

RAPPORT D'ÉTUDE  
N° DRA-19-178263-01884B

19/09/2019

**Enjeux de sécurité liés à l'injection  
d'hydrogène dans les réseaux de  
transport et distribution de gaz  
naturel :  
état des lieux et perspectives**

**INERIS**

*maîtriser le risque |  
pour un développement durable*



# **Enjeux de sécurité liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de transport et distribution de gaz naturel : état des lieux et perspectives**

Direction des Risques Accidentels

Verneuil-en-Halatte (60)

Liste des personnes ayant participé à l'étude : Sylvain CHAUMETTE, Marine DELAMOTTE, Stéphane DUPLANTIER, Sébastien EVANNO, Jérôme HEBRARD, Gaëtan PROD'HOMME, Benoit TRIBOUILLOY, Benno WEINBERGER

## **PRÉAMBULE**

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalents qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

# TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>GLOSSAIRE</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>7</b>
2.1	Contexte.....	7
2.2	Objectifs du livrable .....	8
2.3	Organisation du livrable.....	8
<b>3</b>	<b>CONTEXTE ET MODALITES DE L'INJECTION D'HYDROGENE DANS LES RESEAUX DE GAZ NATUREL</b> .....	<b>9</b>
3.1	L'injection d'hydrogène dans le contexte énergétique européen.....	9
3.2	L'injection d'hydrogène dans le contexte énergétique français .....	9
3.3	Les principes de l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel .	11
<b>4</b>	<b>LA FILIERE GAZ NATUREL – PRESENTATION GENERALE</b> .....	<b>13</b>
4.1	Le transport par canalisation du gaz naturel .....	13
4.2	Le stockage souterrain du gaz naturel .....	14
4.3	La distribution par canalisation du gaz naturel .....	15
4.4	Les applications desservies par les réseaux de gaz naturel .....	16
4.4.1	Les usages domestiques du gaz naturel .....	16
4.4.2	Les usages industriels du gaz naturel.....	16
4.4.3	La mobilité au gaz naturel.....	16
<b>5</b>	<b>ENJEUX DE SECURITE DE L'INJECTION D'HYDROGENE DANS LES RESEAUX DE GAZ NATUREL</b> .....	<b>19</b>
5.1	Identification des enjeux de sécurité .....	19
5.1.1	Enjeux de sécurité liés à la compatibilité des équipements aux mélanges hydrogène - gaz naturel.....	19
5.1.2	Enjeux de sécurité liés à la modification des propriétés du gaz naturel par ajout d'hydrogène.....	20
5.1.3	Enjeux de sécurité liés à la modification des paramètres de combustion du gaz naturel.....	21
5.1.4	Enjeux de sécurité liés à la conception et l'exploitation de nouveaux équipements et de nouvelles installations .....	21
5.2	Projets de recherche et démonstrateurs .....	22
5.3	Analyse des enjeux de sécurité dans le cadre du présent rapport .....	22
<b>6</b>	<b>PROPRIETES DANGEREUSES DES MELANGES HYDROGENE / GAZ NATUREL ET IMPACTS POTENTIELS SUR LES RISQUES</b> .....	<b>25</b>
6.1	Les Dangers liés au gaz naturel .....	25
6.2	Caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité des mélanges hydrogène – gaz naturel .....	25
6.3	Phénomènes dangereux en cas d'inflammation des mélanges hydrogène – gaz naturel .....	26
6.3.1	Influence de la présence d'hydrogène sur les effets d'une explosion .....	26
6.3.2	Influence de la présence d'hydrogène sur les effets d'un jet enflammé..	27
6.4	Influence de la présence d'hydrogène sur la probabilité d'inflammation d'une fuite de gaz naturel .....	27

<b>7</b>	<b>TOLERANCE DES RESEAUX DE GAZ NATUREL A L'INJECTION D'HYDROGENE.....</b>	<b>29</b>
7.1	Tolérance des tubes à l'injection d'hydrogène .....	30
7.1.1	Effets sur les canalisations en acier.....	30
7.1.2	Polyéthylène (PE).....	31
7.1.3	Fonte .....	31
7.1.4	Cuivre .....	31
7.2	Tolérance des équipements a l'injection d'hydrogène.....	31
7.2.1	Equipements tubulaires .....	31
7.2.2	Équipements non tubulaires présents dans les installations annexes ....	32
7.3	Synthèse .....	32
<b>8</b>	<b>CONCLUSION .....</b>	<b>33</b>
<b>9</b>	<b>REFERENCES.....</b>	<b>35</b>
<b>10</b>	<b>LISTE DES ANNEXES .....</b>	<b>37</b>

# 1 GLOSSAIRE

ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
ATEX	ATmosphères EXplosives
ENR	Energies renouvelables
GNC	Gaz Naturel Comprimé
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GNV	Gaz Naturel pour Véhicules
GRDF	Gaz Réseau Distribution de France
GRTgaz	Gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en France, hormis le secteur sud-ouest
INERIS	Institut national de l'environnement industriel et des risques
LIE	Limite Inférieure d'Explosivité
LTECV	Loi relative à la Transition Energétique pour la Croissance Verte
LSE	Limite Supérieure d'Explosivité
Power to gas	Conversion d'électricité en gaz (plus spécifiquement de l'hydrogène dans le cadre du présent document)
Teréga	Gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel pour le secteur sud-ouest de la France



## 2 INTRODUCTION

### 2.1 CONTEXTE

Dans le contexte de la transition énergétique, la production d'hydrogène est une des voies privilégiées pour stocker et réutiliser les surplus d'électricité produits par les énergies renouvelables (éoliennes, panneaux photovoltaïques, centrales hydrauliques, ...). L'une des voies de valorisation de l'hydrogène ainsi produit est son injection dans les réseaux de gaz naturel, dont le développement est envisagé dans le Plan de Déploiement de l'Hydrogène pour la transition énergétique [1] présenté le 1<sup>er</sup> juin 2018 par le Ministre de la Transition Ecologique et Solidaire.

L'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, qui n'est pas encore déployée sur le territoire national, présente de nombreux enjeux de sécurité, en raison du nombre important et de la diversité :

- des équipements et matériels impactés (tubes, compresseurs, appareils à gaz, réservoirs et moteurs des véhicules, ...) ;
- de leurs matériaux (aciers, polyéthylène, fonte, ...) ;
- des fonctionnalités (analyse, sectionnement, comptage, odorisation, ...) ;
- des procédés (réactions chimiques, combustion, ...) ;
- des personnes exposées aux risques :
  - exploitants des stations de production, stockage et injection de l'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel ;
  - exploitants des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi que des stockages souterrains de gaz naturel (et leurs sous-traitants) ;
  - exploitants des sites industriels utilisant le gaz naturel comme matière première ou comme source d'énergie (et leurs sous-traitants) ;
  - usagers du gaz naturel particuliers (environ 200 millions de foyers en Europe) et professionnels (restaurateurs, chauffagistes, ...) ;
  - riverains des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.

Il existe aujourd'hui de très nombreux travaux de recherche au niveau national et international en cours ou prévus pour traiter l'ensemble de ces enjeux de sécurité. Les travaux identifiés dans le cadre du présent rapport sont présentés dans le chapitre 5.2 et en annexe B.

L'implication de l'INERIS dans ces travaux est importante et se concrétise notamment de la manière suivante :

- participation depuis 2014 au projet français de démonstrateur GRHYD ;
- adhésion depuis 2017 au réseau scientifique européen HIPS-NET ;
- implication dans le projet français de démonstrateur JUPITER 1000 ;
- suivi des travaux de normalisation au niveau français et européen dans le domaine des infrastructures gazières depuis mai 2018.

## 2.2 OBJECTIFS DU LIVRABLE

Le présent rapport dresse un état des lieux général des enjeux de sécurité liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel puis se focalise sur l'impact potentiel de l'injection d'hydrogène sur la maîtrise des risques accidentels associés spécifiquement aux canalisations de transport et de distribution de gaz naturel.

Cet état des lieux est basé sur les connaissances internes de l'INERIS ainsi que sur les documents et les résultats publiés à fin 2018 en lien avec les enjeux de sécurité liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, dans les domaines de la réglementation, de la recherche et de la normalisation.

Ne sont notamment pas couverts dans ce document :

- les aspects autres que la sécurité (modèles économiques, acceptabilité, ...) liés à l'injection d'hydrogène ;
- la production, le stockage et l'utilisation de l'hydrogène pur ;
- les résultats des travaux de recherche internes aux entreprises du secteur de l'énergie dès lors que ceux-ci n'ont pas fait l'objet de publications.

## 2.3 ORGANISATION DU LIVRABLE

Le livrable est organisé en un corps de texte destiné à un public non-spécialiste, et plusieurs annexes présentant les travaux scientifiques sur lesquels est basée la rédaction du corps de texte.

Le corps du rapport est organisé selon les chapitres suivants :

1. Glossaire
2. Introduction
3. Contexte et modalités de l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel
4. La filière gaz naturel – Présentation générale
5. Enjeux de sécurité de l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel
6. Propriétés dangereuses des mélanges hydrogène / gaz naturel et impacts potentiels sur les risques
7. Tolérance des réseaux de gaz naturel à l'injection d'hydrogène
8. Conclusion
9. Références
10. Liste des annexes

Les annexes sont les suivantes :

- A. Installations de production, stockage, prémélange, injection et séparation d'hydrogène
- B. Panorama des projets de recherche et des démonstrateurs portant sur les enjeux de sécurité liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel
- C. Propriétés dangereuses et phénomènes dangereux associés aux mélanges hydrogène – gaz naturel
- D. Injection d'hydrogène et intégrité des tubes constitutifs des réseaux de gaz naturel.

### **3 CONTEXTE ET MODALITES DE L'INJECTION D'HYDROGENE DANS LES RESEAUX DE GAZ NATUREL**

#### **3.1 L'INJECTION D'HYDROGENE DANS LE CONTEXTE ENERGETIQUE EUROPEEN**

L'Union Européenne s'est engagée dans la voie de la décarbonisation, avec un objectif de réduction des émissions de gaz carbonés de 95% d'ici 2050 pour le secteur de l'énergie. Pour atteindre cet objectif de fourniture d'énergie neutre en carbone, le secteur de l'énergie électrique verra une augmentation de la part des énergies renouvelables (énergie éolienne, énergie solaire, ...) dans la production d'énergie. Le réseau électrique sera ainsi confronté à une nouvelle variabilité, celle de la production, en complément de la variabilité de la demande. La conversion d'électricité en hydrogène (et vice-versa) facilitera l'intégration de ces sources intermittentes dans le réseau électrique [2].

Dans cet objectif, la Commission Européenne soutient la recherche, l'innovation et le développement de l'hydrogène principalement par le financement pluriannuel du partenariat public-privé FCH-JU (Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking). Cette structure créée dans le cadre de l'article 187 du Traité de Fonctionnement de l'Union Européenne, réunit industriels et organisations de recherche avec pour objectif de développer les technologies de l'hydrogène qui permettront à l'Europe de disposer d'une industrie compétitive ainsi que d'assurer leurs mises sur le marché. Le FCH-JU dispose d'un budget de 1,33 milliard d'euros pour la période 2014-2020. Dans ce cadre il a financé plus de 200 projets depuis 2014 pour une aide allouée de 393 millions d'euros dont 53 millions d'euros pour la France. Son ambition est de pouvoir montrer qu'en 2020 les technologies de l'hydrogène seront devenues les piliers des systèmes européens d'énergie et de transport en contribuant significativement à leur transformation vers une économie décarbonée. Une nouvelle édition du programme est en préparation pour la période 2020-2024 [3].

#### **3.2 L'INJECTION D'HYDROGENE DANS LE CONTEXTE ENERGETIQUE FRANÇAIS**

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé comme objectifs un taux de 32% d'ENR (Énergies Renouvelables) dans la consommation finale d'énergie et de 40% d'ENR dans la production d'électricité en 2030. En 2017, les énergies renouvelables ont participé à hauteur de 18,5% à la couverture de la consommation d'électricité en France (hydroélectricité 10,1%, énergie éolienne 5,0%, énergie solaire photovoltaïque 1,9%, bioénergies 1,5%). Le potentiel de développement des ENR électriques en France reste donc encore important. Cette même loi prévoit également que 10% du gaz consommé en France soit d'origine renouvelable à horizon 2030 [4].

Par ailleurs, l'ADEME, en partenariat avec GRTgaz et GRDF [5], a réalisé une étude dont l'objet principal était d'analyser les conditions de faisabilité technico-économique d'un système gazier national basé à 100 % sur du gaz renouvelable à horizon 2050, en retenant les hypothèses de l'*actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050* concernant les gains d'efficacité énergétique et la baisse de la demande énergétique.

Selon cette étude, le potentiel de gaz renouvelable injectable serait suffisant pour satisfaire la demande de gaz à l'horizon 2050 et 30% de ce gaz pourraient être fournis par le power-to-gas<sup>1</sup> (injection d'hydrogène ou de méthane de synthèse - obtenu à partir de l'hydrogène par le procédé de méthanation – dans les réseaux de gaz naturel) dans le contexte d'un mix électrique 100 % renouvelable visant à maximiser la production de gaz de synthèse.

Sur l'ensemble des scénarios étudiés dans cette étude, la part du « power-to-gas » varie entre 34 et 135 TWh<sub>PCS</sub>, soit de **10% à 49%** de la demande.

**L'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel est donc une voie de valorisation qui sera vraisemblablement mise en œuvre dans les années ou les décennies à venir en France.**

C'est dans ce cadre que le ministre de la Transition écologique et solidaire a présenté, le 1er juin 2018, le plan de Déploiement de l'Hydrogène pour la transition énergétique (dit « Plan national Hydrogène ») [1].

Ce plan comporte 14 mesures organisées autour de 3 grands axes :

- créer une filière industrielle décarbonée ;
- développer des capacités de stockage des énergies renouvelables ;
- développer des solutions zéro émission pour les transports routiers, ferrés, fluviaux, etc.

Dès 2019, 100 M€ seront dédiés aux premiers déploiements de l'hydrogène dans l'industrie, la mobilité et l'énergie. C'est l'ADEME qui pilotera le déploiement de ces crédits et accompagnera les projets et acteurs de la filière partout en France.

En lien avec le second point ci-dessus, le plan présente une mesure spécifique à l'injection d'hydrogène dans les réseaux :

**« Déterminer les conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène acceptables pour les réseaux. Afin de préparer l'arrivée du procédé « power-to-gas » qui permet de procéder à la conversion de l'électricité issue des énergies renouvelables, les transporteurs et distributeurs de gaz devront déterminer ces conditions techniques et économiques. Un rapport intermédiaire est attendu pour la fin 2018. »**

---

<sup>1</sup> Conversion d'électricité en gaz (hydrogène dans le cas du présent rapport)

### 3.3 LES PRINCIPES DE L'INJECTION D'HYDROGENE DANS LES RESEAUX DE GAZ NATUREL

Le schéma suivant illustre les principes du Power-to-Gas (conversion des surplus d'électricité produits par les énergies renouvelables en gaz valorisables) appliqués à l'hydrogène :



(Source : ADEME)

L'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel est réalisée selon les étapes suivantes :

- la production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau ;
- le stockage de l'hydrogène produit ;
- le mélange avec le gaz naturel et l'injection dans le réseau.

Les installations associées à ces différentes étapes sont présentées en annexe A.

Afin de conférer localement un caractère réversible à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, une séparation du gaz naturel et de l'hydrogène peut être nécessaire. Les installations dédiées sont également présentées en annexe A.



## 4 LA FILIERE GAZ NATUREL – PRESENTATION GENERALE

Les informations présentées dans ce chapitre sont issues des sites internet :

- de la Commission de Régulation de l'Energie,
- et du Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire.

### 4.1 LE TRANSPORT PAR CANALISATION DU GAZ NATUREL

Le réseau de transport du gaz naturel, infrastructure constituée de canalisations et de stations de compression, est structuré en :

- un réseau principal, ensemble des canalisations à haute pression et de grand diamètre qui relie les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniens. Le réseau régional et les plus importants consommateurs industriels lui sont raccordés ;
- un réseau régional qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les clients finals grands consommateurs, directement raccordés à ce réseau.



Figure 1 : Carte des réseaux de transport de gaz naturel en France métropolitaine

Le gaz naturel est transporté sous terre dans des canalisations en acier où il circule à 30 km/h environ. Des stations de compression (entre 65 et 95 bars) sont installées sur le réseau principal, tous les 150 km environ afin de maintenir en pression le réseau et de permettre une bonne circulation du gaz.

Il existe également des postes de sectionnement, de coupure, d'odorisation, de livraison, de détente ou pré-détente qui permettent d'exploiter les réseaux.

En France, deux gestionnaires exploitent le réseau de transport de gaz naturel :

- TEREGA, qui exploite environ 1 150 km de réseau principal et 3 950 km de réseau régional dans le Sud-Ouest ;
- GRTgaz, qui exploite environ 8 300 km de réseau principal et 24 000 km de réseau régional dans les autres parties du territoire métropolitain.

## 4.2 LE STOCKAGE SOUTERRAIN DU GAZ NATUREL

Les stockages souterrains servent à adapter les approvisionnements, réguliers tout au long de l'année, à la consommation des clients finals qui varie selon les saisons. Ils sont donc remplis en été et le gaz y est prélevé en hiver, en particulier les jours de grand froid.

Ces infrastructures sont gérées par deux opérateurs de stockage :

- Storengy gère 12 sites répartis sur tout le territoire sauf le Sud-Ouest. Ces sites sont regroupés en 7 groupements de stockage : Sediane B, Sediane, Sediane Littoral, Serene Nord, Serene Sud, Saline et Saline Multi ;
- TEREGA gère 2 sites dans le Sud-Ouest (Izaute et Lussagnet) constituant un seul groupement de stockage.

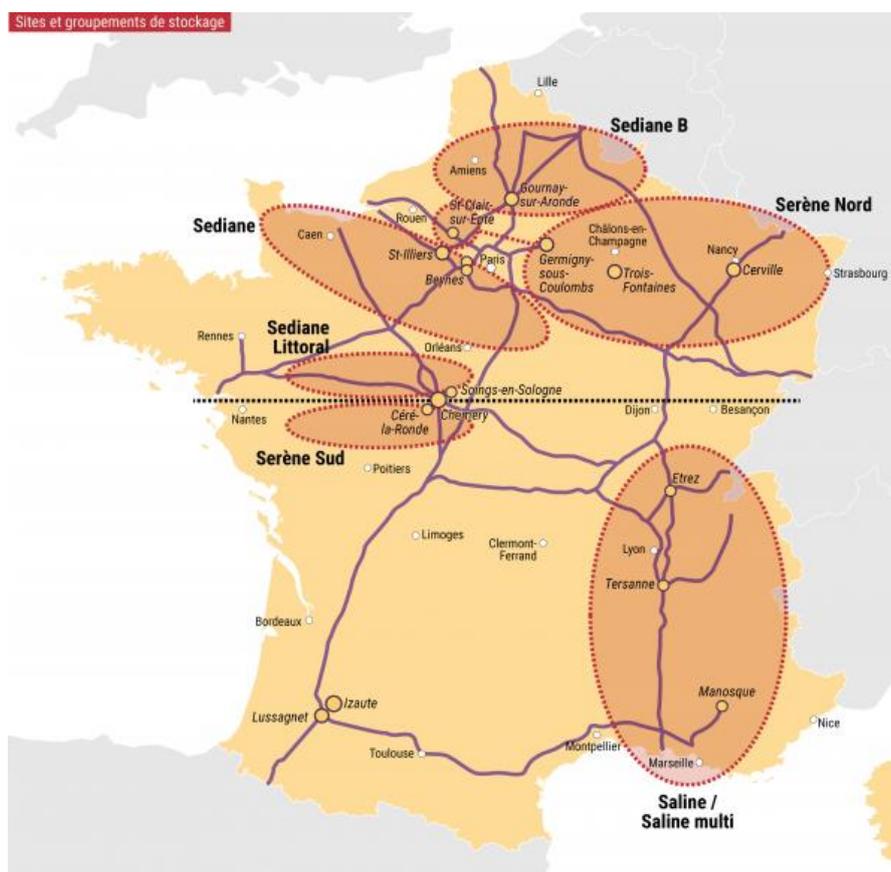


Figure 2 : Carte des stockages souterrains de gaz naturel en France métropolitaine

### 4.3 LA DISTRIBUTION PAR CANALISATION DU GAZ NATUREL

La distribution du gaz naturel au niveau des communes est assurée par des canalisations de gaz à moyenne pression (pression maximale de 25 bars), qui alimentent les installations des usagers.

Les réseaux publics de distribution de gaz naturel représentent une longueur totale de 200 750 km, ce qui les place au second rang européen derrière les réseaux allemands.

11,4 millions de consommateurs environ sont raccordés aux réseaux de distribution de gaz naturel. Ils sont alimentés par 26 gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel, de tailles très inégales :

- GRDF distribue 96 % des quantités de gaz naturel distribuées et achemine le gaz naturel sur la majorité du territoire français ;
- 25 exploitants de plus petite taille, aussi appelés entreprises locales de distribution (ELD).



Figure 3 : Les entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel en France métropolitaine

## 4.4 LES APPLICATIONS DESSERVIES PAR LES RESEAUX DE GAZ NATUREL

Les paragraphes qui suivent présentent, sans être exhaustif, les principales applications desservies par les réseaux de gaz naturel.

### 4.4.1 LES USAGES DOMESTIQUES DU GAZ NATUREL

Les usages domestiques du gaz naturel concernent [6] les équipements situés en aval du compteur de gaz (exclu) ou, à défaut de compteur, en aval du(des) organe(s) de coupure du(des) récipient(s) contenant le gaz. Ces équipements sont :

- des appareils servant au chauffage, à la production d'eau chaude sanitaire, à la cuisson, à la réfrigération, à la climatisation, à l'éclairage ou au lavage, et alimentés par le gaz combustible (par extension sont concernés également les appareils de production de chaleur, de froid et d'électricité) ;
- des canalisations de liaison reliant le compteur à ces appareils (dont les conduites d'immeuble et conduites montantes pour les immeubles) ;
- et des autres matériels à gaz (organes de coupure, détendeurs, régulateurs, dispositifs, assemblages, ...).

### 4.4.2 LES USAGES INDUSTRIELS DU GAZ NATUREL

Les principaux usages industriels du gaz naturel sont notamment [7] :

- Le gaz naturel utilisé en tant que matière première pour des réactions chimiques ou physiques (consommation annuelle de l'ordre de 30 à 35 TWh) :
  - production d'hydrogène et de monoxyde de carbone par reformage de la vapeur d'eau pour la désulfuration des essences ;
  - production d'ammoniac (également par reformage) dans l'industrie des fertilisants ;
  - production des polyamides ;
  - production des chlorométhanes, du sulfure de carbone, de l'acide cyanhydrique ;
  - utilisation dans la sidérurgie, la verrerie et la fabrication de chaux vive ;
- Le gaz naturel utilisé en tant que source d'énergie pour produire de la chaleur (fours, sécheurs, ...) ;
- Le gaz naturel utilisé en tant que source d'énergie pour produire de façon combinée (cogénération) de la chaleur et de l'électricité (turbines à gaz).

### 4.4.3 LA MOBILITE AU GAZ NATUREL

#### 4.4.3.1 LES VEHICULES GNV

Selon le site [Gaz-mobilite.fr](http://Gaz-mobilite.fr)<sup>2</sup>, quelques 19 millions de véhicules fonctionnant au gaz naturel (GNV<sup>3</sup>), soit 2% du parc mondial, sont actuellement en circulation à travers le globe. Ces véhicules sont en grande majorité en dehors de l'Europe (Iran, Chine, Pakistan, Argentine, Inde et Brésil).

En Europe, le pays disposant le plus de véhicules de ce type est l'Italie avec environ de 800 000 véhicules et avec près de 100 000 véhicules sur ses routes, l'Allemagne se place en seconde position. La France compte à ce jour environ 13 000 véhicules GNV, dont 1 000 poids lourds, 2 300 bus et 10 000 véhicules légers (de loisir ou utilitaires).

---

<sup>2</sup> [site d'information dédié aux véhicules fonctionnant au gaz : GNV (Gaz Naturel pour Véhicules), GNL (Gaz Naturel Liquéfié) et GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié)]

<sup>3</sup> Le GNV (Gaz Naturel Véhicules) regroupe le GNC (Gaz Naturel Comprimé) et le GNL (Gaz Naturel Liquéfié).

#### 4.4.3.2 LES STATIONS-SERVICE GNC

Aujourd'hui la France compte 80 stations publiques délivrant du gaz naturel comprimé (GNC). Dans le cadre de l'action « Démonstrateurs de la transition écologique et énergétique » du Programme d'Investissements d'Avenir, l'appel à projets « Solutions intégrées de mobilité GNV », l'Etat et l'ADEME visent à stimuler le déploiement sur le territoire français de stations et de véhicules au gaz naturel. Représentant un investissement global de 381 millions d'euros, dont 30 financés par l'Etat, cet appel à projets a permis de retenir 8 dossiers représentant la création de 100 nouvelles stations GNV dans les 4 prochaines années et la mise en service de plus de 2 100 véhicules équivalents poids lourds dédiés au transport de marchandises.

Une station délivrant du gaz naturel comprimé est généralement raccordée au réseau de gaz naturel et comprend un compresseur, un poste de stockage tampon et un poste de distribution. Le niveau de pression dans le stockage tampon peut atteindre jusqu'à 300 bars. Le schéma ci-après représente de façon simplifiée une station-service de GNC.

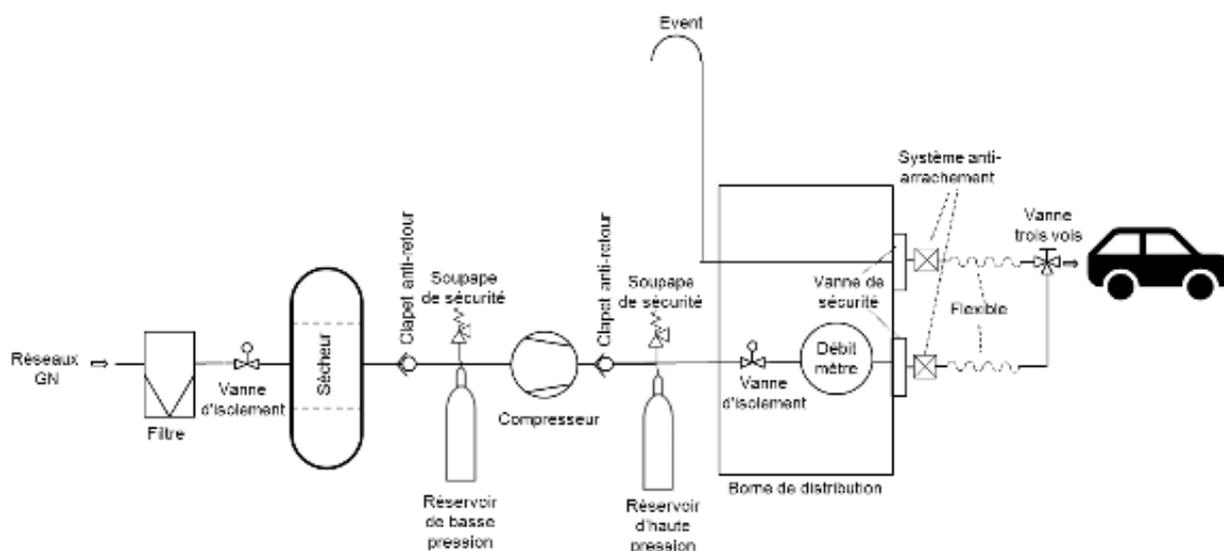


Figure 4 : Schéma simplifié d'une station-service GNC



## **5 ENJEUX DE SECURITE DE L'INJECTION D'HYDROGENE DANS LES RESEAUX DE GAZ NATUREL**

### **5.1 IDENTIFICATION DES ENJEUX DE SECURITE**

Les enjeux liés à la modification de la composition du gaz naturel par ajout d'hydrogène peuvent être regroupés en plusieurs catégories :

#### **1. Les enjeux liés à la compatibilité des matériaux et des équipements à l'hydrogène :**

Les équipements de la filière gaz naturel ont été conçus pour être en contact avec le gaz naturel. Les matériaux constitutifs de ces équipements peuvent être plus ou moins tolérants à la présence d'hydrogène.

#### **2. Les enjeux liés à la modification des propriétés physico-chimiques du gaz :**

L'ajout d'hydrogène modifie les propriétés physico-chimiques du gaz (densité, viscosité, limites d'inflammabilité ...), ce qui peut avoir un impact sur le fonctionnement des équipements et dispositifs dédiés à l'exploitation et à la sécurité des réseaux, des stockages et des applications desservies ainsi que sur le comportement du gaz en cas de rejet accidentel.

#### **3. Les enjeux liés à la modification des paramètres de combustion du gaz :**

La modification des paramètres de combustion du gaz peut avoir un impact sur le contrôle de la combustion et des fumées de combustion.

#### **4. Les enjeux liés à l'exploitation des nouvelles installations et des nouveaux process qui seront développés pour permettre l'injection d'hydrogène dans les réseaux :**

Ces nouvelles installations industrielles génératrices de risques et potentiellement exploitées et/ou utilisées par de nouveaux acteurs, devront être développées en veillant dès leur conception à en maîtriser les risques accidentels en tenant compte des points de vue technique, humain et organisationnel.

Ces enjeux sont détaillés ci-après, sur la base des connaissances de l'INERIS et de la consultation de différentes sources ([8],[9],[10],[11],[12]).

#### **5.1.1 ENJEUX DE SECURITE LIES A LA COMPATIBILITE DES EQUIPEMENTS AUX MELANGES HYDROGENE - GAZ NATUREL**

L'ajout d'hydrogène dans le gaz naturel pourrait avoir un impact sur la dégradation dans le temps des matériaux actuellement mis en œuvre pour le stockage, le transport, la distribution et l'utilisation du gaz naturel.

La compatibilité de ces matériaux au gaz naturel comprenant de l'hydrogène est dépendante de la proportion d'hydrogène ajoutée dans le gaz et s'apprécie au regard de plusieurs critères, dont les plus fréquemment évoqués sont :

- la perméation de l'hydrogène à travers les matériaux métalliques ;
- la perméabilité à l'hydrogène des matériaux polymères ;
- la perte d'intégrité de ces matériaux et l'adaptation des actions de suivi en service, de surveillance et de maintenance des équipements.

Les équipements concernés sont très nombreux et très divers. Il s'agit notamment des :

- tubes et équipements tubulaires constitutifs des canalisations véhiculant du gaz naturel (transport, distribution, utilisation domestique, sites industriels, ... ) ;
- soudures, les joints et les raccords reliant bout à bout les tubes et les équipements tubulaires ;
- équipements et dispositifs des installations annexes des réseaux (vannes, robinets, soupapes, événements, filtres, racleurs instrumentés ... ) ;
- appareils et matériels à gaz dédiés à l'utilisation domestique du gaz (chaudières, appareils de cuisson, ... ) ;
- équipements industriels (fours, chaudières, turbines, réacteurs, compresseurs, moteurs,...) ;
- réservoirs et les moteurs des véhicules et des navires fonctionnant au GNC.

Ces mêmes notions d'intégrité et de perméabilité sont également applicables aux éléments constitutifs des stockages souterrains (cavités, roches et scellements).

Ainsi, la compatibilité du mélange gaz naturel / hydrogène avec chaque équipement des réseaux de gaz naturel, des stockages souterrains, et de l'ensemble des applications desservies par ces réseaux, doit être évaluée, à partir du moment où cet équipement contient le mélange ou est en contact avec celui-ci.

### **5.1.2 ENJEUX DE SECURITE LIES A LA MODIFICATION DES PROPRIETES DU GAZ NATUREL PAR AJOUT D'HYDROGENE**

La modification de la composition chimique du gaz naturel suite à l'introduction d'hydrogène a potentiellement un impact, plus ou moins important selon la teneur en hydrogène, notamment sur :

- les conditions d'écoulement du gaz dans les réseaux (vitesse, turbulence, ... ) ;
- l'odorisation du gaz naturel ;
- les phénomènes dangereux en cas de fuite accidentelle (risque ATEX, intensité et probabilité d'occurrence des phénomènes dangereux, ... ) ;
- la maîtrise des réactions chimiques dans l'industrie ainsi que des réactions géochimiques et microbiologiques dans les stockages souterrains ;
- la liquéfaction du gaz naturel (GNL) et les applications utilisant le GNL.

De plus, les équipements permettant de mesurer et contrôler les différentes propriétés du gaz naturel, et également d'assurer l'exploitation et la sécurité des réseaux de gaz naturel, peuvent voir leur performance s'altérer due à la présence d'hydrogène.

Il s'agit notamment des équipements assurant les fonctions suivantes :

- analyse de la composition du gaz naturel ;
- mesure de la proportion d'hydrogène dans le mélange ;
- capteurs de température, de pression ;
- comptage du gaz ;
- régulation de pression (détente, ... ) ;
- régulation de débit (dispositif limiteur de débit, ... ) ;
- compression ;
- sectionnement (vannes et organes de coupure) ;
- détection de gaz inflammable dans l'air (en cas de fuite) ;
- inspection interne des canalisations (racleurs instrumentés).

De fait, il est nécessaire de s'assurer que ces équipements non seulement gardent leur intégrité (cf. § précédent), mais également que leurs performances fonctionnelles soient maintenues en cas d'ajout d'hydrogène dans le gaz naturel. Le cas échéant, ces équipements devront être adaptés voire remplacés.

### **5.1.3 ENJEUX DE SECURITE LIES A LA MODIFICATION DES PARAMETRES DE COMBUSTION DU GAZ NATUREL**

Les enjeux de sécurité en lien avec la modification des paramètres de combustion du gaz naturel par l'ajout d'hydrogène sont notamment :

- la stabilité de la flamme ;
- la variation de puissance délivrée au point d'utilisation ;
- la modification des caractéristiques des fumées de combustion.

Ces enjeux concernent des équipements très nombreux et très variés, dont :

- les appareils à gaz (chaudières, appareils de cuisson, ...) ;
- les systèmes d'injection, de combustion et d'échappement des véhicules et des navires fonctionnant au GNC ;
- les équipements industriels mettant en œuvre la combustion du gaz (fours, chaudières, turbines, ...).

### **5.1.4 ENJEUX DE SECURITE LIES A LA CONCEPTION ET L'EXPLOITATION DE NOUVEAUX EQUIPEMENTS ET DE NOUVELLES INSTALLATIONS**

Afin d'injecter de l'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, il est nécessaire de concevoir, construire et exploiter de nouvelles installations : les stations de prémélange et d'injection. De la même façon, des installations de séparation de l'hydrogène devront être conçues et exploitées le cas échéant, afin de protéger les applications qui ne toléreront pas l'ajout d'hydrogène dans le gaz naturel.

Le développement de ces nouvelles installations devra faire l'objet d'analyses des risques spécifiques prenant en compte, en plus de l'ensemble des enjeux précédemment cités :

- les risques inhérents au fonctionnement de ces installations ;
- et les risques liés aux agressions externes, qu'elles soient d'origine naturelle ou anthropique.

Les nouveaux modes d'exploitation et de suivi de ce type d'installation doivent aussi être pris en compte dans le processus de maîtrise des risques et ce dès la phase de conception.

A noter qu'il est fort probable que de nouveaux acteurs exploitent ou utilisent une partie de ces installations (hormis les postes d'injection qui pourraient a priori être exploités par les gestionnaires de réseau actuels), acteurs qui seraient potentiellement néophytes en la connaissance et en la maîtrise des risques associés à ces installations. L'intégration dans la gestion des risques associés à ces nouvelles installations, de ces nouveaux acteurs est primordiale.

## 5.2 PROJETS DE RECHERCHE ET DEMONSTRATEURS

Il existe aujourd'hui de très nombreux travaux de recherche en cours ou prévus pour traiter des enjeux de sécurité associés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, dans le cadre :

- des entreprises du secteur de l'énergie (recherche privée) ;
- de la recherche institutionnelle nationale et communautaire ;
- ou encore des travaux de normalisation.

L'annexe B présente les projets de recherche et les démonstrateurs, au niveau national et international, en lien avec l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, dont toute ou partie du programme concerne un ou plusieurs enjeu(x) de sécurité et dont la description et/ou les résultats sont publics.

L'implication de l'INERIS dans ces travaux est importante et se concrétise notamment de la manière suivante :

- Participation depuis 2014 au projet français de démonstrateur GRHYD, qui teste l'injection d'hydrogène produit à partir de l'électricité renouvelable dans le réseau de distribution de gaz naturel et la production d'hythane® (mélange d'hydrogène et de gaz naturel) pour les bus GNV de la communauté urbaine de Dunkerque.
- Adhésion depuis 2017 au réseau scientifique européen HIPS-NET, qui a pour objectif d'établir une entente paneuropéenne concernant la concentration d'hydrogène admissible dans le réseau de gaz naturel.
- Implication dans le projet français JUPITER 1000, projet de démonstrateur industriel ayant pour but de transformer l'électricité renouvelable en gaz pour pouvoir la stocker.
- Suivi des travaux de normalisation, au niveau français et européen, relatifs à l'injection d'hydrogène dans les infrastructures gazières.

## 5.3 ANALYSE DES ENJEUX DE SECURITE DANS LE CADRE DU PRESENT RAPPORT

Bien que la présentation des enjeux en termes de sécurité soit relative à l'ensemble de la filière du gaz naturel, le présent rapport se focalise exclusivement sur les enjeux de sécurité associés aux équipements composant les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.

Ainsi, ne sont notamment pas intégrés dans la suite du présent document, les installations en amont et en aval de ces réseaux ainsi que les stockages souterrains.

Deux enjeux de sécurité principaux sont ainsi traités dans la suite du document :

- la modification des propriétés dangereuses du gaz naturel en cas d'ajout d'hydrogène et ses conséquences sur d'éventuelles fuites accidentelles ;
- la tolérance des réseaux de gaz naturel à l'injection d'hydrogène.

Il est à noter que seuls les enjeux de sécurité liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel dans le cadre du code de l'environnement sont évoqués dans le présent document.

En particulier, les enjeux de sécurité suivants sont exclus du recensement mené dans ce chapitre, et ne sont pas traités dans le présent document :

- les enjeux de sécurité liés à l'injection concomitante d'hydrogène et d'autres gaz (biométhane par exemple) ;
- les enjeux de sécurité au poste de travail, pour tous types d'intervenants, hormis les enjeux liés au risque d'explosion ATEX (Atmosphères Explosives) qui sont abordés dans la suite du document.



## **6 PROPRIETES DANGEREUSES DES MELANGES HYDROGENE / GAZ NATUREL ET IMPACTS POTENTIELS SUR LES RISQUES**

### **6.1 LES DANGERS LIES AU GAZ NATUREL**

Le gaz naturel est composé à plus de 80 % volumique de méthane et contient aussi de l'éthane, du propane, de l'azote et du dioxyde de carbone.

Les risques associés au gaz naturel sont ainsi liés directement à son caractère inflammable. En cas de fuite sur un réseau de transport et de distribution de gaz, les phénomènes dangereux possibles sont, en présence d'une source d'inflammation, l'explosion du nuage de gaz formé par la fuite et la formation d'un feu torche (fuite continue enflammée) avec des effets thermiques et de surpression.

Le méthane, principal constituant du gaz naturel, est généralement considéré comme un gaz modérément réactif du point de vue du risque d'explosion, alors que l'hydrogène fait partie des gaz les plus réactifs. Ainsi, en cas d'ajout d'hydrogène au gaz naturel, on peut s'attendre à ce que les risques liés aux explosions soient potentiellement aggravés, autant en termes d'intensité (violence de l'explosion ou de l'incendie), qu'en termes de facilité à réunir les conditions nécessaires à la survenue de celle-ci (inflammation plus facile).

Le présent chapitre s'appuie sur les éléments détaillés dans l'annexe C.

### **6.2 CARACTERISTIQUES D'INFLAMMABILITE ET D'EXPLOSIVITE DES MELANGES HYDROGENE – GAZ NATUREL**

L'inflammabilité et l'explosivité d'un mélange gazeux se caractérisent principalement par :

- la plage de concentration du mélange gazeux dans l'air dans laquelle celui-ci est inflammable. Cette plage est comprise entre la concentration limite inférieure d'explosivité (LIE) et la concentration limite supérieure d'explosivité (LSE) ;
- la concentration limite en oxygène, en deçà de laquelle le mélange gaz / oxygène ne pourra s'enflammer ;
- l'énergie minimale d'inflammation, énergie la plus faible qui est suffisante pour obtenir l'inflammation d'un mélange de gaz quelle que soit sa concentration comprise entre la LIE et la LSE de l'atmosphère la plus inflammable ;
- la température d'auto-inflammation, température à laquelle le mélange s'enflamme sans apport extérieur d'énergie ;
- la pression d'explosion maximale, pression maximale atteinte dans un récipient fermé pendant l'explosion d'un mélange de substances inflammables avec de l'air ;
- la vitesse maximale de montée en pression, qui caractérise la violence de l'explosion.

Les données présentées dans l'annexe C du présent document permettent de mettre en lumière l'influence de l'ajout d'hydrogène sur les caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité du gaz naturel :

- La présence d'hydrogène a une influence négligeable sur la limite inférieure d'explosivité, la pression maximale d'explosion et sur la température d'auto-inflammation.
- En revanche, d'autres caractéristiques, telles que la limite supérieure d'explosivité ou la vitesse maximale de montée en pression, augmentent avec la teneur en hydrogène dans le gaz naturel.
- L'énergie minimale d'inflammation diminue lorsque la teneur en hydrogène augmente.

Pour des faibles teneurs en hydrogène (20% max), l'ensemble des caractéristiques présentées ci-dessus restent de même ordre de grandeur que pour le gaz naturel sans hydrogène.

A noter que dans le cadre de la directive ATEX<sup>4</sup> [13], le positionnement du mélange gaz naturel / hydrogène dans le groupe de gaz conditionnant les mesures de sécurité à mettre en œuvre pour prévenir l'inflammation d'une atmosphère explosible, dépend fortement de la proportion d'hydrogène dans le mélange. Néanmoins, pour des proportions inférieures à 25% d'hydrogène dans le gaz naturel, le classement retenu dans la norme EN 60079-20 [14] est identique à celui du gaz naturel sans ajout d'hydrogène.

### **6.3 PHENOMENES DANGEREUX EN CAS D'INFLAMMATION DES MELANGES HYDROGENE – GAZ NATUREL**

Deux phénomènes dangereux sont attendus en cas de d'inflammation d'une fuite de gaz naturel :

- l'explosion du nuage de gaz inflammable ainsi formé,
- un feu torche.

#### **6.3.1 INFLUENCE DE LA PRESENCE D'HYDROGENE SUR LES EFFETS D'UNE EXPLOSION**

D'une manière générale, la surpression induite par une explosion est liée à la vitesse à laquelle se propage la flamme dans le mélange inflammable. Elle dépend principalement :

- de la vitesse fondamentale de la flamme (appelée également vitesse de combustion laminaire), qui est une caractéristique intrinsèque du mélange inflammable dépendant de sa concentration dans l'air ;
- du niveau d'agitation turbulente dans le nuage (une fuite sous haute pression engendrera des effets d'explosions supérieurs) ;
- du niveau d'encombrement du milieu dans lequel se propage la flamme (la taille et le nombre d'obstacles qui sont rencontrés par la flamme pendant sa propagation sont de nature à accélérer la flamme) ;
- du niveau de confinement (une explosion dans un endroit clos est a priori plus violente qu'à l'air libre).

---

<sup>4</sup> Concerne les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives

L'ajout d'hydrogène dans le gaz naturel a principalement une influence sur la vitesse fondamentale de la flamme, sur la réactivité du mélange et peu ou pas du tout sur les autres paramètres.

Toutefois, un ajout de 20 % d'hydrogène dans le méthane induit une augmentation de la vitesse de flamme sans avoir une influence significative sur les effets de pression, à l'exception de la situation où une flamme pourrait se propager à grande vitesse (au moins 200 m/s) sur des grandes distances. En pratique, une telle situation pourrait exister lorsqu'une explosion confinée se transmet à une zone encombrée non confinée de grande taille.

**Ainsi, les effets d'une explosion d'un mélange de gaz naturel et d'hydrogène seront d'autant plus importants que la teneur en hydrogène est élevée. Dans le contexte des canalisations de transport et de distribution, et en dehors de tout point particulier, l'augmentation des effets resterait cependant relativement limitée pour une teneur en hydrogène inférieure à 20%.**

### **6.3.2 INFLUENCE DE LA PRESENCE D'HYDROGENE SUR LES EFFETS D'UN JET ENFLAMME**

Le jet gazeux issu d'une fuite accidentelle peut s'enflammer par l'intermédiaire d'une source d'inflammation. La fuite enflammée ou feu torche est un phénomène qui se caractérise par la présence d'une flamme de forme conique. Les caractéristiques du feu torche dépendent principalement des conditions de pression et de température du produit, de sa nature et de la taille de la brèche.

En raison de sa faible densité, la présence d'hydrogène dans le gaz naturel aura pour première conséquence de limiter le débit massique de rejet, et d'accélérer la décompression d'une canalisation par exemple.

Du point de vue du jet enflammé, la présence d'hydrogène a pour conséquence de limiter la longueur de flamme. Ainsi, la présence d'hydrogène diminue la fraction radiative, c'est-à-dire le rayonnement reçu par une cible (pour une teneur en hydrogène inférieure à 80%) alors que la température de flamme augmente.

**En résumé, jusqu'à 80% d'hydrogène dans le gaz naturel, les distances d'effets associées au feu torche sont diminuées par la présence d'hydrogène dans le gaz naturel.**

### **6.4 INFLUENCE DE LA PRESENCE D'HYDROGENE SUR LA PROBABILITE D'INFLAMMATION D'UNE FUITE DE GAZ NATUREL**

En cas de fuite de gaz naturel, les phénomènes dangereux (explosion, feu torche) attendus sont générés par l'inflammation de la fuite.

Des valeurs de référence de probabilités d'inflammation, issues du retour d'expérience, existent pour différents gaz inflammables dont le gaz naturel et l'hydrogène. Par exemple, la probabilité d'inflammation suite à la rupture totale d'une canalisation de transport de gaz naturel est prise égale à 10 % ou 33 % (selon le diamètre de la canalisation), tandis qu'elle est considérée à 100 % pour l'hydrogène.

Cet écart important entre les valeurs proposées pour le gaz naturel et celles proposées pour l'hydrogène découle notamment du fait que l'énergie minimale d'inflammation de l'hydrogène est très basse par rapport à celle du méthane.

Du fait de la baisse de l'énergie minimale d'inflammation du mélange hydrogène / gaz naturel lorsque la proportion d'hydrogène augmente, il peut être supposé que la probabilité d'inflammation pour un mélange hydrogène / gaz naturel augmentera avec la teneur en hydrogène dans le mélange.

Néanmoins, pour des mélanges contenant moins de 20 % d'hydrogène, les valeurs d'énergie minimale d'inflammation restent du même ordre de grandeur que celles du gaz naturel pur. Compte tenu de leurs valeurs proches, celles-ci ne viennent pas modifier les possibilités d'inflammation selon les différentes sources d'inflammation possibles.

**Ainsi, l'augmentation de la probabilité d'inflammation d'une fuite d'un mélange hydrogène / gaz naturel contenant moins de 20 % d'hydrogène semble relativement faible par rapport à la probabilité d'inflammation d'une fuite de gaz naturel seul.**

## 7 TOLERANCE DES RESEAUX DE GAZ NATUREL A L'INJECTION D'HYDROGENE

En France, le réseau de transport compte environ 37 500 km de canalisation en acier. Les réseaux de distribution comptent environ 200 750 km de canalisations en acier, en polyéthylène (PE), en cuivre ou en fonte.

En Europe et en France, une partie importante des réseaux de transport de gaz naturel par canalisations (70% environ) a été conçue et posée en utilisant 3 nuances d'aciers (Grade B, X52, X60). La partie restante présente une plus grande diversité en termes de nuances (cf. Figure 5).

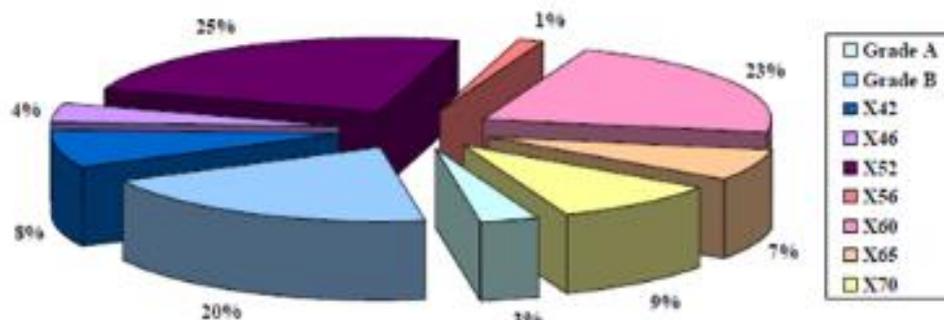


Figure 5 : Répartition des aciers dans le réseau de transport de gaz naturel européen [15]

Il est à noter que cette figure n'est pas représentative de la répartition des matériaux constituant les tubes du réseau de distribution de gaz. En effet, de façon anecdotique dans le transport, mais de façon régulière dans la distribution, d'autres matériaux sont utilisés pour les tubes de gaz naturel : polyéthylène, fontes, cuivres...

Ces réseaux, initialement conçus et maintenus pour le transport et la distribution de gaz naturel, font l'objet d'interrogations vis-à-vis d'un usage modifié par l'injection d'hydrogène dans le gaz transporté.

En effet, depuis la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle, il est reconnu que l'hydrogène altère les propriétés mécaniques des aciers et notamment ceux des canalisations. L'origine du phénomène est associée à l'adsorption de l'hydrogène en surface de l'acier. Cette adsorption est suivie par différents phénomènes électro-chimique entraînant la diffusion de l'hydrogène dans le matériau.

Ce chapitre présente les effets sur :

- les canalisations constituées en acier ou d'un autre matériau ;
- les équipements tubulaires ou non raccordés aux canalisations.

Les éléments présentés dans ce chapitre sont une synthèse de l'annexe D, le lecteur est invité à s'y reporter pour obtenir plus de détails techniques. Les éléments recueillis sont issus de connaissances publiques actuelles dans ce domaine. Il en ressort que les données disponibles portent principalement sur le comportement global entre l'hydrogène et un matériau donné. Ceci est bien souvent insuffisant pour dégager des tendances claires sur l'influence de la pression et du taux d'hydrogène en mélange transporté sur l'interaction entre l'hydrogène et le matériau ; et donc in fine de se prononcer pour les cas qui seront rencontrés réellement sur le réseau actuel.

## 7.1 TOLERANCE DES TUBES A L'INJECTION D'HYDROGENE

### 7.1.1 EFFETS SUR LES CANALISATIONS EN ACIER

#### 7.1.1.1 POUR LE DIMENSIONNEMENT

Des études de fragilisation par hydrogène ont montré que la présence d'hydrogène est susceptible de dégrader les propriétés mécaniques des aciers plus particulièrement dans le domaine plastique. Donc, en fonctionnement normal, c'est-à-dire dans le domaine élastique, l'influence de l'hydrogène est limitée. En revanche, en situation dégradée (choc externe, mouvements de terrain), la présence d'hydrogène pourrait modifier le comportement « plastique » de l'acier et le rendre plus fragile et donc augmenter les risques de fuite.

Toutefois, cette tendance pour le domaine plastique est à relativiser car les observations disponibles montrent des comportements différents selon les aciers, leurs nuances, la pression de service et le taux d'hydrogène, avec parfois des résultats contradictoires. En l'état actuel des connaissances, il convient de considérer a priori une augmentation du risque de fuite même en présence d'un faible taux d'hydrogène. Cette tendance serait à affiner par des études complémentaires.

#### 7.1.1.2 EN EXPLOITATION

La perte de confinement des canalisations peut être facilitée par la présence de défauts : défauts de fabrication, défauts de corrosion, d'ovalisation, des éraflures, etc. Ces défauts, par la concentration de contrainte qu'ils induisent, sont susceptibles de permettre le dépassement local de la résistance à la rupture du matériau.

L'intégration d'hydrogène dans le gaz naturel rendra sans doute nécessaire la révision des critères d'acceptation des défauts, actuellement définis pour du gaz naturel sans hydrogène.

Comme les vitesses d'évolution des défauts sont affectés par la présence d'hydrogène, il sera sans doute aussi nécessaire d'adapter les pratiques de contrôle de fabrication, de suivi en service et de maintenance pour chaque réseau.

En exploitation, la question de la possibilité d'activation d'un défaut dormant par fragilisation hydrogène est également un problème méritant des recherches plus développées.

Par ailleurs, il n'existe que très peu de données relatives à la fragilisation des soudures et des zones affectées thermiquement en présence d'hydrogène. Il serait nécessaire de faire des études complémentaires sur le sujet et d'adapter en conséquence le suivi des canalisations.

#### 7.1.1.3 INFLUENCE DE LA PRESENCE D'AUTRES GAZ

Certains travaux récents ont émis l'hypothèse que la présence de gaz comme l'oxygène, le monoxyde ou le dioxyde de carbone pourrait réduire voire inhiber la fragilisation hydrogène. Ce constat nécessite d'être étudié afin, d'une part de valider des résultats expérimentaux sur des mélanges, et d'autre part d'explorer la possibilité d'introduire ces inhibiteurs dans les réseaux en cas de besoin.

### **7.1.2 POLYETHYLENE (PE)**

Les polymères sont utilisés principalement dans la distribution du gaz où les canalisations réalisées dans ces matériaux représentent 72% de la longueur totale.

La problématique du transport de l'hydrogène pur ou en mélange est le fait que les tuyaux en polyéthylène sont plus poreux à l'hydrogène qu'au gaz naturel de sorte qu'une certaine quantité de gaz s'échappe à travers la canalisation. Cependant il s'agit d'une problématique relevant plus de la rentabilité que de la sécurité.

La dégradation des matériaux polymères dans des conditions environnementales normales découle de l'irradiation UV, l'attaque chimique et la dégradation thermique. Aucune dégradation par l'hydrogène pur dans les canalisations en polyéthylène transportant de l'hydrogène n'a été rapportée dans la littérature.

### **7.1.3 FONTE**

La diffusion de l'hydrogène dans la fonte est 50 fois plus faible que dans l'acier. En outre les fontes ont une résistance élastique assez basse. Ce sont les raisons pour lesquelles les fontes devraient être a priori peu sensibles à la fragilisation hydrogène sans toutefois disposer d'éléments de preuve.

### **7.1.4 CUIVRE**

Le cuivre présente une faible solubilité et diffusivité de l'hydrogène. Les coefficients de diffusion et de perméation de l'hydrogène dans le cuivre et de ses alliages ont rarement été mesurés à la température ambiante et les données disponibles jusqu'à présent sont peu fiables. Il est cependant important de noter que, contrairement aux matériaux polymères, l'hydrogène moléculaire doit d'abord se diviser en atomes d'hydrogène avant de pouvoir diffuser à travers le cuivre. La diffusion de l'hydrogène dans le cuivre est alors beaucoup plus lente que dans les matériaux polymères.

Très peu de travaux existent sur l'influence de l'hydrogène sur ce matériau. Ceux-ci illustrent néanmoins une influence faible à nulle sur le comportement du matériau.

## **7.2 TOLERANCE DES EQUIPEMENTS A L'INJECTION D'HYDROGENE**

### **7.2.1 EQUIPEMENTS TUBULAIRES**

Les équipements tubulaires rencontrés sur les réseaux sont principalement des tés, des coudes ou encore des équipements permettant une variation du diamètre (réductions). Ils sont positionnés entre deux ou plusieurs tubes, et assemblés à ces derniers selon les mêmes modalités que les tubes assemblés bout à bout.

Les éléments présentés dans le paragraphe précédent, relatifs à la tolérance des tubes constitués de différents matériaux à l'injection d'hydrogène, sont applicables de façon générale aux équipements tubulaires.

Il convient en outre de prendre en compte les spécificités de ces équipements tubulaires : règles de conception spécifiques, contraintes mécaniques spécifiques, ...

### 7.2.2 ÉQUIPEMENTS NON TUBULAIRES PRESENTS DANS LES INSTALLATIONS ANNEXES

Les équipements non tubulaires présents dans les installations annexes des réseaux de gaz naturel sont notamment les équipements dédiés aux fonctions suivantes :

- analyse de la composition du gaz naturel ;
- mesure de la proportion d'hydrogène dans le mélange ;
- mesure de température, de pression ;
- comptage du gaz ;
- régulation de pression (détente, ...)
- régulation de débit (dispositif limiteur de débit, ...)
- compression ;
- sectionnement (vannes et organes de coupure) ;
- détection de gaz inflammable dans l'air (en cas de fuite) ;
- inspection interne des canalisations (racleurs instrumentés) ;
- ...

La tolérance de ces équipements à l'hydrogène fait l'objet de nombreux travaux de recherche récents (cf. liste des travaux de recherche et des démonstrateurs en annexe B), et il y a encore très peu de résultats publiés.

### 7.3 SYNTHÈSE

L'évaluation de l'impact de l'utilisation de l'hydrogène dans le réseau de gaz est complexe à l'heure actuelle malgré un recueil important d'informations. Des matériaux comme le PE, le cuivre et la fonte devraient être a priori compatibles avec la présence d'hydrogène ; en revanche pour l'acier, les études sur la fragilisation hydrogène montrent une dispersion significative des résultats sur l'évolution des paramètres matériaux. Cette dispersion peut être associée au caractère instable de la fragilisation par hydrogène, aux différences de matériaux et nuances testées, aux différentes méthodes d'essais employées ou encore à la présence de mélange gazeux modifiant les résultats. Ainsi, devant l'enjeu majeur de l'introduction d'hydrogène dans un réseau existant, il conviendrait d'investiguer plus avant cette problématique.

## 8 CONCLUSION

Dans le contexte de la transition énergétique, la production d'hydrogène est une des voies privilégiées pour stocker et réutiliser les surplus d'électricité produits par les énergies renouvelables (éoliennes, panneaux photovoltaïques, centrales hydrauliques, ...). L'une des voies de valorisation de l'hydrogène ainsi produit est son injection dans les réseaux de gaz naturel, dont le développement est envisagé dans le Plan de Déploiement de l'Hydrogène pour la transition énergétique présenté le 1<sup>er</sup> juin 2018 par le Ministre de la Transition Écologique et Solidaire.

Les enjeux identifiés associés à la modification de la composition du gaz naturel par ajout d'hydrogène sont liés à :

- la compatibilité des matériaux et des équipements à l'hydrogène ;
- la modification des propriétés physico-chimiques du gaz ;
- la modification des paramètres de combustion du gaz ;
- à l'exploitation des nouvelles installations et des nouveaux process qui seront développés pour permettre l'injection d'hydrogène dans les réseaux.

Le présent rapport se focalisant exclusivement sur les enjeux de sécurité associés aux équipements composant les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel (i.e. les installations en amont et en aval de ces équipements ainsi que les stockages souterrains de gaz ne sont pas inclus), seuls les 2 premiers points ci-dessus ont été étudiés par rapport à leur impact sur la sécurité.

L'ajout d'hydrogène dans le gaz naturel a un impact sur les caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité du gaz naturel, impact qui est d'autant plus important que la teneur en hydrogène est importante. Ainsi en cas de fuite, la probabilité d'inflammation d'un tel mélange et les distances d'effets associées à une explosion seraient plus importantes.

Cependant, dans le contexte des canalisations de transport et de distribution, et en dehors de tout point particulier (fuite dans un espace confiné se transmettant à une zone encombrée non confinée de grande taille), cet impact serait, au stade actuel des connaissances, globalement limité pour des teneurs en hydrogène inférieures à 20%.

L'impact de l'utilisation de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel est complexe à l'heure actuelle malgré un recueil important d'informations. Des matériaux comme le PE, le cuivre et la fonte devraient être a priori compatibles avec la présence d'hydrogène ; en revanche pour l'acier, les études sur la fragilisation hydrogène montrent une dispersion significative des résultats sur l'évolution des paramètres matériaux. Cette dispersion peut être associée au caractère instable de la fragilisation par hydrogène, aux différences de matériaux et nuances testées, aux différentes méthodes d'essais employées ou encore à la présence de mélange gazeux modifiant les résultats. Ainsi, devant l'enjeu majeur de l'introduction d'hydrogène dans un réseau existant, il conviendrait d'investiguer plus avant cette problématique.

Cet état des lieux a été réalisé sur la base des connaissances publiques actuelles. S'agissant d'un sujet émergent, où beaucoup de connaissances sont encore manquantes et pour lequel beaucoup de travaux de recherche sont encore en cours ou prévus, des éléments permettant de venir préciser le contenu de ce rapport devraient être produits et rendus publics d'ici 3 à 5 ans, ce qui pourra donner lieu le cas échéant à la mise à jour du présent rapport.

Enfin, les enjeux de sécurité liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel sont également traités par des groupes d'experts dans plusieurs études en cours, que le lecteur pourra utilement consulter en complément du présent rapport :

- au niveau français, le rapport demandé par l'État aux opérateurs de réseaux de gaz naturel dans le cadre du Plan de Déploiement de l'Hydrogène pour la transition énergétique ;
- au niveau européen, les rapports produits par le Comité Européen de Normalisation, et plus précisément :
  - le rapport demandé au Comité Technique 234, en charge des « Infrastructures Gazières », dont la rédaction est coordonnée par le Groupe de Travail 11 de ce Comité Technique, en charge de la « Qualité du Gaz » ;
  - et la mise à jour du rapport du Sector Forum Energy Management / Working Group Hydrogen (la version précédente datant de 2016 [2]).

## 9 REFERENCES

- [1] Ministère de la Transition Écologique et Solidaire ; Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique; 2018
- [2] E. Weidner, M. Honselaar, R. Ortiz Cebolla, B. Gindroz, F. de Jong ; CEN - CENELEC / Sector Forum Energy Management / Working Group Hydrogen - Final Report; 2016
- [3] DGEC, CEA; Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique – Rapport; 2018
- [4] Gaz d'aujourd'hui ; n°1-2017
- [5] GRDF, GRTgaz ; La France indépendante en gaz en 2050 - Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? – Etude de faisabilité technico-économique – Rapport d'étude ; édition par l'ADEME ; janvier 2018
- [6] Arrêté du 23 février 2018 relatif aux règles techniques et de sécurité applicables aux installations de gaz combustible des bâtiments d'habitation individuelle ou collective, y compris les parties communes
- [7] Gaz d'aujourd'hui, n°4-2017
- [8] Health and Safety Laboratory for the Health and Safety Executive; Injecting hydrogen into the gas network – a literature search ;2015
- [9] Tractebel, Hincio; Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications; Fuel Cells and Hydrogen joint understanding; Juin 2017
- [10] Zine labidine Messaoudani, Fotis Rigas, Mahar Diana Binti Hamid, Che Rosmani Che Hassan; Hazards, safety and knowledge gaps on hydrogen transmission via natural gas grid: A critical review; international journal of hydrogen energy 41 (2016) 17511 – 17525
- [11] Paul E.Dodds, Will McDowall ; The future of the UK gas network ; Energy Policy 60 (2013) 305–316
- [12] Dries Haeseldonckx, William D'haeseleer ; The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure ; International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007) 1381 – 1386
- [13] Directive n° 1999/92/CE du 16/12/99 concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives
- [14] Norme NF EN 60079-20-1 Juin 2010 ; Atmosphères explosives - Partie 20-1 : caractéristiques des substances pour le classement des gaz et des vapeurs - Méthodes et données d'essai
- [15] 6th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group, 1970-2004 (2005)



## 10 LISTE DES ANNEXES

Repère	Désignation	Nombre de pages
Annexe A	Installations de production, stockage, prémélange, injection et séparation d'hydrogène	4
Annexe B	Panorama des projets de recherche et des démonstrateurs portant sur les enjeux de sécurité liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel	20
Annexe C	Propriétés et phénomènes dangereux associés aux mélanges hydrogène – gaz naturel	31
Annexe D	Injection d'hydrogène et intégrité des tubes constitutifs des réseaux de gaz naturel	25



**Annexe A**  
**Installations de production, stockage, prémélange,  
injection et séparation d'hydrogène**



## 1 LA PRODUCTION DE L'HYDROGENE

La production d'hydrogène et d'oxygène moléculaires par électrolyse de l'eau fait partie des procédés électrochimiques pour lesquels un gaz est produit à la surface de chacune des deux électrodes.

L'énergie électrique est utilisée pour la décomposition de l'eau en hydrogène et oxygène selon la réaction suivante :



L'enthalpie nécessaire pour la décomposition de l'eau à 25°C est  $\Delta H=285.8\text{kJ/mole}$ .

Le tableau suivant présente les énergies consommées par différents procédés de production d'hydrogène.

Procédé	Matière première	Energie consommée [kJ/mole]
Électrolyse ou dissociation thermique	H <sub>2</sub> O	286
Reformage à l'eau	CH <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O	61
Gazéification du charbon	C+H <sub>2</sub> O	85
Gazéification de la biomasse	C <sub>6</sub> H <sub>9</sub> O <sub>4</sub>	70

Tableau 1 : Energie minimale nécessaire pour la production d'hydrogène pour différents procédés

Le potentiel théorique de décomposition est de 1,481 V à 298 K. Les valeurs classiques des potentiels de cellules industrielles sont de l'ordre de 1,6 à 2,0 V, ce qui correspond à des rendements d'électrolyse de 70 à 85 %. La consommation électrique des électrolyseurs industriels (auxiliaires compris) est généralement de 4 à 6 kWh par Nm<sup>3</sup> d'hydrogène produit.

L'alimentation en eau d'un électrolyseur est de 1 litre par Nm<sup>3</sup> d'hydrogène produit (0,8 l/Nm<sup>3</sup> en théorie) d'hydrogène produit. L'eau introduite doit être la plus pure possible car les impuretés perturbent les réactions électrochimiques.

Une cellule d'électrolyse est constituée de deux électrodes (anode et cathode, conducteurs électroniques) reliées à un générateur de courant continu, et séparées par un électrolyte (qui permet le transfert d'ions dans la réaction) ; cet ensemble définit le type d'électrolyseur.

L'électrolyse industrielle est généralement réalisée à partir d'une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium dont la concentration varie en fonction de la température (typiquement de 25% en masse à 80°C jusqu'à 40% à 160°C). La potasse est préférée à la soude, essentiellement pour des raisons de conductivité supérieure à niveau de température équivalent et pour un meilleur contrôle des impuretés chlorures et sulfates.

Les modules d'électrolyse comprennent généralement une alimentation électrique, une unité de purification de l'eau, des cellules d'électrolyse, un assemblage d'électrodes mono ou bipolaires, une unité de déshumidification des gaz, une unité de purification de l'hydrogène et enfin un compresseur.

Aujourd'hui trois types d'électrolyseur d'eau commercialisés existent : les électrolyseurs Alcalins, les électrolyseurs PEM (Proton Exchange Membrane) et les électrolyseurs SOE (Solide Oxide Electrolyser). L'électrolyseur alcalin est préférable pour sa longue durée de vie. L'électrolyseur PEM est préférable en cas des variations de l'entrée de courant. L'électrolyseur à haute température SOE est l'un des procédés de production d'hydrogène avec le meilleur rendement énergétique. Les caractéristiques de ces électrolyseurs sont indiquées dans les deux tableaux suivants.

Type	Électrolyte	Électrode	Réaction	Température de fonctionnement
<b>PEM (Proton Exchange Membrane)</b>	Membrane polymère échangeuse de protons	Anode : graphite-PTEE+Ti/RuO <sub>2</sub> , IrO <sub>2</sub> Cathode: graphite+Pt	Anode : $H_2O \rightarrow 2H^+ + 1/2O_2 + 2e^-$ Cathode : $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	80°C
<b>Alcalin</b>	Solution aqueuse acide ou basique	Anode : Ni, Fer/Ni alliage, métal oxydes Cathode : acier + Ni/ Ni-Co	Anode : $4HO^- \rightarrow 2H_2O + O_2 + 4e^-$ Cathode : $4H_2O + 4e^- \rightarrow 2H_2 + 4HO^- + 4e^-$	80°C
<b>SOE (Solid Oxide Electrolyser)</b>	Membrane céramique conductrice d'ions O <sup>2-</sup> .	Anode : céramique Cathode :ZrNi cermets/CeO <sub>x</sub>	Anode : $2O^{2-} \rightarrow O_2 + 4e^-$ Cathode : $2H_2O + 4e^- \rightarrow 2O_2^- + 2H_2$	600°C - 1100°C

Tableau 2 : Différents types de technologies d'électrolyseur [1]

Type	Température de fonctionnement [°C]	Pression de fonctionnement [bar]	Consommation électrique du système [kWh/Nm <sup>3</sup> de H <sub>2</sub> ]	Durée de vie [h]	Rendement énergétique [%]
<b>PEM</b>	50-80	<30	4.5-7.5	<20000	67-82
<b>Alcalin</b>	60-80	<30	4.5-7	<90000	62-82
<b>Électrolyse à haute température</b>	600-1100	1- ?	2-3	?	80-90

Tableau 3 : Résumé des technologies d'électrolyseurs [2]

## 2 LE STOCKAGE DE L'HYDROGENE PRODUIT

Les techniques de stockage utilisées pour l'hydrogène peuvent être classées en trois principales familles :

- le stockage sous forme de gaz comprimé ou de liquide cryogénique ;
- le stockage dans les solides, l'hydrogène étant alors absorbé ou adsorbé par un solide ;
- le stockage par réaction chimique.

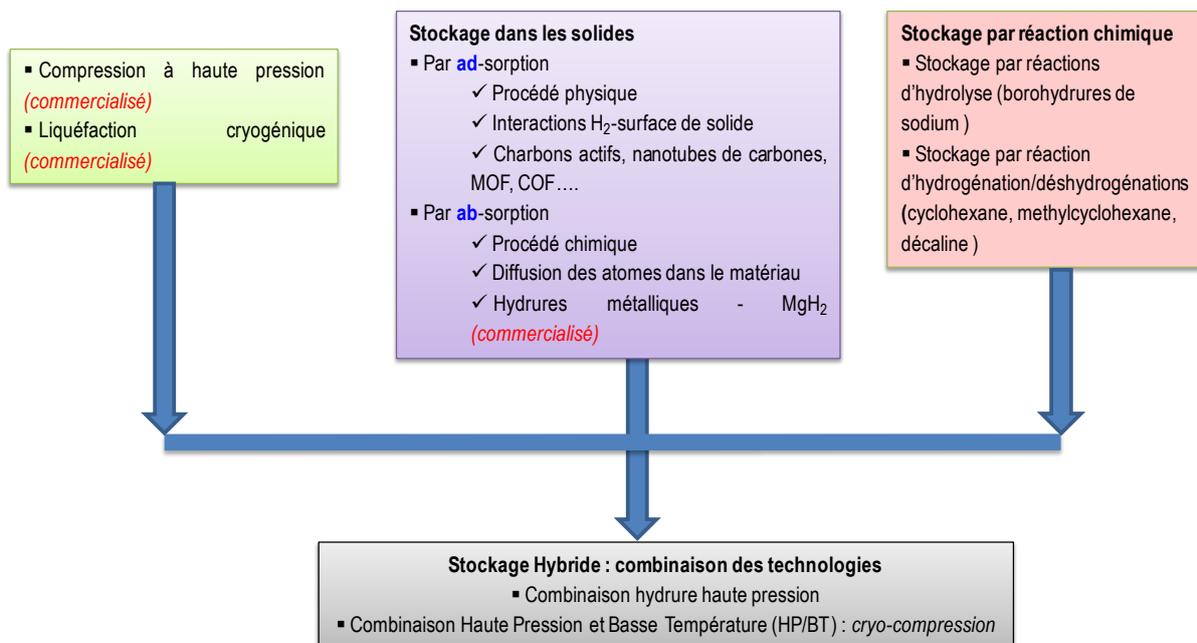


Figure1 : Techniques de stockage de l'hydrogène

Les technologies de stockage de l'hydrogène par compression et par liquéfaction sont commercialisées ainsi que certaines techniques d'absorption par hydrures métalliques.

Les procédés de stockage sur les solides (charbons actifs, nanotubes, MOF), quant à eux, sont toujours au stade de recherche et développement. Ces différentes voies technologiques présentent des caractéristiques, avantages et inconvénients spécifiques.

Il existe enfin des technologies hybrides combinant ces différents procédés notamment la cryo-compression qui allie haute pression et basse température, ou le stockage dans des hydrures à haute pression.

Concernant l'injection de l'hydrogène dans le gaz naturel, les technologies de stockage les plus adaptées semblent être le stockage stationnaire de l'hydrogène par compression et par absorption dans les hydrures.

### **3 L'INJECTION DANS LE RESEAU**

L'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel sera réalisée par l'intermédiaire d'installations qui devraient permettre notamment, l'analyse du produit injecté, son comptage, son odorisation ainsi que la régulation de débit et le mélange de l'hydrogène injecté avec le gaz naturel présent dans le réseau.

### **4 REFERENCES**

- [1] Source : [http://www.gaz-mobilite.fr/stations-gnv-france/Samer RABIH](http://www.gaz-mobilite.fr/stations-gnv-france/Samer_RABIH), Thèse : Contribution à la modélisation de systèmes réversibles de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques, L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE 2008
- [2] Source : Mémento de l'Hydrogène FICHE 3.2.1 - <http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%203.2.1%20-%20Electrolyse%20de%20l%27eau%20revjanv2017%20ThA.pdf>

### **5 POUR EN SAVOIR PLUS**

- [3] <http://www.afhypac.org/documentation/tout-savoir/...>

**Annexe B**  
**Panorama des projets de recherche et des démonstrateurs**  
**portant sur les enjeux de sécurité liés à l'injection**  
**d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel**



Cette annexe présente un panorama des projets de recherche et des démonstrateurs en lien avec l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, dont tout ou partie du programme concerne un ou plusieurs enjeu(x) de sécurité, et dont la description et/ou les résultats sont publics.

Ce panorama, établi à l'instant t sur la base des connaissances de l'INERIS liées notamment à notre participation au réseau scientifique HIPS-NET<sup>1</sup>, n'a pas vocation à être exhaustif.

Pour chaque projet identifié, sont indiqués :

- le nom du projet ;
- le pays dans lequel a lieu le projet ;
- un bref descriptif du projet ;
- s'il intègre la mise en œuvre d'un démonstrateur ;
- le ou les maillon(s) au(x)quel(s) se réfèrent le projet (conversion en ou de l'hydrogène, réseaux de transport et/ou de distribution de gaz naturel, stockage de gaz naturel, usages domestiques du gaz naturel, usages industriels du gaz naturel, applications de transport (mobilité)).

Pour différencier les démonstrateurs des autres projets, il a été choisi de considérer comme démonstrateur tout système dont le but est de faire démonstration et dont l'échelle est au moins celle du pilote.

La carte ci-dessous présente les différents projets de démonstrateurs en Europe (carte publiée sur le site <http://europeanpowertogas.com/projects-in-europe/>).

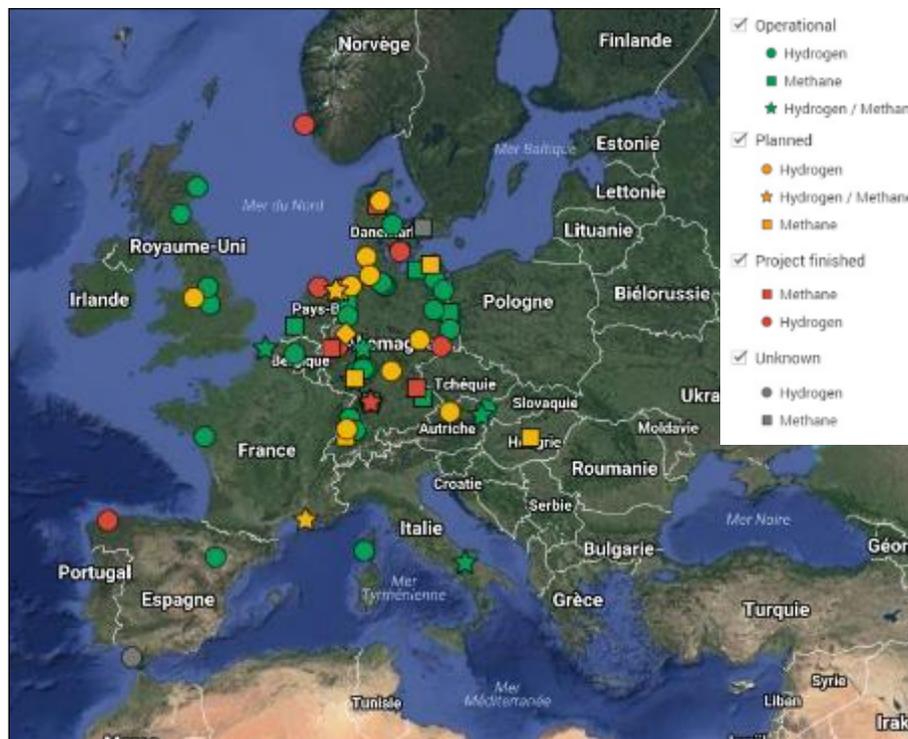


Figure 1 : Carte des démonstrateurs en Europe

<sup>1</sup> Le réseau scientifique HIPS-NET a pour objectif d'établir une entente paneuropéenne concernant la concentration d'hydrogène admissible dans le réseau de gaz naturel

Il est à noter que :

- certains projets portant exclusivement sur des enjeux étudiés de façon détaillée dans d'autres parties du présent rapport (propriétés dangereuses des mélanges, phénomènes dangereux associés, intégrité des équipements) sont déjà cités dans ces parties, et ne sont pas repris dans la présente annexe ;
- les projets présentés ci-après sont dans leur grande majorité en cours de montage ou de réalisation. Ceux qui sont finalisés sont les suivants :
  - Naturalhy,
  - Hyhouse Project,
  - HIPS Project,
  - Power-to-Gas for Heat and Electricity Supply in Buildings,
  - Ameland.

Les publications relatives à leurs résultats, lorsqu'elles sont disponibles, ont été exploitées dans le cadre du présent rapport.

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>100% renewable gas mix in 2050</b> Pays : France	L'ADEME a réalisé une étude envisageant différentes solutions techniques et économiques permettant d'atteindre 100% d'énergies renouvelables en 2050. Pour couvrir la demande totale en gaz en 2050 (estimée à 300 TWh, contre 460 TWh aujourd'hui) les auteurs mettent en avant une solution d'approvisionnement en gaz naturel avec : <ul style="list-style-type: none"> <li>• 30% méthanisation ;</li> <li>• 40% pyrogasification ;</li> <li>• 30% électrolyse.</li> </ul> Actuellement l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel français est limitée à 6 % vol . Avec ce scénario, le power-to-gas couvrirait 140 TWh pour un coût total (production, réseau, stockage) de 105 à 153 €/MWh. <a href="https://www.ademe.fr/mix-gaz-100-renouvelable-2050">https://www.ademe.fr/mix-gaz-100-renouvelable-2050</a>			X				
<b>2 MWeI Power-to-Gas Hybrid Power Plant</b> Pays : Suisse	L'idée est de combiner un centre de traitement des eaux usées avec une usine d'électrolyse PEM (Proton Exchange Membrane) et un procédé de méthanisation biologique pour économiser 10% d'énergie primaire et réduire jusqu'à 20% les émissions de gaz à effet de serre. 10 sites en Suisse ont pris l'initiative d'installer ces power-to-gas hybrides de puissance 2 MW <sub>el</sub> . De plus, 18 GWh/an vont être injectés dans le réseau de gaz naturel. <a href="http://www.biopower2gas.de/">http://www.biopower2gas.de/</a>		X				X	
<b>Ameland</b> Pays : Pays Bas	Ce projet expérimental, mené sur l'île d'Ameland, aux Pays-Bas, a consisté à injecter de l'hydrogène dans le gaz naturel distribué aux logements afin de rendre la communauté autosuffisante à horizon 2020. L'expérimentation s'est déroulée à petite échelle, dans un appartement constitué de 14 logements. Chaque appartement est équipé d'un compteur individuel de gaz, d'une gazinière et d'une chaudière à gaz. Le projet a duré quatre ans. Au cours de ce projet, aucune difficulté particulière n'est apparue jusqu'à 18% d'hydrogène, correspondant au taux maximal pratiqué sur l'île. L'injection de l'hydrogène a été un succès durant ce projet, qui confirme les conclusions du projet Naturalhy : les canalisations et les appareils domestiques ne sont pas des contraintes au mélange gaz naturel / hydrogène jusqu'à 20% vol. Cependant, il demeure des interrogations quant à l'utilisation industrielle de ce mélange (moteurs à gaz stationnaires, turbines à gaz et toutes machines utilisant du gaz pour le procédé ou pour la combustion). M.J. Kippers, et al. 2011. Pilot project on hydrogen injection in natural gas on island of Ameland in the Netherlands. International Gas Union Research Conference.	X		X		X		

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>CATHY</b> <u>Pays</u> : France	<p>Le projet CATHY s'intéresse aux canalisations à « haute nuance », qui nécessitent moins d'acier que les canalisations classiques (donc moins chères). Il faut par ailleurs évaluer la résistance de cet acier haute résistance à transporter de l'hydrogène sous pression et proposer une recommandation pour son emploi. En parallèle d'essais de laboratoire, en milieu pressurisé en hydrogène, les chercheurs ont pour objectif le développement d'un outil de simulation du comportement d'un gazoduc hautement pressurisé en hydrogène. A l'issue du projet, il résulte que le gaz naturel peut être transporté dans des canalisations d'acier X80 ou de nuance supérieure (c'est-à-dire limite d'élasticité de 80 ksi), ce qui engendre une économie de 5 à 20% du coût de transport (à pression égale). Cependant, l'EIGA (European Industrial Gases Association) a recommandé en 2004 une limitation à la nuance X52. De plus, il y a un risque de fragilisation par l'hydrogène et de réduction de la tolérance aux défauts.</p> <p><a href="http://www.agence-nationale-recherche.fr/Colloques/NTE2009/pdf/1/PANH_2_CATHY-GDF_poster.pdf">http://www.agence-nationale-recherche.fr/Colloques/NTE2009/pdf/1/PANH_2_CATHY-GDF_poster.pdf</a></p>			X				
<b>EASE / EERA Energy Storage Recommendations / Europe</b> <u>Pays</u> : Europe	<p>L'EASE et l'EERA ont présenté une feuille de route synthétisant les travaux des chercheurs et des industriels quant au stockage de l'énergie :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Description du type de stockage ;</li> <li>• Présentation de l'avancée technique et ses applications ;</li> <li>• Objectifs de recherche associés</li> <li>• Identification des difficultés ;</li> <li>• Établissement des priorités de recherche</li> <li>• Recommandations de financement pour la recherche,</li> <li>• Développement des infrastructures</li> <li>• Présentation des avantages du stockage.</li> </ul>				X			

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet				
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels
	<p>Le schéma suivant résume la maturité technique liée au stockage de l'énergie grâce à l'hydrogène :</p> <p style="text-align: center;"><b>Maturity of Technology Chain Components</b></p> <p style="text-align: center;">Figure 5: Technical maturity of chemical storage components. Adapted from Siemens, 2012.</p> <p>Les conditions opératoires de différentes solutions de conversion 1 sont proposées. Le rapport souligne ensuite que la difficulté principale du recourt à l'hydrogène réside dans le coût. Pour réduire le coût d'investissement (euros/ kW), il faudrait augmenter l'efficacité, la pression, la conversion de puissance et la durabilité. Ceci passe notamment par la standardisation, mise à l'échelle industrielle, production de masse et optimisation de la chaîne d'approvisionnement. <a href="https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2017/10/EASE-EERA-Storage-Technology-Development-Roadmap-2017-HR.pdf">ease-storage.eu/wp-content/uploads/2017/10/EASE-EERA-Storage-Technology-Development-Roadmap-2017-HR.pdf</a></p>						
<p><b>EDGaR: Energy Delta Gas Research</b> Pays : Pays Bas</p>	<p>Ce projet étudie des conditions opératoires du stockage du méthane, composant majoritaire du gaz naturel, non pas sous forme de gaz liquéfié (très coûteux), mais via l'adsorption par du carbone actif. Source : <a href="https://www.hanze.nl/eng/research/strategic-themes/energy/edgar">https://www.hanze.nl/eng/research/strategic-themes/energy/edgar</a></p>			X			

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>Feasibility Study for Hydrogen Use in Mobility, Industry and Heating Market</b> Pays : Allemagne	Cinq électrolyseurs PEM situés en Allemagne convertissent l'électricité produite par des énergies renouvelables (RES). Une étude de faisabilité a été réalisé afin de déterminer si l'hydrogène issu d'énergies renouvelables peut être compétitif sur le plan économique et utiliser en tant que comburant non-émetteur de CO2 dans le transport. Ainsi, si des subventions sont nécessaires pour lancer le projet, il est estimé qu'en 2027 le projet s'autofinancerait (considérant un lancement en 2018). <a href="https://www.gp-joule.eu/news/newsdetails/wind-energy-in-the-tank-generates-more-acceptance-for-renewables/">https://www.gp-joule.eu/news/newsdetails/wind-energy-in-the-tank-generates-more-acceptance-for-renewables/</a>		X					
<b>Gate-Valve Hydrogen Tolerance Testing</b> Pays : Allemagne	Gate-Valve Hydrogen Tolerance Testing entend statuer sur l'étanchéité des vannes d'arrêt lorsqu'elles sont soumises à différentes concentration d'hydrogène (100%, 20%, 10% 5% et 0%). Le test portera sur 8 vannes déjà en place et de largeurs différentes et sur 3 nouvelles vannes (ainsi les tests porteront bien sur l'usure du matériau). 1) Méthode permettant de mesurer précisément des fuites: chromatographie 2) Méthode qualitative de détection de fuites en plongeant les vannes dans l'eau			X				
<b>"Green Refineries" 5 MW &amp; 10 MW PEM Electrolysers</b> Pays : Allemagne	Siemens a inauguré, en novembre 2017, un électrolyseur de 5 MW capable de produire plusieurs centaines de tonnes d'hydrogène par an. L'hydrogène sera utilisé comme ressource pour les raffineries d'Hambourg. En parallèle, un projet similaire est planifié par Shell Rheinland Refineries à Wesseling. Celui-ci sera inauguré en 2020. L'électrolyseur d'ITM aura une capacité de 10 MW et pourra produire jusqu'à 1 300 tonnes d'hydrogène par an. L'hydrogène produit sera lui aussi utilisé pour approvisionner les raffineries alentours. Ces deux projets s'inscrivent dans le concept de « raffineries vertes » puisque l'hydrogène produit n'émet pas de carbone. <a href="https://www.hur.com/en/press/press-releases/">https://www.hur.com/en/press/press-releases/</a> <a href="http://www.itm-power.com/news-item/10mw-refinery-hydrogen-project-with-shell">http://www.itm-power.com/news-item/10mw-refinery-hydrogen-project-with-shell</a>		X					
<b>Greening of Gas project (VG2)</b> Pays : Pays Bas	Ce projet étudie la faisabilité de l'injection de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel et son transport à travers les infrastructures existantes. Les aspects techniques, économiques et institutionnels sont abordés de sorte à identifier les points bloquants et les (dés)avantages de l'injection d'hydrogène dans le réseau desservant la ville de Rozenburg. Le projet vise aussi à statuer sur la possibilité ou non d'utiliser le réseau comme « stockage tampon » pour l'hydrogène. Il a été trouvé que l'hydrogène influe significativement sur la vitesse de combustion du mélange hydrogène / méthane au-delà de 5 % d'hydrogène dans le mélange, il convient de mener des inspections locales afin de s'assurer que le risque de flash-back est maîtrisé. A une concentration de 5 % vol, l'hydrogène s'infiltré dans les canalisations mais de façon négligeable. Actuellement, les consommateurs paient le gaz sur la base du volume consommé. Cependant, comme la densité du mélange hydrogène/méthane sera moindre que celui du gaz naturel, la consommation volumique augmentera. Il faudra donc revoir l'indexation du prix du gaz. Anish Patil. Mixing and Transportation of Hydrogen via the Natural Gas Network in Rozenburg.			X				

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>GreenLab Skive</b> <u>Pays</u> : Danemark	<p>Le but du projet est de construire un centre neutre en CO2 dont l'énergie proviendrait du power-to-gas. Il serait l'un des centres leaders en matière d'énergies renouvelables.</p> <p>Le power-to-gas et un système d'intégration sont testés à échelle 1. L'un des aspects les plus novateurs consiste en l'implémentation d'une usine power-to-gas de par son rôle central dans la conversion de l'énergie. La chaîne sera composée de panneaux photovoltaïques, d'éoliennes, d'électrolyseurs, de centrales biogaz, de centrales de gaz de décharge, de méthaniseurs, du réseau de gaz naturel, de revalorisation, de machines à cogénération de chaleur et d'électricité et d'un système d'équilibrage de l'énergie.</p> <p><a href="http://www.greenlabskive.dk/">http://www.greenlabskive.dk/</a></p>	X	X					
<b>GRHYD</b> <u>Pays</u> : France	<p>Le projet national de recherche GRHYD (Gestion des Réseaux par l'injection d'Hydrogène pour Décarboner les énergies). Ce projet a pour objectif de concevoir, construire et mettre en œuvre un démonstrateur visant à produire de l'hydrogène à partir de l'électricité éolienne, via l'électrolyse, et à le valoriser en l'injectant dans un réseau de distribution de gaz naturel d'une part, et en alimentant une flotte de bus par le carburant Hythane (mélange d'hydrogène et de gaz naturel) d'autre part.</p> <p>Du permis de construire d'avril 2017 et de l'étude de la faune et flore de juin 2017, a découlé la construction d'un nouveau quartier à Cappelle-la-Grande de 200 logements. 100 logements de ce quartier seront approvisionnés par un réseau de gaz contenant un mélange d'hydrogène (inférieur à 20 % vol) et de gaz naturel. Les premières livraisons de bâtiments ont eu lieu en septembre 2017. Le démonstrateur a été inauguré le 11 juin 2018. Les mesures récoltées pendant deux ans dans la banlieue dunkerquoise serviront à évaluer les avantages du Power-to-Gas en termes de fonctionnement technique des matériels, d'économie mais aussi d'acceptation sociétale.</p> <p>L'arrêté du 22 juin 2016 fixe les conditions dans lesquelles la société GRDF peut injecter le mélange gaz naturel – hydrogène ; cet arrêté prévoit notamment une information du Ministère de l'Environnement sur :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• les résultats des tests préliminaires à la mise en service,</li> <li>• l'état d'avancement en cours d'expérimentation,</li> <li>• ainsi que les difficultés rencontrées (dont les éventuels incidents ou accidents), et les améliorations apportées pour y remédier.</li> </ul> <p>Ainsi, même si l'INERIS est tenu de respecter les clauses de confidentialité qui s'imposent à chaque partenaire de ce projet, les informations importantes seront portées à la connaissance du Ministère par le coordinateur du projet, en application de cet arrêté.</p> <p><a href="http://grhyd.fr/">http://grhyd.fr/</a> <a href="https://www.lemonde.fr/economie/article/2018/06/11/quand-dunkerque-injecte-de-l-hydrogene-dans-son-reseau-de-gaz_5313128_3234.html">https://www.lemonde.fr/economie/article/2018/06/11/quand-dunkerque-injecte-de-l-hydrogene-dans-son-reseau-de-gaz_5313128_3234.html</a></p>	X	X	X		X		X

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>GusStav</b> <u>Pays</u> : Allemagne	<p>Le projet GusStav se décompose comme suit :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Définition des paramètres après un état de l'art des infrastructures du réseau, du niveau d'automatisation et de ses évolutions prévues Description des utilisations supplémentaires des infrastructures</li> <li>2) Développement d'un concept d'automatisation et de convergence optimale du réseau. Définition des technologies nécessaires et leurs interactions basées sur les modèles d'architecture de réseau intelligents (SGAM)</li> <li>3) Simulation du concept développé :             <ul style="list-style-type: none"> <li>• simulation hydraulique sur un réseau donné ;</li> <li>• modélisation du point de convergence entre les réseaux de distribution en gaz et électricité avec Modelica ;</li> <li>• Analyse de sensibilité des paramètres relatifs aux réseaux de gaz et d'électricité, ainsi que ceux de leur interconnexion.</li> </ul> </li> <li>4) Revue des résultats Présentation des bénéfices potentiels de la convergence des réseaux Création de feuilles de route pour les futurs projets</li> </ol> <p><a href="https://www.evt.uni-wuppertal.de/forschung/forschungsgruppe-betriebskonzepte-und-sektorenkopplung/gustav-kombinierte-gas-und-stromnetzautomatisierung-auf-verteilnetzebene.html">https://www.evt.uni-wuppertal.de/forschung/forschungsgruppe-betriebskonzepte-und-sektorenkopplung/gustav-kombinierte-gas-und-stromnetzautomatisierung-auf-verteilnetzebene.html</a></p>		X	X				

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet				
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels
<b>H21</b> <u>Pays</u> : Royaume Uni	<p>Le Royaume Uni s'est engagé à réduire ses émissions de carbone de 80% par rapport au niveau de 1990, d'ici à 2050. Le gaz naturel produit l'équivalent de 180 g/kWh de CO<sub>2</sub>, tandis que l'empreinte carbone de l'hydrogène dépend de sa source : l'électrolyse a une empreinte élevée, alors que le reformage n'émet qu'approximativement 50 g/kWh équivalent CO<sub>2</sub>.</p> <p>Les premières 150 années de l'industrie du gaz au UK utilisait du gaz local, contenant 50% d'hydrogène, produit à partir de charbon puis d'huile. Le réseau de gaz a ensuite été converti au gaz naturel (principalement constitué de méthane) dans les années 1960/70.</p> <p>Depuis 2002, le Royaume-Uni mène le Programme de Remplacement des Conduites en fonte qui remplace la majorité des canalisations par du polyéthylène. Ces canalisations en polyéthylène sont considérées comme adaptées au transport de 100% d'hydrogène.</p> <p>Le but du projet H21 est de se positionner quant à la faisabilité technique et économique d'alimenter un réseau de gaz naturel existant avec 100% d'hydrogène, tout en minimisant les désagréments pour les consommateurs.</p> <p>Pour cela, la ville de Leeds a servi de testeur.</p> <p>Le projet a montré que :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le réseau de gaz naturel peut être converti en réseau d'hydrogène ;</li> <li>• La conversion peut être réalisée progressivement sans causer de nuisances pour les consommateurs ;</li> <li>• Des infrastructures d'énergie nouvelles nécessitent des travaux relativement peu importants en comparaison des autres solutions alternatives ;</li> <li>• La demande de chauffage existante à Leeds peut être satisfaite grâce au reformage du méthane (CH<sub>4</sub> + CO<sub>2</sub> -&gt; 2 Co + 2 H<sub>2</sub>) et au stockage dans une cavité saline, ce qui utilise des technologies déjà utilisée de par le monde.</li> </ul> <p><a href="https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf">https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf</a></p>		X		X		

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>H2-Netz</b> <u>Pays</u> : Allemagne	<p>H2-Netz étudie les adaptations nécessaires pour que le réseau supporte l'injection d'hydrogène (postes de régulateur de gaz, technologies de régulation et de contrôle des fuites et débits, système d'odorisation).</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Développement d'un concept durable et innovant d'infrastructure du réseau d'hydrogène à même de rendre celui-ci compétitif avec les réseaux traditionnels. Cette infrastructure devra lier une canalisation d'hydrogène existante avec une localisation spécifiquement sélectionnée et appelée « Village hydrogène » ;</li> <li>2) Evaluation et vérification de la sélection d'un polymère spécifique pour construire l'intérieur des canalisations ;</li> <li>3) Construction d'infrastructures de distribution, comprenant les systèmes de sécurité, de telle sorte que l'approvisionnement des particuliers soit réalisable ;</li> <li>4) Réalisation d'un modèle théorique de réseau de distribution ;</li> <li>5) Surveillance du réseau ;</li> <li>6) Evaluation et optimisation des systèmes qui incluent les systèmes de sécurité et de communication ;</li> <li>7) Création d'un modèle de simulation permettant d'évaluer les aspects économiques et techniques des infrastructures d'approvisionnement d'hydrogène.</li> </ol> <p><a href="https://www.dbi-gruppe.de/h2-netz.html">https://www.dbi-gruppe.de/h2-netz.html</a></p>			X				
<b>H2-PIMS (pipeline integrity management systems)</b> <u>Pays</u> : Allemagne	<p>Le but du projet est de développer un système de gestion de l'intégrité des canalisations.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Tolérance des matériaux composants les canalisations pour un gaz contenant de l'hydrogène : données des producteurs, opérateurs de canalisations, Association Européenne de l'Industrie Gazière (EIGA)</li> <li>2) Émission d'un plan d'actions des ajustements techniques et législatifs nécessaires pour pouvoir utiliser du gaz contenant un taux d'hydrogène plus important. Ce plan découlera de tests sur les infrastructures (expériences, paramètres et indicateurs à définir)</li> <li>3) Tests de dégradation/fatigue/usure sur les matériaux composant les canalisations et joints de soudure, en les soumettant à différentes pressions</li> <li>4) Etude de systèmes de détection et gestion de fuites (dont ABC)</li> </ol> <p>Modélisation des résultats de dégradation du matériel</p> <p><a href="https://www.dbi-gruppe.de/h2-pims.html">https://www.dbi-gruppe.de/h2-pims.html</a></p>			X				

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>H2V Product</b> <u>Pays</u> : Norvège / France	<p>La compagnie H2V product a conclu un contrat avec l'entreprise norvégienne NEL ASA pour concevoir, construire et maintenir cinq usines d'hydrogènes de 100 MW chacune. Au total, 200 électrolyseurs produiront environ 70 000 tonnes d'hydrogène par an.</p> <p>L'utilisation principale de cet hydrogène sera son injection dans le réseau de gaz naturel, comme substitut. Aussi un quart de l'hydrogène sera commercialisé, en particulier aux raffineurs. D'autres opportunités d'utilisation sont investiguées, comme le stockage souterrain ou son injection dans le réseau dédié à l'approvisionnement des infrastructures mobiles.</p> <p>La production de l'hydrogène n'est pas encore rentable économiquement. Les partenaires du projet comptent sur l'augmentation des taxes.</p> <p>Les premières installations, implantées dans le Nord de la France, injecteront l'hydrogène dans le réseau de gaz en provenance de Norvège.</p> <p><a href="https://chemicalparks.eu/news/2017-6-13-nel-asa-enters-into-exclusive-nok-450-million-industrial-scale-power-to-gas-framework-agreement-with-h2v-product">https://chemicalparks.eu/news/2017-6-13-nel-asa-enters-into-exclusive-nok-450-million-industrial-scale-power-to-gas-framework-agreement-with-h2v-product</a></p>		X					
<b>HIPS - Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems</b> <u>Pays</u> : Europe	<p>Il y a différentes propositions pour l'injection d'hydrogène à partir de ressources naturelles dans le réseau. Les résultats de l'étude montrent que le réseau peut admettre jusqu'à 10% d'hydrogène. Cependant, il demeure des points bloquants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les stockages souterrains dans des cavités constituées de roches poreuses : l'hydrogène est un bon support pour les bactéries réductrices de sulfate et réductrices de sulfure. Aussi, il y a un risque de prolifération des bactéries, menant à la formation de sulfure d'hydrogène, à la consommation de l'hydrogène et au bouchage des réservoirs rocheux ;</li> <li>• Les réservoirs en acier des véhicules à gaz sont actuellement soumis au règlement européen limitant l'hydrogène à 2 % vol ;</li> <li>• La plupart des turbines à gaz ont été dimensionnée pour accepter au maximum 1 % vol d'hydrogène. 5% pourrait être réalisable, moyennant quelques modifications. Certaines nouvelles turbines ou certaines turbines révisées peuvent accepter jusqu'à 15 % vol .</li> <li>• Il est recommandé de ne pas utiliser les moteurs fonctionnant au gaz avec plus de 2 % vol . Une concentration au maximum de 10 % vol d'hydrogène serait possible, sous conditions ;</li> <li>• De nombreux systèmes de chromatographie gazeuse ne pourront analyser l'hydrogène.</li> </ul> <p>Klaus Alfeld and Dave Pinchbeck. HIPS - Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems</p>			X				

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>How Much Hydrogen Can the Danish Gas Infrastructure Handle?</b> <u>Pays</u> : Danemark	<p>Des tests du réseau de canalisation danois vont être menés afin de déterminer s'il peut supporter l'injection d'hydrogène dans le gaz naturel. Ce projet s'inscrit dans l'objectif du Danemark d'utiliser 100% d'énergies renouvelables d'ici 2050 : il leur faut alors solutionner l'intermittence des approvisionnements en énergies renouvelables. Le stockage sous forme d'hydrogène, via l'électrolyse, semble être une solution.</p> <p>Si les infrastructures actuelles ne sont pas compatibles telles quel avec l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, alors il convient de chiffrer les coûts d'investissement qui seraient nécessaires.</p> <p>En juin 2017, de l'hydrogène (2 % vol) a été injecté dans les canalisations tests. Pour l'instant, les résultats sont concluants puisque le système n'est pas sujet aux fuites. Les canalisations utilisées pour les essais sont similaires en tous points aux canalisations du réseau danois. Les résultats des essais sont donc transposables.</p> <p>Le projet prévoit de tester des concentrations d'hydrogène de 0 % vol à 15 % vol.</p> <p><a href="http://europeanpowertogas.com/wp-content/uploads/2018/05/Energinet-MR-station-hydrogen.pdf">http://europeanpowertogas.com/wp-content/uploads/2018/05/Energinet-MR-station-hydrogen.pdf</a></p>			X				
<b>HY HOUSE</b> <u>Pays</u> : Royaume Uni	<p>Le projet a pour but de simuler des fuites de gaz (100% de gaz naturel, 100% d'hydrogène, 3 % vol d'hydrogène, 10 % vol d'hydrogène et du gaz de ville à 50% d'hydrogène/ 25 % CO2 et 25 % de gaz naturel) à une puissance de 8 à 64 kW. La concentration et la distribution de ces gaz à travers la maison ont été mesurés.</p> <p>La puissance calorifique de l'hydrogène équivaut environ à un tiers de celle du gaz naturel et sa densité est d'un huitième.</p> <p>L'étude conclut que le risque d'incendie ou d'explosion lié à une fuite, dans une maison, est similaire que ce soit du gaz naturel, de l'hydrogène ou un mélange gaz naturel / hydrogène.</p> <p><a href="https://www.kiwa.co.uk/uploadedFiles/About_Us/GaC/Hy%20House%20Report.pdf">https://www.kiwa.co.uk/uploadedFiles/About_Us/GaC/Hy%20House%20Report.pdf</a></p>			X			X	
<b>HyBalance project</b> <u>Pays</u> : Europe	<p>HyBalance vise à produire de l'hydrogène « vert » à usage de l'industrie et du transport (à partir d'automne 2017).</p> <p>HyBalance est le premier projet européen à couvrir l'intégralité de la chaîne de valeur, de la production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables à l'utilisateur final. L'hydrogène, produit par électrolyse de l'eau, sera utilisé pour les transports et notamment pour alimenter les cinq stations de recharge d'hydrogène existantes et exploitées par Air Liquide et plus de 60 véhicules électriques à hydrogène en circulation.</p> <p><a href="http://hybalance.eu/">http://hybalance.eu/</a>  <a href="https://www.airliquide.com/fr/media/air-liquide-acteur-majeur-du-plus-grand-projet-power-hydrogen-europe">https://www.airliquide.com/fr/media/air-liquide-acteur-majeur-du-plus-grand-projet-power-hydrogen-europe</a>  <a href="http://www.fch.europa.eu/project/hybalance">http://www.fch.europa.eu/project/hybalance</a></p>	X	X	X				X

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet				
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels
<b>Hyburn project – Hydrogen tolerance of turbines</b> <u>Pays</u> : Allemagne	<p>Les chambres de combustion liées aux turbines à gaz ne peuvent pas accepter un mélange de gaz naturel et d'hydrogène. L'hydrogène altère la combustion dynamique du gaz naturel en affectant sa vitesse de combustion, ses limites d'auto-ignition, la forme de la flamme, la température et le risque d'extinction. De plus, il affecte les caractéristiques de stabilité de la chambre de combustion et peut mener à des combustions instables et augmenter le risque de flash-back.</p> <p>Pourtant l'enrichissement du gaz naturel avec l'hydrogène permet de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• réduire les émissions de CO2</li> <li>• repousser les limites d'opérabilité des chambres de combustion, ce qui se traduit par des pics de températures inférieures et significativement moins d'oxyde nitrique produit.</li> </ul> <p>Il est très difficile de recommander une proportion d'hydrogène acceptable pour les turbines. Les turbines fonctionnent à des pressions comprises entre 15 à 20 atm. Il y a très peu de données disponibles concernant la structure de la dynamique des flammes turbulentes. Les concepteurs extrapolent donc les tendances pour déterminer les dynamiques de la chambre de combustion.</p> <p>Le projet vise à mieux comprendre l'impact de l'hydrogène sur les flammes de la chambre de combustion de la turbine. Les essais porteront sur des mélanges de gaz naturel / hydrogène jusqu'à 30 % vol .</p> <p><a href="https://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10081/151_read-16965/#!/gallery/22229">https://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10081/151_read-16965/#!/gallery/22229</a></p>					X	
<b>HyDeploy Project - Raising the Hydrogen Limit</b> <u>Pays</u> : Royaume Uni	<p>Le but est de démontrer que le gaz naturel peut contenir de l'hydrogène en quantité supérieure à ce qui est préconisé par les Réglementations du Management de la Sécurité Générale GSMR (de 0.1 % vol à 20 % vol) et qu'il peut être distribué et utilisé en sécurité et efficacement dans une portion du réseau de distribution britannique.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Activités à entreprendre pour obtenir une exemption du GSMR (engagement des clients, enquête, adaptation des équipements et infrastructures, engagement auprès des autorités de santé et sécurité) ;</li> <li>2) Construction d'équipement de production d'hydrogène sur site, injection et mesures ;</li> <li>3) Phase de tests et d'analyses : essais d'injection d'hydrogène durant 18 mois (jusque fin 2018).</li> </ol> <p><a href="https://hydeploy.co.uk/about/">https://hydeploy.co.uk/about/</a></p>		X				

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>Hydrogen Blending as Path for Transportation</b> Pays : USA	<p>La Californie mène des études pour réduire l'empreinte carbone dans le secteur du transport. Les auteurs se focalisent sur le réseau de transport du gaz naturel qui pourrait aussi être utilisé avec du gaz naturel renouvelable, à la fois technologiquement et économiquement. Le mélange du gaz naturel avec l'hydrogène n'est pas encore réalisé en Californie, contrairement aux pays européens. L'approvisionnement des stations-service d'hydrogène est réalisé grâce à des camions après que du méthane ait été reformé (réaction libérant du carbone : CO ou CO<sub>2</sub>). Le but de la recherche est d'étudier le mélange d'hydrogène dans les canalisations de gaz naturel, ainsi que la séparation de l'hydrogène du gaz naturel une fois celui-ci acheminé. Aussi, les chercheurs veulent :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Définir la concentration limite acceptable d'hydrogène dans le gaz naturel. Établir des protocoles d'injection. L'étude portera sur tous les maillons de la chaîne : utilisateurs finaux du gaz naturel, distribution, transport et stockage ;</li> <li>• Établir un procédé de certification de compatibilité avec l'hydrogène des appareils des consommateurs, de stockage, des compresseurs, des canalisations de transport et distribution ;</li> <li>• Définir un procédé d'injection d'hydrogène dans le gaz naturel rigoureux et avec autorisation afin de s'assurer que le réseau est constitué de matériaux aptes à résister au passage de l'hydrogène et qu'ils ne présentent ni fatigue ni faille.</li> </ul> <p>Comme première approche, une concentration de 5 % vol à 15 % vol d'hydrogène est supposée ne pas augmenter significativement le risque de dommage sur les appareils des consommateurs. Il est aussi supposé que l'intégrité et la durabilité du réseau de gaz naturel ne seront pas impactées.</p> <p><a href="https://itspubs.ucdavis.edu/wp-content/themes/ucdavis/pubs/download_pdf.php?id=2725">https://itspubs.ucdavis.edu/wp-content/themes/ucdavis/pubs/download_pdf.php?id=2725</a></p>			X		X	X	X
<b>HyLAW (FCH JU Cross-Cutting Projects)</b> Pays : Europe	<p>Création d'une base de données en ligne décrivant les différences de cadres législatifs et administratifs entre 18 pays d'Europe pour identifier les principales barrières à la commercialisation de l'hydrogène.</p> <p><a href="https://cordis.europa.eu/project/rcn/207656_en.html">https://cordis.europa.eu/project/rcn/207656_en.html</a>  <a href="https://www.sintef.no/en/projects/hylaw/">https://www.sintef.no/en/projects/hylaw/</a></p>				X			

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>HYREADY</b> <u>Pays</u> : Europe	<p>HYREADY met l'accent sur les conséquences de l'ajout d'hydrogène sur les réseaux spécifiques existants et sur les contre-mesures permettant d'atténuer les conséquences. Les impacts potentiels sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dégradation de matériel ;</li> <li>• Sécurité ;</li> <li>• Performance et intégrité des équipements des consommateurs (machines, turbines, brûleur) ;</li> <li>• Performance des équipements de mesure (chromatographies gazeuses incluses) ;</li> <li>• Perte de gaz dues à l'infiltration à travers les canalisations ;</li> <li>• Réduction de l'efficacité des compresseurs ;</li> <li>• Réduction de la capacité de transmission en MJ/h.</li> </ul> <p>L'injection d'hydrogène à hauteur de 10% dans le réseau se traduit par une diminution de la valeur calorifique d'environ 7% et affecte la vitesse de combustion du gaz.</p> <p>L'hydrogène peut infiltrer le silicone et le PTFE et peut impacter la résistance à la fatigue de l'acier.</p> <p><a href="https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/Hyready%20Florisson.pdf">https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/Hyready%20Florisson.pdf</a></p>			X				
<b>Jupiter 1000</b> <u>Pays</u> : France	<p>Le démonstrateur Jupiter 1000 va être testé sur <i>Picto</i> (Plateforme industrielle et d'innovation Caban Tonkin), au sein de la pépinière d'entreprises Innovex, à Fos-sur-Mer. La plateforme de production a été développée pour expérimenter les projets de la transition énergétique.</p> <p>GRTgaz est en train de construire une usine de power-to-gaz avec deux électrolyseurs : PEM et alcalin.</p> <p>Les électrolyseurs, d'une puissance totale de 1 MW, transformeront les surplus d'électricité d'origine renouvelable en hydrogène. L'hydrogène sera soit directement injecté dans le réseau de gaz naturel, soit transformé en méthane par combinaison avec le dioxyde de carbone. Le CO2 sera extrait des fumées rejetées par une usine avoisinante.</p> <p>Une unité d'injection / mélange va servir à garantir que, dans toute circonstance, l'injection de gaz répondra aux spécifications du réseau de gaz naturel.</p> <p>Source : <a href="https://www.jupiter1000.eu/">https://www.jupiter1000.eu/</a></p> <p>Communiqué de presse du 30 mars 2016. Signature des accords industriels du projet power to Gas « jupiter 1000 », premier projet de la pépinière « Innovex ».</p>	X	X	X				

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>KonstGas</b> <u>Pays</u> : Allemagne	Ce projet étudie l'utilisation possible du Power-to-Gas en connexion avec le smart grid : les fluctuations d'approvisionnement des énergies renouvelables et les capacités réduites des centrales conventionnelles doivent faire face au besoin des consommateurs. Le point crucial est donc le stockage de l'énergie à coût et pertes acceptables. L'objectif est d'étudier, de façon technique et économique, les opportunités que présentent le couplage entre électricité et réseau de gaz naturel : conversion de l'électricité provenant d'énergie renouvelable en gaz renouvelable grâce à l'électrolyse et la méthanisation. <a href="http://www.dbi-gruppe.de/konstgas.html">http://www.dbi-gruppe.de/konstgas.html</a> <a href="https://www.iip.kit.edu/1305_2242.php">https://www.iip.kit.edu/1305_2242.php</a>				X			
<b>Liverpool-Manchester Hydrogen Cluster Project</b> <u>Pays</u> : Royaume Uni	Ce projet est une étude théorique du cadre pratique et économique à l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz autour de Liverpool et Manchester. Le procédé consiste en convertir le gaz naturel en hydrogène non-polluant via un procédé appelé reformage du méthane. Le procédé retire aussi le dioxyde de carbone du gaz pour le stocker dans des réservoirs (1.5 millions de tonne de CO2 /an). <a href="https://cadentgas.com/about-us/innovation/projects/liverpool-manchester-hydrogen-cluster">https://cadentgas.com/about-us/innovation/projects/liverpool-manchester-hydrogen-cluster</a>		X	X				
<b>MéthyCentre</b> <u>Pays</u> : France	MéthyCentre, démonstrateur implanté dans le Centre-Val-de-Loire, associe une unité pilote de Power-to-Gas et une unité de méthanisation qui valorise les déchets agricoles locaux. L'électricité photovoltaïque, éolienne et le CO2 du centre de méthanisation seront valorisés. L'installation produira du biométhane, de l'hydrogène et du méthane de synthèse. Les gaz seront soit injectés directement dans le réseau, soit stockés dans un site souterrain. Les gaz serviront donc aux industriels et aux particuliers. Ils pourront aussi être utilisés pour la mobilité. <a href="https://www.storengy.com/fr/actualites/58-lancement-methycentre.html">https://www.storengy.com/fr/actualites/58-lancement-methycentre.html</a>	X	X					
<b>Naturalhy</b> <u>Pays</u> : Europe	Ce projet portait sur l'impact de l'hydrogène ajouté au gaz naturel sur les performances des appareils à gaz existants. Il a mis en lumière un impact acceptable sans adaptation lourde particulière jusqu'à 20 % d'hydrogène. Les canalisations en acier X 52 et X 70 ne seraient pas rendues plus vulnérables aux ruptures par l'hydrogène. Selon les participants à ce projet, l'injection d'hydrogène pourrait même aller jusqu'à 50% sans avoir d'impact. <a href="https://cordis.europa.eu/project/rcn/73964/factsheet/en">https://cordis.europa.eu/project/rcn/73964/factsheet/en</a>			X				
<b>NEW 4.0 : MW Power-to-gas plant in hybrid storage project</b> <u>Pays</u> : Allemagne	Le but du projet est d'approvisionner le Nord de l'Allemagne avec 100% d'énergies renouvelables. Le projet de stockage hybride combine un parc d'éoliennes de 15 MW avec une usine power-to-gas de 2.4 MW et une batterie lithium. L'excès d'électricité sera utilisé pour la production d'hydrogène. L'usine d'hydrogène peut produire jusqu'à 450 Nm³/h. L'hydrogène pourrait être commercialisé pour le chauffage, l'utilisation industrielle et la mobilité. Pour l'heure, il peut être injecté dans le réseau de gaz naturel à hauteur de 2 % vol. Selon les évolutions législatives, les partenaires du projet envisagent d'accroître la taille du stockage d'hydrogène et d'implémenter d'autres sites. Newsletter HIPS-NET n°16. Mars 2018.		X		X			

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>P2G Roadmap for flanders</b> <u>Pays</u> : Belgique	Ce roadmap vise à étudier différents projets de power-to-gas et power-to-x en vue de décarboner la Belgique. En conclusion, l'hydrogène produit par électrolyse paraît déjà actuellement compétitif avec l'hydrogène délivré par camion pour les petites industries. L'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel est elle aussi déjà économiquement viable, pour peu qu'elle bénéficie des mêmes avantages que le biométhane. <a href="http://www.power-to-gas.be/principle">http://www.power-to-gas.be/principle</a> <a href="http://www.power-to-gas.be/roadmap-study">http://www.power-to-gas.be/roadmap-study</a>		X	X				
<b>Permeation of hydrogen/natural gas blend / Germany</b> <u>Pays</u> : Allemagne	Les études de perméabilité des tubes plastiques à l'hydrogène sont très souvent réalisées à une température ambiante de 20°C. Or la température moyenne du sol est souvent inférieure. Des essais de perméabilité de tubes composés de différents plastiques (polymère, composite multicouches et deux polymères possédant une protection surfacique en aluminium) à différents gaz (méthane, hydrogène et gaz naturel) soumis à des températures variées sont en cours. Les hypothèses initiales sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Plus la température du sol est élevée, plus les tubes sont perméables au gaz (relation exponentielle) ;</li> <li>• Les tubes sont plus perméables à l'hydrogène qu'au méthane ;</li> <li>• Les tubes présentant une protection (en aluminium par exemple) sont beaucoup moins perméables.</li> </ul> Source : Newsletter HIPS-NET n°16. Mars 2018.			X				
<b>Power-to-gas and the North Sea wind power hub</b> <u>Pays</u> : Europe	Afin d'atteindre l'objectif de décarbonisation complète du secteur de l'énergie avant 2050 (accord de Paris), il semble essentiel de décarboner entièrement l'approvisionnement électrique. Aussi le projet « North Sea Wind Power Hub » vise à développer à grande échelle un parc éolien off-shore dans la mer du Nord. Le power-to-gas pourrait aider à stabiliser le flux d'électricité diffuser sur le réseau onshore. La vente de l'hydrogène est aussi à considérer comme une source de revenus potentiels. L'usage du power-to-gas (avec la possibilité de stockage qu'il offre) réduira considérablement le coût de l'électricité. <a href="https://northseawindpowerhub.eu/project/">https://northseawindpowerhub.eu/project/</a> <a href="https://northseawindpowerhub.eu/studies/">https://northseawindpowerhub.eu/studies/</a> <a href="https://www.gasunie.nl/en/news/gasunie-to-join-north-sea-wind-power-hub-consortium">https://www.gasunie.nl/en/news/gasunie-to-join-north-sea-wind-power-hub-consortium</a>		X					

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>Power-to-Gas for Heat and Electricity Supply in Buildings</b> Pays : Allemagne	<p>Le SmartEnergyTechnology est le premier système power-to-gas fermé au monde : il n'émet pas de CO2 et permet d'approvisionner en énergie des maisons, à faible demande, comme des usines très consommatrices :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Production d'électricité via les énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) ;</li> <li>2) Conversion de l'énergie excédentaire en hydrogène ;</li> <li>3) Conversion de l'hydrogène en méthane (par ajout de CO2 provenant de la combustion du gaz naturel) : réaction auto-catalysant qui génère du gaz naturel et de la chaleur ;</li> <li>4) Stockage possible de la chaleur sous forme de chauffe-eau par exemple et stockage du gaz naturel dans des cuves ;</li> <li>5) Combustion du gaz naturel pour générer chaleur et électricité (centrale à cogénération ou chaudière à condensation par exemple) =&gt; rendement &gt;80%.</li> </ol> <p>L'électricité et la chaleur ainsi produites sont acheminées jusqu'aux consommateurs (maisons comme usines)</p> <p><a href="https://exytron.online/EN/">https://exytron.online/EN/</a>  <a href="https://www.youtube.com/watch?v=U4n4Jo6jTGE">https://www.youtube.com/watch?v=U4n4Jo6jTGE</a></p>		X			X	X	
<b>Power-to-Gas Potential for Interlinking Electricity and Gas Networks</b> Pays : Allemagne	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Analyse des solutions de distribution de gaz et d'électricité actuelles et futures (en fonction de l'évolution du besoin)</li> <li>2) Analyse des réseaux de gaz et d'électricité pour étudier la possibilité de les connecter</li> <li>3) Sélection d'une structure de réseau adaptée pour le projet (doit être représentative du réseau allemand)</li> <li>4) Evaluation du potentiel des technologies de Power-to-Gas dans le réseau sélectionné et détermination de ses emplacement et utilisation optimaux</li> <li>5) Evaluation du potentiel des technologies de Power-to-Gas à l'échelle nationale. Réalisation d'estimations plausibles et cartographie des réseaux internationaux possibles</li> </ol> <p>Revue des analyses des résultats, discussion et recommandations</p> <p><a href="https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/forschung/forschungsgruppe-netzstrukturen-und-netzplanung/einsatzkonzepte-fuer-die-power-to-gas-technologie-auf-verteilungsnetzebene.html">https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/forschung/forschungsgruppe-netzstrukturen-und-netzplanung/einsatzkonzepte-fuer-die-power-to-gas-technologie-auf-verteilungsnetzebene.html</a></p>			X				

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>Projet du groupe Enel ...</b> <u>Pays</u> : Italie	<p>Le groupe Enel, plus grande entreprise d'électricité d'Italie et deuxième en Europe en termes de capacités installées, a récemment commandé à McPhy Energy un système de stockage d'une capacité de 2 kg d'hydrogène sous forme d'hydrure de magnésium. Le réservoir a été conçu suite aux essais réalisés au CEA-Liten de Grenoble sur le réservoir pré-industriel Hymage (au cours de cette évaluation, le réservoir McPhy Energy a été couplé à un électrolyseur et à une pile à combustible).</p> <p>La solution de McPhy Energy sera intégrée dans une chaîne complète de technologies innovantes dont l'éolien, le photovoltaïque, la production et le stockage d'hydrogène. Le réservoir Mc Phy Energy sera installé sur la zone d'expérimentation de Livourne (Italie) et le projet sera supervisé par un groupe de chercheurs du Centre de Recherche d'Enel de Pise.</p> <p>Source : Technique de l'ingénieur - 2011 - Décollage du stockage de l'hydrogène sous forme solide</p>		X					
<b>Sun Storage</b> <u>Pays</u> : Allemagne	<p>Le projet Sun Storage produit du gaz naturel grâce à l'activité microbologique dans un réservoir enterré. Ce procédé, unique au monde, dit recréer les conditions géologiques historiques de formation du gaz naturel. Ce procédé est neutre en carbone, permet de stocker les énergies renouvelables et utilise des infrastructures préexistantes.</p> <p><a href="https://www.underground-sun-storage.at/">https://www.underground-sun-storage.at/</a></p>	X	X	X				
<b>Tolerance of Turbines for Varying Hydrogen Concentrations</b> <u>Pays</u> : Suède	<p>Les fournisseurs de turbines tentent de résoudre les problèmes causés par un gaz riche en hydrogène. Kawasaki a développé une chambre à combustion DNL (Dry-Low-Nox) qui tolère jusqu'à 60 % d'hydrogène. De plus, les émissions de NOx sont maintenues inférieures à 25 ppm.</p> <p>Siemens a mis en service des turbines DLN qui admettent jusqu'à 50 % vol d'hydrogène. Depuis 2014, l'utilisation de ces turbines avec 10 % vol d'hydrogène est suivie. Les résultats montrent des émissions de Nox limitées à 17 ppm pour la combustion d'un gaz contenant 30 % vol d'hydrogène et 25 ppm celle d'un gaz contenant de 50 à 60 % vol d'hydrogène.</p> <p>D'après Siemens il est aujourd'hui possible de commercialiser une turbine qui accepte des concentrations d'hydrogène supérieure à 15 % vol . Il s'agit de la turbine SGT-800, dont 300 unités ont déjà été vendues par ailleurs.</p> <p>Des études sont en cours pour pouvoir injecter 100 % vol d'hydrogène dans cette turbine.</p> <p>Nurettin Tekin et al., "Enhancement of fuel flexibility of industrial gas turbines", VB PowerTech, November 2017</p>						X	

Nom du projet / participants	Informations sur le projet	Démonstrateur	Scope du projet					
			Conversion H2	Réseau	Stockage	Us. domestique	Us. industriels	Mobilité
<b>TSO 2020 Project (Towards Synergised Infrastructures in the EU)</b> Pays : Europe	<p>Premier projet ayant la volonté de créer une synergie européenne en alliant les différentes énergies renouvelables (éoliennes danoises, green power allemand) pour convertir l'électricité en hydrogène afin d'approvisionner les industries, le transport les centrales électriques, les centres de production de méthane et au final les consommateurs.</p> <p>Deux démonstrateurs vont être développés :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- L'un pour tester l'impact du stockage et de l'équilibrage du réseau sur les réseaux de gaz et d'électricité</li> <li>- L'autre pour développer un hub de distribution d'hydrogène pour que la distribution soit efficace auprès des nombreux consommateurs finaux</li> </ul> <p>L'électricité produite off-shore dans la mer du Nord sera convertie et stockée sous forme d'hydrogène. Un électrolyseur de 1 MW de capacité de production annuelle de 145 tonnes d'hydrogène (car pouvant fonctionner 8500 heures à 17 kg/h) va être installé. Les installations de stockage (sous pression de 80 à 130 bars) auront une puissance de 240 000 MWh.</p> <p><a href="http://www.tso2020.eu">www.tso2020.eu</a>  <a href="https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/netherlands/2016-eu-sa-0012">https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/netherlands/2016-eu-sa-0012</a></p>	X	X					

**Annexe C**  
**Propriétés et phénomènes dangereux associés aux**  
**mélanges hydrogène – gaz naturel**



# 1 INTRODUCTION

## 1.1 CONTEXTE DE L'ETUDE

Cette annexe a été rédigée sur la base de travaux qui ont commencés en 2014 et qui avaient pour objectif de répondre à une demande du ministère de l'écologie MTES sur la sécurité liée à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de transport de gaz naturel. Le gaz naturel est un mélange gazeux composé principalement de méthane qui vient alimenter, en fin de procédé, la chaudière à gaz, la cuisinière, le chauffe-eau du logement du particulier. Il peut aussi être utilisé comme carburant pour un moyen de transport tel qu'un bus ou une voiture personnelle. Pour certaines applications, il est possible d'y ajouter de l'hydrogène. Le carburant pour bus de ville appelé Hythane<sup>1</sup> est par exemple composé à 80 % de gaz naturel et à 20 % d'hydrogène. Ce dernier étant significativement plus inflammable que le méthane, certaines normes de sécurité devront potentiellement être redéfinies.

Cette annexe présente de quelle manière l'inflammabilité du gaz naturel se trouve modifiée lors de l'ajout de faibles quantités d'hydrogène (teneur inférieure à 20%vol.). Il présente les caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité de différents mélanges hydrogène/méthane et hydrogène/gaz naturel. Il traite aussi de l'impact qu'a l'évolution de ces caractéristiques sur l'intensité des phénomènes dangereux susceptibles de se présenter en situation accidentelle : explosion et feu torche.

## 1.2 CHAMP DE L'ETUDE

Cette étude est une revue bibliographique recensant les travaux expérimentaux de détermination des caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité d'une part et d'études des phénomènes dangereux d'autre part. Elle s'appuie sur les résultats des projets d'étude et de recherche auxquels l'INERIS a pu participer, et plus largement aux publications scientifiques traitant du sujet.

Les propriétés suivantes et leur impact sur la quantification des risques ont été particulièrement étudiées :

- les limites d'explosivité, la concentration limite en oxygène ;
- les propriétés d'explosion (vitesse de flamme, taux d'expansion...) et leur influence sur le calcul des distances de surpression en champ libre ou en zone encombrée, ou sur l'explosion interne ;
- l'énergie minimale d'inflammation ;
- la « probabilité d'inflammation » ou délai d'inflammation et son influence sur la probabilité de survenue d'un scénario d'accident, l'Interstice Expérimental Maximal de Sécurité (IEMS) qui est l'espace maximal en-deçà duquel une flamme ne peut pas se propager ;
- l'émittance et la longueur de flamme et leur impact sur le calcul des distances d'effets thermiques dues au jet enflammé (feu torche) ;
- la densité du mélange et son influence sur la dispersion, c'est-à-dire sur la forme et la taille des nuages inflammables formés lors de fuites.

---

<sup>1</sup> Débuté en 2005, le projet Althytude (L'Alternative Hydrogène dans les Transports Urbains à Dunkerque) visait à tester le fonctionnement de bus alimentés à l'Hythane à Dunkerque, ville pilote du projet et première agglomération française à avoir accueilli sur son territoire une station à hydrogène. Dunkerque a accueilli cette expérimentation dans le cadre de l'opération « Dunkerque 2010, carrefour du développement durable » et de la plate-forme régionale Hydrogène, Énergie, Environnement et Transports (HEET) soutenue par le conseil régional du Nord-Pas-de-Calais et la direction régionale à la Recherche et à la Technologie. L'objectif était de donner aux pouvoirs publics les éléments pour homologuer les bus et autoriser l'exploitation des stations-service partout sur le territoire français.

## 2 DÉFINITION ET ACRONYMES

Les méthodes de détermination des paramètres d'inflammabilité et d'explosivité de mélanges gazeux sont définies par les normes répertoriées dans le tableau 1.

Norme	Titre
EN 1839 [2017]	Détermination des limites d'explosivité des gaz et vapeurs et détermination de la Concentration Limite en Oxygène (CLO) des gaz et vapeurs inflammables
EN 14756 [2007]	Détermination de la concentration limite en oxygène des gaz et des vapeurs
EN 14522 [2005]	Détermination de la température d'auto-inflammation des gaz et des vapeurs
EN 15967 [2011]	Détermination de la pression maximale d'explosion et de la vitesse maximale de montée en pression des gaz et des vapeurs

Tableau 1 : Normes relatives à la détermination des caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité

Les principaux paramètres d'inflammabilité et d'explosivité des gaz sont les suivants :

- Domaine d'explosivité : domaine de concentration d'une substance inflammable ou d'un mélange de substances dans l'air à l'intérieur duquel une explosion peut se produire ou domaine de concentration d'une substance inflammable ou d'un mélange de substances dans un mélange d'air et de gaz inerte à l'intérieur duquel une explosion peut se produire, déterminé dans des conditions d'essai spécifiées.
- Limite Inférieure d'Explosivité ou LIE : elle correspond à la concentration minimale du domaine d'explosivité à laquelle une explosion peut survenir. Les concentrations indiquées sont celles pour lesquelles une explosion ne se propage plus pendant les essais.
- Limite Supérieure d'Explosivité ou LSE : elle correspond à la concentration maximale du domaine d'explosivité à laquelle une explosion peut survenir. Les concentrations indiquées sont celles pour lesquelles une explosion ne se propage plus pendant les essais.
- Concentration Limite en Oxygène notée CLO : concentration maximale en oxygène d'un mélange se composant d'une substance inflammable, d'air et d'un gaz inerte, pour laquelle il ne se produira pas d'explosion.
- Pression d'explosion maximale notée Pmax : la pression maximale atteinte dans un récipient fermé pendant l'explosion d'un mélange spécifique de substances inflammables avec de l'air ou d'air avec des gaz inertes, déterminée dans des conditions d'essai spécifiées. Pmax est exprimée en termes de pression absolue pour les gaz et vapeurs et en termes de surpression pour les poussières.
- Vitesse maximale de montée en pression notée (dP/dt)max : valeur maximale de la vitesse de montée en pression, obtenue au cours des essais, en faisant varier la teneur en substances inflammables du mélange d'essai.

### 3 PROPRIETES D'INFLAMMABILITE ET D'EXPLOSIVITE

Si les mélanges hydrogène / air et méthane / air ont été largement étudiés, il n'en est pas de même pour les mélanges combustibles binaires hydrogène / méthane dans l'air pour lesquels peu d'études ont été publiées.

Le paragraphe suivant est consacré à identifier l'influence de l'ajout d'hydrogène dans le méthane sur les caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité du mélange inflammable.

#### 3.1 DOMAINE D'EXPLOSIVITE

##### 3.1.1 REVUE BIBLIOGRAPHIQUE

Afin de définir les caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité des mélanges hydrogène (H<sub>2</sub>) / méthane (CH<sub>4</sub>) et hydrogène / gaz naturel (GN), l'INERIS a réalisé une étude bibliographique [1][2][3][4], incluant aussi des résultats d'essais de caractérisation réalisés par l'INERIS en 2015 [5][6][7].

##### 3.1.2 CALCUL DU DOMAINE D'EXPLOSIVITE : APPLICATION DE LA LOI DE LE CHATELIER

Le domaine inflammable d'hydrogène (de 4 % à 77% en volume), est beaucoup plus large que celui du méthane (de 4,4 % à 17% en volume) selon la norme EN 60079-20-1 : 2010. De plus, les limites inférieure et supérieure d'explosivité des mélanges hydrogène / méthane peuvent être déterminées en utilisant la règle de Le Chatelier [8][9][10] :

$$\lambda = \frac{\% \text{ vol. H}_2}{\% \text{ vol. H}_2 + \% \text{ vol. CH}_4}$$

$$FL = \frac{1}{\frac{\lambda}{FL_{H_2}} + \frac{(1-\lambda)}{FL_{CH_4}}}$$

FL (H<sub>2</sub>) : limites inférieures et supérieures d'explosivité de l'hydrogène (4 %vol. ; 77 %vol.).

FL (CH<sub>4</sub>) : limites inférieures et supérieures d'explosivité du méthane (4,4 %vol. ; 17 %vol.).

##### 3.1.3 RESULTATS D'ESSAI

Afin de vérifier la bonne applicabilité de la formule de Le Chatelier, divers établissements de recherche, dont l'INERIS et le BAM ont déterminé expérimentalement le domaine d'explosivité de mélanges d'hydrogène avec du méthane et/ou du gaz naturel.

La plupart de ces paramètres d'inflammabilité ont été déterminés expérimentalement par le BAM en 2015 [1] sur deux types de gaz (dont la composition se rapproche de celle du gaz naturel) mélangés à l'hydrogène :

- le méthane dont la teneur peut varier entre 84% et 97% dans le gaz naturel selon le pays dans lequel il est utilisé (environ 86 %vol. en Allemagne et 97 %vol. en Russie) ;
- un mélange composé de méthane (89,3 %vol.) d'éthane (8,0 %vol.), de propane (2,0 %vol.) et de n-butane (0,7 %vol.) se rapprochant ainsi des compositions réelles des gaz naturels. Le mélange est noté « Mélange Gaz Naturel ».

Les limites d'explosivité (LIE – LSE) ont été déterminées selon la méthode dite du tube décrite dans les normes EN 1839 et EN 14756 pour des teneurs en hydrogène égale à 0%, 5%, 10%, 25%, 50% et 100%. Les résultats sont présentés dans le tableau 2.

Teneur en H <sub>2</sub> (%vol.)	Méthane		Mélange gaz naturel	
	LIE	LSE	LIE	LSE
	(%vol.)			
0	4,2	16,6	3,8	16,2
5	4,2	17,4	3,8	17,2
10	4,2	18,2	3,8	17,8
25	4,2	21,2	4,0	21,0
50	4,0	29,0	3,8	28,4
100	4,1	75,6	4,1	75,6

Tableau 2 : Limites d'explosivité mesurées par le BAM [1] selon les méthodes normalisées pour différents mélanges H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> dans des conditions ambiantes

Le domaine d'explosivité de l'hydrogène est beaucoup plus large que celui du méthane et sa présence dans le méthane, même en faible quantité, induit inévitablement une augmentation du domaine d'explosivité. La limite inférieure d'explosivité (LIE) du mélange peut être considérée comme indépendante du taux d'hydrogène. Cette tendance n'est pas surprenante puisque la LIE du méthane d'une part, et celle de l'hydrogène d'autre part, sont très proches (entre 4% et 5% selon les sources disponibles). Pour une proportion d'hydrogène inférieure à 10%, la LIE du mélange pourra être prise égale à 5%, égale à celle du méthane pur. La LSE du mélange, en revanche, augmente significativement avec l'augmentation de la teneur en H<sub>2</sub>

Karim *et al.* [11] présentent également une évolution en fonction du taux d'hydrogène en mélange avec trois types de gaz inflammables (CO, CH<sub>4</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>).

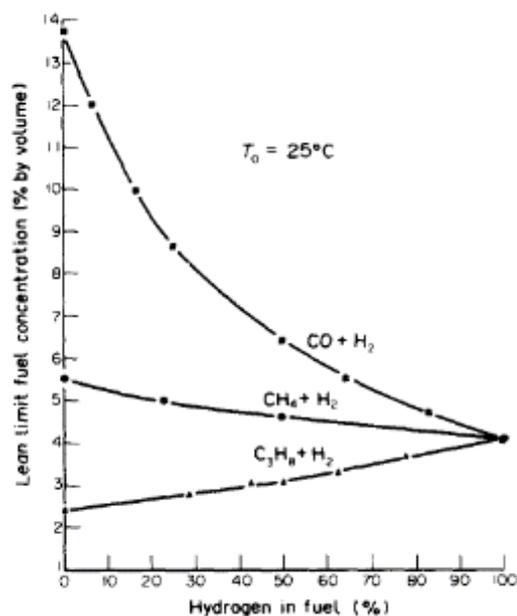


Figure 1 : Évolution de la LIE de mélanges en fonction de la concentration d'hydrogène dans le combustible à 25°C [11]

L'INERIS [5] a déterminé expérimentalement les limites d'explosivité de dix mélanges composés d'hydrogène et de méthane dont la teneur en hydrogène varie de 2 %vol. à 20 %vol. en appliquant la méthode B décrite dans la norme EN 1839 dans des conditions ambiantes. Le récipient d'essai utilisé est de forme cylindrique d'un rapport hauteur sur diamètre égale à 1, son volume est de 6 dm<sup>3</sup>. Le comburant utilisé est l'air ambiant.

Chaque mélange possède un certificat d'analyse, dont les résultats sont consignés dans le tableau 3 ci-après, sur lequel est indiquée la teneur réelle d'hydrogène dans le méthane et l'incertitude absolue.

Teneur en H <sub>2</sub> dans CH <sub>4</sub> (%vol.)	
Teneur demandée	Teneur réelle
2	2,08 ± 0,04
4	3,92 ± 0,08
6	5,90 ± 0,12
8	7,69 ± 0,15
10	9,65 ± 0,19
12	12,13 ± 0,24
14	14,01 ± 0,28
16	16,08 ± 0,32
18	17,76 ± 0,36
20	19,55 ± 0,39

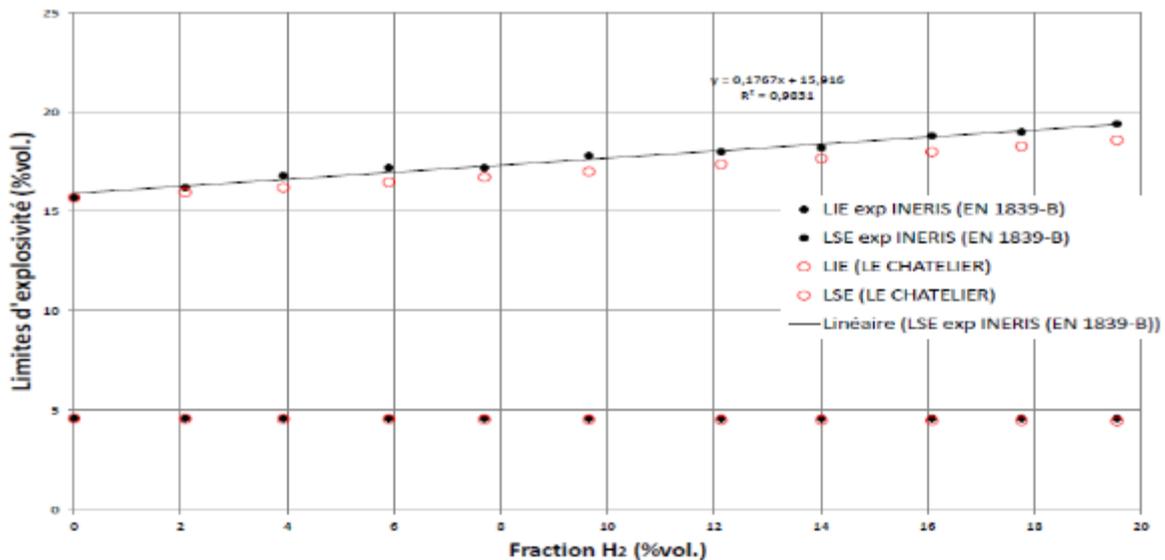
Tableau 3 : Mélanges hydrogène/méthane testé à l'INERIS [5]

Les limites d'explosivités obtenues pour chaque mélange sont présentées dans le tableau 4.

Teneur en H <sub>2</sub> dans CH <sub>4</sub> (%vol.)	LIE (%vol.)		LSE (%vol.)	
	Expérimental	Le Chatelier	Expérimental	Le Chatelier
0	4,6	4,6	15,7	15,7
2,08	4,6	4,6	16,2	16,0
3,92	4,6	4,6	16,8	16,2
5,90	4,6	4,6	17,2	16,5
7,69	4,6	4,5	17,2	16,7
9,65	4,6	4,5	17,8	17,0
12,13	4,6	4,5	18,0	17,4
14,01	4,6	4,5	18,2	17,7
16,08	4,6	4,5	18,8	18,0
17,76	4,6	4,5	19,0	18,3
19,55	4,6	4,5	19,4	18,6

Tableau 4 : Limites d'explosivité de différents mélanges H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> dans l'air et dans des conditions ambiantes mesurées à l'INERIS [5] et calculées par l'application de la Loi Le Chatelier

Les limites d'explosivités indiquées dans le tableau 4 sont représentées sur la figure suivante.



Ces essais confirment que, dans la gamme de concentration étudiée, **l'ajout d'hydrogène dans le méthane n'a pas d'influence sur la LIE**, qui reste constante, mais augmente **la LSE de manière linéaire**.

Sur la base des mesures effectuées au cours de cette étude, nous avons établi la relation empirique suivante :

$$\text{LSE (H}_2\text{/CH}_4\text{)} = 0,18 \times \% \text{vol H}_2 + 15,9$$

pour une fraction d'hydrogène « %vol H<sub>2</sub> » dans le méthane comprise entre 2%vol. et 20 %vol. et dans des conditions ambiantes.

On peut citer aussi les travaux de F. Van Den Schoor [2] dédiés à l'étude de l'influence de la pression et de la température sur les limites d'explosivité des gaz. Il a également comparé les limites d'explosivité des gaz mesurées avec différentes méthodes d'essais :

- Le tableau 5 synthétise les valeurs des LSE du méthane et de deux mélanges hydrogène/méthane en fonction de la pression et de la température initiale jusqu'à 200°C.

Température (°C)	20			100			200		
Teneur en H <sub>2</sub> dans CH <sub>4</sub> (% vol)	0	20	40	0	20	40	0	20	40
Pression initiale (bar)	<b>LSE en %vol.</b>								
1,013	16,0	20,2	25,6	17,0	21,4	27,2	18,8	22,8	29,6
3	17,4	22,0	28,6	19,0	24,2	31,2	20,8	26,0	34,6
6	19,4	25,0	33,2	21,0	27,6	37,0	22,8	29,8	40,2
10	21,8	28,8	38,0	23,6	32,2	42,8	26,0	33,6	44,8

Tableau 5 : Influence de la pression et de la température sur la LSE de différents mélanges H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> [2]

- Cette publication [2] présente également la LSE de différents mélanges hydrogène/méthane dans l'air issue de travaux plus anciens (von Kwiatkowski, 1966) pour des températures allant de l'ambiante à 400°C environ. La figure 3 suivante présente les droites construites à partir de ces données expérimentales et de l'application de la Loi Le Chatelier.

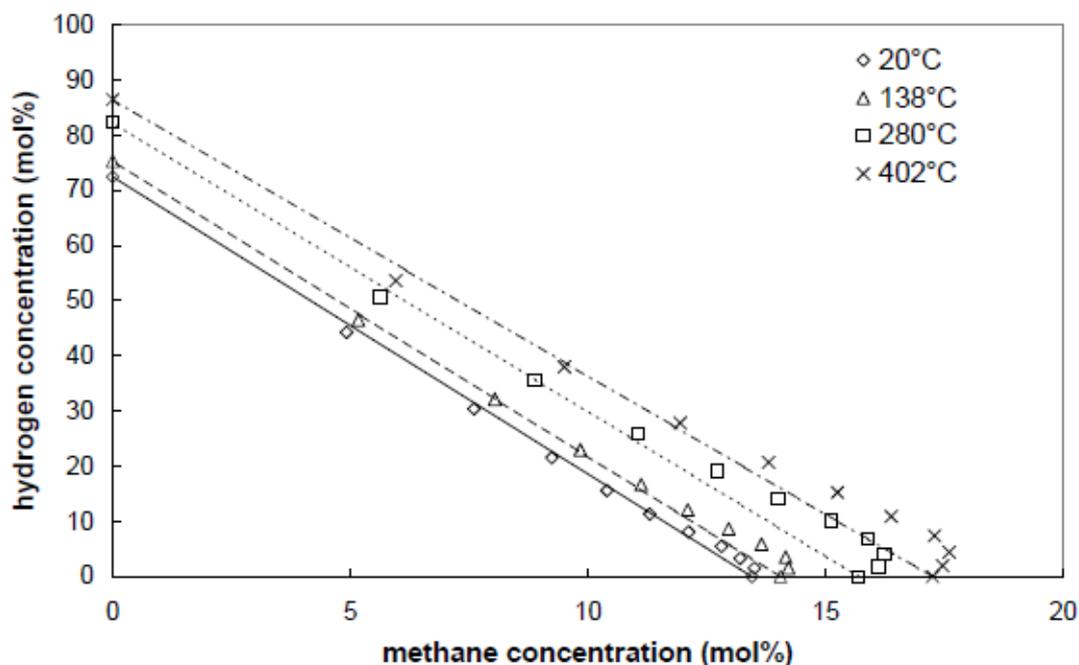


Figure 3 : Détermination de la LSE de mélanges  $H_2/CH_4$  dans l'air à différentes températures. Les symboles représentent des valeurs expérimentales et les lignes obtenues par l'application de la loi de Le Chatelier [2]

D'une manière générale les essais réalisés montrent une bonne concordance avec la loi de Le Chatelier à température ambiante. A plus haute température, celle-ci semble sous-estimer la LSE pour les mélanges de méthane enrichis d'une faible concentration d'hydrogène.

### 3.2 CONCENTRATION LIMITE EN OXYGENE (CLO)

Selon la norme EN 14756 « Détermination de la concentration limite en oxygène des gaz et des vapeurs », les définitions suivantes sont courantes dans la caractérisation de l'inertage d'un mélange de gaz inflammable :

- **La Concentration Limite en Air (CLA)** correspond à la concentration maximale en air d'un mélange se composant d'une substance inflammable, d'air et d'un gaz inerte, pour laquelle il ne se produira pas d'explosion et qui est déterminée dans des conditions d'essais spécifiques.
- **La Concentration Limite en Oxygène (CLO)** correspond à la concentration maximale en oxygène d'un mélange se composant d'une substance inflammable, d'air et d'un gaz inerte, pour laquelle il ne se produira pas d'explosion et qui est déterminée dans des conditions d'essais spécifiques.

#### 3.2.1 RESULTATS D'ESSAIS REALISES PAR L'INERIS [6][7]

La construction de la zone d'explosivité passe par la détermination des trois paramètres principaux suivants :

- les limites d'explosivités (LIE, LSE) selon la norme NF EN 1839 (Octobre 2012),
- la concentration limite en oxygène (CLO) selon la norme NF EN 14756 (Janvier 2007).

Le tracé des zones d'explosivité s'effectue en déterminant les limites d'explosivité des gaz combustibles ( $H_2/CH_4$ ) dans l'air enrichi en azote en augmentant progressivement celui-ci jusqu'à une teneur pour laquelle, quelle que soit la teneur en gaz combustible dans le mélange, celui-ci n'est plus inflammable. La CLA est alors atteinte, on en déduit la CLO suivant la relation suivante :

$$CLO = 0,209 \times CLA$$

Ces essais sont réalisés, selon la méthode dite « du tube », dans un tube en verre ayant un diamètre interne de 80 mm et une hauteur de 400 mm représenté sur la photographie 1.



*Photographie 1 : Tube en verre destiné à la détermination des limites d'explosivité et de la CLO.*

Les deux électrodes sont placées à 60 mm du fond du tube. Le tube est traversé de bas en haut par le mélange d'essai durant une période suffisamment longue pour s'assurer que l'air présent initialement soit purgé. La source d'inflammation est ensuite activée après avoir laissé au repos le mélange gazeux pendant 30 secondes. Le critère d'inflammation est le décrochage d'une flamme des électrodes vers le haut du tube sur une distance minimale de 100 mm.

Le principe général du dispositif expérimental est présenté à la figure 4 ci-après.

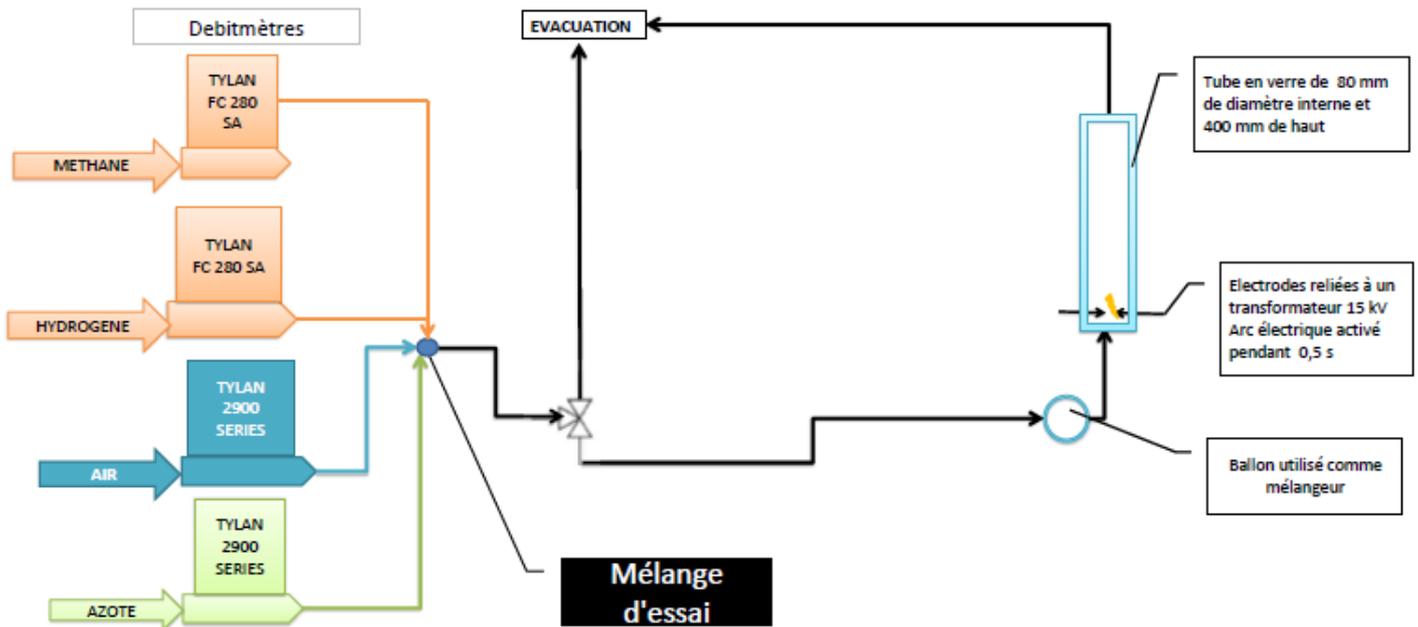


Figure 4 : Dispositif schématique d'essai destiné à la détermination des limites d'explosivité et de la CLO selon la méthode du tube (EN 1839 / EN 14756) [6]

Les valeurs expérimentales des limites d'explosivité, de CLO sont consignées dans le tableau 6 suivant.

Teneur d'hydrogène dans le méthane (%vol)	LIE %vol	LSE %vol	CLO %vol
0	4,8	17,2	10,0
4	4,8	18,0	9,5
8	5,0	19,0	9,4
12	5,0	19,4	9,1
16	4,8	20,2	9,0
20	4,6	21,0	8,8

Tableau 6 : Limites d'explosivité et Concentration Limite en Oxygène de mélanges  $H_2/CH_4$  déterminés expérimentalement dans des conditions atmosphériques au cours des travaux menés à l'INERIS [6]

NB : la marge d'erreur sur la mesure des limites d'explosivité indiquées (LIE, LSE) dans le Tableau 6 est +/- 0,4 %.

La composition des mélanges gazeux correspondant aux limites d'explosivité des différents mélanges  $H_2/CH_4$  sont établies dans la figure 5 suivante et délimitent les zones d'explosivité. Un total de 923 mélanges gazeux a été testé pour établir ces zones d'explosivité.

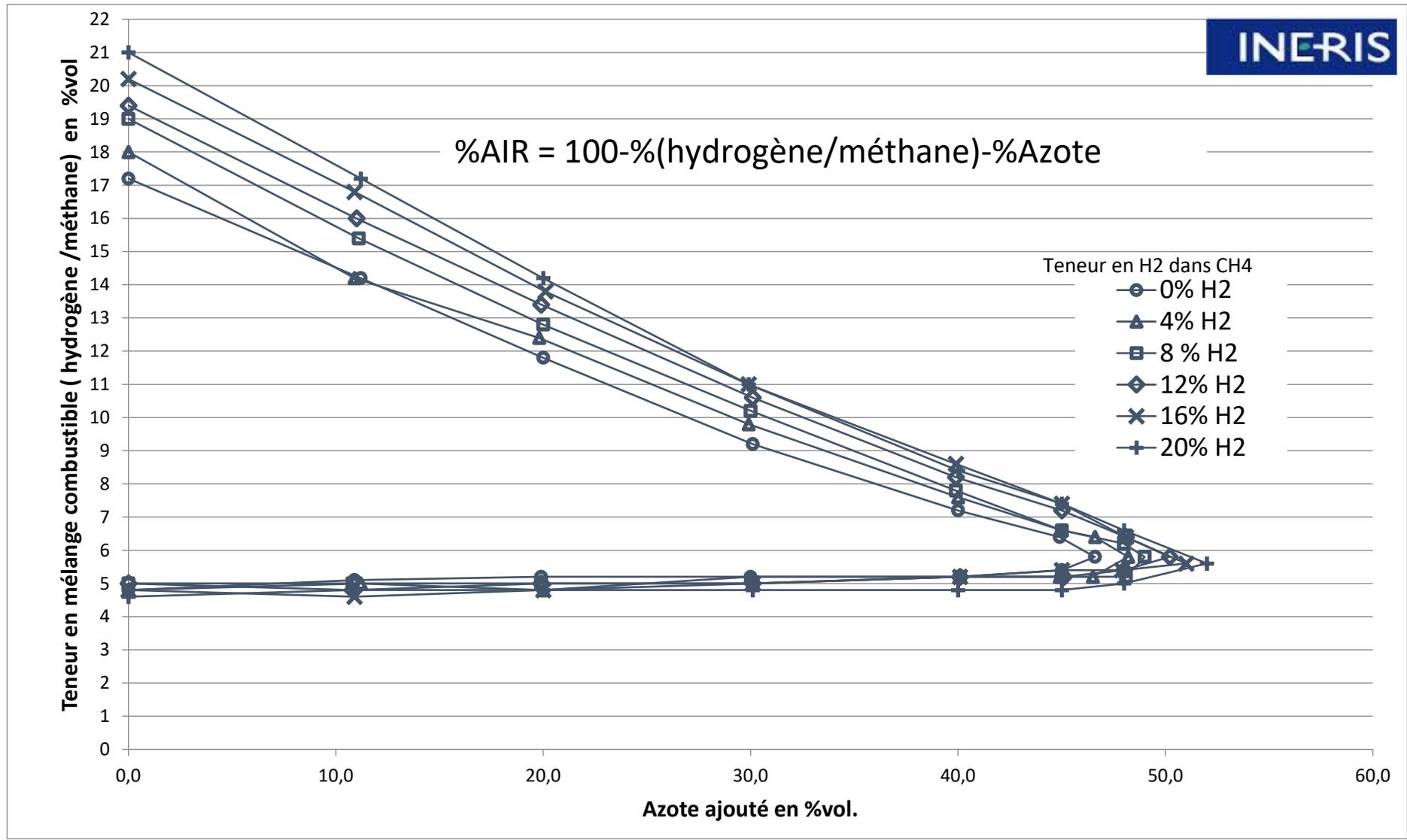


Figure 5 : Zone d'explosivité de mélanges gazeux méthane-hydrogène (conditions atmosphériques) [6]

### 3.2.2 COMPARAISON AVEC LES RESULTATS EXPERIMENTAUX PROPOSES PAR LE BUNDESANSTALT FÜR MATERIALFORSCHUNG UND – PRÜFUNG (BAM)

Ce chapitre présente une comparaison des valeurs expérimentales de détermination de plages d'explosivité et de la concentration limite en oxygène de mélanges H<sub>2</sub> / CH<sub>4</sub> obtenues à l'INERIS [5] à celles présentées par le BAM [12].

Même si les résultats expérimentaux sont obtenus en appliquant des normes identiques, il existe des différences relatives aux conditions d'essais appliquées entre les travaux du BAM et ceux de l'INERIS. Les mélanges gazeux testés à l'INERIS ont été préparés par la méthode des flux alors que le BAM a appliqué la méthode des pressions partielles en ajoutant successivement les constituants dans un récipient clos en acier inoxydable et résistant à la pression.

Pour la détermination des limites d'explosivité et de la CLO, la seule différence est la hauteur du tube : celui utilisé par le BAM a une hauteur de 300 millimètres contre 400 millimètres pour l'INERIS.

<b>Teneur d'hydrogène dans le méthane (%vol)</b>	<b>LIE %vol</b>	<b>LSE %vol</b>	<b>CLO %vol</b>
<b>Résultats expérimentaux INERIS [6]</b>			
<b>0</b>	4,8	17,2	10,0
<b>4</b>	4,8	18,0	9,5
<b>8</b>	5,0	19,0	9,4
<b>12</b>	5,0	19,4	9,1
<b>16</b>	4,8	20,2	9,0
<b>20</b>	4,6	21,0	8,8
<b>Résultats expérimentaux BAM [12]</b>			
<b>0</b>	4,2	16,6	10,1
<b>5</b>	4,2	17,4	9,8
<b>10</b>	4,2	18,2	9,6
<b>25</b>	4,2	21,2	9,1
<b>50</b>	4,0	29,0	7,9
<b>100</b>	4,1	75,6	4,3

Tableau 7 : Résultats obtenus par le BAM et l'INERIS sur les mélanges H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> dans des conditions atmosphériques [6] [12]

Les écarts de résultats observés entre les mesures du BAM et de l'INERIS peuvent s'expliquer non seulement par les incertitudes expérimentales mais également par les différences de procédures et de moyens d'essai, évoqués précédemment, appliqués par les deux laboratoires.

A l'instar de la LIE et de la LSE, la CLO peut être raisonnablement calculée en utilisant la règle de Le Chatelier [2][13].

$$\lambda = \frac{\% \text{ vol. H}_2}{\% \text{ vol. H}_2 + \% \text{ vol. CH}_4}$$

$$LOC = \frac{1}{\frac{\lambda}{LOC_{H_2}} + \frac{(1-\lambda)}{LOC_{CH_4}}}$$

LOC (H<sub>2</sub>) : concentration limite en oxygène de l'hydrogène (5 %vol.).

LOC (CH<sub>4</sub>) : concentration limite en oxygène du méthane (12 %vol.).

### 3.3 PRESSION MAXIMALE D'EXPLOSION ET VITESSE DE MONTEE EN PRESSION

Ces deux grandeurs sont communément utilisées pour caractériser la violence des explosions, notamment pour des applications en milieu confiné. La pression maximale d'explosion  $P_{\max}$  est une mesure indirecte de la température de flamme. La vitesse de montée en pression  $(dp/dt)_{\max}$  est très sensible aux conditions de la mesure, en particulier au niveau de turbulence initiale de l'atmosphère explosive. Pour cette raison, on préfère généralement utiliser les notions de vitesse fondamentale de combustion laminaire et de vitesse de combustion turbulente, développées au paragraphe 3.4, pour caractériser la propagation des explosions non confinées.

Les études sur la pression maximale d'explosion et la vitesse de montée en pression restent néanmoins intéressantes pour évaluer l'influence de l'ajout d'hydrogène, notamment dans des conditions non atmosphériques.

#### 3.3.1 REVUE BIBLIOGRAPHIQUE

Concernant la détermination expérimentale des paramètres de violence d'explosion ( $P_{\max}$  et  $(dp/dt)_{\max}$ ), l'Institut de Recherche sur la Combustion et l'Université de Naples (Italie) a publié des résultats d'essais [14][15] réalisés sur des mélanges hydrogène/méthane dont la teneur en hydrogène est de 10 %vol, 30 %vol., 50 %vol. et 70 %vol.

Ils ont été effectués dans une bombe cylindrique d'un volume de 5 dm<sup>3</sup>, à température ambiante et pour des pressions initiales (P) de 1 bar, 3 bars et 6 bars. Les concentrations du combustible (H<sub>2</sub>+CH<sub>4</sub>) sont équivalentes aux concentrations stœchiométriques. L'ensemble des conditions d'essai (compositions, pression) et les résultats d'essai sont consignés dans les tableaux 8, et 9.

$\lambda$ v/v	CH <sub>4</sub> % v/v	H <sub>2</sub> % v/v	Air % v/v	P° bar
0.3	8.4	3.6	88.0	1
0.3	8.4	3.6	88.0	3
0.3	8.4	3.6	88.0	6
0.5	7.2	7.2	85.6	1
0.5	7.2	7.2	85.6	3
0.5	7.2	7.2	85.6	6
0.7	5.4	12.7	81.9	1
0.7	5.4	12.7	81.9	3
0.7	5.4	12.7	81.9	6

Tableau 8 : Composition et pression initiale P° des mélanges H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> -  $\lambda = H_2 / (H_2 + CH_4)$  [14]

$\lambda$ v/v	P° bar	P <sub>max</sub> bar	(dP/dt) <sub>max</sub> bar/s	t <sub>d</sub> s
0.3	1	7.37 ± 0.10	30.72 ± 1.7	0.0785
0.3	3	22.78 ± 0.20	59.54 ± 1.7	0.0622
0.3	6	47.10 ± 0.10	82.14 ± 3.6	0.0368
0.5	1	7.26 ± 0.07	31.98 ± 2.5	0.1049
0.5	3	22.73 ± 0.04	74.80 ± 1.7	0.0814
0.5	6	47.66 (1 test)	228 (1 test)	0.0364
0.7	1	7.37 ± 0.10	30.72 ± 1.7	0.1425
0.7	3	22.86 ± 0.01	138.55 ± 4.4	0.1061
0.7	6	47.72 ± 0.30	252.69 ± 4.2	0.0459

Tableau 9 : P<sub>max</sub> et (dp/dt)<sub>max</sub> mesurées (t<sub>d</sub> représente le délai entre l'activation de la source d'inflammation et le pic de pression au cours de l'inflammation) [14]

A pression initiale constante, ces études montrent que la pression maximale atteinte lors de l'explosion ne dépend pas de la teneur en hydrogène du mélange lorsque celui-ci est en proportion stœchiométrique dans l'air.

Cette tendance est confirmée par Salzano *et al.* [15] qui ont effectué des essais d'explosion de mélanges dans un cylindre de 5 litres à différentes pressions initiales. L'ajout de 10 % d'hydrogène dans le méthane n'a pas une grande influence sur la pression maximale atteinte, ni sur la vitesse maximale de montée en pression visible sur la Figure 6.

En revanche, l'influence sur la vitesse maximale de montée en pression devient importante à partir de 50% d'hydrogène quelle que soit la pression initiale.

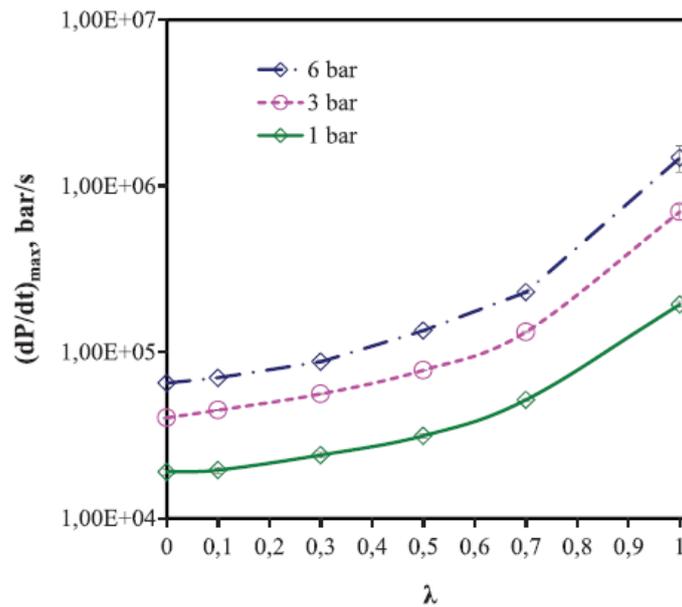


Fig. 2. Maximum rate of pressure rise,  $(dP/dt)_{max}$ , as a function of fuel composition,  $\lambda$ , for different initial pressures.

Figure 6 : Vitesse maximale de montée en pression en fonction du taux d'hydrogène [15]

La pression maximale d'explosion est sensible à la teneur en hydrogène dans les mélanges pauvres, comme le montre les essais de Qingzhao *et al* [17] dans un réservoir d'explosion sphérique normé de 20 litres (figure 7).

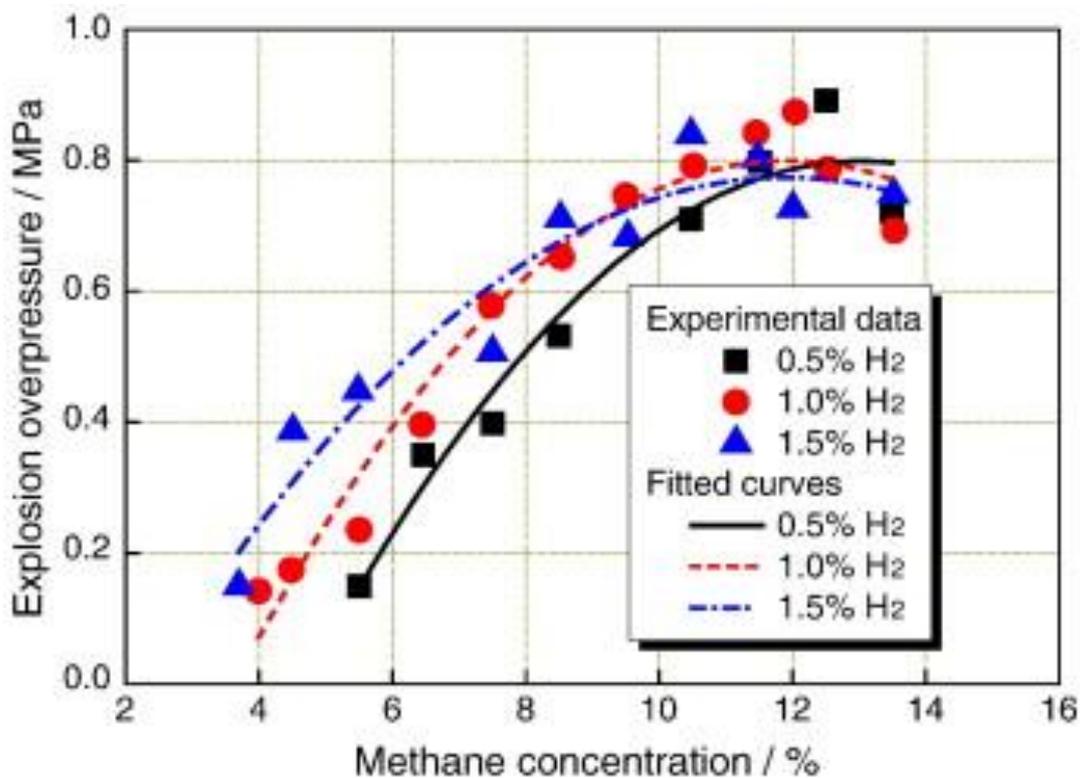


Figure 7 : Pression maximales obtenues en fonction de la concentration en méthane pour différentes quantités d'hydrogène ajoutées [17]

### 3.3.2 RESULTATS D'ESSAIS REALISES PAR L'INERIS ET LE BAM

La pression maximale d'explosion ( $p_{max}$ ) et la vitesse maximale de montée en pression  $[(dp/dt)_{max}]$  de différents mélanges combustibles méthane/hydrogène, dans l'air, ont été déterminés par l'INERIS [7] selon la méthode décrite dans la norme NF EN 15967 dans une sphère de 20 litres et dans les conditions ambiantes (1 bar / 20°C). Les mélanges sont stœchiométriques dans l'air.

Les résultats sont comparés à ceux obtenus par le BAM [16] dans une sphère de 14 litres. Ils sont présentés dans le tableau suivant. Les valeurs de  $[(dp/dt)_{max}]$  sont rapportées à un volume de 1 m<sup>3</sup>.

Teneur d'hydrogène dans le méthane (%vol)	$P_{max}$ bar	$K_g$ bar.m.s <sup>-1</sup>
<b>Résultats expérimentaux INERIS (travaux 2016 [7])</b>		
0	8,5 <sub>[10,5]</sub>	75 <sub>[10,5]</sub>
4	8,3 <sub>[10,5]</sub>	74 <sub>[11,0]</sub>
8	8,2 <sub>[10,5]</sub>	65 <sub>[10,5]</sub>
12	8,2 <sub>[12,0]</sub>	63 <sub>[12,0]</sub>
16	8,1 <sub>[12,0]</sub>	78 <sub>[11,5]</sub>
20	8,3 <sub>[12,5]</sub>	101 <sub>[12,5]</sub>
<b>Résultats expérimentaux BAM [12]</b>		
0	8,2 <sub>[10,5]</sub>	69
5	8,2 <sub>[10,8]</sub>	68
10	8,2 <sub>[11,2]</sub>	71
25	8,1 <sub>[12,6]</sub>	81
50	8,0 <sub>[16,0]</sub>	106
100	8,0	980

Tableau 10 : Résultats obtenus par le BAM et l'INERIS sur les mélanges H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> dans des conditions atmosphériques [7][12]

Les écarts de résultats observés entre les mesures du BAM et de l'INERIS peuvent s'expliquer non seulement par les incertitudes expérimentales mais également par des différences de procédures et de moyens d'essai appliqués par les deux laboratoires.

En conclusion, ces résultats confirment que l'ajout d'hydrogène n'a pas d'influence sur la pression maximale d'explosion quelle que soit la teneur. On peut également retenir que l'ajout d'une teneur d'hydrogène inférieure à environ 15% dans le méthane n'a pas d'influence sur la vitesse maximale de montée en pression.

### 3.4 VITESSE LAMINAIRE DE FLAMME

La vitesse laminaire de flamme est une propriété intrinsèque du produit qui traduit le taux de combustion des réactifs par unité de surface de flamme et de temps. Elle caractérise « son potentiel de réactivité ». Une modification de la vitesse laminaire de flamme aura donc une influence sur les effets attendus d'une explosion.

#### 3.4.1 MELANGES METHANE-HYDROGENE

Différentes campagnes de mesures ont été menées par deux des partenaires du projet HYDROMEL (Évaluation des risques pour le transport d'HYDROgène énergie pur ou en MELange avec le gaz naturel, projet financé par l'ANR) : le LCD de Poitiers et le laboratoire ICARE d'Orléans afin de compléter la base de données disponible sur les propriétés d'inflammation des mélanges hydrogène / méthane dans l'air.

Les vitesses fondamentales de flamme des mélanges hydrogène / méthane / air ont été déterminées dans un large domaine de richesse<sup>1</sup> allant de  $F=0,6$  à  $1,7$ , pour une pression initiale de 1 bar et à température ambiante. Des teneurs en méthane variant de 0 à 50 % en volume dans le mélange binaire méthane / hydrogène, ont été étudiées. Il a été mis en évidence que les vitesses fondamentales de flamme des mélanges ternaires se situent entre celles des deux mélanges hydrogène / air et méthane / air, ce résultat étant bien évidemment attendu. Cependant, la richesse à laquelle la vitesse fondamentale de flamme est maximale évolue en fonction de la teneur en méthane. En effet, ces deux combustibles ont des maximums de vitesse très différents pour des richesses très différentes, et cet optimum de richesse correspond également à des niveaux de concentration très différents. Le maximum pour l'hydrogène est obtenu pour une richesse d'environ 1,8 [18][19] tandis qu'il est obtenu à une richesse de 1,05 pour le méthane dans l'air. En ajoutant de l'hydrogène, le maximum de vitesse de flamme est donc obtenu pour une plus grande richesse.

Les travaux de Ilbas et al. [20], pour un mélange stœchiométrique ( $F=1$ ), ont montré que l'ajout de 10% d'hydrogène induit une augmentation de 20% de la vitesse laminaire de flamme. Avec 50% d'hydrogène, la vitesse laminaire de flamme est au moins multipliée par deux, quelle que soit la richesse.

Coppens *et al.* [18] ont mesuré des vitesses laminaires de flamme maximales obtenues en fonction de  $F$  de 38 cm/s pour le méthane seul, de 39 cm/s lorsqu'on ajoute 5% d'hydrogène dans le méthane, et de 42 cm/s lorsque 15% d'hydrogène sont ajoutés. Les vitesses maximales sont obtenues pour une richesse variant seulement de quelques pourcents passant d'environ 1,07 à environ 1,1.

Pour résumer, les valeurs trouvées par différents auteurs (expérimentalement et grâce aux modèles) sont présentées par Mével *et al.* [21] sur la figure suivante pour une richesse de 1. **La vitesse de flamme est inférieure à 50 cm/s quelle que soit la richesse du mélange lorsque l'on ajoute moins de 20% d'hydrogène dans le méthane**, soit une valeur comparable à celle d'un mélange propane-air stœchiométrique.

---

<sup>1</sup>  $\Phi = \frac{\text{Rapport des concentrations air/carburant}}{\text{Rapport des concentrations dans les proportions stoeckiométriques}}$

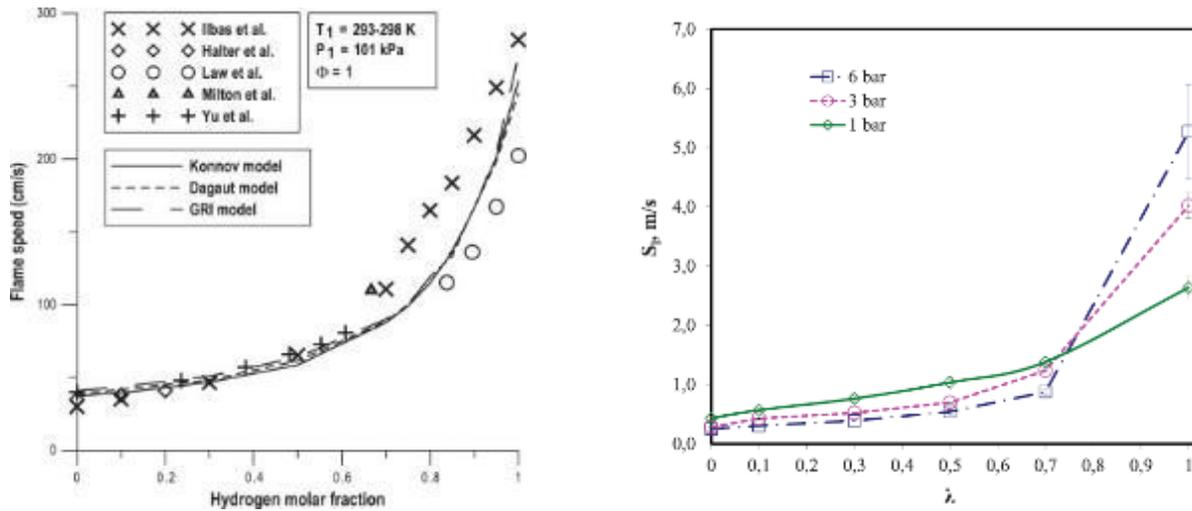


Figure 8 : Compilation des évolutions de la vitesse laminaire de flamme en fonction de la proportion d'hydrogène dans le mélange (gauche [21] ; droite : [15])

Il est intéressant de remarquer sur la figure 8 que la vitesse de flamme laminaire croît linéairement avec la fraction molaire d'hydrogène dans le mélange ( $X_{H_2}$ ) jusqu'à une valeur d'environ 0,7 (la richesse est ici de 1). Cette observation est confirmée par Yu *et al.* [22] : pour des valeurs plus basses ( $0 < X_{H_2} < 0,5$ ), le régime est dominé par la combustion du méthane. Pour des valeurs de  $X_{H_2} > 0,9$ , l'évolution de la vitesse laminaire de flamme décroît brutalement de façon linéaire lorsque la proportion de méthane augmente. Ce régime correspond à une combustion à l'hydrogène inhibée par la présence de méthane. Pour une proportion intermédiaire ( $0,5 < X_{H_2} < 0,9$ ), le régime est transitoire. Cette tendance a également été observée par plusieurs auteurs dont récemment Okafor *et al.* [23].

### 3.4.2 MELANGES GAZ NATUREL-HYDROGENE

Plus récemment, Nilsson *et al.* [24] ont montré expérimentalement qu'un enrichissement en hydrogène d'un mélange d'hydrocarbures induit une réduction de 20 à 40% de la vitesse laminaire de flamme par rapport à un mélange d'hydrogène et de méthane pur (conditions stœchiométriques).

Pour des valeurs de propane et d'éthane inférieures à 10% (ce qui est le cas dans les mélanges de gaz naturels), les vitesses de flamme obtenues augmentent de 2 cm/s passant de 40 à 42 cm/s (vitesse maximale pour une richesse comprise entre 1,1 et 1,2) avec un ajout de 10% d'hydrogène.

### 3.5 VITESSE DE COMBUSTION TURBULENTE

Les conclusions de Okafor *et al.* [23] mettent en avant que les flammes de mélanges avec 0,7 fraction molaire d'H<sub>2</sub> sont moins stables que les flammes d'hydrogène pourtant déjà moins stables que les flammes de méthane, et ce pour différents rapports air/combustible. Ces tendances sont confirmées par Chen *et al.* [25] qui constatent que l'ajout de méthane dans l'hydrogène ou de l'hydrogène dans le méthane a tendance à augmenter la longueur de Markstein<sup>2</sup>, c'est-à-dire à déstabiliser la flamme et ce quel que soit le rapport air/combustible (et quelle que soit la pression). Il s'agit cependant d'études numériques qui semblent difficiles à valider expérimentalement.

Dans leur étude, Zhang *et al.*[26] rappellent qu'une petite fraction d'hydrogène peut augmenter de façon significative les échanges thermiques. Ils ont également montré une augmentation de la vitesse de combustion turbulente, en particulier pour les mélanges pauvres, pour 20% d'hydrogène. Ils ont conclu que les structures de front de flamme turbulente étaient d'autant plus plissées que l'intensité turbulente et que la fraction d'hydrogène étaient importantes.

De plus, ils ont constaté que l'addition d'hydrogène augmentait l'instabilité intrinsèque de la flamme conduisant à une réponse active de la flamme laminaire aux instabilités rendant la flamme d'autant plus plissée. De plus, le rapport  $S_T/S_L$ , qui correspond au rapport entre la vitesse de combustion turbulente et la vitesse de flamme laminaire, augmente avec la fraction d'hydrogène ce qui est attribué aux effets d'instabilité thermo-diffusive représentés par le nombre de Lewis.

En pratique, peu d'informations quantitatives sont disponibles sur cet effet pour les faibles proportions d'H<sub>2</sub>. L'INERIS considère que la turbulence du nuage aura une importance de premier ordre sur la vitesse de combustion turbulente, devant l'effet déstabilisant de la présence d'une faible quantité d'hydrogène.

### 3.6 ENERGIE MINIMALE D'INFLAMMATION

L'énergie minimale d'inflammation (EMI) correspond à l'énergie électrique accumulée dans un condensateur la plus faible qui, en cas de décharge, est suffisante pour obtenir l'inflammation de l'atmosphère la plus inflammable, dans des conditions d'essai spécifiées.

Les méthodes expérimentales pour la détermination de l'EMI ne sont pas définies dans des normes européennes ou internationales mais dans une norme américaine ASTM E582-07 (2013) : Standard test method for minimum ignition energy and quenching Distance in gaseous mixture.

L'EMI de l'hydrogène est très basse par rapport à celle du méthane. Les travaux d'Astbury *et al.* [26], ont permis d'obtenir des valeurs de 0,016-0,017 mJ pour l'hydrogène alors que les valeurs trouvées dans la littérature pour le méthane sont comprises entre 0,21 mJ, et 0,63 mJ.

---

<sup>2</sup> La longueur de Markstein caractérise la dépendance de la vitesse de propagation des flammes sur le taux d'étirement et d'instabilité cellulaire de flammes se propageant, c'est-à-dire la capacité de la flamme à s'auto-accélérer.

Les travaux menés par le CERCHAR [27] ont permis de déterminer expérimentalement l'EMI d'un mélange « H<sub>2</sub> 10 % - CH<sub>4</sub> 90 % » et d'un mélange « H<sub>2</sub> 46 % - CH<sub>4</sub> 54 % » :

- pour le mélange « H<sub>2</sub> 10 % - CH<sub>4</sub> 90 % », l'inflammation correspond à une énergie minimale d'inflammation de 248 μJ pour une teneur en combustible / air égale à 10,2 %, une distance inter-électrodes de 2,0 mm et une capacité de stockage de 5,7 μF ;
- pour le mélange « H<sub>2</sub> 46 % - CH<sub>4</sub> 54 % », l'inflammation correspond à une énergie minimale d'inflammation de 110 μJ pour une teneur en combustible / air égale à 13,0 %, une distance inter-électrodes de 1,3 mm et une capacité de stockage de 8,65 μF.

Ilbasa *et al.* [20] ont noté dans leurs expériences que l'énergie nécessaire à l'inflammation était nettement moins importante avec la présence d'hydrogène.

Pour Hankinson *et al.* [28], dans le cadre du projet Naturalhy, l'énergie minimale d'inflammation obtenue quel que soit le rapport air/carburant du mélange est divisée par deux lorsque l'on ajoute 25 % d'hydrogène dans le méthane.

La figure suivante montre un exemple de décroissance de l'énergie MPE (Minimum Pulse Energy) qui correspond à l'énergie minimale d'inflammation moins l'énergie transmise au plasma) avec le pourcentage d'hydrogène dès les premiers pourcents d'hydrogène proposée par [16], pour une pression initiale de 30 bar.

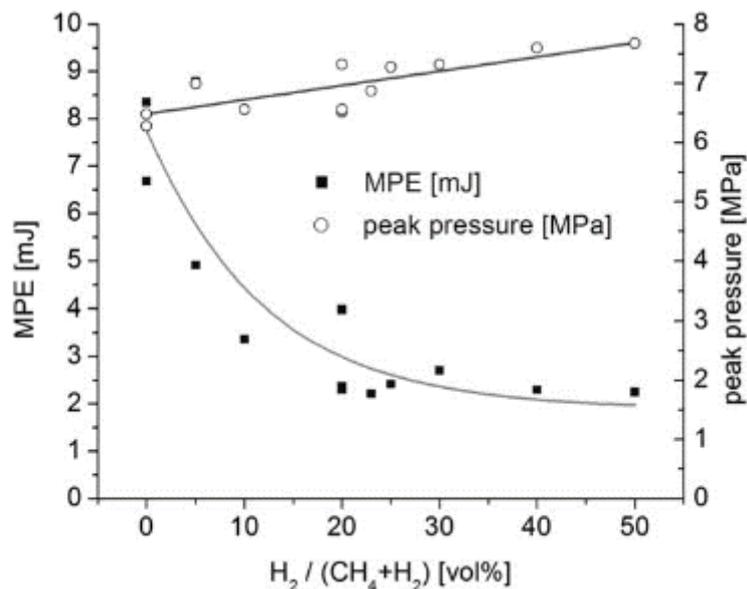


Figure 9 : CH<sub>4</sub>-H<sub>2</sub>-air : Minimum Pulse energy (MPE) et pression maximale en fonction de la teneur en hydrogène du carburant ; λ=1.8, température initiale =473 K, pression initiale = 3 MPa [16]

Les travaux de thèse réalisés par Hemant Mathurkar [29] à l'Université de Loughborough (GB) sur la détermination de l'énergie minimale d'inflammation de mélange H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> confirment que l'augmentation de la concentration d'hydrogène a pour effet d'abaisser les valeurs d'EMI de tels mélanges. Les résultats sont présentés à la figure suivante.

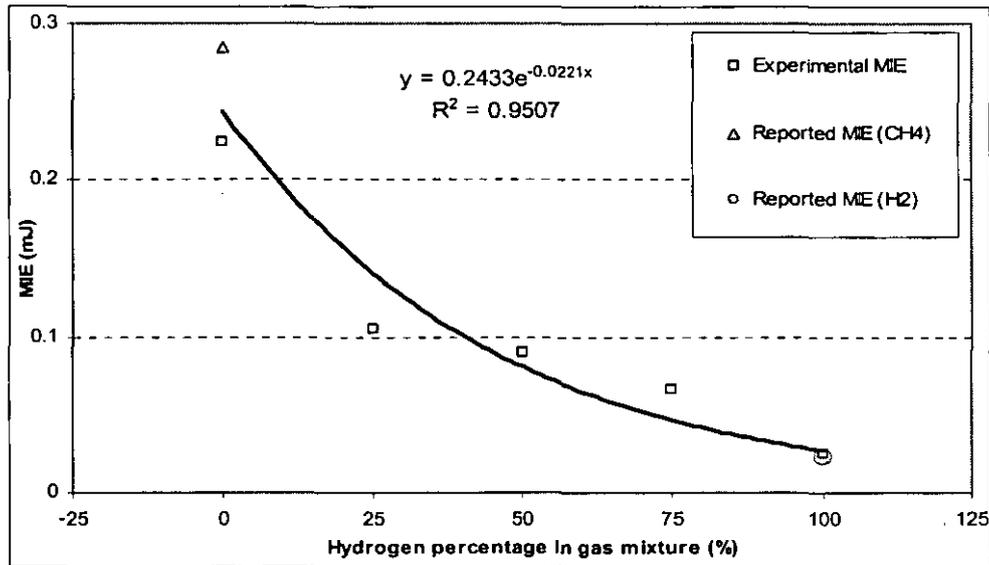


Figure 10 : Variation de l'EMI pour des mélanges H<sub>2</sub> / CH<sub>4</sub> [28]

La corrélation obtenue à partir des résultats des tests présentés à la figure précédente est la suivante :

$$\text{EMI (mJ)} = 0,2433 * \exp(-0,0221 * C_{(H_2)}) \quad [28]$$

où C<sub>(H<sub>2</sub>)</sub> est le pourcentage d'hydrogène dans le mélange méthane-hydrogène.

Sur la base de cette corrélation l'EMI d'un mélange contenant 10% H<sub>2</sub> est de l'ordre de 0,19 mJ et 0,16 mJ pour 20% d'H<sub>2</sub>.

### 3.7 PROBABILITE D'INFLAMMATION

Dans le cadre de l'évaluation des risques accidentels, la probabilité d'occurrence de certains phénomènes dangereux tels que les explosions de nuage inflammable ou les feux torches doit être estimée. Cette probabilité résulte de la combinaison entre la fréquence d'occurrence de la fuite de gaz inflammable, et de la probabilité pour que le gaz s'enflamme suite à cette fuite.

Il n'existe pas de méthode normative pour mesurer la probabilité d'inflammation ; elle est déterminée à partir du retour d'expérience ou déduite d'autres données expérimentales telles que l'EMI.

Des valeurs de référence pour les probabilités d'inflammation existent pour différents gaz inflammables, dont le gaz naturel et l'hydrogène, dans le cadre des études de dangers des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement, des études de dangers des canalisations de transport, ou encore des approches de type QRA (Quantitative Risk Assessment).

Hankinson *et al.* [28] ont également tenté d'étudier la probabilité d'inflammation en fonction de la richesse ER définie comme le rapport :

$$ER = \frac{\left( \frac{\text{Volume of flammable gas in the actual mixture}}{\text{Volume of air in the actual mixture}} \right)}{\left( \frac{\text{Volume of flammable gas in a stoichiometric mixture}}{\text{Volume of air in a stoichiometric mixture}} \right)}$$

Par exemple, pour un ER =0,68, et pour une énergie d'inflammation inférieure à 2 mJ, la probabilité d'inflammation passe de 0,11 si le méthane est pur à 0,52 si on ajoute 25% d'hydrogène.

Par exemple, la probabilité d'inflammation suite à la rupture totale d'une canalisation de transport de gaz naturel est prise égale à 10 % ou 33 % (selon le diamètre de la canalisation), tandis qu'elle est considérée de 100 % pour l'hydrogène.

Il existe de façon générale un écart important entre les valeurs proposées pour le gaz naturel et celles proposées pour l'hydrogène, ce qui découle notamment du fait que l'EMI de l'hydrogène est très basse par rapport à celle du méthane.

Il peut donc être supposé que la probabilité d'inflammation pour un mélange hydrogène / gaz naturel augmentera avec la teneur en hydrogène dans le mélange. Toutefois aucune publication examinant l'évolution de la probabilité d'inflammation du gaz naturel en présence d'hydrogène n'a été identifiée dans le cadre de la présente revue bibliographique.

Ainsi, la probabilité d'inflammation d'une fuite d'un mélange hydrogène / gaz naturel avec une proportion importante d'hydrogène pourrait, dans une approche conservatrice, être prise égale à celle retenue pour l'hydrogène pur.

Néanmoins, pour des mélanges homogènes contenant moins de 20 % d'hydrogène, les valeurs d'EMI restent du même ordre de grandeur que celles du gaz naturel pur (respectivement 0,16 mJ et 0,24 mJ). Compte tenu de leurs valeurs proches, celles-ci ne viennent pas modifier les possibilités d'inflammation selon les différentes sources d'inflammation possibles. Ainsi, l'augmentation de la probabilité d'inflammation d'une fuite d'un mélange hydrogène / gaz naturel semble relativement faible par rapport à la probabilité d'inflammation d'une fuite de gaz naturel seul.

### 3.8 AUTO-INFLAMMATION

La température d'auto-inflammation d'un gaz (ou d'un mélange gazeux) est la température à laquelle le gaz (ou le mélange) s'enflamme sans apport extérieur d'énergie.

Les températures d'auto-inflammation du méthane et de l'hydrogène, mesurées en test normalisé (EN 14522 : 2005), sont proches de 537°C et 560°C respectivement. Dans le contexte du choix des équipements pour utilisation en zone ATEX, l'hydrogène et le méthane correspondent à une classe de température T1 (Température d'auto-inflammation > 450°C) en raison de leurs températures d'auto-inflammation voisines.

Cependant, l'attention devrait être portée sur la différence de comportement de ces gaz par rapport au contact avec des points chauds à haute température. Proust et al [30] ont étudié l'allumage individuel de l'hydrogène et du méthane par des sources d'origine mécanique (frottement mécanique). Malgré des températures d'auto-inflammation proches entre l'hydrogène et le méthane, l'hydrogène est nettement plus sensible à l'allumage par friction mécanique.

L'hydrogène est susceptible de s'enflammer spontanément lorsqu'il est libéré dans l'air [31]. Ceci est également connu sous le nom d'allumage par diffusion. Le méthane est beaucoup moins sensible à ce phénomène. Des travaux récents [30] montrent que l'ajout de petites quantités de méthane (5 - 10%) à l'hydrogène désensibilisent de manière significative le mélange gazeux. Par conséquent, il semblerait raisonnable de conclure que des ajouts mineurs de l'hydrogène au méthane sont peu susceptibles d'entraîner des inflammations spontanées lors de fuites de mélanges homogènes hydrogène / méthane.

### 3.9 INTERSTICE EXPERIMENTAL MAXIMAL DE SECURITE (IEMS) – CLASSEMENT POUR LE CHOIX DES EQUIPEMENTS ATEX

Dans le cadre de l'application de la réglementation ATEX aux équipements destinés à être implantés en zone ATEX, un gaz (ou un mélange gazeux) peut être classé parmi l'un des quatre groupes de gaz : Groupe I (Méthane)<sup>3</sup>, Groupe IIA (Propane), Groupe IIB (Ethylène), Groupe IIC (Hydrogène / Acétylène), qui sont déterminés sur la connaissance des deux critères suivants définis dans la norme NF EN 60079-20-1 (2010) : Atmosphères explosives. Caractéristiques des substances pour le classement des gaz et vapeurs – Méthodes et données d'essai :

- l'interstice expérimental maximal de sécurité (IEMS) : interstice maximal entre les deux parties de la chambre interne qui empêche, lorsque le mélange interne est enflammé et dans des conditions d'essai spécifiées ci-dessous, l'inflammation du mélange de gaz externe par propagation d'une flamme de 25 mm de long quelle que soit la concentration dans l'air du gaz ou de la vapeur d'essai ;
- le rapport courant minimal d'inflammation (CMI) : courant minimal dans les circuits résistifs ou inductifs qui provoque l'inflammation du mélange d'essai propulsif dans l'appareil d'essai d'étincelle.

Différents essais ont été conduits pour mesurer l'IEMS et la CMI du méthane pur, de l'hydrogène pur, et de mélanges hydrogène – méthane dans différentes proportions.

L'INERIS a déterminé en 2017 [7], l'interstice expérimental maximal de sécurité (IEMS) de mélanges méthane/hydrogène (teneur maximal en hydrogène 25%vol.).

Les valeurs obtenues en 2017 à l'INERIS confirment celles obtenues par le PTB (Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Brunswick, Allemagne). Sur la base de ces résultats, le méthane est classé en groupe IIA ainsi que le mélange (gaz naturel / H<sub>2</sub>) jusqu'à une teneur en hydrogène de 25 %vol.

---

<sup>3</sup> Note : le groupe I correspond aux équipements utilisés dans les mines. Pour les activités de surface, le méthane est classé dans le groupe IIA.

De plus, l'extrait suivant de la norme NF EN 60079-20-1 (2010) précise, d'ailleurs de façon explicite, que le mélange (gaz naturel / H<sub>2</sub>) jusqu'à une teneur de 25% d'hydrogène est classé en groupe IIA :

*« Le méthane industriel, comme le gaz naturel, est classé dans le Groupe IIA sous réserve qu'il ne contienne pas plus de 25 % (V/V) d'hydrogène. Un mélange de méthane avec d'autres composés du Groupe IIA quelles qu'en soient les proportions est classé dans le Groupe IIA. »*

### 3.10 EXPLOSIONS EN MILIEU ENCOMBRE, CONFINE ET NON CONFINE

Plusieurs campagnes expérimentales à grande échelle ont été réalisées dans le cadre du projet européen Naturalhy pour étudier l'influence de l'ajout d'hydrogène dans le méthane :

- des explosions confinées (Lowesmith et al. [32]) ;
- des explosions encombrées non confinées à vitesse de flamme variable (Lowesmith et al. [32]) ;
- des explosions encombrées non confinées dans des mélanges au repos (Shirvill et al. [33]).

Les essais d'explosion confinée réalisés par Lowesmith dans une enceinte de 70 m<sup>3</sup> munie d'une face ouverte (avec ou sans encombrement interne) montrent qu'il y a une légère augmentation de la pression maximale à l'intérieur de l'enceinte (de l'ordre de 20%) lorsqu'on ajoute 20% d'hydrogène dans le méthane. Ce n'est toutefois pas significatif d'un point de vue des effets de pression. En revanche, dans le cas d'un mélange hydrogène-méthane 50-50, la pression maximale interne est multipliée par un facteur 3 à 4.

Cette même enceinte a été utilisée pour étudier la transmission d'explosion à une zone encombrée externe. Le dispositif expérimental est constitué de cette enceinte de 70 m<sup>3</sup> qui décharge l'explosion dans un volume encombré non confiné et très allongé (18 m de long). Les paramètres de l'étude sont le taux d'encombrement du volume non confiné, la vitesse de flamme à l'entrée de la zone encombrée (qui est obtenue par l'ajout éventuel d'obstacles dans l'enceinte) et la concentration d'hydrogène dans le méthane. La richesse des mélanges combustibles dans l'air est identique dans tous les cas. La surpression est mesurée dans la zone encombrée et à l'extérieur, mais seules les mesures de pression et de vitesse de flamme dans la zone encombrée sont disponibles.

Deux situations ont été envisagées :

1. La première situation correspond à une faible vitesse de flamme générée en entrée (environ 50 m/s).
2. La seconde à une situation de flamme rapide générée en entrée (>150 m/s).

La première situation conduit à des résultats très similaires pour les essais au méthane et les essais avec ajout de 20% d'hydrogène. Les profils de vitesses de flammes sont similaires jusqu'à 30% vol. d'hydrogène. Les auteurs concluent que le comportement des mélanges contenant moins de 30% d'hydrogène est similaire à celui du méthane seul. Ils ajoutent que si la proportion en hydrogène dépasse 40%, il y a un risque significatif de générer des pressions importantes voire d'obtenir une transition détonation déflagration (DDT). Ce risque est réduit si le degré d'encombrement est réduit.

Dans la deuxième situation, des surpressions plus importantes (jusqu'à un facteur 3 dans la zone encombrée, et un facteur 6 en fin de zone encombrée) sont produites avec des mélanges contenant 20% d'H<sub>2</sub> en comparaison avec le méthane pur, avec un risque de DDT pour des valeurs supérieures à 20%. Un effet d'accélération de flamme se manifeste lorsque l'hydrogène est présent à une teneur de 20%, alors qu'il est inexistant en absence d'hydrogène.

En conclusion, la présence d'hydrogène à hauteur de 20% vol. dans le mélange est de nature à augmenter les effets de pressions dans les zones encombrées si la vitesse de flamme est déjà très élevée en entrée de volume. Sinon, il n'est pas démontré que les effets de pression sont différents de ceux d'une explosion de méthane seul.

Enfin, des essais plus récents ont été réalisés par le HSL (Shirvill *et al.* [33]) dans un volume parallélépipédique non confiné, de dimensions 3m x 3m x 2m, contenant un réseau d'obstacles. Le volume est rempli d'un mélange inflammable méthane-hydrogène-air de proportions variables : la teneur d'hydrogène (en proportions volumiques) dans le méthane est respectivement de 0% (méthane pur), 25%, 50% , 75% et 100% (hydrogène pur). La richesse des mélanges combustibles dans l'air est identique dans tous les cas et les mélanges sont initialement au repos. La surpression est mesurée à l'intérieur du volume inflammable et à l'extérieur jusqu'à une distance de 32 m. Les résultats sont comparés aux prédictions de la méthode CAM (très proche de la méthode Multi-Energy). L'étude montre qu'avec l'ajout de 25% d'hydrogène dans le méthane, la surpression d'explosion est augmentée d'environ 15% par rapport à l'essai méthane-air, tandis que l'impulsion est conservée.

Pour conclure, un nombre limité d'essais d'explosions non confinées a été réalisé avec des mélanges méthane-hydrogène-air. Ces essais ont été rarement répétés, si bien qu'il n'est pas possible de juger de leur reproductibilité. Cependant, ils montrent que dans le cas de l'explosion d'un mélange inflammable initialement peu turbulent (confiné ou non), conduisant à une vitesse de propagation de flamme modérée ( de l'ordre de 100 à 150 m/s), l'ajout d'hydrogène jusqu'à une teneur de 20% n'a pas d'incidence significative sur les niveaux de surpression atteints en dehors du nuage inflammable. Cette observation est cohérente avec l'évolution de la vitesse de combustion laminaire en fonction de la concentration en hydrogène. En revanche, dans le cas d'un mélange inflammable initialement très turbulent (comme dans le cas de la décharge d'une explosion confinée dans une zone encombrée), avec une vitesse de propagation de flamme d'au moins 200 m/s, des effets d'accélération de flamme supplémentaire se manifestent dès 20% d'hydrogène, avec une multiplication de la surpression maximale par un facteur d'au moins 3. Cette observation n'est pas expliquée pour le moment. Elle pourrait être due à une plus grande sensibilité du mélange hydrogène-air aux instabilités de combustion, ce qui favoriserait l'accélération des flammes sur de grandes distances.

## 4 FEU TORCHE

Lowesmith et al. [34] ont observé, à conditions de fuite identiques (même diamètre, même pression initiale), des flammes de longueurs équivalentes, quelle que soit la proportion d'hydrogène dans le méthane. De la même façon, peu de différences sur la luminosité de la flamme ont pu être mis en évidence par les auteurs.

Il est intéressant de noter qu'une de leurs conclusions est que le danger présenté par le feu torche n'est pas accru par la présence d'hydrogène. Au contraire, la dépressurisation plus rapide et la diminution de débit due à la présence de l'hydrogène réduit la dose thermique reçue par une cible et par voie de conséquence diminue les effets par rapport au méthane pur.

Dans le cadre du projet Hydromel, des essais de jets enflammés ont été menés à l'INERIS pour différentes teneurs d'hydrogène dans le méthane (Studer *et al.* [35]). Ils ont permis de confirmer que la longueur de flamme était directement proportionnelle à la racine carrée de la puissance thermique, qui elle-même dépend du débit de fuite. La température de la flamme augmente avec la teneur en hydrogène alors que la fraction radiative diminue au moins jusqu'à une teneur de 80% d'hydrogène. Il est possible que cela corresponde à une diminution de la production de suies dans la flamme. Au-delà de 80% d'hydrogène la fraction radiative augmente à nouveau, peut-être sous l'effet de la forte augmentation de la température de la flamme entre 80% et 100% d'hydrogène.

En pratique, il a été conclu que les lois de mélanges pouvaient être appliquées et des corrélations simples ont été proposées pour le calcul des effets des jets enflammés [35].

En conclusion, les distances d'effets associées au feu torche sont diminuées par la présence d'hydrogène dans le gaz naturel (jusqu'à 80% d'hydrogène).

## 5 DISPERSION DU NUAGE INFLAMMABLE

Outre l'augmentation des limites d'explosivité, et en conséquence de la taille des nuages inflammables, la présence d'hydrogène dans le gaz naturel ou dans le méthane peut aussi engendrer des modifications sur la forme des nuages par diminution de la densité.

Le BAM [36] a réalisé sur le sujet quelques modélisations de dispersion de mélange de gaz naturel additionné de 10% (molaire) d'hydrogène à l'aide du modèle de jet libre de Schatzmann [37] et du modèle ShellFred<sup>®</sup> dans différentes configurations. Ils ont notamment fait varier :

- le débit de rejet (de 0,1 à 1kg/s),
- la vitesse du vent (jusqu'à 3 m/s à 10 m d'altitude),
- l'orientation du rejet.

Un écart moyen sur tous les scénarios de 2% sur la distance à la LIE a été calculé.

L'écart maximal obtenu est de 6%, soit une distance passant de 10 m à 10,6 m pour le rejet horizontal de 1kg/s (condition de vent nul) et de 1,5 à 1,6 m pour le rejet vertical de 1 kg/s (vent de 3 m/s). Ces modélisations n'ont cependant pas fait l'objet de vérifications expérimentales.

## 6 CONCLUSIONS

Une étude bibliographique a été réalisée pour mettre en évidence l'influence de la teneur en hydrogène sur les propriétés d'inflammabilité et d'explosivité du mélange gaz naturel – hydrogène (ou méthane-hydrogène), et des conséquences potentielles sur les phénomènes dangereux associés (explosion et feu torche). L'étude s'est focalisée sur les données disponibles dans la littérature concernant l'influence de la présence d'hydrogène dans le méthane, à des teneurs inférieures ou égales à 20 %vol, sur les propriétés et les phénomènes dangereux associés à ces mélanges.

Les données présentées permettent de mettre en lumière l'influence de l'ajout d'hydrogène sur les caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité du gaz naturel :

- la présence d'hydrogène a une influence négligeable sur certaines propriétés telles que :
  - la limite inférieure d'explosivité,
  - la pression maximale d'explosion,
  - la température d'auto-inflammation ;
- les propriétés suivantes sont davantage sensibles à la teneur en hydrogène :
  - la limite supérieure d'explosivité augmente linéairement avec la teneur en hydrogène dans le méthane,
  - la vitesse maximale de montée en pression reste constante et égale à celle du méthane jusqu'à 15% d'hydrogène environ, puis augmente pour les teneurs en hydrogène plus élevée,
  - la vitesse laminaire de flamme augmente linéairement mais modérément avec la teneur en hydrogène jusqu'à 70% d'hydrogène environ,
  - l'énergie minimale d'inflammation diminue lorsque la teneur en hydrogène augmente, ce qui laisse présager d'une augmentation de la probabilité d'inflammation avec la teneur en hydrogène. Toutefois, pour des faibles teneurs en hydrogène, la probabilité d'inflammation resterait dans les mêmes ordres de grandeurs que celle retenue pour le gaz naturel seul.

Pour résumer, dans le cas d'une proportion d'hydrogène inférieure à 20% dans le mélange  $H_2 / CH_4$ , le tableau suivant présente une synthèse des principales propriétés d'explosivité du mélange inflammable en comparaison avec le méthane pur :

Produit (% vol.)	100% CH <sub>4</sub>	90% CH <sub>4</sub> +10% H <sub>2</sub>	80% CH <sub>4</sub> +20% H <sub>2</sub>	Source
Vitesse laminaire de flamme [cm/s]	40	45	50	[21]
LIE [%vol.]	4,6	4,6	4,6	Loi de mélange
LSE [%vol.]	15,7	16	18,6	Loi de mélange
EMI [mJ]	0,21	0,19	0,16	[29]
Groupe de gaz	IIA	IIA	IIA	Etude INERIS [7] NF EN 60079-20-1 (2010)
Pression maximale d'explosion [bar]	8,5 8,2	8,2 8,2	8,3 8,1	Etude INERIS [7] Etude BAM [12]
Vitesse maximale de montée en pression [bar.m/s]	75 69	65 71	101 81	Etude INERIS [7] Etude BAM [12]

Tableau 11 : Principales caractéristiques des mélanges inflammables méthane-hydrogène

En ce qui concerne l'influence sur les phénomènes dangereux de l'ajout d'hydrogène dans le gaz naturel, les conclusions suivantes peuvent être tirées :

- En raison de sa faible densité, la présence d'hydrogène dans le méthane a pour première conséquence de limiter le débit de rejet en cas de fuite, et d'accélérer la décompression d'une canalisation par exemple.
- Du point de vue du jet enflammé, cela a pour conséquence de limiter la longueur de flamme. Cependant, la fraction radiative diminue (pour les faibles teneurs en hydrogène) alors que la température de flamme augmente. Des modèles de feu torche permettant de prendre en compte l'influence de la présence d'hydrogène ont été développés [35]. Pour une teneur en hydrogène inférieure à 80 %vol. dans le méthane, les doses thermiques diminuent.
- Enfin, s'agissant du risque d'explosion, on peut conclure qu'en dessous d'une teneur en hydrogène de 20 %vol., il n'y a d'aggravation des effets de pression attendus, à l'exception de la situation où une flamme pourrait se propager à grande vitesse (au moins 200 m/s) sur de grandes distances. En pratique, une telle situation pourrait exister lorsqu'une explosion confinée se transmet à une zone encombrée non confinée de grande taille.

## 7 REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] BAM. POWER TO GAS - Sicherheitstechnische Kenngrößen von Erdgas/Wasserstoff-Gemischen. 2015.
- [2] VAN DEN SCHOOR Filip. Influence of pressure and temperature on flammability limits of combustible gases in air. [EN LIGNE]. Thèse de doctorat en génie mécanique. Louvain (Belgique) : Université Catholique de Louvain. 2007. 209 pages. Format PDF. <https://lirias.kuleuven.be/bitstream/1979/870/1/thesis.pdf>.
- [3] ELSEVIER. Miao Ha,b., Lu L., Z Huang Z. Flammability limits of hydrogen-enriched natural gas. aState Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, School of Energy and Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China Institute of High Performance Computing, Agency for Science, Technology and Research, Singapore 138632, Singapore. 2011.
- [4] Enis Askar, Volkmar Schröder, Stefan Schütz, Albert Seemann "Power-to-Gas: Safety Characteristics of Hydrogen/Natural-Gas Mixtures ». Chemical Engineering Transactions Vol. 48, 2016.
- [5] Rapport INERIS relatif aux développements et caractérisation expérimentaux conduits en 2015, concernant l'inflammabilité et l'explosivité des gaz et vapeurs (INERIS Réf N°DRA-15-148723-09815A. B. Tribouilloy. Octobre 2015).
- [6] Rapport INERIS relatif aux travaux menés en 2016 sur la détermination des caractéristiques expérimentales d'inflammabilité et d'explosivité des gaz et vapeurs (INERIS Réf N°DRA-16-156863-10693A. B. Tribouilloy. Février 2017).
- [7] Rapport de l'INERIS sur les travaux menés en 2017 sur la détermination de l'inflammabilité du méthane enrichi en hydrogène dans le cadre de la maîtrise des risques de l'injection de l'hydrogène dans les infrastructures de distribution et de transport de gaz naturel (concept du « Power to Gas »). (INERIS Ref N°DRA-17-164207-11618A. B. Tribouilloy. Janvier 2018).
- [8] Middha, P., Engel, D. and Hansen, O. Can the addition of hydrogen to natural gas reduce the explosion risk? Oxford : International Journal of Hydrogen Energy, 2011. Vol.36.
- [9] Weizba, I. and Ale, B. Rich flammability limits of fuel mixtures involving hydrogen at elevated temperatures. Oxford : International Journal of Hydrogen Energy., 2000. Vol. 25.
- [10] Injecting hydrogen into the gas network – a literature search. Health and Safety Laboratory for the Health and Safety Executive (2015).
- [11] G.A. Karim, I. Wierzba, S. Boon, "Some considerations of the lean flammability limits of mixtures involving hydrogen", International Journal of Hydrogen Energy 10, 1985, pp 117 – 123.
- [12] Enis Askar,Volkmar Schröder, Stefan Schütz, Albert Seeman – "Power – to – Gas : Safety Characteristics of Hydrogen/Natural-Gas Mixtures"[ <http://www.aidic.it/cet/16/48/067.pdf> ] 2016.
- [13] Zlochower, I., Green, G. The limiting oxygen concentration and flammability limits of gases and gas mixtures. Oxford : Journal of Loss Prevention in the Process Industries. Elsevier., 2009. Volume 22 (4).
- [14] Cammarota F.1, Di Benedetto A.1, Di Sarli V.1, Salzano E.1, Russo G.2.The Effect of Initial Pressure on Explosions of Hydrogen Enriched Methane/Air Mixtures. [EN LIGNE] <http://www.aidic.it/cet/10/19/045.pdf>.( consulté le 13/10/2015).
- [15] Salzano E., Cammarota F., Di Benedetto A., Di Sarli V. Explosion behavior of hydrogenemethane/air mixtures. Journal of Loss Prevention in the Process Industries [en ligne], 2012. Vol. 25, p. 443-447.

- [16] Martin Weinrotter, Herbert Kopecek, Martin Tesch, Ernst Wintner, Maximilian Lackner, Franz Winter, "Laser ignition of ultra-lean methane/hydrogen/air mixtures at high temperature and pressure", *Experimental Thermal and Fluid Science* 29, 2005, pp 569 – 577.
- [17] Qingzhao Li, Baiquan Lin, Huaming Dai, Shuai Zhao, "Explosion characteristics of H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>/air and CH<sub>4</sub>/coal dust/air mixtures", *Powder Technology* 229, 2012, pp 222 – 228.
- [18] F.H.V. Coppens, J. De Ruyck, A.A. Konnov, "Effects of hydrogen enrichment on adiabatic burning velocity and NO formation in methane + air flames", *Experimental Thermal and Fluid Science* 31, 2007, pp 437 – 444.
- [19] C.K. Law, O.C. Kwon, "Effects of hydrocarbon substitution on atmospheric hydrogen-air flame propagation", *International Journal of Hydrogen Energy* 29, 2004, pp 867 – 879.
- [20] M. Ibasa, A.P. Crayford, I. Yilmaza, P.J. Bowen, N. Syred, "Laminar-burning velocities of hydrogen-air and hydrogen-methane-air mixtures: An experimental study", *International Journal of Hydrogen Energy* 31, 2006, pp 1768 – 1779.
- [21] R. Mével, S. Javoy, K. Coudoro, G. Dupré, C.-E. Paillard, "Assessment of H<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>-air mixtures oxidation kinetic models used in combustion", *International Journal of Hydrogen Energy* 31, 2012, pp 698 – 714.
- [22] G. Yu, C.K. Law, C.K. Wu, "Laminar flame speeds of Hydrocarbon + Air Mixtures with Hydrogen Addition", *Combustion and flame* 63, 1986, pp 339 – 347.
- [23] Ekenechukwu C. Okafor, Akihiro Hayakawa, Yukihide Nagano, Toshiaki Kitagawa, "Effects of hydrogen concentration on premixed laminar flames of hydrogen-methane-air", *International Journal of Hydrogen Energy* 39, 2014, pp 2409 – 2417.
- [24] E. J.K. Nilsson A. Van Sprang, J. Larfeldt, A. Konnov, "The comparative and combined effects of hydrogen addition on the laminar burning velocities of methane and its blends with ethane and propane", *Fuel* 189, 2017, pp 369–376.
- [25] Zheng Chen, "Effects of hydrogen addition on the propagation of spherical methane/air flames: A computational study", *International Journal of Hydrogen Energy* 34, 2009, pp 6558 – 6567.
- [26] G.R. Astbury, "A review of the properties and hazards of some alternative fuels", *Process safety and environment protection* 86, 2008, pp 397 – 414.
- [27] Détermination expérimentale de l'énergie minimale d'inflammation (EMI) de mélanges « air – hydrogène – méthane », « air – hydrogène – azote » et « air – méthane ». Rappel de tous les résultats obtenus au CERCHAR dans le domaine de la mesure des EMI. Réf. F 42e/189 Juillet 1983. Laboratoires du Centre d'Études et Recherches des Charbonnages de France (CERCHAR).
- [28] G. Hankinson, H. Mathurkar, B.J. Lowesmith; "Ignition energy and ignition probability of methane-hydrogen-air mixtures", NATURALHY report, EU.
- [29] Hemant Mathurkar à l'Université de Loughborough (GB) sur la détermination de l'énergie minimale d'inflammation de mélange H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>.
- [30] Proust et al. Development of a method for predicting the ignition of explosive atmospheres by mechanical friction and impacts. Elsevier, Amsterdam : *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2007. 20 pp349-365.
- [31] Astbury, G., Hawksworth, S. Spontaneous ignition of hydrogen: review of postulated mechanisms. Pisa: 1st International Conference on Hydrogen Safety, September 2008.
- [32] B.J. Lowesmith, G. Hankinson, D.M. Johnson, "Vapour cloud explosions in a long-congested region involving methane/hydrogen mixtures", *International Journal of Hydrogen Energy* vol 89, issue4, 2011, pp 234 – 247.

- [33] L.C. Shirvill, T.A. Roberts, M. Royle, D.B. Willoughby, P. Sathiath, "Experimental study of hydrogen explosion in repeated pipe congestion – Part 2: Effects of increase in hydrogen concentration in hydrogen-methane-air mixture", International Journal of Hydrogen Energy vol 44, Issue 5, 2019, pp 3264-3276.
- [34] B.J. Lowesmith, G. Hankinson, "Large scale experiments to study fires following the rupture of high-pressure pipelines conveying natural gas and natural gas/hydrogen mixtures, Process safety and environment protection 91, 2013, pp 101 – 111.
- [35] E. Studer, D. Jamois, S. Jallais, G. Leroy, J. Hébrard, V. Blanchetière, "Properties of large-scale methane/hydrogen jet fires", International Journal of Hydrogen Energy 34, 2009, pp 9611 – 9619.
- [36] K. Habib, B. Schalau, R. Grätz, "Forschungsbeirat „Sicherheitstechnische Kenngrößen von H2-Erdgas-Gemischen “, 2015.
- [37] M. Schatzmann, "Auftriebsstrahlen in natürlichen Strömungen - Entwicklung eines mathematischen Modells; Dissertation Uni. Karlsruhe, 1976.



**Annexe D**  
**Injection d'hydrogène et intégrité des tubes constitutifs**  
**des réseaux de gaz naturel**



Cette annexe présente l'état des connaissances publiées à fin 2017 sur la tolérance des matériaux constitutifs des tubes des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel vis-à-vis de la présence d'hydrogène, puis détaille les répercussions possibles sur les différentes étapes de la vie d'une canalisation (dimensionnement, suivi en service, maintenance, arrêt temporaire ou définitif ...).

Cette annexe s'appuie sur les résultats d'une revue bibliographique réalisée pour le compte de l'INERIS par une société spécialisée dans la fragilisation des matériaux (en particulier des aciers) par l'hydrogène.

## 1 PROBLEMATIQUE HYDROGENE ET MATERIAUX

### 1.1 HISTORIQUE

En l'année 1875, Johnson [1] a révélé des changements importants/notables dans la déformation à rupture du fer qui a été immergé temporairement dans l'acide pendant juste quelques minutes. Il a de plus observé que le changement n'est pas permanent car « avec le temps, le métal retrouve lentement sa solidité et sa force originelles ». Il a en outre observé que la surface de rupture humectée d'un acier fragilisé libérait des bulles de gaz. Dans le même article, il indique qu'un acier dur a une plus grande perte de ténacité due à l'immersion dans l'acide qu'un acier doux. Un certain nombre d'acides ont été étudiés et seuls ceux qui produisent de l'hydrogène par leur action sur le fer se sont révélés conduire à une détérioration des propriétés.

De plus, l'hydrogène devait être « naissant » et non moléculaire, puisque le laisser dans l'hydrogène gazeux ne changeait pas les propriétés de l'acier. Pour séparer l'effet de l'acide et de l'hydrogène, il a conçu une méthode de charge électrochimique utilisant uniquement l'eau de la ville de Manchester, et prouvé que l'électrode de fer où l'hydrogène est libéré est fragilisée alors que l'autre ne l'est pas.

On trouvera un article détaillé sur la fragilisation hydrogène dans les techniques de l'Ingénieur avec références Brass A.M., Chêne J., Coudreuse L. "Fragilisation des aciers par l'hydrogène : mécanismes." Techniques de l'Ingénieur M176.

Depuis la fin du XIXème siècle, il est reconnu que l'hydrogène altère les propriétés mécaniques des aciers. Sont particulièrement affectées, la résistance à la rupture ou ténacité, l'allongement à rupture et à un degré moindre la limite d'élasticité et la résistance ultime. La dégradation de la ténacité augmente le risque de rupture des canalisations de gaz avec le risque de pertes humaines, des dégâts environnementaux et des pertes économiques liées à la réparation des canalisations affectées et la perte de production.

La figure 1 montre un exemple de rupture de canalisation de gaz entaillée de 219 mm de diamètre et de 6,1 mm d'épaisseur fabriqué en acier API 5LX52 de limite d'élasticité 437 MPa et rompue sous une pression d'hydrogène de 183 bars.



*Figure 1 : Rupture d'un tube soumis à de l'hydrogène (Projet Naturalhy) - Extrait du rapport final du contrat ENIM- Naturalhy*

## 1.2 PERMEATION DES MATERIAUX A L'HYDROGENE ET PIEGEAGE

L'objectif de cette partie est de présenter les connaissances en termes de perméation des matériaux à l'hydrogène.

Pour comprendre l'entrée de l'hydrogène dans un métal, il est nécessaire de connaître la caractéristique de la réaction d'évolution de l'hydrogène. La figure 2 montre le processus d'adsorption d'hydrogène. Elle indique les étapes distinctes associées à l'ensemble du processus.

Les premiers atomes sont transportés en double couche sur la surface où une séparation de l'hydrogène sous forme proton a lieu par adsorption, le don d'électron de la matière produit ainsi une décharge.

Le processus de recombinaison de l'hydrogène peut se produire de trois façons : atome à atome ou atome à ion ou les deux.

Le stade ultime est la désorption et l'entrée dans le matériau, avec une réaction d'évolution de l'hydrogène qui aboutit à la formation et à la diffusion de l'hydrogène [2].

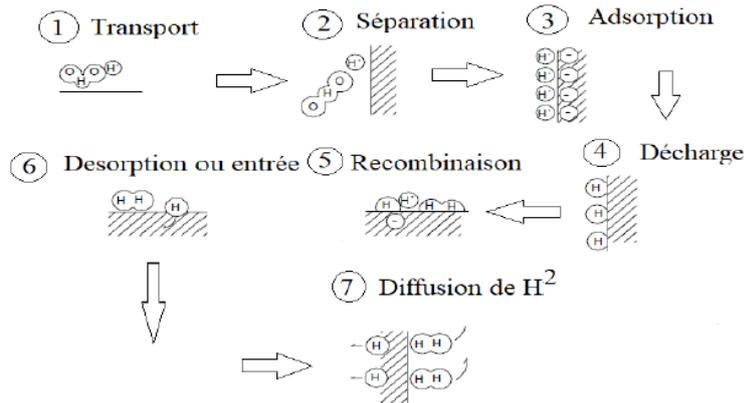


Figure 2 : Schéma simplifié de l'adsorption d'hydrogène dans un métal [2]

L'hydrogène étant de petite taille, il peut ensuite se déplacer facilement entre les sites cristallins de l'acier. Le coefficient de diffusion est sensible à la rugosité de surface, à l'épaisseur de l'échantillon mais aussi à la taille de grain  $d_g$  comme le montre le tableau suivant relatif au coefficient de diffusion du fer Armco à la température ambiante [3].

Epaisseur (mm)	Taille de grain $d_g$ ( $\mu\text{m}$ )	Coefficient de Diffusion $D$ ( $\text{cm}^2/\text{s}$ )
0.20	0.58	$1.45 \times 10^{-6}$
0.30	1.95	$2.94 \times 10^{-6}$
0.40	2.37	$8.71 \times 10^{-7}$
0.80	16.00	$1.39 \times 10^{-5}$

Tableau 1 : Coefficient de diffusion dans le fer Armco [3]

Le coefficient de diffusion de l'hydrogène dans un métal est le plus souvent déterminé expérimentalement par des mesures de perméabilité, c'est-à-dire par l'analyse de l'évolution en fonction du temps du flux d'hydrogène au travers une paroi métallique.

Dans les matériaux possédants des dislocations, tels que les aciers, il existe un phénomène de piégeage de l'hydrogène par les dislocations et d'accélération du transport des atomes d'hydrogène par les dislocations mobiles dans le matériau [4]. Dans les aciers de canalisation, le transport de l'hydrogène se fait par les dislocations entourées d'une atmosphère d'atomes d'hydrogène.

Cependant, tous les matériaux solides contiennent des défauts structuraux. Les solides cristallins tels que les matériaux métalliques contiennent notamment des imperfections telles que les lacunes, les dislocations, les joints de grain, des pores, des inclusions, etc. Ces défauts peuvent servir de sites de piégeage pour l'hydrogène (cf. Figure 3). La conséquence du piégeage est la réduction de la vitesse de transport de l'hydrogène à travers le matériau. C'est également la principale source de fragilisation des matériaux et en particulier des aciers.



### 1.3.2 MODIFICATION DE LA PLASTICITE ET COMPETITION DECOHESION/EMISSION DE DISLOCATIONS [6]

Le mécanisme de fragilisation associé à un transport par les dislocations est fondé sur l'existence d'un piégeage de l'hydrogène dans le cœur et le champ de contrainte des dislocations et sur la possibilité d'un transport accéléré de l'hydrogène par les dislocations en mouvement. On admet donc que, dans certaines conditions, les dislocations mobiles peuvent accumuler l'hydrogène sur des défauts qui constituent des obstacles à leur mouvement. Cette accumulation d'hydrogène combinée à l'existence de fortes contraintes associées aux empilements de dislocations, peut favoriser l'amorçage et/ou la propagation d'une fissure. Ce mécanisme correspond à une perte de capacité de déformation plastique du matériau.

### 1.3.3 RECOMBINAISON MOLECULAIRE DANS LES DEFAUTS

En présence d'une très forte pression équivalente d'hydrogène ou sous l'effet d'une sursaturation associée au brusque changement de température d'un matériau contenant une quantité élevée d'hydrogène, différentes formes de fissuration des aciers peuvent être observées en l'absence de contrainte imposée : cloquage, fissuration interne,

Cette fissuration résulte d'une recombinaison moléculaire sur des défauts (microcavités...) qui jouent le rôle de pièges. La pression d'hydrogène dans les microcavités peut être suffisamment élevée pour conduire à une fissuration.

Ce mécanisme est invoqué pour la formation des cloques (blisters), défaut fréquemment rencontré dans les canalisations transportant de l'hydrogène.

### 1.3.4 PRODUCTION D'HYDRURES FRAGILES

Un hydrure métallique peut se former en avant d'un fond de fissure, dans une région à triaxialité de contrainte élevée. La propagation de la fissure pourrait se produire en raison de la fissuration de la phase fragile associée à ces hydrures.

## 1.4 SYNTHÈSE DE LA TOLÉRANCE DES MATÉRIAUX À L'HYDROGÈNE

L'objectif de cette partie est de présenter dans un tableau à la fois le niveau de connaissance existant pour chaque matériau et sa tolérance (qualitative) à la présence d'hydrogène en prenant en compte l'ensemble des phénomènes connus (fragilisation, perméation...).

Matériau	Modes de dégradation					Niveau de connaissance scientifique
	Perméation	Affaiblissement des liaisons	Modification plasticité et dislocations	Recombinaison	Formation d'hydrures	
<b>Aciers de tuyauterie haute résistance</b>	Faible à forte	Sensible	Très sensible	Sensible	Peu sensible	Très important si soumis à hydrogène pur
<b>Aciers de tuyauterie classiques</b>	Faible à forte	Sensible	Très sensible	Sensible	Peu sensible	Moins important si soumis à hydrogène en mélange
<b>Polyéthylène</b>	Forte	Non sensible	Non sensible	Non sensible	Non sensible	Important pour la perméation
<b>Cuivre</b>	Faible	Peu sensible	Peu sensible	Peu sensible	Non sensible	Faible pour la fragilisation
<b>Fonte</b>	Très faible	Peu sensible	Peu sensible	Peu sensible	Non sensible	Très faible pour la fragilisation

Tableau 2 : Synthèse

## 2 INFLUENCE DE L'HYDROGENE SUR LA TENUE MECANIQUE DES TUBES EN ACIERS

L'objectif de cette partie est de donner les éléments d'appréciation connus et les inconnues de l'évolution des paramètres de résistance mécanique des aciers constituant les tubes de gaz naturel.

En Europe et en France, une partie importante des réseaux de transport de gaz naturel par canalisations (70% environ) a été conçue et posée en utilisant 3 nuances d'aciers (Grade B, X52, X60). La partie restante présente une plus grande diversité en termes de nuances (cf. figure 4).

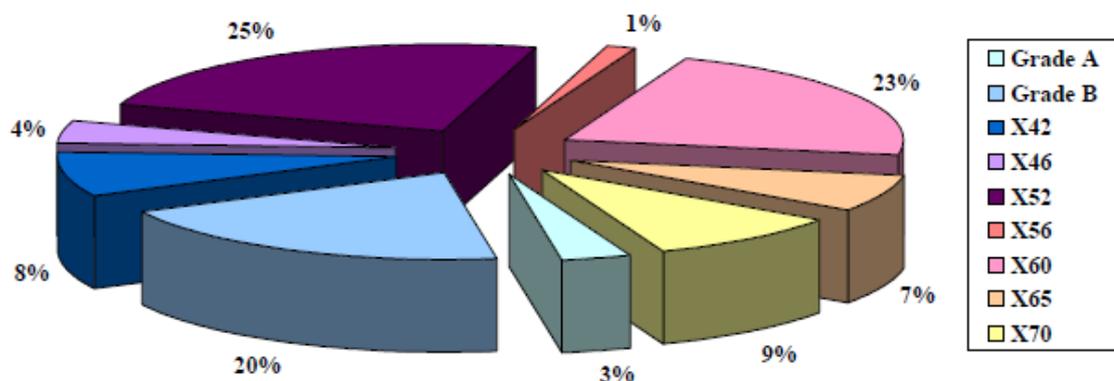


Figure 4 : Répartition des aciers dans le réseau européen [10]

L'évaluation de la dégradation des propriétés mécaniques de ces aciers de canalisation par l'hydrogène présente un intérêt particulier notamment dans les problèmes suivants :

- Dimensionnement du tube et notamment de l'épaisseur requise et de la pression maximale admissible selon les codes à partir de la limite d'élasticité.
- Détermination de la déformation maximale admissible pour un dimensionnement basé sur la déformation (SBD Strain Based Design) à partir de l'allongement à rupture dans le cas de canalisations travaillant dans des zones sismiques ou soumises à des mouvements de terrain.
- Détermination de la température minimale admissible (MAT) pour éviter la transition ductile-fragile.
- Détermination de la nocivité d'un défaut dans une canalisation à partir d'un Diagramme Intégrité Rupture (DIR) en utilisant la ténacité, la limite d'élasticité et la résistance ultime.
- Détermination de la durée de vie d'une canalisation soumise à des variations cycliques de pression

Pour ces raisons dans ce qui suit, une attention particulière sera portée sur la dégradation par fragilisation hydrogène des principales propriétés suivantes :

- **limite d'élasticité et résistance ultime**, représentative des contraintes admissibles par le matériau et donc de la résistance en usage normal ;
- **allongement à rupture**, représentatif de la déformation plastique admissible d'un matériau et donc de la résistance à des sollicitations accidentelles ;
- **température de transition**, représentative du comportement fragile ou ductile d'un matériau et donc du comportement de fissuration ;
- **ténacité**, représentative de la résistance à la fissuration d'un matériau et donc de la résistance aux défauts ;
- **paramètres de fatigue**, représentatifs de la résistance aux chargements cycliques des matériaux.

Les résultats présentés dans cette partie sont donnés pour de l'hydrogène pur. L'influence du taux d'hydrogène en mélange est discutée au chapitre 2.4.2.

## 2.1 INFLUENCE DE L'HYDROGENE SUR LES PRINCIPAUX PARAMETRES MATERIAUX

### 2.1.1 LIMITE D'ELASTICITE

La limite d'élasticité d'un matériau est le paramètre de résistance généralement utilisé pour le dimensionnement aux charges nominales lors de la conception. L'analyse des travaux relatifs aux aciers de canalisations [11-39] indique **qu'il n'y a pratiquement pas d'effet de la fragilisation hydrogène sur la limite d'élasticité** et la résistance ultime et ce quelle que soit la limite d'élasticité de l'acier.

Le graphique ci-dessous reprend les principaux résultats pour quelques aciers.

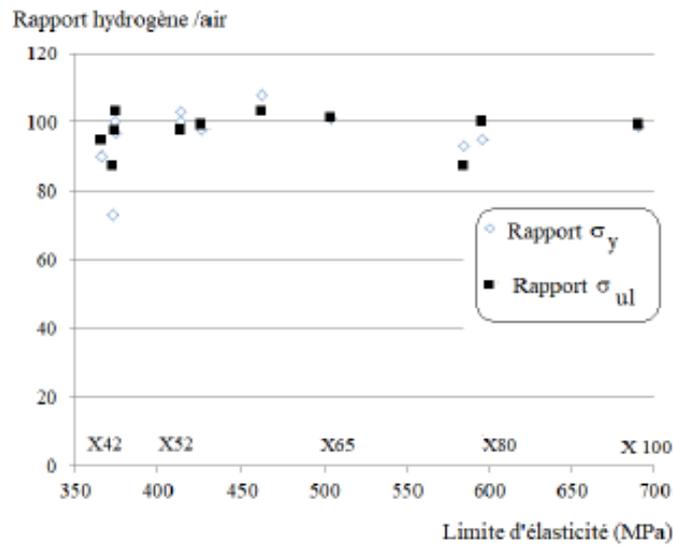


Figure 5 : Rapport ( en %) entre la résistance élastique et la résistance ultime de divers aciers sous hydrogène / sous air – synthèse des valeurs issues de la bibliographie [11-39]

Cela signifie qu'un acier sans défaut soumis à une charge nominale de dimensionnement ne sera pas moins résistant sous hydrogène que sous air.

### 2.1.2 L'ALLONGEMENT A RUPTURE

L'analyse des travaux relatifs aux aciers de canalisations [10-38] indique qu'il y a un effet important de la fragilisation hydrogène sur l'allongement à rupture.

La figure suivante donne l'évolution du rapport allongement à rupture sous influence de l'hydrogène et à l'air de plusieurs aciers de canalisations.

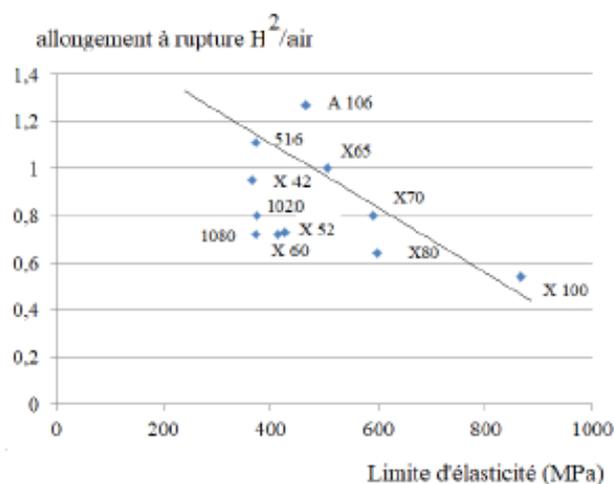


Figure 6 : Rapport entre l'allongement à rupture de divers aciers sous hydrogène / sous air – synthèse des valeurs issues de la bibliographie [11-39]

**On constate une diminution moyenne de l'allongement à rupture sous hydrogène [43].** Malgré la dispersion, on constate également que le rapport d'allongement admissible sous hydrogène par rapport à sous air diminue en moyenne lorsque la limite d'élasticité de l'acier augmente. Ce constat est complété par l'analyse des résultats de la réduction section, qui correspond également au comportement plastique avant rupture. Ce dernier est autant voire plus affecté que l'allongement à rupture.

**Cela signifie que, sous hydrogène, ces aciers seront moins tolérants aux déformations plastiques.**

### 2.1.3 TEMPERATURE DE TRANSITION

Le dimensionnement contre le risque de rupture fragile considère que le matériau doit présenter, à la température de service, une ductilité suffisante pour empêcher le déclenchement du clivage et une rupture soudaine avec une importante libération d'énergie élastique. Concrètement, cela signifie que la température de service  $T_s$  est supérieure à la température de transition  $T_t$ . La température de service est classiquement définie par des codes ou des lois en fonction du pays où la structure ou le composant est construit ou installé. Par exemple, en France, une loi publiée en juillet 1974 indique que la température de service en France est de  $-20^\circ\text{C}$ .

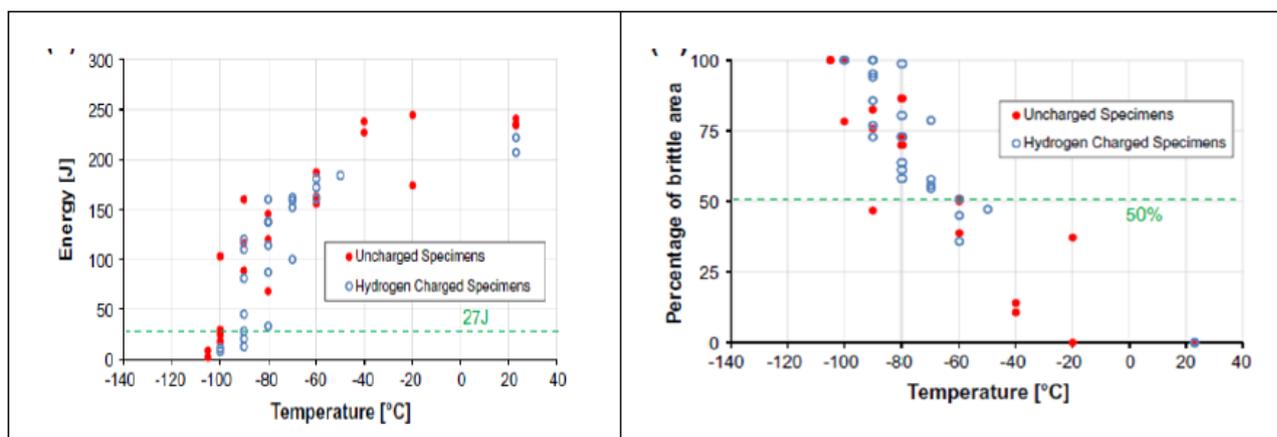


Figure 7 : Influence de l'hydrogène sur la température de transition et la fragilité d'un acier API X65 [22]

**On constate que, dans le cas de cet acier, la température de transition fragile-ductile déterminée à 50% de cristallinité n'est pas affectée par l'introduction d'hydrogène.**

### 2.1.4 TENACITE

La ténacité ou résistance à l'amorçage de la rupture est généralement mesurée dans des conditions définies par les normes. Il s'agit généralement du facteur d'intensité de contraintes critique  $K_{Ic}$  dont les unités sont le  $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$ .

La figure suivante donne l'évolution du rapport de ténacité sous influence de l'hydrogène et à l'air de plusieurs aciers de canalisations.

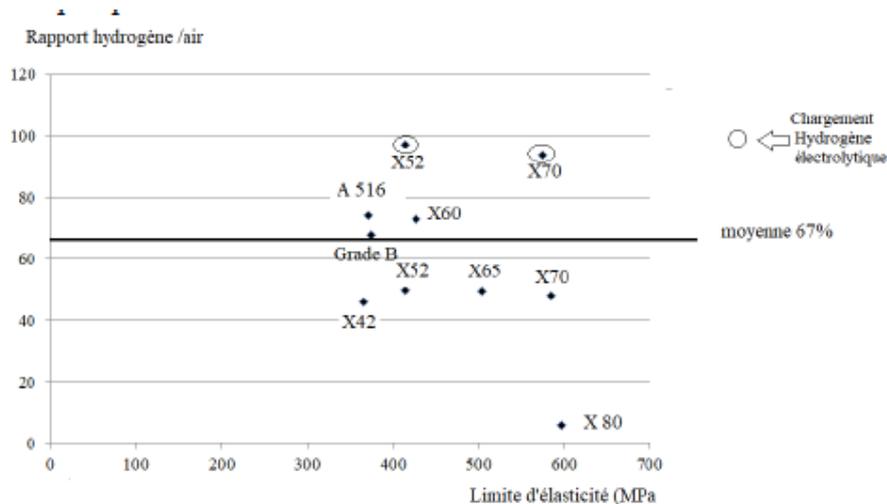


Figure 8 : Rapport (en %) entre la ténacité de plusieurs aciers mesurée sous hydrogène et sous air -- synthèse des valeurs issues de la bibliographie [11, 17, 18, 20, 26]

**On constate une diminution de la ténacité sous hydrogène.** Ses valeurs montrent une importante dispersion, néanmoins, la valeur moyenne de ce rapport (67%) montre que la ténacité chute d'environ 1/3 par fragilisation hydrogène.

En complément de cette valeur, des seuils d'amorçage ou d'arrêt de fissure peuvent être utilisés pour la conception de structures ou de composants fonctionnant dans des environnements à hydrogène dans des conditions de charge monotones. L'étude de ces seuils montrent également des valeurs de rapport de l'ordre de 35% en moyenne sous hydrogène.

Cela signifie que, sous hydrogène, ces aciers seront moins résistants à la fissuration.

#### 2.1.5 PARAMETRES DE FATIGUE

La fatigue des matériaux correspond à leur comportement face à des chargements cycliques réalisées en deçà de leur limite admissible de fonctionnement. Plusieurs paramètres régissent ce comportement dont les plus importants sont :

- la vitesse de fissuration, correspondant à la cinétique (en nombre de cycle) d'évolution des fissures ;
- les seuils de non-fissuration, correspondant au seuil minimal de contrainte nécessaire à l'évolution de fissure ;
- les courbes d'endurances, représentant le nombre de cycle minimum avant fissuration en fonction du niveau de contrainte cyclique.

#### Vitesse de fissuration :

L'étude des variations de la vitesse de fissuration (da/DN) sous air et sous hydrogène montre des résultats très variables. La figure ci-après permet néanmoins de synthétiser les observations.

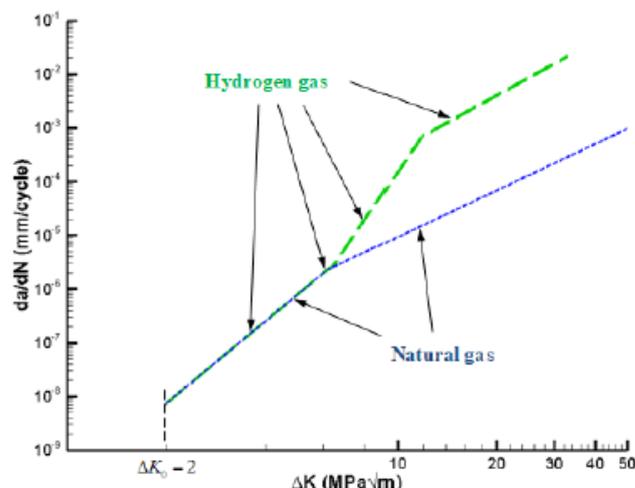


Figure 9 : Courbe schématisée de l'influence de l'hydrogène sur la vitesse de fissuration cyclique ( $da/dN$ ) en fonction de l'amplitude des cycles de sollicitation ( $\Delta K$ ) [28, 29]

On observe ainsi que **l'hydrogène peut augmenter très sensiblement la vitesse de fissuration au-dessus d'un certain seuil de sollicitation. En deçà, il n'y a pas d'influence de l'hydrogène** [44, 45, 46].

**Cela signifie que l'hydrogène peut avoir une influence sur la fatigue, mais plutôt dans des domaines de sollicitation cyclique élevée uniquement.**

#### Seuil de non-fissuration :

Les études des seuils de non-fissuration en fatigue ne sont pas très nombreuses, mais **certaines études montrent que ceux-ci peuvent être abaissés sensiblement** sous l'influence de l'hydrogène [11, 17, 18, 20, 26].

Ce point soulève la problématique d'un défaut dormant qui pourrait se réactiver sous l'effet d'une faible sollicitation.

#### Courbes d'endurance :

L'endurance en fatigue après fragilisation hydrogène est un sujet qui ne semble pas avoir été abordé abondamment dans la littérature. On trouve des résultats contradictoires dans la littérature [24, 27, 40, 41, 42, 43].

Les courbes suivantes montrent, par exemple, une influence de l'hydrogène quasi-nulle sur le nombre de cycle avant amorçage et une influence forte de la présence d'hydrogène sur le nombre de cycle avant amorçage à droite.

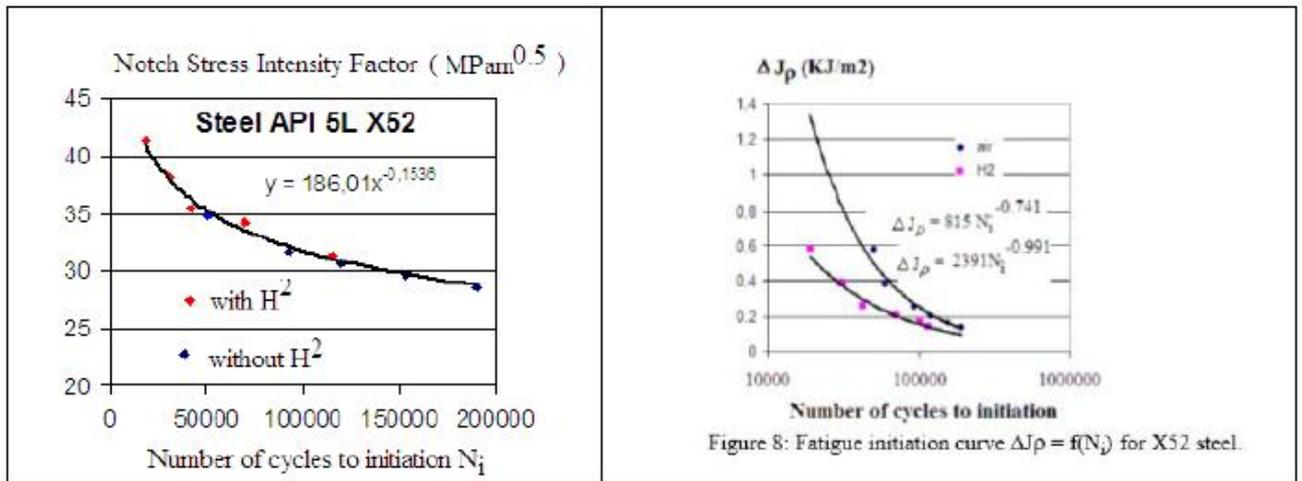


Figure 10 : Influence de l'hydrogène sur des courbes d'endurance à l'amorçage issus de deux publications différentes pour la même nuance d'acier X52 [34,40]

On retrouve des constats similaires dans l'estimation des courbes d'endurance à la rupture et notamment des travaux qui démontrent concluent à une faible influence de l'hydrogène.

Néanmoins, **avec l'état des connaissances actuelles disponibles, il ne semble pas possible de conclure sur l'influence de l'hydrogène sur les paramètres de fatigue** de l'ensemble des aciers.

## 2.2 INFLUENCE DES PARAMETRES DE FABRICATION ET D'EXPLOITATION SUR LA FRAGILISATION

### 2.2.1 INFLUENCE DES NUANCES D'ACIERS

Les aciers ont considérablement évolué depuis l'installation des premières canalisations dans ce matériau et toujours en service. En particulier, les limites d'élasticité ont augmenté considérablement au fur et à mesure des années. Il est important de noter que l'évolution dans le temps des aciers de canalisations n'est pas simplement une augmentation de la limite d'élasticité mais aussi une amélioration considérable de la microstructure. Il en résulte que les aciers à haute limite d'élasticité ne posent pas forcément plus de problèmes vis-à-vis de la fragilité hydrogène que les aciers anciens et de basse résistance contrairement à une idée répandue. Leur point faible demeure la baisse d'allongement à rupture, propriété cruciale dans un dimensionnement basé sur la déformation.

Par ailleurs, quand on étudie l'évolution de la microstructure des aciers de canalisations au cours du temps, on constate que celle-ci évolue d'une microstructure perlite+ ferrite vers des structures martensitique au fur et à mesure que la limite d'élasticité augmente. Les nouvelles nuances X100 et X120 sont donc moins susceptibles à la fragilisation hydrogène.

Cela reste néanmoins théorique et quelques rares références peuvent contredire ces hypothèses [26]. Ainsi, une conclusion définitive n'est pas possible à ce jour.

Le tableau ci-dessous résume les connaissances pour différentes nuances :

Acier	$\sigma_y$ (MPa) air	$R_{\sigma y}$ %	$R_{el}$ %	$R_{tén}$ %	$R_{VF}$ %	$R_{KTH}$ %	Nombre de références
A 106 grade B	462	108	127	NC	NC	NC	3
1020	373	73	80	NC	10	NC	2
1080	414	100	62-75%	NC	5	72	1
A 516	375	97	111	68	10	86	4
API 5L Grade B	371	NC	NC	74	10-50	NC	1
API5L X 42	366	90	95	46	10-100	60	5
API5L X 46	374	NC	NC	NC	NC	NC	1
API5L X 52	414	103	66-78	50-97	10-100	NC	16
API 5L X 60	427	98	76	73	10-50	73	3
API 5L X 65	504	101	100	49.5	5-20	NC	4
API 5L X 70	584	93	68-95	48-95	10-20	48	4
API 5L X 80	596	95	64	6	10	42	4
API 5L X 90	675	NC	NC	NC	NC	NC	1
API 5L X 100	690	99	54	NC	1-100	73	6
API 5L X 120	866	NC	NC	NC	NC	NC	3

Tableau 3 : Rapport (en %) des propriétés mécaniques des aciers sous air et sous hydrogène ( $\sigma_y$  : limite élastique /  $el$  : allongement à rupture /  $tén$  : ténacité /  $VF$  : vitesse de fissuration /  $KTH$  : facteur d'intensité de contrainte) -- synthèse des données de la littérature pour de l' $H_2$  à 69 bars [11-39]

L'évolution historique des parts dans l'utilisation des différentes nuances d'acier API 5L expliquent le nombre de publications dédiées à la fragilisation hydrogène des aciers de canalisations. Ces publications sont très nombreuses pour l'acier API 5L X52 et émanent d'auteurs américains et asiatiques. Elles sont nombreuses pour les aciers A516, X42, X65, X70 X80 et X100 et proviennent souvent d'auteurs asiatiques. Elles sont beaucoup plus rares pour les autres nuances.

En ce qui concerne les soudures ou les zones affectées thermiquement (ZAT), il n'y a pas de donnée spécifique identifiée à l'heure actuelle.

**La variabilité de l'influence de l'hydrogène sur les propriétés mécaniques des aciers en fonction des nuances est telle qu'il n'apparaît pas possible, avec les données actuellement disponibles, de donner des conclusions générales quant à la fragilisation par hydrogène des aciers de canalisation. Des travaux sont notamment nécessaires sur les soudures et les zones affectées thermiquement qui ne sont pas traitées à l'heure actuelle.**

## 2.2.2 DISPERSION DES RESULTATS

Au-delà des différences notables en fonction des nuances, on remarque une très forte dispersion des résultats pour une même nuance (Figure 8). Sur l'ensemble de la bibliographie, cette dispersion peut être due :

- aux méthodes d'essais employées ;
- aux conditions d'essais (Température, Pression, état initial du matériaux, mélange ou hydrogène pur, pureté de l'hydrogène ou du mélange...);
- à la dispersion intrinsèque des caractéristiques des nuances d'acier, ...

Cela suggère qu'il est nécessaire d'évaluer et de maîtriser ces dispersions pour fiabiliser les conclusions quant à la sensibilité d'un matériau vis-à-vis de la fragilisation à l'hydrogène.

## 2.2.3 INFLUENCE DE LA PRESSION

**Les résultats de la partie 2.1 sont donnés pour une pression usuelle de 69 bar.** Néanmoins, les pressions pouvant être supérieures sur le réseau, on s'intéresse à l'effet de la pression d'hydrogène sur les principaux paramètres matériaux : contrainte ultime, allongement à rupture, fissuration, fatigue.

### Caractéristique de contrainte ultime

Etant donnée la faible influence de l'hydrogène sous 69 bar sur la résistance ultime, il n'existe pas de résultats traitant de l'influence de la pression d'hydrogène sur ce paramètre pour les aciers de canalisation. Toutefois des travaux anciens et portant sur un acier à 0.22% de carbone montre que la résistance ultime décroît avec la pression d'hydrogène gazeux quand elle passe de 1 atmosphère à 100 atmosphères.

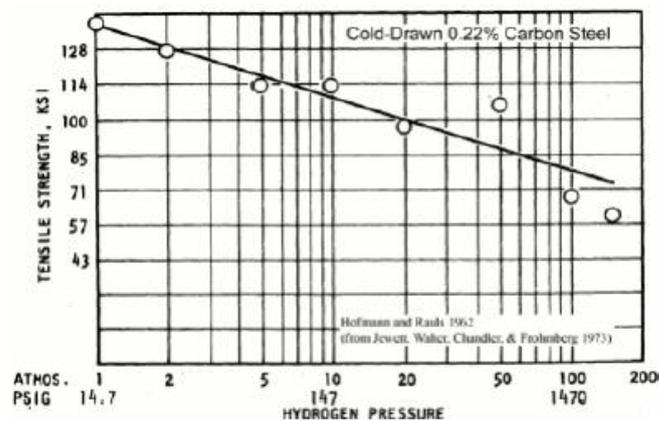


Figure 11 : Influence de la pression d'hydrogène sur la résistance ultime d'un acier carbone à 0.22% [43]

Ainsi, pour de très hautes pressions, l'influence de l'hydrogène sur les aciers pourrait ne pas être négligeable.

### Allongement à rupture :

Les mêmes auteurs ont constaté sur le même acier à 0.22% de carbone, que l'allongement à rupture est peu sensible à la pression d'hydrogène gazeux alors que la réduction de section décroît sous l'influence du même paramètre.

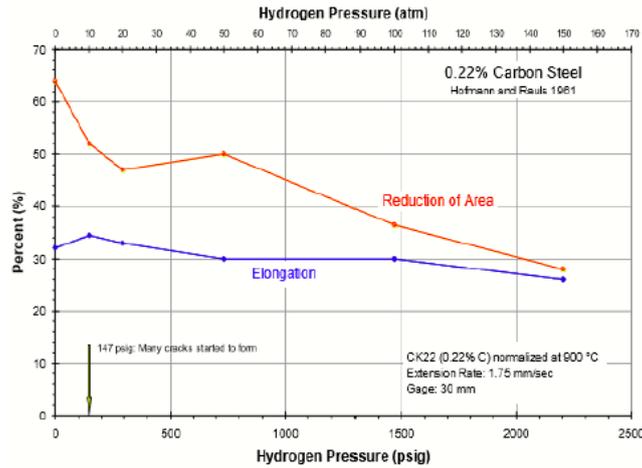


Figure 12 : Allongement à rupture et réduction de section pour un acier à 0.22% de carbone en fonction de la pression d'hydrogène [43]

### Paramètres de fissuration :

Les rapports des ténacités K<sub>IC</sub> air/hydrogène sont reportés en fonction de la pression d'hydrogène gazeux dans le cas de 3 aciers dans la figure suivante.

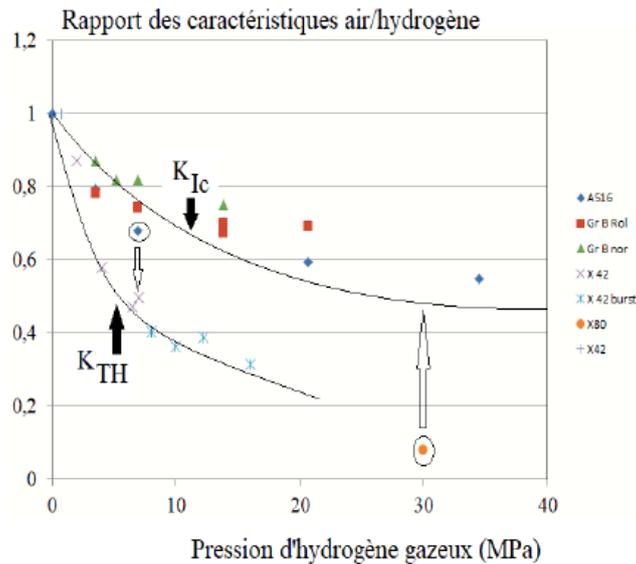


Figure 13 : Influence de la pression d'hydrogène sur la ténacité ( $K_{IC}$ ) et le seuil de fissuration ( $K_{TH}$ ) [11, 17, 18, 20, 26]

On constate que le rapport des ténacités  $K_{IC}$  décroît avec la pression d'hydrogène gazeux. Il en est de même pour le rapport des seuils de fissuration  $K_{TH}$  et l'on observe deux évolutions nettement séparées pour les rapports.

## Paramètres de fatigue :

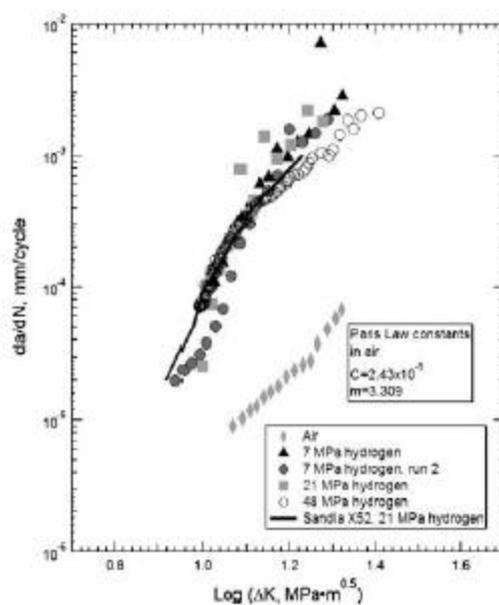


Figure 14 : Influence de la pression d'hydrogène sur la vitesse de fissuration [44, 45]

Il apparaît dans la figure précédente que la pression d'hydrogène gazeux a peu d'influence sur la vitesse de fissuration de l'acier API 5L X52 dans le domaine de la loi de Paris [44, 45]. On retrouve ces résultats pour d'autres aciers [46]. Les autres paramètres de fatigue n'ont pas été étudiés plus en détail pour la variation de pression.

**En conclusion, la pression d'hydrogène influence la fragilisation par hydrogène en augmentant la perte de certaines propriétés mécaniques pour des valeurs croissantes. Ce constat est à relativiser pour les tubes de gaz naturel puisque cette influence correspond à des variations importantes de pression, et que pour certains paramètres, la pression ne semble pas ou peu avoir d'influence.**

### 2.2.4 INFLUENCE DU TAUX D'HYDROGENE DANS LE MELANGE

**Les résultats de la partie 2.1 sont donnés pour contact des matériaux avec un gaz d'hydrogène pur.** Or, la distribution généralisée d'hydrogène en Europe dans les réseaux existants consiste à réaliser une injection d'hydrogène dans le gaz naturel à des taux réduits. Ainsi, on s'intéresse à l'effet du mélange d'hydrogène avec le gaz naturel sur les paramètres matériaux.

S'il existe peu de travaux sur cette problématique, on peut néanmoins trouver des tendances pour quelques paramètres et matériaux.

La figure suivante illustre, par exemple, l'influence du taux d'hydrogène en mélange avec du gaz naturel sur les contraintes élastique, contrainte ultime, l'allongement à rupture et la réduction de section [47].

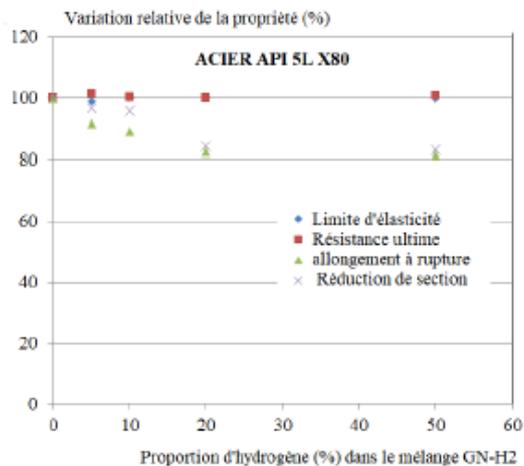


Figure 15 : Influence du taux d'hydrogène en mélange avec du gaz naturel sur les paramètres mécaniques principaux [47]

On constate sur cette figure 16 que l'influence sur les paramètres de l'acier API 5L X80 est tout d'abord réduite à des taux d'hydrogène de l'ordre de 5% puis augmente sensiblement jusqu'à des taux de l'ordre de 20 %. L'influence étant ensuite similaire pour des taux de 50 % à 100 %.

En termes de comportement en fissuration, le graphique suivant illustre quelques résultats pour des pressions partielles d'hydrogène.

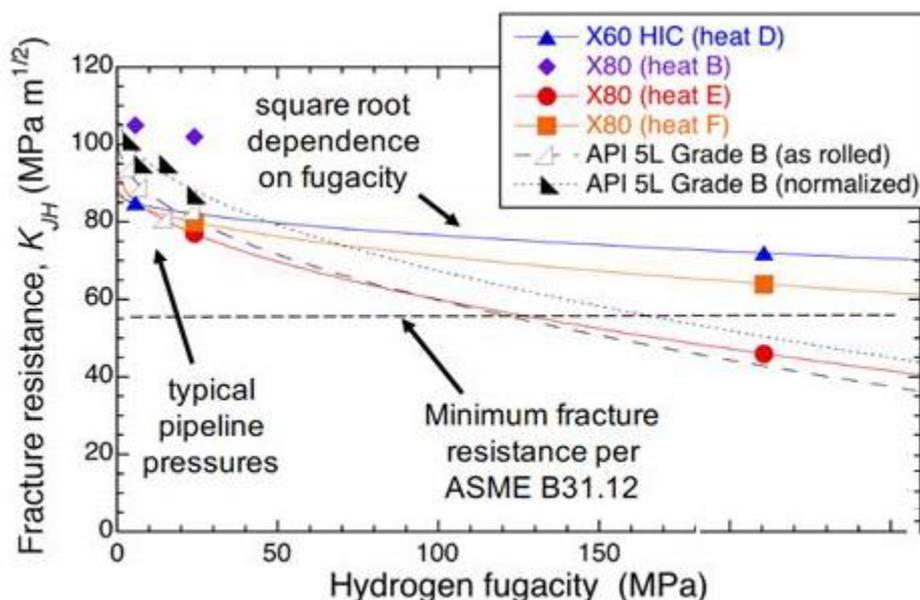


Figure 16 : Influence de la pression partielle d'hydrogène (fugacité) sur la ténacité de différents aciers [49]

L'évolution de ces pressions partielles, et par analogie le taux d'hydrogène en mélange, semblent influencer la ténacité des matériaux testés. On note toutefois que pour des faibles pressions partielles d'hydrogène, la ténacité serait faiblement affectée.

L'influence de la composition du mélange hydrogène-gaz naturel sur la dégradation de la vitesse de fissuration en fatigue a également été étudiée pour quelques aciers dans le cadre d'un nombre de projets très limité.

Pour illustration, voici quelques résultats obtenus contradictoires :

- pour l'acier API 5L X80, le pourcentage d'hydrogène dans le mélange gaz naturel-hydrogène n'influe pas sur la vitesse de fissuration qui est similaire à celle obtenue dans de l'hydrogène pur mais est 50 fois plus élevée que dans l'azote, figure 17 [47] ;
- dans le rapport de contrat NATURALHY et pour l'acier API 5L X52, l'introduction de 50% d'hydrogène dans le mélange gaz naturel-hydrogène diminue fortement la vitesse de fissuration lorsqu'elle est comparée à celle obtenue dans l'hydrogène pur, figure 18 [50] ;
- pour l'acier 1020, le pourcentage d'hydrogène dans le mélange gaz naturel-hydrogène n'influe pas sur la vitesse de fissuration qui est similaire à celle obtenue dans de l'hydrogène pur, figure 19 [47].

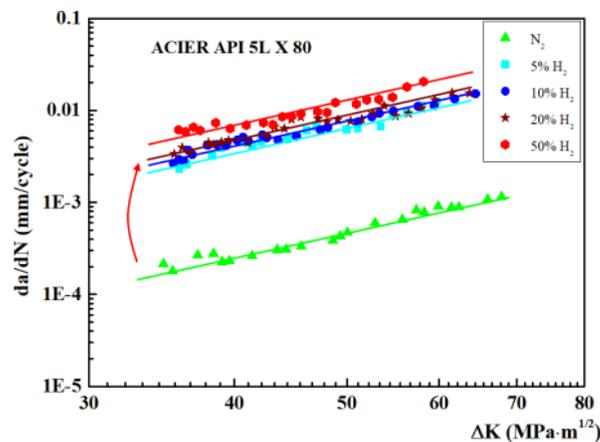


Figure 17 : Etude de l'influence du taux d'hydrogène en mélange avec de l'azote sur la vitesse de fissuration de l'acier X80 [47]

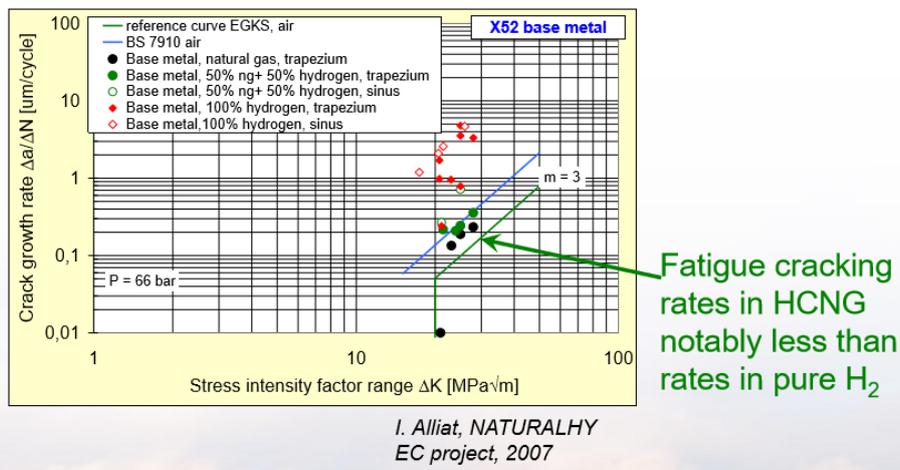


Figure 18 : Influence du taux d'hydrogène en mélange avec du gaz naturel sur la vitesse de fissuration de l'acier X52 [50]

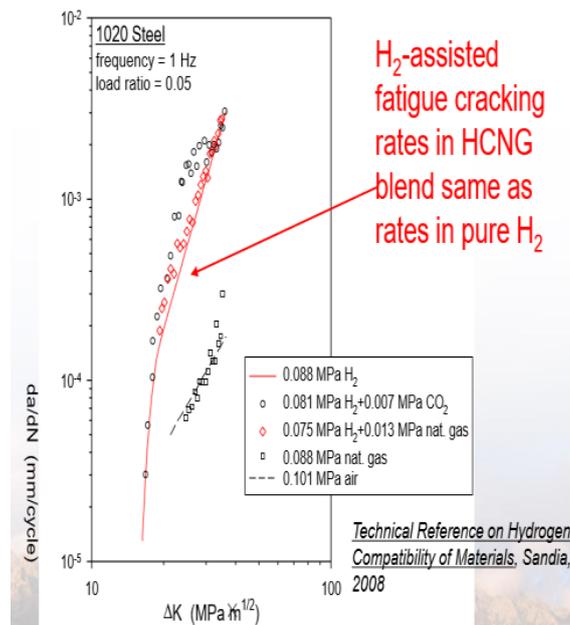


Figure 19 : Influence du taux d'hydrogène en mélange avec du gaz naturel sur la vitesse de fissuration de l'acier 1020 [47]

Comme illustrés par les quelques graphiques précédents, **les résultats concernant la dégradation des propriétés mécaniques des aciers de canalisation dans le mélange gaz naturel et hydrogène sont trop peu nombreux et parfois contradictoires (notamment sur la vitesse de fissuration) pour affirmer catégoriquement qu'à faible taux d'hydrogène ces propriétés mécaniques sont peu affectées.**

**Les premiers résultats obtenus permettent toutefois d'avancer l'hypothèse que les effets sur les matériaux s'ils ne sont pas nuls sont néanmoins réduits à des taux d'hydrogène faibles en mélange avec le gaz naturel.**

Par ailleurs certains travaux récents (cf. figure ci-dessous) [48] ont émis l'hypothèse que la présence de gaz comme l'oxygène, le mono ou le dioxyde de carbone pourrait inhiber la fragilisation hydrogène. Ce constat nécessite d'être étudié afin, d'une part de valider des résultats expérimentaux sur des mélanges et d'autre part d'explorer la possibilité d'introduire ces inhibiteurs dans les réseaux en cas de besoin.

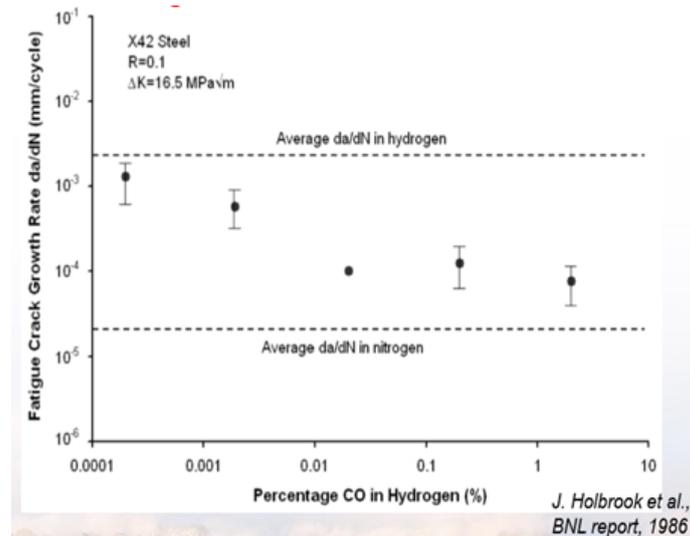


Figure 20 : Résultat d'une étude d'effet du CO en mélange avec de l'hydrogène sur la vitesse de fissuration [48]

### 2.3 INFLUENCE DE L'HYDROGENE SUR LA TENUE MECANIQUE DES TUBES POUR D'AUTRES MATERIAUX DU RESEAU DE DISTRIBUTION

L'objectif de cette partie est de donner les éléments d'appréciation connus et les inconnues de l'évolution des paramètres de résistance mécanique des autres principaux matériaux constituant les tubes de gaz naturel (polyéthylène, fontes, cuivres...).

De façon anecdotique dans le transport mais de façon régulière dans la distribution, d'autres matériaux sont utilisés pour les tubes de gaz naturel.

#### 2.3.1 POLYETHYLENE

Les polymères sont utilisés principalement dans la distribution du gaz où les canalisations réalisées dans ces matériaux représentent plus de la moitié de la longueur totale.

La problématique du transport de l'hydrogène pur ou en mélange est le fait que les tuyaux en polyéthylène sont plus poreux à l'hydrogène qu'au gaz naturel de sorte qu'une certaine quantité de gaz s'échappe à travers la canalisation [51, 52]. Une des conclusions du contrat Naturalhy [50] indique que les fuites provenant des réseaux gaziers avec de l'hydrogène sont possibles. Cependant la quantité de gaz perdue par les conduites est négligeable du point de vue économique.

La dégradation des matériaux polymères dans des conditions environnementales normales découle de l'irradiation UV, l'attaque chimique et la dégradation thermique.

**Aucune dégradation par l'hydrogène pur dans les canalisations en polyéthylène transportant de l'hydrogène n'a été rapportée dans la littérature.** La raison invoquée est que l'hydrogène diffuse sous forme moléculaire et non atomique comme dans les métaux.

Plusieurs effets indésirables de l'hydrogène sur les matériaux polymères ont toutefois été mentionnés [53] :

- un gonflement du polymère, qui se produit en raison de l'absorption du gaz ;
- des quantités relativement grandes d'hydrogène peuvent se dissoudre dans un polymère et former des cloques (blister).

Néanmoins d'après l'absence de constat concret, il faut s'attendre à une interaction faible ou nulle entre l'hydrogène gazeux (ou tout autre gaz non polaire) et le polyéthylène.

**Cette porosité n'est donc pas problématique pour le matériau ni pour la perte économique de gaz. Cela pose néanmoins la question d'une fuite de gaz dans un espace confiné du point de vue de la sécurité.**

### 2.3.2 FONTE

La perméabilité de la fonte ductile à l'hydrogène est de 1/50 de celle d'un acier de canalisation. Le coefficient de diffusion de l'hydrogène est donc 50 fois plus faible que celui d'un acier [54]. En outre les fontes ont une limite d'élasticité assez basse [54]. Ce sont les raisons pour lesquelles les fontes devraient être peu sensibles à la fragilisation hydrogène. Néanmoins, ce matériau n'est pas utilisé pour le transport d'hydrogène pur, il n'a donc pas fait l'objet de travaux approfondis.

Le graphique ci-après montre une réduction de l'allongement à rupture de fonte sous diffusion d'hydrogène.

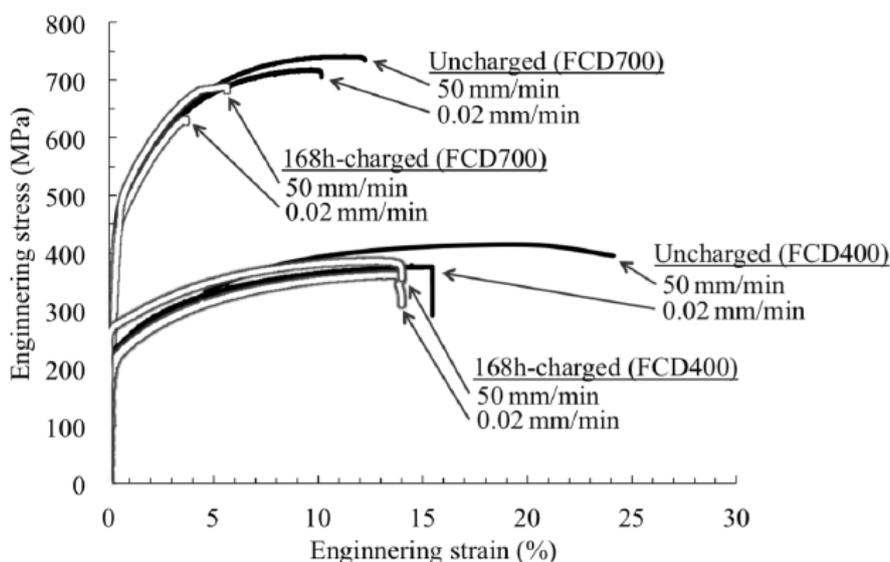


Figure 21 : Courbe contrainte déformation de fonte chargé et non chargé en hydrogène [55]

Ainsi, même si les facteurs de sensibilité de la fonte sont réduits, faute de données, il semble raisonnable de considérer que la fonte ductile se comporte comme des aciers.

### 2.3.3 CUIVRE

Le cuivre présente une faible solubilité et diffusivité de l'hydrogène. Les coefficients de diffusion et de perméation de l'hydrogène dans le cuivre et de ses alliages ont rarement été mesurés à la température ambiante. Les données disponibles jusqu'à présent et obtenues par des méthodes électrochimiques sont peu fiables [56]. Elles ont été déterminées par diffusion de l'hydrogène. Il est cependant important de noter que, contrairement aux matériaux polymères, l'hydrogène moléculaire doit d'abord se diviser en atomes d'hydrogène avant de pouvoir diffuser à travers le cuivre. La diffusion de l'hydrogène dans le cuivre est alors beaucoup plus lente que dans les matériaux polymères.

Très peu de travaux existent sur l'influence de l'hydrogène sur ce matériau. Le graphique suivant illustre néanmoins une influence faible à nulle sur le comportement du matériau.

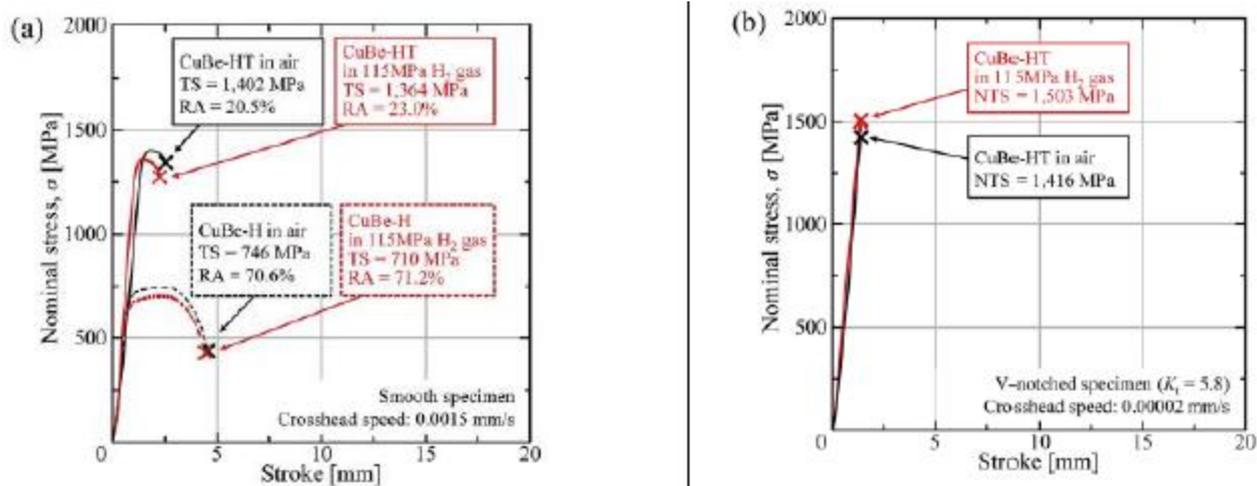


Figure 22 : Courbe contraintes déplacement pour du cuivre sous air et sous hydrogène [57]

Cet alliage de cuivre à une résistance à la rupture 4 fois plus élevée que le cuivre qui constitue les canalisations ce qui tend à montrer indirectement l'absence de fragilisation par l'hydrogène de ce métal. Il semble néanmoins difficile de conclure sur un nombre aussi réduit de résultats.

### 3 REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] W. H. Johnson: Proceedings of the Royal Society of London, 23 (1875) 168–179
- [2 ] Agarwala V. S. and De Luccia J.J. "Effects of magnetic field on hydrogen evolution reaction and its diffusion in iron and steel", Proc of 7th Int. Cong on Metallic Corrosion, Hotel Nacional/Rio de Janeiro, Brasil, October : 795-805, (1978).
- [3] Charca Mamani S. "Study of hydrogen permeation and diffusion in steels: predictive model for determination of desorbed hydrogen concentration " Doctorate thesis, University of Puerto Rico Mayagüez Campus, (2005).
- [4] Liang, Y., P. Sofronis, and N. Aravas." On the effect of hydrogen on plastic instabilities in metals". Acta Mater., 51: 2717 – 2730,( 2003).
- [5] Thompson A.W."Stress Corrosion Cracking and Hydrogen Embrittlement". Metallurgical Treatises; Metallurgical Society; : 589-601; P. A. (1985)
- [6] Magnin T.« Mécanismes de fatigue-corrosion des alliages métalliques », La Revue de Métallurgie-CIT/Science et Génie des Matériaux, Mai, (2002).
- [7] Steigerwald E.A, Schaller, F.W. et Troiano A.R. Trans Metall Soc AIME, vol 218, p 832, (1960).
- [8] Oriani R.A. Corrosion vol 43, n°7, p390, (1987).
- [9] Qiao L.J, Luo J.L, et X. Mao, Corrosion vol 54, N°2 :115-120, (1998).
- [10] 6th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group, 1970-2004 (2005)
- [11] WR Hoover, JJ Iannucci, SL Robinson, JR Spingarn, and RE Stoltz, "Hydrogen Compatibility of Structural Materials for Energy Storage and Transmission," SAND808202, Sandia National Laboratories, Livermore, CA, (1980).
- [12] M.G. Vassilaros, R.A. Hays, J.P. Gudas, and J.A. Joyce" J-integral tearing instability analysis for 8-inch diameter ASTM a106 steel pipe" David W. Taylor Naval Ship Research And Development Center report May (1984).
- [13] Gyu young Lee , Dongho Bae, and Sunkyu Park "Assessment of the Crack Growth Characteristics at the Low Corrosion Fatigue Limit of an A106 Gr B Steel Pipe Weld" Met. Mater. Int., Vol. 16, No. 2 :317~321, (2010).
- [14] RJ Walter and WT Chandler, "Influence of Gaseous Hydrogen on Metals Final Report," NASA-CR-124410, NASA, Marshall Space Flight Center AL, 1973.
- [15] HJ Cialone and JH Holbrook, Effects of gaseous hydrogen on fatigue crack growth in pipeline steel Metallurgical Transactions A January, Volume 16, Issue 1, pp 115–122, (1985).
- [16] HJ Cialone and JH Holbrook, "Microstructural and Fractographic Features of Hydrogen Accelerated Fatigue Crack Growth in Steels", in Microstructural Science: Welding, Failure Analysis and Metallography, vol14, MR Louthan I leMay and GF Vandervoort . American Society for Testing and Materials, Philadelphia, 1987, pp. 407-422.
- [17] Robinson, S. L. and Stoltz, R. E., 1981, "Toughness Losses and Fracture Behavior of Low Strength Carbon-Manganese Steel in Hydrogen", Hydrogen Effects in Metals, ed. I. M. Bernstein and A. W. Thompson, The Metallurgical Society of American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers (AIME), Inc., New York, NY, pp. 987-993
- [18] Zawierucha, R. and Xu, K., 2005, "Hydrogen Pipeline Steels," Materials Science & Technology - Materials for the Hydrogen Economy, organized by J. J. Petrovic, I. E. Anderson, T. M. Adams, G. Sandrock, C.F. Legzdins, J.W. Stevenson, and Z.G. Yang, 2005; Materials Science & Technology 2005, pp. 79-90.
- [19] HJ Cialone and JH Holbrook, "Sensitivity of Steels to Degradation in Gaseous Hydrogen," in Hydrogen Embrittlement: Prevention and Control, ASTM STP 962, L Raymond, Ed., American Society for Testing and Materials, Philadelphia: 134-152,(1988).
- [20] F Gutierrez-Solana and M Elices, "High-Pressure Hydrogen Behavior of a Pipeline Steel," in Current Solutions to Hydrogen Problems in Steels, CG Interrante and GM Pressouyre, Eds., American Society for Metals, Metals Park, OH : 181-185,(1982).

- [21] A. Coseru, J. Capelle, G. Pluinage "On the use of Charpy transition temperature as reference temperature for the choice of a pipe steel". Engineering Failure Analysis, Volume 37, February, Pages 110-119,(2014).
- [22] P. Fassina, F. Bolzoni, G. Fumagalli, L. Lazzari, L. Vergani, A. Sciuccati. » Influence of hydrogen and low temperature on mechanical behaviour of two pipeline steels". Engineering Fracture Mechanics, 81: 43–55, (2012).
- [23] Joseph A. Ronevich , Brian P. Somerday, Chris W. San Marchi, Effects of microstructure banding on hydrogen assisted fatigue crack ,growth in X65 pipeline steels International Journal of Fatigue 82 : 497–504, (2016).
- [24] T.Bellahcene, « Etude de la nocivité des défauts dans les canalisations sous environnement hydrogène » Thèse Tizi Ouzou (Algérie) 2014.
- [25] E.V. Chatzidouros\*, V.J. Papazoglou, T.E. Tsiourva, D.I. Pantelis "Hydrogen effect on fracture toughness of pipeline steel welds with in situ hydrogen charging". International journal of hydrogen energy, 36, 1: 2626-2643, (2011).
- [26] L. Briottet , R. Batisse, G. de Dinechin, P. Langlois, L. Thiers. »Recommendations on X80 steel for the design of hydrogen gas transmission pipelines". international Journal of Hydrogen Energy,37 : 9423 -9430, ( 2012)
- [27] Timing Zhang, Weimin Zhao, Tingting Li, Yujiao Zhao, Qiushi Deng, Yong Wang, Wenchun Jiang." Comparison of hydrogen embrittlement susceptibility of three cathodic protected subsea pipeline steels from a point of view of hydrogen permeation" Corrosion Science (2017), <http://dx.doi.org/10.1016/j.corsci.2017.11.013>
- [28] Xu K. Evaluation of API 5L X80 in high pressure hydrogen gas. ASTM G1.06 Hydrogen embrittlement workshop; 2005 Nov 8; Dallas, USA.
- [29] C SanMarchi, BP Somerday, KA Nibur, DG Stalheim, T Boggess, and S Jansto, "Fracture and Fatigue of Commercial Grade API Pipeline Steels in Gaseous Hydrogen," in Proceedings of the ASME 2010 Pressure Vessels & Piping Division / K-PVP Conference PVP2010, Bellevue, Washington, 2010, PVP2010-25825.
- [30] Yuji ARAI, Hiroyuki NAGAYAMA, Jun NAKAMURA, Masahiko HAMADA, Kunio KONDO, Hiroyuki HIRATA, Nobuyuki HISAMUNE et .3 Tsuneo MURASE Development of X90-X100 Seamless Line Pipes and Their Application. Nippon Steel & Sumitomo Metal Technical Report No. 107 February (2015).
- [31] . J. Capelle, and G. Pluinage "Evaluation of failure risk due to use of high-strength steels in pipelines". Journal of Pipe Engineering vol 12,3, (2013).
- [32] Ji-ming ZHANG, Wei-hua SUN, Hao SUN "Mechanical Properties and Microstructure of X120 Grade High Strength Pipeline Steel" Journal of Iron and Steel Research International, Volume 17, Issue 10 : 63-67, October,(2010),
- [33] Hans-Georg Hillenbrand, Andreas Liessem, Karin Biermann, Carl Justus Heckmann and Volker Schwinn "Evaluation of failure risk due to use of high strength steels in pipelines" 2004 International Pipeline Conference, Volumes 1, 2, and 3 Calgary, Alberta, Canada, October 4–8, 2004
- [34] Liou HY, Wang SC, Hsieh RI. The influence of microstructure on the hydrogen embrittlement in a low carbon steel. In: Corrosion. Houston: NACE; 1994.
- [35] N.E. Nanninga, Y.S. Levy, E.S. Drexler, R.T. Condon, A.E. Stevenson, A.J. Slifka Comparison of hydrogen embrittlement in three pipeline steels in high X82 "Pressure gaseous hydrogen environments » ; Corrosion Science, 59 : 1–9, (2012).
- [36] Jidong Kanga, Guowu Shena, Jie Lianga, James Gianetto "Influence of Constraint on J-resistance Curves for an X100 Pipe Steel". Procedia Materials Science 3 : 239 – 244( 2014 )
- [37] J. Capelle, I. Dmytrakh, G. Pluinage "Electrochemical hydrogen absorption of API X52 steel and its effect on local fracture emanating from notches". Journal of Structural integrity and Life , Vol.9, N°1: 3-8 (2009).
- [38] B.P. Somerday, K.A. Nibur, C. San Marchi, and M. Yip "Mechanical Properties of Structural Steels in Hydrogen" DOE Hydrogen Pipeline Working Group Meeting Aiken, SC September 25-26, (2007).

- [39] Robert L. Amaro, Elizabeth S. Drexler, Andrew J. Slifka "Fatigue crack growth modeling of pipeline steels in high pressure gaseous hydrogen". *International Journal of Fatigue*, 62 : 249–257, (2014).
- [40] Boukharouba T., Tamine. T., Niu. L, Chehimi C., Pluvinage G., 1995, The use of notch stress intensity factor as a correlating parameter for fatigue crack initiation, *Engineering Fracture Mechanics* , Volume 52, N° 3, 503 –512.
- [41] J. Capelle, J. Predan, N. Gubeljak, G. Pluvinage, The use of cyclic  $\Delta J_p$  as a parameter for fatigue initiation of X52 steel *Engineering Fracture Mechanics*, Volume 96, pp :82-95, (2012).
- [42] S. Jallouf, J.Capelle and G.Pluvinage « Probabilistic fatigue initiation assessment diagram pipe steel X52: influence of hydrogen » Volume 40, Issue 8 Pages 1260–1266 August (2017).
- [43] Hofmann, W. and Rauls, W, *Archiv für das Eisenhüttenwesen*, p. 1, (1961)
- [44] Slifka, A. J., Drexler, E. S, Nanninga N, Lev yY, McColskeyJ.D, Amaro R.I., Ste-venson A.E . Fatigue crack growth of two pipeline steels in a pressurized hydrogen environment *Corrosion Science*, 78 : 313–321,(2014)
- [45] J. Keller, B.P. Somerday, C. San Marchi, Hydrogen embrittlement of structural steels, FY 2011 Annual Progress Report, DOE Hydrogen and Fuel Cells Program, 2012, pp. 299–302.
- [46] C SanMarchi, BP Somerday, KA Nibur, DG Stalheim, T Boggess, and S Jansto, "Fracture and Fatigue of Commercial Grade API Pipeline Steels in Gaseous Hydrogen," in *Proceedings of the ASME 2010 Pressure Vessels & Piping Division / K-PVP Conference PVP2010*, Bellevue, Washington, 2010, PVP2010-25825.
- [47] Meng, B. Gu C.H , Zhang L. , Zhou, C.S , Zhao, Y.Z. Zheng, J.Y. \*, Chen, X.Y. , Han, Y".U. "Hydrogen effects on X80 pipeline steel under high-pressure natural gas/hydrogen mixtures *International Conference on Hydrogen Safety* (2015).
- [48] B. Somerday , D. Farese and J. Keller "Hydrogen Effects on Materials for CNG / H2 Blends *International Hydrogen Fuel and Pressure Vessel Forum 2010 Beijing, China* September 28, (2010).
- [49] B. Baek, S.H. Nahm, W.S. Kim, J.A. Ronevich and C. San Marchi "Compatibility and Suitability of Existing Steel Pipelines for Transport of Hydrogen-Natural Gas Blends". *International Conference on Hydrogen Safety* September 13, 2017, Hamburg, Germany
- [50] Rapport de contrat NATURALHY EC (2010).
- [51] C.San Marchi. "Technical Reference on Hydrogen Compatibility of Materials Nonmetals" Sandia National Laboratories, Livermore CA Report (SAND2008-1163), (2008).
- [52] M-P Foulc , F Nony , P Mazabraud , P Berne , M-H Klopffer , B Flaconneche , Ge Ferreira Pimenta , G Müller Syring , I Alliat WHEC – Lyon France 16 / 13-16 June, (2006).
- [53] S. Prachumchon ."A Study of HDPE in High Pressure of Hydrogen Gas—Measurement of Permeation Parameters and Fracture Criteria". *Dissertation University of Nebraska* December, (2012).
- [54] R. Salzbrenner "Fracture toughness behaviour of ferritic ductile cast iron *Journal of Materials Science*". June Volume 22, Issue 6 : 2135–2147, (1987)
- [55] T Matsuo The effect of pearlite on the hydrogen-induced ductility loss in ductile cast irons *J. Phys.: Conf. Ser.* 843, 012012, (2017).
- [56] H. Horinouchi, M. Shinohara, T. Otsuka, K. Hashizume, T. Tanabe." Determination of hydrogen diffusion and permeation coefficients in purecopper at near room temperature by means of tritium tracer techniques". *Journal of Alloys and Compounds* 580 (2013) S73–S75
- [57] J.Yamabe, D.Takagoshi, H. Matsunaga S.Matsuoka ,T.Ishikawa, T.i Ichigi. *International "High-strength copper-based alloy with excellent resistance to hydrogen embrittlement". Journal of Hydrogen Energy*, 4 1 : 15089 -15094, (2016).





**INERIS**

*maîtriser le risque  
pour un développement durable*

**Institut national de l'environnement industriel et des risques**

Parc Technologique Aiaia  
BP 2 - 60550 Verneuil-en-Halatte

Tél. : +33 (0)3 44 55 66 77 - Fax : +33 (0)3 44 55 66 99

E-mail : [ineris@ineris.fr](mailto:ineris@ineris.fr) - Internet : <http://www.ineris.fr>