

資源エネルギー庁  
省エネルギー・新エネルギー部  
新エネルギーシステム課  
水素・燃料電池戦略室                      御中

## 受託調査報告書

令和３年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業  
(国内外における水素バリューチェーン構築に際しての規制体制等に関する調査)

2022年2月28日  
西村あさひ法律事務所  
弁護士 松平 定之  
弁護士 大槻 由昭  
弁護士 河野 充志  
弁護士 村本 静

## 目次

はじめに	4
第1章 導管（パイプライン）を通じた水素（気体）の供給に関する法規制	4
1. 適用法の確定	4
(1) ガス事業法の適用について	5
(2) 電気事業法の適用	9
(3) 高圧ガス保安法の適用	12
(4) ガス事業法の一部規定の準用	20
2. 規制内容に関する検討課題	23
(1) ガス事業法上の規制の検討課題	23
(2) 高圧ガス保安法上の規制の検討課題	25
(3) ガス事業法の一部規定が準用される場合の検討課題	28
第2章 水素製造に関する法規制	30
1. 水電解装置に関する電気の使用設備としての規制	30
(1) 適用される規制	30
(2) 水電解装置に対する規制の検討課題	31
2. 水電解装置等から発生する水素の配管等に関する規制	32
(1) 適用される規制	32
(2) 規制内容に関する検討課題	33
第3章 水素の発電利用に関する法規制	37
1. 適用される規制	37
2. 規制内容に関する検討課題	38
第4章 水素の受入・貯蔵に関する法規制	39
1. 適用法令について	39
2. ガス事業法が適用される場合	39
(1) ガス製造事業への該当性と規制	39
(2) ガス工作物としての技術上の基準	40
3. 電気事業法が適用される場合	41

4.	高圧ガス保安法が適用される場合	43
(1)	コンビナート等保安規則が適用される場合	43
(2)	一般高圧ガス保安規則が適用される場合	44

## はじめに

本書は、貴庁の「令和 3 年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（国内外における水素バリューチェーン構築に際しての規制体制等に関する調査）」に基づく当職らの受託調査（以下「本調査」という。）の結果を報告するものである。

本調査において、当職らは、貴庁と協議の上、我が国における「導管（パイプライン）を通じた水素（気体）の供給に関する法規制」、「水素製造に関する法規制」、「水素の発電利用に関する法規制」及び「水素の受入・貯蔵に関する法規制」の現状と課題を調査対象事項とした。その結果は以下のとおりである。なお、本調査の過程において、複数の事業者の協力を得てヒアリングを行った（かかるヒアリングの結果を以下「事業者ヒアリング」という。）。

また、本調査において、アメリカ合衆国、英国及びドイツ連邦共和国における水素バリューチェーン構築に際しての規制体制等についても調査を実施した（なお、当該調査に関して、アメリカ合衆国及び英国については Pillsbury Winthrop Shaw Pittman LLP に、ドイツ連邦共和国については Noerr に、それぞれ調査業務の再委託を行った。）。これらの調査結果の概要については、別紙 0-1 を参照されたい。また、各国の調査結果の詳細については、別紙 0-2（アメリカ合衆国及び英国の調査結果）及び別紙 0-3（ドイツ連邦共和国の調査結果）を参照されたい。

## 第1章 導管（パイプライン）を通じた水素（気体）の供給に関する法規制

導管（パイプライン）を通じた水素（気体）の供給（以下「パイプライン供給」という。）に関する法的規制については、以下のような論点・課題があるものと考えられる。

### 1. 適用法の確定

パイプライン供給について、適用される法規制がガス事業法か、高圧ガス保安法かが必ずしも明確でないとの問題があると考えられる。また、発電設備にパイプラインにより水素を供給する場合、電気事業法の適用可能性があり、その判断基準も問題となる。

この点に関し、ガス事業法に定義される「ガス事業」及び「ガス工作物」については、高圧ガス保安法のうちの「高圧ガスの製造又は販売の事業及び高圧ガスの製造又は販売のための施設に関する規定」は適用されないとされている（ガス事業法 175 条）ことから、まずは、ガス事業法の適用（特に「ガス事業」及び「ガス工作物」への該当性）について検討する。

(1) ガス事業法の適用について

(a) 「ガス事業」への該当性

「ガス事業」とは、「ガス小売事業、一般ガス導管事業、特定ガス導管事業及びガス製造事業」をいう（ガス事業法 2 条 11 項）。

(i) ガス小売事業への該当性

「ガス事業」のうち、「ガス小売事業」とは、「小売供給を行う事業（一般ガス導管事業、特定ガス導管事業及びガス製造事業に該当する部分を除く。）」であり（同条 2 項）、「小売供給」とは、「一般の需要に応じ導管によりガスを供給すること（政令で定める簡易なガス発生設備（以下「特定ガス発生設備」という。）においてガスを発生させ、導管によりこれを供給するものにあつては、一の団地内におけるガスの供給地点の数が七十以上のものに限る。）」である（同条 1 項）。

ガス事業法に定める「ガス」とは、ガス体の物をいい、灯用、燃料用、動力用、原料用の別を問わないが、不燃性ガス（例えば水蒸気）については同法における「ガス」に含まれないと解されている（経済産業省・資源エネルギー庁ガス市場整備課ほか編『ガス事業法の解説』（以下「ガス法解説」という。）7 頁）。この解釈によれば、可燃性ガスである水素は、ガス事業法に定める「ガス」に含まれると考えられる。

「一般の需要」の「一般」とは、不特定多数をいうが、何をもって不特定といい、多数というかは、社会通念上決せられるべき性質のものであり、ガスを最終的に使用する者は原則としてこれに当たる。ただし、ガスを最終的に使用する者に対する供給であっても、例えば、自己の社宅に対する供給のように自家消費と同等のものとみなし得る場合や、自己の子会社に対する供給のように供給者と使用者との間に密接な関係があるような場合については、その供給はその特別の関係に基づいて行われるものであるから、不特定多数に対する供給とはならない。「不特定」とは将来における不特定性に着目しているものであり、現在の使用者が特定されていたとしても、潜在する需要が将来顕在化したときに供給することも「不特定」となり得る。ガスの供給が現在存在している使用者に対してのみなされるのではなく、一定の地点現在存在している使用者に対してのみでなく、潜在する需要に対しても、それが将来顕在化したときに供給する場合には、「一般の需要」になり得る（ガス法解説 6～7 頁）。

このように、「一般の需要」といえるか否かは「不特定多数」の需要といえるかを社会

通念に基づき判断することから、その判断基準が必ずしも明確ではなく、その線引きが難しい場合があると考えられる。例えば、現時点では特定の企業のみを供給対象としていても、将来その地域に新たな需要が生じた場合に供給する可能性が存する場合には、「一般の需要」として取り扱い、ガス事業法の「小売供給」に該当すると解すべきと考えられる。他方で、特定の 1 社ないし数社の企業のみ水素を独占的にパイプライン供給する場合であって、供給者に将来にわたっても供給先を増やす意図がないような場合に、「一般の需要」としてガス事業法の「小売供給」に該当するかについては、線引きが難しいケースがあると考えられる（事業者としては、自社のグループ会社への供給など、「特定」の供給であることを明確に説明できる場合を除き、「小売供給」であることを前提として対応することが考えられる。）。

後述のように、「一般の需要」に対する供給に該当しない場合、ガス小売事業には該当せず、ガス事業法も適用されず、高圧ガス保安法が適用される場合があると考えられるが、このように、判断の難しい「一般の需要」に該当するか否かによって適用法令が変わることは、事業者にとって判断が難しい可能性があると考えられる（この点は、都市ガスの供給においても同様であるが、水素については供給先が實際上特定の産業需要家に限定されるケースが多いと思われ、「一般の需要」と解すべきか否かが論点となりやすいと考えられる。）。

ガス小売事業に該当する場合に適用される主な規制は以下のとおりである。

条文（ガス事業法）	規制の内容
3 条	ガス小売事業の登録
13 条	供給能力の確保
14 条	供給条件の説明等
15 条	書面の交付
16 条	苦情等の処理
18 条	熱量等の測定義務
19 条	供給計画の届出
21 条	ガス工作物に関する技術上の基準への適合
23 条	ガスの成分の検査義務
24 条	保安規程の策定、届出義務
25 条	ガス主任技術者の選任義務
32 条	工事計画の届出義務
33 条	使用前検査
34 条	定期自主検査
159 条	消費機器に関する周知及び調査
160 条	保安業務規程の策定

(ii) 一般ガス導管事業及び特定ガス導管事業への該当性

「ガス事業」のうち、「一般ガス導管事業」とは、「自らが維持し、及び運用する導管によりその供給区域において託送供給を行う事業（ガス製造事業に該当する部分及び経済産業省令で定める要件に該当する導管により供給するものを除く。）をいい、当該導管によりその供給区域における一般の需要（ガス小売事業者から小売供給を受けているものを除く。）に応ずるガスの供給を保障するための小売供給（以下「最終保障供給」という。）を行う事業（ガス製造事業に該当する部分を除く。）を含むものとする」とされている（ガス事業法 2 条 5 項）。また、「特定ガス導管事業」とは、「自らが維持し、及び運用する導管により特定の供給地点において託送供給を行う事業（ガス製造事業に該当する部分及び経済産業省令で定める要件に該当する導管により供給するものを除く。）」をいう（同条 7 項）。

ガス事業法施行規則 3 条 1 号は、「十二A及び十三Aのガスグループ以外のガスグループに属するガスを供給する導管」を一般ガス導管事業に該当しない導管として定めている。また、同規則 4 条 1 号は、「メタン以外の成分を主成分とするガスを供給する導管」を特定ガス導管事業に該当しない導管として定めている。

このように、メタン以外の成分を主成分とするガスを供給する導管については、ガス事業法に定める事業区分のうち、一般ガス導管事業及び特定ガス導管事業には含まれないとされている（ガス事業法 2 条 5 項、ガス事業法施行規則 3 条 1 号、及び同法 2 条 7 項、同規則 4 条 1 号）。これは、日本のガス市場において扱われているガスの大半がメタンの含有率の高い天然ガス等（そのうち 12A 又は 13A の高カロリーガス）であり、託送供給義務を課すべき範囲は、日本のガスのネットワークにおいて広く流通しているガスの互換が可能な範囲であることが妥当であるからであるとされている（ガス法解説 14 頁）。このため、専ら水素を供給する導管については、現行法上は、一般ガス導管事業又は特定ガス導管事業には該当しないものと考えられる。

水素のパイプライン供給について、小売部分についてはガス小売事業としてガス事業法の適用対象となる場合があるのに対し、導管部分についてはガス事業法の適用対象とならず、高圧ガス保安法の適用又はガス事業法の準用となるのは、隣接する事業でありながら適用法令に違いが生じ得る点で事業者にとって分かりにくいおそれがあると考えられる。

(iii) 「ガス製造事業」への該当性

「ガス事業」のうち、「ガス製造事業」とは、「自らが維持し、及び運用する液化ガス

貯蔵設備等を用いてガスを製造する事業であつて、その事業の用に供する液化ガス貯蔵設備が経済産業省令で定める要件に該当するものをいう（ガス事業法2条9項）。

この「経済産業省令で定める要件」とは、「一の製造所におけるその容量の合計が二十万キロリットル以上のものであつて、ガス事業の用に供する導管と接続しているもの」とされている（ガス事業法施行規則5条）（なお、「液化ガス貯蔵設備」とは、「液化したガスの貯蔵設備」をいい、「液化ガス貯蔵設備等」とは、「液化ガス貯蔵設備及びガス発生設備」をいう（同法2条4項2号イ）。）。

一般ガス導管事業及び特定ガス導管事業と異なり、ガス製造事業については、メタン以外のガスを主成分とする場合であっても、該当性には影響しないと考えられる。

よって、液化水素の貯蔵設備及びガス発生設備を有し、貯蔵設備の容量の合計が20万キロリットル以上であり、かつガス事業の用に供する導管と接続している設備（液化水素受入基地）については、ガス製造事業に該当すると考えることができる。

ガス製造事業に該当する場合に適用される主な規制は以下のとおりである。

条文（ガス事業法）	規制の内容
86条	ガス製造事業の届出
89条1項	ガス受託製造約款の策定、届出
89条5項	第三者利用
90条	液化ガス貯蔵設備の容量等の公表義務
91条	熱量等の測定義務
92条	禁止行為（特定の者を不当に有利又は不利に取り扱うことの禁止、他の者の情報の不正利用の禁止）
93条	製造計画の作成、届出
95条	会計整理
96条	ガス工作物に関する技術上の基準への適合
97条	保安規程の策定、届出義務
98条	ガス主任技術者の選任義務
101条	工事計画の届出義務
102条	使用前検査
104条	定期自主検査

(b) ガス工作物への該当性

「ガス工作物」とは、「ガスの供給のために施設するガス発生設備、ガスホルダー、ガ



ス精製設備、排送機、圧送機、整圧器、導管、受電設備その他の工作物及びこれらの附属設備であつて、ガス事業の用に供するもの」をいう（ガス事業法 2 条 13 項）。

このため、水素パイプラインに関連する設備について、上記のガス小売事業又はガス製造事業のいずれかのために利用される設備については、「ガス工作物」としてガス事業法の適用対象になると考えられる。

上記のように、水素のパイプライン供給がガス小売事業に該当するか否かは、需要が不特定多数であるか否かによって変動し、また、液化水素の受入基地がガス製造事業に該当するか否かはその貯蔵設備の容量等によって変動する。

よって、水素のパイプライン供給のための設備について、利用している設備は同種同様であったとしても、上記のように小売ガス事業又はガス製造事業に該当するかという微妙な判断によって、ガス事業法に基づくガス工作物となるか、後述の高圧ガス保安法の設備となるかが変動し、それに伴い規制も変動し得るため、事業者にとっては確定的判断が難しい場面もあると考えられる。

ガス事業法が適用される場合にガス工作物に適用される主な技術上の基準は、別紙 1 のとおりである（ガス工作物の技術上の基準を定める省令（以下「ガス工作物基準省令」という。））。

## (2) 電気事業法の適用

発電設備へのパイプラインによる水素の供給が行われる場合には、電気事業法の適用可能性がある。

すなわち、高圧ガス保安法 3 条は、「電気事業法（昭和三十九年法律第百七十号）第二条第一項第十八号の電気工作物（政令で定めるものに限る。）内における高圧ガス」（同条 6 号）については、「この法律の規定は、次の各号に掲げる高圧ガスについては、適用しない」と定めており、電気事業法 2 条 1 項 18 号の電気工作物（政令で定めるもの）については、電気事業法が優先適用されると考えられる。

この「電気事業法 2 条 1 項 18 号の電気工作物（政令で定めるもの）」とは、「発電、変電又は送電のために設置する電気工作物並びに電気の使用のために設置する変圧器、リアクトル、開閉器及び自動しゃ断器であつて、ガスを圧縮、液化その他の方法で処理するもの」とされている（高圧ガス保安法施行令 2 条 2 項）。

よって、発電設備へのパイプラインによる水素供給を行う場合に、「発電、変電又は送電のために設置する電気工作物並びに電気の使用のために設置する変圧器、リアクトル、開閉器及び自動しゃ断器であつて、ガスを圧縮、液化その他の方法で処理するもの」については、電気事業法が適用されることになるが、上記(1)のガス事業法が適用されるガス工作物(又は下記(3)の高圧ガス保安法が適用される設備)から発電設備へ導管を通じて水素を供給する場合に、どの地点から電気事業法が適用されるのか(又は、いずれかの法律が一連の設備全体に適用されるのか)は論点となる。

「電気工作物」<sup>1</sup>とは、「発電、変電、送電若しくは配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路その他の工作物(船舶、車両又は航空機に設置されるものその他の政令で定めるものを除く。)」をいう(電気事業法 2 条 1 項 18 号)。「電気工作物」とは「要するに発電、変電、送電若しくは配電又は電気の使用のために設置する工作物の総称」であり、「発電所、変電所等は、総合的设备として電気工作物であるとともに、それを組成する機械、器具も電気工作物である」とされている(経済産業省・資源エネルギー庁電力・ガス事業部産業保安グループ編『電気事業法の解説』<sup>2</sup>(以下「電気法解説」という。) 86 頁)。また、「電気工作物」の範囲については、「発電、変電、送電若しくは配電又は電気の使用のために直接必要なものを指し、営業所、社宅等これに直接関係のないものは含まない。ただし、発電所、水路等の監視保守のために必要な駐在所等は、直接の必要があると解すべきである」とされており(電気法解説 86 頁)、「直接の必要がある」ものとされつつも、駐在所等が含まれると解されていることからすると「直接の必要」の認定は緩やかになされているとみることができる。このことからすると、発電に利用する水素の供給のために設置された導管については、当該導管が発電設備の運営者により運営・管理されるものである限りにおいては、電気工作物に該当すると判断されるものと考えられる。

そのため、上記の論点は、基本的には、設備の運営・管理権の帰属などを判断基準とする設備間の責任分界点の認定の問題に帰着すると考えられる。すなわち、発電設備の運営者が運営・管理する設備については、電気工作物に該当するものとして、電気事業法の適用を受けるものと考えられる。

このような考え方を前提とすると、「一般の需要」のために水素の供給を行う事業者 A が、発電設備を運営する事業者 B に対し導管を通じて水素を供給する場合、A が運営・管理する導管についてはガス事業法が、B が運営・管理する導管については電気事業法が適

<sup>1</sup> 電気工作物の定義については別紙 3 の 1. も参照されたい。

<sup>2</sup> [https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/shiryo\\_joho/data/2020.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/shiryo_joho/data/2020.pdf)

用され、一連の導管であるにもかかわらず、導管の運営・管理権の分界点の前後で適用法が変わるという事象が生ずることになる。このため、保安の確保及び事業者 A・B（及びこれらから保安業務の委託を受ける者）の混乱を防ぐ観点から、両者の保安規制の整合性がとれているか、留意が必要となる（なお、この事例において、発電設備を設置する事業者 B 自身が、「一般の需要」のために水素の供給を行い、その一部を自らの発電設備に供給する場合においても、同様の課題が生ずると考えられる。）。

同様の課題は、事業者 A が、発電設備を運営する事業者 B への供給用に水素製造設備を設置し、高压ガスとして（1MPa 以上の圧力で）導管を通じて事業者 B に水素を供給する場合にも生ずるものと考えられる。この場合、事業者 A の運営・管理する導管については高压ガス保安法が適用され、事業者 B の運営・管理する導管については電気事業法が適用されることが考えられるためである。

なお、事業者 A の水素製造設備が、事業者 B の発電設備への供給のみを目的として設置される場合に、事業者 A の運営・管理する導管が電気工作物の一部とみなされ、電気事業法の適用を受ける（高压ガスの導管の場合でも、高压ガス保安法の適用を受けない（高压ガス保安法 3 条 1 項 6 号））と解釈される余地がないかは論点である。この点は、事業者 A と事業者 B の関係（例えばグループ会社であるか）、事業者 A の設置する設備の物理的な位置（例えば事業者 B の発電所の敷地の一部に設置されているか）、設備構造（保安を一体的に行うことが合理的か）などを踏まえた判断が介在する余地があるが、設備の運営・管理の帰属が異なる場合には、それぞれの設備を別個にみて適用法を分析的に検討するのが原則となる（よって、特段の事情がない限り、事業者 A の設備が事業者 B の運営・管理する電気工作物の一部となるものではない）とみるのが合理的であると考えられる。

また、発電設備を運営する事業者 B が、自らの発電設備への供給のみを目的として発電所敷地とは別の場所に水素製造設備を設置し、導管を通じて自らの発電設備に供給する場合において、水素製造設備やそれ以降の導管全体が電気工作物として電気事業法の適用対象となるのかについても論点となる。高压の導管に関する規制の統一性の観点からは、導管全体について電気事業法を適用することが望ましいと考えられる。他方で、とりわけ水素製造設備の設置場所が発電所敷地と相当程度遠隔に位置しており、その運営・管理に関する独立性が高く、保安業務を異なる事業者に委託することが合理的な場合において、水素製造設備全体を当然に電気工作物の一部であるとして、電気事業法の適用対象とし、高压ガス保安法の適用を受けないと整理してよいか（保安確保の観点から適当か）については議論の余地がある。仮に導管とそれ以外の水素製造設備で適用法令を分けて考える場合には、同じ事業者 B の設備の中で適用法の分界点をどこに設定するのが適当かとの論点が生ずると考えられる。

### (3) 高圧ガス保安法の適用

上記(1)に記載したガス事業法の「ガス事業」及び「ガス工作物」に該当しない事業及び工作物であり、かつ上記(2)に記載した電気事業法の適用される高圧ガスに該当しない場合については、高圧ガス保安法のうちの「高圧ガスの製造又は販売の事業及び高圧ガスの製造又は販売のための施設に関する規定」が適用され得る（ガス事業法 175 条参照）。

なお、「ガス事業以外のガスを供給する事業」について、ガス事業法の一部の規定が準用される（ガス事業法 105 条）が、同条には「高圧ガス保安法（昭和二十六年法律第二百四号）の適用を受ける場合にあつては、これらの法律の適用を受ける範囲に属するものを除く」との文言があり、高圧ガス保安法の適用がある場合には、同法が優先的に適用され、ガス事業法 105 条に基づくガス事業法の一部の規定の準用は行われまいと考えられる。

#### (a) 「高圧ガス」の定義

高圧ガス保安法の適用対象となる「高圧ガス」とは、次の各号のいずれかに該当するものをいう（高圧ガス保安法 2 条）。

- ① 常用の温度において圧力（ゲージ圧力をいう。以下同じ。）が一メガパスカル以上となる圧縮ガスであつて現にその圧力が一メガパスカル以上であるもの又は温度三十五度において圧力が一メガパスカル以上となる圧縮ガス（圧縮アセチレンガスを除く。）
- ② 常用の温度において圧力が〇・二メガパスカル以上となる圧縮アセチレンガスであつて現にその圧力が〇・二メガパスカル以上であるもの又は温度十五度において圧力が〇・二メガパスカル以上となる圧縮アセチレンガス
- ③ 常用の温度において圧力が〇・二メガパスカル以上となる液化ガスであつて現にその圧力が〇・二メガパスカル以上であるもの又は圧力が〇・二メガパスカルとなる場合の温度が三十五度以下である液化ガス
- ④ 前号に掲げるものを除くほか、温度三十五度において圧力零パスカルを超える液化ガスのうち、液化シアン化水素、液化ブロムメチル又はその他の液化ガスであつて、政令で定めるもの

よって、水素のパイプライン供給についても、「常用の温度において圧力（ゲージ圧力をいう。）が一メガパスカル以上となる圧縮ガスであつて現にその圧力が一メガパスカル以上であるもの又は温度三十五度において圧力が一メガパスカル以上となる圧縮ガス」又

は「常用の温度において圧力が〇・二メガパスカル以上となる液化ガスであつて現にその圧力が〇・二メガパスカル以上であるもの又は圧力が〇・二メガパスカルとなる場合の温度が三十五度以下である液化ガス」のいずれかの要件を満たす場合には、高圧ガス保安法に基づく「高圧ガス」に該当し、同法に基づく規制の対象になると考えられる。他方で、上記の圧力に達しない低圧でのパイプライン供給については、高圧ガス保安法の適用対象外であると考えられる。

なお、水素は、一般高圧ガス保安規則（以下「一般則」という。）において「可燃性ガス」の一つとして定義されている（一般則 2 条 1 号）。

(b) 高圧ガス保安法が規制する事業類型

高圧ガス保安法は、高圧ガスに関する以下の行為類型について規制を行っている。

(i) 「製造」

高圧ガスに関する以下のいずれかの行為は、「製造」として、都道府県知事の許可（①及び②）又は届出（③及び④）が必要となる（高圧ガス保安法 5 条）。

- ① 圧縮、液化その他の方法で処理することができるガスの容積（温度零度、圧力零パスカルの状態に換算した容積をいう。）が一日百立方メートル（中略）以上である設備（中略）を使用して高圧ガスの製造（容器に充てんすることを含む。）をしようとする者
- ② 冷凍のためガスを圧縮し、又は液化して高圧ガスの製造をする設備でその一日の冷凍能力が二十トン（中略）以上のもの（中略）を使用して高圧ガスの製造をしようとする者
- ③ 高圧ガスの製造の事業を行う者（①及び冷凍のため高圧ガスの製造をする者（中略）を除く。）
- ④ 冷凍のためガスを圧縮し、又は液化して高圧ガスの製造をする設備でその一日の冷凍能力が三トン（中略）以上のものを使用して高圧ガスの製造をする者

水素についても、ガス事業法に基づくガス製造事業に該当しない場合において、上記の要件を満たす水素ガスの製造を行う場合には、上記の規制に従う必要が生ずると考えられる。

高圧ガス保安法の「製造」に該当する場合、以下の規制が適用される。ガス事業法に基

づくガス製造事業と比較すると、第三者利用制度、受託製造約款の策定・届出、禁止行為（中立義務等）に関する定めがないなど、規制は相対的に簡素であるといえる。

条文（高圧ガス保安法）	規制の内容
5 条	製造の許可又は届出（都道府県知事）
11 条又は 12 条	製造のための施設及び製造の方法に関する技術上の基準への適合
14 条	製造施設等の変更に関する許可又は届出
26 条	危害予防規程の策定・届出義務
27 条	保安教育
27 条の 2	保安統括者等の選任
27 条の 3	保安主任者の選任
35 条、35 条の 2	定期保安検査、定期自主検査
36 条	危険時の措置・届出
37 条	火気等の制限
39 条	緊急措置
60 条	帳簿の備え、保存
63 条	事故届

## （ii）貯蔵

高圧ガスの貯蔵は、経済産業省令で定める技術上の基準に従ってしなければならない（高圧ガス保安法 15 条）ほか、容積 300 立方メートル（当該ガスが政令で定めるガスの種類に該当するものである場合にあっては、当該政令で定めるガスの種類ごとに 300 立方メートルを超える政令で定める値）以上の高圧ガスを貯蔵するときは、あらかじめ都道府県知事の許可を受けて設置する貯蔵所においてしなければならない（高圧ガス保安法 16 条）。

水素についても、ガス事業法に基づくガス製造事業に該当しない場合において、上記の要件を満たす水素ガスの貯蔵を行う場合には、上記の規制に従う必要が生ずると考えられる。なお、ガス事業法に基づくガス製造事業に該当する場合においても、ガス事業法 175 条は「高圧ガス保安法中高圧ガスの製造又は販売の事業及び高圧ガスの製造又は販売のための施設に関する規定」の適用を排除しているものの、高圧ガスの「貯蔵」に関する規定の適用を明示的に排除していないとも読めるため、この場合においても、ガス事業法の規制のほか、高圧ガス保安法に基づく「貯蔵」の規制に従う必要があるとの解釈の可能性があり、明確化が必要であると考えられる。

高圧ガス保安法の「貯蔵」に該当する場合に適用される主な規制は次のとおりである。

条文（高圧ガス保安法）	規制の内容
15 条	貯蔵に関し、技術上の基準に従う義務
16 条	一定の容積以上の高圧ガスを貯蔵する場合、都道府県知事の許可を受けた（又は届出を行った）貯蔵所において行う義務
18 条	貯蔵所について、技術上の基準に適合させる義務
19 条	貯蔵所の変更に関する都道府県知事の許可又は届出
20 条	完成検査
27 条 4 項	保安教育
36 条	危険時の措置・届出
37 条	火気等の制限
39 条	緊急措置
60 条	帳簿の備え、保存
63 条	事故届

### (iii) 販売

高圧ガスの販売の事業を営もうとする者は、販売所ごとに都道府県知事への届出を行う必要がある（高圧ガス保安法 20 条の 4）。

水素についても、パイプラインを通じた販売がガス小売事業に該当しない場合には、高圧ガス保安法に基づく高圧ガスの販売として、上記の規制に従う必要があると考えられる。

高圧ガス保安法の「販売」に該当する場合に適用される主な規制は次のとおりである。

条文（高圧ガス保安法）	規制の内容
20 条の 4	販売事業の届出（都道府県知事）
20 条の 5	購入者に災害発生防止に関する事項を周知させる義務
20 条の 6	販売方法について技術上の基準に従う義務
28 条 1 項	販売主任者の選任
36 条	危険時の措置・届出

37 条	火気等の制限
39 条	緊急措置
60 条	帳簿の備え、保存
63 条	事故届

#### (iv) 輸入

高圧ガスの輸入をした者は、輸入をした高圧ガス及びその容器につき、都道府県知事が行う輸入検査を受け、これらが経済産業省令で定める技術上の基準に適合していると認められた後でなければ、これを移動してはならない（高圧ガス保安法 22 条）。なお、「船舶から導管により陸揚げして高圧ガスの輸入をする場合」等はこの限りでないとの例外がある。

水素の輸入についても、船舶から導管により陸揚げして高圧ガスの輸入をする場合を除き、上記規制が適用されるものと考えられる（なお、「船舶から導管により陸揚げして高圧ガスの輸入をする場合」には、次の「移動（導管による輸送）」に関する規制が適用されると考えられる。）。

高圧ガス保安法の「輸入」に該当する場合に適用される主な規制は次のとおりである。

条文（高圧ガス保安法）	規制の内容
22 条	輸入検査技術基準への適合、都道府県知事等による検査

#### (v) 移動

高圧ガスの移動については、以下の各規制が適用される（高圧ガス保安法 23 条）。

- ① 高圧ガスを移動するには、その容器について、経済産業省令で定める保安上必要な措置を講じなければならない。
- ② 車両（道路運送車両法（昭和二十六年法律第百八十五号）第二条第一項に規定する道路運送車両をいう。）により高圧ガスを移動するには、その積載方法及び移動方法について経済産業省令で定める技術上の基準に従ってしなければならない。
- ③ 導管により高圧ガスを輸送するには、経済産業省令で定める技術上の基準に従ってその導管を設置し、及び維持しなければならない。ただし、第一種製造者が第五条第一項の許可を受けたところに従って導管により高圧ガスを輸送するときは、この限りでない。



上記③のように、導管により高圧ガスを輸送するには、経済産業省令で定める技術上の基準に従ってその導管を設置し、及び維持しなければならないとの規制が適用される。

この点に関し、特定の需要のために水素をパイプライン供給する事案において、小売ガス事業に該当しないため、ガス事業法の適用がない場面では、上記③の規制が適用されると考えられる。

なお、不特定多数の需要のために水素をパイプライン供給する事案において、小売ガス事業に該当するため、ガス事業法が適用されるものの、水素供給者と導管の維持運営者が別である場合に、導管の維持運営者について、高圧ガス保安法の上記③のルールが適用されないのかは不明確である（当該導管は「ガス事業の用に供するもの」として「ガス工作物」に該当する（ガス事業法 2 条 13 項）ことから、ガス事業法が適用され、高圧ガス保安法は適用されない（ガス事業法 175 条）と解釈される余地もあるが、同条は「高圧ガス保安法中高圧ガスの製造又は販売の事業及び高圧ガスの製造又は販売のための施設に関する規定」の適用を排除しているものの、高圧ガスの「移動」に関する規定の適用は排除していないとも読めるため、事業者にとって不明確な点が残ると思われる）。確認が必要であるが、ガス事業法において、小売供給については水素も含まれるが、導管事業については水素は含まれないという整理がされている関係上、同じプロジェクトでも、小売供給者としてかかわるか、導管事業者としてかかわるかによって規制法が異なるおそれがあり、その整合性を明確にとる必要がないかは要検討である。

高圧ガス保安法の「移動」に該当する場合に適用される主な規制は次のとおりである。

条文（高圧ガス保安法）	規制の内容
23 条 1 項	容器について保安上の必要な措置を講ずること
23 条 2 項	車両輸送について、その積載方法及び移動方法に関して技術上の基準に従うこと
23 条 3 項	導管輸送について、その設置及び維持に関して技術上の基準に従うこと

導管による輸送に関する技術上の基準については、製造設備における導管に関する技術上の基準を準用しており、以下の内容である（高圧ガス保安法 23 条 3 項、一般則 51 条、同規則 6 条 43 号）。

高圧ガス保安法の「導管」による移動の技術上の基準
イ 導管は、地崩れ、山崩れ、地盤の不同沈下等のおそれのある場所その他経済産業大臣が定める場所又は建物の内部若しくは基礎面下に設置しないこと。

- ロ 導管を地盤面上に設置するときは、地盤面から離して設置し、かつ、その見やすい箇所に高圧ガスの種類、導管に異常を認めたときの連絡先その他必要な事項を明瞭に記載した標識を設けること。
- ハ 導管を地盤面下に埋設するときは、〇・六メートル以上地盤面から下に埋設し、かつ、その見やすい箇所に高圧ガスの種類、導管に異常を認めたときの連絡先その他必要な事項を明瞭に記載した標識を設けること。
- ニ 導管を水中に設置するときは、船、波等の影響を受けないような深さに設けること。
- ホ 導管は、常用の圧力の一・五倍以上の圧力で水その他の安全な液体を使用して行う耐圧試験（液体を使用することが困難であると認められるときは、常用の圧力の一・二五倍以上の圧力で空気、窒素等の気体を使用して行う耐圧試験）及び常用の圧力以上の圧力で行う気密試験又は経済産業大臣がこれらと同等以上のものと認める試験（試験方法、試験設備、試験員等の状況により経済産業大臣が試験を行うことが適切であると認める者の行うものに限る。）に合格するものであること。
- ヘ 導管は、常用の圧力又は常用の温度において発生する最大の応力に対し、当該導管の形状、寸法、常用の圧力、常用の温度における材料の許容応力、溶接継手の効率等に応じ、十分な強度を有するものであり、又は導管の製造技術、検査技術等の状況により製造することが適切であると経済産業大臣が認める者の製造した常用の圧力等に応ずる十分な強度を有するものであること。
- ト 導管には、腐食を防止するための措置及び応力を吸収するための措置を講ずること。
- チ 導管には、常用の温度を超えないような措置を講ずること。
- リ 導管には、当該導管内の圧力が常用の圧力を超えた場合に直ちに常用の圧力以下に戻すことができるような措置を講ずること。
- ヌ 酸素又は天然ガス（実用上支障のない程度まで脱水されたものを除く。）を輸送するための導管とこれに接続する圧縮機（酸素を圧縮する圧縮機については、内部潤滑剤に水を使用するものに限る。）との間には、水分を除去するための措置を講ずること。
- ル 事業所を連絡する導管には、緊急時に必要な通報を速やかに行うための措置を講ずること。

#### (vi) 消費

圧縮水素を消費する者（その消費する圧縮水素の貯蔵設備の貯蔵能力が 300 立方メートル以上である者又はその消費に係る事業所以外の事業所から導管によりその消費する圧縮水素の供給を受ける者に限る。）は、事業所ごとに、消費開始の日の 20 日前までに、消費（消費に係る貯蔵及び導管による輸送を含む。）のための施設の位置、構造及び設備並び

に消費の方法を記載した書面を添えて、その旨を都道府県知事に届け出ることを要し（高圧ガス保安法 24 条の 2、同法施行令 7 条 2 項）、また、消費（消費に係る貯蔵及び導管による輸送を含む。）のための施設を、その位置、構造及び設備が経済産業省令で定める技術上の基準に適合するように維持しなければならない（同法 24 条の 3）。

圧縮水素のパイプライン供給を受ける消費者は、上記の規制に従う必要が生ずると考えられる。なお、ガス事業法の適用のあるガス小売供給の消費者について、高圧ガス保安法の適用が排除されないかが論点となるが、ガス事業法 175 条は「高圧ガス保安法中高圧ガスの製造又は販売の事業及び高圧ガスの製造又は販売のための施設に関する規定」の適用を排除しているものの、高圧ガスの「消費」に関する規定の適用は排除していないとも読めるため、不明確な点が残るが、高圧ガス保安法に基づく「消費」に関する上記の規制が適用されることが考えられる。

高圧ガス保安法の「消費」に該当する場合に適用される主な規制は次のとおりである。

条文（高圧ガス保安法）	規制の内容
24 条の 2	消費する特定高圧ガスの種類、層費のための施設の位置、構造、設備、消費の方法を記載した書面を届け出る義務（都道府県知事）
24 条の 3	消費のための施設を技術上の基準に適合させる義務
24 条の 4	施設の変更、消費方法の変更について届け出る義務（都道府県知事）
24 条の 5	消費に関し、技術上の基準に従うこと
28 条 2 項	取扱主任者の選任
36 条	危険時の措置・届出
37 条	火気等の制限
39 条	緊急措置
63 条	事故届

#### (vii) 廃棄

水素を含む可燃性ガス等の高圧ガスの廃棄については、高圧ガス保安法 25 条及び一般則 62 条等に定める技術上の基準に従うことを要する。

水素のパイプライン供給についても、供給者及び消費者は、高圧ガスである水素を廃棄する場合には、かかる規制に従う必要があるものと考えられる（ガス事業法 175 条は「高

圧ガス保安法中高压ガスの製造又は販売の事業及び高压ガスの製造又は販売のための施設に関する規定」の適用を排除しているものの、高压ガスの「廃棄」に関する規定の適用は排除していないとも読めるため、不明確な点は残るが、ガス事業法の適用がある場合であっても、高压ガス保安法に基づく「廃棄」に関する上記の規制が適用されると考える余地がある。 ) 。

高压ガス保安法の「廃棄」に該当する場合に適用される主な規制は次のとおりである。

条文（高压ガス保安法）	規制の内容	備考
25 条	廃棄について技術上の基準に従うこと	

(viii) 小括

高压ガス保安法が適用される場合の主な技術上の基準は別紙 2 のとおりである（水素を含む可燃性ガスに適用される主な技術上の基準を記載している）。

なお、高压ガス保安法においては、高压ガスを製造、貯蔵、販売等する者のみならず、高压ガスを充填するための容器、高压ガスの製造のための設備のうち、一定のものを製造する者について、規制が課されている（高压ガス保安法 41 条、56 条の 3 等）点は、ガス事業法と異なる特色であると考えられる。この点に関し、水素事業に利用される製造設備、容器等を製造する事業者によって、当該設備や容器等の納入先である事業者がガス事業法の適用を受けるのか、高压ガス保安法の適用を受けるのかによって、高压ガス保安法に基づく上記の規制を自らが受けるか否かが変わるとすれば、かかる設備製造事業者にとっても適用法令の不明確性という問題が生ずることになる。

この点については、ガス事業法 175 条が、高压ガス保安法のうちの「高压ガスの製造又は販売の事業及び高压ガスの製造又は販売のための施設に関する規定」は適用されないと定めており、高压ガスを充填するための容器や、高压ガスの製造のための設備の製造に関する規制を適用除外していないことから、当該設備の納入先である事業者がガス事業法の適用を受ける場合であっても、自らには高压ガス保安法に基づく規制が適用されると考えられる。ただし、容器や製造設備の製造者とその納入先である事業者との間で適用される法律が異なる可能性がある点は、分かりにくいとの評価もあり得るものと考えられる。

(4) ガス事業法の一部規定の準用

水素のパイプライン供給に関する行為が、ガス事業法の適用を受けず、かつ高压ガス保

安法の適用も受けない場合には、ガス事業法 105 条に基づき、ガス事業以外のガスを供給する事業又は自ら製造したガスを使用する事業について、ガス事業法の一部の規定が準用されると考えられる。

準用される一部の規定とは、具体的には、ガス工作物の技術基準への適合・維持（ガス事業法 21 条 1 項及び 2 項）、ガス主任技術者の選任（同法 25 条）、誠実な職務の実行（同法 30 条 2 項）、工事計画の届出（同法 32 条）等である。

例えば、水素の特定の需要へのパイプライン供給である場合（すなわち、ガス事業法の適用がない場合）において、「高圧ガス」の圧力に達しない水準の圧力で供給を行う場合には、ガス事業法及び高圧ガス保安法のいずれの適用も受けず、ガス事業法 105 条に基づき、「ガス事業以外のガスを供給する事業」として上記のガス事業法の規制の一部の準用を受けると考えることができる。

ガス事業法 105 条により、準用事業者に準用される規定は次のとおりである（ガス事業法施行令 5 条）。

(a) 一日のガスの製造能力又は供給能力のうちいずれか大きいものが標準状態（温度零度及び圧力 101.3250 キロパスカルの状態をいう。）において 300 立方メートル未満である事業については、ガス事業法の規定の準用は行われぬ。

また、(b) (a) の事業にはあたらない（すなわち、一日のガスの製造能力又は供給能力のうちいずれか大きいものが (a) の基準以上である事業である）としても、連続して延長が 500 メートルを超える導管を構外に有する事業場を有しないものについては、ガス工作物の技術上の基準適合義務（同法 21 条 1 項）や工事計画の届出等に関する義務（同法 32 条（6 項を除く））は準用されるものの、ガス主任技術者の選任義務等に関する規定（同法 25 条等）は準用されない。

すなわち、準用事業者のうち、(c) 一日のガスの製造能力又は供給能力のうちいずれか大きいものが標準状態において 300 立方メートル以上であり、かつ、連続して延長が 500 メートルを超える導管を構外に有する事業場を有する者に限り、以下に記載する規定が全て準用される。

なお、準用事業者に準用される技術上の基準適合義務（同法 21 条 1 項、ガス工作物基準省令）のうち、附臭義務については、上記及び別紙 1 に記載のとおり、準用事業者がその事業の用に供するものについては、適用されないこととされている（ガス工作物基準省令 22 条但書）。

	(a) 一日のガスの製造能力又は供給能力のうちいずれか	(a) には該当しないが、(b) 連続して延長が五百メー	(a) (b) に該当しない者 (一日のガスの製造能力又は供給能力のうちい
--	-----------------------------	------------------------------	--

	大きいものが標準状態（温度零度及び圧力一〇一・三二五〇キロパスカルの状態をいう。）において三百立方メートル未満である事業	トルを超える導管を構外に有する事業場を有しないもの	れか大きいものが標準状態において三百立方メートル以上であり、かつ、連続して延長が五百メートルを超える導管を構外に有する事業場を有する者)
22 条 1 項 ガス工作物の技術上の基準適合義務	×（適用なし）	○（適用あり）	○
22 条 2 項経済産業大臣によるガス工作物の修理等命令	×	○	○
25 条 ガス主任技術者の選任義務等	×	×	○
30 条 2 項 ガス主任技術者の指示に従う義務	×	×	○
31 条 ガス主任技術者の解任命令	×	×	○
32 条（6 項を除く。） 工事計画の届出等に関する義務	×	○	○

以上に関して、「一般需要」か「特定需要」という必ずしも明確でない基準や水素ガスの圧力等によって、適用法令が「ガス事業法→高圧ガス保安法→ガス事業法準用」と変動し、事案ごとに分析が必要になることが、事業者にとってのコストになると考えられる。

## 2. 規制内容に関する検討課題

### (1) ガス事業法上の規制の検討課題

#### (a) ガス小売事業に対する規制の検討課題

ガス小売事業に該当する場合に適用される主な規制は以下のとおりである。

条文（ガス事業法）	規制の内容
3 条	ガス小売事業の登録
13 条	供給能力の確保
14 条	供給条件の説明等
15 条	書面の交付
16 条	苦情等の処理
18 条	熱量等の測定義務
19 条	供給計画の届出
21 条	ガス工作物に関する技術上の基準への適合
23 条	ガスの成分の検査義務
24 条	保安規程の策定、届出義務
25 条	ガス主任技術者の選任義務
32 条	工事計画の届出義務
33 条	使用前検査
34 条	定期自主検査
159 条	消費機器に関する周知及び調査
160 条	保安業務規程の策定

上記の各規制が、水素に関する小売供給事業に適合するか否かは検討が必要である。

#### (b) 託送義務の要否

前述のとおり、専ら水素を供給する導管については、現行法上は、一般ガス導管事業又は特定ガス導管事業には該当しないものと考えられる。

今後、水素のパイプライン供給の社会的ニーズが増える場合に、専ら水素を供給する導管の事業について、託送供給義務を課す必要が生じないかは立法政策上の論点であると考えられる。

(c) ガス製造事業に対する規制の検討課題

ガス製造事業に該当する場合に適用される主な規制は以下のとおりである。

条文（ガス事業法）	規制の内容
86 条	ガス製造事業の届出
89 条 1 項	ガス受託製造約款の策定、届出
89 条 5 項	第三者利用
90 条	液化ガス貯蔵設備の容量等の公表義務
91 条	熱量等の測定義務
92 条	禁止行為（特定の者を不当に有利又は不利に取り扱うことの禁止、他の者の情報の不正利用の禁止）
93 条	製造計画の作成、届出
95 条	会計整理
96 条	ガス工作物に関する技術上の基準への適合
97 条	保安規程の策定、届出義務
98 条	ガス主任技術者の選任義務
101 条	工事計画の届出義務
102 条	使用前検査
104 条	定期自主検査

上記の各規制が、水素受入基地の事業に適合するか否かは検討が必要である。例えば、ガス事業法 89 条 5 項に定める第三者利用や、それを促進することを目的とするガス受託製造約款の策定・届出（同法 89 条 1 項）、液化ガス貯蔵設備の容量等の公表（同法 90 条）、特定の者を不当に有利又は不利に取り扱うことの禁止（いわば中立義務）（同法 92 条 1 項 2 号）を課す必要があるかについて、議論が必要である（都市ガス事業における LNG 基地については、その多くが、小売自由化前の地域独占の時代において、総括原価制度の下で整備されてきたこと、既にインフラが整備されており、既存事業者と新規参入者との間に明確な競争力の差があること等を踏まえて、第三者利用制度等が定められており、水素受入基地についても同様の規制を適用するか否かについては、総合的かつ慎重な検討が必要になると考えられる。）。

(d) ガス工作物への規制の検討課題

ガス事業法が適用される場合に適用される主な技術上の基準は、別紙 1 のとおりであ



る。当該技術上の基準のうち、附臭措置については、後述の準用事業者がその事業の用に供するもののほか、中圧以上のガス圧力により行う大口供給の用に供するもの、適切な漏えい検知装置が適切な方法により設置されているもの（低圧により行う大口供給の用に供するもの及びガスを供給する事業を営む他の者に供給するものに限る。）及びガスの空気中の混合容積比率が1000分の1である場合に臭気の有無が感知できるものについては、適用されないこととされている。事業者ヒアリングにおいて、附臭を行うことにより、硫黄を添加しないといけなくなり、水素ステーションで供給する際に満たすべき品質基準を満たさなくなってしまう、燃料電池自動車用には利用できなくなるとの問題があるとの指摘があった。

水素に関する附臭措置について、ガス事業法が主たる規制対象として念頭に置く都市ガスは、一般需要家（個人消費者）への住宅地を含むエリアでの供給が行われるが、水素については産業需要家への工業地域における供給が中心であると考えられることなども考慮しつつ、中圧（0.1MPa以上1MPa未満の圧力をいう。ガス事業法施行規則1条2項2号）以上のガス圧力により行う大口供給（ガス事業法施行規則1条2項7号）の用に供するものなどを適用除外にしてよいか、また逆に、上記適用除外の要件に該当しない場合に、附臭を義務づけることが適切か、検討が必要であると考えられる。また、仮に安全性の観点で同じ規制を置く必要があるとすれば、小売ガス事業又はガス製造事業に該当せず、高压ガス保安法の適用になる場合であっても、同様の規制を置く必要が生じないか、要検討である。

## （2） 高压ガス保安法上の規制の検討課題

### （a） 「貯蔵」に対する規制の検討課題

高压ガス保安法の「貯蔵」に該当する場合に適用される主な規制は次のとおりである。

条文（高压ガス保安法）	規制の内容
15 条	貯蔵に関し、技術上の基準に従う義務
16 条	一定の容積以上の高压ガスを貯蔵する場合、都道府県知事の許可を受けた（又は届出を行った）貯蔵所において行う義務
18 条	貯蔵所について、技術上の基準に適合させる義務
19 条	貯蔵所の変更に関する都道府県知事の許可又は届出
20 条	完成検査
27 条 4 項	保安教育

36 条	危険時の措置・届出
37 条	火気等の制限
39 条	緊急措置
60 条	帳簿の備え、保存
63 条	事故届

「製造」の場合における危害予防規程の策定・届出、保安統括者、保安主任者の選任義務が定められていない点については、保安に欠けることがないか（「貯蔵」の場合にも適用する必要がないか）、確認が必要であると考えられる。

(b) 「販売」に対する規制の検討課題

高圧ガス保安法の「販売」に該当する場合に適用される主な規制は次のとおりである。

条文（高圧ガス保安法）	規制の内容
20 条の 4	販売事業の届出（都道府県知事）
20 条の 5	購入者に災害発生防止に関する事項を周知させる義務
20 条の 6	販売方法について技術上の基準に従う義務
28 条 1 項	販売主任者の選任
36 条	危険時の措置・届出
37 条	火気等の制限
39 条	緊急措置
60 条	帳簿の備え、保存
63 条	事故届

ガス事業法に定めるガス小売事業に該当する場合の規制と比較して、各種の需要家保護（供給条件説明、書面交付、苦情処理等）が存しない。水素の販売に関して、産業需要家が主な需要家である限りにおいては、需要家保護に関する規制を限定的にすることについて合理性があるとの考え方もあり得るものと思われる。

(c) 「移動」に対する規制の検討課題

高圧ガス保安法の「移動」に該当する場合に適用される主な規制は次のとおりである。

条文（高圧ガス保安法）	規制の内容	備考
23 条 1 項	容器について保安上の必要な措置を講ずること	
23 条 2 項	車両輸送について、その積載方法及び移動方法に関して技術上の基準に従うこと	
23 条 3 項	導管輸送について、その設置及び維持に関して技術上の基準に従うこと	

導管輸送による場合を含め、「製造」等における危害予防規程の策定・届出、保安統括者・保安主任者等の選任、保安検査、危険時の措置・届出等の義務が課せられていないと考えられ、水素の導管供給が本格化する際に、かかる導管による輸送に関する規制で十分といえるか、検討が必要であると考えられる。

#### (d) 「消費」に対する規制の検討課題

前述のとおり、ガス事業法の適用のあるガス小売供給の消費者について、高圧ガス保安法の適用が排除されないかが論点となるが、ガス事業法 175 条は「高圧ガス保安法中高圧ガスの製造又は販売の事業及び高圧ガスの製造又は販売のための施設に関する規定」の適用を排除しているものの、高圧ガスの「消費」に関する規定の適用は排除していないとも読める。そのため、不明確な点が残るが、圧縮水素のパイプライン供給を受ける消費者には高圧ガス保安法に基づく「消費」に関する規制が適用される一方、圧縮水素をパイプライン供給により「販売」する事業者に対してはガス事業法上の規制が適用されることが考えられる。

かかる解釈を前提とすると、圧縮水素の導管供給に際して、供給者側にはガス小売としてガス事業法の適用が行われるが、それを購入する消費者側には高圧ガス保安法が適用され、それに伴う不整合が生じないかや、供給側と消費側との責任分界点の明確化が一層重要になる（仮に責任分界点が明確でない場合には、供給側と消費側のいずれに属するかが不明確な設備について、保安ルールを含め、ガス事業法と高圧ガス保安法のいずれが適用されるかが不明確になり、事業者の判断が困難になるおそれがある。）との課題が生ずると思われる。

(e) 水素のパイプラインサプライチェーンに対する一貫性ある規制の在り方

ガス事業法 175 条は「高圧ガス保安法中高圧ガスの製造又は販売の事業及び高圧ガスの製造又は販売のための施設に関する規定」の適用を排除しているものの、高圧ガスの「輸入」、「貯蔵」、「移動」、「消費」及び「廃棄」に関する規定の適用は排除していないとも読める。これを踏まえると、水素のパイプライン供給に関する一連のサプライチェーンにおいて、その局面において、ガス事業法が適用されるか、高圧ガス保安法が適用されるかが分かれることがあると考えられる（上流から、輸入（高圧ガス保安法）→ガス製造事業（ガス事業法）→タンクにおける貯蔵（高圧ガス保安法）→導管による移動（高圧ガス保安法）→ガス小売供給（ガス事業法）→消費（高圧ガス保安法）→廃棄（高圧ガス保安法）というように、適用法が変わるおそれがある。）。これによって、上流と下流との不整合が生じないか、上流と下流との切り分け（分界点）を適切に設定できるかが課題となりうる。

この問題は、パイプライン供給にかかる水素の製造者、導管の維持運営者及び小売供給者が一致している場合、それぞれ異なる場合に依じて、更に課題を検討する必要があると考えられる。

また、ガス事業法については、経済産業大臣の許可、届出等が中心であるのに対し、高圧ガス保安法では、都道府県知事の許可・届出等が中心である。水素事業に関し、いずれが適用法になるかによって、所管主体が異なり、また、相談における照会先が異なることは、実務上事業者にとって確認の負担を増やすおそれがあるほか、サプライチェーン全体で一貫した規制運用となるかについて懸念があると考えられる。

(3) ガス事業法の一部規定が準用される場合の検討課題

前述のとおり、ガス事業法 105 条に基づき、下記の事業者にガス事業法上の下記規制が準用されている。なお、準用事業者に準用される技術上の基準適合義務（ガス事業法 21 条 1 項）のうち、附臭義務については、下記及び別紙 1 に記載のとおり、準用事業者がその事業の用に供するものについては、適用されないこととされている（ガス工作物基準省令 22 条但書）。

	一日のガスの製造能力又は供給能力のうちいずれか大きいものが標準状態において三百立方メートル以上で	一日のガスの製造能力又は供給能力のうちいずれか大きいものが標準状態において三百立方メートル以上で
--	--	--

	あるが、連続して延長が五百メートルを超える導管を構外に有する事業場を有しないもの	あり、かつ、連続して延長が五百メートルを超える導管を構外に有する事業場を有する者
22 条 1 項 ガス工作物の技術上の基準適合義務	○（適用あり）	○
21 条 2 項 経済産業大臣によるガス工作物の修理等命令	○	○
25 条 ガス主任技術者の選任義務等	×	○
30 条 2 項 ガス主任技術者の指示に従う義務	×	○
31 条 ガス主任技術者の解任命令	×	○
32 条（6 項を除く。） 工事計画の届出等に関する義務	○	○

水素のパイプラインによる供給を本格的に実施するにあたっては、水素導管を整備し、維持し、運用する事業者の登場が必要になると考えられるが、この導管事業の規制をどうするか（例えば、託送義務、中立義務等を課すか。）という基本的な法政策に関する議論が行われないままのパッチワーク的な規制になっているのではないかと懸念がある（すなわち、水素の導管事業は、ガス事業法における一般ガス導管事業及び特定ガス導管事業のいずれにも該当せず、高圧ガス保安法における「移動」というカテゴリーの中の一つとして、技術上の基準への適合性のみが規制されている。）。水素のパイプライン供給の「導管」事業のあり方について、正面からあるべき規制を議論する必要があるか、検討が必要である。

## 第2章 水素製造に関する法規制

### 1. 水電解装置に関する電気の使用設備としての規制

#### (1) 適用される規制

水電解装置については、電気事業法の電気工作物に該当するかが問題となる<sup>3</sup>。

電気工作物とは、「発電、変電、送電若しくは配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路その他の工作物（船舶、車両又は航空機に設置されるものその他の政令で定めるものを除く。）」（電気事業法2条1項18号）をいう。

電圧 30 ボルト未満の電气的設備であって、電圧 30 ボルト以上の電气的設備と電气的に接続されていないものは、電気工作物から除外されている（電気事業法施行令1条）。

電気工作物は、一般用電気工作物と事業用電気工作物の2つに分類される。

一般用電気工作物とは、(i)他の者<sup>4</sup>から経済産業省令で定める電圧（600V（電気事業法施行規則48条4項））以下の電圧で受電<sup>5</sup>し、(ii)その受電の場所と同一の構内<sup>6</sup>においてその受電に係る電気を使用するための電気工作物（これと同一の構内に、かつ、電气的に接続して設置する小出力発電設備を含む。）であって、(iii)その受電のための電線路以外の電線路によりその構内以外の場所にある電気工作物と電气的に接続されていないものをいう（電気事業法38条1項1号）。ただし、①小出力発電設備以外の発電用の電気工作物と同一の構内（これに準ずる区域内を含む。）に設置するもの、又は、②爆発性若しくは引火性の物が存在するため電気工作物による事故が発生するおそれが多い場所であって、経済産業省令で定めるものに設置するものを除く。

事業用電気工作物とは、一般用電気工作物以外の電気工作物（電気事業法38条2項）をいう。

---

<sup>3</sup> 「電気工作物」の定義については、別紙3の1.も参照されたい。

<sup>4</sup> 「他の者」とは、ほとんどの場合は一般送配電事業者又は特定送配電事業者であるが、第27条の30第1項の許可を受けて特定供給を行う者である場合もある（電気法解説421頁）。

<sup>5</sup> 構外の電線路から電気の供給を受けることをいう（電気法解説420頁）。

<sup>6</sup> 「構内」については定義規定はないが、柵、塀、堀等によって明確に区切られており、一般人が自由に立ち入ることがない区域をいう。また、同規則38条1項括弧書きにて「これに準ずる区域内を含む」こととしており、これは、柵、塀、堀等によって明確に区切られていないが、土地の状況、例えばその周囲が河川、崖、山地等があつて、柵、塀、堀等によって区切られている場合と同様に一般人がほとんど立ち入ることがないような区域内をいう（電気法解説420頁）。

なお、事業用電気工作物のうち、一般送配電事業、送電事業、特定送配電事業、一定の要件の発電事業（基本的には出力合計が 200 万 kw 超の発電事業をいう（電気事業法施行規則 48 条の 2））の用に供する電気工作物及び一般用電気工作物以外の電気工作物（電気事業法 38 条 3 項）を「自家用電気工作物」という。

「電気工作物」には「電気の使用のために設置される工作物」が含まれるが、その対象の工作物が必ずしも明確でない。

水電解装置についても、「電気の使用のために設置される工作物」に該当するか否かについては検討が必要であると考えられる。

次に、電気を使用する設備については、電気用品安全法に定める「電気用品」として規制がかかるかが論点となる<sup>7</sup>。

「電気用品」は、「特定電気用品」とそれ以外の「電気用品」に分類される。

「特定電気用品」は、「構造又は使用方法その他の使用状況からみて特に危険又は障害の発生するおそれが多い電気用品であつて、政令で定めるもの」をいい、その具体的な内容は、電気用品安全法施行令の別表第一の上欄に列挙されている（116 品目）。

また、「特定電気用品」以外の電気用品については、同施行令の別表第二に記載されている（341 品目）。

同施行令の別表第一及び第二のいずれについても、水電解装置に関する定めはないものと考えられる。したがって、水電解装置には、電気用品安全法に定める「電気用品」に対する規制も適用されないと考えられる。

## (2) 水電解装置に対する規制の検討課題

前述のとおり、水電解装置については、電気事業法に基づく電気工作物に関する規制の対象に該当するか否かは必ずしも明確でなく、また電気用品安全法に基づく電気用品に対する規制も適用されないため、法律上の安全規制が明示的には定められていないと考えられる。水電解装置の普及にあたっては、その適用法令について整理する必要があると考えられる。

なお、事業者ヒアリングにおいては、水電解装置により製造する低圧の水素ガスの規制として、電気事業法の活用を希望するとの意見もあった。もっとも、現状の電気事業法においては、発電のためにガスが利用される場面については、「発電用火力設備に関する技

---

<sup>7</sup> 「電気用品」の定義については、別紙 3 の 1. も参照されたい。

術基準を定める省令」（以下「火力設備基準省令」という。）による規制が存するものの、電気設備から可燃性ガスが生成される場面を想定した技術基準は存しないため、現状でこの意見に対応する制度は存しないものと考えられる。

## 2. 水電解装置等から発生する水素の配管等に関する規制

### (1) 適用される規制

水電解装置等により水素が生成された段階では、通常、水素ガスは低圧である。

当該水素ガスが、圧縮機により高圧ガスとなる場合には高圧ガス保安法が適用されるのが原則となるが、パイプラインにより供給される場合には、第 1 章で検討した適用法令の不明確さが生ずることになる。

また、事業者ヒアリングを踏まえると、水電解装置等から生成される低圧水素の配管等について、以下のような問題点がある。

#### (a) 水電解装置等から生ずる低圧水素に係る配管等に対する規制

水電解装置等から生ずる低圧の水素に関する配管等について適用される規制が必ずしも明確でない。

この点に関し、当該配管等の下流に水素を高圧化する設備が存する場合、その上流に存する低圧の水素の配管等について、高圧ガス保安法のガス設備（一般則 2 条 14 号）に該当すると解する余地がある。

もっとも、水素の高圧ガス化のための設備の運用者と、その上流にある低圧の水素の配管等の運用者が異なる場合に、当該低圧の水素の配管等がガス設備に該当するかについては必ずしも明らかでないと考えられる。仮に運用者が異なる場合であっても、下流に高圧ガス製造設備が存する場合に、その上流にある（配管で接続される）低圧の配管等についてもガス設備として規制の対象となる場合、その管理責任については、高圧ガス保安法の技術上の基準の名宛人である高圧ガス製造事業者（すなわち、下流の高圧ガス製造設備の運用者）（高圧ガス保安法 11 条）が責任を負うと解するのが法律に整合すると考えられるが、自ら管理権を有しない上流の水素低圧配管等について管理責任を負う形となる（上流の配管を有する事業者との間で、上流の配管の管理についてコントロールする権利を契約に基づき取得するなどのアレンジが考えられるが、このような契約に基づく権利を有していたとしても、有事に有効に対応できるか、疑問の余地がある。また、このようなアレンジを行うことができない場合には、上流の配管との接続を行うことが困難となる）と考えられる。この点に関し、事業者ヒアリングにおいても同様の課題の指摘があった。



また、水素の高圧ガス化のための設備の運用者と、その上流にある低圧の水素の配管等の運用者が同一である場合においても、高圧化のための設備が所在する敷地外の設備についてもガス設備に該当するか否かについては、必ずしも明らかでないと考えられる。

#### (b) 高圧ガス化設備の上流に存在する低圧の水素の配管等に対する規制

高圧ガス化設備の上流に存在する低圧の水素の配管等に対する規制に関し、事業者ヒアリングにおいて、次のような課題の指摘があった。

すなわち、水素の高圧ガス化のための設備の所有者・管理者と、その上流にある低圧の水素の配管等の所有者・管理者が異なる場合や、高圧化のための設備が所在する敷地外に存する上流側の水素配管（低圧）等について、適用される法令及び技術基準が明確でないために、実態上、施工業者がリスク回避の観点から後記(2)(a)のとおり高圧ガス保安法の基準に合わせて施工している実態がある。その結果、水電解装置等から水素を低圧で移動させる配管について、後記(2)(a)のとおり、コストが上がり、その材料や施工方法について、柔軟性に欠ける面がある。

#### (c) 水電解装置等で製造された水素の供給先による適用規制の変化

水電解装置等で製造された水素の供給先による適用規制の変化に関し、事業者ヒアリングにおいて、次のような課題の指摘があった。

すなわち、水電解装置等により製造された水素が、配管を通じて、発電所、アンモニア製造事業所、製鉄所・化学プラント等、多様な供給先に供給される場合に、電気事業法、高圧ガス保安法、ガス事業法のいずれが適用されるかが不明確である。一連の配管、分岐その他の設備についての適用法令の分界点も不明確である。特にガス事業法が適用される場合、附臭の必要性や導管の新規敷設についての規制（ガス工作物基準省令 48 条により、道路の路面に露出しているものは、車両の接触その他の衝撃により損傷のおそれのある部分に衝撃による損傷を防止するための措置を講ずることを要する。）などの対応・負担が生ずる。

### (2) 規制内容に関する検討課題

#### (a) 高圧ガス保安法に基づく規制の要否

水電解装置等から生ずる低圧の水素の配管等について、高圧ガス保安法のガス設備（一般則 2 条 14 号）としての規制の適用を受ける場合、気密な構造とすること（同規則 6 条 1 項 10 号）、材料は、ガスの種類、性状、温度、圧力等に応じ、当該設備の材料に及ぼす化

学的影響及び物理的影響に対し、安全な化学的成分及び機械的性質を有すること（同規則 6 条 1 項 14 号）、修理又は清掃に関する各種規制（同規則 6 条 2 項 5 号）などの規制が適用されるほか、定期自主検査（高圧ガス保安法 35 条の 2、一般則 83 条 2 項）の対象となる。

この点に関し、事業者ヒアリングにおいて、以下のような課題の指摘があった。

すなわち、水電解装置を多くの事業者が利用する場合、圧縮前の低圧水素の配管について、上記の定期自主検査の対象となることは、その負担が大きく、水電解装置の普及を妨げるおそれがある。

また、水電解装置には、樹脂も利用されているところ、水電解装置についても高圧ガス保安法におけるガス設備として材料に関する規制が適用される場合には、例示基準によればその材料は原則として金属の利用が前提とされており（高圧ガス保安法 8 条 1 号、一般則 6 条 1 項 14 号、一般高圧ガス保安規則関係例示基準「9. ガス設備等に使用する材料」1.9 項参照。「常用の温度」（ある物質が使われる場合に、当該物質がその過程において通常なり得る最高の温度をいい、通常一定の範囲があり、規制の趣旨から判断して安全側にとることが多いとされている。高圧ガス保安協会『高圧ガス・液化石油ガス法令用語解説 第 4 次改訂版』（以下「高圧ガス法令用語解説」という。）64 頁参照）が 0℃未満である場合には当該例示基準において列挙された金属の材料を使用することが原則として求められている。）、樹脂を利用する水電解装置の構造に即していないとの問題がある。また、配管についても、溶接配管が必要であり、（オランダ等において認められている）樹脂配管による対応は例示基準には示されていない（いわゆる配管設備が高圧ガス保安法におけるガス設備に該当する場合は上記と同様に材料が金属であることが求められる。もっとも、いわゆる配管設備が高圧ガス保安法における「導管」（高圧ガスを事業所外に輸送し、又は事業者外から受け入れるために使用する事業所の敷地外にある管をいい、通常同一敷地内の設備間の管等を意味する「配管」とは区別される。高圧ガス法令用語解説 101 頁及び 120 頁参照）に該当する場合は、材料が金属であることは求められていないと考えられる。）。

水素については、質量が小さく、他の可燃性ガスと比較して、発散しやすいとの特色があり、それを踏まえて、低圧状態の水素配管に関する密閉性や材料等については、緩和の余地がある（また、漏れの都度事故報告を要するとの規制は強すぎる）との意見もあった。また、上流の水素低圧配管と、下流の水素高圧化設備との間に緊急遮断弁の設置を行うことにより、上流の水素低圧配管の規制を緩和するとの対応を希望する意見もあった。

また、高圧ガス保安法上、高圧ガスを充填している容器（厳密には、一般則 6 条 1 項 42 号にて定義される「充填容器等」をいい、同法 2 条 1 項 10 号に定義される「充填容器」と

同 10 号に定義される「残ガス容器」の両方を含む。) は常に温度を 40 度以下に保つこととされている(高压ガス保安法 8 条 2 号、一般則 6 条 2 項 8 号ホ等) ところ、近時は外気温が 40℃まで上がることもあるため、一定の基準を満たしたものは 60℃まで加熱してよいことにしなければ、夏季に水素が運べなくなってしまうとの指摘があった。

#### (b) 水電解装置の分散設置を踏まえた規制の在り方

水電解装置については、工場の建屋ごとに分散して設置することが想定される(水素の最終的な利用場所により近い場所で水素を生成することが効率的であるため)。このような場面(高压化する場合と高压化しない場合の両方があり得る。)において、高压ガス保安法が適用される場合には、材料、配管溶接等に関する規制が厳格で、導入を困難にするおそれがある。また、水電解装置による電気利用に関して、工場の建屋ごとに分散して設置された水電解装置それぞれの箇所に計量器を設置することが想定されるため、計量法の整理(IOT 化も考慮すると、簡易な計量器を水電解施設ごとに設置し、使用電力量の計量を行うことも含めて)も重要になると考えられる。この点に関し、事業者ヒアリングにおいても同様の課題の指摘があった。

#### (c) 防爆規制の在り方

事業者ヒアリングにおいて、電解槽には 400V 程の電圧をかけて水素を発生させるが、防爆ができずそのまま裸で設置されており、換気をしていけばよいということになっているものの、保安規制として十分であるとはいえず、水電解装置の安全性を担保する法体制が必要との意見があった。防爆規制対応が重要であるとの指摘もあったところであり、労働安全衛生法を中心とする防爆規制の整理も重要になると考えられる。

#### (d) 電解液に関する規制の在り方

毒物及び劇物取締法に関連して、電解液である水酸化カリウム水溶液が同法の規制の適用対象となるが、電解液を販売又は授与する者は毒劇物販売業の登録が必要となり(同法 3 条 3 項)、最終顧客は電解液を毒劇物販売業の登録者から直接購入する必要があることから、ベンダーが最終顧客に対して電解装置システムと電解液をセットにして販売することができないとの問題がある。加えて、事業者ヒアリングにおいて、電解装置システムを最終顧客に引き渡す前に電解液を利用した試運転が必要となるが、現行規制では最終顧客が電解液を別途毒劇物販売業登録者から手配する必要があることから、電解装置システムの試運転・検証を行う前に電解装置システムを購入しなければならないような仕組みになっており、電解液のベンダーを介した最終顧客への納入を認めて欲しいとの意見があっ

た。また、毒物及び劇物取締役法は慣れていない最終顧客が多いことから、電解液に関する規制の在り方に懸念があるとの指摘もあった。

(e) 海外の技術基準とのハーモナイゼーションの要否

事業者ヒアリングにおいて、水電解装置に関し、日本のみならず、海外市場にも供給を目指す事業者からは、水電解装置及び関連設備に適用される技術基準に関し、海外の技術的基準との調和の確保の必要性について、意見があった。具体的には、防爆基準について、海外で認められた水素に関する防爆基準（換気の状態を踏まえた使用方法に基づく防爆基準など）について、日本でも認められるような仕組みについての希望等があった。

### 第3章 水素の発電利用に関する法規制

#### 1. 適用される規制

水素を利用する発電設備については、「火力（地熱又は冷熱（液化ガスが気化する際に発生する熱をいう。）を含む。以下同じ。）を原動力として電気を発生するために施設する電気工作物」として、火力設備基準省令が適用されると考えられる。すなわち、「火力発電所」については、「汽力、ガスタービン、内燃力その他経済産業省令で定めるもの又はこれらを組み合わせたものを原動力とするもの」と定義されており（電気事業法施行令 27 条 3 項の表 13 号(2)）。なお、「経済産業省令で定めるもの」とは、「スターリングエンジン又はこれに準ずるもの」とされている（同施行規則 47 条の 12）。）、水素を利用する発電設備についても、「汽力、ガスタービン、内燃力」、「スターリングエンジン又はこれに準ずるもの」又はこれらを組み合わせたものを原動力としている限りにおいて、「火力設備」と解するのが相当であると考えられる。

火力設備基準省令においては、ボイラー等及びその付属設備の材料、構造、安全弁、給水装置、蒸気及び給水の遮断、水抜き装置、計測装置等に関する規制（同省令 5 条～11 条）、蒸気タービン及びその付属設備の材料、構造、調速装置、警報及び非常停止装置、過圧防止装置及び計測装置等に関する規制（同省令 12 条～17 条）、ガスタービン及びその付属設備の材料、構造、調速装置、非常停止装置、過圧防止装置及び計測装置等に関する規制（同省令 18 条～23 条）、内燃機関及びその付属設備の材料、構造、調速装置、非常停止装置、過圧防止装置及び計測装置に関する規制（同省令 24 条～29 条）などが定められている。

なお、事業者ヒアリングによれば、天然ガスとの混焼を予定している水素混焼発電については、燃焼器及びタービンなどの設備は、ガスタービン及びその付属設備に関する規制の適用を受けると認識しているとのことである。

さらに、液化ガス設備に関する離隔距離、保安区画、設備の設置場所、材料、構造、安全弁等、漏洩対策、静電気除去、防消火設備、計測装置、警報及び非常装置等、遮断装置、ガスの置換等、表示、耐熱措置、防護措置、気化器の加熱部、付臭措置などが定められている（同省令 37 条～54 条）。これらの規制は、液化水素に関する設備を水素発電所における利用のために設置する場合にも適用されると考えられる。

この他、ガス化炉設備の離隔距離、保安区画、材料、構造、安全弁、給水装置、蒸気及び給水の遮断、水抜き装置、ガス漏洩対策、静電気除去、防消火設備、計測装置、警報及び非常装置、ガスの置換等に関する規制（同省令 55 条～68 条）、バイオマス発電設備の

技術基準なども定められている。

## 2. 規制内容に関する検討課題

火力設備基準省令においては、液化ガス設備に関する附臭措置が定められており（同省令 54 条）、これは液化水素に関する設備を水素発電所における利用のために設置する場合にも適用されると考えられる。附臭措置は、導管が構外に設置されることから、公共の安全の確保の観点から規定されているが、事業者ヒアリングによれば、水素を利用する上で効率性に影響が出たり、燃焼により化合物を生じさせたりすることが問題とならないかの検証が必要であると事業者において認識されており、公共の安全を確保しつつ、効率性や環境の保全を図ることができるよう、附臭措置の適正性について検討する必要があると考えられる。

他方で、同省令においてはガス化炉設備やバイオマス発電設備の技術基準なども定められていることから、水素を利用する発電設備についても、水素を利用することによる（天然ガス等を用いる場合と異なる）技術上の留意点がある場合には、それに即した規制を置くことの可否について確認が必要になると考えられる。

この点に関し、事業者ヒアリングによれば、水素は、メタンと比較した場合、燃焼速度が速く、火が付きやすいとの特色がある。そのため、水素とメタンを混焼させる場合、両者を適切に混合させて濃度を均一にすることが重要であり、濃度にムラがある場合、水素濃度の高いガスが設備設計における想定よりも上流側で燃焼し、燃焼器などの設備に損傷を生じさせるおそれがある。そのため、水素を混焼させる場合には、水素と他燃料との混合に関する技術基準の設定なども含めて、検討する必要があると考えられる。

## 第4章 水素の受入・貯蔵に関する法規制

### 1. 適用法令について

水素の受入・貯蔵に関しても、適用法令については、第1章で整理したとおり、高圧ガス保安法・ガス事業法・電気事業法のいずれが適用されるかを検討する必要がある。

すなわち、当該受入・貯蔵の設備（以下「受入等設備」という。）が導管に接続され、当該導管を通じて一般の需要に対して気体の水素を供給する場合、当該受入等設備についてガス事業法の適用があると考えられる。

また、受入等設備が、発電設備の敷地内に設置され、受入等設備において受け入れられた水素が、当該発電設備のみに供給される場合には、電気事業法の適用があると考えられる（なお、一般の需要に供給する導管に接続されつつ、発電設備にも供給する受入設備については、原則としてガス事業法が適用されるものの、発電設備の運営者が運営・管理する設備については、電気工作物に該当するものとして、電気事業法の適用を受けると考えられる。第1章1.(2)参照。）。

上記いずれにも該当しない場合において、高圧の水素を伴う受入等設備を設置する場合には、高圧ガス保安法が適用されることが考えられる。

以上のように、受入等設備から製造される水素の用途等に応じて適用法令の判断が必要になることについては、上記第1章1.のとおりである。

水素の受入等設備について、ガス導管への接続がなく、発電事業に用いられるものでもなく、かつ製造・貯蔵する水素が高圧ガスに該当しない場合には、上記いずれの法律も適用されないものと考えられるが、それが立法政策として適切か否かは検討を要するものと考えられる。

### 2. ガス事業法が適用される場合

ガス事業法が適用される場合には、以下の基準が適用されることが考えられる。

#### (1) ガス製造事業への該当性と規制

上記第1章1.(1)(a)(iii)のとおり、水素受入等設備について、「一の製造所における

その容量の合計が二十万キロリットル以上のものであつて、ガス事業の用に供する導管と接続しているもの」との要件に該当する場合には、ガス事業法に定める「ガス製造事業」に該当すると解される。

この場合、上記で記載したガス事業法 86 条から 104 条に定める各種の規制が適用されると考えられる。

基地の第三者開放に関する規制が水素受入基地に適用され得ることに関する論点については、上記第 1 章 2. (1) (c) で記載したとおりである。

## (2) ガス工作物としての技術上の基準

ガス事業法が適用される場合、受入等設備について、ガス工作物基準省令が適用されると考えられる。

例えば、離隔距離については、同省令 6 条及びガス工作物の技術上の基準の細目を定める告示（以下「ガス工作物基準告示」という。）2 条～5 条が適用される。

具体的には、学校、病院等の第一種保安物件については、ガス工作物基準告示 4 条に定める表においてガス工作物の処理能力又は貯蔵能力に対応する L1 によって表される値（最大 30 メートル（低圧地下式貯槽以外の低温貯槽については 120 メートル））以上、住居の用に供する建築物については同 L4 によって表される値以上（最大 20 メートル（低圧地下式貯槽以外の低温貯槽については 80 メートル）の離隔距離をとる必要がある（同省令 6 条 2 項）。

また、受入等設備が「特定事業所」（(a) コンビナート地域内の製造所で最高使用圧力が高圧のガス発生設備を有するもの、又は、(b) 最高使用圧力が高圧のガス発生設備又は液化ガスを原料とする中圧若しくは低圧のガス発生設備を有する製造所であつて、当該発生設備の出口（液化ガスを原料とする最高使用圧力が中圧又は低圧のガス発生設備にあつては、当該ガス発生設備の入口）における一日のガス発生量の合計が 100 万立方メートル以上であるもの）に該当する場合、境界線との間で以下の算式で算定される離隔距離をとる必要がある（同省令 6 条 3 項）。

$$L = C \sqrt{K \cdot W}$$

L は、有しなければならない距離（メートルを単位とする。）の値

C は、低圧地下式貯槽にあつては、0.240、その他のガス工作物にあつては、0.576

（一の製造所が特定事業所となった場合において、それ以前に既に当該製造所に設置



され、又は設置若しくは変更のための工事に着手した工作物にあっては、0.480)

K は、ガス又は液化ガスの種類及び常用の温度の区分に応じて別表第二に掲げる値

W は、貯槽にあっては、貯蔵能力（トン単位とする。）の値の平方根の値、その他のガス工作物にあっては、当該ガス工作物内のガス又は液化ガスの質量（トン単位とする。）の値

ガス工作物基準告示の別表第二で定める水素に関する K の値は常用の温度によらず「2,860」であり、メタンの K の値が「143～714」である（常用の温度によって変動することと比較すると、約 4 倍以上である（常用の温度にもよるが、必要となる離隔距離が、立方根の計算を経た上で約 2 倍以上となる場合がある））。

以上の離隔距離に関する規制については、概ね以下に述べる高圧ガス保安法に基づく規制の枠組みと同様である。よって、高圧ガス保安法に関して後述するように、事業者ヒアリングで指摘された、水素に関する離隔距離が天然ガスの約 2 倍以上とする合理的な根拠があるか、天然ガスに関する従来の設備を水素事業のために利用することを困難とし、より広い土地の確保の必要等により事業コストの増加要因となるおそれがあるとの論点が、ガス事業法が適用される場合にも存するものと考えられる。

### 3. 電気事業法が適用される場合

電気事業法が適用される場合、液体水素の受入等設備については、「液化ガス設備」に関する規制が適用されることが考えられる。

「液化ガス」とは、「通常の使用状態での温度における飽和圧力が百九十六キロパスカル以上であって、現に液体の状態であるもの又は圧力が百九十六キロパスカルにおける飽和温度が三十五度以下であって、現に液体の状態であるもの」をいう（電気事業法施行規則 1 条 2 項 4 号）。

「液化ガス設備」については、火力設備基準省令において、離隔距離（37 条）、保安区画（38 条）、設備の設置場所（39 条）、材料（40 条）、構造（41 条）、安全弁等（42 条）、漏洩対策（43 条）、静電気除去（44 条）、防消火設備（45 条）、計測装置（46 条）、警報及び非常装置等（47 条）、遮断装置（48 条）、置換等（49 条）、表示（50 条）、耐熱措置（51 条）、防護措置（52 条）、気化器の加熱部の規制（53 条）、附臭措置（54 条）の規制が定められている。それぞれの詳細については、「発電用火力設備の技術基準の解釈」（20130507 商局第 2 号）（以下「火力設備基準解釈」という。）の 50 条から 84 条に定めがある。

なお、上記規制のうち、材料（火力設備基準省令 40 条）の規制について、20MPa を超える水素を通ずるものについては「一般高压ガス保安規則の機能性基準の運用について」の「9. ガス設備等に使用する材料」に定めるところによる旨が、また、マイナス 196 度未満かつ 20MPa 以下の水素を通ずるものについては、「特定設備検査規則の機能性基準の運用について」の「別添 7 第二種特定設備の技術基準の解釈」4 条の材料に規定するものとする旨の特別な定めが行われている（火力設備基準解釈 55 条 2 項）。

また、上記規制のうち、構造（火力設備基準省令 41 条）の規制について、許容応力に関し、20MPa 以上の水素を通ずるもの、マイナス 196 度未満かつ 20MPa 以下の水素を通ずるもの、及び液化水素を貯蔵する地上式貯槽について、それぞれ特別な定めが行われている（火力設備基準解釈 58 条）。貯槽及びその指示物並びに基礎の構造についても、液化水素貯槽の指示構造物について、特別な定めが行われている（火力設備基準解釈 65 条）。

液化ガス設備の耐圧部分の耐圧に係る性能についても、20MPa を超える水素を通ずるものについて、特別な定めが行われている（火力設備基準解釈 72 条）。

以上の水素に関する特別な規定については、ガス事業法及び高压ガス保安法においてこれに直接相当する定めは存しないものと考えられる。液化水素に関する液化ガス設備であることに変わりがないにもかかわらず、発電事業に用いられるか否かで適用される規制の内容に相違があるとすれば、その相違を根拠づける合理的な理由が存するか否かについては、検討の余地があるものと考えられる。

他方、離隔距離については、特定発電所（火力設備基準解釈 50 条 1 号ロにより、「コンビナート等保安規則第 2 条第 1 項第二十二号の特定製造事業所に該当する発電所」と定義されている。）について、上記のガス事業法及び後述の高压ガス保安法の規制と同様の規制が行われている（なお、特定発電所に該当しない発電所の液化ガス設備については、「土地境界線から 3 メートル以上の距離を有するものであること。ただし、ガスホルダー及び液化ガス用気化器については、ガスの最高圧力が 1MPa 以上のものは 20 メートル以上、同 1MPa 未満のものは 10 メートル以上」との相対的に緩やかな離隔距離の規制が適用される（火力設備基準解釈 50 条 1 号イ）。）。

すなわち、特定発電所の液化ガス設備について、土地の外縁との間で保安上必要な距離については、以下の算定式により求められる数値（50 メートルを下回る場合は 50 メートルとする）が用いられる（火力設備基準省令 37 条 1 項・火力設備基準解釈 50 条）。

$$L=C \cdot 3\sqrt{KW}$$

L は、離隔距離（m を単位とする。）

C は、係数であつて、地下式貯槽にあつては 0.240、地下式貯槽以外のものにあつては 0.576

K は、ガス又は液化ガスの種類及び常用の温度区分に応じて別表第 5 に定める値

W は、貯槽にあつては、当該貯槽の貯蔵能力（t を単位とする。）の値の平方根の値、貯槽以外のものにあつては、当該機器内のガス又は液化ガスの質量（t を単位とする。）の値

この点に関し、火力設備基準解釈別表第 5 に定める水素に関する K の値が、メタン等に比して大きく、そのため水素の液化ガス設備に関する離隔距離が、天然ガスの液化ガス設備に関する離隔距離よりも大きくなることについての合理的根拠の有無への疑問等の論点については、電気事業法が適用される場合にも、同様にあてはまるといえる。

また、学校、病院等の第一種保安物件との離隔距離については、発電用火力設備に関する技術基準の細目を定める告示 3 条の表に定める値（貯蔵能力又は処理能力によって変動し、最大 30 メートル（低温貯槽にあつては 120 メートル））、住居の用に用いられる第二種保安物件との離隔距離については、同表に定める値（貯蔵能力又は処理能力によって変動し、最大 20 メートル（低温貯槽については 80 メートル）を、それぞれ確保することを要する（火力設備基準省令 37 条 2 項）。

#### 4. 高圧ガス保安法が適用される場合

高圧ガス保安法が適用される場合、水素の受入等設備に適用される技術基準は、その立地や処理能力によって異なる。

##### (1) コンビナート等保安規則が適用される場合

「特定製造事業所」に該当する場合、具体的には、以下のいずれかの要件に該当する場合には、コンビナート等保安規則（以下「コンビ則」という。）に基づく技術基準が適用される（コンビ則 2 条 22 号）。

- (a) コンビナート地域内にある製造事業所（専ら燃料の用に供する目的で高圧ガスの製造をし、又は専ら高圧ガスを容器に充填するものであつて貯蔵能力が二千立方メートル又は二十トン以上の可燃性ガスの貯槽を設置していないもの及び専ら不活性ガス及び空気の製造をするものを除く。）

- (b) 保安用不活性ガス以外のガスの処理能力が百万立方メートル（貯槽を設置して専ら高压ガスの充填を行う場合にあっては、二百万立方メートル）以上の製造事業所
- (c) 都市計画法第八条第一項第一号の規定により定められた用途地域（工業専用地域及び工業地域を除く。）内にある保安用不活性ガス以外のガスの処理能力が五十万立方メートル（貯槽を設置して専ら高压ガスの充填を行う場合にあっては、百万立方メートル）以上の製造事業所

この場合、コンビナート等保安規則 5 条に定める製造施設に係る技術上の基準が適用されることが考えられる。当該技術上の基準には、例えば別紙 4 の 1. の内容が含まれる。

別紙 4 の 1. (a) に関連し、コンビ則の別表 2 で定める K の値は、水素は全ての温度において「2,860」とされており、メタンの「143~714」（温度によって変動）と比較して約 4 倍以上大きい。そのため、必要な離隔距離は、常用の温度にもよるが（立方根の計算をした上で）約 2 倍以上となる場合がある。

この点に関し、事業者ヒアリングにおいて、水素の K の値がメタンをはじめとする他の可燃性物質と比べて大きく、かつ温度による変化がないこと、また、例えばメタンの 2 倍以上の離隔距離となることについて合理的な根拠があるのかについて疑問が示されるとともに、離隔距離が大きくなることにより、天然ガスを前提に構築されてきたインフラの活用が困難となり、より広い土地の確保が必要となって関係事業者ひいては消費者の負担する経済的なコストが増えることについて懸念が示された。

また、特定製造事業所間で設置される導管については、コンビ則 10 条の技術上の基準が適用される。このうち、導管を地盤面上に設置する場合には、別紙 4 の 2. のような規制がかかる（コンビ則 10 条 14 号）。

## (2) 一般高压ガス保安規則が適用される場合

他方で、水素の受入等設備が、「特定製造事業所」に該当しない場合、すなわち、コンビナート地域外に立地し、かつ処理能力が 50 万立方メートル未満である場合（工業専用地域又は工業地域である場合には、100 万立方メートル未満である場合）には、一般高压ガス保安規則に基づく技術基準が適用される。

この場合、一般則に基づき、定置式製造設備に関する技術上の基準（6 条）が適用されることが考えられる。当該技術上の基準には、別紙 4 の 3. の内容が含まれる。

以上を踏まえると、ガス事業法、電気事業法及び高圧ガス保安法（コンビ則が適用される場合）のいずれが適用される場合でも、技術上の基準のうち、離隔距離等について、概ね同内容の規制が適用されると考えられる。もっとも、個別事案毎に適用される規制の根拠が異なり、相違の有無等を確認することは、引き続き事業者の負担であり、事業者による水素受入等設備の整備を促進する観点から、一体的な規制体系とすることは立法政策上の検討課題であると考えられる。

以 上

## アメリカ合衆国、英国及びドイツ連邦共和国の水素関連規制調査結果の概要

### 第1 アメリカ合衆国

1. 水素に関する法体系の全容	
(1) サプライチェーンに対する法規制	<p>水素事業に対する包括的規制体系は存在しないが、ガス、危険物等に対する規制が適用される場合がある。</p> <p>米国では、法律上、連邦の機関に規制権限を付与する際、どのような内容の規制を行うかを含め広範な裁量を付与することが典型的である。水素に関連する活動に適用される具体的な規制は、連邦機関が法律の委任に基づき定める規則（regulation）のレベルであることが多い。</p> <p>現在、米国では水素に関する活動に特化した規制が存在しないため、規制が水素の性質（軽さ、拡散しやすさ等）を適切に反映しているかを議論できる段階にはない。現在まさに、連邦及び州の規制当局や、民間団体において、水素に関する活動に適用するための規制及び基準が進められている最中である。したがって、水素に関する活動を法的に許容するために必要な規制も、未制定であったり、又は十分な具体化がなされていない状況にある。</p>
ア. 製造	<ul style="list-style-type: none"> <li>製造設備の建設には、通常必要となる許認可に加え、National Environmental Policy Act 上の許認可が必要となり得る。一般論として、National Environmental Policy Act は規制対象とする設備の種類等に関係なく適用される規制を定めており、水素に関する施設・設備を特に対象とする規制は策定していない。</li> <li>米国環境保護庁（EPA）は、化石原料から水素を製造する設備への規制（Greenhouse Gas Reporting and Effluent Standards Subpart P）及び 10,000 ポンド超の水素を貯蔵する設備に対する規制（Chemical Accident Prevention Provisions）を定めている。今後、電気分解による水素製造にこれらが適用される可能性がある。また、毒物管理法（Toxic Substances Control Act）に基づき、水素製造設備の所有者又は運営者は、4 年ごとに水素の製造量・処理量・輸入量等を米国環境保護庁（EPA）に報告する義務を負う。水素製造設備が資源保存回復法（Resource Conservation and Recovery Act）の規制対象になる可能性もある。水素は包括的環境対処補償責任法（Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act）上の危険物（hazardous substance）に該当するため、製造設備から漏出した水素により生じた損害について、設備所有者又は運営者は法的責任を負う。</li> <li>米国労働安全衛生庁（OSHA）が定める危険物に関する労働安全衛生基準（Occupational Health and Safety Standards for Hazardous Materials）に水素製造設備に対する規制があるほか、圧縮ガス又は可燃性の液体の設備の安全性に対する規制も水素製造設備に適用され得る。</li> <li>上記連邦法上の規制に加え、州や地方自治体の規制（全米防火協会（NFPA）、圧縮ガス協会（CGA）、アメリカ機械学</li> </ul>

	<p>会（ASME）等の団体が策定し州や地方自治体が採用した基準を含む。）も適用され得る。</p>
イ．貯蔵	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素貯蔵設備に対する規制枠組みは水素製造設備と同様である。</li> <li>・ 米国労働安全衛生庁（OSHA）の規制が気体及び液体の水素の貯蔵及び輸送に係る安全基準を定めている。</li> <li>・ 岩塩空洞での水素貯蔵には、<b>Safe Drinking Water Act</b> に基づく各州の規制及び各州の石油ガス保全規制が適用される可能性がある。</li> <li>・ 航空機又は宇宙船の打上げに使用する水素には米国連邦航空局の規則に基づく離隔距離規制が適用される。</li> <li>・ 天然ガスと水素を混合して貯蔵する設備には、米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）の規制が適用される。</li> </ul>
ウ．輸送	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 州を跨ぐパイプライン輸送は、米国パイプライン・危険物安全庁（PHMSA）による建設・運営に係る安全基準のほか、<b>National Environmental Policy Act</b>、土地に関する許認可、米国労働安全衛生庁（OSHA）が制定する建設時の労働安全に関する規則、<b>Clean Water Act</b> 等の環境規制に服する。また、外縁大陸棚法（<b>Outer Continental Shelf Lands Act</b>）が定義する外縁大陸棚（OCS。海岸から 3 マイル以内の海面下の土地。）に建設される海底パイプラインには、陸上パイプラインと同様の米国パイプライン・危険物安全庁（PHMSA）の規制が適用される。さらに、OCS 内の海底パイプラインは、米国内務省安全・環境執行局（BSEE）による規制に服し、BSEE の海底規制プログラム部、国土安全保障省（<b>Department of Homeland Security</b>）等の政府機関の監督にも服する。</li> <li>・ 化石燃料とは異なり、水素パイプラインの託送に関する明確な規制（<b>common carrier rules</b>）は存在しないほか、水素パイプライン事業者に土地収用の権限を付与する法令も存在しない。水素パイプラインには、安全規制及び環境規制のみが適用されている。</li> <li>・ 州を跨ぐパイプラインにおいて天然ガスと水素を混合する場合、米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）の規制（混合の許可を含む。）が適用される。</li> <li>・ 州を跨がないパイプラインは、所在する州当局の規制に服するか、又は州当局と米国パイプライン・危険物安全庁（PHMSA）の間の合意に基づき同庁の規制に服する。</li> <li>・ 自動車輸送・鉄道輸送は、他の危険物と同じく、米国パイプライン・危険物安全庁（PHMSA）が定める危険物の輸送に関する規制に服する。水上輸送については、航路により、同庁の規制が適用される場合のほか、米国沿岸警備隊の危険物輸送規制が適用される場合や、州規制が適用される場合がある。</li> </ul>
エ．利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 発電用燃料は州及び自治体の規制に服する。カーボンプライシングや発電用燃料のゼロエミ認定を導入している州では、それらの制度における水素の評価が普及の鍵となる。州を跨ぐ系統には米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）の規制が適用され、カーボンプライシング等の制度も同委員会の規制・監督の対象となる。</li> <li>・ 燃料電池における水素使用、安全基準等について、米国パイプライン・危険物安全庁（PHMSA）の規制が適用される。</li> </ul>

- ・ 水素製造を通じて、卸電力市場への供給電力を一時的に貯蔵する事業や、卸電力市場における負荷調整サービスを提供する事業は、Federal Power Act に基づく米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）の規制に服する。
- ・ 水素を使用する業務用ヒーター、ボイラー等は、米国エネルギー省エネルギー効率・再生可能エネルギー部（Office of Energy Efficiency and Renewable Energy）の規制に服するが、熱供給における水素利用に適用される本格的な規制は不見当である。
- ・ 水素を原料とする化学物質の製造・供給には、米国環境保護庁（EPA）の環境・安全規制が適用されるが、水素それ自体を危険物として規制するものではない。
- ・ 自動車燃料として、水素は「代替燃料」とされ優遇措置の対象となる場合がある。自動車の圧縮水素貯蔵容器の安全基準としては、米国運輸省道路交通安全局（NHTSA）の天然ガスタンクに対する安全基準が流用されている。また、連邦自動車安全基準（FMVSS）の一環として、「水素及び燃料電池自動車」に対する安全規制も策定されている。
- ・ 水素を動力源とする鉄道車両には、米国パイプライン・危険物安全庁（PHMSA）及び米国連邦鉄道庁（FRA）の規制（設計、衝突や火災に関する安全性、緊急事態対応等）が適用されると考えられる（適用規制は未制定である。）。LRT、路面電車、地下鉄等に対する安全規制は米国連邦公共交通庁（FTA）の規制に服する（これらの公共交通における水素の使用に特に適用される規制は未制定である。）。
- ・ 水素を動力源とする船舶は、米国連邦海事局（MARAD）の規制、米国沿岸警備隊による船舶の設計、建造及び火災防止に関する規制、米国連邦公共交通庁（FTA）による公共交通機関の安全性に関するガイドラインに加え、各州や自治体の規制に服する（水素燃料又は燃料電池の使用に特に適用される規制は未制定である。）。
- ・ 水素を動力源とする航空機は、米国航空庁（FAA）の規制に服する（適用規制は未制定である。）。
- ・ 輸入又は輸出基地の立地、建設、修繕及び運用に係る許認可を所管する連邦レベルの行政機関は存在しない。船舶と設備の間での危険物のやり取りは米国沿岸警備隊の安全規制に服するが、水素に適用される規制は未制定である。
- ・ 水素ステーションに関する規制については、連邦機関や州政府は、民間団体（自動車技術者協会（SAE）、全米防火協会（NFPA）、圧縮ガス協会（CGA）、アメリカ機械学会（ASME）等）が策定したものをそのまま採用している。代表的な規制は以下のとおりである。
  - SAE TIR J2601「水素ガス小型自動車向け充填プロトコル」：水素ガス計量機の安全基準・性能要件を定めている。
  - NFPA 2「水素技術基準」：圧縮水素ガス及び液体水素の製造、設備の設置、貯蔵、配管、使用及び取扱いに関する安全基準、並びに水素ステーションの設計及び設置に適用される基準を定めている。
  - ISO/TC197 による国際標準：液体水素・自動車充填システムインターフェース（ISO 13984:1999）、水素ガス自動車充填接続装置（ISO 17268:2020）、水素ガス・充填ステーション・パート 1：一般的要件（ISO19880-1:2020）等。
- ・ 水素ステーションの建設・運営には、州以下の地方政府の複数の許認可（土地利用規制、ゾーニング規制、環境規制、



	<p>公衆衛生規制、労働安全規制、消防規制、建築物規制など）が必要となる。連邦法レベルの規制が適用されることもある（一定規模以上の土地に影響を与える場合に <b>Clean Water Act</b> に基づく排水規制が適用される場合等）が、多くの場合は地方政府に同様の規制が設けられているためそちらを遵守すれば足り、連邦当局の許認可は不要となる。これらの許認可はガソリンスタンド等の他の類似の商業施設に適用されるものと似ているものもある一方、水素ステーションに特に適用されるものもあるが、いずれにせよ各地方政府ごとに異なる。もっとも、上記のとおり、多くの地方政府は上記のとおり民間団体が策定した基準を適用しており、例えば、ほとんどの地方政府が <b>International Building Code (IBC)</b> 及び <b>NFPA 2</b> が定める水素技術基準を適用している。そのため、必要となる許認可やその手続は地方政府ごとに異なるものの、水素ステーションの設計・建設・運営に適用される基準は、多くの地方政府において同様となっている。地方政府及びその所管機関によって、一定の基準に適合していれば許可を付与する基準許可（<b>standard permits</b>）を導入しているところもあれば、個別具体的な検討に基づき水素ステーションに係る許可を行う機関もある。</p>
<p>(2) 議論中の規制課題</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素を特に規律する新規制は、既存の規制枠組みの枠内で制定されると思われる。</li> <li>・ 2021 年 11 月に大統領が署名した <b>Infrastructure Investment and Jobs Act</b> は、米国エネルギー省（DOE）に対して、「クリーン水素」の定義・基準の策定、「地方クリーン水素ハブ」の募集・指定、水素関連の技術開発、クリーン水素経済促進の戦略・ロードマップ策定等を義務づけ、関連予算を手当てしている。</li> <li>・ 米国パイプライン・危険物安全庁（PHMSA）や米国エネルギー省エネルギー効率・再生可能エネルギー部（<b>Office of Energy Efficiency and Renewable Energy</b>）など、安全規制を所管する各当局は、水素関連技術の研究開発とともに、既存の規制により水素事業・活動を適切に規律できるかを検討している。</li> <li>・ 米国パイプライン・危険物安全庁（PHMSA）の現行規制は主に天然ガスを対象としているが、水素の貯蔵及び輸送に対する規制の検討を加速している。同庁は 2016 年に天然ガス地下貯蔵施設の新安全規制を導入しており、水素の地下貯蔵施設にも同様の規制が導入される可能性が高い。</li> <li>・ 圧縮ガス協会（CGA）の水素イニシアティブにおいて、燃料電池自動車、水素ステーション及び水素の地下貯蔵に関する安全基準の策定に向けた検討が行われている。将来これらの基準が策定された場合、連邦政府・州政府が規制基準として採用する可能性がある。</li> <li>・ 連邦政府の水素・燃料電池 WG が指摘した、水素及び燃料電池に適用される規制（<b>codes and standards</b>）が統一されていないという問題に対応するため、米国エネルギー省は、規制策定機関、規制運用・執行に関わる職員（<b>code officials</b>）及び業界の専門家と協働して、許認可に係るモデル審査基準や燃料電池に適用される典型的な規制を整理した。</li> <li>・ 多くの州において、水素事業の振興や保安のための法案が審議中又は可決成立している。水素関連の規制の策定が最も進んでいる州の一つがカリフォルニア州であり、以下のような取り組みが行われている。</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ カリフォルニア大気資源委員会（California Air Resources Board: CARB）は、州内の輸送セクターの温室効果ガス排出を削減するための取り組みである California Low-Carbon Fuel Standard（LCFS）を 2009 年から導入している。具体的には、ガソリン及びディーゼル燃料の carbon intensity（CI）スコアを算出し、州内の燃料販売事業者に対して CI スコアの基準値（徐々に引き下げられる）を満たす燃料を販売するよう義務付け、基準値を満たせない場合には超過分を相殺するだけのクレジットの獲得（再エネ由来の水素の購入、水素ステーションの建設及び直流急速充電器の設置もその手段の一つ）を義務付けている。</li> <li>➤ カリフォルニア州公共事業委員会（California Public Utility Commission: CPUC）は、ネット・エネルギー・メータリング制度の適用対象を燃料電池にも拡大している。</li> <li>➤ CARB 及び CPUC のクリーンマイルズ基準及びインセンティブプログラムは、運送事業者に対して温室効果ガス排出量の急速な削減を義務付けると共に、充電ステーション及び水素ステーションの普及を企図している。</li> <li>➤ ゼロ・エミッション・バス規制（Zero-Emission Bus Requirements）により、2040 年までに全ての公共交通のバスを 100%ゼロエミ化（BEV 及び FCV を含む。）することが義務付けられている。</li> <li>➤ California Executive Order N-79-20 は、2035 年までに州内で販売される全ての乗用車及び乗用トラックがゼロエミ化されることを義務付けている。</li> <li>➤ Low Emission Vehicle standards, Zero Emission Transit Funding, Zero-Emission Transit Bus Tax Exemption, Plug-In Hybrid and Zero Emission Light-Duty Vehicle Rebates 等、代替燃料自動車導入促進のための法令を制定している。</li> <li>・ Public Utility Regulatory Policies Act of 1978（PURPA）に基づき送電事業者に対して回避可能費用を反映した価格で電力の買取を請求できる小規模発電設備として、現在は炭化水素改質設備を備えた燃料電池が含まれているが、今後より多様な水素エネルギー源が含まれる可能性がある。</li> </ul>
2. 保安管理に関する組織構造	
(1) 水素事業の規制・監督主体	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 上記 1.への回答のとおり、規制場面により多様な当局が関与する。</li> </ul>
(2) 保安管理の実効性担保	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ほとんどの場合、他の引火性ガスや液体と同様の規制（施設・設備の技術基準・ガイドライン、運転時の規制、定期検査・報告、当局による検査等を含む。）が適用される。</li> <li>・ 安全規則、基準、規制等は連邦当局により制定される場合と、民間団体（アメリカ機械学会（ASME）等）が策定し連邦又は州当局が執行可能な規制として採用する場合がある。</li> </ul>
(2) 機器・設備の認証・検査主体	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 米国パイプライン・危険物安全庁（PHMSA）</li> <li>・ 米国環境保護庁（EPA）</li> <li>・ 米国労働安全衛生庁（OSHA）</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素によるエネルギー生産・輸送については、今後、米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）や運輸当局の規制（米国運輸省道路交通安全局（NHTSA）、Federal Travel Regulation 等）の役割が大きくなることが予想される。</li> </ul>
3. 保安のための技術基準	
(1) 技術基準の形式	<ul style="list-style-type: none"> <li>所管する連邦当局の規則として制定されているものが主だが、州や自治体の当局の規制や、当局が採用した第三者（ASME 等）の規則・基準もある。これら全てを遵守することが最低限要求される。</li> </ul>
(2) 技術基準の内容（リスクベース・アプローチの採否等）	<ul style="list-style-type: none"> <li>適用される規制ごとに異なる。</li> </ul>

## 第2 英国

2. 水素に関する法体系の全容	
(1) サプライチェーンに対する法規制	<ul style="list-style-type: none"><li>水素の製造、貯蔵、輸送及び利用に関する包括的な規制枠組みは存在しない。水素事業は、一般的なガスに適用される既存の法規制の対象となる。</li><li>既存の法規制が十分に広い範囲をカバーしているため、水素事業に適用されることが明確な事例もある。例えば、ガス法（Gas Act 1986）では、水素は「ガス（gas）」として扱われ、水素の供給、出荷及び輸送に関する「下流（downstream）」の活動は、ガスネットワークの一部として規制されており、そのような活動を行おうとする者は、許可を取得しなければならない。他方で、規制が適用されることが明確でない事例もあり、例えば、水素の製造に関する「上流（upstream）」の活動については、法律上当てがされていないため、天然ガスの製造に関する既存の法律上の取扱いから類推する必要がある。</li></ul> <p><u>開発段階（水素の製造、貯蔵、輸送及び利用のいずれの段階においても適用され得る法規制）</u></p> <ul style="list-style-type: none"><li>開発段階においては、製造、貯蔵、輸送及び利用のいずれにおいても、同等の事業に適用される既存の法規制が適用され、許認可が必要になる場合がある。具体的には以下①②③のとおりである。</li></ul> <p>①計画法（Planning Act 2008）</p> <p>LNG 施設、ガス貯蔵・受入施設、ガスパイプライン、発電所、地上電力線など、一定の容量閾値を満たすプロジェクトの開発には、国家的重要インフラプロジェクト（Nationally Significant Infrastructure Project: NSIP）として計画法に基づく開発許可（development consent）が必要となる。所管はビジネス・エネルギー・産業戦略省（Department of Business, Energy and Industrial Strategy: BEIS）大臣である。したがって、上記に列挙した施設に類似する水素プロジェクトであって一定の容量閾値を満たすものは、国家的重要インフラプロジェクト（NSIP）と評価され、開発許可が必要となる。</p> <p>また、申請手続きの一部として、環境影響評価を完了させる必要がある。</p> <p>なお、BEIS は、2021 年 9 月に、一定規模の水素を燃料とする火力発電インフラ、水素パイプライン（水素が天然ガスと混合されている否かを問わない）及び水素地下貯蔵開発（水素が天然ガスと混同されている否かを問わない）を国家的重要インフラプロジェクト（NSIP）と扱うとする National Policy Statement の案を公表し、当該案は 2021 年 11 月末まで意見公募手続にかけられた。その後、BEIS は、2022 年 2 月末に、化石燃料依存からの脱却において水素が果たす役割をより明確に示す方向で National Policy Statement の案に変更を加える予定であることを公表した。当該変更が加えられた後、National Policy Statement の案が BEIS で承認され、新規の水素プロジェクトの計画申請のために用いられることにな</p>

ると見込まれる。

## ②都市・農村計画法（Town and Country Planning Act 1990）

土地に何らかの開発を行う必要があり、国家的重要インフラプロジェクト（NSIP）でないプロジェクトは、都市・農村計画法に基づく計画許可（planning permission）が必要となる。所管は地方当局であるが、BEIS 大臣も申請手続きに関与することができる。例えば、50MW 未満の陸上水素火力発電所や水素供給ステーションなどの小規模なプロジェクトが該当すると考えられる。

また、一定の要件を満たす場合、環境影響評価が必要となる場合がある。

## ③電気法（Electricity Act 1989）

計画法に基づく開発許可や都市・農村計画法に基づく計画許可が必要ない場合、一定規模の陸上若しくは洋上の発電所の建設、拡張又は運用を伴う水素プロジェクトについては電気法 36 条に基づく許可（consent）が必要となる。所管は、陸上の場合 BEIS 大臣、洋上の場合海洋管理機構（Marine Management Organization: MMO）である。電気分解による水素製造のための電力供給を目的とした発電所の場合に関連する。例えば、グリーン水素を製造するための電解槽を一部に含む風力発電所については、風力発電所は「発電所（generating station）」であるため、一定の条件を満たす場合、電気法 36 条に基づく許可が必要となる。他方で、水電解設備それ自体は、電気を発生させないので、同法 36 条に基づく許可は不要と思われる。風力発電所を一部に含む電解槽については、明確ではないものの、その目的が発電に直接関連していることから、同法 36 条の許可が必要となる風力発電所としてとらえることが論理的と思われるが、この点については、明確化される必要がある。

- ・ 上記の開発許可に加え、環境影響評価の結果次第では、水素設備の建設中又は運転中の様々な活動や水素の製造、貯蔵、輸送及び利用に関する活動については、特に設備や活動が大気、水及び土地に対する汚染のリスクを伴うものである場合、環境許可（イングランド・ウェールズ）規則（Environmental Permitting (England & Wales) Regulations 2010）に基づく環境に関する許可（environmental permit）が必要となる。

## 運営段階（水素の製造、貯蔵、輸送及び利用のいずれの段階においても適用され得る法規制）

- ・ 閾値を超える量の水素のような危険物を製造、貯蔵又は使用する事業者には、爆発性物質や危険物質の危険性を排除・低減する事業者や雇用者の義務等、大規模事故災害規則（Control of Major Accident Hazards Regulations 2015）に規定されている詳細な保安に関する規則の適用がある。事業者や雇用者は、事故、事件、緊急事態に対処する方法を計画し、十分な指導と訓練を実施しなければならない。
- ・ 環境上の許可及び計画上の条件（いずれも適用がある場合）を遵守しなければならない。
- ・ 上記のようなルールは、主として化学産業、石油化学産業、燃料の貯蔵・流通事業に適用され、水素の製造、貯蔵、輸

	<p>送及び利用のいずれの段階においても適用がある。所管は、安全衛生庁（Health and Safety Executive: HSE）、環境庁（Environmental Agency）及び関連する地方当局である。</p>
ア．製造	<p><u>開発段階</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 上記 1.(1)のとおりである。</li> </ul> <p><u>運営段階</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素の製造のみのためには許認可は不要である。水素の製造は「上流（upstream）」の活動であるところ、電気分解かその他の方法による水素製造であるかを問わず、ガス法では規制されていない。</li> <li>・ ただし、ガス法に基づき、水素を含むガス（gas）を製造する事業者は、輸送や供給を行う事業者と分離（unbundled）されなければならない。その理由は、1990 年代に EU で実施されたガス・電力分野全般の「unbundling」の理由と同様であり、潜在的に競争の対象となる活動（エネルギーの製造、供給等）と競争が許容されていない活動（英国では規制独占である送配電等）を確実に分離するためである。</li> </ul>
イ．貯蔵	<p><u>開発段階</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素貯蔵設備を含む水素ターミナル施設についても、上記 1.(1)のとおりである。</li> </ul> <p><u>運営段階</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素の貯蔵のための許認可は不要である。ただし、ガス（水素を含む。）ターミナル事業者は、Uniform Network Code、Retail Energy Code、Smart Energy Code などの、商業ガス貯蔵施設の保有とアクセスに関するルールを遵守しなければならず、National Transmission Network（英国のガス供給システム）内の供給者に協力する義務がある。</li> <li>・ 水素貯蔵量により異なり、①2 トン以上の水素の貯蔵には計画（危険物質）規則（Planning (Hazardous Substances) Regulations 2015）に基づく許可（consent）、②5 トン以上の水素の貯蔵には保安計画、緊急時計画及び大規模事故災害規則（Control of Major Accident Hazards Regulations 2015）に基づく大規模事故予防方針（Major Accident Prevention Policy）の実施義務が課せられる。</li> </ul>
ウ．輸送	<p><u>開発段階</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素パイプライン、圧縮ステーション及び関連する輸送インフラについても、上記 1.(1)のとおりである。</li> </ul> <p><u>運営段階</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素を出荷又は輸送するためには、ガス法に基づく許可を電力・ガス規制庁（Office of Gas and Electricity Markets:</li> </ul>

	<p>Ofgem) から取得する必要がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素の輸送事業者は、パイプライン保安規則 (Pipeline Safety Regulations 1996) に基づき、パイプラインの設計、建設、設置、運営、維持及び解体に関する要件を遵守しなければならない。</li> <li>・ パイプライン事業者 (天然ガスと混合される場合を含む。) は、Uniform Network Code、Retail Energy Code、Smart Energy Code などの規則を遵守しなければならない。なお、現時点では水素専用のパイプラインはないとの理解であるところ、パイプラインでの水素と天然ガスの混合は認められているが、ガス保安 (管理) 規則 (Gas Safety (Management) Regulations 1996) に基づき、天然ガスと混合する場合のパイプラインにおける水素濃度は 0.1%までに制限されている。</li> <li>・ 水素の道路による輸送の場合、ガス法に基づく許可は不要である。もっとも、水素は、道路輸送の目的では危険物に分類され、陸路による危険物品の国際輸送に関する欧州協定 (European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road: ADR)により規制されている。ADR は、危険物 (水素を含む。) の分類、包装、表示、証明に関する要件を定めている。また、車両やタンクに関する具体的な要件や、イギリスでは 10 本の道路トンネルを通る水素輸送が禁止されているなど、運用上の要件も含まれている。ADR は、英国では危険物の運送および輸送用圧力機器の使用に関する規則 (Carriage of Dangerous Goods and Use of Transportable Pressure Equipment Regulations 2009) として適用されている。運輸省は、ADR の要件の例外 (時間や場所の限定) を認める通知を書面で発行することもできる。また、大量の水素を定期的に輸送する者は、労働安全衛生法 (Health and Safety at Work Act 1974: HSWA) に基づき、適用される規則を遵守しているかどうかを監視し、輸送の際のリスクについて助言する危険物安全アドバイザー (Dangerous Goods Safety Advisor) を任命する必要がある。加えて、水素の道路による輸送の場合、圧力機器 (保安) 規則 (Pressure Equipment (Safety) Regulations 2016) に基づき、タンク、シリンダー、チューブの特定の設計が要求され、英国では危険物の運送および輸送用圧力機器の使用に関する規則 (Carriage of Dangerous Goods and Use of Transportable Pressure Equipment Regulations 2009) の要件も満たす必要がある。</li> </ul>
エ. 利用	<p><u>開発段階</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素供給ステーションについても、上記 1.(1)のとおりである。</li> </ul> <p><u>運営段階</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素を供給するためには、ガス法に基づく許可を電力・ガス規制庁 (Ofgem) から取得する必要がある、出荷及び輸送に関する規制と同様である。</li> <li>・ 水素ステーションなど、燃料の貯蔵と供給については、さまざまな規制の適用がある。例えば、水素ステーションは、消防法、計画認可、建築規制などの法規制に対応する必要がある。なお、現行規制は液化天然ガスと水素燃料電池のみ</li> </ul>

	<p>を対象としており、英国には現在、14 か所程度の水素ステーションがあるのみである。また、代替燃料インフラ規制（Alternative Fuels Infrastructure Regulations 2017）が、水素ステーションの一般利用を目的とした技術仕様と顧客体験の基準をカバーしている。水素ステーションの運営者は、そのインフラ資産を所有しているか、第三者に代わって運営しているかにかかわらず、その遵守に責任を負う。</p>
(2) 議論中の規制課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>BEIS は、2021 年 8 月に、水素戦略（hydrogen strategy for the United Kingdom）を公表した。</li> <li>水素戦略においては、水素がエネルギー政策の中でも発展途上の分野であると指摘され、産業界が英国政府に対して、資金援助、規制へのてこ入れとインセンティブ付け、品質と安全性に関する保証、サプライチェーンと技術に関する方向性、そして、英国における水素の継続的発展を支えるためのより幅広い戦略的な判断を求めていると指摘されている。</li> <li>水素戦略の一貫として、BEIS は、水素経済の発展のために重要であると広く考えられている事項として、以下に関して意見公募手続を実施した。2021 年 10 月に当該手続が終了したものの、結果は未公表である。水素戦略は、英国における水素規制のあり得る発展を理解するための情報源ではあるものの、意見公募手続の結果が未公表であるため、既存の法規制にどのような修正が加えられるかや新たな法規制については明らかとはなっていない。 <ul style="list-style-type: none"> <li>①「低炭素」水素（“low carbon” hydrogen）の意味を定義する排出基準案（水素製造に伴う温室効果ガス排出量の算定方法案、異なる水素の製造過程を評価するための温室効果ガス排出の閾値案等）</li> <li>②2020 年代の低炭素水素製造の大規模な開発のための支援案（産業界に提供される資金の種類、支援すべき技術と活動等）</li> <li>③水素事業の開発を支援するビジネスモデル（価格と量の支援に関する制度設計の提案を含む。）</li> </ul> </li> <li>水素戦略は、水素経済を発展させるためのスケジュールを以下のとおり示している。 <ul style="list-style-type: none"> <li>①2021-2024 年 <p>既存の法規制に基づくネットワークを提供する。</p> <p>水素対応に関する regulatory signal を整備する。保安や純度等に関するより広範な基準を整備する。</p> <p>最初に手当てすべき重要な制度上の障壁に対処する。</p> <p>計画・許認可制度を整備する。</p> </li> <li>②2025-2027 年 <p>（水素と天然ガスの）混合の可能性を含め、ネットワークに関する初期的な法規制を整備する。</p> <p>初期的な制度の運用を開始する。</p> <p>（水素の）純度、施設の設置、設備等に関するさらなる制度上の障壁に対処する。</p> </li> </ul> </li> </ul>



	<p>ガス料金の請求制度を整備する。</p> <p>③2028-2030 年</p> <p>ネットワーク拡大を支える長期的な法規制と規制の役割を整備する。</p> <p>長期的な制度の運用を開始する。</p> <p>必要な規制、規則、基準を整備する。</p> <p>④2030 年代半ば以降</p> <p>国境を越えたパイプライン又は船舶による取引を可能にする枠組みを整備する。</p> <p>市場の成熟に即した規制枠組みを採用する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>既存の法規制に修正が加えられるのか又は新たな法規制が制定されるのかは不明確であるものの、現在の規制枠組みの複雑性に鑑みると、両方のアプローチの組合せが採用されることが考えられる。</li> </ul>
3. 保安管理に関する組織構造	
(1) 水素事業の規制・監督主体	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素のサプライチェーンのセグメントごとに、数多くの政府機関が水素事業を規制・監督しており、少なくともビジネス・エネルギー・産業戦略省大臣、ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、石油・ガス規制機関（Oil and Gas Authority）、安全衛生庁（HSE）、環境庁（Environmental Agency）、海洋管理機構（MMO）、電力・ガス規制庁（Ofgem）及び地方当局が存在する。</li> <li>政府機関に加え、認証、検査、点検、測定等、水素事業に関連する活動を行う民間組織（研究所を含む。）も多数存在する。これらの民間組織は、英国認証機関認定審議会（United Kingdom Accreditation Service: UKAS）によって評価・認定されている。同審議会は、英国政府（具体的には、BEIS）との覚書により設立された非営利の民間企業で、国や地方自治体、事業者、購入者、使用者、品質管理者等、認定に利害関係を有する人々を代表する様々なメンバーで構成される。同審議会は、法的強制力を持たないものの、「監督」機能を有し、認定する民間組織が国際認証基準を満たしていることを確保するために活動している。</li> </ul>
(2) 保安管理の実効性担保	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素事業の保安規制は、基本的にガス事業の保安規制と同様である。</li> <li>規制枠組みは複雑且つ広範ではあるが、主要な規制として、労働安全衛生法（HSWA）による規制がある。</li> <li>安全衛生庁（HSE）は、労働安全衛生法（HSWA）及び関連する規則に基づき全ての労働所（陸上及び洋上かを問わない）に立ち入る権限があり、洋上ガス施設については、BEIS の一部である環境・廃炉に関するオフショア石油規制当局（Offshore Petroleum Regulator for Environment &amp; Decommissioning: OPRED）も検査権限を有する。</li> <li>洋上ガス施設とガスパイプラインについては特別の規制がある。具体的には、設備の運営者又は所有者は、安全衛生庁（HSE）が許容する範囲内の重大事故リスクを管理する能力及び手段を有することを証明するセーフティケース（safety</li> </ul>

	<p>case) を 3 年ごとに作成しなければならない。セーフティケースは、操業開始前に同庁によって承認されなければならない。ガス施設はセーフティケースに従って操業されなければならない。セーフティケースは、施設の実情を反映した「生きた文書 (living document)」でなければならない。</p>
(3) 機器・設備の認証・検査主体	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素設備を認証し、及び/又は、水素設備を検査する主要な主体は、電力・ガス規制庁 (Ofgem)、安全衛生庁 (HSE) 及び環境・廃炉に関するオフショア石油規制当局 (OPRED) である</li> </ul>
4. 保安のための技術基準	
(1) 技術基準の形式	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素事業を含むガス事業に関する保安のための技術基準は、基本的に英国政府、具体的には安全衛生庁 (HSE) が作成、発行及び施行する規則に基づいて決定される。全てのガス市場参加者は、最低限の基準として当該基準を遵守しなければならない。</li> <li>理論的には可能であるものの、水素事業者が自らが設定した保安基準に基づくことが許容されているようなケースは把握していない。</li> </ul>
(2) 技術基準の内容 (リスクベース・アプローチの採否等)	<ul style="list-style-type: none"> <li>技術基準については、水素に関する包括的な規制枠組みが存在しないため、一般的なガスに関する既存の規制によって決定される。 <ul style="list-style-type: none"> <li>①ガス保安 (管理) 規則 (Gas Safety (Management) Regulations 1996) ガス (メタンを主成分とするガスの場合のみ) の輸送を規制するもので、ガス輸送業者はセーフティケースを作成し、HSE に提出することが義務づけられている。</li> <li>②パイプライン保安規則 (Pipeline Safety Regulations 1996) パイプラインの設計、建設、設置、運営、保守及び廃止における安全性を確保することを目的とする。</li> <li>③建築規則 (Building Regulations 2010) 建物内及び建物周辺の人々の健康と安全を確保するために、建物の建設工事に適用され、建築物の建設や改築に関する最低基準を定めている。</li> </ul> </li> <li>ガス保安 (管理) 規則 (Gas Safety (Management) Regulations 1996) 及びパイプライン保安規則 (Pipeline Safety Regulations 1996) に基づき作成される保安に関する文書は、HSE によってリスクベースアプローチを用いて客観的に評価され、合理的に実務上可能な限り、HSE が発行したガイドラインに従って、リスクを根源で回避又は削減することが期待される。</li> <li>上記に加えて、建設業界は、通常、英国規格協会 (British Standards Institution) やガス技術者協会 (the Institution of Gas Engineers) が発行する行動規範や技術基準から指針を得る。</li> </ul>

### 第3 ドイツ連邦共和国

1. 水素に関する法体系の全容	
(1) サプライチェーンに対する法規制	水素の製造、輸送、貯蔵及び利用に関する規制の枠組みは、目下、重大な変化に面しており、様々な重要な法改正の動きが進行中である。しかし、現時点では、水素に関する包括的な法規制は存在せず、既存の法令がパッチワーク的に適用される可能性があるという状況にある。
ア. 製造	<ul style="list-style-type: none"><li>一般的に、水電解装置を含む power-to-x プラントは、ドイツ連邦インミッション規制法（Federal Immission Control Act: BImSchG）に基づく許可を受ける必要がある。</li><li>事業者の選択により、複数の許認可や、必要となる土地を一括して取得することができるオプションもある。</li><li>さらに水電解装置を含む産業プラントは、5000 キログラム以上の水素を取り扱う場合、「危険インシデント規則（Hazardous Incident Ordinance）」による安全基準を遵守しなければならない。</li></ul>
イ. 貯蔵	<ul style="list-style-type: none"><li>水素の貯蔵設備は、貯蔵する水素の分量によっては、連邦インミッション規制法に基づく承認（国民参加を伴う正式な手続き又は簡略化された手続き）を要する。貯蔵量が 30 トン以上となる設備は、正式な承認手続きを要する。</li></ul>
ウ. 輸送	<ul style="list-style-type: none"><li>2021 年 7 月のエネルギー産業法（EnWG）の改正によって、同法は初めて、純粋水素ネットワークに関する規制を導入した。かかる純粋水素ネットワークの規制は、一般的なガスネットワークの規制とは別個に、事業者がそれを選択した場合に限って適用される。なお、改正エネルギー産業法（EnWG）は、送配電システムベースでの電力ガス及び水素の供給のみをその対象としており、送配電インフラ以外での水素の貯蔵や運搬（タンクローリーによる水素の運送など）には、同法の適用はない。ただし、ネットワーク事業者ではないエネルギー供給会社が操業する固定の水素貯蔵設備は、送配電システムに接続されている場合に限り、同法の適用対象となり、第三者アクセス規制に服する。</li><li>水素ネットワーク事業者には、電力ガスの供給網の事業者と同様の部門分離義務（unbundling obligations）が課せられる。これにより、水素ネットワーク事業者は、水素を製造、貯蔵又は供給してはならず、かつ、それぞれの設備を保有することも禁止される。上記のとおり、純粋水素ネットワークに関する改正エネルギー産業法（EnWG）の規制は、事業者がその適用を選択した場合に限って適用されるものである。つまり、同法の規制は、水素の運搬及び利用に関する規制枠組みを事業者に対して強制はしない一方で、水素ネットワークのインフラを発達させることを目指している。なお、水素インフラの整備に関する立法者の考え方は、1998 年に行われた電力ガスの自由化の際とは、一線を画している。すなわち、電力ガス部門とは異なり、水素インフラについては、将来における非独占的ネットワーク構築のための規制の枠組みによるべきという考え方である。つまり、同法の規制は、ネットワーク事業者の利益のためではなく、水素ネットワークへの自由なアクセスを保障することでネットワークの利用者（ユーザー）の利益を保護するための規制である。要するに、同法の規制は、競争的な水素ネットワークの市場の構築を支援することを、その目的としている。</li></ul>

	<p>さらに、立法者は、同法の規制が、将来的には、すべての水素ネットワークに適用されることを想定している。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ただし、上記のエネルギー産業法（EnWG）の改正措置は、過渡的なものであり、EU レベルでの包括的な法規制の制定（特に、<b>Gas Directive</b> 及び <b>Gas Regulation</b> の改正）に服する。特に、現行の EU 法においては、純粋水素ネットワークの規制と天然ガスネットワークの規制とを別個に定めることが要求されている。</li> <li>・ エネルギー産業法（EnWG）の 28q 条は、水素ネットワーク事業者に対して、2035 年を目標として 2 年ごとに、純粋な水素ネットワークに関するネットワーク開発計画を採用する義務を課している。2020 年ないし 2030 年に関する当該開発計画においては、潜在的な水素ネットワークや、必要な既存パイプラインの拡張に関する提言が、既に含まれている。</li> <li>・ 直近のエネルギー産業法（EnWG）の改正案では、既存の天然ガス用のネットワークを水素用に転換することによる水素インフラの構築を加速化させることに力点が置かれている。ドイツ連邦ネットワーク庁（BNetzA）は、水素ネットワークインフラは、天然ガス用のパイプラインの改良によって整備が促進されることを想定している。そのため、例えば、既存の天然ガス用のパイプラインについて取得された許認可は、水素の運搬用にも利用が可能である（すなわち、水素の運搬用に新たに許認可を取得することを要しない。）。ただし、新たに建設される純粋水素用のパイプラインであって、直径 300 ミリメートルを超えるものは、計画承認手続きを受けることを要する（それ以下の直径であっても、事業者が選択した場合には、当該計画承認手続きに服する。）。なお、すでに取得済みの土地利用権その他は、水素用に転換後においても、そのまま存続する。</li> <li>・ 一般に、運送に関する法令上、水素は危険物として取り扱われる。例えば、タンクによる運搬の場合におけるトンネルの使用制限などがある。</li> <li>・ 適用のある規制法の中で、特に、危険物の国際道路運送に関する合意（EU の <b>Directive 2008/68/EC</b> を含む国際間の合意（その下位規則を含む。）及びドイツ国内の危険物運送法等の適用の可能性がある。</li> <li>・ 水素は、潜在的な爆発物として「危険物に関する規則（<b>Ordinance on Hazardous Substances</b>）」の適用を受ける。同規則は、人の身体及び環境の保護のために厳格な要件を定めている。</li> </ul>
エ. 利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素自動車への水素充填設備は、産業保安規則（<b>Industrial Safety Ordinance</b>）に基づく許可を受ける必要がある。さらに、貯蔵量が 3 トンに達する充填設備については、ドイツ連邦インミッション規制法（<b>BImSchG</b>）に基づく承認も要する。なお、産業保安規則（<b>Industrial Safety Ordinance</b>）は、水素充填設備の安全操業に関する最低条件を定めているが、水素充填設備の事業者は、同規則を含むいくつかの規制を遵守する義務を負う。水素充填設備の安全基準は、操業安全規則（<b>Technical Rules for Operational Safety: TRBS</b>）その他の技術基準に集約されており、水素の充填設備に適用される同規則の 3151 号を遵守している限り、産業保安規則（<b>Industrial Safety Ordinance</b>）の安全基準を遵守していることが推定される。ある事業者が、当該技術水準から逸脱する場合、それと同程度の安全性及び従業員の健康維持を、確保しなければ</li> </ul>

	<p>ばならない。一般に、認証検査機関（Zugelassene Überwachungsstelle: ZÜS）は、安全性に関する書面を審査し、水素ステーションが安全に操業され得ることを確認し、さらに定期的な点検を実施しなければならない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素発電設備も、ドイツ連邦インミッション規制法（BlmSchG）に基づく認可を取得する必要がある。この点、水素はすでに、天然ガスに代替するエネルギー源として、同法において考慮されている。50MW 以上の発電量の発電所は、ドイツ連邦インミッション規制法（BlmSchG）10 条に基づく正式の手続きをとらなければならない。50MW 未満の発電量の発電所は、同法 19 条に基づく簡易の手続き（国民参加の手続きを要しないもの）で事足りる。</li> </ul>
(2) 議論中の規制課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ドイツの立法者において、水素事業の開発を促進するための基本法（umbrella law）の制定の動きがある。2020 年の 7 月に公表された資料によれば、ドイツ連邦ネットワーク庁（BNetzA）が、水素に関する革新的かつ技術的に中立な専門用語の導入によって法制度を拡大する趣旨で、「水素整備法」の採用を提言した。ただし、法制度化が実現するかどうかは、近い将来における水素サプライチェーン全体に沿った水素事業の発展状況や関連する技術の発展状況次第であり、不透明な状況である。</li> <li>・ さらに、ドイツの法制度は、現在及び将来の EU の法制度による影響を強く受ける点も考慮する必要がある。この点に関して、ドイツの立法者は、EU の改正後 Gas Directive の規制を、エネルギー産業法（EnWG）に取り込むことを想定していると思われる（両者の整合性を保つため。）。</li> <li>・ 将来の水素の開発及び法規制の大半は、2020 年に採択された国家水素戦略、EU の水素戦略及び国内市場の共通ルールによって決定される。特に、グリーン水素に関する事業は、仮に関連する加盟国間による承認（Important Projects of Common European Interest (IPCEIs) と呼ばれるもの）を得られた場合には、EU 支援法に基づく多大な資金援助を受けられる可能性がある。なお、2022 年 1 月 27 日付けの欧州委員会の正式な採択によって、新たな「気候及び環境保護並びにエネルギーに関する政府補助に関するガイドライン」が、グリーン水素・低炭素水素の製造並びに加盟国の水素インフラ事業に対する政府補助に関するルールを定めている。</li> <li>・ 国内の水電解のキャパシティについては、2030 年までに、現在の 5GW から 10GW まで引き上げられることが想定されている。</li> <li>・ 上記のうち、国家水素戦略では、「水素経済」を創設することを意図した水素利用の目標を定めており、37 個の施策（例：製造、運搬、産業、インフラ、科学技術及び EU を含む国際関係その他）を提言している。</li> <li>・ 2021 年 12 月に、欧州委員会は、Gas Directive（Directive COM (2021) 803 final）とその下位規則（Regulation COM (2021) 804 final）の改正を提案した。いずれの改正案も、水素市場の確立を狙ったものとなっており、主に、水素インフラへのアクセス、水素の製造と運搬の分離（unbundling obligations）及び関税の導入（金融規制）などである。この金融規制とは、関税に基づく水素ネットワークへの第三者アクセスの実施を EU 加盟国に対して義務化したことを意味する。すなわ</li> </ul>

	<p>ち、再生可能エネルギー由来のグリーン水素には、様々な関税に対して 75%ディスカウントの優遇措置が付与される。</p> <p>また、重要な点としては、ガスや水素のネットワークを操業するネットワーク事業者は、分離された資産ベースを保有する必要がある（すなわち、アンバンドリングの義務である。）。これは、ガスと水素のネットワークを共同の資産ベースで操業することを禁止するものである。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 上記の目的のため、欧州水素事業者ネットワーク（ENNOH）が創設された。これは、既存の電力ガスのネットワークの事業者団体に類似するもので、クロスボーダーでの水素インフラの構築や技術的基準を設定することを企図するものである。</li> <li>・ 新たな Directive は、ドイツ国内の再エネや天然ガス及び水素の市場に適用される共通のルールを定めるものである。これによって、水素の運搬、貯蔵及び供給に関する完全な規制制度を確立することを企図している。</li> </ul>
2. 保安管理に関する組織構造	
(1) 水素事業の規制・監督主体	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ガス及び上水の供給に関する民間の業界団体である DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）：エネルギー設備（エネルギーの製造・貯蔵・運搬）に関する技術的基準を定める。DVGW が定める技術的基準を遵守している場合には、「一般に認知されている技術基準（allgemein anerkannte Regeln der Technik）」の遵守が推定される。</li> <li>・ ドイツ連邦ネットワーク庁（BNetzA）：エネルギーの供給ネットワークに関する技術的な安全基準を定める権限を有する。ただし、BNetzA は、DIN e.V.（German Institute for Standardization。ドイツで最も重要な標準化機関）のルールを考慮に入れなければならない。</li> <li>・ ドイツ連邦経済問題気候行動省（Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action）：エネルギー設備の建設及び操業に関する技術的な安全基準を定める権限を有する。さらに、同省は、ガスの供給ネットワーク及び直接的なガスパイプライン（パイプラインの操業に利用される設備を含む）の技術的安全性に関する事項について助言するための委員会（committee）を設置する権限を有する。</li> <li>・ 一般的なルールとして、エネルギー設備事業者は、権限のある当局からの要請があった場合には、技術的及び経済的状況について必要な情報を提供しなければならない。</li> </ul>
(2) 保安管理の実効性担保	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 一般的に、権限を有する当局は、エネルギーインフラの毀損又は技術的な安全義務違反の疑いが生じた場合に限り、検査又は調査を行うのが通常である。検査又は調査を行う場合、当局は、その専門家を選任するのが通常である。</li> <li>・ 関連する規則によれば、高圧ガスパイプラインの事業者は、技術的な安全性を確保するための管理システムを構築しなければならない。DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）の技術的安全性管理システムが使用されている場合には、かかる義務が履行されたものと推定される。</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー産業法（EnWG）に基づく、エネルギー設備事業者の独立責任の原則（principle of individual responsibility of the energy industry）の要請により、技術的な安全基準の策定に関する政府機関の関与は、間接的なものに留まる。代わりに、技術的な安全基準は、民間の業界団体である DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）によって決定される。</li> </ul>
(3) 機器・設備の認証・検査主体	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー産業法（EnWG）に基づく、エネルギー設備事業者の独立責任の原則（principle of individual responsibility of the energy industry）の要請により、エネルギー設備の認証権限は、民間の業界団体である DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）にある。ただし、エネルギー設備は、一般に、各州の権限のある当局の承認を受けることを要する。</li> </ul>
3. 保安のための技術基準	
(1) 技術基準の形式	<ul style="list-style-type: none"> <li>技術的な安全基準は、専ら民間の業界団体である DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）によって決定される。これは、エネルギー産業法（EnWG）に基づく、エネルギー設備事業者の独立責任の原則（principle of individual responsibility of the energy industry）の要請によるものである。</li> <li>エネルギー産業法（EnWG）の経過規定によれば、DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）の技術的な安全基準は、より具体的な基準が制定されるまでの間、水素プラントの建設及び操業に対して類推適用される。現在、水素はガスパイプラインに 10%まで混入させることができるが、目下、それを 20%まで引き上げる安全基準を DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）が策定中である。さらに、最大圧力が 16 bar を超える純粋水素のパイプラインの事業者は、高圧ガスパイプライン規則（High Pressure Gas Pipeline Ordinance）を遵守しなければならない。DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）において、目下、power-to-x プラントを含む水素関連設備に特化した安全基準やガイドラインを策定中である。</li> <li>水素のパイプラインや設備に関する技術的な安全基準は、未だに発達段階にある。DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）が定める技術的な安全基準の遵守は、建設及び操業中の技術的な安全を確保する義務を尽くしたものと同視される。したがって、水素事業に従事する多くの企業は、DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）が主導するプロセスを考慮する可能性が高いと見られる。</li> </ul>
(2) 技術基準の内容（リスクベース・アプローチの採否等）	<ul style="list-style-type: none"> <li>技術的な安全基準は、公的な手続きに則って、DVGW（German Technical and Scientific Association for Gas and Water）によって決定される。例えば、水素を天然ガスに混入することの安全性の基準を策定する際には、水素の混入による影響等を考慮した上で、詳細なリスクアセスメントが実施される。高圧ガスパイプラインの建設に関する一般的な安全性の基本的な考え方は、「決定論的安全性の原則」すなわち、経験及び潜在的な損害の発生原因の分析に依拠している。そのため、統一かつ一般的な安全基準は、最も高い安全性を確保する目的で策定される。</li> </ul>

以 上



# Responses to Questionnaire on Hydrogen Regulation in the United States and the United Kingdom

---

Pillsbury Winthrop Shaw Pittman LLP - Private and confidential



## **United States**

*The Japanese Government is considering the introduction of a well-suited and comprehensive regulatory framework for the hydrogen business, and, in that respect, they would like to know the current and future (discussed) regulatory framework for the hydrogen business in your jurisdiction.*

### **1. Regulatory Framework**

*Please provide an outline of the regulatory framework on the hydrogen business in your country.*

**(1) What laws and regulations do/will apply to hydrogen business activities in the hydrogen supply chain of production, storage, transportation, and use. Specifically, please explain the regulatory framework for hydrogen terminals, pipelines, transportation of hydrogen by vehicle, generation of hydrogen by water electrolysis, hydrogen stations, and hydrogen use.**

Currently there is no comprehensive regulatory framework for hydrogen in the United States. Hydrogen is regulated under a myriad of existing laws and regulations<sup>1</sup> at both the federal and state level, that apply at specific elements of the hydrogen supply chain, and is regulated in a manner similar to other industrial gases or hazardous materials, often subject to regulations applicable to gases or hazardous materials broadly.<sup>2</sup> The federal agencies with the most extensive regulation of hydrogen activities are the Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (**PHMSA**), the Environmental Protection Agency (**EPA**), and the Occupational Safety and Health Administration (**OSHA**). In addition, several other agencies play a role in regulating specific elements of the hydrogen supply chain.

Notably, while the Federal Energy Regulatory Commission (**FERC**) has no direct authority to regulate hydrogen pipelines, FERC has asserted jurisdiction over the transport of natural gas/hydrogen blends in natural gas pipelines, which could lead to FERC playing a significant role in the near-term hydrogen economy. Further, FERC's decision to classify certain hydrogen fuel-cell generators as "Qualifying Facilities" under the Public Utility Regulatory Policies Act may help provide additional incentive to developers of such facilities.

---

<sup>1</sup> Throughout this memorandum, we refer to laws and regulations, typically regulations. In the U.S., Congress passes laws authorizing federal agencies to take certain regulatory actions, and then those agencies promulgate regulations within the authority of those laws. Typically, laws provide broad authority and regulations address more granular specifics of the area to be regulated. Under this framework, agencies have significant discretion in how they interpret the scope of their authority, promulgate regulations, and implement their responsibilities. Most of the rules applicable to hydrogen activities discussed in this memorandum are agency regulations, rather than laws passed by Congress, as the level of oversight applicable to most stages of the hydrogen economy is more appropriately handled at the agency level rather than via Congressionally-passed law.

<sup>2</sup> As identified below in the sections addressing specific sections of the hydrogen supply chain, in some sectors the applicable regulations are inadequate or inappropriately tailored to address hydrogen. And so it is not a question yet whether the regulations are suited or not suited to the nature of hydrogen, such as its lightness or diffusibility, because specifically tailored regulations do not exist. Federal and local agencies as well as non-governmental standards-setting organizations are working to develop regulations and standards to apply to hydrogen activities. Generally, the situation is not that the existing regulations are not suited to the nature of hydrogen and present an unnecessary obstacle, but rather that regulations directly applicable to hydrogen—and thus necessary to allow certain activities—may not yet exist or be sufficiently detailed. For example, as discussed below, there are not regulations or standards governing hydrogen import/export terminals, even though such regulations would be necessary for the licensing, construction, and operation of such a facility.

Overall, laws and regulations governing the permitting, construction, and operation of hydrogen facilities are generally similar to those governing equivalent industrial projects.

A high-level summary of those laws and regulations and their applicability to the specific matters identified in your question is set out below, by reference to each part of the hydrogen supply chain.

## **Production**

Development and construction of hydrogen facilities is subject to the same permitting laws and regulations as applicable to other equivalent industrial projects. Such facilities may require federal environmental reviews and will often be subject to specific laws of the state in which the facility is located.

As with other industrial projects, development of many hydrogen production facilities may require evaluation under the National Environmental Policy Act (**NEPA**) and similar state statutes.<sup>3</sup> NEPA requires agencies to evaluate the environmental impact of a proposed major federal action (such as issuing a permit for construction of a large industrial facility), and then, depending on the determined impact, conduct additional environmental reviews. These environmental reviews can be time consuming, can result in the agency requiring a facility to take additional mitigating measures to reduce the environmental impact of the facility, and can be a major source of litigation for proposed facilities. As a procedural statute, NEPA is generally neutral as to the type of project being evaluated, and there are no NEPA regulations directly applicable to hydrogen activities.

EPA regulates emissions from hydrogen production facilities, under EPA's Greenhouse Gas (**GHG**) Reporting and Effluent Standards as an offshoot of EPA's regulations on fossil fuel production.<sup>4</sup> EPA's GHG reporting regulations in 40 CFR Part 98 require reporting of GHG data from large GHG emission sources, fuel and industrial gas suppliers, and CO<sub>2</sub> injection sites in the U.S.<sup>5</sup> 40 CFR Part 98 Subpart P – Hydrogen Production imposes monitoring, quality assurance, quality control, and reporting requirements on facilities which produce hydrogen from fossil feedstocks, (e.g. grey hydrogen produced via methane steam reformation)<sup>6</sup> if those facilities emit more than 25,000 tons of CO<sub>2</sub>. Other EPA regulations, such as those applicable to effluent discharge or chemical risk management,<sup>7</sup> may tangentially apply to hydrogen production facilities. For example, the EPA's regulations in 40 CFR Part 68 – Chemical Accident Prevention Provisions – require facilities to maintain a risk management program and impose certain requirements on facilities storing over 10,000 pounds of hydrogen.<sup>8</sup>

Much the same may be said of hydrogen-specific EPA regulations promulgated under the Clean Water Act. Although hydrogen does not appear to fall under the Clean Water Act definition of a "pollutant," it is the subject of an effluent limitation guideline (**ELG**) that requires the implementation of technology to reduce discharges of hydrogen in wastewater.<sup>9</sup> However, this ELG applies narrowly to hydrogen produced from

---

<sup>3</sup> 42 U.S.C. § 4321 et seq.

<sup>4</sup> 40 CFR Part 98.

<sup>5</sup> 40 C.F.R. § 98.161.

<sup>6</sup> 40 CFR § 98.160 by its terms applies to "process units that produce hydrogen by reforming, gasification, oxidation, reaction, or other transformations of feedstocks" so it is not clear whether EPA could apply these same regulations to a facility producing hydrogen via hydrolysis (although presumably such a facility would not exceed the 25,000 tons of CO<sub>2</sub> threshold).

<sup>7</sup> 40 C.F.R. Ch. I, Subchapter N.

<sup>8</sup> 40 C.F.R. § 68.130.

<sup>9</sup> 40 CFR § 122.2; 40 CFR § 415.410, et seq.

refinery byproduct material.

The above-described regulations were promulgated before the recent growth in clean hydrogen, and do not specifically address those methods of hydrogen production. By its terms, 40 CFR § 98.160 applies to “process units that produce hydrogen by reforming, gasification, oxidation, reaction, or other transformations of feedstocks” and 40 CFR Part 68 applies to hydrogen within the scope of a “petroleum refining process unit.” It seems unlikely that EPA would choose to apply its GHG reporting regulations to clean hydrogen, but more possible EPA would seek to impose its Chemical Accident Prevention Provisions on electrolysis facilities with large inventories of hydrogen. Although neither set of regulations plainly appears to apply to electrolysis facilities, under U.S. law, agencies are afforded broad discretion in determinations of their authority and interpretation of their governing statutes. EPA could seek to extend these regulations to electrolysis facilities, but it is unclear whether such an extension would be upheld by U.S. courts.

Hydrogen (CASRN 1333-74-0) is listed on the Chemical Inventory that EPA maintains under Section 8 of the Toxic Substances Control Act. Thus, the owner or operator of a hydrogen production facility would have to submit Chemical Data Reports to EPA every four years specifying the quantities of hydrogen that they manufactured, processed, or imported, together with information on the disposition of the hydrogen and the number of employees exposed.

Hydrogen waste could be subject to regulation under the Resource Conservation and Recovery Act, 42 U.S.C. § 6901, et seq. This statute provides cradle-to-grave regulation of hazardous wastes, i.e., spent, discarded, or abandoned substances that present risks to human health or the environment. Hazardous wastes fall into two broad categories: (1) those that derive from specifically enumerated, or listed, sources and (2) those that exhibit hazardous characteristics. Although EPA has not designated hydrogen as a listed hazardous waste, hydrogen could be deemed a characteristic hazardous waste due to its ignitability and corrosivity.<sup>10</sup> Depending on the total amount of hazardous waste generated (not just hydrogen), the duration of its storage, and other factors, a hydrogen production facility could be classified as conditionally exempt/very small, small, or large quantity generator of hazardous waste or even a hazardous waste treatment, storage, and disposal facility. Such classification would subject the facility to various requirements, including, without limitation and depending on the circumstances, licensing, contingency planning, employee training, and corrective action (i.e., remediation), for releases of hydrogen hazardous waste to the environment.

As a Clean Air Act § 112(r) chemical, hydrogen is also a “hazardous substance” under the Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act, 42 U.S.C. § 9601, et seq. (**CERCLA** or **Superfund**).<sup>11</sup> Thus, any hydrogen “release” during production activities would make the owner/operator of the facility a responsible party under CERCLA, meaning that the owner/operator would be jointly and severally liable for full remediation costs and subject to Superfund cost recovery. The risks of Superfund liability are more theoretical than real, however, given hydrogen’s physical and chemical properties.

OSHA also plays a role in regulating hydrogen production facilities through its Occupational Health and Safety Standards. These standards cover the Occupational Health and Safety Standards for Hazardous Materials – including compressed gases and hydrogen.<sup>12</sup> These standards include general regulations for safety, as well as proscribing specific regulations governing hydrogen systems, including the location,

---

<sup>10</sup> 40 CFR Part 261, Subpart C.

<sup>11</sup> RCRA “hazardous wastes” also are CERCLA “hazardous substances” under 42 U.S.C. § 9601(14).

<sup>12</sup> 29 C.F.R. Part 1910.

physical characteristics of piping and containers, safety devising, assembling, testing, and labelling.<sup>13</sup> Further, OSHA has extensive regulations governing the safety of systems involving compressed gases and flammable liquids, which are expected to apply equally to hydrogen production facilities.<sup>14</sup>

In addition to federal regulations, there are several codes and standards related to hydrogen production which may be approved, adopted, and enforced as regulations by local state or municipal governments. For example, these include codes and standards published by organizations such as the National Fire Protection Association (NFPA),<sup>15</sup> the Compressed Gas Association (CGA),<sup>16</sup> and by the American Society of Mechanical Engineers (ASME).<sup>17</sup>

## **Storage**

The above-described regulatory framework typically applies to the construction and operation of hydrogen storage facilities. OSHA plays the largest role in regulation of hydrogen storage facilities, and its safety requirements govern the structural components and operations of the storage facility.<sup>18</sup> OSHA's regulations provide the safety requirements of the structural components and operations of gaseous and liquid hydrogen in terms of storage as well as delivery.<sup>19</sup> OSHA's regulations also incorporate published codes, such as ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII - Unfired Pressure Vessels – 1968.<sup>20</sup> Similarly, codes and standards adopted by local and municipal governments may apply, such as NFPA 2, which addresses

---

<sup>13</sup> 29 C.F.R. § 1910.103.

<sup>14</sup> As discussed earlier, these regulations are promulgated by OSHA pursuant to its governing laws, rather than directly passed by Congress.

<sup>15</sup> E.g., NFPA 2, NFPA 70. NFPA is a global nonprofit organization, devoted to reducing fire risks. NFPA publishes more than 300 consensus codes and standards and is primarily a codes and standards organization. Although NFPA is not a governmental organization, the code and standards published by NFPA are often adopted by governments and encoded in law as enforceable regulations. NFPA's standards at NFPA 2 provide fundamental safeguards for the generation, installation, storage, piping, use, and handling of hydrogen in compressed gas or cryogenic liquid form. NFPA 70, the National Electrical Code, sets forth the standards for electrical design, installation, and inspection and has been adopted by all 50 U.S. states. NFPA 70 contains general standards applicable to hydrogen facilities and installations, such as rules on electrical systems in areas with potential for explosive gases, as well as specific standards for hydrogen fuel cell systems (e.g. NFPA 70 Article 692 – "Fuel Cell Systems").

<sup>16</sup> E.g., CGA H-5 and CGA S-1.1-1.3. CGA is a nonprofit standards organization dedicated to promoting safe and responsible manufacture, transportation, storage, transfilling, and disposal of industrial, medical, and food gases and their containers (including hydrogen). CGA H-5 standard provides guidelines for safe design, installation, and use of bulk hydrogen supply systems. CGA S-1.1-1.3 standard provides safety standards for compressed gas containers; for example, S-1.1 sets standards for the selection of the correct pressure relief device for compressed gas cylinders that is required to meet the requirements of the U.S. DOT in 49 CFR for over 150 gases, including hydrogen; S-1.3 provides standards for determining the correct sizing of pressure relief devices for certain types of compressed gas storage containers.

<sup>17</sup> E.g., ASME B31. ASME is a professional organization that enables collaboration, knowledge sharing and skill development across engineering disciplines, and publishes codes and standards for engineering safety and design. Like NFPA and CGA, ASME is not a governmental organization, but numerous U.S. regulations reference and require compliance with ASME codes. ASME B31.12 sets standards for hydrogen piping and pipelines.

<sup>18</sup> 29 CFR Part 1910 Subpart H – Hazardous Materials.

<sup>19</sup> 29 CFR § 1910.103 (note that these regulations do not apply to all hydrogen storage systems. For example, liquified portable hydrogen containers of less than 150 liters are exempted from the regulation).

<sup>20</sup> 29 CFR § 1910.103(b)(1)(i)(a).

several structural and safety requirements of the hydrogen storage facility.

Hydrogen used in industrial processes is currently often stored in underground salt caverns, and it is expected that much of the green hydrogen produced in the U.S. will be similarly stored. The underground storage of hydrocarbons and gases is typically subject to regulation by states under the Safe Drinking Water Act (SDWA)<sup>21</sup> and state oil and gas conservation statutes. It is possible but not clear whether the SDWA would apply to underground hydrogen storage facilities. State agencies are typically responsible for permitting and oversight of underground injection wells, including natural gas and hydrocarbon storage wells,<sup>22</sup> and are thus likely to provide oversight for the siting, design, construction, and operation of wells to be used for hydrogen storage.

In 2016, PHMSA issued new safety regulations governing underground natural gas storage facilities, in response to a leak from a California underground natural gas storage facility.<sup>23</sup> PHMSA's regulations incorporate certain American Petroleum Institute standards governing the construction, operation and management of risks associated with underground natural gas storage facilities and impose reporting requirements.<sup>24</sup> While not directly applicable to hydrogen storage facilities, PHMSA is actively working on developing regulations to govern the hydrogen economy and will likely promulgate a similar regulatory scheme for such facilities.

For hydrogen intended to be used for aircraft or spacecraft launches, storage is governed by Federal Aviation Administration's regulations at 4 CFR Part 420, which dictates the separation distance requirements between the storage of liquid hydrogen and any incompatible energetic liquids.

Also note the discussion below, FERC's assertion of jurisdiction over blended natural gas/hydrogen would also apply to any FERC-jurisdictional natural gas storage facilities which seek to store blended natural gas/hydrogen.

### **Transportation**

Regulation of hydrogen transportation depends on whether it is being transported by a carrier of some sort (e.g., transportation using roads, railroads, or waterways) or whether it is being transported via pipeline, as well as whether the transportation uses interstate or intrastate corridors or pipelines.

- **Pipelines**

Approximately 1600 miles of hydrogen pipelines are currently in operation in the U.S.

- **Safety**

The main safety regulator of hydrogen pipelines in the U.S. is PHMSA, which oversees approximately 700 miles of the U.S. hydrogen pipelines. PHMSA has safety oversight on design, construction, and operations of pipelines that transport "flammable gases" under 49 CFR 192 and

---

<sup>21</sup> 42 U.S.C. §§ 300f–300j-27.

<sup>22</sup> See, e.g., Miss. Code §§ 53-3-151 et seq. (Development, Production and Distribution of Gas and Oil, Underground Storage of Natural Gas or Compressed Air).

<sup>23</sup> Pipeline Safety: Safety of Underground Natural Gas Storage Facilities-Interim Final Rule, 81 Fed. Reg. 91,860 (Dec. 19, 2016).

<sup>24</sup> 49 C.F.R. § 192.7 (incorporating API Recommended Practice 1170, "Design and Operation of Solution-mined Salt Caverns Used for Natural Gas Storage," and API Recommended Practice 1171, "Functional Integrity of Natural Gas Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs and Aquifer Reservoirs").

hazardous liquids under 49 CFR 195. PHMSA's regulations address issues such as the required strength of pipe for certain applications and the design of components that will be attached to the pipeline. PHMSA reviews construction procedures and then observes in-field construction activities to ensure pipelines are constructed in accordance with PHMSA safety requirements. Once the construction of a pipeline system is completed, PHMSA's Office of Pipeline Safety (OPS) regulates and enforces the pipeline's operational activities and ensures safety requirements are met. This oversight includes inspections and day-to-day activities.

Intrastate pipelines, which are generally not subject to PHMSA's jurisdiction, are regulated through either the relevant state agencies in the state in which the pipeline is located, or by PHMSA's OPS via an agreement between PHMSA and the state.

While PHMSA's regulations are primarily focused on natural gas, PHMSA has been working rapidly to develop more regulations specific to hydrogen with a focus on what regulations are needed to facilitate the hydrogen economy. PHMSA held a three-day public forum in early December 2021, focusing on the technical and regulatory challenges facing large-scale hydrogen storage and transportation, and is working to further explore this issue and develop regulations.

- Market Regulation

Currently there is no clear federal market regulator for hydrogen, as there is with natural gas and petroleum, and hydrogen pipelines are only clearly subject to the safety and environmental regulations that are generally applicable to interstate commodities pipelines.<sup>25</sup>

Unlike natural gas and petroleum products,<sup>26</sup> the status of hydrogen pipelines as common carrier pipelines is unclear and not well established by U.S. courts or agencies. Hydrogen pipelines in the U.S. are currently generally owned by the companies which own the hydrogen being transported, with most pipelines owned by a few large industrial gas companies and some refinery operators also owning and operating shorter hydrogen pipelines between their facilities.

An argument exists for the classification of hydrogen pipelines under the Interstate Commerce Commission Termination Act of 1995 (ICCTA).<sup>27</sup> The ICCTA grants the Surface Transportation Board (STB) jurisdiction over interstate pipelines "transporting a commodity other than water, gas, or oil" – a broad authority that would seem to cover hydrogen – and requires that STB-jurisdictional pipelines provide non-discriminatory transportation or service upon reasonable request.<sup>28</sup> However, unlike FERC, the STB lacks investigative power or the authority to require pipeline owners to file tariffs and justify rates.<sup>29</sup> Rather, the STB serves mainly as a forum for resolving rate disputes. Moreover, to date the STB has not adjudicated a dispute involving a hydrogen pipeline, nor issued any public statements regarding its intent to regulate hydrogen pipelines, so the extent of its authority remains uncertain.<sup>30</sup>

---

<sup>25</sup> These laws include NEPA, land-permitting regulations, OSHA rules applicable to worker safety during installation of industrial pipelines, and Clean Water Act permitting requirements, which are generally applicable to the installation of industrial pipelines.

<sup>26</sup> See, e.g., The Natural Gas Act, 15 U.S.C. ch. 15B § 717 et seq.

<sup>27</sup> ICC Termination Act of 1995, Pub. L. 104–88, 109 Stat. 803; 1995-12-29.

<sup>28</sup> 49 U.S.C. § 15301, 15701.

<sup>29</sup> 49 U.S.C. § 15901

<sup>30</sup> Although there is an argument that the STB would currently have economic oversight of interstate hydrogen

The absence of FERC jurisdiction and established common carrier status is of twofold significance. First, it means that any business seeking to use another entity's pipeline must negotiate a unique contract with the pipeline owner, without the firm expectation that the rates and terms would be "just and reasonable" and substantively the same as those offered to all businesses, though this may change pending a firm assertion of jurisdiction by the STB.<sup>31</sup> Second, it means that ancillary laws, such as are in place for interstate natural gas pipelines under Section 7 of the Natural Gas Act, do not exist to enable hydrogen pipeline owners to avail themselves of the federal government's eminent domain authority to appropriate land to facilitate pipeline installation or extension.<sup>32</sup> This means that the potentially contentious issue of siting a hydrogen pipeline could be significantly more difficult and protracted than for, say, natural gas pipelines, as property acquisitions or access rights would have to be privately negotiated, unless the state or local governments invoke their own rights of eminent domain on behalf of the pipeline companies.

There is ongoing discussion in the U.S. of blending hydrogen into natural gas and then transporting blended natural gas/hydrogen over common-carrier natural gas pipelines, although we are unaware of any common carrier pipelines which actually currently offer to transport such blended hydrogen/natural gas. As discussed further below under "Use", FERC has asserted that it has jurisdiction under the Natural Gas Act over any pipeline operator which wanted to offer such service and would consider on a case by case basis requests by pipelines to offer such services.

- Construction Issue

One issue facing hydrogen pipeline construction is the lack of clear federal authority to allow pipeline developers the ability to seize property in order to construct a pipeline. Under the Natural Gas Act, once FERC issues a certificate of public convenience and confirms the necessity of a particular pipeline, the pipeline developer can use the federal government's power of eminent domain to seize land to install the pipeline.<sup>33</sup> This authority even allows a pipeline developer to seize land from a state,<sup>34</sup> and greatly facilitates siting and construction of pipelines. There is no parallel authority for hydrogen pipelines, meaning that siting and constructing a large interstate hydrogen pipeline could be significantly more difficult and require the cooperation of the involved states, amongst others.

- Offshore Pipelines

From our research, there are no comprehensive regulations governing offshore hydrogen pipelines. Regulation of hydrogen transported via offshore pipeline infrastructure would depend on whether the pipeline is interstate or intrastate and whether it is within the limits of the outer continental shelf (**OCS**). The Outer Continental Shelf Lands Act (**OCSLA**)<sup>35</sup> defines the OCS as all

---

pipelines, as discussed in Appendix 1 there is a policy argument for FERC to assume this role (although this would require legislative action).

<sup>31</sup> See Section 4 of the Natural Gas Act," 15 U.S.C. § 717f(c).

<sup>32</sup> 15 U.S.C. § 717f(h). The STB does not have powers similar to FERC to grant eminent domain powers to a pipeline developer.

<sup>33</sup> 15 U.S.C. § 717f(h).

<sup>34</sup> PennEast Pipeline Co. v. New Jersey, 594 U.S. \_\_\_\_ (2021).

<sup>35</sup> 43 U.S.C. 1331 et seq.



submerged lands lying seaward of state coastal waters (3 miles offshore) which are under U.S. jurisdiction. PHMSA regulations at 49 CFR Part 192 provide the safety regulations governing transportation of natural gas and other gases via pipelines within the limits of the OCS, similar to PHMSA's regulatory framework for onshore pipelines. The U.S. Department of the Interior Bureau of Safety and Environmental Enforcement (**BSEE**) regulates pipelines on the OCS, and the BSEE Office of Offshore Regulatory Programs (**OORP**) partner with the U.S. Department of Homeland Security (**DHS**) and the United States Coast Guard (**USCG**) as well as other federal and state agencies to manage compliance programs governing oil, gas, and mineral operations on the OCS. However, these regulations are focused on oil and gas operations, and do not appear to provide for specific regulation of offshore hydrogen pipelines.

Currently, it does not appear that there are any offshore interstate hydrogen pipelines in operation in the U.S. If constructed such pipelines would likely be subject to regulation by BSEE and USCG under the authority provided by the OCSLA, similar to the oversight these agencies currently exercise toward offshore oil and gas pipelines.<sup>36</sup>

Generally, a challenge facing the hydrogen economy is the lack of an international offshore pipeline code covering hydrogen transport or mix of hydrogen. ASME B31.12 (Hydrogen Piping & Pipelines) may provide some instruction here, but the current version of the code lacks offshore-specific design issues. DNV, an international certification board and ship classification organization, recently announced the first phase of a joint industry project with the objective of developing guidance and standards for offshore hydrogen pipelines.<sup>37</sup>

- Carrier Transportation

Transportation of hydrogen via highway, railroad, or waterway is generally governed in the same way as transport of other hazardous materials. PHMSA has regulations defining hazardous materials and specifying general requirements applicable to shipping and packaging of hazardous materials for carriage transport. These regulations include requirements applicable to the transport of all materials designated as hazardous materials by PHMSA. For example, the regulations prescribe the requirements for shipping papers, package marking, labeling, and transport vehicle placarding applicable to the shipment and transportation. Some PHMSA regulations also provide specific requirements to the transport of hydrogen. For example, PHMSA's highway regulations apply to portable tanks and fill rate of liquid hydrogen tankers and include specific requirements for the use of insulated MC-338 cargo tanks for cryogenic hydrogen transportation and bulk cylinders for compressed, non-cryogenic hydrogen. Similarly, PHMSA has authorized the manufacture and use of a double-walled, insulated tank car for rail shipment cryogenic hydrogen.<sup>38</sup>

Similar regulations apply to transportation of hydrogen by waterway, although PHMSA's oversight is dependent on whether the route is on federal or state waters and what agreement state and local regulators have with federal oversight, and in some cases U.S. Coast Guard regulations apply to transfer of hazardous material (potentially including hydrogen in some cases).<sup>39</sup>

---

<sup>36</sup> See BSEE Office of Offshore Regulatory Programs (OORP) regulations at 43 U.S.C. Part 29. Under the OCSLA, the Secretary of the Interior is responsible for the administration of mineral exploration and development of the OCS.

<sup>37</sup> See, e.g., <https://www.dnv.com/oilgas/joint-industry-projects/gas-value-chain/transportation-of-hydrogen-gas-in-offshore-pipelines-jip.html>.

<sup>38</sup> 49 CFR Part 179 and 180.

<sup>39</sup> 33 CFR Part 154.

## Use

Regulation of use of hydrogen varies depending on the particular use.

- Electricity Production

In the U.S., state and local authorities play a large role in regulating electricity production. States have general authority to determine the resource mix for electricity generation within the state and may take a more or less active approach to determining the fuels used for electric generation within that state. State regulatory frameworks that can impact hydrogen's use for electricity production include the following:

- whether the state has taken an active role in determining the resource mix for energy production. In particular, a number of states have passed laws that provide zero emission credits to clean energy sources, in order to encourage development of these facilities. In these states, whether or not hydrogen is classified as a clean energy source, including whether and how the state may evaluate the source of the hydrogen used in electricity production, may affect the economics of locating a hydrogen electric generation facility in a particular state. Similarly, at least twelve states now impose some version of carbon pricing, with numerous additional states considering them, and so how those states classify hydrogen with respect to carbon pricing will impact hydrogen's use for electric generation in the future;
- whether the state's electricity markets are decentralized or vertically integrated. In states with decentralized electric markets, the electric generation, transmission, and distribution systems are owned and operated by different entities, whereas in other states vertically integrated utilities own all aspects of the electric supply chain. The centralization of each state's electricity markets, as well as the attitude towards hydrogen of the dominant utility in vertically integrated regions, could affect the viability of a hydrogen electric generation facility; and
- states regulate the rates at which electricity can be sold to end-use retail customers, and typically have jurisdiction over the rates, terms, and conditions of service of the distribution side of the electric grid. Therefore, state regulations on behind-the-meter electricity generation could heavily affect small scale hydrogen electric generation facilities.

In addition to state regulatory authorities, FERC also plays a role in regulating the use of hydrogen for electric generation:

- although states typically control the distribution grid, FERC imposes common carrier requirements on interstate transmission systems. This allows generation facilities to plug into the transmission grid and deliver their power to end-use customers, even if the generation facility does not itself own the transmission grid. The transmission companies' common carrier rates are set forth in their tariffs which are subject to FERC review and approval;
- some regional grid operators, who are regulated by FERC, are considering how to incorporate state-determined carbon pricing into organized wholesale electricity markets (as noted above). FERC recently issued a policy statement stating that it has jurisdiction over market rules incorporating carbon pricing and would evaluate proposals by grid operators to incorporate those prices into their markets. Therefore, just as states may impact hydrogen via carbon pricing, FERC's review of the incorporation of carbon pricing into wholesale markets could impact hydrogen's use for electric generation; and

- FERC is authorized to classify certain kinds of small-scale power generation facilities as Qualifying Facilities (**QFs**) under the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (**PURPA**).<sup>40</sup> PURPA seeks to encourage electric conservation, increased efficiency, and the development of renewable energy. Facilities which receive QF status from FERC obtain the right to sell energy or capacity to a utility at the utility's avoided cost rates for power (which are the incremental costs to a utility of generating or purchasing electric energy or capacity, or both, in an amount equal to that purchased from the qualifying facility, and are determined by state regulatory authorities). PURPA has played a large role in the development of solar power in the U.S., by guaranteeing that solar developers can sell their market to the utility at a predictable price. In December 2020, FERC issued a final rule permitting certain hydrogen fuel cell facilities to be classified as QFs under PURPA.<sup>41</sup> This currently applies to fuel cell systems with integrated hydrocarbon reformation equipment, but as the hydrogen electric generation technology advances, it is possible FERC could allow other types of hydrogen generation to fall within PURPA.

PHMSA also plays a role in regulating hydrogen use in electricity production, as PHMSA regulations address hydrogen use in fuel cell applications and include provisions regarding design of fuel cell cartridges to prevent hydrogen leakage.<sup>42</sup>

- Electric Grid Services

In addition to its use in electricity production, hydrogen business activities can also play a role in U.S. wholesale electric markets by providing other grid services. Such services fall under FERC's jurisdiction over wholesale electric markets under the Federal Power Act.<sup>43</sup> FERC largely regulates the terms and services of wholesale electric markets through its oversight of the tariffs of transmission providing entities and Regional Transmission Organizations (**RTOs**) and Independent System Operators (**ISOs**).

A main service hydrogen may provide is "storage" of electric energy in the form of hydrogen, which could qualify as an electric storage resource that could participate in U.S. wholesale electric markets. In 2018, FERC issued a rule to remove barriers to the participation of electric storage resources in organized electric transmission markets managed by RTOs/ISOs.<sup>44</sup> FERC ordered the RTOs/ISOs to revise their tariffs to establish "participation model" market rules to facilitate the participation of electric storage resources in their wholesale electricity markets. FERC's rulemaking premised the participation of electric storage resources on the physical capabilities of the resource, rather than limiting it to any specific or existing technologies, defining "electric storage resource" as "a resource capable of receiving electric energy from the grid and storing it for later injection of electric energy back to the grid."<sup>45</sup> Hydrogen energy storage should be able to fit within this definition, allowing such facilities to provide electricity storage services in wholesale electric markets.

While less explored, some entities have proposed producing hydrogen in a way that allows the hydrogen facility to provide load balancing services. These services would similarly fall under

---

<sup>40</sup> 16 U.S.C. ch. 46 § 2601 et seq.

<sup>41</sup> Fuel Cell Thermal Energy Output; Bloom Energy Corp., Order No. 874 (Final Rule), 173 FERC ¶ 61,226 (2020).

<sup>42</sup> 49 C.F.R. § 173.230—Fuel Cell Cartridges Containing Hazardous Material.

<sup>43</sup> 16 U.S.C. §§ 791-825r.

<sup>44</sup> 18 CFR Part 35 Elec. Storage Participation in Mkts. Operated by Reg'l Transmission Organizations & Independent Sys. Operators, Order No. 841, 162 FERC ¶ 61,127 (2018).

<sup>45</sup> 18 C.F.R. § 35.28(b)(9).

FERC's jurisdiction over wholesale electricity markets and related services.

- Residential, Commercial, and Industrial Heating

It does not appear that well-developed regulations have been promulgated by the respective agencies to govern hydrogen's use for heating. DOE's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (**EERE**) regulates commercial heaters, hot water boilers, and similar heating appliances, and would likely also have jurisdiction over similar appliances that used hydrogen. In addition, states and municipalities have building codes and statutes that would likely govern the installation and use of hydrogen, and that would likely be adopted from standards-promulgating organizations such as ASME, but it is unclear how developed these codes are.

- Chemical and Industrial Use

Hydrogen is widely used for chemical and industrial purposes. Examples include using hydrogen for ammonia production, petroleum processing, and other industrial applications. As discussed above, the production and storage of hydrogen is regulated by EPA and OSHA.

EPA regulates the production and distribution of many commercial and industrial chemicals which may be created using hydrogen as a feedstock, to ensure such chemicals do not harm health or the environment, such as regulations governing labeling, use, safety, disposal, and environmental standards. While hydrogen is addressed in some of these regulations, these regulations appear to be limited to hydrogen as a product or byproduct of other processes, rather than treating hydrogen itself as a harmful chemical.

- Natural Gas blending

In response to a recent Congressional request, FERC Chair, Richard Glick, has stated that FERC has authority to regulate hydrogen blending with natural gas on interstate pipelines. Under the Natural Gas Act, FERC has broad discretion over natural gas markets and natural gas infrastructure.<sup>46</sup> This authority includes the tariffs which natural gas pipelines are required to maintain to govern the rates, terms, and service of transporting natural gas on their pipelines. These terms include the quality of the natural gas, including the percent of other gases it can include. FERC's jurisdiction over pipelines and their terms extends to pipelines offering to carry blended natural gas/hydrogen, Chairman Glick explained.

However, Chairman Glick also explained that FERC has not yet explored the limits of that authority. At this time, any such sort of blending occurs in very few pipelines, if any, and in very small concentrations. Further, FERC has not examined at what percentage the blending of hydrogen in the natural gas stream could require revisions to existing gas quality provisions or may require additional legislative authority for FERC. Further, FERC has not conducted any technical analysis to determine which pipelines could allow blended natural gas, or what retrofitting may be required.

FERC explained that if a pipeline filed a proposal to allow a certain level of blending of hydrogen and natural gas, FERC would examine this request on a case-by-case basis, examining the impacts on the pipelines' customers, the ability to offtake the blend, and other criteria. FERC also explained that such an analysis would evaluate the individual aspects of the particular pipeline, such as the configuration, temperature, pressure, etc. Further, Chairman Glick stated that such a request would be subject to

---

<sup>46</sup> Although as noted above, PHMSA retains jurisdiction over the physical and operational safety of pipelines

NEPA review to consider the reasonable, foreseeable impacts of the project. While Chairman Glick did not provide further explanation, this shows the extent of the Commission's intent to consider such requests individually, as FERC's regulations categorically exclude natural gas rate filings from NEPA review.

- Use in Road Vehicles

Hydrogen is defined as an alternative fuel by a number of U.S. laws and regulations, such as the Energy Policy Act (**EP Act**) of 1992, and Internal Revenue Service (**IRS**) code. Classification as an alternative fuel, or as an alternative fuel vehicle (**AFV**), carries a variety of benefits in order to promote the development of such technologies.<sup>47</sup>

The DOT National Highway Traffic Safety Administration (**NHTSA**) issues Federal Motor Vehicle Safety Standards (**FMVSS**) that specify performance and safety requirements for new motor vehicles and equipment. The 303 and 304 series FMVSS establish safety standards pertaining to compressed natural gas fuel container integrity. While the titles are specific to natural gas they are also currently used for hydrogen. FMVSS No. 305 – “Electric-powered vehicles: Electrolyte spillage and electrical shock protection” also includes safety standards for hydrogen and fuel cell vehicles. NHTSA has conducted a wide variety of tests to establish safety requirements for hydrogen vehicles.

The Global Technical Regulations (**GTR**) are a set of vehicle standards published by the United Nations Economic Commission for Europe (**UNECE**) in cooperation with the World Forum for Harmonization of Vehicle Regulations. The GTRs are developed by UNECE pursuant to the 1998 International Agreement On Vehicle Construction, to which the U.S. and Japan are both contracting parties. The 1998 International Agreement On Vehicle Construction is intended to establish harmonized and global standards among members and help create a predictable global regulatory framework for the automotive industry.

Under the terms of the agreement for the implementation of the GTR, national authorities overseeing vehicle safety regulations, such as NHTSA, are required to make a “good-faith” effort to harmonize their respective regulations with the GTR by either complying with the terms as they currently exist or by appealing to change specific terms or requirements within the GTR deemed unacceptable. Compliance with the GTR is not absolutely mandatory, and national regulations are able to deviate from the GTR requirements provided an attempt for harmonization was made by the respective national authority. The GTR therefore does not constitute binding regulatory code in the U.S., but serve as guidance for NHTSA's FMVSS.

GTR No. 13 – “Global Technical Regulation on Hydrogen and Fuel Cell Vehicles” is the defining document regulating the safety requirements for light-duty hydrogen vehicles, and in particular fuel cell electric vehicles. GTR No. 13 covers electrical, mechanical, pressure, and other safety requirements for hydrogen fuel cell electric vehicles (**FCEVs**). Included within the GTR are safety requirements on allowable hydrogen emission levels in vehicle enclosures during in-use and post-crash test conditions and on the allowable hydrogen content in vehicle exhaust during certain modes of normal operation. GTR No. 13 has been formally adopted and thus is to serve as the basis for the national regulations for FCEV safety in contracting party states.

In 2017 NHTSA issued a final rule to adopt various safety requirements found in GTR No. 13,

---

<sup>47</sup> For example, states are allowed to exempt certain AFVs from High Occupancy Vehicle Lane requirements. Some AFV purchases are also eligible for tax credits.

“Hydrogen and fuel cell vehicles”, and other sources, in order to update FMVSS No. 305 using modern and harmonized safety requirements and to facilitate the introduction of new technologies, including hydrogen fuel cell vehicles.<sup>48</sup> The revisions to FMVSS No. 305 “adopt[e]d electrical safety requirements to protect against direct and indirect contact of high voltage sources during everyday operation of electric-powered vehicles . . . [and] adopted an optional method of meeting post-crash electrical safety requirements, consistent with that in GTR No. 13, involving use of physical barriers to prevent direct or indirect contact (by occupants, emergency services personnel and others) with high voltage sources.”<sup>49</sup> The overall effect of the rule was deregulatory action to adjust FMVSS No. 305 to give more flexibility to manufacturers to introduce new technologies to the U.S. market.

- Use in Rail

Due to its energy density, hydrogen has attracted significant attention as a way to decarbonize rail shipping. While there do not appear to be any regulations specifically governing hydrogen power locomotives, such regulation would likely fall under the PHMSA and the Federal Railroad Administration (**FRA**). These agencies regulate items such as locomotive safety design and crashworthiness, fire safety, emergency response procedures, and safety requirement for passenger locomotives.<sup>50</sup> PHMSA and FRA also cooperate to review and approve the use of alternative fuels used to power locomotives. For example, these agencies approved the Florida East Coast Railroad to run LNG powered locomotives using an approved LNG fuel car.

- Use in Transit

Although a number of federal regulations governing transit may indirectly apply to hydrogen, or alternatively broader hydrogen regulations could impact transit, no specific federal regulatory framework exists governing the use of hydrogen in public transit.

One agency which appears to be taking a lead on this issue is the Federal Transit Administration (**FTA**), which provides financial and technical assistance to local transit systems including light rail, trolleys, and subways and provides guidance for rail fixed guideway systems and the oversight of safety.<sup>51</sup> In 2020, FTA’s Center for Transportation and the Environment managed the design, build, testing, and operation of a fuel cell hybrid bus, which was demonstrated in Austin, Texas. FTA, in partnership with DOE, has also funded work by the National Renewable Energy Laboratory (**NREL**) to evaluate hydrogen and fuel cell buses. However, FTA has not yet promulgated any regulations governing hydrogen transit vehicles, and current hydrogen powered transit vehicles (e.g. the fuel cell buses used by California’s SunLine Transit Agency) are governed by regulations generally applicable to fuel cell vehicles and/or state and local laws.

- Use in Maritime

U.S. regulations do not currently address hydrogen as a vessel fuel or use of fuel cells for vessel power. Once implemented, regulations for hydrogen use in maritime applications will be governed by the Maritime Administration (**MARAD**), the US Coast Guard (**USCG**), FTA, and state and local agencies. MARAD is currently supporting and partnering with other federal, state, and local agencies to research

---

<sup>48</sup> Federal Motor Vehicle Safety Standards; Electric-Powered Vehicles: Electrolyte Spillage and Electrical Shock Protection, 82 Fed. Reg. 44,945 (2017).

<sup>49</sup> *Id.* at 44,945.

<sup>50</sup> 49 CFR 229 and 238.

<sup>51</sup> 49 CFR Part 659; 49 USC 5329(e).

hydrogen powered fuel cell designs for maritime applications. USCG has authority to regulate vessel design applications including construction and fire protection requirements, and FTA has authority to provide for safety performance criteria for public transportation systems, including maritime public transportation (e.g., ferries) that receive funding through 49 USC Chapter 53. A combination of USCG and FTA would enforce possible regulations on maritime vessels using hydrogen and hydrogen powered fuel cells as a power source. MARAD, in its role to support the U.S. maritime transportation system and maritime stakeholders, would likely continue to collaborate closely with USCG in the evaluation and development of standards and requirements for vessels operating with fuel cells.

Internationally, the International Code of Safety for Ships Using Gases or other Low-Flashpoint Fuels (**IGF Code**), entered into force on the 1st of January 2017 and outlines an approach and requirements for use of hydrogen as a fuel for ships. The USCG has previously established design criteria for natural gas fuel systems for ships via reference to the IGF Code.<sup>52</sup> It is possible the USCG could take a similar approach with respect to hydrogen powered ships.

- Use in Aviation

The Federal Aviation Administration (**FAA**) regulates aircraft and airworthiness. While it has not yet promulgated standards for hydrogen powered aircraft, FAA would determine requirements for hydrogen transportation and hydrogen powered aircraft. As noted above, FAA also has authority over storage of hydrogen when stored for use in aviation or spaceflight.

- Import/Export Terminals

Import and export terminals generally involve a pipeline to a facility in which gas can be liquefied for bulk transport by sea. Unlike natural gas and petroleum, there is no federal agency with central responsibility for authorizing the siting, construction, modification, and operation of near and offshore hydrogen import/export facilities. No federal regulatory framework covering hydrogen exports exists at this time, and there are no regulations directly applicable to hydrogen import/export terminals at present. Federal natural gas export regulatory authority, which is likely the closest analogue, is distributed among several federal agencies including DOE, FERC, MARAD, and USCG, and a regulatory framework for hydrogen export would likely be similar.

Hydrogen transfers between an export facility and a ship could be subject to the authority of the USCG, which regulates facilities transferring hazardous materials to or from a vessel from a facility and discharging from a vessel to a facility. USCG thus would have some role in regulating a hydrogen terminal. USCG is also responsible enforcing regulations to ensure day-to-day safety and security for waterfront facilities. However, USCG does not have regulations specifically applicable to hydrogen import/export terminals. It is therefore expected that these regulations would be modified to include hydrogen as this capability evolves for hydrogen as a participant in the energy infrastructure.

To the extent that hydrogen transportation could involve the use of deepwater ports, licensing of such facilities might be accomplished through the Deepwater Ports Program implemented jointly by USCG and MARAD. It is likely that some modifications to that program would be needed to expand application to hydrogen.

- Hydrogen Fueling Stations

---

<sup>52</sup> See CG-ENG Policy Letter No.01-12, CH-I, "Equivalency Determination - Design Criteria For Natural Gas Fuel Systems (Change-I )" (Jul. 12, 2017).

## Codes and Standards

Hydrogen fueling stations in the U.S. are largely regulated by the adoption of standards from non-governmental standards-setting organizations, such as NFPA, CGA, or ASME, as discussed above. In the context of refueling stations, these include the following:

- SAE SAE TIR J2601 – “Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles” establishes safety limits and performance requirements for gaseous hydrogen fuel dispensers, including maximum fuel temperature at the dispenser nozzle, the maximum fuel flow rate, the maximum rate of pressure increase and other performance criteria based on the cooling capability of the station’s dispenser.<sup>53</sup>
- NFPA 2 – “Hydrogen Technologies Codes” provides fundamental safeguards for the generation, installation, storage, piping, use, and handling of hydrogen in compressed gas (GH2) form or cryogenic liquid (LH2) form, and sets a number of standards applicable to the design and installation of hydrogen fueling stations.
- International Organization for Standardization (ISO) Technical Committee for Hydrogen Technologies (ISO/TC 197), which since 1990 has worked to ensure the safe deployment of hydrogen vehicles and fueling stations, has published 20 standards to help promote standardization and safety in the field of systems and devices for the production, storage, transport, measurement and use of hydrogen. A number of ISO/TC 197 standards apply to hydrogen fueling stations, such as ISO 13984:1999 – “Liquid hydrogen — Land vehicle fuelling system interface,” ISO 17268:2020 – “Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices,” and ISO 19880-1:2020 – “Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 1: General requirements.”
- CGA’s Hydrogen Initiative – discussed further under Hydrogen Safety Measures – is working on a new standard, CGA H-XX – “Small Scale Hydrogen Production and Delivery,” which is anticipated to include standards for hydrogen fueling stations.

These non-governmental standards are incorporated into law when the local state or municipality adopts them as legal code. For example, all 50 U.S. states, the District of Columbia, and most U.S. territories have adopted the International Building Code as the enforceable standard for building construction. The 2015 edition of the International Building Code incorporated by reference NFPA 2. This effectively makes the standards in NFPA 2 enforceable as regulatory requirements for construction of hydrogen fueling facilities.

Looking at a specific example, in the District of Columbia, construction activities are controlled by the D.C. Construction Codes.<sup>54</sup> The D.C. Construction Codes were adopted by the District via statute, and then are updated by a process whereby the Mayor proposes to supplement or amend the current Construction Codes, and then the proposed amendment is approved by the D.C. Council.<sup>55</sup> By definition, the “Construction Codes” mean “the most recent edition of the codes published by the International Code Council, or by a comparable nationally recognized and accepted code development organization, as adopted and amended by the Construction

---

<sup>53</sup> SAE International, formerly named the Society of Automotive Engineers, is an international professional association and standards setting organization for engineering professionals. SAE is focused on promoting safe, clean, and accessible mobility solutions and advancing aerospace, commercial vehicle and automotive engineering.

<sup>54</sup> 12 DCMR § 6–1403(a).

<sup>55</sup> 12 DCMR § 6–1409.



Codes Supplement by the District pursuant to the procedures set forth in § 6-1409.” Therefore, the District’s Construction Codes incorporate by reference these international codes, and the District of Columbia Building Code<sup>56</sup> states that the Fire Code is based off of the 2015 edition of the International Building Code. Since the International Building Code incorporates NFPA 2, the District’s Building Code also incorporates the NFPA 2 requirements as enforceable standards.<sup>57</sup> Similarly, other hydrogen-related standards have been incorporated into the District’s Building Code, such as a requirement that the International Fuel Gas Code apply to the installation of gaseous hydrogen systems,<sup>58</sup> or that hydrogen fuel gas room exhaust ventilation be in accordance with the applicable provisions of Section 502.16.1 of the D.C. Mechanical Code, which is based off of the 2015 edition of the International Mechanical Code.<sup>59</sup>

This process of adopting international codes via a statutory process, which are then incorporated by reference into local building and construction codes, is similar in most jurisdictions within the U.S. The local building codes may have some variation, but are usually based on the national or international standards which creates uniformity in requirements across jurisdictions. While some standards, such as the International Building Code, have almost universal adoption, the specific editions of standards may not be uniform, as jurisdictions may delay in adopting a new edition. Further, local governments incur some level of administrative costs in adopting new or update standards, and therefore the local potential interest in building hydrogen fueling stations may impact whether local governments have chosen to adopt newer standards that specifically address hydrogen.

### **Permitting**

Hydrogen fueling stations are required to obtain several permits or governmental approvals before constructing the station and prior to start up or during ongoing operations. Hydrogen fueling stations are largely permitted and regulated by state and local governments, and the governmental entity having jurisdiction over the specific permit or approval process is referred to as the Authority Having Jurisdiction (AHJ).<sup>60</sup> A hydrogen fueling station will likely need several approvals from various AHJs. Examples of permits or approvals that a hydrogen fueling station may require include the following: land use, zoning, environmental, public health, worker safety, fire safety and building codes (which could require either one or several permits depending on the jurisdiction). Some of these approvals are required for construction of the hydrogen fueling station while others may be required for startup or ongoing operations. Generally, the permitting process for hydrogen fueling stations resembles the permitting process for similar commercial facilities, such as gas stations.

With respect to approvals more directly focused on the facility’s status as a hydrogen fueling station, the AHJ likely has regulatory requirements that incorporate the standards discussed above. For example,

---

<sup>56</sup> The Building Code is one of three codes that collectively comprise the District of Columbia Construction Codes.

<sup>57</sup> See 2017 District of Columbia Building Code at iii (Sept. 2020), *available at* <https://eservices.dcmra.dc.gov/DocumentManagementSystem/Home/retrieve?id=2017%20Dist%20Columbia%20Building%20Code.pdf>.

<sup>58</sup> D.C. Building Code § 101.5.

<sup>59</sup> D.C. Building Code § 421.5.

<sup>60</sup> In some cases, federal regulations may apply. For example, construction of a hydrogen fueling station may require a Clean Water Act permit for stormwater discharge if the construction activities disturb a large enough area of land. In many states, state agencies have taken over responsibility for enforcing parallel state laws, and so approval from the federal agency may not be required. These federal requirements are largely the same as those which would apply to similarly sized and situated commercial facilities, such as gas stations.

nearly all jurisdictions apply the International Building Code and by extension apply the hydrogen standards set out in NFPA 2. However, the types of permits and the process for obtaining the permits will vary by jurisdiction and AHJ. This means that the permitting process will vary by jurisdiction but the standards applicable to the design, construction, and operation of the hydrogen fueling station will be largely similar across jurisdictions.

Some jurisdictions have adopted standard permits. Standard permits are permits written for a facility with common attributes, that define the boundary conditions, code requirements, and key permit requirements for a facility. Standard permits streamline AHJ application processes and allow for faster approval times. A facility that can demonstrate compliance with the requirements of a standard permit can typically be expected to receive the permit. However, in jurisdictions without standard permits for hydrogen fueling stations, permits may be considered on a case by case basis, and the review and approval process may vary between AHJs.

***(2) What new laws or regulations for the hydrogen business and activities are being discussed by the government (central and/or local) or any public authority in your country? In these discussions, how will the existing regulations be treated (for example, will the new regulations be introduced as a part of the existing laws or regulations, or will a totally new regulation be introduced, and will the hydrogen business be exempted from the existing laws and regulations)?***

The U.S. has been actively working to facilitate the develop of the hydrogen economy. Congress has recently allocated significant funding to promote hydrogen, including funding for research, development, and demonstration (**RD&D**) projects, and federal and state agencies have been actively working to evaluate the relevant issues and pass regulations to govern hydrogen business activities.

In general, the treatment of existing regulations will depend on their current applicability to hydrogen. Standards that directly regulate hydrogen, but which agencies determine should be revised, will likely be subsumed by the updated hydrogen regulations. However, in many cases hydrogen is regulated as a hazardous material, compressed gas, or flammable gas, under regulations broadly applicable to these categories of substances. In such cases, if new regulations are promulgated for hydrogen, the extant regulations will likely continue in force, but no longer apply to hydrogen. Instead, hydrogen will be governed by the new standards. In most of these cases as well, hydrogen specific regulations will likely fall within existing regulatory frameworks. For example, PHMSA may promulgate additional specifications governing the safety and design of hydrogen carrying pipelines, but these regulations will fit within PHMSA's current framework for pipeline safety regulation.

- Infrastructure Investment and Jobs Act

In November 2021, President Biden signed the Infrastructure Investment and Jobs Act.<sup>61</sup> The BIF allocates \$9.5 billion to the DOE to promote the development of clean hydrogen across the full hydrogen supply chain. This includes development of a definition for “clean hydrogen,” clean hydrogen supply chains, regional clean hydrogen hubs, and a focus on commercializing the use of clean hydrogen in transportation, utility, industrial, commercial, and residential sectors. This is in line with goals stated during President Biden’s campaign to create “green hydrogen at the same cost as conventional hydrogen within a decade”.

The Infrastructure Act directs DOE, in consultation with EPA and stakeholders, to develop an initial standard for the carbon intensity of clean hydrogen production that shall apply to activities carried out under this title. Under this standard, the term “clean hydrogen” must mean hydrogen produced with a carbon

---

<sup>61</sup> Pub.L. 117–58.

intensity equal to or less than 2 kilograms of carbon dioxide-equivalent produced at the site of production per kilogram of hydrogen produced and take into consideration technological and economic feasibility. The initial standard must be published within 180 days of passage of the Infrastructure Act.

The Infrastructure Investment and Jobs Act creates the Regional Clean Hydrogen Hubs program and allocates \$8 billion for the development of at least four clean hydrogen hubs across the U.S. The program includes diversity requirements for feedstock,<sup>62</sup> end-use,<sup>63</sup> and geography.<sup>64</sup> The Infrastructure Act requires DOE to solicit proposals for the hubs within 180 days of enactment and to select at least four regional hubs within one year of the application submission deadline.

The Infrastructure Investment and Jobs Act makes numerous other legal and structural changes to promote hydrogen, including the following:

- the Clean Hydrogen Research and Development Program re-establishes and expands the DOE's hydrogen office. This will allow the DOE to expand the scope of their hydrogen research and development for the demonstration and commercialization of clean hydrogen production, processing, delivery, and end-use technologies;
  - the Clean Hydrogen Electrolysis Program directs DOE to establish a RD&D, commercialization, and deployment program for purposes of commercialization to improve the efficiency, increase the durability, and reduce the cost of producing clean hydrogen using electrolyzers, with a goal of reducing the cost of hydrogen produced using electrolyzers to \$2/kg by 2026;
  - directs DOE, in consultation with other agencies, to develop a U.S. national strategy and roadmap to facilitate a clean hydrogen economy. The roadmap must be submitted to Congress within 180 days of enactment of the Infrastructure Act, with updates provided to Congress at least once every three years; and
  - allocates \$500m for the development of a Clean Hydrogen Manufacturing Initiative and Clean Hydrogen Technology Recycling RD&D program.
- Hydrogen Safety Measures

In addition to agencies working to promote the hydrogen economy, safety regulators are working to promulgate regulations needed to govern expanded hydrogen activities. PHMSA is likely the foremost agency working on this topic. PHMSA recognizes its role in regulating the safety of hydrogen in several stages of the supply chain, and that as hydrogen increases in use PHMSA will need to ensure its regulations are suitable for new technologies and uses. To enable the introduction of hydrogen as an energy carrier, a key initial focus of PHMSA is on research challenges for hydrogen delivery through local distribution infrastructure for refueling stations and stationary power sites. PHMSA's activities are primarily focused on R&D at this point, as PHMSA attempts to determine the risks of the transportation and distribution segment of the hydrogen economy, rather than on end use such as the refueling stations, which is an effort being addressed by standards-setting organizations such as CGA, as discussed below in this section. In a parallel effort, the DOE, Office of Energy Efficiency and

---

<sup>62</sup> At least one hub must be for hydrogen produced from nuclear energy, one for hydrogen produced from fossil fuels, and one for hydrogen produced from renewable energy.

<sup>63</sup> At least one hub must demonstrate hydrogen use in power generation, at least one hub must demonstrate hydrogen use in the industrial sector, at least one hub must demonstrate hydrogen use in residential and commercial heating, and at least one hub must demonstrate hydrogen use in transportation.

<sup>64</sup> At least two hubs must be located within regions of the U.S. with the greatest natural gas resources.

Renewable Energy (**EERE**) is conducting R&D to improve the reliability and lower the cost of hydrogen compression and to reduce the cost and footprint of hydrogen storage. PHMSA is also working with EERE to lower the cost and energy use of the hydrogen delivery infrastructure. This includes developing improved, lower cost materials for pipelines; breakthrough approaches to hydrogen liquefaction; lighter weight and stronger materials and structures for high pressure hydrogen storage and transport; and novel low-pressure solid and liquid carrier systems for hydrogen delivery and storage. PHMSA held a three-day public forum in early December 2021 to address these issues and has recently followed up with stakeholder surveys.

The CGA has also initiated a Hydrogen Initiative to address safety measures. CGA has long published standards on hydrogen safety, but under its Hydrogen Initiative CGA has committed to continuing its leadership role in hydrogen, focusing on both industrial uses and at the near-consumer level. Key focuses of CGA's Hydrogen Initiative include hydrogen mobility, including transportation and particularly on safety issues related to FCEVS. This focus includes working on standards for hydrogen delivery and storage, particularly standards needed for hydrogen refueling stations and hydrogen geological storage. Some examples of the near-consumer activities under the initiative include developing standardization for small-scale integration of green hydrogen production with compression and storage, guidance on fueling station design and operation such as connectors and safety interlocks, and siting issues such as setback distances, occupancy requirements, and canopies over refueling sites.

As discussed above, other agencies are working to evaluate whether their regulations are adequate to govern hydrogen activities as well.

- DOE Hydrogen Plan

The DOE's Hydrogen Plan sets out a strategic framework allowing for a cohesive and coordinated effort for RD&D activities on hydrogen technologies. The mission of the Hydrogen Plan is "to research, develop, and validate transformational hydrogen and related technologies including fuel cells and turbines, and to address institutional and market barriers, to ultimately enable adoption across multiple applications and sectors." The Plan reaffirms DOE's view that hydrogen is a vital part of a comprehensive energy portfolio. The Plan also establishes DOE's framework for achieving hydrogen at scale and identifies the Program's strategy for funding RD&D efforts. It also defines the technology focus areas and RD&D thrusts in areas such as hydrogen production, delivery, storage, conversion, and applications. The plan addresses hydrogen challenges, such as the cost of hydrogen production and lack of a broader hydrogen infrastructure. The Plan establishes a commitment to develop the technologies needed to address these challenges and enable a hydrogen transition within the U.S. One of the ultimate goals of DOE's Hydrogen Plan is to achieve the affordable production and delivery of hydrogen using a variety of feedstocks, processing methods and delivery options, ranging from small local to large centralized production. Therefore, the hydrogen economy represents a strong opportunity for companies involved in almost any sector of the energy industry.

Although the Plan represents an expansion of previous efforts, DOE has been actively involved in pursuing and funding hydrogen RD&D. DOE selected two projects to demonstrate integration of light-water nuclear reactors with hydrogen production systems for cost sharing funded through the Office of Nuclear Energy's U.S. Industry Opportunities for Advanced Nuclear Technology Development funding opportunity announcement. The first project will involve Xcel Energy working with Idaho National Laboratory (INL) to demonstrate a system that uses a nuclear plant's steam and electricity to split water. The second project involves FuelCell Energy Inc. partnering with INL to demonstrate and validate a solid oxide electrolysis cell hydrogen production system for integration into nuclear power plants. Last year, Energy Harbor's Davis-Besse Nuclear Plant near Toledo, Ohio, received DOE funding for a two-year project to demonstrate commercial hydrogen production via low-temperature

electrolysis.

- DOE's H2@Scale Initiative

In the United States, communities are exploring ways to integrate hydrogen into their infrastructure. One project being funded by the DOE's H2@Scale initiative, H2@Scale in Texas and Beyond, is a collaborative effort between Frontier Energy and the University of Texas. H2@Scale in Texas and Beyond is focused on designing, building, and operating the first dedicated renewable hydrogen network, which will integrate all aspects of the hydrogen economy into the local community. In doing so, the project will produce zero-carbon hydrogen, which will then be distributed, stored, and ultimately used by a number of end-users using the H2@scale system. For example, the project will produce hydrogen on-site via electrolysis, which will then be distributed over the system's infrastructure to power fuel cells for the Texas Advanced Computing Center at UT-Austin and to supply hydrogen for a fuel station for a fleet of fuel cell vehicles.

- Code Standardization and Federal Coordination of Hydrogen Activities

In 2011, a number of federal agencies formed the Hydrogen and Fuel Cells Interagency Working Group, a forum headed by DOE for sharing research results, technical expertise, and lessons learned about hydrogen and fuel cell program implementation and technology deployment, as well as coordinating related projects to ensure efficient use of taxpayer dollars. The working group published an Action Plan to establish an integrated plan for coordinating U.S. federal agency efforts to research, develop, demonstrate, and deploy hydrogen and fuel cells. Among other items, the Working Group identified a lack of uniform codes as one of the challenges facing hydrogen and fuel cell deployment. The Working Group stressed that uniform guidelines are necessary for safe system design and operation for hydrogen and fuel cell technology and that federal agencies much cooperate on efforts to develop and harmonize standards and regulations, both domestically and globally.

Accordingly, DOE has created a subprogram for hydrogen codes and standards and is working with code development organizations, code officials, and industry experts in order to draft new model codes and standards. To help local permitting officials deal with proposals for hydrogen fueling stations, fuel cell use for telecommunications facilities, and other hydrogen projects, DOE has developed codes and standards permitting tools that help identify model codes and standards pertinent to such projects.<sup>65</sup> DOE has also published an Introduction to Hydrogen for Code Officials,<sup>66</sup> and created a document outlining the codes and standards typically used for stationary and portable fuel cell systems projects.<sup>67</sup>

- Potential for FERC Regulation

Although FERC currently lacks a significant role in regulating hydrogen, there are policy reasons for FERC to assume a larger role, particularly in the area of regulating hydrogen pipelines. Giving FERC authority over hydrogen pipelines would preserve the current framework of federal energy regulation which has built up over the past half-century. Congress established FERC in the Department of Energy Organization Act of 1977 in part to "assur[e] coordinated and effective administration of Federal energy policy and programs."<sup>68</sup> Under this framework, FERC assumed authority over oil pipelines, while the

---

<sup>65</sup> <https://h2tools.org/codes-standards/codes-standards-permitting-tools>.

<sup>66</sup> [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/introduction\\_to\\_hydrogen\\_for\\_code\\_officials\\_text\\_version.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/introduction_to_hydrogen_for_code_officials_text_version.pdf).

<sup>67</sup> <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/57944.pdf>.

<sup>68</sup> 42 U.S.C. § 7112. See also *CF Indus., Inc. v. FERC*, 925 F.2d 476, 478 (D.C. Cir. 1991) (the DOE Organization Act was intended to "consolidate within a single agency the previously 'fragmented' implementation of the nation's energy

Interstate Commerce Commission (and later the STB) assumed authority over “non-energy pipelines.”<sup>69</sup> The assignment of jurisdiction between energy and non-energy commodities has been noted by subsequent decisions. For example, in declining to exercise jurisdiction over anhydrous ammonia pipelines, FERC focused on ammonia’s lack of use as an energy source and lack of competition with petroleum-based energy products.<sup>70</sup> Therefore, as hydrogen comes to play an increasing role as an energy source, FERC regulation of hydrogen pipelines would maintain consolidation of energy-pipelines under a single authority.

Further, FERC has deep expertise in cost-of-service ratemaking for natural gas pipelines and evaluating whether such pipelines’ terms of service are just and reasonable. This expertise could more or less be directly applied to interstate hydrogen pipelines. FERC’s cost-of-service methodology for establishing rates, and FERC’s processes for changing or challenging such rates, are well established. Further, FERC has an expansive body of administrative precedent interpreting its regulations and authorizing statutes, that, if applied to hydrogen pipelines, could avoid litigation over a new agency’s decisions. Similarly, FERC has expertise in evaluating natural gas pipelines’ requests for certificates of public convenience and necessity and conducting any corresponding NEPA evaluation. If Congress eventually seeks to grant hydrogen pipeline developers similar powers of eminent domain as those currently available to natural gas pipelines, FERC would be the most practical agency to oversee such a process.

FERC’s background would also allow early entrants into the hydrogen pipeline industry, such as natural gas pipeline companies and energy professionals, to work with a regulator with which they are familiar. Providing authority to FERC would ensure regulatory certainty for early entrants which could predict how FERC’s ratemaking process would likely impact them. Similarly, FERC jurisdiction here would avoid issues facing transitional projects, such as pipelines which intend to initially carry natural gas/hydrogen blends, and then potentially transition to carrying only hydrogen. If FERC exercises authority over the first but not latter pipeline, it could potentially complicate FERC’s ability to consider the pipeline’s depreciable life.

Although providing FERC this authority would presumably require an amendment to the natural gas act, or new legislation, it would likely be the simplest way to create a well-established framework for economic regulation of hydrogen pipelines and create a process for certification and siting of proposed hydrogen pipelines.

---

policy and regulation of the nation's energy supply.” (quoting 42 U.S.C. §§ 7111, 7112)).

<sup>69</sup> See About STB (explaining that “[t]he STB also has jurisdiction over . . . non-energy pipelines”) available at <https://www.stb.gov/about-stb/>.

<sup>70</sup> See *Gulf Central Pipeline Co.*, 50 FERC ¶ 61381, 62165 (1990); see also *Palmetto Prod. Pipe Line LLC*, 151 FERC ¶ 61,090, 61,590 (2015) (“[T]he Commission set forth the principles for determining its jurisdiction over the transportation of oil: (1) whether the commodity is a fuel source in that it has heating value and is used for energy-related purposes; (2) whether the cost of transportation will have an impact on energy markets; and (3) whether the commodity will compete with oil or other refined products for capacity in the pipeline.”). Note that some commentators have argued that *CF Industries* and *Gulf Central* establish a precedent for FERC regulation of hydrogen without the need for legislative change. However, while the D.C. Circuit has held that “oil” [as defined by the Department of Energy Organization Act of 1977] was not to be given a dictionary meaning”, *CF Indus.* at 478, it seems unlikely that hydrogen—which does not compete for space on oil pipelines, is not a hydrocarbon, and would be more likely to compete as an energy source with natural gas than with oil—could be classified as oil under the Act.

- State and Local Laws

Numerous states have either introduced or passed legislation intended to promote hydrogen development or regulate safety aspects of hydrogen activities.

- California Hydrogen Laws

One of the most active states in the area of hydrogen regulation has been California, and California has made significant progress in developing low-carbon hydrogen as a new energy source. The California Air Resources Board's 2020 report stated that the state's retail hydrogen fueling station network was expected to dispense at least 40% renewable hydrogen, and that in some quarters the combined capacity of Open-Retail station operators was dispensing up to 90% renewable hydrogen.<sup>71</sup>

Examples of California state and local laws aimed at promoting hydrogen use include the following:

- ❖ The California Low-Carbon Fuel Standard (LCFS)<sup>72</sup> is a program administered by the California Air Resources Board (CARB), designed to lower the carbon emissions from California's transportation sector and increase the range of low-carbon and renewable alternatives. CARB approved the LCFS regulations in 2009 and began implementation on January 1, 2011 and has issued several amendments since. LCFS standards are expressed in terms of the "carbon intensity" (CI) of gasoline and diesel fuel and their respective substitutes. The CI scores assessed for each fuel are compared to a declining CI benchmark, and fuels with CI scores below the benchmark generate credits. Fuel suppliers in California must demonstrate the mix of fuels they supply for use in California meets the LCFS carbon intensity standards, or benchmarks, for each annual compliance period. A supplier who fails to meet this requirement and is thus a deficit generator can meet its compliance obligation by ensuring that the amount of credits it earns or otherwise acquires from another party is equal to, or greater than, the deficits it has incurred. In this way, the LCFS CI standard works similar to the Zero Emissions Credit trading programs established in U.S. electricity markets, and promotes the development of clean fuels by creating an additional economic incentive via the generation of tradeable credits which are required by generators that fail to meet the carbon intensity standards. Renewable hydrogen is one of the alternative fuels which is eligible to generate LCFS credits.
- ❖ In 2018, CARB amended the LCFS to add a zero emission vehicle (ZEV) infrastructure crediting provision to the LCFS to support the deployment of ZEV infrastructure (including hydrogen refueling stations). In addition to generating LCFS credit for dispensed fuel, the eligible hydrogen station, or DC fast charger can generate infrastructure credits based on the capacity of the station or charger minus the quantity of dispensed fuel.
- ❖ The Volkswagen Zero Emission Vehicle (ZEV) Investment Plan is an example of a

---

<sup>71</sup> California Air Resources Board, 2020 Annual Evaluation of Fuel Cell Electric Vehicle Deployment & Hydrogen Fuel Station Network Development, p. 24 (Sept. 2020) available at [https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/2020-09/ab8\\_report\\_2020.pdf](https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/2020-09/ab8_report_2020.pdf).

<sup>72</sup> Title 17, California Code of Regulations (CCR), sections 95480-95503. The LCFS was initiated by California Governor Executive Order S-1-07 on January 19, 2007.

public-private tie-up to promote consumer adoption of hydrogen across the state of California. As a form of reparations for its violation of emission control requirements, in 2016 Volkswagen agreed to invest \$800 million over 10 years into zero-emission infrastructure in California. The program will include public education, brand-neutral marketing programs and increased access to ZEVs for consumers.

- ❖ California has passed laws to promote electric fuel cells. California Public Utilities Commission (CPUC) Code Section 2827.10 and Assembly Bill 1637 established and extended California's Net Energy Metering (NEM) program for fuel cells. The fuel cell NEM provides monetary incentives to eligible fuel cell customer-generators that use non-renewable fuels and meet GHG emissions standards by providing eligible customer-generators with a bill credit for electricity generated and exported from a fuel cell system through a NEM tariff. The rules also exempt fuel cell customer-generators from various utility standby, demand, and interconnection costs.
- ❖ The Clean Miles Standard and Incentive Program<sup>73</sup> directed CARB and CPUC to develop and implement new requirements for transportation network companies (TNCs)<sup>74</sup> for innovative ways to curb GHG emissions as new mobility options grow at a rapid pace. The regulations are being developed to, among other things, decrease GHG emissions from TNC fleets while increasing zero-emission miles promote pooling. Hydrogen may benefit as TNCs adopt fuel cell vehicles as one way to meet these standards. The Clean Miles Standard and Incentive Program also seeks to help encourage electric charging and hydrogen fueling station infrastructure to support an expanding fleet of zero-emission vehicles in TNCs.
- ❖ California's Zero-Emission Bus Requirements,<sup>75</sup> requires that by 2040 all public transit agencies must transition to 100% zero-emission bus fleets. Zero-emission bus technologies include battery-electric or fuel cell technologies.
- ❖ California Executive Order N-79-20 directed the state to require, by 2035, that all new cars and passenger trucks sold in California be zero-emission vehicles.
- ❖ California has passed numerous laws and standards aimed at promoting alternative fuel vehicles, including hydrogen vehicles. Examples include California's Low Emission Vehicle standards, Zero Emission Transit Funding, Zero-Emission Transit Bus Tax Exemption, Plug-In Hybrid and Zero Emission Light-Duty Vehicle Rebates.

## **2. Organizations for Hydrogen Safety**

### ***(1) What entities are in charge of regulating, supervising, and/or monitoring the hydrogen business? Please explain the roles of the central government, local governments, public organizations, and/or private organizations in regulating, supervising, or monitoring the hydrogen business.***

As discussed above, numerous federal and state agencies play a role in regulating, supervising, and monitoring the hydrogen business, based on the segment of the hydrogen supply chain. A summary of the

---

<sup>73</sup> SB 1014 (2018).

<sup>74</sup> Transportation Network Companies are businesses that offer prearranged rides or car rentals for a fee via a mobile device app, such as Uber, Lyft, or Zipcar.

<sup>75</sup> Cal. Code Regs. Tit. 13, § 2023.1.



applicable entities is set out below for ease of reference. More detailed comments on the roles that each of these entities play is set out in section 1.

- PHMSA: the Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (**PHMSA**) develops and enforces regulations for the safe, reliable, and environmentally sound operation of the nation's 2.6 million mile pipeline transportation system and the nearly 1 million daily shipments of hazardous materials by land, sea, and air. PHMSA comprises two safety offices, the Office of Pipeline Safety, and the Office of Hazardous Materials Safety. PHMSA is located in five regions across the country and headquartered in Washington, D.C. The Training Center is centrally-located in Oklahoma City.
- EPA: the EPA works diligently to protect human health and the environment. The EPA regulates and enforces environmental regulations, such as the Clean Air Act, to safeguard health risks, sponsors and conducts research.
- OSHA: under the Department of Labor, the Occupational Safety and Health Administration works to ensure safe and healthful working conditions for workers by setting and enforcing standards and by providing training, outreach, education, and assistance. The OSHA Act covers most private sector employers and their workers.
- FERC: the Federal Energy Regulatory Commission is an independent agency that regulates the interstate transmission of natural gas, oil, and electricity. FERC also regulates natural gas and hydropower projects.
- DOE: the DOE works to ensure America's security and prosperity by addressing its energy, environmental and nuclear challenges through transformative science and technology solutions. The DOE is tasked with maintaining a safe, secure, and effective nuclear deterrent and reducing the threat of nuclear proliferation, overseeing the United States' energy supply, carrying out the environmental clean-up from the Cold War nuclear mission, and the 17 National Laboratories.
- NHTSA: the National Highway Traffic Safety Administration is responsible for keeping people safe on America's roadways. Through enforcing vehicle performance standards and partnerships with state and local governments, NHTSA reduces deaths, injuries, and economic losses from motor vehicle crashes.
- FTR: the Federal Travel Regulation summarizes the travel and relocation policy for all federal civilian employees and others authorized to travel at the government's expense. Federal employees and agencies may use the FTR as a reference to ensure official travel and relocation is conducted in a responsible and cost-effective manner.
- USCG: the United States Coast Guard is the principal Federal agency responsible for maritime safety, security, and environmental stewardship in U.S. ports and inland waterways, along more than 95,000 miles of U.S. coastline, throughout the 4.5 million square miles of U.S. Exclusive Economic Zone, and on the high seas.
- BSEE: the Bureau of Safety and Environmental Enforcement functions to promote safety, protect the environment, and conserve resources offshore through vigorous regulatory oversight and enforcement.
- FAA: the Federal Aviation Administration provides the safest, most efficient aerospace system in the world. The FAA safely manages more than 50,000 U.S. commercial and general aviation flights daily.

- EERE: the Office of Energy Efficiency and Renewable Energy mission is to create and sustain American leadership in the transition to a global clean energy economy. Its vision is a strong and prosperous America powered by clean, affordable, and secure energy.
- FTA: the Federal Transit Administration provides financial and technical assistance to local public transit systems, including buses, subways, light rail, commuter rail, trolleys, and ferries. FTA also oversees safety measures and helps develop next-generation technology research.

***(2) How the safety of hydrogen activities is ensured under the regulation? For example, are any governmental approval before starting hydrogen facility operations, periodical or non-periodical physical inspections by a governmental body, or technical guidelines prepared by a governmental body or a private entity used for that purpose? Are there any other mechanisms for the purpose?***

Safety of hydrogen activities is regulated based on the segment of the hydrogen supply chain. In most cases, hydrogen is generally regulated under a similar framework as applies to other flammable/hazardous gases or liquids (depending on whether the hydrogen is in gaseous or liquid form). Safety regulations focus on the physical components of facilities and equipment as well as on operations and reporting, with regulatory oversight at times provided by different entities. In many cases regulations establish technical guidelines and specifications and impose periodic regulations and reporting requirements.

Safety codes, standards, and regulations may be promulgated directly by federal agencies, or may be developed by independent third-party entities (e.g., ASME) and then adopted by federal or state agencies as enforceable standards.

***(3) What entities and/or organizations engage in issuing the authentication for hydrogen facilities/equipment, and/or testing hydrogen plants/facilities/equipment?***

See comments in section 1 above. The key entities at this stage are likely to be PHMSA, EPA, and OSHA. As hydrogen continues making advances for energy production and transportation, FERC, and Department of Transportation agencies (e.g., NHTSA or FTR) will likely play a larger role in defining the regulatory framework for hydrogen within these applications.

### ***3. Technical Safety Rules***

***(1) How are the technical safety rules determined? Is this determined by the central government or a private entity such as an organization set by the relevant industrial companies? Is a hydrogen business company allowed to rely on “self-determined” safety rules?***

Technical safety rules are principally determined under regulations issued by the applicable regulatory agency, depending on the segment of the hydrogen supply chain being regulated. These rules are largely determined by federal (central) government agencies. However, state, and local authorities may also adopt rules impacting hydrogen business activities. Further, both federal, state, and local authorities may adopt regulations codes and standards published by non-governmental third party entities (e.g., ASME). Any hydrogen business must comply with these rules as a minimum standard.

***(2) How are the technical safety rules, such as rules on (a) distance between facilities/equipment and the neighboring land, (b) the necessity of walls between facilities/equipment and the neighboring land, and (c) fabric/material used in the hydrogen facilities/equipment, determined? Are they determined by a risk basis approach (such that a regulation should be proportionate to the materiality and likelihood of risks, and should allow reasonably acceptable risks) or another approach? What tests are made to set the rules?***

As there is no specific regulatory framework for hydrogen, these matters would be determined under existing regulations applicable to that stage of the hydrogen supply chain, as discussed in more detail above.

## **United Kingdom**

*The Japanese Government is considering the introduction of a well-suited and comprehensive regulatory framework for the hydrogen business, and, in that respect, they would like to know the current and future (discussed) regulatory framework for the hydrogen business in your jurisdiction.*

### **1. Regulatory Framework**

*Please provide an outline of the regulatory framework on the hydrogen business in your country.*

*(1) What laws and regulations do/will apply to hydrogen business activities in the hydrogen supply chain of production, storage, transportation, and use. Specifically, please explain the regulatory framework for hydrogen terminals, pipelines, transportation of hydrogen by vehicle, generation of hydrogen by water electrolysis, hydrogen stations, and hydrogen use.*

There is currently no comprehensive regulatory framework for the production, storage, transportation and use of hydrogen in the United Kingdom. Instead, hydrogen business activities are subject to existing laws and regulations that apply to gases more generally and that were enacted before the emergence of hydrogen as a realistic fuel source.

In some cases, the existing laws and regulations are sufficiently broad to clearly apply to hydrogen businesses. For example, hydrogen is treated as a “gas” for the purposes of the Gas Act 1986 and “downstream” activities relating to hydrogen supply, shipping or transportation are therefore regulated as part of the gas network, meaning that any person wishing to carry out such activities must obtain a licence to do so.

In other cases, this is not as clear. For example, there is no equivalent legislative treatment of “upstream” activities relating to hydrogen production. Instead, analogies need to be drawn with the existing legislative treatment of natural gas production.

A high-level summary of the existing laws and regulations and their applicability to the specific matters identified in your question is set out below, by reference to each part of the hydrogen supply chain.

The UK government recognizes the need to introduce a new legal and regulatory framework that comprehensively covers all hydrogen business activities in order to support hydrogen's continued development in the UK and some comments on this are also set out below.

### **Production**

From a development perspective, planning and permitting approvals will be required to develop hydrogen terminals, hydrogen pipelines, electrolysis facilities (including associated power generation facilities), hydrogen stations and related facilities.

Until such time as a specific planning and permitting framework for hydrogen projects is put in place, the existing legislation and regulations that apply to equivalent industrial projects in the United Kingdom, e.g., gas processing, power generation and carbon capture and storage facilities, will be relevant to hydrogen projects.

A summary of that framework is set out below.

- Planning Act 2008: projects such as LNG facilities, gas storage and receiving facilities, gas pipelines, power stations and above-ground electricity lines that satisfy certain capacity thresholds require development consent as a “nationally significant infrastructure project” or “NSIP” under the Planning Act 2008.

Any hydrogen project which is analogous to, or includes, any of these facilities (e.g., a hydrogen terminal, pipeline or processing station that satisfies the relevant capacity thresholds) will be regarded as an NSIP and will therefore require development consent under the Planning Act 2008. Associated infrastructure can be included for approval as part of any application for development consent. An environmental impact assessment is also required to be completed as part of the application.

Decisions in relation to NSIPs are made by the Secretary of State for the Department of Business, Energy and Industrial Strategy (**BEIS**), under recommendation from a separate planning unit, which is tasked with reviewing each application for development consent.

In September 2021, BEIS issued draft policy statements indicating that it intends to treat the following types of hydrogen projects as NSIPs:

- hydrogen gas-fired electricity generating infrastructure with over 50MW capacity;
- hydrogen pipelines (whether or not the hydrogen is blended with natural gas) if it is expected to be:
  - onshore, over 800mm in diameter and over 40km in length, operating at a pressure over seven bar gauge, and conveying gas for supply (directly or indirectly) to at least 50,000 customers, or potential customers, of one or more gas suppliers; or
  - over ten miles long and would otherwise require authorization under the Pipe-Lines Act 1962; and
- underground hydrogen storage developments (whether or not the hydrogen is blended with natural gas) if:
  - its storage capacity is expected to be at least 43 million standard cubic meters of gas or higher; or
  - it has a projected maximum flow rate of at least 4.5 million standard cubic meters of gas per day.

Public consultation on the draft policy statements issued by BEIS closed at the end of November 2021. Following that public consultation, BEIS announced in late February 2022 that certain changes are intended to be made to the draft policy statements to more clearly demonstrate the role that hydrogen will play in the move away from dependence on fossil fuels, including the types of infrastructure that will be required to support development of the hydrogen sector.. Once these changes have been made, we expect that the draft policy statements will be approved by BEIS and can then be used to determine planning applications for new hydrogen projects.

- Town and Country Planning Act 1990: any project which requires the carrying out of any development on land and is not an NSIP will require planning permission under the Town and Country Planning Act 1990.

This is likely to be the case for smaller projects such as an onshore hydrogen-fired power plant with a capacity of less than 50MW, or hydrogen distribution stations.

Decisions in relation to planning applications are made by local planning authorities for the area in which the project is to be developed and by reference to their local development plans, albeit the Secretary of State for BEIS can “call in” applications in certain circumstances.

An environmental impact assessment may be required for hydrogen projects if the development exceeds 0.5 hectares and the particular hydrogen project is likely to have significant effects on the environment.

- Electricity Act 1989: if neither a development consent under the Planning Act 2008 nor a planning permission under the Town and Country Planning Act 1990 is required, then a consent under Section 36 of the Electricity Act 1989 will be required in the case of hydrogen projects which involve constructing, extending, or operating a “generating station” that is:
  - onshore with a capacity of over 50MW or
  - offshore with a capacity of over 1MW and under 100MW.

This is particularly relevant in the case of generating stations that intend to supply electricity to produce hydrogen using electrolysis, e.g. a wind farm that is integrated with electrolyzers for the production of green hydrogen. In such a scenario, the wind farm would require consent under Section 36 of the Electricity Act 1989 (subject to meeting or exceeding the above thresholds) as it is a “generating station”. Hydrogen electrolyzers themselves are not likely to require consent under Section 36 as they do not generate electricity. The position is less clear where electrolyzers are integrated with a wind farm, although given their purpose is directly related to the generation of electricity it seems logical to assume that they would be captured within the wind farms’ Section 36 consent. This is something that will need to be clarified as hydrogen regulation in the UK develops.

Decisions in relation to applications for Section 36 consent are made by the Secretary of State for BEIS (in the case of onshore projects) or the Marine Management Organization (in the case of offshore projects).

In addition to the above development requirements and depending on the result of any environmental impact assessment undertaken, an environmental permit under the Environmental Permitting (England & Wales) Regulations 2010 (SI 2010/675) may be needed for various activities during the construction or operation of hydrogen facilities and for activities associated with production, storage, transportation and use of hydrogen, particularly where such facilities or activities carry a risk of polluting emissions to air, water and land.

From an operations perspective, there is no requirement for a company to obtain a license solely to produce hydrogen. Such production, whether by electrolysis or otherwise, would be an “upstream” activity and as such is not regulated under the Gas Act 1986. However, the Gas Act 1986 does require that any production of gas, including hydrogen, must be “unbundled” from transportation and supply, i.e., a company producing hydrogen cannot also transport and/or supply, or be associated with another entity which is transporting or supplying, hydrogen. The rationale for this is consistent with the rationale for “unbundling” in the gas and electricity sectors generally as implemented in the European Union in the 1990s, which is to ensure the separation of activities potentially subject to competition (such as production and supply of energy) from those where competition is not allowed (such as transmission and distribution, which are regulated monopolies in the UK).

Any business that manufactures, stores or uses dangerous substances such as hydrogen in bulk amounts exceeding threshold quantities is also subject to detailed safety rules set out in the Control of Major Accident Hazards Regulations 2015, including a duty on the operator or employer to eliminate and reduce the risks of explosive and dangerous substances. The operator or employer must have a plan for how to deal with accidents, incidents, and emergencies, and provide sufficient instruction and training. Operations must also comply with any environmental permit and planning conditions (if applicable). These rules apply mainly to the chemical and petrochemical industries, and fuel storage and distribution. As such, they apply not only to hydrogen production businesses but also to storage, transportation and use businesses.

The primary regulators from a health and safety and environmental perspective are the Health and Safety Executive (**HSE**), the Environment Agency and the relevant local authority in the area where the hydrogen is being produced.

### Storage

From a development perspective, the comments in the section above titled “Production” and the laws and regulations applicable to development of production assets will apply equally to hydrogen terminal assets, including those comprising storage facilities.

From an operations perspective, the regulatory framework that applies to hydrogen storage will depend on the quantities of hydrogen being stored.

For storage of two tons of hydrogen or more, a consent is required under the Planning (Hazardous Substances) Regulations 2015 (SI 2015/627).

For storage of five tons of hydrogen or more, there is also a duty to implement safety plans, emergency plans and a Major Accident Prevention Policy under the Control of Major Accident Hazards Regulations 2015 (SI 2015/483), with more stringent duties for storage of 50 tons of hydrogen or more.

As with production, there is no requirement for a company to obtain a license to store hydrogen. However, there are separate rules on ownership of and access to commercial gas storage facilities that must be complied with by gas, including hydrogen, terminal operators, such as the Uniform Network Code, Retail Energy Code and Smart Energy Code. Operators must also co-ordinate with their local distributor within the National Transmission System, i.e., the gas supply system in the United Kingdom.

### Transportation

From a development perspective, the comments in the section above titled “Production” apply equally to the development of hydrogen pipelines, compression stations and associated transportation infrastructure.

From an operations perspective, a license under the Gas Act 1986 must be obtained from the Office of Gas and Electricity Markets (**Ofgem**) to ship or transport hydrogen by pipeline. Shipping or transporting hydrogen by pipeline without a license or without obtaining an exemption from the requirement to obtain a license, is a criminal offence.

Shipping and transportation licenses include provisions relating to the safe operation of the network and price controls. To obtain a license, a company must demonstrate a credible plan on how it will undertake the licensed activities and allow Ofgem to carry out a risk assessment on those activities.

A person who is transporting hydrogen must also comply with pipeline requirements for design, construction, installation, operation, maintenance, and decommissioning set out in the Pipeline Safety

Regulations 1996. As with storage operators, operators of pipelines (including gas pipelines using a blend of natural gas and hydrogen) must comply with the same industry codes mentioned in the comments above titled “Storage”.

As far as we are aware, there are no dedicated hydrogen pipelines in the United Kingdom. Blending of hydrogen and natural gas in pipelines is permitted but the concentration of hydrogen in gas pipelines is limited to 0.1%, per the *Gas Safety (Management) Regulations 1996 (SI 1996/551)*.

There is no requirement to obtain a license under the Gas Act 1986 to transport hydrogen by road. However, hydrogen is classified as a dangerous good for purposes of road transportation by, and regulated under, the European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road (**ADR**). The ADR sets out the requirements for the classification, packaging, labelling and certification of dangerous goods (including hydrogen). It also includes specific vehicle and tank requirements and other operational requirements, for example that hydrogen transport is prohibited through ten road tunnels in the United Kingdom. ADR is applied in the United Kingdom through the Carriage of Dangerous Goods and Use of Transportable Pressure Equipment Regulations 2009. It is open to the Department for Transport to issue written notices allowing time and location-limited deviations from the requirements of ADR.

In addition, any person regularly transporting large quantities of hydrogen would need to appoint a Dangerous Goods Safety Advisor to monitor that person’s compliance with applicable rules and advise on transport risks in order to comply with the Health and Safety at Work Act 1974 (**HWSA**).

Finally, specific designs for tanks, cylinders and tubes are required to transport hydrogen by road under the Pressure Equipment (Safety) Regulations 2016 (SI 2016/1105). and the requirements of the Carriage of Dangerous Goods and Use of Transportable Pressure Equipment Regulations (2009), which provides as a matter of law that no person in the United Kingdom is to carry dangerous goods, or cause or permit dangerous goods to be carried, where that carriage is prohibited by the European Agreement Concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road.

## **Use**

From a development perspective, the comments in the section above titled “Production” and the laws and regulations applicable to development of production assets will apply equally to the development of hydrogen distribution stations.

From an operations perspective, as with shipping and transportation, a company must obtain a license from Ofgem to supply hydrogen in the United Kingdom. The comments in relation to shipping and transportation licenses in the section above titled “Transportation” therefore apply equally in the case of supply licenses.

Storage and dispensing of fuels, including at retail filling stations where hydrogen is used to fill fuel cell vehicles, is governed by a variety of regulations,. Examples of this include that filling stations need to meet legislation dealing with fire regulations, planning approval, and building regulations.

Current rules govern liquefied natural gas and hydrogen fuel cells only at this stage and there are currently only around 14 hydrogen filling stations in the United Kingdom.

Additionally, the Alternative Fuels Infrastructure Regulations 2017 cover technical specification and customer experience standards for hydrogen filling stations intended for public access. Infrastructure operators of the filling point are responsible for compliance , whether owning the asset or working on behalf of a third party. Technical specification standards are required for hydrogen-fueled road transport infrastructure deployed or renewed after 17 November 2017 for vehicle connectors at refuelling points.



There is currently no legal requirement for hydrogen purity levels to an end purchaser.

- (2) *What new laws or regulations for the hydrogen business and activities are being discussed by the government (central and/or local) or any public authority in your country? In these discussions, how will the existing regulations be treated (for example, will the new regulations be introduced as a part of the existing laws or regulations, or will a totally new regulation be introduced, and will the hydrogen business be exempted from the existing laws and regulations)?*

In August 2021, the BEIS published its hydrogen strategy for the United Kingdom (**Hydrogen Strategy**). The Hydrogen Strategy recognizes that hydrogen is a developing area of energy policy and that industry is looking to the UK government to provide capital and revenue support, regulatory levers and incentives, assurance on quality and safety, direction on supply chains and skills, and broader strategic decisions to support hydrogen's continued development in the United Kingdom.

As part of the Hydrogen Strategy, BEIS has consulted with industry on the following matters, which are widely considered to be of key importance in developing a hydrogen economy:

- options for an emissions standard that defines what is meant by 'low carbon' hydrogen, including:
  - a methodology for calculating GHG emissions associated with hydrogen production; and
  - a subsequent greenhouse gas emissions threshold against which different low carbon hydrogen production pathways would be measured;
- options to support at-scale deployment of low carbon hydrogen production during the 2020s, including:
  - the type of funding that will be offered to industry; and
  - the technologies and activities to be supported; and
- the business model that will be used to support deployment of hydrogen projects, including primary design features relating to price and volume support.

The consultation closed at the end of October 2021 and the outcome is pending.

The Hydrogen Strategy provides the following indicative timelines to develop a hydrogen economy in the United Kingdom:

Timing	Action
2021-2024	<ul style="list-style-type: none"><li>• Networks delivered through existing regulatory and legal framework</li><li>• Regulatory signals (e.g., H2 readiness) in place. Wider standards (e.g., safety and purity) updated/in place</li><li>• Critical first-of-a-kind deployment barriers addressed</li><li>• Planning and permitting regimes in place</li></ul>
2025-2027	<ul style="list-style-type: none"><li>• Initial network regulatory and legal framework in place including potentially blending</li><li>• Initial system operation in place</li><li>• Further deployment barriers addressed – purity, installation, equipment</li></ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gas billing methodology in place</li> </ul>
2028-2030	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Long-term regulatory and legal framework and role for regulation in place to support network expansion</li> <li>• Long term system operator(s) in place</li> <li>• Necessary regulations, codes and standards addressed and in place</li> </ul>
Mid 2030s onwards	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Framework in place enabling cross-border pipeline/shipping trade</li> <li>• Regulatory framework adapted as market matures</li> </ul>

Whilst it is unclear whether this would require existing laws and regulations to be amended, or new laws and regulations to be enacted, we assume that a combination of the two may be the approach which is ultimately adopted given the complexity of the current regulatory framework.

## 2. Organizations for Hydrogen Safety

### ***(1) What entities are in charge of regulating, supervising, and/or monitoring the hydrogen business? Please explain the roles of the central government, local governments, public organizations, and/or private organizations in regulating, supervising, or monitoring the hydrogen business.***

As discussed above, numerous entities play a role in regulating, supervising, and monitoring the hydrogen business, based on the segment of the hydrogen supply chain. A summary of the applicable UK government entities is set out below for ease of reference. More detailed comments on the roles that each of these entities play is set out in section 1.

- Secretary of State: the cabinet minister in charge of a government department. For the purposes of this note, the Secretary of State is the cabinet minister in charge of BEIS.
- BEIS: the UK government department responsible for government policy on business, industrial strategy, science, innovation, energy, and climate change.
- Oil and Gas Authority: the regulator of the offshore oil and gas sector in the United Kingdom, including oil and gas licensing, oil and gas exploration and production, oil and gas fields and wells, oil and gas infrastructure and carbon storage licensing.
- HSE: the UK government agency responsible for the encouragement, regulation and enforcement of workplace health, safety, and welfare, and for research into occupational risks.
- Environmental Agency: the key UK regulator for waste management and industrial activities. It issues environmental permits under the Environmental Permitting regime and grants water abstraction licences (there are equivalent bodies for Scotland, Wales, and Northern Ireland).
- Marine Management Organization: the key regulator responsible for managing, regulating, and controlling activity in the marine environment. It carries out marine licensing and enforcement functions on behalf of the Secretary of State in respect of all waters adjacent to England (there are equivalent bodies for Scotland, Wales, and Northern Ireland) and all UK offshore waters.
- Ofgem: the key office responsible for acting on behalf of the Gas and Electricity Markets Authority in regulating the downstream gas industry (and the electricity industry) in the United Kingdom;
- Local authorities: comprise all the relevant local governments and bodies responsible for implementation and supervision of a range of services for people and businesses in defined areas in the industry.

In addition to these UK government entities, there are many private organizations, e.g. laboratories, providing assessment activities that are likely to be relevant to hydrogen businesses, including certification, testing, inspection and calibration services. These organizations are in turn assessed and accredited by the

United Kingdom Accreditation Service (“UKAS”). UKAS is a non-profit private company established by a Memorandum of Understanding with the UK government (represented by BEIS) and constituted by a range of members representing those who have an interest in accreditation, e.g. national and local government, business and industry, purchasers, users and quality managers. Whilst UKAS does not have any legal or regulatory enforcement powers, it does have an “oversight” function and works to ensure that those private organizations’ that it accredits meet the applicable international accreditation standards.

***(2) How the safety of hydrogen activities is ensured under the regulation? For example, are any governmental approval before starting hydrogen facility operations, periodical or non-periodical physical inspections by a governmental body, or technical guidelines prepared by a governmental body or a private entity used for that purpose? Are there any other mechanisms for the purpose?***

The safety of hydrogen activities is regulated in the same way as the safety of gas activities generally in the United Kingdom.

The regulatory regime is complex and far reaching. The primary piece of legislation is the HWSA and there are a number of pieces of additional legislation, including specific legislation for offshore gas installations and gas pipelines.

With regards to offshore gas installations, operators or owners must prepare a safety case which demonstrates they have the ability and means to control major accident risks to an extent that is acceptable to the HSE. The safety case must be approved by the HSE before operation commences and the gas installation must be operated in compliance with the safety case. The safety case should be a "living document" that reflects the reality of the situation on the installation. A revised safety case must be submitted by the operator or owner of the offshore gas installation every three years, calculated from the HSE's acceptance of the original safety case or subsequent revision. Similar requirements apply with respect to gas pipelines.

The HSE has power of entry to all workplaces under the HSWA and associated legislation to inspect health and safety conditions and to investigate accidents to personnel. This would extend to both onshore and offshore gas installations. These powers can be exercised by the HSE at any time in order to investigate (when accidents have happened or a complaint is made) whether people are at risk and to take appropriate enforcement action in relation to any non-compliance, ranging from advice on stopping dangerous work activities to potentially withdrawing approvals, varying licences, or taking prosecutions where people are put at serious risk.

In addition, the Offshore Petroleum Regulator for Environment & Decommissioning (**OPRED**) (which is a part of BEIS) has powers to inspect offshore gas installations (sometimes jointly with the HSE) to ensure compliance with relevant regulations and permit conditions and to gain assurances that operations are undertaken with due consideration of environmental aspects and impacts and with effective controls to minimize the likelihood of releases to the environment.

***(3) What entities and/or organizations engage in issuing the authentication for hydrogen facilities/equipment, and/or testing hydrogen plants/facilities/equipment?***

The key entities engaged in issuing authentication for hydrogen facilities/equipment, and/or testing hydrogen plants/facilities/equipment are Ofgem, the HSE and OPRED in the United Kingdom.

### ***3. Technical Safety Rules***

***(1) How are the technical safety rules determined? Is this determined by the central government or a private entity such as an organization set by the relevant industrial companies? Is a hydrogen business company allowed to rely on “self-determined” safety rules?***

Technical safety rules for gas businesses, including hydrogen businesses, are principally determined by the UK government under regulations created, issued and enforced by the HSE. Any participant in hydrogen businesses must comply with these regulations as a minimum standard. We are not aware of hydrogen business companies being allowed to “self-determine” their own safety rules. In theory this may be possible, provided that such rules were at least as stringent as applicable regulations.

***(2) How are the technical safety rules, such as rules on (a) distance between facilities/equipment and the neighboring land, (b) the necessity of walls between facilities/equipment and the neighboring land, and (c) fabric/material used in the hydrogen facilities/equipment, determined? Are they determined by a risk basis approach (such that a regulation should be proportionate to the materiality and likelihood of risks, and should allow reasonably acceptable risks) or another approach? What tests are made to set the rules?***

As there is no specific regulatory framework for hydrogen yet in the United Kingdom, these matters would be determined under existing regulations that relate to gases more generally.

The main regulations that apply to these are:

- Gas Safety (Management) Regulations 1996: these regulations apply to the conveyance of gas (albeit only in the case of gas that consists primarily of methane) and require all gas transporters to prepare and submit a safety case to the HSE. This identifies the hazards and risks associated with their operations, explains how they are controlled, and describes the system in place to ensure that controls are applied.
- Pipeline Safety Regulations 1996: these regulations deal with pipeline integrity and are aimed at securing safety in the design, construction, installation, operation, maintenance and decommissioning of pipelines.
- Building Regulations 2010: these regulations apply to building construction works to ensure the health and safety of people in and around buildings. They provide a minimum standard relating to the construction and alteration of premises.

Safety related documentation prepared under the Gas Safety (Management) Regulations 1996 and the Pipeline Safety Regulations 1996 is assessed by the HSE on an objective basis using a risk basis approach, with the expectation that risks are either avoided or reduced at source so far as reasonably practicable and in accordance with guidance issued by the HSE. This process can involve varying degrees of rigor that will depend on the nature of the hazard, the extent of the risk and the control measures to be adopted. The more systematic the approach, the more rigorous and more transparent it is to the regulator and other interested parties. However, operators and owners of gas facilities should not be overburdened if such rigor is not warranted. The greater the initial level of risk under consideration, the greater the degree of rigor the HSE requires of the arguments purporting to show that those risks have been reduced so far as reasonably practicable.

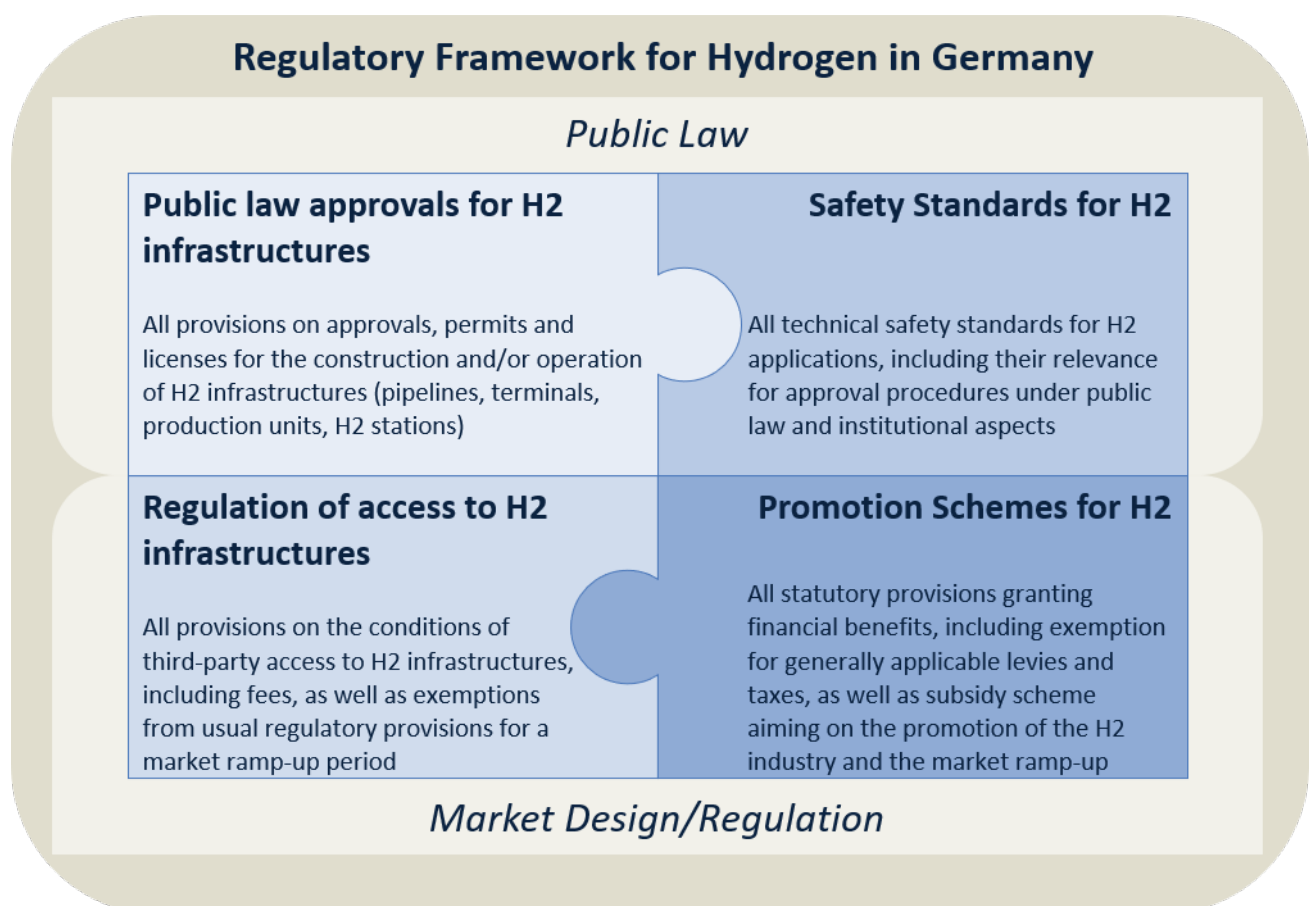
The Building Regulations 2010 specify certain objective technical matters that are likely to be of relevance to hydrogen facilities, including that buildings must be at least 1 meter from the boundary of neighboring land.

In addition to these regulations, the construction industry typically takes guidance from codes of conduct and technical standards issued by the British Standards Institution and the Institution of Gas Engineers which prescribe certain technical matters, e.g., in relation to the depth of gas pipelines.

The Japanese Government is considering the introduction of a well-suited and comprehensive regulatory framework for the hydrogen business, and, in that respect, they would like to know the current and future (discussed) regulatory framework for the hydrogen business in your jurisdiction.

### General Overview: Regulatory Framework in Germany

The regulatory framework of the hydrogen business in Germany can be roughly broken down into four sets and two clusters of provisions: The **first cluster** of provisions relates to classical **public law** aspects such as protection of life, health, environment and property. The **second cluster** of provisions aims at the legal and economic **market design** of the hydrogen business in Germany. In the first cluster the set of provisions on **approvals of H2 infrastructures** is closely linked to the applicable **safety standards** and defines conversely the legal framework for such standardization. In the second cluster the set of provisions stipulating the **regulatory requirements for the access and usage of H2 infrastructures** work hand in hand with **economic promotion schemes incentivizing investments** into the hydrogen business in Germany. Please note, that the following overview is a schematic representation and, as a matter of course, there are overlaps between the various sections.



## 1. Regulatory Framework

Please provide an outline of the regulatory framework on the hydrogen business in your country.

(1) What laws and regulations do/will apply to hydrogen business activities in the hydrogen supply chain of production, storage, transportation, and use. Specifically, please explain the regulatory framework for hydrogen terminals, pipelines, transportation of hydrogen by vehicle, generation of hydrogen by water electrolysis, hydrogen stations, and hydrogen use.

(2) What new laws or regulations for the hydrogen business and activities are being discussed by the government (central and/or local) or any public authority in your country? In these discussions, how will the existing regulations be treated (for example, will the new regulations be introduced as a part of the existing laws or regulations, or will a totally new regulation be introduced, and will the hydrogen business be exempted from the existing laws and regulations)?

For your information, in Japan, the High Pressure Gas Act generally applies to the hydrogen business (which uses high pressure hydrogen), and the Gas Business Act or Electricity Business Act applies when certain conditions meet. The Fire Act or Industrial Safety and Health Act may also apply depending on the circumstances.

(1) The regulatory framework governing the hydrogen business in Germany, in particular the production, transportation, storage and use of (green) hydrogen, is currently undergoing significant changes, being subject to important amendments which account for the increasing importance of the developing technology for Germany's energy transition (*Energiewende*). Currently, there is no comprehensive regulatory framework on hydrogen. Rather, laws and regulations can be characterized as a patchwork of laws and regulations which are regularly assessed and under development. Similarly to Japan, depending on the circumstances, different laws may apply.

As of today, several national (federal) laws and regulations apply to the hydrogen business, with some of them already considering – often by means of transitional provisions and arrangements – the production, transportation and use of green hydrogen in particular. Moreover, EU law has also partially created binding provisions on hydrogen, with more advanced and comprehensive regulations currently being underway. The most important national (federal) laws and their respective provisions governing certain aspects of the hydrogen business can be summarily described as follows:

- The **Energy Industry Act** (*Energiewirtschaftsgesetz – EnWG*) provides for a major proportion of the current legal provisions on hydrogen, governing the grid-based supply (*leitungsgebundene Versorgung*) of the general public with electricity, (natural) gas and hydrogen (Sec. 1 (1) EnWG). The EnWG sets the framework for the network/grid infrastructure, in particular with regard to the operation of and third party access to the

transportation network (distribution and transmission network), unbundling obligations for network operators as well as financial regulations, i.e. the network fees imposed on the grid/network user. Due to the grid-based nature of the electricity, gas and hydrogen supply governed by the EnWG, the storage or transportation of hydrogen outside the grid/network infrastructure, e.g. in mobile facilities such as trucks is not subject to the framework.

However, fixed storage facilities which are operated by energy supply companies – instead of the network operators – are also subject to the rules on the non-discriminatory access of third parties (see also below) if connected to the grid. Apart from regulating the network operation, the EnWG also defines the technical requirements for the construction and operation of energy plants (Sec. 49 EnWG, see below regarding electrolyzers and under 2) and 3)). The framework set in the EnWG regarding electricity and gas infrastructure is largely determined by EU Law, implementing the Electricity and Gas Directives.

Under the current regulatory regime, a distinction has to be made between the **addition of hydrogen to natural gas pipelines** (also referred to as “blending”, *Beimischung*) and the newly introduced regulation applicable to **pure hydrogen networks** by means of an amendment to the EnWG in 2021.

The framework accounts for the use and transportation of hydrogen by including it in the definition of **gas** pursuant to Sec. 3 No. 19a EnWG insofar as the hydrogen has been produced by water electrolysis and is fed into the gas supply network by adding it to natural gas pipelines [**Regulation of access to H2 infrastructures**]. The hydrogen encompassed in this definition is not confined to green hydrogen but also includes the production of hydrogen with electricity from fossil fuels.

By contrast, pursuant to Sec. 3 No. 10f EnWG, hydrogen can be treated as **biogas** if it has been produced by water electrolysis and the electricity used for the production is proven to predominantly derive from renewable energy sources within the meaning of Directive 2009/28/EC, entailing the production of **green hydrogen** – although not explicitly defined as such. According to the legislative explanation, this is only the case if the share of renewable energy sources used in the electricity generation process amounts to at least 80 percent. To Biogas, the regulatory framework under the EnWG, including the Gas Network Access Ordinance (*Gasnetzzugangsverordnung*), is generally applicable. Under the Ordinance, biogas enjoys privileged access to the gas supply network. Besides the possibility to add biogas in the form of hydrogen to natural gas pipelines, in principle, a pure “biogas-hydrogen” distribution network would be legally permissible and conceivable.

Additionally, energy plants which produce hydrogen by water electrolysis or biogas are exempted from the feed-in fees (*Einspeiseentgelte*) under the applicable network fee regulations pursuant to Sec. 118 (6) sentence 8 EnWG. These fees have to be paid to the



network operator for the use of and granting access to the network. However, independently of the form of gas, no fees have to be paid for feeding into the distribution network. Thus, the provision is only of relevance for feeding-in the transmission network. Obviously, such exemptions from the network fee regulation serves the purpose of enabling a fast ramp-up of the new technology.

Following a significant **amendment of the EnWG in July 2021**, for the first time the act stipulates a framework for the regulation and operation of pure hydrogen networks by introducing a new section 3b (Sec. 28j to 28q EnWG). Furthermore, hydrogen has been placed alongside gas as an independent energy carrier pursuant to Sec. 3 No. 14 EnWG.

The framework for pure hydrogen networks must be regarded separately from the general gas network regulation and only applies if the network operator has opted for its application, Sec. 3 No. 39a, 28j (1), (3) EnWG (the so-called “opt-in-option”). Otherwise, the regulation of a pure hydrogen network is not subject to the EnWG; instead, the general provisions of antitrust law apply, especially Sec. 18 of the Act against Restraints on Competition. If the network operators opts for the regulation under the EnWG, the law stipulates the third party negotiated access on the basis of reasonable and non-discriminatory conditions (Sec. 28n (1) EnWG) **[Regulation of access to H2 infrastructures]**. Moreover, similar to the applicable regulations for electricity grid and gas network operators, unbundling obligations for hydrogen network operators are established. Hence, hydrogen network operators shall not produce, store or supply hydrogen or hold title to respective facilities, Sec. 28m (1) sentence 2, 3 EnWG. Furthermore, the Federal Government has recently adopted an Ordinance regarding the regulation of network fees for the use of an access to hydrogen networks (*Wasserstoffnetzentgeltverordnung*) based on Sec. 28o EnWG. The explanatory memorandum of the EnWG amendment emphasizes the transitional nature of the imposed regulations and voluntary basis on which the operation of pure hydrogen network becomes subject to such regulation under the EnWG. Hence, the amendment is supposed to provide the basis for the development of a hydrogen network infrastructure without necessarily imposing the EnWG framework regarding the transport or utilization of hydrogen. The legislator also considers that with regard to the development of the hydrogen infrastructure, the situation is not comparable to the liberalization of the market for the supply of electricity and gas in 1998 or the new regulation of electricity and gas networks in 2005 which were meant to create more competition on the market and restrict the monopoly power of network operators. As opposed to the gas and electricity sector, the hydrogen infrastructure must be created in parallel to the regulatory framework for a future network monopoly. As of now, the decision to be subject to the EnWG regulation is left to the operators of pure hydrogen networks. The legislator presumes that choosing the implemented framework of the EnWG may not benefit the operator in the form of higher revenues but rather the network users by providing them more legal certainty and transparency regarding network access.

Consequently, under this assumption the regulated networks may be more attractive to third parties. In a nutshell, the regulation is primarily supposed to support the establishment of a competitive market structure while also creating a foreseeable and fair legal framework for hydrogen networks. Lastly, the legislative explanations state that the potential for discrimination of network users will rise with increasing hydrogen networks, which will possibly require that the EnWG regulation applies to all hydrogen networks in the medium term.<sup>1</sup> In this sense, the introduction of rules comparable to those applicable to conventional gas networks already anticipates amendments to the regulatory framework, including at the EU level.

Please note that the established framework does not differentiate between green hydrogen (hence, produced by water electrolysis with electricity deriving predominantly from renewable energy sources) and other types of hydrogen. Moreover, the regular differentiation between distribution and transmission networks for natural gas pipelines does not apply.

However, the legislator has clearly emphasized the **transitional nature** of the newly established legal regime until the adoption of a comprehensive framework at the EU level, in particular by an amendment of the Gas Directive and the Gas Regulation (see below under (2)). The Federal Government also assumes that under current EU Law, only a separate regulation of pure hydrogen and natural gas networks is permissible. This applies in particular to the regulation of the networks fees charged by the transmission network operators (*Fernleitungsnetzbetreiber*) which are approved by the Federal Network Agency (*Bundesnetzagentur – BNetzA*) in direct application of EU Law.<sup>2</sup> As already laid out above, the newly established framework for pure hydrogen networks does not exclude the possibility to add hydrogen to existing natural gas pipelines depending on its classification as biogas or gas within the meaning of Sec. 3 No. 10f, 19a, EnWG.

Importantly, Sec. 28q EnWG establishes the obligation of hydrogen network operators to adopt an every two year **Network Development Plan** on network infrastructure planning for pure hydrogen networks with the target year 2035 which is due for the first time on 1 September 2022. Currently, the network development plan created by the transmission network operators pursuant to Sec. 15a EnWG only covers expansion measures with regard to natural gas pipelines (as per the definition of transmission networks contained in Sec. 3 No. 20 EnWG). However, Sec. 113b EnWG already allows for the consideration of those natural gas pipelines in the network development plan which in perspective could be converted into pure hydrogen pipelines, with a view to creating an integrated hydrogen network. In their proposal for the current Network Development Plan (*Netzentwicklungsplan* –

---

<sup>1</sup> See the legislative proposal for the EnWG amendment dated 9 March 2021, Bundestag Document 19/27453, p. 117-120.

<sup>2</sup> Federal Government, answer to the parliamentary question of the FDP parliamentary group dated 21 September 2021, Bundestag Document 19/32533, p. 2.

NEP) Gas 2020-2030, the transmission network operators have already drawn up a potential hydrogen network and come up with proposals for the necessary expansion/construction as well conversion measures (which, however are not legally binding).

In the recent EnWG amendment, the legislator has also put great emphasis on accelerating the expansion of the hydrogen infrastructure by establishing a framework which allows for the **conversion of existing network infrastructure**, in particular natural gas pipelines [**Public law approvals for H2 infrastructures**]. The BNetzA assumes that a hydrogen network infrastructure will develop parallel to the existing gas network on the basis of converted and upgraded natural gas pipelines. For instance, official approvals of gas supply pipelines for natural gas (insofar as they have been integrated into a planning approval procedure and are not installations requiring a permit pursuant to Federal Immission Control Act) shall also be deemed to be approvals for the transport of hydrogen, Sec. 43l (4) sentence 1 EnWG. Thus, the transport of hydrogen in the existing gas pipelines pursuant to the EnWG does not require further approval or the carrying out of an Environmental Impact Assessment (EIA) but only a notification by the operator to the competent authority. For this purpose, the operator has to submit an expert opinion and documentation demonstrating that the converted pipeline complies with the technical safety requirements pursuant to Sec. 113c (3), 49 (1) EnWG. Moreover, transmission network operators have to demonstrate that the natural gas pipeline to be converted into a hydrogen pipeline can be removed from the regular transmission network. New gas pipelines intended for the transport of pure hydrogen will however require a planning approval if they exceed a diameter of 300 millimeters, Sec. 43l (2) EnWG. Pure hydrogen pipelines with a smaller diameter may however also be subjected to a planning approval procedure if the operators opts for it. Moreover, Sec. 113a EnWG establishes the continuity of existing (private) rights of use to hydrogen pipelines (e.g. regarding land usage agreements, limited personal easements, etc.). Pursuant to Sec. 113a (2), contracts with municipalities for the use of local traffic routes (concessions) within the meaning of Sec. 46 EnWG shall continue to apply until the end of their agreed term for the transportation and distribution of hydrogen.

- The **Renewable Energy Sources Act 2021 (EEG)** considers in particular the production of hydrogen by creating the bases for a reduction or exemption from the EEG levy (*EEG-Umlage*) [**Promotion Schemes for H2**]. The EEG generally serves the (financial) promotion of renewable energy sources by increasing their share in the electricity production, serving the aim of climate protection and reaching Germany's climate targets.<sup>3</sup> The EEG levy is currently an essential part of the electricity price paid by end consumers, including the industry, intended for the financing of renewable energy installations (mostly under the so-called market premium model). The reduction or exemption applies to companies dedicated

---

<sup>3</sup> Currently, the EEG foresees an increase of the share of renewable energy sources to 65% of the gross electricity consumption by 2030; the new Federal Government foresees an increase of even 80% by that date.

to the electrochemical production of hydrogen, with both options mutually excluding each other:

- Sec. 64a EEG 2021 provides for a reduction of the EEG levy down to 15%. The reduction is not limited to green hydrogen; this restriction may however be introduced by an ordinance to be issued pursuant to Sec. 93 No. 1 EEG. A special application procedure has been set up, eligibility is limited to companies which fulfil certain requirements.
- Sec. 69b EEG 2021 provides for a complete exemption from the EEG levy. No special application procedure applies. Rather, the requirements for the production of green hydrogen have entered into force on 1 January 2022 by means of an Ordinance (*Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften*). Inter alia, the Ordinance requires that the electricity used demonstrably and exclusively comes from renewable energy plants, with at least 80% of the electricity used coming from installations located in the price zone for Germany. The exemption only applies to plants commissioned until the end of 2029.

Please note that in its coalition agreement, the parties of the new federal government have announced their intention to completely abolish the EEG levy by 1 January 2023 with the aim to generally reduce electricity prices. Recent news indicate that the federal government intends to abolish the EEG levy already by 1 July 2022. If this measure were implemented, these provisions would naturally lose their incentivizing effect.

- In this context, provisions of EU Law, the **Renewable Energy Directive (Directive (EU) 2018/2001 – RED II)** which had to be implemented into German Law by 30 June 2021 must also be considered. The RED II sets a new binding target for the overall share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy of at least 32% by 2030. Art. 7 (1) (2) RED II explicitly includes hydrogen in its distinction between the share of energy from renewable sources in gross final energy consumption from gas and electricity. Considering the wording of the provision and recital 59 Directive, the EU legislator recognizes only green hydrogen in this regard. Hydrogen is to be classified as gas with regard to the certificate of origin to be generally issued for renewable energy sources pursuant to Sec. 19 (7) sentence 1 b) ii. Lastly, for transportation purposes, green hydrogen is also defined as a renewable fuel under Annex III RED II concerning the “energy content of fuels”. By means of a delegated act pursuant to Sec. 27 (3) (7) RED II, the recognition of green hydrogen in the transport sector will be regulated, of which the Commission has already issued a proposal.
- The framework of the **Offshore Wind Energy Act (*Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG*)** may also play an increasingly important role for the hydrogen business in future,

in particular with regard to the production of hydrogen using the electricity generated by wind energy plants offshore. By means of an Ordinance pursuant to Sec. 67a, 71 No. 5 WindSeeG (*Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen*), the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action has established a tendering procedure for areas where other types of energy as well as energy carriers, e.g. green hydrogen produced by means of water electrolysis (e.g. using the electricity from offshore wind plants) can be produced in the future. So far, two areas in the Exclusive Economic Zone (EEZ) of the North and Baltic Sea have been designated for such use. The production of green hydrogen offshore is supposed to make a significant contribution to reaching the national target of an electrolysis capacity of 5 GW by 2030 under the national hydrogen strategy (please note that according to the coalition agreement of the new Federal Government, this target has been raised to 10 GW by 2030).

- Furthermore, in the **transportation sector**, green hydrogen can be considered for reduction obligation of oil companies distributing fossil fuels. Pursuant to Sec. 37a (1) sentence 1, (4) BImSchG, the share of fossil fuels has to be reduced by 6 percent annually. Pursuant to Sec. 3 (2) BImSchV No. 37, (Ordinance No. 37 based on the BImSchG), hydrogen produced by water electrolysis can be considered for this reduction target.
- For the purpose of the production of hydrogen by water electrolysis, the **approval procedure for electrolyzers** as well as **storage facilities** is also of primary importance. Generally speaking, power-to-x plants, including industrial scale electrolyzers will require a permit pursuant the **Federal Immission Control Act** (*Bundesimmissionsschutzgesetz – BImSchG*) [**Public law approvals for H2 infrastructures**]. This may also include public participation in the approval procedure as well as the carrying out of an Environmental Impact Assessment. However, operators may also opt for a planning approval procedure under the EnWG pursuant Sec. 43 (2) No. 7 as electrolyzers fall within the definition of energy cogeneration plants. This option has two advantages for operators: first, a planning approval procedure entails the concentration of *all* necessary approvals in one final approval decision, including permits under the Water Resources Act (these for example would be excluded under the BImSchG procedure). Furthermore, Sec. 44b, 45 EnWG provide for the possibility to take possession of land/property as well as the expropriation of owners if it is necessary for the construction of the energy plant.

Usually, **storage facilities** will also require an approval pursuant to Sec. 4 (1) BImSchG, with the type of procedure (formal with public participation or simplified) depending on certain thresholds with regard to the amount of hydrogen to be stored. If the storage capacity reaches 30 tons or more, a formal approval procedure pursuant to Sec. 10 BImSchG must be carried out. On the other hand, if the facilities are constructed as underground facilities (cavern storages), the Federal Mining Act applies to their approval.

Lastly, for **filling stations for hydrogen cars**, a permit pursuant to Sec. 18 Industrial Safety Ordinance (*Betriebssicherheitsverordnung*) will be required, entailing e.g. the submission of a fire and explosion protection concept prior to the authorization. Operators of hydrogen filling stations are obligated to ensure their safe operation pursuant to several regulations, in particular in accordance with the minimum requirements under the Industrial Safety Ordinance. The safety requirements are concretized in technical norms such as the Technical Rules for Operational Safety (TRBS). Compliance with the requirements of TRBS 3151 (applicable to hydrogen filling stations) entails a presumption of compliance with the safety obligations of the Industrial Safety Ordinance. If the operator deviates from the guidelines of this technical rule, he has to ensure the same level of safety and health protection for his employees. Generally, an approved inspection agency (*Zugelassene Überwachungsstelle, ZÜS*) has to review the safety documentation and confirm that the station can be safely operated as well as conduct periodic inspections. Moreover, filling stations may be subject to an approval under the BImSchG if a storage capacity of 3 tons is reached. The BImSchG approval concentrates an operation permit under the Industrial Safety Ordinance. If no BImSchG approval is required, depending on the respective applicable Building Code of the Federal State, a building permit alongside the permit under the Industrial Safety Ordinance may be required.

**Hydrogen combustion power plants**, e.g. industrial plants using hydrogen for the production of electricity will generally also require an approval pursuant to Sec. 4 (1) BImSchG and hydrogen is already taken into account as an alternative energy carrier and substitute for natural gas in this regard (for instance, in gas-fueled turbines). For power plants with a capacity of 50 MW (thermal heat) or more, a formal procedure pursuant to Sec. 10 BImSchG will be carried out. On the other hand, power plants using hydrogen with a capacity of less than 50 MW (thermal heat) can be approved in a simplified procedure pursuant to Sec. 19 BImSchG, without the need of a public participation in the approval procedure.

- There are no apparent specific regulations governing the **transportation of hydrogen by vehicle [Safety Standards for H<sub>2</sub>]**. Rather, current legislation focuses on the reduction of greenhouse gas emissions in the transportation sector for which green hydrogen may be of use, e.g. in the rail sector or truck traffic. However, **the general rules and applicable laws regarding transport safety apply**. Compressed Hydrogen is generally regarded as a hazardous substance and dangerous good (as a flammable gas) for the purpose of transport regulation. For instance, this entails restrictions for the use of certain categories of tunnels in case of hydrogen carriage in tanks. Among applicable regulations regarding transport safety international agreements such as the *Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road (ADR)*, EU Law (Directive 2008/68/EC on the inland transport of dangerous goods), and the German Hazardous Goods Transportation Act

(*Gefahrgutbeförderungsgesetz*, applicable to transport by road, on railways, waterways and aviation) can be considered, with several ordinances providing further regulations on the ADR and its implementation.

As a matter of course, hydrogen as a potentially explosive gas also falls under the **Ordinance on Hazardous Substances** (*Gefahrstoffverordnung*) which defines strict requirements for the placing on the market as well as safety measures for the protection of people and the environment. Additionally, for industrial plants such as electrolyzers the Hazardous Incident Ordinance (*Störfallverordnung*) with additional safety requirements regarding their operation applies if a threshold of 5000 kilograms of hydrogen is reached.

(2) It remains to be seen if the German legislator will introduce comprehensive legislation in the form of an “umbrella law” in order to foster the development of the hydrogen business in Germany. In a study published in July 2020, the BNetzA suggested the adoption of a “law on hydrogen infrastructure” (*Wasserstoffinfrastrukturgesetz*), advocating for broadening the legal framework by introducing an advanced and technology-neutral terminology regarding hydrogen. However, the question whether the purpose of advancing the hydrogen business along the whole supply chain would be best served in such a comprehensive law is subject to the discretion of the legislator and also dependent on the development of the technology as a whole in the upcoming years. Lastly, it must be taken into account that the national regulation is also strongly determined by current and future EU regulations, in particular with regard to the framework governing the network infrastructure. The broad EU competence in this field is based on its shared competence in energy policy as well as internal market harmonization considerations. In this context, it appears likely that the legislator will implement the revised Gas Directive into the EnWG in the future, ensuring consistency in the application of the regulatory framework governing energy supply in the future. The undergoing development of the hydrogen business will necessitate further adaptations of national laws and regulations in the future.

Future developments and regulatory measures are also largely determined by the National Hydrogen Strategy adopted in 2020, the EU Hydrogen Strategy and common rules of the internal market. In particular, projects with regard to green hydrogen may receive considerable financial support under EU state aid law if approved across several member states as so-called “**Important Projects of Common European Interest**” (IPCEIs). Additionally, after their formal adoption by the EU Commission on 27 January 2022, the new and revised “Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy” (CEEAG) govern state aid for the production of green or low-carbon hydrogen as well as hydrogen infrastructure projects in member states (including e.g. transmission pipelines, storage facilities, interconnectors, equipment for the safety of hydrogen installations). The coalition agreement concluded between the parties of the new Federal Government sets ambitious targets regarding the creation of a “hydrogen economy” (import and transport infrastructure) with a view to a fast market ramp-up prioritizing the production of green

hydrogen. Accordingly, the creation of an integrated hydrogen network/infrastructure will require the acceleration of planning and approval procedures. The national target for an electrolysis capacity is supposed to be raised from previously 5 to 10 GW by 2030.

In essence, the **National Hydrogen Strategy** defines objectives for the use of hydrogen along the whole supply chain, intended to create a “hydrogen economy” by making use of its potential as an energy carrier, an energy storage system, in the field of power-to-x as well as a means to reduce carbon emissions especially in the industry. The Strategy sets the following targets and measures:

- Creating the regulatory conditions for a market ramp-up;
- Making hydrogen competitive;
- Establishing hydrogen as an alternative energy carrier;
- Facilitating its use in the industry, thus enabling the transformation of the economic towards carbon neutrality;
- Hydrogen as a common European project, creating a framework for its promotion through internal market regulation and EU state aid law;
- Fostering international cooperation, including in trade, transport and science;
- A governance structure is established for this purpose, also regarding the cooperation with the federal states (some of them having adopted their own hydrogen strategies);
- **Action Plan:** 37 measures to be implemented are defined for each area of use, inter alia for
  - Production of hydrogen: several measures of financial promotion, application in the industry, production of green hydrogen using offshore wind energy (see already above)
  - Transportation: using hydrogen in order to reduce carbon emissions (use as a renewable fuel, construction of filling stations, fuel cell vehicles)
  - Industry: introduction of a Carbon Contracts for Difference (CfD) model, innovation programme logistics
  - Heat, infrastructure: raising energy efficiency; enabling “hydrogen-ready” plants within the framework of the Combined Heat and Power Generation Act (KWKG) and the Renewable Energy Sources Act
  - Science and Innovation: promoting laboratories (*Reallabore*) for the innovative use of hydrogen
  - EU and international level: fostering investments through IPCEIs in the area of hydrogen technologies, cooperation between member states in projects along the whole supply chain; Greenbook for the EU Hydrogen Strategy; pilot projects in cooperating countries.

Projects within the framework of the IPCEIs will play a significant role in the promotion of hydrogen. The map below published by the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate



Action depicts regions in Germany where different IPCEIs in different areas (production, infrastructure, mobility, industry) will be developed [**Promotion schemes for H2**]:

### IPCEI Wasserstoff H2



Quelle: BMWi

Finally, in December 2021, the EU Commission has published its proposals regarding **the revision of the Gas Directive (Directive COM(2021) 803 final) and Regulation (Regulation COM (2021) 804 final)**.<sup>4</sup> Both proposals aim at establishing a market for hydrogen, with the application of the market rules intended for two phases (before and after 2030). The intended provisions largely govern access to hydrogen infrastructures, the separation of hydrogen production and transport activities (unbundling obligations) as well as tariff setting (financial regulation) [**Regulation of access to H2 infrastructures**].

<sup>4</sup> Please note that unlike the Directive, the Regulation will be directly applicable and does not have to be implemented into national law.

For this purpose, a new governance structure will be created, the European Network Operators for Hydrogen (ENNOH), similar to the associations already established for electricity and gas network operators, intended to promote a dedicated hydrogen infrastructure with cross-border coordination and interconnector network construction as well as to elaborate on specific technical rules.

The proposal for the new Directive stipulates common rules for the internal markets in renewable and natural gases and hydrogen, aimed at establishing a fully developed regulatory regime for hydrogen, governing transport, storage and supply of hydrogen using the hydrogen system (Draft Art. 1 No. 3 Directive). Draft Art. 31 (1) Directive obligates member states to implement a system of third party access to hydrogen networks based on published tariffs, applied objectively and without discrimination between any hydrogen network users. Pursuant to Draft Art. 16 of the Gas Regulation, a discount of 75% from various entry and exit tariffs will be granted to renewable/green and low carbon hydrogen (with a greenhouse gas reduction threshold of 70% regarding its energy content). Importantly, Draft Art. 4 of the Gas Regulation prescribes that transmission or network operators providing regulated services for gas, hydrogen and/or electricity need to have a separate regulated asset base for their gas, electricity or hydrogen assets, entailing their unbundling. This essentially prohibits the operation of gas and hydrogen networks in a joint asset base which would allow the network operator to redistribute the initially higher costs for hydrogen networks across all network users, thereby preventing a cross-subsidization (similar to the current regulation in Germany). As a matter of course, the solution proposed by the EU Commission is viewed critically by the industry with regard to its potential to foster the development of hydrogen infrastructure.

The Directive also sets rules for the progressive establishment of a Union-wide interconnected hydrogen system (Art. 1 No. 4). Furthermore, the proposal for the revised Directive contains numerous definitions governing the hydrogen business.

## **2. Organizations for Hydrogen Safety**

- (1) What entities are in charge of regulating, supervising, and/or monitoring the hydrogen business? Please explain the roles of the central government, local governments, public organizations, and/or private organizations in regulating, supervising, or monitoring the hydrogen business.**
- (2) How the safety of hydrogen activities is ensured under the regulation? For example, are any governmental approval before starting hydrogen facility operations, periodical or non-periodical physical inspections by a governmental body, or technical guidelines prepared by a governmental body or a private entity used for that purpose? Are there any other mechanisms for the purpose?**
- (3) What entities and/or organizations engage in issuing the authentication for hydrogen facilities/equipment, and/or testing hydrogen plants/facilities/equipment?**

In Japan, a private organization, called the High Pressure Gas Safety Institute of Japan (KHK) is authorized to engage in certain inspections and set technical safety rules by the High Pressure Gas Act, and takes important roles to ensure the safety of high pressure gas (including hydrogen) facilities and equipment, however the time consuming process and strict/non-flexible rules set by KHK are sometimes criticized by companies which would like to develop hydrogen businesses. The Japanese government would like to know what public or private entities are engaged in ensuring the safety of the hydrogen business under the regulatory framework in other countries, and any potential amendments to such framework.

(1) The central provision governing the organization of hydrogen safety can be found in Sec. 49 EnWG [**Safety Standards for H2**]. The provisions contained in this framework regulate compliance of operators of energy plants within the meaning of Sec. 3 No. 15 EnWG (including production, storage and transmission of energy). Sec. 49 No. 1 stipulates that energy plants must be constructed and operated in a way that their technical safety is ensured. For this purpose, the generally recognized rules of technology (*allgemein anerkannte Regeln der Technik*) must be complied with by the energy plant operator, subject to compliance with other binding legal provisions. Compliance with the generally recognized rules of technology is presumed if the technical rules of the “**DVGW – German Technical and Scientific Association for Gas and Water**” are complied with pursuant to Sec. 49 (2) No. 2 EnWG. This private organization, largely an association of the relevant industries in gas and water supply as well as public bodies and institutions, is the key entity for setting relevant technical standards that are generally considered by private plant operators. Moreover, the **BNetzA** is also competent to issue further binding stipulations pursuant to Sec. 29 EnWG on the general principles and procedures for the adoption of technical safety rules insofar as these rules concern the operation of energy supply networks. When adopting such technical rules, the BNetzA has to consider the rules of the **German Institute for Standardization (DIN e.V.)** which is the most important standards organization in Germany, being in charge of developing the “DIN norms” (*DIN-Normen*). Moreover, the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action is empowered to issue Ordinances in order to ensure the technical safety of energy plants, covering their construction and operation. On this basis, **the High Pressure Gas Pipeline Ordinance (*Gashochdruckleitungsverordnung - GasHDrLtgV*)** has been issued which is also provisionally applicable to future hydrogen pipelines pursuant to Sec. 113c (1) EnWG.

Additionally, the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action is authorized to establish, by Ordinance and with the consent of the Federal Council, a committee to advise on matters relating to the technical safety of gas supply networks and direct gas pipelines, including the facilities used for pipeline operation. Requirements regarding technical experts needed to

assess the technical safety of those facilities can also be determined. However, no use has been made of this provision thus far.

Lastly, the competent authorities which are designated according to the laws of the federal states are authorized to take the necessary measures in order to ensure the technical safety of energy plants. This purpose establishes the right of inspection officers to enter company premises as well as inspect offices and review documentation. As a general rule, energy plant operators are required to provide information on technical and economic conditions upon request of the competent authority if this is necessary for fulfilling its task of observing compliance with technical safety standards.

(2) Generally speaking, the competent authorities usually only conduct inspections or reviews if there are indications of an impairment of the energy infrastructure or non-compliance with the technical safety obligations. For instance, the High Pressure Gas Pipeline Ordinance determines under which conditions inspections of high pressure gas pipelines may be conducted, especially if damage has occurred. For this purpose, the competent authority usually appoints a technical expert who then conducts reviews or inspections. The Ordinance also stipulates that operators of high pressure gas pipelines have to establish a management system with a view to ensuring technical safety. Compliance with this obligation is generally presumed if the technical safety management system of the DVGW or a comparable system is used which has to be checked by an independent external review body (Sec. 4 (4) GasHDrLtgV).

As already mentioned above under (1), governmental bodies are at most indirectly involved in drafting the technical requirements and the definitions of technical safety standards, but rather confined to determining the objective of ensuring the technical safety of energy plants for which Sec. 49 EnWG provides several avenues. However, these are made use of only to a limited degree by governmental institutions. This is based on the **principle of individual responsibility of the energy industry** under the EnWG. Hence, the relevant technical standards to be complied with are largely determined by the industry itself and the DVGW as the competent organization in this regard insofar as the regulations of safety standards for the gas business, including hydrogen, are concerned.

(3) As already described above, the authentication of equipment and facilities is also determined by the industry, namely the DVGW, due to the principle of individual responsibility enshrined in the EnWG. It must nonetheless be emphasized that energy plants generally require approval by the competent approval authority under state law. For this purpose, in the rather complex planning approval procedure, compliance of the project with several laws and the technical safety requirement is assessed by the authority. Compliance with the technical safety requirement will usually be checked against the applicable technical safety rules drafted by the DVGW.

### 3. Technical Safety Rules

**(1) How are the technical safety rules determined? Is this determined by the central government or a private entity such as an organization set by the relevant industrial companies? Is a hydrogen business company allowed to rely on “self-determined” safety rules?**

As already laid out above, technical safety rules are largely determined by the DVGW, a private entity/association in which the relevant industrial companies are organized. This is in line with the principle of individual responsibility of energy plant operators under the EnWG. Generally speaking, technical standards and rules are thus developed by the DVGW in close cooperation with the industry **[Safety Standards for H2]**. The technical rules of the DVGW are determined in a public procedure as set in DIN 820 and in accordance with a contract concluded in 1975 between the Federal Republic of Germany and the German Institute for Standardization. Compliance with the guidelines and rules entails a presumption of compliance with the technical safety obligation pursuant to Sec. 49 (2) EnWG.

Importantly, the transitional provision of Sec. 113c (2) EnWG stipulates that the technical safety rules of the DVGW shall be applied analogously to hydrogen plants until the adoption of concrete safety rules with regard to their construction and operation. This may apply in particular to DVGW guidelines dealing with gas quality and composition. So far, hydrogen can be added to gas pipelines (*Beimischung*) but only with a share of up to 10% in the gas composition. Currently, the DVGW is drafting new safety rules in order to ensure a share of up to 20% of hydrogen which can be added to natural gas pipelines. Furthermore, the High Pressure Gas Pipeline Ordinance has to be complied with by pure hydrogen pipeline operators in analogous application if they are designed for a maximum pressure of more than 16 bar. The DVGW is continuously adapting its technical standards and already providing guidance in order to accommodate for the construction and operation of hydrogen facilities, e.g. with regard to power-to-x plants, rules on gas transportation and network connections as well as gas composition and distribution.

As a consequence, technical safety rules for the operation of hydrogen pipelines/facilities are still under development. While Sec. 49 (1), (2) do not exclude reliance on self-determined safety rules by the operator as they are not legally binding according to the law, compliance with the technical safety rules set by the DVGW also entails compliance with the operator's obligation to ensure the technical safety during construction and operation. Operators may therefore rely on deviating technical standards without the necessity of obtaining a special exemption or permit. However, in case of any doubt operators deviating from the generally recognized safety rules would have to demonstrate that they equally comply with the technical safety requirements. The determination of own safety rules thus presumably carries the risk of insufficiencies with regard to the safe construction and operation of such plants, considering especially the early stage of the respective

hydrogen technologies. It therefore appears likely that most companies involved in the hydrogen business will consider the process led by the DVGW of drafting safety rules for the operation of hydrogen facilities.

**(2) How are the technical safety rules, such as rules on (a) distance between facilities/equipment and the neighboring land, (b) the necessity of walls between facilities/equipment and the neighboring land, and (c) fabric/material used in the hydrogen facilities/equipment, determined? Are they determined by a risk basis approach (such that a regulation should be proportionate to the materiality and likelihood of risks, and should allow reasonably acceptable risks) or another approach? What tests are made to set the rules?**

The technical safety rules are determined by the relevant association, the DVGW, in a public procedure which ensures that technical expertise forms the basis of the guidelines, safety rules and recommendations. For instance, when drafting safety rules regarding the addition of hydrogen in natural gas pipelines, an extensive risk assessment was conducted, taking into account the influence of the share of hydrogen in the pipeline on the used material. As long as proof of usability of hydrogen has not been definitely delivered, under the respective Building Codes of the federal states an individual approval may be granted. The general safety philosophy for the construction of high pressure gas pipelines (for transmission networks) is based on a deterministic safety concept, which entails conducting a safety analysis relying on experience and a root cause analysis of potential damage to the infrastructure. The applicable safety standards also prescribe test methods for determined scenarios, e.g. hydrostatic tests under the stress test procedure.

The deterministic concept constitutes the general and prevalent standard safety philosophy applied to the technical safety rules in Germany. Thus, uniform and generally applicable safety standards are drafted with a view to ensuring the highest possible degree of safety. On the other hand, a probabilistic safety concept is based on the likeliness of occurrence and the potential negative impact, entailing an individual risk analysis which quantifies the risk at hand. The deterministic safety concept largely defines technical safety standards such as the distance of network infrastructure to industry and housing, including pipeline security strips (*Schutzstreifen*), the necessity of walls between facilities and the neighboring land as well as the used material. This approach to safety does however does not exclude taking into account probabilistic methods in individual cases (e.g. as additional considerations as a sort of hybrid approach). One possible example in this regard is the determination of safety distances of gas pipelines to wind energy plants using probabilistic methods.

### ガス事業法に基づくガス工作物に関する主な技術上の基準

省令：ガス工作物の技術上の基準を定める省令

告示：ガス工作物の技術上の基準の細目を定める告示

ガス工作物の種類	条文（省令）	主な規制内容	備考
共通	第3条 公害の防止	大気汚染防止法に規定するばい煙発生施設、一般粉じん発生施設、水銀排出施設、騒音規制法に規定する特定施設、振動規制法に規定する特定施設等に該当するガス工作物については、各法において定める基準に適合しなければならない。	
	第4条 立ち入りの防止等	公衆が、製造所及び供給所の構内にみだりに立ち入らないよう、また、移動式ガス発生設備及び整圧器（一の使用者にガスを供給するためのものを除く）をみだりに操作しないよう、適切な措置を講じなければならない。	
	第5条 保安通信設備	製造所（特定製造所を除く）、供給所及び導管を管理する事業場には、緊急時に迅速な通信を確保するため、適切な通信設備を設けなければならない。	
	第6条 離隔距離	ガス発生器及び増熱器（移動式ガス発生設備に属するものを除く）並びにガス精製設備、排送機、圧送機、ガスホルダー及び附帯設備であって製造設備に属する	原則として、最高使用圧力が高圧のものにあつては二十メートル以上、最高使用圧力が中圧のものにあつては十メートル以上、最高

		もの（冷凍設備及び配管を除く）は、その外面から事業場の境界線に対し、告示で定める距離を有しなければならない。	使用圧力が低圧のものにあつては五メートル以上の距離（告示 2 条 1 項）。各種例外あり（告示 2 条 2 項 3 項、3 条～5 条）
	第 7 条 保安区画	特定事業所における高圧のガス工作物等（高圧のガス又は液化ガスを通ずるガス工作物（配管及び導管を除く）をいう）は、ガス又は液化ガスが漏えいした場合の災害の発生を防止するために、設備の種類及び規模に応じ、保安上適切な区画に区分して設置し、かつ、高圧のガス工作物等相互間は、保安上必要な距離を有しなければならない。	
	第 8 条 防消火設備	製造所若しくは供給所に設置するガス若しくは液化ガスを通ずるガス工作物又は大容量移動式ガス発生設備には、その規模に応じて、適切な防消火設備を適切な箇所に設けなければならない。	
	第 9 条 ガスの滞留防止	ガス又は液化ガスを通ずるガス工作物を設置する室（製造所及び供給所に存するものに限る）は、これらのガス又は液化ガスが漏えいしたとき滞留しない構造でなければならない。 製造所には、ガス又は液化ガスを通ずるガス工作物から漏えいしたガスが滞留するおそれのある製造所内の適当な場所に、当該ガスの漏えいを適切に検知し、かつ、警報する設備を設けなければならない。	
	第 10 条 電気設備の防爆構造	製造所若しくは供給所に設置するガス若しくは液化ガスを通ずるガス工作物又は移動式ガス発生設備の付近	



		に設置する電気設備は、その設置場所の状況及び当該ガス又は液化ガスの種類に応じた防爆性能を有するものでなければならない。	
	第 11 条 火気設備との距離	製造所若しくは供給所に設置するガス（低圧のものであって地表面に滞留するおそれのないものを除く）若しくは液化ガスを通ずるガス工作物（配管、導管及び火気を取り扱うものを除く）又は移動式ガス発生設備は、当該ガス工作物又は当該移動式ガス発生設備からのガス又は液化ガスが漏えいした場合の火災等の発生を防止するため、その外面から火気を取り扱う設備（当該ガス工作物又は当該移動式ガス発生設備と一体となって製造又は供給の用に供するものを除く）に対し適切な距離を有しなければならない。	
	第 12 条 静電気除去	液化ガスを通ずるガス工作物には、当該ガス工作物に生ずる静電気を除去する措置を講じなければならない。ただし、当該静電気によりガスに引火するおそれがない場合にあっては、この限りでない。	
	第 13 条 ガスの置換等	ガス発生設備、ガス精製設備、排送機、圧送機、ガスホルダー及び附帯設備であって製造設備に属するもののガス又は液化ガスを通ずる部分（不活性のガス又は不活性の液化ガスのみを通ずるものを除く）は、ガス又は液化ガスを安全に置換できる構造でなければならない。	
	第 14 条 材料	一定のガス工作物の主要材料は、最高使用温度及び最	

		低使用温度において材料に及ぼす化学的及び物理的影響に対し、設備の種類、規模に応じて安全な機械的性質を有するものでなければならない。	
	第 15 条 構造等	<p>一定のガス工作物の構造は、供用中の荷重並びに最高使用温度及び最低使用温度における最高使用圧力に対し、設備の種類、規模に応じて適切な構造でなければならない。</p> <p>ガス工作物のうち、耐圧部分及び液化ガスを通ずる部分は、一定の場合を除き、適切な方法により耐圧試験を行ったときにこれに耐えるものでなければならない。</p> <p>ガス工作物のうち、ガス又は液化ガスを通ずる部分は、一定の場合を除き、適切な方法により気密試験を行ったとき漏えいがないものでなければならない。</p> <p>高圧のガス又は液化ガスを通ずるガス工作物の基礎の構造は、不等沈下等により当該ガス工作物に有害なひずみが生じないようなものでなければならない。</p>	
	第 16 条 溶接部分	<p>ガス工作物のガス又は液化ガスを通ずる部分であって、内面に零パスカルを超える圧力を受ける部分の溶接された部分は、溶込みが十分で、溶接による割れ等で有害な欠陥がなく、かつ、設計上要求される強度以上の強度でなければならない。</p> <p>一定のガス工作物であって、ガス又は液化ガスによる圧力を受ける部分を溶接する場合は、適切な機械試験</p>	

		<p>等により適切な溶接施工方法等であることをあらかじめ確認したものによらなければならない。</p> <p>一定のガス工作物であって、ガス又は液化ガスによる圧力を受ける部分の溶接された部分は適切な溶接設計により適切に溶接されたものであり、かつ、有害な欠陥がないこと及び適切な機械的性質を有することを適切な試験方法により適切に確認されたものでなければならない。</p>	
	第 17 条 安全弁	<p>ガス発生設備、ガス精製設備、ガスホルダー及び附帯設備（液化ガス用貯槽及び冷凍設備を除く）であって製造設備に属するもの（容器に限る）であって、最高使用圧力が高圧のもの若しくは中圧のもの又は液化ガスを通ずるもののうち、過圧が生ずるおそれのあるものには、その圧力を逃すために適切な安全弁を設けなければならない。この場合において、当該安全弁は、作動時に安全弁から吹き出されるガスによる障害が生じないように施設しなければならない。</p>	
	第 18 条 計測装置等	<p>ガス発生設備（移動式ガス発生設備を除く）、ガス精製設備、ガスホルダー、排送機、圧送機及び附帯設備であって製造設備に属するものには、ガス又は液化ガスを通ずる設備の損傷を防止するため使用の状態を計測又は確認できる適切な装置を設けなければならない。</p> <p>移動式ガス発生設備には、設備の損傷を防止するため</p>	

		使用の状態を計測又は確認できる適切な措置が講じられていなければならない。	
	第 19 条 警報装置	ガス発生設備（移動式ガス発生設備を除く）、ガス精製設備、ガスホルダー、排送機、圧送機及び附帯設備であつて製造設備に属するものには、ガス又は液化ガスを通ずる設備の損傷に至るおそれのある状態を検知し警報する適切な装置を設けなければならない。	
	第 20 条 誤操作防止及びインターロック	製造所、供給所又は移動式ガス発生設備に設置する遮断装置には、誤操作を防止し、かつ、確実に操作することができる措置を講じなければならない。 特定事業所に設置する高圧のガス若しくは液化ガスを通ずるガス工作物又は当該ガス工作物に係る計装回路には、当該設備の態様に応じ、保安上重要な箇所に、適切なインターロック機構を設けなければならない。 外部強制潤滑油装置を有する排送機又は圧送機には、当該装置の潤滑油圧が異常に低下した場合に、自動的に他の潤滑油装置を作動させ、又は自動的に排送機若しくは圧送機を停止させる装置を設けなければならない。	
	第 21 条 保安電力等	製造設備を安全に停止させるのに必要な装置その他の製造所及び供給所の保安上重要な設備には、停電等により当該設備の機能が失われることのないよう適切な措置を講じなければならない。	
	第 22 条 付臭措置	ガスの使用者及びガスを供給する事業を営む者に供給	

		<p>されるガス（ガスを供給する事業を営む者に供給されるものにあつては、低圧により供給されるものに限る）は、容易に臭気によるガスの感知ができるように、付臭されていなければならない。ただし、準用事業者がその事業の用に供するもの、中圧以上のガス圧力により行う大口供給の用に供するもの、適切な漏えい検知装置が適切な方法により設置されているもの（低圧により行う大口供給の用に供するもの及びガスを供給する事業を営む他の者に供給するものに限る）及びガスの空気中の混合容積比率が千分の一である場合に臭気の有無が感知できるものにあつては、この限りでない。</p>	
	第 23 条 計器室	<p>特定事業所に設置する計器室（ガス工作物を制御するための機器を集中的に設置している室をいう）は、緊急時においても当該ガス工作物を安全に制御できるものでなければならない。</p>	
特定ガス発生設備以外のガス発生設備等	第 25 条 低圧ガス発生設備等の圧力上昇防止装置	<p>ガス発生設備（最高使用圧力が低圧のものに限り、特定ガス発生設備並びに移動式ガス発生設備及び液化ガスを通ずるものを除く）及びガス精製設備（最高使用圧力が低圧のものに限る）であつて過圧が生ずるおそれのあるものには、その圧力を逃がすために適切な圧力上昇防止装置を設けなければならない。この場合において、当該圧力上昇防止装置は、その作動時に圧力上昇防止装置から吹き出されるガスによる障害が生じ</p>	

		ないように施設しなければならない。	
	第 26 条 遮断装置	製造設備（ガスホルダー、液化ガス用貯槽及び特定ガス発生設備を除く）には、使用中に生じた異常による災害の発生を防止するため、その異常が発生した場合にガス又は液化ガスの流出及び流入を速やかに遮断することができる適切な装置を適切な箇所に設けなければならない。	
	第 27 条 緊急停止装置	<p>ガス（不活性のガスを除く）を発生させる設備（特定ガス発生設備及び移動式ガス発生設備を除く）は、使用中に生じた異常による災害の発生を防止するため、その異常が発生した場合に迅速かつ安全にガスの発生を停止し、又は迅速かつ安全にガスを処理することができるものでなければならない。</p> <p>移動式ガス発生設備には、使用中に生じた異常による災害の発生を防止するため、その異常が発生した場合に迅速かつ安全にガスの発生を停止することができる装置を設けなければならない。</p>	
	第 28 条 移動式ガス発生設備の設置等	<p>移動式ガス発生設備は、ガス又は液化ガス（不活性のものを除く）が漏えいした場合の火災等の発生を防止するため、適切な場所に設置し、容易に移動又は転倒しないように適切な措置が講じられていなければならない。</p> <p>移動式ガス発生設備には、容器の腐食及び転倒並びに容器のバルブの損傷を防止する適切な措置を講じなけ</p>	

		<p>なければならない。</p> <p>容器又は容器の設置場所には、容器内の圧力が異常に上昇しないよう適切な温度に維持できる適切な措置を講じなければならない。</p>	
	第 29 条 冷凍設備の圧力上昇防止装置	<p>冷凍設備のうち冷媒ガスの通ずる部分であって過圧が生ずるおそれのあるものには、その圧力を逃がすために適切な圧力上昇防止装置を設けなければならない。</p> <p>この場合において、当該圧力上昇防止装置は、その作動時に圧力上昇防止装置から吹き出される冷媒による障害が生じないように施設しなければならない。</p>	
	第 30 条 ガスの逆流防止	<p>ガスの通ずる部分に直接液体又は気体を送入する装置を有する製造設備（移動式ガス発生設備を含む）は、送入部分を通じてガスが逆流することによる設備の損傷又はガスの大気への放出を防止するため逆流が生じない構造のものでなければならない。</p>	
	第 31 条 気化装置の構造	<p>気化装置（液化ガス（不活性のものを除く）を気化する装置）は、直火で加熱する構造のものであってはならない。</p> <p>温水で加熱する構造の気化装置であって、加熱部の温水が凍結するおそれのあるものには、これを防止する措置を講じなければならない。</p> <p>気化装置又はそれに接続される配管等には、気化装置から液化ガスの流出を防止する措置を講じなければならない。ただし、気化装置からの液化ガスの流出を考</p>	

		慮した設計である場合は、この限りでない。	
ガスホルダー及び液化ガス用貯槽	第 32 条 ガスホルダーの構造	<p>ガスホルダーであって、凝縮液により機能の低下又は損傷のおそれがあるものには、ガスホルダーの凝縮液を抜く装置を設けなければならない。</p> <p>ガスを貯蔵する部分の体積を変化させる方式のガスホルダーには、当該体積の変化を可能にする機構に起因して、ガスを貯蔵する機能が損なわれないよう適切な措置を講じなければならない。</p>	
	第 33 条 ガスホルダーの遮断装置	<p>ガスホルダーのガスを送り出し、又は受け入れるために用いられる配管には、ガスが漏えいした場合の災害の発生を防止するため、ガスの流出及び流入を速やかに遮断することができる適切な装置を適切な箇所に設けなければならない。</p>	
	第 34 条 表示	<p>液化ガス用貯槽（不活性の液化ガス用のものを除く）及びガスホルダー又はこれらの付近には、その外部から見やすいように液化ガス用貯槽又はガスホルダーである旨の表示をしなければならない。</p>	
	第 35 条 液化ガス用貯槽の安全弁等	<p>液化ガス用貯槽であって過圧が生ずるおそれのあるものには、その圧力を逃がすために適切な安全弁を設けなければならない。この場合において、当該安全弁は、その作動時に安全弁から吹き出されるガスによる障害が生じないように施設しなければならない。</p> <p>低温貯槽（圧力が零 Pa における沸点が零度以下の液化ガスを零度以下又は当該液化ガスの気相部における通</p>	



		<p>常の使用状態での圧力が 0.1MPa 以下の液体の状態で貯蔵するための貯槽をいう) には、負圧による破壊を防止するため、適切な措置を講じなければならない。ただし、不活性の液化ガス用のものにあつては、この限りでない。</p>	
	<p>第 36 条 液化ガス用貯槽の遮断装置</p>	<p>液化ガス用貯槽（埋設された液化ガス用貯槽にあつては、その埋設された部分を除く）又は最高使用圧力が高圧のガスホルダー及びこれらの支持物は、当該設備が受けるおそれのある熱に対し十分に耐えるものとし、又は適切な冷却装置を設置しなければならない。ただし、不活性の液化ガス用貯槽であつて、可燃性の液化ガス用貯槽の周辺にないものは、この限りでない。</p>	
	<p>第 37 条 耐熱措置</p>	<p>液化ガス用貯槽（埋設された液化ガス用貯槽にあつては、その埋設された部分を除く）又は最高使用圧力が高圧のガスホルダー及びこれらの支持物は、当該設備が受けるおそれのある熱に対し十分に耐えるものとし、又は適切な冷却装置を設置しなければならない。ただし、不活性の液化ガス用貯槽であつて、可燃性の液化ガス用貯槽の周辺にないものは、この限りでない。</p>	
	<p>第 38 条 防液堤</p>	<p>液化ガス用貯槽（不活性の液化ガス用のものを除く）には、当該貯槽からの液化ガスが漏えいした場合の災害の発生を防止するため適切な防液堤を設置しなけれ</p>	

		<p>ばならない。ただし、貯蔵能力が 1000t（特定事業所に設置されるものにあつては 500t）未満のもの及び埋設された液化ガス用貯槽であつて、当該貯槽の内の液化ガスの最高液面が盛土の天端面以下にあり、かつ、当該貯槽の液化ガスの最高液面以下の部分と周囲の地盤との間に空隙がないものは、この限りでない。</p> <p>前項の防液堤の外側から防災作業のために必要な距離の内側には、液化ガスの漏えい又は火災等の拡大を防止する上で支障のない設備以外の設備を設置してはならない。</p>	
	第 39 条 貯槽の防食措置	<p>液化ガス用貯槽（不活性の液化ガス用のものを除く）の埋設された部分には、設置された状況により腐食を生ずるおそれがある場合には、当該設備の腐食を防止するための適切な措置を講じなければならない。</p>	
特定ガス発生設備	第 41 条 構成等	<p>特定ガス発生設備（容器に附属する気化装置内においてガスを発生させるものを除く）は、以下に適合するものでなければならない。ただし、特定製造所において容器に充てんすることができる特定ガス発生設備であつて、当該容器の液化ガス量を確認できる装置を設けたものは、この限りでない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 容器の部分は、集合装置により連結される同一のガス発生能力を有する二系統の容器で構成される構造のものであること。</li> <li>・ 集合装置の部分には一の系統の容器から発生する</li> </ul>	

		<p>ガスの圧力が供給に支障のある圧力以下に低下した場合、自動的に他の系統の容器からガスが発生する装置を設けること。</p> <p>容器に附属する気化装置内においてガスを発生させる特定ガス発生設備の容器の部分には、当該容器内の液化ガスの量を確認することができる装置を設けなければならない。ただし、一の系統の容器内の液化ガスの量が供給に支障のある量以下に低下した場合、自動的に他の系統の容器から液化ガスが流出する装置を設けているものは、この限りでない。</p>	
	第 42 条 操作用電源停止時の措置	<p>容器に附属する気化装置内においてガスを発生させる特定ガス発生設備であって当該気化装置を電源によって操作するものは、自家発電機その他の操作用電源が停止した際にガスの供給を維持するための装置を設けなければならない。</p>	
	第 43 条 附属設備等	<p>特定ガス発生設備には、容器の腐食及び転倒並びに容器のバルブの損傷を防止する適切な措置を講じなければならない。</p> <p>容器又は容器の設置場所には、容器内の圧力が異常に上昇しないよう適切な温度に維持できる適切な措置を講じなければならない。</p>	
	第 44 条 準用	<p>第 6 条第 7 項（液化ガス用貯槽の離隔距離に関する規定（ただし、液化ガス用貯槽の相互間に係る部分に限る））及び第 36 条（液化ガス用貯槽の遮断装置）の規</p>	

		<p>定は、容器に準用する。</p> <p>第 37 条（耐熱措置）の規定は、高圧ガス保安法第 41 条に規定する容器以外の容器に準用する。</p> <p>第 31 条（気化装置の構造）の規定は、容器に附属する気化装置内においてガスを発生させる特定ガス発生設備に準用する。</p>	
導管	第 45 条 ガス栓の形状等	<p>ガス栓は、以下に適合するものでなければならない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ガス出口側の形状は、告示で定めるものにあつては告示で定める規格に適合すること。その他のものにあつては、適正な管、接続具等を接続した場合に、接続部の気密が確保できるものであること。</li> <li>・ 告示で定める着脱が容易なガス栓は、内部に過流出安全機構を有すること。</li> </ul>	
	第 46 条 水取り器	<p>水のたまるおそれのある導管には、適切な水取り器を設けなければならない。</p>	
	第 47 条 防食措置	<p>導管には、設置された状況により腐食を生ずるおそれがある場合にあつては、当該導管の腐食を防止するための適切な措置を講じなければならない。</p>	
	第 48 条 防護措置	<p>導管（最高使用圧力が低圧の導管であつて、内径が 100 mm 未満のものを除く）であつて、道路の路面に露出しているものは、車両の接触その他の衝撃により損傷のおそれのある部分に衝撃による損傷を防止するための措置を講じなければならない。</p> <p>道路に埋設される本支管（最高使用圧力が 5kPa 以上の</p>	

		<p>ポリエチレン管に限る。)には、掘削等による損傷を防止するための適切な措置を講じなければならない。</p> <p>道路以外の地盤面下に埋設される本支管（最高使用圧力が低圧のもの（ポリエチレン管にあつては、最高使用圧力が 5kPa を超えないものに限る）及び他工事による損傷のおそれのないものを除く）には、掘削等による損傷を防止するための適切な措置を講じなければならない。</p> <p>海底に設置される導管には、投錨等により導管が損傷を受けるおそれがある場合にあつては、損傷を防止するための適切な措置を講じなければならない。</p>	
	第 49 条 ガス遮断装置等	<p>最高使用圧力が高圧又は中圧の本支管には、危急の場合に、ガスを速やかに遮断することができる適切な装置を適切な場所に設けなければならない。</p> <p>最高使用圧力が低圧の本支管であつて、特定地下街等へのガスの供給に係るものには、当該特定地下街等において災害が発生した場合に、当該特定地下街等へのガスの供給を、当該災害により妨げられない箇所において、容易に遮断することができる適切な措置を講じなければならない。</p> <p>ガスの使用場所である一定の建物にガスを供給する導管には、危急の場合にガスを速やかに遮断することができる適切な装置を適切な場所に設けなければならない。</p>	

		<p>ガスの使用場所である地下室、地下街、その他地下であってガスが充満するおそれのある場所（以下「地下室等」という）にガスを供給する導管には、その地下室等の付近の適切な場所に、危急の場合に当該地下室等へのガスの供給を地上から速やかに遮断することができる適切な装置を設けなければならない。</p> <p>特定地下街等、特定地下室等、超高層建物及び特定大規模建物にガスを供給する導管（次項に規定するものを除く）には、その導管が当該建物の外壁を貫通する箇所の付近に、危急の場合に当該建物へのガスの供給を、当該建物内におけるガス漏れ等の情報を把握できる適切な場所から直ちに遮断することができる適切な装置を設けなければならない。</p> <p>最高使用圧力が中圧の導管であって、建物にガスを供給するもの（工場、廃棄物処理場、浄水場、下水処理場その他これらに類する場所、ガスが滞留するおそれのない場所に設置されるものを除く）には、その導管が当該建物の外壁を貫通する箇所の付近に、危急の場合に当該建物へのガスの供給を、当該建物内におけるガス漏れ等の情報を把握できる適切な場所から、直ちに遮断することができる適切な装置を設けなければならない。</p>	
	第 50 条 ガス遮断機能を有するガスメーター	<p>ガス事業者又は準用事業者がガスの使用者との取引のために使用するガスメーター（使用最大流量が毎時 16</p>	

		<p>m<sup>3</sup>以下、使用最大圧力が 4kPa 以下及び口径 250 mm以下のものに限る）は、ガスが流入している状態において、災害の発生のおそれのある大きさの地震動、過大なガスの流量又は異常なガス圧力の低下を検知した場合に、ガスを速やかに遮断する機能を有するものでなければならない（ただし、当該機能を有するガスメーターを取り付けることにつき、ガスの使用者の承諾を得ることができない場合、設置場所の状況により、当該機能が有効に働き得ない場合を除く）。</p> <p>一の団地内における供給地点の数が 300 未満の団地であって、当該団地にガスを供給する特定製造所に、250 ガルを超える地震動を継続して検知したときに、当該団地に対するガスの供給を速やかに遮断する設備を設置した場合には前項の規定（災害の発生するおそれのある大きさの地震動を検知した場合に係る部分に限る）は適用しない。</p>	
	第 51 条 漏えい検査	別紙参照。	
	第 52 条 導管の設置場所	<p>最高使用圧力が高圧の導管は、建物の内部又は基礎面下（当該建物がガスの供給に係るものを除く）に設置してはならない。</p> <p>特定地下街等又は特定地下室等にガスを供給する導管は、適切な方法により設置された適切なガス漏れ警報設備の検知区域（当該ガス漏れ警報設備の検知器がガス漏れを検知することができる区域をいう）におい</p>	

		<p>て、当該特定地下街等又は当該特定地下室等の外壁を貫通するように設置しなければならない。</p> <p>最高使用圧力が中圧の導管であって、建物にガスを供給するもの（次の各号に掲げるものを除く）は、適切な方法により設置された適切な自動ガス遮断装置又は適切なガス漏れ警報器の検知区域（当該自動ガス遮断装置又はガス漏れ警報器がガス漏れを検知できる区域をいう。以下同じ）において、当該建物の外壁を貫通するように、かつ、当該建物内において溶接以外の接合を行う場合にあっては、検知区域において接合するように設置しなければならない。</p>	
	第 52 条の 2 危険標識	<p>特定ガス発生設備により発生させたガスを供給するための導管を地盤面上に設置する場合においてその周辺に危害を及ぼすおそれのあるときは、その見やすい箇所に当該導管により供給するガスの種類、当該導管に異常を認めたときの連絡先その他必要な事項を明瞭に記載した危険標識を設けること。</p>	
	第 53 条 共同溝内の施設	<p>導管を共同溝に設置する場合は、ガス漏れにより当該共同溝及び当該共同溝に設置された他の物件の構造又は管理に支障を及ぼすことがないよう導管に適切な措置を講じ、かつ、適切な措置が講じられた共同溝内に設置しなければならない。</p>	
	第 54 条 防護の基準	<p>ガス事業者の掘削により周囲が露出することとなった導管は、一定の基準に適合するものでなければならな</p>	



		い。	
	第 55 条 ガス事業者以外の者の掘削により露出することとなった導管に対する措置	ガス事業者以外の者の掘削により周囲が露出することとなった導管は、一定の基準に適合するものでなければならない。	
整圧器	第 56 条 高圧整圧器の保安措置	最高使用圧力が高圧の整圧器には、ガスの漏えいによる火災等の発生を防止するための適切な措置を講じなければならない。	
	第 57 条 ガス遮断装置等	<p>整圧器は、以下に適合するものでなければならない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 入口には、ガス遮断装置を設けること。</li> <li>・ 入口には、不純物を除去する装置を設けること。</li> </ul> <p>ただし、一の使用者にガスを供給するためのものにあつては、この限りでない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 一の使用者にガスを供給するためのものには、ガスの圧力が異常に上昇することを防止する装置を設けること。</li> </ul>	
	第 58 条 浸水防止措置等	<p>浸水のおそれのある地下に設置する整圧器には、浸水を防止するための措置を講じなければならない。</p> <p>ガス中の水分の凍結により整圧機能を損なうおそれのある整圧器には、凍結を防止するための措置を講じなければならない。</p> <p>整圧器の制御用配管、補助整圧器その他の附属設備は、地震に対し耐えるよう支持されていなければならない。</p>	

昇圧供給装置	第 60 条 昇圧限界	昇圧供給装置の圧縮できるガスの量は、標準状態において毎時 18.5 m <sup>3</sup> 未満でなければならない。	
	第 61 条 安全措置等	<p>昇圧供給装置には、適切な過充てん防止措置を設けなければならない。</p> <p>昇圧供給装置には、当該装置の運転異常又は当該装置の取扱いにより障害を生じないように、適切な措置を講じなければならない。</p> <p>昇圧供給装置には、内部が容易に変更できないよう、適切な措置を講じなければならない。</p>	
	第 62 条 設置場所等	<p>昇圧供給装置は、屋外（向かいあう二方の壁面がない建造物内その他ガスの滞留するおそれのない建造物内を含む）に設置し、屋外で充てんしなければならない。ただし、十分な能力を備えた換気設備を有する屋外以外の場所において適切なガス漏れ警報器が適切な方法により設けられている場合は、この限りでない。</p> <p>昇圧供給装置は、容易に移動し又は転倒しないよう地盤又は建造物に固定しなければならない。</p>	
	第 63 条 点検	<p>昇圧供給装置は、設置の日以後 14 月に一回以上適切な点検を行い、装置の異常が認められなかったものでなければ使用してはならない。ただし、経済産業大臣（昇圧供給装置の設置の場所が一の産業保安監督部の管轄区域内のみにある場合は、当該昇圧供給装置の設置の場所を所管する産業保安監督部長）の承認を受けた場合は、この限りでない。</p>	



**第 51 条 漏えい検査**

道路に埋設されている導管（特定地下街等又は特定地下室等にガスを供給するものであって当該導管に関し第 49 条第 4 項に規定する装置が道路に設置されているものにあつては、当該道路に埋設されている本支管から当該装置までの部分に限る。）は、次の表の上欄に掲げる導管の種類ごとに、それぞれ同表の下欄に掲げる頻度で、適切な方法により検査を行い、漏えいが認められなかったものでなければならない。ただし、次の各号に掲げる場合は、この限りでない。

一 適切な漏えい検知装置が適切な方法により設置されている場合（当該装置が漏えいを検知することができる部分に限る。）

二 ポリエチレン管を使用している場合（当該使用している部分に限る。）

導管の種類	検査の頻度
(1) 最高使用圧力が高圧のもの	埋設の日以後1年に 1 回以上
(2) 告示で定める導管（以下「特定管理管」という。）であつてガス（5C、L1、L2 又は L3 のガスグループ（ガス用品の技術上の基準等に関する省令（昭和 46 年通商産業省令第 27 号）別表三の備考の適用すべきガスグループの項に掲げる 5C、L1、L2 又は L3 のガスグループをいう。以下同じ。）に属するものであって一酸化炭素を含むものに限る。）を通ずるもの（第 47 条に定める措置（当該部分にアスファルトを含む麻布を巻き付ける方法を除く。）その他当該導管からのガスの漏えいを防止するための適切な措置（以下本条において単に「措置」という。）が講じられたもの及び(1)に掲げるものを除く。）	埋設の日以後1年に 1 回以上
(3) (1)又は(2)に掲げるもの以外のもの	埋設の日以後4年に 1 回以上

2 道路に埋設されている導管からガス栓までに設置されている導管、ガスメーターコック、ガスメーター及びガス栓（特定地下街等又は特定地下室等にガスを供給するものを除く。）は、次の表の上欄に掲げるガス工作物の部分ごとに、それぞれ同表の下欄に掲げる頻度で、適切な方法により検査を行い、漏

えいが認められなかったものでなければならない。ただし、次の各号に掲げる場合は、この限りでない。

一 道路に埋設されている導管からガス栓までの間に、適切な漏えい検知装置が適切な方法により設置されている場合（当該装置が漏えいを検知することができる部分に限る。）

二 導管、ガスメーターコック、ガスメーター又はガス栓が設置されている場所に立ち入ることにつき、その所有者又は占有者の承諾を得ることができない場合

三 ポリエチレン管を使用している場合（当該使用している部分に限る。）

四 屋外において、埋設されていない部分がある場合（当該埋設されていない部分に限る。）

ガス工作物の部分	検査の頻度
(1) 本支管からガス栓までの間に絶縁措置が講じられており当該絶縁措置が講じられた部分からガス栓までの間でプラスチックにて被覆された部分	埋設の日以後 6 年に 1 回以上
(2) 特定管理管であってガス（5C、L1、L2 又は L3 のガスグループに属するものであって一酸化炭素を含むものに限る。）を通ずる部分（措置が講じられた部分を除く。）	埋設の日以後 1 年に 1 回以上
(3) (1)又は(2)に掲げる部分以外の部分	埋設の日以後 4 年に 1 回以上

3 特定地下街等又は特定地下室等にガスを供給する導管（第 1 項に規定する導管の部分を除く。）、ガスメーターコック、ガスメーター及びガス栓は、次の表の上欄に掲げるガス工作物の部分ごとに、それぞれ同表の下欄に掲げる頻度で、適切な方法により検査を行い、漏えいが認められなかったものでなければならない。ただし、次の各号に掲げる場合は、この限りでない。

一 道路に埋設されている導管からガス栓までの間に、適切な漏えい検知装置が適切な方法により設置されている場合（当該装置が漏えいを検知することができる部分に限る。）

二 導管、ガスメーターコック、ガスメーター又はガス栓が設置されている場所に立ち入ることにつき、その所有者又は占有者の承諾を得ることができない場合

三 ポリエチレン管を使用している場合（当該使用している部分に限る。）

四 屋外において、埋設されていない部分がある場合（当該埋設されていない部分に限る。）

ガス工作物の部分	検査の頻度
(1) 特定管理管であってガス（5C、L1、L2 又は L3 のガスグループに属するものであって一酸化炭素を含むものに限る。）を通ずる部分（措置が講じられた部分を除く。）	埋設の日以後1年に1回以上
(2) (1)に掲げる部分以外の部分	埋設の日以後1年に1回以上

4 第1項から前項までに規定する検査を、前回の検査の日から次に掲げる期間を経過した日（以下この項において「基準日」という。）前4月以内の期間に行った場合にあっては、基準日において当該検査を行ったものとみなす。

- 一 第1項の表(1)若しくは(2)、第2項の表(2)又は前項の表に規定する検査 1年
- 二 第2項の表(1)に規定する検査 6年
- 三 第1項の表(3)、第2項の表(3)に規定する検査 4年

### 高圧ガス保安法に基づく可燃性ガス（水素を含む）に関する主な技術上の基準

一般則：一般高圧ガス保安規則

液石則：液化石油ガス保安規則

コンビ則：コンビナート等保安規則

冷凍則：冷凍保安規則

高圧ガスの製造施設および製造方法に係る技術上の基準					
技術上の基準		一般則	液石則	コンビ則	冷凍則
製造施設の位置・構造および設備に係る技術上の基準	事業所の境界線明示、警戒標の掲示	6①一	6①一	5①一	7①二
	保安物件に対する設備距離	6①二	6①二	5①二～六	
	宿直施設までの距離			5①七	
	境界線までの距離			5①八	
	保安区画の面積			5①九	
	保安区画間の設備距離			5①十イ	
	燃焼熱量の数値			5①十ロ	
	製造設備と火気施設間の距離、流動防止措置等	6①三	6①七	5①十四	
	製造設備（可燃性ガス・酸素）間の距離	6①四		5①十一	
	貯槽（可燃性ガス・酸素）間の距離	6①五	6①八	5①十三	
	貯槽に可燃性ガスまたは特定不活性ガス（または液化石油ガス）の識別措置	6①六	6①九	5①二十九	
	可燃性ガス貯槽と高圧ガス設備および圧縮機との距離			5①十二	
	液化ガスの流出防止措置	6①七	6①十	5①三十五	7①十三
	防液堤内外の設置制限	6①八	6①十一	5①三十六	
	製造設備を設置する室のガス滞留防止構造	6①九	6①十二	5①五十一	7①三
	ガス設備の気密性能	6①十	6①十三	5①十五	
	耐圧試験・気密試験の合格	6①十一・十二	6①十七・十八	5①十七・十八	7①六
	高圧ガス設備の強度	6①十三	6①十九	5①十九	

ガス設備に使用する材料	6①十四	6①十四	5①十六	
設備の基礎の構造	6①十五	6①十五	5①二十三	
耐震設計による地震に対する安全構造	6①十七	6①二十	5①二十四	7①五
特殊反応設備に内部反応監視装置の設置			5①二十五	
特殊反応設備の危険状態防止装置			5①二十六	
特殊反応設備等の緊急遮断措置			5①二十七	
特殊反応設備等の緊急移送設備			5①二十八	
貯槽の沈下状況の測定と沈下時の対応措置	6①十六	6①十六	5①六十四	
温度計の設置および常用の温度範囲内に戻す措置	6①十八		5①二十	
圧力計および許容圧力以下に戻す圧力安全装置の設置	6①十九	6①二十一	5①二十一	7①七
安全弁、破裂板の開口部の位置	6①二十	6①二十二	5①二十二	7①九
低温貯槽の負圧防止措置	6①二十一	6①二十三	5①三十四	
液化ガス貯槽に液面計の設置	6①二十二	6①二十四	5①三十三	7①十・十一
特殊高圧ガス等の不活生ガス（特定不活性ガスを除く）置換等	6①二十三		5①四十	
貯槽に取り付けられた配管の二重バルブ化	6①二十四	6①二十五	5①四十三	
液化ガスが漏洩した際にすみやかに遮断する措置	6①二十五	6①二十六	5①四十四	
電気設備の防爆性能	6①二十六	6①二十七	5①四十八	7①十四
停電等により保安上必要な施設の機能が失われないための措置	6①二十七	6①三十二	5①五十	
火災等による容器破裂防止措置	6① 二 十八・二十八の二		5① 五 十八・五十八の二	
圧縮機と充填場所との間の障壁の設置	6① 二 十九・三十		5① 五 十九・六十	
ガス漏えい検知警報設備の設置	6①三十一	6①二十九	5①五十三	7①十五
貯槽および支柱の温度上昇防止措置	6①三十二	6①二十八	5① 三 十一・三十二	
毒性ガス配管の二重管化	6①三十六		5①四十二	
毒性ガス設備の除害措置	6①三十七		5①四十六	7①十六



静電気の除去措置	6①三十八	6①三十	5①四十七	
計装回路にインターロック機構の設置			5①四十九	
防消火設備の設置	6①三十九	6①三十一	5①五十四	7①十二
ベントスタックの高さ、位置、ガスの放出方法			5①五十五	
フレアスタックの高さ、位置、ガスの放出方法			5①五十六	
計器室の位置、構造等			5①六十一	
保安用不活性ガスの保有			5①六十二	
緊急時の通報のための措置	6①四十	6①三十三	5①六十三	
バルブ等の操作に係わる適切な措置	6①四十一	6①三十四	5①四十五	7①十七
容器置場、充填容器および残ガス容器の基準	6①四十二	6①三十五	5①六十五	
容器置場を明示、警戒標の掲示	6① 四 十 二 イ	6① 三 十 五 イ	5① 六 十 五 イ	
容器置場は2階建以下とする	6① 四 十 二 ロ	6③ 三 十 五 ロ	5① 六 十 五 ロ	
保安物件に対する置場距離	6① 四 十 二 ハ	6① 三 十 五 ハ	5① 六 十 五 二	
置場距離短縮のため障壁設置	6① 四 十 二 ニ	6① 三 十 五 二	5① 六 十 五 ホ	
充填容器置場の直射日光を遮るための措置	6① 四 十 二 ホ	6① 三 十 五 ホ	5① 六 十 五 ヘ	
自然発火に対して安全な容器置場	6① 四 十 二 ト		5① 六 十 五 チ	
特殊高圧ガス等を除害するための措置	6① 四 十 二 チ		5① 六 十 五 リ	
2階建容器置場の構造	6① 四 十 二 リ	6① 三 十 五 ト	5① 六 十 五 ロ	
消火設備の設置	6① 四 十 二 ヌ	6① 三 十 五 チ	5① 六 十 五 ル・6一	
導管の基準	6①四十三	6①三十六	9・10	
導管の架設、埋設等	6① 四 十 三 イ・ハ・ニ	6① 三 十 六 イ・ハ・二	9 一・三・ 四・10一	
高圧ガスの種類、連絡先等を記載した標識の設置	6① 四 十 三 ロ・ハ	6① 三 十 六 ロ・ハ	9 二・10 二	

耐圧試験・気密試験の合格	6① 四 十 三 ホ	6① 三 十 六 ホ	9 五・10 一	
導管の強度	6① 四 十 三 ヘ	6① 三 十 六 ヘ	9 六・10 一	
防食および応力を吸収するための措置	6① 四 十 三 ト	6① 三 十 六 ト	9 七・10 三	
常用の温度を超えない措置	6① 四 十 三 チ	6① 三 十 六 チ	9 八・10 一	
常用の圧力以下に戻す措置	6① 四 十 三 リ	6① 三 十 六 リ	9 九・10 一	
水分を除去する措置	6① 四 十 三 ヌ		9 十・10 一	
通報のための措置	6① 四 十 三 ル	6① 三 十 六 ヌ	9 十一	
導管に使用できる材料			10 四	
伸縮吸収措置			10 六	
導管等の接合方法			10 七・八	
地盤面下埋設の方法等			10 十	
道路下埋設の方法			10 十一・十 五	
線路敷下に埋設する方法			10 十二・十 七	
河川補全区域内に埋設する方法			10 十三	
地盤面上設置の方法等			10 十四	
河川等横断設置の方法等			10 十八～二 十一	
海底設置の方法等			10 二十二	
海面上に設置する方法等			10 二十三	
漏えい拡散防止措置等			10 二十四・ 二十五	
運転状態の監視装置・異常事態の 警報装置			10 二十六・ 二十七	
安全制御装置			10 二十八	
ガス漏えい検知警報設備			10 二十九	
市街地等を横断する導管に緊急遮 断装置の設置			10 三十	
内容物除去装置			10 三十一	
感震装置の設置			10 三十二	

	保安用接地等の設置			10 三十三	
	絶縁			10 三十四・ 三十五・三十六	
	落雷による導管への影響を回避するための措置			10 三十七	
	停電等により設備の機能を失わないための措置			10 三十八	
	巡回経路に巡回監視車、資機材倉庫等の設置			10 三十九	
	火気に対して安全な措置				7①一
	振動、衝撃、腐食により冷媒が漏えいしない構造				7①四
	吸収式アンモニア冷凍機の基準				7①九の二
	圧縮天然ガススタンドの技術上の基準	7		7	
	液化天然ガススタンドの技術上の基準	7 の 2		7 の 2	
	圧縮水素スタンドの技術上の基準	7 の 3		7 の 3	
	顧客に自ら圧縮水素の充填に係る行為をさせる圧縮水素スタンドに係る技術上の基準	7 の 4			
	移動式製造設備の技術上の基準	8①	9①③		
	移動式圧縮水素スタンドの技術上の基準	8 の 2			
製造方法に係る技術上の基準	高压ガスの製造の際の基準	6②一	6②一	5②一	
	安全弁等の止め弁は常時全開	6②一イ	6②一イ	5②一イ	
	空気分離器内液化酸素中の炭化水素蓄積防止措置	6②一口		5②一口	
	可燃性ガスと酸素の混合圧縮の禁止	6②一ハ		5②一ハ	
	アセチレンガスの 2.5MPa 超圧縮時に希釈剤の添加	6②一二		5②一二	
	貯槽に液化ガス充填時の容量制限	6②ニイ	6②一口	5②ニイ	
	容器に高压ガス充填前の音響検査の実施	6②ニロ		5②ニロ	
	車輛に固定した容器への充填時の車止めの設置	6②二八	6②一八	5②ニハ	

アセチレンガス充填中・充填後の 容器の圧力	6②二ニ		5②二ホ	
酸化エチレン充填前後の貯槽等の 内部ガス置換	6②二ホ		5②二へ	
充填容器等を加熱するときの方法	6②二チ	6②一ホ	5②二リ	
一定期間経過した複合容器等への 充填禁止	6②二リ・ ヌ・ル		5②二ヌ・ ル・ヲ	
圧縮水素運送自動車用容器を 65℃ 以下に保持	6②二ヲ		5②二ワ	
高压ガスの充填後の漏えい、爆発 等の防止措置	6②三	9②	5②三	
アセチレンの多孔質物内蔵容器へ の充填	6②三イ		5②三イ	
シアン化水素充填時の安定剤の添 加等	6②三口		5②三口	
シアン化水素充填後の容器の静置 等	6②三八		5②三八	
酸化エチレンの充填方法	6②三ニ・ ホ		5②三ニ・ ホ	
製造施設の日常点検の実施	6②四	6②四	5②五	
設備の修理、清掃時の措置	6②五	6②五	5②六	
バルブに過大な力を加えない措置	6②六	6②六	5②七	
エアゾール製造の基準	6②七	6②三	5②四	
容器置場および充填容器等の基準	6②八	6②七	5②八	
充填容器と残ガス容器の区分	6②ハイ	6②七イ	5②ハイ	
可燃性ガス、毒性ガス、酸素の充 填容器の区分	6②ハロ		5②ハロ	
容器置場には計量器等以外必要な ものは置かないこと	6②八八	6②七ロ	5②八八	
容器置場の周囲 2m 以内の火気使用 禁止等	6②八二	6②七八	5②八二	
充填容器の温度を 40℃以下に保持	6②八ホ	6②七二	5②八ホ	
圧縮水素運送自動車用容器を 65℃ 以下に保持	6②八へ		5②八へ	
充填容器等の転落、転倒等の防止 措置	6②八ト	6②七ホ	5②八ト	
容器置場への携帯電燈以外の燈火 による立入禁止	6②八チ	6②七へ	5②八チ	

	移動式製造設備の技術上の基準	8②	9②④		
	連絡方法の周知等			11	

高圧ガスの貯蔵所および貯蔵方法に係る技術上の基準				
技術上の基準		一般則 22・23 で準用 する 6①及び 18	液石則 22・23 で準用 する 6①及び 19	冷凍則 20 で 準用する 27②
貯蔵所の位置、 構造および設備に係る技術上の基準	事業所の境界線明示、警戒標の掲示	6①一	6①一	
	保安物件等に対する設備距離	6①二	6①二	
	製造設備と火気施設間の距離、流動防止措置等	6①三	6①七	
	貯槽（可燃性ガス・酸素）間の距離	6①五	6①八	
	貯槽に可燃性ガスまたは特定不活性ガス（または液化石油ガス）の識別措置	6①六	6①九	
	液化ガスの流出防止措置	6①七	6①十	
	防液堤内外の設置制限		6①八	
	製造設備を設置する室のガス滞留防止構造		6①九	
	耐圧試験・気密試験に合格		6①十一・十二	
	高圧ガス設備の強度		6①十三	
	ガス設備に使用する材料		6①十四	
	設備の基礎の構造		6①十五	
	耐震設計による地震に対して安全な構造		6①十七	
	貯槽の沈下状況の測定と沈下時の対応措置		6①十六	
	温度計の設置および常用の温度範囲内に戻す措置	6①十八		
	圧力計および許容圧力以下に戻す圧力安全装置の設置		6①十九・二十	
	安全弁、破裂板の開口部の位置		6①二十	
	低温貯槽の負圧を防止する措置		6①二十一	
	液化ガス貯槽に液面計の設置		6①二十二	
	貯槽に取り付けられた配管の二重バルブ化		6①二十四	

	液化ガスが漏洩した際にすみやかに遮断する措置		6①二十五	
	ガス漏えい検知警報設備の設置		6①三十一	
	貯槽および支柱の温度上昇防止措置		6①三十二	
	毒性ガス配管の二重管化		6①三十六	
	毒性ガス設備の除害措置		6①三十七	
	静電気の除去措置		6①三十八	
	防消火設備の設置		6①三十九	
	通報のための措置		6①四十	
	バルブ等の操作に係わる適切な措置		6①四十一	
	容器置場、充填容器および残ガス容器の基準		6①四十二	
	容器置場を明示、警戒標の掲示		6①四十二イ	
	保安物件に対する置場距離		6①四十二八	
	置場距離短縮のため障壁設置		6①四十二ニ	
	充填容器置場の直射日光を遮るための措置		6①四十二ホ	
	滞留しない構造		6①四十二ヘ	
	自然発火に対して安全な容器置場		6①四十二ト	
	特殊高圧ガス等を除害するための措置		6①四ト二チ	
	消火設備の設置		6①四十二ヌ	
貯蔵方法に係る技術上の基準	貯槽により貯蔵する場合の基準	18 一	19 一	
	通風の良い場所に設置された貯槽によりすること	18 一イ・二イ	19 一イ・二ロ	
	周囲 2m 以内火気使用禁止	18 一ロ	19 一ロ	
	液化ガスの貯蔵は貯槽内容積の 90%以下	18 一ハ	19 一ハ	
	貯槽の修理・清掃時の基準	18 一二	19 一二	
	貯槽の沈下状況の測定と沈下時の対応措置	18 一ホ	19 一ホ	

バルブに過大な力を加えない措置	18 一へ	19 一へ	
容器により貯蔵する場合の基準	18 二	19 二	
容器置場および充填容器等の基準	18 二ロ	19 二ニハ	
シアン化水素の充填容器の点検	18 二ハ		
シアン化水素は容器に充填後 60 日を超えないこと	18 二ニ		
貯蔵は車輛等に固定または積載容器によりしないこと	18 二ホ	19 二イ	
15 年を経過した一般複合容器等に貯蔵しないこと	18 二へ・三	19 二ハ	
冷凍設備の転落・転倒防止措置			27 二



高圧ガスの販売業者等に係る技術上の基準			
技術上の基準	一般則	液石則	冷凍則
引渡し先の保安状況を明記した台帳を備えること（圧縮水素を燃料として使用する車輛に固定した燃料装置用容器に充填する圧縮水素を販売する場合を除く）	40 一	41 一	27 三
充填容器（または冷凍設備）の引渡しは、外面に腐食、割れ等漏えいのないものをもってすること	40 二	41 二	27 一
充填容器の引渡しは省令で定める期間を 6 ヶ月以上経過していないものであり、その旨が明示されていること	40 三	41 三	
一般消費者に販売するときの消費設備の基準	40 四	41 四	
2m 以内にある火気を遮る措置を講じ、屋外に置くこと	40 四イ	41 四イ	
充填容器には湿気、水蒸気等による腐食を防止する措置を講ずること	40 四ロ	41 四ロ	
充填容器等は常に温度 40℃以下に保つこと	40 四ハ	41 四ハ	
充填容器（または冷凍設備）の転落、転倒等の防止措置	40 四二	41 四二	27 二
充填容器と閉止弁間に基準に適合する調整器設置	40 四ホ	41 四ホ	
充填容器と調整器間の配管は刻印等に表示された耐圧試験、気密試験に合格したものを使用すること	40 四ヘ	41 四ヘ	
硬質管以外の管と硬質管または調整器と接続するときはホースバンドで締め付ける等の措置を施すこと	40 四ト	41 四ト	
調整器と閉止弁間の配管は 4.2KPa 以上で行う気密試験に合格すること	40 四チ		
一般消費者に販売する者は配管の気密試験の設備を備えること	40 五	41 五	

高圧ガスの移動に係る保安上の措置および技術上の基準		
技術上の基準	一般則	液石則
車輛に警戒標をかかげること	49①一・50 一	48 一・49 一
集結容器を緊結するための措置	49①二イ	
容器ごとに容器元弁を設置	49①二ハ	
充填管に緊急脱圧弁等を設置	49①二ニ	
2 以上の容器を 1 つのフレームに固定し、車輛に固定する場合の基準	49①二	
集合容器を適切に固定するための措置	49①二ロ	
容器ごとに容器元弁を設置	49①二ハ	
充填管に緊急脱圧弁等を設置	49①二ニ	
15 年を経過した一般複合容器等の移動禁止	49①三・50 三・四	48 一の二・49 一の二
充填容器（圧縮水素運送自動車用容器を除く）の温度を 40℃以下に保持	49①四・50 二	48 二・49 二
圧縮水素運送自動車用容器を 65℃以下に保持	49①二十二	
液化ガス充填容器に防波板設置	49①五	48 三
高さ検知棒設置	49①六	48 四
容器元弁等と後バンパとの水平距離保持	49①七・八	48 五・六
附属品操作箱の設置等	49①九	48 七
突出した附属品の損傷による漏えい防止措置	49①十	48 八
ガラス等液面計の使用禁止	49①十一	48 九
バルブ等の開閉状態等の識別	49①十二	48 十
移動開始終了時の点検・異常発見時の措置	49①十三	48 十一
消火設備および応急措置に必要な資材・工具の携行	49①十四・50 九	48 十二・49 五
駐車中、食事等以外車輛を離れないこと	49①十六・50 十二	48 十三・49 七
移動監視者の選任	49①十七・50 十三	48 十四・49 八
移動監視者の免状または修了証の携帯義務	49①十八・50 十三	48 十五・49 八
事故発生時等のための事前措置	49①十九・50 十三	48 十六・49 八
荷送人へ確実に連絡するための措置	49①十九イ・50 十三	48 十六イ・49 八
事故発生時等の応援を受けるための措置等	49①十九ロ・50 十三	48 十六ロ・49 八
災害の発生または拡大の防止のため必要な措置	49①十九ハ・50 十三	48 十六ハ・49 八
一定運転時間を超えての移動は、運転者 2 人を充てること	49①二十・50 十三	48 十七・49 八
注意事項記載の書面を交付し、携帯、遵守させる	49①二十一・50 十四	48 十八・49 八・九
充填容器等の転落、転倒等を防止する措置	50 五	49 四
同一の車輛に積載して移動しないこと	50 六	
充填容器等と消防法危険物	50 六イ	49 六

塩素とアセチレン、アンモニア、水素の充填容器	50 六ロ	
充填容器等のバルブが相互に向きあわないこと	50 七	

※導管による輸送に関する技術上の基準については、製造設備における導管に関する技術上の基準を準用している（法 23 条 3 項・一般則 53 条・同 6 条 43 号）

高圧ガスの消費者に係る技術上の基準			
技術上の基準		一般則	液石則
施設の位置・構造および設備	事業所の境界線明示、警戒標の掲示	55①一	53①一
	保安物件等に対する設備距離	55①二	53①二
	消費設備と火気との距離、流動防止措置等	55①三	53①三
	消費設備を設置する室のガス滞留防止構造	55①四・60②	53①四
	消費設備に使用する材料	55①五	53①七
	設備の基礎の構造	55①六	53①八
	耐圧試験・気密試験に合格	55①七	53①六
	設備の強度	55①八	53①九
	特殊高圧ガス消費設備の排気ダクトの系統別化	55①九	
	特殊高圧ガス消費設備の排気ダクトの気密構造	55①十	
	ジシラン、ホスフィン、モノシランの排気ダクトの定期的点検	55①十一	
	特殊高圧ガス消費設備を設置する室の構造	55①十二・60②	
	圧力計および許容圧力以下に戻す圧力安全装置の設置	55①十三	53①十一
	安全弁、破裂板の開口部の位置	55①十四	
	逆流防止装置の設置	55①十五	
	低温貯槽の負圧を防止する措置	55①十六	53①十
	特殊高圧ガス消費設備の不活性ガス（特定不活性ガスを除く）置換等	55①十七・②四・60②	
	特殊高圧ガス等漏洩時にすみやかに遮断する措置	55①十八	
	特殊高圧ガスの排気ダクトに微差圧計設置等	55①十九	
	停電等により機能が失われないための措置	55①二十	
	特殊高圧ガスの除害措置	55①三十一・二十二・60②	
	特殊高圧ガス等配管の接合方法	55①二十三	
	特殊高圧ガス等配管の二重管化	55①二十四	
	静電気の除去措置	55①二十五・60①十一	53①十二・58十

	ガス漏えい検知警報設備の設置	55①二十六	53①五・58 一
	防消火設備の設置	55①二十七・60①十二	53①十三
	緊急時に連絡をすみやかに行うための措置	55①二十八	
	バルブ等の操作に係わる適切な措置	55①二十九・60①五	53①十四・58 十
	貯槽の沈下状況の測定と沈下時の対応措置	55①三十	53①十五
消費の方法	5m 以内の火気使用禁止	55②一・60②十	53②一・58 七・十
	消費施設の日常点検の実施	55②三・60①十八	53②二・58 十
	設備の修理、清掃時の措置	55②五・60①十七	53②三・58 十
	バルブに過大な力を加えない措置	55②六・60①六	53②四・58 十
	充填容器のバルブの開閉	60①一	58 一
	充填容器等の転落、転倒等の防止措置	60①二	58 二
	充填容器等を加熱するときの方法	60①三	58 三
	充填容器の湿気、水滴等による腐食防止措置	60①四	58 四
	通風のよい場所で容器を温度 40℃以下に保つこと	60①七	58 五
	シアン化水素の消費の方法	60①八	
	酸化エチレンの消費の方法	60①九	
	溶接用等のアセチレンガスの消費の方法	60①十三	
	溶接用等天然ガスの消費の方法	60①十四	
	消費後の措置	60①十六	58 六
	一般複合容器の水中での使用禁止	60①十九	58 十一

高圧ガスの廃棄に係る技術上の基準			
技術上の基準	一般則	液石則	冷凍則
廃棄は容器とともに行わないこと	62 一	60 一	
可燃性ガスまたは特定不活性ガスの廃棄は火気、引火・発火性の物をたい積した場所周辺を避け、通風のよい場所で少量ずつ放出すること	62 二	60 二	34 一
継続、反復廃棄はガスの滞留を検知する措置を講ずること	62 四	60 三	
廃棄した後はバルブを閉じ、容器の転倒およびバルブの損傷を防止する措置を講ずること	62 六	60 四	
充填容器のバルブは静かに開閉すること	62 七		
充填容器等、バルブおよび配管の加熱方法	62 八	60 五	
熱湿布を使用すること	62 八イ	60 五イ	
40℃以下の温湯その他を使用すること	62 八ロ	60 五ロ	
空気調和設備を使用すること	62 八ハ	60 五ハ	

## 電気事業法・電気用品安全法における技術基準の適用の整理

## 1. 電気事業法・電気用品安全法における技術基準の適用の整理

	定義	技術基準	技術基準適合義務の違い
事業用電気工作物	一般用電気工作物 <u>以外</u> の電気工作物（電気事業法 38 条 2 項、2 条 1 項 18 号）	<p>電気事業法 39 条 1 項、<u>電気設備に関する技術基準を定める省令</u>、電気設備に関する技術基準を定める省令の解説、電気設備の技術基準の解釈、電気設備の技術基準の解釈の解説</p> <p>※省令である「電気設備に関する技術基準を定める省令」について、①「電気設備に関する技術基準を定める省令の解説」、②「電気設備の技術基準の解釈」の 2 つの通達に加え、③ ②を解説する「電気設備の技術基準の解釈の解説」の計 3 つの通達がある関係にある。</p> <p>※発電設備については、例えば「発電用火力設備に関する技術基準を定める省令」においては、一定の火力発電設備に同省令が適用される旨明記されている（同省令 1 条）。一方で、「電気設備に関する技術基準を定める省令」においては、1 条等において、各用語が定義されており、送配電設備、受電設備等の基準を規定している。</p> <p>※発電設備に関する技術基準については省略。</p>	・技術基準適合維持義務（電気事業法 39 条 1 項）、国による技術基準適合命令（電気事業法 40 項）
自家用電気工作物	一般送配電事業、送電事業、特定送配電事業、一定の	技術基準については同上。	・技術基準適合維持義務（電

	要件の発電事業（基本的には出力合計が 200 万 kw 超の発電事業をいう（電気事業法施行規則 48 条の 2）。）の用に供する電気工作物及び一般用電気工作物 <u>以外</u> の電気工作物（電気事業法 38 条 3 項、2 条 1 項 18 号） （例） <u>工場・ビル等の 600V を超えて受電する受電設備</u>		気事業法 39 条 1 項）、国による技術基準適合命令（電気事業法 40 項）
一般用電気工作物	①(i) <u>他の者</u> （「他の者」とは、ほとんどの場合は一般送配電事業者又は特定送配電事業者であるが、27 条の 30 第 1 項の許可を受けて特定供給を行う者である場合もある（経済産業省・資源エネルギー庁電力・ガス事業部産業保安グループ編『電気事業法の解説』 <sup>1</sup> （以下「電気法解説」という。）421 頁）。）から経済産業省令で定める <u>電圧以下</u> （600V（電気事業法施行規則 48 条 4 項））の電圧で <u>受電</u> （「受電」とは、構外の電線路から電気の供給を受けることをいう（電気法解説 420 頁）。）し、(ii)その受電の場所と <u>同一の構内</u> （「構内」については定義規定はないが、柵、塀、堀等によって明確に区切られており、一般人が自由に立ち入ることがない区域をいう（電気法解説 420 頁）。） <u>においてその受電に係る電気を使用するための電気工作物</u> （これと同一の構内に、かつ、電氣的に接続して設置する小出力発電設備を含む。）であって、(iii)その <u>受電のための電線路以外の電線路によりその構内以外の場所にある電気工作物と電氣的に接続されていないもの</u> （電気事業法 38 条 1 項 1 号、2 条 1 項 18 号）。但し、②小出力発電設備以外の発電用の電	技術基準については同上。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・国による技術基準適合命令（電気事業法 56 条）及び電力会社等による技術基準適合性の調査の義務（電気事業法 57 条）があるものの、技術基準適合維持義務はない。</li> <li>・電気工事士等は、一般用電気工作物に係る電気工事を行う際は、左記の技術基準に適合するようにその作業をしなければならない（電気工事士法 5 条）。</li> <li>・電気工事士法の対象とすることにより施工段階での保安を確保するとともに、技術基準適合命令により使用段階で不良改善を確保する建付け。</li> </ul>

<sup>1</sup> [https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/shiryo\\_joho/data/2020.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/shiryo_joho/data/2020.pdf)



	<p>気工作物と同一の構内（これに準ずる区域内を含む。以下同じ。）に設置するもの、又は、③爆発性若しくは引火性の物が存在するため電気工作物による事故が発生するおそれが多い場所であって、経済産業省令で定めるもの（火薬類取締法 2 条 1 項に規定する火薬類（煙火を除く。）を製造する事業場、及び、鉱山保安法施行規則が適用される鉱山のうち、同令 1 条 2 項 8 号に規定する石炭坑（電気事業法施行規則 48 条 3 項））に設置するものを除く。</p> <p>（例）<u>一般家庭、商店、コンビニ、小規模事務所等の 600V 以下で受電する受電設備</u></p> <p>※電気事業法 38 条 1 項 2 号において、一般用電気工作物として、一定の要件を満たす小出力発電設備等について定義されているが、基本的に上記と同様の要件であるため、省略している。</p> <p>※電気事業法 38 条 1 項 3 号に基づく具体的な指定はなされていない（電気法解説 421 頁）。</p>		
特定電気用品	<p>構造又は使用方法その他の使用状況からみて特に危険又は障害の発生するおそれが多い電気用品であって、政令で定めるもの（電気用品安全法 2 条 2 項、1 項、電気用品安全法施行令 1 条の 2、別表第一、電気用品の範囲等の解釈について<sup>2)</sup>）</p> <p>具体的には、<u>電気用品安全法施行令別表第一に列挙されたものをいう。</u></p> <p>※電気用品安全法の規制対象となるかは、産業用、業</p>	<p>電気用品安全法 8 条 1 項、<u>電気用品の技術上の基準を定める省令</u>、電気用品の技術上の基準を定める省令の解釈について</p> <p>※「電気用品の技術上の基準を定める省令の解釈について」において、電気用品の分類毎に具体的基準が示されている。</p>	<p>・事業者は、電気用品を製造・輸入する場合、技術基準に適合するようにしなければならない（電気用品安全法 8 条 1 項）。加えて、事業者は、特定電気用品の販売前に、第三者による技術基準適合検査（電気用品安全法 9</p>

<sup>2)</sup> [https://www.meti.go.jp/policy/consumer/seian/denan/file/04\\_cn/scope/haninokaishaku\\_180201.pdf](https://www.meti.go.jp/policy/consumer/seian/denan/file/04_cn/scope/haninokaishaku_180201.pdf)

	<p>務用、医療用等の用途によらず、電気用品安全法施行令の別表第一、別表第二で規定された電気用品名、電気的仕様（定格消費電力等）の範囲内であれば「電気用品」に該当する<sup>3</sup>。</p>		<p>条）を受けなければならない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・製造・輸入段階での品質を確保（第三者による適合性検査・技術基準適合義務）するとともに、技術基準適合命令（電気用品安全法 11 条）により使用段階で不良改善を確保する建付け。</li> </ul>
<p>特定電気用品以外の電気用品</p>	<p>①一般用電気工作物の部分となり、又はこれに接続して用いられる機械、器具又は材料であって、政令で定めるもの、②携帯発電機であって、政令で定めるもの、③蓄電池であって、政令で定めるもの（電気用品安全法 2 条 1 項各号、電気用品安全法施行令 1 条、別表第二、電気用品の範囲等の解釈について）</p> <p>具体的には、<u>電気用品安全法施行令別表第二に列挙されたものをいう。</u></p> <p>※電気用品安全法の規制対象となるかは、産業用、業務用、医療用等の用途によらず、電気用品安全法施行令の別表第一、別表第二）で規定された電気用品名、電気的仕様（定格消費電力等）の範囲内であれば「電気用品」に該当する<sup>4</sup>。</p>	<p>電気用品安全法 8 条 1 項、<u>電気用品の技術上の基準を定める省令</u>、電気用品の技術上の基準を定める省令の解釈について</p> <p>※「電気用品の技術上の基準を定める省令の解釈について」において、電気用品の分類毎に具体的基準が示されている。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・事業者は、電気用品を製造・輸入する場合、技術基準に適合するようにしなければならない（電気用品安全法 8 条 1 項）。</li> <li>・製造・輸入段階での品質を確保（技術基準適合義務のみ）するとともに、技術基準適合命令（電気用品安全法 11 条）により使用段階で不良改善を確保する建付け。</li> </ul>

<sup>3</sup> [https://www.meti.go.jp/policy/consumer/seian/denan/file/97\\_faq/sangyouyou\\_gyoumuyou.pdf](https://www.meti.go.jp/policy/consumer/seian/denan/file/97_faq/sangyouyou_gyoumuyou.pdf)

<sup>4</sup> [https://www.meti.go.jp/policy/consumer/seian/denan/file/97\\_faq/sangyouyou\\_gyoumuyou.pdf](https://www.meti.go.jp/policy/consumer/seian/denan/file/97_faq/sangyouyou_gyoumuyou.pdf)

## 2. 補足

### (1) 電気保安の法体系

電気保安に関する規制としては、電気事業法（電気工作物の保安確保のための規制）、電気工事士法（電気工事の作業を行う者の資格に関する規制）、電気工事業の業務の適正化に関する法律（電気工事業を営む者に対する規制）及び電気用品安全法（消費者の利益保護の観点から電気用品を規制）があり、慣例的に「電気保安四法」と呼ばれている。各法の目的の詳細は那覇産業保安監督事務所「電気保安規制の概要」<sup>5</sup>の2～6 頁も参照されたい。

### (2) 電気工作物の技術基準に関する補足

技術基準を定める主務省令は以下のとおりであるが、電気を需要する側の設備に関する技術基準は「電気設備に関する技術基準を定める省令」である。

①発電用水力設備に関する技術基準を定める省令	ダム、水路、水車及び地下発電所、貯水池及び調整池等について、材質、構造、強度等が定められている。
②発電用火力設備に関する技術基準を定める省令	ボイラー、蒸気タービン、ガスタービン、内燃機関とそれぞれの附属設備及び燃料電池、液化ガス設備、ガス化炉設備、廃棄物固形化燃料の貯蔵設備、スターリングエンジンとその附属設備等について、その安全性、構造、非常停止装置等が定められている。
③発電用原子力設備に関する技術基準を定める命令	原子炉施設の材質、構造、耐震性等が定められている。
④発電用風力設備に関する技術基準を定める省令	風車について、支持物、保護装置等が定められている。
⑤電気設備に関する技術基準を定める省令 ※本省令については電気事業法39条1項、56条1項に基づく	発・変電所、電線路、電力保安通信設備、電気使用場所の施設等について離隔距離、絶縁耐力等が定められている。
⑥原子力発電工作物に係る電気設備に関する技術基準を定める	原子力発電工作物の電気設備について、絶縁耐力等が定められている。

<sup>5</sup> [https://www.safety-naha.meti.go.jp/denkihoan/sg-kaigi/2020fy/files/1\\_R02jikojirei.pdf](https://www.safety-naha.meti.go.jp/denkihoan/sg-kaigi/2020fy/files/1_R02jikojirei.pdf)

命令	
⑦発電用太陽電池設備に関する技術基準を定める省令 ※本省令については電気事業法 39 条 1 項、56 条 1 項に基づく	太陽電池モジュールを支持する工作物及び地盤に関する技術基準が定められている。

### (3) 電気用品に関する補足

「電気用品」は、電気用品安全法施行令において現在 457 品目指定されているが、関東電気保安協会「電気と保安」（2020 年 9・10 月号）<sup>6</sup>の 18 頁の Q2 によれば、対象となる電気用品の大半が「一般用電気工作物の部分となり、又はこれに接続して用いられる機械、器具又は材料であって、政令で定めるもの」に分類され、国内で 100V コンセントに接続して使用される電気製品は、ほとんどすべてが対象とってよいとのことである。但し、パソコン本体、プリンター等の電子機器、生ゴミ処理機、直流機器等は「電気用品」に指定されておらず、電気用品安全法の規制の対象外となっている。

「電気用品」の区分及び規制の概要は、経済産業省製品安全課「電気用品安全法 法令業務実施手引書（Ver 4.1）～製造・輸入事業者向け～」<sup>7</sup>の 6～11 頁の「1.1. 電気用品安全法の枠組みについて」も参照されたい。

<sup>6</sup> [https://www.kdh.or.jp/pdf/safe/es2020\\_09\\_10.pdf](https://www.kdh.or.jp/pdf/safe/es2020_09_10.pdf)

<sup>7</sup> [https://www.meti.go.jp/policy/consumer/seian/denan/file/06\\_guide/denan\\_guide\\_ver41.pdf](https://www.meti.go.jp/policy/consumer/seian/denan/file/06_guide/denan_guide_ver41.pdf)

### 水素受入等設備に適用され得る高圧ガス保安法上の主な技術上の基準

#### 1. コンビナート等保安規則に定める製造施設に係る主な技術上の基準

主な技術上の基準								
(a)	<p>可燃性ガスの製造施設は、その貯蔵設備及び処理設備（経済産業大臣が定めるものを除く。）の外面から、保安距離（保安物件に対し、五十メートル又は次に掲げる算式により得られた距離（可燃性ガス低温貯槽について当該得られた距離が液化石油ガス保安規則第六条第一項第二号若しくは第八条第一項第一号又は一般高圧ガス保安規則第六条第一項第二号の規定の例による距離（第一種保安物件に対するものに限る。）に満たない場合にあっては、当該規定の例による距離）のいずれか大なるものに等しい距離以上の距離）を有すること。ただし、経済産業大臣がこれと同等の安全性を有するものと認めた措置を講じている場合は、この限りでない。</p> <p><math display="block">X=0.480\times 3\sqrt{K\cdot W}</math></p> <p>この式において、X、K及びWは、それぞれ次の数値を表すものとする。</p> <p>X 有しなければならない距離（単位　メートル）の数値</p> <p>K ガスの種類及び常用の温度の区分に応じて別表第二に掲げる数値</p> <p>W 貯蔵設備又は処理設備の区分に応じて次に掲げる数値</p> <p>貯蔵設備　液化ガスの貯蔵設備にあつては貯蔵能力（単位　トン）の数値の平方根の数値（貯蔵能力が一トン未満のものにあつては、貯蔵能力（単位　トン）の数値）、圧縮ガスの貯蔵設備にあつては貯蔵能力（単位　立方メートル）を当該ガスの常用の温度及び圧力におけるガスの質量（単位　トン）に換算して得られた数値の平方根の数値（換算して得られた数値が一未満のものにあつては、当該換算して得られた数値）</p> <p>処理設備　処理設備内にあるガスの質量（単位　トン）の数値</p>							
(b)	<p>次の表の第一欄に掲げる製造施設に対する前号の規定の適用については、同欄に掲げる製造施設の区分に応じ、同表の第二欄に掲げる字句は、それぞれ同表の第三欄に掲げる字句とする。</p> <table><tr><td>製造施設の区分</td><td>読み替 えられ る字句</td><td>読み替える字句</td></tr><tr><td>一　既存製造施設の うち、防護壁を設置 しているもの（第四 項に規定する貯槽を</td><td>0.4 80</td><td>0.290</td></tr></table>		製造施設の区分	読み替 えられ る字句	読み替える字句	一　既存製造施設の うち、防護壁を設置 しているもの（第四 項に規定する貯槽を	0.4 80	0.290
製造施設の区分	読み替 えられ る字句	読み替える字句						
一　既存製造施設の うち、防護壁を設置 しているもの（第四 項に規定する貯槽を	0.4 80	0.290						

		除く。)		
		二 新設製造施設 (次項から第五項までに規定する貯槽を除く。)	保安物件	当該特定製造事業所の境界線(当該境界線に接続する海、河川、湖沼その他経済産業大臣が定める施設(以下この表において「施設等」という。))又は当該特定製造事業所において高压ガスの製造をする者が所有し、若しくは地上権、貸借権その他の土地の使用を目的とする権利を設定している土地がある場合にあっては、当該施設等又は土地の外縁)
			0.480	0.576
		三 新設貯槽のうち、防護壁を設置するもの(次項に規定する貯槽を除く。)	保安物件	当該特定製造事業所の境界線(当該境界線に接続する施設等又は当該特定製造事業所において高压ガスの製造をする者が所有し、若しくは地上権、貸借権その他の土地の使用を目的とする権利を設定している土地がある場合にあっては、当該施設等又は土地の外縁)
			0.480	0.348
		四 可燃性ガスの液化ガスの貯槽であつて、その全部又はその一部を地盤面に埋設するもの	保安物件	当該特定製造事業所の境界線(当該境界線に接続する施設等又は当該特定製造事業所において高压ガスの製造をする者が所有し、若しくは地上権、貸借権その他の土地の使用を目的とする権利を設定している土地がある場合にあっては、当該施設等又は土地の外縁)
			0.480	液化天然ガスにあつては0.177、液化石油ガスにあつては0.240
(c)	経済産業大臣が定める貯蔵設備及び処理設備並びに経済産業大臣が定めるガス設備に係る貯蔵設備及び処理設備は、その外面から、保安物件に対し、液化石油ガス保安規則第六条第一項第二号若しくは第三号、第八条第一項第一号若しくは第二号又は一般高压ガス保安規則第六条第一項第二号の規定の例による距離以上の距離を有すること。			
(d)	製造施設は、その貯蔵設備及び処理設備の外面(液化石油ガス岩盤貯槽にあつては、配管堅坑の内面)から、保安のための宿直施設(当該特定製造事業所の存する敷地と同一敷地内にあるものを除く。)に対し、当該製造施設に係る高压ガスの種類に応じ、液化石油ガス保安規則第六条第一項第二号若しくは第三号、第八条第一項第一号若しくは第二号又は一般高压ガス保安規則第六条第一項第二号の規定の例による距離以上の距離を有すること。			
(e)	製造設備(経済産業大臣が定めるものを除く。)は、その外面(液化石油ガス岩盤貯槽にあつては、配管堅坑の内面)から、当該特定製造事業所の境界線(当該特定製造事業所に			

	<p>隣接する製造事業所に対するもの（特定製造事業所が複数の事業所に分割される（製造施設、設備及び製造の方法が変更されていない場合に限る。）ことに伴つて、新たに設けられた境界線のうち経済産業大臣が定めるものを除く。）に限る。）に対し、二十メートル以上の距離を有すること。ただし、経済産業大臣がこれと同等の安全性を有するものと認めた措置を講じている製造設備、又は経済産業大臣が定める条件に適合する特定製造事業所に係る製造設備であつて、その外面から、当該特定製造事業所に隣接する製造事業所に係る製造設備に対し三十メートル以上の距離を有するものについては、この限りでない。</p>
(f)	<p>保安区画内の高圧ガス設備（配管を除き、当該高圧ガス設備と同一の製造施設に属する可燃性ガスのガス設備を含む。以下この号において同じ。）は、次の基準に適合するものであること。ただし、経済産業大臣がこれと同等の安全性を有するものと認めた措置を講じている場合は、この限りでない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ その外面（液化石油ガス岩盤貯槽にあつては、配管堅坑の内面）から、当該保安区画に隣接する保安区画内にある高圧ガス設備に対し、三十メートル以上の距離を有すること。</li> <li>・ その燃焼熱量の数値（当該高圧ガス設備に係る貯蔵設備及び処理設備についての第二号の算式中の<math>K \cdot W</math>の合計に<math>4.18605 \times 103</math>を乗じて得られた値をいう。以下この条において同じ。）は、二・五テラジュール以下であること。</li> </ul>
(g)	<p>可燃性ガスの製造設備の高圧ガス設備（高圧ガス設備の冷却の用に供する冷凍設備を除く。）は、その外面（液化石油ガス岩盤貯槽にあつては、配管堅坑の内面）から当該製造設備以外の可燃性ガスの製造設備の高圧ガス設備（可燃性ガスが通る部分に限り、圧縮水素スタンドの処理設備及び貯蔵設備を除く。）に対し五メートル以上、圧縮水素スタンドの処理設備及び貯蔵設備に対し六メートル以上、酸素の製造設備の高圧ガス設備（酸素が通る部分に限る。）に対し十メートル以上の距離を有すること。ただし、第九条又は第十条に規定する導管の例により設けられた配管については、この限りでない。</p>
(h)	<p>可燃性ガスの貯槽（燃焼熱量の数値が五十・二ギガジュール以上の貯蔵能力を有するものに限る。）は、その外面（液化石油ガス岩盤貯槽にあつては、配管堅坑の内面）から、貯槽以外の燃焼熱量の数値が五十・二ギガジュール以上である高圧ガス設備及び処理能力が二十万立方メートル以上である圧縮機（当該貯槽の冷却のために用いられるものを除く。）に対し、三十メートル以上の距離を有すること。</p>
(i)	<p>可燃性ガスの貯槽（貯蔵能力が三百立方メートル又は三千キログラム以上のものに限る。以下この号において同じ。）は、その外面（液化石油ガス岩盤貯槽にあつては、配管堅坑の内面）から、他の可燃性ガス又は酸素の貯槽に対し、一メートル又は当該貯槽及び他の可燃性ガス若しくは酸素の貯槽の最大直径（液化石油ガス岩盤貯槽にあつては、配管堅坑の最大直径）の和の四分の一のいずれか大なるものに等しい距離以上の距離を有すること。</p>
(j)	<p>可燃性ガス又は特定不活性ガスの製造設備（可燃性ガス又は特性不活性ガスが通る部分に限る。）は、その外面（液化石油ガス岩盤貯槽にあつては、配管堅坑の内面）から火気（当該製造設備内のものを除く。以下この号において同じ。）を取り扱う施設に対し八</p>

	<p>メートル以上の距離を有し、又は当該製造設備から漏えいしたガスが当該火気を取り扱う施設に流動することを防止するための措置若しくは可燃性ガス若しくは特定不活性ガスが漏えいしたときに連動装置により直ちに使用中の火気を消すための措置を講ずること。ただし、経済産業大臣がこれと同等の安全性を有するものと認めた措置を講じている場合は、この限りでない。</p>
--	--



## 2. コンビナート等保安規則に定める特定製造事業所間の導管に係る主な技術上の基準

	主な技術上の基準
(a)	<p>導管は、高圧ガスの種類に応じ、その外面から住宅、学校、病院、鉄道その他の経済産業大臣が定める施設に対し、高圧ガスの種類に応じ、経済産業大臣が定める水平距離を有すること。</p> <p>例えば、鉄道・道路：25メートル、学校・病院：45メートル、水道施設：300メートル等の水平距離が定められている（製造施設の位置、構造及び設備並びに製造の方法等に関する技術基準の細目を定める告示12条の7）。</p>
(b)	<p>不活性ガス以外のガスの導管の両側には、当該導管に係る高圧ガスの常用の圧力に応じ経済産業大臣が定める空地を保有すること。ただし、保安上必要な措置を講じた場合は、この限りでない。</p> <p>空地の幅については、常用の圧力の区分に応じて、0.2MPa未満：5メートル以上、0.2MPa～1MPa：9メートル以上、1MPa以上：15メートル以上と定められている（工業専用地域に設置する導管については、それぞれその三分の一以上）（製造施設の位置、構造及び設備並びに製造の方法等に関する技術基準の細目を定める告示12条の8）。</p>

### 3. 一般高圧ガス保安規則に定める定置式製造設備に係る主な技術上の基準

	主な技術上の基準
(a)	<p>製造施設は、その貯蔵設備及び処理設備の外面から、第一種保安物件に対し第一種設備距離以上、第二種保安物件に対し第二種設備距離以上の距離を有すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 「第一種保安物件」とは、学校、病院などの一般則 2 条 5 号に列挙する物件をいう。</li> <li>・ 「第一種設備距離」とは、一般則 2 条 19 号に定める図において、貯蔵能力又は処理能力に応じて変動する値 (L1) であり、最大 120 メートルとなる。</li> <li>・ 「第二種保安物件」とは、住居の用に供する建築物（第一種保安物件を除く。また、事業所又は販売所の存する敷地と同一敷地内にあるものを除く。）をいう。</li> <li>・ 「第二種設備距離」とは、一般則 2 条 19 号に定める図において、貯蔵能力又は処理能力に応じて変動する値 (L2) であり、最大 80 メートルとなる。</li> </ul>
(b)	<p>可燃性ガス又は特定不活性ガスの製造設備（可燃性ガス又は特定不活性ガスが通る部分に限る。）は、その外面から火気（当該製造設備内のものを除く）を取り扱う施設に対し八メートル以上の距離を有し、又は当該製造設備から漏えいしたガスが当該火気を取り扱う施設に流動することを防止するための措置（以下「流動防止措置」という。）若しくは可燃性ガス若しくは特定不活性ガスが漏えいしたときに連動装置により直ちに使用中の火気を消すための措置を講ずること。</p>
(c)	<p>可燃性ガスの製造設備の高圧ガス設備（高圧ガス設備の冷却の用に供する冷凍設備を除く。以下この号において同じ。）は、その外面から当該製造設備以外の可燃性ガスの製造設備の高圧ガス設備（可燃性ガスが通る部分に限り、圧縮水素スタンドの処理設備及び貯蔵設備を除く。）に対し五メートル以上、圧縮水素スタンドの処理設備及び貯蔵設備に対し六メートル以上、酸素の製造設備の高圧ガス設備（酸素が通る部分に限る。）に対し十メートル以上の距離を有すること。ただし、第四十三号に規定する導管の例により設けられた配管については、この限りでない。</p>
(d)	<p>可燃性ガスの貯槽（貯蔵能力が三百立方メートル又は三千キログラム以上のものに限る。以下この号において同じ。）は、その外面から他の可燃性ガス又は酸素の貯槽に対し、一メートル又は当該貯槽及び他の可燃性ガス若しくは酸素の貯槽の最大直径の和の四分の一のいずれか大なるものに等しい距離以上の距離を有すること。ただし、防火上及び消火上有効な措置を講じた場合は、この限りでない。</p>