典：神谷祥二（2010）：液体水素の安全性について，水素エネルギーシステム，Vol. 35，No. 4 に加筆】

以下，液化水素の取り扱いや貯蔵等に関する一般的な安全上の注意事項を列記する。

① 漏洩防止対策と漏洩時の対応について

- ・ 配管や弁に水分が付着していると凍結により亀裂や破壊等を生じて漏洩リスクが高まるため，十分に水分を取り除かなければならない。
- ・ 漏洩を直ちに検知できるように定置式のガス検知装置を設置し，作業中はポータブルガス検知器を使用しなければならない。
- ・ 屋内にあっては，換気装置を作動させておき，作業中はドアや窓は開放する。
- ・ 漏洩が発生した場合は直ちに遮断弁を閉じ，漏れた液化水素に散水して拡散さ

せる。

- ・ 安全弁、緊急遮断装置、ガス検知装置、換気装置、消火装置等は定期的に点検を行わなければならない
- ・ 少量の漏れでも蒸発すると体積が約 800 倍になるため、風通しの良い場所で取り扱うこと。

② 発火、爆発の防止対策

- ・ 摩擦や衝突による火花発生を防止するため、無花火工具を使用する。
- ・ 床面は火花を発生させない仕様とし、導電性がなければならない。
- ・ 付近の設備や金属は全て接地すること。
- ・ 使用する電気機器は防爆仕様とする。
- ・ 静電気防止を施した作業着と静電靴を着用すること。
- ・ 静電気除去シート等により帯電を防止すること。
- ・ 火気等の持込禁止区域を設定すること。

③ 貯蔵に関する注意事項

- ・ オルソ水素はパラ水素に変換するとき 168kcal/kg の熱を発生し、圧力を上昇させるため、貯蔵はパラ水素で行う。
- ・ 貯蔵容器は常に接地しておき、貯蔵場所に可燃物や酸化剤を置かない。
- ・ 貯蔵容器の温度上昇を防ぐため、加圧時を除き、排気弁は開いておく。
- ・ 貯蔵容器の容量の 90%を超えて貯蔵しないこと。
- ・ 電気火花、静電気、火気等の恐れのないようにすること。
- ・ 水素を長期間貯蔵しない時は、配管等を含めて不活性ガスによる置換を行わなければならない。

④ 輸送、移送に関する注意事項

- ・ 液化水素と空気の接触を避けるため、移送する前に空気をパージし、移送後は水素をパージする。
- ・ 極低温では、パージ用ガスとしてヘリウムガスを使用する。
- ・ 空気の漏入を避けるため、移送は負圧の環境下で行う。
- ・ 移送に伴って発生する静電気を除去するため、接地を行う。

⑤ 防火、消火に関する注意事項

- ・ 水素の炎は、通常見えないため風上側から安全な距離をとって消火する。
- ・ 消火器は、炭酸ガス消火器または粉末消火器が有効であり、特に粉末消火器は見えない炎を着色する利点がある。
- ・ 水による直接的な消火を行ってはならない。液化水素に対しては、注水によって熱源となり液化水素の蒸発を促進するため、直接注水しないこと。
- ・ 水素が着火した際、水素の漏洩が止まっていない場合には、再着火によって爆発する可能性があるため、周囲を水で冷却し、水素の漏洩が止まるまで消火しないこと。

⑥ 救急処置

- ・ 皮膚に付着し凍傷を生じた場合は、直ちに患部を微温水につけ、医師の治療を受けること。

- ・ 水素ガスに毒性はないが，空気中の酸素ガスと置き換わり，酸素欠乏症を引き起こす恐れがある。意識を失った場合は，新鮮な空気のある場所に移動させるとともに人工呼吸を行い，医師の治療を受けさせること。

⑦ その他

- ・ 装置等の材質として，低温脆性のある鉄を使用してはならない。

参考文献

- 1) エンジニアリング協会：WE-NET Home Page/水素の物性
- 2) 阿部勲夫（2002）：水素の物性，水素エネルギーシステム，Vol.27, No.1
- 3) 神谷祥二（2006）：液体水素の輸送と貯蔵，水素エネルギーシステム，Vol.31, No.2
- 4) 神谷祥二（2010）：液体水素の安全性について，水素エネルギーシステム，Vol.35, No.4

2.2 国内の LH₂ 貯槽および大規模 LNG 貯蔵施設の調査

2.2.1 国内の LH₂ 貯槽

(1) 液化水素 (LH₂) 貯槽の断熱方式

2.1 節でまとめられたとおり、液化水素の沸点は -252.88°C と極低温であるので、貯槽を検討する際には、断熱方法をどのようなものとするかが重要な技術となる。液化水素の断熱方式としては、現状ではパーライト真空断熱方式と積層真空断熱（スーパーインシュレーション）があるが、比較的容量が大きい貯槽では、パーライト真空断熱方式がとられている（表 2.2.1-1）。

表 2.2.1-1 各断熱方式の LH₂ 貯槽の最大容量

断熱方式	最大貯蔵容量 (国内：m ³)	最大貯蔵容量 (海外：m ³)
パーライト真空断熱	540	3,218
積層真空断熱 (スーパーインシュレーション)	200	760

【出典：エンジニアリング振興協会（1994）：水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）サブタスク 5. 水素輸送・貯蔵技術の開発第Ⅲ編】

パーライト真空断熱方式は、断熱層内に断熱材としてパーライト※を充填し、断熱層を 1×10^{-3} Torr 程度の真空になるよう排気することによって放射熱の侵入を防ぎ、自然対流を阻止して高い断熱効果を得るものである。一方、積層真空断熱方式は、 1×10^{-4} Torr 程度に真空排気された断熱層間に輻射率の高い薄膜状の材料をシールド板として熱伝導方向と直交するように何層か設置し、この層間の接触による熱的な短絡を防ぐためにシールド板間に薄い膜状の熱伝導率の低い材料をスペーサーとして入れ、シールド板とスペーサーとを交互に巻き付けたもので、パーライト真空断熱に比べ小さな断熱厚みでも高い効果を得る方式である。可搬式の液化水素タンクやコンテナに多く用いられている。（※パーライト：火山岩として産出されるパーライト原石や珪藻土等を高温で熱処理してできる人工発泡体で、ガラス質の岩石中に含まれる構造水がガス化して発泡したもの）

比較的実績が多い 50～100m³ の容量の貯槽では、断熱性能の目安である蒸発率は、パーライト真空断熱方式で 0.5%/日、積層真空断熱方式で 0.3%/日とされており¹⁾、高い断熱性能が要求される場合には積層真空断熱方式が採用されることになる。しかし、パーライト真空断熱方式の貯槽における貯槽容量と蒸発率の関係は、図 2.2.1-1 に示されるように、容量の増加によって蒸発率も減少する傾向がみられ、大規模貯蔵を前提とするならば、パーライト真空断熱方式にもメリットが大きいとみられる。参考として、大規模な低温燃料貯蔵施設である LNG 貯槽の事例を 2.2.2 項に示す。大規模 LNG 貯槽では地上式の場合に外気と貯槽内との温度差が大きいため、断熱方式としてパーライト真空断熱が用いられている。

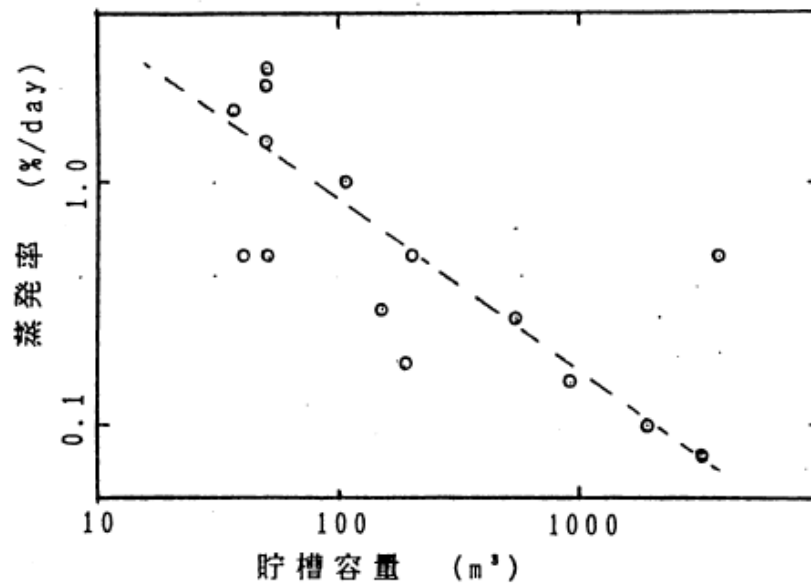


図 2.2.1-1 パーライト真空断熱方式の貯槽容量と蒸発率

【出典：エンジニアリング振興協会（1994）：水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）サブタスク 5. 水素輸送・貯蔵技術の開発第Ⅲ編】

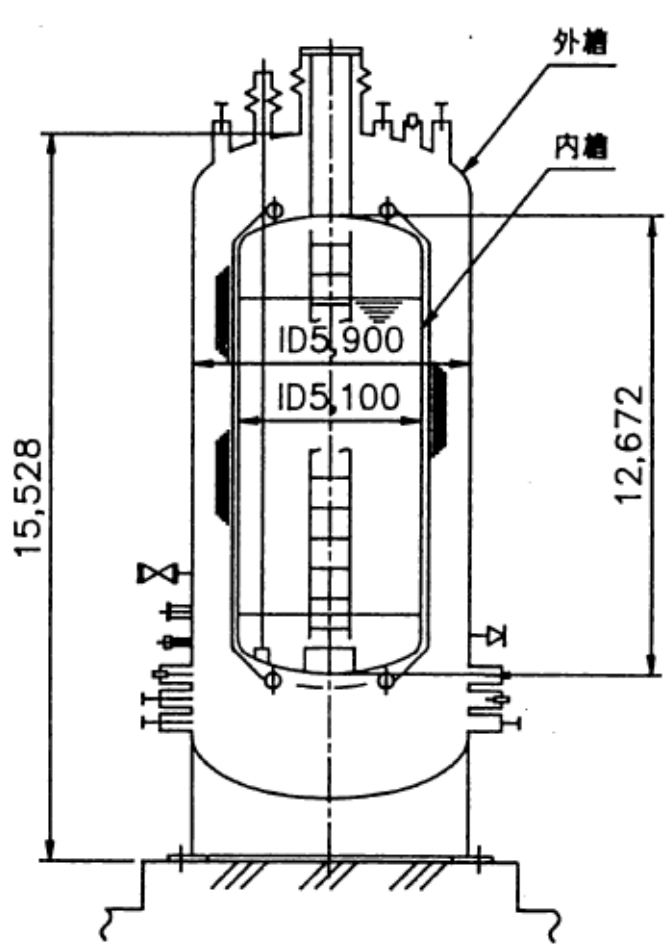
(2) 液化水素（LH₂）貯槽の形式

国内における液化水素（LH₂）の大容量貯槽はロケット燃料の貯蔵用が多く，貯槽の形式としては球形タンクおよび枕型タンクが採用されている。国内での大規模 LH₂ 貯槽（貯蔵容量 100m³ 以上）の実績のうち，球形タンクの事例を表 2.2.1-2 に，枕型タンクの事例を表 2.2.1-3～表 2.2.1-5 にまとめる。

表 2.2.1-2 LH₂球形タンクの事例

設置場所		JAXA 種子島宇宙センター
用 途		ロケットあるいは燃焼試験施設への供給用
仕 様	形 式	二重殻式球形貯槽
	貯蔵量	540m ³ ×3 基
	設計圧力	0.788 MPa (8.033kgf/cm ²)
	設計温度	−253 ~ +40 °C
	貯槽材質	SUS304L (内槽)
	入熱量	0.18 %/日
	断熱方式	パーライト真空断熱
	貯槽支持方法	ハンガーロッド形式
付帯設備	液送出設備	LH ₂ サービスタンクの LH ₂ を蒸発器でガス化し加圧圧送
	ガス処理設備	バーンポンド, ベントスタック
概要図	【出典：エンジニアリング振興協会（1994）：水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）サブタスク 5. 水素輸送・貯蔵技術の開発第Ⅲ編】	
	【出典：神谷祥二（2006）液化水素の輸送と貯蔵，水素エネルギーシステム，Vol. 31，No. 2】	

表 2.2.1-3 LH₂ 枕形タンクの事例（１）

設置場所		JAXA 種子島宇宙センター
用 途		ロケットエンジン試験用供給
仕 様	形 式	円筒型貯槽
	貯蔵量	213 m ³ × 1 基
	設計圧力	0.886 MPa (9.033kgf/cm ²)
	設計温度	-253℃ ～ +40℃
	貯槽材質	SUS304L
	入熱量	1.0 %/日
	断熱方式	多層断熱＋真空
	貯槽支持方法	外層からロッドにより吊り下げ
付帯設備	液送出設備	ガス加圧圧送
	ガス処理設備	ベントスタック
概要図		

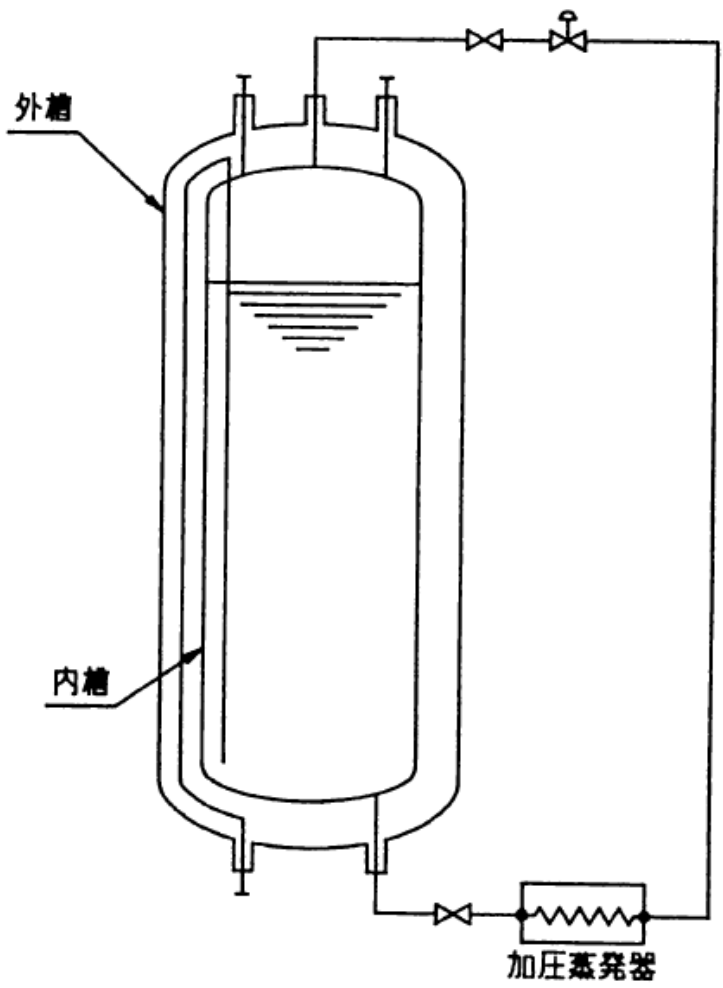
【出典：エンジニアリング振興協会（1994）：水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）サブタスク 5. 水素輸送・貯蔵技術の開発第Ⅲ編】

表 2.2.1-4 LH₂ 枕形タンクの事例（2）

設置場所		日本液体水素（株）南種子工場
用 途		LH ₂ 貯蔵・供給用
仕 様	形 式	パーライト真空断熱縦型タンク
	貯蔵量	100m ³ ×3 基
	設計圧力	0.396 MPa (4.033kgf/c m ²)
	設計温度	−253 ℃
	貯槽材質	SUS304L（内槽）
	入熱量	0.5 %／日
	断熱方式	パーライト真空断熱
	貯槽支持方法	ハンガーロッド
付帯設備	液送出設備	GH ₂ ガス加圧圧送
	ガス処理設備	ベントスタック，水素圧縮機による BOG 回収
概要図		

【出典：エンジニアリング振興協会（1994）：水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）サブタスク 5. 水素輸送・貯蔵技術の開発第Ⅲ編】

表 2.2.1-5 LH₂ 枕形タンクの事例（3）

設置場所		太平洋液化水素（株）大分工場（注：同社は 2014 年に解散）
用 途		LH ₂ 貯蔵用
仕 様	形 式	縦型パーライト真空断熱式
	貯蔵量	150m ³ × 2 基, 200m ³ × 2 基
	設計圧力	0.297 MPa (3.033kgf/cm ²)
	設計温度	−253 ℃（内槽）
	貯槽材質	SUS304L（内槽）
	入熱量	0.5 %／日
	断熱方式	パーライト真空断熱
	貯槽支持方法	ハンガーロッド
付帯設備	液送出設備	GH ₂ ガス加圧圧送（空温式蒸発器によりガス化し昇圧）
	ガス処理設備	ベントスタック，水素圧縮機による BOG 回収
概要図		

【出典：エンジニアリング振興協会（1994）：水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）サブタスク 5. 水素輸送・貯蔵技術の開発第Ⅲ編】

表 2.2.2-1 国内のLNG受入基地と貯蔵施設（（）内は建設中の施設）

No.	LNG基地名	所在地	所有者	適用法規	基地運用年	全体 貯蔵容量	タンク基数				タンク1基あたり貯蔵容量（kL）				タンク完成年	剛結	完全 埋設
							地上式		地下式		地上式		地下式				
							金属二重殻	PC	地下式	ビットイン	金属二重殻	PC	地下式	ビットイン			
1	石狩LNG基地	北海道	北海道ガス	ガス事業法	2012	380,000 (840,000)		1				180,000			2013		
								1				200,000			2016		
								(1)				230,000			2018（予定）		
								(1)				230,000			2020（予定）		
2	八戸LNGターミナル	青森	JXTGエネルギー	ガス事業法	2015	280,000			2			140,000			2015		
3	新仙台火力発電所	宮城	東北電力	電気事業法	2015	320,000		1				160,000			2015		
								1				160,000			2016		
4	港工場	宮城	仙台市ガス局	ガス事業法	1997	80,000				1			80,000		1997		
5	（相馬LNG基地）	福島	JAPEX	ガス事業法	2018（予定）	(230,000)		1				230,000			2017		
								1				230,000			2016		
6	日立LNG基地	茨城	東京ガス	ガス事業法	2016	230,000 (460,000)			(1)			230,000			2020（予定）		
7	袖ヶ浦工場	千葉	東京ガス	ガス事業法	1973	1,610,000	3				(N.A)				(N.A)		
									2				60,000		1974		
									4				60,000		1976		
									2				60,000		1977		
									1				60,000		1978		
									1				62,000		1979		
									1				58,000		1979		
									2				130,000		1982		
									1				130,000		1984		
									1				140,000		1985		
									1				130,000		1989		
									1				140,000		1993		
		東京電力	電気事業法	1,060,000	6				(N.A)				(N.A)				
							2				60,000		1979				
							1				60,000		1981				
							4				90,000		1984				
							2				90,000		1985				
							2				90,000		1986				
8	富津基地	千葉	東京電力	電気事業法	1985	1,110,000 (1,360,000)			2				125,000		1991		
									2				125,000		1999		
									2				125,000		2002		
									(2)				125,000		2018（予定）	○	
									1				60,000		1983		
									6				60,000		1984		
9	東扇島基地	神奈川	東京電力	電気事業法	1984	540,000			2				60,000		1987		
									1				200,000		1998		○
									1				200,000		2000		○
									1				200,000		2003		○
10	扇島工場	神奈川	東京ガス	ガス事業法	1998	850,000			1				250,000		2013		○
									1				200,000		2000		○
									1				200,000		2003		○
									1				250,000		2013		○
11	根岸工場	神奈川	東京ガス・東京電力	ガス事業法 電気事業法	1969	1,180,000	1				25,000				(N.A)		
							2				35,000				(N.A)		
							3				45,000				(N.A)		
									1				95,000		1977		
									1				95,000		1978		
									1				95,000		1981		
									1				95,000		1982		
									2				85,000		1994		
									1				200,000		1995		
									1				200,000		1996		
12	新潟基地	新潟	日本海エル・エヌ・ジー （東北電力・政投銀・新潟県・JAPEX他）	高圧ガス保安法	1984	720,000	4				80,000				(N.A)		
						4				100,000				(N.A)			
13	上越火力発電所	新潟	中部電力	電気事業法	2012	540,000			3			180,000			2012		
14	直江津LNG基地	新潟	国際石油開発帝石	ガス事業法	2013	360,000			2			180,000			2013		
15	（富山新港火力発電所）	富山	北陸電力	電気事業法	2018（予定）	(180,000)			(1)			180,000			2018（予定）		
16	清水LNG祖師基地	静岡	清水エル・エヌ・ジー （静岡ガス・東燃）	高圧ガス保安法	1996	337,000				1			83,000		1996		
										1			94,000		2000		
										1			160,000		2009		○
17	知多LNG共同基地	愛知	東邦ガス・中部電力	ガス事業法	1978	300,000	4				75,000			1978			
18	知多LNG事業所	愛知	知多エル・エヌ・ジー （中部電力・東邦ガス）	高圧ガス保安法	1983	640,000	6				80,000			1983			
									1				160,000		1998		
19	知多緑浜工場	愛知	東邦ガス	ガス事業法	2001	620,000				1			200,000		2001		
									1				200,000		2009		○
									1				220,000		2016		○
20	川越火力発電所	三重	中部電力	電気事業法	1997	840,000	4				120,000				1997		
								2				180,000			2013		
21	四日市工場	三重	東邦ガス	ガス事業法	1991	160,000	2				80,000				(N.A)		
22	四日市LNGセンター	三重	中部電力	電気事業法	1988	320,000	4				80,000				(N.A)		
23	堺LNGセンター	大阪	堺エル・エヌ・ジー （関電・コスモ石油・岩谷産業・宇部興産）	高圧ガス保安法	2006	560,000		3				140,000			2006		
								1				140,000			2017		
24	泉北製造所第一工場	大阪	大阪ガス	ガス事業法	1972	275,000			1			230,000			2015		
										1			45,000		1975		
25	泉北製造所第二工場	大阪	大阪ガス	ガス事業法	1977	1,585,000	15				75,000				(N.A)		
								1				140,000			1993		
								1				140,000			1997		
								1				180,000			2000		
26	姫路製造所	兵庫	大阪ガス	ガス事業法	1984	740,000	7				80,000				(N.A)		
								1				180,000			2003		
27	姫路LNG基地	兵庫	関西電力	電気事業法	1979	520,000	1				40,000				(N.A)		
							6				80,000				(N.A)		
28	水島LNG基地	岡山	水島エルエヌジー （JXTGエネルギー・中国電力）	高圧ガス保安法	2006	320,000		1				160,000			2005		
								1				160,000			2011		
29	廿日市工場	広島	広島ガス	ガス事業法	1996	170,000				1				85,000	1996		
										1				85,000	2003		
30	柳井基地	山口	中国電力	電気事業法	1990	480,000	3				80,000				1990		
							1				80,000				1991		
							2				80,000				1996		
31	坂出LNG基地	香川	坂出LNG （四国電力・コスモ石油・四国ガス）	高圧ガス保安法	2010	180,000			1			180,000			2010		
32	戸畑基地	福岡	北九州エル・エヌ・ジー （九州電力・新日鐵住金）	高圧ガス保安法	1977	480,000	6				60,000				1977		
							2				60,000				1983		
33	ひびきLNG基地	福岡	ひびきエル・エヌ・ジー （西部ガス・九州電力）	ガス事業法	2014	360,000			2			180,000			2014		
34	長崎工場	長崎	西部ガス	ガス事業法	2003	35,000				1			35,000		2003		
35	大分LNG基地	大分	大分エル・エヌ・ジー （九州電力・大分ガス）	高圧ガス保安法	1990	460,000		3			80,000				1990		
								1			80,000				1993		
								1			140						

【出典：資源エネルギー庁（2012）：我が国の天然ガス及びその供給基盤の現状と課題，総合資源エネルギー調査会 総合部会 天然ガスシフト基盤整備専門委員会（第1回），資料6を加筆・修正，
http://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11049177/www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/kiban_seibi/001_06_00.pdf（2019年7月閲覧）】

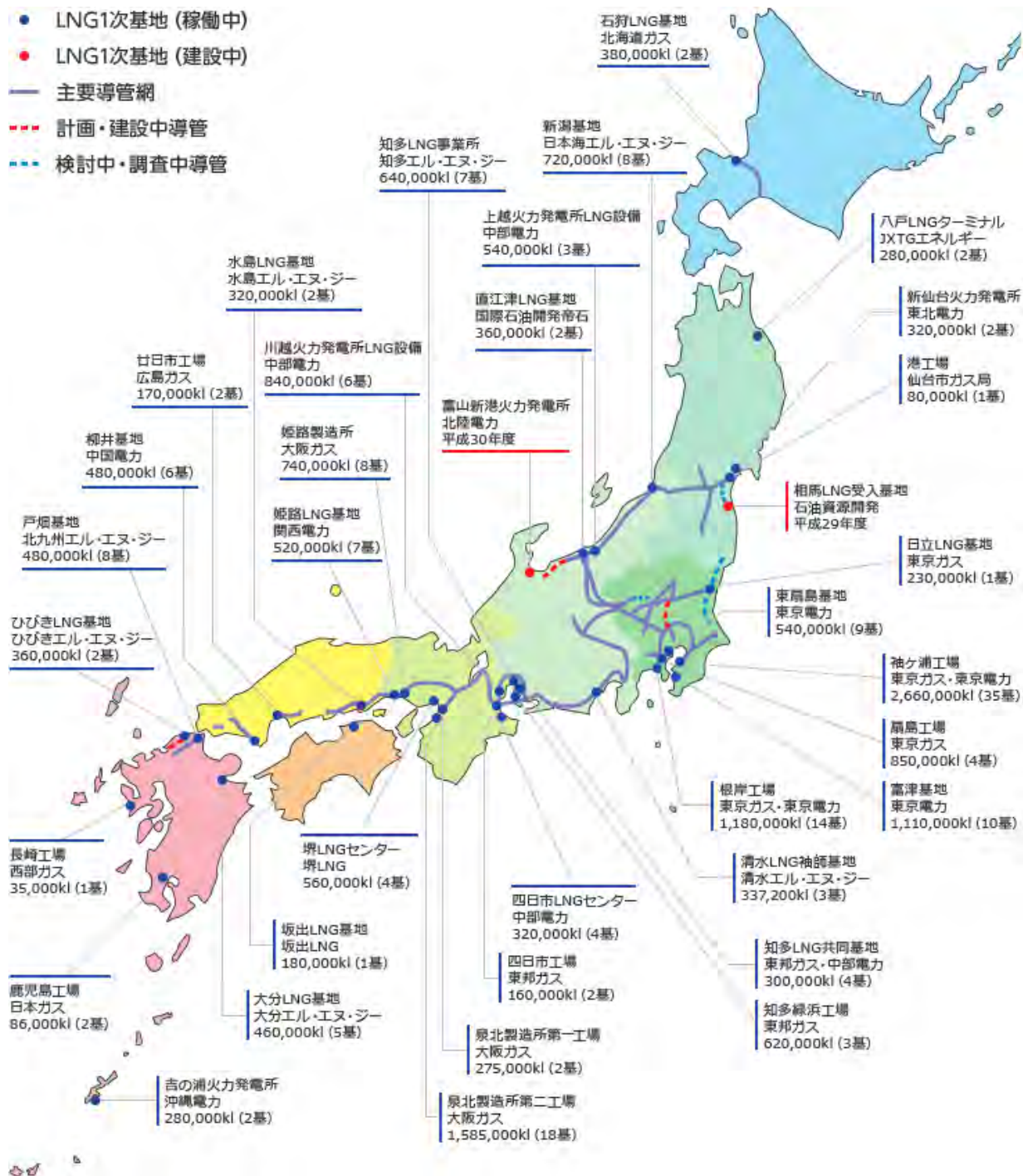


図 2.2.2-2 日本国内の LNG 基地および導管網

【出典：日本ガス協会ホームページ，<http://www.gas.or.jp/gastodokumade/>（2019年7月閲覧）】

2018年2月時点で，国内のLNG受入基地に設置されているLNGタンク数は193基であり，タンク形式ごとの基数は金属二重殻式91，PC式33，地下式67，ピットイン式2となる（建設・計画中の施設を除く）。総貯蔵容量は19,098,000kLで，金属二重殻式6,805,000kL，PC式5,216,000kL，地下式6,907,000kL，ピットイン式170,000kLである。

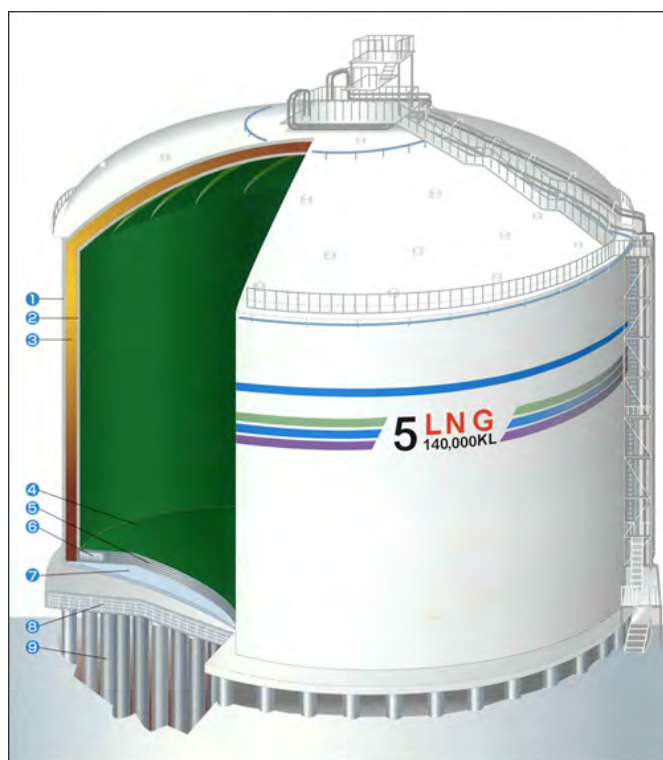
(3) LNG タンクの形式

国内の LNG 受入基地で建設されている LNG タンクの形式と特徴を以下に示す⁶⁾。

① 金属二重殻式タンク（地上式）（図 2.2.2-3，表 2.2.2-2）⁷⁾

内槽の底部が平板，側部が円筒，屋根がドーム型の形状であり，その外側を同形の
外槽で包み，内外槽間の空間にパーライト等の断熱材と不活性ガス（窒素）を充填し
た構造である。液面変化等による内外槽間の窒素ガスの体積変化を吸収するため，ブ
リージングタンクと呼ばれるクッションタンクが付属している。内槽の材料には低温
強度，加工性が要求されるが，溶接性，経済性等を考慮して 9%ニッケル鋼やアルミ
ニウム合金，外槽には炭素鋼が使用されている。また，地中の水分凍結による地表の
凍上現象を防ぐため，高床式にしたり，地面をヒーターで加熱したりする。タンクの
周辺には，防液堤および高発泡設備等の防災設備が設置される。

これまでに世界で建設された LNG タンクの中では最も実績が多い。



- (1) 外槽側板 (SS400)
- (2) 内槽側板 (9%ニッケル鋼)
- (3) 保冷材 (パーライト) 及び窒素封入
- (4) 内槽底板 (9%ニッケル鋼)
- (5) 保冷材 (泡ガラス) 及び窒素封入
- (6) 保冷材 (パーライトコンクリートブロック)
- (7) 外槽底板 (SS400)
- (8) 鉄筋コンクリート床基礎
- (9) 鋼管支持杭

図 2.2.2-3 金属二重殻式タンクの例

【出典：大分エル・エヌ・ジー株式会社ホームページ，LNG 貯蔵タンク，
https://www.oitalng.co.jp/equipment/storage_tank.php（2019 年 7 月閲覧）】

表 2.2.2-2 金属二重殻式 LNG タンクの国内実績

容量（万 kℓ）	0.45 ～ 14.0
内槽径寸法（mm）	79,000 以下
液深（mm）	28,628 以下
設計内圧（kPa）	15.7 以下
防液構造	一重壁，二重壁，二重壁+盛土併用
断熱仕様	ハ°-ライト+N ₂ 封入，泡硝子，ハ°-ライトコンクリート

②PCLNG タンク（地上式）（図 2.2.2-4，表 2.2.2-3）⁸⁾

金属製内槽，保冷材（パーライト）およびそれを保持する PC（プレストレストコンクリート）構造の外槽で構成されているタンク。金属二重殻式タンク本体と PC 防液堤を一体化したコンセプトで，二次容器としての外槽の機能強化を図っている。LNG の受入および払い出しは屋根部分から行うため，ポンプバレルと呼ばれるパイプが，屋根を貫通して底板付近まで達している。

近年世界で設置されるタンクの主流となっており，国内においても，2000 年以降に LNG 受入基地に建設された地上式タンクについてはすべてこの形式が採用されている。コンクリート壁にあらかじめ圧縮力を与えることで，LNG が漏洩した時の液荷重に対してもひび割れを起こすことなく合理的に耐えることができ，優れた貯液性能を発揮する。また，外槽と防液堤の間のスペースが不要となるため，金属二重殻式と比較して敷地の利用効率が高く，限られた敷地内で大容量化が可能であり経済的にも有利とされる。

国内の大規模タンクでは，1993 年完成の大阪ガス泉北製造所第二工場 16 号タンク（貯蔵容量 140,000kL）で初めて採用された。以後，大容量化が進み，最近では 230,000kL のタンクが各所に建設されている。

表 2.2.2-3 PCLNG タンクの国内実績

容量（万 kℓ）	0.1 ～ 23.0
内槽径寸法（mm）	87,000 以下
液深（mm）	38,700 以下
設計内圧（kPa）	20 以下
防液構造	プレキャストコンクリート
断熱仕様	ハ°-ライト+N ₂ 封入，泡硝子，ハ°-ライトコンクリート

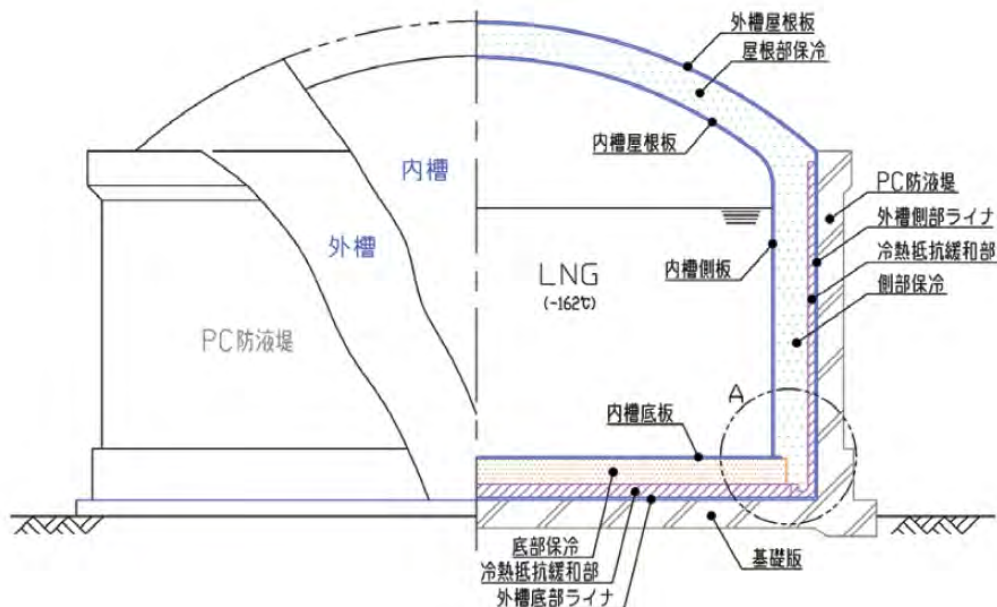


図 2.2.2-4 PCLNG タンクの基本構造

【出典：塚本（2013）：PC 構造の防液堤を有した LNG タンク〔PCLNG タンク〕の保冷構造と施工，ニチアス技術時報，No. 4，<https://www.nichias.co.jp/research/technique/pdf/363/09.pdf>（2019 年 7 月閲覧）】

③地下式タンク（地下式）（図 2.2.2-5，表 2.2.2-4）⁹⁾

コルゲーションのついた SUS 製のメンブレン（厚さ約 2mm の薄膜）を，地下に設置した RC 製躯体の内側に保冷材（PUF：硬質ポリウレタンフォーム）を介して取りつけた構造のタンク。メンブレンにはコルゲーションと呼ばれる波型が加工されており，LNG 冷熱による温度伸縮を吸収している。LNG 液は，タンク底部近くに配置された液中ポンプによって，払い出される。また，タンクの底部および側部には地盤の凍結を制御するためヒーターが設置される。

地上式のタンクと異なり LNG 貯蔵時の液面が地表面以下にあるため，万一の漏洩時にも LNG が地表に流出する可能性がなく，防液堤が不要とされている。また，地上式タンクと比較して離隔距離規程が緩和されるため，限られた敷地内で大容量化が可能となる。さらに，地表に見えるのは屋根ドーム部のみか，完全埋設型の場合は地表からまったく見えないため，周囲景観との調和というメリットもある。

日本で開発され，LNG が日本に初めて導入された翌年の 1970 年に貯蔵容量 10,000kL の第 1 号（東京ガス根岸工場 T-7 LNG 貯槽）が建設されて以来，国内で多くの実績を有する他，現在は韓国をはじめ海外でも適用されている。1998 年には屋根材の上を覆土した完全埋設型の地下タンク（東京ガス扇島工場 TL-11 LNG 貯槽）が実用化され，さらに 2013 年には世界最大となる 250,000kL の完全埋設型地下タンク（東京ガス扇島基地 TL-22 LNG 貯槽）が建設されている。

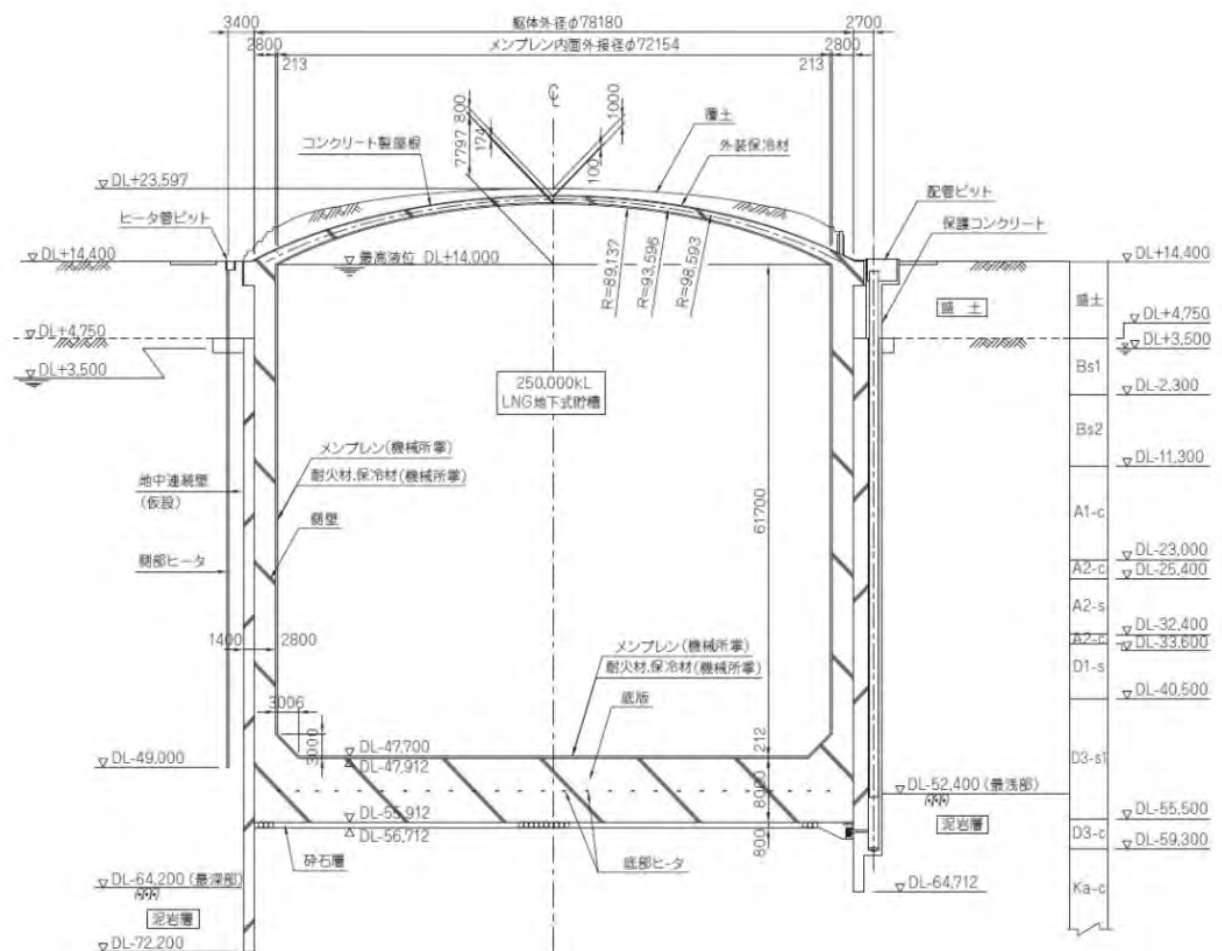


図 2.2.2-5 地下式タンクの例

【出典：松井（2014）：世界最大容量 25 万 kL LNG 地下タンクの設計施工，清水建設土木ウォータリー，Vol.184】

表 2.2.2-4 地下式 LNG タンクの国内実績

容量（万 kℓ）	0.065 ～ 25.0
内槽径寸法（mm）	10,000 ～ 72,000
液深（mm）	8,300 ～ 61,700
設計内圧（kPa）	23.5 以下
防液構造	メンブレン（ステンレス）
断熱仕様	ポリウレタンフォーム
その他付帯設備	地盤凍結防止ヒーター

④ピットイン式タンク（地下式）（図 2.2.2-6，表 2.2.2-5）¹⁰⁾

金属二重殻式タンクを地中に掘削したピット内に設置する形式のタンクであり，景観対策や敷地の制約などの条件により採用される。国内では広島ガス廿日市工場に貯蔵容量 85,000kL のタンクが 2 基建設されている。LNG の受入および払い出しは，PC LNG タンクや地下式タンクと同じく，屋根部で貫通したポンプバレルや配管を通じて行う。

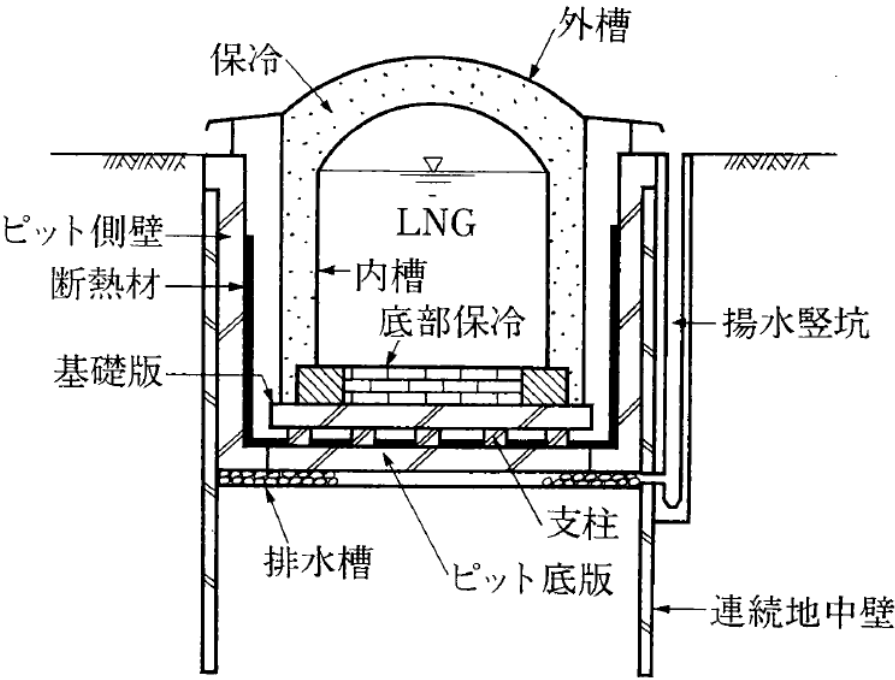


図 2.2.2-6 ピットイン式タンクの基本構造

【出典：岡本ほか（1994）：ピットイン式 LNG 貯槽（8 万 5000kL）の建設，コンクリート工学，Vol. 32】

表 2.2.2-5 ピットイン式タンクの国内実績

容量（万 kℓ）	8.5
内槽径寸法（mm）	53,700
液深（mm）	37,700
設計内圧（kPa）	-
防液構造	ピットイン
断熱仕様	金属 2 重殻式と同

(4) LNG 地下式貯槽の建設技術の変遷

わが国で開発・実用化され、数多くの実績とともに発展した LNG の地下式貯槽について、中野（2003）¹¹⁾はその開発の歴史を年代順に、設計構築技術の確立を目指した開発段階（第一世代）、大容量化（第二世代）、高品質化・経済性（第三世代）の3つのステージに区分している（図 2.2.2-7）。各ステージの概要について、中野（2003）より引用して以下に示す。

① 第一世代：設計構築技術の確立を目指した開発発展（1970 年～1980 年代前半）

「LNG の最高液面を地盤面以下とし、万が一の際にも地表面流出がない」という考え方は、1960 年代にアルジェリアおよびイギリスで、凍結土壌素掘り式貯槽で初めて実現された。これらのタンクでは地盤凍結工法による凍結土により側部と底部を構成して地下水圧、土圧を支持し、同時に液密性・気密性を期待したものであった。

これに対し日本においては、側壁・底版に RC 躯体を用い、その内側に液密・気密のためのメンブレンと保冷材を設定した独自の地下式貯槽を開発し、1970 年に貯蔵容量 10,000kL の試験貯槽が初めて稼働された。引き続き 1970 年代から 1980 年初めまでに、砂質の透水性地盤である東京ガス袖ヶ浦基地において貯蔵容量 60,000kL の地下式貯槽を、また、軟岩の不透水性地盤の東京ガス根岸基地で貯蔵容量 60,000～95,000kL の地下式貯槽が建設された。第一世代の地下式貯槽における技術開発の主要課題は設計構築技術の確立であった。

1976 年には日本ガス協会内に液化天然ガス用貯槽保安調査委員会が設置され、凍土、構造、耐震および保安に関する調査、実験および審議が実施された。その成果として、1979 年に、LNG 地下式貯槽の計画、建設から維持管理までのすべての範囲にわたる技術指針および保安対策指針をまとめた「LNG 地下式貯槽指針」が同協会から発刊された。

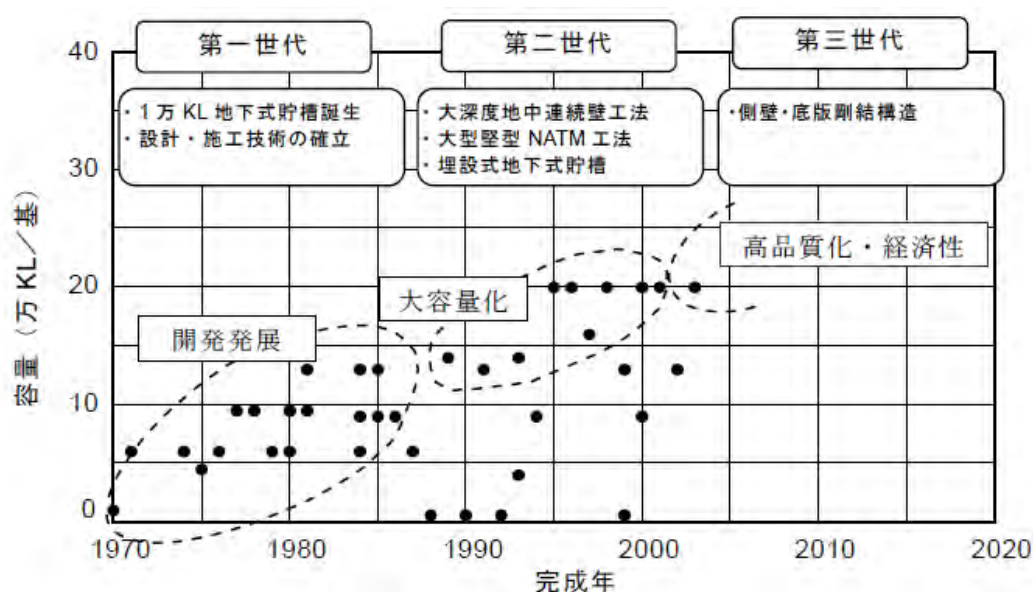


図 2.2.2-7 LNG 地下式貯槽建設技術の変遷

【出典：中野（2003）：厳しい立地環境に建設する LNG 貯槽の開発，高知工科大学博士論文】

②第二世代：大容量化（1980 年代前半～1990 年代後半）

日本経済の高度成長およびエネルギーのクリーン化にともなう LNG 需要の急激な伸びに対し、限られた敷地内に大容量の地下タンクを建設する必要性にせまられ、従来の容量を大幅にアップさせた地下タンクの建設が始められた。1980 年代前半から 1990 年代後半にかけて、大深度地中連続壁工法、大型堅型 NATM 工法などに関する技術開発を行い、1980 年半ばには貯蔵容量 130,000～140,000kL の地下式貯槽が相次いで建設され、1995 年には当時としては世界最大の貯蔵容量 200,000kL の地下式貯槽が建設された。さらに、1998 年には屋根を側壁・底版と同様の RC 製とした初の完全埋設式地下式貯槽（東京ガス扇島工場 TL-11 LNG 貯槽）が建設された。

③第三世代：高品質化・経済性（1990 年代後半～）

1990 年代後半から現在にいたる第三世代は、高品質化・経済性の世代とされる。従来、耐水圧強度版形式の LNG 地下式貯槽では、経済性の面から側壁と底版の結合部に目地を設け、側壁と底版を分離したピン構造を採用している。この目地部には側壁・底版間の荷重を伝達するための結合材などが設置されている。これに対し、LNG 地下式貯槽のもつ信頼性、安全性に加え経済性をさらに向上させたのが側壁・底版剛結合構造である（図 2.2.2-8）。剛結合構造は、2003 年に完成した 200,000kL の地下式貯槽（東京ガス扇島工場 TL-12 LNG 貯槽）初めて適用され、これ以降、現在までに建設されたすべての LNG 地下式貯槽（表 2.2.2-1 に表示）に採用されている。

現在、建設中の最新の LNG 地下式貯槽では、側壁・底版部に高強度・高流動の RC を採用することにより更なる品質の向上が図られるとともに、構造や施工方法の合理化による工期短縮・コスト削減の取り組みが続けられている。また、これらの技術の進展にともない、日本ガス協会において「LNG 地下式貯槽指針」の改訂作業が進められ、2012 年に同指針の改訂版が発刊されている。

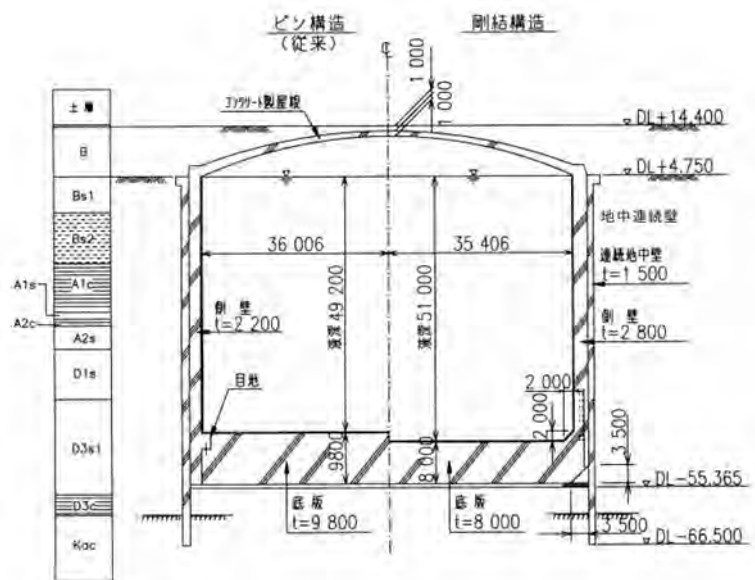


図 2.2.2-8 側壁・底版のピン構造と剛結合構造の比較

【出典：中野（2003）：厳しい立地環境に建設する LNG 貯槽の開発，高知工科大学博士論文】

参考文献

- 1) エンジニアリング振興協会（1994）：水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）サブタスク 5. 水素輸送・貯蔵技術の開発第Ⅲ編，平成 5 年度成果報告書，pp.73-96
- 2) 神谷祥二（2006）：液体水素の輸送と貯蔵，水素エネルギーシステム，Vol.31, No.2, pp.26-31
- 3) 大阪ガス(株)ホームページ：都市ガスとしてお届けするまで
(<http://www.osakagas.co.jp/company/efforts/eco/clean/>（2019 年 7 月閲覧）)
- 4) 資源エネルギー庁（2012）：我が国の天然ガス及びその供給基盤の現状と課題（総合資源エネルギー調査会総合部会 第 1 回天然ガスシフト基盤整備専門委員会，資料-6
- 5) 日本ガス協会ホームページ：日本の LNG 基地と主要導管網
(<http://www.gas.or.jp/gastodokumade/>（2019 年 7 月閲覧）)
- 6) 久保尚重（2000）：世界の LNG タンク動向と地上式 LNG タンクの最新技術，圧力技術，第 38 巻，第 3 号，pp.169-181
- 7) 大分エル・エヌ・ジー(株)ホームページ
(https://www.oitalng.co.jp/equipment/storage_tank.php（2019 年 7 月閲覧）)
- 8) 塚本徹（2013）：PC 構造の防液堤を有した LNG タンク（PCLNG タンク）の保冷構造と施工，ニチアス技術時報，No.4, pp.47-52，
<https://www.nichias.co.jp/research/technique/pdf/363/09.pdf>（2019 年 7 月閲覧）)
- 9) 松井淳（2014）：世界最大容量 25 万 kl LNG 地下タンクの設計施工，清水建設土木クォーターリー，Vol.184, pp.42-71
- 10) 岡本博禎・東野昭典・神田輝明・黒坂敏正（1994）：ピットイン式 LNG 貯槽（8 万 5000kl）の建設，コンクリート工学，Vol.32, No.4, pp.40-53
- 11) 中野正文（2003）：厳しい環境に建設する LNG 貯槽の開発，高知工科大学博士論文

2.3 国内の液化水素大規模貯槽研究事例の調査

2.3.1 WE-NET（水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術研究開発）の概要

WE-NET (World Energy Network：水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術研究開発)は、地球上に広くかつ豊富に存在する水力、太陽光、風力等の再生可能エネルギーを水素等の輸送可能な形に転換し、世界の需要地に輸送し、発電、輸送用燃料、都市ガス等の広範な分野で利用するネットワークの導入を可能とすることを目的として1993年から開始された。これは、世界的規模での温室効果ガスの排出削減、国際エネルギー需給の緩和等エネルギー・環境問題の同時解決に資するものである。

第1期研究開発は、長期的構想に基づいた、水素を二次エネルギーとする再生可能エネルギー供給・利用のネットワーク構築のための中核要素技術開発を目的として、1993年から1998年までの6年間継続実施してきた。

その後、プロジェクトの全体構想の見直しがなされ、長期目的を堅持しつつ短・中期化構想の導入（実用化を図ること、水素エネルギーの社会への導入促進をすること）、水素源の多様化、水素分散利用技術重視等の諸施策を取り込み、第2期研究開発として1999年から取り組んできた。第2期研究開発は2003年までの予定だったが、1年前倒しで2002年に終了し、新たなプロジェクトである「水素安全利用等基盤技術開発」に移行した。

「水素安全利用等基盤技術開発」は、我が国のエネルギー供給の安定化・効率化、地球温暖化問題（CO₂）・地域環境問題（NO_x、PM等）の解決、新規産業・雇用の創出、水素エネルギー社会の実現等に資するため、固体高分子形燃料電池の早期の実用化・普及を目指す「固体高分子形燃料電池／水素エネルギー利用プログラム」の一環として実施された。

WE-NET 第1期、第2期研究開発は、それぞれ、図 2.3.1-1、図 2.3.1-2 に示す開発体制で実施された。

第1期においては、9つのサブタスクに分かれての研究開発となり、サブタスク5において、「水素輸送・貯蔵技術の開発」が実施され、その中で「液体水素貯蔵設備の開発」が実施された。第2期においては、12のタスクに分かれての研究開発となり、タスク9において、「液体水素輸送・貯蔵技術の開発」が実施された。

参考文献

- 1) エンジニアリング協会ホームページ：WE-NWT プロジェクト終了，
https://www.ena.or.jp/WE-NET/newinfo/station_taka_j.html

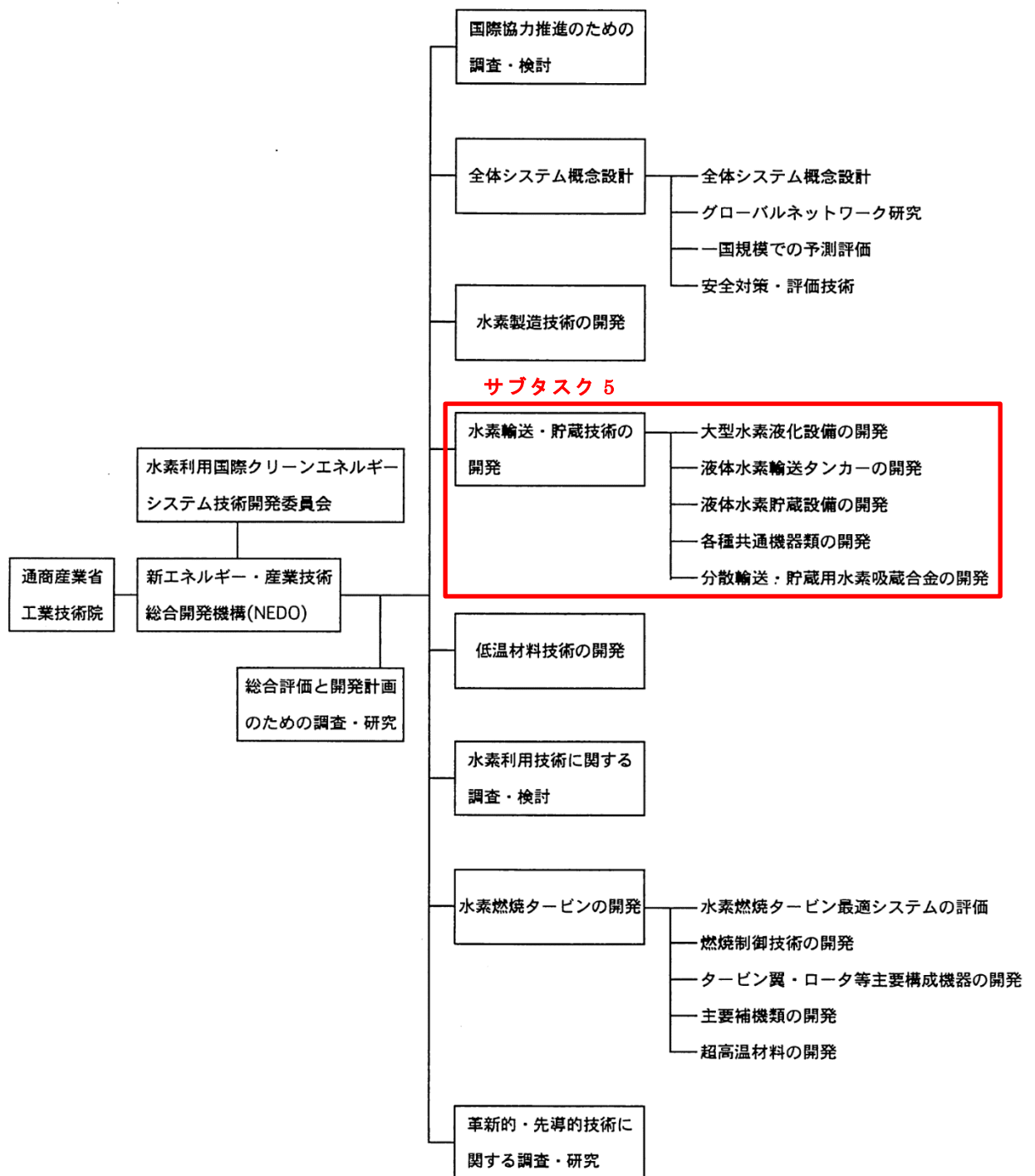


図 2.3.1-1 水素利用クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）開発体制（第 1 期）

【出典：新エネルギー・産業技術総合開発機構（1994）：WE-NET 平成 5 年度成果報告書概要集】

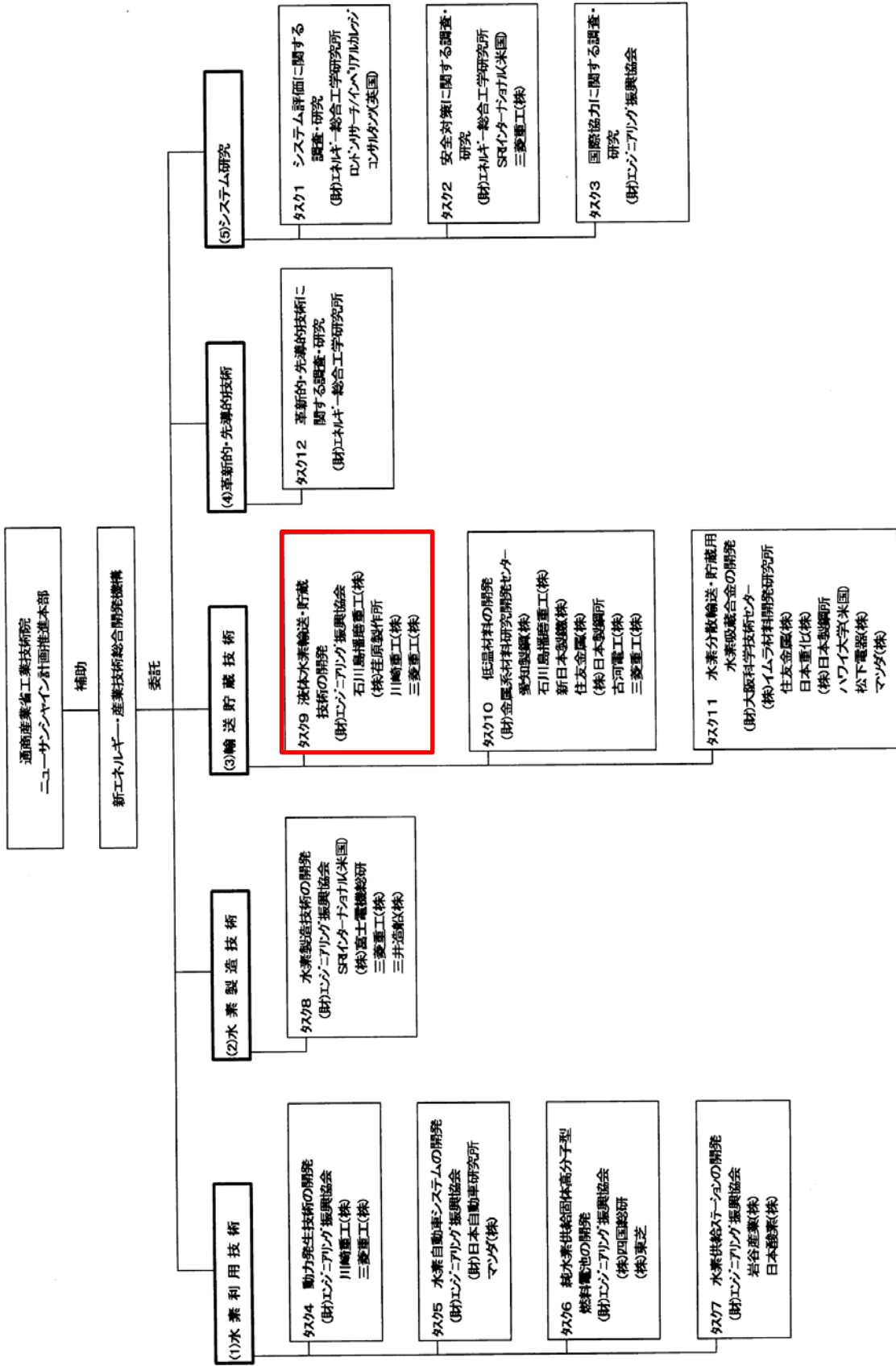


図 2.3.1-2 水素利用クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) 開発体制 (第2期)

【出典：NEDO (2000) : WE-NET 平成 11 年度成果報告書 概要集】

2.4 LH₂大規模貯槽形式（地上式／地下式）

2.4.1 LNG 地上式／地下式貯槽の比較

表 2.4.1-1 に LNG 貯槽における地上式／地下式の特徴比較を示す。明確な優劣はつけられないが，地域によっては，とくに東京湾岸では，防災性（安全性），景観性より LNG 地下式貯槽が多い（表 2.2.2-1 参照）。

表 2.4.1-1 地上式 PCLNG タンクと地下式 LNG タンクの特徴比較

	地上式PCLNGタンク	地下式LNGタンク
防災性 （安全性）	・ 防液堤とタンク本体が一体化したため安全性が高い。	・ 貯蔵液の最高液面が地表面以下にあるため、万一の場合でも液が地表面に流出する可能性がなく 安全性が高い。 ・ 周辺の火災等の影響を受けにくい。 ・ 航空機の衝突の機会が少ない。 ・ テロ等外部からの攻撃に強い。 ・ 地震や気候変動の影響を受けにくい。
コスト （経済性）	・ タンク本体と防液堤の基礎が共有でき、外槽が薄板のメムレン形式となり経済的である。	・ 掘削土処理により建設コストが増大する。
景観性		・ 地表に見えるのは鋼製のドーム屋根だけでソフトな外観は周囲に威圧感を与えない。 ・ 完全埋設式の場合、屋根の上も緑化可能である。
土地の有効利用	・ タンク本体と防液堤間のスペースが不要なため、同じ面積で大容量貯槽が可能である。 ・ 隣接タンクとの離隔距離を小さく出来る。	・ タンク本体と防液堤間のスペースが不要なため、同じ面積で大容量貯槽が可能である。 （占有面積は地上式PCタンクと同等） ・ 隣接タンクとの離隔距離を小さく出来る。 （離隔距離は地上式PCタンクと同等） ・ 完全埋設式の場合、地上の土地利用を継続しながら地下を有効に利用できる。 ・ 経営資源である用地の有効利用が図られる。
その他	・ 大阪ガスでは1980年代より地上式PCLNGタンクの開発を推進している。	・ 航空路障害対策などにおいて有利である。 ・ 温度変化が少なく安定した保冷性能が維持できる。 ・ 地域によっては（とくに東京湾岸では）防災性（安全性）、景観性よりLNG地下貯槽が多い。

2.4.2 LH₂ 地上式／地下式貯槽の比較

1.2.2 項の水素発電計画にも記載しているが，経済産業省資源エネルギー庁は水素発電の目指すべき形態として「水素専焼方式」，過渡期の形態として「水素混焼方式」を考えており，次のように明確に整理している（再掲，表 2.4.2-1）。この政府方針「混焼方式から専焼方式に」を考えると，LNG 火力発電所がある LNG 基地に LH₂ 貯槽を建設する可能性がある。この場合，既設の LNG 地上式／地下式貯槽に併設するので，地上式／地下式いずれも可能性がある。

表 2.4.2-1 水素発電の目指すべき形態及び過渡期の形態

	目指すべき形態	過渡期の形態	
発電方式	ガスタービンコンバインドサイクル発電		
燃料種の数 (専焼／混焼)	水素専焼方式	水素混焼方式	
燃焼方式	予混合燃焼方式・新方式	予混合燃焼方式	拡散燃焼方式
特徴・理由等	・熱効率が低い ・プラント設置スペースが小さい ・負荷変動対応の柔軟性が高い ・インフラコストの低減が可能 ・燃料制御の複雑性を回避 ・エネルギーセキュリティに資する	・熱効率が低い ・技術的ハードルが低い（低濃度） ・既存火力発電所に水素供給設備を付設することで建設コストを抑制可能 ・大規模水素発電のオペレーションを試行可能 ・専焼発電の導入初期に必要な L N G 供給バックアップに向けた課題等の知見を蓄積可能	・高濃度水素にも一定程度対応 ・技術的ハードルが低い

【出典：資源エネルギー庁（2016）：「水素発電と大規模水素供給システムの構築，次世代火力発電の早期実現に向けた協議会（第6回），資料1，p.6，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/jisedai_karyoku/pdf/006_01_00.pdf（2019年7月閲覧）】

また，水素発電実現に向けた取組例を，次のように示している。

表 2.4.2-2 水素発電の実現に向けて取り組むべきアクション

	目指すべき形態に向けた取組例	過渡期における取組例
取組内容	【発電サイド】 ・低NOxかつ高効率な水素専焼が可能な燃焼器の技術開発 【供給サイド】 ・液化水素ローディングシステムの研究開発 ・水素液化システム、液化水素貯蔵システムの大規模化、効率化に向けた研究開発 ・MCH脱水素システムの大規模化・効率化に向けた研究開発	【発電サイド】 ・具体的な既存の天然ガス火力発電所を念頭にした大規模水素混焼（低濃度）の実証 ・小規模水素混焼コジェネ（低～高濃度）を活用したスマートコミュニティでの実証 ・水素発電に即した安全規制の見直しの有無に係る検証 【供給サイド】 ・海外からの大規模水素供給チェーン構築に向けた実証 ・発電用途以外の水素供給のあり方の検討

【出典：資源エネルギー庁（2016）：「水素発電と大規模水素供給システムの構築，次世代火力発電の早期実現に向けた協議会（第6回），資料1，p.7，
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/jisedai_karyoku/pdf/006_01_00.pdf（2019年7月閲覧）】

2.4.3 検討対象 LH₂ 貯槽形式（地上式／地下式）の選定

首都圏での水素発電を考える場合には，東京湾岸にある LNG 基地に LH₂ 地下式貯槽を建設する可能性がある。WE-NET では，「2.3 国内の液化水素大規模貯槽研究事例の調査」にあるとおり，地下式も検討されたが，ほとんどが地上式の検討である。また，NEDO 事業でも地上式のみを検討である。したがって，本研究会としては，可能性があるにもかかわらず，まだ十分検討が行われていない地下式を検討対象として選定するものとする（コンクリート外槽形式）。

なお，主な設置シナリオとして以下が想定される。

- ① 現在ある LNG 貯槽に併設する形で LH₂ 地下式貯槽を設置（新設）する。

- ② 1980年代前半までに建設された LNG 地下式貯槽は 2020 年には建設後およそ 40 年経過し、更新の時期を迎える。この更新に合わせて、LNG 地下式貯槽を LH₂ 地下式貯槽に作り替える（転用でなく新設する）。
- ③ 水素発電の稼働状況、液化水素の需要状況により、現在、LNG 地下式貯槽として機能している地下貯槽のうち必要な基数を LH₂ 地下式貯槽にコンバージョンする（可能であれば、地中壁、躯体である側壁、底版の鉄筋コンクリート等を転用する）。

参考文献

- 1) エンジニアリング協会（2013）：地下空間利用ガイドブック 2013
- 2) 山下誠二，ほか（2016）：水素液化貯蔵システムの開発, *Journal of Japan Society of Energy and Resources*, Vol. 37, No. 4
- 3) 川崎重工業（2017）：水素エネルギー利用社会実現に向けた川崎重工の取組み，地球温暖化対策シンポジウム，2017 年 11 月 24 日

2.5 国内における大規模 LH₂ 地下貯蔵施設の立地可能性検討

2.5.1 LH₂ 貯蔵容量の推計

(1) 液体水素の需要量

水素の大規模利用の用途としては、水素発電（専焼・混焼）を想定する。将来における発電用の水素の需要量については、1.2.2 節の図 1.2.2-1 で設定した 2030 年の予想需要量 110 億 Nm³/年（99 万 t/年）を用いる。上記の全量を液体水素で供給すると仮定する場合、その供給量は約 1,400 万 m³/年となる。

(2) 液体水素の大規模貯蔵容量の推計

国内の LNG タンクにおける貯蔵容量の考え方を参考に、液体水素大規模貯槽の必要貯蔵容量を推計する。

図 2.5.1-1 は、LNG タンクにおけるリスク容量の考え方を示す¹⁾。LNG タンクでは、原料の供給途絶や需要の増減などによるリスクへの対応分と、タンク内への LNG の出し入れに関する物理的な限界の両方を考慮した在庫上限、在庫下限が設定されており、タンクの運用はこの上限値と下限値の間で行われている。ここで在庫下限は、原油・LPG の民間備蓄とほぼ同じ位置づけと考えられる。図の出典資料によると、在庫下限量はガス事業者で 20 日分程度、電力事業者では 14 日分程度とされており、LNG 供給途絶時に他の電源に代替が可能な電力事業者の方が相対的に低く設定されている。

図 2.5.1-2 は、東京ガス（株）における LNG の年間受入量と、LNG タンクの総容量・タンク回転数の推移を示す¹⁾。ここでタンク回転数は、年間受入量と図 2.5.1-1 に示した「タンク操作可能範囲」（在庫上限と在庫下限の差）の比であり、年間のタンクの運用回数に相当する。タンク回転数を増加することによりタンクの運用効率は向上するが、LNG 受入・払出し回数が増加するため、タンカーの用船数や LNG 基地への入港回数が増えることになる。東京ガス（株）の実績では、近年は 8～9 回／年程度となっている。

これらを参考に、液体水素の大規模貯蔵施設の貯蔵容量の推計について、以下を仮定する。

- ・在庫下限（①＋②＋③）は電力事業者の LNG タンクと同等の 14 日分とする
- ・発電需要の減少には他電源の焚き減らしで対応することを想定し、液体水素の需要減リスク相当分（④）は考慮しない
- ・年間タンク回転数は LNG の実績に若干の余裕を見込んで 10 回／年とする

以上の条件のもとで、液化水素の全体貯蔵容量を計算する。

$$\text{在庫下限} = 1,400 \text{ 万 m}^3/\text{年} \times 14 \text{ 日} / 365 \text{ 日/年} \approx 54 \text{ 万 m}^3$$

$$\text{操作可能範囲} = 1,400 \text{ 万 m}^3/\text{年} / 10 \text{ 回/年} = 140 \text{ 万 m}^3$$

$$\text{貯蔵容量} = 54 \text{ 万 m}^3 + 140 \text{ 万 m}^3 = \underline{194 \text{ 万 m}^3}$$

これにタンクの物理上限による余裕量（⑤）を考慮し、貯蔵容量は 200 万 m³ と設定する。

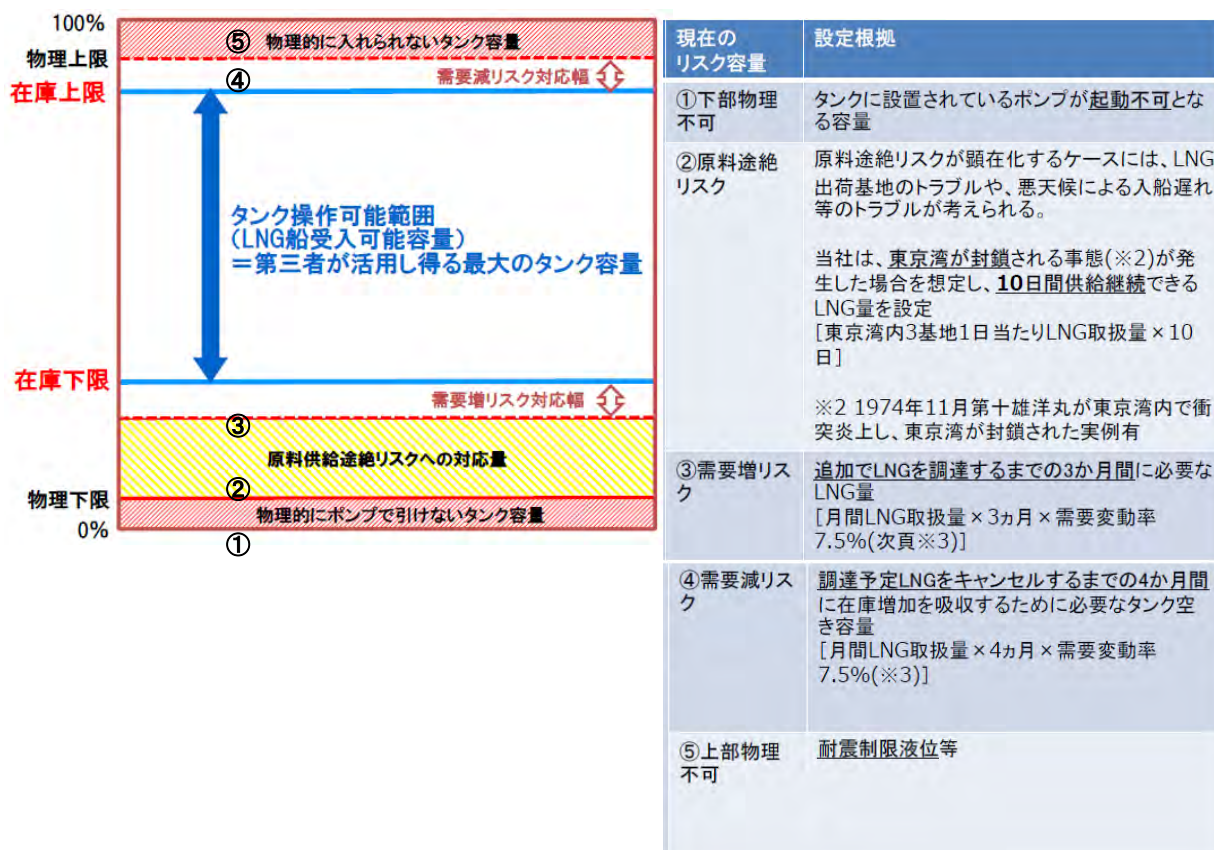


図 2.5.1-1 LNG タンクにおけるリスク容量の考え方

【出典：東京ガス（2018）：LNG 基地のリスク容量について（電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合（第 29 回）配布資料）に一部加筆修正】

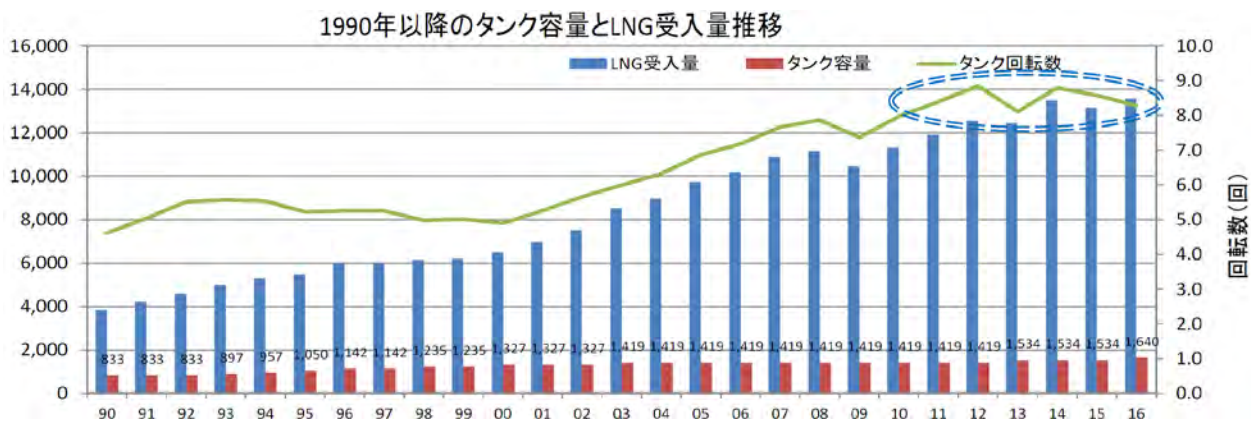


図 2.5.1-2 LNG タンク容量と LNG 受入量・タンク回転数の推移

【出典：東京ガス（株）（2018）：LNG 基地のリスク容量について（電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合（第 29 回）配布資料）】

2.5.2 大規模 LH₂ 地下貯蔵施設の立地検討

(1) 建設候補地と貯蔵容量

表 2.5.2-1 は、2.2.2 節で整理した国内の大規模 LNG 貯蔵施設のうち、地下式タンクを有する LNG 基地を抜粋して示す。また、図 2.5.2-1 には上記各基地の所在地を地図上に図示する。

現在、LNG 地下式タンクの国内の貯蔵容量は全体で約 720 万 kL であり、その 8 割以上が東京湾岸に集中している。これは、人口や産業が密集する首都圏に隣接することから、安全性や景観性に優れる地下タンクが採用されたためと考えられる。将来の水素貯蔵に関しても同様の性能が求められる可能性が高いことから、ここでは東京湾岸を大規模 LH₂ 地下貯蔵施設の建設候補地として想定する。

前節で算定した国内における LH₂ の全貯蔵容量 200 万 m³ のうち東京湾岸に立地する地下貯蔵の占める割合については、水素発電が LNG 火力の代替または LNG との混焼で導入される可能性が高いことを踏まえ、2016 年度における全国および東京電力の LNG による発電電力量の実績から以下のように設定する^{2),3)}。

$$\begin{aligned} \text{全国の LNG による発電電力量}^{2)} (2016) & : 4,398 \text{ 億 kWh} \\ \text{東京電力の LNG による発電電力量}^{3)} (2016) & : 1,584 \text{ 億 kWh} \\ \text{東京湾岸における LH}_2 \text{ 貯蔵容量} & = 200 \text{ 万 m}^3 \times 1,584 \text{ 億 kWh} / 4,398 \text{ 億 kWh} \\ & \div \underline{72 \text{ 万 m}^3} \end{aligned}$$

上記の貯蔵容量は、現在において国内最大の LNG 地下タンク（25 万 kL）のおよそ 3 基分に相当する。

表 2.5.2-1 LNG 地下タンクを有する国内の LNG 基地

LNG基地名	所在地	所有者	適用法規	基地運開年	地下タンク 総基数	地下タンク 貯蔵容量(kL)
港工場	宮城	仙台市ガス局	ガス事業法	1997	1	80,000
袖ヶ浦工場	千葉	東京ガス	ガス事業法	1973	17	1,460,000
		東京電力	電気事業法		9	720,000
富津基地	千葉	東京電力	電気事業法	1985	12	1,360,000
東扇島基地	神奈川	東京電力	電気事業法	1984	9	540,000
扇島工場	神奈川	東京ガス	ガス事業法	1998	4	850,000
根岸工場	神奈川	東京ガス・東京電力	ガス事業法・電気事業法	1969	8	950,000
清水LNG祖師基地	静岡	清水エル・エヌ・ジー（静岡ガス・東燃）	高圧ガス保安法	1996	3	337,000
知多LNG事業所	愛知	知多エル・エヌ・ジー（中部電力・東邦ガス）	高圧ガス保安法	1983	1	160,000
知多緑浜工場	愛知	東邦ガス	ガス事業法	2001	3	620,000
泉北製造所第一工場	大阪	大阪ガス	ガス事業法	1972	1	45,000
長崎工場	長崎	西部ガス	ガス事業法	2003	1	35,000
計					69	7,157,000



図 2.5.2-1 LNG 地下タンクを有する LNG 基地の所在地

(2) 立地検討の前提条件

大規模 LH_2 地下貯蔵施設の建設については、以下の 3 ケースが考えられる。

- ① 新たな用地に貯蔵施設を新設する
- ② LNG 基地において既存の LNG タンクを廃止し跡地に LH_2 貯槽を新設する
- ③ LNG 基地において既存の LNG 地下タンクを LH_2 貯蔵用に改造する

①は、施設建設の観点からは理想的な条件であるが、新規用地の確保が必要となり、すでに開発が進み未利用の用地が限られる東京湾岸では困難が予想される。また、新規立地の場合は、基地への LH_2 受け入れのために LH_2 タンカーの用船を新たに追加する必要があるが、東京湾では既存のタンカーなどで湾内の航路がすでに飽和状態にあり、新たなタンカーの入港は難しいと考えられる。

以上より、ここでは大規模 LH_2 地下貯蔵施設の立地に関して、上記②、③のケースの可能性を中心に検討することとする。

(3) 東京湾岸の LNG 地下タンクの現況

東京湾岸における大規模 LH₂ 地下貯蔵施設の立地に関して、既存の LNG 地下タンクのリニューアルまたは改造の可能性を検討するため、LNG タンクの現況を整理した。

表 2.5.2-2 に、現在の東京湾岸の LNG 地下タンクの一覧を示す。また、図 2.5.2-2、図 2.5.2-3 には、東京湾岸の地下タンクの建設の推移をタンク基数、および、貯蔵容量で整理して示す。また、図 2.5.2-4 には、建設年代別のタンク基数、貯蔵容量のシェアを示す。

表 2.5.2-2 東京湾岸の LNG 地下タンク

LNG基地名	所在地	所有者	適用法規	基地運開年	地下タンク 総基数	地下タンク貯蔵 容量 (kL)	基数	タンク容量	完成年
袖ヶ浦工場	千葉	東京ガス	ガス事業法	1973	17	1,460,000	2	60,000	1974
							4	60,000	1976
							2	60,000	1977
							1	60,000	1978
							1	62,000	1979
							1	58,000	1979
							2	130,000	1982
							1	130,000	1984
							1	140,000	1985
							1	130,000	1989
							1	140,000	1993
		東京電力	電気事業法		9	720,000	2	60,000	1979
							1	60,000	1981
							4	90,000	1984
	2						90,000	1985	
富津基地	千葉	東京電力	電気事業法	1985	12	1,360,000	2	90,000	1985
							2	90,000	1986
							2	125,000	1991
							2	125,000	1999
							2	125,000	2002
							2	125,000	2018
東扇島基地	神奈川	東京電力	電気事業法	1984	9	540,000	1	60,000	1983
							6	60,000	1984
							2	60,000	1987
扇島工場	神奈川	東京ガス	ガス事業法	1998	4	850,000	1	200,000	1998
							1	200,000	2000
							1	200,000	2003
							1	250,000	2013
根岸工場	神奈川	東京ガス・東京電力	ガス事業法 電気事業法	1969	8	950,000	1	95,000	1977
							1	95,000	1978
							1	95,000	1981
							1	95,000	1982
							2	85,000	1994
							1	200,000	1995
							1	200,000	1996
合計						59	5,880,000		

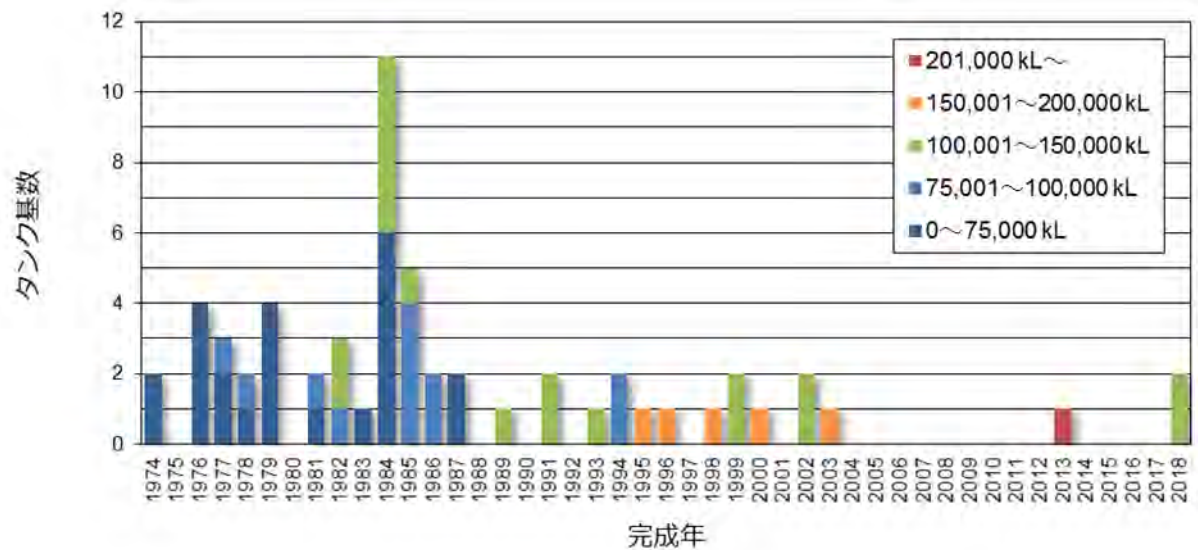


図 2.5.2-2 東京湾岸における LNG 地下タンク建設の推移（タンク基数）

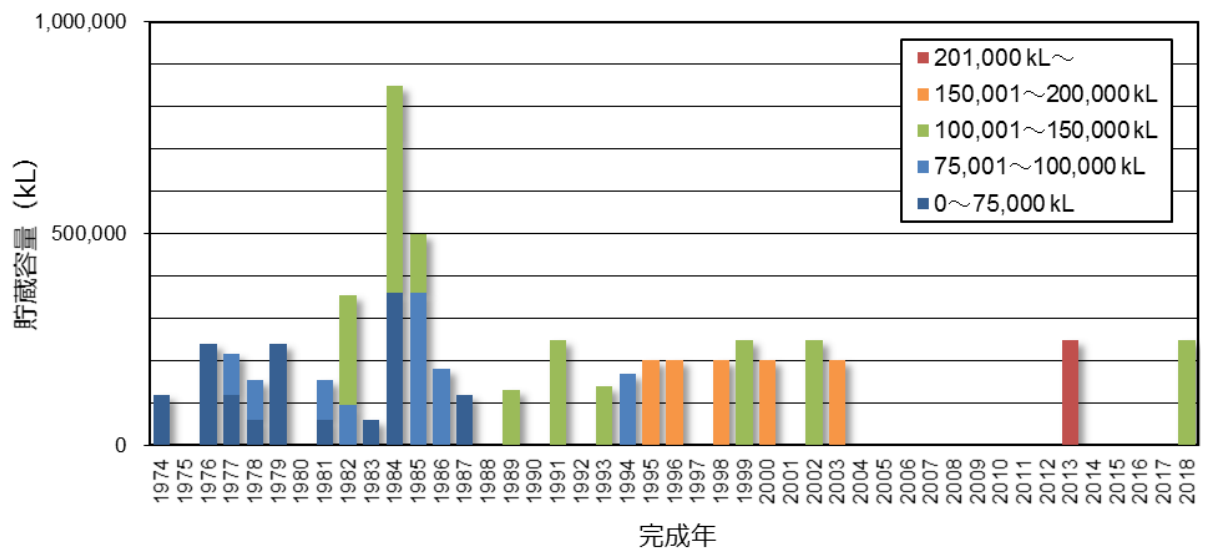


図 2.5.2-3 東京湾岸における LNG 地下タンク建設の推移（貯蔵容量）

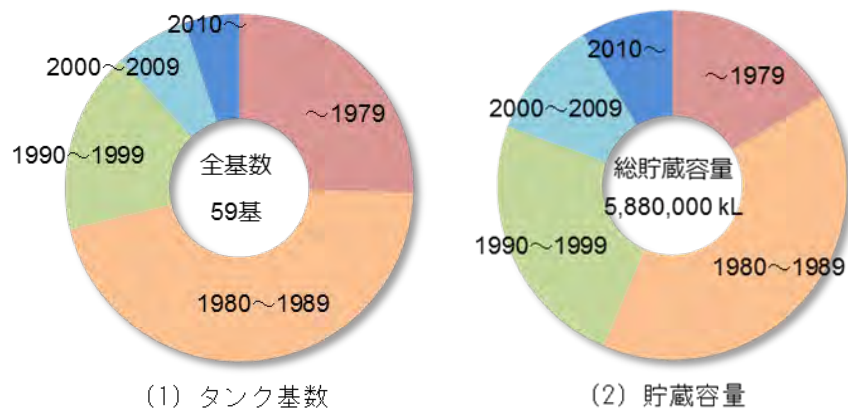


図 2.5.2-4 東京湾岸における LNG 地下タンクの建設年代別シェア

東京湾岸の LNG 地下タンクの開発は、2.2.2 (4)に記載したように、設計構築技術の確立を目指した開発段階（1970 年代～1980 年代前半）、大容量化（1980 年代前半～1990 年代後半）、高品質化・経済性向上（1990 年代後半～）の 3 つの段階を経て現在に至っている。現存するタンクのうち、1980 年代以前に建設された施設は全基数の 71%，総貯蔵容量の 56%を占めており、建設から約 30 年以上経過していることから、今後、更新の需要が高まることが予想される。

(4) 大規模 LH₂ 地下貯蔵施設の立地可能性検討

大規模 LH₂ 貯蔵施設の建設候補地の検討に関連して、東京湾岸の LNG 火力発電所の一覧を表 2.5.2-3 に、所在地を図 2.5.2-5 に示す。図表内のハッチは、発電所施設内か隣接基地内に LNG タンクが設置されている発電所を示している。

表 2.5.2-3 東京湾岸の LNG 火力発電所（ハッチで示す発電所は LNG 基地を併設）

発電所名	最大出力*) (kW)	ユニット名	単機容量 (kW)	発電種別	設計熱効率 (%, LHV)	運転開始年
千葉火力	4,380,000	1号系列	360,000×4	ACC	54.2	2000
		2号系列	360,000×4	ACC	54.2	2000
		3号系列	500,000×2	MACC	57.3	2014
			500,000×1		57.7	2014
袖ヶ浦火力	360,000	1号機	600,000×1	汽力	43.0	1974
		2号機	1,000,000×1		43.5	1975
		3号機	1,000,000×1		43.5	1977
		4号機	1,000,000×1		43.5	1975
富津火力	5,040,000	1号系列	165,000×7	CC	47.2	1986
		2号系列	165,000×5		47.2	1988
			165,000×2		54.3	1988
		3号系列	380,000×4	ACC	55.3	2003
		4号系列	507,000×3	MACC	58.6	2010
川崎火力	3,420,000	1号系列	500,000×3	MACC	58.6	2009
		2号系列	500,000×1	MACC	58.6	2013
			710,000×2	MACCⅡ	61.0	2016
横浜火力	3,016,000 (3,541,000)	7号系列	377,000×4	ACC	55.8	1998
		8号系列	377,000×4		55.8	1998
南横浜火力 (根岸工場)	1,150,000	1号機	350,000×1	汽力	42.4	1970
		2号機	350,000×1		42.4	1970
		3号機	450,000×1		42.4	1973
東扇島火力	2,000,000	1号機	1,000,000×1	汽力	44.6	1987
		2号機	1,000,000×1		44.7	1991
鹿島火力	1,260,000 (5,660,000)	7号系列	420,000×3	ACC	57.2	2014
品川火力	1,140,000	1号系列	380,000×3	ACC	55.3	2003

*) カッコ内は石油火力を含む発電所全体の出力を示す

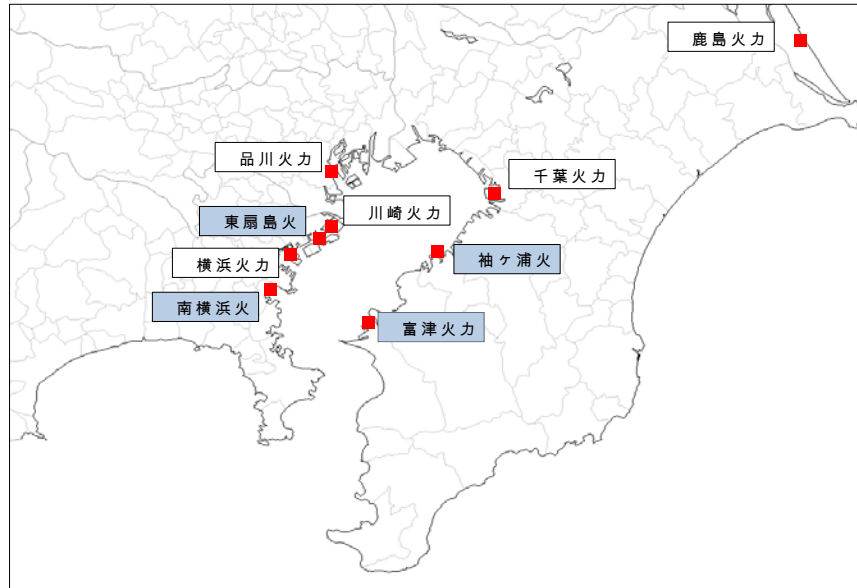


図 2.5.2-5 東京湾岸の LNG 火力発電所の所在地
(ハッチで示す発電所は LNG 基地を併設)

大規模 LH_2 貯蔵施設の立地の検討において、既存の LNG 火力発電所の発電設備の一部を水素専焼か LNG と水素の混焼用の設備に改造し、併設されている LNG タンクを LH_2 貯蔵にリニューアル、または、改造して用いると仮定すると、袖ヶ浦、富津、南横浜（根岸）、東扇島の各発電所が候補となりうる。このうち、富津発電所は LNG を燃料とするガスタービン発電を行っており、その一部を水素ガスタービンへ改造して用いることが考えられる。一方、袖ヶ浦、南横浜、東扇島の各発電所については現状では汽力式の発電を行っており、水素発電を行う場合はタービン施設の新設が必要となる。

LNG タンクについては、表 2.5.2-2 に示したように、袖ヶ浦には 72 万 kL、富津には 136 万 kL、東扇島には 54 万 kL 分が発電用の施設として設置されており、南横浜（根岸）には東京ガスが管理する都市ガス用設備と合わせて 95 万 kL が設置されている。このうち、1980 年代までに建設されたタンクはそれぞれ、袖ヶ浦 72 万 kL（9 基）、富津 36 万 kL（4 基）、東扇島 54 万 kL（9 基）、南横浜（根岸）38 万 kL（4 基）となる。前節に示した 2030 年の発電需要予測に基づく LH_2 貯蔵容量 72 万 m^3 については、これらの既存施設の一部をリニューアルまたは改造して用いることが考えられる。

参考文献

- 1) 東京ガス（2019）：LNG 基地のリスク容量について、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（第 29 回）配布資料，
http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/029_03_01.pdf（2019 年 7 月閲覧）
- 2) 資源エネルギー庁（2019）：平成 29 年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書 2018），第 4 節 二次エネルギーの動向，

<http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2018html/2-1-4.html> (2019 年 7 月閲覧)

- 3) 東京電力ホールディングスホームページ：数表でみる東京電力／エネルギー別発電電力量，<http://www.tepco.co.jp/about/ir/library/factbook/pdf/p17-j.pdf> (2019 年 7 月閲覧)

第3章 大規模液化水素貯蔵地下式タンク（RC）に関する検討

3.1 基本方式に関する検討

3.1.1 断熱方式に関する考察

断熱方式を考える上で考慮すべき熱の移動手段は大別して、以下の二通りがある。1)

- ①固体，液体，気体によって移動する伝導伝熱（対流伝熱含む）
- ②電磁波によって移動する輻射熱（光で伝わる熱）

従来型の常圧（非真空）固体断熱方式と各種真空断熱方式を比較すると、以下のよう
に表すことができ、放熱量は $Q1 > Q2 > Q3 > Q4$ となる。

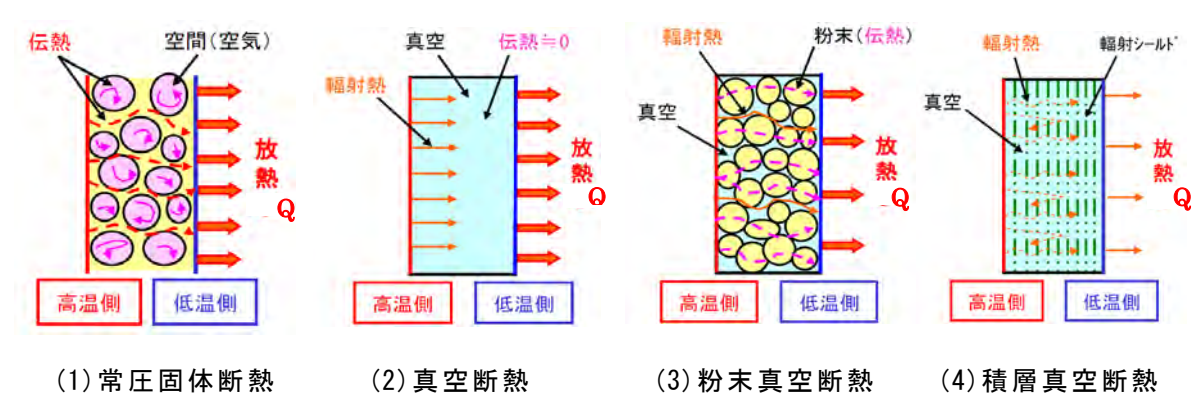
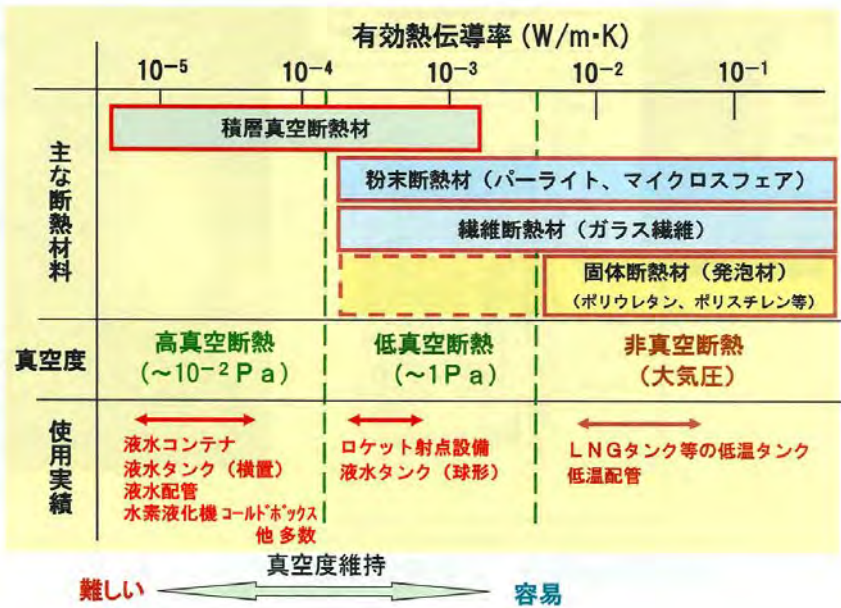


図 3.1.1-1 断熱方式比較模式図

【出典：エノア（2010）：真空断熱とは，<https://www.enoah.co.jp/ダウンロード/>（2019年7月閲覧）】

また、有効熱伝導率・真空度による各種断熱方式の比較を行うと以下のように整理することができる。

表 3.1.1-1 有効熱伝導率・真空度による断熱方式比較表



【出典：川崎重工(株)技術資料】

WE-NET では、粉末真空、固体真空、積層真空、粉末常圧という 4 種類の断熱方式が検討され、粉末常圧断熱方式以外の方式、すなわち 3 種類の真空断熱方式が可能との結論が出されている²⁾。

この 3 種類の方式のうち、固体真空断熱方式は、表 3.1.1-1 では、標準的な真空断熱材料とはされていないこと、また、WE-NET 検討結果でも断熱層厚さが他に比べ大きくなることから、今後の検討対象からは除外する。有力な断熱方式としては、粉末真空断熱方式と積層真空断熱方式を選定して、検討を行うことが適切と考えられる。

具体的な断熱方式を検討する際には、WE-NET 検討時と同様に、屋根部、側部、底部に分けて、それぞれの断熱材料を検討する必要がある。

3.1.2 内槽構造材に関する考察

WE-NET では、内槽構造材方式としては、厚板鋼板を用いる厚鋼板方式やメンブレン+支持板+円筒支柱が用いられるメンブレン方式が検討されている。これからも、圧鋼板方式とメンブレン方式について、検討することが適切と考えられる。

3.1.3 コンクリート外槽形式に関する考察

WE-NET の地下式コンクリート貯槽（平成 8 年度）の検討では、当時の LNG 地下式コンクリート貯槽の標準であった「ピン結合構造」が採用されているが、最近では、より経済的となる「剛構造」が採用されることが多いので、今後の検討では、「剛構造」を前提とすることが適切と考えられる。

LNG 地下式コンクリート貯槽の場合と同様に、貯槽近傍の凍土を制御するために、コンクリート躯体内や近傍地盤内へのヒーター設置の必要性が考えられる。この点については、断熱層厚さや貯槽近傍の凍土の考え方等に関して、さらに検討が必要であるので、これらの点を考慮する必要がある。

参考文献

- 1) エノア（2010）：真空断熱とは、<https://www.enoah.co.jp/ダウンロード/>（2019 年 7 月閲覧）
- 2) エンジニアリング振興協会（1997）：水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）サブタスク 5. 水素輸送・貯蔵技術の開発第Ⅲ編，平成 8 年度成果報告書

3.2 大規模液化水素貯蔵地下式タンク（R C）基本モデルの検討

3.2.1 既検討モデルの整理

前節 3.1 の考察を踏まえ、今後検討すべき「大規模液化水素貯蔵地下式タンク（R C）基本モデル」として、以下のように考え方を整理し、次の 3 タイプを選定する。

- ① メンブレン式粉末真空断熱平底円筒貯槽
- ② メンブレン式積層真空断熱平底円筒貯槽
- ③ 厚鋼板式粉末真空断熱平底円筒貯槽

- ・ WE-NET の検討を尊重する。
- ・ 地下式タンクであるので、平底円筒を対象とする。なお、下記のとおり支持材のことを考慮すると縦置円筒等も考えられる。これについては、次節 3.2.2 地下貯蔵方式の LH₂ 貯蔵タンクのアイデア検討として示す。
- ・ 外槽構造材はコンクリート製とする。設計参照値として、WE-NET の地上式タンクのコンクリート製外槽の検討結果を地下式タンクに適用する。なお、平成 7, 8 年度に地下式タンクの設計概念検討&概略設計を実施しており、こちらも参考にする。
- ・ 内槽構造材は、LNG 地下式タンクで採用されているメンブレン式を主とする。ただし、厚板鋼板式とメンブレン式では、厚板鋼板式の方が壁材の幅が厚くなるが、強度が大きく支持材がシンプルとなる。また、内装構造材はメンブレンとする。
- ・ 断熱方式は真空断熱方式とする。
- ・ 大規模タンクでは施工性においては粉末断熱材の方が有利であるため、粉末断熱材を主として選定し、積層断熱材については、メンブレン式のみとする。

なお、これらは基本モデルを示しており、別の組合せも考えられるので、研究会独自の検討ケースを決定するためには、さらなる検討が必要である。

以下に、WE-NET 平成 9 年度報告書における①メンブレン式粉末真空断熱平底円筒貯槽②メンブレン式積層真空断熱平底円筒貯槽③厚鋼板式粉末真空断熱平底円筒貯槽の検討結果（概略図等）を示す。

また、③厚鋼板式粉末真空断熱平底円筒貯槽においては、WE-NET 平成 8 年度報告書の地下式タンクの概略設計（厚鋼板式粉末真空断熱平底円筒貯槽）の検討結果（概略図等）のほか、末尾に参考として WE-NET 平成 7 年度報告書の地下式タンクの設計概念検討（メンブレン式固体常圧断熱～PUF～平底円筒貯槽）の検討結果（概略図等）も示す。

① メンブレン式粉末真空断熱平底円筒貯槽（地上式）

構造概要図				
		材 質	寸 法	備 考
構造材	内槽	SUS304 + FRP	メンブレン 2mm 支持板 25mm	円筒支柱 FRP φ300×600×3.2
	外槽	コンクリート躯体		真空壁 SUS304
断熱材	頂部	真空パーライト	600mm	
	側部	〃	〃	
	底部	〃	〃	

図 3.2.1-1 メンブレン式粉末真空断熱平底円筒貯槽

【出典：エンジニアリング振興協会（1998）：WE-NET 平成9年度報告書】

【特徴】

- ・液密構造としてメンブレンを使用。
- ・断熱方式として粉末真空断熱を使用。
- ・液圧・ガス圧はFRP製円筒支柱を介し、コンクリート躯体により支える。

【課題】

- ・メンブレンの極低温における強度
- ・メンブレンのシール性及びリーク試験の方法
- ・真空断熱層の施工性
- ・円筒支柱のフランジ接合部の強度

② メンブレン式積層真空断熱平底円筒貯槽

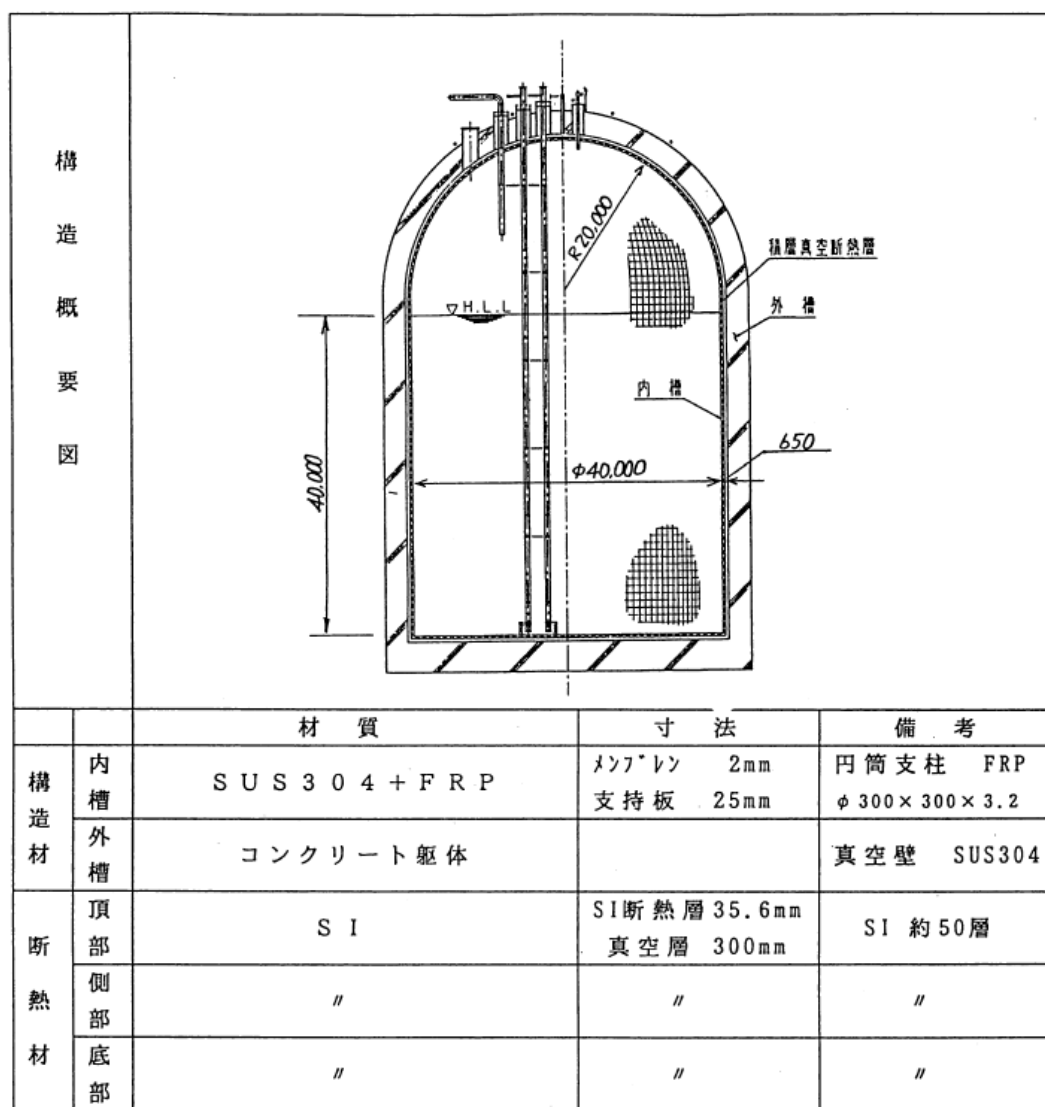


図 3.2.1-2 メンブレン式積層真空断熱平底円筒貯槽

【出典：エンジニアリング振興協会（1998）：WE-NET 平成9年度報告書】

【特徴】

- ・液密構造としてメンブレンを使用。
- ・断熱方式として積層真空断熱を使用。
- ・液圧／ガス圧は FRP 製円筒支柱を介し、コンクリート躯体により支える。

【課題】

- ・メンブレンの極低温における強度の把握
- ・メンブレンのシール性およびリーク試験の方法
- ・積層材巻き付けの施工性
- ・真空断熱層の施工性
- ・円筒支柱のフランジ接合部の強度
- ・真空断熱層リーク時の急激な断熱性能悪化への対処方法

③ 厚鋼板式粉末真空断熱平底円筒貯槽

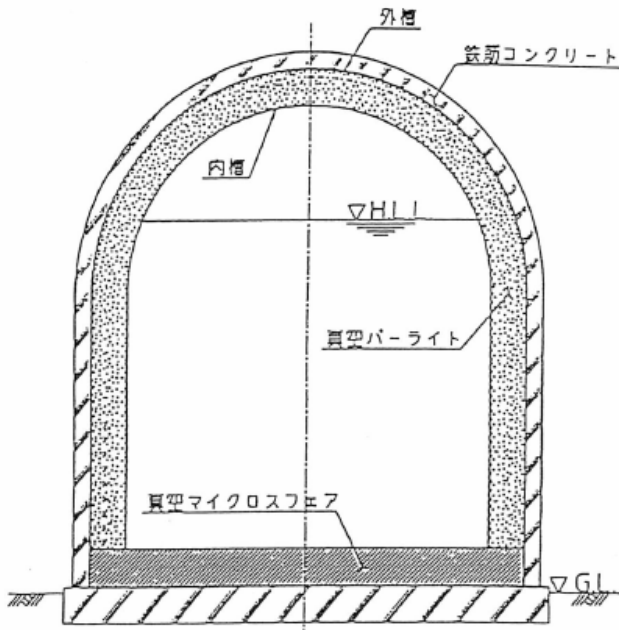
構造概要図				
		材 質	寸 法	備 考
構造材	内槽	SUS 304L	頂部 14mm 側部 30mm 底部 6mm	
	外槽	鉄筋コンクリート	頂部 200mm 側部 300mm 底部 2700mm	
断熱材	頂部	真空パーライト	1200mm	
	側部	真空パーライト	1200mm	
	底部	真空マイクロスフェア	1200mm	

図 3.2.1-3 厚鋼板式粉末真空断熱平底円筒貯槽

【出典：エンジニアリング振興協会（1998）：WE-NET 平成 9 年度報告書】

【特徴】

- ・底部断熱材にある程度積載可能なマイクロスフィアを使用。
- ・外圧はコンクリートで受け持つ。

【課題】

- ・マイクロスフィアの物性把握（強度，熱伝導率，放出ガス量，コンダクタンス，ベーキング効果など）
- ・ペーパーバリアの構造

○地下式タンクの概略設計（厚鋼板式粉末真空断熱平底円筒貯槽）（WE-NET 平成 8 年度報告書）

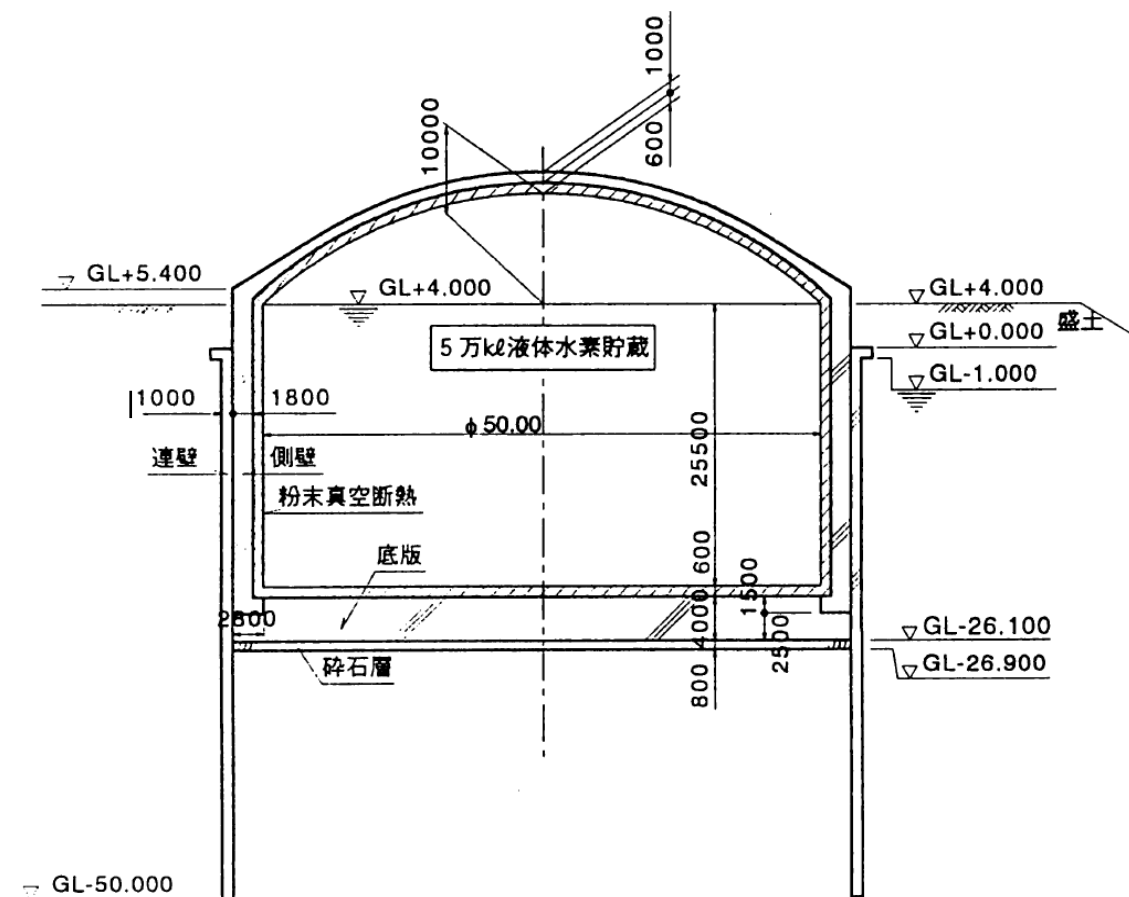


図 3.2.1-4 厚鋼板式粉末真空断熱平底円筒貯槽

【出典：エンジニアリング振興協会（1997）：WE-NET 平成 8 年度報告書】

【構造概要】

- ・土留工法：地中連続壁工法
- ・側壁施工法：順巻工法
- ・連壁形式：仮設利用（浮力に対してのみ本設）
- ・底版形式：強度版形式
- ・側壁と底版の結合形式：ピン結合
- ・ヒーター設備：粉末真空断熱方式の場合周辺地盤の凍結は生じない。非常時用に側部は温水循環二重管形式，底部は碎石層を温水ヒーターとして稼働できる構造とする。

【断熱材性能】

※BOG量は0.1%/日で設定されているものとする。

- ・断熱形式：真空パーライト
- ・厚み：600mm
- ・熱伝導率：一般部 2.94×10^{-3} Kcal/mh・K
コーナー部 4.51×10^{-3} Kcal/mh・K

【参考】地下式タンクの設計概念検討（メンブレン式固体常圧断熱平底円筒貯槽）の検討（WE-NET 平成 7 年度報告書）

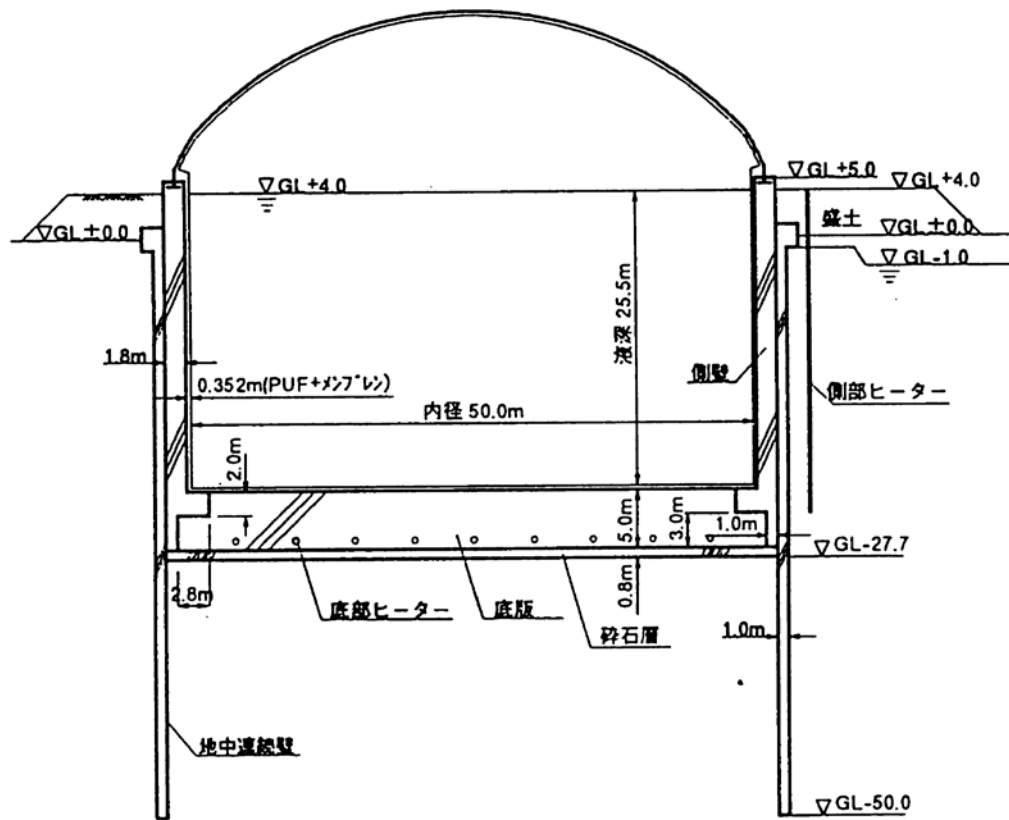


図 3.2.1-5 メンブレン式固体常圧断熱平底円筒貯槽

【出典：エンジニアリング振興協会（1996）：WE-NET 平成 7 年度報告書】

【構造概要】

- ・土留工法：円筒型地中連続壁（仮設利用，浮力に対してのみ本設）
- ・屋根構造：鋼製ドーム屋根
- ・底部構造：鉄筋コンクリート構造耐水圧強度底版
- ・側部構造：鉄筋コンクリート構造
- ・側壁と底版の結合形式：ピン結合
- ・凍結の有無：1.0m以下の凍結土を考慮（側部のみ）
- ・ヒーター設備：側部…ブライン循環二重管形式，底部…メイン/サブブラインヒーター，砕石層は非常時の温水ヒーターとして稼働できる構造とする。
- ・気密，液密保持材：メンブレン，硬質ウレタン（PUF）
- ・熱伝導率： $\lambda = 0.024 \text{ Kcal/mh} \cdot \text{K}$

※上記内容を含めて，地下式液化水素貯槽タンクについて知見を整理した。
概要を次ページに示す。

表 3.2.1-1 タンク断熱方式比較表

断熱方式		主な断熱材料	断熱材としての評価							型式との相性				内槽鋼材との相性	
			断熱性能		施工性		経済性		総合	球形	円筒			厚板鋼板	メンブレン
			有効熱伝導率(W/m・K)	評価		評価		評価	評価①		平底	横置	縦置		
真空	積層	SI	$10^{-5} \sim 10^{-3}$	◎	難しい	△	高い	△	○	○	△	○	○	○	△
	粉末	パーライト、マイクロスフェア	$10^{-4} \sim 10^{-3}$	○	普通	○	中	○	○	○	○	○	○	○	△
	繊維	ガラス繊維	$10^{-4} \sim 10^{-3}$	○	普通	○	中	○	○	○	○	○	○	○	△
	固体	ポリウレタン、ポリスチレン等PUF	開発中	—	良い	◎	低	◎	—	◎	◎	◎	◎	◎	○
常圧 (非真空)	積層	SI	—	—	—	—	—	—	—	断熱性能が低く、対象外					
	粉末	パーライト、マイクロスフェア	$10^{-2} \sim 10^{-1}$	△×	普通	○	中	○	×						
	繊維	ガラス繊維	$10^{-2} \sim 10^{-1}$	△×	普通	○	中	○	×						
	固体	ポリウレタン、ポリスチレン等PUF	$10^{-2} \sim 10^{-1}$	△×	良い	◎	低	◎	×						

表 3.2.1-2 タンク型式比較表

型式		構造		施工性		経済性		総合
		強度課題	評価		評価		評価	評価
球形		理想形、大きさに難	◎△	普通	△	普通	○	△
円筒	平底	ナックル、アニューラ部に難	△	普通	○	普通	○	○
	横置	特になし	○	普通	△	普通	○	△
	縦置	特になし	○	普通	△	普通	○	○

表 3.2.1-3 タンク内部構造材比較表

内槽構造材	構造		施工性		経済性		総合
	強度課題	評価		評価		評価	評価
厚板鋼板	特になし	○	普通	○	普通	○	○
メンブレン	液水ポンプ実用化無理	△	普通	△	普通	△	△

3.2.2 地下貯蔵方式の LH₂ 貯蔵タンクのアアイデア検討

本研究会では、2017 年度～2018 年度に、地下貯蔵方式の LH₂ 貯蔵技術に関して有識者（川崎重工業(株)の川越氏，(株)コスモテックの大倉氏）にヒアリング，意見交換する機会を得た。本項では、新しい地下貯蔵方式の LH₂ 貯蔵タンク形式に関する，有識者との意見交換を通じて得たアイデアや，新たな着想に基づいて研究会メンバーで検討したアイデアの検討結果を取りまとめた。

(1) アイデア 1：厚鋼板式縦置円筒貯槽タイプ（粉末真空断熱）

川崎重工業(株)の川越氏の貯槽形式のアイデアを図 3.2.2-1 に示す。技術研究組合 CO₂ フリー水素サプライチェーン推進機構では、図 3.2.2-2 に示す液化水素運搬船，タンク容量 1,250kL の海上輸送用液化水素タンクを開発し運航している。図 3.2.2-1 は，外見的には，コンクリート躯体を介して，海上輸送用液化水素タンクを縦置きに地盤中に設置した様式のようにイメージできる。海上輸送用液化水素タンクの開発では，ガラス繊維強化プラスチックを採用し，熱伝導を抑える工夫を施した支持部の構造，材料が開発上の課題の一つであったようであり，後述するように当該アイデアでも，内槽支持構造（断熱サポート）が課題として挙げられている。

当該アイデアの特徴と開発課題を以下に整理する。

1) 特徴

- ・ LH₂ の密度は LNG に比べて小さく，液頭圧がタンク構造に及ぼす影響が小さくなるため，液深を大きくできる。

2) 開発課題

（断熱構造）

- ・ 内槽支持構造（断熱サポート）：約 5,800ton（内容液含む）を支持するための断熱サポートの開発
- ・ 真空断熱：内槽と外槽（躯体）との空間を真空維持するため，躯体内面に気密ライナーを設け，気密構造とする必要がある。

（躯体の耐低温性能）

- ・ 内槽支持サポート設置部の低温制御：断熱サポートを用いるが，一般部より伝導での冷却を避けることが困難。
- ・ 内槽漏洩時の考え方：内槽漏洩により LH₂ が流出した場合，地上タンクでは防液堤による拡大防止が要求されるが，地下式では拡大が起こらないためコンクリート躯体に亀裂が発生しても問題にならないか。

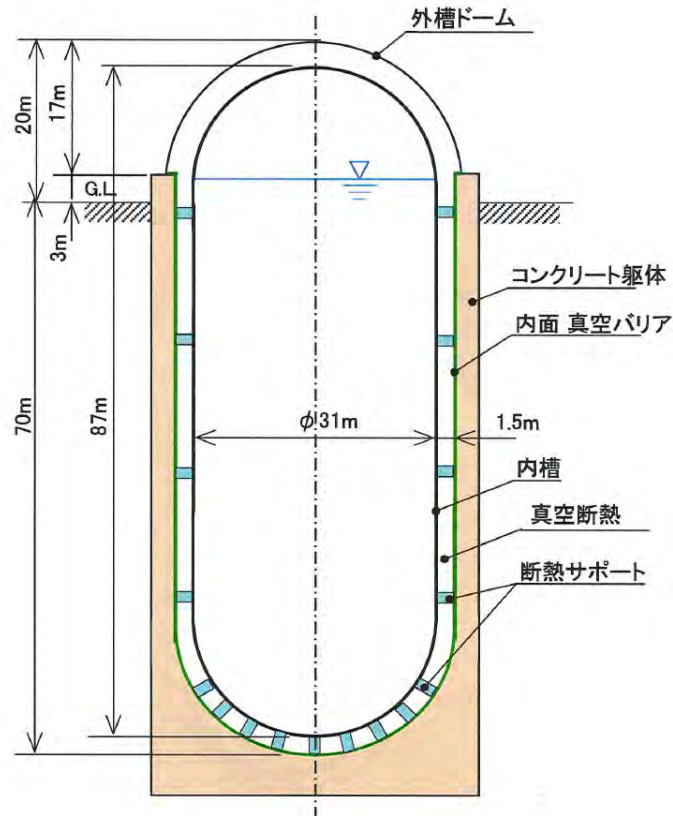
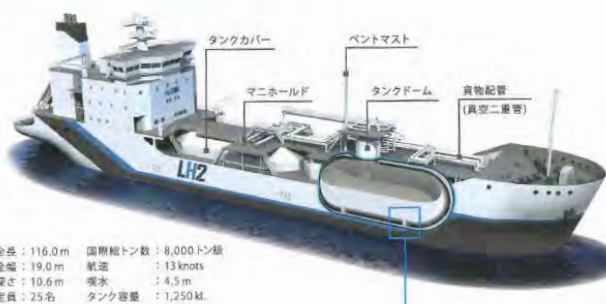


図 3.2.2-1 厚鋼板式縦置円筒貯槽タイプ概略図

【出典：川崎重工(株)技術資料】

地球を横断、-253℃を保持する技術

LNG運搬船建造技術、および陸上における液化水素輸送・貯蔵技術をもとに、液化水素専用の極低温蓄圧式の貨物格納設備として新たに開発。大量の水素を効率よく安全に輸送する技術の確立を目指す。



海上輸送用液化水素タンク

タンクは真空断熱二重殻構造を採用し、究極の断熱性能を実現。支持部にはガラス繊維強化プラスチックを採用し、熱伝導を抑える工夫を施す。

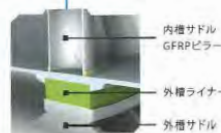


図 3.2.2-2 海上輸送用液化水素タンク

【出典：技術研究組合 CO₂ フリー水素サプライチェーン推進機構（2019）：HySTRA, Vol.02,

<http://www.hystra.or.jp/dist/pdf/pamphlet.pdf>（2019 年 7 月閲覧）】

(2) アイデア 2 : 「タンクインタンク」方式

本研究会で、研究会メンバーで検討した新しい地下貯蔵方式の LH_2 貯蔵タンク形式のアイデアの一例を図 3.2.2-3 に示す。いずれも既存の LNG 地下タンクを改造して地下式 LH_2 貯蔵タンクとするアイデアで、左図は、高性能な真空断熱パネル（今後の開発に期待）をタンクの内装材として設置するもの、右図は、ロケット技術に利用されている極低温液体供給タンク（図 3.2.2-4、特許第 3612535 号）から着想を得て、既存の LNG タンクの内側に、 LH_2 の内部タンクを設置するものである。後者の場合、①2 重タンク構造とすることで内部タンクの断熱対策を軽減できる、②LNG 中の浮体構造とすることで応力集中を軽減できる、③既存の LNG 地下タンクと運転技術を有効利用できる可能性があるといった利点が予想されたことから、後者のアイデアについて、さらに詳細検討することになった。

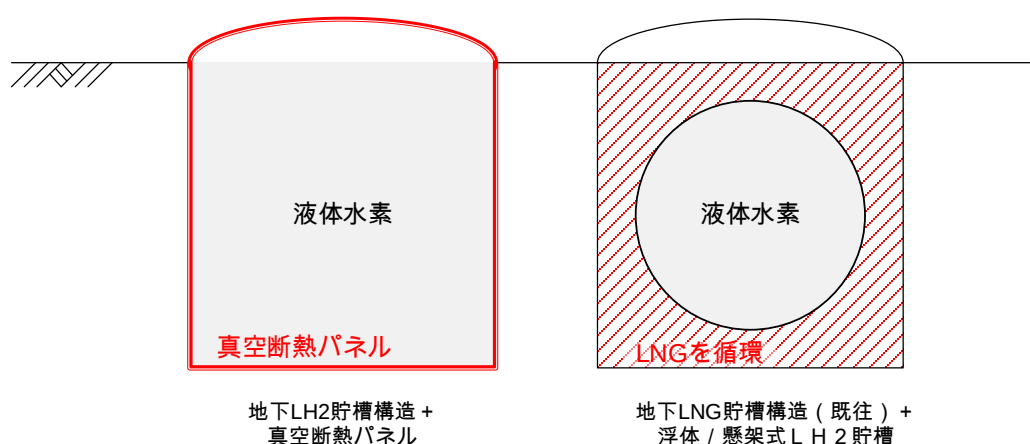


図 3.2.2-3 新しい地下貯蔵方式の LH_2 貯蔵タンク形式のアイデアの一例

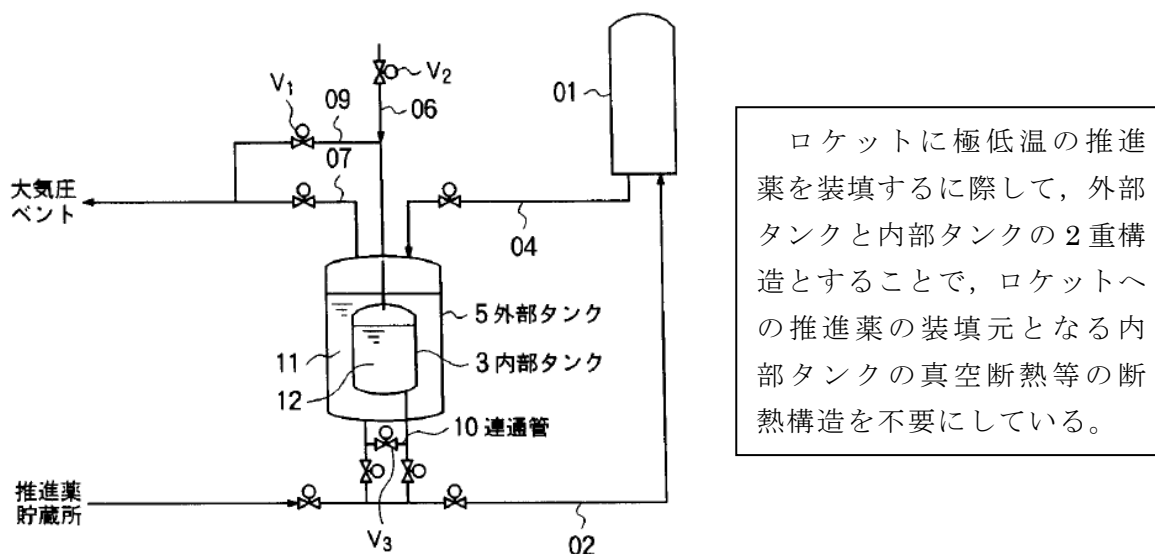


図 3.2.2-4 極低温液体供給タンク

【出典：特許第 3612535 号】

詳細検討の結果、「タンクインタンク」方式の一例（バラスト制御タイプと空気圧制御タイプ）を以下に示す。なお、これらのアイデアに関しては後述する課題の他にも、川崎重工業(株)の川越氏から受領した参考意見（巻末資料「液水タンク in LNG タンク提案のコメント」参照）に示すように課題が多いことを付記する。

1) アイデア 2-1:「タンクインタンク」方式（バラスト制御タイプ）

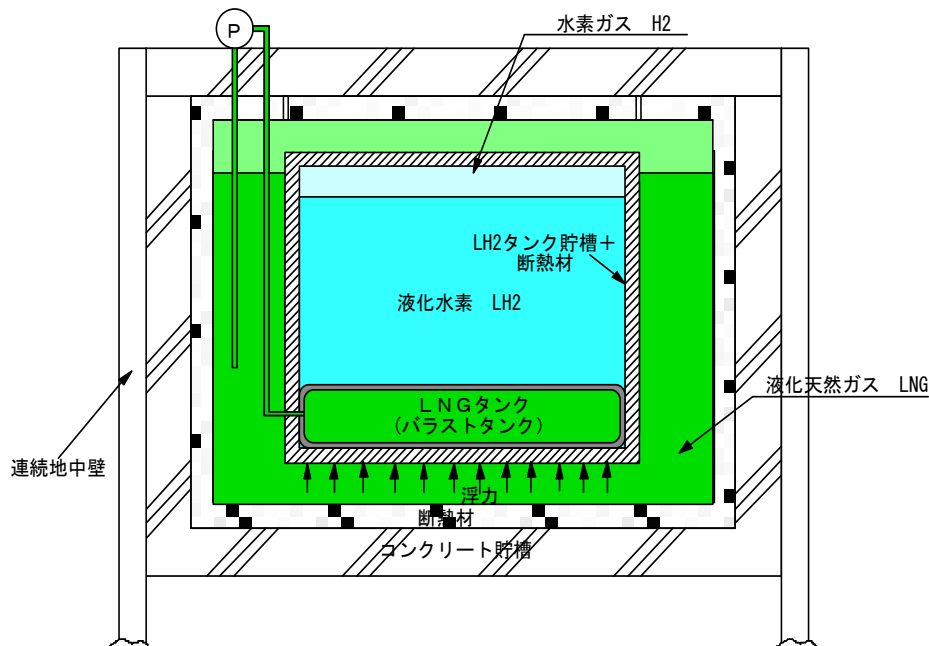


図 3.2.2-5 「タンクインタンク」方式（バラスト制御タイプ）概要

【概要説明】

- ・LNG タンクの中に液化水素のタンクを設置し、液化水素タンクの中に LNG バラストタンクを設ける。なお、LNG の比重は 0.46、液化水素の比重は 0.0708 であるから液化水素タンクには浮力が働くものと考えられる。
- ・液化水素タンクを直径 56m かつ 50,000m³ と仮定すると浮力は約 19,000 t となる。そのため、液化水素タンクの自重と上記浮力が釣り合うように液化水素タンクの板厚を約 300mm 程度とする。同時に、液化水素タンクの上面、底面、側壁は鋼板と断熱材のサンドイッチ構造とする。
- ・LNG や LH₂ の液面の変化に対し、LH₂ タンクを LNG タンク内に浮かせるように、LH₂ タンク内のバラストタンクに LNG を注入又は排出し制御する。

【応用システム】

- ・液体窒素は不活性なため安全性が高く、LNG の代わりに液体窒素タンクを使用することも可能と考えられる。その際は、液体窒素の比重は 0.807 であるが LH₂ の比重は 0.0708 であり、浮力は LNG より大きくなるものと予想できるため、液化水素タンクの自重をさらに増やす必要がある。

【メリット】

- ・液化水素が LNG タンクの中で浮いているため、外部からの入熱経路はバラストタ

ンクに LNG を送り込む配管だけであり、極めて少なくなる。また、LNG 発電と水素との混焼発電の場合、両方の燃料を同じタンクで貯留できる利点がある。

- ・LH₂ タンクの板厚が厚いため強度的には余裕がある。また、液化水素タンク外壁に亀裂が入り液化水素と LNG が接触した場合、液化水素は沸騰するが、LNG が凝固するため自己修復作用が働き、長時間のガス放出はないと考えられる。
- ・既存の LNG タンクを活用して、中に水素貯蔵タンクを構築できるため施工費用が安価になる。

【デメリット（課題）】

- ・LNG バラストタンクへの配管からの入熱があるため、こちらの配管についてはより断熱性の高い材質の検討が必要である。
- ・LNG タンクの中に液化水素タンクが浮いているため、地震等の横揺れに対し横揺れ防止対策が必要。なお、チェーンなどで支持する方法も考えられるが、チェーンから入熱する可能性がある。
- ・液化水素タンクが破損し、LNG と液化水素が混じった場合、短時間であるが液化水素が沸騰すると考えられるため、別途ガス放出設備が必要となる。なお、LNG を燃料として使う場合は、浮力制御が複雑になる。同時に、タンク内の水素や LNG が減少すると浮力も変化するので、燃料の下限値を決めて運用するなどの工夫が必要である。
- ・燃料に温度差がある場合静電気が発生するため、アースなどの放電設備が必須となりコストが高くなる。

2) アイデア 2-2 : 「タンクインタンク」方式（空気圧制御タイプ）

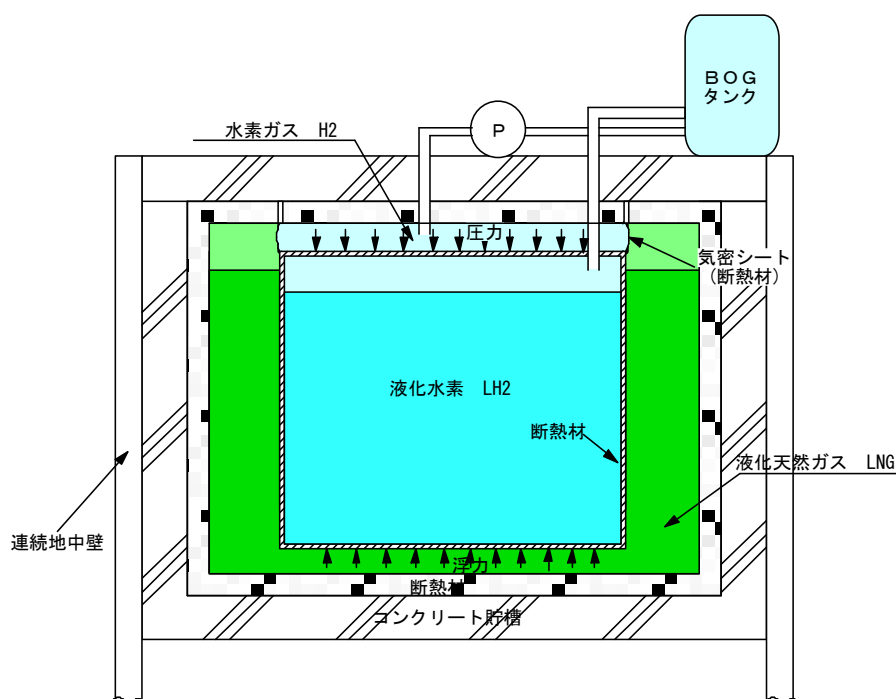


図 3.2.2-6 「タンクインタンク」方式（空気圧制御タイプ）概要図

【概要説明】

- ・LNG タンクの中に液化水素のタンクを設置する。この際、LNG の比重は 0.46、液化水素の比重は 0.0708 であるため、液化水素タンクには浮力が働くものと考えられる。試算の結果、液化水素タンクを直径 56m、50,000m³ と仮定すると浮力は約 19,000 t となる。液化水素タンクの自重を約 2,400 t（板厚 30mm と仮定）とすると、液化水素タンクを浮かせる力は約 16,600 t となる。
- ・具体的な方法として、液化水素タンクの上部に空間を作り、BOG の水素ガスを封入し、液化水素タンクを水素ガスの圧力で押し下げる。この際、液化水素タンクの上面にかかる圧力は約 0.7kg/cm² 程度であり高圧にはならないため高圧ガス保安法の適用対象外となる。このガス圧力を調整することにより、液化水素タンクを LNG タンクの中に浮かせる仕組みとなっている。

【応用システム】

- ・液体窒素は不活性なため安全性が高いため、LNG の代わりに液体窒素タンクを使用することも可能と考えられる。なお、液体窒素の温度は-196℃であり、液化水素との温度差は 57℃と小さくなるため、断熱材の厚さをさらに薄くできる。
- ・液体窒素の比重は 0.807 であり、液化水素の比重は 0.0708 であるから浮力は LNG より大きくなる。その際の上部空間の BOG ガス圧は 1.4kg/cm² 程度となる。

【メリット】

- ・LNG の温度は-162℃、液化水素の温度は-253℃のため温度差は 91℃であり、常温と比較して液化水素タンクの断熱材の厚さを薄くできる可能性がある。さらに、液化水素が LNG タンクの中で浮いているため、外部からの入熱経路が極めて少なくなる。また、浮き上がり防止のガス圧が低いいため容易に制御可能である。
- ・LNG 発電と水素との混焼発電の場合、両方の燃料を同じタンクで貯留できる。また、液化水素タンク外壁に亀裂が入り液化水素と LNG が接触した場合、液化水素は沸騰するが、LNG が凝固するため自己修復作用が働き、長時間のガス放出はないと考えられる。
- ・既存の LNG タンクを活用して、中に水素貯蔵タンクを構築できるため、施工費用が安価になる。

【デメリット（課題）】

- ・液化水素タンク上部のガス空間を保持する気密シートからの入熱がある。こちらはより断熱性の高い材質の検討が必要である。
- ・LNG タンクの中に液化水素タンクが浮いているため、地震等の横揺れに対し横揺れ防止対策が必要。チェーンなどで支持する方法もあるが、そこから入熱する可能性がある。
- ・液化水素タンクが破損し、LNG と液化水素が混じった場合、短時間であるが液化水素が沸騰するため、ガス放出設備が必要。同時に、LNG タンクの上面は水素ガスの反力を受けるため強固な構造が必要。
- ・LNG を燃料として使う場合は、浮力制御が複雑になる。同時にタンク内の水素や LNG が減少すると浮力も変化するので、燃料の下限值を決めて運用するなどの工夫が必要。

- ・燃料に温度差がある場合静電気が発生するため、アースなどの放電設備が必須となりコストが高くなる。

3.2.3 今後の課題

本書に掲載された地下貯蔵方式の LH_2 貯蔵タンクの形式に関する深掘りとともに、具体の主な技術課題を以下に整理する。

- ①メンブレン式の内槽材の確認（水素脆性対応のためには、SUS304L または SUS316L の使用が必要と考えられるが、対応が可能か）
- ②内槽支持構造（断熱サポート）の開発
- ③真空度維持のための気密構造の開発（特に、平底円筒タイプの隅角部の耐圧気密構造）
- ④コンクリートの耐極低温性能の確認
- ⑤凍土に関する設計思想の確認
- ⑥設計条件：タンク容量に対するボイルオフ水素発生率 $\text{BOR}=0.1\%/日$ の確認

参考文献

- 1) 技術研究組合 CO_2 フリー水素サプライチェーン推進機構（2019）：HySTRA, Vol.02, <http://www.hystra.or.jp/dist/pdf/pamphlet.pdf>（2019 年 7 月閲覧）
- 2) 独立行政法人宇宙航空研究開発機構：特許極低温液体供給タンク，特許第 3612535 号，平成 16 年 11 月 5 日登録