



ÉVALUATION TECHNIQUE CONCERNANT LE MÉLANGE D'HYDROGÈNE
À L'INTENTION DE GAZIFÈRE

Rapport d'évaluation technique concernant le mélange d'hydrogène

Gazifère Inc.

Rapport n° : 10308409-1, Rév. 2F

Date : Le 23 août 2022



Nom du projet : ÉVALUATION TECHNIQUE CONCERNANT LE MÉLANGE D'HYDROGÈNE À L'INTENTION DE GAZIFÈRE
Titre du rapport : Rapport d'évaluation technique concernant le mélange d'hydrogène
Client : Gazifère Inc.
706, boul. Gréber, Gatineau (Québec) J8V 3P8
Point de contact du client : Benoit Gratton
Date de publication : Le 23 août 2022
N° de projet : 10308409
Unité organisationnelle : Secteur aval, secteur intermédiaire et laboratoires
Rapport n° : 10308409-1, Rév. 2F

DNV
Energy Systems
250, 6^e Avenue Sud-Ouest
Bureau 1710
Calgary (Alberta) T2P 3H7
Tél. : 403 250 9041

Contrat(s) régissant le présent rapport : *Accord de consultation 15076285.1*

Préparé par :

Guohua Li

Guohua Li, PhD, P.E.
Ingénieur principal, Hydraulique et
maintien du débit

Vérfifié par :

Jillian Johnson

Jillian Johnson, M.Sc., P.Eng.
Ingénieure d'expérience, Secteur aval, secteur
intermédiaire et laboratoires

Approuvé par :

Jake Abes

Jake Abes, P.Eng.
Vice-président, Secteur aval, secteur intermédiaire
et laboratoires

Praveen Babu

Praveen Babu, M.Sc., CEng
Ingénieur principal, Conception et vérification

Thomas Joseph Prewitt

Thomas Joseph Prewitt, P.E.
Ingénieur d'expérience, Modélisation
computational

Marijn van Essen

Marijn van Essen
Spécialiste principale, Services consultatifs,
Combustibles et débit

Zoë Wattis

Zoë Wattis, PhD
Consultante principale, Services consultatifs
sur les risques



23 août 2022

DNV Canada Ltd.

Certificat d'autorisation de PEO:

100519989

Droit d'auteur © DNV 2022. Tous droits réservés. À moins de stipulation contraire par écrit : i) la présente publication ne peut, en totalité ou en partie, être copiée, reproduite ou transmise de toute façon que ce soit, par n'importe quel moyen que ce soit, numérique ou autre; ii) le client doit faire en sorte que le contenu de cette publication demeure confidentiel; iii) aucune tierce partie ne peut compter sur son contenu; et iv) DNV n'a aucune obligation de diligence envers les tierces parties. Toute référence partielle à cette publication risquant d'être mal interprétée est interdite.

Norme de distribution par DNV :

- DISTRIBUTION LIBRE. Distribution sans restriction à l'interne comme à l'externe.
- DISTRIBUTION INTERNE seulement. Document réservé à l'utilisation interne de DNV.
- DISTRIBUTION CONFIDENTIELLE. Distribution au sein de DNV, conformément au contrat applicable.*
- DISTRIBUTION SECRÈTE. Distribution réservée aux personnes qui en ont l'accès autorisé.

*Préciser la distribution :

Rév. n°	Date	Raison de la publication	Préparé par	Vérfié par	Approuvé par
0	2022-08-04	Première publication	GL, PB, TJP, MVE, ZW	JJ	JA
1	2022-08-10	Corrections de mise en page	TJP, JA	JA	JA
2	2022-08-23	Mise à jour du tableau 6-3	JJ	JA	JA

Numéro de section	Préparée par
3	Guohua Li, Michelle Moyer, Hamid Bidmus, Stephen Bushill, Dean Jennings
4	Praveen Babu, Freya Elliot-McLeod
5	Thomas Joseph Prewitt, Susmitha Kotu, Bill Amend
6	Martijn van Essen, Sander Gersen, Albert van den Noort, Martin Brown, Lennart van Luijk, Henk Reizebos, Berthil Slim
7	Zoë Wattis, Andrew Phillips, Saul Algar

Table des matières

1	RÉSUMÉ DE LA DIRECTION	1
1.1	Analyse hydraulique du réseau de distribution de gaz de Gazifère	1
1.2	Élaboration du concept des installations d'injection d'hydrogène	2
1.3	Évaluation des équipements, des composants et des matériaux du réseau	2
1.4	Évaluation des équipements d'utilisateur	4
1.5	Évaluation des risques liés au mélange d'hydrogène – Exemples de calculs	7
1.6	Autres considérations en matière de sécurité et de risque	9
2	INTRODUCTION	10
3	ANALYSE HYDRAULIQUE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ DE GAZIFÈRE	11
3.1	Introduction	11
3.2	Étude des lieux d'injection d'hydrogène	16
█	█	█
3.4	Étude du mélange d'hydrogène	19
3.5	Conclusions et discussion	31
4	ÉLABORATION DU CONCEPT DES INSTALLATIONS D'INJECTION D'HYDROGÈNE	32
4.1	Introduction	32
4.2	Codes, normes et exigences législatives	33
4.3	Fondement de l'élaboration du concept	34
4.4	Poste de mélange, d'injection et de régulation d'hydrogène (HBICS)	37
█	█	█
4.6	Choix des matériaux	50
4.7	Exigences en matière de commande, d'instrumentation et de sécurité	53
4.8	Intégration avec le réseau de Gazifère	57
5	ÉVALUATION DES ÉQUIPEMENTS, DES COMPOSANTS ET DES MATÉRIAUX DU RÉSEAU	59
5.1	Introduction	59
5.2	Matériaux du réseau de Gazifère	59
5.3	Effets du service de l'hydrogène sur les aciers au carbone	72
5.4	Effets du service de l'hydrogène sur les composants en polyéthylène	83
5.5	Effets de l'hydrogène sur la fonte noire malléable et d'autres types de fonte	84
5.6	Évaluation des systèmes de mesure et de régulation	84
5.7	Exigences basées sur les normes	92
5.8	Intégrité du réseau	100
5.9	Conclusions	114
6	ÉVALUATION DES ÉQUIPEMENTS D'UTILISATEUR	117
6.1	Introduction	117
6.2	Inventaire des appareils	118
6.3	Analyse de l'interchangeabilité des gaz	126
6.4	Rendement de combustion des équipements d'utilisateurs résidentiels et commerciaux	135
6.5	Équipements industriels	150
6.6	Inventaire des matériaux en aval du compteur	165

[REDACTED]

[REDACTED]

8.2	Mesures d'atténuation	210
8.3	Sensibilisation du public	212
9	CONCLUSIONS SUR LE MÉLANGE MAXIMAL D'HYDROGÈNE À L'ÉCHELLE DU RÉSEAU.....	213
10	RÉFÉRENCES	219

[REDACTED]

ANNEXE 4 : PFD DU HBICS ET PLAN D'AGENCEMENT GÉNÉRAL	262
--	-----

ANNEXE 5 : RECOMMANDATIONS POUR LE PRÉLÈVEMENT ET L'ANALYSE D'ÉCHANTILLONS DE CONDUITES	265
---	-----

ANNEXE 6 : EXEMPLES DE BRÛLEURS PRÉSENTS DANS D'« AUTRES » ÉQUIPEMENTS AU CANADA	268
--	-----

[REDACTED]

ANNEXE 9 : COMPOSITIONS DES GAZ DE DISTRIBUTION UTILISÉES DANS L'ANALYSE DE L'INTERCHANGEABILITÉ DES GAZ.....	291
---	-----

[REDACTED]

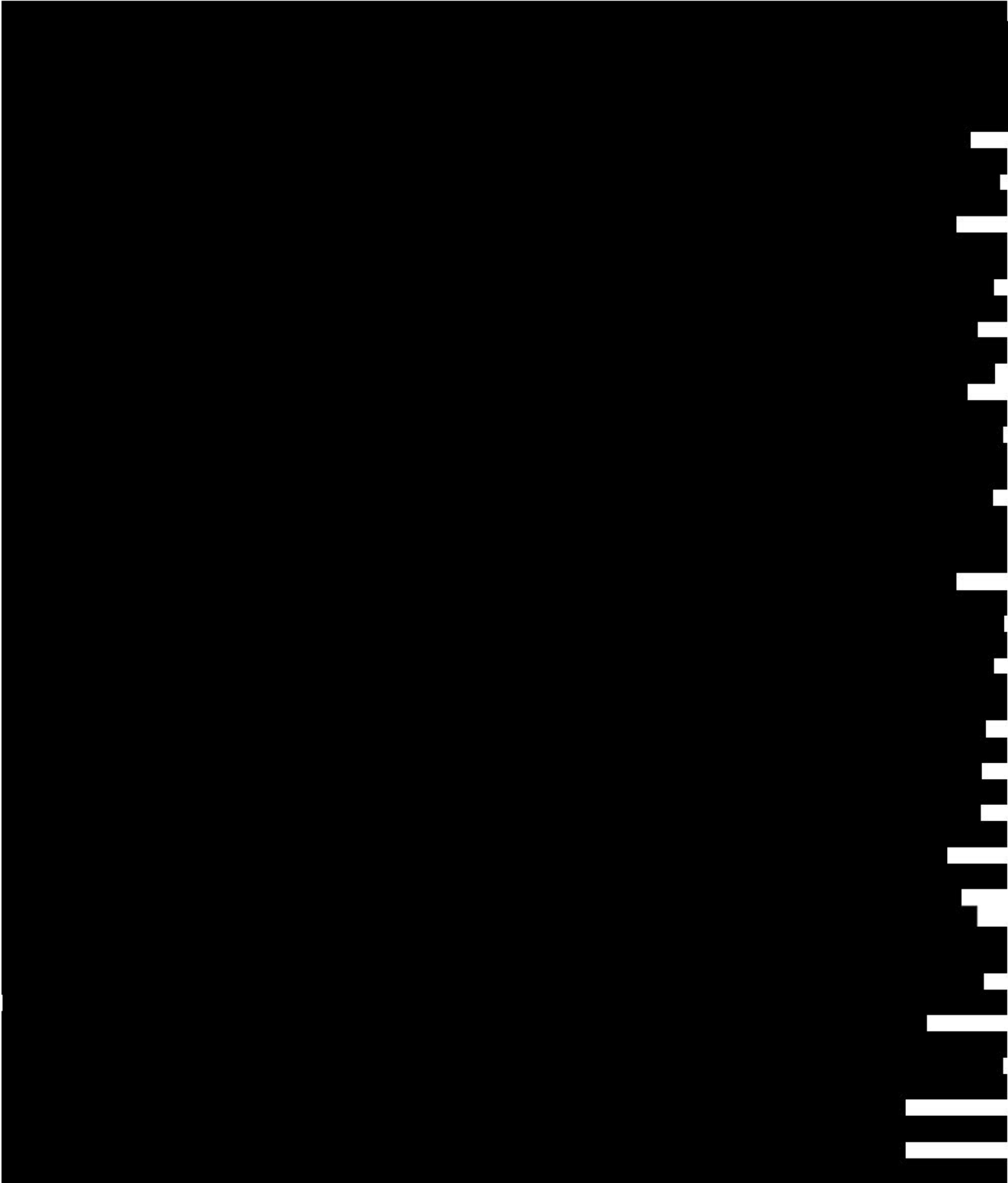
ANNEXE 11 : MÉTHODOLOGIE DU PROGRAMME D'ESSAI DES APPAREILS	294
---	-----

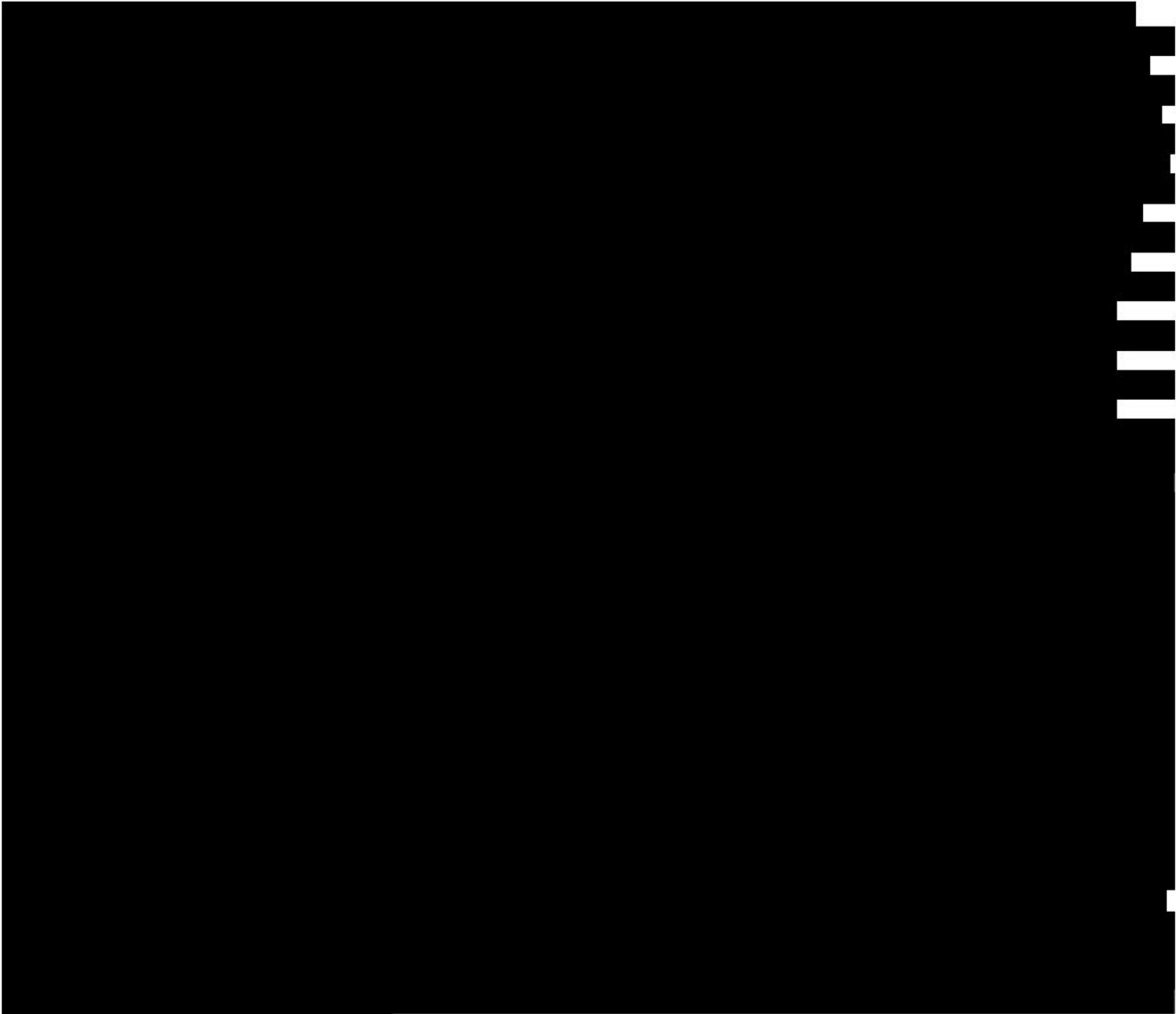
[REDACTED]



DNV

Liste des figures

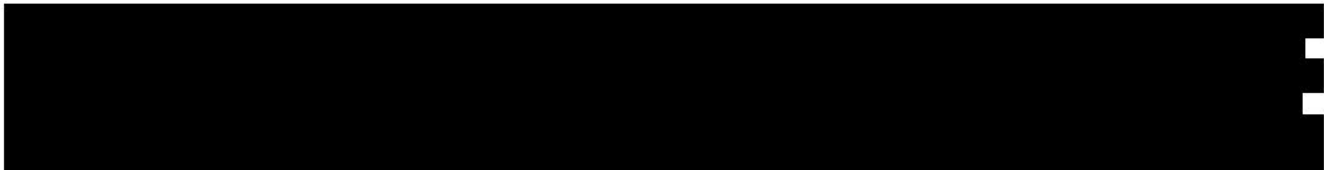
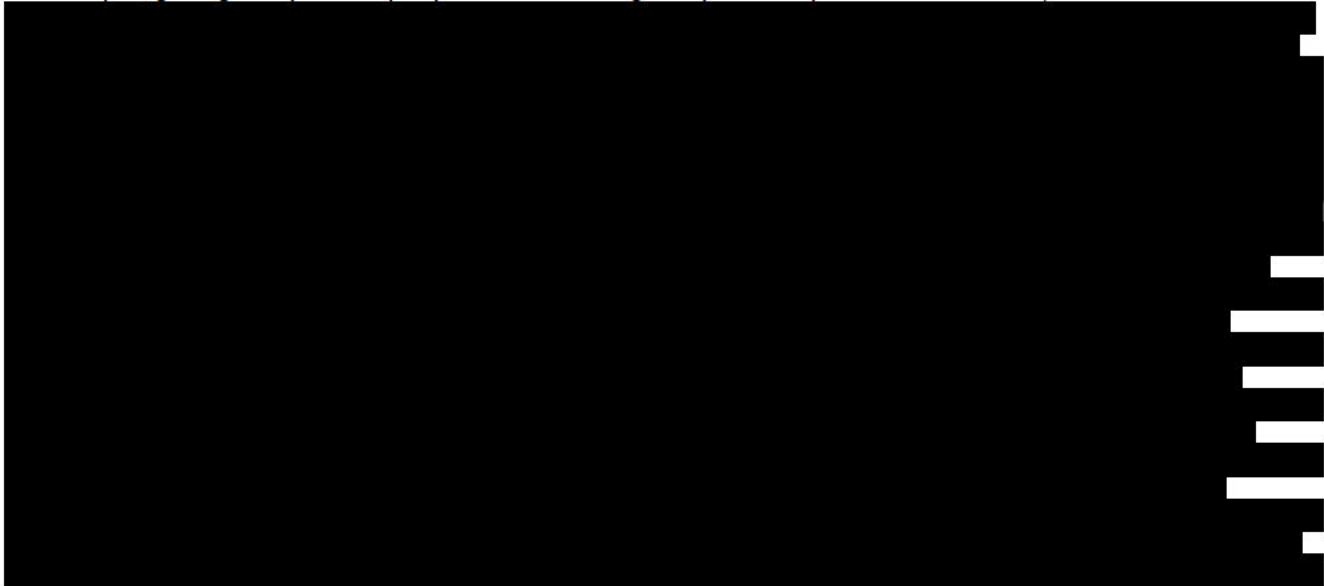




Liste des tableaux

Tableau 5-13 : Résumé des normes industrielles relatives à l'intégrité des canalisations pendant le transport de l'hydrogène	92
Tableau 5-14 : Liste des données métallurgiques/propriétés mécaniques requises pour déterminer l'épaisseur de paroi nominale requise et l'acceptabilité des aciers candidats en vertu de la norme ASME B31.12.....	94
Tableau 5-15 : Comparaison des exigences API 5 L PSL 2, CSA Z245.1 Cat II et ASME B31.12.....	96
Tableau 5-16 : Compatibilité des matériaux pour le transport de H ₂	100



	
Tableau 6-4 : Pourcentages maximaux d'hydrogène autorisés selon trois années de composition mesurée des gaz.....	130
Tableau 6-5 : Mélange maximal d'hydrogène pour différents gaz de distribution, en fonction du retour de flamme dans les appareils à prémélange partiel	132
Tableau 6-6 : Mélange maximal d'hydrogène pour différents gaz de distribution, en fonction du retour de flamme dans les appareils à prémélange complet	133
Tableau 6-7 : Mélange maximal d'hydrogène à ajouter pour différents gaz de distribution pour éviter une augmentation du risque de cognement du moteur.....	134
Tableau 6-8 : Pourcentage d'hydrogène maximal autorisé en fonction de l'analyse d'interchangeabilité (limite de Wobbe, limite de retour de flamme/de surchauffe du brûleur dans les appareils à prémélange complet et partiel, indice de méthane minimal [cogement du moteur] dans les moteurs à gaz).....	135
Tableau 6-9 : Émissions de NO _x mesurées pour trois appareils avec et sans ajout de H ₂ au CH ₄ [54].....	136
Tableau 6-10 : Aperçu des appareils testés dans le cadre du projet THyGA [56].....	136
Tableau 6-11 : Aperçu des appareils testés par Glanville et al. [63].....	139
Tableau 6-12 : Appareils présentés et testés dans la documentation; limite d'hydrogène pour les principaux modes de défaillance d'interchangeabilité des gaz	144
Tableau 6-13 : Chauffe-eau – Données disponibles et priorités pour les essais.....	146
Tableau 6-14 : Appareils de chauffage – Données disponibles et priorités pour les essais.....	147
Tableau 6-15 : Systèmes de chaudières – Données disponibles et priorités pour les essais.....	147
Tableau 6-16 : Autres équipements – Données disponibles et priorités pour les essais.....	148
Tableau 6-17 : Point de rosée des mélanges H ₂ /GN (le gaz naturel est un gaz moyen selon l'indice de Wobbe) en supposant une teneur en O ₂ de 3% dans les gaz de combustion.....	151
Tableau 6-18 : Pourcentages d'hydrogène et mesures d'atténuation pour les brûleurs industriels à chauffage indirect.....	155
Tableau 6-19 : Pourcentages d'hydrogène et mesures d'atténuation pour les brûleurs utilisés dans les processus de chauffage direct	159
Tableau 6-20 : Teneur en H ₂ O et en CO ₂ calculée dans les gaz de combustion pour différentes fractions d'hydrogène dans le méthane (en supposant une combustion complète, $\varphi=1$).....	163
Tableau 6-21 : Pourcentages d'hydrogène et mesures d'atténuation pour les moteurs à gaz	165
Tableau 6-22 : Matériaux métalliques typiques en aval du réseau de services publics (les couleurs indiquent leur compatibilité avec l'hydrogène : vert signifie qu'il convient, orange signifie qu'il est peut-être autorisé, rouge signifie qu'il ne convient pas, gris signifie qu'il n'est pas pertinent et bleu signifie que la compatibilité est inconnue).....	167
Tableau 6-23 : Matériaux non métalliques typiques en aval du réseau de services publics (les couleurs indiquent leur compatibilité avec l'hydrogène : vert signifie qu'il convient, orange signifie qu'il est peut-être autorisé, rouge signifie qu'il ne convient pas, gris signifie qu'il n'est pas pertinent et bleu signifie que la compatibilité est inconnue).....	168
	

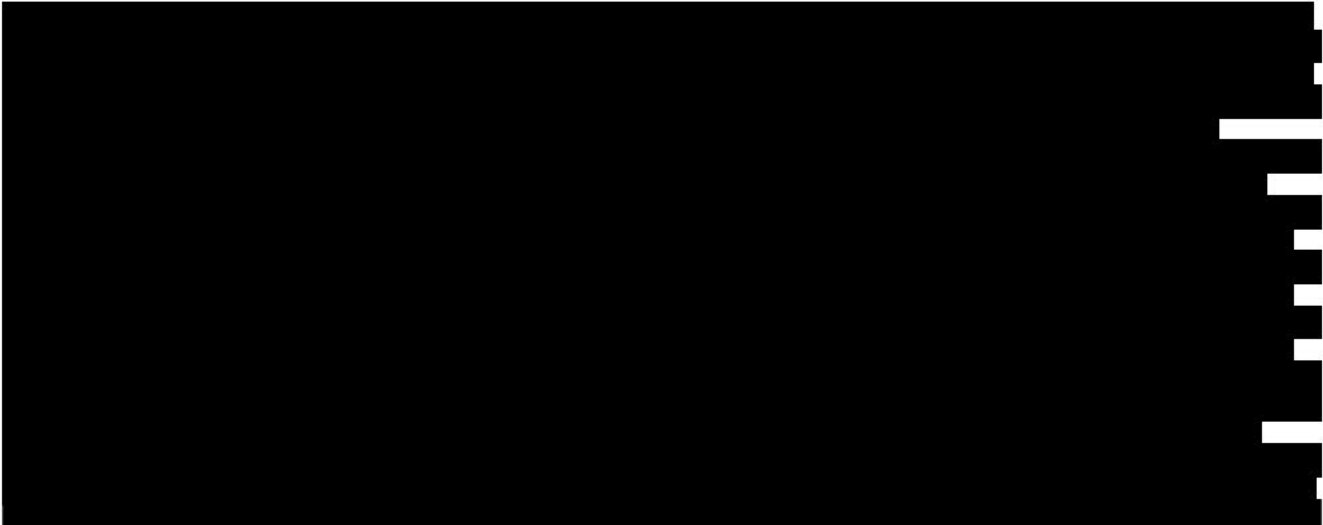
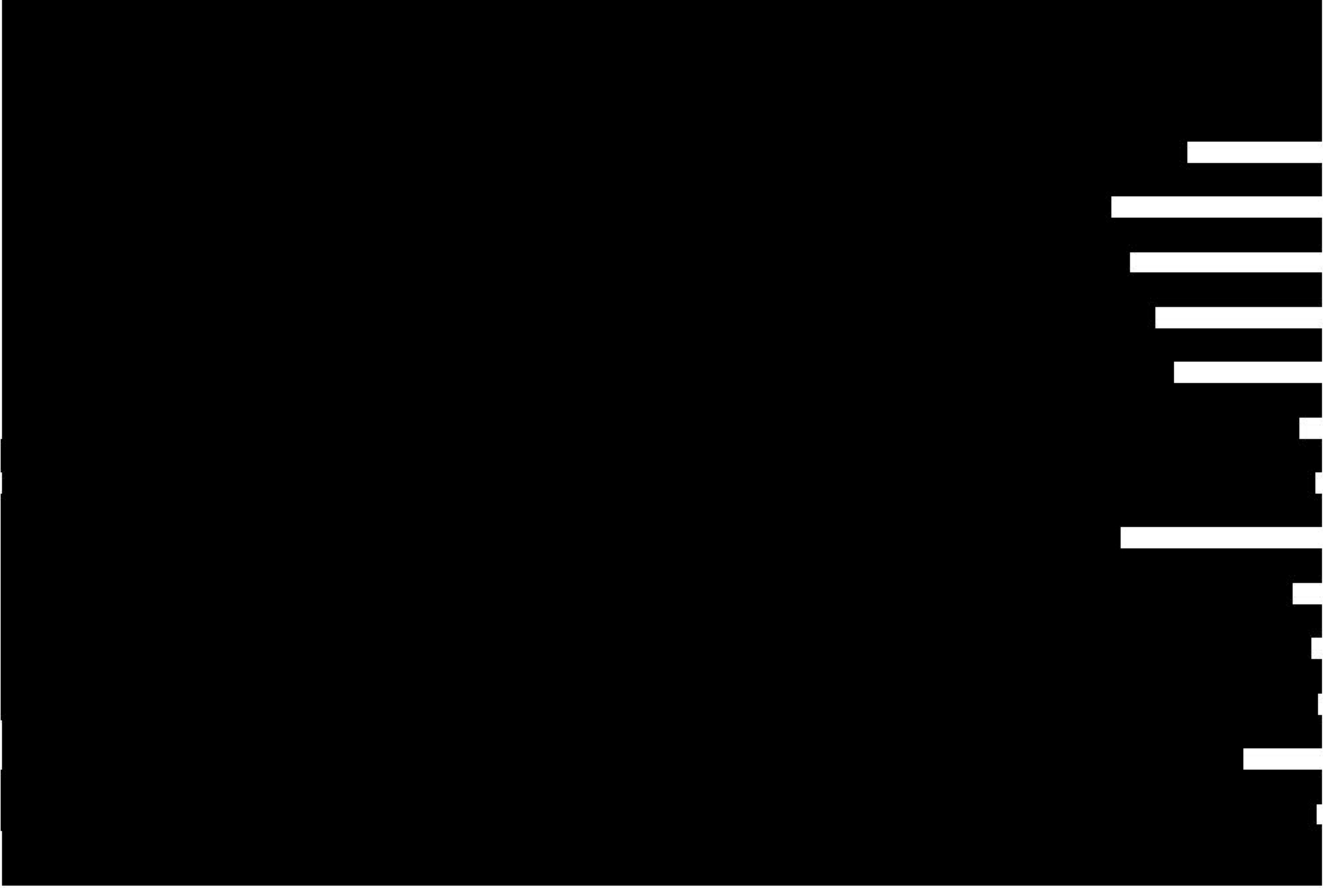


Tableau 9-1 : Résumé des préoccupations en matière de gestion de l'intégrité pour diverses combinaisons de pression et de teneur en hydrogène dans les conduites 214

Tableau 9-2 : Pourcentage maximal d'hydrogène autorisé selon l'analyse d'interchangeabilité 215

Tableau 9-3 : Domaines de préoccupation et recommandations pour atteindre un mélange d'hydrogène à 15 % vol..... 216



Abréviations et acronymes

AC	Acier (Steel – ST)
BP	Basse pression (Low pressure – LP)
BWRS	Équation Benedict-Webb-Rubin-Starling
CH ₄	Méthane
CO	Monoxyde de carbone
CONIFER	Calcul des risques d'incendie et d'explosion dans les réseaux et installations (Calculation of Networks and Installations Fire and Explosion Risk – CONIFER)
CPG	Chromatographe en phase gazeuse (Gas chromatograph – CG)
CSA	Association canadienne de normalisation (Canadian Standards Association)
CSC	Fissuration par corrosion sous contrainte (Stress corrosion cracking – SCC)
DE	Diamètre extérieur (Outer Diameter – OD)
DI	Diamètre intérieur (Internal Diameter - ID)
DMS	Description de la méthode de soudage (Welding procedure specifications – WPS)
EGI	Enbridge Gas Inc.
EQR	Évaluation quantitative des risques (Quantitative Risk Assessment)
FEO	Fabricant d'équipement d'origine (Original equipment manufacturer – OEM)
FNM	Fonte noire malléable (Black malleable iron – BMI)
GN	Gaz naturel (Natural gas – NG)
GNR	Gaz naturel renouvelable (Renewable natural gas – RNG)
GS1	Traverse de Rockcliffe (Rockcliffe crossing)
GS2	Traverse d'Orléans (Orleans crossing)
HP	Haute pression (High pressure)
II	Inspection interne (In-line inspection – ILI)
kPa	Kilopascal
LEMS	Limite d'élasticité minimale spécifiée (Specified minimum yield strength – SMYS)
LIE	Limite inférieure d'explosibilité (Lower explosion limit – LEP)
m ³ std	Mètre cube standard (Standard cubic meter – sm ³)
MJ	Mégajoule
mmBTU	Million d'unités thermiques britanniques
MPa	Mégapascal
MW	Mégawatt
NO _x	Oxydes nitreux (aussi appelés oxydes de diazote)
NPS	Diamètre nominal de la canalisation (Nominal pipe size – NPS)
PE	Polyéthylène
PEHD	Polyéthylène haute densité (High density polyethylene – HDP)
PEMD	Polyéthylène moyenne densité (Medium density polyethylene – MDPE)
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (administration américaine de la sécurité des pipelines et des matières dangereuses)
PI	Pression intermédiaire (Intermediate pressure – IP)
PIC	Projet industriel conjoint (Joint industry project – JIP)
PME	Pression maximale d'exploitation (Maximum operating pressure – MOP)
POPF	Propagation de l'ouverture à la pointe de la fissure (Crack tip opening displacement – CTOD)
PRF	Propagation rapide des fissures (Rapid crack propagation – RCP)
psi	Livres par pouce carré (Pounds per square inch)
PVC	Polychlorure de vinyle (Polyvinyl chloride)
RAC	Rapport air-carburant (Air fuel ratio – AFR)
RGC	Recyclage des gaz de combustion (Flue gas recirculation – FGR)
RSE	Risque spécifique à l'emplacement (Location Specific Risk – LSR)
RISP	Risque individuel spécifique à une personne (Individual Specific Individual Risk – ISIR)
SAD	Schéma d'analyse des défaillances (Failure analysis diagram – FAD)



SAT	Séchoir à air traversant (Through-air dryer – TAD)
SBB	Soudure bout à bout (Butt weld – BW)
SC	Soudure en continu (Continuous welded – CW)
SIG	Système d'information géographique (Geographic Information System – GIS)
SMAW	Soudage à l'arc avec électrode enrobée (Shielded metal arc weld)
SRE	Soudure par résistance électrique (Electric resistance welded – ERW)
TPFF	Taux de propagation de fissure par fatigue (Fatigue crack growth rate – FCGR)
VRU	Vanne de régulation d'urgence (Emergency Control Valve – ECV)
XHP	Extra haute pression (Extra high pressure – XHP)
ZAT	Zone affectée thermiquement (Heat affected zone – HAZ)
% mol.	Pourcentage molaire (Mole percent – Mole %)
% vol.	Pourcentage en volume (Volume percent – Vol%)



1 RÉSUMÉ DE LA DIRECTION

Gazifère Inc., une filiale d'Enbridge Inc., a retenu les services de DNV Canada Ltd. pour effectuer une évaluation visant à déterminer l'impact du mélange d'hydrogène et de gaz naturel sur son réseau actuel de distribution du gaz naturel. DNV a réalisé une évaluation technique concernant le mélange d'hydrogène afin d'établir les fondements de la planification et de l'exécution du projet. Ce rapport porte sur les diverses facettes à prendre en considération dans le cadre de l'étude technique, soit :

- l'analyse hydraulique du réseau de distribution de gaz de Gazifère (section 3);
- l'élaboration du concept des installations d'injection d'hydrogène (section 4);
- l'évaluation des équipements, des composants et des matériaux du réseau (section 5);
- l'évaluation des équipements d'utilisateur (section 6);
- l'évaluation des risques liés au mélange d'hydrogène (section 7);
- d'autres considérations en matière de sécurité et de risques (section 8);
- le mélange maximal d'hydrogène à l'échelle du réseau (section 9).

1.1 Analyse hydraulique du réseau de distribution de gaz de Gazifère

Les réseaux de distribution de gaz naturel d'Enbridge Gas Inc. (EGI) et de Gazifère se situent en Ontario et au Québec, respectivement. [REDACTED]

[REDACTED] Cette étude comprenait l'analyse hydraulique du mélange d'hydrogène dans le réseau de Gazifère.

EGI a fourni plusieurs modèles hydrauliques. [REDACTED]

[REDACTED]

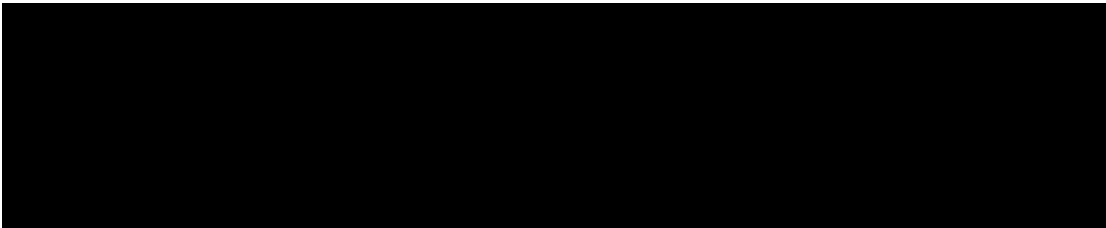
[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Le débit d'alimentation volumétrique total est la somme du débit d'alimentation volumétrique d'hydrogène et du débit d'alimentation volumétrique total du gaz naturel. Voici les principales observations qui sont ressorties de l'étude paramétrique :

- [REDACTED]
- l'injection d'hydrogène, à un ou plusieurs endroits, n'occasionne pas de nouveaux goulots d'étranglement à l'échelle locale et il n'y a pas de goulots d'étranglement globaux ayant des effets sur la demande;
- [REDACTED]
- [REDACTED]
 - [REDACTED]
 - [REDACTED]

À noter qu'un % H₂ « nominal » par volume ne représente pas un débit d'alimentation volumétrique d'hydrogène réel en pourcentage pour les utilisateurs finaux en raison de la distribution non uniforme de l'hydrogène dans le réseau. [REDACTED]



1.2 Élaboration du concept des installations d'injection d'hydrogène

DNV a élaboré un concept dans le but d'évaluer les diverses options de mélange et de mettre au point la conception d'un système pour le mélange d'hydrogène aux points d'injection déterminés, et ce, en fonction de l'étude hydraulique figurant à la section 3. Ce concept permet d'évaluer les options pour le mélange et l'injection d'hydrogène et comprend des conseils concernant les options de mesure de la qualité, de comptage et d'odorisation du gaz ainsi que des lignes directrices pour les caractéristiques techniques des matériaux des composants du site.

1.3 Évaluation des équipements, des composants et des matériaux du réseau

Le réseau de gaz, comprenant les canalisations, les raccords auxiliaires et les équipements, se divise en quatre classes de pression. [REDACTED]

[REDACTED] La gamme de concentrations d'hydrogène envisagée à court terme (ne devant pas dépasser 20% vol. H₂ au début) n'entraînera vraisemblablement pas d'inquiétudes en matière de gestion de l'intégrité

des canalisations d'acier pour ce qui est de la classe de pression de basse pression (BP). Il est également peu probable que les canalisations de polyéthylène (PE) connexes se trouvent considérablement mécaniquement impactées par l'injection d'hydrogène.

Les effets sur les composants non métalliques (comme les joints et les dispositifs d'étanchéité) sont susceptibles de s'accroître à mesure que la pression partielle de l'hydrogène augmentera, ce qui risque d'entraîner plus d'usure, qui se manifesterait sous la forme de fuites. Dans le cas des canalisations en PE, la perméation va augmenter en raison des quantités accrues d'hydrogène. Cependant, le taux total de fuite attribuable à la perméation de l'hydrogène dans les canalisations en PE est négligeable comparativement aux émissions fugitives de référence liées aux canalisations en PE pour le gaz naturel.

Pour les canalisations et les raccords en acier, une certaine fragilisation, estimée à une diminution de la résilience à la rupture ne devant pas dépasser 30% aux pressions partielles les plus élevées, pourrait se produire et s'accompagner d'une augmentation correspondante du taux de propagation de fissure par fatigue (TPFF). La diminution de la résilience se traduira par la réduction de la taille d'un défaut critique avant qu'une rupture ne se produise. Cependant, la susceptibilité à la rupture est considérée comme faible dans les canalisations dans les classes de pression extra haute pression (XHP) et haute pression (HP), à moins que les défauts de joints ne soient très longs (c'est-à-dire plus qu'environ 200 mm) et profonds (c'est-à-dire plus que 0,7 t). Dans les autres classes de pression, la susceptibilité à la rupture est encore plus basse. De plus, les contraintes transversales relativement faibles ne semblent pas représenter une grande susceptibilité à l'amorce ou à la propagation de fissure par fatigue, à moins que des défauts plans assez importants soient déjà présents dans les joints ou les soudures de fabrication.

La plus grande susceptibilité à la fissuration attribuable à l'hydrogène se trouverait au niveau des microstructures susceptibles à la fissuration associées aux soudures de fabrication dures et aux joints de soudure par résistance électrique (SRE). Les soudures de fabrication dures sont plus susceptibles de se rapporter à des soudures effectuées sur des canalisations en service, comme des soudures de réparation et du piquage sur conduite en charge, aussi appelé piquage à vif. Les joints de SRE dure sont plus susceptibles d'être associés aux anciennes canalisations à SRE qui n'ont pas été normalisées après la formation du joint. Des conseils sont donnés en vue de l'établissement de priorités en matière de collecte et de test d'échantillons de canalisations pour déterminer s'il existe des caractéristiques métallurgiques à risques élevés. Il n'est pas facile de déterminer à l'avance le nombre d'échantillons à recueillir pour pouvoir produire un résumé défendable d'attributs métallurgiques probables, car cela dépend de l'ampleur de la variation des propriétés mesurées dans la collection initiale d'échantillons.

Un deuxième facteur important en matière de gestion des risques liés à la fragilisation causée par l'hydrogène est la présence d'importantes contraintes thermiques secondaires qui pourraient être supérieures aux contraintes transversales découlant de la pression d'exploitation. Parmi les exemples, notons les contraintes internes résultant de dommages d'origine mécanique, les contraintes axiales ou les contraintes de flexion découlant de mouvements de terrain ou de mauvaises méthodes de pose des canalisations, et les contraintes internes attribuables aux soudures de fabrication. De ce nombre, seuls les mouvements de terrain sont faciles à cerner et à surveiller.

[REDACTED]

[REDACTED] En raison des pressions se trouvant dans le réseau, la probabilité qu'il existe de longues ruptures est mince, mais elle n'est pas impossible.

Même si le risque de rupture (au lieu d'une fuite) est faible en raison de la basse contrainte nominale des canalisations, les défauts de longue date peuvent occasionner des ruptures malgré les faibles conditions de contraintes nominales. [REDACTED]

Puisque la pression du réseau devrait rester la même malgré l'addition d'hydrogène, ce qui change sur le plan de l'intégrité des défauts actuels, c'est la fragilisation de l'acier à mesure que la pression partielle de l'hydrogène augmente. Puisque l'ampleur de la fragilisation grandit à mesure que la pression partielle de l'hydrogène s'accroît, le risque de rupture attribuable à ces défauts augmentera également à mesure que le pourcentage de mélange d'hydrogène s'élèvera.

Même si le taux de dégradation de divers élastomères employés dans les brides de serrage mécanique, dans les joints et dans les dispositifs d'étanchéité pouvait s'accroître dans une certaine mesure dans toutes les classes de pression, et même si certaines pièces assujetties à l'usure risquent de se dégrader plus vite et de subir une friction accrue, tous les composants qui ont été examinés devraient donner un bon rendement pour le mélange de gaz naturel et d'hydrogène.

Certains alliages entrant dans la composition des vannes et d'autres équipements auxiliaires pourraient être présents dans des conditions thermotraitées, ce qui les rend plus susceptibles à la fragilisation et à la fissuration par l'hydrogène. Parmi les exemples, notons certains aciers inoxydables et certains aciers faiblement alliés à haute résistance. Les composants qui respectent les exigences de NACE MR0175 ou de normes semblables de l'industrie s'appliquant aux matériaux utilisés pour le service du sulfure d'hydrogène pourraient convenir (dans une mesure conservatrice) dans les conditions envisagées pour le mélange d'hydrogène et de gaz naturel.

Au niveau des raccords mécaniques, l'hydrogène fuit plus facilement que le gaz naturel. Là où se trouvent des raccords filetés et des joints mécaniques, la susceptibilité aux fuites peut augmenter dans une certaine mesure, bien que pour les mélanges de gaz en deçà d'environ 20% vol. H₂, il est prévu que le taux de fuite change peu comparativement au taux de fuite de gaz naturel à 100%. Ce taux de fuite augmentera en fonction des pourcentages d'hydrogène plus élevés dans le réseau.

L'acceptabilité de la fonte noire malléable (FNM) dans le service du gaz naturel mélangé à l'hydrogène varie d'une norme à l'autre. Les normes ASME B31.12 et AIGA 087 ne permettent pas son utilisation, tandis que la norme IGC 121 le permet pourvu que les contraintes soient suffisamment faibles. De manière générale, la documentation publiée au sujet de la fonte dans le service de l'hydrogène est positive dans le cas des réseaux à basse pression. [REDACTED]

[REDACTED] Il apparaît prudent d'évaluer la nécessité de remplacer ces composants, et ce, en fonction de priorités basées sur les contraintes d'exploitation et les contraintes externes, de même que sur la susceptibilité aux dommages. Les composants fortement susceptibles de subir des contraintes de flexion ou d'autres types de contraintes supplémentaires, comme les coudes ou les tés, courent de plus grands risques que les composants qui ne sont pas exposés à ces contraintes, comme les capuchons et les bouchons.

Seules des modifications mineures aux diverses procédures de construction, d'exploitation et d'entretien sont recommandées. Parmi celles-ci, notons l'élimination de l'utilisation du soudage à l'arc avec électrode enrobée (SMAW) de type EXX10 (enrobage cellulosique) dans le cas des passes de fond ou des racines du soudage de tuyauterie en service et le ponçage de toutes les morsures des tuyauteries à XHP et HP. Les pièces rapportées ne sont pas une méthode de réparation approuvée par la norme ASME B31.12. Toutefois, selon DNV, les pièces rapportées ne présentent pas de risques importants en fonction des pressions de distribution si les bonnes méthodes de soudage sont employées. D'autres méthodes de réparation courantes sont acceptables.

1.4 Évaluation des équipements d'utilisateur

Le réseau de distribution de Gazifère est relié à des clients industriels, résidentiels et commerciaux. DNV a fait une évaluation dans le but de déterminer les effets délétères du mélange de l'hydrogène avec le gaz naturel sur les équipements d'utilisateur,

les matériaux situés en aval des compteurs, des régulateurs et des appareils de mesure. Cette évaluation a pris la forme d'une analyse de l'interchangeabilité des gaz et de l'inventaire de divers documents de l'industrie.

Analyse de l'interchangeabilité des gaz

Afin de définir (de manière conservatrice) les niveaux de mélange d'hydrogène sans connaître le rendement des diverses pièces d'équipement d'utilisateur, une analyse d'interchangeabilité des gaz a été effectuée. La catégorisation des équipements d'utilisateur généralement présents au Canada a été faite en se fondant sur leurs principes de combustion. Cette évaluation a permis d'obtenir des renseignements, à savoir si le mélange d'hydrogène présente des risques supplémentaires de défaillance critique des équipements d'utilisateur comparativement aux compositions actuelles du gaz naturel distribué. Cette évaluation a permis de déterminer les pourcentages suivants des volumes d'hydrogène permis dans le gaz naturel du réseau de Gazifère :

- 0 - Appareils à prémélange partiel : 8 à 9,6% vol. H₂ (le retour de flamme étant le facteur limitant)
- 1 - Appareils à prémélange complet : 21 à 26,8% vol. H₂ (l'indice de Wobbe étant le facteur limitant)
- 2 - Appareils sans prémélange : 21 à 26,8% vol. H₂ (l'indice de Wobbe étant le facteur limitant)
- 3 - Génératrices auxiliaires à domicile : 6,7 à 18,9% vol. H₂ (le cognement du moteur, en fonction de l'indice de méthane, étant le facteur limitant)

Inventaire de la documentation et lacunes en matière de connaissances sur les appareils résidentiels et commerciaux

L'analyse de l'interchangeabilité des gaz a permis de déterminer une limite de mélange d'hydrogène permise moins élevée que les pourcentages de mélange d'hydrogène pour lesquels des problèmes ont été rencontrés dans presque tous les documents dépouillés et dans les essais effectués au laboratoire de combustion de DNV. Cependant, soit des résultats contradictoires, soit aucune donnée n'ont été trouvés pour un certain nombre de types d'équipements différents. De plus, dans la majorité des études, ce ne sont pas tous les modes de défaillance potentiels qui ont été testés, comme le démarrage froid-chaud et la surchauffe des matériaux. L'augmentation de la température des matériaux, comme dans le cas du plateau de brûleur, peut entraîner des problèmes d'intégrité. À l'heure actuelle, nul ne sait dans quelle mesure l'augmentation de la température des matériaux peut influencer sur leur durée de vie. De plus, dans la plupart des études, l'équipement a été mis à l'essai pour une gamme limitée de pourcentages de volume d'hydrogène dans le gaz naturel : jusqu'à 30% vol., ce qui correspond à la même gamme que le profil d'interchangeabilité des gaz. Afin de déterminer si des équipements peuvent fonctionner à des pourcentages d'hydrogène supérieurs au profil d'interchangeabilité tout en tenant compte des marges de sécurité pour le mélange d'hydrogène, il faut absolument posséder des renseignements sur la performance des équipements d'utilisateur en présence de pourcentages de volumes d'hydrogène plus élevés dans le gaz naturel. En bref, voici les lacunes qui ont été cernées sur le plan des connaissances :

- les renseignements sur l'expérience pratique du mélange d'hydrogène dans les appareils canadiens sont limités, contradictoires ou indisponibles;
- il existe peu de renseignements sur la performance des équipements à un taux de mélange supérieur à 30% vol. H₂;
- il n'existe pas suffisamment de renseignements au sujet des effets à long terme de l'addition d'hydrogène sur la performance et l'intégrité des équipements d'utilisateur.

Par conséquent, en l'absence de tels renseignements, il est difficile de déterminer les données techniques de l'hydrogène dans le gaz naturel en dehors du profil de l'interchangeabilité des gaz. Afin de surmonter les lacunes en matière de connaissances dans la documentation dépouillée, une analyse des lacunes a été effectuée, puis une stratégie a été établie pour combler le manque de connaissances. Cela comprend la suggestion de programmes d'essai d'appareils comme des chaudières, des chauffe-eau, des cuisinières, des brûleurs pour wok, des plaques métalliques chauffantes, des génératrices

auxiliaires à domicile, des barbecues, des foyers, des appareils de traitement d'air sur toiture, des radiateurs, des chauffepiscines, et ainsi de suite.

Inventaire de la documentation et lacunes en matière de connaissances sur les équipements industriels

Un aperçu général des effets de l'hydrogène dans le cas des équipements et des procédés industriels est présenté, ce qui comprend le chauffage indirect, le chauffage direct, le chauffage catalytique et les moteurs à gaz.

Dans le cas des procédés liés au chauffage indirect, aucun problème de rendement majeur n'est prévu jusqu'à 20% vol. H₂ dans le gaz naturel pourvu que l'indice de Wobbe relativement au gaz soit conforme aux spécifications. Lorsque les pourcentages sont plus élevés, il est recommandé d'inclure un système de contrôle de carburant adaptatif afin que la puissance de sortie et l'excès d'air soient constants. De plus, il est recommandé que des stratégies d'atténuation des NO_x, comme le recyclage des gaz de combustion, soient mises en application lorsque les pourcentages d'hydrogène sont supérieurs à 20% vol.

Dans le cas des brûleurs employés dans les procédés de chauffage direct, les principales inquiétudes dont la documentation fait mention ont trait aux changements caractérisant la charge des brûleurs, au facteur d'air, au transfert thermique, à l'augmentation des émissions de NO_x, aux variations de la longueur de flamme et au fait que la zone chaude de la flamme soit plus proche de la surface du brûleur quand de l'hydrogène est ajouté. Si les émissions de NO_x émanant des brûleurs de gaz naturel installés sont nettement inférieures aux limites légales de NO_x, il ne devrait pas y avoir d'importants problèmes de performance en présence de taux d'hydrogène pouvant atteindre jusqu'à 20% vol. dans le cas des brûleurs étudiés. Cependant, il est recommandé de recourir à un système de contrôle de carburant adaptatif pour que la puissance de sortie et le facteur d'air soient toujours au niveau désiré. Il est également recommandé de pousser les recherches plus loin advenant que les pourcentages précités soient dépassés.

Il existe peu d'information à propos de l'effet de l'addition d'hydrogène sur la performance des appareils de chauffage catalytique. Il est recommandé d'approfondir les études expérimentales portant sur ces appareils pour déterminer leur tolérance à l'hydrogène. Dans le cas des moteurs à gaz, les fabricants permettent généralement un maximum de 0 à 5% vol. H₂ dans le gaz combustible. Dans certains cas, les fabricants d'équipement d'origine (FEO) ont indiqué que leurs moteurs à gaz optimisés pour donner un haut rendement conviennent à des teneurs en hydrogène d'environ 10 à 15% vol. sans occasionner de réduction de puissance. Toutefois, ils font remarquer que la quantité d'hydrogène compatible dépend grandement du réglage actuel du moteur et de l'indice de méthane du gaz naturel auquel l'hydrogène est ajouté. Selon les FEO, pour les pourcentages d'hydrogène allant de 15 à 25%, les problèmes potentiels peuvent prendre la forme d'une plage de régulation lambda insuffisante, d'une perte de puissance, de l'augmentation des émissions de NO_x, de ratés d'allumage et de cognements du moteur. Lorsque le taux dépasse 25% vol., il faut souvent faire la mise à niveau complète du moteur ou le remplacer.

Inventaire de la documentation sur les matériaux en aval des compteurs

L'inventaire de la documentation à ce sujet a permis de constater que pour les matériaux, la tuyauterie et les composants généralement utilisés en aval des compteurs d'infrastructures gazières, dans le cas des matériaux non métalliques, seuls les composants contenant du silicone risquent de présenter des problèmes en raison d'une réaction à l'hydrogène. À l'exception de la fonte (voir la section 5.5 pour en savoir plus à ce sujet), il ne devrait pas y avoir de problèmes pour les composants métalliques dans les applications domestiques et commerciales à faible pression. Dans le secteur industriel, la pression partielle peut être plus élevée (les pressions pouvant atteindre 8 bars). Par conséquent, quand les pourcentages d'hydrogène dépassent 10% vol., il est recommandé de faire une évaluation plus détaillée des matériaux présents dans les applications industrielles concernées.

[REDACTED]

[REDACTED]

1.5 Évaluation des risques liés au mélange d'hydrogène – Exemples de calculs

Des exemples de calculs ont été effectués à l'aide du programme de calcul des risques de DNV, appelé CONIFER, conçu précisément pour que les réseaux de distribution puissent déterminer si l'injection d'hydrogène dans un réseau de gaz existant est susceptible d'avoir un effet sur la variation du risque auquel le grand public fait face.

Les prédictions de risques sont présentées pour un seul scénario de référence du réseau de distribution de gaz naturel ainsi que pour deux cas proposés de mélanges de gaz naturel et d'hydrogène : 10% et 20% d'hydrogène par volume. De plus, un certain nombre de cas de sensibilité ont été modélisés d'après les variations enregistrées dans le réseau et leur impact sur le risque lorsqu'un réseau de distribution de gaz naturel à 100% est modifié en deux scénarios de distribution d'un mélange de gaz naturel et d'hydrogène.

Voici la description du scénario de référence :

- une seule maison individuelle avec sous-sol;
[REDACTED]
- le type de matériau le plus courant de polyéthylène (PE);
- un diamètre de 42,2 mm (NPS 1-1/4) pour la canalisation principale;
- un diamètre de branchement de 15 mm [REDACTED]

À la lumière de ce scénario de référence, pour le gaz naturel ainsi que pour les mélanges de gaz naturel et d'hydrogène, les variations suivantes ont été prises en considération :

[REDACTED]

■ [REDACTED]

- le type de matériau – acier;
- le diamètre extérieur de la conduite (DE) – 60,3 mm (NPS 2), 114,3 mm (NPS 4), 219,1 mm (NPS 8);
- le type de maison – maison de plain-pied, maison jumelée, immeuble d'habitation;
- le matériau de la conduite – acier (18 mm [REDACTED] DE).

Les résultats relatifs aux risques sont présentés en termes de risque spécifique à l'emplacement (RSE) et de risque individuel spécifique à une personne (RISP) à la lumière des risques d'incendie et d'explosion attribuables aux défaillances des canalisations principales et des conduites de service à l'extérieur des bâtiments. Le RSE se rapporte à la probabilité qu'une certaine personne meure si elle était à l'intérieur du bâtiment en permanence pendant toute l'année. Le RSE ne tient pas compte de la probabilité que la personne soit présente au moment de l'incident. Le risque individuel tient compte de la probabilité qu'une personne soit à l'intérieur du bâtiment au moment de l'incident, et est en fonction des tendances d'occupation typiques enregistrées au Canada.

Voici les résultats qui ont été obtenus :

- la variation du risque après l'introduction d'hydrogène est faible comparativement à la différence liée au risque attribuable au matériau de la canalisation;
- le risque est à son niveau le plus élevé quand la propriété est située à proximité de la canalisation principale, et la diminution du risque en fonction de la distance depuis la canalisation principale devient plus marquée à mesure que le diamètre de la canalisation principale augmente;
- le risque d'incendie diminue lorsque le taux d'hydrogène dans le mélange augmente, et le risque d'explosion augmente lorsque le taux d'hydrogène dans le mélange augmente. Dans le cas des canalisations de plus grand diamètre, cette diminution du risque d'incendie l'emporte sur l'augmentation du risque d'explosion, ce qui se traduit par une réduction générale du risque en présence d'hydrogène;
- la variation du risque attribuable à l'introduction d'hydrogène est plus évidente dans le cas des canalisations principales, sans la contribution des branchements;
- la variation du risque attribuable au matériau de la canalisation l'emporte sur toute variation du risque découlant de l'introduction d'hydrogène;
- l'augmentation de la pression d'exploitation accroît le risque, tant pour le gaz naturel que pour les mélanges d'hydrogène;
- la maison jumelée et l'immeuble d'habitation présentent les plus fortes augmentations de risque lors du passage du gaz naturel au mélange d'hydrogène moyennant des volumes de 10% ou 20% en raison du risque supplémentaire d'explosion rattaché aux maisons jumelées ou aux immeubles d'habitation qui a pour effet d'accroître le degré de risque d'explosion pour l'habitation analysée;
- en termes d'ordre de risques, allant du plus élevé au moins élevé, les types d'habitation sont classés ainsi : l'immeuble d'habitation, la maison jumelée, la maison individuelle, et enfin, le plain-pied;
- lors du passage du gaz naturel au mélange d'hydrogène moyennant des volumes de 10% à 20%, la maison avec sous-sol aménagé affiche les plus grandes hausses de risque. Par ailleurs, le risque général est plus grand dans le

■ [REDACTED]



cas d'une maison avec sous-sol aménagé que dans le cas d'une maison sans sous-sol aménagé. Cela s'explique du fait que le sous-sol non aménagé est ni plus ni moins une grande pièce inoccupée, tandis que le sous-sol aménagé est composé d'un certain nombre de petites pièces occupées.

1.6 Autres considérations en matière de sécurité et de risque

Le mélange d'hydrogène dans les canalisations de gaz naturel entraîne un certain nombre d'autres considérations en matière de sécurité et de risques en raison du comportement physique de l'hydrogène, des limitations attribuées aux procédures et aux équipements existants ainsi que de la sensibilisation du public.

En raison du comportement physique de l'hydrogène, l'addition d'hydrogène donne lieu à un débit d'alimentation massique moins élevé, mais à un débit d'alimentation volumétrique plus élevé en cas de fuite. À l'extérieur, cela aura pour effet de produire un plus gros nuage inflammable, tandis qu'à l'intérieur d'un bâtiment, cela aura pour effet d'atteindre une concentration inflammable plus rapidement. D'après une corrélation basée sur la pression à l'intérieur de la canalisation et le carré du diamètre du trou, la probabilité d'inflammation tant pour les mélanges d'hydrogène que pour l'hydrogène pur sera plus élevée que pour une canalisation de gaz naturel équivalente.

D'après des expériences antérieures, l'inflammation immédiate suivant la rupture d'une canalisation à haute pression transportant des mélanges d'hydrogène ou de l'hydrogène pur se traduirait par des niveaux de rayonnement d'incident thermique assortis de distances semblables à celles enregistrées pour des rejets équivalents de gaz naturel. Selon des données expérimentales restreintes, dans le cas de l'hydrogène, la possibilité de surpressions importantes découlant de l'inflammation différée du nuage de gaz libre est plus grande que pour le gaz naturel. Cependant, l'impact en découlant sur le niveau de risque est incertain et fait l'objet de programmes expérimentaux continus au sujet du comportement d'inflammation de l'hydrogène après un rejet.

Il y a lieu de considérer les incidences potentielles des mélanges d'hydrogène sur la détection des fuites, l'odorisation, le dégazage et la sensibilisation du public. [REDACTED]

[REDACTED]

2 INTRODUCTION

Gazifère Inc. (Gazifère), une filiale d'Enbridge Inc., a retenu les services de DNV Canada Ltd. (DNV) pour effectuer une évaluation visant à déterminer si son réseau actuel de distribution du gaz naturel se prête bien au mélange de l'hydrogène avec le gaz naturel. Gazifère, qui dessert la région de Gatineau depuis 1959, est l'une des deux sociétés de distribution de gaz au Québec. Son réseau d'environ 1 000 km dessert 43 000 clients et permet de livrer environ 260 à 340 millions de m³ de gaz naturel par année. Depuis 2020, Gazifère travaille dans l'optique d'une utilisation efficace de l'énergie renouvelable grâce à des programmes d'efficacité énergétique et à la livraison de gaz naturel renouvelable (GNR). À l'avenir, afin de solidifier cette vision, Gazifère vise à s'approvisionner en GNR et en hydrogène à l'échelle locale et à produire ces ressources dans la région même.

La raison d'être de cette étude consiste à analyser la faisabilité de mélanger de l'hydrogène dans le réseau de distribution de Gazifère afin de répondre à l'exigence provinciale en matière de contenu renouvelable et de respecter les objectifs de la future Norme sur les combustibles propres du gouvernement fédéral. L'exigence provinciale en matière de contenu renouvelable est entrée en vigueur en 2020, avec un taux de 1% de gaz renouvelable par teneur en énergie. Ce taux passera à 2% en 2023, puis à 5% en 2025.

DNV a réalisé une évaluation technique concernant le mélange d'hydrogène afin de dresser les fondements de la planification et de l'exécution du projet. Ce rapport porte sur les diverses facettes à prendre en considération dans le cadre de l'étude technique, soit :

- l'analyse hydraulique du réseau de distribution de gaz de Gazifère (section 3);
- l'élaboration du concept des installations d'injection d'hydrogène (section 4);
- l'évaluation des équipements, des composants et des matériaux du réseau (section 5);
- l'évaluation des équipements d'utilisateur (section 6);
- l'évaluation des risques liés à la distribution de mélanges d'hydrogène (section 7); d'autres considérations en matière de sécurité et de risques (section 8);
- la compatibilité maximale avec l'hydrogène à l'échelle du réseau (section 9).



3 ANALYSE HYDRAULIQUE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ DE GAZIFÈRE

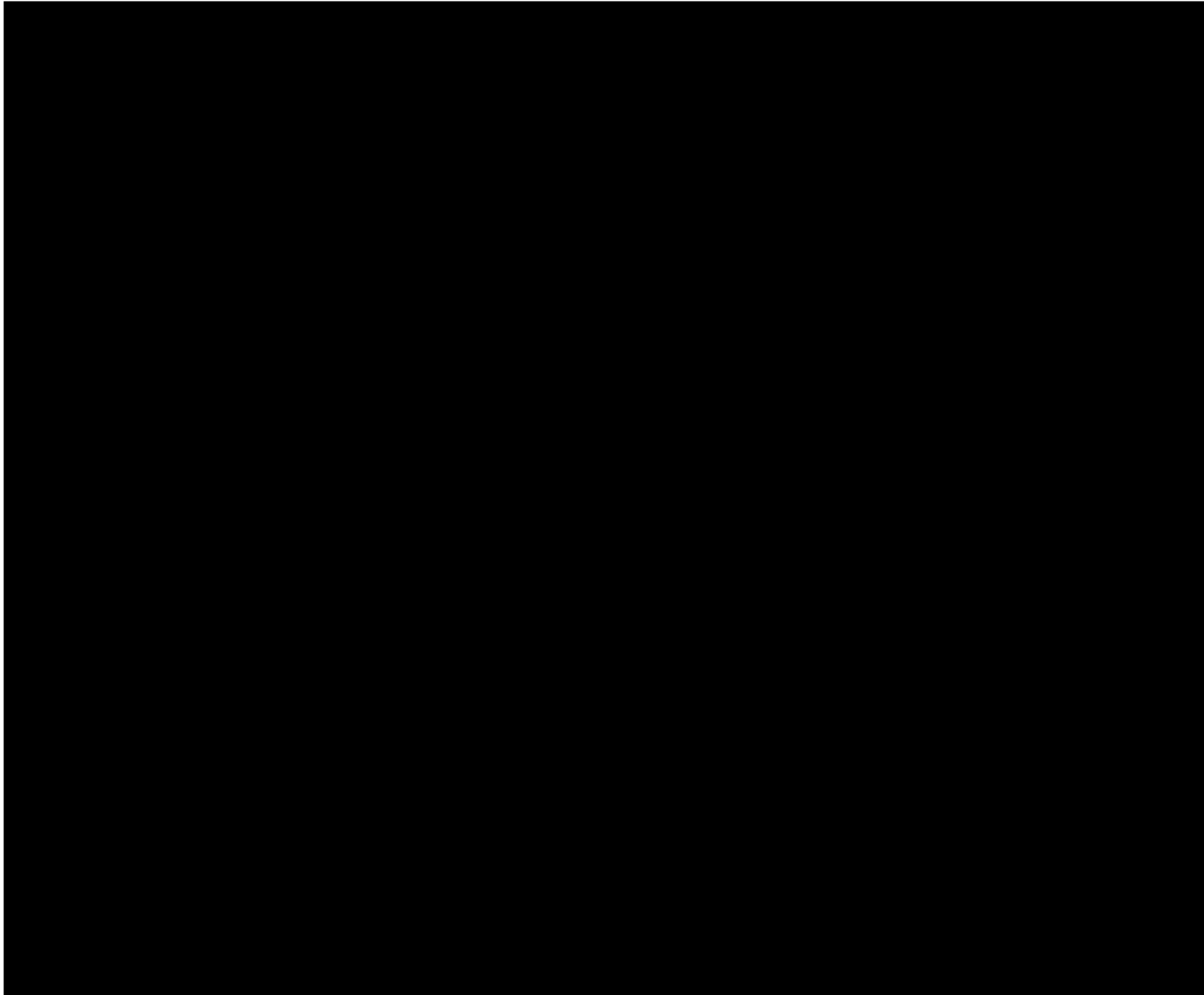
3.1 Introduction

Dans les provinces de l'Ontario et du Québec, les réseaux de distribution de gaz naturel d'Enbridge Inc. (Enbridge) comprennent le réseau de distribution d'Enbridge Gas Inc. (EGI) et celui de Gazifère, respectivement. L'étude hydraulique se limite au réseau de Gazifère, mais elle fait aussi référence au réseau d'EGI parce qu'il s'agit de la source du débit et de la pression d'alimentation du réseau de Gazifère.

Voici les principaux objectifs de l'étude hydraulique du mélange d'hydrogène :

- évaluer les lieux d'injection d'hydrogène en fonction de l'uniformité de la distribution d'hydrogène;
- évaluer l'effet de l'injection d'hydrogène sur l'approvisionnement en gaz naturel du réseau de Gazifère;
- étudier les goulots d'étranglement du réseau de Gazifère;
- présenter le rendement des postes de régulation; et
- aboutir à des conclusions et à des recommandations sur l'impact général de l'injection d'hydrogène.





[Redacted text block]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

[Redacted text block]



DNV

[Redacted content]

[Redacted content]

[Redacted content]

[Redacted content]

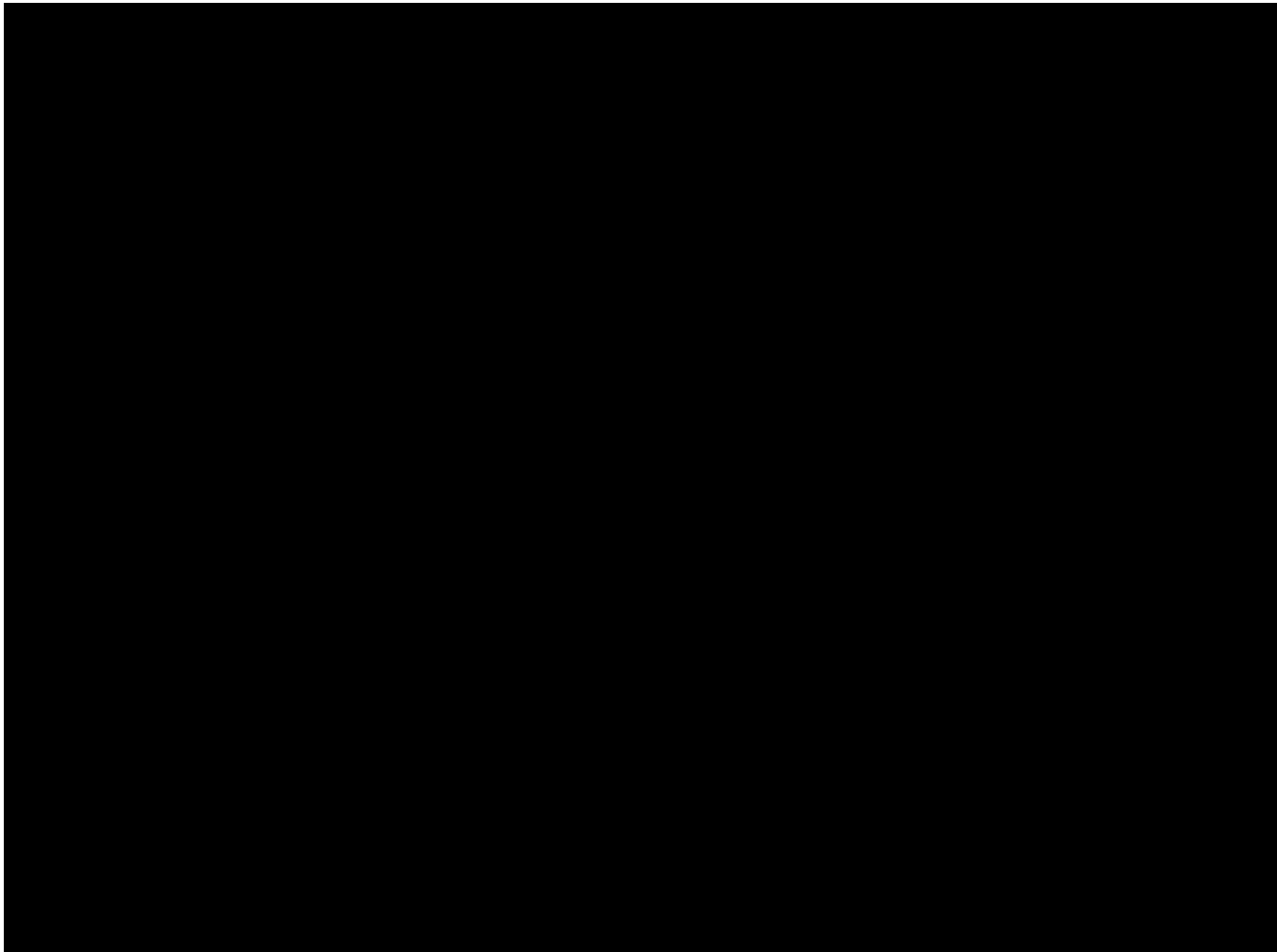
[Redacted content]

■ [Redacted content]

■ [Redacted content]

■ [Redacted content]

■ [Redacted content]



[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

- [Redacted text]

- [Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Large redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

3.1.3 Compositions du gaz naturel et de l'hydrogène

[REDACTED]

Tableau 3-3 : Compositions du gaz naturel et de l'hydrogène – % mol.

Composant	Gaz naturel	Hydrogène
CO2	0,6572	0,0000
HE	0,0200	0,0300
H2	0,0000	99,9700
H2O	0,0000	0,0000
H2S	0,0000	0,0000
N2	0,6097	0,0000
O2	0,0000	0,0000
C1	95,1430	0,0000
C2	3,4161	0,0000
C3	0,1386	0,0000
C4I	0,0062	0,0000
C4N	0,0062	0,0000
C5I	0,0015	0,0000
C5N	0,0015	0,0000
C6N	0,0000	0,0000
C7N	0,0000	0,0000
C8N	0,0000	0,0000

La valeur calorifique et la densité relative des sources simulées de gaz naturel et d'hydrogène peuvent également être extraites à partir du modèle, comme indiqué au tableau 3-4.

Tableau 3-4 : Propriétés du gaz naturel et de l'hydrogène

Propriété	Gaz naturel	Hydrogène
Valeur calorifique (MJ/m ³)	38,29	12,10
Densité relative	0,5808	0,0696

3.2 Étude des lieux d'injection d'hydrogène

DNV a étudié l'effet de plusieurs options de lieux d'injection d'hydrogène par rapport aux profils de distribution d'hydrogène dans le réseau de Gazifère. [REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text block]

- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

3.3.2 Conversions de volumétrie en thermique

Puisque les deux scénarios opérationnels sont établis en fonction de débits d'alimentation volumétriques, ils ont tous deux ont été convertis pour passer des unités volumétriques aux unités thermiques aux fins de l'étude du mélange d'hydrogène. Les révisions énumérées ci-dessous ont été apportées.

- Passage du débit volumétrique à la charge thermique dans le cas de toutes les demandes : Les débits d'alimentation volumétriques sont applicables aux compositions de gaz invariables. Les compositions déterminent soit la valeur calorifique du gaz transporté, soit la quantité d'énergie disponible pour la combustion à n'importe quel point précis. Aux fins de l'étude du mélange d'hydrogène, deux débits de courants distincts de gaz naturel et d'hydrogène sont transportés. Pour chaque nœud de demande, il est possible de varier les débits d'alimentation volumétriques du gaz naturel et de l'hydrogène afin de répondre à l'exigence calorifique.
 - La valeur calorifique de 38,29 MJ/m³ est utilisée comme facteur de conversion entre les débits d'alimentation volumétriques et la charge thermique.
 - La relation entre les débits d'alimentation volumétriques et les charges thermiques s'établit comme suit :

$$charge\ thermique\left(\frac{MJ}{h}\right) = \text{débit d'alimentation volumétrique}\left(\frac{m^3}{h}\right) \times valeur\ calorifique\left(\frac{MJ}{m^3}\right)$$

- Suivi des composants : Le suivi des composants permet au modèle de définir la composition des gaz nommés (ou des courants gazeux), qui sont référencés aux nœuds des sources (approvisionnements) et sont suivis dans le réseau. Synergi calcule les densités relatives et les valeurs calorifiques des gaz en tant que fonction des courants de composants de gaz mélangés. Il est possible d'en dériver le composant d'hydrogène en pourcentage et chaque (nœud de) demande.
- Définition des courants de gaz : Un courant de gaz pourrait être du gaz naturel, ou de l'hydrogène, ou un mélange d'hydrogène et de gaz naturel. Dans le cadre de cette étude, deux courants de gaz sont définis, soit « GN » pour le gaz naturel, et « H₂ » pour l'hydrogène pur. Les deux courants de gaz sont définis en fonction de compositions exprimées en % mol.
- Association d'un courant de gaz à un nœud d'approvisionnement : Un courant de gaz est associé à une source ou un nœud d'approvisionnement. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

- Passage de « aucune » à « compositionnelle » pour la méthode de calcul des propriétés des modèles : L'étude du mélange d'hydrogène est basée sur la composition du courant de gaz mélangé.
- Vérification sonique du sous-réseau : Les conditions hydrauliques varient en fonction du mélange d'hydrogène et c'est pourquoi la vérification sonique doit être mise en place dans les modèles.

[REDACTED]

[REDACTED]

3.4 Étude du mélange d'hydrogène

Dans cette étude du mélange d'hydrogène, le pourcentage du taux d'injection d'hydrogène (ou % H₂ par volume) est calculé au moyen de l'équation suivante :

$$\% H_2 \text{ par vol.} = \frac{\text{débit d'alimentation volumétrique de l'hydrogène}}{\text{débit d'alimentation volumétrique de l'hydrogène} + \text{débit d'alimentation volumétrique du gaz naturel}}$$

L'équation ci-dessus permet de calculer que le taux d'injection d'hydrogène est de 10 999 m³ std/h dans le cas d'un taux nominal de 10% H₂ par volume. [REDACTED]

[REDACTED]

Il est supposé que le taux maximal nominal de % H₂ par volume est de 15% H₂ par volume. Quatre taux nominaux de % H₂ par volume ont été utilisés, soit : 0%, 5%, 10% et 15% H₂ par volume.

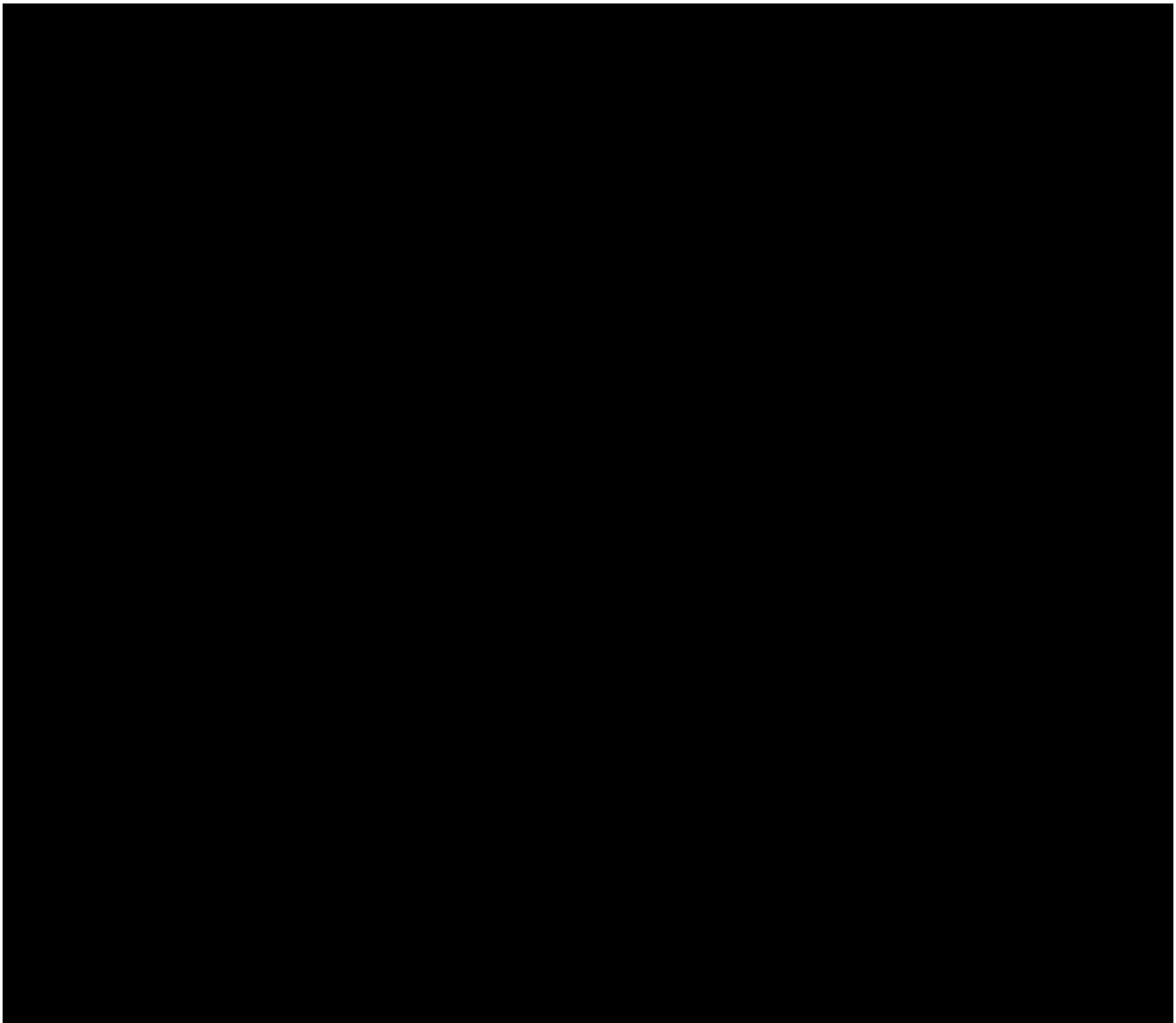
[REDACTED]

[REDACTED]

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[Redacted text line]

- [Redacted text line]

- [Redacted text line]

- [Redacted text line]

- [Redacted text line]



DNV

| [Redacted]

| [Redacted]
[Redacted]
[Redacted]

| [Redacted]
[Redacted]
[Redacted]

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]

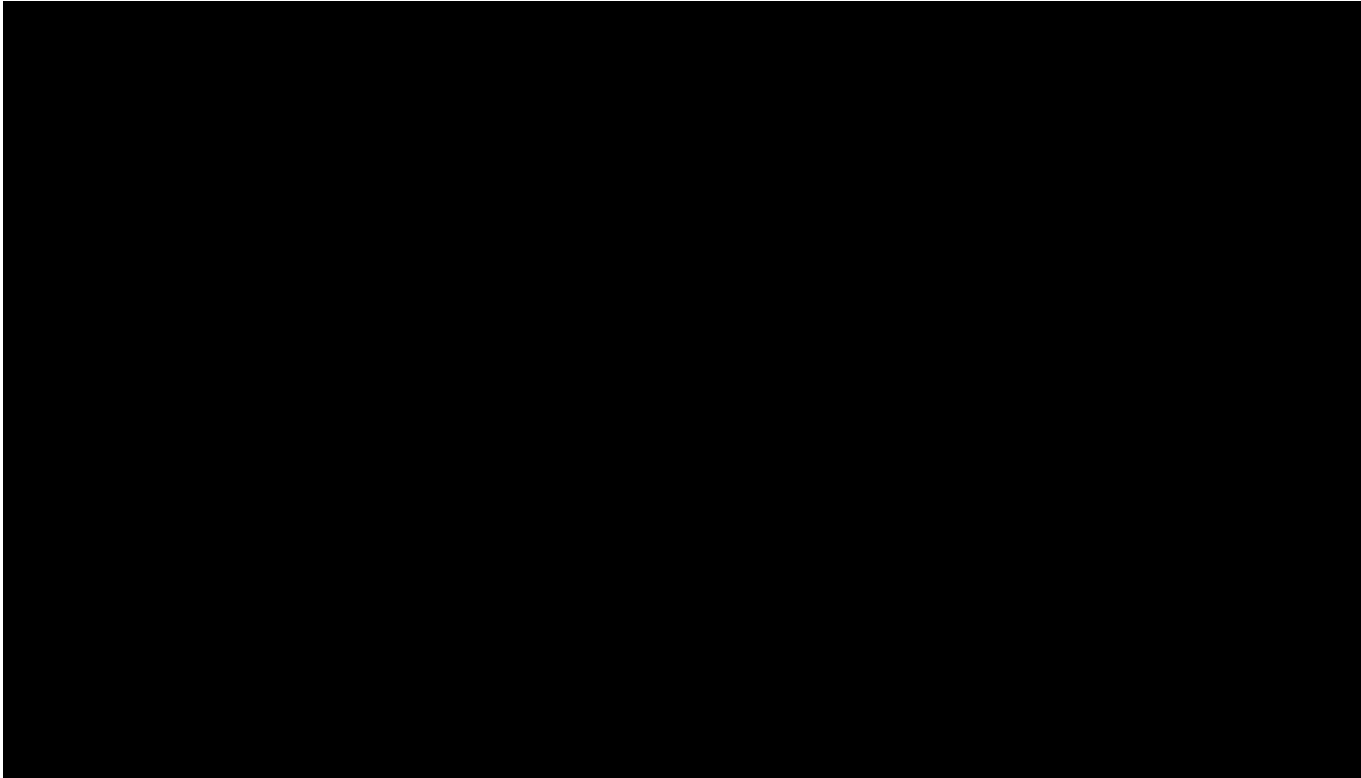
[Redacted]

[Redacted]
[Redacted]

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]



[Redacted text block]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [REDACTED]
- [REDACTED]

Il est possible d'en conclure que les injections d'hydrogène ont un impact sur les débits d'alimentation du gaz naturel dans le réseau de Gazifère. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

3.4.3 Analyse des goulots d'étranglement

Aux fins de cette étude, un goulot d'étranglement est un écart entre les pressions et débits d'alimentation des sources d'approvisionnement et les pressions et débits d'alimentation de la demande à la grandeur du réseau. Un goulot d'étranglement local est un écart entre la pression et le débit d'alimentation de la source d'approvisionnement et la pression et le débit d'alimentation de la demande d'un composant hydraulique, comme un poste de régulation ou un régulateur.

Les pressions d'approvisionnement et les débits d'alimentation de la demande sont précisés dans les modèles. Les pressions de la demande indiquées dans les modèles tiennent compte de contraintes de pression minimales. Les débits d'alimentation des sources d'approvisionnement sont calculés par les modèles. Lorsque les résultats du réseau sont plausibles, le débit d'alimentation total des sources d'approvisionnement peut répondre au débit d'alimentation total de la demande, ce qui signifie qu'il n'y a pas de goulot d'étranglement généralisé dans le réseau.

Il y a lieu de remarquer que même s'il n'y a pas de goulot d'étranglement généralisé dans le réseau en fonction des conditions opérationnelles précisées, il pourrait y avoir un goulot d'étranglement local. Par exemple, si le facteur d'utilisation d'un poste de régulation correspondait à 1, cela voudrait dire que le poste de régulation serait entièrement ouvert. Dans une telle circonstance, le régulateur perdra la possibilité de régulariser sa pression et/ou son débit d'alimentation, et sa capacité de

débit sera alors maximisée. Cependant, le réseau pourrait comprendre plusieurs boucles de canalisations. Si un poste de régulation atteignait sa limite en termes de débit d'alimentation maximal, les autres régulateurs ou postes de régulation pourraient s'ouvrir de plus en plus pour combler le besoin en débit d'alimentation.

[REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

3.4.4 Analyse des postes de régulation

[REDACTED]

[REDACTED] La capacité d'un poste de régulation est représentée par un facteur d'utilisation. Si le facteur d'utilisation d'un poste de régulation est inférieur à 1, la capacité du poste en question est suffisante. Lorsque le facteur d'utilisation d'un poste correspond à 1, ce poste forme un goulot d'étranglement local et le débit d'alimentation est alors restreint. Il est également important de tenir compte du type de débit présent au poste de régulation. Celui-ci peut être soit sonique (ce qui signifie que la vitesse correspond à la vitesse du son), soit subsonique.

[REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

3.4.4.1 Résultats de six postes de régulation

Il y a lieu de remarquer que les postes « remis à neuf » dessinés dans le modèle sont des simulations qui sont placées dans le modèle à titre indicatif seulement. Le concept des postes remis à neuf doit être fait en tenant compte de débits



supersoniques et, peut-être, de plusieurs tronçons afin de s'adapter à des scénarios de faible débit et de débit de pointe. ■

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Large redacted area]

[Redacted content]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

[Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]



[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

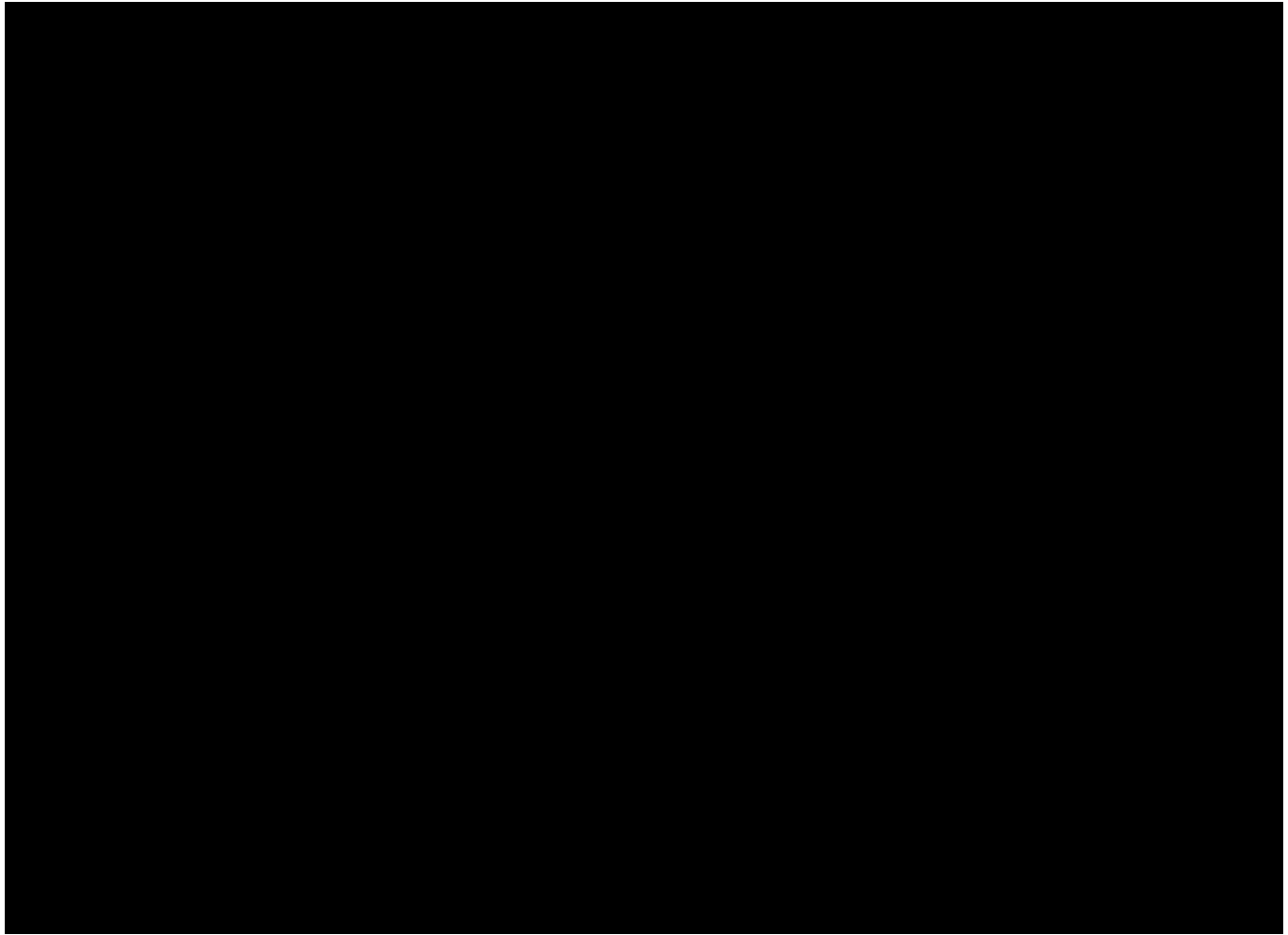
[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted text block]

- [Redacted text block]

[Large redacted text block]



[Redacted text block]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [Redacted nested list item]

█ [Redacted text block]

3.5 Conclusions et discussion

█ [Redacted text block]

█ [Redacted text block]

- Les injections d'hydrogène n'occasionnent pas de nouveaux goulots d'étranglement locaux ou généralisés.

█ [Redacted text block]

█ [Redacted text block]

█ [Redacted text block]

█ [Redacted text block]

4 ÉLABORATION DU CONCEPT DES INSTALLATIONS D'INJECTION D'HYDROGÈNE

4.1 Introduction

L'élaboration du concept est conforme à l'étude hydraulique présentée à la section 3 et elle s'appuie sur le logiciel Synergi Gas pour déterminer des points d'injection d'hydrogène potentiels. Ce rapport résume les détails, les observations et les recommandations relativement au concept élaboré pour un poste de mélange, d'injection et de régulation d'hydrogène (HBICS). Elle comprend également des conseils sur la mesure de la qualité du gaz, le comptage, la conception de l'odorisation et les données techniques des matériaux de la tuyauterie, des composants et de l'appareillage auxiliaire du poste.

4.1.1 Portée

Dans le cadre de l'élaboration du concept, DNV a :

- évalué les options de l'unité d'entrée de gaz pour répondre aux exigences de charge du réseau de gaz – la quantité d'hydrogène doit être limitée par un système de régulation et de rapport du débit (débit/volumétrique);
- évalué les options de mesure de la qualité des mélanges de gaz naturel et d'hydrogène au moyen d'un chromatographe en phase gazeuse ou par d'autres moyens;
- évalué les options de mesure et fait ressortir les restrictions imposées par la présence d'hydrogène;
- examiné les options en matière de qualité de mélange et de mesure de la valeur calorifique ainsi que tout autre paramètre nécessaire pour démontrer la conformité de la qualité du gaz;
- examiné les processus et les dispositifs de sécurité du réseau, y compris la philosophie opérationnelle, les systèmes de protection, les communications, la télémétrie et les interfaces en amont;
- élaboré un concept général et la configuration d'un système d'odorisation de l'hydrogène;
- élaboré un concept général de toute l'unité, y compris un schéma T et I et une configuration de haut niveau de l'emplacement;
- référencé les normes externes et internes applicables, y compris en ce qui a trait à la conformité du concept avec les incertitudes de mesure requises.

4.1.2 Hypothèses et mises en garde

Les hypothèses et les mises en garde dont il est question ci-dessous ont été formulées relativement à l'étendue des travaux liés à l'élaboration du concept détaillée dans ce rapport.

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

4. DNV n'a élaboré qu'un seul concept qui pourrait être appliqué à plusieurs emplacements faisant partie du réseau. Cependant, si les exigences de charge variaient considérablement au sein du réseau, il faudrait que la situation soit réévaluée pour déterminer si le concept est encore valable.
5. L'étendue des travaux liés au concept ne comprend pas d'évaluations environnementales comme les évaluations géotechniques, les évaluations de mouvement de terrain, les analyses de données de relevés archéologiques ou miniers, d'interaction sol-structure, de relevés topographiques et ainsi de suite pour l'emplacement proposé.
6. Toutes les exigences en matière de génie civil, y compris celles se rapportant aux fondations, au terrassement, aux conditions du sol, aux clôtures, etc. sont exclues de l'étendue des travaux.
7. Le routage des canalisations et la détermination de l'emplacement ou des emplacements potentiels pour le poste de mélange, d'injection et de régulation d'hydrogène (HBICS) sont exclus de l'étendue des travaux. Par conséquent, ce rapport ne comprend pas d'évaluation des distances de proximité des bâtiments (BPD), du classement des zones et des distances de dégagement.

4.2 Codes, normes et exigences législatives

Les codes, les normes et les exigences législatives cités ci-dessous s'appliquent à l'élaboration du concept réalisé pour cette section du rapport :

CAN-BNQ 1784	Code canadien d'installation de l'hydrogène
CSA B51	Code sur les chaudières, les appareils et les tuyauteries sous pression
CSA Z662:19	Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz

Les codes et les normes ci-dessous ont également été considérés dans le cadre de l'élaboration du concept :

AIGA 087/20	Standard for Hydrogen Piping Systems at User Locations
ASME B31.3	Process Piping
ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems
ASME B31.12	Hydrogen Piping and Pipelines
BCGA CP 41	The design, construction, maintenance and operation of filling stations
EIGA IGC Doc 15/06/E	Gaseous Hydrogen Stations
EN 17124	Hydrogen fuel – Product specification and quality assurance
IGC 15/06/E	Gaseous Hydrogen Stations
IGC 121/14	Hydrogen Pipeline Systems
ISO 14687	Qualité du carburant hydrogène – Spécification de produit
NACE TM0284	Evaluation of pipeline and pressure vessel steels for resistance to HIC
SAE J2719	Hydrogen fuel quality for fuel cell vehicles

4.3 Fondement de l'élaboration du concept

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Dans le cadre de l'étendue des travaux, DNV réalisera un seul concept qui pourrait être appliqué à n'importe quel point d'injection du réseau d'Enbridge-Gazifère, sous réserve de la sélection d'une conception, d'une configuration, d'équipement et de composants convenant aux exigences de charge de chaque réseau.

4.3.1 Système d'injection d'hydrogène

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Puisque l'hydrogène est injecté de manière proportionnelle aux débits d'alimentation volumétriques du gaz naturel et puisque les débits d'alimentation du gaz naturel varient en fonction de la demande, il faudra poser un système de régulation et de rapport du débit afin de donner lieu au mélange et à l'injection proportionnels de l'hydrogène. En plus de ce système, il faudra poser des débitmètres en amont et en aval du point d'injection. Tous ces éléments ont été évalués dans le cadre de l'élaboration du concept.

4.3.2 Dimensionnement de l'installation du stockage de l'hydrogène

En raison des incertitudes caractérisant la demande et des temps d'arrêt potentiels de l'installation de production d'hydrogène et de la canalisation, il est présumé qu'une installation de stockage de l'hydrogène s'avérera nécessaire.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]. Le dimensionnement d'un réservoir d'hydrogène doit tenir compte de plusieurs considérations d'ingénierie. De plus, cette tâche implique généralement l'analyse détaillée des demandes, des approvisionnements et du réseau de distribution. En termes de débits d'alimentation volumétriques du gaz naturel et d'injection proportionnelle de l'hydrogène, les taux d'injection d'hydrogène varient avec le temps parce que les débits d'alimentation du

gaz naturel fluctuent en fonction de la demande. Les taux de production d'hydrogène pourraient également être considérés en fonction du temps. Le dimensionnement ou le volume d'un réservoir d'hydrogène dépend de la différence entre le profil de production d'hydrogène et le profil d'injection d'hydrogène, sur une base annuelle, pour une période de conception donnée (ou pour plusieurs années). L'hydrogène peut être stocké en canalisation. Par conséquent, le dimensionnement du réservoir de stockage est considéré comme conservateur si les effets du stockage en canalisation ne sont pas pris en compte.

Puisque les données ou le profil de production d'hydrogène ne sont pas disponibles, il est impossible de procéder au dimensionnement du réservoir de stockage pour l'instant. Toutefois, une méthodologie générale de dimensionnement des réservoirs est offerte. Celle-ci pourra servir à l'avenir, lorsque le profil de production sera connu. La figure 4-2 présente le schéma de la méthodologie employée pour le dimensionnement du réservoir de stockage, où l'axe des x représente le temps en mois. L'axe des y représente le taux de production, moins le taux d'injection, en fonction du temps. Il est présumé que la production sera supérieure au taux d'injection pendant la saison (chaude) de l'été, mais inférieure pendant la saison (froide) de l'hiver afin d'équilibrer la relation entre l'offre (ou l'approvisionnement, ou la production) et la demande (ou l'injection). Pendant la saison de l'été, le réservoir d'hydrogène permettra de stocker le surplus d'hydrogène. Le volume minimal du réservoir de stockage correspond au volume cumulatif supplémentaire d'hydrogène pendant la saison de l'été. L'hiver, l'hydrogène stocké permettra de combler les différences entre la production et l'injection. Aux fins de cet exemple, il est présumé que le volume total annuel de production d'hydrogène est égal au volume total annuel d'injection d'hydrogène. La figure 4-2 ne tient pas compte de la variation quotidienne du volume d'injection d'hydrogène.

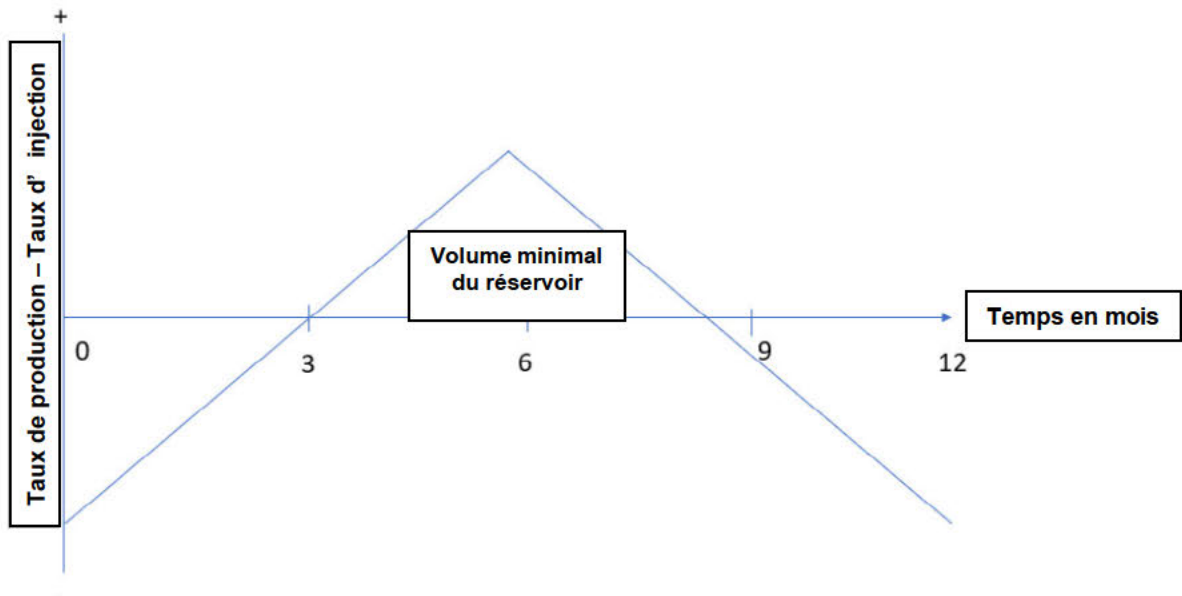


Figure 4-2 : Schéma de la méthodologie de dimensionnement du volume du réservoir

[Redacted content]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Large redacted text block]

[Redacted text line]

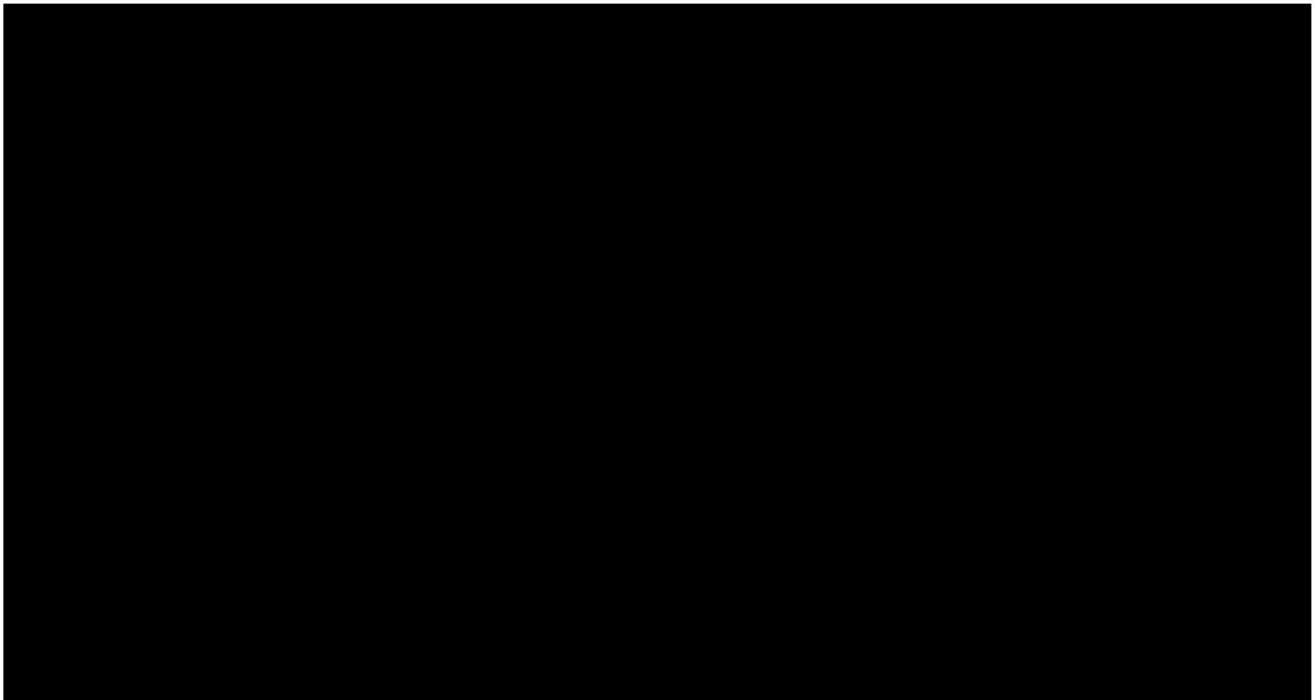
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

4.4 Poste de mélange, d'injection et de régulation d'hydrogène (HBICS)

4.4.1 Agencement conceptuel du poste

Le poste de mélange, d'injection et de régulation d'hydrogène (HBICS) sera composé de tuyauterie, de composants et d'équipement destinés au stockage, à la filtration, à la régulation de la pression, au mélange, à la régulation du débit, aux boucles de régulation, au comptage, à la mesure de la qualité du gaz, à l'échantillonnage, aux vannes de régulation actionnées, à l'odorisation et aux vannes d'isolement de l'hydrogène, selon les besoins. [REDACTED]



4.4.2 Considérations pour l'élaboration du concept

Dans la mesure du possible, l'élaboration du concept a tenu compte des considérations suivantes :

1. le concept élaboré dans le cadre de ce rapport tiendra compte des normes, des exigences législatives et des codes pertinents énumérés à la section 4.2;
2. en plus des exigences opérationnelles, il faudra tenir compte des activités d'inspection et d'entretien;

- il faudra également tenir compte de l'interruption de l'alimentation en hydrogène afin d'assurer la continuité de l'approvisionnement énergétique.

4.4.3 Conditions de traitement et d'exploitation

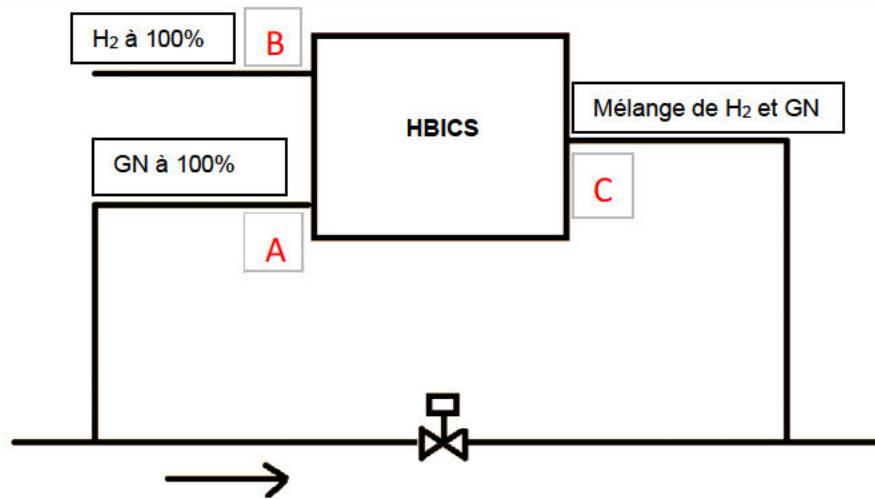
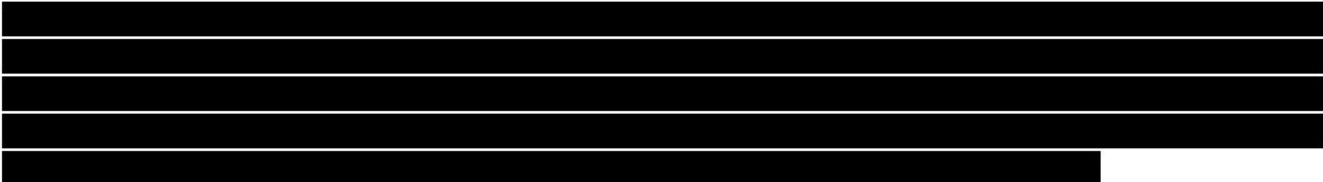
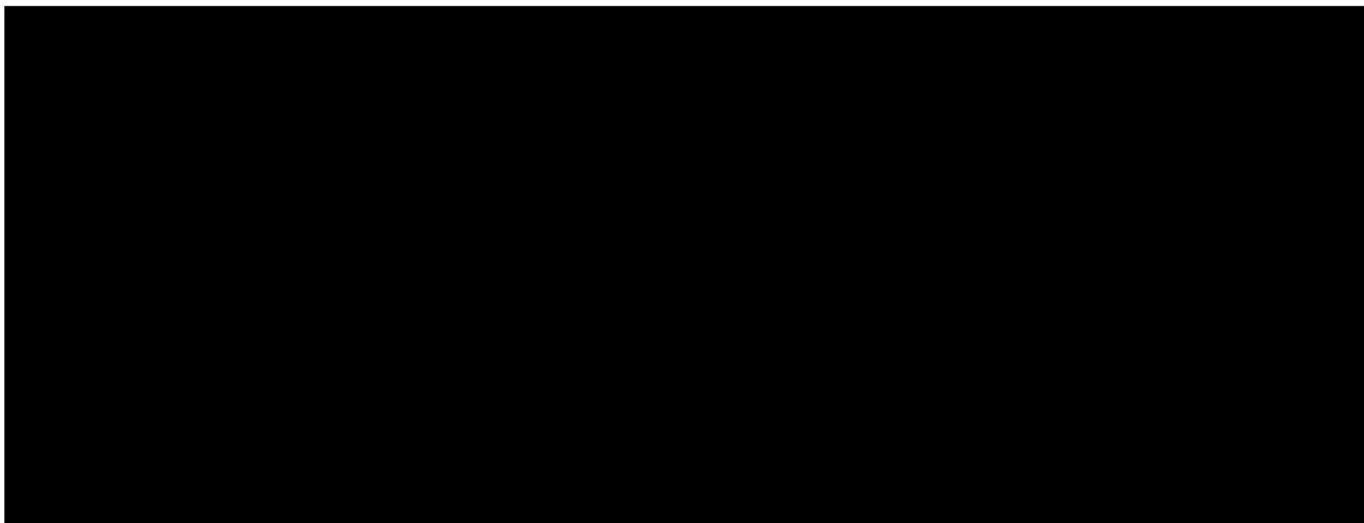


Figure 4-4 : Interface du HBICS



4.5.1 Filtration et purification

Puisque le HBICS est composé d'équipement de compression et/ou de régulation de la pression ainsi que d'équipement de comptage et de mesure de la qualité du gaz à haute sensibilité, il est recommandé que la filtration du gaz naturel entrant soit effectuée avant que le procédé du mélange ne soit amorcé. Puisque la filtration du gaz naturel à 100% est déjà effectuée dans les installations de Gazifère, aucune précision supplémentaire au sujet de la filtration du gaz naturel à 100% n'est présentée dans ce rapport.

Cela permettra d'assurer que le gaz qui manque d'uniformité ou qui est hors norme n'est pas ainsi en raison d'une contamination en provenance de la canalisation d'hydrogène dédiée.

4.5.2 Compression

Grâce à l'augmentation de la pression de l'hydrogène avant son stockage, la quantité d'hydrogène qui pourra être stockée sur place s'accroîtra considérablement, ce qui aura pour effet de réduire de beaucoup le coût du stockage par unité d'hydrogène et de diminuer largement l'aire de l'empreinte nécessaire pour le site.

Dans le cadre de l'étude de l'élaboration du concept, DNV a repéré divers types de compresseurs qui pourraient être utilisés pour comprimer l'hydrogène sur place, conformément au tableau 4-4 ci-dessous.

Tableau 4-4 : Compresseurs d'hydrogène

Type	Application d'hydrogène
Compresseurs alternatifs	Utilisés dans des applications qui nécessitent un rapport de compression très élevé
Compresseurs rotatifs	Problématiques dans le cas des applications d'hydrogène en raison des tolérances réduites pour empêcher les fuites
Compresseurs ioniques	Couramment utilisés dans les postes de remplissage d'hydrogène
Compresseurs centrifuges	Utilisés dans les canalisations en raison du haut débit et du rapport de compression modéré

Bien que les compresseurs centrifuges soient le type de compression préféré pour les applications de canalisations, ces compresseurs devront fonctionner trois fois plus vite que les compresseurs de gaz naturel pour obtenir le même rapport de compression en raison du faible poids moléculaire de l'hydrogène.

Il y a lieu de tenir compte de plusieurs considérations dans le choix des systèmes de compression à utiliser dans le HBICS, comme suit :

- puisque le système de compression contiendra des gaz potentiellement explosifs et hautement inflammables, des mesures de protection antidéflagrantes internes adéquates devront être adoptées;
- le chauffage et le refroidissement de l'hydrogène seront évalués, et des systèmes de chauffage et de refroidissement convenables seront fournis afin d'assurer que les fluctuations des températures du gaz n'aient pas d'effets négatifs sur le fonctionnement des compresseurs;

- la conception de l'unité de compression devra tenir compte des effets potentiels des vibrations et/ou des pulsations émanant de l'exploitation des compresseurs.

Il est recommandé que les compresseurs qui seront choisis dans le cadre du service de l'hydrogène respectent les exigences de la norme IGC 15/06/E *Gaseous Hydrogen Stations* ou d'autres normes de ce genre, conformément aux exigences du Québec.

4.5.3 Stockage de l'hydrogène

L'hydrogène est généralement stocké sous forme liquide ou gazeuse. Sous sa forme liquide, le gaz d'hydrogène stocké doit être refroidi à des températures cryogéniques parce qu'à une atmosphère, le point d'ébullition de l'hydrogène est de $-252,8$ °C. Aux fins de cette étude, DNV a limité l'évaluation des options de stockage possibles au stockage de l'hydrogène dans sa forme gazeuse. La solution suivante peut permettre de stocker l'hydrogène sur place dans sa forme gazeuse :

- réservoir tampon basse pression, stocké à la pression entrante de l'hydrogène se situant entre 24 bars et 34 bars;
- réservoirs de stockage haute pression, la pression se situant généralement entre 350 bars et 700 bars;
- cylindres haute pression, la pression se situant généralement entre 200 bars et 300 bars;
- réservoirs cylindriques haute pression, la pression se situant généralement entre 200 bars et 800 bars.

Généralement, les options de stockage mentionnées ci-dessus requièrent des systèmes de grand volume afin de pouvoir stocker l'hydrogène sous sa forme gazeuse.

Si l'hydrogène est stocké sur place afin de servir de volume tampon, il pourrait alors être stocké à la pression entrante de l'hydrogène dans des réservoirs tampons (ou des appareils sous pression) conçus pour résister à la pression de calcul de la canalisation d'hydrogène. Cependant, cela signifie que la quantité d'énergie stockée par unité de volume d'hydrogène serait considérablement moins grande que si l'hydrogène était stocké à des pressions plus élevées. De plus, le coût du stockage de l'hydrogène serait plus élevé par unité de volume et cela aura pour effet d'augmenter l'empreinte globale du site requis pour stocker la même quantité d'hydrogène à des pressions plus élevées.

Si l'hydrogène est stocké à des pressions élevées dans des réservoirs, des cylindres ou des réservoirs cylindriques, il faudrait alors comprimer l'hydrogène à 100% entrant (ce dont il est question à la section 4.5.2) et réguler la pression afin de la réduire jusqu'au niveau de la pression d'injection (ce dont il est question à la section 4.5.4), avant de procéder au mélange.

Aux fins de cette étude, il est présumé que l'empreinte disponible dans le site revêt une importance moins critique puisque le site sera nouvellement aménagé. De manière générale, les réservoirs et les cylindres de stockage de l'hydrogène se trouvent en surface et sont positionnés soit à la verticale, soit à l'horizontale. Pour leur part, les réservoirs cylindriques d'hydrogène peuvent être souterrains et par conséquent, ils peuvent être considérés comme une option plus sûre parce que ce type de positionnement a pour effet d'atténuer les possibilités de dommages externes dus aux impacts, de présenter un meilleur contrôle des sources d'inflammation et de réduire la gravité de la situation en cas de panne.

Le dimensionnement du stockage de l'hydrogène revêt une importance primordiale pour assurer la disponibilité de l'hydrogène ainsi que pour son effet sur l'empreinte globale du site. Le dimensionnement devrait tenir compte des facteurs critiques suivants :

■

■ [REDACTED]

- la capacité maximale de la canalisation d'hydrogène à 100%;
- la capacité de l'équipement de compression;
- la capacité auxiliaire requise sur place;
- le type de stockage, en surface ou souterrain;
- les évaluations quantitatives des risques (EQR);
- les distances de proximité des bâtiments (BPD);
- les contraintes d'espace propres au site;
- les restrictions en matière de volume de stockage découlant de la réglementation COMAH (*Control of Major Accident Hazards*).

Le choix et l'emplacement de l'équipement de stockage de l'hydrogène à l'intérieur du site doivent tenir compte des risques liés au stockage de l'hydrogène gazeux ainsi que de ses risques réduits selon le principe ALARP (aussi bas que raisonnablement possible).

■ [REDACTED]

4.5.4 Régulation de la pression

Si de l'hydrogène est stocké à des pressions plus élevées au HBICS, il faudra réduire la pression de l'hydrogène stocké jusqu'aux niveaux des pressions d'injection avant de le mélanger au gaz naturel. La configuration typique du système de réduction de la pression est illustrée à la figure 4-5 ci-dessous.

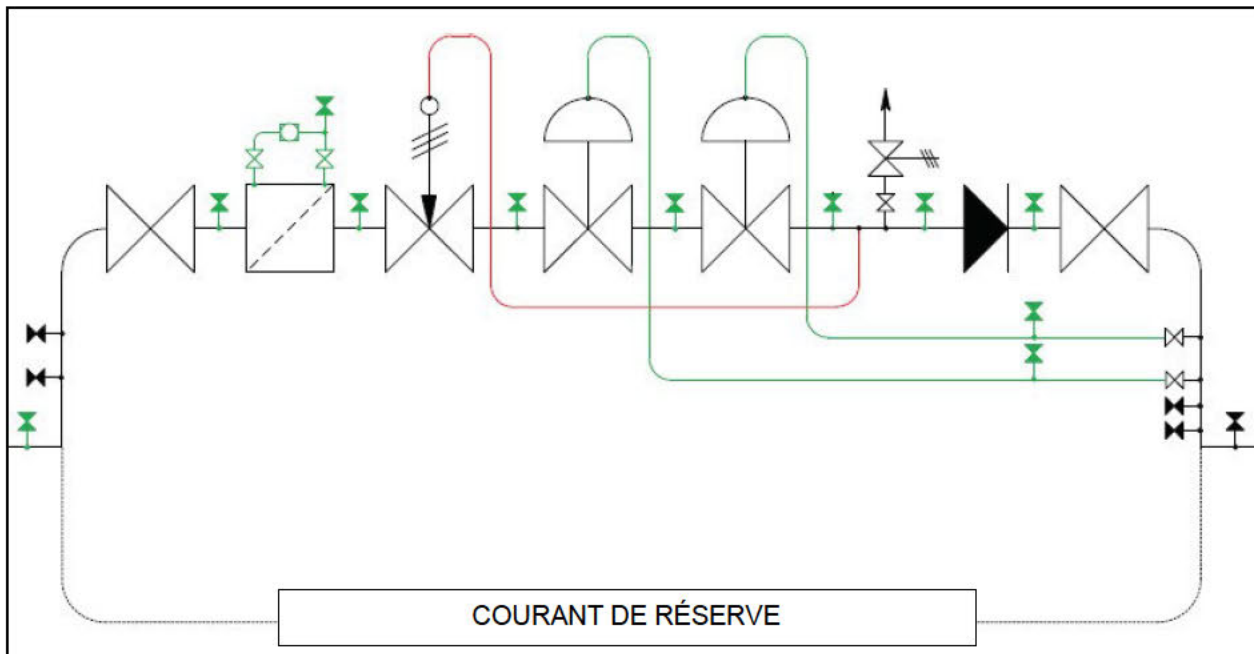


Figure 4-5 : Configuration typique du courant de réduction de la pression [2]

Conformément à la figure ci-dessus, la configuration typique d'un système de réduction de la pression d'hydrogène comprendra un système de contrôle, des filtres, des clapets de sécurité, des régulateurs de surveillance, des régulateurs actifs, des soupapes de décharge et des vannes d'isolement.

Les configurations actuelles de système de réduction de la pression utilisées dans l'industrie du gaz naturel peuvent servir dans le cas de l'hydrogène. Cependant, les matériaux choisis pour chacun des composants devront être vérifiés et leur utilisation dans le service de l'hydrogène à 100% devra être confirmée.

Même si l'hydrogène est stocké sur place à la pression entrante, c'est-à-dire dans un réservoir tampon, il faudra peut-être tout de même installer un système de réduction de la pression du gaz naturel pour faire en sorte que la pression de l'hydrogène durant l'injection demeure plus élevée que celle du gaz naturel.

4.5.5 Mesure du débit

La mesure du débit entrant de l'hydrogène à 100%, du gaz naturel à 100% et du mélange d'hydrogène et de gaz naturel devrait être considérée conformément au schéma T et I et au dessin de la configuration générale réalisé par DNV (à l'annexe 4 : PFD du HBICS et plan d'agencement général).

Les résultats et les constatations des recherches actuelles effectuées au sein de l'industrie au sujet d'options actuellement convenables dans le cas de l'hydrogène et des mélanges d'hydrogène et de gaz naturel figurent à la section 5.6.

Parmi les options de compteurs, notons le compteur rotatif, le compteur à turbine, le compteur à ultrasons, le compteur massique thermique, le compteur à effet Coriolis et le compteur à orifice. Tous ces compteurs pourraient fonctionner dans le cas des mélanges d'hydrogène et de gaz naturel. En ce moment, les compteurs les plus souvent installés sont les compteurs à orifice et les compteurs à ultrasons.

Aux fins du comptage pour la facturation, il faut tenir compte à la fois du débit, de la pression, de la température et de la composition du gaz, en plus des calculs de la déviation idéale du gaz en rapport avec le facteur de compressibilité, et d'une équation d'état comme AGA-8 et d'autres normes ISO (ISO 6976) pour permettre le calcul du flux énergétique.

L'addition d'hydrogène a un effet sur la valeur calorifique et la compressibilité, et ceux-ci peuvent être déterminés de sorte que l'utilisateur soit facturé correctement pour la teneur en énergie du mélange utilisé. Les types de compteurs dont il est question ci-dessus fonctionneraient à des fins de facturation pourvu que les erreurs et les incertitudes se situent dans les limites permises par Mesures Canada et acceptées par la Régie.

4.5.6 Mélange du gaz

Il faut que le gaz soit mélangé afin d'obtenir un mélange de gaz homogène quand de l'hydrogène est ajouté au gaz naturel. Pour ce faire, il existe un certain nombre de types de mélangeurs statiques sur le marché. DNV a retenu deux techniques qui pourraient être déployées pour mélanger l'hydrogène et le gaz naturel, comme suit :

1. le mélangeur statique hélicoïdal;
2. le mélangeur en T.

Les deux techniques ci-dessus sont bien connues et utilisées dans l'industrie du gaz, car elles permettent de mélanger, de manière efficace, des gaz non conventionnels comme du biométhane à du gaz naturel de qualité de distribution.

La distance qu'il faut pour que l'hydrogène et le gaz naturel deviennent un mélange homogène dépend des pressions, des débits d'alimentation, des rapports de mélange et des caractéristiques de la canalisation.

4.5.6.1 Mélangeur en T

Un appareil appelé mélangeur en T est employé dans l'ensemble de l'industrie du gaz, et ce mélangeur a été retenu comme méthode convenable de mélange de l'hydrogène avec le gaz naturel. La forme en T de cet appareil est illustrée à la figure 4-6 ci-dessous. Ce mélangeur doit être placé au point de connexion entre la canalisation de gaz naturel entrant, une canalisation secondaire plus petite (le courant d'injection d'hydrogène) et la canalisation de sortie du mélange de gaz naturel et d'hydrogène.

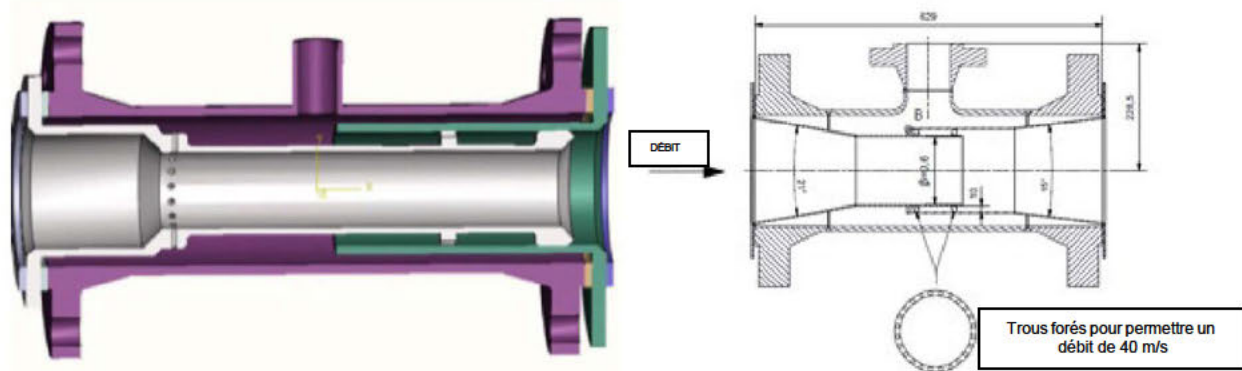


Figure 4-6 : Mélangeur en T

Le mélangeur en T utilise l'effet Venturi, pour lequel il y a diminution de la pression et augmentation de la vitesse d'un gaz haute pression lorsque celui-ci s'écoule dans une section de canalisation rétrécie. Quand le gaz basse pression s'écoule dans la section rétrécie, le gaz haute pression sort de la section rétrécie, à une plus grande vitesse, ce qui a pour effet de créer un vide là où se trouve le point de sortie de la buse. Ce vide donne lieu à une aspiration par le gaz haute pression, et la différence de pression entre les deux gaz permet aux deux gaz de bien se mélanger dans le diffuseur.

En mode de re-mélange, l'effet Venturi est utilisé pour créer une chute de pression dans la partie violette de la bobine, ce qui crée une différence permettant de donner lieu à un écoulement de gaz hors norme dans la bobine (partie de couleur argent), qui s'écoule ensuite dans le système en aval.

Ce type de mélangeur peut traiter une vaste gamme de rapports de mélange dans une vaste gamme de débits. Ceci est attribuable à la construction robuste et ouverte du mélangeur, à la chute de basse pression, à l'injection géométrique et au tourbillon induit. Parmi les avantages de cet appareil, notons l'absence de pièces mobiles, l'absence de bloc d'alimentation et l'absence d'entretien.

4.5.6.2 Mélangeur statique hélicoïdal

Un appareil appelé mélangeur statique hélicoïdal est également considéré comme une méthode pouvant permettre de mélanger l'hydrogène et le gaz naturel. Le mélangeur statique hélicoïdal se trouve à placer un élément hélicoïdal fixe dans la canalisation-mère de gaz naturel, située après l'embranchement en T où a lieu l'injection d'hydrogène, conformément à la figure 4-7 ci-dessous.

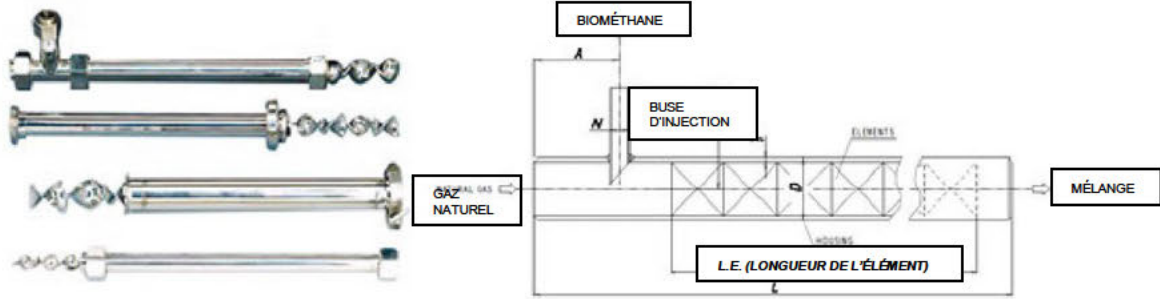


Figure 4-7 : Mélangeur statique hélicoïdal

La pression déplace le gaz naturel et l'hydrogène dans les éléments hélicoïdaux, puis ces éléments permettent un mélange efficace en raison de la configuration des éléments en déplaçant le gaz de la paroi de la canalisation jusqu'au centre de l'élément, et le gaz du centre de l'élément jusqu'à la paroi. Il en résulte une différence de vitesse dans les molécules de gaz, ce qui entraîne le cisaillement des fluides. En plus de cette augmentation de la vitesse, il se produit une intensification du mélange en raison de l'accroissement de la turbulence dans les gaz, créée par le changement de position alternante des éléments fixes dans une mesure de 90°.

Dans le cadre de cette méthode, il faut comprimer l'hydrogène pour qu'il atteigne la pression du gaz naturel avant son introduction dans la canalisation-mère. Cette configuration donne lieu au mélange continu des gaz en canalisation au moyen d'éléments hélicoïdaux alternants.

À l'instar du mélangeur en T, cette option ne comprend ni pièces mobiles, ni bloc d'alimentation, ni entretien une fois installée. Cependant, pour le mélangeur statique hélicoïdal, contrairement au mélangeur en T, il faut que l'hydrogène soit comprimé à une pression égale à celle de l'approvisionnement en gaz naturel avant son introduction dans la canalisation-mère.

4.5.7 Vanne de régulation du rapport de débit (FRCV)

Une vanne actionnée de régulation du débit installée au point d'entrée de l'hydrogène sur le mélangeur en T servira de dispositif d'injection d'hydrogène. Cette vanne, appelée vanne de régulation du rapport de débit (FRCV) fait en sorte que l'hydrogène du dispositif de mélange soit injecté en fonction de bons débits d'alimentation, des bonnes pressions et des bons intervalles. Le rapport du mélange des gaz sera maintenu par la FRCV, qui se fermera automatiquement en présence d'un mélange hors norme et/ou d'anomalies ou de conditions perturbantes. La fermeture de la FRCV peut être programmée pour ouvrir la soupape de décharge et de mise à l'atmosphère, ou pour ouvrir la boucle de remélange afin de permettre le remélange du gaz hors norme. Cette dernière option a pour effet d'atténuer les problèmes de mise à l'atmosphère de torchage connexe.

En cas de faible débit, et en fonction de l'évaluation de la marge de réglage effective, il pourrait être nécessaire d'avoir deux vannes de régulation fonctionnant en parallèle, en plage fractionnée (*split range*). Cela dépendra des débits d'alimentation minimums et maximums ainsi que des exigences en matière de marge de réglage effective (des données qui ne sont pas connues pour l'instant). Voici un exemple d'utilisation de deux FRCV : la première vanne pourrait fonctionner au débit maximal de 0 à 30%, tandis que la deuxième pourrait fonctionner au débit maximal de 30 à 100%.

Cet agencement sera évalué à l'étape de la conception détaillée, une fois que les débits d'alimentation et les exigences en marges de réglage effectives du gaz naturel et de l'hydrogène seront connus.

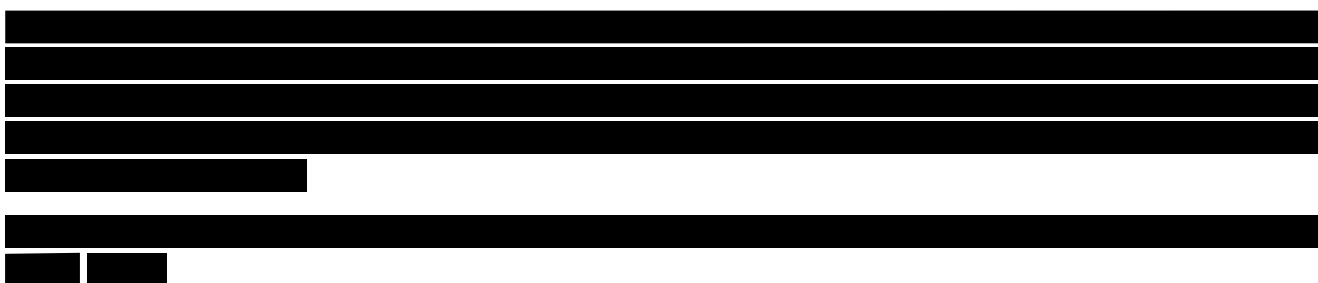
4.5.8 Qualité du gaz

Afin d'assurer le maintien du rapport de mélange d'hydrogène et de gaz naturel à la grandeur du réseau, il faudra poser des analyseurs de gaz ou des chromatographes en phase gazeuse en aval du point d'injection d'hydrogène. Il faudra aussi un instrument de mesure du gaz naturel en amont pour veiller à ce que l'addition d'hydrogène réponde aux exigences techniques en matière de qualité du gaz.

Il existe des appareils d'analyse et de mesure du gaz permettant de déterminer la teneur en hydrogène des mélanges d'hydrogène et de gaz naturel. Cependant, afin de veiller à ce que les appareils choisis conviennent bien aux besoins, il faudra réaliser un programme d'évaluation des essais pour vérifier le rendement général des analyseurs, tant à des fins de facturation qu'à des fins d'applications de régulation.

Il existe plusieurs fournisseurs de matériel chromatographique en phase gazeuse qui offrent maintenant la possibilité de mesurer avec exactitude l'hydrogène composant un mélange d'hydrogène et de gaz naturel. Il faudra toutefois peut-être modifier, mettre à niveau ou remplacer les appareils de mesure actuels (voir la section 5.6.2.1 pour des détails sur la mesure de la qualité du gaz). Pour de nombreux instruments qui ont été mis à l'essai, il faut installer des colonnes chromatographiques indépendantes, en plus d'utiliser un gaz porteur différent jusqu'aux analyseurs. Dans bien des cas, de l'hélium est utilisé pour l'analyse du composant du gaz naturel, tandis que de l'argon est employé pour la teneur en hydrogène. L'exactitude et la fiabilité de l'instrument sont adéquates, et même s'il s'agit d'une application relativement nouvelle pour l'analyse de l'hydrogène en canalisation, les mélanges de gaz, d'hydrogène et d'hydrocarbures sont couramment analysés de cette manière dans les applications de raffineries.

En plus des appareils d'analyse de la composition du gaz requis pour déterminer la valeur calorifique et pour assurer la conformité aux normes de qualité du gaz, il se peut que des capteurs et des analyseurs plus rapides doivent être intégrés au système de régulation de l'injection d'hydrogène. Dans ce cas, le rôle des capteurs est de fournir les mesures en temps réel des teneurs en hydrogène afin de servir d'élément de contrôle et d'assurer que les teneurs en hydrogène ne dévient pas en présence de variations des débits du gaz naturel ou de conditions perturbantes. Pour l'instant, l'éventail des instruments qui existent sur le marché est mince, mais des recherches sont en cours pour mettre au point de nouveaux appareils et pour fournir les analyses rapides nécessaires aux systèmes de régulation.



4.5.9 Dérivation du poste

Une vanne de dérivation du poste devrait être installée sur la canalisation d'hydrogène à 100% (identifiée sous VA-01 dans le schéma de la circulation des fluides et le dessin de la configuration générale figurant à l'annexe 4 : PFD du HBICS et plan d'agencement général). Cette vanne est une vanne actionnée. Elle restera en position fermée lorsque le HBICS sera en fonctionnement. Cela permettra de faire en sorte que le mélange de gaz n'entrera pas en interaction avec le gaz naturel à 100% situé en amont, ce qui est d'une importance capitale pour assurer que le pourcentage de mélange du gaz mélangé soit maintenu en aval du HBICS.

La vanne de dérivation du poste peut être actionnée à distance et être programmée pour s'ouvrir en cas de panne du HBICS, d'insuffisance de l'approvisionnement d'hydrogène ou de tout autre défaillance ou condition perturbante des procédés ne pouvant être résolue immédiatement. L'ouverture de la vanne de dérivation du poste sera programmée de sorte à fermer automatiquement les vannes d'entrée et de sortie du HBICS (faisant office de vannes d'arrêt d'urgence) et de laisser passer le débit du gaz naturel à 100% afin d'assurer la continuité de l'approvisionnement destiné à la clientèle. Cependant, il y a lieu de noter qu'avant de procéder de la sorte, il faudra considérer et évaluer les questions de la facturation, du dépassement des limites réglementaires, du gaz hors norme, etc. découlant de la fourniture de gaz naturel (et non pas de gaz mélangé).

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

4.5.11 Tuyauterie

Conformément à l'ASME B31.12, le coefficient de conception des canalisations de distribution d'hydrogène est limité à 0,5 (dans le cas de l'option A comparativement à des coefficients allant de 0,72 à 0,8 pour le gaz naturel). Un coefficient de réduction en fonction de la performance des matériaux est appliqué pour réduire le coefficient de conception permis dans le cas de nuances supérieures à X52, ce qui peut être évité si les matériaux sont assujettis à des exigences d'essais supplémentaires, conformément à la norme ASME B31.12.

Le dimensionnement de la tuyauterie doit être adéquat de sorte que la vitesse du gaz ne produise pas de vibrations, de niveaux sonores démesurés, de pulsations et d'effets négatifs sur la surveillance des pressions. [REDACTED]

[REDACTED]

4.5.11.1 Tuyauterie souterraine

Il est recommandé que toute la tuyauterie souterraine soit de construction entièrement soudée. Advenant que des raccords à brides ou des raccords mécaniques s'avèrent nécessaires, il est alors recommandé de prévoir l'accès à ces raccords à des fins d'inspection et d'entretien. Toute la tuyauterie souterraine doit être adéquatement protégée de la corrosion au moyen de techniques convenables, comme la protection cathodique, les revêtements, etc.

Conformément à l'IGC 121/14, la tuyauterie souterraine doit être adéquatement enterrée afin de la protéger du gel, en tenant compte des fluctuations de température propres à l'endroit concerné, aux structures occasionnelles en surface, au mouvement attribuable à l'instabilité du sol, aux dommages de la surface externe de la tuyauterie ou du revêtement résultant du remblayage, et aux charges en surface, comme le passage de véhicules ou d'équipement sur le tracé de la canalisation.

Au besoin, du gainage de protection de canalisations devrait être posé aux passages à niveau ou aux traversées routières, ou encore, là où des chargements inhabituels en surface sont susceptibles d'avoir lieu. Le gainage doit faire l'objet d'une considération et de mesures particulières afin d'éviter les problèmes de protection cathodique et la formation d'arcs, ceux-ci pouvant être attribuables à un raccordement électronique se formant entre le gainage et la canalisation de transport en raison du tassement, etc. En règle générale, il y a lieu d'éviter les gainages métalliques.

La tuyauterie souterraine destinée à l'hydrogène risque d'être vulnérable aux dommages causés par la foudre ou par les défauts de mise à la terre susceptibles d'endommager les matériaux de la tuyauterie. Afin de réduire la possibilité que l'une des situations mentionnées ci-dessus se produise, il faudrait éviter la continuité électrique entre la tuyauterie souterraine destinée à l'hydrogène et la tuyauterie en surface ou d'autres structures en métal.

4.5.11.2 Tuyauterie en surface

Toute la tuyauterie en surface devrait être conçue et posée conformément aux bonnes pratiques de conception mécanique, qui devraient être appliquées aux réseaux de canalisations de gaz naturel existants. En raison de la plus grande possibilité de fuites attribuables à la plus petite taille moléculaire de l'hydrogène, les joints soudés sont préconisés dans la mesure du possible.

Toute la tuyauterie en surface devrait être peinte ou revêtue conformément aux exigences techniques approuvées afin de la protéger de la corrosion atmosphérique. Lorsque la tuyauterie doit être connectée à la tuyauterie souterraine, il faudrait installer des joints isolants afin d'isoler électriquement la tuyauterie et d'assurer l'intégrité du système de protection cathodique souterrain.

Conformément à l'IGC 121/14, tous les raccords de toutes les canalisations en surface doivent avoir une continuité électrique, à l'exception des brides isolantes, et doivent être mis à la terre à des intervalles convenables afin de les protéger des effets du foudroiement et de l'électricité statique. La résistance électrique à la terre de la tuyauterie posée ne devrait pas excéder 10 ohms, et ce, à des fins de protection personnelle contre les décharges électriques ou les décharges de haute tension.

Le boulonnage des brides se trouvera à fournir la liaison électrique nécessaire pourvu que les boulons ne soient pas revêtus d'un matériau diélectrique ou de peinture, et qu'ils soient bien entretenus pour éviter la rouille. En présence de courts tronçons de canalisation en surface, sans brides isolantes, la canalisation devrait être isolée de la structure de soutien au moyen d'une plaque isolante.

La tuyauterie destinée à l'hydrogène ne devrait pas être exposée à des forces externes susceptibles d'occasionner des défaillances ou des situations dangereuses, comme un empiètement externe par des gaz chauds ou des événements à vapeur, la vibration provenant de sources externes, une fuite d'huile sur la canalisation, et ainsi de suite.

Les réseaux de tuyauterie en surface situés en dehors des clôtures délimitant les installations peuvent être assujettis à des dommages accidentels ou intentionnels. Il y aurait donc lieu de considérer l'installation souterraine des canalisations et des vannes, avec des extensions pour les opérateurs et l'instrumentation en surface.

4.5.12 Vannes

Les vannes suivantes devraient, au minimum, être installées au HBICS.

Tableau 4-5 : Vannes à considérer au HBICS

Type de vanne	Raison d'être
Clapet antiretour (NRV)	Le clapet antiretour fait en sorte que le gaz ne s'écoule que dans un seul sens.
Vanne d'arrêt d'urgence (ESDV)	Cette vanne est conçue pour fermer ou interrompre l'approvisionnement en gaz en cas d'urgence ou de défaillance grave.
Vannes actionnées	Ces vannes fonctionnent automatiquement grâce à un signal de commande en provenance du système de commande du HBICS, doté d'une fonction de commande manuelle permettant de les actionner à distance. Ces vannes peuvent aussi permettre d'isoler l'unité de mélange d'hydrogène du réseau de gaz advenant que du gaz hors norme soit observé.
Vanne de régulation de pression (PCV)	Cette vanne assure l'écoulement continu du gaz dans le réseau en cas de défaillance entraînant un débit réduit ou un débit nul au HBICS.
Vanne de dérivation du poste	Cette vanne permet de faire la dérivation du poste.
Vannes d'isolement	Ces vannes permettent au personnel des opérations et de l'entretien de procéder à l'isolation manuelle. Elles peuvent être verrouillées en position fermée ou ouverte afin de ne pas être actionnées par inadvertance.

Dans la mesure du possible, il faut considérer de n'utiliser que des vannes entièrement soudées pour le service de l'hydrogène.

4.5.13 Gestion de l'interface du HBICS

Les interfaces en amont et le périmètre des installations entre la canalisation d'hydrogène et le réseau de distribution de gaz doivent être définis de sorte que les attentes en matière de conception soient comprises par les diverses parties concernées, notamment les fournisseurs, les opérateurs du HBICS et les propriétaires et opérateurs du réseau de gaz. En particulier, il est essentiel de déterminer ce qui suit :

- À qui appartient l'équipement, et à qui incombent les responsabilités de conception, de construction et de démarrage?
- Qui sera responsable de l'exploitation de l'équipement, comme les activités d'étalonnage des compteurs, la mise au point des contrôleurs, l'entretien et la réparation des vannes de régulation, l'entretien et la réparation des appareils de mesure de la qualité des gaz ainsi que le stockage des pièces de rechange?
- À qui incombera la responsabilité en cas d'urgence ou de défaillance du réseau?
- Qui sera responsable de l'inspection et/ou de l'entretien du réseau?

Un des facteurs déterminants pourrait être la distance qui sépare les installations de production d'hydrogène et le point de rattachement à la canalisation de distribution de gaz. Le HBICS pourrait être situé relativement proche de la canalisation de distribution de gaz, sans que ce soit nécessairement le cas.

Voici les interfaces et les autres aspects physiques qui doivent entrer en ligne de compte aux étapes de la conception et de la construction :

- les points de rattachement mécaniques au réseau de distribution de gaz;
- l'emplacement de l'instrumentation et du système de commande, et les points de rattachement des signaux;
- la télémétrie en vue de la surveillance des installations à distance;

- l'alimentation électrique du site, ou sa provenance, autrement dit;
- l'accès au site et les zones de réception de l'équipement à des fins d'entretien, de réparation et d'étalonnage de l'équipement;
- la distance de l'équipement du fournisseur d'hydrogène (autrement dit, y a-t-il une longue canalisation, et quelle est sa pression?).

4.6 Choix des matériaux

En raison de l'exposition potentielle à l'hydrogène à 100%, tous les matériaux qui seront choisis pour le HBICS seront conçus pour du gaz naturel à 100%, de l'hydrogène à 100% et pour le mélange de ces deux gaz moyennant divers pourcentages.

4.6.1 Tuyauterie

La tuyauterie à poser au HBICS devra, à tout le moins, se conformer aux exigences de l'ASME B31.12 et de l'IGC 121/14 ou d'autres normes pertinentes et applicables au Québec. Pour la tuyauterie de rattachement et d'interconnexion au HBICS, il est recommandé d'utiliser les matériaux suivants pour le tube de canalisation :

- gaz naturel à 100% entrant : les matériaux actuellement utilisés dans le réseau de Gazifère;
- hydrogène à 100% entrant : les matériaux précisés dans l'ASME B31.12 ou l'IGC 121/14;
- mélange de gaz naturel et d'hydrogène : des canalisations de nuance API 5L X52 (et de nuance inférieure) PSL 2, avec les matériaux supplémentaires et les exigences d'essais précisés dans l'ASME B31.12;
- hydrogène comprimé haute pression : Tungum.

Conformément à la norme ASME B31.12, le coefficient de conception des canalisations de distribution d'hydrogène peut être limité à 0,5 (comparativement à 0,72 à 0,8 pour le gaz naturel), ce qui donne lieu à des limites de pression d'exploitation inférieures. Un coefficient de réduction en fonction de la performance des matériaux est appliqué pour réduire le coefficient de conception permis dans le cas de nuances supérieures à X52. Des exigences d'essais supplémentaires, conformément à l'ASME B31.12, pourraient être imposées pour qualifier des matériaux utilisés pour le service de l'hydrogène moyennant des coefficients de conception plus élevés.

Toutes les tubulures de petit calibre doivent être en acier inoxydable de 316L et dotées de raccords à compression à double bague. Dans le cas du service de l'hydrogène, le type 316L est préféré par rapport au type 304L, car la stabilité de l'austénite du 316L est plus grande et qu'elle est moins sujette à la fragilisation par l'hydrogène. L'utilisation de tronçons continus devrait être maximisée afin de réduire le nombre de raccords, ceux-ci pouvant être à la source de fuites.

4.6.2 Raccords

Les raccords entièrement soudés sont recommandés pour le service de l'hydrogène, conformément à l'IGC 121/14. Lorsque les raccords soudés ne présentent pas une option, les brides constituent ensuite le meilleur choix. Les raccords filetés ne doivent être utilisés que lorsque les joints soudés ou les raccords à brides (y compris les raccords filetés et soudés étanches) ne présentent pas une option pratique et seulement lorsque les raccords de tuyauterie sont inférieurs à 1 po (25NB). Le produit d'étanchéité doit être compatible avec l'hydrogène et devrait être résistant aux hautes températures afin d'atténuer le risque de fuites en cas d'incendie. Les raccords filetés sont typiquement employés pour convenir à l'équipement utilisé, plus particulièrement les instruments, bien que leurs tailles soient limitées.

4.6.2.1 Brides, joints d'étanchéité et boulons

Brides

En général, les brides à joint annulaire sont recommandées pour le service de l'hydrogène. Cependant, les brides résistantes aux fuites, comme les brides à face de joint surélevées, les brides à emboîtement double, etc. peuvent également être utilisées. La norme ASME B31.12 permet l'utilisation de brides en fonte/acier forgé, de brides filetées, de brides tournantes sur collet, de brides coulissantes et de brides à collerette. Cependant, DNV recommande de suivre les exigences techniques actuelles de Gazifère en ce qui a trait au choix des brides destinées au service du gaz naturel quand vient le temps de choisir le type et la face des brides qui serviront dans le cas de l'hydrogène. Quoiqu'il arrive, il est recommandé de poser des brides à joint annulaire à collerette à souder sur la nouvelle tuyauterie conçue pour le service du gaz naturel et de l'hydrogène.

Joints d'étanchéité

Les matériaux des joints d'étanchéité devraient convenir aux pressions et aux températures de calcul, être compatibles avec l'hydrogène et résister aux fuites. Il faudrait également tenir compte de la résistance au feu en raison de l'inflammabilité de l'hydrogène.

Conformément à l'IGC 121/14, les joints d'étanchéité en métal spiralé sont préférés pour les brides à face surélevées. Cependant, les joints d'étanchéité en matériau composite à base de graphite sont également utilisés lorsque les pressions sont plus basses. Les anneaux métalliques mous doivent de préférence avoir des joints d'étanchéité à joint annulaire. En bref, un joint d'étanchéité en acier spiralé en téflon ou en graphite avec bride à face surélevée ou un anneau en cuivre avec bride à joint annulaire constituent des choix typiques parce qu'ils possèdent toutes les caractéristiques souhaitées dans une large mesure. Puisque les petites fuites dans l'atmosphère présentent un risque pour la sécurité, il faudrait considérer la possibilité de poser des couvercles pour brides.

Conformément à l'ASME B31.12, les joints d'étanchéité annulaires dont le diamètre extérieur s'étend vers l'intérieur du trou des boulons peuvent être utilisés avec des brides en acier à face surélevée ou des brides tournantes sur collet. Les matériaux des anneaux des brides à joint annulaire doivent convenir aux conditions d'exploitation en vigueur et doivent être plus mous que les matériaux des brides, les dimensions de celles-ci devant être conformes aux exigences de l'ASME B16.20.

Boulons

Pour tous les joints à brides, la norme ASME B31.12 stipule que le boulonnage doit être en acier allié et se conformer aux normes ASTM A193, ASTM A320 ou ASTM A354, ou encore, qu'il doit être en acier au carbone trempé, conformément à la norme ASTM A449. Cependant, le boulonnage pourrait être de nuance B conformément à l'ASTM A307 pour les brides de classes 150 et 300 conformes à l'ASME B16.5 à des températures variant de -30 °C à 200 °C. Les matériaux utilisés pour les écrous doivent être conformes à la norme ASTM A194 ou ASTM A307. Les écrous conformes à l'ASTM A307 ne devraient être utilisés que pour le boulonnage conforme à l'ASTM A307.

Conformément à l'ASME B31.12, tous les boulons et les goujons en acier au carbone doivent être à grands pas de dimensions de classe 2A, et leurs écrous doivent être de dimensions de classe 2B. Tous les boulons et tous les goujons en acier allié de 25 mm (1 po) et moins doivent être à grands pas. Les boulons plus gros doivent être de série à 8 filets et de dimension de classe 2A. Les écrous doivent être de dimension de classe 2B. La tête des boulons doit être carrée régulière ou hexagonale épaisse conformément à l'ASME B18.2.1, et leurs écrous doivent être hexagonaux épais et conformes aux dimensions de la norme ASME B18.2.2.

4.6.3 Vannes

Conformément à l'IGC 121/14, les possibilités de fuites à la hauteur des vannes employées pour le service de l'hydrogène peuvent être minimisées lorsque les exigences techniques et/ou les matériaux suivants sont respectés :

- doubles joints ou garnitures;
- essai hydrostatique pour chaque pièce moulée;
- siège souple dans un dispositif de retenue en métal pour les vannes automatiques et les purgeurs d'air automatiques en canalisation, y compris un dispositif de fermeture étanche;
- siège métal sur métal ou siège souple dans un dispositif de retenue pour les vannes à commande manuelle en canalisation. Cela devrait être combiné avec un moyen d'isolation positive en cas d'utilisation pour couper le débit avant d'effectuer des travaux d'entretien ou d'inspection;
- siège métallique avec orifice de sortie bloqué. Les agencements typiques sont : double vanne, bride pleine, bouchon ou capuchon;
- pas de boulonnage traversant, de bride de corps ou de raccords filetés dans l'assemblage du corps de vanne;
- les vannes d'isolement de la canalisation principale devraient être à passage intégral, lorsque le raclage des canalisations est prévu comme moyen d'inspection.

Conformément à l'IGC 121/14, il est important que l'étanchéité des presse-garnitures de vannes soit parfaite pour le service de l'hydrogène. Les matériaux des garnitures doivent être compatibles avec l'hydrogène et convenir aux températures élevées afin de mieux maintenir leur intégrité en cas d'incendie. Des composés à base de graphite sont généralement utilisés. Il faudrait utiliser des doubles garnitures afin d'atténuer la possibilité de fuites dans l'atmosphère, qui peuvent présenter un grand risque d'inflammabilité. Tous les matériaux souples doivent être compatibles avec le service de l'hydrogène.

Seules des vannes entièrement soudées sont recommandées pour le service de l'hydrogène. La norme ASME B31.12 permet l'utilisation de vannes fabriquées conformément aux normes ASME B16.34, ASME B16.38, API 6D, API 609, API 600 et API 602. Les vannes ou composants de vannes qui sont en fonte ou en fonte malléable ne doivent pas être utilisés pour le service de l'hydrogène. Conformément à l'ASME B31.12, les vannes de canalisations répondant aux exigences d'API 6D doivent être capables de réussir les essais de pression décrits au paragraphe C4 de l'annexe C de la norme API 6D, l'hélium servant de milieu d'essai. Les autres vannes doivent être capables de réussir les essais de pression décrits dans la norme API 598, l'hélium servant de milieu d'essai.

En règle générale, de l'acier à faible teneur (*low grade steel*) est recommandé comme matériau du corps de vanne pour le service de l'hydrogène. Les matériaux choisis doivent être soumis à des essais conformément aux normes BS EN ISO 6892-1 et BS EN ISO 148-1. Bien que les matériaux actuellement utilisés pour le gaz naturel, comme les matériaux répondant aux normes ASTM A105, ASTM A216 WCB, ASTM A350 LF2, ASTM A182 F316, etc. puissent être utilisés pour le service de l'hydrogène, ils doivent respecter les exigences maximales en matière de degré de dureté et être soumis à des essais conformément aux exigences de la norme ASME B31.12. Le tableau 4-6 ci-dessous illustre les recommandations en matière de degrés de dureté maximums pour les vannes conçues à des fins d'utilisation dans le service de l'hydrogène à 100%.

Tableau 4-6 : Valeurs maximales en matière de dureté et de qualité des vannes utilisées dans le service de l'hydrogène

Article	Matériau de base	Zone affectée thermiquement (ZAT)	Soudure
Corps de vanne	<325HV	<325HV	<325HV
Tige	≤260HV	≤260HV	≤260HV
Bille	<325HV	<325HV	<325HV
Disque (vanne-porte)	<325HV	<325HV	<325HV

De manière générale, les sièges métal sur métal sont recommandés pour les vannes servant au service de l'hydrogène. Cependant, des sièges souples compatibles avec l'hydrogène peuvent être utilisés dans les applications de métal de première

fusion et de joint d'étanchéité secondaire (*Primary Metal Secondary Sealing – PMSS*). Bien que le Viton et le NBR haute densité (caoutchouc nitrile) soient considérés comme sûrs pour le service de l'hydrogène, ces matériaux souples peuvent se dégrader davantage en présence d'hydrogène. En raison du gonflement accru du NBR et du Viton en présence d'hydrogène, la fréquence d'inspection et/ou d'entretien de ces composants doit être plus grande.

4.6.4 Réservoirs et cylindres de stockage de l'hydrogène

Les matériaux entrant dans la composition des réservoirs ou des cylindres de stockage de l'hydrogène doivent être choisis en fonction des exigences, puis qualifiés et mis à l'essai dans le contexte de l'hydrogène. À tout le moins, les matériaux de construction des réservoirs et cylindres de stockage doivent respecter l'intention des exigences relatives aux canalisations et les critères de sélection. Le métal de base et la zone de soudure des récipients de stockage devraient avoir une résilience suffisante pour satisfaire au critère de fuite avant rupture et pour résister à la fatigue pendant l'exploitation. Ils doivent être conçus de sorte à résister à la pression interne et au chargement cyclique, conformément aux normes et aux règlements applicables.

Quatre types de cylindres standards sont utilisés pour le stockage de l'hydrogène, comme suit :

- Type I — cylindres entièrement métalliques
- Type II — cylindriques frettés en composite entièrement métalliques
- Type III — cylindres en composite avec liners métalliques (comme AI-6061)
- Type IV — cylindres en composite avec liners non métalliques n'influant pas sur la résistance des cylindres (de manière générale, un polymère comme du polyéthylène haute densité)

Dans le cas des cylindres de types I et II, la masse du métal nécessaire pour contenir la pression ne permet généralement que le stockage de 1% ou 2% d'hydrogène comparativement à la masse du cylindre, qui baisse à moins de 1% d'hydrogène en fonction de la masse lorsque les pressions sont supérieures à 35 MPa.

En guise d'option de rechange à ce qui précède, l'hydrogène peut être stocké à de hautes pressions sous forme cryogénique. Cependant, cela implique l'installation de matériel auxiliaire, comme des systèmes de compression, des systèmes de refroidissement, et ainsi de suite.

4.6.5 Équipement

Tout l'équipement à pression devrait être conçu dans le respect des codes et des normes applicables au Québec. Il doit répondre aux exigences de conception et d'exploitation précisées dans ce rapport.

Tout l'équipement d'électricité, de commande et d'instrumentation se trouvant sur place doit répondre aux critères déterminés pour les zones dangereuses, d'après la classification des zones dangereuses « Hazardous Area Classification » (HAC) et les dessins des zones dangereuses « Hazardous Area Drawing » (HAD).

4.7 Exigences en matière de commande, d'instrumentation et de sécurité

4.7.1 Systèmes de commande

Le système de commande doit être conçu de sorte que le poste ne soit pas obligatoirement doté en personnel et de sorte à permettre l'exploitation automatique de même que la surveillance et la régulation à distance, à partir de la salle de commande centrale (Central Control Room – CCR). La surveillance du site à distance devrait être accessible au propriétaire et à l'exploitant du réseau gazier de même qu'à l'opérateur du HBICS.

Le système de régulation du rapport de débit comprend ce qui suit :

1. les éléments de mesure (appareils de mesure du débit, de température et de pression) pour les deux courants, soit celui du gaz naturel et celui du H₂;
2. un processeur (ordinateur pour la régulation du rapport de débit);
3. la vanne de régulation du rapport de débit (FRCV) dont il est question à la section 4.5.7.

Le système d'exploitation se décrit comme suit :

- le débit, la température et la pression du gaz naturel devraient être mesurés et utilisés pour en dériver le débit d'alimentation volumétrique précis du gaz naturel. Un système similaire devrait également être utilisé pour le courant d'hydrogène afin que les débits volumétriques des deux courants de gaz soient surveillés;
- le point de consigne du contrôleur (établi par accord) déterminera la proportion d'hydrogène à fournir dans le système en aval. Le contrôleur du débit d'alimentation comparera le débit d'alimentation d'hydrogène permis à la valeur mesurée, et le débit de sortie du contrôleur modulera la vanne de régulation du rapport de débit afin de maintenir le rapport qui aura été déterminé.

Le tableau ci-dessous donne un exemple du pourcentage de H₂ par opposition au rapport de gaz naturel dans le gaz en aval.

Tableau 4-7 : Point de consigne du rapport du mélange

% mol. de H ₂ dans le mélange de gaz	Point de consigne du rapport (GN:H ₂)
5%	19:1
10%	9:1
20%	4:1

4.7.2 Exigences en matière de sécurité

4.7.2.1 Systèmes de sauvegarde

Le système de sauvegarde sert à minimiser les risques encourus par la communauté, les installations et l'environnement en raison de conditions d'exploitation anormales et/ou de dangers externes. En voici les trois principaux objectifs :

- protéger l'intégrité mécanique de l'équipement, de la tuyauterie et des canalisations;
- faire en sorte que l'équipement soit dans un état sécuritaire lorsque les conditions dévient au-delà des limites acceptables;
- réduire la gravité et le risque d'intensification d'un incident en cas de manquement de l'intégrité mécanique.

Le système de sauvegarde est indépendant de l'ordinateur de commande et en principe, il devrait être géré par un automate programmable industriel (API, correspondant à PLC en anglais) adéquat. Les alarmes et systèmes de sauvegarde suivants sont prévus :

Tableau 4-8 : Liste des alarmes requises au HBICS, au minimum

Alarmes		
Paramètres	Point de consigne	Commentaires
Gaz naturel faible débit	À déterminer	Période de faible demande
Gaz naturel faible pression	À déterminer	Pourrait y avoir insuffisance de GN pour le mélange
Hydrogène haut débit	À déterminer	Pourrait être attribuable au fait que la FRCV ne se soit pas entièrement ouverte
Hydrogène haute pression	À déterminer	À l'intérieur de 10% de la pression de calcul en aval
Hydrogène faible pression	À déterminer	Refoulement de gaz naturel. Seul moyen de sauvegarde est le NRV.
Paramètres	Point de consigne	Commentaires
Débit de gaz naturel très faible	À déterminer	Ferme les vannes d'entrée et/ou de sortie du poste et ouvre la vanne de dérivation du poste
Haut rapport de débit d'hydrogène	À déterminer	Ferme les vannes d'entrée et/ou de sortie du poste et ouvre la vanne de dérivation du poste
Hydrogène haute pression	À déterminer	Ferme les vannes d'entrée et/ou de sortie du poste et ouvre la vanne de dérivation du poste
Hydrogène très faible pression	À déterminer	Ferme les vannes d'entrée et/ou de sortie du poste et ouvre la vanne de dérivation du poste

Détection des fuites

L'hydrogène est inodore et incolore. Il s'agit d'un gaz qui a une grande tendance à fuir et qui est difficile à détecter. En théorie, les dispositifs de détection actuels peuvent tout de même être utilisés pour détecter l'hydrogène. Par exemple, les détecteurs à semi-conducteurs, les détecteurs à conductivité thermique, les capteurs ultrasoniques et les capteurs catalytiques sont considérés comme convenables pour la détection de l'hydrogène, du gaz naturel ou des mélanges de gaz. Cependant, le réétalonnage de ces instruments pourrait s'avérer nécessaire, selon la concentration d'hydrogène.

Puisque l'hydrogène est plus susceptible de fuir que d'autres gaz, il est particulièrement important de faire l'examen périodique des canalisations à l'aide d'un détecteur d'hydrogène. La fréquence de ces examens devrait être évaluée et dépendra de la densité de la population de la région concernée et des exigences réglementaires. Une attention particulière devrait être accordée aux raccords à brides, aux tiges de vannes et aux raccords à compression. Des considérations supplémentaires figurent à la section 8 de ce rapport.

4.7.2.2 Études sur la sécurité

À l'étape de la conception détaillée, il est recommandé d'effectuer des études sur la sécurité afin que le HBICS soit exploité de manière sécuritaire. Les études sur la sécurité dont il est question dans les prochaines sections ne servent que de guide. Il ne s'agit donc pas d'une liste exhaustive des études à effectuer. D'autres études pourraient s'avérer nécessaires, et ce, en fonction de l'emplacement et de la conception du HBICS.

De plus, selon la norme ASME B31.12, si un ou plusieurs bâtiments destinés à l'occupation humaine se trouvent à l'intérieur de la zone d'impact potentielle, une évaluation complète des risques devra alors être effectuée. DNV suggère la réalisation d'une évaluation quantitative des risques (EQR) pour le poste, en fonction de son emplacement. De manière générale, l'EQR sert à déterminer les risques pour les personnes et pour la société, puis à évaluer si ces risques se situent dans des limites acceptables.

Étude d'identification des dangers (HAZID)

L'HAZID est une technique d'évaluation structurée servant à identifier les dangers. Elle est effectuée à l'aide de mots guides. L'objectif principal de cette étude consiste à déterminer les principaux dangers, à passer en revue l'efficacité des mesures de sécurité choisies et, au besoin, à intensifier les mesures de sécurité afin d'aboutir à un degré de risque acceptable.

Étude des dangers et de l'opérabilité (HAZOP)

À l'instar de l'HAZID, l'HAZOP est une technique d'évaluation structurée servant à identifier les dangers potentiels et les problèmes liés à l'opérabilité. Dans le cadre de l'HAZOP, les procédés et processus sont divisés en plusieurs sections plus simples, appelées « nœuds », qui font ensuite l'objet d'un examen individuel. La technique HAZOP est plus détaillée que la technique HAZID. L'objectif de l'HAZOP consiste à analyser comment un système ou une installation dévie de l'intention de la conception et entraîne des risques pour le personnel et l'équipement de même que des problèmes d'interopérabilité.

Évaluation du niveau d'intégrité de sécurité (SIL)

Un système instrumenté de sécurité (SIS) est composé d'un ensemble de solveurs logiques, de capteurs et d'éléments finaux. Les systèmes de verrouillage de sécurité et les systèmes d'arrêt d'urgence sont des exemples de SIS. Le SIS vise à prévenir ou à atténuer des événements dangereux en faisant en sorte que le procédé ou le processus se placent dans un état sécuritaire lorsque certains paramètres dépassent certaines limites prédéfinies.

Pour sa part, le SIL est un système servant à quantifier et à qualifier les exigences des systèmes instrumentés de sécurité (SIS). Le SIL est composé de quatre niveaux. Plus le risque perçu est élevé, plus la performance du système de sécurité doit être grande et par conséquent, plus le numéro de cote SIL est élevé (SIL4 est le niveau le plus haut). Les cotes SIL sont déterminées à l'aide d'une grille de fréquences-conséquences. Les dangers éventuels sont identifiés, puis les risques sont déterminés au moyen de l'évaluation et de l'affectation d'un nombre à la fréquence des occurrences et à la sévérité des conséquences potentielles. Le produit de la sévérité et de la fréquence permet de déterminer le niveau du SIL. Les systèmes de sécurité conçus dans le cadre du procédé ou du processus devront satisfaire aux critères du niveau SIL ainsi évalué.

Modélisation de la dispersion du gaz et de ses conséquences

Ce type d'étude évalue des scénarios reposant sur des fuites courantes, sur les pires fuites possibles et sur d'autres scénarios pertinents à la conception du système. La modélisation permet d'analyser la dispersion du gaz, dans ce cas-ci l'hydrogène et le gaz naturel, et évalue la possibilité d'une accumulation de gaz susceptible de former un mélange explosif. Ce genre de modélisation peut jouer un rôle dans les études sur la sécurité de même que dans la prestation de systèmes de détection de gaz et d'incendie.

Classification des zones dangereuses (HAC)

La classification des zones dangereuses (HAC) permet de déterminer les zones liées à l'exploitation du HBICS qui sont susceptibles de comporter des dangers de même que le dessin correspondant des zones dangereuses (HAD) qui auront une incidence sur la cote ATEX (appareils destinés à être utilisés en atmosphères explosives) de l'équipement d'électricité, de commande et d'instrumentation situé en divers endroits du HBICS.

Dans l'Union européenne, le système de classification par groupes permet de définir les exigences techniques de l'équipement d'électricité déployé ou utilisé dans les endroits où une atmosphère potentiellement explosive est susceptible de se trouver, conformément à certaines directives européennes établies depuis 1999, notamment celles portant les numéros 1999/92/CE et 2014/34/EU. Il s'agit aussi d'une manière d'estimer la probabilité d'inflammation de gaz purs ou de mélanges de gaz en classant leur réactivité. La connaissance du groupe d'explosion dont ces mélanges d'hydrogène et de gaz naturel (H₂GN) font partie est essentielle au choix d'équipement et de systèmes de protection à utiliser dans les atmosphères potentiellement explosives de ces mélanges. Selon la norme IEC 60079-20-1 actuellement en vigueur, une classification faisant partie du groupe IIA suffit dans le cas d'un mélange de méthane-hydrogène pouvant compter jusqu'à 25% vol. H₂. D'autres normes devraient également être passées en revue et évaluées afin de déterminer si elles s'appliquent au Québec.

4.7.3 Instrumentation et télémétrie

Tous les paramètres de contrôle (comme les mesures du débit, de la qualité des gaz, du Cv, de la pression et de la température) doivent être assortis de moyens de communication et mesures de télémétrie. Il en va de même de toutes les alarmes figurant au tableau 4-8 ci-dessus. Il faudrait également connaître la position des vannes faisant partie des vannes de régulation et des vannes d'arrêt d'urgence. Les interfaces homme-machine et les systèmes de commande associés au HBICS devraient s'intégrer correctement aux systèmes SCADA (système de contrôle et d'acquisition de données en temps réel) actuels de Gazifère.

La salle de commande locale devrait être équipée comme suit :

- un panneau de surveillance des incendies et des gaz;
- des services propres aux installations, y compris la distribution électrique et le système de communication;
- un système de chauffage et de climatisation;
- un système d'éclairage.

4.8 Intégration avec le réseau de Gazifère

[Redacted text block]

■ [Redacted text block]

■ [Redacted text block]

■ [Redacted text block]

■ [Redacted text block]

■ [Redacted text block]

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

Il y a lieu de remarquer que la liste ci-dessus n'est pas exhaustive et qu'il s'agit-là de considérations minimales à prendre en compte en matière d'intégration du HBICS au réseau de Gazifère. Il est également recommandé de faire l'évaluation détaillée des procédures d'exploitation, d'entretien et d'inspection afin de déterminer les mises à niveau qui s'imposeront après l'intégration au réseau.

5 ÉVALUATION DES ÉQUIPEMENTS, DES COMPOSANTS ET DES MATÉRIAUX DU RÉSEAU

5.1 Introduction

Cette section porte sur l'évaluation de l'intégrité des équipements, des composants et des matériaux du réseau.

La section 5.2 présente le résumé des différents matériaux utilisés dans le réseau de distribution de Gazifère pour lequel le mélange d'hydrogène est considéré de même que les caractéristiques de ces matériaux. L'ensemble du réseau est classé par catégories en fonction des matériaux de construction employés (acier, plastique et matériaux souples) et d'autres caractéristiques pertinentes à la détermination de l'intégrité des matériaux pour les canalisations, les vannes, les compteurs, les régulateurs et d'autres composants du réseau de Gazifère. Mention est également faite des matériaux inconnus et des propriétés des matériaux.

Les sections 5.3, 5.4 et 5.5 font référence aux impacts du mélange d'hydrogène sur l'intégrité des matériaux du réseau de Gazifère. Les changements en matière de résilience, de taux de croissance des fissures et de limite d'élasticité après l'introduction d'hydrogène en présence d'acier de même que l'impact du service de l'hydrogène sur les défauts prenant la forme de fissures, les bosselures, les morsures et la corrosion y sont abordés. Les impacts de l'intégrité sur les matières plastiques, plus particulièrement le polyéthylène, sont également décrits.

La section 5.6 présente les impacts du mélange d'hydrogène sur les systèmes de mesure de débit, la capacité des compteurs et des régulateurs et la compatibilité des matériaux.

La section 5.7 résume les exigences propres aux normes applicables, les exigences techniques et les règlements régissant les réseaux de canalisations d'hydrogène et de canalisations de gaz naturel mélangé à l'hydrogène.

La section 5.8 décrit la compatibilité des divers matériaux actuellement employés dans le réseau de Gazifère pour le service de l'hydrogène et le service de gaz naturel mélangé à l'hydrogène. L'état actuel de l'intégrité des diverses canalisations et soudures de même que les mécanismes de défaillance possibles des matériaux de polyéthylène et les impacts du service de l'hydrogène sur les canalisations en polyéthylène, les vannes et d'autres composants y sont également décrits. Les lacunes qui ont été déterminées par l'analyse des procédures d'exploitation et d'entretien actuelles de Gazifère sont mises en évidence et les recommandations en vue d'inspections et de soudures futures sont décrites.

La section 5.9 résume les faits saillants des divers aspects du rapport et offre des conclusions quant à l'évaluation de l'intégrité des matériaux pour le mélange d'hydrogène dans le réseau de Gazifère.

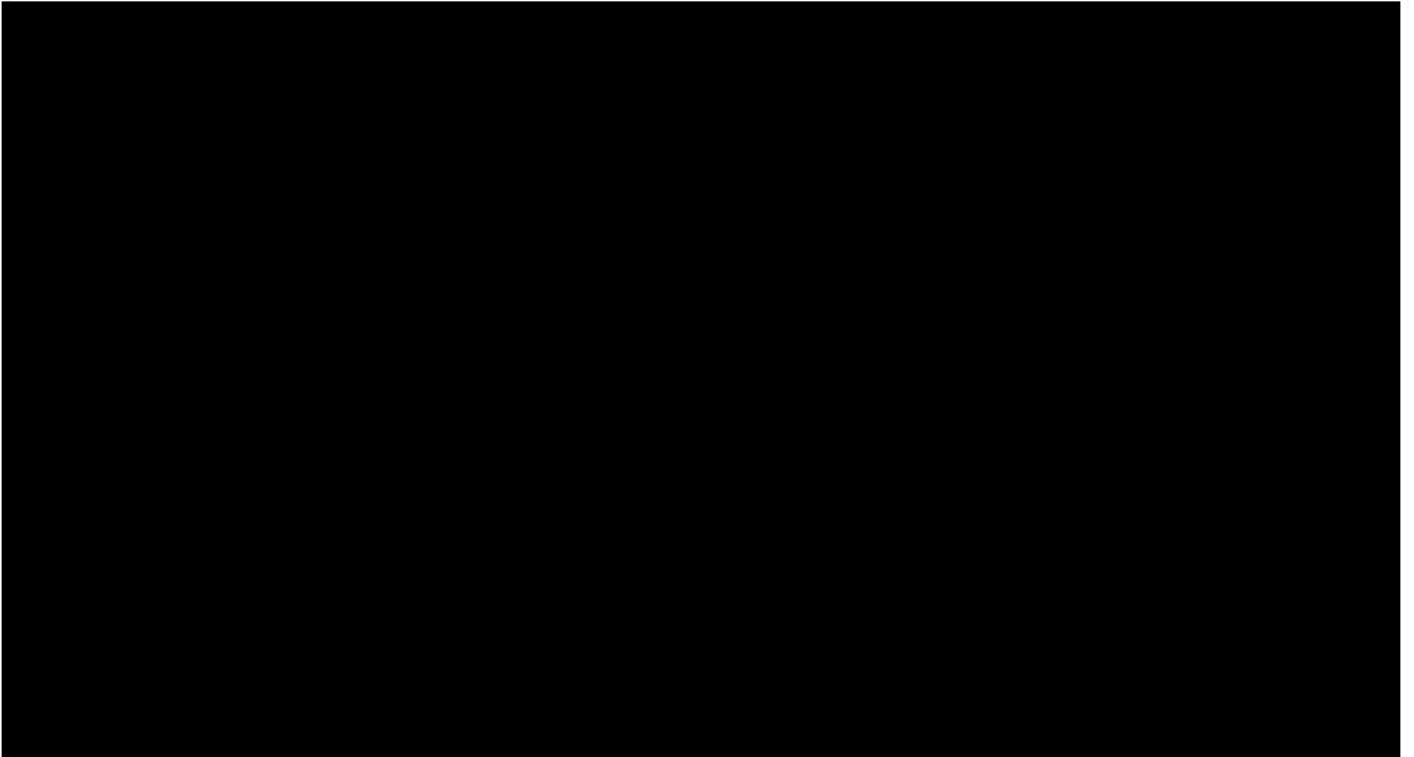
5.2 Matériaux du réseau de Gazifère

5.2.1 Aciers au carbone et autres métaux

5.2.1.1 Canalisations principales

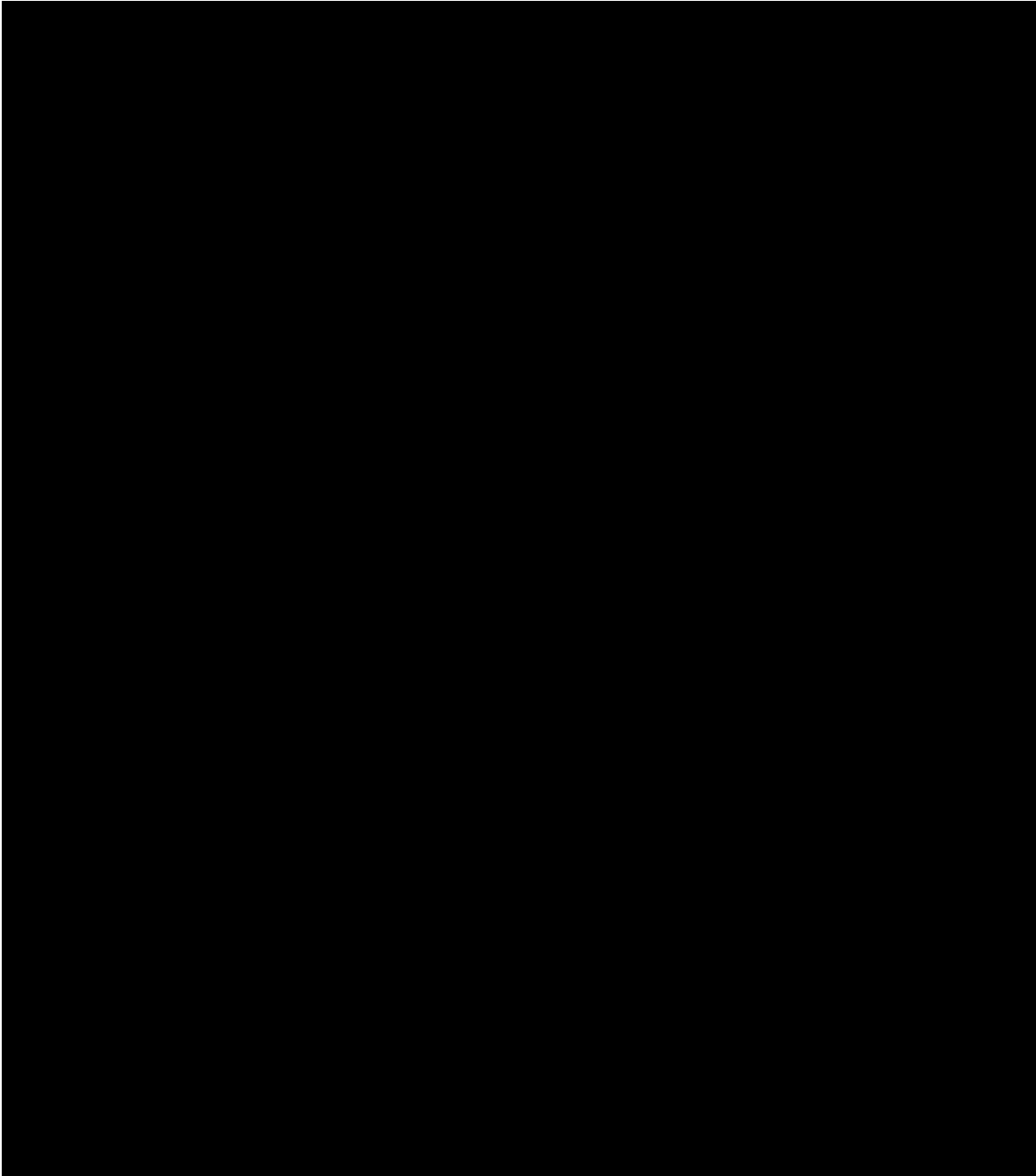
La longueur totale des canalisations principales du réseau de Gazifère est d'environ 1 022 km. [REDACTED]

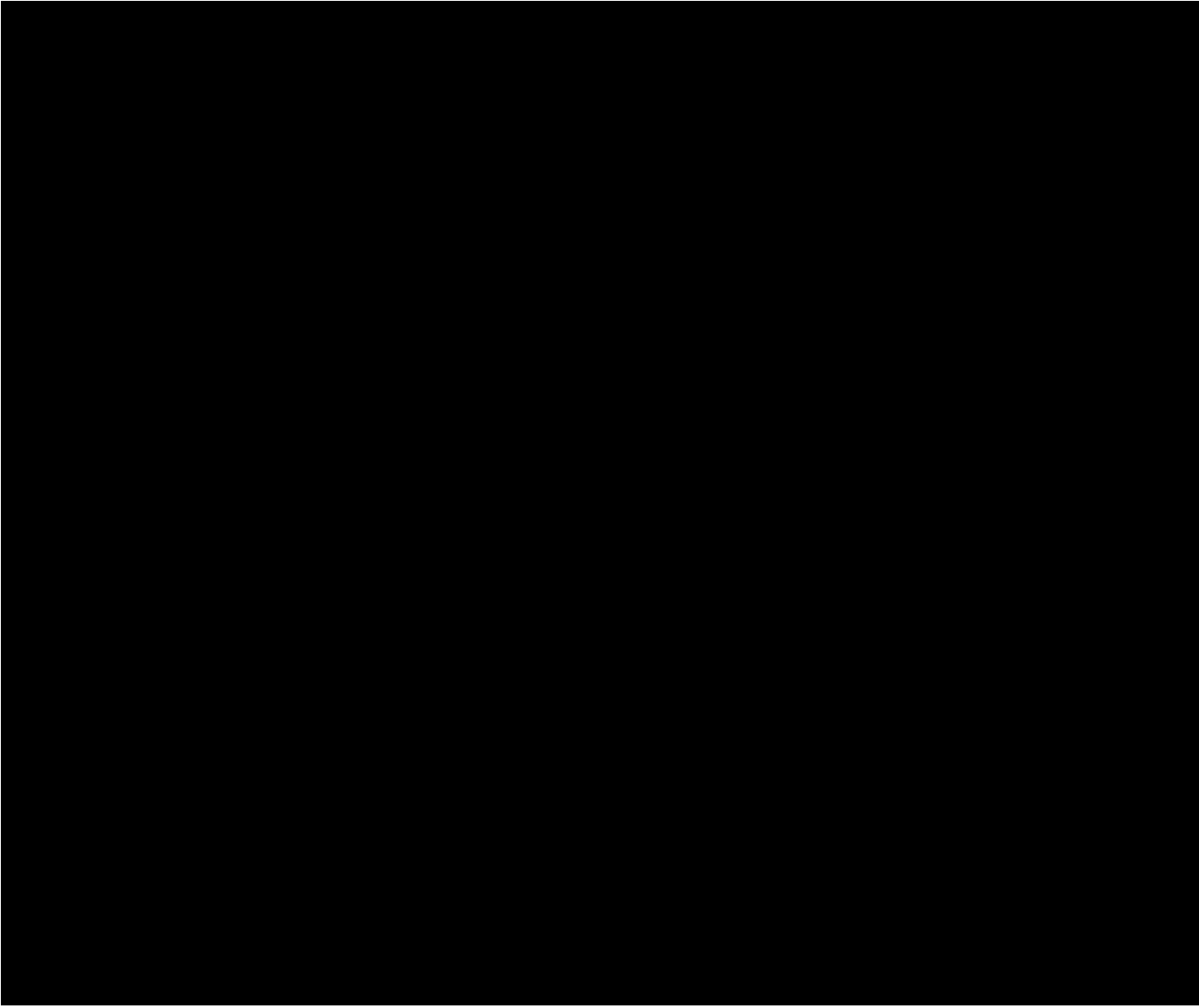
[REDACTED] L'année d'installation des canalisations en acier au carbone est représentative des caractéristiques des canalisations, comme la métallurgie de l'acier, dont il est important de tenir compte dans le cadre de l'évaluation de la compatibilité avec le service du gaz naturel mélangé à l'hydrogène.





DNV

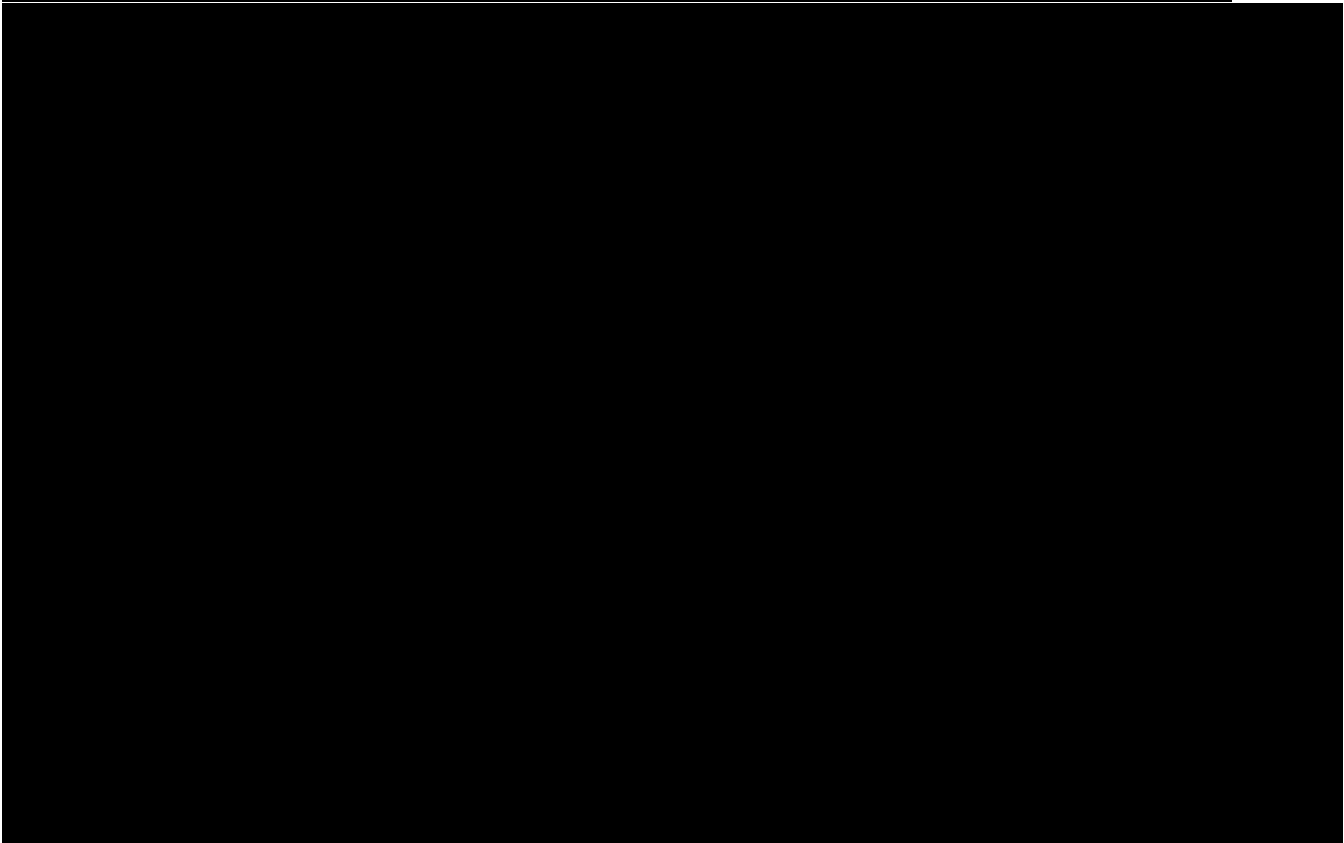
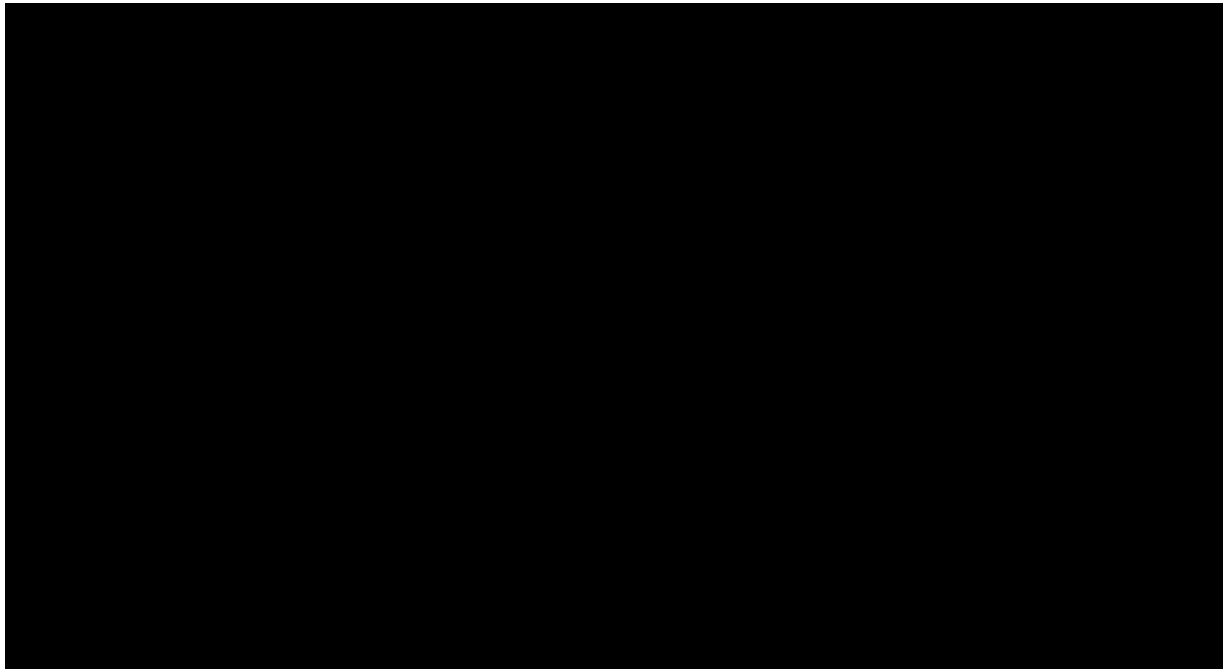


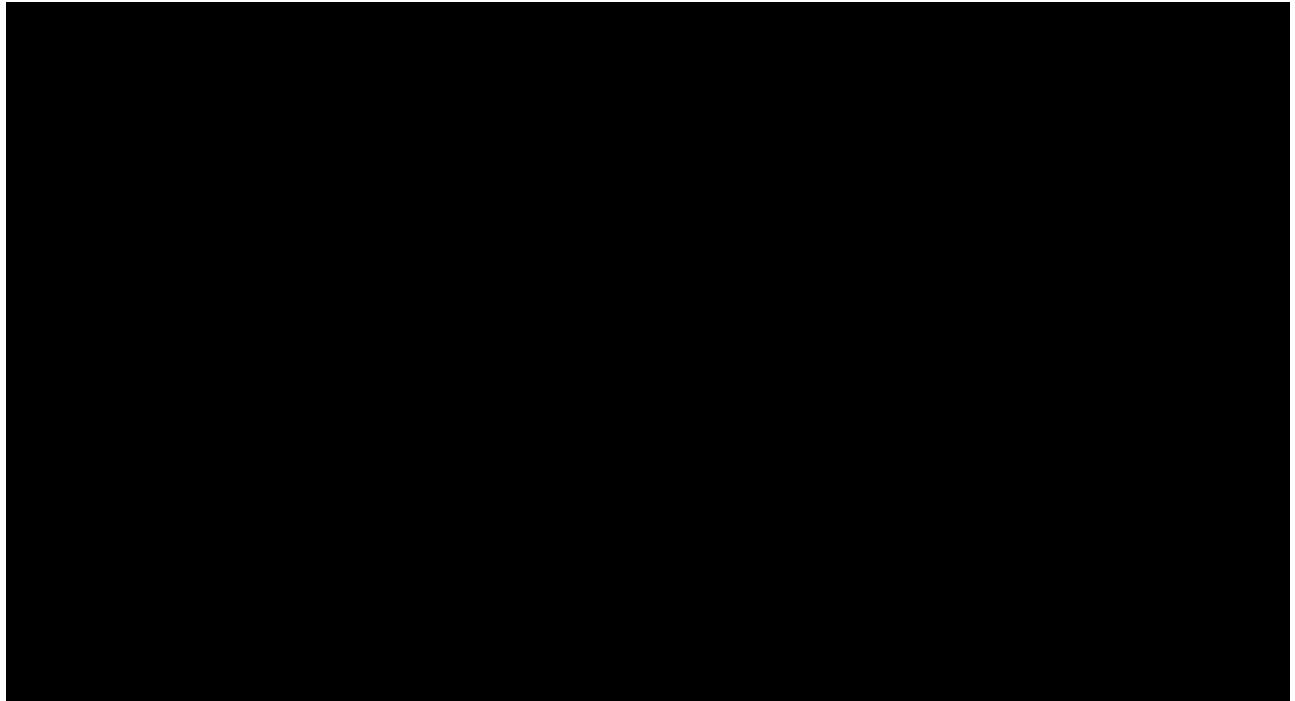


[Redacted text block]









DNV

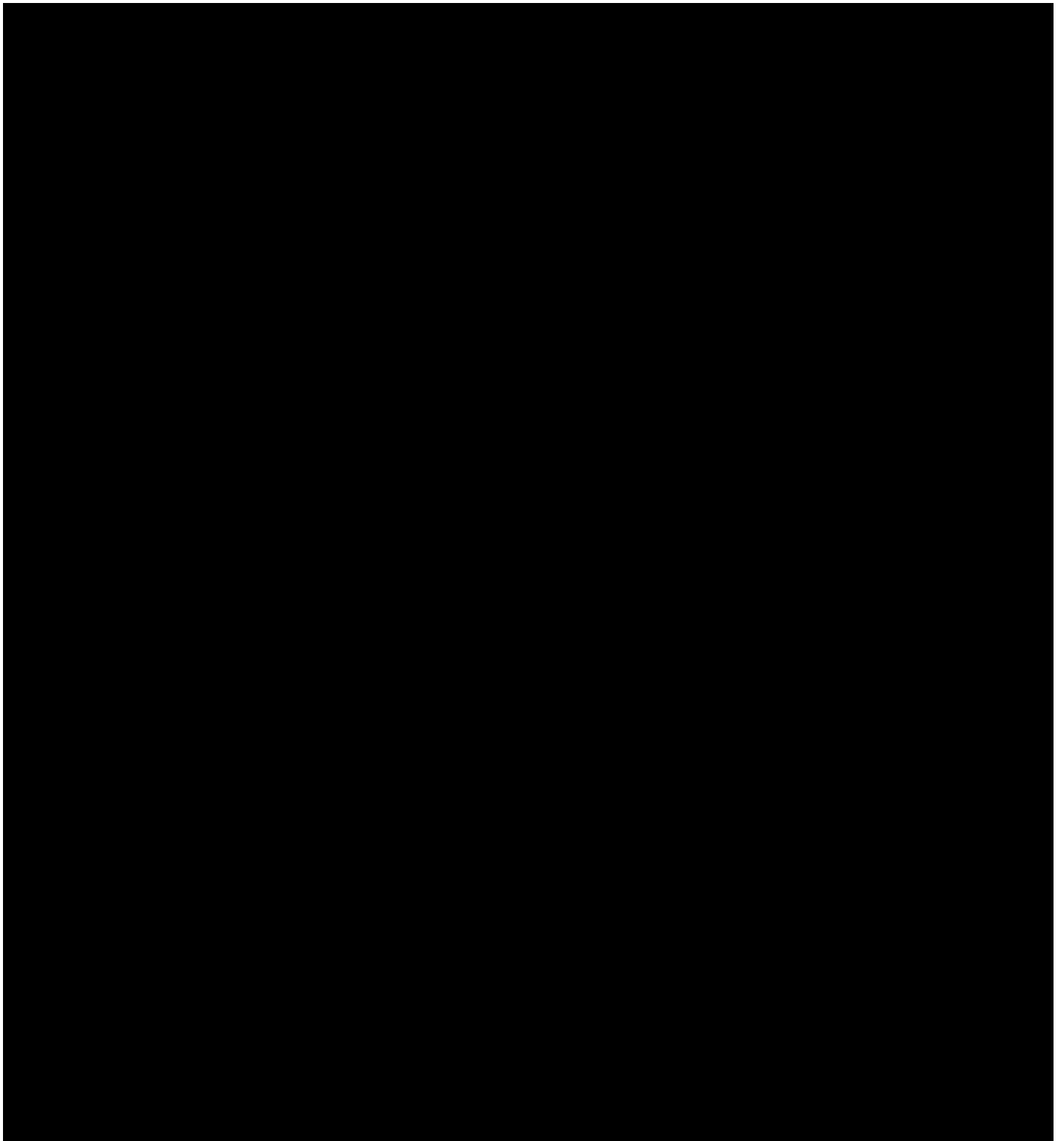




5.2.1.3 Branchements

Les conduites de branchement dont il est question dans le résumé ci-dessous ne représentent que les données validées qui ont été fournies par Gazifère. Les branchements dont l'état est qualifié d'« abandonné », de « supprimé », d'« inactif », de « proposé » ou d'« éliminé » n'ont pas été validés et par conséquent, ils ne sont pas considérés dans cette étude. Puisque ces états se rapportent à des canalisations qui ne sont pas pressurisées en ce moment, leur examen ne fait pas l'objet d'une recommandation pour l'instant.

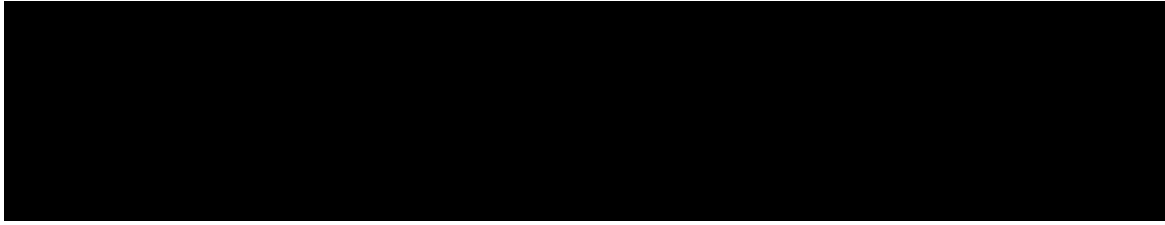
La longueur totale des branchements évalués du réseau de Gazifère est d'environ 754,5 km. 









[Redacted text block]

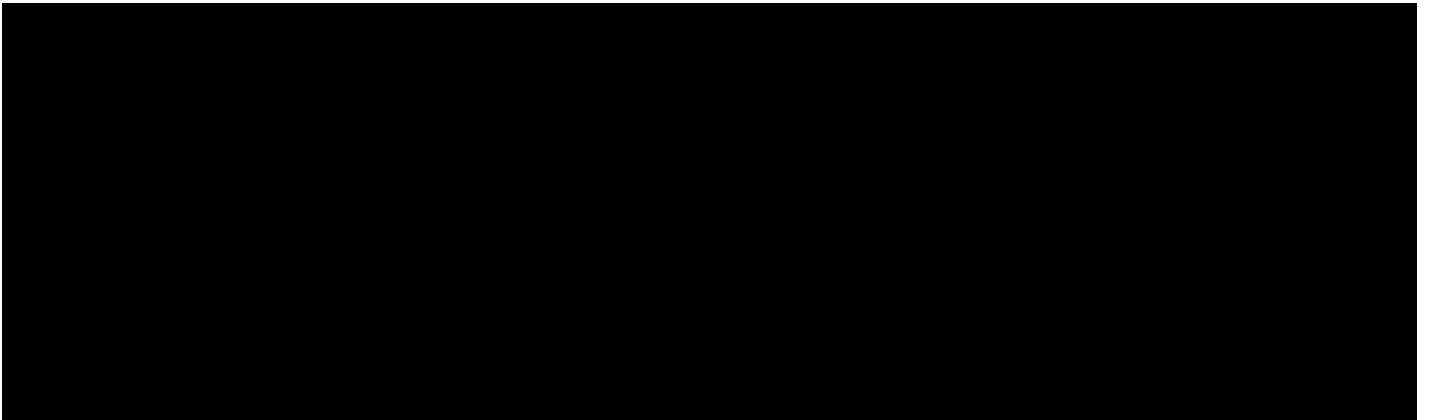
[Large redacted text block]

[Redacted text block]



5.2.1.4 Composants

L'acier et d'autres métaux sont des matériaux couramment utilisés dans les différents composants et raccords du réseau de Gazifère. 



La vulnérabilité de la dégradation des propriétés de certains de ces composants par l'hydrogène dépend grandement de l'exposition directe des composants en question au mélange de gaz naturel et d'hydrogène. Les matériaux externes des composants, comme les boulons d'assemblage qui sont isolés de l'hydrogène grâce à des dispositifs ou des joints d'étanchéité efficaces, ne seraient pas affectés par l'hydrogène. Des alliages semblables exposés au gaz pourraient être fragilisés. Parmi les exemples, notons les couvercles en fonte de même que les écrous et les boulons haute résistance. Les aciers inoxydables pourraient résister à la fragilisation par l'hydrogène, tout dépendant de leur nuance et du traitement thermique. La plupart des aciers inoxydables de série 300 résistent à la fragilisation par l'hydrogène, à moins d'être hautement écrouis. Par exemple, 16% de la microstructure austénitique de l'acier inoxydable de série 300 a été transformée en martensite après avoir été assujettie à une réduction d'épaisseur à froid de 35%. La quantité de martensite a augmenté à 44% après une réduction d'épaisseur à froid de 65% [4]. L'acier inoxydable écroui pourrait être présent dans certains composants des canalisations, mais la quantité d'écrouissage ne figure pas souvent dans la description des matériaux de construction. Certains aciers inoxydables de série 400 et aciers inoxydables durcissables par précipitation (exemples : acier inoxydable de type 410 ou acier inoxydable 17-4 PH) ne sont acceptables qu'après l'application de traitements thermiques spécifiques.

5.2.2 Matières plastiques

5.2.2.1 Canalisations principales

Le polyéthylène est la seule matière plastique utilisée pour les canalisations principales. Le polyéthylène (PE) est un polymère semi-cristallin composé de longues chaînes de molécules aux longueurs variées comptant divers nombres de branches latérales. Plus le nombre de branches est grand, plus la densité est réduite. La densité constitue un facteur important du comportement mécanique des canalisations en PE. Les densités plus élevées produisent une plus grande rigidité, dureté et résistance à la traction au prix d'une moins grande perméabilité et d'une moins grande résistance aux fissures de contrainte.

[REDACTED]

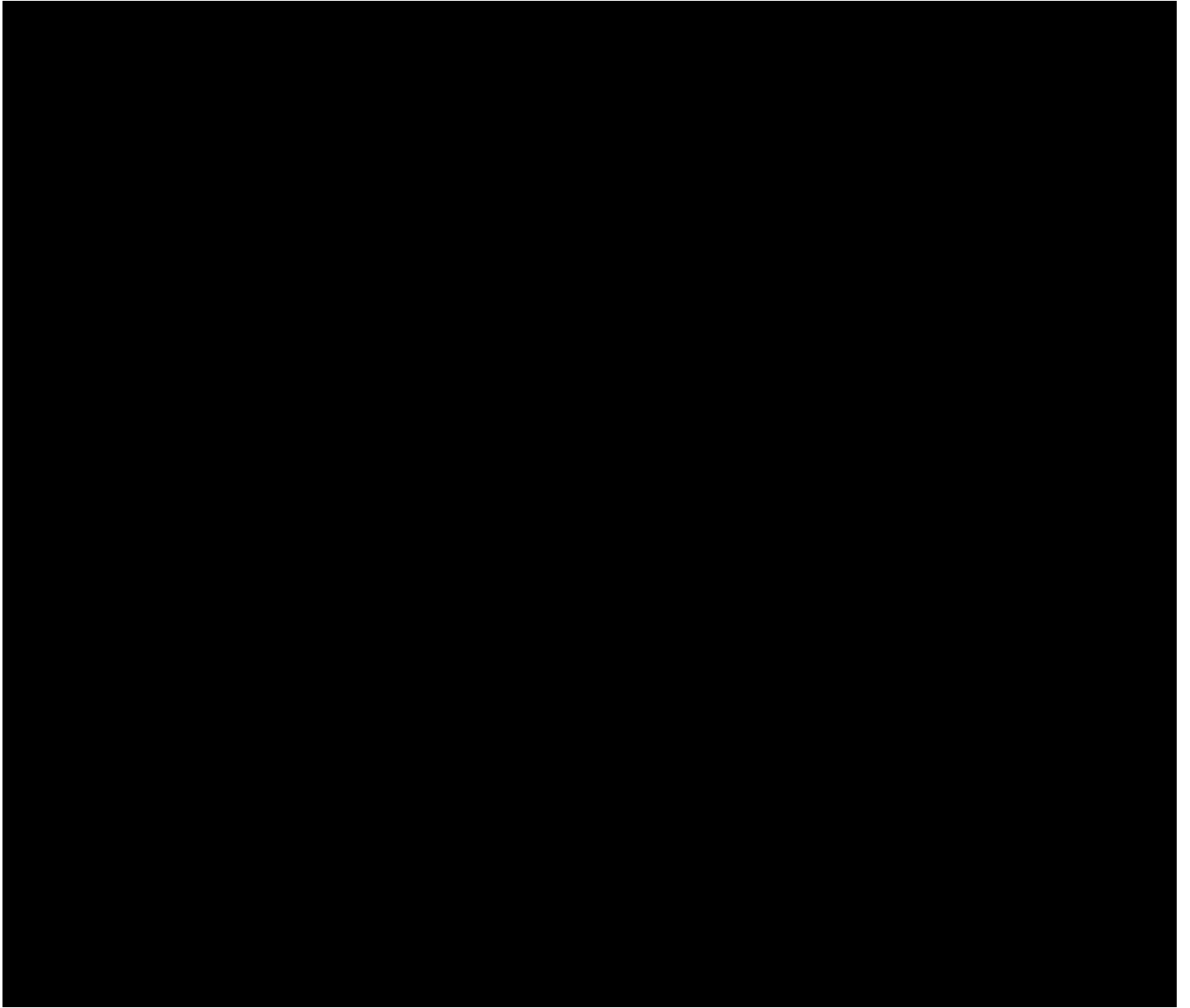
Les deux types de canalisations en PE faisant partie de l'infrastructure de Gazifère sont en polyéthylène moyenne densité (PEMD) nominalement désigné comme PE 2406 et PE 2708. Ces polymères sont également classés comme PE-80 parce qu'ils doivent être capables de résister à une contrainte transversale minimale de 8 000 kPa pendant jusqu'à 50 ans à 20 °C. Au fil des ans, le PE 2708 a remplacé le PE 2406 parce que ce matériau donne un meilleur rendement et qu'il affiche, à tout le moins, une résistance améliorée d'un ordre de grandeur permettant de ralentir la croissance des fissures. De plus, de récentes avancées technologiques ont permis de différencier ces deux types de matériaux, l'un étant unimodal et l'autre, bimodal.

Les PE bimodaux renferment un plus grand degré d'enchevêtrement de chaînes de polymères, ce qui a pour effet de rehausser les propriétés mécaniques des matériaux comparativement à des résines unimodales [5]. Les PEMD bimodaux sont plus modernes parce qu'ils ont été développés dans les années 1980. Leur popularité s'est accrue vers la fin des années 2000 en tant que composant des matériaux de PEMD destinés aux réseaux de transport par canalisation [6]. Par exemple, des essais en conditions stabilisées à petite échelle (S4) ont été mis au point dans le but d'estimer la pression critique à laquelle les fissures se propagent rapidement à une température constante de 0 °C. Selon les résultats, le PEMD avait une résistance au moins dix fois plus grande au début de la propagation rapide des fissures comparativement au PEMD unimodal, les pressions critiques étant de 10 000 kPa contre 1 000 kPa. [REDACTED]

[REDACTED]

Il y a lieu de remarquer que les versions plus anciennes de canalisations en PE, plus précisément les canalisations qui ont été fabriquées avant 1973, étaient composées d'un polymère de PEMD appelé Aldyl-A. La paroi intérieure de ces canalisations était peu ductile en raison des températures excessives du procédé d'extrusion, ce qui concerne environ 30 à 40% des canalisations de type Aldyl-A. L'erreur de fabrication a donné lieu à la production de canalisations dont les surfaces intérieures étaient oxydées, ce qui s'est traduit par l'initiation de fissures plus rapide avec l'application de pression interne et, par conséquent, par une durabilité des canalisations d'environ dix fois moins grande [7]. Ce matériau a donc été éliminé des canalisations, qui ont été remplacées par des canalisations de nuance PE-80 et PE-100. L'ancien matériau produisait des fissures prématurées et les jointures des canalisations de gaz naturel étaient de mauvaise qualité, ce qui a causé la mort de plus de 50 personnes aux États-Unis depuis 1971. Puisqu'il reste très peu de tel matériau, DNV n'a pas identifié d'études actuelles sur les risques accrus de l'exposition de l'hydrogène à l'Aldyl-A comparativement au gaz naturel [7]. Il est possible que ce matériau soit relativement peu affecté par l'introduction de l'hydrogène, mais il n'y a aucune certitude. [REDACTED]

[REDACTED]



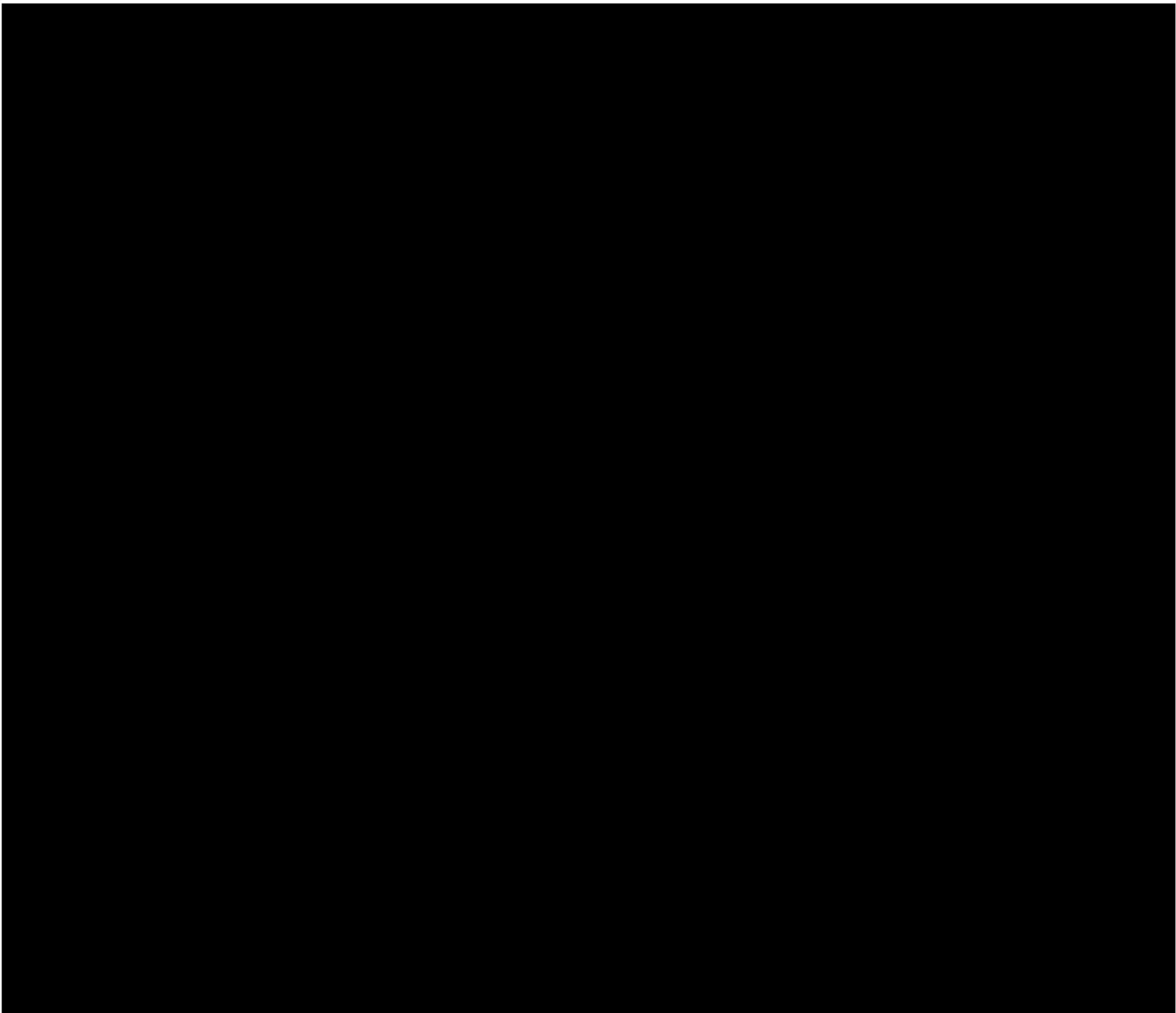
[Redacted text block consisting of multiple lines of blacked-out content]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

5.3 Effets du service de l'hydrogène sur les aciers au carbone

L'introduction d'un environnement d'hydrogène a divers effets selon le matériau évalué.

Les effets sur chacun des matériaux seront abordés séparément parce qu'ils varient d'un matériau à l'autre. Lorsque le matériau n'est pas affecté par l'hydrogène, aucun résumé des effets ne figure dans cette section, mais ils seront abordés plus loin, dans d'autres sections.

L'hydrogène a des effets sur les propriétés de l'acier, plus particulièrement sur sa résilience, lorsque les atomes d'hydrogène (H^+) se diffusent dans l'acier. Les atomes d'hydrogène se forment sur la surface de l'acier en raison du potentiel élevé de la protection cathodique ($<-1,14 V_{cse}$ [10]) sur la surface extérieure de la canalisation, par corrosion, ou par dissociation des molécules d'hydrogène (H_2) sur la surface intérieure de la canalisation de transport de l'hydrogène, ce qui produit du H^+ diffusible. Le H^+ pénètre dans l'acier par adsorption. Les atomes d'hydrogène sont suffisamment petits pour pénétrer et se diffuser par l'acier, ce qui n'est pas le cas du dihydrogène (H_2). En général, le H^+ qui se forme en raison de la corrosion donne lieu à la combinaison rapide d'atomes d'hydrogène en molécules d'hydrogène, ce qui a pour effet de minimiser la quantité d'hydrogène atomique qui peut pénétrer dans l'acier. Cependant, en présence de H_2S et de certains autres composés, le processus de recombinaison peut être ralenti dans la mesure où H^+ est présent à la surface de l'acier pendant assez longtemps pour que des quantités appréciables d'hydrogène soient adsorbées dans l'acier. Dans le service de l'hydrogène, certaines des molécules d'hydrogène réagissent à la surface de l'acier pour former de l'hydrogène diffusible.

La diffusion d'hydrogène à travers l'acier produit un gradient de concentration d'hydrogène allant de relativement élevé à proximité de la surface d'adsorption à légèrement inférieur sur la surface opposée. Les taux d'adsorption, de diffusion et de concentration d'hydrogène dans l'acier dépendent de la température d'exploitation, de la pression du réseau et de la concentration d'hydrogène à la surface de la canalisation (c'est-à-dire la pression partielle de l'hydrogène), de la présence de couches d'oxyde ou d'autres composés à la surface de l'acier empêchant l'adsorption et de diverses caractéristiques métallurgiques [11] [12]. Le type de microstructure, la taille des grains et la présence d'anomalies en subsurface, comme les lamelles, les inclusions de taille et les défauts de soudure incorporés exercent une influence sur les caractéristiques métallurgiques.

En règle générale, l'hydrogène dans l'acier se manifeste comme suit :

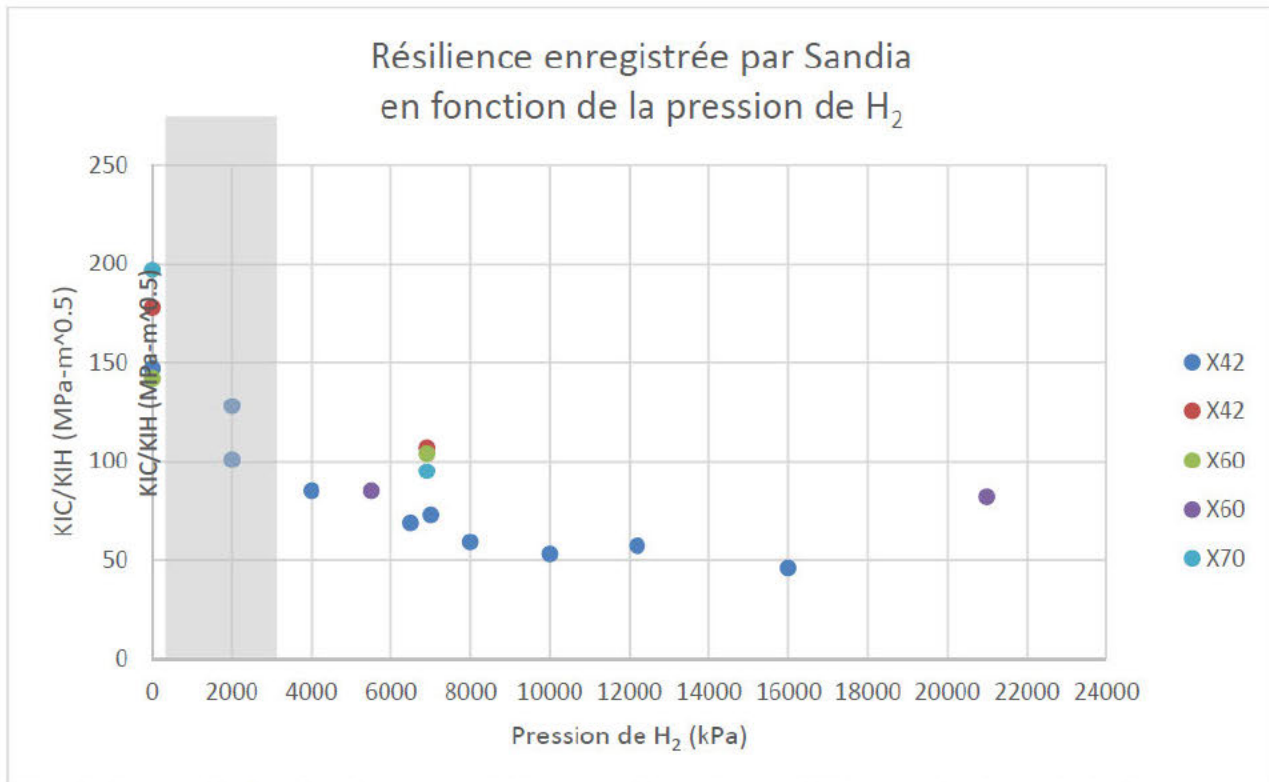
1. ductilité réduite;
2. résilience réduite à la rupture (fragilisation par l'hydrogène);
3. résistance réduite à l'initiation de fissures en fatigue oligocyclique (bien que cet effet soit relativement mince comparativement à l'augmentation du taux de propagation de fissure par fatigue)³;
4. taux accru de propagation de fissure par fatigue (TPFF);
5. limite d'élasticité et résistance ultime à la traction légèrement réduites et irrégulières (en moyenne) (voir la section 5.3.3).

Pour le service de l'hydrogène, la concentration d'hydrogène est plus susceptible d'être plus élevée à la surface intérieure de la tuyauterie. Par conséquent, les défauts présents sur la surface intérieure sont plus susceptibles d'être plus importants pour ce qui est des effets sur l'intégrité à long terme des canalisations que si ces mêmes défauts se trouvaient sur la surface extérieure. Toutefois, les défauts sur la surface extérieure sont toujours assujettis aux effets néfastes du service de l'hydrogène. Autrement dit, les défauts se trouvant à la surface intérieure ont une plus grande priorité d'évaluation et d'atténuation que les mêmes défauts qui se trouveraient à la surface extérieure, mais les défauts à la surface extérieure devraient tout de même être considérés dans le cadre des évaluations de l'intégrité. Les plus grandes incidences de l'hydrogène se manifestent sur la résilience à la rupture des matériaux ainsi que sur l'augmentation du taux de propagation de fissure par fatigue.

5.3.1 Résilience réduite

La fragilisation par l'hydrogène se produit relativement vite, c'est-à-dire en l'espace de quelques heures ou de quelques jours, et non pas en l'espace de mois ou d'années. La pression partielle est définie comme la fraction molaire d'un gaz particulier multipliée par la pression totale (par exemple, un pourcentage molaire de 20% H₂ d'un gaz mélangé de 100 psi donne une pression partielle de 20 psi). L'étendue de la fragilisation a tendance à augmenter avec la hausse des pressions partielles de l'hydrogène et non pas avec la durée d'exposition [11]. Une importante fragilisation (c'est-à-dire une réduction de la résilience à la rupture d'au moins 25%) a toutefois été signalée dans le cas d'aciers exposés à aussi peu qu'une pression partielle de l'hydrogène de 85 kPa. Il existe peu ou pas de données concernant les effets de l'hydrogène lorsque les pressions partielles sont plus basses. Le plus grand ensemble de données concernant les effets sur la résilience en fonction de quantités variées d'hydrogène à avoir été analysé a été publié par Sandia [13] et il est représenté à la figure 5-9.

³ Dans un document présenté lors de la 29^e conférence internationale intitulée Offshore Mechanics and Arctic Engineering (OMAE 2010), à Shanghai, en Chine, du 6 au 11 juin 2010, le personnel de TWI a déclaré que la limite d'endurance à la fatigue des spécimens d'acier C-Mn mis à l'épreuve en présence d'hydrogène était plus courte que celle de l'azote, et plus courte lorsque les fréquences de charge sont moins grandes. Cela dit, la plupart des spécimens d'aciers faiblement alliés n'ont pas fait défaut lorsque l'étendue des contraintes était plus faible en ce qui a trait aux tests de gaz d'hydrogène. Le personnel a fait remarquer que puisque l'effet de l'hydrogène est beaucoup plus prononcé sur les taux de propagation de fissure, il existe peu de recherches comparatives concernant l'effet sur les limites d'endurance à la fatigue.



Note : La barre verticale ombragée correspond à la gamme de pressions partielles approximatives d'hydrogène pour l'hydrogène mélangé dans une mesure de 10 à 100% dans le gaz de la plus haute pression du réseau de Gazifère, soit 321 à 3 206 kPa.

Figure 5-9 : Données sur la résilience publiées par Sandia illustrant la réduction de la résilience à la rupture en fonction de diverses pressions d'hydrogène.

Les pressions d'hydrogène qui sont illustrées dans la figure sont beaucoup plus élevées que celles prévues pour le réseau de Gazifère.

Puisque de l'hydrogène pur ne devrait pas s'écouler dans le réseau actuel de Gazifère, la pression partielle de l'hydrogène sera inférieure à ces données. Ce graphique permet d'illustrer que le pourcentage de réduction de la résilience est variable et qu'il dépend des matériaux testés de même que de la pression partielle de l'hydrogène. Cependant, même en présence de faibles pressions partielles de l'hydrogène, l'effet de fragilisation est toujours présent, quoique dans une moins grande mesure. À la lumière de ces données, l'hypothèse conservatrice d'un mélange de H₂ de 10 à 20% réduirait la résilience à la rupture de 30%, selon les tendances de la figure 5-9. Par ailleurs, les effets de la fragilisation par l'hydrogène dépendent du taux de charge, les effets les plus importants se manifestant en présence de charges statiques ou quasi statiques. Les effets sont moins susceptibles d'être apparents en présence de conditions de charges dynamiques. Par conséquent, les effets de la fragilisation par l'hydrogène pourraient être moins dramatiques dans le cadre des essais de résilience Charpy, qui se font moyennant une charge hautement dynamique. Donc, les valeurs de résilience à la rupture K_{IC} obtenues à partir des essais de propagation de l'ouverture à la pointe de la fissure (POPF), conformément à la norme ASTM E1820 pour laquelle les charges sont appliquées plus lentement sont davantage représentatives des conditions de résilience à la rupture prévues en fonction de la fragilisation par l'hydrogène et de la charge opérationnelle. Bien que ces valeurs mesurent toutes deux la résilience des matériaux, elles ne sont pas directement calculées les unes à partir des autres. Les corrélations établies entre ces valeurs doivent être utilisées pour déterminer la valeur appropriée.

Les effets de l'hydrogène sont plus apparents là où la contrainte locale est élevée, comme aux pointes de défauts planaires à orientation axiale dans les canalisations sous pression ou aux défauts planaires à orientation circonférentielle dans le cas de canalisations assujetties à une contrainte axiale ou à une contrainte de flexion.

La fragilisation par l'hydrogène se manifeste de façon plus radicale dans les aciers haute résistance, surtout ceux qui possèdent une microstructure martensitique. Parmi les exemples de caractéristiques de canalisations susceptibles de posséder des microstructures martensitiques, notons les raccords trempés et revenus, les zones affectées thermiquement où la dureté est très élevée, et certains types de joints (y compris certains joints de SRE qui n'ont pas été normalisés). Sur le plan historique, les exploitants de canalisations d'hydrogène ont privilégié des canalisations de faible résistance avec l'utilisation ciblée d'un traitement thermique post-soudure, ou encore, le contrôle rigoureux des méthodes de soudage afin d'éviter la formation de martensite. En raison de la tendance générale vers une plus grande susceptibilité à une importante fragilisation à mesure que la résistance augmente, la norme ASME B31.12 applique des critères de conception plus conservateurs lorsque la limite d'élasticité minimale spécifiée (LEMS) dépasse l'équivalent de la nuance X52 en vertu de la norme API 5L. L'annexe G non obligatoire de la norme B31.12 et l'annexe D de l'IGC Doc 121/14 présentent des recommandations en ce qui concerne les attributs métallurgiques pouvant minimiser la susceptibilité à une fragilisation grave (voir la section 4). Ces recommandations constituent de bons guides en ce qui a trait aux données techniques de l'installation des nouvelles canalisations et des nouveaux raccords des projets de construction futurs, en plus de servir de ressource pour l'évaluation des biens actuels.

Les aciers haute résistance, comme ceux à martensite trempée se trouvant dans certains raccords haute résistance ou dans les composants de certaines vannes (surtout leurs tiges) sont plus propices à la fragilisation par l'hydrogène en raison de la forte concentration de défauts cristallographiques présents dans l'acier. Les défauts cristallographiques, appelés dislocations, sont la force motrice de la déformation plastique et agissent en tant que plongeurs lorsque l'hydrogène se fixe. La mobilité des dislocations augmente à mesure que les contraintes augmentent, ce qui permet à l'hydrogène de se déplacer dans la microstructure et de se situer aux joints de grains, ces interfaces qui séparent les collections d'atomes orientés de manière similaire. À mesure que la concentration d'hydrogène s'accumule dans la microstructure, plus de dislocations se forment, et leurs interactions mutuelles peuvent aussi donner lieu à la création de défauts, comme des lacunes (soit des regroupements d'espaces vides d'atomes manquants dans la structure cristalline). Puisque ces lacunes s'accumulent aux interfaces, comme les joints de grains, elles se fusionnent et prennent de l'ampleur, ce qui finit par produire des fissures microscopiques aux joints de grains qui propagent les défaillances macroscopiques.

Les essais de résilience à la rupture à l'aide de charges quasi statiques sont fortement préconisés par rapport aux essais de résilience Charpy pour évaluer les effets de l'hydrogène sur la résilience. Cependant, en ce qui a trait à la mesure de la résilience initiale, avant l'exposition du service de l'hydrogène, les données des essais Charpy peuvent toujours être utiles en l'absence de données sur la résilience à la rupture en provenance d'essais de charges quasi statiques. Les relations empiriques entre les données sur la résilience Charpy et les données sur la résilience à la rupture à l'aide de charges quasi statiques peuvent servir à estimer la résilience à la rupture. De manière générale, l'illustration graphique des résultats de Charpy laisse entrevoir une assez grande dispersion par opposition aux résultats des essais de résilience à la rupture, et les diverses relations établies ont tendance à n'être valides qu'entre les conditions des joints de grains se rapportant à la résistance de l'acier et les températures se rapportant aux températures de transition. La relation entre l'énergie absorbée de Charpy et la résistance à la rupture est corollaire.

Une importante donnée inconnue est la mesure dans laquelle une canalisation de très faible résilience, comme les joints des toutes premières soudures par résistance électrique (SRE) qui n'ont pas été thermiquement traitées (dont la fabrication remonte généralement avant les années 1970 [14]), sera davantage fragilisée par l'exposition à l'hydrogène. Bien que les aciers de résilience modérée à élevée puissent perdre 50% ou plus de leur résilience à la rupture, les données d'essais sont insuffisantes pour conclure que la diminution de la résilience à la rupture diminuera au même taux pour ce qui est des joints ayant une très faible résilience. En présence de faibles contraintes d'exploitation, la possibilité qu'une défaillance prenne la forme d'une longue rupture est moins grande. Selon le paragraphe PL-3.21 (I) de la norme ASME B31.12, si la canalisation en acier ne satisfait pas aux exigences de prévention et de limitation des ruptures conformément à l'option A ou à l'option B,

la pression maximale d'exploitation (PME) doit alors être établie de sorte à restreindre la contrainte circonférentielle à 40% de la LEMS. L'origine de cette limite de 40% de la LEMS n'est pas connue, et des ruptures se sont produites dans des canalisations de gaz naturel dont les contraintes transversales étaient inférieures à 30% de la LEMS, plus particulièrement quand des canalisations à SRE de faible résilience entraient en interaction avec des menaces à l'intégrité [15].

Des recherches sont toujours en cours quant aux effets de l'hydrogène sur une variété de matériaux, et d'un échantillon d'essai à l'autre, les taux de fragilisation fluctuent.

5.3.2 Taux accru de propagation de fissure

En plus de la réduction de la résilience, l'acier au carbone fait l'objet d'un taux accru bien documenté de propagation de fissure par fatigue en présence d'hydrogène. Cette propagation de fissure dépend également des matériaux, mais la norme ASME B31.12 stipule une valeur limite supérieure de :

$$\frac{da}{dN} = a_1 \Delta K^{b_1} + \left[\left(a_2 \Delta K^{b_2} \right)^{-1} + \left(a_3 \Delta K^{b_3} \right)^{-1} \right]^{-1} \quad (1)$$

Ici, $\frac{da}{dN}$ représente l'ampleur de la propagation de fissure par cycle de pression et ΔK représente la variation de l'intensité de contrainte. Les variables a et b figurent au tableau PL-3.7.1-5 de la norme ASME B31.12 et sont reproduites ci-dessous. L'intensité de contrainte est un paramètre de la mécanique des ruptures. Elle est étroitement liée à la charge appliquée à la fissure. Dans le cas d'une fissure à orientation axiale se trouvant dans le corps d'une canalisation, la variation de l'intensité de contrainte est étroitement liée à la variation de la pression interne.

Tableau PL-3.7.2-5 Constantes de matériaux pour le taux de propagation de fissure par fatigue, da/dN		
Constante des matériaux	Valeurs	
	SI	Unité de mesure américaine
a_1	4.0812 E-09	2.1746 E-10
b_1	3.2106	3.2106
a_2	4.0862 E-11	2.9637 E-12
b_2	6.4822	6.4822
a_3	4.8810 E-08	2.7018 E-09
b_3	3.6147	3.6147

La représentation graphique des équations de la norme API 579 sur les taux de propagation de fissure par fatigue et des équations des courbes énoncées dans la norme ASME B31.12 pour les taux de propagation de fissure donne les résultats de la figure 5-10, soit une représentation graphique de la propagation de fissure par cycle par rapport à la variation de l'intensité de contrainte.

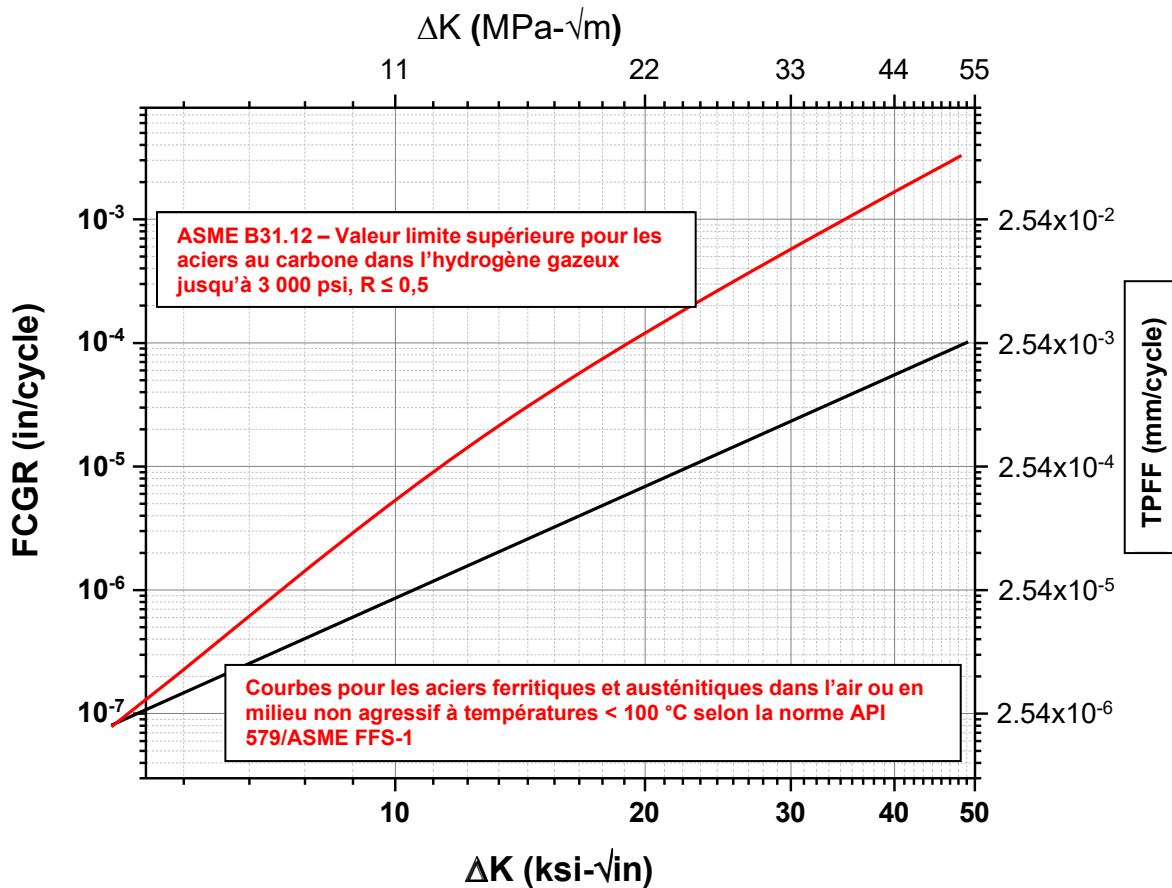


Figure 5-10 : Taux de propagation de fissure par fatigue selon la norme API 579 pour une atmosphère sans hydrogène (en noir) et selon la norme B31.12 pour une atmosphère avec hydrogène gazeux (en rouge)

À titre de référence, en s'appuyant sur les calculs figurant dans la norme API 579, un défaut théorique traversante de 50% à orientation axiale d'une canalisation de NPS 8 ayant une PME de 3 206 kPa produirait un ΔK de 8 ksi $\sqrt{\text{in}}$ moyennant un cycle de pression de PME de 50%. Cela aurait pour effet d'augmenter le taux de propagation de fissure d'environ 6*10⁻⁷ po par cycle à 2*10⁻⁶ po par cycle, soit 3,3 fois plus élevé. Cette valeur varierait en fonction des pressions utilisées, de l'orientation du défaut, de l'emplacement du défaut et des contraintes résiduelles présumées, entre autres paramètres. Ces données permettent cependant de mettre les valeurs en contexte. Le fait de réduire encore plus l'ampleur du cycle de pression aura pour effet de diminuer la valeur ΔK davantage (presque de façon linéaire dans cet exemple). Ces deux paramètres réduiront le taux réel de propagation de fissure et diminueront la différence entre le taux de propagation de fissure par fatigue en présence de gaz naturel par opposition à l'hydrogène. En fonction d'un ΔK théorique de 6 ksi $\sqrt{\text{in}}$, la différence caractérisant le taux de propagation de fissure de ces deux courbes diminue pour passer d'un multiple de 3,3 à un peu plus de 2. [REDACTED]

[REDACTED] DNV a analysé des taux de propagation de fissure par fatigue pour lesquels les données réelles des cycles de pression fournies par des exploitants de canalisations de gaz affichant des cycles quotidiens nettement inférieurs à 50% de la PME ont donné des taux inacceptables de propagation de fissure par fatigue après avoir tenu compte de tailles de défauts crédibles et de valeurs de résilience des joints soudés en plus de la durée de vie désirée de la canalisation. Dépendant de la variation de l'intensité de contrainte, qui est corrélée à la variation de la charge de la canalisation, le taux de propagation de fissure par fatigue peut s'élever à plus d'un degré de

magnitude de plus que ce à quoi il est normalement possible de s'attendre pour l'acier au carbone qui n'est pas exposé à l'hydrogène. La variation de l'intensité de contrainte ne dépend pas de la concentration d'hydrogène se trouvant dans la canalisation. Cependant, l'effet de cette variation de l'intensité de contrainte est affecté. Il existe aussi une variation du seuil de l'intensité de contrainte en bas duquel les fissures ne devraient pas commencer, surtout dans le cas de la fatigue en faible cycle. L'hydrogène a comme effet supplémentaire de faire baisser cette valeur ΔK seuil, ce qui signifie que les fissures peuvent commencer en présence de cycles de faible pression comparativement à un environnement de gaz naturel. Dans les réseaux où les cycles de pression sont peu nombreux ou sont de faible magnitude, la propagation de fissure statique pourrait dominer. Cependant, des recherches sont toujours en cours afin de quantifier les taux de propagation et les valeurs seuils de ce mécanisme.

La fréquence de contrainte cyclique des essais de fatigue peut exercer une influence sur le TPF apparent, les taux plus lents se traduisant généralement par une plus grande propagation de fissure par cycle. Toutefois, puisque la plupart des essais de fatigue comprennent des taux de contrainte cyclique beaucoup plus rapides que les taux de contrainte cyclique enregistrés dans les canalisations mêmes, les résultats des essais de fatigue ne sont probablement pas un indicateur conservateur du TPF en canalisation si les rapports R (contrainte min/contrainte max) des essais sont semblables à ceux enregistrés en canalisation.

5.3.3 Variations de la limite d'élasticité

Mention est faite de variations minimales de la limite d'élasticité dans la documentation au sujet de l'acier de canalisations exposées à l'hydrogène. Dans leur article intitulé « Hydrogen Getting into Focus » présenté à la conférence Pipeline Technology de 2020 [16], N. Gallon, L. Guest et al. ont résumé les travaux réalisés par San Marchi et al. aux fins du rapport de Sandia National Labs SAND2012-7321 intitulé « Technical Reference for Hydrogen Compatibility of Materials », dans lequel ils font mention de résultats d'essais de résistance à la traction comprenant les résultats d'échantillons de nuances X42, X52, X60, X65 et X70 selon la norme API 5L mis à l'épreuve dans du gaz d'hydrogène de 6,9 MPa (1000 psig) à la température de la pièce. Les résultats enregistrés pour les aciers de norme API 5L ont affiché des réductions moyennes de limite d'élasticité (LE) et de résistance ultime à la traction (RUT) de 2%, toutefois assorties d'écart types relativement grands, soit de 2,3% et de 2,7% respectivement. Il n'y avait pas de tendance importante de réduction des pourcentages par opposition à la résistance de référence (c'est-à-dire à la résistance dans l'air). À l'heure actuelle, les normes consensuelles de l'industrie ne présentent pas de recommandations visant à réduire les résistances et limites présumées pour l'exploitation de canalisations d'hydrogène ou pour les procédures d'évaluation des défauts.

5.3.4 Variations de la susceptibilité aux menaces

5.3.4.1 Défauts s'apparentant à une fissure

L'hydrogène peut avoir d'importants effets sur la résistance à la rupture des matériaux. La pression de défaillance des défauts s'apparentant à une fissure peut diminuer, et la susceptibilité à la rupture par opposition aux fuites peut augmenter dans le service de l'hydrogène en raison de la réduction de la résilience de l'acier. L'étendue de la variation dépend, en partie, de la résilience initiale de l'acier, de l'ampleur de la réduction de la résilience, de la contrainte circonférentielle par rapport à la limite d'élasticité ainsi que des dimensions (longueur et profondeur) du défaut.

En général, l'effet de la fragilisation sur l'envergure de la survivabilité d'un défaut s'apparentant à une fissure de PME est plus grand lorsque :

- le défaut est long et peu profond, par opposition à court et profond (les défauts courts et profonds sont moins touchés par les variations de résilience);
- la réduction de la résilience en tant que pourcentage de la résilience initiale est plus grande comparativement à une mince variation de la résilience;

- la contrainte d'exploitation est moins grande, c'est-à-dire qu'à 20% de la LEMS, la dimension du défaut critique est plus grande qu'à 60% de la LEMS, mais la dimension du défaut critique est plus sensible aux variations de résilience lorsque la LEMS est de 20%.

L'effet du degré de contrainte sur les variations de résilience peut être illustré en calculant la longueur approximative d'un défaut profond (0,85 t) qui provoque une rupture à 20% de la LEMS par opposition à 60% de la LEMS pour une canalisation hypothétique de nuance X42 et de NPS 20 x une épaisseur de paroi de 6,35 mm. Lorsque la contrainte d'exploitation est à 60% de la LEMS, la longueur du défaut critique diminue de 8% (passant ainsi d'environ 66 mm de longueur à environ 61 mm de longueur) quand la résilience Charpy diminue de 13,6 J à 6,8 J. Lorsque la contrainte d'exploitation est moins grande, soit de 20% de la LEMS, la même variation de résilience diminue la longueur du défaut critique de 31% (qui passe de 274 mm à 190 mm).

La figure 5-11 illustre un autre exemple de l'effet d'une résilience Charpy réduite sur la dimension du défaut critique en se basant sur l'exemple d'une canalisation de nuance X42 de NPS 8 x 4,8 mm d'épaisseur, à 3 447 kPa (500 psi) ou à 1 207 kPa (175 psi). Cette figure a été produite à l'aide du logiciel Ellipseq, qui s'appuie sur l'équation modifiée de log. sécante pour ses analyses. L'illustration présume que la résilience Charpy initiale de 15 pi-lb (20 J) est réduite en raison de la fragilisation par l'hydrogène à 7,5 pi-lb (10 J). L'illustration montre la combinaison de la profondeur et de la longueur d'un défaut qui peut entraîner une défaillance à chacune des PME. Les trois courbes rouges correspondent à la performance à 15 pi-lb, tandis que les trois courbes noires correspondent à la tolérance du défaut dégradé à 7,5 pi-lb. Le point de fuite ou de rupture est indiqué au moyen d'une courbe verte (avec une ligne continue dans le cas de 15 pi-lb et une ligne pointillée dans le cas de 7,5 pi-lb, également produits à l'aide du logiciel Ellipseq). À la gauche des lignes vertes, les dimensions des défauts entraînent des fuites, tandis qu'à la droite des lignes vertes, les défauts se traduisent par des ruptures. Dans cet exemple, les défauts dont la profondeur est de 0,7 t n'entraînent pas de défaillance à 3 447 kPa, à moins que la longueur dépasse de beaucoup les 203 mm (8 po). À 15 pi-lb, un défaut de 0,8 t de profondeur se traduirait par une défaillance si sa longueur mesurait un peu plus de 203 mm (8 po) à 3 447 kPa. Moyennant une résilience réduite de 7,5 pi-lb, un défaut de même profondeur entraînerait une défaillance à une longueur axiale d'environ 6,25 po. Les défauts de 0,9 t de profondeur devraient entraîner une défaillance lorsque leur longueur axiale se situe entre 66 et 69 mm (environ 2,6 et 2,7 po), aux deux degrés de résilience présumés. Lorsque la pression d'exploitation est moins élevée, soit de 1 207 kPa, les défauts de 0,9 t de profondeur n'entraîneraient en défaillance que s'ils étaient beaucoup plus longs que 203 mm (8 po). Pour les deux degrés de résilience présumés, les défauts qui ne dépassent pas 203 mm (8 po) devraient tous entraîner une défaillance sous forme de fuites en présence de pressions égales ou inférieures à 3 447 kPa.

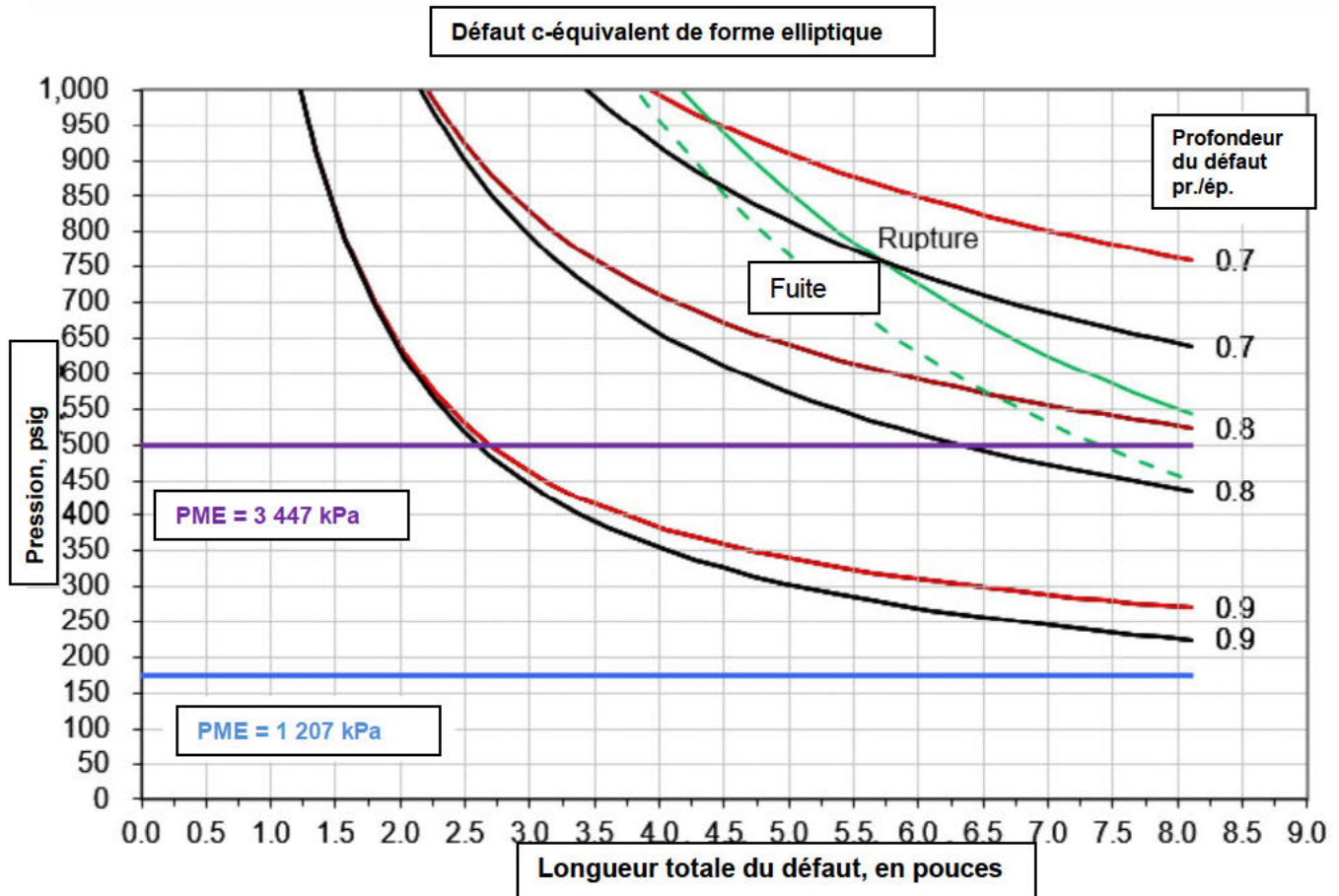


Figure 5-11 : Tolérance des défauts d'une canalisation hypothétique de NPS 8 x une épaisseur de paroi de 4,8 mm possédant une résilience de 15 pi-lb (courbes rouges) et une résilience fragilisée de 7,5 pi-lb (courbes noires)

La figure 5-12 illustre les pressions de défaillance et les points de fuite ou de rupture des défauts d'un joint de SRE hypothétique dont la faible résilience correspond à un des pires scénarios en raison du mauvais traitement thermique du joint et d'acier de longue date. Le graphique ci-dessous illustre que des fuites et non pas des ruptures devraient se produire dans le cas de pressions d'exploitation de 1 207 kPa, à moins que les défauts soient tous deux très profonds (plus profonds que 80% de l'épaisseur de la paroi) et qu'ils mesurent beaucoup plus que 203 mm (8 po). L'Ellipseq génère la ligne de fuite-rupture, là où un défaut traversant la paroi selon la longueur dictée par l'axe horizontal devrait conserver la longueur actuelle s'il se trouve à gauche de la ligne de fuite/rupture ou s'agrandir sur le sens de la longueur s'il se trouve à droite de la ligne. À 3 447 kPa, il pourrait se produire une rupture si le défaut mesure plus de 140 mm (environ 5,5 po). À 3 447 kPa, il ne devrait pas se produire de défaillances dans le cas de défauts de moins de 203 mm (environ 8 po), à moins que la profondeur du défaut corresponde à au moins 70% de l'épaisseur de la paroi. Il y a lieu de noter que le réseau XHP est composé de canalisations de SRE modernes pour lesquelles des valeurs de résilience aussi basses sont peu susceptibles d'être présentes.

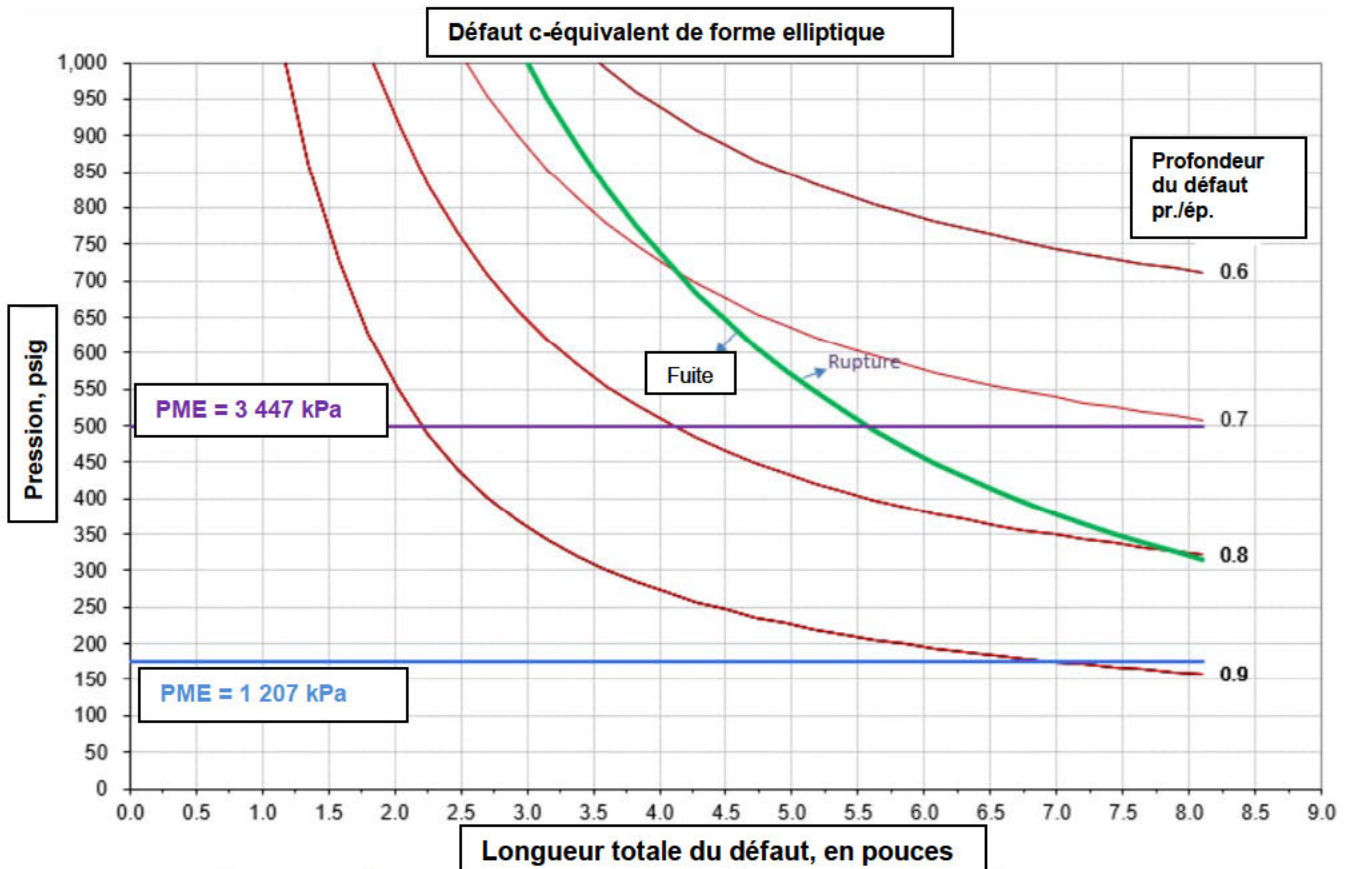


Figure 5-12 : Tolérance des défauts d'une canalisation hypothétique de NPS 8 x une épaisseur de paroi de 4,8 mm possédant un joint de SRE de faible résilience de 4 pi-lb (5 J)

5.3.4.2 Bosselures et bosselures avec morsures

Les effets de l'hydrogène sont plus apparents là où la contrainte locale est élevée, comme aux pointes de défauts planaires à orientation axiale dans les canalisations sous pression ou aux défauts planaires à orientation circonférentielle dans le cas de canalisations assujetties à une contrainte axiale ou à une contrainte de flexion. Cependant, comme l'ont fait remarquer Li, Wang et al. [17], la quantité d'hydrogène dans l'acier augmente en fonction de la contrainte préalable, avant les essais. Par conséquent, DNV conclut que les déformations se produisant à la hauteur des bosselures et des morsures pourraient devenir des lieux privilégiés pour des accumulations d'hydrogène atomique plus élevées que la moyenne et présenter des possibilités de fragilisation un peu plus grandes que la moyenne dans ces endroits. Les morsures pourraient être particulièrement problématiques parce qu'elles sont associées à de minces couches de microstructures hautement travaillées à froid propices aux fissures, en plus de constituer des endroits où les accumulations d'hydrogène sont plus élevées.

Les bosselures arrondies qui correspondent aux limites des dimensions décrites dans les normes qui s'appliquent au service du gaz naturel ne sont pas susceptibles de présenter autant de risques, à moins que l'arrondissement des bosselures n'ait entraîné des fissures. En l'absence de fissure ou de morsure, la concentration de contrainte située là où se trouve la bosselure lisse n'est généralement pas très élevée et l'initiation de fissures dans les bosselures résultant des pressions cycliques du

service du gaz sont rares, surtout si la bosselure est contenue par une roche ou une caractéristique similaire qui empêche la bosselure de rebondir ou de s'arrondir davantage sous l'influence de la pression interne. La définition de « bosselure nuisible » dans la norme B31.12 ressemble à celle de la norme B31.8. Bien que la norme CSA Z662 emploie un qualificatif différent, elle comprend des descriptions des limitations relatives aux bosselures. Ces trois normes comprennent des références au fait que les bosselures lisses ont une profondeur maximale permise de 6% du diamètre de la canalisation. La norme CSA Z662 comprend également un autre critère pour les canalisations de petit diamètre, c'est-à-dire que la profondeur des bosselures ne doit pas dépasser 6 mm dans le cas de canalisations dont le diamètre extérieur (DE) est de 101,6 mm ou moins. Les normes B31.12 et B31.8 comprennent des limitations en matière de contraintes, la norme B31.12 étant beaucoup plus conservatrice. La norme B31.12 permet une contrainte maximale de 2%, comparativement à la norme B31.8, qui limite la contrainte des bosselures à 6%, ou à 40% de l'allongement moyen indiqué dans les rapports d'essais d'usines, ou encore, à la moitié de l'allongement par traction minimal spécifié, selon l'éventualité la moins élevée. (En général, 40% de l'allongement moyen indiqué dans les rapports d'essais d'usines et la moitié de l'allongement par traction minimal spécifié sont tous deux beaucoup plus élevés que la contrainte de 6%.) La clause 10.10.4.2 de la norme Z662 permet le dépassement des limites de profondeurs précitées si la contrainte associée aux bosselures sur le corps de la canalisation est inférieure à 6%, ce qui est identique à l'exigence de la norme B31.8, mais moins conservateur que la norme B31.12. La norme Z662 comprend des exigences supplémentaires qui ont pour effet de restreindre davantage la dimension des bosselures associées à la corrosion, des concentrateurs de contraintes (morsures, rainures, fissures ou coups d'arc), de l'exposition au cyclage de pression, ou la proximité aux soudures de joints ou aux soudures de chantier.

Les dommages d'origine mécanique peuvent être propices à la fissuration par corrosion sous contrainte (CSC) en raison des contraintes locales plus grandes au lieu de la déformation et de la possibilité que le revêtement soit endommagé. Toutefois, en l'absence de cyclage de pression, DNV considère la probabilité que la CSC se produise relativement faible.

5.3.4.3 Plis, ondulations et autres irrégularités géométriques

Les plis, les ridements, les gondlements et les irrégularités géométriques connexes peuvent augmenter la susceptibilité d'entraîner des défaillances parce qu'ils constituent des concentrateurs de contraintes et des contraintes préalables associés à la déformation plastique, à l'instar des bosselures. Il s'est révélé que la fragilisation augmente en présence de contraintes préalables, les effets de pointe ayant été signalés à environ 3% de contrainte [17]. Pour cette même raison, les courbures à froid sur le terrain en guise de remplacement des raccords usinés pourraient aussi peut-être être plus susceptibles à la fragilisation que les canalisations droites adjacentes. La contrainte associée à ces types d'irrégularités géométriques pourrait être calculée et servir d'indicateur du degré probable de risque accru les caractérisant.

5.3.4.4 Corrosion

La documentation actuelle contient peu d'information et les normes pertinentes ne renferment pas de notes de précaution indiquant que la susceptibilité à la corrosion interne ou externe est accrue lorsque des canalisations de gaz naturel sont converties pour le service de l'hydrogène ou le service de NG+H₂. Il y a lieu de remarquer que dans ce contexte, la « corrosion » est considérée comme une dégradation du métal, généralisée ou localisée, qui n'est pas associée aux formes traditionnelles de fissuration par corrosion sous contrainte (CSC) externe, que la CSC ait un pH élevé ou presque neutre. Cependant, W. Li, R. Cao et al. proposent que l'hydrogène pourrait avoir un effet sur la dissolution anodique du métal et occasionner la piqûration et la fissuration par corrosion sous contrainte [18]. Il s'avère que la charge d'hydrogène augmente le taux de CSC dans l'acier inoxydable duplex en raison de la dissolution anodique assistée par l'hydrogène (HFAD) [19]. W. Li, R. Cao et al. décrivent les travaux réalisés par Tang et Cheng grâce auxquels des expériences ont permis de démontrer que la présence à la fois de l'hydrogène et d'une contrainte dans les échantillons fissurés ont donné lieu à une dissolution anodique accrue de l'acier de la canalisation moyennant un facteur cinq fois plus élevé que le taux obtenu en présence d'une contrainte, mais en l'absence d'hydrogène. Par ailleurs, il pourrait être plus probable que la CSC donne lieu à des fuites parce que la fragilisation pourrait réduire la dimension du défaut critique et, par conséquent, le taux de propagation de la CSC qui

se produit avant que la dimension de la fissure critique ne soit atteinte. [REDACTED]

5.4 Effets du service de l'hydrogène sur les composants en polyéthylène

Des essais de résistance à la traction, de fluage et de ductilité effectués sur le polyéthylène exposé à de fortes concentrations d'hydrogène sous pression ont permis de constater qu'il n'avait pas d'effet sur les propriétés de traction du PEMD, même jusqu'à 10 000 kPa d'hydrogène sous pression. Les propriétés statiques, comme le module et la limite d'élasticité, n'ont également affiché aucun effet important en présence de l'hydrogène. Les essais de fluage réalisés à des températures différentes sur les matériaux en PE ont permis de conclure que l'hydrogène n'a pas d'effet remarquables sur les ruptures ductiles découlant du fluage [20]. Le vieillissement à long terme dans le cas de durées d'exposition pouvant atteindre treize mois moyennant des pressions variant de 500 à 2 000 kPa et des températures de 20, 50 et 80 °C n'a également pas donné lieu à des effets nuisibles découlant de l'exposition à l'hydrogène.

Par ailleurs, la propagation lente de fissure par fatigue, soit le principal mécanisme de défaillance des matériaux en PE, a été affectée de manière négligeable par l'interaction avec l'hydrogène. [REDACTED]

[REDACTED] Ces résultats indiquent qu'il n'y a pas d'écart en ce qui a trait aux tendances comparativement à l'exposition à l'air à diverses températures pour ce qui est des propriétés de résistance à la traction [21].

Même si les études sur les effets de l'hydrogène sur le PE se font rares, plusieurs études ont été effectuées sur la perméabilité de l'hydrogène à l'aide de matrices polymères. La perméation des matériaux en PE est influencée par la cristallinité, l'orientation de la chaîne, les charges, la microstructure et la complexité de la chaîne latérale [22]. Il a été démontré que la perméabilité de l'hydrogène est d'environ cinq fois plus grande que celle du méthane. Le taux de perméation accru en fonction de la hausse des températures était inférieur à celui du méthane [23]. Les taux de fuites par les matériaux en PE étaient de moins de 0,02% par jour dans le cas des liners en PE d'environ 5 mm d'épaisseur. À titre de référence, des calculs concernant ~668 000 km (415 000 milles) de canalisations en PE aux États-Unis pour un mélange d'hydrogène de 20% ont permis d'estimer le nombre total de fuites à 1,2 million m³/an (43 millions pi³/an), ce qui aurait représenté environ 0,0002% de l'ensemble du gaz naturel consommé pendant l'année 2010. Le rapport des fuites était évalué à environ 60% dans le cas de l'hydrogène, et le reste provenait du méthane [24].

De plus, les matériaux en PE sont électriquement non conducteurs et ne montrent aucune réaction défavorable aux conditions naturelles du sol. Par conséquent, ils ne sont pas soumis à l'action galvanique, à la corrosion ou à la rouille, contrairement à l'acier [25]. Des études réalisées sur des canalisations en PEMD en contact avec de l'hydrogène pur sans avoir été exposées au méthane au préalable n'ont affiché aucun effet négatif après avoir transporté de l'hydrogène pendant quatre ans, assurant ainsi l'intégrité des canalisations. Il s'est avéré que les propriétés de résistance à la traction des canalisations qui avaient été exposées au méthane pendant 20 ans et auxquelles de l'hydrogène a été ajouté par la suite n'avaient pas subi de

⁴ Selon la ASME STP PY-011 intitulée "Integrity Management of Stress Corrosion Cracking in Gas Pipeline High Consequence Areas", les défaillances attribuables à la CSC en canalisation se sont produites lorsque la LEMS se situait entre 25% et 72%, mais deux sources ont signalé que les deux tiers des défaillances résultant de CSC à forte teneur en pH se sont produites lorsque les contraintes transversales étaient supérieures à 60% de la LEMS. Un sondage réalisé auprès des participants au projet a permis de constater que 87% des défaillances en canalisation et 96% des défaillances enregistrées lors d'essais hydrostatiques étaient attribuables à une CSC à forte teneur en pH dans des canalisations conçues pour être exploitées à une LEMS de 60%. Presque toutes les défaillances enregistrées en bas de ce seuil ont eu lieu dans des canalisations dont le diamètre était de 12 pouces ou moins, et seules des fuites (et non pas des ruptures) ont été enregistrées lorsque la LEMS était inférieure à 48%. Dans ce même rapport de l'ASME, les résultats d'excavations effectuées dans le but de détecter la présence de CSC à pH quasi neutre ont été résumés. Parmi les 4 414 excavations, de la CSC a été trouvée dans 696 excavations, mais aucune CSC n'a été repérée dans les 53 excavations effectuées pour des canalisations dont la contrainte transversale s'élevait à 60% de la LEMS ou moins.

changements importants. Il a été suggéré que l'augmentation du module de flexion pourrait se produire sur de plus longues durées d'exposition au méthane, mais il faudrait que d'autres essais soient effectués avant de confirmer cette hypothèse [26]. Les canalisations en PE ont régulièrement montré aucun signe de dégradation en présence d'hydrogène pur et de mélanges d'hydrogène et de méthane. Selon des recherches actuelles, les propriétés mécaniques nominales se maintiennent même après exposition de ces matériaux à des environnements d'hydrogène sous pression. Les plastiques unimodaux et les anciennes canalisations de type Aldyl-A dont il est question à la section 5.2.2 et qui présentent des taux de défaillance plus élevés en raison de fissures ne devraient pas se comporter bien différemment en présence de mélange d'hydrogène qu'en présence de gaz naturel pur.

5.5 Effets de l'hydrogène sur la fonte noire malléable et d'autres types de fonte

Bien que les effets de l'hydrogène sur les propriétés mécaniques de la fonte aient fait l'objet de peu d'études, les résultats des études laissent croire que la microstructure a un effet considérable sur la performance de la fonte exposée à l'hydrogène. Une étude réalisée par Yoshimoto et al. [27] a analysé les effets de la teneur en graphite sur l'absorption d'hydrogène et les propriétés de résistance à la traction subséquentes.

Cette étude a permis de conclure que les plus grands diamètres de canalisations contenant du graphite favorisent l'absorption de plus vastes concentrations d'hydrogène. L'hydrogène de ces plus vastes concentrations donne lieu à une grande fragilisation, jusqu'à une taille critique du diamètre de la canalisation contenant du graphite. Il a également été démontré que la fonte présente une réduction considérable de la ductilité générale à mesure que les concentrations d'hydrogène augmentent. De petites fissures apparaissaient sur l'interface graphite-ferrite en situation d'immersion en hydrogène, fissures qui étaient absentes à l'air ambiant [28]. Une autre étude a permis de démontrer qu'à mesure que les fissures se propagent, l'hydrogène est attiré par la pointe des fissures en raison de la diffusion induite par la contrainte, ce qui se traduit par une perte de ductilité en fonction de la durée d'exposition [29]. Par ailleurs, des études semblables ont permis de montrer que les fontes sont davantage fragilisées lorsqu'elles sont exposées à l'hydrogène dont la microstructure contient une plus grande fraction de perlite en raison de la saturation de l'hydrogène dans la cémentite (le carbure de fer se précipite avec la formule chimique Fe_3C) [30].

5.6 Évaluation des systèmes de mesure et de régulation

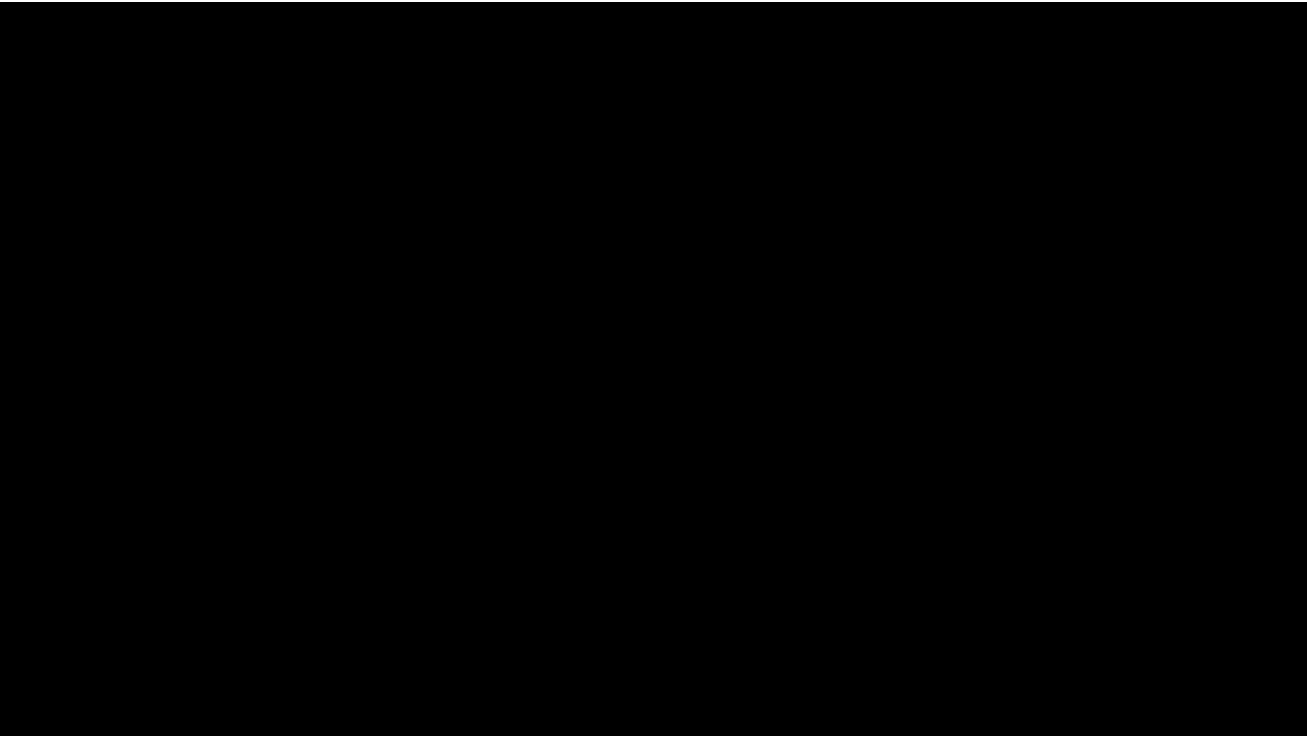
Dans cette section, les questions suivantes concernant la mesure et la régulation sont considérées:

- Y a-t-il des possibilités d'erreurs de dérive ou d'erreurs systématiques sur le plan des systèmes de mesure et de calcul de consommation d'énergie après introduction d'hydrogène?
- Y a-t-il des enjeux de capacité en matière de mesure et de régulation quand des quantités égales d'énergie sont transférées à l'échelle du réseau?

Les systèmes de mesure comprennent les débitmètres, le système de mesure de la composition du gaz, les calculateurs de débits de même que les instruments de mesure de la pression et de la température. La présente analyse se concentre sur l'aspect de mesure de débit des systèmes de mesure.

5.6.1 Systèmes de mesure de débit

Les systèmes de mesure fonctionnent à l'intérieur d'une certaine marge convenue d'avance, appelée « conditions assignées de fonctionnement ». Quand de l'hydrogène est ajouté au gaz naturel, la valeur calorifique volumétrique (en MJ/m^3) diminue et par conséquent, le débit volumétrique doit être augmenté afin de maintenir la même capacité de transmission d'énergie. ■

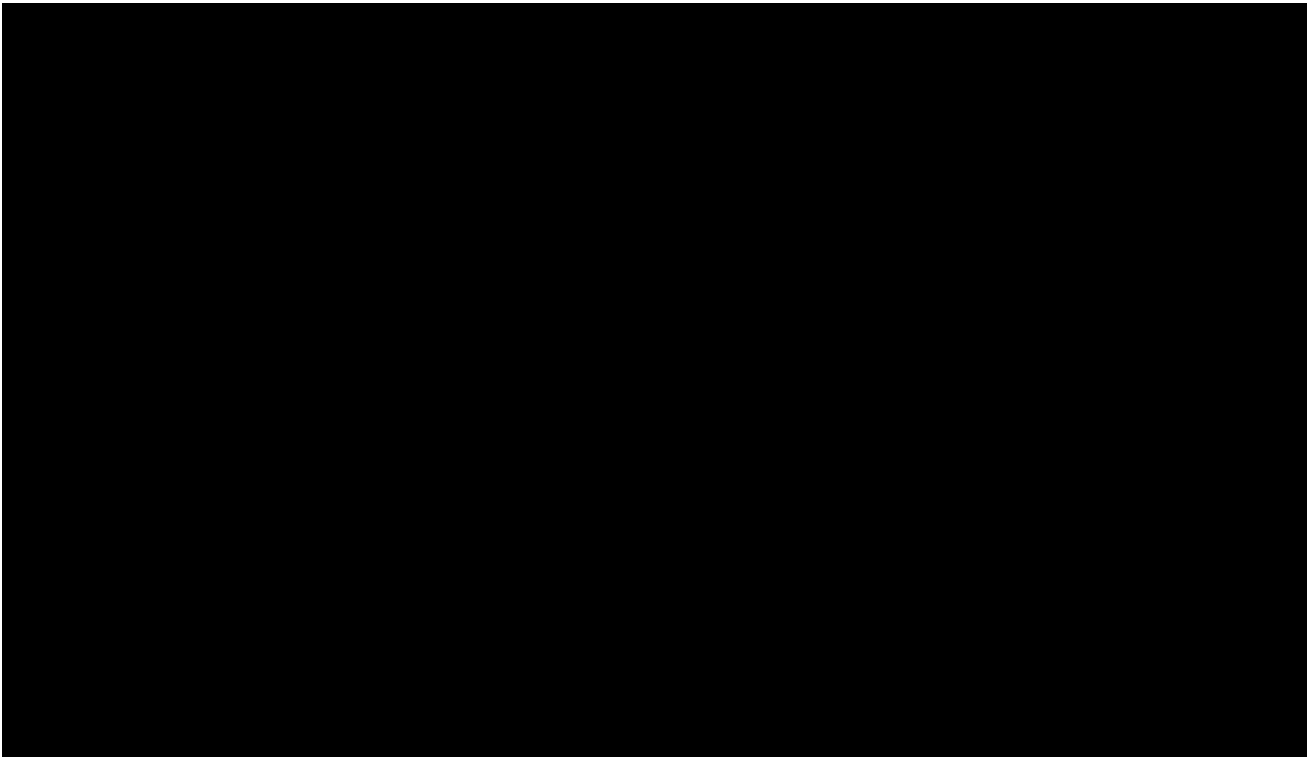


Deux aspects sont importants à prendre en considération, soit la marge de réglage théorique et la performance (erreurs systématiques).

Questions de marges de réglage théorique

En général, les systèmes de mesure de débit haut de gamme conviennent bien aux besoins dans la mesure où l'hydrogène ne dépasse pas 30%, pourvu qu'ils puissent continuer à fonctionner à l'intérieur de leurs marges de réglage théoriques. Pour ce qui est des systèmes de débit volumétrique haut de gamme (compteurs à turbine, débitmètres à ultrasons ou compteurs rotatifs), la valeur du débit (volumétrique) doit se situer entre le débit minimal Q_{\min} et le débit maximal Q_{\max} . Les valeurs du débit augmentent dans les cas de mélanges d'hydrogène.





[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

Performance

Récemment, une étude a été réalisée dans le cadre d'un projet industriel conjoint visant à étudier les effets de systèmes de mesure de débit haut de gamme sur la performance, ces systèmes étant les débitmètres à ultrasons et les compteurs à turbine. Les résultats ont été publiés à l'occasion de l'atelier sur la mesure du débit dans la mer du Nord (North Sea Flow Measurement) en 2021 [31].

L'impact de l'hydrogène sur la métrologie dépend de la quantité d'hydrogène dans le gaz naturel, de la technologie de mesure employée et de la configuration du système. La performance de la technologie du compteur à turbine est supérieure à celle des débitmètres à ultrasons. Elle donne lieu à une meilleure reproductibilité des mesures et à un moins grand risque d'erreurs systématiques. La technologie de débitmètre à ultrasons est disponible à de nombreux postes de régulation de la pression du réseau de gaz. Selon une enquête récente, les débitmètres à ultrasons risquent de connaître une dérive systématique en raison de la présence d'hydrogène. Des essais ont permis de vérifier que la plupart des systèmes de débitmètre à ultrasons sont des instruments robustes et qu'ils sont toujours en mesure de produire des données de débits valides en présence de jusqu'à 30% d'hydrogène, mais que la reproductibilité peut varier et que des erreurs ou dérives systématiques peuvent se produire dans une mesure pouvant aller jusqu'à 0,5% à 1%. Il est probable que les dérives puissent être minimisées grâce à la configuration adéquate des débitmètres et au traitement des corrections des calculateurs de débits en fonction du nombre de Reynolds. Cependant, les changements en matière de composition du gaz nécessitent une approche fondée sur le nombre



de Reynolds afin d'appliquer les résultats d'étalonnage des débitmètres aux conditions en vigueur sur le terrain. La plupart des calculateurs de débits actuels n'ont pas cette fonctionnalité, ce qui signifie que le changement des calculateurs risque de s'imposer pour permettre l'adoption d'une méthode de correction fondée sur le nombre de Reynolds en temps réel. Des recherches sont toujours en cours sur la dérive des débitmètres à ultrasons et sur son origine.

5.6.1.1 Méthodes de calcul des calculateurs de débits

Le calculateur a besoin de données ayant trait au débit, à la température, à la pression et à la composition afin d'être en mesure de calculer les volumes et les quantités d'énergie transportée. Ces données revêtent une importance primordiale en matière de facturation du gaz transporté (transfert d'allocation). Selon les renseignements obtenus, il n'est pas clair quelle méthode est employée au sein des postes de comptage du réseau. Les meilleures méthodes sont celles de l'AGA8 et de GERG-2008, des méthodes de calcul qui se servent des données complètes de 20 composants de la composition de gaz, dont l'hydrogène.

La compressibilité de l'AGA-8 est à égalité dans une mesure de 0,01% avec celle de l'AGA10Ex, et aucune erreur systématique n'existe en présence de conversion à l'hydrogène, pourvu que les pourcentages d'hydrogène soient mesurés correctement.

Il arrive encore souvent que les utilisateurs recourent à des méthodes de compressibilité corrélatives. Remarque : Dans ce cas-ci, la formule du calcul est conforme à la norme ISO12213-3:2006 servant à déterminer les coefficients du calcul de la compressibilité du gaz (Z) à l'aide de l'ensemble de paramètres préférentiels (H_s , densité, xCO_2 , xH_2) en tant qu'entrées.

La méthode SGERG-88 emploie des calculs conformes à la norme ISO 12213-3. Afin de pouvoir utiliser cette méthode, il faut connaître la température et la pression de la fraction molaire du gaz naturel et de l'hydrogène (H_2). Il faut que trois des quatre paramètres suivants soient connus : la fraction molaire du dioxyde de carbone (CO_2), la fraction molaire de l'azote (N_2), la densité relative et la valeur calorifique supérieure H_s . Cette méthode a été approuvée jusqu'à 10 % vol. H_2 [32].

DNV a effectué des calculs à l'aide de Flow-Xpert (logiciel de calcul des propriétés de débit produit par ABB). La référence est une méthode de calcul de la composition complète comme GERG2008 ou AGA10Ex (2017). La pression et la température de référence choisies sont de 4 bars et de 10°C respectivement.

[REDACTED]

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text]

[Redacted text]

5.6.2 Capacité de mesure et de régulation

La capacité de transport d'un réseau de transmission varie en fonction de ses diverses compositions de gaz. L'addition d'hydrogène aura un effet sur la quantité d'énergie par mètre cube de gaz. La valeur calorifique brute du gaz naturel est d'environ 35 à 40 MJ/Nm³ pour le gaz naturel à faible et à forte valeur calorifique, respectivement. La valeur calorifique brute de l'hydrogène est d'environ 12 MJ/Nm³. La teneur en énergie d'un mètre cube normal d'hydrogène est d'environ trois fois plus faible que la teneur en énergie du gaz naturel. Par conséquent, dans des conditions atmosphériques, la vitesse de l'hydrogène pur devrait être d'environ trois fois celle du gaz naturel pour qu'une quantité égale d'énergie soit transportée. Cependant, l'hydrogène n'est pas autant compressible que le gaz naturel, ce qui signifie qu'une moins grande quantité de mètres cubes normaux est « contenue » dans un mètre cube réel. La vitesse nécessaire au gaz doit être augmentée davantage en raison de cette compressibilité. Plus la pression augmente, plus cette augmentation est importante.

De plus, puisque la demande en énergie de la part des clients ne changera pas, tous les calculs sont effectués en fonction de l'hypothèse selon laquelle la demande totale en énergie (c'est-à-dire MJ/jour) restera pareille. Associée à la plus faible teneur en énergie, la vitesse du gaz devra augmenter pour répondre à cette demande égale en énergie.

[Redacted text]

5.6.2.1 Détails de l'équipement : chromatographes en phase gazeuse

Le chromatographe en phase gazeuse (CPG) est un appareil d'analyse autonome doté de plusieurs colonnes pour mesurer les composants du gaz. Il permet de déterminer les compositions en fonction des normes d'exactitude de mesure à des fins de facturation. Le mécanisme interne du CPG contient habituellement deux colonnes, chacune d'entre elles étant affectée à la détection d'une gamme particulière de gaz. Dans le cas du mélange d'hydrogène dans le gaz naturel, il y a une colonne supplémentaire.

De manière générale, pour mesurer la composition du gaz naturel, de l'hélium sert de gaz porteur dans les colonnes déjà installées. Une colonne distincte contenant de l'argon comme gaz porteur peut permettre de déterminer la teneur en hydrogène, car l'hélium n'est pas compatible avec la détection d'hydrogène dans une colonne de CPG parce que l'hélium et l'hydrogène ont une conductivité thermique semblable.

D'après l'âge du modèle de CPG, une mise à niveau contenant une colonne supplémentaire et un raccordement de gaz porteur distinct pour l'argon pourrait s'avérer nécessaire pour détecter les teneurs en hydrogène du gaz. Les anciens modèles de CPG ne peuvent pas être adaptés pour mesurer l'hydrogène avec exactitude, bien que cela dépende de chacun des fabricants. La remise à neuf ou la mise à niveau des CPG est recommandée en présence d'hydrogène parce que les CPG actuels ne conviennent généralement qu'au gaz naturel, tant en raison des colonnes installées dans les CPG qu'en raison du gaz porteur utilisé.

5.6.2.2 Détails de l'équipement : débitmètres à ultrasons

La technologie du débitmètre ultrasonique a été adoptée à de nombreux postes de régulation de la pression. Selon une enquête récente [33], les débitmètres à ultrasons sont susceptibles d'enregistrer une dérive systématique en présence d'hydrogène. Des essais ont permis de vérifier que la plupart des systèmes de débitmètre à ultrasons sont des instruments robustes et qu'ils sont toujours en mesure de produire des données de débits valides en présence de jusqu'à 30% d'hydrogène,

mais que la reproductibilité peut varier et que des erreurs ou dérives systématiques peuvent se produire dans une mesure se situant entre 0,5% et 1%.

Pour que le débitmètre puisse fonctionner en présence de taux de mélange élevés, comme de l'hydrogène à 50% ou de l'hydrogène à 100%, le fabricant doit, à tout le moins, remettre à neuf ou remplacer les capteurs, modifier la configuration et réétalonner le débitmètre. Grâce à une expérience récente, DNV sait que tous les fabricants devraient remplacer les capteurs des compteurs de gaz américains pour qu'ils puissent convenir à l'hydrogène. Le coût d'une mise à niveau correspondrait à au moins 50% du coût d'un nouveau débitmètre, mais pourrait atteindre jusqu'à 70% de ce coût.

Pour ce qui est des taux de mélange jusqu'à 20%, les débitmètres doivent être bien étalonnés, ce qui est difficile parce qu'il n'existe toujours pas dans le monde d'installations d'étalonnage accréditées pour le débit d'alimentation d'hydrogène. Pour les pourcentages de mélanges de 5% à 20% de Gazifère, par exemple, une solution intermédiaire consisterait à effectuer un « étalonnage en fonction du nombre de Reynolds ». Cela signifie que le débitmètre sera étalonné en fonction de différentes pressions de gaz naturel, voire en fonction de l'air atmosphérique, pour couvrir la même aire que le nombre de Reynolds, là où le débitmètre sera en présence d'un mélange d'hydrogène.

Il est probable que les dérives d'un débitmètre américain puissent être minimisées grâce à la configuration adéquate des débitmètres et au traitement des corrections des calculateurs de débits en fonction du nombre de Reynolds, une méthode qui n'est actuellement pas employée dans la plupart des calculateurs de débits. Les corrections de débits en fonction du nombre de Reynolds peuvent, entretemps, être effectuées au point de collecte des données en guise de solution de rechange, ce qui nécessiterait l'administration et la gestion strictes des procédures de changement. De plus amples renseignements à ce sujet se trouvent dans un document découlant d'un récent atelier intitulé « North Sea Flow Measurement Workshop » publié par H.J. Riezebos (DNV) en octobre 2021[31]. Outre les dérives potentielles vers le haut, le mélange d'hydrogène s'accompagne de vitesses accrues pour chacun des scénarios, ce qui risque d'imposer des restrictions à la capacité de comptage. L'augmentation de la vitesse du gaz, comme indiquée ci-dessus, pourrait atteindre 21% dans le cas d'un mélange d'hydrogène pouvant atteindre 20%. De manière générale, des vitesses de débit maximales pouvant atteindre 25 m/s pourraient s'avérer possibles dans le cas de canalisations dotées de débitmètres à ultrasons. À certains postes, le nombre de conduites d'écoulement devra être augmenté; sinon, les conduites de comptage même devraient être remplacées par une plateforme de comptage de plus grand diamètre.

À titre de recommandation générale, lorsque la dérive maximale acceptable est $<0,2\%$, cela veut dire, en fonction du risque de dérive, que le débitmètre est adéquat en présence de jusqu'à 10% d'hydrogène et qu'il devrait être remis à neuf et réétalonné ou remplacé lorsque ces pourcentages sont plus élevés (à moins qu'une vérification plus approfondie ne prouve qu'il est adéquat).

Dans le cas de Gazifère, lorsque le mélange d'hydrogène est de 20%, il est recommandé d'effectuer le réétalonnage avec la méthode en fonction du nombre de Reynolds et d'appliquer les résultats soit directement au débitmètre (dans la mesure du possible), soit dans un système centralisé faisant partie de l'infrastructure des TI. Tous les débitmètres qui fonctionnent déjà presque à leur vitesse maximale devront être remplacés par une version de plus grand diamètre.

5.6.2.3 Détails de l'équipement : compteurs à turbine et compteurs rotatifs

Dans le cas des compteurs à turbine et des compteurs rotatifs, l'augmentation de la vitesse du gaz est le principal effet ayant des incidences sur la capacité de comptage. Ces types de compteurs rotatifs peuvent tous deux s'adapter à l'hydrogène, bien qu'il y ait deux effets principaux à considérer. Premièrement, il faut déterminer si le compteur convient toujours à la plus grande vitesse du gaz. Cela ne poserait un problème que si le compteur fonctionnait souvent à la quasi-capacité maximale parce que l'augmentation de la vitesse du gaz de 21% est relativement faible. Deuxièmement, il y a lieu de déterminer l'étalonnage du compteur pour qu'il maintienne son exactitude, comme les débitmètres à ultrasons, tels que décrits ci-dessus. Le compteur

doit être étalonné en fonction du nombre de Reynolds afin de faire en sorte qu'il soit étalonné avec du gaz naturel ou de l'air dans ses conditions de fonctionnement sur le terrain, quand l'hydrogène fait partie du mélange du gaz.

5.6.2.4 Détails de l'équipement : vannes de réduction de la pression

La gorge des vannes de réduction de la pression a des vitesses soniques quand le facteur de réduction de la pression est de deux ou plus. La vitesse sonique (lorsque la vitesse du gaz est égale à la vitesse du son) exerce une limite physique sur la capacité de débit de la vanne. Pour les mélanges d'hydrogène avec du gaz naturel ou pour l'hydrogène à 100%, ce facteur de réduction de la pression de deux ne change pas énormément et en principe, il est toujours valable.

Lorsque la vitesse du son augmente en présence d'un mélange d'hydrogène, non seulement la capacité de la vanne en termes de débit volumétrique augmente, mais le débit volumétrique en soi augmente également. Par conséquent, il est important de savoir laquelle de ces augmentations se compare le plus à l'autre afin de déterminer si la capacité de la vanne augmentera ou diminuera. Le résultat de ces deux calculs comparés les uns aux autres est illustré ci-dessous.

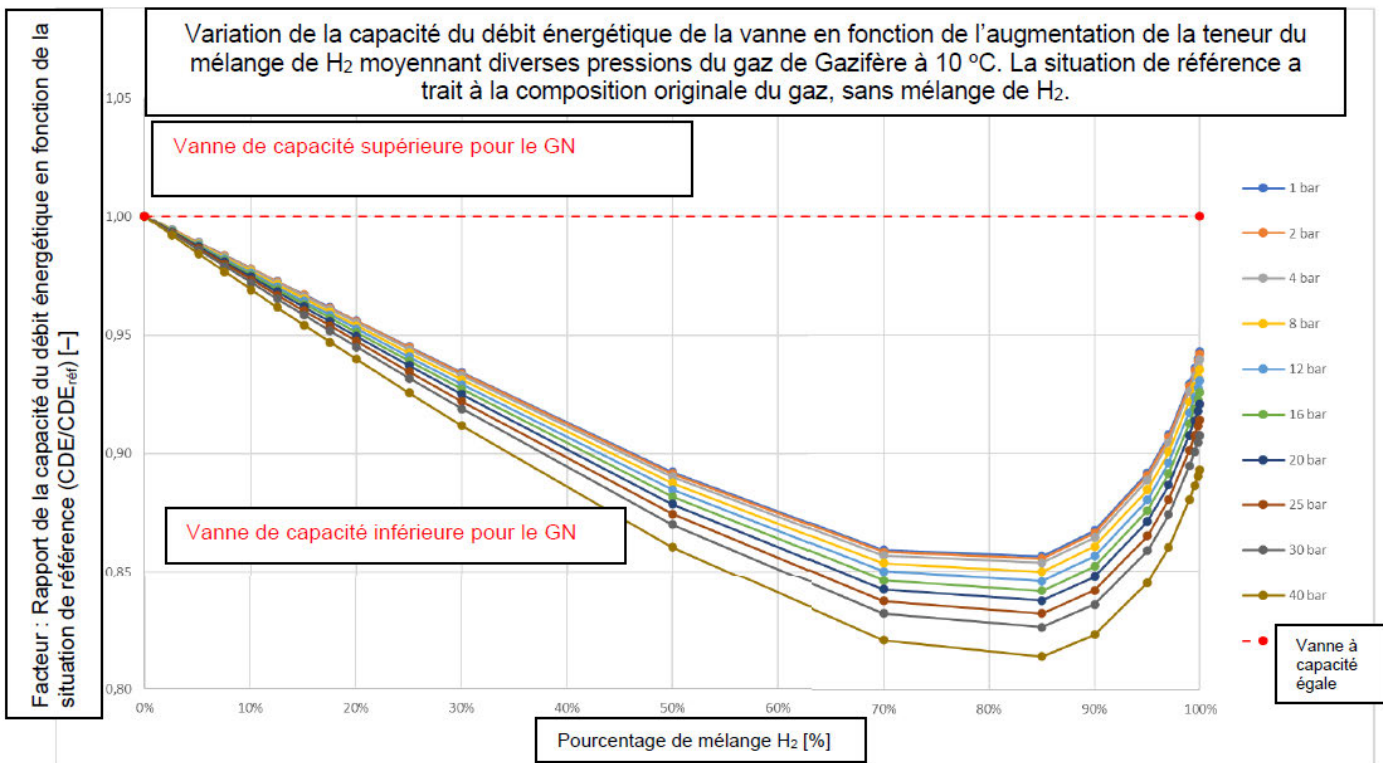


Figure 5-16 : Changement de la capacité énergétique de la vanne de réduction de la pression en présence de mélange d'hydrogène

Le graphique ci-dessus permet de comprendre que même lorsque la vitesse du son augmente, la vitesse du gaz augmente encore plus vite. Par conséquent, quand une vanne fonctionne au débit d'alimentation maximal, la capacité va diminuer, tel qu'indiqué ci-dessus, en fonction de la pression et du pourcentage du mélange d'hydrogène. En principe, la capacité maximale de la vanne est utilisée lorsque la pression baisse d'un facteur de deux ou plus. Par conséquent, toutes les vannes qui fonctionnent actuellement à une baisse de pression plus grande que ce facteur de deux auront une capacité de débit énergétique moins élevée.

Cependant, il y aura augmentation des pertes de pression pour tous les éléments assortis d'une diminution de pression. Cela s'applique non seulement aux canalisations, mais aussi à tous les équipements subissant une baisse de pression. Par conséquent, la baisse de pression des vannes de réduction de la pression augmentera également. Donc, même si la capacité d'une vanne peut être suffisante pour prendre en charge le débit de gaz ayant un pourcentage de mélange d'hydrogène, il faut tenir compte des conditions du réseau.

5.6.3 Compatibilité des matériaux

L'examen général de la compatibilité des matériaux avec l'hydrogène figure à la section 6.6. Les données résultant de cet examen peuvent également s'appliquer aux matériaux susceptibles d'être présents dans les compteurs, les régulateurs, les enregistreurs de pression et d'autres équipements. Cependant, puisque les matériaux et les méthodes de production utilisés peuvent varier, DNV recommande de discuter de la compatibilité avec l'hydrogène d'équipements et de composants spécifiques avec les différents fabricants.

5.7 Exigences basées sur les normes

En raison de l'intérêt accru à l'égard de l'introduction d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, plusieurs normes internationales ont été rédigées ou sont en cours de rédaction en vue de réglementer divers aspects des réseaux de canalisations. Le tableau 5-13 ci-dessous présente un résumé des normes pertinentes.

Tableau 5-13 : Résumé des normes industrielles relatives à l'intégrité des canalisations pendant le transport de l'hydrogène

Numéro du document	Titre	Année de publication	Auteur	Commentaires
ASME B31.12	Hydrogen Piping and Pipelines	2019	ASME	S'applique à la conception, la construction, l'exploitation et l'entretien des canalisations et des réseaux de transport de l'hydrogène. Elle est applicable aux réseaux de canalisations dont la teneur en hydrogène est supérieure à 10% en volume, bien qu'elle ait été principalement utilisée pour les canalisations transportant 100% d'hydrogène.
CSA Z662:19	Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz	2019	CSA	La norme relative aux réseaux de canalisations de pétrole et de gaz ne contient actuellement aucune exigence spécifique aux canalisations d'hydrogène ou de gaz naturel mélangé à l'hydrogène. Un groupe de travail CSA Z662 a été créé pour examiner et recommander des exigences pour l'édition 2023 de la norme.
EIGA IGC 121/14	Hydrogen Pipeline Systems	2014	EIGA	Pour les réseaux d'hydrogène pur et mixte avec des pressions de 150 à 3000 psig ou une pression partielle d'hydrogène supérieure à 29 psi pour les aciers inoxydables.
AIGA 087/20 (publiée à l'origine sous le nom CGA G5.4)	Standard for Hydrogen Piping Systems at User Locations	2020	AIGA	Norme de l'Asia Industrial Gases Association sur le transport, la manutention et le stockage de l'hydrogène dans un système d'approvisionnement (jusqu'à la soupape source) et dans le réseau de tuyauterie du client, de la vanne source au point d'utilisation.

Le réseau de Gazifère est conçu et exploité conformément à la norme CSA Z662. Bien qu'aucune exigence spécifique à l'hydrogène ne soit actuellement incluse dans la norme, les exigences d'autres normes industrielles devraient être examinées et prises en compte, le cas échéant.

Les normes de consensus ont tendance à être plus axées sur la sélection des matériaux pour les nouveaux réseaux de canalisations et de tuyauterie que sur l'adaptation des canalisations existantes au transport de l'hydrogène, bien que le

document IGC Doc 121/14 décrit la requalification des canalisations existantes pour le transport de l'hydrogène dans l'annexe H et que la norme ASME B31.12 fixe certaines exigences pour la conversion des canalisations en acier dans le PL3.21. Certains types de fer et d'acier et les processus de production de joints utilisés pour fabriquer les conduites présentes dans les canalisations existantes ne sont pas utilisés depuis plusieurs décennies. Par conséquent, les normes de consensus n'abordent pas explicitement tous les aciers, types de joints et méthodes de fabrication sur le terrain qui sont souvent rencontrés dans les réseaux de canalisations existants. Toutefois, les exigences ou recommandations applicables aux nouvelles canalisations peuvent être utilisées pour évaluer l'adéquation des canalisations existantes au transport de l'hydrogène.

Par exemple, le document IGC Doc 121/14 indique que la résistance à la fois à la fissuration par corrosion sous contrainte et à la fragilisation par l'hydrogène est l'une des considérations métallurgiques les plus importantes. Il signale que les faibles contraintes conviennent mieux à des environnements entraînant une exposition à l'hydrogène et indique qu'un espacement plus étroit des supports de conduites (si des supports de conduites sont utilisés pour limiter les contraintes de flexion/axiales), des parois de conduites plus épaisses et une réduction des contraintes thermiques des soudures sont bénéfiques. Une « faible contrainte » est décrite comme étant inférieure à 30% de la limite d'élasticité minimale de la canalisation. Des déclarations similaires figurent dans la norme ASME B31.12. [REDACTED]

L'approche ASME B31.12 de la sélection de la taille et de la nuance des conduites pour une pression de service maximale ciblée nécessite généralement des parois de conduites plus épaisses par rapport aux approches utilisées dans l'ASME B31.8, en particulier lorsque des aciers à haute résistance sont utilisés. Le document IGC 121/14 et la norme ASME B31.12 recommandent tous deux de n'utiliser que des nuances X52 et inférieures, bien que la norme B31.12 évoque spécifiquement la possibilité d'utiliser des aciers plus résistants. IGC Doc 121/14 note que certains exploitants limitent la contrainte de fonctionnement à moins de 30% de la LEMS ou 20% de la résistance ultime à la traction minimale spécifiée (RUTMS), avec une épaisseur de paroi minimale de 0,250 pouce. Les limites imposées quant à l'épaisseur des parois et aux contraintes de fonctionnement réduisent la probabilité de dommages mécaniques graves et le risque de dommages causés par l'hydrogène. Il note également une préférence pour les joints de conduites normalisés pour les conduites subissant des niveaux de contrainte élevés. Une résistance à la traction réelle maximale de 116 ksi est recommandée.

La norme ASME B31.12 offre aux utilisateurs deux options pour sélectionner les combinaisons de nuance et d'épaisseur de conduite qui répondent à une pression de service maximale ciblée. L'option A est l'approche « prescriptive » qui réduit les exigences en matière d'essais des matériaux si de faibles contraintes de fonctionnement sont utilisées. L'option B est l'approche « basée sur la performance ». Elle assouplit les restrictions relatives à la nuance et autorise une épaisseur de paroi réduite si des procédures d'essai rigoureuses sont mises en œuvre pour démontrer la performance de l'acier prévu dans les environnements d'hydrogène, y compris en déterminant des taux de propagation des fissures dues à la fatigue et la résistance à la rupture (au-delà du simple essai de résilience Charpy). La méthode prescriptive de l'option A est un exemple d'approche dans laquelle le manque d'informations techniques peut être au moins partiellement compensé en limitant les contraintes à de faibles valeurs et en favorisant l'utilisation d'aciers à faible résistance, ces derniers ayant le plus long historique d'utilisation commerciale efficace pour le transport de l'hydrogène. La méthode de l'option A impose des pénalités de conception qui éliminent presque tout avantage lié à l'utilisation d'un acier à haute résistance qui, normalement, permettrait de réduire le coût de la conduite grâce à la diminution de l'épaisseur des parois. Le tableau 5-14 résume les données requises pour utiliser l'option A ou l'option B de la norme ASME B31.12. Il montre également l'augmentation de la charge de données pour l'option B, notamment en ce qui concerne la ténacité à la rupture spécifique à l'acier et le comportement de propagation des fissures dues à la fatigue pour le transport de l'hydrogène.

Tableau 5-14 : Liste des données métallurgiques/propriétés mécaniques requises pour déterminer l'épaisseur de paroi nominale requise et l'acceptabilité des aciers candidats en vertu de la norme ASME B31.12

Variable	Donnée	Utilisé pour l'option A	Utilisé pour l'option B	Source
S	Limite d'élasticité minimale spécifiée	OUI	OUI	Paramètres de conception pour les nouvelles canalisations; documents ou essais pour les canalisations existantes
E	Type de joint et facteur de joint longitudinal correspondant	OUI	OUI	Paramètres de conception pour les nouvelles canalisations; documents ou observation directe pour les canalisations existantes
UTS	Résistance ultime à la traction	NON	NON	MTR pour les nouvelles canalisations; documents ou essais pour les canalisations existantes. Les valeurs maximales autorisées sont limitées par la norme B31.12.
	Taille initiale du défaut	NON	OUI	Données d'inspection ou d'essais à pression
Da/dN	Taux de croissance des fissures dues à la fatigue	NON	OUI	Calculé ou à partir des données des essais
K _{IH}	Facteur d'intensité de la contrainte de seuil dans l'hydrogène	NON	OUI	Données d'essai d'un acier spécifique ou « semblable »
-	Énergie absorbée par l'essai d'impact Charpy	OUI	OUI	Données d'essai d'un acier spécifique
-	% de cisaillement lors d'un essai d'impact Charpy	OUI	OUI	Données d'essai d'un acier spécifique
-	Résistance ultime à la traction réelle de la conduite	OUI	OUI	Données d'essai d'un acier spécifique
-	Résistance ultime à la traction réelle du métal soudé	OUI	OUI	Données d'essai d'un acier spécifique
-	Teneur réelle en phosphore de l'acier	NON	OUI	Données d'essai d'un acier spécifique
-	Dureté du métal de base (conduite, raccords, coudes)	OUI	OUI	Données d'essai d'un acier spécifique
-	Dureté des zones de soudure	OUI	OUI	Données d'essai d'un acier spécifique

Le document IGC Doc 121/14 et la norme ASME B31.12 imposent tous deux des limitations sur le piquage à vif, bien que la sécurité pour les nouveaux piquages à vif soit davantage mise en évidence que l'intégrité à long terme des piquages à vif existants. Le document IGC 121/14 exige que les soudures par piquage à vif soient vérifiées pour s'assurer que la dureté ne dépasse pas 225 BHN. (Noter que l'annexe D du même document IGC fait référence à une dureté maximale préférée de Rockwell C22 ou HV 248, qui est plus dure que HBN 225, mais les méthodes d'essai de dureté Brinell peuvent sous-estimer la dureté maximale de la zone affectée thermiquement [ZAT] de la soudure en raison de la taille relativement grande du pénétrateur par rapport à la taille de la partie la plus dure de la ZAT.) En outre, le document IGC Doc 121/14 indique qu'il est important que les passes de fond et les passes finales soient sans fissures pour les soudures par piquage à vif.

L'annexe D du document IGC Doc 121/14, « Metallurgical Factors Affecting Hydrogen Toughness and Brittle Fracture Mechanisms », souligne l'importance d'une bonne ténacité et note que les contrôles métallurgiques clés suivants ont un impact sur la ténacité :

- contrôle de la composition de l'alliage, y compris pour que le soufre ne dépasse pas 0,01% et que le phosphore ne dépasse pas 0,015%;

- réglage de la forme des inclusions par l'ajout d'éléments de terres rares ou de calcium;
- microstructures à grain fin;
- utilisation d'aciers calmés (c'est-à-dire des aciers contenant des quantités contrôlées de silicium ou d'aluminium pour favoriser la désoxydation et une granulométrie plus fine);
- équivalents carbone faibles ou réduits (0,43 CE IIW ou 0,20 Pcm de préférence); et
- microalliage.

De même, la norme ASME B31.12 définit des exigences relatives à la composition, à la dureté, à la résistance et à la ténacité afin d'optimiser l'intégrité à long terme pour le transport de l'hydrogène. Dans certains cas, notamment pour les applications de l'option B, ces exigences sont plus rigoureuses que les exigences standards applicables aux conduites API 5 L PSL 2, comme le résume le tableau 5-14. Les exigences applicables aux conduites PSL 2 dépassent de loin celles des conduites fabriquées selon la norme API 5L avant 2000 (à moins que diverses exigences supplémentaires ou « SR » aient été précisées au moment de l'achat). Il est donc évident que les anciennes conduites peuvent avoir des propriétés qui sont loin de satisfaire aux exigences minimales de la norme ASME B31.12. La mesure dans laquelle ces anciennes conduites sont acceptables dépend largement de la différence entre les propriétés réelles et les propriétés actuellement recommandées, ainsi que des contraintes imposées par le transport de l'hydrogène, notamment sur le plan de la pression partielle et du niveau de contrainte par rapport à la résistance de la conduite.

Comme c'est le cas pour la plupart des normes de consensus, le contenu des normes relatives au transport de l'hydrogène accuse un retard d'au moins quelques années par rapport au développement de nouvelles informations techniques pertinentes pour l'intégrité des canalisations de transport de l'hydrogène. Les recommandations et les exigences des normes représentent ce qui est, ou était, des bonnes ou meilleures pratiques au moment de leur publication, mais ne représentent pas nécessairement les informations les plus récentes acquises dans le cadre de nombreuses activités de recherche ni l'évolution des opinions des experts en la matière. La compréhension de l'influence des différentes caractéristiques métallurgiques sur les performances de l'acier pour le transport de l'hydrogène est un domaine de recherche qui évolue rapidement, qui bénéficie d'un financement important de la part du gouvernement et de l'industrie, et qui donne lieu à la publication fréquente d'articles techniques pertinents.

Tableau 5-15 : Comparaison des exigences API 5 L PSL 2, CSA Z245.1 Cat II et ASME B31.12

Caractéristique	API 5 L PSL 2	CSA Z245.1 Cat II	ASME B31.12, option A (détermination prescriptive de la pression de service maximale)	ASME B31.12, option B (détermination de la pression de service maximale en fonction des performances)	Remarques
Température de l'essai Charpy	0 °C (32 °F) ou telle que précisée	Selon le bon de commande	La plus basse des deux températures suivantes : 0 °C (32 °F) ou température minimale de fonctionnement (ou température minimale de l'essai de pression)	Identique à l'option A	1
% de cisaillement de fracture	85% (moyen) en Charpy Au moins 85% (moyenne) pour le DWTT	Aucune éprouvette individuelle <50% de cisaillement, au moins 60% de cisaillement pour tout essai et au moins 85% de cisaillement (moyenne) pour les commandes précisant 5 traitements thermiques ou plus	Au moins 80% (moyenne) pour les essais Charpy en grandeur réelle Au moins 40% (moyenne) pour le DWTT	Identique à l'option A	2
Énergie absorbée par le métal de base dans l'essai Charpy	27 J (20 pi-lb) pour un maximum de X70	Minimum de 27 J pour un diamètre extérieur <457 mm, 40 J pour un diamètre extérieur ≥457 mm ou selon le bon de commande	CVN =0,008(σ2) [(RT) ^{0,39}] Exemple d'exigence pour un X52 de 30 pouces à 1 480 psig et 50% de la LEMS avec un facteur de joint de 1,0= 19,9 J (14,7 pi-b)	Identique à l'option A	3
Énergie absorbée par la soudure dans l'essai Charpy (métal soudé et ZAT)	27 J (20 pi-lb) (moyenne)	Minimum de 18 J ou selon le bon de commande pour SAW; minimum de 27 J pour un diamètre extérieur <457 mm, 40 J pour un diamètre extérieur ≥457 mm ou selon le bon de commande pour SRE, 18 J à la ligne de fusion SRE	27 J (20 pi-b) en grandeur réelle (moyenne)	Identique à l'option A	4
Ténacité à la rupture et intensité des contraintes K_{IA} et K_{IH}	Non traité	Non traité	Non traité	Testé selon KD-1040 Calculer le K_{IA} maximal Le K_{IH} ne doit pas être inférieur à 50 ksi \sqrt{po} . Les valeurs peuvent provenir d'aciers « similaires » regroupés au tableau PL-3.7.1-4 et la résistance ne doit pas dépasser de plus de 5% le matériau utilisé dans les essais de qualification.	5

Caractéristique	API 5 L PSL 2	CSA Z245.1 Cat II	ASME B31.12, option A (détermination prescriptive de la pression de service maximale)	ASME B31.12, option B (détermination de la pression de service maximale en fonction des performances)	Remarques
Résistance ultime à la traction (UTS)	Selon le tableau 7	Selon le tableau 8	689,5 MPa (100 ksi) max.	Résistance à la traction maximale de la conduite = 758,4 MPa (110 ksi) Résistance à la traction maximale de la soudure = 758,4 MPa (110 ksi)	6
Limite d'élasticité (YS)	Selon le tableau 7	Selon le tableau 8 (nuance 483 = 70 ksi YS; nuance 550 = 80 ksi)	70 ksi max. (donc X70 est inacceptable pour le LEMS réelle spécifiée dans la 5 L)	LEMS 80 ksi max. (donc X80 n'est pas acceptable pour la LEMS spécifiée dans la 5 L)	7
Composition et traitement de l'acier	Selon le tableau 5 (note : 0,025% P max. autorisé)	Selon le tableau 5 (note 0,030% P max. autorisé)	Non traité	P 0,015% max. Doit être le réglage de la forme des inclusions	8
Épaisseur	La tolérance de l'épaisseur de paroi indiquée au tableau 11 est de +/- 10% pour une paroi inférieure à 15 mm (0,591 po) et de +/- 1,5 mm (0,060 po) pour une paroi plus épaisse.	La tolérance d'épaisseur indiquée au tableau 3 prévoit des minimums de -8 à -12,5% selon la taille et le type de conduite. Le meulage est limité à la tolérance de l'épaisseur de la paroi.	Non traité	Les réparations et autres activités ne peuvent réduire l'épaisseur nominale calculée de la paroi requise à moins de 87,5%.	9
Limites de pression nominale	Non traité	Non traité	Non traité	Limitée à la plus grande des deux valeurs suivantes : 85% de la pression d'essai en usine ou de la pression d'essai hydraulique sur le terrain. Les conduites travaillées à froid puis chauffées ont une valeur P réduite à 75% de la formule de pression nominale.	10
Dureté de la soudure	Des points durs du corps de canalisation sont permis jusqu'à 345 HV 10 ou 327 HBW. Il n'est pas nécessaire d'effectuer des essais de dureté sur les joints ou les soudures de la ceinture de jointure dans les conduites DSAW.	24 HRC maximum; 30 HRC pour les nuances de 483 et plus pour conduite non utilisée en milieu acide	200 HV10 ou Brinell HBW 200 maximum	HV 200 ou Brinell HBW 200 maximum	11

Remarque :

1. Aucune différence entre la norme ASME B31.12 et l'édition actuelle de l'API 5 L; aucune exigence supplémentaire n'est nécessaire pour les nouvelles conduites API 5 L. Cependant, de nombreuses éditions plus anciennes de la norme API 5 L ne comportaient pas d'exigences en matière d'essais de ténacité. La conformité de la norme Z245.1 à la norme ASME B31.12 dépend de ce qui est précisé comme température d'essai dans le bon de commande.

2. Les exigences de l'édition actuelle de l'API 5 L sont égales ou plus strictes que celles de la norme ASME B31.12; aucune exigence supplémentaire n'est nécessaire pour les nouvelles conduites API 5 L. Cependant, de nombreuses éditions plus anciennes de la norme API 5 L ne comportaient pas d'exigences en matière d'essais de ténacité. La norme Z245.1 peut donner des valeurs plus ou moins prudentes que la norme B31.12, en fonction du nombre de traitements thermiques précisés dans la commande.
3. L'énergie Charpy absorbée minimale requise décrite dans la norme ASME B31.12 dépend de la contrainte circonférentielle, de l'épaisseur de la paroi de la conduite et de son diamètre, mais les valeurs calculées ont tendance à être inférieures ou approximativement équivalentes à la valeur de 20 pi-lb requise dans la norme API 5 L pour des valeurs de contrainte circonférentielle ne dépassant pas environ 60% de la LEMS. Il est peu probable que les exigences en matière d'énergie d'impact Charpy constituent une difficulté importante pour les conduites en acier modernes, mais la ténacité requise doit être communiquée au fournisseur de conduites. Les conduites existantes peuvent ne pas répondre aux exigences de ténacité de la norme ASME B31.12, car l'essai de ténacité n'était pas requis dans de nombreuses éditions de la norme 5 L. Les exigences de la norme Z245.1 donnent des valeurs comparables ou plus prudentes (pour les conduites de grand diamètre) que celles de la norme 5 L.
4. Aucune différence entre la norme ASME B31.12 et les exigences actuelles de l'API 5 L; aucune exigence supplémentaire n'est nécessaire pour la nouvelle conduite API 5 L. Cependant, la plupart des éditions de l'API 5 L ne comportaient pas d'exigences en matière d'essai de résistance des joints. Les exigences de la norme Z245.1 sont moins strictes que celles de la norme B31.12 pour le métal de soudure SAW et pour la ligne de fusion SRE.
5. Il n'existe pas d'exigences en matière d'essais de résistance à la rupture pour l'API 5 L ou la Z245.1 qui soient comparables aux exigences de l'ASME B31.12, option B, et il est peu probable que les usines de fabrication de conduites soient en mesure de réaliser les essais mécaniques requis. Il est probable que l'exploitant du réseau de canalisations soit amené à obtenir des échantillons de conduites et à sous-traiter les essais à un prestataire de services tiers. La norme ASME B31.12 permet d'effectuer des essais sur des conduites comparables à celles du projet. La norme définit ce qui constitue une similarité suffisante dans les tableaux PL-3.7.1-4 et PL-3.7.1(b)(2) (-a) (-3) (pages 137 et 136 des normes, respectivement).
6. La résistance maximale admissible à la traction dans l'option A et l'option B de la norme ASME B31.12 est inférieure à la résistance maximale admissible à la traction pour les nuances supérieures à X46 dans l'édition actuelle de l'API 5 L. Une spécification d'achat pour les nouvelles conduites devrait imposer des limites d'UTS inférieures à celles de l'API 5 L pour les nuances supérieures à X46. De plus, avant l'adoption des sous-groupes PSL 1 et PSL 2 en 2000, l'API 5 L n'imposait pas de limites supérieures de résistance pour aucune nuance. Pour la norme Z245.1, les limites supérieures de la résistance à la traction admissible dépassent les valeurs admissibles de la norme B31.12 pour toutes les nuances énumérées. Des limites supérieures supplémentaires sur l'UTS devraient être appliquées aux achats de nouvelles conduites. Il est possible que certaines conduites existantes aient une résistance à la rupture qui dépasse les limites de la norme ASME B31.12.
7. Les valeurs LEMS API 5 L applicables aux conduites X70 et X80 sont respectivement de 485 MPa (70,3 ksi) et 555 MPa (80,5 ksi) pour l'édition actuelle de l'API 5L. Les LEMS pour X70 et X80 sont conformes aux exigences LEMS de la norme ASME B31.12 pour les conduites fabriquées avant octobre 2008. Les nuances indiquées par Z245.1, jusqu'à la nuance 483 (comprise), satisfont aux exigences de la norme B31.12, option A, tandis que les nuances jusqu'à 550 (comprise) satisfont aux exigences de la norme B31.12, option B.
8. Les exigences de la norme ASME B31.12 sont plus restrictives que celles des normes API 5 L et Z245.1. Des exigences supplémentaires devraient être imposées aux conduites API 5 L et Z245.1.
9. Pour les éditions récentes de l'API 5L, les tolérances actuelles d'épaisseur de paroi pour les conduites PSL 2 sont plus strictes que les réductions d'épaisseur de paroi autorisées par la norme ASME B31.12. Par conséquent, aucune exigence supplémentaire n'est nécessaire pour les nouvelles conduites API 5 L. Les tolérances d'épaisseur de paroi

dans les anciennes éditions de l'API 5 L diffèrent de celles indiquées dans les éditions récentes. Les tolérances de l'épaisseur de la paroi et les limites des réparations par meulage indiquées dans la norme Z245.1 sont égales ou plus strictes que les limites de la norme B31.12.

10. Cette limitation de pression indique que l'essai à pression sur le terrain avant la mise en service ou l'essai à pression en usine devrait être au moins 1,18 fois supérieur à la pression de service maximale souhaitée. En outre, il n'est pas certain que la détente liée au traitement thermique post-soudure (PWHT) pour les joints épais déclenche l'exigence de réduction de la pression à 75% de la pression de service maximale autorisée calculée. La norme ASME B31.12 exige un PWHT pour les joints dans les aciers P1 dont l'épaisseur est supérieure à 31,8 mm (1,25 po), y compris avec une surépaisseur de renforcement de soudure ou pour réduire la dureté de la soudure à un niveau inférieur à la limite de HV 200.
11. Les limites de dureté de la norme ASME B31.12 sont plus strictes que dans l'édition actuelle de l'API 5 L et de la norme Z245.1 en ce qui concerne les points durs et les soudures. Pour les nouvelles conduites, le fabricant doit être conscient de ces limites et la dureté des soudures sur le terrain doit être prise en compte dans le cadre de l'élaboration et de l'essai des procédures de soudage. La justification du choix des limites de dureté prudentes spécifiées n'est pas disponible publiquement.

5.8 Intégrité du réseau

5.8.1 Compatibilité des matériaux

L'examen des renseignements fournis par Gazifère a permis d'établir que les matériaux suivants sont incorporés à divers composants du réseau :

Tableau 5-16 : Compatibilité des matériaux pour le transport de H₂

Matériau	Acceptable/Inacceptable	Remarques
Acier au carbone	Acceptable	L'acier au carbone se fragilise en présence d'hydrogène. La fragilisation augmente avec l'augmentation des pressions partielles d'hydrogène. Les zones affectées thermiquement des soudures et des joints peuvent présenter des microstructures susceptibles de se fissurer (ce qui peut être évalué par des essais de dureté).
Tuyauterie/composants en polyéthylène	Acceptable	Aucun changement de propriété important n'est prévu. La perméabilité à l'hydrogène est multipliée par 5, ce qui doit être pris en compte dans l'évaluation des risques.
Raccords en laiton	Acceptable	Aucun changement important n'est prévu.
Raccords en cuivre	Acceptable	Aucun changement important n'est prévu. La perméabilité de l'hydrogène dans le cuivre est assez faible.
Raccords en acier inoxydable	Acceptable (voir les remarques)	Les aciers austénitiques sont résistants à la fragilisation par l'hydrogène. Les aciers inoxydables ferritiques et martensitiques (c'est-à-dire : 410, 430, 440, 17-4PH) sont très sensibles à la fragilisation par l'hydrogène et ne sont pas compatibles, à moins d'avoir subi un traitement thermique particulier pour le transport de l'hydrogène. Voir, par exemple, les limitations décrites dans la norme NACE MR-0175 pour le transport de H ₂ S. Seuls des aciers inoxydables austénitiques ont été recensés dans le réseau de Gazifère.
Raccords en fonte	Inacceptable (voir remarques)	L'utilisation de la fonte n'est pas autorisée pour le transport de l'hydrogène selon les normes ASME B31.12 et AIGA 087 en raison de son manque de ductilité et de sa sensibilité aux chocs thermiques et mécaniques. Cependant, il existe des contradictions quant aux recommandations existantes sur l'utilisation de la fonte. Voir la section 5.8.1.1.
Raccords en acier forgé	Acceptable	Les matériaux fortement travaillés présentent des niveaux de fragilisation plus élevés. Sous de faibles contraintes, cela ne devrait pas être un problème. De plus, les traitements thermiques couramment appliqués aux pièces forgées réduisent les effets néfastes de la déformation plastique pendant le formage.
Boulons en alliage d'acier	Acceptable (voir les remarques)	Selon la norme B31.12, sur les joints à brides, tous les boulons en alliage d'acier et les goujons de 25 mm (1 po) et moins doivent avoir un filetage à pas grossier. Les boulons de plus grande taille doivent être de la série 8 et avoir une dimension de classe 2A. Les écrous doivent avoir une dimension de classe 2B.
Fonte noire malléable (FNM)	Inacceptable (voir remarques)	Comme pour la fonte, ce matériau n'est pas acceptable pour le transport de l'hydrogène selon la norme B31.12 en raison de sa faible ductilité et de sa sensibilité aux chocs thermiques et mécaniques. Voir la section 5.8.1.1.
PTFE/Téflon	Acceptable	Légère augmentation de la rigidité dans un environnement d'hydrogène et augmentation approximative de 1,5 fois du coefficient de friction.
Buna-N/Nitrile	Acceptable	L'exposition à l'hydrogène peut entraîner un gonflement réversible allant jusqu'à 57% de changement de volume/gramme et une augmentation du coefficient de friction d'environ 1,4 fois celui de l'air ambiant.
Viton	Acceptable	L'exposition à l'hydrogène peut entraîner un gonflement réversible allant jusqu'à 69% de changement de volume/gramme et une déformation permanente presque doublée à l'état de compression.
Delrin	Inconnu	L'exposition directe à l'hydrogène n'a pas fait l'objet d'études approfondies, mais l'exposition à des contaminants de service en milieu acide tels que le sulfure d'hydrogène et l'acide sulfurique a posé quelques problèmes de compatibilité. [34]
Néoprène	Acceptable	La perméabilité à l'hydrogène est d'environ 1/5 ^e à 1/6 ^e par rapport au caoutchouc.

5.8.1.1 Fonte et FNM

L'utilisation de fonte noire malléable (FNM) pour le transport de gaz naturel mélangé à l'hydrogène varie selon les normes. Les composants sous pression en FNM ou en fonte ne sont pas autorisés pour le transport de gaz naturel mélangé à l'hydrogène selon la norme ASME B31.12 en raison de leur manque de ductilité et de leur sensibilité aux chocs thermiques et mécaniques. Bien que les réseaux de canalisations dont la concentration d'hydrogène est inférieure à 10% en volume ne relèvent pas de la norme B31.12, il est entendu que l'objectif final de Gazifère est d'utiliser un mélange d'hydrogène supérieur à 10%. De même, la norme AIGA 087/14 n'autorise pas l'utilisation de la fonte grise, ductile ou malléable pour le transport de l'hydrogène. La norme NACE MR0175, qui est applicable aux composants exposés au sulfure d'hydrogène humide, est

généralement considérée comme prudente pour la plupart des applications de gaz naturel mélangé à l'hydrogène. La norme MR0175 n'autorise pas l'utilisation de la fonte grise, de la fonte blanche ou de la fonte austénitique pour les pièces sous pression, mais autorise l'utilisation de composants en fonte ductile ferritique (également appelée fonte nodulaire) qui répondent à la spécification ASTM A395. Cependant, le document IGC 121/14 ne fait pas de déclarations particulières concernant l'acceptabilité de la FNM ou de la fonte; il fournit toutefois des recommandations si des matériaux non idéaux sont utilisés dans un système. Dans la section 4.3.1, il est indiqué que « si les conditions ci-dessus ne peuvent être remplies, il peut être nécessaire de faire fonctionner l'équipement à une contrainte/pression réduite (inférieure à 30% de la limite d'élasticité minimale spécifiée ou à 20% de la résistance ultime à la traction minimale spécifiée (RUTMS), la valeur la plus faible étant retenue) ».

La documentation disponible sur la fonte pour le transport de l'hydrogène à basse pression est généralement positive. Melaina, Antonia et Peney [24] résument les travaux effectués par le Gas Research Institute (GRI) et notent que le GRI a observé que les conduites en fonte ductile et en fonte ont fonctionné pendant des décennies à des pressions allant jusqu'à 60 psig sans preuve de dommages causés par l'hydrogène, concluant que « ... il n'y a pas de risque d'endommagement dû à l'hydrogène dans les conditions générales d'exploitation des réseaux de distribution de gaz naturel ». DNV note toutefois que, tout au moins en partie, cette longue expérience d'exploitation concernait le gaz de ville. Le gaz de ville contient souvent des composants gazeux qui semblent réduire l'adsorption de l'hydrogène dans l'acier, et vraisemblablement dans d'autres alliages ferreux. UK HSE a accepté l'utilisation de fonte avec un mélange de H₂ à 20% en volume et une pression de distribution de 1 psi pour les essais HyDeploy 2. Une autre étude a révélé que les conduites en fonte ne présentaient « aucun risque d'endommagement dû à l'hydrogène dans les conditions générales d'exploitation des réseaux de distribution de gaz naturel ». Ces réseaux de distribution fonctionnaient à une pression de distribution généralement comprise entre 0,25 psi et 60 psi, certains pouvant toutefois atteindre 250 psi (1 720 kPa).

[REDACTED]

5.8.2 Statut d'intégrité actuel

5.8.2.1 Soudures circulaires fortement sollicitées

Les contraintes élevées existant au niveau des soudures circulaires sont probablement faiblement liées à la contrainte circonférentielle due aux pressions de service. Les contraintes élevées au niveau des soudures circulaires ou des soudures d'angle orientées de manière circonférentielle au niveau des manchons ou des renforcements d'encerclément complet sont généralement dues à la combinaison de la contrainte résiduelle du soudage (présente à un certain degré dans toutes les soudures) et des effets de la déformation du sol ou d'un profil de tranchée inadéquat qui entraîne des contraintes de flexion sur la conduite.

[REDACTED]

[REDACTED]

La déformation du sol peut être détectée visuellement ou surveillée par des méthodes d'arpentage. Le déplacement des canalisations causé par la déformation du sol peut également être détecté par des racleurs d'inspection en ligne spécialement conçus à cet effet. Dans certains cas, les exploitants de canalisations ont choisi de surveiller les déformations des conduites à l'aide d'extensomètres, puis d'excaver périodiquement la canalisation et de lui permettre de rebondir ou de se détendre dans une position relativement non contrainte lorsque des déplacements lents, mais importants, du sol sont observés sur de longues périodes.

[REDACTED]

5.8.2.2 Canalisations principales fortement sollicitées

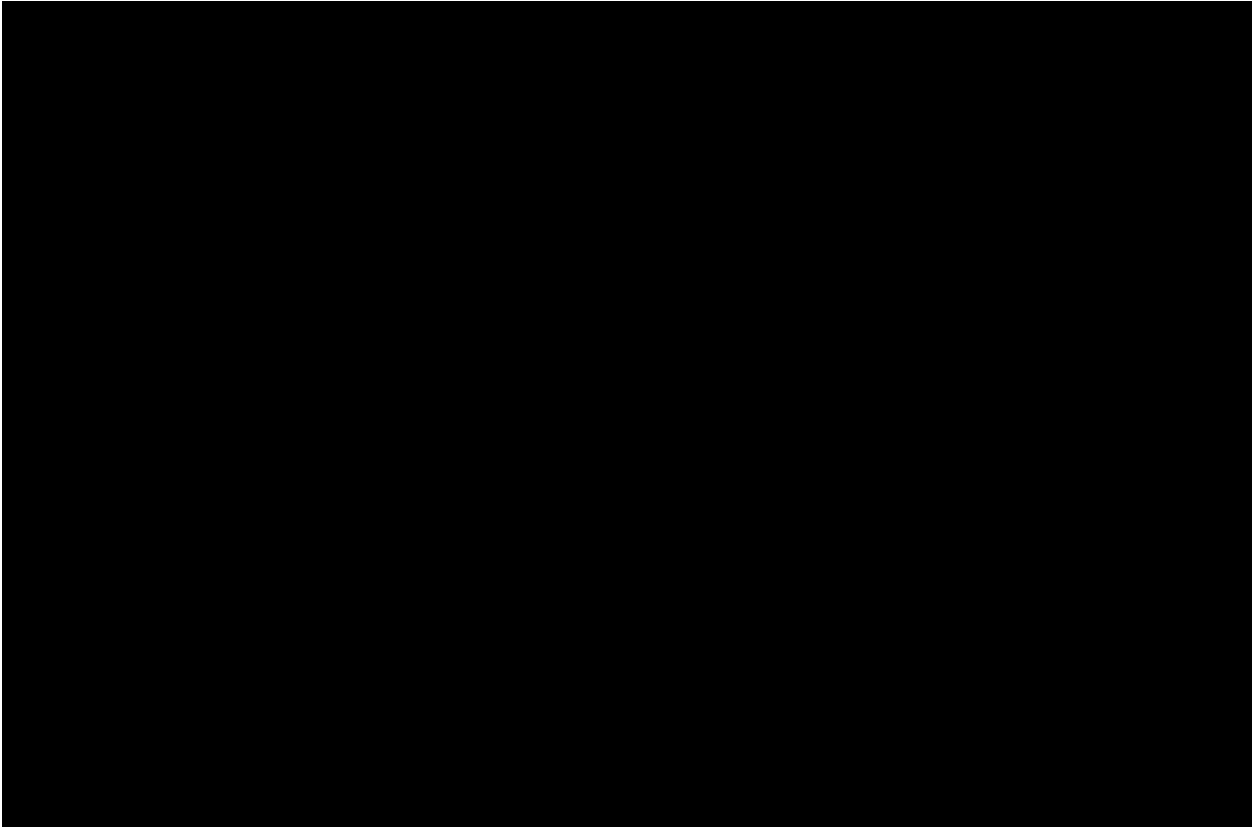
En l'absence de contraintes axiales ou de flexion associées aux conditions géophysiques, la principale source de contrainte dans les canalisations principales est la contrainte circonférentielle due à la pression interne conjuguée à la contrainte résiduelle due au soudage des joints longitudinaux. Les contraintes résiduelles dues à la formation du joint sont probablement les plus élevées pour les joints SAW qui n'ont pas été dilatés à froid et les joints SRE qui n'ont pas été soumis à un traitement thermique de normalisation. Un bref traitement thermique visant à éliminer la martensite non trempée à environ 1 000 °F (538 °C) aurait un effet moins bénéfique sur les contraintes résiduelles.

Les défaillances associées à des défauts dans les canalisations fonctionnant à des contraintes circonférentielles inférieures à environ 30% de la LEMS sont plus susceptibles d'entraîner des fuites, plutôt qu'une rupture très longue, même si la conduite est fragilisée par l'hydrogène (voir la section 5.3.4.1).

Les conduites fortement sollicitées, ou les zones localisées fortement sollicitées, sont plus susceptibles d'être fragilisées par l'hydrogène que les endroits où les contraintes sont plus faibles. Les zones autour des soudures (en raison des contraintes résiduelles), les pointes des défauts planaires, les zones d'irrégularité géométrique telles que les points où l'épaisseur change brusquement, et les endroits soumis à une déformation à froid, tels que les coudes sur le champ et les zones de dommages mécaniques, sont quelques exemples de zones localisées de contraintes élevées qui ne pourraient pas être découvertes uniquement en examinant les dimensions, la qualité et la pression de service maximale de la conduite. Il est à noter que les transitions soudées entre deux épaisseurs nominales différentes de paroi de conduite, conformément aux directives de la norme CSA Z662 ou ASME B31.8, ne constituent pas un changement brusque d'épaisseur.

5.8.2.2.1 Résumé du niveau de contrainte dans le réseau de Gazifère

[REDACTED]



Toutes les conduites pour lesquelles la nuance indiquée était X52 ou une nuance de résistance inférieure. Les nuances des conduites X52 et inférieures sont recommandées par la norme ASME B31.12 et ont la plus longue histoire d'utilisation efficace pour le transport de l'hydrogène.

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block] Selon leur qualité et leur ancienneté, les conduites SRE peuvent ou non avoir reçu un traitement thermique post-soudure qui aurait éliminé

efficacement les zones dures sujettes à la fissuration par l'hydrogène. Il est peu probable que les conduites sans soudure présentent des zones de dureté élevée ou des microstructures susceptibles de se fissurer.

5.8.3 Polyéthylène

5.8.3.1 Mécanismes de défaillance nominale des matériaux en PE

En dehors des dommages accidentels causés par les impacts pendant les opérations d'excavation, qui représentent environ 65% de toutes les défaillances de conduites en PE [35], les quatre principales causes de défaillance des conduites sont la rupture ductile, la propagation rapide des fissures, la fusion à froid et la croissance lente des fissures de type cassant, qui est la forme de défaillance la plus courante.

La rupture ductile résulte de la présence de pressions internes élevées (généralement supérieures à 2 750 kPa), qui dépassent de loin les charges imposées aux matériaux en PE composant l'infrastructure des canalisations de Gazifère. Par conséquent, il n'est pas prévu que ce mécanisme de défaillance touche les canalisations en PE existantes du réseau de Gazifère.

Les défaillances par propagation rapide des fissures (RCP) sont issues de fissures fragiles catastrophiques qui se propagent à grande vitesse (plus de 300 pi/s ou 91 m/s) dans le sens axial sur une grande longueur de conduite. Elles sont plus courantes à basse température en raison de la diminution de la résistance à la rupture dynamique, et la susceptibilité des conduites en PE à ce type de rupture augmente avec la pression, le diamètre du tuyau, le rapport de dimension et, de ce fait, avec la diminution du module d'élasticité. En ce qui concerne l'augmentation du diamètre des canalisations, les défaillances RCP sont possibles en fonction de la libération de l'énergie élastique stockée nécessaire pour assurer la propagation des fissures. L'énergie nécessaire à la croissance des fissures RCP a été corrélée à l'équation suivante [36] :

$$J = \frac{11,25p^{2,5}D \left(\frac{D}{t-1}\right)^2}{E_D^{\frac{3}{2}}} \quad (2)$$

Où J est l'énergie motrice, p est la pression interne de la conduite, D est le diamètre de la canalisation, t est l'épaisseur de la canalisation, et E_D est le module dynamique, qui est une propriété des matériaux qui dépend de la température. Lorsque $J \leq J_c$, la ténacité dynamique du matériau, la fissure cesse de se propager et s'arrête jusqu'à ce que l'énergie motrice augmente à nouveau. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une menace immédiate pour l'infrastructure en PE existante, et qu'elle soit à l'origine d'environ 1% des défaillances de canalisations en PE, la menace future de propagation rapide des fissures augmentera à mesure que les fabricants augmenteront le diamètre des canalisations de transport pour maximiser la distribution d'hydrogène.

La fusion à froid désigne la fusion incomplète de deux moitiés de conduite. Un joint de fusion à froid passe généralement avec succès l'épreuve de pression hydrostatique du système de tuyauterie, mais se rompt après un certain temps de service, normalement en raison d'un rochet thermique ou d'une modification dans le temps du système de tuyauterie semblable à une rupture par fatigue ou fluage. Ces joints constituent un point faible par rapport à la canalisation mère et représentent par conséquent des zones susceptibles de se rompre en cours de service dans la canalisation.

Enfin, le mécanisme de rupture le plus courant pour les tuyaux en PE, c'est-à-dire la rupture par croissance lente des fissures, se produit sur de longues périodes et à des charges inférieures à la limite d'élasticité du matériau. Les fissures ont tendance à s'amorcer aux points d'augmentation de la contrainte causée par des inclusions, des contaminants, des rayures, des défauts, des cavités, etc. Les fissures se développent par étapes, les zones endommagées consistant en une fissure principale avec une membrane continue à l'extrémité de la fissure. Les périodes d'arrêt sont liées à la durée de chaque craquelage et à la partie principale des fractures de craquelage à la fin de la période d'arrêt. Par conséquent, le nombre de stries visibles correspond directement au nombre de sauts d'étape dans le processus de formation progressive de fissures et de fractures.

Par conséquent, les matériaux en PE plus récents, qui se sont avérés plus résistants à la croissance lente de fissures, présenteront beaucoup plus de stries [35].

5.8.3.2 Propriétés de rupture des matériaux de PEMD

Des essais de croissance de fissures liées à la fatigue ont été réalisés sur des matériaux de PEMD afin d'estimer leur durée de vie en fatigue et leurs propriétés de rupture dans des conditions nominales. Les matériaux de PEMD ont présenté des résultats positifs en matière de résistance et d'allongement à la rupture à travers un mécanisme de rupture par transition ductile à fragile. Les taux de croissance des fissures présentent des relations linéaires sur des diagrammes logarithmiques doubles, la rupture ductile se produisant initialement jusqu'à ce qu'une transition ductile/fragile se produise, observée à environ $0,8 \text{ MPa}\cdot\text{m}^{0,5}$. Peu d'écart ont été constatés entre les essais réalisés sur trois éprouvettes de PEMD fabriquées séparément [37]. Lors d'expériences de propagation rapide de fissures dans des matériaux de PEMD, il a été observé que la déformation plastique se produit soit par des contraintes de cisaillement élastique forcé avec formation de bandes de cisaillement, soit par des contraintes de traction élastique forcée avec formation de microfissures, également connues sous le nom de craquelage. Étant donné que la propagation rapide de fissures est amorcée à partir d'une forte concentration de contraintes ou sur des sites d'amorçage de fissures à croissance lente, une inspection approfondie des tuyaux en PE existants serait nécessaire pour déterminer les régions potentiellement sensibles. Ces régions sont les plus vulnérables lorsque les températures chutent rapidement, notamment lors de l'apparition d'un vertex polaire, ce qui peut entraîner des défaillances catastrophiques [38]. En raison des effets négligeables de l'hydrogène sur le PEMD, il est peu probable que ces risques changent sensiblement en raison des effets de l'hydrogène sur les propriétés des matériaux de la tuyauterie.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- [REDACTED]

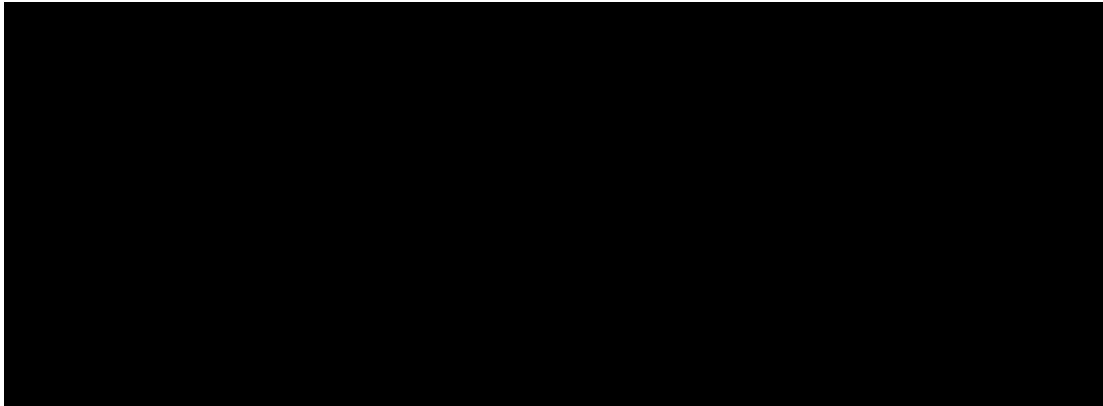
 - [REDACTED]

 - [REDACTED]

 - [REDACTED]



DNV



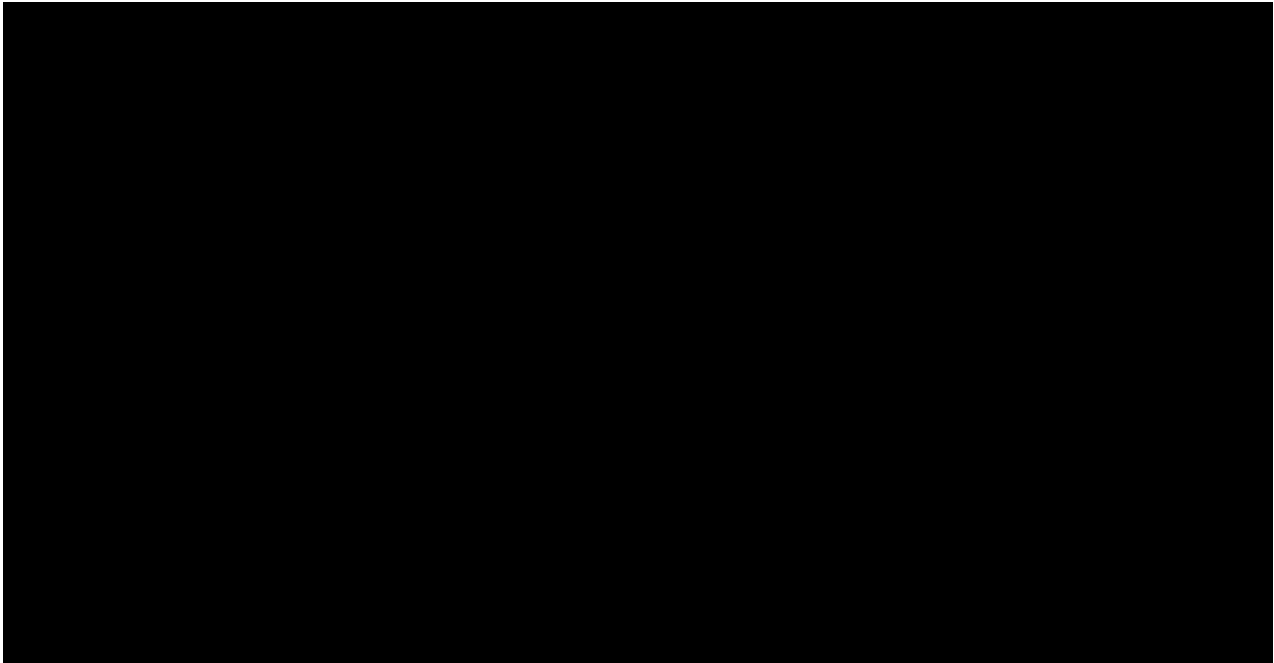
[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

5.8.5 Recommandations en matière d'intégrité future

5.8.5.1 Recommandations en matière d'inspection

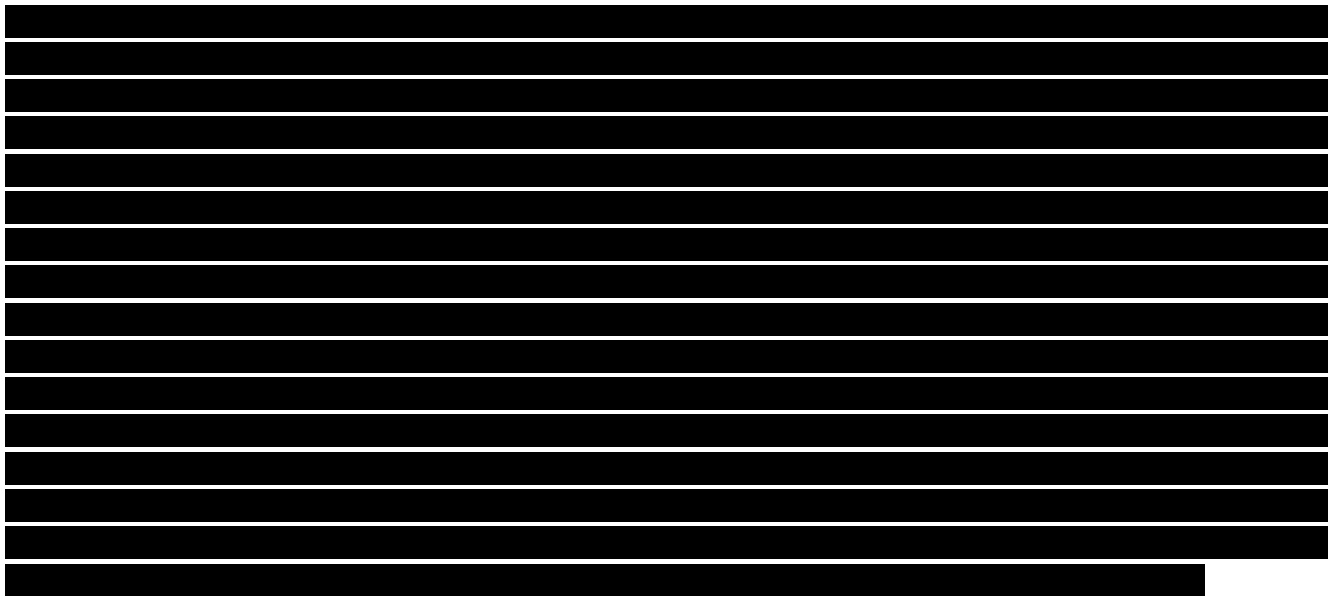
Un examen métallurgique d'échantillons de soudures, en particulier de soudures réalisées sur des tuyauteries en service (c'est-à-dire des réparations et des piquages à vif), peut être effectué pour détecter la présence de défauts planaires et de microstructures sensibles aux fissures et pour mesurer des propriétés mécaniques importantes. Les essais destructifs en laboratoire sont préférables, mais l'examen métallographique et les essais de dureté peuvent tous deux être réalisés de manière non destructive sur le terrain. DNV a fourni à Gazifère des recommandations [39] concernant la sélection et la



définition des priorités pour les essais en laboratoire pour divers échantillons de conduites, qui sont inclus dans l'annexe 5 : Recommandations pour le prélèvement et l'analyse d'échantillons de conduites dans le présent rapport.

L'hydrogène fuit plus facilement que l'azote des raccords mécaniques « étanches », bien que les données disponibles suggèrent que, dans les canalisations contenant des mélanges fonctionnant à basse pression et à faible concentration d'hydrogène (en particulier dans les réseaux de canalisations de distribution), les taux de fuite n'étaient pas significativement plus élevés que ceux des canalisations de gaz naturel [40]. Compte tenu de la possibilité d'une augmentation des taux de fuite et, par conséquent, d'une augmentation du volume de gaz qui s'échappe, il est nécessaire d'évaluer l'efficacité et la compatibilité de l'équipement et des procédures de détection des fuites pour les concentrations d'hydrogène visées. Les équipements jugés inefficaces ou incompatibles devraient être remplacés. En outre, tout équipement à remplacer en raison de son âge ou de son état doit être remplacé par un équipement efficace et compatible en prévision de la conversion au réseau de transport de l'hydrogène. Lors de l'inspection des détecteurs de fuites, une attention particulière devrait être accordée à l'efficacité des détecteurs de gaz fixes situés dans des zones restreintes ou à proximité des bâtiments. Il convient de noter qu'à des concentrations d'hydrogène plus faibles (<20% vol.), pour tout système compatible avec les mélanges hydrogène-gaz naturel et dans des conditions de ventilation appropriées, le taux de fuite n'est pas significativement plus important que dans les réseaux de gaz naturel pur [12] [41]. DNV recommande à Gazifère d'envisager un contrôle d'étanchéité supplémentaire des raccords mécaniques après l'introduction de plus de 20% d'hydrogène. Les résultats du contrôle d'étanchéité après la mise en service du réseau d'hydrogène peuvent être utilisés pour déterminer les intervalles entre les futurs contrôles d'étanchéité.

En outre, comme l'hydrogène fragilise l'acier, il est possible que les défauts existants créent des fuites dans certaines conditions. Compte tenu des faibles pressions dans le réseau, l'apparition d'une fuite nécessiterait un défaut exceptionnellement important qui n'a été relevé dans aucun des documents examinés par DNV, bien que cela reste théoriquement possible. Si un tel défaut donnait lieu à une défaillance, une fuite serait plus probable qu'une rupture en raison des faibles pressions dans le réseau, comme le montre la figure 5-11.



[REDACTED]

En général, les caoutchoucs sont soumis à une dégradation accrue lorsqu'ils sont exposés à l'hydrogène. Plus précisément, des matériaux tels que le buna-n/le nitrile et le Viton subissent un gonflement réversible de 57% à 69% lorsqu'ils sont exposés à l'hydrogène, ainsi qu'une augmentation des coefficients de frottement et une déformation permanente accrue [42]. Ainsi, après l'introduction d'hydrogène, ces composants peuvent avoir une durée de vie moindre que d'autres polymères tels que le PE à densité moyenne et élevée et les thermoplastiques tels que le PTFE. Ces articles peuvent nécessiter davantage d'entretien en raison de l'introduction d'hydrogène et du temps d'arrêt dû au gonflement accru du buna-n/du nitrile et du Viton. Il a toutefois été démontré que le gonflement de ces matériaux diminue assez rapidement lorsqu'ils sont retirés des milieux contenant de l'hydrogène, le buna-n/nitrile présentant un changement volumétrique de 3,9% et le Viton un changement volumétrique de 11,5% 48 heures après avoir été retiré du milieu contenant de l'hydrogène.

5.8.5.2 Recommandations en matière de soudage

[REDACTED]

Le risque de fissuration, qu'il s'agisse de gaz naturel ou de gaz naturel mélangé à de l'hydrogène, augmente avec la pression et la vitesse du gaz, car ces caractéristiques influent sur la vitesse de refroidissement de la soudure, qui influe à son tour sur la probabilité de formation de microstructures sensibles aux fissures. Le risque associé aux tuyauteries HP et XHP dépend de la vitesse de refroidissement de la soudure, qui est liée au débit du gaz, aux paramètres de soudage utilisés (courant, tension, vitesse de déplacement, utilisation du préchauffage, etc.) et aux dimensions des conduites et des raccords. Une modélisation de la vitesse de refroidissement de la soudure peut permettre d'évaluer l'impact des conditions d'écoulement du gaz sur le refroidissement accéléré de la soudure. DNV a constaté que le gaz aux conditions BP et PI a un effet minime sur les vitesses de refroidissement des soudures, ce qui indique que le risque de fissuration par l'hydrogène dans ces classes de tuyauterie devrait être faible. Les pratiques existantes en matière de contrôle non destructif devraient être suffisantes pour les soudures réalisées sur les conduites de distribution de gaz naturel mélangé à l'hydrogène.

Des travaux exclusifs menés par DNV dans le cadre d'un projet industriel conjoint en cours ont montré que sur les conduites minces (<6,4 mm), l'hydrogène présent dans le gaz peut contribuer à accroître le risque de brûlure, bien qu'aucune étude n'ait été effectuée avec des mélanges inférieurs à 30% en volume d'hydrogène.

5.8.5.3 Recommandations de matériaux

Les directives pour les aciers destinés à être utilisés pour le transport de l'hydrogène sont incluses dans la norme ASME B31.12 et le document IGC 121/04. Ces recommandations sont les suivantes :

- Composition de l'alliage : Faibles limites pour les éléments, tels que le soufre, le phosphore, l'antimoine, l'étain et l'arsenic, qui favorisent la charge d'hydrogène en inhibant la recombinaison des atomes d'hydrogène en H₂ à la surface de l'acier. Maximum de 0,015% de phosphore et 0,01% de soufre. Rapports manganèse/carbone supérieurs à 3 :1, ce qui est une pratique courante pour les aciers destinés aux canalisations. Le microalliage, notamment avec de petits ajouts de niobium, de vanadium, de titane, de calcium ou de terres rares, permet d'obtenir une bonne ténacité et une granulométrie fine.
- Réglage de la forme des inclusions par l'ajout de calcium ou d'éléments de terre rare.
- Granulométrie fine (ASTM 9 ou plus fine) obtenue par traitement thermomécanique ou par microalliage ou par ajout d'aluminium pour améliorer la ténacité.
- Utilisation d'un faible équivalent carbone (EC), car un EC plus élevé est souvent associé à une plus grande susceptibilité à la formation de zones dures susceptibles de se fissurer. Les valeurs maximales de CE recommandées dans la norme B31.12, en utilisant la formule Pcm, sont de 0,15% pour X52-X60 (Gr.359-414), et de 0,17% pour X65-X80 (Gr.448-550).
- Utilisation d'aciers calmés par l'ajout de silicium, d'aluminium ou d'autres éléments réactifs.
- Macro-attaque de la dalle pour détecter des preuves de ségrégation de la ligne centrale avec une note maximale de « 2 » sur une échelle de 1 à 5.

En général, les deux caractéristiques suivantes doivent avoir la priorité pour les conduites et les raccords en acier :

- Maximiser la ténacité initiale de sorte que toute « fragilisation » ultérieure, en service, se traduise par une ténacité suffisante pour produire une bonne tolérance aux défauts planaires (grande taille de défaut critique) et une résistance aux longues ruptures. D'une manière générale, cela pourrait signifier qu'il faut spécifier, dans un souci de prudence, une ténacité au moins deux fois supérieure à celle qui serait normalement requise pour la combinaison prévue de contraintes, de nuance d'acier et de dimensions de la conduite. Compte tenu des combinaisons de tailles de conduites et des faibles contraintes de fonctionnement dans les canalisations, les conduites présentant une ténacité initiale suffisante devraient être largement disponibles.
- Contrôler les équivalents de carbone à des valeurs faibles pour maximiser la capacité de soudage (soit pendant la construction, soit pendant que la conduite est en service) sans la production de zones thermiquement affectées qui sont plus sensibles à la fissuration par l'hydrogène.

L'acceptabilité d'autres alliages, comme l'acier inoxydable, dépend des détails de leur utilisation, c'est-à-dire s'ils sont durcis par traitement thermique, travaillés à froid ou utilisés à l'état recuit. Les composants non métalliques des soupapes, régulateurs et autres accessoires susceptibles d'être exposés à l'hydrogène doivent être examinés et comparés aux commentaires de la norme B31.12 et du document IGC 121/04.

5.9 Conclusions

Le réseau de canalisations, dont les conduites, les raccords et les équipements auxiliaires, est divisé en quatre classes de pression. [REDACTED]

[REDACTED] La gamme envisagée de mélanges d'hydrogène (ne dépassant initialement pas 20% en volume d'hydrogène) est susceptible d'entraîner un minimum de problèmes de gestion de l'intégrité pour les conduites en acier de la classe basse pression. Il est également peu probable que les tuyaux en PE connexes subissent des effets mécaniques négatifs importants.

Les effets sur les composants non métalliques (autres que les conduites en PE) sont susceptibles d'être plus importants à mesure que la pression partielle de l'hydrogène augmente. Par exemple, il a été démontré qu'un matériau PEHD d'un diamètre et d'une épaisseur de paroi spécifiques, exposé à un mélange d'hydrogène et de méthane à 80/20%, présentait une fuite d'environ 2,3 L/km/jour, alors que le même matériau fonctionnant avec de l'hydrogène à 100% présentait un taux de fuite de 5,0 L/km/jour. Cet exemple est fourni pour illustrer les effets de la teneur en hydrogène et est basé sur une combinaison unique de matériau, de diamètre et d'épaisseur de paroi. Le niveau de fuite varie en fonction d'une série de paramètres, notamment le diamètre, l'épaisseur de la paroi, le matériau, etc. D'autres effets sur les composants non métalliques, tels que l'usure, augmenteront également avec le taux d'hydrogène.

Pour les conduites et les raccords en acier, une certaine fragilisation, estimée correspondre à une réduction de 30% de la ténacité à la rupture aux pressions partielles les plus élevées, pourrait se produire avec une augmentation correspondante de la TPDF. La réduction de la ténacité se traduira par une réduction de la taille critique des défauts avant que la rupture ne se produise. Toutefois, la susceptibilité à la rupture est considérée comme faible dans les conduites des classes de pression XHP et HP, sauf si les défauts de soudure sont très longs (c'est-à-dire supérieurs à environ 200 mm) et profonds (c'est-à-dire supérieurs à 0,7 t). La susceptibilité à la rupture dans les autres classes de pression est encore plus faible. En outre, les contraintes circonférentielles relativement faibles (<30% de la LEMS) et les cycles de faible pression ne sont pas censés représenter une susceptibilité significative à l'amorçage ou à la croissance de fissures dues à la fatigue, sauf si des défauts planaires relativement importants sont déjà présents dans les joints ou les soudures de fabrication.

Il est estimé que la plus grande susceptibilité aux fissures liées à l'hydrogène se situe au niveau des microstructures sensibles aux fissures associées aux soudures de fabrication dures et aux soudures SRE. Les soudures de fabrication dures sont le plus souvent liées à des soudages effectués sur des tuyauteries en service, c'est-à-dire des soudages de réparation et des piquages à chaud. Les joints SRE durs sont vraisemblablement liés à d'anciennes conduites SRE (généralement fabriquées avant les années 1970) qui n'ont pas été normalisées après la formation de la soudure. Des recommandations sont proposées quant aux priorités pour les activités de collecte et d'analyse des échantillons de conduites afin de déterminer si des caractéristiques métallurgiques à haut risque sont présentes. Le nombre d'échantillons à prélever afin de pouvoir produire un résumé justifiable des attributs métallurgiques probables ne peut être facilement prédéterminé. Il est lié à l'importance de la variation des propriétés mesurées lors du prélèvement initial de l'échantillon.

Un deuxième facteur important dans la gestion du risque de fragilisation par l'hydrogène est la présence d'importantes contraintes secondaires ou thermiques qui pourraient dépasser les contraintes circonférentielles dues à la pression de service. Il peut s'agir par exemple de contraintes résiduelles dues à des dommages mécaniques, de contraintes axiales ou de flexion dues à des mouvements de terrain ou à la mauvaise qualité des pratiques suivies pour poser les conduites, ou encore de contraintes résiduelles dues à des soudures de fabrication. Parmi ces contraintes, seuls les mouvements du sol peuvent être facilement détectés et surveillés.

[REDACTED]

[REDACTED]

Bien qu'une certaine accélération du taux de dégradation de divers élastomères utilisés dans les colliers de serrage, les joints et les garnitures mécaniques puisse se produire dans toutes les classes de pression, et que certains composants d'usure puissent se dégrader plus rapidement et présenter une friction accrue, tous les composants examinés devraient fonctionner pour le transport de gaz naturel mélangé à l'hydrogène.

Certains alliages utilisés dans les soupapes et dans d'autres équipements auxiliaires peuvent être présents dans des conditions de traitement thermique qui les rendent sensibles à la fragilisation par l'hydrogène et à la fissuration. Il peut par exemple s'agir de certains aciers inoxydables et aciers faiblement alliés à haute résistance. Les composants qui satisfont aux exigences de la norme NACE MR0175 ou de normes industrielles similaires applicables aux matériaux utilisés avec du sulfure d'hydrogène seraient adaptés (et prudents) au regard des conditions de service envisagées pour le gaz naturel mélangé à l'hydrogène.

L'hydrogène fuit plus facilement que le gaz naturel au niveau des raccords mécaniques. Une certaine augmentation de la susceptibilité aux fuites peut se produire au niveau des raccords filetés et des joints mécaniques, bien que le taux de fuite pour les mélanges contenant moins de 20% en volume d'hydrogène devrait peu différer du taux de fuite pour le gaz naturel à 100%. Ce taux de fuite augmentera avec des pourcentages plus élevés d'hydrogène dans le réseau.

L'acceptabilité de la fonte noire malléable (FNM) pour le transport de gaz naturel mélangé à l'hydrogène varie selon les normes. Les normes ASME B31.12 et AIGA 087 ne permettent pas leur utilisation, tandis que la norme IGC 121 l'autorise à condition que les contraintes soient suffisamment faibles (<30% de la LEMS et <20% de la RUTMS). La documentation disponible sur la fonte dans les conduites d'hydrogène à basse pression est généralement positive pour les systèmes à basse pression (voir la section 5.8.1.1).

[REDACTED]

Seules des modifications mineures aux diverses procédures de construction, d'exploitation et d'entretien sont recommandées.

[REDACTED]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

6 ÉVALUATION DES ÉQUIPEMENTS D'UTILISATEUR

6.1 Introduction

Le réseau de distribution de Gazifère dessert des clients industriels, résidentiels et commerciaux. La présente section porte sur l'évaluation du pourcentage d'hydrogène admissible dans le gaz naturel recommandé pour les équipements et les processus raccordés au réseau de Gazifère.

Tous les équipements d'utilisateur installés dans le réseau de Gazifère sont conçus de manière à permettre des ajustements en fonction des gaz naturels distribués localement. Le mélange d'hydrogène peut avoir un effet néfaste sur le rendement de combustion. Ces effets sont différents pour chaque type d'équipement de combustion. Un bref inventaire a été réalisé à partir des renseignements fournis par Gazifère afin de déterminer approximativement les types d'équipements d'utilisateur raccordés au réseau de gaz naturel de Gazifère. Gazifère a fourni une liste d'environ 45 000 appareils de location installés sur son marché national. Dans la section 6.2, DNV a catégorisé les différents équipements d'utilisateur final en fonction de leur mode de combustion, qui est utilisé comme critère d'évaluation du mélange d'hydrogène dans le présent rapport.

Afin de déterminer si le mélange d'hydrogène dans le gaz naturel présente un risque supplémentaire par rapport aux gaz limites de distribution, une analyse d'interchangeabilité des gaz a été réalisée (voir la section 6.3) pour les catégories d'appareils présents dans le réseau de Gazifère. Dans le cadre de l'approche d'interchangeabilité, plutôt que de tester les appareils pour évaluer les changements de rendement avec différents mélanges de combustible, la variation des propriétés de combustion pertinentes (telles que la vitesse de combustion ou la température adiabatique de la flamme), la composition du combustible étant utilisée comme représentative du changement de rendement.

Afin de mieux comprendre le rapport entre les pourcentages maximaux d'hydrogène issus des analyses d'interchangeabilité et les données expérimentales, dans la section 6.4, DNV a comparé les résultats des analyses d'interchangeabilité des gaz aux données mesurées par DNV et aux données disponibles dans la documentation existante de différents appareils d'utilisateur résidentiels et commerciaux en matière de rendement de combustion. Le résultat de cette évaluation permet de connaître les quantités maximales de mélange d'hydrogène permises en fonction de l'équipement d'utilisateur actuel et d'établir une « hiérarchie » des équipements les plus sensibles connectés au réseau de gaz. L'inventaire des appareils résidentiels et commerciaux a permis de déterminer les lacunes actuelles en matière de connaissances. La section 6.4.4 propose des stratégies qui permettront de les combler.

Pour les gros équipements commerciaux et industriels, les données relatives au mélange d'hydrogène disponibles dans la documentation ont été consultées, notamment au regard du rendement de combustion. Une attention toute particulière a été accordée à l'impact du mélange d'hydrogène sur la formation de NO_x, la stabilité de la flamme et les changements dans le débit et la composition des gaz de combustion pour les équipements contenant des brûleurs. Pour les moteurs à gaz, l'impact sur le cogement du moteur est pris en compte. Ces résultats sont présentés dans la section 6.5.

Pour déterminer l'impact du mélange d'hydrogène dans le gaz naturel sur les matériaux situés derrière le compteur, la documentation disponible a été consultée, comme décrit dans la section 6.6. Les effets du mélange d'hydrogène sur les compteurs et les régulateurs sont décrits dans la section 5.6.

Comme indiqué dans la section 6.5, le degré de sensibilité à la présence d'hydrogène dans le gaz naturel dépend du processus et de l'équipement à combustion installé. [REDACTED]

6.2 Inventaire des appareils

La section suivante fait un tour d'horizon des différents modes de combustion et du fonctionnement des équipements d'utilisation finale installés dans le réseau de Gazifère.

6.2.1 Types d'appareils à gaz installés chez les utilisateurs finaux

[REDACTED] D'autres équipements sont également présents sur le marché des appareils résidentiels et commerciaux au Canada, bien qu'ils ne figurent pas sur la liste des appareils de location, notamment des barbecues, des cuisinières et des génératrices auxiliaires à domicile qui contiennent des moteurs à gaz. De plus, le réseau de Gazifère dessert également des clients industriels. Ces industries utilisent souvent des équipements générateurs de chaleur, tels que les brûleurs industriels présents dans les chaudières à vapeur et à eau chaude.

Des analyses réalisées par DNV et d'autres organismes montrent que différents types d'équipements de combustion peuvent présenter des sensibilités très différentes à l'ajout d'hydrogène. Ces différences se manifestent dans la nature de l'impact sur le rendement. Par exemple, dans les moteurs à gaz, l'ajout d'hydrogène peut provoquer le cognement du moteur et une augmentation des émissions de NO_x, tandis que dans les systèmes de brûleurs à prémélange partiel tels que les cuisinières, l'ajout d'hydrogène augmente le risque de retour de flamme.

Un inventaire des appareils a été réalisé afin de recenser et catégoriser les systèmes de brûleurs classiques présents dans ces appareils en utilisant les renseignements des fabricants, les connaissances de DNV et les informations fournies par Gazifère (liste d'appareils de location). Les principes de fonctionnement des différents équipements d'utilisateur sont brièvement présentés ci-dessous, après quoi la catégorisation des appareils sera décrite.

Les différents types de combustion peuvent être classés en deux grandes catégories : les systèmes de brûleurs à combustion interne et les systèmes de brûleurs à conversion catalytique, à prémélange complet, prémélange partiel et mélange par jets croisés, comme décrit ci-dessous.

6.2.1.1 Catégories d'équipements d'utilisateur

6.2.1.1.1 Combustion interne

[REDACTED] Ces moteurs à gaz fonctionnent selon le cycle d'Otto. Dans le cycle d'Otto, le carburant et l'air sont « prémélangés », comprimés par un piston, puis enflammés par une source de chaleur externe telle qu'une bougie

d'allumage. L'apparition indésirable de cognements du moteur peut être attribuée à la sensibilité du moteur due à la variation de la composition du gaz en constituants tels que le H_2 ou le C_2+ . L'un des problèmes liés aux variations de la qualité du gaz est l'apparition indésirable de cognements du moteur. La résistance au cognement d'un gaz combustible est caractérisée par un indice de méthane, qui est semblable à l'indice d'octane utilisé pour caractériser l'essence. Tous les équipementiers (OEM) prescrivent l'indice de méthane minimal autorisé dans leur spécification de gaz.

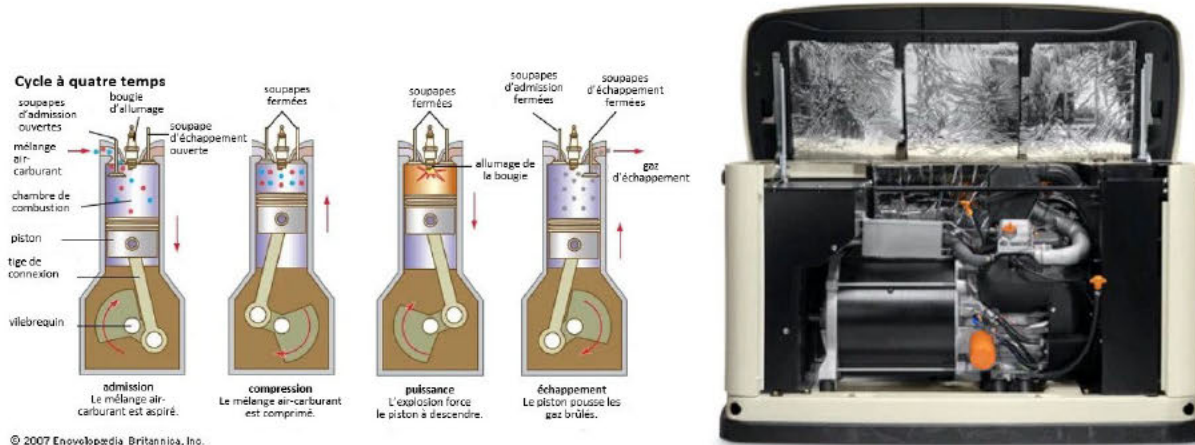


Figure 6-1 : Principe du moteur à combustion interne (à gauche [43]) et exemple de son utilisation dans une génératrice auxiliaire à domicile (à droite [44])

6.2.1.1.2 Brûleur catalytique

Dans les appareils de chauffage catalytique à gaz, le gaz naturel ou le propane est converti en rayonnement infrarouge à l'aide d'un catalyseur préchauffé électriquement (souvent du platine). Le méthane (principal constituant du gaz naturel) brûle par catalyse de 300 à 450 °C, ce qui signifie qu'au démarrage à froid, le catalyseur doit être préchauffé à l'aide d'un dispositif de chauffage électrique. La réaction catalytique sans flamme produit principalement du H_2O et du CO_2 [45]. La combustion catalytique se produit à basse température, bien en deçà de la température seuil de formation de NO_x , d'où la quasi-absence de NO_x dans les gaz d'échappement. Les appareils de chauffage catalytique sont utilisés dans plusieurs applications telles que le chauffage d'instruments, le chauffage de bâtiments et la protection contre le gel [46]. En raison de la répartition homogène du rayonnement infrarouge dans les panneaux, les appareils de chauffage sont également utiles pour les applications industrielles où une chaleur uniforme et répartie sur une grande surface est nécessaire, comme dans les processus de séchage et de durcissement.

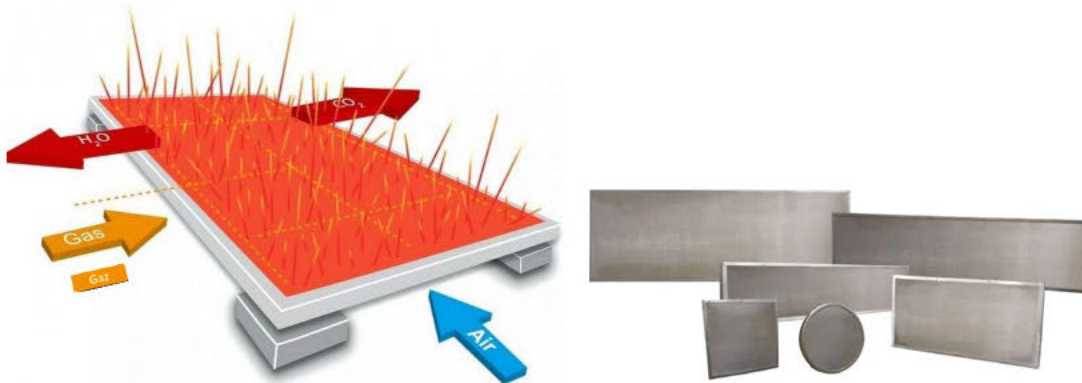


Figure 6-2 : Principe du brûleur catalytique (à gauche [47]) et exemple de son utilisation dans les appareils de chauffage catalytiques (à droite [46])

6.2.1.1.3 Brûleur à prémélange complet

Dans les brûleurs à prémélange complet, l'air et le gaz naturel sont entièrement mélangés avant d'entrer dans le brûleur, comme le montre la figure 6-3 ci-dessous.

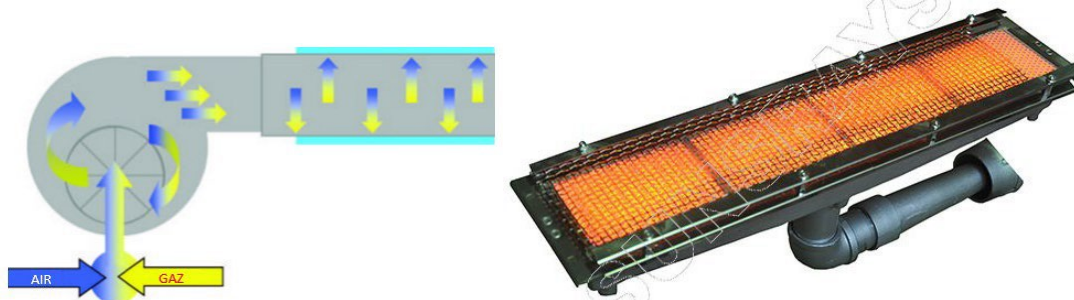


Figure 6-3 : Principe du brûleur à prémélange complet (à gauche) et exemple de son utilisation dans un brûleur radiant industriel (à droite)

Le prémélange est normalement effectué à l'aide d'un mélangeur de type Venturi, ce qui nécessite une conception précise des entrées de combustible et d'air. La vitesse du mélange est maintenue suffisamment élevée à la sortie du Venturi pour éviter tout retour de flamme et la combustion est évitée jusqu'à ce que le mélange sorte du brûleur. Parmi les appareils qui utilisent ce type de brûleur figurent souvent les chauffe-eau et les appareils de chauffage à haut rendement.

6.2.1.1.4 Brûleurs à prémélange partiel

Dans les brûleurs à prémélange partiel, l'air primaire et le gaz naturel sont partiellement mélangés avant d'entrer dans la tête du brûleur et l'air secondaire est fourni par l'extérieur (tirage), comme le montre la figure 6-4. Un brûleur de cuisinière à gaz est un exemple de brûleur à prémélange partiel.

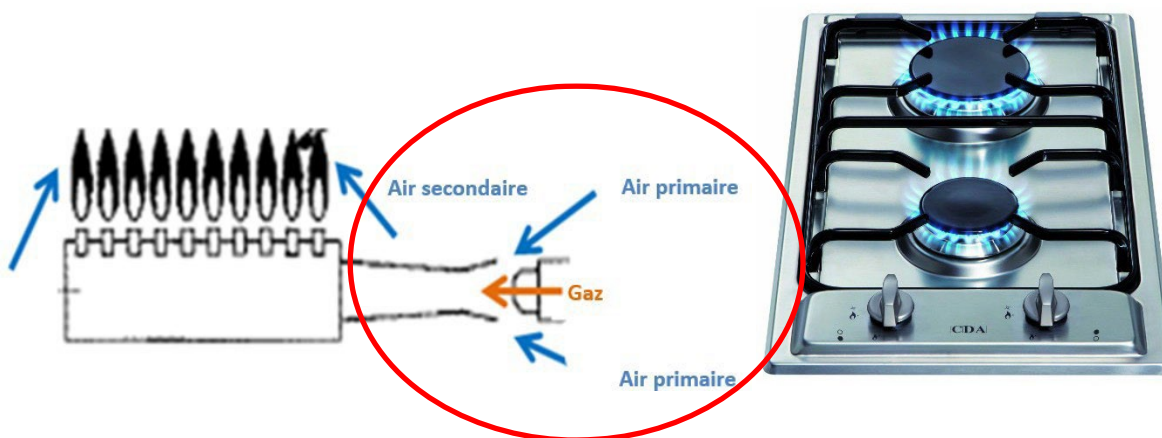


Figure 6-4 : Principe du brûleur à prémélange partiel (à gauche) et exemple de son utilisation dans un brûleur de cuisinière (à droite)

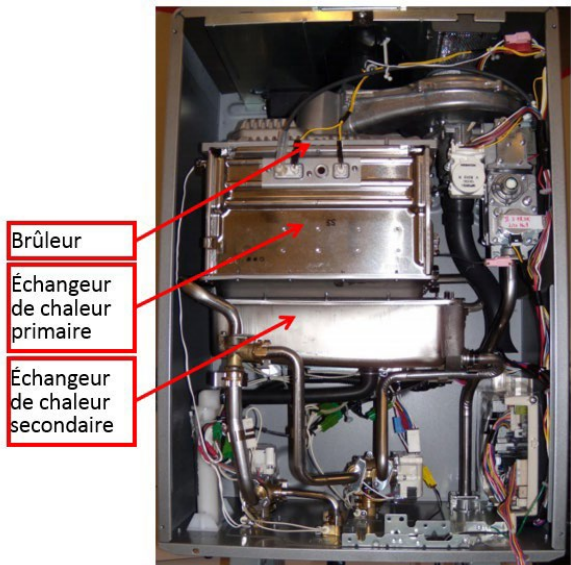
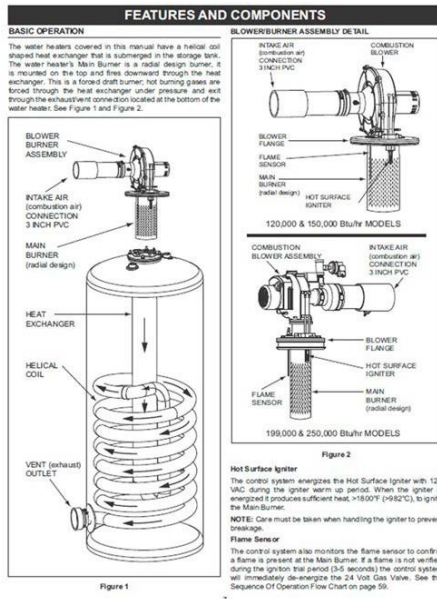


Figure 6-6 : Chauffe-eau typiques à prémélange complet (pauvres en combustible) avec réservoir (à gauche) et sans réservoir (à droite)

La flamme primaire de ces brûleurs est riche en combustible (c'est-à-dire qu'il y a un excès de combustible).

Ces appareils contiennent souvent un type de brûleur différent de celui des chauffe-eau à prémélange complet. L'alimentation en air de combustion de ces appareils peut être assurée par un tirage naturel, un tirage induit ou un tirage forcé. Dans les chauffe-eau à tirage naturel, il n'y a pas de ventilateur et l'air est fourni par le courant d'air créé par la convection du système et l'aspiration du brûleur. L'air de combustion des appareils à tirage induit est fourni par un ventilateur placé dans le système d'échappement, tandis que dans les appareils à tirage forcé, l'air de combustion est fourni par le ventilateur installé en amont du brûleur.

6.2.1.2.2 Appareils de chauffage à prémélange partiel (présents dans la liste d'appareils de location de Gazifère)

Il s'agit majoritairement d'appareils à tirage induit, ce qui signifie qu'un ventilateur

est présent dans le système d'échappement. Un inventaire des types de brûleurs a montré que ces appareils sont équipés d'un brûleur à flamme horizontale, comme le montre la figure 6-8 ci-dessous, et comme l'explique la section suivante.

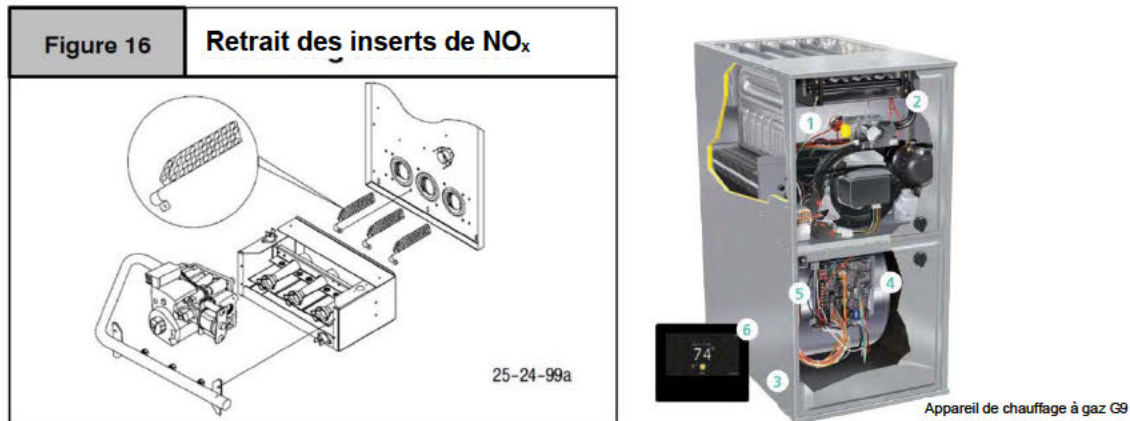


Figure 6-8 : Brûleurs à flamme horizontale présents dans les chaudières Keeprite

6.2.1.2.3 Centrales de traitement de l'air (présentes dans la liste d'appareils de location de Gazifère)

Une centrale de traitement de l'air en toiture est une unité autonome généralement installée sur le toit d'un bâtiment commercial et utilisée pour assurer la climatisation ou le chauffage des locaux, voire une combinaison de ces deux fonctions. Les centrales de traitement de l'air présentes dans la liste d'appareils de location contiennent des brûleurs à flamme horizontale. Dans ces brûleurs, le jet de gaz est dirigé dans une buse, puis dans le tube de mélange avec l'air primaire (riche en combustible). Au-dessus de la surface du brûleur (figure 6-9 à droite), une flamme est créée et brûle à l'intérieur du tube de l'échangeur thermique. Ces systèmes contiennent généralement un ventilateur dans le système d'échappement pour créer une sous-pression dans le tube de l'échangeur thermique. La sous-pression permet à l'air secondaire de pénétrer dans le tube pour réaliser la combustion. Ces systèmes sont des systèmes à tirage induit et prémélange partiel.



Figure 6-9 : Brûleur dans un climatiseur de toit (à gauche, cercle rouge) et brûleur à flamme horizontale (à droite)

6.2.1.2.4 Chaudières (présentes dans la liste d'appareils de location de Gazifère)

Une chaudière fournit à la fois l'eau chaude et le chauffage pour un bâtiment commercial ou un foyer-résidence. Ces appareils peuvent contenir différents types de brûleurs, aussi bien des brûleurs à prémélange partiel, comme ceux de la série HH 400 de Laars, que des brûleurs à prémélange complet, comme ceux de la série M de Rinnai présentée ci-dessous.

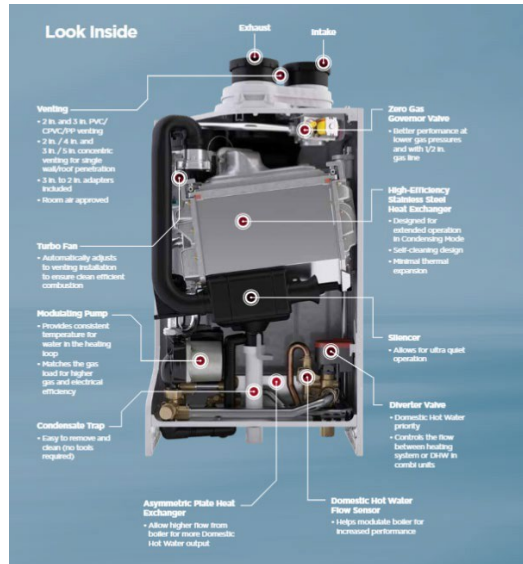


Figure 6-10 : Série M de Rinnai

6.2.1.2.5 Foyers à gaz (présents dans la liste d'appareils de location de Gazifère)

Les foyers à gaz sont des appareils à prémélange partiel qui contiennent un tube de mélange Venturi créant un prémélange partiel riche en combustible. L'air de combustion secondaire est fourni par tirage naturel.



Figure 6-11 : Foyer à gaz

6.2.1.2.6 Cuisinières et fours (non présents dans la liste d'appareils de location de Gazifère)

Les cuisinières, ou leurs plaques de cuisson, et les fours sont des appareils à prémélange partiel. Le gaz est injecté dans un tube Venturi, ce qui crée une pression négative qui aspire l'air de combustion primaire. Dans le tube Venturi, le gaz naturel et l'air sont prémélangés dans des conditions riches en combustible et, pour réaliser la combustion, de l'air secondaire est fourni par l'environnement.

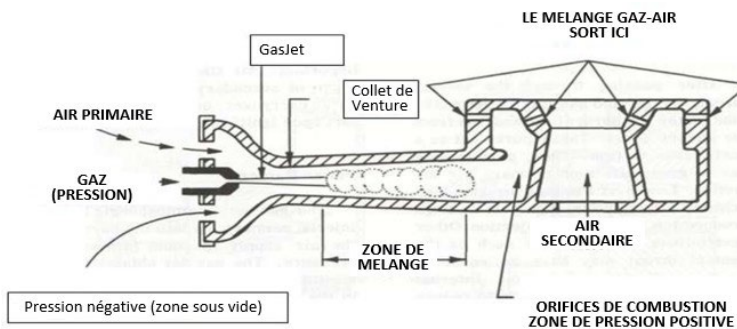


Figure 6-12 : Cuisinière (à gauche) et principe de fonctionnement de base des cuisinières/brûleurs à gaz atmosphériques (à droite)

6.2.1.2.7 Appareils de chauffage à prémélange complet (non présents dans la liste d'appareils de location de Gazifère)

Les appareils de chauffage modernes sont souvent des systèmes de combustion à prémélange complet, ce qui permet de respecter les réglementations relatives aux émissions. Ces appareils contiennent un ventilateur en amont du brûleur pour permettre le mélange du combustible et de l'air avant la combustion. Pour réduire les émissions de NO_x, ces appareils fonctionnent avec un excès d'air (ils sont pauvres en combustible).

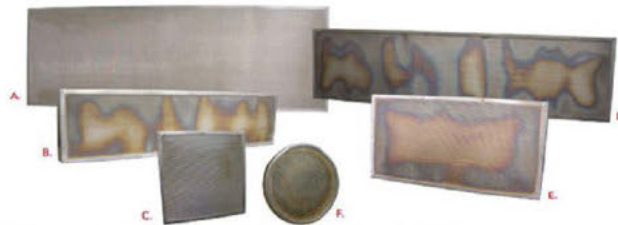


Figure 6-13 : Appareil de chauffage (à gauche) et brûleur (à droite) à prémélange complet

6.2.1.2.8 Brûleurs catalytiques (non présents dans la liste d'appareils de location de Gazifère)

Les appareils de chauffage catalytique sont utilisés dans plusieurs applications telles que le chauffage d'instruments, le chauffage de bâtiments et la protection contre le gel [46]. En raison de la répartition homogène du rayonnement infrarouge dans les panneaux, les appareils de chauffage catalytique sont avantageux pour les applications industrielles nécessitant une répartition uniforme de la chaleur sur une grande surface, comme dans les processus de séchage et de durcissement.





Famille d'appareils de chauffage à catalyse Bruest : (A) 24 x 72, (B) 12 x 48, (C) 12 x 12, (D) 18 x 72, (E) 12 x 36, (F) R8

Figure 6-14 : Appareils de chauffage catalytique ([46])

6.2.1.2.9 Génératrices auxiliaires à domicile (non présentes dans la liste d'appareils de location de Gazifère)

Les moteurs fixes sont utilisés dans des installations industrielles, commerciales et institutionnelles pour la production d'électricité, la compression de gaz et la production combinée de chaleur et d'électricité. Les moteurs à gaz sont sensibles aux variations de qualité du gaz, comme le H₂ ou le C₂⁵. L'un des problèmes liés aux variations de la qualité du gaz est l'apparition indésirable de cognements du moteur. La résistance au cognement d'un gaz combustible est caractérisée par un indice de méthane, qui est équivalent à l'indice d'octane utilisé pour caractériser l'essence. Tous les équipementiers (OEM) prescrivent l'indice de méthane minimal autorisé dans leur spécification de gaz.



Figure 6-15 : Génératrices auxiliaires à domicile ([48])

6.2.1.2.10 Autres appareils (non présents dans la liste d'appareils de location de Gazifère)

Les appareils tels que les friteuses, les barbecues, les chauffe-piscines, les appareils de chauffage de terrasse, les appareils de chauffage d'air de garage, les appareils de chauffage radiant et les brûleurs de wok (à jet) contiennent principalement des brûleurs à prémélange partiel. Différents styles de brûleurs sont présents dans ces types d'équipements, notamment les brûleurs à ruban, les brûleurs en ligne, les brûleurs à flamme horizontale, etc.

6.3 Analyse de l'interchangeabilité des gaz

L'équipement d'utilisateur actuel du réseau de Gazifère, comme décrit dans la section précédente, est conçu, testé, installé et entretenu pour le gaz naturel distribué localement. L'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel peut avoir un

⁵ C₂⁺ désigne l'éthane et les hydrocarbures supérieurs, comme le propane, le butane, et ainsi de suite.

impact sur les propriétés physiques et chimiques de combustion du gaz livré, ce qui peut nuire aux performances de l'équipement et aux processus chimiques en modifiant les propriétés du gaz de manière à la rendre incompatible avec cet équipement d'utilisateur ou ces processus. Les caractéristiques de performance des appareils qui pourraient subir un impact sont notamment le retour de flamme (sécurité) et la résistance au cognement du moteur.

Les méthodes d'analyse de l'interchangeabilité des gaz sont appliquées pour comparer le rendement de combustion des gaz. Elles constituent une solution de rechange aux essais à grande échelle des équipements utilisateurs, qui sont coûteux et longs. L'évaluation fait appel à des analyses de la performance et de la sécurité des équipements d'utilisateur lorsque de l'hydrogène est ajouté au gaz naturel. Pour cette évaluation, DNV applique de nouvelles méthodes élaborées par DNV pour comparer le rendement de combustion des gaz (méthodes d'interchangeabilité) comme solution de rechange aux essais à grande échelle [49]. Il est important de noter que l'impact d'une quantité donnée d'hydrogène ajoutée au gaz naturel peut dépendre de la composition du gaz naturel auquel il est ajouté. Par exemple, si le gaz naturel auquel l'hydrogène est ajouté est déjà à la limite de la spécification du gaz ou de l'équipement, aucun ajout d'hydrogène n'est autorisé.

Pour déterminer si une nouvelle composition de gaz est autorisée, les propriétés fondamentales de combustion du « nouveau » gaz (mélangé) sont calculées et comparées aux propriétés de combustion des gaz généralement distribués, tout en tenant compte des changements physiques qui se produisent dans l'appareil lors de la modification de la qualité du gaz, comme la proportion d'air primaire. De cette façon, les limites d'interchangeabilité des gaz qui en résultent sont fondées sur les propriétés physiques et chimiques de l'utilisation des gaz, et non sur les performances des appareils eux-mêmes. Pour les mélanges hydrogène/gaz naturel qui sont évalués comme étant en dehors de l'enveloppe d'interchangeabilité, ces mélanges n'entraînent pas automatiquement une défaillance de l'équipement installé, mais entraînent une augmentation du risque de défaillance de l'équipement : il y a un risque de défaillance supérieur au risque existant avec les gaz naturels actuellement fournis à l'équipement. Les paramètres d'interchangeabilité des gaz étudiés sont résumés dans le tableau 6-2.

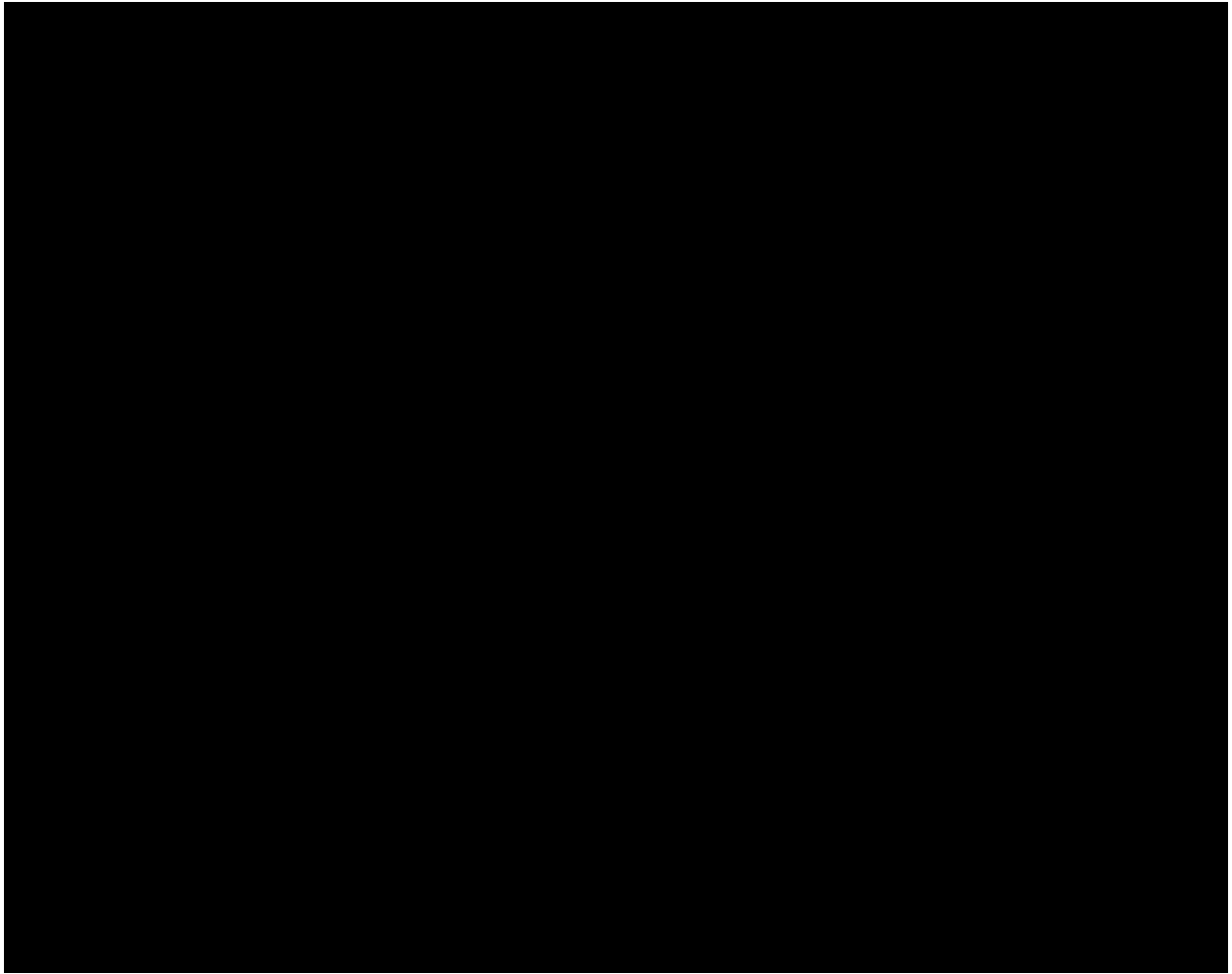
Tableau 6-2 : Catégorisation des équipements d'utilisateur et modes de défaillance

Catégorie	Paramètre(s) d'interchangeabilité des gaz	Modes de défaillance
Appareils industriels, commerciaux et résidentiels à prémélange complet	Indice de Wobbe, vitesse de combustion	Retour de flamme Surchauffe du brûleur Entrée thermique
Appareils résidentiels à prémélange partiel (par exemple, cuisinières et chauffe-eau)	Indice de Wobbe, vitesse de combustion	Retour de flamme Surchauffe du brûleur Entrée thermique
Brûleurs industriels (brûleurs à diffusion) sans prémélange	Indice de Wobbe	Surchauffe du brûleur Entrée thermique
Moteurs à gaz (génératrices auxiliaires à domicile)	Indice de méthane, indice de Wobbe	Cognement du moteur Émissions de polluants



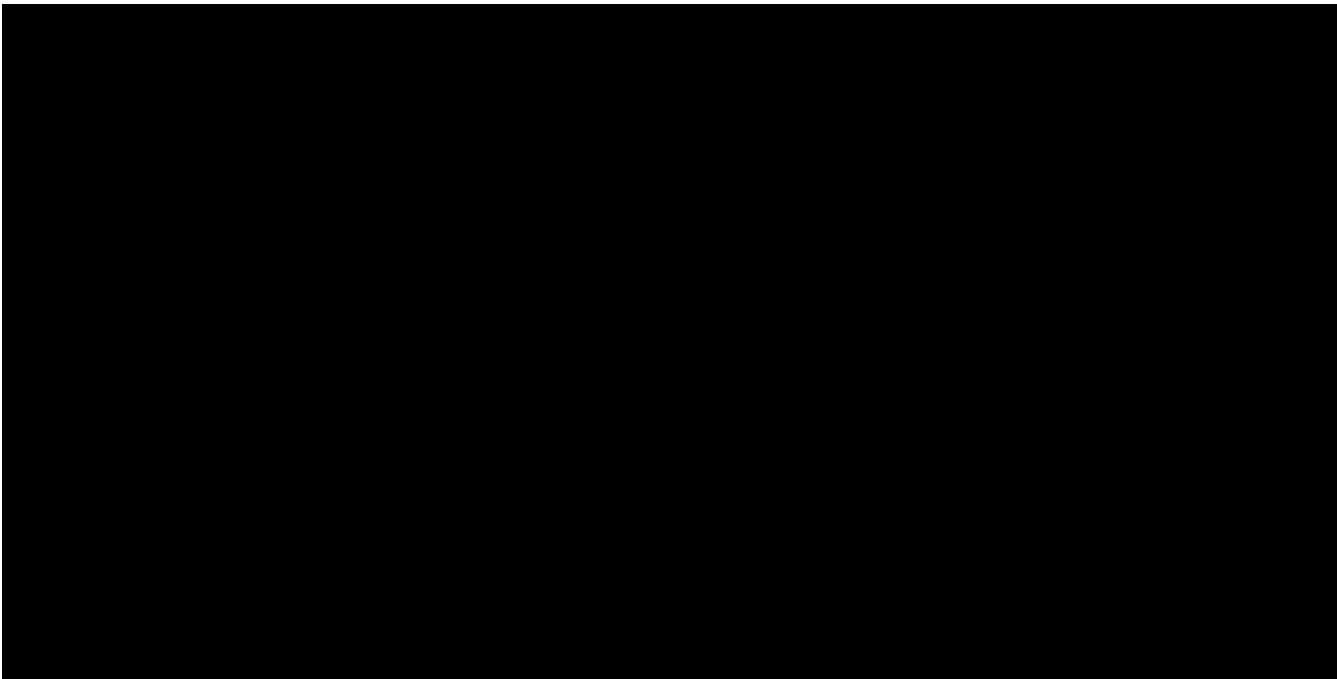
[Redacted content]

[Redacted content]



6.3.1 Modification de l'apport thermique (indice de Wobbe)

L'ajout d'hydrogène au gaz naturel abaisse l'indice de Wobbe du gaz. Par conséquent, pour les équipements ne disposant pas d'un système de régulation de l'apport thermique ou du rapport combustible/air, l'apport thermique diminue et la proportion d'air augmente lors de l'ajout d'hydrogène.



Comme le montrent la figure 6-17 et le tableau 6-4, près de 27% vol. H₂ peuvent être ajoutés au gaz naturel ayant l'indice de Wobbe le plus élevé. Si le gaz naturel sélectionné a un indice de Wobbe situé à l'extrémité inférieure de la fourchette de Wobbe (47,50 MJ/m³), aucun ajout d'hydrogène n'est autorisé, car cela abaisserait l'indice de Wobbe sous la limite inférieure légale de l'indice de Wobbe.

Tableau 6-4 : Pourcentages maximaux d'hydrogène autorisés selon trois années de composition mesurée des gaz

Indice de Wobbe du gaz naturel, MJ/m ³	H ₂ maximal dans le gaz naturel, % vol.
Distribution maximale	26,8
Distribution moyenne	24,3
Distribution minimale	21,7

6.3.2 Modification de la vitesse de combustion (risque de retour de flamme)

L'un des risques potentiels de l'ajout d'hydrogène aux équipements d'utilisateur à prémélange partiel et à prémélange complet (brûleurs de cuisson, chauffe-eau, de nombreux brûleurs de chauffage central, brûleurs de sèche-linge, etc.) est l'apparition d'un retour de flamme. Ce phénomène se produit lorsque la présence d'hydrogène augmente la vitesse de combustion laminaire au point où la vitesse de combustion est supérieure à la vitesse de sortie du mélange combustible/air froid⁶. En conséquence, la flamme revient vers le brûleur, comme l'illustre la figure 6-18 (à droite). Le retour de flamme peut entraîner une panne de l'appareil, des dommages et la libération possible d'un mélange explosif dans la maison. Il faudrait donc l'éviter.

⁶ Par exemple, lorsque la combustion de H₂ remplace la combustion de CH₄, la vitesse de sortie augmente d'un facteur trois environ, mais la vitesse de combustion laminaire augmente d'un facteur six, ce qui peut entraîner un retour de flamme.

Dans cette étude, la vitesse de combustion laminaire a été calculée numériquement pour les mélanges de gaz naturel et de H₂ [50]⁷, y compris le changement du rapport d'équivalence primaire du mélange combustible/air causé par le changement du facteur d'air stœchiométrique lors de l'ajout d'hydrogène. Ce changement de rapport d'équivalence est illustré à la figure 6-18; l'ajout d'hydrogène au gaz naturel réduit le rapport d'équivalence à des valeurs inférieures tant pour les mélanges riches en combustible (prémélange partiel, $\phi > 1$) que pour les mélanges pauvres en combustible (prémélange pauvre, $\phi < 1$). Comme indiqué, l'ajout d'hydrogène du côté riche en combustible ($\phi > 1$) augmente fortement la vitesse de combustion lorsque le méthane pur est remplacé par du méthane contenant 23% vol. d'hydrogène, alors que l'impact sur la vitesse de combustion est moindre pour une combustion pauvre en combustible.

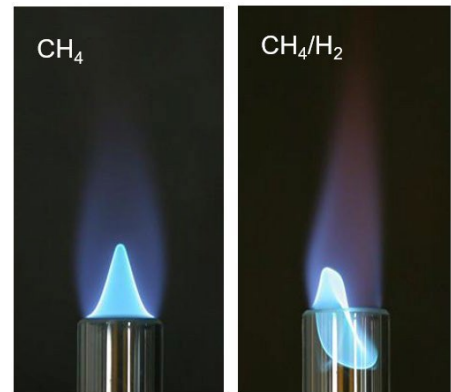
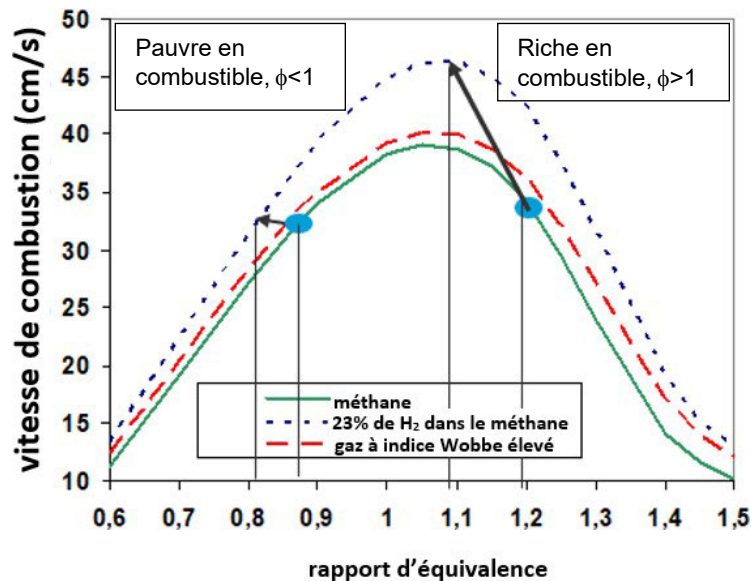


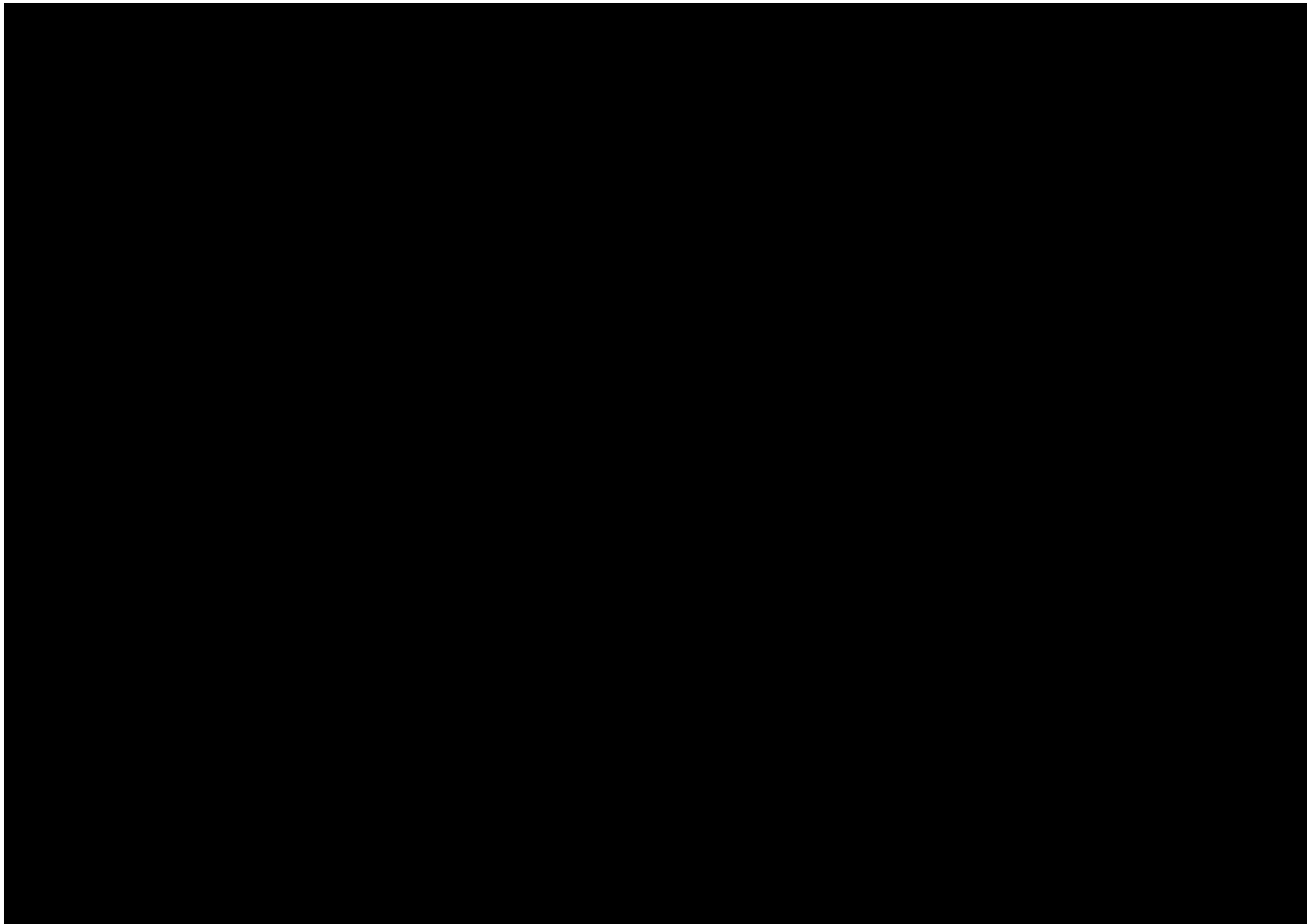
Figure 6-18 : Illustration de l'effet de l'ajout d'hydrogène au méthane, avec changement du rapport d'équivalence causé par l'ajout d'hydrogène (à gauche) et illustration du retour de flamme (à droite)

Dans les analyses d'interchangeabilité des gaz, les vitesses de combustion des mélanges gaz naturel/H₂ sont ensuite comparées à celles des gaz limites définis. Lorsque la teneur en hydrogène est telle que la vitesse de combustion du mélange gaz naturel/H₂ devient supérieure à celle du gaz limite concerné, cette teneur (et les concentrations plus élevées) représente une augmentation du risque de retour de flamme par rapport à celui que connaissent les appareils lorsqu'ils sont exposés à la gamme normale des gaz naturels distribués.

Appareils à prémélange partiel

Les appareils à prémélange partiel, comme indiqué précédemment, sont notamment les cuisinières et les chauffe-eau classiques. Dans l'analyse, de l'hydrogène a été ajouté aux trois gaz de distribution indiqués dans le tableau 6-3 et la vitesse de combustion résultante a été comparée à celle des gaz limites de distribution. Le gaz naturel contractuel dont l'indice de Wobbe est le plus bas est le gaz limite (gaz le plus défavorable), car ce gaz présente la vitesse de combustion la plus élevée et, par conséquent, le risque le plus élevé d'apparition d'un retour de flamme.

⁷ Dans cette étude, le modèle de réaction USC-Mech II a été utilisé pour calculer les vitesses de combustion laminaire.



La figure 6-19 montre que l'ajout d'hydrogène entraîne une augmentation linéaire de la vitesse de combustion. Lors de l'ajout d'hydrogène au gaz de distribution présentant l'indice de Wobbe le plus élevé, un mélange de 9,6% vol. H₂ est autorisé, tandis que pour le gaz de distribution présentant l'indice de Wobbe le plus faible, un mélange de 8,0% vol. H₂ est autorisé sans augmenter sensiblement le risque de retour de flamme. Ces résultats sont résumés dans le tableau 6-5 ci-dessous.

Tableau 6-5 : Mélange maximal d'hydrogène pour différents gaz de distribution, en fonction du retour de flamme dans les appareils à prémélange partiel

	Retour de flamme (% vol. H ₂ dans le gaz naturel)
Distribution maximale	9,6
Distribution moyenne	8,4
Distribution minimale	8,0

Appareils à prémélange complet

Pour les appareils à prémélange complet, tels que les appareils de chauffage et les chauffe-eau modernes à haut rendement, le combustible et l'air sont à prémélange partiels avant d'être brûlés. Ces appareils sont réglés avec une proportion d'air excédentaire ($\phi < 1$) pour réduire les émissions de NO_x. Comme l'illustre la figure 6-20, les calculs de la vitesse de combustion montrent que l'ajout d'hydrogène au gaz de distribution maximale n'augmente pas le risque de retour de flamme tant que des fractions à haute teneur en hydrogène, de l'ordre de 30 à 40% vol., ne sont pas ajoutées pour les appareils à prémélange complet.

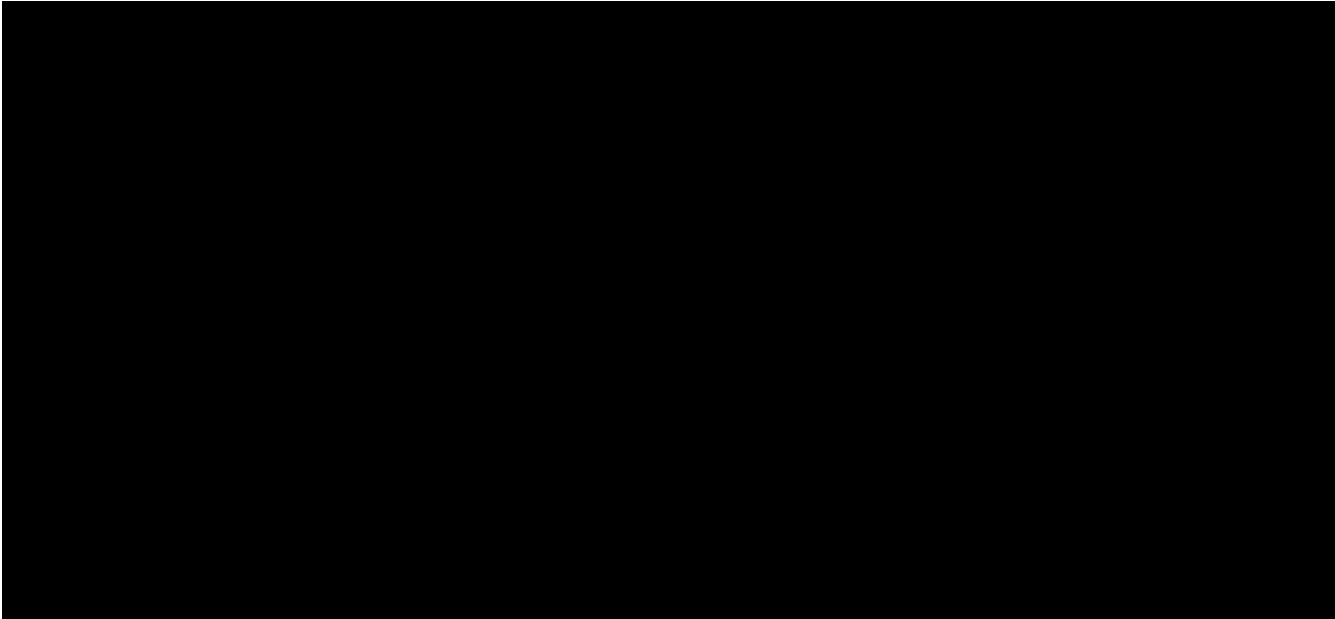


Tableau 6-6 : Mélange maximal d'hydrogène pour différents gaz de distribution, en fonction du retour de flamme dans les appareils à prémélange complet

	Retour de flamme (% vol. H ₂ dans le gaz naturel)
Distribution maximale	~30-40
Distribution moyenne	~30-40
Distribution minimale	~30-40

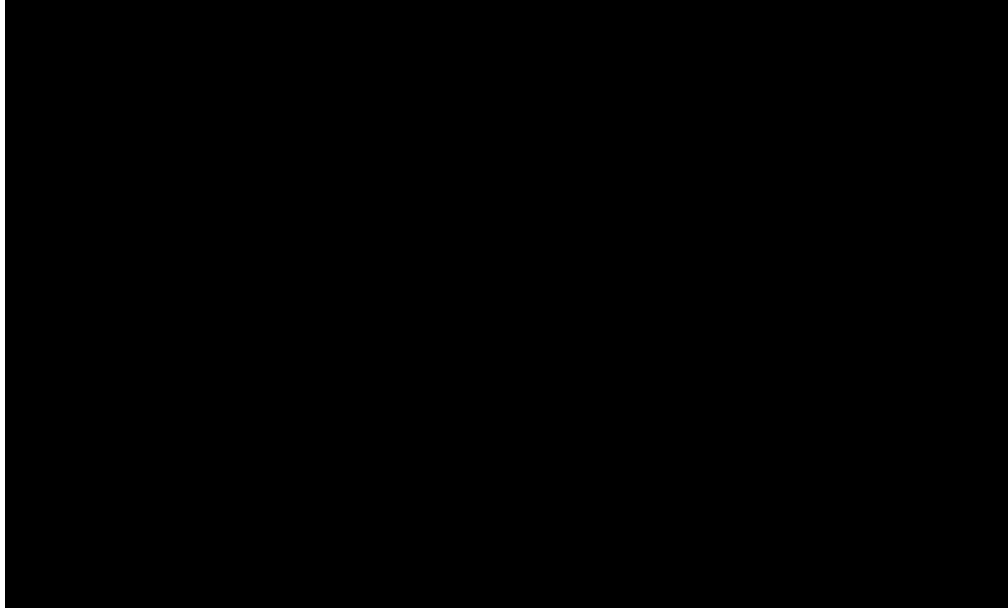
6.3.3 Changements de la propension au cognement des moteurs à gaz

Il est connu que les moteurs alternatifs à combustion interne alimentés au gaz sont sensibles aux variations de la composition du carburant en raison de l'apparition possible de cognements [51], [52], [53], qui peut réduire les performances et, dans le pire des cas, endommager le moteur. L'effet de l'ajout d'hydrogène sur la résistance au cognement est calculé en utilisant l'algorithme de l'indice de méthane PKI [53]. L'échelle d'indice de méthane est une échelle méthane-hydrogène; le méthane pur est un combustible résistant au cognement et se voit attribuer une valeur de 100, tandis que l'hydrogène est sensible au cognement et se voit attribuer une valeur nulle. En d'autres termes, une diminution de l'indice de méthane se traduit par une diminution de la résistance au cognement (et vice versa).

La composition du gaz naturel joue un rôle important dans la quantité d'hydrogène qui peut être ajoutée. Le gaz naturel « pauvre » (faible fraction d'hydrocarbures supérieurs, comme le gaz de distribution minimale (tableau 6-3) présente généralement une résistance au cognement plus élevée que le gaz naturel « riche » (fraction élevée d'hydrocarbures supérieurs, comme le gaz de distribution maximale). Par conséquent, les gaz naturels « pauvres » sont davantage susceptibles de recevoir un ajout d'hydrogène que les gaz naturels « riches ».

Les constructeurs de moteurs définissent souvent des spécifications relatives au gaz combustible pour leurs moteurs afin de prévenir l'apparition de cognements. Cependant, aucun détail spécifique concernant l'indice de méthane minimal spécifié n'a été obtenu dans le cadre d'entretiens avec plusieurs équipementiers qui fournissent des génératrices auxiliaires à domicile pour le marché canadien. Les spécifications du combustible de Generac, l'un des plus grands producteurs de génératrices auxiliaires à domicile d'Amérique du Nord, indiquent qu'un maximum de 5% de propane est autorisé [51], ce qui correspond

à un indice de méthane PKI de 75. En fonction de ces renseignements, un indice de méthane équivalent de 75 a été pris comme valeur minimale autorisée dans les moteurs à gaz pour les génératrices auxiliaires à domicile.



L'ajout d'hydrogène abaisse l'indice de méthane et la quantité d'hydrogène qui peut être ajoutée dépend de la composition du gaz; environ 18,9% vol. H₂ peut être ajouté au gaz de distribution minimale, tandis que 6,7% vol. H₂ peut être ajouté au gaz de distribution maximale. L'ajout d'hydrogène augmente le risque de cognement du moteur, bien que cela ne signifie pas nécessairement qu'un cognement se produira.

Tableau 6-7 : Mélange maximal d'hydrogène à ajouter pour différents gaz de distribution pour éviter une augmentation du risque de cognement du moteur

	Cognement du moteur (% vol. H₂ dans le gaz naturel)
Distribution maximale	6,7
Distribution moyenne	14,6
Distribution minimale	18,9

6.3.4 Synthèse de l'analyse de l'interchangeabilité des gaz

La fraction maximale admissible d'hydrogène pour les compositions de gaz naturel étudiées dans les analyses d'interchangeabilité est résumée dans le tableau 6-8. Le pourcentage d'hydrogène autorisé en fonction de l'analyse d'interchangeabilité est limité, dans les moteurs à gaz (génératrices auxiliaires à domicile), à l'extrémité supérieure de l'indice de Wobbe (6,7% vol.) et, dans les appareils à prémélange partiel, à l'extrémité inférieure de l'indice de Wobbe (8,0% vol.). Par conséquent, la fraction autorisée d'hydrogène dans le gaz naturel dépend de la composition du gaz naturel (« qualité du gaz ») qui traverse le point d'injection d'hydrogène, ainsi que du type d'appareil installé sur le terrain.

Tableau 6-8 : Pourcentage d'hydrogène maximal autorisé en fonction de l'analyse d'interchangeabilité (limite de Wobbe, limite de retour de flamme/de surchauffe du brûleur dans les appareils à prémélange complet et partiel, indice de méthane minimal [cognement du moteur] dans les moteurs à gaz)

	Apport thermique (Wobbe), % vol. H ₂	Retour de flamme/ surchauffe en prémélange partiel, % vol. H ₂	Retour de flamme/ surchauffe en prémélange complet, % vol. H ₂	Cognement du moteur, % vol. H ₂
Distribution maximale	26,8	9,6	~30-40	6,7
Distribution minimale	21,7	8,0	~30-40	18,9
Distribution moyenne	24,3	8,4	~30-40	14,6

6.4 Rendement de combustion des équipements d'utilisateurs résidentiels et commerciaux

L'analyse d'interchangeabilité des gaz décrite ci-dessus permet de déterminer s'il existe un risque accru de modes de défaillance critiques pour les appareils d'utilisateur en cas d'ajout d'hydrogène, mais elle n'indique pas si des problèmes se produiront pour des appareils individuels et est donc réputée correspondre à une approche prudente. L'objectif de Gazifère est d'augmenter le pourcentage d'hydrogène dans le gaz naturel en dehors de l'enveloppe d'interchangeabilité des gaz. Dans le but de comprendre le rapport entre les pourcentages maximaux issus des analyses d'interchangeabilité des gaz et les données expérimentales sur les appareils, DNV a comparé les résultats des analyses d'interchangeabilité des gaz avec les données expérimentales disponibles publiquement issues des travaux de DNV et avec les données figurant dans la documentation disponible. Cette évaluation permettra de déterminer dans quelle mesure il sera possible d'augmenter les niveaux maximaux de mélange d'hydrogène et quels types d'appareils devraient être étudiés plus en détail.

6.4.1 Revue de la documentation se rapportant à l'effet de l'hydrogène sur la performance des équipements

Impact de l'ajout d'hydrogène sur les appareils à gaz installés (2012) [54]

Nitschke-Kowsky et Wessing [54] ont étudié l'impact de l'ajout d'hydrogène au méthane (jusqu'à 30% vol. H₂) pour les appareils suivants :

- une chaudière atmosphérique à prémélange complet;
- deux chaudières à condensation à prémélange complet sans système de régulation de la combustion;
- deux chaudières à condensation à prémélange complet avec système de régulation de la combustion (Safety Combustion Technology ou SCOT [55], pour maintenir le rapport air-combustible dans l'appareil).

Les auteurs ont rapporté que le système de régulation de la combustion SCOT était incapable de maintenir le rapport air-combustible constant au fur et à mesure de l'augmentation des fractions d'hydrogène dans le gaz naturel. Ils ont constaté que, au lieu de rester constant, le rapport variait comme si aucun système de régulation n'était installé. Une défaillance semblable du système de régulation a été observée par d'autres personnes dans une publication récente [55].

Les émissions de NO_x de tous les appareils testés ont diminué avec l'ajout d'hydrogène, comme cela était prévu pour ces appareils fonctionnant avec un mélange pauvre en combustible (voir le tableau 6-9).

Tableau 6-9 : Émissions de NO_x mesurées pour trois appareils avec et sans ajout de H₂ au CH₄ [54]

Appareil	Émissions de NO _x (mg/kWh)			
	CH ₄ + 0% vol. H ₂		CH ₄ + 30% vol. H ₂	
	Pleine charge	Charge partielle	Pleine charge	Charge partielle
Chaudière atmosphérique	70	35	31 (-56%)	25 (-29%)
Chaudière à condensation sans régulation	58	13	19 (-67%)	9 (-31%)
Chaudière à condensation avec régulation	26	31	15 (-42%)	21 (-32%)

Les émissions de CO mesurées sont restées identiques ou ont légèrement diminué pour les chaudières à condensation étudiées (avec et sans le système de régulation SCOT). Les émissions de CO pour la chaudière atmosphérique se sont avérées variables, la flamme ayant tendance à devenir instable [54]. Les températures des plateaux de brûleurs n'ont pas été mesurées pendant l'étude et, de ce fait, il est difficile d'estimer les effets à long terme sur l'intégrité de la surface des brûleurs.

Projet THyGA (2022) [56]

Le projet THyGA est un projet européen en cours dans le cadre duquel plusieurs appareils résidentiels sont actuellement testés pour observer leur réaction à court terme (de quelques minutes à quelques heures) et à long terme (sur plusieurs semaines) à différents mélanges d'hydrogène et de gaz naturel (jusqu'à 60% vol. H₂). Les premiers résultats des essais à court terme ont été récemment publiés [56]. Le tableau ci-dessous présente les appareils qui ont été testés jusqu'à présent.

Tableau 6-10 : Aperçu des appareils testés dans le cadre du projet THyGA [56]

Catégorie d'appareil	Type de brûleur	Pour les plaques de cuisson : brûleur testé?	Brûleur modulant (O/N)	Régulateur de pression (O/N)	L'appareil peut-il être réglé? (O/N)	Régulation de la combustion (O/N)	Entrée de puissance maximale (nette) [kW]	Entrée de puissance minimale (nette) [kW]
Chaudière	Atmosphérique		O	O	N	N	25,8	11,0
Chaudière	Faibles émissions de NO _x		O	O	O	N	22,2	8,9
Chaudière	Atmosphérique		N	O	O	N	17,0	
Chaudière	Faibles émissions de NO _x		O	O	O	O	24,8	10,6
Chaudière	Prémélange		O	O	O	O	20,0	4,8
Chaudière	Prémélange		O	O	N	O	24,0	6,9
Chauffe-eau	Atmosphérique		N	N	N	N	10,5	5,3
Chauffe-eau	Atmosphérique		N	N	N	N	10,5	5,3
Plaque de cuisson	Atmosphérique (*)	Grande	N	N	N	N	3,0	0,8
Plaque de cuisson	Atmosphérique (*)	Petite	N	N	N	N	1,0	0,5
Four		Four	N	N	N	N	2,5	1,0
Plaque de cuisson	Atmosphérique	Grande	N	N	N	N	2,7	0,7
Plaque de cuisson	Atmosphérique	Petite	N	N	N	N	0,9	0,3
Four	Brûleur à cavité	Four	N	N	N	N	2,4	0,8
Four + barbecue	Brûleur à cavité	Four	N	N	N	N	1,7	
Friteuse	Prémélange		O	O	O	O	31,0	16,0
Barbecue au gaz	Atmosphérique		N	N	N	N	5,9	
Feu – appareil de chauffage à convection	Atmosphérique		O	O	N	N	5,8	3,1

(*) Brûleur atmosphérique à anneau simple et aération partielle (table de cuisson)

Une évaluation de la sécurité a été réalisée en étudiant l'effet de l'hydrogène sur différentes compositions gazeuses (CH₄ et mélanges de CH₄ et de N₂). Les compositions des gaz ont été choisies pour correspondre aux spécifications Wobbe des gaz distribués dans l'UE (47,63-52,78 MJ/m³ [15 °C/15 °C]). Plusieurs essais (dont des essais de retour de flamme, de démarrage à froid/à chaud, de détectabilité de la flamme, d'inflammabilité, etc.) sont prévus, mais n'ont pas tous été réalisés. Le rapport décrit les résultats obtenus jusqu'à présent et les observations suivantes ont été faites :

- les brûleurs atmosphériques sont plus sensibles au retour de flamme avec l'ajout de H₂ dans le gaz naturel. Pour les appareils atmosphériques étudiés, des signes de retour de flamme partiel (par exemple, une augmentation du bruit de la combustion) ont été observés à 40% de volume de H₂ et le retour de flamme a été généralement observé à 50-60% de volume de H₂;
- le principal problème relevé lors des essais avec les chaudières à prémélange n'est pas le retour de flamme, mais les situations où, après avoir été réglés pour un gaz à faible indice de Wobbe avec un peu d'hydrogène, les appareils sont ensuite utilisés avec un gaz à indice de Wobbe élevé sans hydrogène ou avec de faibles niveaux d'hydrogène. La principale conséquence est une très forte augmentation des niveaux d'émissions de CO. Les auteurs pensent que cette situation pourrait devenir assez courante dans de nombreux endroits si de l'hydrogène est injecté dans le réseau.

Comme dans l'étude mentionnée précédemment, les températures des plateaux des brûleurs n'ont pas été mesurées pour étudier l'effet à long terme d'une température plus élevée des plateaux de brûleurs sur leur durée de vie.

Projet DOMHYDRO (2013-2015) [57]

Dans le cadre du projet DOMHYDRO [57], 30 appareils ont été testés pour déterminer les effets de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel (jusqu'à 10% vol. et une expérience de démarrage à froid avec de l'hydrogène jusqu'à 30% vol.). Les appareils testés étaient notamment des chaudières à prémélange complet et partiel, un appareil de chauffage d'air, un appareil de chauffage radiant et deux foyers à gaz décoratifs. Le projet a révélé que le gaz naturel est « sans problème » lorsqu'il contient 10% vol. H₂. Là encore, les températures des plateaux de brûleurs n'ont pas été mesurées.

Influence de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel de canalisation sur le rendement de combustion d'un brûleur de cuisinière (2019) [58]

L'effet de l'ajout d'hydrogène sur le rendement de combustion d'un brûleur de cuisinière américaine (à prémélange partiel) a été étudié expérimentalement par Zhao et al. [58]. Un retour de flamme a été observé à 75% vol. H₂ et la température du brûleur a augmenté de 25 °C, sans casserole au-dessus du brûleur. Il est intéressant de noter qu'en chauffant une casserole, un retour de flamme s'est produit à des niveaux d'hydrogène plus faibles (55%) et que le brûleur a été détruit en une demi-minute en raison de sa surchauffe. Pendant le démarrage à froid, un retour de flamme s'est produit à des niveaux d'hydrogène encore plus faibles (20% vol.). Aucune réduction significative du temps de cuisson ou de l'efficacité n'a été observée (< 50% vol. H₂), mais il a été constaté que l'ajout d'hydrogène entraînait des temps d'allumage plus courts. Il a été remarqué que le bruit de la combustion augmentait avec l'ajout d'hydrogène, surtout avec des pourcentages en volume supérieurs à 40%. Aucune modification significative des émissions de NO_x n'a été observée. En raison de la limite du retour de flamme au démarrage à froid, les auteurs ont conclu que le brûleur de cuisinière peut fonctionner de manière sûre et efficace avec un ajout d'hydrogène au gaz naturel allant jusqu'à 20% vol.

Évaluation expérimentale du rendement de combustion d'un brûleur de four fonctionnant avec du gaz naturel de canalisation mélangé à de l'hydrogène (2019) [59]

Zhao et al. [59] ont également étudié l'effet de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel pour un four américain à prémélange partiel. Ici aussi, il a été observé que l'ajout d'hydrogène diminuait le temps d'allumage. Dans des conditions de fonctionnement stables, 55% vol. d'hydrogène peuvent être ajoutés au gaz naturel sans retour de flamme. Cependant, pendant l'allumage,

un retour de flamme a été observé à 30% vol. d'hydrogène. Les expériences ont été réalisées par paliers de 5% vol. H₂ et, étant donné qu'à 25% vol. H₂, aucun retour de flamme n'avait été observé pendant l'allumage (à froid et à chaud), la limite de retour de flamme a été fixée à 25% vol. Il a été constaté que la température du brûleur augmentait lors de l'ajout d'hydrogène, passant de 169 °C (gaz naturel) à 273 °C (gaz naturel + 10% vol. H₂). L'ajout d'une plus grande quantité d'hydrogène a entraîné une augmentation de la température de surface du brûleur (la flamme étant plus proche du brûleur). Les auteurs suggèrent que cette augmentation de la température de surface du brûleur peut dégrader le matériau et augmenter le risque de retour de flamme. Ils ont également constaté que les émissions de CO diminuaient avec l'augmentation de la teneur en hydrogène du gaz naturel, tandis que les niveaux de NO_x restaient les mêmes.

Rendement de combustion d'un chauffe-eau à faibles émissions de NO_x et d'un chauffe-eau classique à accumulation fonctionnant au gaz naturel enrichi en hydrogène (2020) [60]

Choudhury et al. [60] ont étudié l'effet de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel sur le rendement de combustion d'un chauffe-eau classique à prémélange partiel équipé d'un brûleur rond (semblable à celui présenté à la figure 6-7) et d'un chauffe-eau à faibles émissions de NO_x (à prémélange complet). Aucun des deux chauffe-eau n'a subi de changements substantiels en matière de rendement de combustion avec moins de 10% vol. d'hydrogène. Lors de l'ajout d'hydrogène, les émissions de NO_x ont diminué dans le chauffe-eau à faibles émissions de NO_x, mais ont légèrement augmenté dans le chauffe-eau classique. À 10% vol. H₂ dans le gaz naturel, « un événement de type déflagration a été observé pour les deux chauffe-eau ». Les auteurs remarquent que, « avec l'ajout de 10% de H₂, aucun problème d'allumage n'a été observé lors du démarrage à froid, mais une certaine instabilité (retour de flamme/retard d'allumage) a été observée lors du rallumage du brûleur principal après le tirage d'eau ». Par conséquent, les auteurs concluent qu'une teneur en H₂ inférieure à 10% vol. dans le gaz naturel constitue la plage de fonctionnement sûre pour les deux chauffe-eau.

Projet HyDeploy (2019) [61]

Dans le cadre du projet HyDeploy [61], des travaux de laboratoire et des essais poussés ont été menés sur des appareils installés sur le réseau de gaz de l'Université de Keele pour comprendre les implications d'un mélange d'hydrogène à 20% vol. par rapport au gaz naturel. Le rapport décrit des essais en laboratoire au cours desquels deux cuisinières, quatre chaudières et deux foyers ont été testés avec des mélanges de méthane et d'hydrogène (jusqu'à 28,4% vol. H₂). Les résultats des essais ont révélé que les appareils résidentiels testés étaient capables de fonctionner en toute sécurité avec des concentrations d'hydrogène allant jusqu'à 28,4% vol. Les auteurs ont noté que les appareils à gaz vendus au Royaume-Uni sont certifiés avec un gaz de référence qui contient 23% vol. H₂ (G222 [62]).

Impact des mélanges hydrogène/gaz naturel sur les équipements de combustion à prémélange partiel : Émissions de NO_x et performance opérationnelle (2022) [63]

Dans une étude récente, Glanville et al. [63] ont étudié l'impact de 0 à 30% vol. H₂ dans le gaz naturel sur les performances des chauffe-eau et des appareils de chauffage nord-américains. Le tableau 6-11 présente une vue d'ensemble des équipements testés. Les chauffe-eau et les appareils de chauffage testés dans le cadre de cette étude n'ont pas présenté de problèmes de retour de flamme pendant le démarrage à froid et à chaud ou pendant le fonctionnement normal. La température de surface du brûleur a également été mesurée pendant ces expériences. La température de la surface du brûleur de l'appareil de chauffage à condensation a augmenté de 5 °C jusqu'à 30% vol. H₂ dans le gaz naturel, tandis que la température de la surface de l'appareil de chauffage sans condensation a légèrement diminué (-2,5 °C) pour la même quantité d'hydrogène dans le gaz naturel. Un changement significatif de la température de surface du brûleur a été observé pour les chauffe-eau : la température de surface du brûleur du chauffe-eau à très faibles émissions de NO_x a diminué d'un maximum de 40 °C à 30% vol. H₂ dans le gaz naturel, tandis que la température de surface du brûleur du chauffe-eau standard a augmenté d'un maximum de 80 °C avec la même quantité d'hydrogène dans le gaz naturel. Les auteurs n'analysent pas de manière plus

poussée les conséquences de ce changement de température de la surface du brûleur ni dans quelle mesure elles pourraient modifier la durée de vie de la surface du brûleur à long terme. Les émissions de NO_x mesurées n'ont pas changé (chauffe-eau standard et appareil de chauffage à condensation) ni diminué (chauffe-eau à très faibles émissions de NO_x et appareil de chauffage sans condensation) avec l'augmentation des quantités d'hydrogène dans le gaz naturel. Aucun changement des émissions de CO n'a été observé pour les appareils étudiés.

Tableau 6-11 : Aperçu des appareils testés par Glanville et al. [63]

Nom de l'équipement	Type de brûleur	Alimentation en air supplémentaire
Chauffe-eau standard	Brûleur rond (à prémélange partiel)	Tirage naturel
Chauffe-eau à très faibles émissions de NO _x	Brûleur radiant (à prémélange)	Tirage naturel
Appareil de chauffage sans condensation	Brûleur à flamme horizontale (à prémélange partiel)	Tirage induit
Appareil de chauffage à condensation	Brûleur à flamme horizontale (à prémélange partiel)	Tirage induit

6.4.2 Étude d'appareils résidentiels menée par DNV

DNV a mené une étude portant sur l'impact de l'ajout d'hydrogène dans une cuisinière pour Gasunie. La figure 6-22 montre que la longueur de la flamme primaire (cône intérieur) diminue lors de l'ajout d'hydrogène en raison de la stabilisation plus forte de la flamme. Par conséquent, la température mesurée sous la plaque du brûleur augmente avec la teneur en hydrogène du gaz naturel, comme le montre la figure 6-22. La surchauffe due à l'augmentation de la température de la flamme a endommagé le revêtement de la plaque du brûleur.

Les dommages sont devenus visibles à environ 40% vol. H₂ et se sont aggravés pour des pourcentages plus élevés. À titre d'exemple, la présence de 20% vol. H₂ a entraîné une augmentation d'environ 20 °C de la température, soit une augmentation de moins de 10%. L'augmentation de la teneur en hydrogène a entraîné un retour de flamme à ~80% vol. H₂; cependant, DNV a également réalisé des expériences en réduisant rapidement la puissance (abaissement rapide). Lors de cet abaissement, le retour de flamme s'est produit à 50% vol. dans les expériences. Aucune mesure n'a été effectuée avec une casserole sur le brûleur, avec un démarrage à froid ou avec un rallumage pendant ces expériences. Ces travaux indiquent que les mélanges d'hydrogène allant jusqu'à 20% vol. ne devraient poser aucun problème pour les cuisinières étudiées; toutefois, les brûleurs avec plaques bridées intégrées et les brûleurs pour wok (à jet) n'ont pas été étudiés.

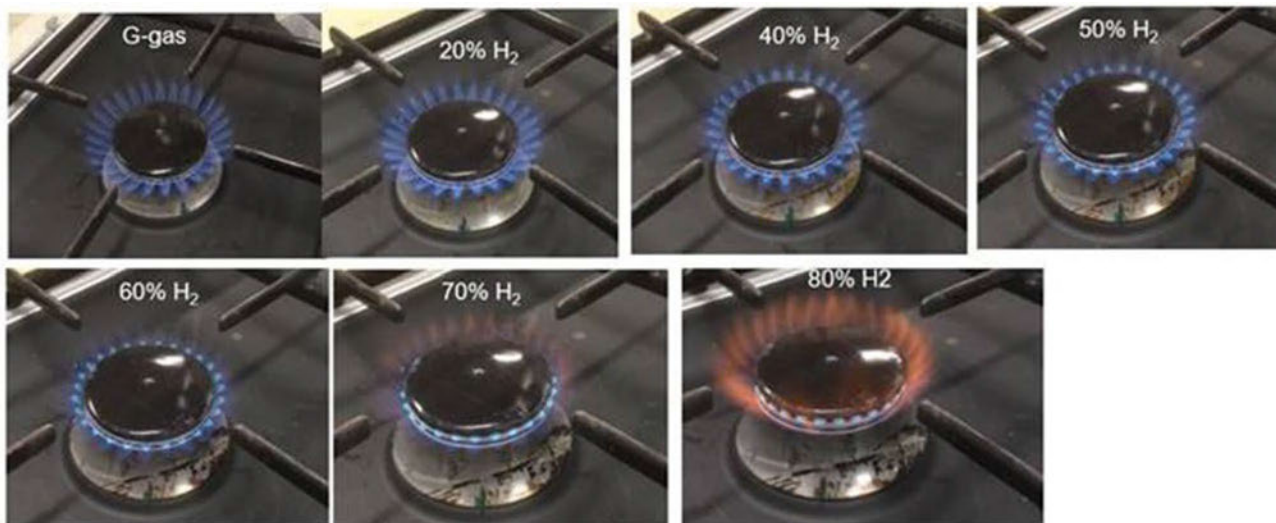


Figure 6-22 : Changements de la forme de la flamme lors de l'ajout d'hydrogène pour une cuisinière (brûleur à prémélange partiel)

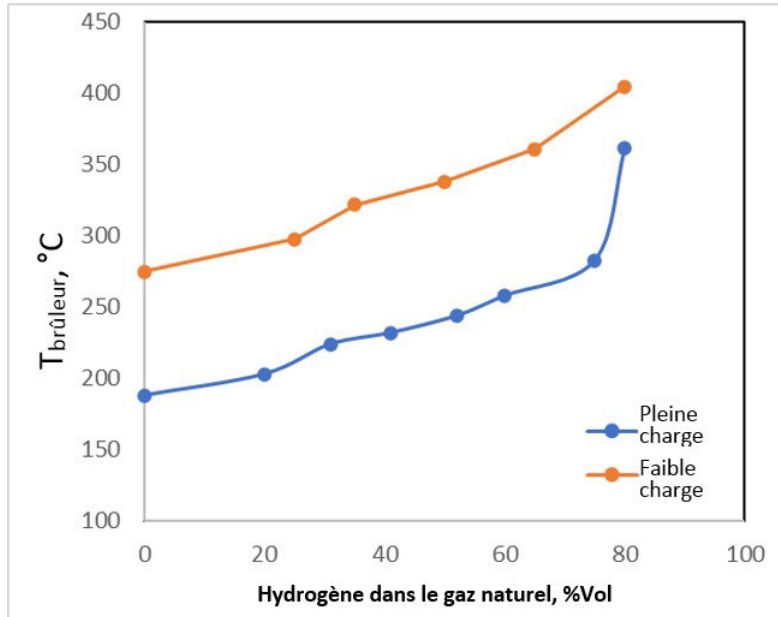


Figure 6-23 : Température mesurée sous la plaque du brûleur d’une cuisinière pour différents pourcentages d’hydrogène dans le gaz naturel

Une autre étude réalisée pour Gasunie sur l’effet de l’ajout d’hydrogène au gaz naturel néerlandais⁸ dans deux chaudières à condensation à prémélange complet avec des plateaux de brûleurs en céramique et en acier inoxydable a révélé que, pour le plateau en céramique, la température du brûleur diminuait lorsqu’il y avait jusqu’à 50% vol. H₂ dans le gaz naturel. Pour des pourcentages d’hydrogène supérieurs à 50% vol., la température du brûleur a augmenté, jusqu’à ce qu’un retour de flamme se produise à 70% vol. H₂ dans le gaz naturel (comme indiqué par la forte augmentation de la température à la figure 6-24 [à gauche]). Pour le plateau de brûleur en acier inoxydable, la température est restée constante jusqu’à 30% vol. H₂ (figure 6-24 [à droite]), mais a augmenté de manière significative pour des fractions d’hydrogène plus élevées, jusqu’à ce qu’un retour de flamme soit observé à 70% vol. H₂ dans le gaz naturel. Dans le programme d’essais, aucune expérience de rallumage ou de démarrage à froid n’a été réalisée.

⁸ Le gaz naturel néerlandais se compose d’environ 82,0% vol. de CH₄, 2,7% vol. de C₂H₆, 0,4% vol. de C₃H₈, 0,9% vol. de CO₂ et 14,0% vol de N₂.

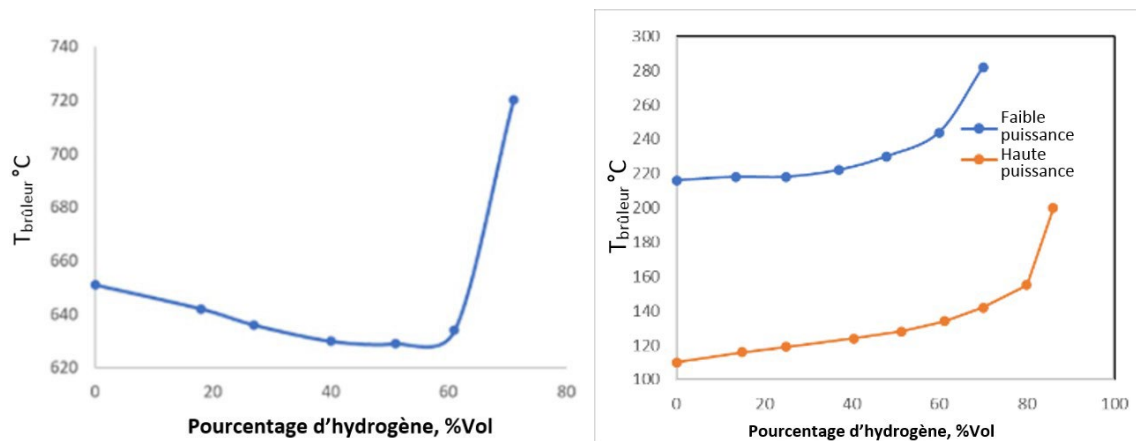


Figure 6-24 : Température du plateau de brûleur comme fonction du pourcentage d'hydrogène dans le gaz naturel pour les chaudières à haut rendement : plateau de brûleur en céramique (à gauche) et plateau de brûleur en acier inoxydable (à droite)

Les brûleurs à prémélange des chaudières à haut rendement fonctionnent dans des conditions pauvres en combustible. Comme cela était prévisible pour ces systèmes de combustion, l'ajout d'hydrogène a entraîné une réduction des émissions de NO_x (figure 6-25 [à gauche]) en raison du changement du rapport d'équivalence, les mélanges devenant plus pauvres en combustible. En outre, les émissions de CO ont considérablement diminué lors de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel pour les deux appareils testés.

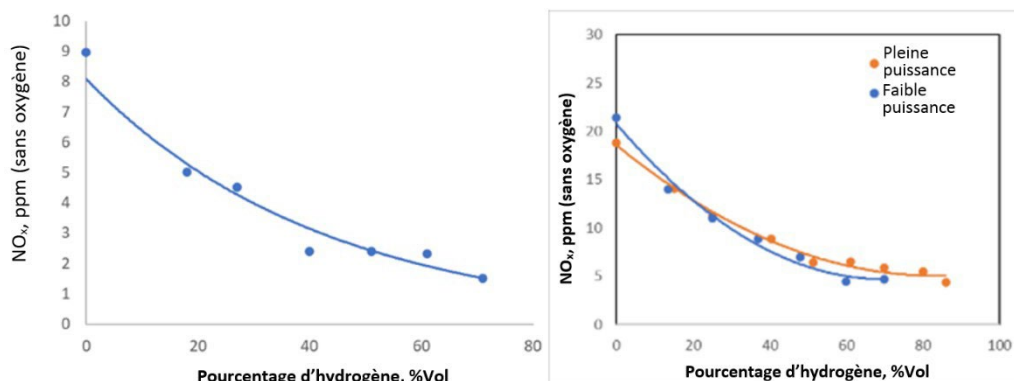


Figure 6-25 : Émission de NO_x lors de l'ajout d'hydrogène pour la chaudière (brûleur à prémélange complet) avec un plateau de brûleur en céramique (à gauche) et un plateau de brûleur en acier inoxydable (à droite)

Dans une autre étude pour Gasunie, DNV a étudié l'effet de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel néerlandais sur les performances d'un chauffe-eau classique (appareil à prémélange partiel). Ces appareils fonctionnent dans des conditions riches en combustible, ce qui signifie que l'ajout d'hydrogène rend les mélanges plus pauvres en combustible (stœchiométriques) et entraîne des vitesses de combustion plus élevées. Par conséquent, les flammes ont tendance à brûler plus près de la surface du brûleur jusqu'au point de retour de flamme. Cet effet est visible dans les images ci-dessous, où l'ajout d'hydrogène entraîne des flammes plus courtes et plus proches de la surface du brûleur.



Figure 6-26 : Forme des flammes lors de l'ajout d'hydrogène en % vol. (chauffe-eau, brûleur à prémélange partiel)

Lorsque la flamme est située plus près du brûleur, la température de sa surface augmente en raison d'un échange thermique plus important entre la flamme et la surface. Comme on peut le voir à la figure 6-27, l'augmentation de la teneur en hydrogène dans le gaz a entraîné une augmentation de la température du brûleur. Un retour de flamme a été observé à ~70 à 80% vol. H₂ dans le gaz naturel. DNV a noté qu'aucune expérience de démarrage à froid ou de rallumage n'avait été réalisée. En raison de l'échange thermique accru entre la flamme et la surface du brûleur, la température de la flamme diminue. Étant donné que la formation de NO_x dépend de la température, les émissions de NO_x ont diminué lors de l'ajout d'hydrogène, comme le montre la figure ci-dessous (à droite). Les émissions de CO (non illustrées) ont été réduites lors de l'ajout d'hydrogène, ce qui est dû à la plus faible teneur en carbone du combustible et à la diminution du rapport d'équivalence lors de l'ajout d'hydrogène (la teneur en oxygène disponible pour la combustion augmente et réduit les émissions de CO).

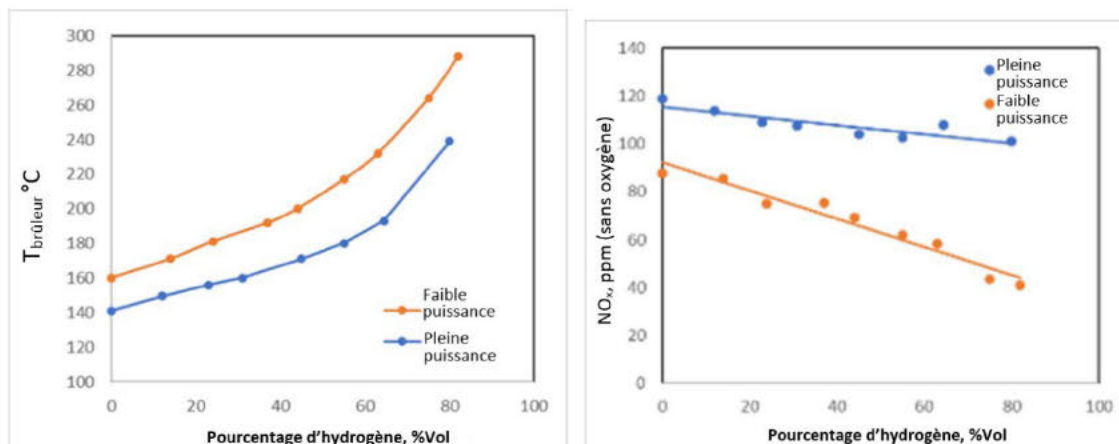


Figure 6-27 : Température du plateau de brûleur d'un chauffe-eau classique en fonction du pourcentage d'hydrogène dans le gaz naturel (à gauche) et émissions de NO_x lors de l'ajout d'hydrogène (à droite)

6.4.3 Synthèse et analyse des lacunes

La gamme maximale autorisée de mélanges d'hydrogène indiquée dans la documentation consultée est résumée dans le tableau 6-12 avec les résultats des analyses d'interchangeabilité des gaz de la section 6.3. La gamme de mélanges d'hydrogène figurant dans le tableau 6-12 est basée sur les concentrations les plus faibles d'hydrogène dans le gaz naturel pour lesquelles des problèmes ont été observés dans le cadre des études. [REDACTED]

Pour la majorité des données figurant dans la documentation disponible, les analyses d'interchangeabilité des gaz ont défini une limite de mélange d'hydrogène autorisée plus basse que les pourcentages de mélange d'hydrogène auxquels des problèmes ont été rencontrés, non seulement dans les essais décrits dans ces ouvrages, mais aussi dans les essais réalisés

dans le laboratoire de combustion de DNV; toutefois, pour le chauffe-eau à accumulation à faibles émissions de NO_x et à prémélange complet, une limite supérieure de 10% vol. H₂ a été observée expérimentalement dans [60], tandis qu'une limite supérieure de mélange de 30 à 40% vol. H₂ a été calculée dans l'analyse d'interchangeabilité des gaz. D'autres recherches effectuées sur un chauffe-eau à accumulation semblable, c'est-à-dire un chauffe-eau à faibles émissions de NO_x et à prémélange complet, n'ont révélé aucun problème dans la plage testée entre 0 et 30% vol. H₂. De plus, les recherches effectuées par le DNV sur des appareils à prémélange complet n'ont pas montré de problèmes jusqu'à environ 40% vol. H₂. Les tests effectués sur un chauffe-eau classique avec un brûleur rond ont montré des problèmes à 10% vol. H₂, ce qui est semblable au volume maximal constaté dans les analyses d'interchangeabilité des gaz. Cependant, les expériences réalisées dans le cadre d'une étude récente sur un chauffe-eau semblable n'ont montré aucun problème dans la plage mesurée de 0 à 30% vol. H₂ [63]. Ces résultats contradictoires observés dans la documentation concernent différents types d'équipements et il est donc difficile de tirer des conclusions générales quant au volume de mélange d'hydrogène autorisé.

En outre, dans la majorité des études citées dans la documentation, tous les modes de défaillance potentiels n'ont pas été testés, tels que le retour de flamme en régime permanent, l'allumage à froid et à chaud, la mesure de la surchauffe de la surface du brûleur, les mesures d'émissions, etc. Peu d'études présentent des mesures des températures du plateau du brûleur ou démontrent que la température du plateau du brûleur peut augmenter lors de l'ajout d'hydrogène. Cette augmentation de la température du plateau du brûleur peut avoir un impact important sur l'intégrité de l'équipement. Par exemple, des mesures effectuées sur un chauffe-eau classique équipé d'un brûleur rond ont révélé une augmentation substantielle de la température du plateau de brûleur de 450 °C à 525 °C lors de l'ajout de 30% vol. H₂ au gaz naturel. La mesure dans laquelle cette augmentation de température peut nuire à la durée de vie de la surface du brûleur reste indéterminée. Une augmentation de la température peut provoquer une contrainte thermique plus élevée et peut finalement entraîner des dommages tels que la formation de fissures sur la surface du brûleur. Des fissures à la surface d'un brûleur peuvent être une source de fuite de combustible et, par conséquent, d'augmentation des émissions de CO dues à une combustion incomplète.

Tableau 6-12 : Appareils présentés et testés dans la documentation; limite d'hydrogène pour les principaux modes de défaillance d'interchangeabilité des gaz

	Interchangeabilité des gaz, % vol. H ₂	Inventaire de la documentation, limite supérieure de H ₂ ^{****} % vol. H ₂	Remarques
Appareil de chauffage (classique, à prémélange partiel)	10-11,5*	0-30	Pas de problème, mais la limite maximale testée est de 30% vol. [63]
Appareil de chauffage (à prémélange partiel)	24-29**	0-15	Un seul rapport avec des mesures allant jusqu'à 15% vol. H ₂ dans le GN (aucun problème observé entre 0 et 15% vol. H ₂)
Chauffe-eau (classique [à prémélange partiel])	10-11,5*	0-10 (basée sur le retour de flamme)	Une autre étude ne montre aucun problème jusqu'à 30% vol. H ₂ [63]
Chauffe-eau (classique [à prémélange partiel])	10-11,5*	0-10 (basée sur le retour de flamme)	Une autre étude ne montre aucun problème jusqu'à 30% vol. H ₂ [63]
Fours (à prémélange partiel)	10-11,5*	0-10 (basée sur la température du plateau de brûleur) 0-25 (basée sur le retour de flamme)	Données basées sur un seul article [59]
Chaudières (à prémélange partiel)	10-11,5*	De 15 à 50 (selon le type de brûleur)	La limite inférieure de 15% vol. est basée sur une étude dans laquelle pas plus de 15% vol. ne sont ajoutés (aucun problème observé entre 0 et 15% vol.)
Chaudières (à prémélange complet)	24-29**	De 15 à 40 (selon le type de brûleur)	La limite inférieure de 15% vol. est basée sur une étude dans laquelle pas plus de 15% vol. ne sont ajoutés (aucun problème observé entre 0 et 15% vol.)
Plaques de cuisson (à prémélange partiel)	10-11,5*	0-20 (basée sur le retour de flamme au démarrage à froid)	Des limites variables ont été constatées entre les différentes études (de 20 à 40% vol. H ₂)
Feu(x) à gaz (à prémélange partiel)	10-11,5*	0-28	Données basées sur une étude britannique présentant seulement des déclarations non accompagnées de détails. Performances inconnues au-dessus de 28% vol.
Barbecue (à prémélange partiel)	10-11,5*	0-40 (basée sur le bruit)	Données basées sur une seule étude dans l'UE
Friteuse (à prémélange partiel)	10-11,5*	0-23 (basée sur les émissions de CO)	Données basées sur une seule étude dans l'UE. Performances inconnues au-dessus de 23% vol.
Appareil de chauffage à convection au gaz (à prémélange partiel)	10-11,5*	0-50 (basée sur le retour de flamme)	Données basées sur une seule étude dans l'UE Présent au Canada?
Appareil de chauffage de garage (à prémélange partiel)	10-11,5*	-	Aucun renseignement disponible
Appareils de chauffage catalytique	-	-	Aucun renseignement disponible
Table à feu, extérieur (à prémélange partiel)	10-11,5*	-	Aucun renseignement disponible
BBQ/cuisinière d'extérieur	10-11,5* (à prémélange partiel) 24-29** (à prémélange complet)	-	-
Génératrices auxiliaires à domicile	6,5-19***	-	-
Chauffe-piscines, résidentiels	10-11,5* (à prémélange partiel) 24-29** (à prémélange complet)	-	-

* La surchauffe et le retour de flamme sont les facteurs limitants; le H₂ maximal autorisé dépend de la composition du gaz naturel au point d'injection du H₂ (voir la section 6.3).

** Les limites légales de l'indice de Wobbe sont le facteur limitatif; le H₂ maximal autorisé dépend de la composition du gaz naturel au point d'injection du H₂ (voir la section 6.3).

*** L'indice de méthane est le facteur limitatif; le H₂ maximal autorisé dépend de la composition du gaz naturel au point d'injection du H₂ (voir la section 6.3).

**** Données basées sur l'étude qui a observé des « problèmes » avec les plus faibles concentrations d'hydrogène dans le gaz naturel.

Comme décrit ci-dessus, les résultats de ces études sont contradictoires et sont compliqués, car les études réalisées ne tiennent pas compte de tous les principaux modes de défaillance. En outre, la gamme des mélanges d'hydrogène testés n'était pas la même pour chaque étude. [REDACTED]

[REDACTED] Les autres équipements qui ne figurent pas dans la liste d'appareils de location, mais qui sont généralement installés au Canada et qui peuvent être présents dans la région couverte par Gazifère, sont indiqués dans le tableau 6-16. Selon le tableau 6-13 au tableau 6-16, il est évident que les données relatives à l'expérience pratique du mélange d'hydrogène pour les appareils canadiens sont limitées, contradictoires, voire non disponibles. En outre, pour la majorité des études disponibles, la quantité maximale de mélange d'hydrogène testée est de 30% vol. H₂. Compte tenu de l'ambition de Gazifère de distribuer des mélanges contenant un maximum d'hydrogène, il est également nécessaire d'étudier ce qui se passe au-delà de 30% vol. H₂ dans les appareils et de déterminer des marges de sécurité en tenant compte des dépassements accidentels dans les mélanges d'hydrogène ou en cas d'appareils mal réglés ou mal entretenus.

Une autre lacune importante dans les connaissances est le manque de renseignements sur les effets à long terme de l'ajout d'hydrogène sur la performance et l'intégrité des équipements d'utilisateur. Comme indiqué plus haut, l'augmentation observée de la température des plateaux de brûleurs peut avoir des effets à long terme sur leur intégrité et, en fin de compte, entraîner des dommages (par exemple, la formation de fissures) pendant la durée de vie du brûleur lorsque le mélange d'hydrogène est en dehors de l'enveloppe d'interchangeabilité des gaz.

L'objectif ultime de Gazifère est de mélanger un maximum d'hydrogène avec le gaz naturel sur l'ensemble du réseau. Pour atteindre cet objectif, il conviendrait de recenser et de combler les lacunes en matière de connaissances avant de tenter de mélanger de tels volumes. DNV a élaboré un classement des appareils à tester en établissant les priorités en fonction des données obtenues dans cette étude. Une note de 0 (priorité la plus élevée) à 4 (priorité la plus faible) a été attribuée à chaque type d'équipement en fonction des renseignements disponibles et de l'impact potentiel de l'ajout d'hydrogène sur l'équipement d'utilisateurs au Canada. Le classement a été défini comme suit :

- sensibilité inconnue; aucune donnée disponible;
- sensibilité connue; données de performance limitées, gamme de concentration limitée ou données non concluantes;
- sensibilité connue, absence de sensibilité jusqu'à 30% vol. H₂; effet inconnu au-dessus de 30% vol. H₂ et effets à long terme inconnus;
- sensibilité inconnue, mais d'après les analyses d'interchangeabilité des gaz, aucun problème prévu jusqu'à ~30% vol. H₂ dans les limites légales de l'indice de Wobbe telle que définie dans les spécifications du gaz;
- données disponibles; sensibilité connue à l'ajout de H₂, mais effets à long terme inconnus.

6.4.3.1 Chauffe-eau

Les résultats présentés dans le tableau 6-13 résument les données disponibles pour les types de chauffe-eau présents au Canada. Certains essais ont été effectués, mais à la connaissance de DNV, aucun des effets à long terme n'a été étudié pour ces appareils.

Les analyses d'interchangeabilité des gaz indiquent que les appareils à prémélange complet sont les moins sensibles à la présence d'hydrogène et qu'aucun problème à long terme n'est prévu avec une teneur en hydrogène inférieure à 30% vol. Par conséquent, les appareils à prémélange complet (numéros 3 et 6 du tableau) ne sont pas une priorité pour les essais à réaliser (priorité 3). Les essais sur l'appareil à prémélange partiel numéro 7 sont rapportés dans deux études dont les conclusions sont contradictoires. Bien que, en raison des résultats des analyses d'interchangeabilité des gaz, DNV ne prévoit aucun problème, ce type d'appareil s'est vu attribuer la note 1 comme priorité.

Pour les chauffe-eau à prémélange partiel, le mélange d'hydrogène en dehors de l'enveloppe d'interchangeabilité des gaz (>10% vol. H₂) entraîne un risque accru et, de ce fait, il faudra recueillir des données pratiques pour déterminer si le mélange d'hydrogène au-dessus de ce niveau de 10% vol. H₂ entraîne des problèmes de performance. La revue de la documentation n'a produit aucun renseignement pour les chauffe-eau à prémélange partiel qui contiennent des brûleurs tubulaires ou des brûleurs à fentes (numéros 4 et 5 du tableau) et, par conséquent, ces deux types d'appareils se sont vus attribuer la plus haute priorité pour les essais à réaliser (priorité 0). Les appareils de types 1 et 2 contenant des brûleurs ronds ont été testés jusqu'à 15 et 30% vol. H₂. Aucun problème majeur n'a été signalé dans l'une des études, mais dans une autre étude, un retour de flamme à 10% vol. a été signalé. Compte tenu des informations contradictoires sur les performances de ces appareils, une priorité de 1 leur a été attribuée.

Tableau 6-13 : Chauffe-eau – Données disponibles et priorités pour les essais

N° de type	Mode de combustion	Type de brûleur	Alimentation en air	Testé jusqu'à	% vol. H ₂ suscitant des problèmes	Remarques	Recommandations	Priorité pour les essais
1	Prémélange partiel, évent atmosphérique	Brûleur rond	Tirage naturel/hotte aspirante	30% vol. H ₂	Aucun problème jusqu'à 30% vol. H ₂ , mais une autre étude a indiqué un retour de flamme à 10% vol.	-	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	1
2	Prémélange partiel	Brûleur rond	Tirage induit	15% vol. H ₂	-	CSA a testé un chauffe-eau à tirage induit jusqu'à 15% vol., mais le type de brûleur est inconnu	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	1
3	Prémélange complet	Cylindrique	Tirage forcé	-	-	Non testé, mais aucun problème prévu en dessous de 30% vol. H ₂ dans le GN	-	3
4	Non mélangé selon le fabricant; potentiellement prémélangé selon les connaissances de DNV	Brûleur tubulaire	Tirage naturel/hotte aspirante	-	-	Non testé	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	0
5	Prémélange partiel	Brûleur à fentes	Tirage naturel	-	-	Non testé	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	0
6	Prémélange complet	Brûleur plat	Tirage forcé	-	-	Non testé, mais aucun problème prévu par DNV en dessous de 30% vol. H ₂ dans le GN	-	3
7	Prémélange complet	Écran radiant	Tirage naturel	30% vol. H ₂	Aucun problème jusqu'à 30% vol. H ₂ , mais une autre étude a indiqué un retour de flamme à 10% vol.		Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	1

6.4.3.2 Appareils de chauffage

Les analyses d'interchangeabilité des gaz ne permettent pas de prévoir des problèmes de performance ou des problèmes à long terme pour les mélanges jusqu'à 30% vol. H₂ pour les appareils de chauffage à prémélange complet. Ces types d'appareils de chauffage ont donc reçu une priorité de 3 pour les essais à réaliser. L'appareil de chauffage à prémélange partiel qui a été testé n'a pas présenté de problèmes de performance jusqu'à 30% vol. H₂; cependant, le fonctionnement de ces appareils au-delà de 30% vol. H₂ n'est pas connu et, de ce fait, une priorité de 2 leur a été attribuée.

Tableau 6-14 : Appareils de chauffage – Données disponibles et priorités pour les essais

N° de type	Mode de combustion	Type de brûleur	Alimentation en air	Testé jusqu'à	% vol. H ₂ suscitant des problèmes	Remarques	Recommandations	Priorité pour les essais
1	Prémélange partiel (pour les modèles avec condensation et sans condensation)	Flamme horizontale	Tirage induit	30% vol. H ₂	Aucun problème		Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	2
2	Prémélange complet (modulation/condensation)	Cylindrique	Tirage forcé	-	-	Non testé, mais aucun problème prévu par DNV en dessous de 30% vol. H ₂ dans le GN	-	3

6.4.3.3 Systèmes de chaudières

Bien qu'aucune chaudière canadienne à prémélange partiel n'ait été testée, aucun problème de performance n'est prévu selon les analyses d'interchangeabilité des gaz et l'expérience de DNV avec les chaudières à prémélange complet. Par conséquent, les chaudières à prémélange complet ont été classées avec une priorité de 3. À la connaissance de DNV, aucun renseignement n'est disponible pour les chaudières à prémélange partiel équipées de brûleurs tubulaires. Compte tenu du risque accru indiqué par l'analyse d'interchangeabilité des gaz lorsque le mélange contient plus de 10% vol. H₂, il est vivement recommandé de procéder à des essais sur ces chaudières, qui sont donc classées avec une priorité de 0.

Tableau 6-15 : Systèmes de chaudières – Données disponibles et priorités pour les essais

N° de type	Mode de combustion	Type de brûleur	Alimentation en air	Testé jusqu'à	% vol. H ₂ suscitant des problèmes	Remarques	Recommandations	Priorité pour les essais
1	Prémélange partiel	?	?	Jusqu'à 15% vol. H ₂	Aucun problème	Détails manquants sur le brûleur	-	1
2	Prémélange complet	Cylindrique	Tirage forcé	-	-	Non testé, mais aucun problème prévu en dessous de 30% vol. H ₂ dans le GN	-	3
3	Prémélange partiel	Brûleur tubulaire	Hotte aspirante	-	-	-	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	0
4	Prémélange complet	Brûleur plat	Tirage forcé	Jusqu'à 70% vol.	Retour de flamme à 70% vol.	Pas d'augmentation de la température du plateau de brûleur en dessous de 30% vol. H ₂	-	3

6.4.3.4 Autres équipements

Le tableau 6-16 représente les équipements qui ne figurent pas dans la liste d'appareils de location fournie par Gazifère, mais qui sont généralement présents au Canada. Le tableau 6-16 montre qu'aucun renseignement n'est disponible pour les numéros de type d'équipement 3, 6 à 10 et 14. Pour les équipements testés, aucun problème n'a été observé jusqu'à 20% vol. H₂, à l'exception de l'appareil de chauffage de terrasse, qui n'a été testé que jusqu'à 15% vol. H₂ dans le gaz naturel.

Tableau 6-16 : Autres équipements – Données disponibles et priorités pour les essais

N° de type	Autres équipements	Mode de combustion	Type de brûleur	Alimentation en air	Testé jusqu'à	% vol. H ₂ suscitant des problèmes	Remarques	Recommandations	Priorité pour les essais
1	Cuisinières (petites)	Prémélange partiel	Brûleur atmosphérique pour plaque de cuisson	Tirage naturel	Testé jusqu'à 70% vol. H ₂	20% vol. H ₂	Limite basée sur la température du plateau de brûleur	-	4
2	Cuisinières (grandes)	Prémélange partiel	Brûleur atmosphérique pour plaque de cuisson	Tirage naturel	Jusqu'à 75% vol. H ₂	20% vol. H ₂	Limite basée sur le retour de flamme au démarrage à froid	-	4
3	Cuisinières (plaques bridées pour wok [à jet])	Prémélange partiel	Brûleurs atmosphériques pour wok (à jet) et plaques bridées	Tirage naturel	-	-	-	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	0
4	Friteuses	Prémélange partiel	Brûleur de friteuse	Tirage induit	Jusqu'à 40% vol. H ₂	23% vol. H ₂	Limite basée sur les émissions de CO, une seule étude disponible	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	1
5	Foyers	Prémélange partiel	Cylindrique	Tirage forcé	Jusqu'à 28% vol. H ₂	Aucun problème	Aucun détail fourni par les essais, mais seulement des déclarations	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	1
6	Génératrices auxiliaires à domicile	Prémélange complet	Moteur à allumage par étincelles		-	-	-	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	0
7	Chauffe-piscines	Prémélange partiel	Brûleur tubulaire/en ligne/à ruban	Tirage naturel	-	-	-	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	0
8	Appareils de chauffage catalytique	Sans prémélange	Brûleurs catalytiques	Tirage forcé	-	-	-	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	0
9	Sèche-linge	Prémélange partiel	Brûleurs tubulaires et à rubans	Tirage induit	-	-	-	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	0
10	Climatiseurs de toiture	Prémélange partiel	Flamme horizontale	Tirage induit	-	-	-	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	0
11	Barbecues	Prémélange partiel	Brûleur tubulaire/en ligne/à ruban	Tirage naturel	Jusqu'à 40% vol. H ₂	40% vol. H ₂	Données basées sur le bruit au niveau de l'injecteur, une seule étude disponible	Essais (à long terme) >>40% vol. H ₂	1
12	Appareils de chauffage de terrasse	Prémélange complet et partiel	Brûleurs plats et cylindriques	Tirage naturel	15% vol. H ₂	Aucun problème		Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	1
13	Fours	Prémélange partiel	Brûleur tubulaire	Tirage naturel	Jusqu'à 55% vol. H ₂	Retour de flamme à 25% vol. H ₂ au démarrage à froid	Forte augmentation de la température du brûleur au-dessus de 10% vol. H ₂	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	4
14	Appareils de chauffage de garage/de chauffage d'air	Prémélange partiel	Flamme horizontale	Tirage induit	-	-	-	Essais (à long terme) >>30% vol. H ₂	0

6.4.4 Stratégie visant à combler les lacunes en matière de connaissances

La stratégie suivante est proposée pour combler les lacunes en matière de connaissances afin de fournir des pourcentages d'hydrogène en dehors de l'enveloppe d'interchangeabilité des gaz :

- [REDACTED] Compte tenu du manque de renseignements sur la sensibilité des appareils à prémélange partiel à l'ajout d'hydrogène, il est recommandé de tester un certain nombre de types de brûleurs et de modes de combustion courants indiqués dans le tableau 6-13 jusqu'au tableau 6-15 pour des pourcentages d'hydrogène supérieurs au mélange d'hydrogène visé (30% vol. H₂) et d'étudier les effets à long terme pour un certain nombre d'appareils sélectionnés qui présentent la plus grande sensibilité au mélange d'hydrogène (par exemple, ceux qui présentent la plus forte augmentation de température de brûleur). Si les expériences révèlent que le volume d'hydrogène pouvant être ajouté dans ces appareils est limité, DNV propose leur retrait ou leur remplacement par des appareils certifiés pour 30% vol. H₂ ou plus. À cet effet, il sera nécessaire d'élaborer des programmes et des réglementations visant à favoriser la conception et la certification d'appareils prenant en charge 30% vol. H₂. En outre, dans le cadre de la stratégie de remplacement, les appareils à prémélange partiel qui sont limités quant au mélange d'hydrogène peuvent être remplacés par des appareils à prémélange total.
- Actuellement, les exigences minimales en matière d'indice de méthane pour les génératrices auxiliaires à domicile ne sont pas clairement définies. Il est donc recommandé à Gazifère de discuter avec les équipementiers des exigences relatives à l'indice de méthane des moteurs installés sur le terrain afin de valider la limite maximale compatible avec le service d'hydrogène mélangé. Il est également recommandé de tester la performance des génératrices auxiliaires à domicile pour les mélanges d'hydrogène afin de déterminer la quantité maximale d'hydrogène autorisée. Si les expériences révèlent que le volume maximal d'hydrogène pouvant être ajouté à ces appareils est limité, DNV propose alors de les retirer ou de les remplacer par des génératrices auxiliaires à domicile certifiées jusqu'à 30% vol. H₂. À cet effet, il sera nécessaire d'élaborer des programmes et des réglementations visant à favoriser la conception et la certification de génératrices auxiliaires à domicile prenant en charge 30% vol. H₂. De plus, si nécessaire, il est recommandé d'élaborer une solution de mise à niveau pour l'équipement existant. Par exemple, le taux de compression peut être réduit ou les réglages du point d'allumage peuvent être modifiés pour éviter le cognement et l'augmentation de l'usure. Un système de régulation adaptative de carburant pour moteur, par exemple via un réglage du point d'allumage, peut être installé pour atténuer le cognement du moteur et l'augmentation des émissions de NO_x.
- La présence d'hydrogène peut entraîner une détérioration des performances de l'équipement et nuire à l'intégrité de l'appareil. Par exemple, la présence d'hydrogène peut donner lieu à une augmentation de la température des plateaux de brûleurs, entraînant ainsi la formation de fissures sur ces plateaux. Cela peut provoquer, par exemple, une augmentation des émissions de CO. Les équipes chargées des inspections devraient être conscientes de ces aspects lors des interventions d'entretien et d'inspection sur les équipements d'utilisateur. Les programmes de formation internes et industriels existants pour les équipes chargées de l'entretien et des inspections devraient être examinés et des recommandations devraient être proposées pour les modifier. En outre, il est vivement recommandé d'installer des capteurs de CO dans tous les domiciles de la zone pilote, par mesure de sécurité. Ces capteurs détectent également les fuites d'hydrogène inférieures à 10% de la limite d'explosion.

6.4.4.1 Programme d'essai recommandé pour les appareils

Un programme d'essai pour les appareils qui ont été classés avec la plus haute priorité (« 0 ») est recommandé à l'annexe 11 : Méthodologie du programme d'essai des appareils pour combler les lacunes actuelles en matière de connaissances et accroître la compatibilité de l'hydrogène au-delà des limites d'interchangeabilité.

DNV teste actuellement huit appareils résidentiels canadiens (à prémélange partiel) pour un autre exploitant de réseau de gaz naturel en utilisant des mélanges d'hydrogène >30% vol. H₂ dans le gaz naturel. Pour éviter de tester inutilement des équipements semblables pour chaque exploitant de réseau de gaz naturel ou fabricant d'appareils, DNV propose de mettre en place un projet industriel commun (PIC). L'objectif du PIC est de combler les lacunes actuelles en matière de connaissances sur la performance des appareils canadiens en déterminant expérimentalement l'effet du mélange d'hydrogène. Les équipements testés dépendront des lacunes recensées en matière de connaissances et des résultats des discussions organisées avec les partenaires. Les connaissances acquises dans le cadre de ce PIC serviront de base à l'élaboration d'une norme canadienne sur l'hydrogène pour les équipements d'utilisateur.

6.5 Équipements industriels

La présente section décrit de manière générale l'effet de l'hydrogène sur les processus et les équipements industriels, notamment le chauffage indirect, le chauffage direct, les appareils de chauffage catalytique et les moteurs à gaz.

Les processus de chauffage industriel peuvent être classés en deux grandes catégories : chauffage indirect et chauffage direct. Avec le chauffage indirect, la substance à chauffer, appelée charge, est séparée des produits de combustion, par exemple par des tubes de chauffage dans lesquels circule de l'eau pour la production d'eau chaude et de vapeur. En revanche, le chauffage direct, qui donne souvent lieu à des températures de traitement élevées, expose le produit directement à la flamme ou aux produits de combustion dans un appareil de chauffage industriel.

6.5.1 Processus de chauffage indirect

Dans les processus de chauffage indirect, la flamme et les gaz de combustion n'entrent pas en contact direct avec le produit à chauffer. La production d'eau chaude et de vapeur pour le chauffage de l'huile ou d'autres liquides (comme dans les processus de distillation) sont des exemples de chauffage indirect. Les chaudières industrielles à gaz sont utilisées pour la production de vapeur industrielle sur site et parfois aussi pour produire de l'électricité dans un cycle de Rankine à l'aide d'une turbine à vapeur. La plupart des systèmes de chaudières pour la production d'eau chaude et de vapeur contiennent des brûleurs à tirage forcé (brûleurs à mélange par jets croisés sans prémélange). Les brûleurs à gaz modernes à faible émission de NO_x et à tirage forcé sont souvent utilisés pour réduire les émissions thermiques de NO_x en limitant l'intensité du mélange combustible/air et, par conséquent, les taux de réaction afin de réduire la température maximale de la flamme.

6.5.1.1 Brûleurs tubulaires radiants

Pour maintenir l'intégrité et la durée de vie des brûleurs tubulaires radiants, il est essentiel de réguler la longueur de la flamme (pour les flammes à haute température) afin qu'elle n'ait pas d'impact sur le tube radiant lui-même. DNV n'a pas pu déterminer l'impact que l'ajout d'hydrogène peut avoir sur la forme de la flamme des brûleurs tubulaires radiants. Selon la norme API RP 535 *Burners for fired heaters in general refinery services* [64], l'ajout d'hydrogène tend à produire une flamme plus courte et plus stable, ce qui réduit la probabilité que la flamme ait un impact sur les tubes ou sur d'autres surfaces. Cependant, les températures des flammes sont parfois plus élevées et, par conséquent, il pourrait être nécessaire de modifier l'espacement entre les brûleurs. Leicher et al. [65] ont montré que la longueur de la flamme ne changeait pas de manière substantielle lors de l'ajout d'hydrogène si la puissance et le facteur d'air restaient constants. Les essais réalisés sur un brûleur à tirage forcé dans une chaudière industrielle à eau chaude dans les locaux de DNV n'ont pas non plus montré de changements significatifs dans la forme de la flamme lors de l'ajout d'hydrogène (0-100% vol. H₂) en maintenant constants le facteur d'air et l'apport thermique. Compte tenu de la documentation disponible, DNV recommande d'étudier l'impact de l'ajout d'hydrogène sur la

forme de la flamme et la distribution de la température dans les systèmes de brûleurs où l'impact de la flamme pourrait être un problème, comme les chaudières à tubes d'eau, les reformeurs de méthane à vapeur, les appareils de chauffage à mazout et les brûleurs tubulaires radiants. Au cours de tout projet pilote visant à étudier le mélange d'hydrogène, il est recommandé de surveiller la température des tubes pour éviter toute surchauffe.

6.5.1.2 Chaudières à condensation

Dans les secteurs commercial et industriel, les chaudières à condensation sont occasionnellement utilisées en raison de leur rendement thermique élevé, qui peut atteindre 90%. Dans les chaudières à condensation, les gaz de combustion sont utilisés pour chauffer l'eau recyclée dans un échangeur thermique. Cette eau est ensuite acheminée vers la chaudière. Pour le gaz naturel, pour que la condensation se produise, les gaz de combustion doivent être refroidis au-dessous du point de rosée, soit 55,7 °C, ce qui signifie que la température d'entrée de l'eau de retour doit être de l'ordre de 50 °C. Il est possible de faire fonctionner une chaudière à condensation en mode de non-condensation si la température de l'eau de retour est trop élevée. L'une des préoccupations liées au mélange d'hydrogène dans le gaz naturel aux fins de l'utilisation dans des chaudières à condensation est l'augmentation du point de rosée de l'eau (comme indiqué au tableau 6-17), qui crée de la condensation dans la cheminée et entraîne des problèmes potentiels de corrosion. Cependant, pour de faibles pourcentages d'hydrogène dans le gaz naturel, aucune modification substantielle du point de rosée de l'eau n'est calculée; la présence de 20% vol. H₂ fait passer la température du point de rosée de 55,7 à 56,8 °C.

Tableau 6-17 : Point de rosée des mélanges H₂/GN (le gaz naturel est un gaz moyen selon l'indice de Wobbe) en supposant une teneur en O₂ de 3% dans les gaz de combustion

H ₂ dans le gaz naturel, % vol.	Point de rosée, °C
0	55,7
2	55,8
5	56,0
10	56,2
15	56,5
20	56,8
25	57,2
30	57,5
50	59,3
70	62,0
100	70,2

6.5.1.3 Brûleurs à tirage forcé

Leicher et al. [65] ont étudié un brûleur à tirage forcé utilisant différents mélanges d'hydrogène (0%, 2,5%, 5%, 7,5%, 10%, 15%, 20%, 30% et 50%) dans le gaz naturel. Les résultats ont montré que le brûleur offre de bonnes performances sur toute la gamme des mélanges étudiés. Sans régulation active du combustible, l'excès d'air a augmenté et la puissance du brûleur a diminué en raison de la baisse de l'indice de Wobbe. En utilisant un système de régulation adaptative de combustible, l'excès d'air et la puissance ont été maintenus constants lors de l'ajout d'hydrogène, ce qui a entraîné une légère augmentation mesurée des émissions de NO_x.

Chez DNV, le rendement de combustion d'un brûleur à tirage forcé de 475 kW [66] a été étudié pour le gaz naturel, les mélanges d'hydrogène et l'hydrogène pur. Les résultats sont présentés à la figure 6-28 et à la figure 6-29. Les essais réalisés avec le système de gestion de brûleur (BMS) d'origine ont permis d'observer une forte réduction de la charge du brûleur (apport thermique) et une augmentation de l'excès d'air, avec de ce fait une réduction de l'efficacité thermique. Lors de l'application du mécanisme de régulation adaptative de combustible [53], l'apport thermique et le facteur d'air ont pu être maintenus constants.



Figure 6-28 : Chaudière de 475 kW équipée d'un brûleur à tirage forcé de 475 kW [66]

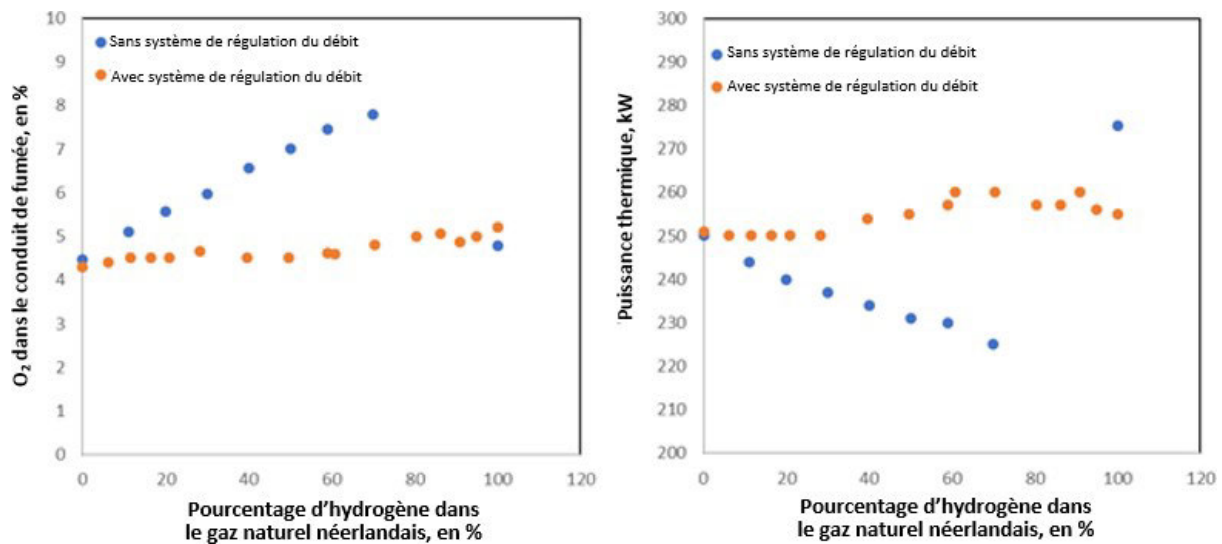


Figure 6-29 : Effet de l'ajout de H₂ sur le pourcentage d'oxygène (à gauche) et sur l'apport thermique (à droite) [66]

Comme le montre la figure 6-30 [66], le remplacement du gaz naturel par de l'hydrogène pur a entraîné une augmentation significative des émissions de NO_x en raison de l'augmentation de la température adiabatique de la flamme, qui donne lieu à une production plus rapide de NO_x, principalement par le mécanisme thermique du NO_x. Toutefois, pour les mélanges allant jusqu'à 30% vol. H₂, seule une légère augmentation des émissions de NO_x a été observée. Sans le système de régulation, les émissions de NO_x ont augmenté d'environ 70 à 80 mg/m³ (3% O₂) à 30% vol. H₂. L'augmentation des émissions de NO_x a été atténuée par l'application d'un mécanisme de recirculation externe des gaz de combustion [66], comme le montre la figure 6-30 (à droite). Ce concept de brûleur est actuellement testé dans le cadre d'un projet pilote à grande échelle chez Nedmag [67], une entreprise d'extraction de sel aux Pays-Bas qui utilise un brûleur à tirage forcé de 2 MW pour chauffer du mazout. Dans le projet pilote, des mélanges d'hydrogène allant de 0 à 100% vol. H₂ dans le gaz naturel seront utilisés.

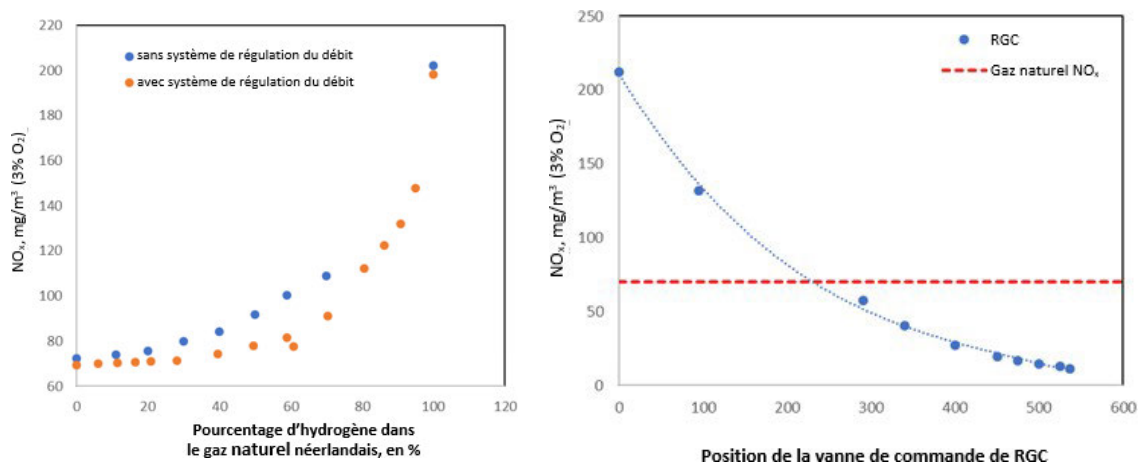


Figure 6-30 : Effet de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel néerlandais sur les émissions de NO_x, mesurées avec (points orange) et sans (points bleus) système de régulation adaptative du combustible [66]

Chez DNV, un autre brûleur à tirage forcé de 500 kW a été testé dans le même système de chaudière que celui illustré à la figure 6-28 en utilisant des mélanges d'hydrogène allant jusqu'à 30% vol. dans le gaz naturel. Les résultats (présentés à la figure 6-31) montrent que les émissions de NO_x augmentent avec l'ajout d'hydrogène. À 30% vol. H₂ dans le gaz naturel, les émissions de NO_x sont passées de 50 à 60 mg/m³. Aucun problème de performance n'a été observé pendant les mesures.

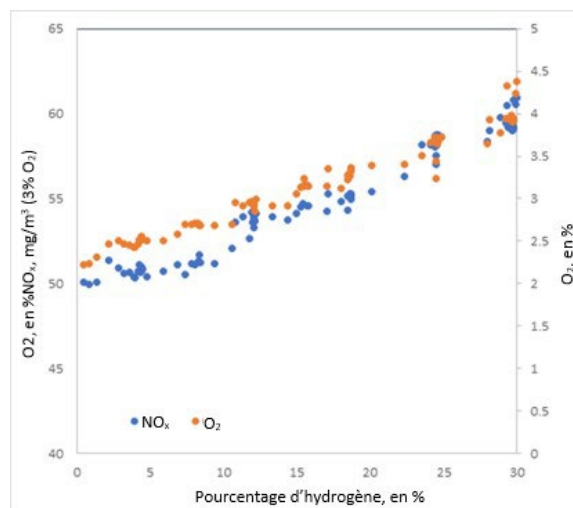


Figure 6-31 : Émissions de NO_x d'un brûleur de puissance dans une chaudière de chauffage commercial comme fonction de la fraction d'hydrogène dans le gaz naturel

6.5.1.4 Brûleurs radiants à prémélange complet

Parmi les brûleurs radiants à prémélange disponibles sur le marché figure le brûleur LPMW de John Zink Hamworthy Combustion, qui fait appel à une combustion étagée avec un mélange pauvre pour la régulation des émissions de NO_x et qui peut brûler des gaz contenant jusqu'à 75% vol. H₂ sans problème de retour de flamme. Le brûleur Walrad, également fabriqué par John Zink Hamworthy, peut brûler jusqu'à 60% vol. H₂ [68]. Les auteurs de [69] ont constaté que le brûleur radiant à prémélange complet testé s'arrêtait automatiquement pour des pourcentages d'hydrogène supérieurs à 15% vol. en raison de la trop grande quantité d'oxygène dans les gaz de combustion. L'application d'un mécanisme de régulation adaptative du

combustible peut atténuer ce problème. Cependant, l'action du système de régulation visant à réduire la concentration d'oxygène dans les gaz de combustion peut augmenter le risque de retour de flamme. En fonction de l'expérience acquise par DNV, aucun problème important n'est prévu pour des taux d'hydrogène allant jusqu'à 20% vol. pour ces brûleurs radiants à prémélange complet.

6.5.1.5 Synthèse

D'après les résultats présentés dans la documentation, DNV ne s'attend pas à des problèmes de performance majeurs avec les procédés de chauffage indirect pour un taux d'hydrogène allant jusqu'à 20% vol. dans le gaz naturel lorsque l'indice de Wobbe du gaz est conforme aux spécifications des gaz distribués classiques. Lorsque les pourcentages sont plus élevés, il est recommandé d'installer un système de régulation adaptative du combustible pour que la puissance et l'excès d'air restent constants. Lorsque le brûleur approche déjà la limite légale de NO_x , l'ajout d'une petite quantité d'hydrogène peut entraîner un dépassement des limites de NO_x . Cependant, en général, aucun problème de performance majeur n'est prévu (y compris pour les émissions de NO_x) pour des pourcentages allant jusqu'à 20% vol. H_2 . Les résultats sont résumés dans le tableau 6-18 ci-dessous.

Tableau 6-18 : Pourcentages d'hydrogène et mesures d'atténuation pour les brûleurs industriels à chauffage indirect

Type de brûleur	Proportion de H ₂ (%)	Problèmes	Mesures d'atténuation
Brûleurs à tirage forcé (de type diffusion), par exemple pour le chauffage à l'eau chaude, à la vapeur et au mazout	0 à 30% vol. (l'analyse d'interchangeabilité des gaz basée sur Wobbe montre une gamme autorisée de 0 à 29% vol. H ₂)	Aucun problème, si l'indice de Wobbe et l'émission de NO _x sont dans la bande de Wobbe définie et les dans limites légales de NO _x . Une attention particulière est recommandée pour éviter tout impact de la flamme sur les tubes (eau, huile, etc.) à chauffer. Les émissions de NO _x augmentent généralement avec l'hydrogène et peuvent dépasser les limites légales de NO _x .	Aucune, si l'indice de Wobbe, les émissions de NO _x et la longueur de la flamme se situent dans la bande de Wobbe définie et respectent les limites légales de NO _x et les exigences du processus. Lorsque la plage d'indices de Wobbe est en dehors de la gamme d'indices de Wobbe pour laquelle le système de régulation de brûleur est conçu, il est nécessaire d'installer un nouveau système de régulation de brûleur (charge et efficacité). Lorsque les limites légales de NO _x sont dépassées, des mesures d'atténuation des NO _x sont nécessaires, par exemple un mécanisme de recirculation (externe) des gaz de combustion. La longueur de la flamme peut être contrôlée, par exemple en modifiant le facteur d'air ou, dans le pire des cas, en adaptant ou en remplaçant le brûleur.
Brûleurs tubulaires radiants (brûleurs à diffusion)	0 à x% vol. (l'analyse d'interchangeabilité des gaz basée sur Wobbe montre une gamme autorisée de 0 à 29% vol. H ₂)	Problème potentiel de surchauffe du tube du brûleur en raison de la modification de la répartition de la chaleur. Les émissions de NO _x augmentent généralement avec l'hydrogène et peuvent dépasser les limites légales de NO _x .	La longueur de la flamme peut être contrôlée, par exemple, en modifiant le facteur air. Dans le pire des cas, il est nécessaire d'adapter ou de remplacer le brûleur. Lorsque la plage d'indices de Wobbe est en dehors de la gamme d'indices de Wobbe pour laquelle le système de régulation de brûleur est conçu, il est nécessaire d'installer un nouveau système de régulation de brûleur (charge et efficacité). Lorsque les limites légales de NO _x sont dépassées, des mesures d'atténuation des NO _x sont nécessaires, par exemple un mécanisme de recirculation des gaz de combustion.
Appareil de chauffage radiant (combustion à prémélange)	0 à 20% vol. (l'analyse d'interchangeabilité des gaz basée sur Wobbe montre une gamme autorisée de 0 à 29% vol. H ₂ et 30% vol. d'hydrogène en fonction de la surchauffe et du retour de flamme)	En général, il n'y a pas de problème, mais l'augmentation de la concentration d'oxygène dans les gaz de combustion lors de l'ajout de H ₂ peut entraîner l'arrêt du système de protection. Un réajustement visant à réduire la concentration d'oxygène dans les gaz de combustion peut augmenter le risque de retour de flamme.	Lorsque la plage d'indices de Wobbe est en dehors de la gamme d'indices de Wobbe pour laquelle le système de régulation de brûleur est conçu, il est nécessaire d'installer un nouveau système de régulation de brûleur (charge et efficacité).
Brûleurs à prémélange partiel	0 à x% vol. (le retour de flamme et la surchauffe basés sur l'analyse d'interchangeabilité des gaz montrent une gamme autorisée de 0 à 11% vol. H ₂)	Problème potentiel de surchauffe du tube du brûleur en raison de la modification de la répartition de la chaleur. Problèmes de retour de flamme. Les émissions de NO _x augmentent généralement avec l'hydrogène et peuvent dépasser les limites légales de NO _x .	Lorsque la plage d'indices de Wobbe est en dehors de la gamme d'indices de Wobbe pour laquelle le système de régulation de brûleur est conçu, il est nécessaire d'installer un nouveau système de régulation de brûleur (charge et efficacité). Lorsque les limites légales de NO _x sont dépassées, des mesures d'atténuation des NO _x sont nécessaires, par exemple un mécanisme de recirculation (externe) des gaz de combustion. La surchauffe et le retour de flamme peuvent être évités, par exemple en modifiant le facteur d'air. Dans le pire des cas, il est nécessaire d'adapter ou de remplacer le brûleur.

6.5.2 Processus de chauffage direct

6.5.2.1 Performance du brûleur

Dans de nombreux processus de chauffage direct, la forme de la flamme doit être prise en compte lors de la conception de brûleurs industriels pour différents combustibles. Pour les matériaux réfractaires des appareils de chauffage et des chaudières, il convient d'éviter les points chauds et tout impact des flammes sur les surfaces afin de prévenir une dégradation accrue de la durée de vie de ces matériaux réfractaires, qui sont onéreux. Leicher et al. [65] ont constaté que la longueur de la flamme ne changeait pas de manière substantielle lors de l'ajout d'hydrogène lorsque la puissance et le facteur d'air restaient constants. Les essais réalisés par DNV n'ont montré aucune surchauffe du brûleur lors de l'ajout d'hydrogène pour les brûleurs à turbulence industriels étudiés. Cependant, au cours des expériences, il a été observé que la zone de flamme chaude se rapprochait du brûleur lors de l'ajout d'hydrogène. Ainsi, pour les brûleurs qui contiennent un tube en céramique sur le dessus du brûleur, la température de ce tube en céramique et du bloc du brûleur peut augmenter.

Des expériences réalisées par Leicher [70] avec différents mélanges hydrogène/gaz naturel (0, 10, 30, 50 et 100% vol. H₂) dans un four de fusion du verre utilisant un brûleur de verre à mélange par jets croisés ordinaire avec de l'air préchauffé (1150 °C) ont révélé une augmentation des émissions de NO_x de 400 ppm, avec le gaz naturel, à 700 ppm avec 30% vol. H₂. Une augmentation supplémentaire du pourcentage d'hydrogène n'a pas modifié de manière significative les émissions de NO_x pour ce brûleur. Les émissions de NO_x d'un brûleur à mélange par jets croisés à grande vitesse utilisé dans l'industrie de la céramique, de l'acier et de l'aluminium ont été mesurées dans un four industriel discontinu par Slim et al. [71] en utilisant différents mélanges d'hydrogène. Les résultats (présentés à la figure 6-32) montrent que les émissions de NO_x augmentent fortement avec l'ajout d'hydrogène. La plus forte augmentation a été observée à la température la plus basse du four. Les émissions de CO mesurées ont fortement diminué lors de l'ajout d'hydrogène.

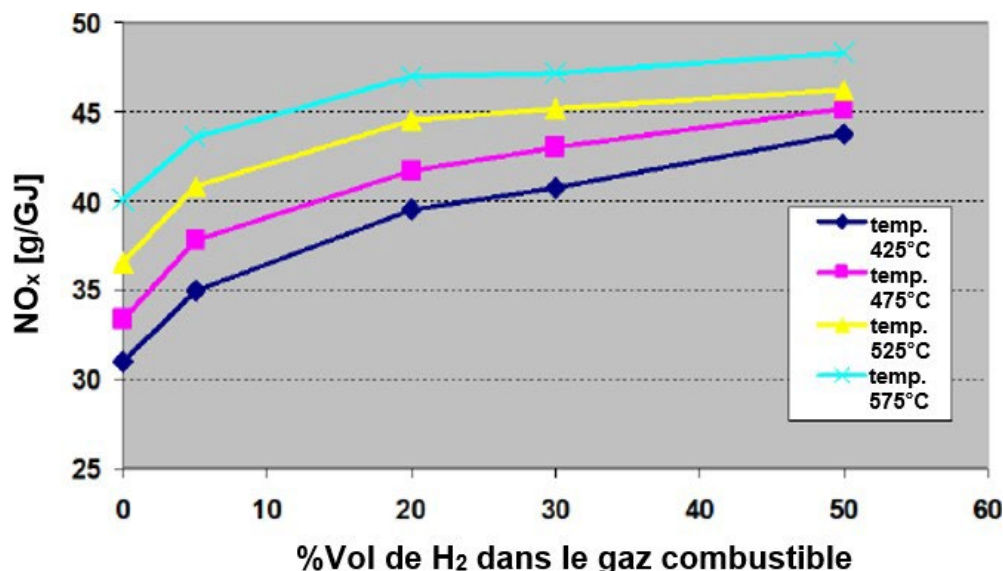


Figure 6-32 : Émissions de NO_x mesurées pour un brûleur à grande vitesse à différentes températures de four et différents pourcentages d'hydrogène dans le gaz naturel dans un four industriel [71]

Une étude réalisée par l'IGF en Allemagne [72] décrit les essais menés sur un brûleur à mélange par jets croisés à faibles émissions de NO_x utilisé dans l'industrie métallurgique, qui peut être adapté à différents combustibles par le montage de différentes têtes de brûleur. Ces têtes diffèrent par la disposition des buses et le niveau de turbulence appliqué à l'air de combustion. Les essais ont été réalisés avec jusqu'à 50% vol. H₂, à un débit d'air constant, puis avec un excès d'oxygène constant. Une légère augmentation des émissions de NO_x a été observée avec l'augmentation de la teneur en hydrogène.

Les émissions de CO sont restées faibles tout au long de l'opération. L'essai a été effectué avec le brûleur à l'extérieur du four, c'est-à-dire sans tenir compte de l'effet potentiel du mélange de combustible sur le processus.

Des essais de performance de brûleur ont été réalisés au laboratoire de combustion de DNV à l'aide d'un brûleur Honeywell Maxon Kinedizer [73] en utilisant des mélanges hydrogène/gaz naturel allant de 0 à 100% de H₂ dans le gaz naturel. Le brûleur (illustré à la figure 6-33 ci-dessous) est un modèle proche de l'un des brûleurs Maxon installés à l'usine de papier de Kruger et desservis par le réseau de Gazifère. Les essais sur le brûleur ont été menés à l'aide d'un four de 500 kW et les résultats (présentés à la figure 6-34) n'ont pas montré d'augmentation substantielle des émissions de NO_x jusqu'à 20% vol. H₂, mais une augmentation linéaire s'est produite entre 20 et 100% vol. H₂.

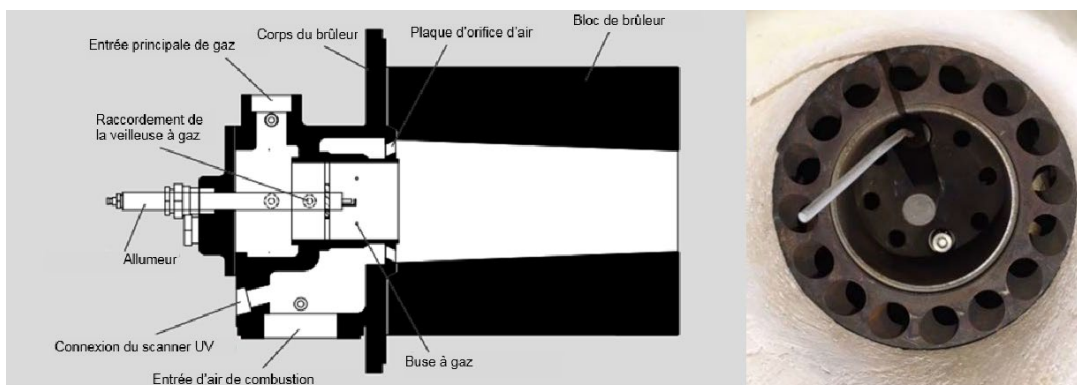


Figure 6-33 : Brûleur Honeywell Maxon Kinedizer

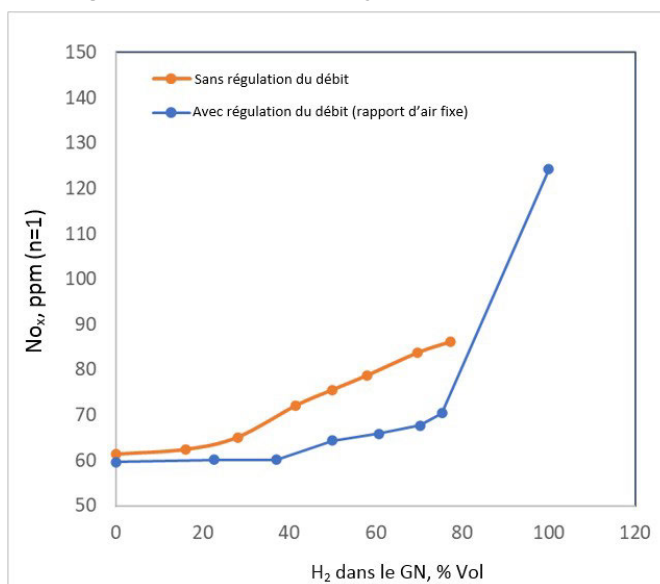


Figure 6-34 : Émissions de NO_x mesurées par un brûleur Maxon Kinedizer à différents pourcentages d'hydrogène dans le gaz naturel dans un four industriel [73]

Les brûleurs radiants (décrits dans la section précédente) sont également utilisés pour les processus de chauffage direct. Comme expliqué plus haut, des problèmes de régulation peuvent survenir lors de l'ajout d'hydrogène au-delà de 15% vol. H₂ dans le gaz naturel en raison de l'augmentation d'oxygène dans les gaz de combustion. Bien que cette difficulté puisse être résolue en appliquant un système de régulation adaptative du combustible, le retour de flamme peut être un autre problème. D'après les analyses d'interchangeabilité des gaz, aucun problème n'est prévu entre 0 et 13% vol. H₂ pour les brûleurs radiants à prémélange partiel. Pour les brûleurs radiants à prémélange complet, aucun problème n'est prévu jusqu'à 20% vol. H₂.

lorsqu'un mécanisme de régulation adaptative du combustible est appliqué, mais une augmentation de la température de surface du brûleur peut avoir un impact sur sa durée de vie. Des recherches supplémentaires sont recommandées pour des pourcentages plus élevés d'hydrogène afin d'éviter la surchauffe et le retour de flamme.

Synthèse

En résumé, les résultats décrits dans la documentation montrent que les différents types de brûleurs présentent des rendements de combustion différents lors de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel. Cependant, l'expérience relative au mélange d'hydrogène se limite à quelques types de brûleurs seulement et il est donc difficile de tirer des conclusions générales pour tous les différents types de brûleurs installés. Pour les brûleurs étudiés, les principales préoccupations sont la modification de la charge du brûleur, le facteur d'air, le transfert thermique, l'augmentation des émissions de NO_x , les changements de longueur de la flamme et le déplacement de la zone de flamme chaude plus près de la surface du brûleur lors de l'ajout d'hydrogène. Pour les brûleurs qui approchent la limite légale des émissions de NO_x , l'ajout d'hydrogène peut conduire à un dépassement des limites de NO_x . Pour réduire les émissions de NO_x , il est possible d'appliquer un mécanisme de recirculation externe des gaz de combustion, d'ajouter de petites quantités de gaz inertes au combustible pour réduire la température de la flamme, ou d'adapter la configuration des brûleurs pour créer une plus grande recirculation interne des gaz de combustion et ainsi refroidir la zone chaude de la flamme afin de supprimer le mécanisme thermique du NO_x . Dans les cas où les émissions de NO_x des brûleurs au gaz naturel installés sont largement inférieures aux limites légales de NO_x , DNV ne prévoit pas de problèmes de performance majeurs avec un taux d'hydrogène allant jusqu'à 20% vol. pour les brûleurs étudiés. Cependant, il est recommandé d'utiliser un mécanisme de régulation adaptative du combustible pour maintenir la puissance de sortie et le facteur d'air au niveau souhaité. Au-delà de ces pourcentages, des recherches supplémentaires sont recommandées. Les résultats sont résumés au tableau 6-19.

Tableau 6-19 : Pourcentages d'hydrogène et mesures d'atténuation pour les brûleurs utilisés dans les processus de chauffage direct

Type de brûleur	Proportion de H ₂ (%)	Problèmes	Mesures d'atténuation
Brûleurs à mélange par jets croisés (brûleur à turbulence, brûleur à grande vitesse, etc.)	0 à 30% vol. (l'analyse d'interchangeabilité des gaz basée sur Wobbe montre une gamme autorisée de 0 à 32% vol. H ₂)	Aucun problème, si l'indice de Wobbe et l'émission de NO _x sont dans la bande de Wobbe définie et les dans limites légales de NO _x . La modification de la répartition de la chaleur peut entraîner une surchauffe du matériau réfractaire et du brûleur, et il peut donc être nécessaire d'ajuster le brûleur au-delà de ~10% vol. Les émissions de NO _x augmentent généralement avec l'hydrogène et peuvent dépasser les limites légales de NO _x .	Aucun, si l'indice de Wobbe et l'émission de NO _x sont dans la gamme d'indices de Wobbe définie et respectent les limites légales de NO _x . Lorsque la plage d'indices de Wobbe est en dehors de la gamme d'indices de Wobbe pour laquelle le système de régulation de brûleur est conçu, il est nécessaire d'installer un nouveau système de régulation de brûleur (charge et efficacité). Lorsque les limites légales de NO _x sont dépassées, des mesures d'atténuation des NO _x sont nécessaires, par exemple un mécanisme de recirculation des gaz de combustion. Modifier le facteur d'air pour éviter la surchauffe du système de brûleur.
Appareil de chauffage radiant (brûleur à prémélange partiel)	0 à 20% vol. (l'analyse d'interchangeabilité des gaz basée sur Wobbe montre une gamme autorisée de 0 à 32% vol. H ₂ et 40% vol. d'hydrogène en fonction de la surchauffe et du retour de flamme)	En général, il n'y a pas de problème, mais l'augmentation de la concentration d'oxygène dans les gaz de combustion lors de l'ajout de H ₂ peut entraîner l'arrêt du système de protection. Avec une régulation du facteur d'air, le risque de retour de flamme augmente.	Lorsque la plage d'indices de Wobbe est en dehors de la gamme d'indices de Wobbe pour laquelle le système de régulation de brûleur est conçu, il est nécessaire d'installer un nouveau système de régulation de brûleur (charge et efficacité). Modifier le facteur d'air pour éviter la surchauffe du système de brûleur.
Brûleur d'avant-creuset à prémélange (industrie du verre)	0 à x% vol. (l'analyse d'interchangeabilité des gaz basée sur Wobbe montre une gamme autorisée de 0 à 32% vol. H ₂ et 40% vol. d'hydrogène pour les brûleurs à prémélange complet et de 0 à 13% vol. pour les brûleurs à prémélange partiel en fonction de la surchauffe et du retour de flamme lorsque le facteur d'air n'est pas régulé)	Problème de retour de flamme potentiel, mais aucun renseignement disponible pour H ₂ /NG. Les analyses d'interchangeabilité des gaz ne montrent pas d'impact important, mais lorsque le facteur d'air est régulé, le risque de retour de flamme augmente.	Lorsque la plage d'indices de Wobbe est en dehors de la gamme d'indices de Wobbe pour laquelle le système de régulation de brûleur est conçu, il est nécessaire d'installer un nouveau système de régulation de brûleur (charge et efficacité). Le retour de flamme peut être évité en modifiant le facteur d'air (excès d'air plus élevé).

6.5.2.2 Impact potentiel sur la qualité du produit

Les calculs de Leicher et al. [74] ont permis d'analyser l'impact de la qualité variable du gaz naturel sur le fonctionnement d'un four à verre régénératif. Le modèle a été étalonné pour une performance optimale avec un combustible de référence. Les variations de la densité du gaz et de la valeur calorifique ont été étudiées en supposant que le mécanisme de régulation maintient une stœchiométrie et un débit de gaz constants (stratégie de régulation commune) ou ajuste les débits d'air et de combustible en fonction des données sur la qualité du combustible fournies par un chromatographe en phase gazeuse. Le premier scénario a entraîné des changements importants dans les modèles de transfert thermique, ce qui a eu un impact négatif sur la qualité du produit. Dans le second scénario, avec des commandes plus sophistiquées, ces changements ont été atténués. Cette étude permet de conclure que la composition variable du gaz avec l'hydrogène peut augmenter les sollicitations imposées à l'instrumentation et aux commandes de l'usine. D'autres recherches indiquent que l'augmentation

prévue de l'atmosphère de vapeur d'eau lors de l'ajout d'hydrogène peut entraîner une plus grande formation de mousse dans le verre fondu [75]. En outre, dans [75], les auteurs indiquent que le changement de l'atmosphère du four (composition et température des gaz de combustion) peut avoir un impact sur la qualité du verre et la durée de vie du matériau réfractaire. Comme décrit ci-dessus, d'autres processus de chauffage direct, tels que les processus de séchage, l'asphalte et les usines de papier nécessitent des conditions stables telles qu'une température, un apport thermique, une composition des gaz de combustion et un débit de gaz de combustion constants, afin de garantir une qualité homogène des produits. Il est connu que le mélange d'hydrogène entraîne une modification de la teneur en vapeur d'eau, de la teneur en oxygène, de la température et du débit des gaz de combustion. Ces changements peuvent avoir un effet négatif sur le processus de séchage. Selon les connaissances disponibles, peu de renseignements sont disponibles concernant l'effet quantitatif de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel sur la qualité du produit. Il est donc vivement recommandé de lancer des projets pour étudier de manière plus approfondie l'impact du mélange d'hydrogène sur la qualité du produit.

Pour comprendre de manière générale les changements se produisant dans l'atmosphère du four pour différents mélanges d'hydrogène, les changements de la température adiabatique de la flamme, de la composition des gaz de combustion, de l'excès d'air et du débit des gaz de combustion ont été calculés en utilisant comme référence le gaz maximal de distribution de Gazifère (voir le tableau 6-3). Les résultats sont illustrés à la figure 6-35 à la figure 6-37 ci-dessous.

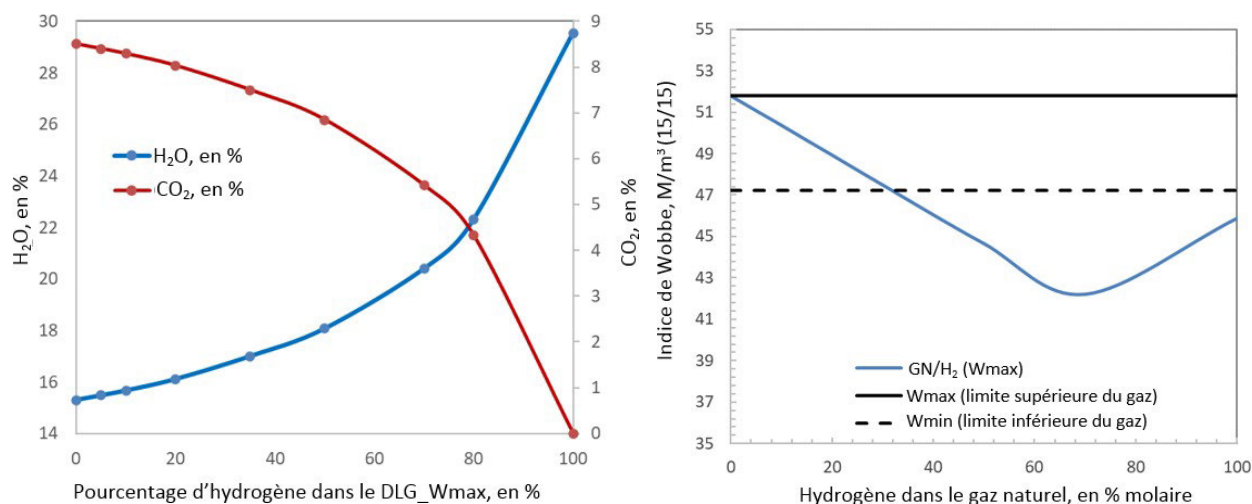


Figure 6-35 : Composition des gaz de combustion pour différents mélanges d'hydrogène (% vol.) dans le gaz maximal de distribution de Gazifère (voir le tableau 6-3)

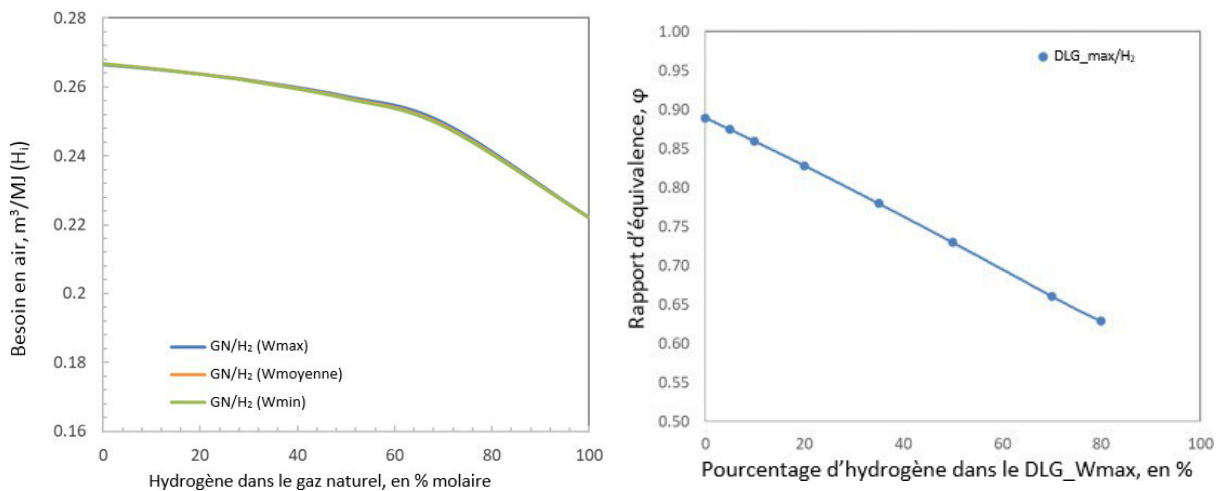


Figure 6-36 : Besoin en air (à gauche) et rapport d'équivalence (à droite) pour différents mélanges d'hydrogène et de gaz naturel distribués dans le réseau de Gazifère

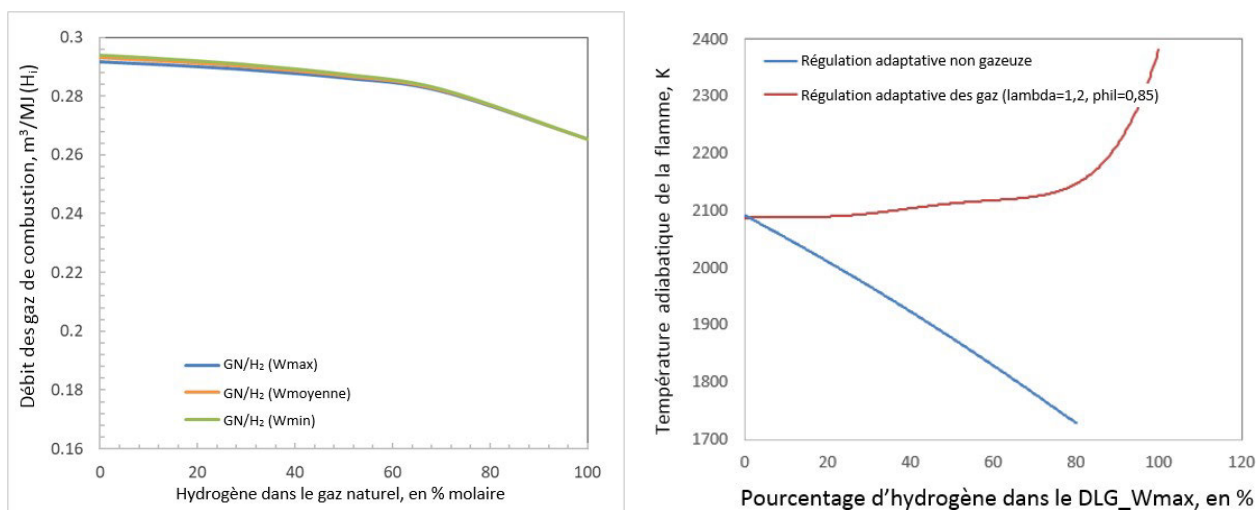


Figure 6-37 : Débit des gaz de combustion (à gauche) et température adiabatique (à droite) pour différents mélanges d'hydrogène et de gaz naturel distribués dans le réseau de Gazifère

Les calculs montrent un déplacement important du rapport d'équivalence (figure 6-36) et de l'indice de Wobbe (figure 6-35) lors de l'ajout d'hydrogène. Par conséquent, pour les processus n'utilisant pas de mécanisme de régulation adaptative du combustible, ces changements entraîneront une réduction de la charge du brûleur, une réduction de la concentration d'oxygène dans les gaz de combustion et une modification de la température des gaz de combustion (figure 6-37). Ces changements peuvent avoir un impact sur le transfert de chaleur dans le four et la qualité du produit. Pour atténuer ces changements, il est vivement recommandé d'appliquer un mécanisme de régulation adaptative du combustible afin de maintenir la charge du brûleur et l'excès d'air aux valeurs souhaitées. En appliquant un tel mécanisme de régulation adaptative du combustible, la puissance de sortie et le rapport d'équivalence peuvent être maintenus constants lors de l'ajout d'hydrogène. Par conséquent, la quantité d'oxygène présente dans les gaz de combustion est maintenue « constante »⁹, ce qui n'entraîne que des changements mineurs de la température adiabatique de la flamme, comme l'illustre la figure 6-37. Il convient de noter

⁹ La teneur en oxygène par rapport à l'hydrogène du gaz naturel dans les gaz de combustion varie légèrement avec un rapport d'équivalence constant.

que, pour les brûleurs à mélange par jets croisés, les températures locales dans la zone de la flamme peuvent encore changer lors de l'ajout d'hydrogène en raison des modifications de la vitesse de la flamme et de la vitesse des gaz [65].

Comme le montre la figure 6-35, la concentration de vapeur d'eau augmente et la quantité de CO₂ diminue lors de l'ajout d'hydrogène, ce qui peut avoir un impact sur le flux de rayonnement. En outre, la variation de la concentration de vapeur d'eau peut avoir un effet sur les processus de séchage et sur le produit dans le cadre des processus de chauffage direct, par exemple en nuisant au moussage dans le verre fondu, comme décrit ci-dessus. Toutefois, d'après les calculs, lorsque le pourcentage d'hydrogène dans le gaz naturel est faible, l'augmentation de la teneur en eau est mineure. Par exemple, en présence de 20% vol. H₂, le pourcentage d'eau dans les gaz de combustion passe de 15,3% à 16,1%, soit une augmentation d'environ 5%. En outre, les changements constatés dans le débit des gaz de combustion sont minimes lorsque le pourcentage d'hydrogène est faible : le débit des gaz de combustion passe de 0,294 à 0,292 m³(n)/GJ en présence de 20% vol. H₂. Cela signifie qu'avec une charge fixe de brûleur, le débit des gaz de combustion diminue de 0,5% en présence de 20% vol. H₂. Lorsque le pourcentage d'hydrogène est inférieur à 5% vol., les modifications des propriétés physiques et de combustion sont négligeables. Il est vivement recommandé à Gazifère de discuter de ces changements de propriétés physiques et chimiques avec les sociétés industrielles concernées afin de déterminer leurs effets potentiels sur leurs processus.

6.5.3 Appareils de chauffage catalytique

Il y a peu de renseignements pratiques sur l'effet de l'utilisation d'hydrogène ou de mélanges gaz naturel/hydrogène dans les appareils de chauffage catalytique. Un résumé des quelques sources trouvées dans la documentation est présenté ci-dessous.

Dans les appareils de chauffage catalytique, le catalyseur est préchauffé pour assurer la combustion catalytique des hydrocarbures. L'énergie d'allumage minimale du méthane est de 0,3 MJ et la combustion catalytique se produit entre 300 et 450 °C. L'hydrogène nécessite une énergie d'allumage bien moindre (0,02 MJ) et brûle par catalyse à des températures plus basses (de 150 à 200 °C) [76]. En raison de cette faible température de combustion, la durée de vie du matériau de support du catalyseur présent dans l'équipement peut être prolongée lorsque de l'hydrogène est utilisé à la place du gaz naturel pour alimenter l'appareil [76].

En 1991, Pyle et al. [77] ont étudié la possibilité d'utiliser la combustion d'hydrogène dans un radiateur d'appoint catalytique disponible sur le marché et fonctionnant normalement au gaz naturel et au propane (Platinum CAT). Le radiateur a été installé dans une salle de séjour et a été alimenté en hydrogène à partir de bouteilles de gaz à haute pression. Les observations suivantes ont été faites lorsque l'appareil de chauffage catalytique a été alimenté en hydrogène :

- le démarreur à fil chaud pour le fonctionnement au gaz naturel n'était pas nécessaire pour amorcer la combustion catalytique hydrogène-air;
- aucune surchauffe de la surface n'a été observée;
- la combustion observée (visuellement) était répartie uniformément et produisait une lueur orange terne dans une pièce sombre.

Une autre étude numérique de Zhang et al. [78] a suggéré que la présence d'eau peut conduire à l'adsorption d'eau et donc bloquer l'oxydation de CH₄ sur le catalyseur en platine. L'augmentation de l'hydrogène dans le gaz naturel entraîne une teneur en eau plus élevée dans le gaz combustible, ce qui peut non seulement élever l'humidité dans la pièce chauffée, mais aussi nuire aux performances du catalyseur. Le tableau 6-20 ci-dessous présente des calculs préliminaires de la teneur en CO₂ et en H₂O des gaz de combustion pour les mélanges hydrogène-méthane. Les résultats montrent que l'augmentation de la vapeur d'eau est modérée jusqu'à un mélange de H₂ à 30% vol.

En raison du manque de renseignements sur l'effet des mélanges d'hydrogène et de l'hydrogène pur sur les performances de ces appareils de chauffage, il est recommandé de poursuivre les recherches expérimentales sur ces appareils afin de déterminer leur tolérance à l'hydrogène.

Tableau 6-20 : Teneur en H₂O et en CO₂ calculée dans les gaz de combustion pour différentes fractions d'hydrogène dans le méthane (en supposant une combustion complète, $\phi=1$)

CH ₄ (% vol.)	H ₂ (% vol.)	CO ₂ (% vol.) [échappement]	H ₂ O (% vol.) [échappement]
100	0	9,48	18,78
98	2	9,43	18,86
95	5	9,35	19,00
90	10	9,20	19,22
80	20	8,88	19,75
70	30	8,49	20,38
0	100	0,00	34,10

6.5.4 Moteurs à gaz

Les moteurs à gaz fixes installés dans les usines et les postes de compression sont équipés d'un système de régulation de puissance. Ce système de régulation permet de maintenir la puissance constante souhaitée, par exemple en fonction des variations de la valeur calorifique du combustible gazeux dues à l'adjonction d'hydrogène. Des variations trop rapides ou trop importantes de la qualité du gaz peuvent perturber le fonctionnement du moteur, voire l'arrêter [79]. En outre, dans certains cas, la plage de régulation de puissance n'est pas suffisante pour répondre à un changement important de la valeur calorifique dû à l'adjonction d'hydrogène. Dans ce dernier cas, le système de régulation coupe le moteur.

Deux types de régulation lambda sont généralement utilisés dans les moteurs à gaz : 1) un régulateur AFR (rapport air/combustible) utilisant une sonde d'oxygène des gaz d'échappement et 2) un régulateur AFR de type vitesse-densité. Le premier type (régulation lambda) est dominant dans les moteurs à gaz d'ancienne génération. Les moteurs à gaz modernes sont généralement équipés d'une variante du système de régulation AFR de type vitesse-densité. En réponse à l'ajout d'hydrogène, la régulation AFR utilisant une sonde d'oxygène des gaz d'échappement a permis de maintenir un rapport gaz-air pratiquement constant. La figure 6-38 ci-dessous montre qu'avec 20% d'hydrogène dans le gaz, la pression de pointe augmente d'environ 10%. Cette augmentation de la charge mécanique n'est pas souhaitable, car elle entraîne une usure accrue des pièces essentielles du moteur telles que les coussinets et les segments de piston, donnant ainsi lieu à des intervalles de maintenance plus courts. De plus, l'augmentation de la température dans le cylindre (voir la figure ci-dessous) entraîne une augmentation substantielle des émissions de NO_x [80], [81], [51], [52], [53].

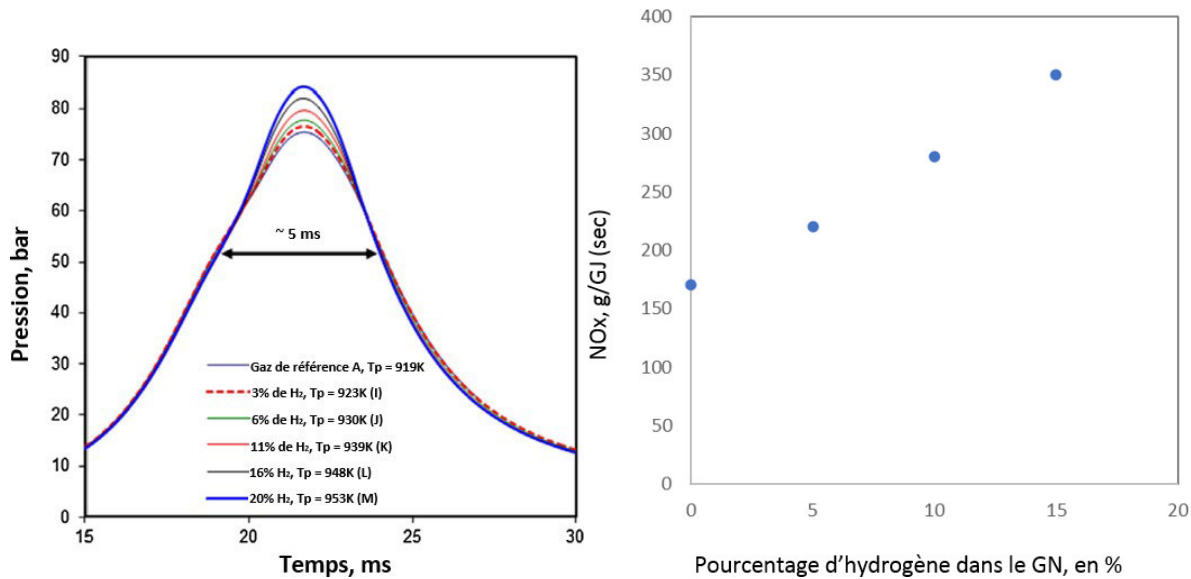


Figure 6-38 : Profils de pression mesurés pour la régulation des mélanges de gaz naturel et d'hydrogène à l'aide d'une sonde d'oxygène des gaz d'échappement [82] (à gauche) et émissions de NO_x mesurées dans le même moteur à gaz (à droite)

Plusieurs études sur des moteurs à gaz [83], [51], [52], [53] ont confirmé que le mélange d'hydrogène entraîne une moindre résistance au cognement du gaz combustible. La résistance au cognement d'un gaz combustible est caractérisée par un indice de méthane. Tous les équipementiers (OEM) prescrivent l'indice de méthane minimal autorisé dans leur spécification de gaz. Des fabricants de moteurs à gaz interrogés par DNV par le passé ont indiqué ne pas avoir beaucoup d'expérience sur le marché avec les mélanges gaz naturel-hydrogène. Les spécifications actuellement connues pour le gaz combustible montrent que les fabricants de moteurs autorisent généralement un maximum de 0 à 5% d'hydrogène dans le gaz combustible pour les moteurs à gaz installés sur le terrain. Dans certains cas, les équipementiers ont indiqué que leurs moteurs à gaz optimisés pour un rendement élevé prennent en charge des teneurs en hydrogène d'environ 10 à 15% vol. sans déclassement. Ils notent toutefois que la quantité d'hydrogène dépend fortement du réglage du moteur et de l'indice de méthane du gaz naturel auquel l'hydrogène est ajouté.

Pour les pourcentages d'hydrogène compris entre 15 et 25%, les équipementiers signalent les problèmes suivants : une plage de régulation lambda insuffisante, une perte de puissance, une augmentation des émissions de NO_x, des ratés d'allumage et un cognement du moteur. Au-delà de 25% vol., il est souvent nécessaire d'adapter complètement, voire de remplacer le moteur. Les analyses d'interchangeabilité des gaz réalisées par DNV ont indiqué qu'un niveau d'hydrogène de 0 à 22% vol. n'augmente pas le risque de cognement du moteur, ce qui constitue une fourchette plus large que celle suggérée par les équipementiers interrogés. Il convient de noter que les propriétaires d'équipements à moteur à gaz ont souvent des contrats de garantie avec le fabricant. Tout fonctionnement avec un combustible ne correspondant pas aux spécifications peut rendre nulles ces garanties, avec des conséquences coûteuses, non seulement en raison des dommages à réparer sur le moteur à gaz, mais aussi à cause de l'interruption d'alimentation qui s'en suit. À cet égard, il est conseillé à ceux qui envisagent d'alimenter des moteurs à gaz avec du gaz naturel contenant de l'hydrogène, de consulter les fabricants et, si nécessaire, de discuter des mesures d'atténuation à prendre éventuellement pour augmenter le pourcentage d'hydrogène dans le gaz naturel.

Mesures d'atténuation pour les moteurs à gaz

Il existe plusieurs méthodes permettant d'atténuer le risque de cognement dans les moteurs à gaz connectés au réseau de Gazifère lors de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel fourni. Un résumé de ces méthodes est présenté au tableau 6-21.

La première mesure d'atténuation potentielle consiste à réajuster tous les moteurs critiques de manière à ce qu'ils puissent recevoir le carburant contenant de l'hydrogène correspondant au cas le plus défavorable sans subir de cognement. En général, cela implique un déclassement structurel de la puissance de sortie. En règle générale, les moteurs ont besoin d'une réduction de puissance de 1% par point d'indice de méthane en dessous du niveau requis. Le déclassement entraîne malheureusement une perte structurelle de puissance du moteur, ce qui peut nuire à l'utilité du moteur à gaz au regard de son usage prévu. En outre, l'efficacité du combustible sera généralement aussi réduite. Une autre méthode permettant de prévenir tout cognement du moteur consiste à réduire le taux de compression d'une série de moteurs donnée en installant d'autres pistons, ce qui permet de conserver la puissance normale, mais au prix d'un rendement énergétique inférieur.

Une solution de rechange intéressante, qui fait actuellement l'objet de recherches, consisterait à équiper les moteurs à gaz critiques d'un système de régulation de moteur adaptatif au combustible à action prévisionnelle. En utilisant un capteur de composition des gaz combiné à un modèle de prédiction du cognement, ce système permet d'optimiser en temps réel les performances du moteur en fonction des changements de composition du combustible, ce qui permet au moteur d'offrir systématiquement les meilleures performances possibles au regard de la qualité du gaz combustible. Cette approche évite le déclassement de puissance et réduit considérablement le coût du combustible par rapport au déclassement ou à la réduction du taux de compression.

Pour rester conformes aux exigences en matière d'émissions de NO_x, les moteurs équipés de régulateurs lambda doivent être réajustés, c'est-à-dire que le point de consigne lambda doit être réglé en fonction du combustible afin de tenir compte du mélange d'hydrogène. Dans le cas d'un mélange variable d'hydrogène, le réajustement devrait être effectué pour la fraction maximale d'hydrogène prévue. Une solution de rechange au réajustement consisterait à remplacer le système de régulation AFR à sonde d'oxygène des gaz d'échappement par un système de régulation AFR de type vitesse-densité de marché secondaire. Les résultats sont résumés au tableau 6-21.

Tableau 6-21 : Pourcentages d'hydrogène et mesures d'atténuation pour les moteurs à gaz

Proportion de H ₂ (%)*	Problèmes	Mesures d'atténuation
0-5%	Non	Non
5- 15%	Cogement (arrêt du moteur, endommagement du moteur, usure accrue)	Déclassement (efficacité et perte de puissance) Diminution du taux de compression (perte d'efficacité) Application d'un système de régulation flexible du combustible
15-25%	Plage de régulation lambda insuffisante (perte de puissance, augmentation des émissions, ratés d'allumage, cognement, etc.)	Déclassement (efficacité et perte de puissance) Diminution du taux de compression (perte d'efficacité) Application d'un système de régulation flexible du combustible Reconception du moteur à gaz (y compris le système de carburant et le système de gestion du moteur)
>25%	Plage de régulation lambda insuffisante (perte de puissance, augmentation des émissions, ratés d'allumage, cognement, etc.)	Remplacement du moteur à gaz

*Les analyses d'interchangeabilité des gaz ont indiqué qu'un taux d'hydrogène de 0 à 6,7% vol. est permis selon les calculs de l'indice de méthane pour les gaz de distribution de Gazifère (en fonction du risque de cognement du moteur). Il est donc recommandé que Gazifère discute avec les équipementiers pour savoir si une plage de 0 à 15% vol. H₂ est autorisée.

6.6 Inventaire des matériaux en aval du compteur

Le réseau de Gazifère dessert différents types d'utilisateurs finaux : utilisateurs résidentiels, commerciaux et industriels. Tous ces utilisateurs finaux ont installé différents types de matériaux (tuyauterie, soupapes, etc.) à travers lesquels le mélange gaz naturel/hydrogène circulera. La question est de savoir si, contrairement à la distribution de gaz naturel seul, l'ajout d'hydrogène portera atteinte à l'intégrité des matériaux en aval du point de terminaison du service public.

En général, les équipements à gaz naturel des utilisateurs finaux répondent aux exigences du code ASME Boiler & Pressure Vessel, qui est la norme régissant la conception, le développement et la construction des chaudières et des cuves sous pression utilisées dans différentes applications industrielles. Cependant, la norme ASME ne fournit pas de précisions sur les mélanges gaz naturel/hydrogène. Une étude documentaire a donc été réalisée afin de déterminer quels matériaux sont appropriés.

Gazifère a fourni des détails limités sur les matériaux et les composants spécifiques en aval du réseau de services publics. Un inventaire des matériaux utilisés dans les infrastructures et les équipements d'utilisateur situés « derrière le compteur de gaz » a été réalisé. Les listes des matériaux (typiques) utilisés en aval du point de terminaison du réseau de services publics sont présentées dans le tableau 6-22 (matériaux métalliques) et dans le tableau 6-23 (matériaux non métalliques). [REDACTED]

L'hydrogène a un effet sur les matériaux indiqués en orange ou en rouge. Ces matériaux ne subissent pas de défaillance ponctuelle ou lors d'une utilisation à court terme, mais présentent plutôt une diminution de la résistance à la rupture. Cela implique que la durée de vie des composants diminue et que l'intégrité n'est plus garantie à long terme. Ces matériaux sont principalement touchés par la fragilisation due à l'hydrogène, qui diminue leur résilience à la rupture. Il est difficile d'estimer l'impact sur la durée de vie de ces composants. Cela dépend du matériau, de sa forme et de son épaisseur. Bien que la documentation suggère que certains matériaux sont plus enclins à des défaillances, cela ne signifie pas que ces défaillances se produiront dans la réalité. Jusqu'à présent, DNV n'a pas constaté de défaillance de composant avec l'utilisation de mélanges d'hydrogène.

Comme l'illustre le tableau 6-22, la majorité des nuances d'acier utilisées dans les infrastructures gazières et dans les équipements d'utilisateur sur les marchés industriels et résidentiels fonctionnant à des pressions inférieures à 8 bars peuvent supporter jusqu'à 10% vol. H₂. Les pressions partielles d'hydrogène sur le marché résidentiel sont beaucoup plus faibles que les pressions utilisées sur le marché industriel, ce qui se traduit par des niveaux de contrainte relativement faibles. Par conséquent, à l'exception de la fonte, aucun problème n'est prévu avec le mélange d'hydrogène (de 0 à 30% vol.) pour le marché résidentiel. Quant au marché industriel, lorsque les pourcentages d'hydrogène sont supérieurs à 10% vol., il est recommandé de procéder à une évaluation plus détaillée des matériaux présents dans l'usine en question.

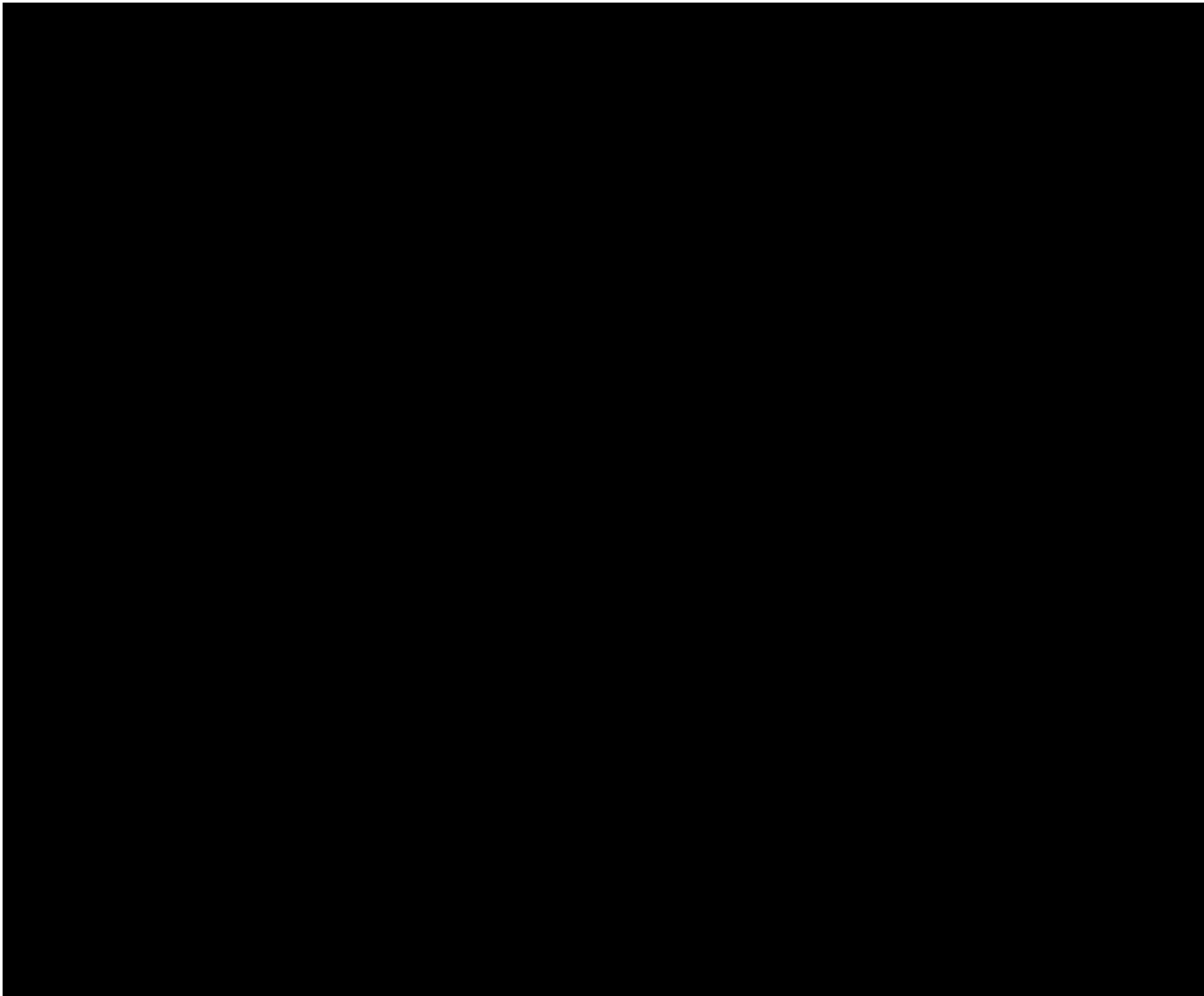
Comme le montre le tableau 6-23, les matériaux non métalliques n'interagissent généralement pas avec l'hydrogène. Par conséquent, la plupart des matériaux non métalliques peuvent être utilisés lorsqu'ils sont en contact avec des mélanges de gaz naturel et d'hydrogène. Seul le caoutchouc de silicone présente une réaction importante à l'hydrogène et il n'est donc pas recommandé d'utiliser de l'hydrogène avec ce matériau.

Tableau 6-22 : Matériaux métalliques typiques en aval du réseau de services publics (les couleurs indiquent leur compatibilité avec l'hydrogène : vert signifie qu'il convient, orange signifie qu'il est peut-être autorisé, rouge signifie qu'il ne convient pas, gris signifie qu'il n'est pas pertinent et bleu signifie que la compatibilité est inconnue)

		Marché industriel, max. 8 bars					Marché résidentiel, max.~1 bar						
		% vol. d'hydrogène	2%	5%	10%	20%	30%	2%	5%	10%	20%	30%	
		Pression partielle de H ₂ , bars	0,16	0,4	0,8	1,6	2,4	0,02	0,05	0,1	0,2	0,3	
Groupe de métaux		Alliages typiques											
Alliages ferreux	Acier au carbone YS<360 N/mm2	AISI 102, classe A, B, X42, X52 et X70	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	
	Acier au carbone YS=360 -480 N/mm2		Vert	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	
	Aciers inoxydables	Austénitique : 304(L) et 316(L) Remarque : 316 de préférence		Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu
		Ferritique : 409 et 444		Vert	Vert	Vert	Rouge	Rouge	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu
		Martensitique : 410		Vert	Vert	Vert	Rouge	Rouge	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu
		Durcissement par précipitation : 17-4PH		Vert	Vert	Vert	Rouge	Rouge	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu
	Duplex : 2205 et 2507		Vert	Orange	Orange	Orange	Orange	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	
	Fonte	ASTM A48/ASTM A47	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Vert	Vert	Vert	Orange	Orange	
Acier à haute résistance (boulons)	Qualité de l'acier 8.8, 10,9 Pas en contact avec le H ₂ ?	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert		
Al	Aluminium (-alliages)	Aluminium (Al), AL 99,5, AL 99,8	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	
Cu	Cuivre (-alliages)	Cuivre (Cu), bronze, données manquantes	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	
Autres métaux	Placage de zinc	Acier zingué, laiton zingué	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	
	Nickel (-alliages/ placage)	Hastelloy C, Inconel, alliage C-276	Vert	Vert	Vert	Rouge	Rouge	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	
	Métaux de transition	Platine	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	
	Métaux de transition	Tantale	Vert	Vert	Vert	Rouge	Rouge	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	
	Stellite	Stellite F	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	
	(Super) alliages de cobalt	X40, X45 FSX414	Orange	Orange	Orange	Rouge	Rouge	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	
	(Super) alliages de nickel	Hastelloy X, alliage 706, alliage 718	Orange	Orange	Orange	Rouge	Rouge	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	
Alliages de titane		Vert	Vert	Vert	Orange	Orange	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu	Bleu		

Tableau 6-23 : Matériaux non métalliques typiques en aval du réseau de services publics (les couleurs indiquent leur compatibilité avec l'hydrogène : vert signifie qu'il convient, orange signifie qu'il est peut-être autorisé, rouge signifie qu'il ne convient pas, gris signifie qu'il n'est pas pertinent et bleu signifie que la compatibilité est inconnue)

					Marché industriel, max. 8 bars				
					% vol. d'hydrogène				
					2%	5%	10%	20%	30%
					Pression partielle de H ₂ , bars				
					0,16	0,4	0,8	1,6	2,4
	Cat.	Polaire?	Groupe de matériaux	Exemple(s) typique(s)					
Polymères	Thermoplastique	Non	Polytétrafluoréthylène	Téflon, PTFE					
			Polyéthylène	PE					
		Oui	Chlorotrifluoroéthylène	CTFE					
			Polyéthylène téréphtalate	Dacron, Valox, PET					
			Polymères à base de polyamide	Navire					
			Nylon	PA6.6					
			Polyéther éther cétone	PEEK					
			Aramide						
			Chlorure de polyvinyle	PVC					
	Tset	Oui	Époxy						
	Caoutchouc	Non	Caoutchouc de silicone	Hautement perméable					
			Éthylène-propylène	EPDM/EPR					
		Caoutchouc nitrile	Buna-N, NBR						
		Caoutchouc chloroprène	Néoprène						
		Élastomères fluorés	FDM, FKM, Viton						
N-m		Lubrifiant	Graisse Dow coming Molykote 55						
		Amiante							
		Graphite							



Une liste d'exemples de composants d'utilisateurs (fournie par Gazifère) a été analysée au regard du mélange d'hydrogène et les résultats sont illustrés dans le tableau 6-24. Les propriétés des matériaux de la plupart des composants restent intactes avec le mélange d'hydrogène. La liste contient également des composants couverts d'un revêtement noir, tels que le tuyau noir et le mamelon de tuyau noir. Le type de revêtement utilisé pour ces tuyaux n'est pas connu et il est donc impossible d'estimer la compatibilité avec les mélanges d'hydrogène. Pour certains autres composants, il n'existe pas de renseignements détaillés sur le type d'acier utilisé et il est donc difficile d'estimer s'ils sont adaptés au mélange d'hydrogène.

Outre les composants indiqués dans le tableau 6-24, d'autres composants d'utilisateurs (comme des régulateurs de gaz pour les appareils à gaz) ont été étudiés. Ces composants sont fabriqués à partir de matériaux non spécifiés et la plupart des fabricants ne sont pas disposés à communiquer les spécifications détaillées des matériaux utilisés. Il est donc difficile de prédire l'intégrité de ces produits lorsque l'hydrogène est mélangé. Un fabricant de ces composants a révélé que les matériaux utilisés dans ses régulateurs de gaz sont compatibles avec l'hydrogène :

Concernant nos régulateurs de gaz : Nos régulateurs de gaz les plus utilisés sont testés et certifiés pour une utilisation avec 100% d'hydrogène et conviennent donc également aux mélanges gaz naturel-hydrogène. Cela signifie que tous les matériaux utilisés dans nos régulateurs de gaz et nos soupapes sont compatibles avec l'hydrogène, sans aucun effet négatif sur la sécurité, l'intégrité ou les propriétés fonctionnelles. Étant donné que les normes européennes actuelles ne prennent pas en compte les applications à hydrogène (qui sont en cours de développement), il n'existe pas d'homologation CE officielle. En revanche, un organisme de contrôle délivre un certificat pour le composant concerné, indiquant qu'il est adapté aux applications à hydrogène.

La plupart des matériaux, tuyauteries et composants sont compatibles avec le mélange d'hydrogène. Une incertitude subsiste concernant la température maximale et les types de composants en acier utilisés dans les systèmes d'alimentation en combustible des turbines ou des moteurs à gaz, ainsi que les tuyauteries et les composants dont la dureté est supérieure à 237 HB [66]. Il est recommandé d'étudier le mélange d'hydrogène au-dessus de 30% vol. aux fins de futures applications. En outre, il serait très utile de réaliser des expériences pratiques avec des matériaux, des canalisations ou des composants sur lesquels l'hydrogène a un effet. En appliquant des cycles de pression légèrement supérieurs aux écarts permis pour les consommateurs (ou les clients industriels), la résistance à la rupture peut être étudiée et la durée de vie de ces composants peut être déterminée.

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text line]

- [Redacted list item]



DNV

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]



DNV

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Large redacted text block]

[Redacted]

[Redacted]

- [Redacted]
- [Redacted]
- [Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

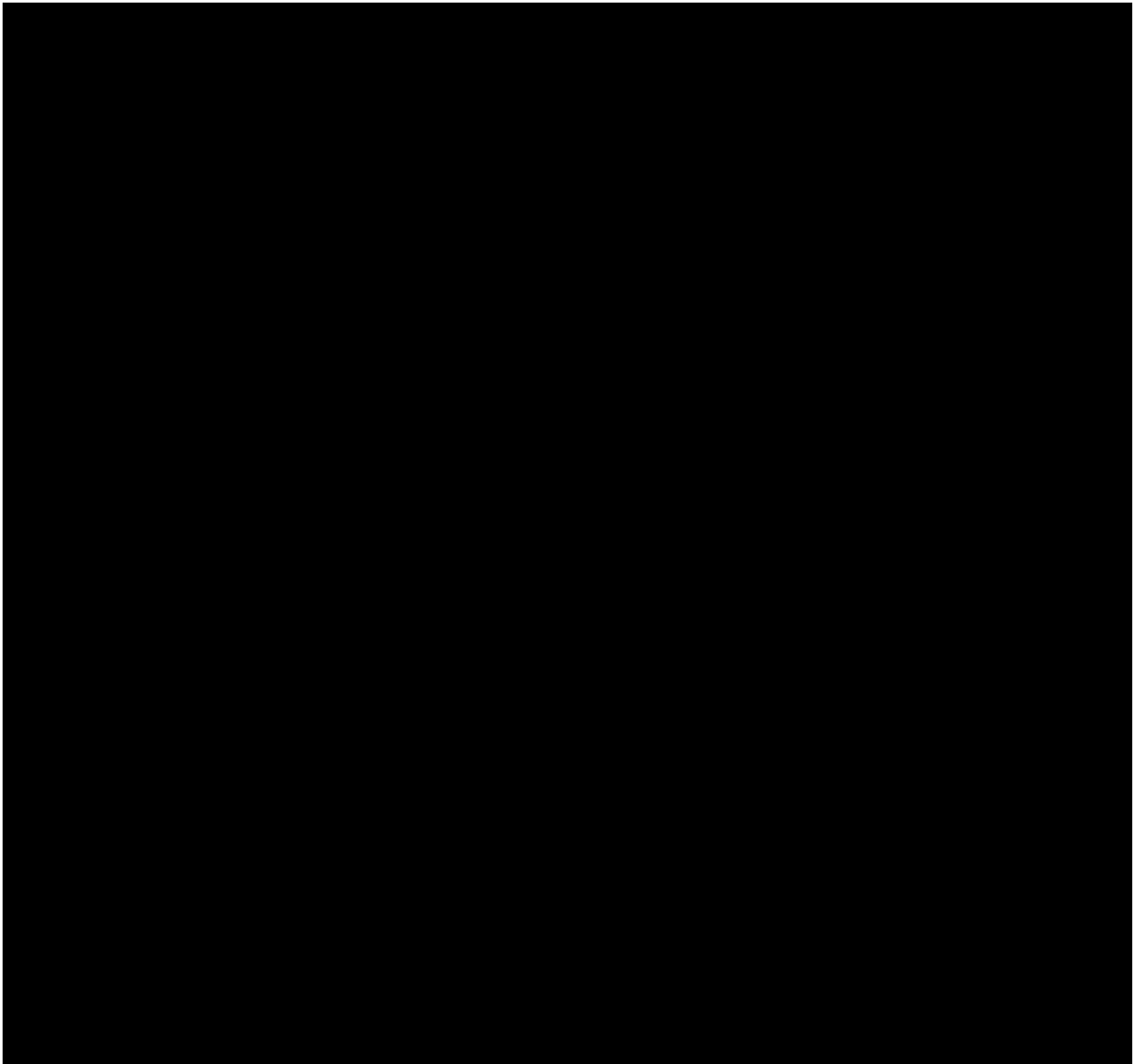
[Redacted text block]

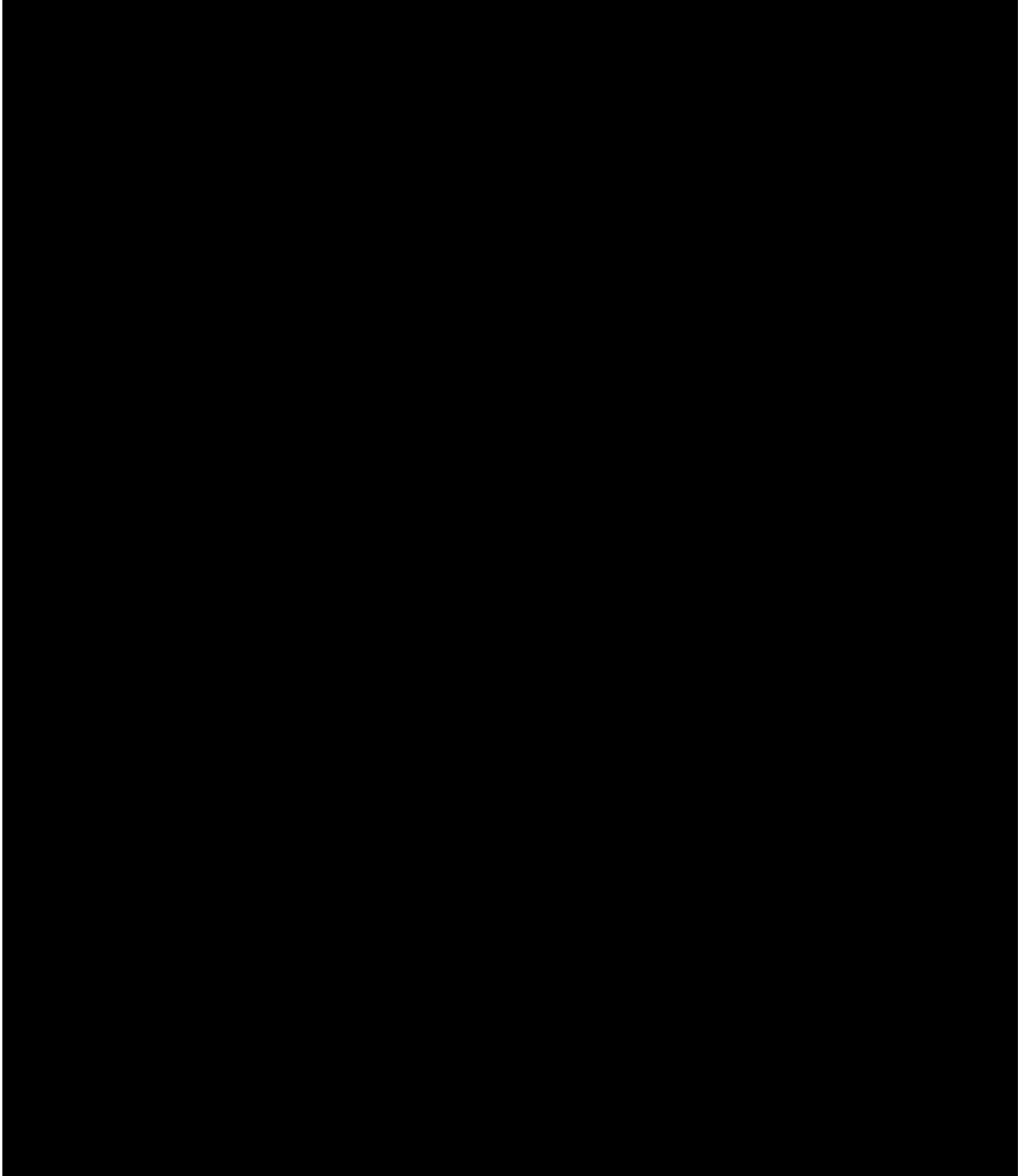
[Redacted text block]

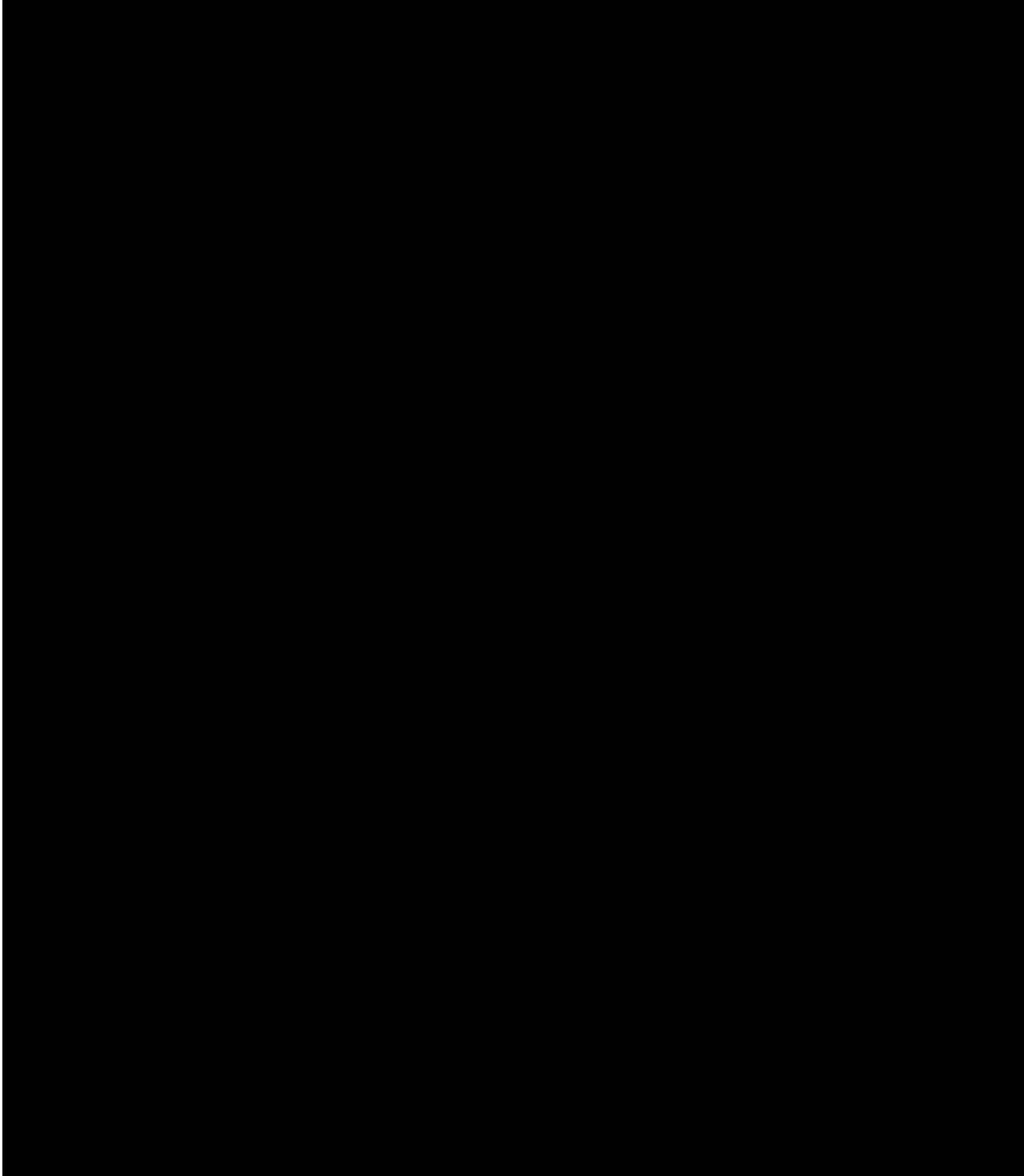


[Redacted content]

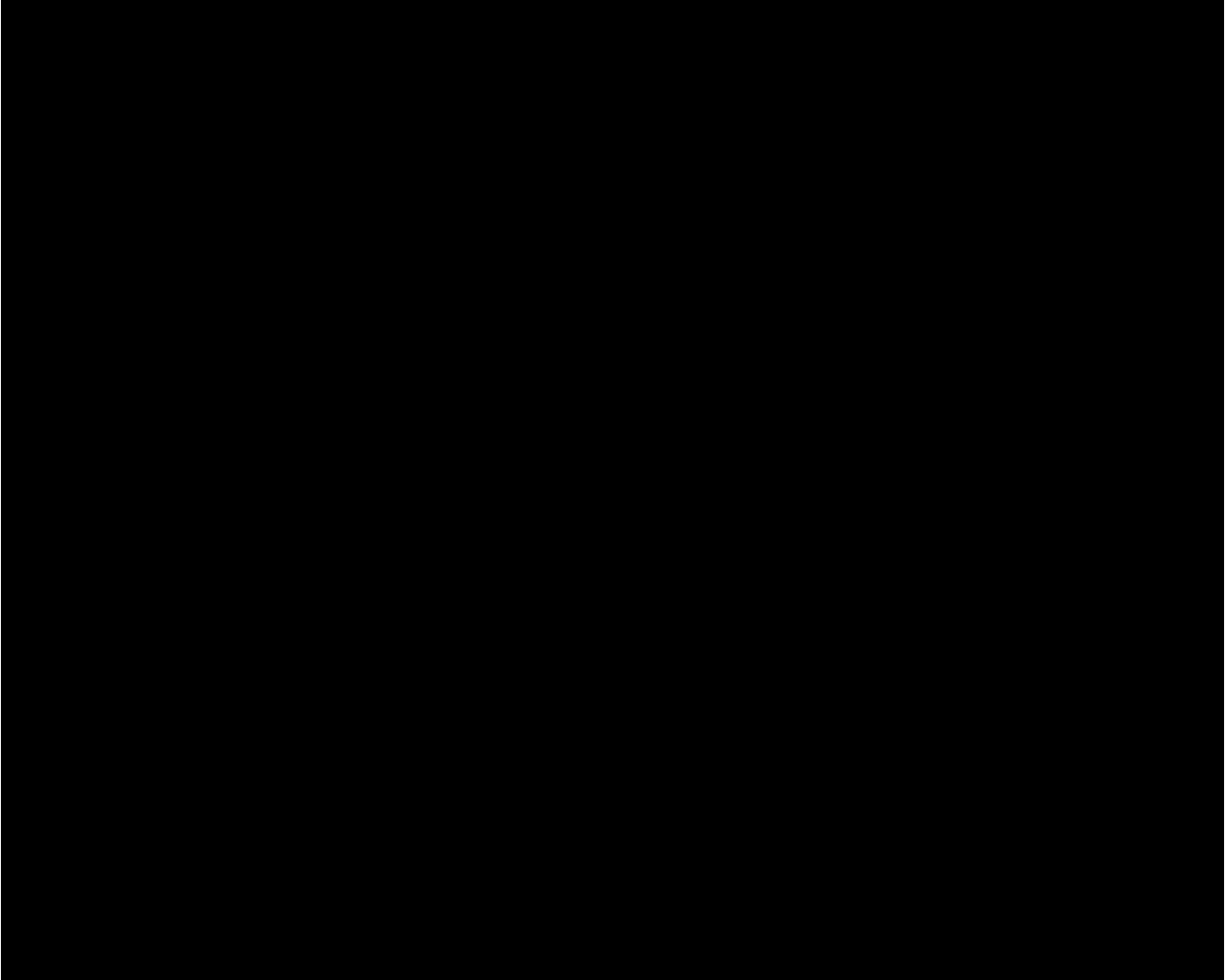
[Redacted content]

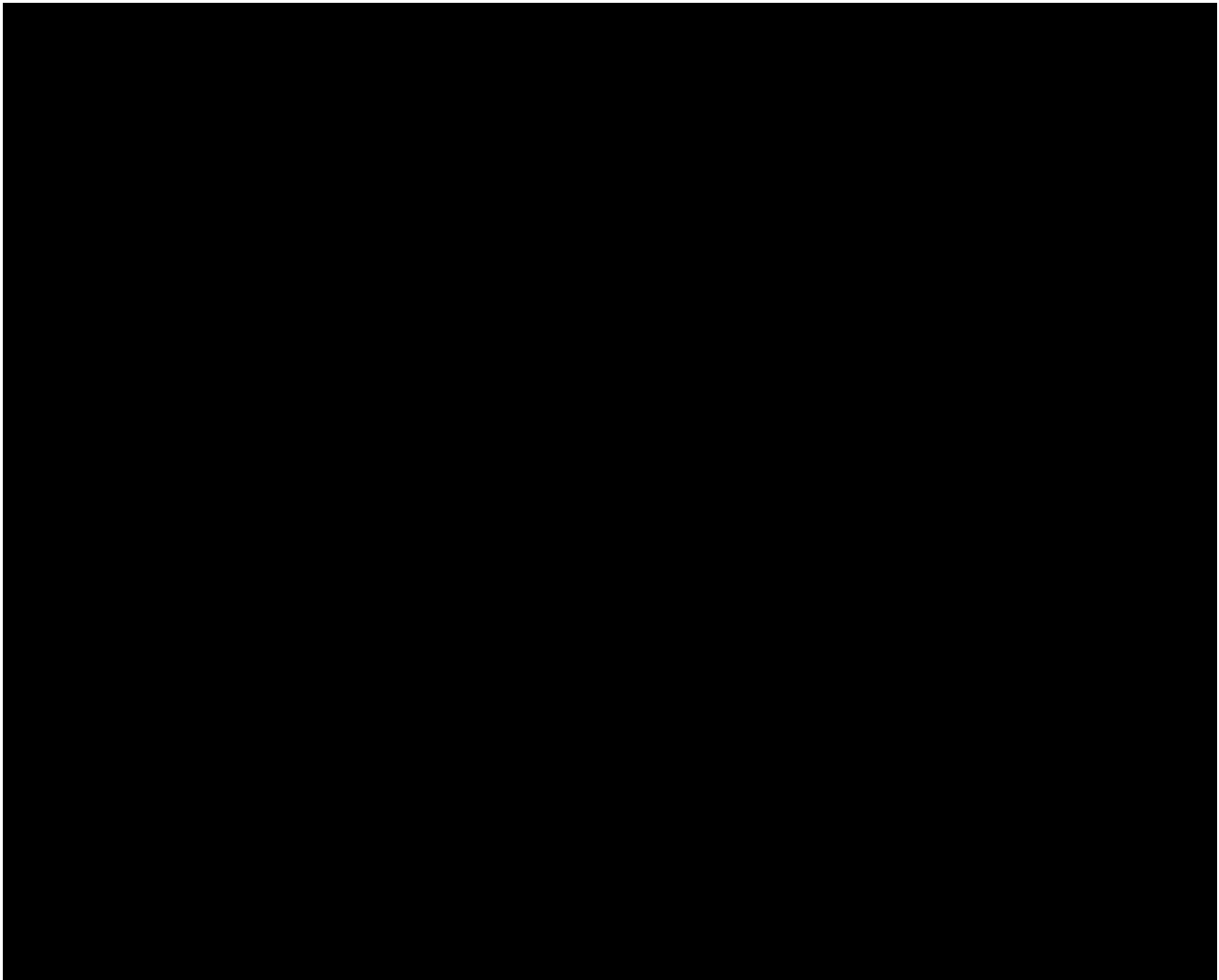


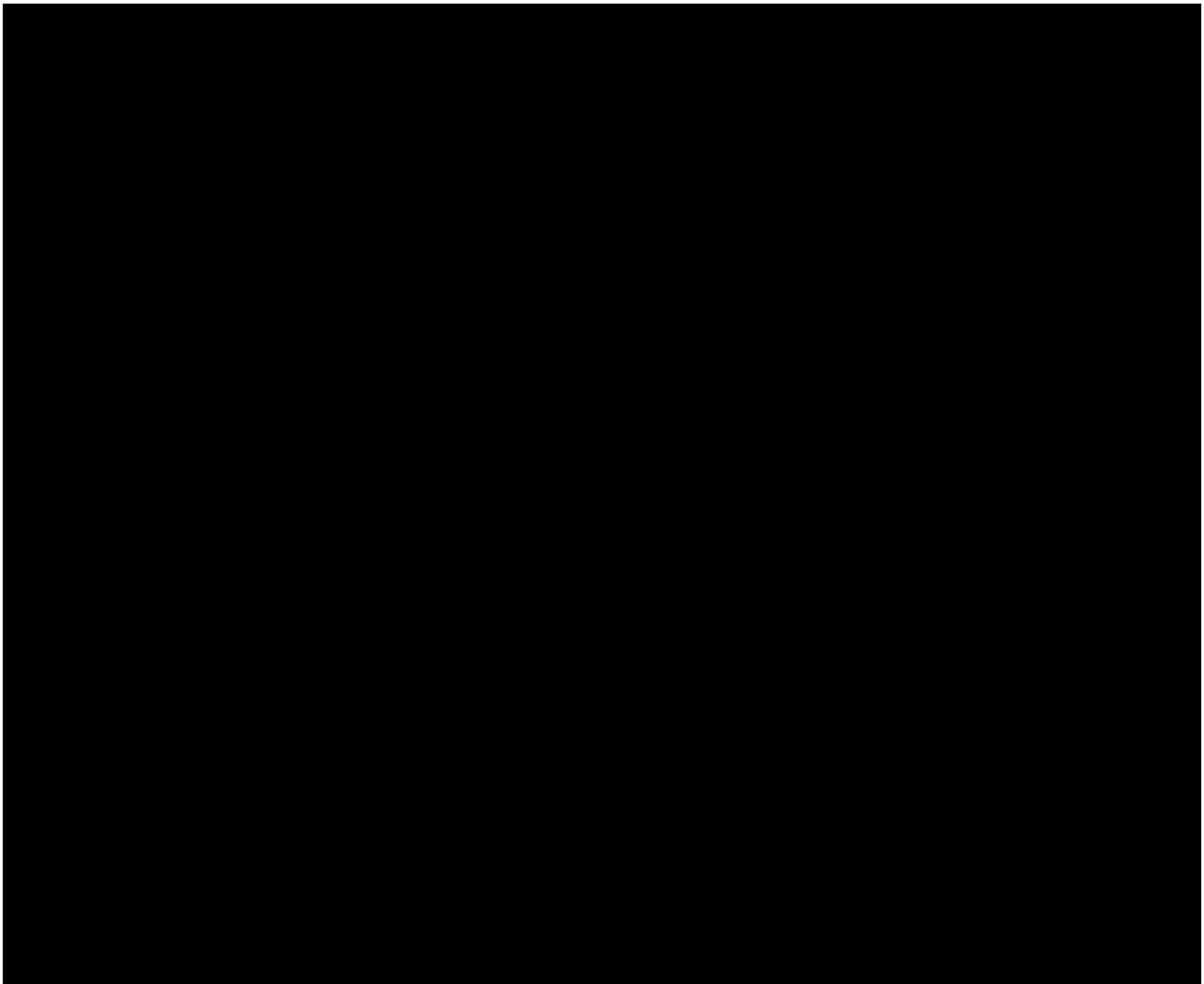




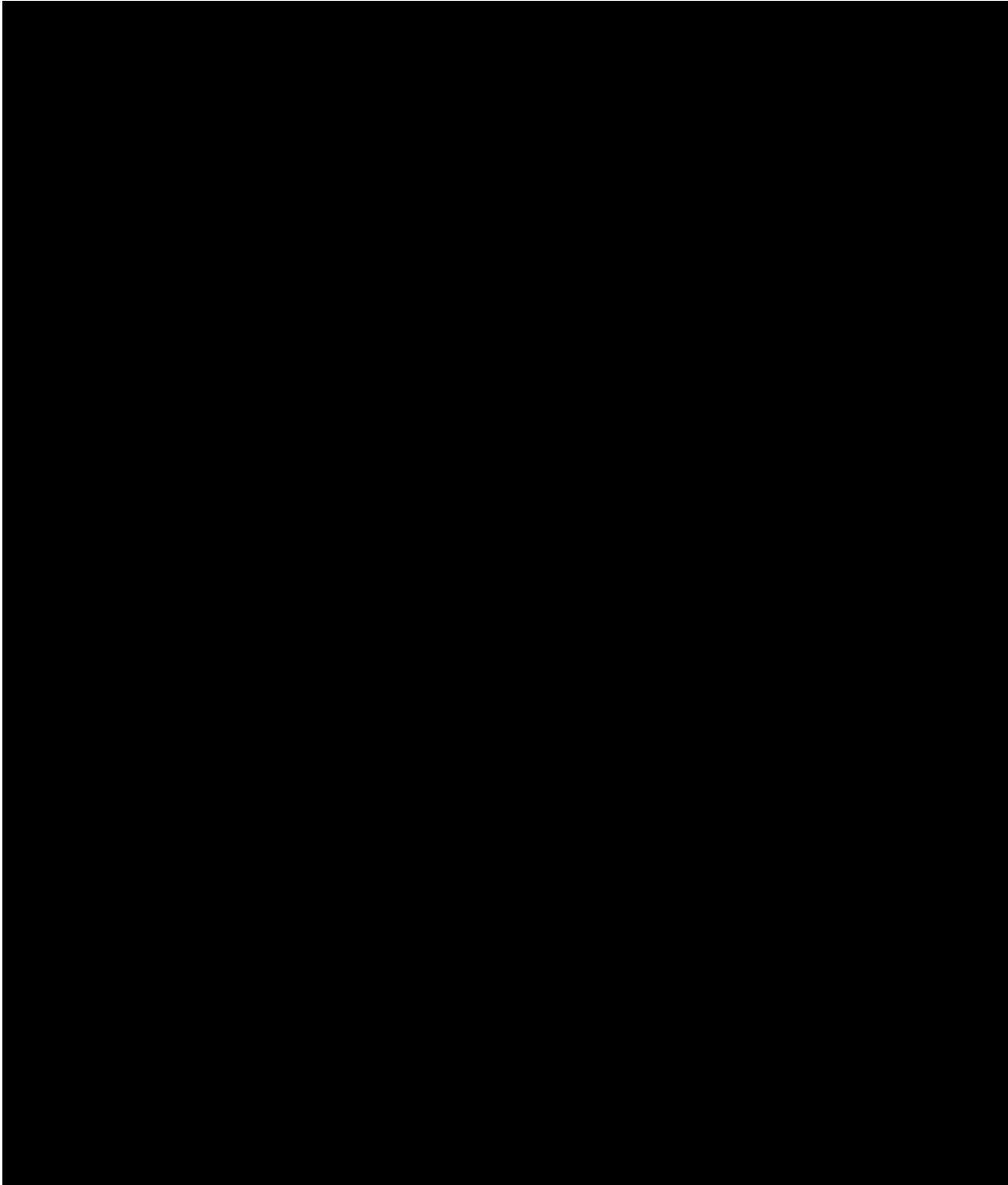


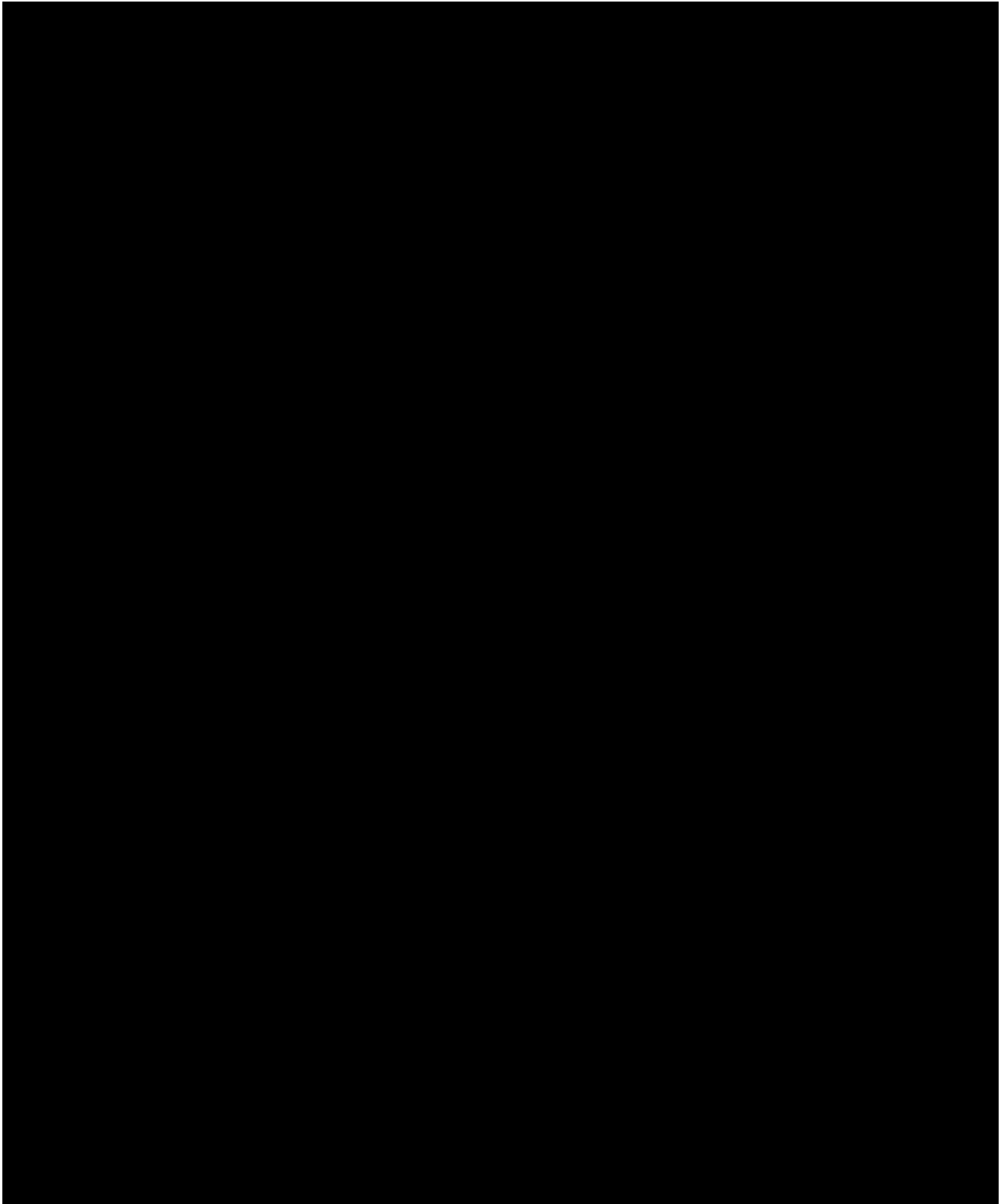


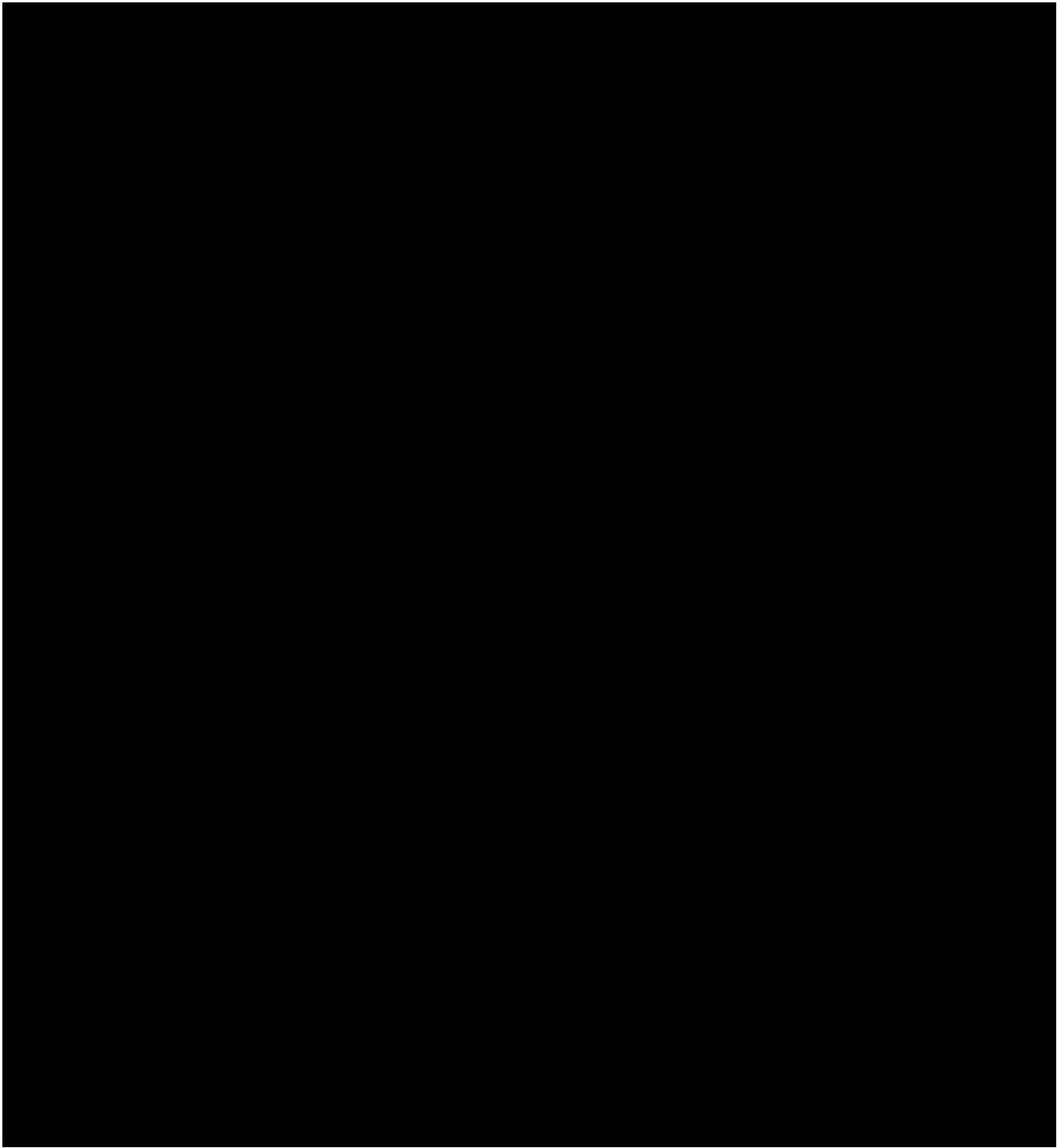


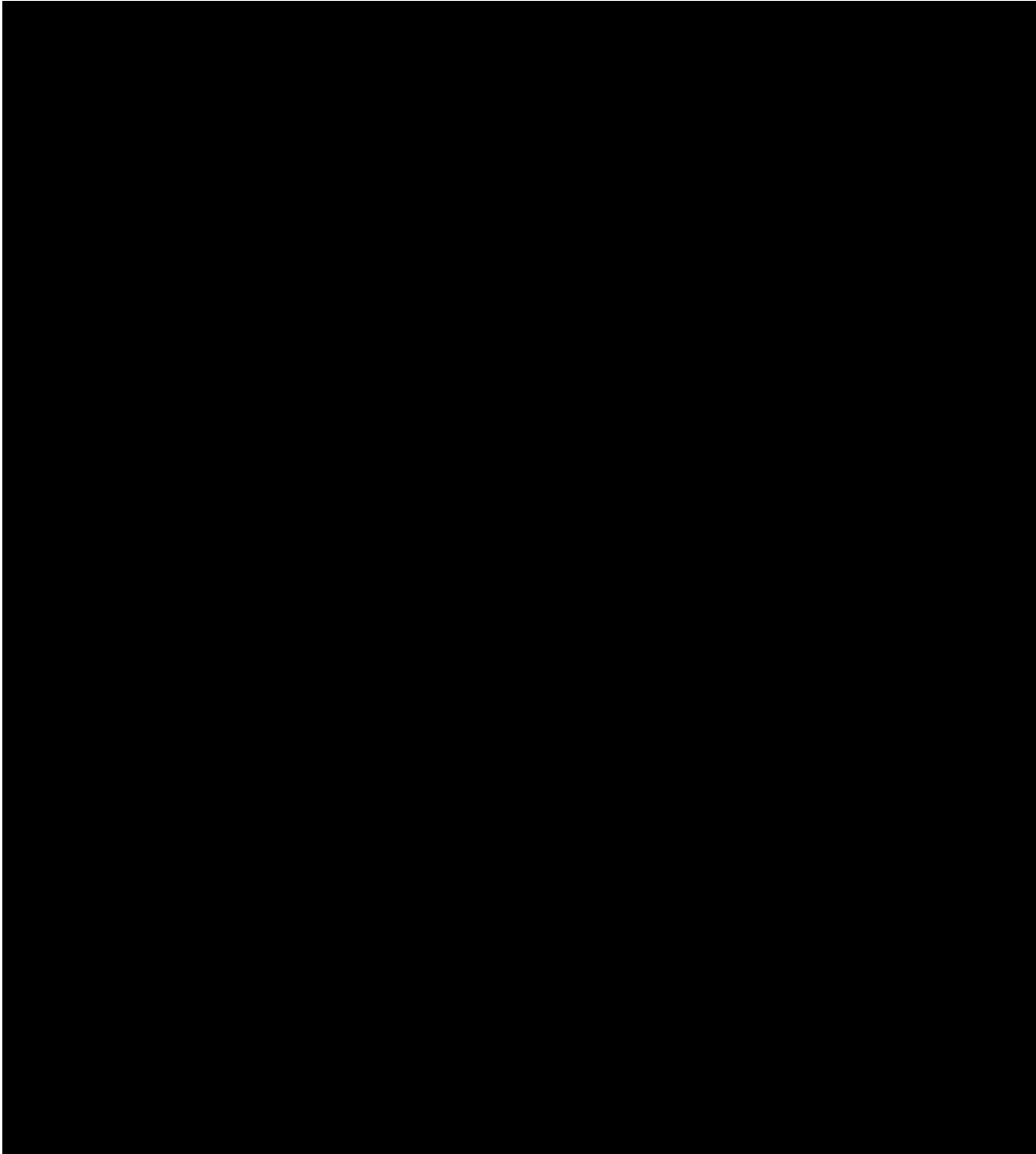


[Redacted text block]









[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text block]

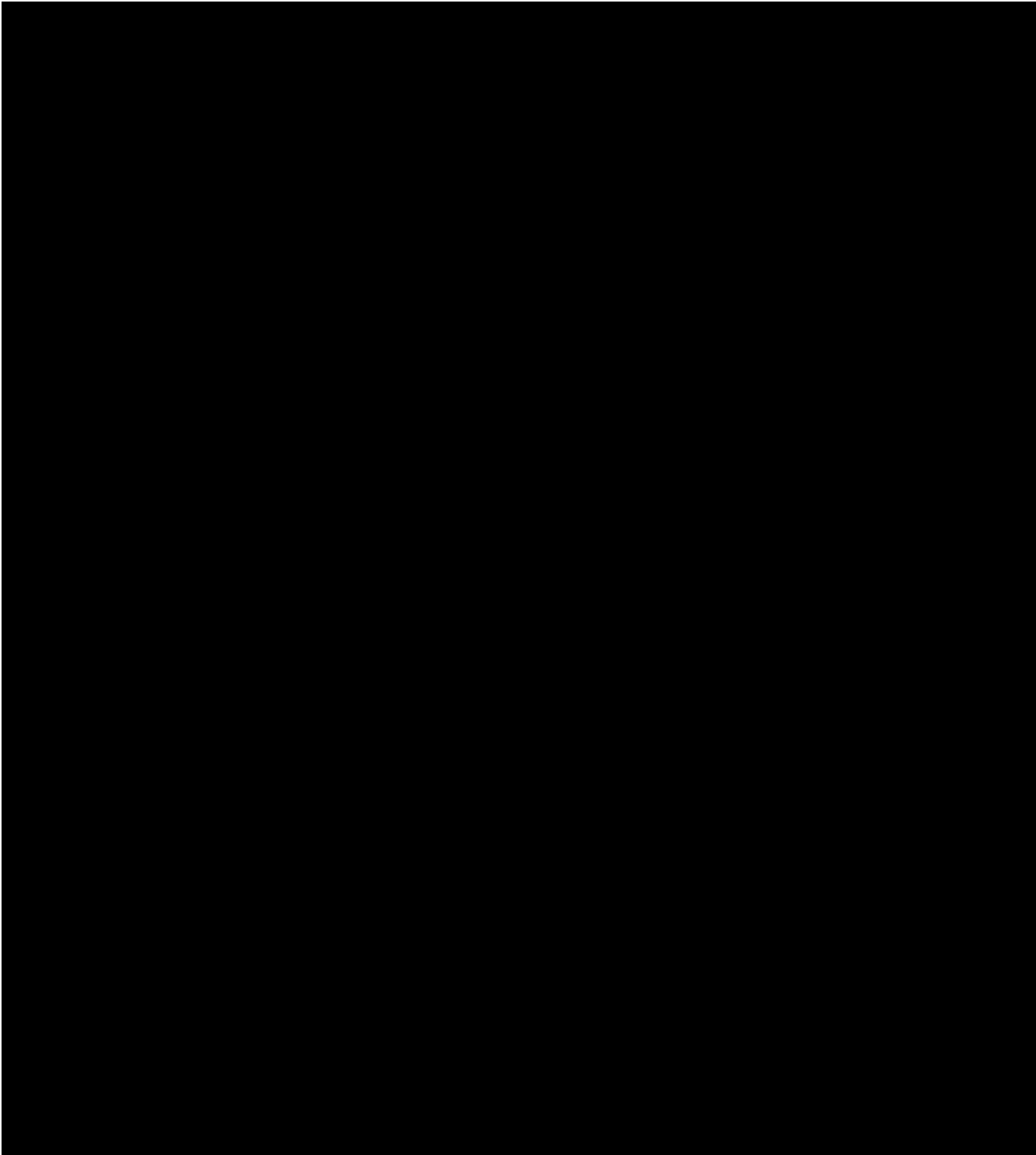
[Large redacted text block]

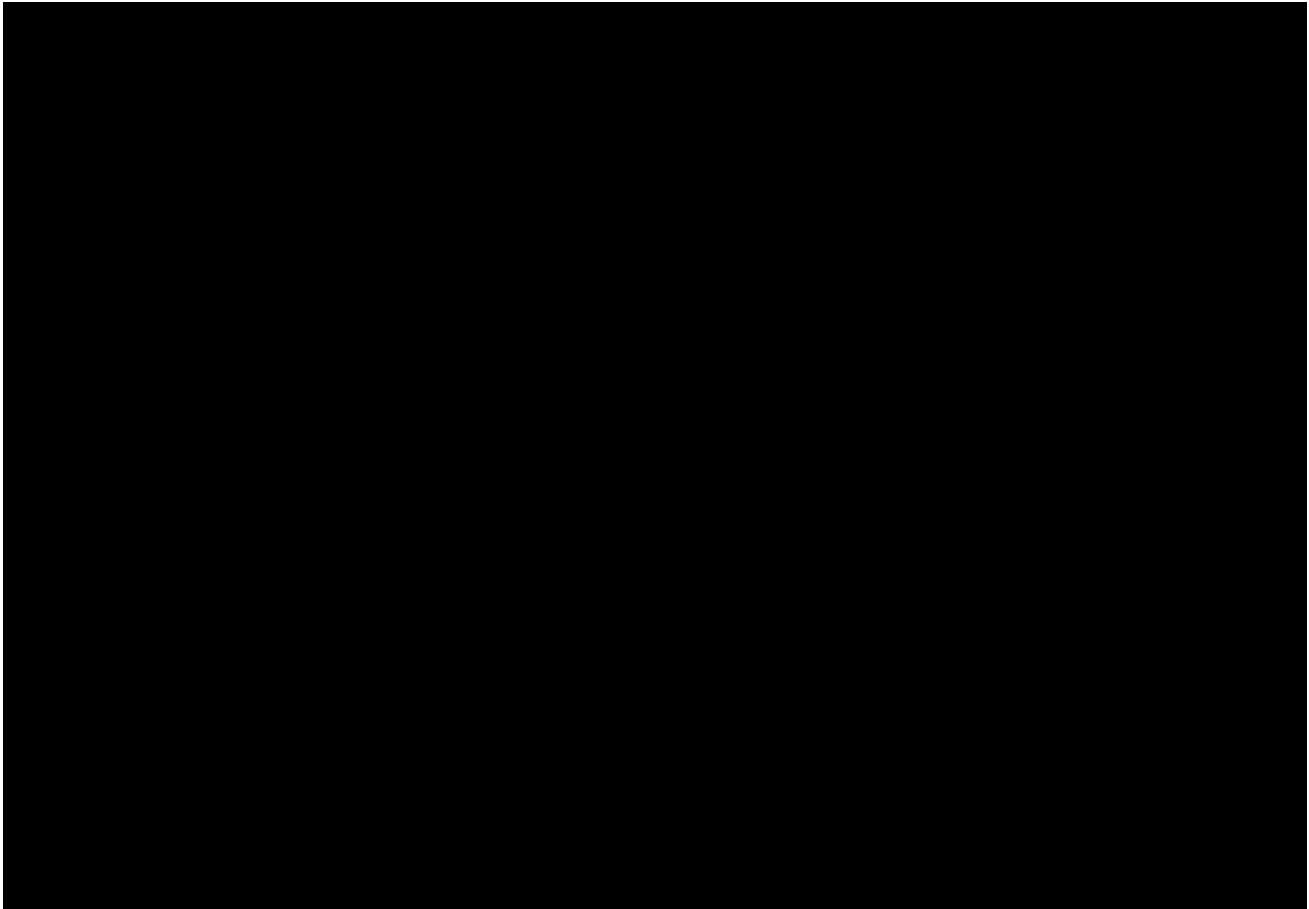
[Redacted text block]

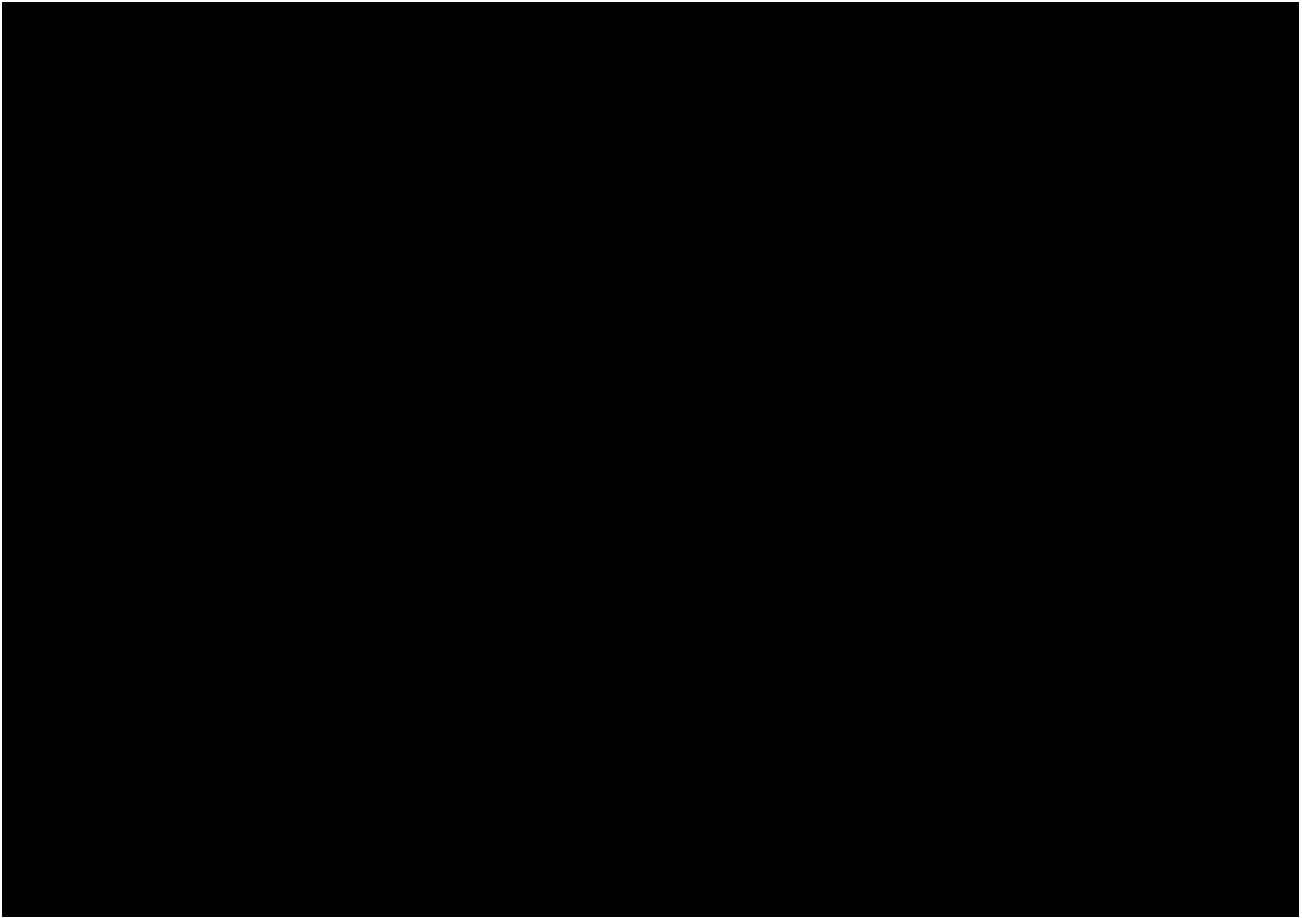
[Large redacted text block]

[Redacted content]

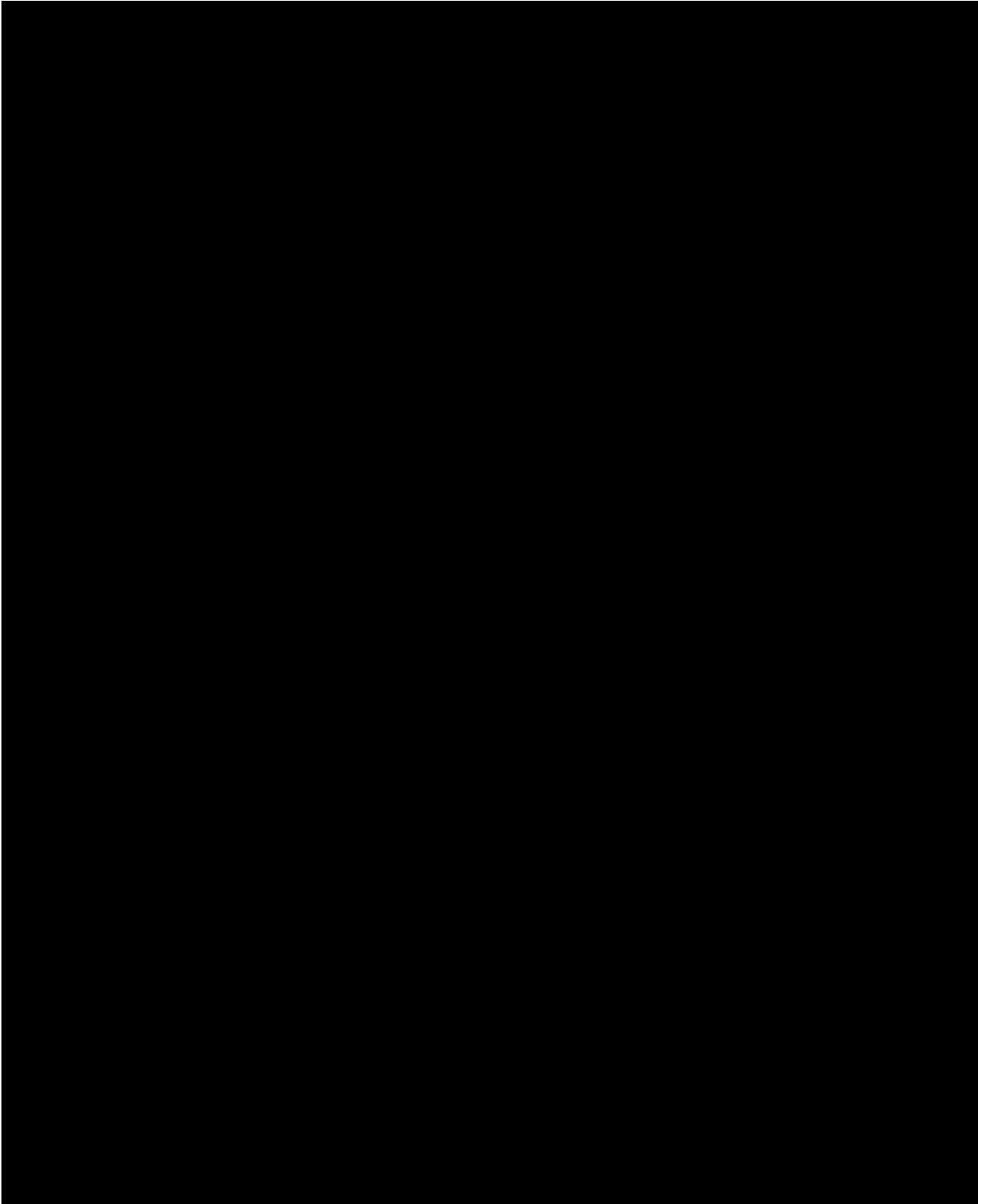
[Redacted content]







[Redacted text block]





DNV

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]

[Redacted]

- [Redacted]
- [Redacted]
- [Redacted]
- [Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

8.2 Mesures d'atténuation

8.2.1 Détection des fuites

Au Royaume-Uni, les exploitants de réseaux de distribution de gaz ont pu déterminer, dès le début de leurs recherches, que les équipements de détection de gaz existants qui sont utilisés pour les premières interventions d'urgence sont sensibles à l'hydrogène. En effet, l'élément CO du détecteur s'active lorsque de l'hydrogène est introduit dans le mélange gazeux [120]. En outre, les capteurs thermiques catalytiques et de conductivité thermique des détecteurs ont fait preuve d'une grande variabilité lorsqu'ils ont été exposés à un mélange de 20% de H₂. En moyenne, les valeurs de la limite inférieure d'explosivité (LIE) et du v/v étaient supérieures de 1,2 à 1,5. Pour résoudre ce problème lors des essais sur les mélanges au Royaume-Uni, les exploitants de réseaux de distribution de gaz ont acheté deux différents modèles d'équipements de détection de gaz : un pour le CO et un autre pour la surveillance des zones d'inflammabilité du gaz naturel [121]. Les essais ont conclu que les deux détecteurs suivants étaient les plus adaptés :

- **Détecteur de gaz inflammable GMI GS 700** – Dispositif infrarouge qui ne contient pas de capteur de CO. Pour les dispositifs infrarouges, la présence d'hydrogène est directement proportionnelle à l'hydrogène présent dans le mélange de gaz. Par conséquent, le projet a effectué un simple étalonnage en utilisant l'hypothèse la plus défavorable, c'est-à-dire pour un mélange de 20%. Même si cela signifie que les valeurs étaient plutôt prudentes pour un mélange inférieur à 20%, cela a permis aux exploitants de réseaux de distribution de gaz de maintenir leurs limites actuelles pour les niveaux d'action de détection des fuites.
- **Détecteur de CO compensé Drager X-am 5000** – Les détecteurs de CO des réseaux de distribution de gaz existants ne peuvent pas être compensés pour tenir compte de la teneur en hydrogène et, de ce fait, ils déclenchent une alarme lorsqu'ils sont exposés à du H₂. Les détecteurs compensés peuvent être ajustés pour prendre en compte le signal supplémentaire de l'hydrogène lorsqu'un mélange est introduit.

Un nombre défini de ces détecteurs, en fonction du nombre de propriétés et de fuites ayant été signalées par le passé dans la zone d'essai, a été acheté et stocké dans un endroit proche de la zone d'essai. Les premiers intervenants d'urgence étaient tenus de récupérer une paire de détecteurs avant d'enquêter sur la fuite signalée par le public.

Un détecteur combiné de CO et de gaz inflammable qui n'est pas touché par l'introduction de H₂ a été développé par GMI et est actuellement testé.

8.2.2 Odorisation

Une étude récente menée aux Pays-Bas [122] a montré que le tétrahydrothiophène (THT) à 100%, la substance odorante standard aux Pays-Bas, ne nécessite aucune adaptation de la dose dans tous les cas de mélange d'hydrogène jusqu'à 100%. La même concentration de THT (18 mg/Nm³) peut être appliquée comme pour le système de référence du gaz naturel.

Le réseau de distribution de gaz britannique utilise une substance odorante en deux parties connue sous le nom d'Odorant NB et composée de 78% de TBM et de 22% de DMS. Des recherches menées par DNV [123] portant spécifiquement sur les mélanges jusqu'à 20% ont montré que l'introduction d'hydrogène dans le gaz naturel peut diluer la concentration de substance odorante, mais ne pose pas de problème de sécurité. Ce rapport note que la surveillance en aval du point d'injection devrait être effectuée en utilisant des essais rhinologiques et un chromatographe en phase gazeuse pour mesurer les niveaux d'intensité des odeurs. L'analyse de l'échantillonnage accru d'odorants a validé les résultats du laboratoire, c'est-à-dire qu'il n'y avait pas de changement « notable » dans la concentration des odeurs. Ces résultats ont permis aux réseaux de distribution de gaz du Royaume-Uni de justifier auprès du Health and Safety Executive (HSE – organisme britannique de réglementation de la sécurité) qu'aucune surveillance accrue n'était nécessaire pour la phase 2 du projet HyDeploy dans le réseau public.

Dans le cadre de travaux complémentaires pour le projet H100 [124], plusieurs substances odorantes ont été évaluées pour déterminer si elles convenaient à un réseau 100% hydrogène. Parmi ces substances odorantes, Odorant NB se rapproche le plus de Spotleak 1420 (avec un taux d'injection de 6 mg/m³) et TBM (79%) + IPM (15%) + NPM (6%) se rapproche le plus de Spotleak 1009 (avec un taux d'injection de 16 mg/m³). Les deux substances odorantes se sont révélées adaptées au réseau de distribution de gaz et aux appareils d'utilisateur utilisant de l'hydrogène à 100%. Toutefois, le rapport a noté que ces deux produits ne conviennent pas aux applications des piles à combustible et que, par conséquent, des travaux supplémentaires seront nécessaires pour examiner toute purification supplémentaire requise pour les piles à combustible.

8.2.3 Purge

Dans le cadre du projet Hy4Heat [125], les normes de purge des installations résidentielles britanniques ont été examinées afin d'évaluer leur validité après l'introduction de mélanges ou d'hydrogène pur dans l'environnement résidentiel. La différence de densité entre l'hydrogène et l'air est beaucoup plus importante qu'entre le gaz naturel et l'air. Cette différence peut entraîner une formation de poches et une stratification du gaz à des niveaux plus élevés. Bien que ce problème puisse être évité en utilisant des vitesses de purge plus élevées, compte tenu de la vitesse de flamme plus élevée et des limites d'inflammabilité plus larges, il peut exister un risque accru de retour de flamme. Il conviendrait donc d'éviter d'essayer d'enflammer le gaz purgé comme moyen de détection du gaz.

8.3 Sensibilisation du public

8.3.1 Projet HyDeploy

Dans le cadre du projet HyDeploy, l'Université de Keele a commandé une étude en sciences sociales pour comprendre la perception du public à l'égard des mélanges d'hydrogène et les éventuels obstacles à leur adoption. Au cours de la phase 1, l'étude s'est concentrée sur l'Université de Keele (100 logements et 30 bâtiments universitaires) et, au cours de la phase 2, sur Winlaton (668 logements, une école, plusieurs petites entreprises et une église). Les consommateurs ont été impliqués pendant tout le projet, à travers différentes méthodes de participation en personne et virtuelles. En dépit de zones démographiques très différentes, les résultats se sont avérés très semblables et l'Université de Keele a suggéré qu'ils soient généralisés à l'ensemble du Royaume-Uni [126]. Les conclusions générales de la recherche sont présentées ci-dessous :

- les mélanges d'hydrogène et les nouvelles technologies sont généralement bien reçus, notamment pour lutter contre le changement climatique;
- les consommateurs ont exprimé leur « fierté » de pouvoir soutenir une grande première mondiale. Des sentiments proches pourraient donc exister si l'hydrogène mélangé est déployé sur de nouveaux sites;
- la population ne comprend pas bien le fonctionnement de l'hydrogène et ses impacts ou différences avec le gaz naturel;
- l'acceptation du mélange d'hydrogène par le public dépendra du coût. L'augmentation des coûts sera tolérée de manière limitée, même pour réduire les émissions des ménages.

En s'appuyant sur les travaux menés par Keele, l'Université de Newcastle [127] a effectué des recherches pour mieux définir l'engagement des consommateurs dans la zone d'essai de Winlaton. L'Université a préparé une série de questions qui ont été utilisées lors de sondages en face à face et en ligne auprès de personnes présentant des caractéristiques démographiques similaires à celle de la zone d'essai. La recherche a conclu que :

- plus les gens connaissaient l'histoire du gaz de ville riche en hydrogène, qui est utilisé depuis les années 1970, et plus ils savaient que les nouveaux appareils à gaz au Royaume-Uni sont testés avec des mélanges d'hydrogène et de gaz naturel, plus ils étaient disposés à utiliser le mélange H₂ chez eux;
- les participants ne voudraient pas ou ne pourraient pas payer davantage pour les mélanges d'hydrogène si les coûts étaient plus élevés;
- 70% des personnes interrogées ont indiqué croire que le mélange d'hydrogène aurait un impact positif sur l'environnement.

8.3.2 Projet H21

L'Université de Leeds Beckett, en collaboration avec des membres de l'équipe H21, a mené des recherches pour déterminer comment les communautés et les personnes réagiraient à la perspective d'une conversion à l'hydrogène de tout le réseau de gaz [128]. Des personnes de tous âges, sexes et milieux socio-économiques à Leeds, Birmingham et Monmouthshire ont été interrogées pour préparer les questions d'un sondage en ligne auquel ont répondu des personnes de tout le Royaume-Uni. Des ateliers ont ensuite été organisés à différents endroits avec des membres du public et des experts en hydrogène. La principale conclusion de cette recherche est que la conversion à l'hydrogène est généralement soutenue, à condition que les enjeux relatifs aux avantages environnementaux, à la sécurité, au coût et aux perturbations pour le public soient traités convenablement.

9 CONCLUSIONS SUR LE MÉLANGE MAXIMAL D'HYDROGÈNE À L'ÉCHELLE DU RÉSEAU

Cette section donne une vue d'ensemble des résultats et des recommandations pour chaque domaine d'analyse, y compris, le cas échéant, les pourcentages maximaux admissibles de mélange d'hydrogène établis dans les différents domaines d'analyse.

Analyse hydraulique du réseau de distribution de gaz de Gazifère

Avec un mélange d'hydrogène à 15% vol. nom., le débit total d'alimentation en gaz naturel est réduit de 5,3%. L'ajout d'hydrogène ne crée pas de nouveaux goulots d'étranglement locaux ou généraux. [REDACTED]

[REDACTED] Par conséquent, la quantité d'hydrogène reçue par chaque client variera par rapport au niveau de mélange défini.

Élaboration du concept d'injection d'hydrogène

[REDACTED] La conception peut potentiellement être appliquée sur plusieurs sites si nécessaire, sous réserve que les sites aient des différentiels de charge minimaux.

Évaluation des équipements, composants et matériaux de réseau

Le tableau 9-1 résume les préoccupations relatives aux conduites de diverses classes de pression avec des quantités variables d'hydrogène ajouté. La gamme envisagée de mélanges d'hydrogène (initialement pas plus de 20% vol. H₂) est susceptible d'entraîner un minimum de problèmes de gestion de l'intégrité pour les conduites en acier de la classe basse pression, et il est également peu probable que les tuyaux en PE connexes subissent des effets mécaniques négatifs importants. Les effets sur les composants non métalliques autres que les conduites en PE, tels que les fuites et l'augmentation de l'usure, sont susceptibles d'être plus importants à mesure que la pression partielle de l'hydrogène augmente.

Il est estimé que la plus grande susceptibilité aux fissures liées à l'hydrogène se situe au niveau des microstructures sensibles aux fissures associées aux soudures de fabrication dures et aux soudures SRE. Ce rapport propose des recommandations quant aux priorités pour les activités de collecte et d'analyse des échantillons de conduites afin de déterminer si des caractéristiques métallurgiques à haut risque sont présentes. En outre, certains alliages utilisés dans les soupapes et dans d'autres équipements auxiliaires (par exemple, certains aciers inoxydables et aciers faiblement alliés à haute résistance) peuvent être présents dans des conditions de traitement thermique qui les rendent sensibles à la fragilisation par l'hydrogène et à la fissuration. Les composants qui satisfont aux exigences de la norme NACE MR0175 ou de normes industrielles similaires applicables aux matériaux utilisés avec du sulfure d'hydrogène seraient adaptés (et prudents) au regard des conditions de service envisagées pour le gaz naturel mélangé à l'hydrogène. [REDACTED]

En ce qui concerne les autres matériaux présents dans le système, l'acceptabilité de la fonte noire malléable (FNM) dans le service de gaz naturel mélangé à l'hydrogène varie selon les normes. Il est considéré comme prudent de remplacer ces composants par des composants équivalents utilisant d'autres matériaux jugés acceptables, en donnant la priorité aux composants des systèmes à extra haute pression ou aux composants présentant un risque élevé de choc ou se trouvant dans des zones de mouvement de terrain. Les composants susceptibles d'être soumis à des contraintes de flexion ou à d'autres

contraintes supplémentaires, comme les coudes ou les tés, présentent un risque plus élevé que ceux qui ne sont pas soumis à ces contraintes, comme les capuchons et les bouchons.

Tableau 9-1 : Résumé des préoccupations en matière de gestion de l'intégrité pour diverses combinaisons de pression et de teneur en hydrogène dans les conduites

Teneur en hydrogène dans le gaz (% vol.)	PME, kPa (psi)			
	3,5 (0,5)	440 (64)	1207 (175)	3206 (465)
<5%	Pas de préoccupation	Pas de préoccupation	Pas de préoccupation	Note 2
5%	Pas de préoccupation	Pas de préoccupation	Pas de préoccupation	Note 3
10%	Pas de préoccupation	Pas de préoccupation	Note 3	Note 4
15%	Pas de préoccupation	Note 1	Note 3	Note 4
20%	Pas de préoccupation	Note 1	Note 3	Note 4
30%	Pas de préoccupation	Note 2	Note 4	Note 4
50%	Pas de préoccupation	Note 3	Note 4	Note 5
75%	Pas de préoccupation	Note 3	Note 4	Note 5
100%	Pas de préoccupation	Note 3	Note 5	Note 5

Note 1 : Un certain potentiel de fragilisation mineure, probablement moins de 20-30% de réduction de la résilience à la rupture. Réduction connexe de la taille critique des défauts pour la rupture des défauts de type fissure. Les joints et les zones de soudure durs et défectueux sont les plus exposés au risque de défaillance. Si les contraintes de fonctionnement sont faibles, la probabilité de rupture est moindre.

Note 2 : Possibilité de réduction mineure de la résilience à la rupture. Réduction mineure de la taille critique des défauts pour la rupture des défauts de type fissure. Les joints et les zones de soudure durs et défectueux sont les plus exposés au risque de défaillance.

Note 3 : Possibilité de réduire jusqu'à environ 30% la résilience à la rupture, mais si les contraintes de fonctionnement sont faibles, la probabilité de ruptures longues est moindre. Les joints et les zones de soudure durs et défectueux sont les plus exposés au risque de défaillance.

Note 4 : Possibilité de réduire jusqu'à environ 30% la résilience à la rupture. Réduction connexe de la taille critique des défauts pour la rupture des défauts de type fissure. Les joints et les zones de soudure durs sont les plus exposés au risque de défaillance. Probabilité minimale de rupture longue pour les conduites soumises à une contrainte inférieure à 20% de la LEMS. Les défauts doivent être très longs pour qu'il y ait une rupture dans une conduite qui fonctionne entre 20 et 30% de la LEMS. Plus grande susceptibilité à la TPF accéléralée par rapport aux conduites à des niveaux de contrainte inférieurs. Faible possibilité de défaillance des microstructures fragilisées et sensibles aux fissures qui sont fortement sollicitées par des forces externes, en particulier si des défauts planaires sont également présents.

Note 5 : Identique à la note 4, sauf que la ténacité pourrait être réduite jusqu'à environ 50% pour certains aciers.

Évaluation de l'équipement d'utilisation finale

Le tableau 9-2 résume le pourcentage maximal d'hydrogène admissible selon l'analyse d'interchangeabilité des gaz effectuée pour les catégories d'appareils recensés dans le réseau de Gazifère. Dans le but de comprendre le rapport entre les pourcentages maximaux issus des analyses d'interchangeabilité des gaz et les données expérimentales sur les appareils, DNV a comparé les résultats des analyses d'interchangeabilité des gaz avec les données expérimentales disponibles publiquement issues des travaux de DNV et avec les données figurant dans la documentation disponible. Cette étude a mis en évidence que les résultats des études disponibles sont contradictoires et sont compliqués, car les études réalisées ne tiennent pas compte de tous les principaux modes de défaillance (notamment des effets à long terme). En outre, la gamme des mélanges d'hydrogène testés n'était pas la même pour chaque étude. En conséquence, DNV a recommandé un

classement par priorité des appareils résidentiels et commerciaux à tester en fonction de la disponibilité des renseignements et de l'impact potentiel de l'ajout d'hydrogène sur les équipements d'utilisateurs (voir la section 6.4.3).

Tableau 9-2 : Pourcentage maximal d'hydrogène autorisé selon l'analyse d'interchangeabilité

	Apport thermique (Wobbe), % vol. H ₂	Retour de flamme/surchauffe en prémélange partiel, % vol. H ₂	Retour de flamme/surchauffe en prémélange complet, % vol. H ₂	Cognement du moteur, % vol. H ₂
Distribution maximale	26,8	9,6	~30-40	6,7
Distribution minimale	21,7	8,0	~30-40	18,9
Distribution moyenne	24,3	8,4	~30-40	14,6

Pour les processus industriels, une distinction est faite entre les processus indirects (par exemple, la production de vapeur et d'eau chaude) et directs (par exemple, la fusion du verre). Pour les processus de chauffage indirect, DNV ne prévoit pas de problèmes de performance majeurs jusqu'à 20% vol. H₂ dans le gaz naturel lorsque l'indice de Wobbe du gaz est conforme aux spécifications des gaz distribués habituellement. Pour des pourcentages plus élevés, il est recommandé d'effectuer des recherches supplémentaires pour éviter la surchauffe du plateau de brûleur, le retour de flamme et l'augmentation des émissions de NO_x. Pour maintenir la puissance de sortie et le facteur d'air constant lors de l'ajout d'hydrogène, un système de régulation adaptative du combustible est recommandé. En outre, il est recommandé d'appliquer un mécanisme de recirculation (externe) des gaz de combustion pour atténuer l'effet de l'ajout d'hydrogène sur les émissions de NO_x.

Pour les processus de chauffage direct, les principales préoccupations sont la modification de la charge du brûleur, le facteur d'air, le transfert thermique, l'augmentation des émissions de NO_x, les changements de longueur de la flamme et le déplacement de la zone de flamme chaude plus près de la surface du brûleur lors de l'ajout d'hydrogène. Dans les cas où les émissions de NO_x des brûleurs au gaz naturel installés sont largement inférieures aux limites légales de NO_x, DNV ne prévoit pas de problèmes de performance majeurs avec un taux d'hydrogène allant jusqu'à 20% vol. pour les brûleurs étudiés.

Évaluation des risques liés au mélange d'hydrogène – Exemples de calculs

Pour le cas de base examiné, la modification du risque spécifique à l'emplacement (LSR) et du risque spécifique à l'individu (ISIR) suite à l'introduction de l'hydrogène est faible par rapport à la différence de risque due au matériau de la conduite; le risque est le plus élevé lorsque la propriété est située à proximité de la canalisation principale. En outre, les résultats suivants ont été obtenus :

- le risque d'incendie diminue et le risque d'explosion augmente lorsque le mélange d'hydrogène augmente. Pour les conduites de plus grand diamètre, cette diminution du risque d'incendie l'emporte sur l'augmentation du risque d'explosion, car elle entraîne une diminution globale du risque à la suite de l'introduction de l'hydrogène;
- la variation du risque due au matériau de la conduite l'emporte sur toute variation du risque résultant de l'introduction de l'hydrogène;
- l'augmentation de la pression de service accroît le risque pour les mélanges de gaz naturel et d'hydrogène;
- les maisons jumelées et les maisons en rangée présentent les plus fortes augmentations du risque lorsque le gaz naturel est remplacé par un mélange à 10% ou 20% vol. H₂ en raison du risque supplémentaire d'explosion dans le(s) logement(s) attenant(s), qui augmente le niveau de risque d'explosion auquel est exposée la maison analysée;
- dans l'ordre décroissant du risque le plus élevé au plus faible, les types de logements sont les suivants : maison en rangée, maison jumelée, maison individuelle et maison de plain-pied;
- le sous-sol aménagé présente les plus fortes augmentations de risque lorsque le gaz naturel est remplacé par un mélange à 10% ou 20% d'hydrogène. De plus, le risque global est plus élevé pour le sous-sol aménagé que pour le

sous-sol non aménagé. Cela est dû au fait que le sous-sol non aménagé est essentiellement une grande pièce inoccupée, tandis que le sous-sol aménagé est constitué d'un certain nombre de petites pièces occupées.

Facteurs supplémentaires liés aux risques et à la sécurité

Le mélange d'hydrogène dans les canalisations de gaz naturel engendre un certain nombre de risques et de facteurs supplémentaires liés à la sécurité en raison du comportement physique de l'hydrogène, des limites des procédures et des équipements existants, et des enjeux relatifs à la sensibilisation du public.

En raison du comportement physique de l'hydrogène, l'ajout d'hydrogène entraîne un débit massique inférieur, mais un débit volumétrique supérieur en cas de fuite. Ainsi, un nuage inflammable plus grand sera produit à l'extérieur ou une concentration inflammable à l'intérieur d'un bâtiment sera atteinte plus rapidement. En utilisant une corrélation basée sur la pression dans la canalisation et le carré du diamètre du trou, la probabilité d'inflammation pour les mélanges et l'hydrogène pur sera plus élevée que pour une canalisation de gaz naturel équivalente.

Selon les expériences antérieures, une inflammation immédiate se produisant à la suite de la rupture d'une canalisation à haute pression transportant des mélanges ou de l'hydrogène pur entraînerait des niveaux de rayonnement thermique incident à des distances proches de celles observées pour des rejets équivalents de gaz naturel. Des données expérimentales limitées indiquent que, pour l'hydrogène, la possibilité que des surpressions importantes soient générées par l'inflammation retardée du nuage de gaz non confiné est plus importante que pour le gaz naturel. Toutefois, à cet égard, l'impact sur le niveau de risque est incertain et fait partie des programmes expérimentaux en cours sur le comportement d'inflammation de l'hydrogène après un rejet.

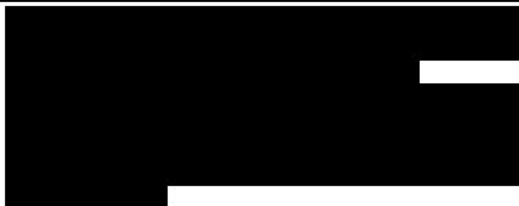


Il conviendrait de prendre en considération les impacts potentiels des mélanges d'hydrogène sur la détection des fuites, l'odorisation, la purge et la sensibilisation du public. Les équipements de détection de gaz existants sont sensibles à l'hydrogène et il faut donc tenir compte de leur compatibilité avec les mélanges d'hydrogène. Un certain nombre de substances odorantes se sont révélées adaptées au réseau de distribution de gaz et aux appareils d'utilisateur utilisant de l'hydrogène à 100%, et devraient donc être comparées aux substances odorantes actuellement utilisées.

Synthèse

Le tableau 9-3 ci-dessous donne un aperçu des principales préoccupations concernant le mélange d'hydrogène à l'échelle du réseau de Gazifère, et présente sous forme sommaire les principales recommandations, dans chaque domaine d'analyse, pour atteindre un mélange d'hydrogène de 15% vol.

Tableau 9-3 : Domaines de préoccupation et recommandations pour atteindre un mélange d'hydrogène à 15 % vol.

Domaine d'analyse	Domaines de préoccupation	Recommandations
3 Analyse hydraulique du réseau de distribution de gaz de Gazifère	Un niveau non uniforme de mélange d'hydrogène apparaîtra dans tout le réseau dans le scénario opérationnel de forte demande en raison de l'injection d'hydrogène à l'un des deux points d'alimentation en gaz naturel. Par conséquent, la quantité d'hydrogène reçue par chaque client variera par rapport au niveau de mélange défini.	<ul style="list-style-type: none"> Mise à jour de la modélisation si l'objectif est d'obtenir des mélanges supérieurs à 15% vol. H₂ Mettre en place des moyens pour assurer l'uniformité de l'hydrogène si nécessaire
4 Élaboration du concept d'installations d'injection d'hydrogène	<ul style="list-style-type: none"> DNV a élaboré un concept unique qui peut potentiellement être appliqué à plusieurs endroits du réseau. Cependant, si des différentiels de charge significatifs sont requis au sein du réseau, il faudra réévaluer l'applicabilité de cette conception. 	<ul style="list-style-type: none"> Évaluation de l'emplacement des HBICS compte tenu de la BPD, des classifications de zones et des distances de sécurité Évaluation des exigences en matière de génie civil pour le site HBICS proposé Évaluations environnementales, notamment les évaluations

Domaine d'analyse	Domaines de préoccupation	Recommandations
	 <ul style="list-style-type: none"> • La portée du travail d'élaboration du concept exclut les éléments suivants, qui devraient être intégrés pour le site proposé à un stade ultérieur : <ul style="list-style-type: none"> ○ les évaluations environnementales telles que les évaluations géotechniques, les évaluations des mouvements du sol, les évaluations archéologiques et minières, les SSI, les examens des données topographiques, etc. pour le site proposé à utiliser; ○ le tracé des canalisations et le repérage des emplacements potentiels pour le poste de mélange, d'injection et de régulation de l'hydrogène (HBICS), y compris l'évaluation des distances de proximité des bâtiments (BPD), des classifications des zones et des distances de sécurité; ○ la définition de toutes les exigences liées au génie civil, y compris les fondations, les travaux de terrassement, les conditions du sol, les clôtures, etc.; ○ le dimensionnement des équipements/composants pour le stockage de l'hydrogène sur le site de mélange. 	<ul style="list-style-type: none"> • géotechniques, les évaluations des mouvements du sol, les évaluations archéologiques et minières, SSI, les examens des données topographiques, etc. pour le site proposé à utiliser
<p>5 Évaluation des équipements, composants et matériaux de réseau</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La résilience à la rupture diminue dans les canalisations en acier à différents niveaux de mélange en fonction de la pression de service. • Il existe une certaine incertitude quant à la présence potentielle de caractéristiques métallurgiques à haut risque (telles que les microstructures sensibles aux fissures associées aux soudures de fabrication dures et aux soudures SRE) et d'anomalies (telles que les rainures et les fissures). • Présence de fer noir malléable. • Bien qu'il existe un risque de fuite d'hydrogène au niveau des raccords filetés et des joints mécaniques, ce risque sera comparable aux fuites de gaz naturel à moins de 20% vol. H₂. • Les débitmètres à turbine, rotatifs et à ultrasons doivent être étalonnés pour les mélanges contenant jusqu'à 20% vol. H₂. • La capacité de flux d'énergie de la soupape diminue lorsque le mélange d'hydrogène augmente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Prélèvement et analyse d'échantillons de conduites  • Élimination de la fonte noire malléable dans des endroits soumis à de fortes contraintes • Prendre en compte les conditions du réseau et l'impact de la diminution de la capacité de flux d'énergie des soupapes
<p>6 Évaluation des équipements d'utilisateur</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La limite de mélange est de 6,7% vol. H₂ pour les génératrices auxiliaires à domicile et de 8% pour les appareils à prémélange, selon l'analyse d'interchangeabilité des gaz. • Les renseignements disponibles dans la documentation pour justifier un fonctionnement en dehors de l'enveloppe d'interchangeabilité des gaz sont contradictoires, voire absents. Il y a également un manque de renseignements concernant les effets à long terme du mélange d'hydrogène sur l'intégrité des appareils.  	<ul style="list-style-type: none"> • Programme d'essai des appareils • Essai pilote de brûleur industriel • Études supplémentaires sur l'effet de l'hydrogène sur les matériaux en aval du compteur lorsque l'impact est inconnu

Domaine d'analyse	Domaines de préoccupation	Recommandations
	<ul style="list-style-type: none"> Il existe une certaine incertitude quant aux effets de l'hydrogène sur certains matériaux qui apparaissent en aval du compteur, notamment les aciers dont la dureté est supérieure à 237 HB. 	
7 Évaluation des risques liés au mélange d'hydrogène	Le risque spécifique à l'emplacement, bien que légèrement plus élevé en raison de l'ajout d'hydrogène, est davantage influencé par le matériau de la conduite et la distance entre la canalisation principale et les bâtiments que par le pourcentage de mélange d'hydrogène (jusqu'à 20% vol.).	Réaliser une évaluation détaillée des risques spécifiques au réseau de Gazifère.
8 Facteurs supplémentaires liés à des aspects techniques et à la sécurité	Des données expérimentales limitées indiquent que, pour l'hydrogène, la possibilité que des surpressions importantes soient générées par l'inflammation retardée du nuage de gaz non confiné est plus importante que pour le gaz naturel. À cet égard, l'impact sur le niveau de risque est incertain et fait partie des programmes expérimentaux en cours sur le comportement d'inflammation de l'hydrogène après un rejet.	Il conviendrait de prendre en considération les impacts potentiels des mélanges d'hydrogène sur la détection des fuites, l'odorisation, la purge et la sensibilisation du public.

10 RÉFÉRENCES

- [1] Enbridge, « Hydraulic Data - 28.10.2021_v1.0 ».
- [2] IGEM, « IGEM/TD/13, édition 2, supplément 1 - Pressure Regulating Installations for Hydrogen at Pressures Exceeding 7 Bar », IGEM, 2021.
- [3] Enbridge, « Materials, Parts, Equipment and Tools (MPET) Catalogue », 2019.
- [4] G. Monrrabal, A. Bautista, S. Guzman, C. Gutierrez et F. Velasco, « Influence of the Cold Working Induced Martensite on the Electrochemical Behavior of AISI 304 Stainless Steel Surfaces », *Journal of Materials Research and Technology*, vol. 8, no 1, pp. 1335-1346, 2019.
- [5] Y. Fan, Y. Xue, W. Nie, X. Ji et S. Bo, « Characterization of the Bimodal HDPE Resin », *Polymer Journal*, pp. 622-629, 2009.
- [6] D. Chang et G. Palermo, « Investigating Plastic Pipe Integrity », 2010. [En ligne]. Accessible à : <https://www.hartenergy.com/news/investigating-plastic-pipe-integrity-51947>.
- [7] S. Haine, *Hazard Analysis & Mitigation Report on Aldyl A Polyethylene Gas Pipelines in California*, Public Utilities Commission State of California, 2014.
- [8] MatWeb, « Chevron Phillips HiD® 9302 HDPE Yellow Pipe Resin ». [En ligne]. Accessible à : <https://www.matweb.com/search/datasheet.aspx?matguid=618d563c3da243dd8e537fc358e92c20&&>.
- [9] « PE4710 - The Best Choice for PE Gas Piping », WL Plastics. [En ligne]. Accessible à : https://wlplastics.com/wp-content/uploads/Marketing/Flyer_NG_PE4710-vs-PE2708.pdf.
- [10] W. Von Baeckmann, *Handbook of Cathodic Corrosion Protection*, troisième édition, 2013.
- [11] X. Li, X. Ma, J. Zhang, E. Akiyama, Y. Wang et X. Song, « Review of Hydrogen Embrittlement in Metals: Hydrogen Diffusion, Hydrogen Characterization, Hydrogen Embrittlement Mechanism and Prevention », *Acta Metallurgica Sinica*, vol. 33, pp. 759-773, 2020.
- [12] K. Domptail, F. Frey, S. Kildebrandt, G. Hill, D. Maunder, F. Taylor et V. Win, « Emerging Fuels - Hydrogen SOTA, Gap Analysis, Future Project Roadmap », PRCI, 2022.
- [13] Sandia National Laboratories, « Technical Reference for Hydrogen Compatibilities of Materials », *SAND2012-7321*, 2012.
- [14] J. F. Keifner et E. B. Clark, *History of Line Pipe Manufacturing in North America*, ASME Press, 1996.
- [15] R. F. M. Rosenfeld, « Study of Pipelines that Ruptured While Operating at a Hoop Stress Below 30% SMYS », dans *Pipeline Pigging and Integrity Management Conference*, 2013.
- [16] N. Gallon, L. Guest, A. Horsley, R. v. Elteren et R. Palmer-Jones, « Hydrogen getting into focus », dans *Pipeline Technology Conference*, Berlin, 2020.
- [17] X. Li, Y. Wang, P. Zhang, B. Li, X. Song et J. Chen, « Effect of pre-strain on hydrogen embrittlement of high strength steels », *Materials Science & Engineering A*, pp. 116--122, 2014.
- [18] W. Li, R. Cao, L. Xu et L. Qiao, « THE ROLE OF HYDROGEN IN THE CORROSION AND CRACKING OF STEELS - A REVIEW », *Corrosion Communications (Journal Pre-proof)*, 2022.
- [19] F. Long, Z. Song, J. Liu et X. Hu, « EFFECT OF HYDROGEN CHARGING ON SCC OF 2205 DUPLEX STAINLESS STEEL WITH VARYING MICROSTRUCTURES IN SIMULATED DEEP-SEA ENVIRONMENT », *Corrosion Science*, vol. 196, 2022.
- [20] M. Klopffer, P. Berne, S. Castagnet, M. Weber, G. Hochstetter et E. Espuche, « Polymer Pipes for Distributing Mixtures of Hydrogen and Natural Gas: Evolution of their Transport and Mechanical Properties after an Ageing Under an Hydrogen Environment », *Proceedings of the WHEC*, vol. 78, no 1, pp. 353--359, 2010.
- [21] S. Castagnet, J. Grandidier, M. Comyn et G. Benoit, « Effect of Long-term Hydrogen Exposure on the Mechanical Properties of Polymers Used for Pipes and Tested in Pressurized Hydrogen », *International Journal of PVP*, vol. 89, pp. 203--209, 2012.
- [22] M. Kane, « Permeability, Solubility, and Interaction of Hydrogen in Polymers-An Assessment of Materials for Hydrogen Transport », Washington Savannah River Company, WSRC-STI-2008-00009, 2008.
- [23] M. Foulc, F. Nony, P. Mazabraud, P. Berne, M. Klopffer, B. Flaconnèche, G. F. Pimenta, G. M. Syring et I. Alliat, « Durability and Transport Properties of Polyethylene Pipes for Distributing Mixtures of Hydrogen and Natural Gas », dans *WHEC 16*, Lyon, France.
- [24] W. Melaina, O. Antonia et M. Penev, « Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues », National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2013.

- [25] H. Iskov, M. Backman et a. H. Nielsen, « Field Test of Hydrogen in the Natural Gas Grid », *Proceedings of the WHEC*, p. 389 – 392, 2010.
- [26] H. Iskov et S. Kneck, « Using the Natural Gas Network for Transporting Hydrogen – 10 Years of Experience », dans *International Gas Union Research Conference*, 2017.
- [27] T. Yoshimoto, T. Matsuo et T. Ikeda, « The Effect of Graphite Size on Hydrogen Absorption and Tensile Properties of Ferritic Ductile Cast Iron », *Procedia Structural Integrity*, vol. 14, pp. 18–25, 2019.
- [28] P. Sahiluoma, Y. Yagodzinskyy, A. Forsstrom, H. Hanninen et S. Bossuyt, « Hydrogen Embrittlement of Nodular Cast Iron », *Materials and Corrosion*, vol. 77, no 1-2, pp. 245–254, 2020.
- [29] T. Matsuo, « The Effect of Pearlite on the Hydrogen-induced Ductility Loss in Ductile Cast Irons », *Journal of Physics*, vol. 843, 2017.
- [30] H. Matsunaga, T. Usuda, K. Yanase et M. Endo, « Ductility Loss in Hydrogen-charged Ductile Cast Iron », dans *13th International Conference on Fracture*, Beijing, Chine, 2013.
- [31] H. Reizebos, « Results on performance of turbine and ultrasonic flow meters up to 30% hydrogen and 20% CO₂ », dans *North Sea Flow Workshop*, Tonsberg, Norvège, 2021.
- [32] International Standards Organization, « ISO 12213 Natural Gas - Calculation of Compression Factor », 2006.
- [33] DNV, « JIP on performance of flow meters in renewable gases », 2021.
- [34] K.-m. Plastics, « Chemical Resistant Chart Dupont Homopolymer Acetyl (Delrin) ». [En ligne]. Accessible à : <http://kmac-distribution.com/plastics-data/assets/delrin-chemical.pdf>.
- [35] J. M. a. M. Mamoun, « Plastic Pipe Failure, Risk, and Threat Analysis », GTI Final Report 20385, 2009.
- [36] B. Leis, « Rapid Crack Propagation in Polyethylene Gas Piping Distribution Systems », dans *11th Plastic Fuel Gas Pipe Symposium*, San Francisco, 1989.
- [37] M. Haager, G. Pinter et R. Lang, « Ranking of PE-HD Pipe Grades by Fatigue Crack Growth Performance », dans *Plastic Pipes XIII*, 2006.
- [38] Y. Federov, S. Popov, A. Savvina, S. Vasilyev et A. Rodionov, « A Simplified Method to Determine Resistance to Rapid Crack Propagation in Polyethylene Pipes », dans *AIP Conference Proceedings*, 2015.
- [39] B. Amend, *Gazifere sample testing guidance*, correspondance personnelle: courrier électronique du 9 novembre 2021.
- [40] HySafe, « Safety of Hydrogen as an Energy Carrier ».
- [41] A. H. Mejia, J. Brouwer et M. M. Kinnon, « Hydrogen Leaks at the Same Rate as Natural Gas in Typical Low-Pressure Gas Infrastructure », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, pp. 8810-8826, 2022.
- [42] K. Brooks, K. Alvine, C. S. Marchi, N. Menon, A. Kruiuzenga, A. Naskar, B. Smith, J. Keum et M. Veenstra, « Compatibility of Polymeric Materials Used in the Hydrogen Infrastructure », 7 juillet 2016. [En ligne]. Accessible à : https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review16/scs026_brooks_2016_o.pdf.
- [43] « four-stroke cycle », Encyclopædia Britannica. [En ligne]. Accessible à : <https://www.britannica.com/technology/four-stroke-cycle>.
- [44] « Generac Guardian 72101 24kW Aluminum Automatic Home Standby Generator », Generac. [En ligne]. Accessible à : <https://www.zillerelectric.com/products/generac-guardian-72101-24kw-aluminum-automatic-standby-generator-with-wifi-200a-se-rated-transfer-switch>.
- [45] Heraeus Holding, « How does gas catalytic infrared actually work? », 2022. [En ligne]. Accessible à : https://www.heraeus.com/en/hng/products_and_solutions/infrared_emitters_and_systems/gas_catalytic_infrared_systems/what_is_gas_catalytic_ir/what_is_gas_catalytic_ir_.html. [Consulté en 2022].
- [46] Bruest, « Bruest catalytic heaters brochure », 2016. [En ligne]. Accessible à : https://bruestcatalyticheaters.com/wp-content/uploads/2020/06/Bruest_Brochure_BRUEST_2-12-16-FINAL.pdf. [Consulté en 2022].
- [47] « The principle of operation and criteria for choosing a catalytic heater », buildex.techinfus.com. [En ligne]. Accessible à : <https://buildex.techinfus.com/en/obogrevateli/kataliticheskiy-nagrevatel.html>.
- [48] « Home Backup Generators », Generac. [En ligne]. Accessible à : <https://www.generac.com/all-products/generators/home-backup-generators#?cat=6&cat=214&cat=217&cat=249>. [Consulté en janvier 2022].
- [49] H. d. Vries et H. Levinsky, « Flashback, burning velocities and hydrogen admixture: Domestic appliance approval, gas regulation and appliance development », *Applied Energy*, no 259, février 2020.
- [50] H. Wang, X. You, A. Joshi, S. Davis, A. Laskin, F. Egolfopoulos et C. Law, « High-temperature combustion reaction model of H₂/CO/C₁-C₄ compounds », *USC Mech*, mai 2007.

- [51] S. Gersen, M. v. Essen, H. Levinsky et G. v. Dijk, « Characterizing Gaseous Fuels for Their Knock Resistance Based on the Chemical and Physical Properties of the Fuel », *SAE Internal Journal Fuels Lubrication*, vol. 9, no 1, pp. 1-13, 2016.
- [52] S. Gersen, M. v. Essen, G. v. Dijk et H. Levinsky, « Physicochemical effects of varying fuel composition on knock characteristics of natural gas mixtures », *Combustion and Flame*, vol. 161, pp. 2729-2737, 2014.
- [53] S. Gersen, M. v. Essen, G. v. Dijk et H. Levinsky, « Algorithm for Determining the Knock Resistance of Pipeline Natural Gases », *International Journal of Energy and Power Engineering*, vol. 9, no 4, pp. 41-48, 2020.
- [54] P. Nitschke-Kowsky et W. Wessing, « Impact of Hydrogen Admixture on Installed Gas Appliances », dans *World Gas Conference*, Kuala Lumpur, 2012.
- [55] J. Leicher, J. Schaffert, H. Cigarida, E. Tali, F. Burmeister, A. Giese, R. Albus, K. Görner, S. Carpentier, P. Milin et al., « The Impact of Hydrogen Admixture into Natural Gas on Residential and Commercial Gas Appliances », *Energies*, vol. 15, p. 777, 2022.
- [56] THyGA, « D3.5 Intermediate report on the test of technologies by segment – Impact of the different H2 concentrations on safety, efficiency, emissions and correct operation », 24 janvier 2022. [En ligne]. Accessible à : <https://thyga-project.eu/d3-5-intermediate-report-on-the-test-of-technologies-by-segment-impact-of-the-different-h2-concentrations-on-safety-efficiency-emissions-and-correct-operation/>. [Consulté en 2022].
- [57] DOMHYDRO - GWI, Kiwa, Gaz Systems, E.ON Technologies, « Hydrogen tolerance experiments of domestic heating appliances with NGH2 blends up to 30 vol.% hydrogen », 2013-2015.
- [58] Y. Zhao, V. McDonell et S. Samuelsen, « Influence of hydrogen addition to pipeline natural gas on the combustion performance of a cooktop burner », *International Journal on Hydrogen Energy*, vol. 44, pp. 12239-12253, 2019.
- [59] Y. Zhao, V. McDonell et S. Samuelsen, « Experimental assessment of the combustion performance of an oven burner operated on pipeline natural gas mixed with hydrogen », *International Journal on Hydrogen Energy*, vol. 44, pp. 26049-26062, 2019.
- [60] S. Choudhury, V. G. McDonell et S. Samuelsen, « Combustion performance of low-NOx and conventional storage water heaters operated on hydrogen enriched natural gas », *International Journal on Hydrogen Energy*, vol. 45, pp. 2405-2417, 2020.
- [61] T. Isaac, « HyDeploy: The UK's First Hydrogen Blending Deployment Project », *Progressive Energy*, 2019.
- [62] European Committee for Standardization, « EN 437 Test gases – Test Pressures – Appliance categories », European Committee for Standardization (CEN), 2021.
- [63] P. Glanville, A. Fridlyand, B. Sutherland, M. Liszka, Y. Zhao, L. Bingham et K. Jorgensen, « Impact of Hydrogen/Natural Gas Blends on Partially Premixed Combustion Equipment: NOx Emission and Operational Performance », *Energies*, vol. 15, p. 1706, 2022.
- [64] American Petroleum Institute, API Recommended Practice 535 – Burners for fired heaters general refinery services, API, 2006.
- [65] J. Leicher, T. Nowakowski, A. Giese et K. Gorner, *Energy Procedia*, vol. 120, pp. 96-103, 2017.
- [66] S. Gersen, B. Slim, R. Zeijlmaker, M. V. Essen et R. Tichelaar, « The Development of a Natural Gas/Hydrogen Boiler System », dans *IGRC*, Oman, 2020.
- [67] Nedmag B.V., « Energy transition: pioneering with hydrogen », 2022. [En ligne]. Accessible à : <https://www.nedmag.com/projects/energy-transition-pioneering-hydrogen>. [Consulté en 2022].
- [68] E. Platvoet, I. Chung, M. Claxton et T. Fischer, « Process burners », dans *The John Zink Hamworthy Combustion Handbook, Volume 3 - Applications*, Boca Raton, Floride, CRC Press, 2014, pp. 1-34.
- [69] C. Suchovsky, L. Ericksen, T. A. Williams et D. J. Nikolic, « Appliance and Equipment Performance with Hydrogen-Enriched Natural Gases », CSA Group, 2021.
- [70] J. Leicher, « Grüner Wasserstoff als Brennstoff für die Glasindustrie », dans *Energiewende Industrie*, Essen, 2021.
- [71] B. Slim, H. Darmeveil, G. v. Dijk, D. Last, G. Pieters, M. Rotink, J. Overdiep et H. Levinsky, « Should we add Hydrogen to the Natural Gas Grid to reduce CO2-emissions? », dans *23rd World Gas Conference*, Amsterdam, 2006.
- [72] Industrielle Gemeinschaftsforschung (IGF), « Schlussbericht zu IGF-Vorhaben Nr. 18518 N/1 - Untersuchung der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprozesstechnischen Anlagen », IGF, Cologne, Allemagne, 2017.
- [73] DNV, « SBIR Sustainoflame project ».

- [74] J. Leicher, A. Giese, K. Görner, M. Wersch, S. Franke, H. Krause et H. Dörr, « Impact of changing natural gas qualities on industrial combustion processes », dans *International Gas Union Research Conference*, Copenhagen, 2014.
- [75] A. Faber, « Towards CO2 free glass manufacturing », dans *12th International Conference on Advances in Fusion and Processing of Glass*, Tokyo, 2020.
- [76] E. W. Justi, *A solar-hydrogen energy system*, New York : Plenum Press, 1987.
- [77] W. Pyle, J. Healy, R. Cortez et D. Booth, « Heatin' with hydrogen », *Home Power*, vol. 34, pp. 26-29, 1993.
- [78] P. Zhang, J. Ran, Z. Zhang, X. Du, W. Qi et J. Niu, « Investigation on the effect of water vapor on the catalytic combustion of methane on platinum », *Petroleum Science and Technology*, vol. 36, no 7, pp. 494-499, 2018.
- [79] K. Altfeld et D. Pinchbeck, « Admissible Hydrogen Concentrations in Natural Gas Systems », *HIPS Report*, 2013.
- [80] F. Ma, N. Naeve, M. Wang, L. Jiang, R. Chen et S. Zhao, « Hydrogen-Enriched Compressed Natural Gas as a Fuel for Engines », dans *Natural Gas*, Shanghai, InTech, 2010, pp. 307-332.
- [81] Australian Government Clean Energy Regulator, « The National Greenhouse and Energy Reporting (NGER) Scheme », 2022. [En ligne]. Accessible à : <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/NGER>. [Consulté en 2022].
- [82] M. v. Essen, S. Gersen et G. v. Dijk, « Maximizing the introduction of sustainable gases in the gas grid for gas engines », dans *PRCI Virtual Research Exchange (VREX2021)*, 2021.
- [83] J. Heywood, *International Combustion Engine fundamentals*, McGraw-Hill, 1989.
- [84] M. Acton, A. Halford, A. Phillips, R. Oxley et D. Evans, « Quantification of the Risks Associated with a Hydrogen Gas Distribution Network », dans *Hazards 31 Conference*, 16 au 18 novembre 2021.
- [85] H21, « H21 Phase 1 technical summary report », mai 2021.
- [86] Climate-data.org, « Climate Data ». [En ligne]. Accessible à : <https://en.climate-data.org/north-america/canada/ontario/ottawa-56>.
- [87] Meteoblue, « Climate Data ». [En ligne]. Accessible à : https://www.meteoblue.com/en/weather/historyclimate/climatemodelled/ottawa_canada_6094817.
- [88] DNV, *GasVLe thermodynamic property calculator*.
- [89] National Renewable Energy Laboratory, « Blending hydrogen in natural gas pipeline networks: A review of key issues », NREL/TP-5600-51995, mars 2013.
- [90] R. Hermkens, E. v. d. Stok, J. d. Bruin et J. Weller, « Can PE and PVC gas distribution pipes withstand the impact of sustainable gases? », dans *Proceedings of the 18th Plastic Pipes Conference*, septembre 2016.
- [91] GPA Engineering, « Hydrogen in the gas distribution networks », 205215, 2019.
- [92] Steer Energy for Hy4Heat, « Work package 7, Safety assessment: Experimental testing - Domestic pipework leakage », Hy4Heat, mai 2020.
- [93] Kiwa, « De Invloed van Waterstof op de Zachte Materialen in RNB Gasdrukregelininstallaties », GT-200237, janvier 2021.
- [94] CSA Group, « Appliance and equipment performance with hydrogen-enriched natural gases », CSA Group, mai 2021.
- [95] A. J. Garrison et S. Gant, « An investigation into the change in leakage when switching from natural gas to hydrogen in the UK gas distribution network », dans *9th International Conference on Hydrogen Safety*, septembre 2021.
- [96] D. Allason, L. Jenney et M. Acton, « Thermal radiation properties of large hydrogen leaks from gas distribution networks », dans *8th International Hydrogen Safety Conference*, septembre 2019.
- [97] B. Lowesmith et G. Hankinson, « Large scale high pressure jet fires involving natural gas and natural gas/hydrogen mixtures », *Process Safety and Environmental Protection*, vol. 90, pp. 108-120, 2012.
- [98] B. Lowesmith, G. Hankinson, C. Spataru et M. Stobbart, « Gas build-up in a domestic property following releases of methane/hydrogen mixtures », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, pp. 5932-5939, 2009.
- [99] T. Isaac, S. Mahmood, A. Madgett, P. Hooker, D. Torrado, M. Pursell, S. Gant, A. Kelsey et D. Lander, « Evidence base utilised to justify a hydrogen blend gas network safety case », dans *9th International Conference on Hydrogen Safety*, septembre 2021.
- [100] Hy4Heat, « Work Package 7, Safety assessment: Gas dispersion modelling assessment », ARP-WP7-GEN-REP-0002, mai 2021.
- [101] DNV GL for Hy4Heat, « Work Package 7, Safety assessment: Property level leakage and accumulation », Hy4Heat, novembre 2020.

- [102] HM Government, *The Building Regulations 2010, Ventilation, F1: Means of Ventilation*, édition de 2010 contenant les modifications de 2013 et 2021, 2021.
- [103] DNV GL, « Odor assessment of selected odorants in hydrogen and natural gas-hydrogen mixtures », Report OGNL.194132, juillet 2020.
- [104] NPL for Hy4Heat, « Work Package 2, Hydrogen odorant », Hy4Heat, novembre 2020.
- [105] G. Hankinson, H. Mathurkar et B. Lowesmith, « Ignition energy and ignition probability of methane-hydrogen-air mixtures », dans *3rd International Conference on Hydrogen Safety*, septembre 2009.
- [106] DNV GL for Hy4Heat, « Work Package 7, Safety assessment: Experimental testing - ignition potential », Hy4Heat, janvier 2020.
- [107] H. Mathurkar, « Minimum ignition energy and ignition probability for methane, hydrogen and their mixtures », Doctoral Thesis, Université de Loughborough, 2009.
- [108] D. Torrado, J. Fletcher, E. Sanderson, A. Tooke, P. Hooker, T. Isaac, C. Manson-Whitton, D. Lander et C. Spriggs, « Experimental study of the explosion severity of vented methane/hydrogen deflagrations », dans *9th International Conference on Hydrogen Safety*, septembre 2021.
- [109] B. Lowesmith, C. Mumby, G. Hankinson et J. Puttock, « Vented confined explosions involving methane/hydrogen mixtures », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 2337-2342, 2011.
- [110] American Society of Mechanical Engineers, « ASME B31.12 Hydrogen Piping and Pipelines », 2019.
- [111] IGEM, « IGEM/TD/1 Edition 6 Supplement - Steel pipelines and associated installations for high pressure gas transmission », IGEM, décembre 2020.
- [112] International Association of Oil and Gas Producers, « Risk Assessment Data Directory: Ignition Probabilities », Report no 434-06, 2019.
- [113] Scotia Gas Networks, « H100 Network Innovation Alliance », 2022. [En ligne]. Accessible à : <https://www.sgn.co.uk/about-us/future-of-gas/hydrogen/hydrogen-100>. [Consulté en 2022].
- [114] DNV GL for SGN, « Flame Visibility Risk Assessment (Report 10172283-1) », février 2021. [En ligne]. Accessible à : https://www.sgn.co.uk/sites/default/files/media-entities/documents/2021-02/H100_NIA_Flame_Visibility_Report.pdf. [Consulté en 2022].
- [115] B. Lowesmith et G. Hankinson, « Large scale experiments to study fires following the rupture of high pressure pipeline conveying natural gas and natural gas/hydrogen mixtures », *Process Safety and Environmental Protection*, vol. 91, pp. 101-111, 2013.
- [116] M. Acton, D. Allason, L. Creiz et B. Lowesmith, « Large scale experiments to study hydrogen pipeline fires », dans *International Pipeline Conference, IPC2010-31391*, Calgary, 2010.
- [117] M. Acton, G. Hankinson, B. Ashworth, M. Sanai et J. Colton, « A full scale experimental study of fires following the rupture of natural gas transmission pipelines », dans *Proceedings of the 3rd International Pipeline Conference*, Calgary, 2000.
- [118] H21, « H21 Report », 2016. [En ligne]. Accessible à : <https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Executive-Summary-Interactive-PDF-July-2016-V2.pdf>. [Consulté en 2022].
- [119] National Grid, « FutureGrid », 2022. [En ligne]. Accessible à : <https://www.nationalgrid.com/gas-transmission/insight-and-innovation/transmission-innovation/futuregrid>. [Consulté en 2022].
- [120] HyDeploy, « HyDeploy: Gas Detector Laboratory Testing ».
- [121] HyDeploy, « HyDeploy2: Gas Detection Instrument Selection ».
- [122] DNV, « Odor assessment of selected odorants in hydrogen and natural gas-hydrogen mixtures », Groningue, Pays-Bas, 2020.
- [123] HyDeploy, « HyDeploy2: Gas characteristics summary and interpretation », HyDeploy, juin 2020.
- [124] A. Murugan, S. Bartlett, J. Hesketh, H. Becker et G. Hinds, « Hydrogen Odorant and Leak Detection: Part 1, Hydrogen Odorant », novembre 2020.
- [125] Hy4Heat, « Work package 7, Domestic hydrogen purge procedures », Hy4Heat, 2021.
- [126] Z. Robinson, A. Peacock, M. Thompson et P. Catney, « Consumer perceptions of blended hydrogen in the home: Learning from HyDeploy », Université de Keele, 2022.
- [127] Université de Newcastle, « UK households support a return to hydrogen as a domestic fuel », novembre 2019. [En ligne]. Accessible à : <https://www.ncl.ac.uk/press/articles/archive/2019/11/hydrogenpoweredhomes/>. [Consulté en 2022].

- [128] H21, « What do the public think about hydrogen? », H21, 9 octobre 2019. [En ligne]. Accessible à : <https://h21.green/what-do-the-public-think-about-hydrogen/>. [Consulté en 2022].
- [129] Siemens, « Implementation of a gas turbine in tissue drying process », Siemens. [En ligne]. Accessible à : <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/industrial-applications/fiber-industry/fiber-industry.html>. [Consulté en avril 2022].
- [130] J. D. Lindsay, F.-J. Chen et J. Bednarz, « High-bulk Tissue Laminates for Building Materials and Other Purposes », 3 octobre 2003. [En ligne]. Accessible à : <https://www.jefflindsay.com/tissue.shtml>. [Consulté en avril 2022].
- [131] E. Galli, « Introduction to process and properties of tissue paper », 2017. [En ligne]. Accessible à : https://www.tecnicelpa.com/files/20171013_EnricoGalli.pdf. [Consulté en avril 2022].
- [132] T. VanderOost et G. VanNoppen, « Ontwerp van een roadmap voor de omschakeling van een aardgaseconomie naar een waterstofeconomie: productie, transport, stockage, eindconversie en veiligheidsaspecten van waterstof », Master Thesis K.U.Leuven, 2003.
- [133] HyDeploy, « HyDeploy2 Project Trial Management ».



[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]



DNV

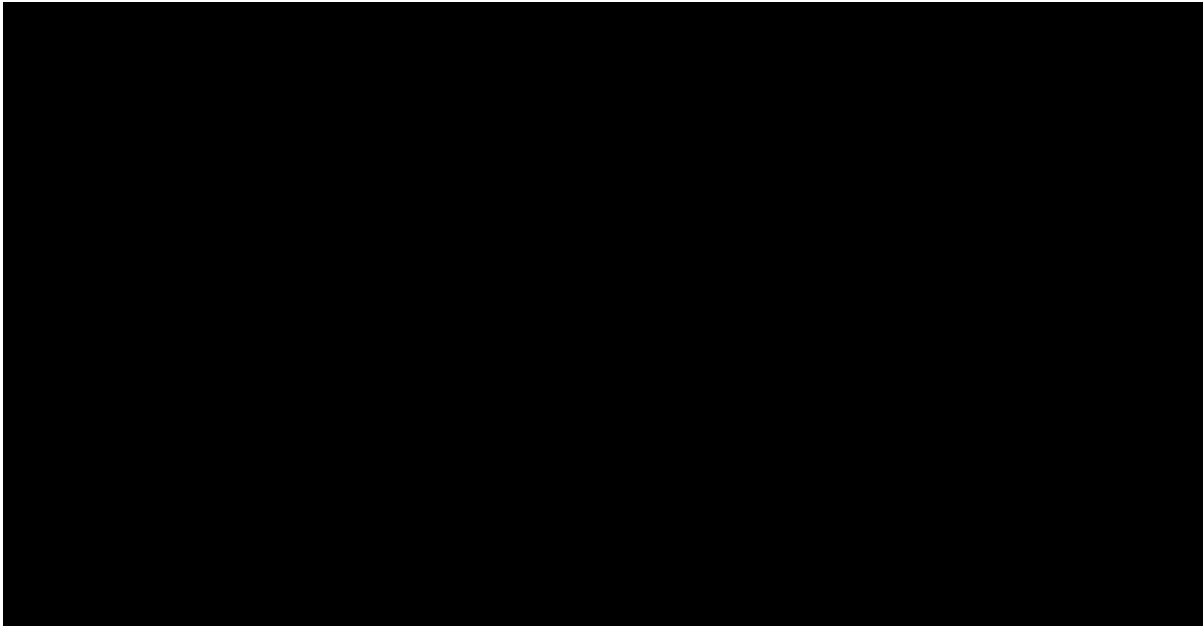
- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]

[Redacted]

- | [Redacted]
- [Redacted]
- [Redacted]

[Redacted]

[Redacted]



█ [Redacted text block 1]

█ [Redacted text block 2]

█ [Redacted text block 3]

█ [Redacted text block 4]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]



DNV

- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]



DNV

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

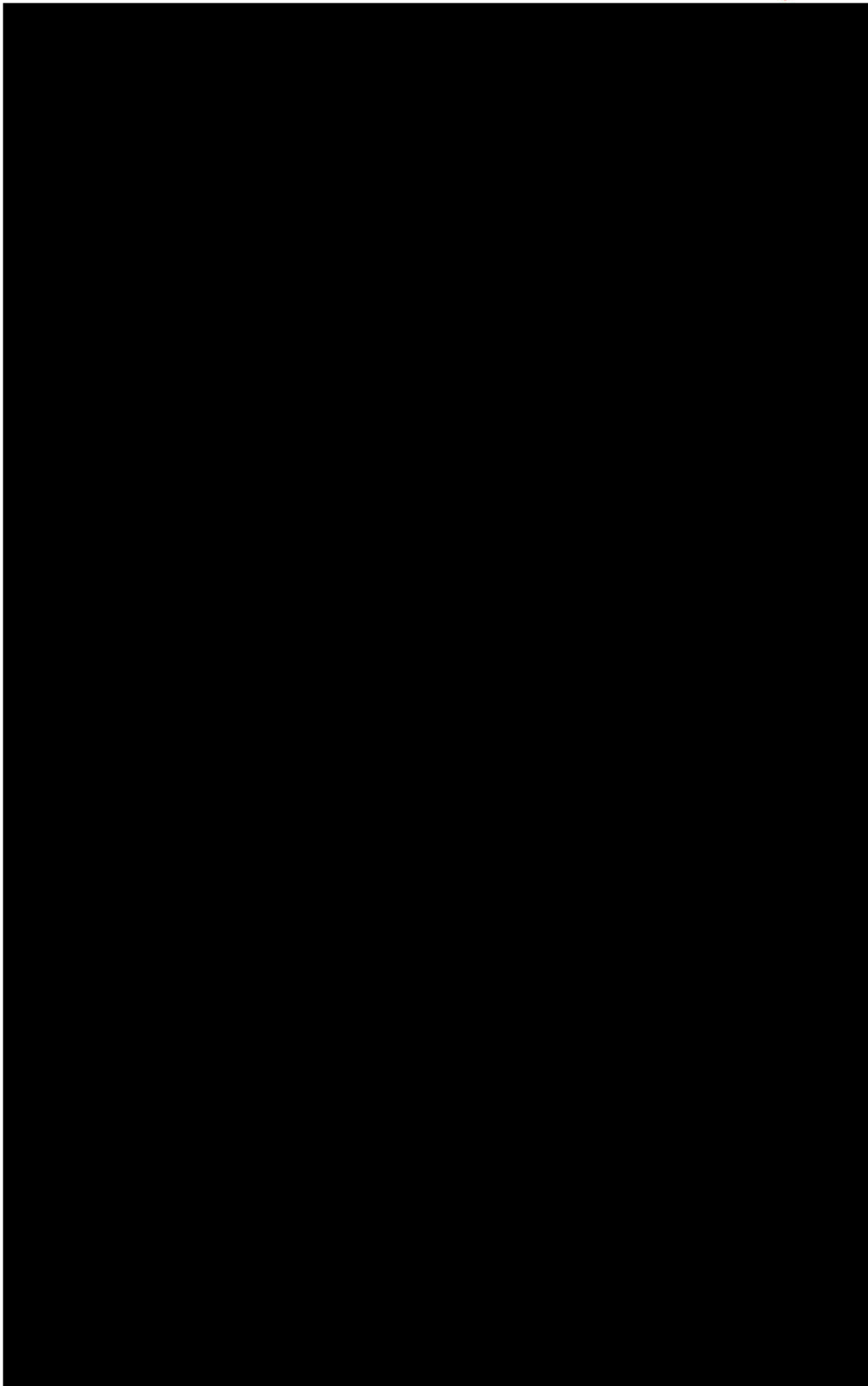
[Redacted text line]

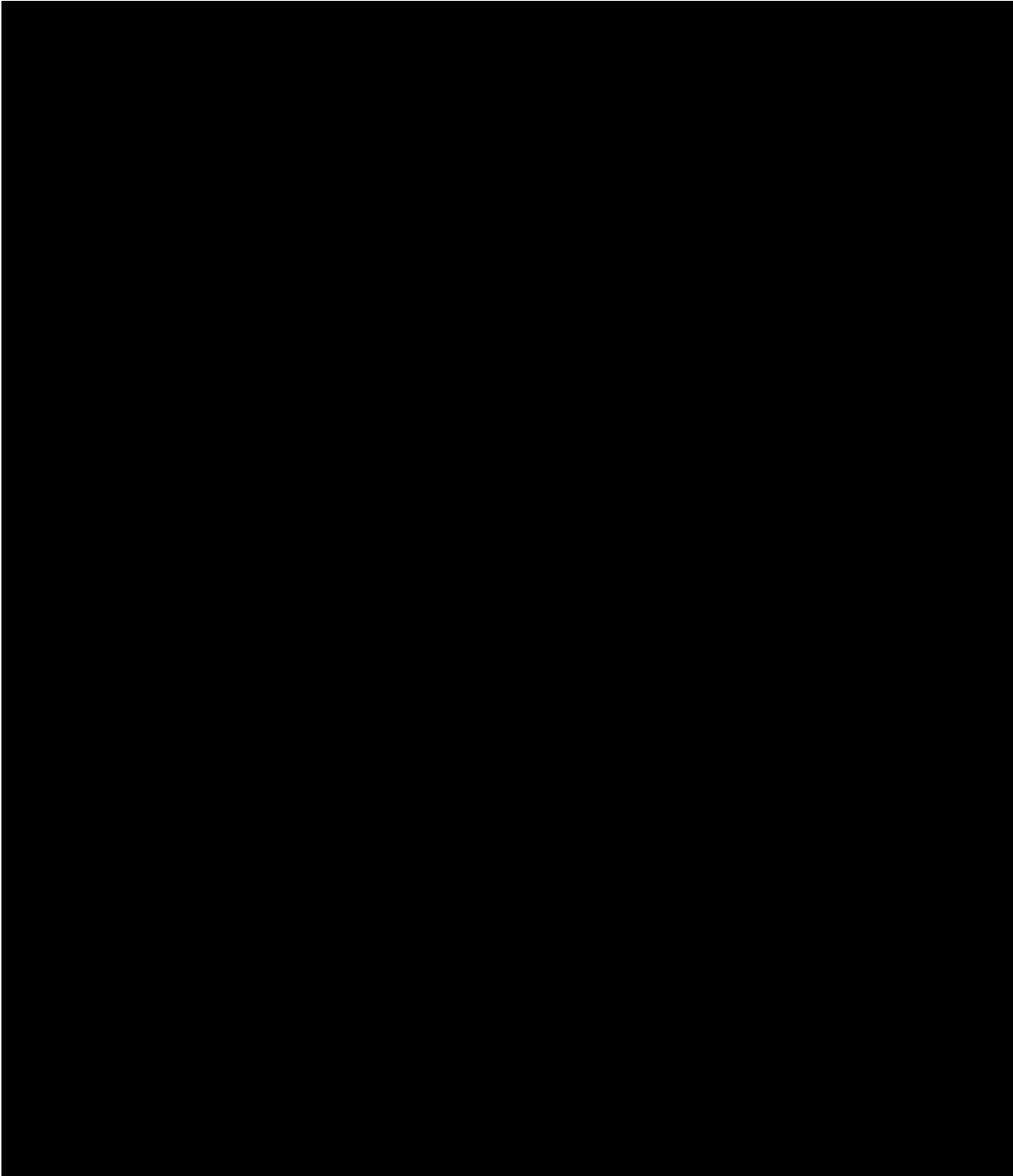
[Redacted text block]

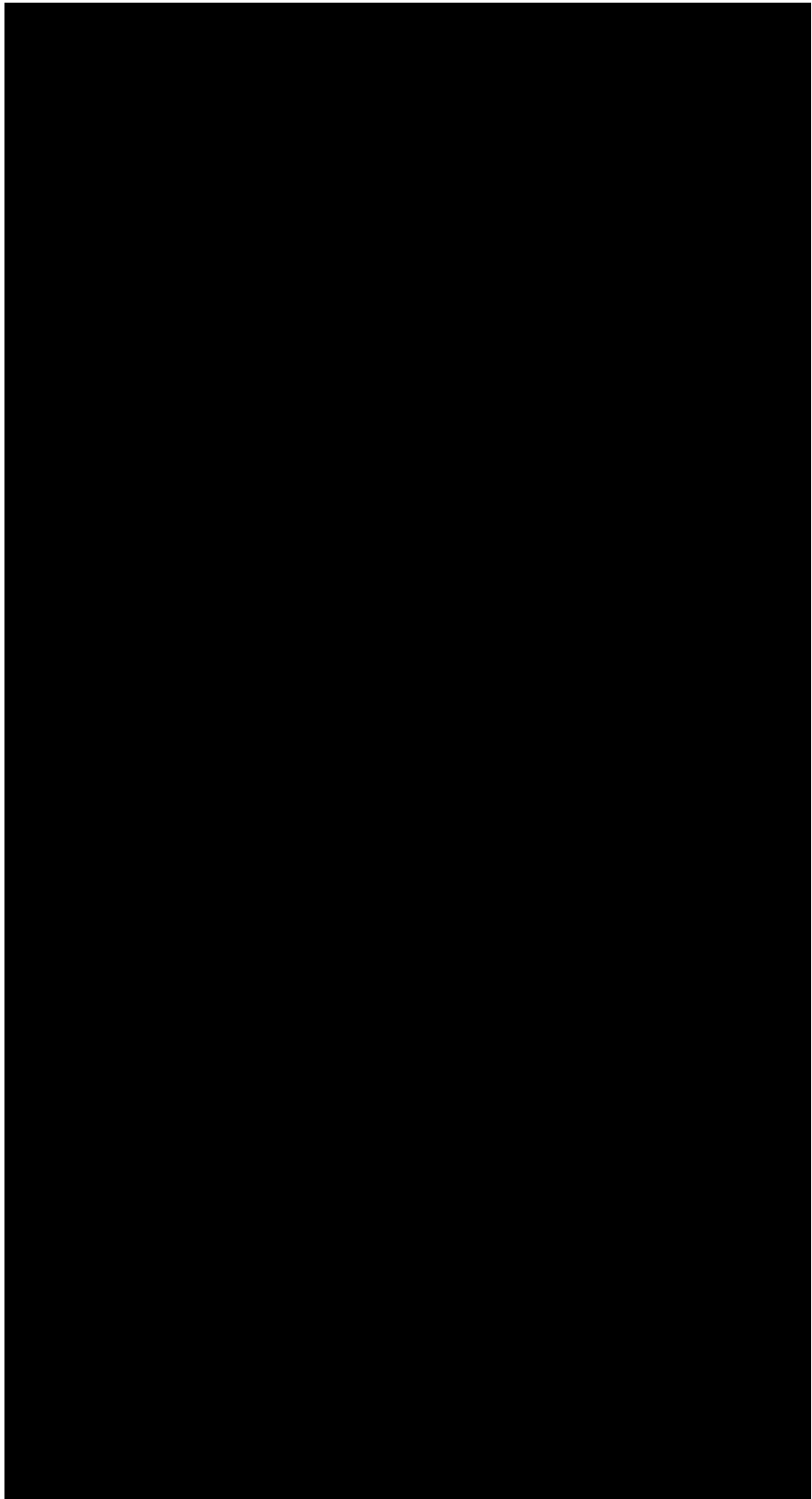
[Redacted text block]



DNV





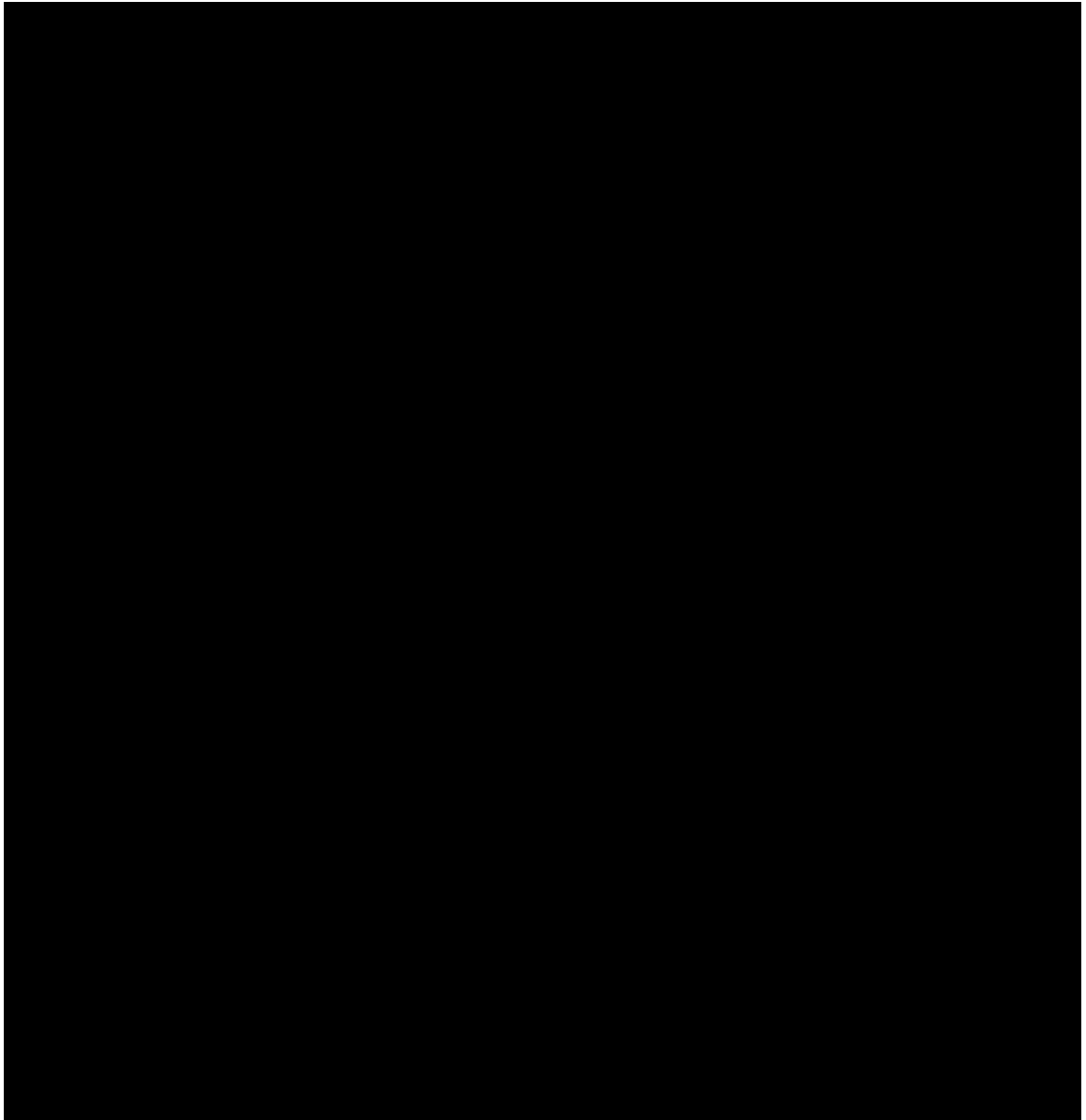


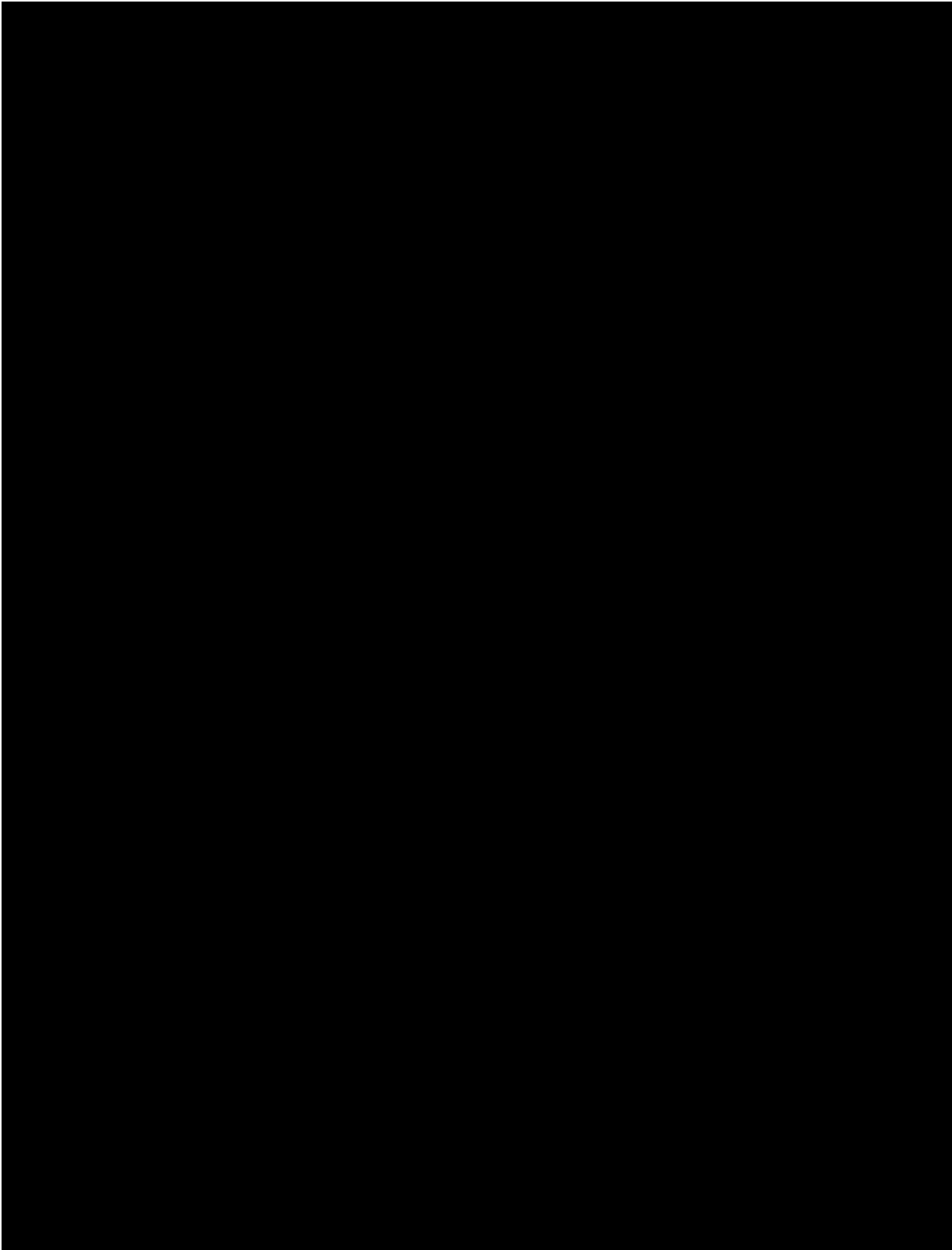


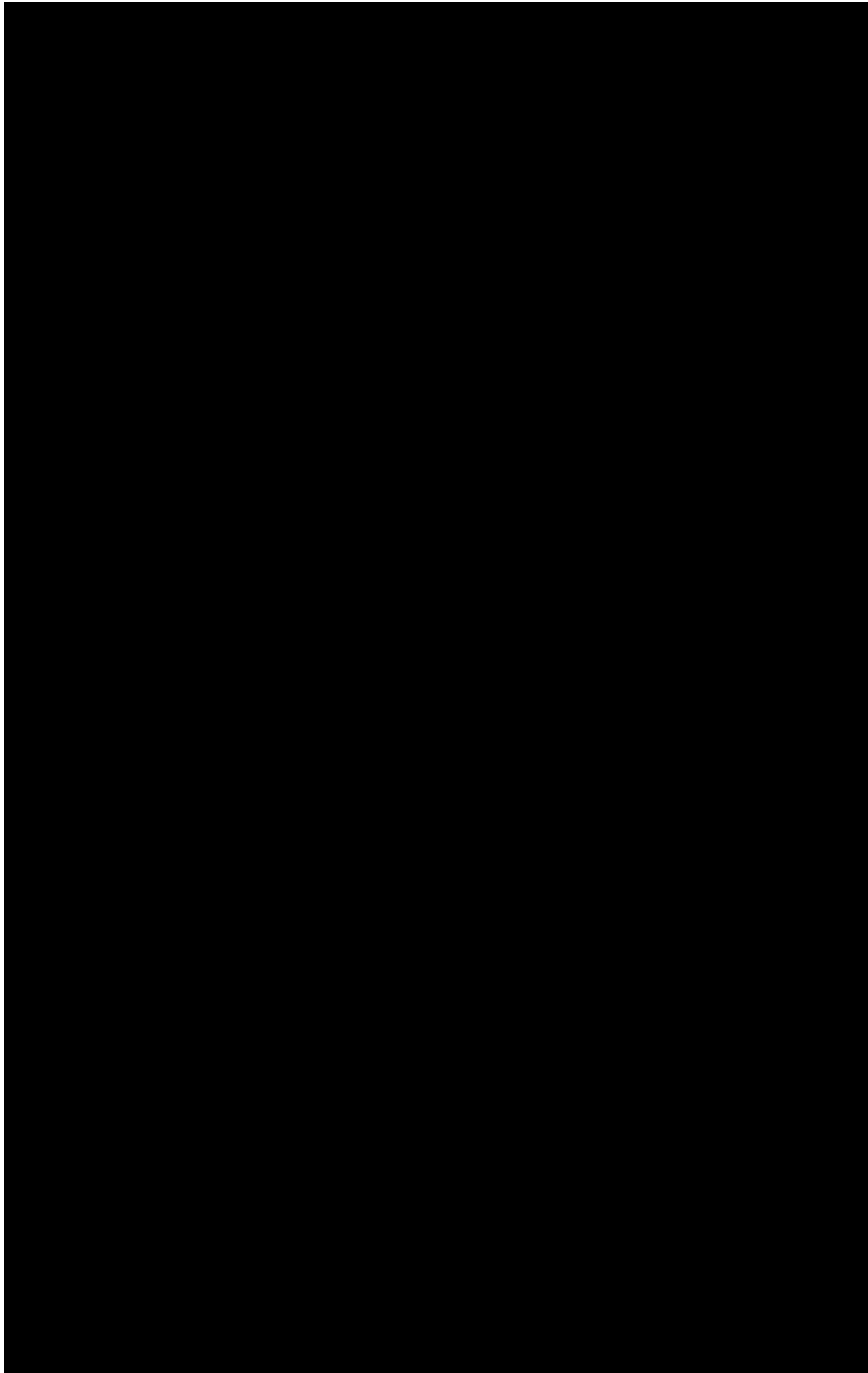
DNV

[Redacted text block]

[Large redacted text block]









DNV

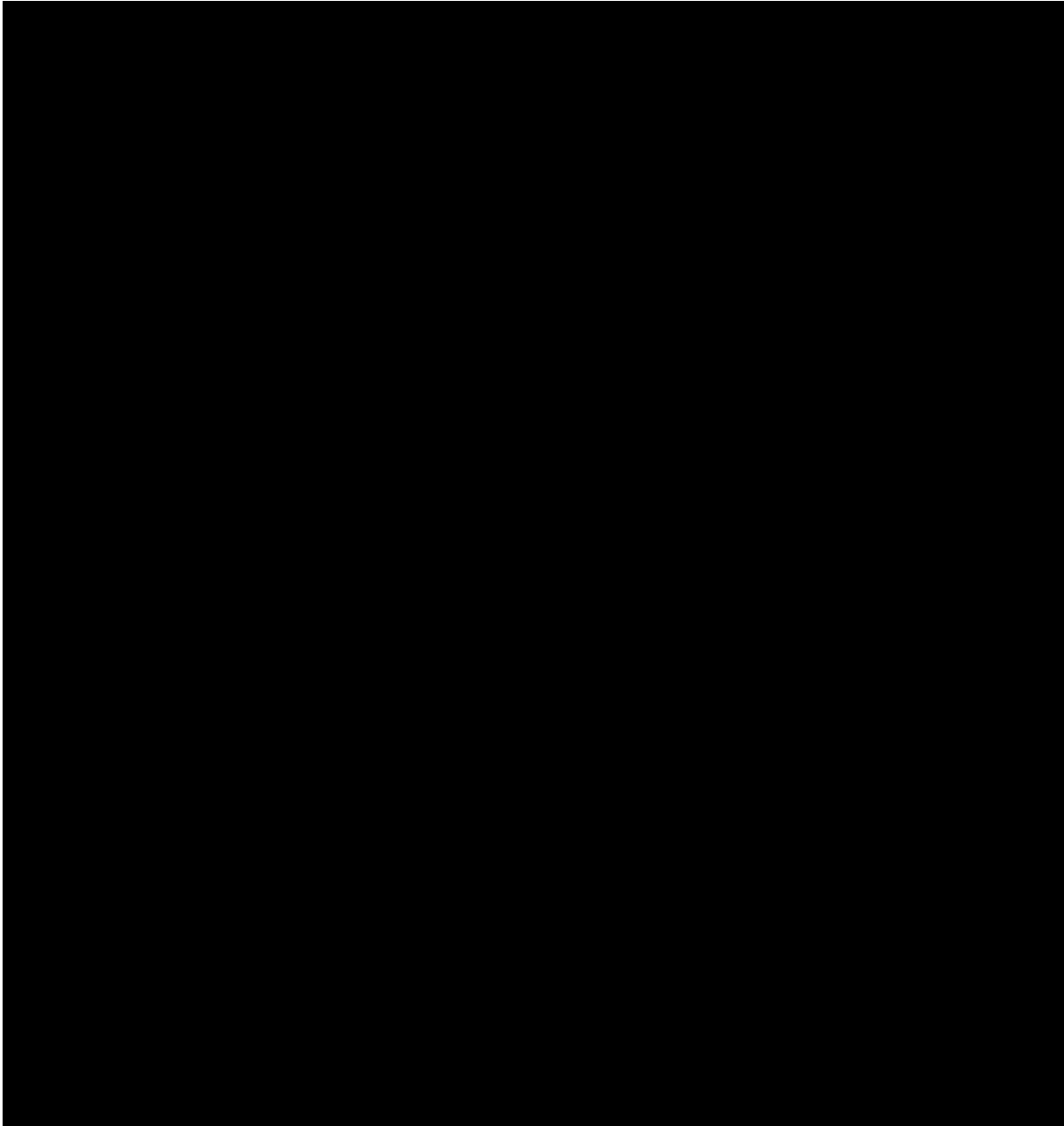
[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

- [Redacted]
- [Redacted]

[Redacted]



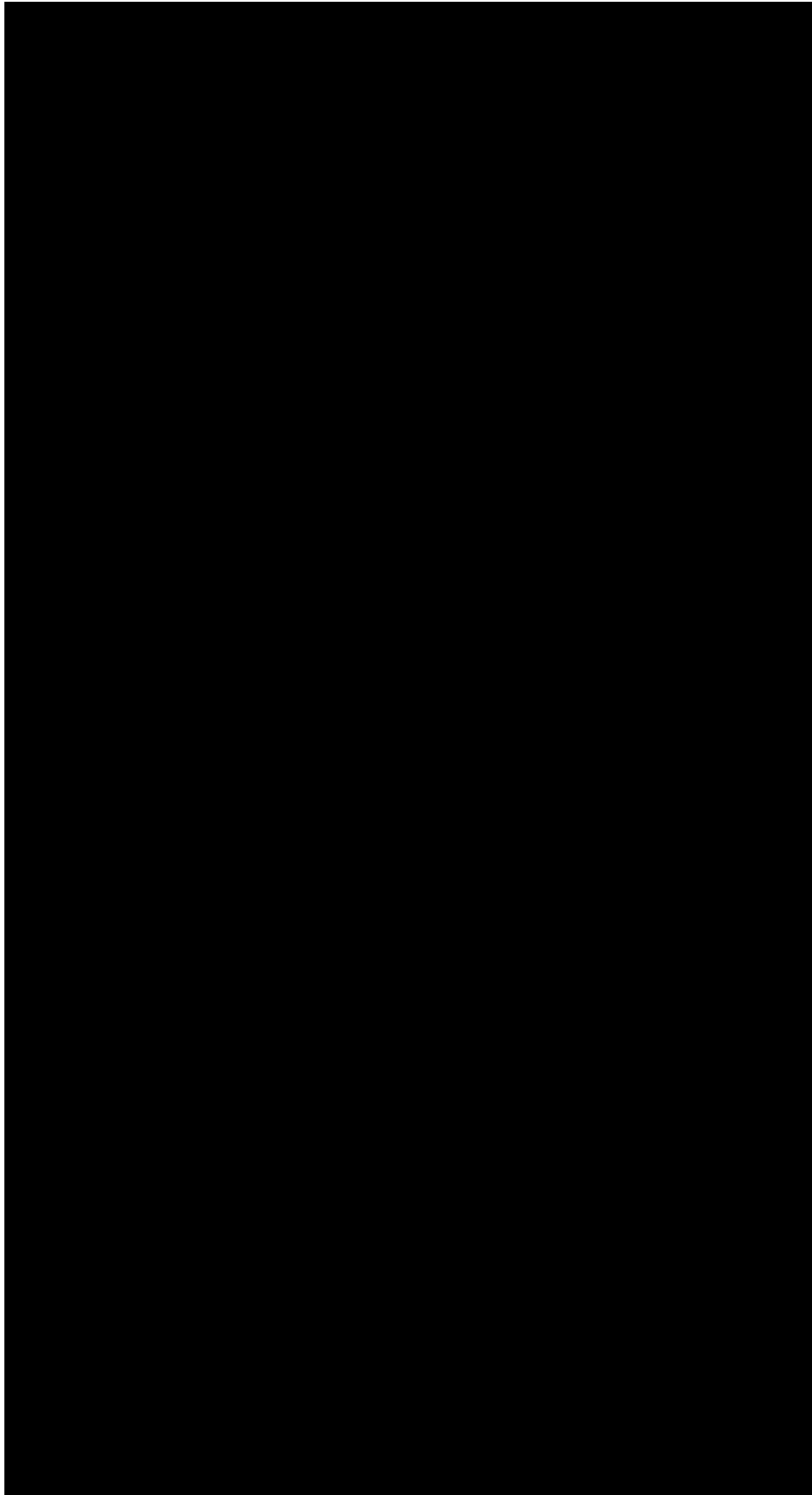
[Redacted line of text]

- [Redacted list item]

- [Redacted list item]



DNV





DNV

[Redacted]

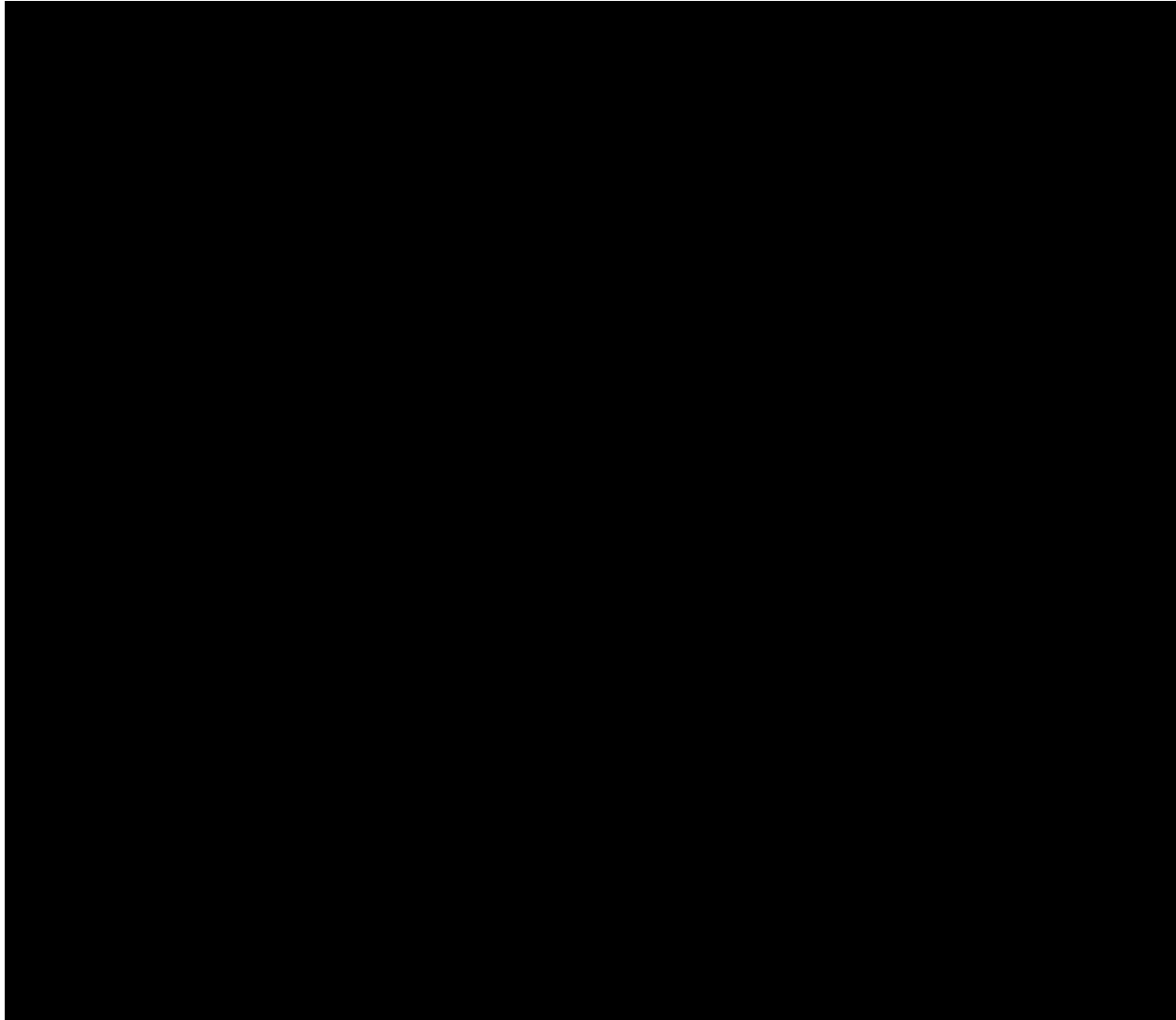
- [Redacted]

- [Redacted]

[Redacted]



DNV

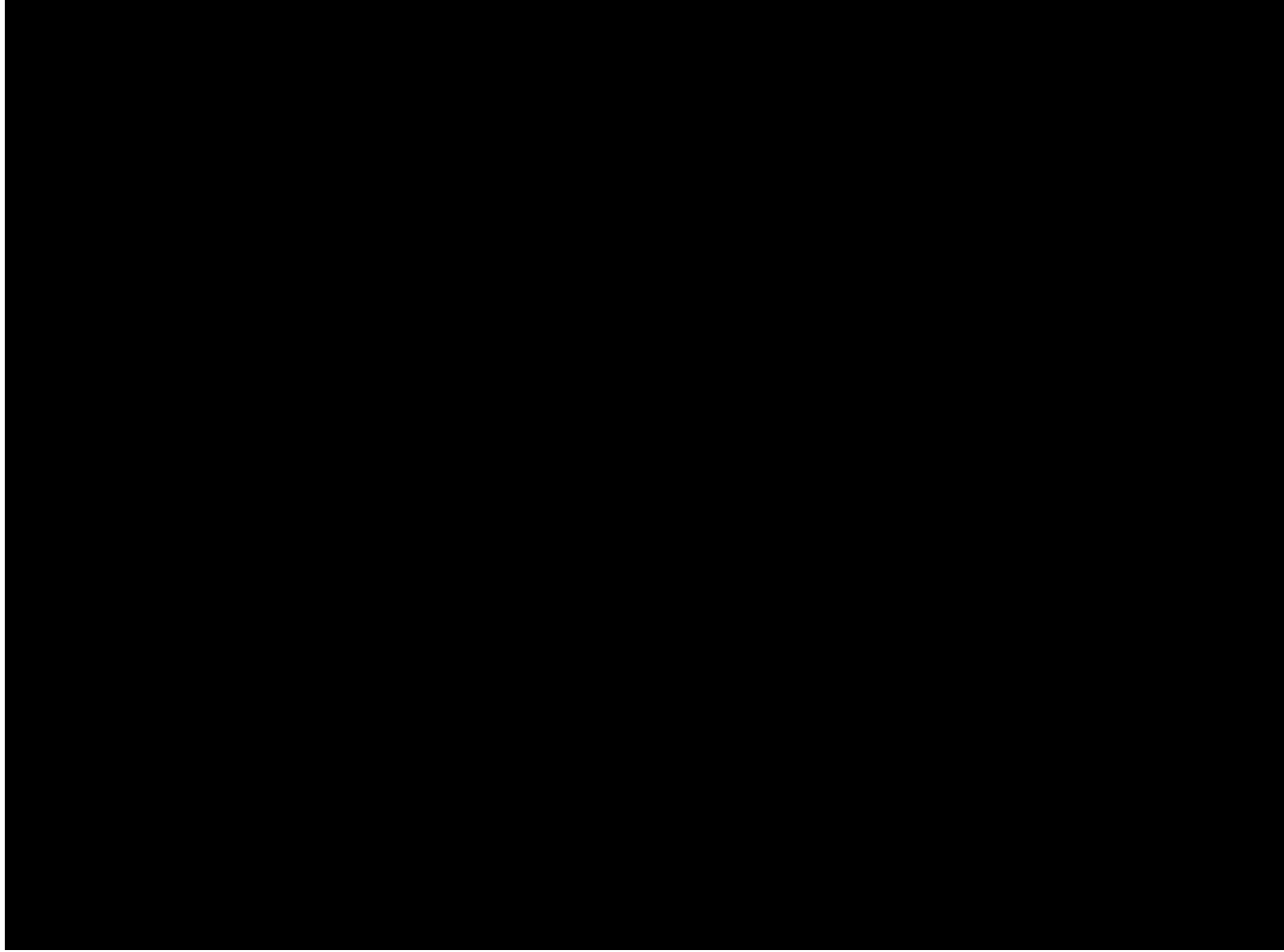




DNV

[Redacted text block]

[Large redacted text block]





DNV

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

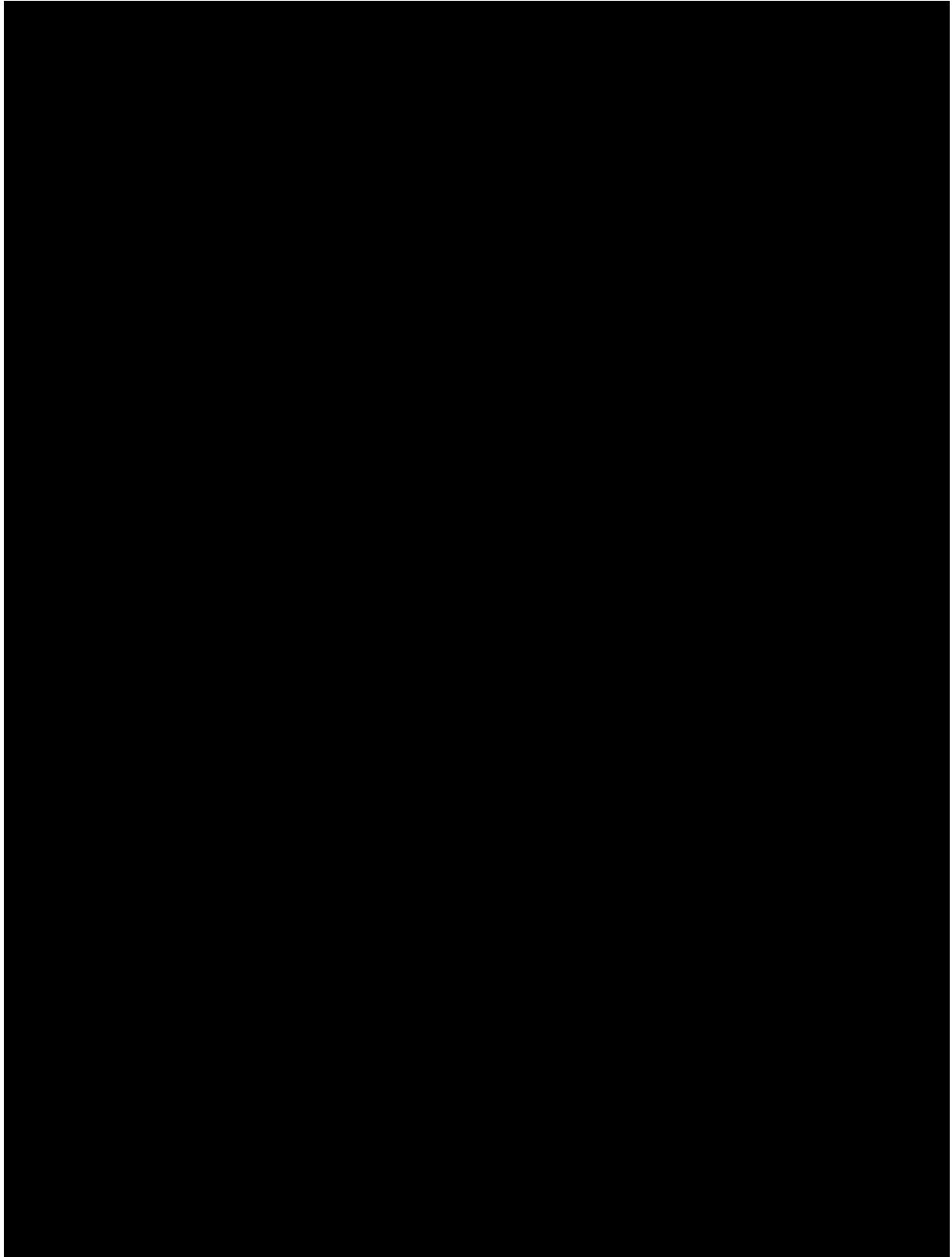
[Redacted text block]

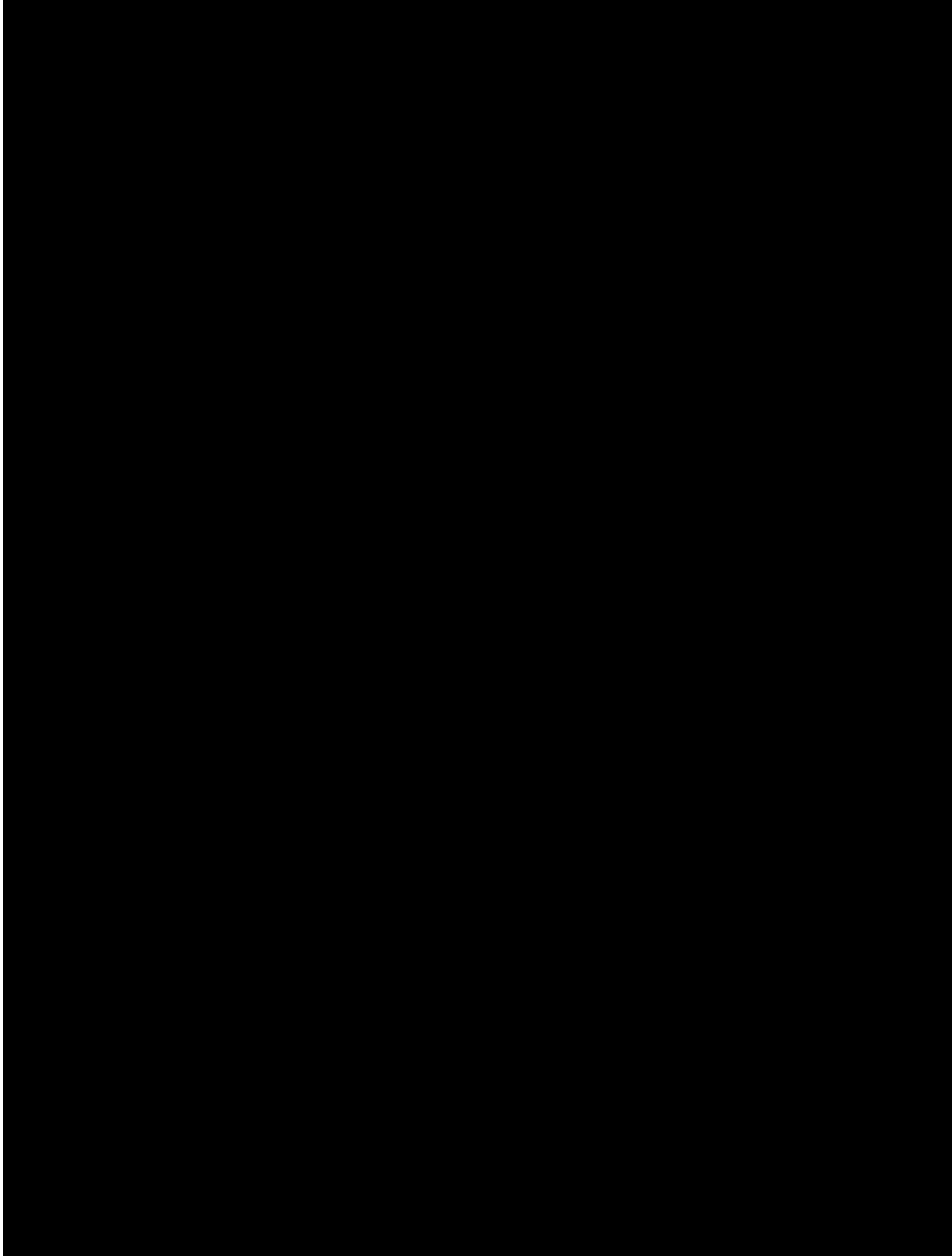
[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Large redacted text block]

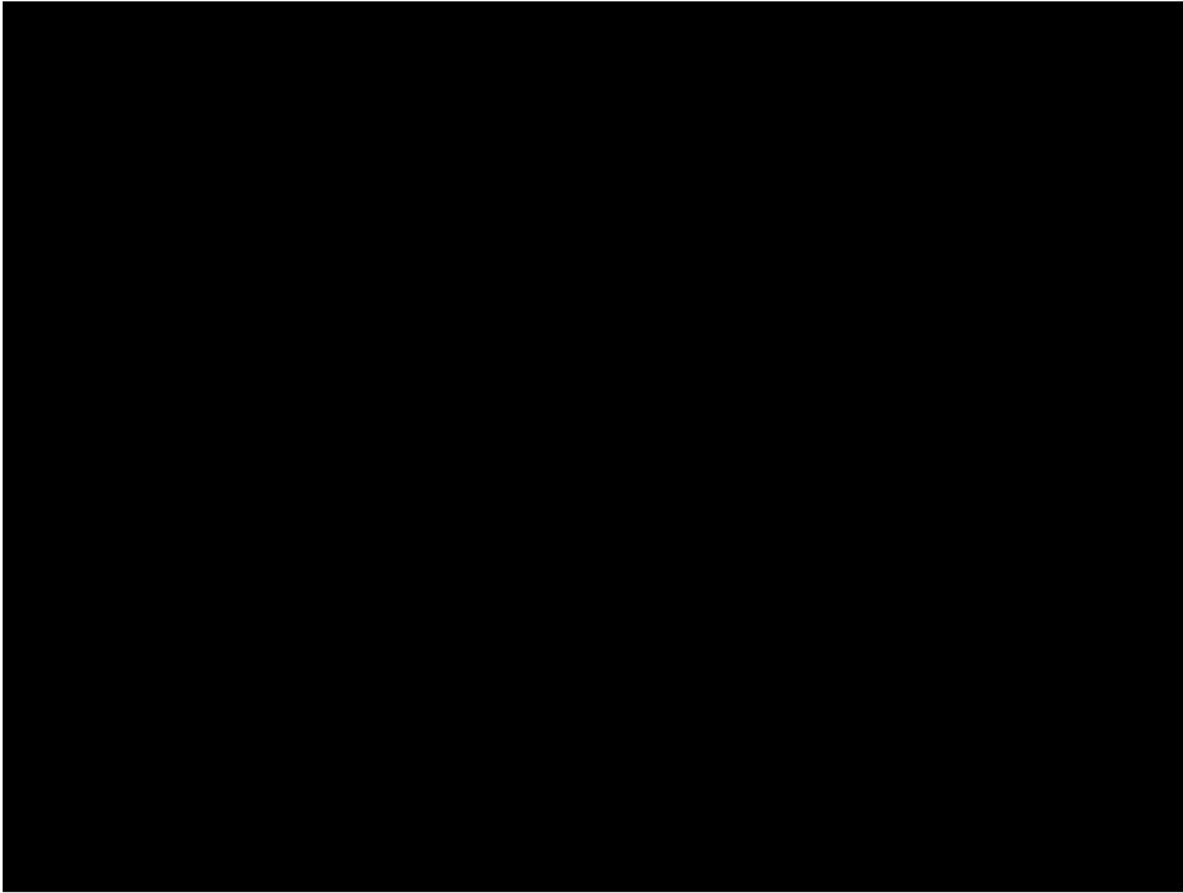




[Redacted text block]

[Large redacted text block]

[Redacted text block]



[Redacted text block]

[Redacted text block]

- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]



DNV

- | [Redacted]
- | [Redacted]
 - | [Redacted]
 - | [Redacted]
- | [Redacted]

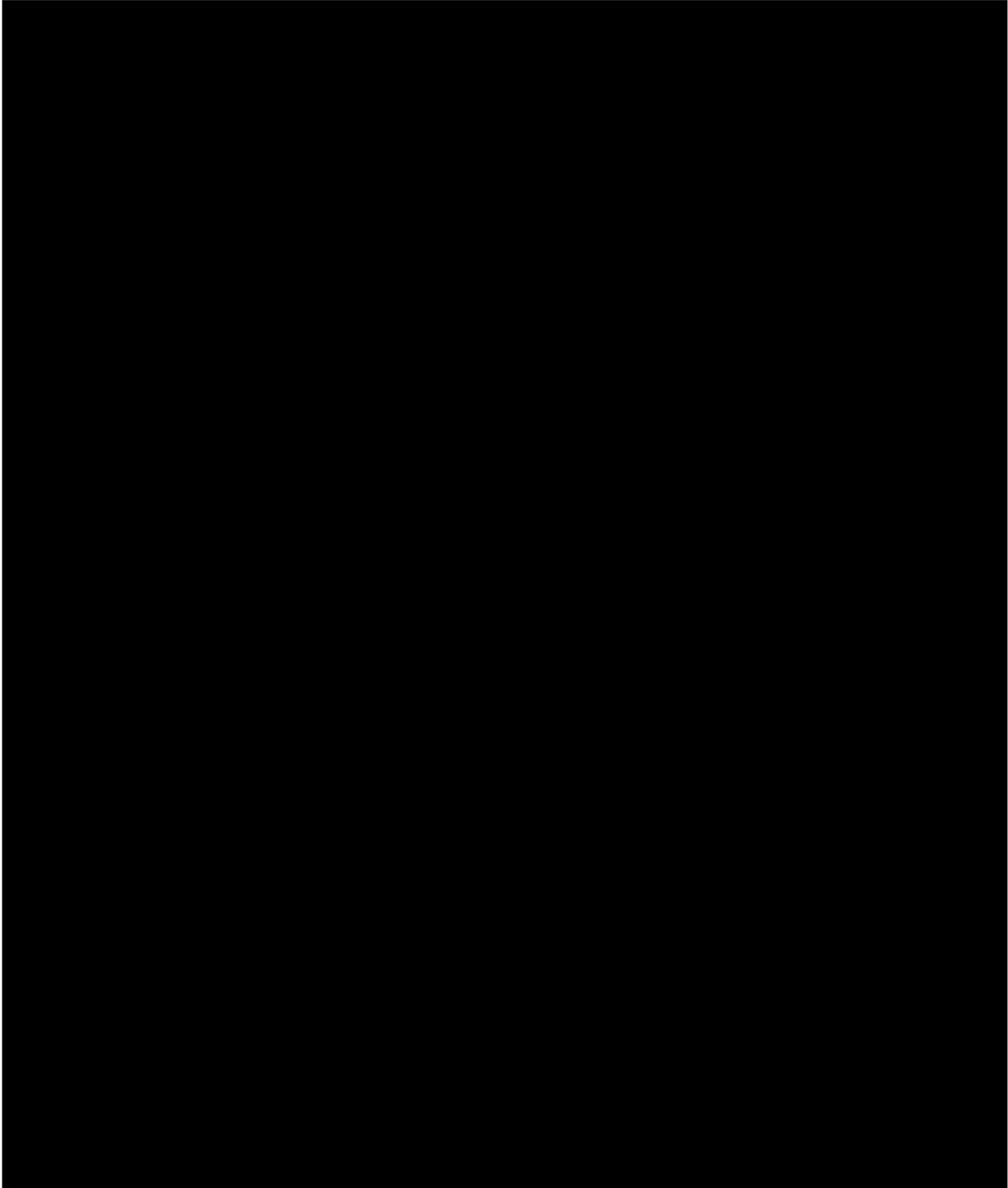
[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

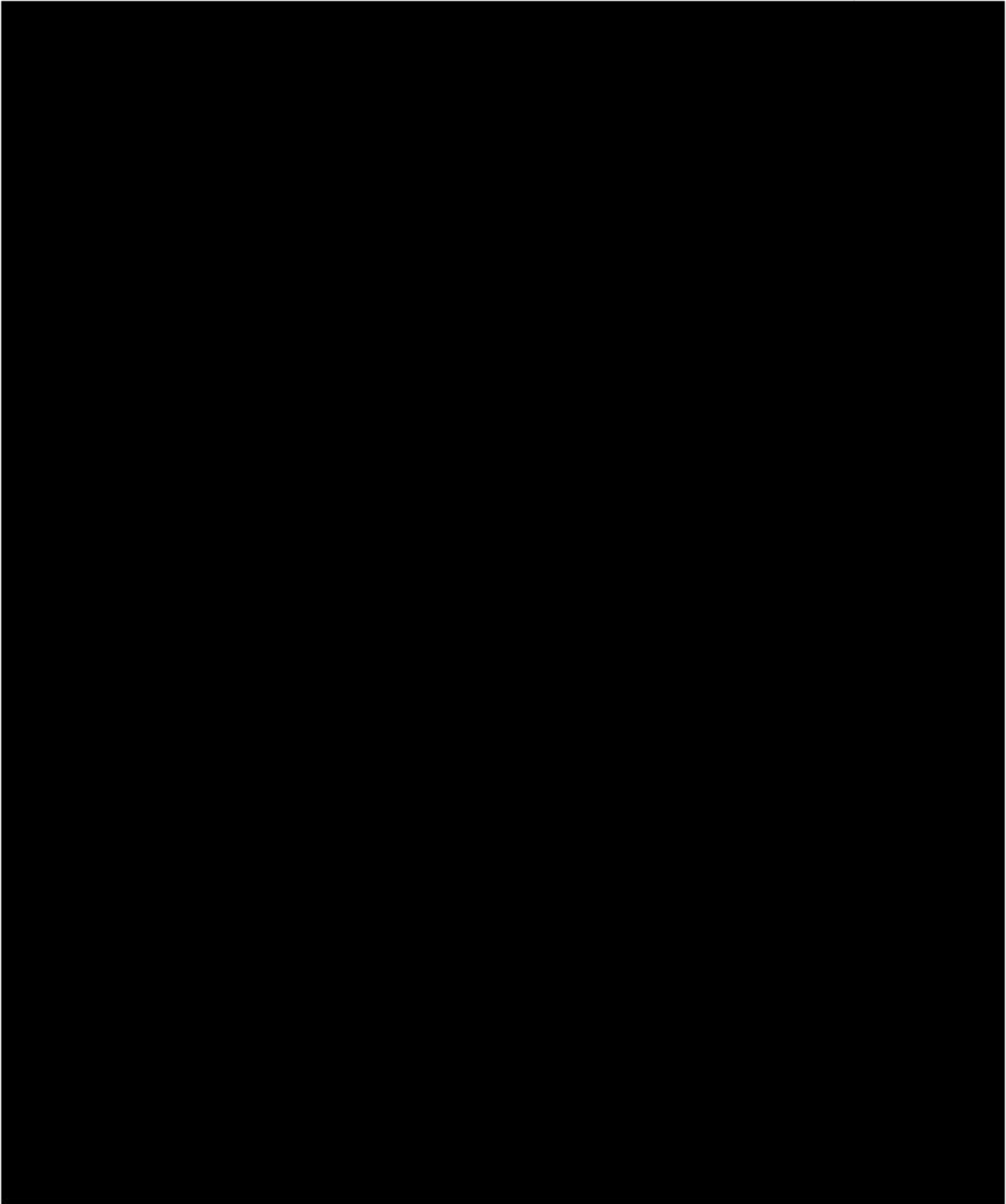
[Redacted text block]

[Large redacted text block]



[Redacted text block]

[Large redacted text block]



[Redacted text block]

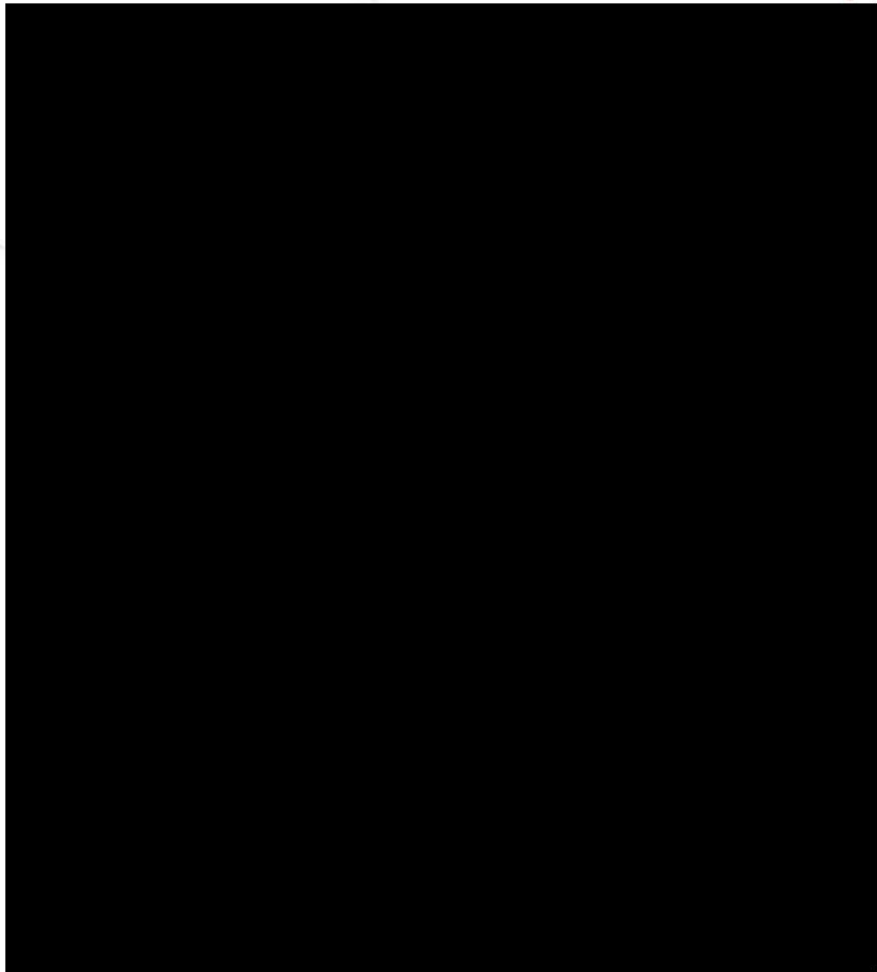
[Large redacted text block]

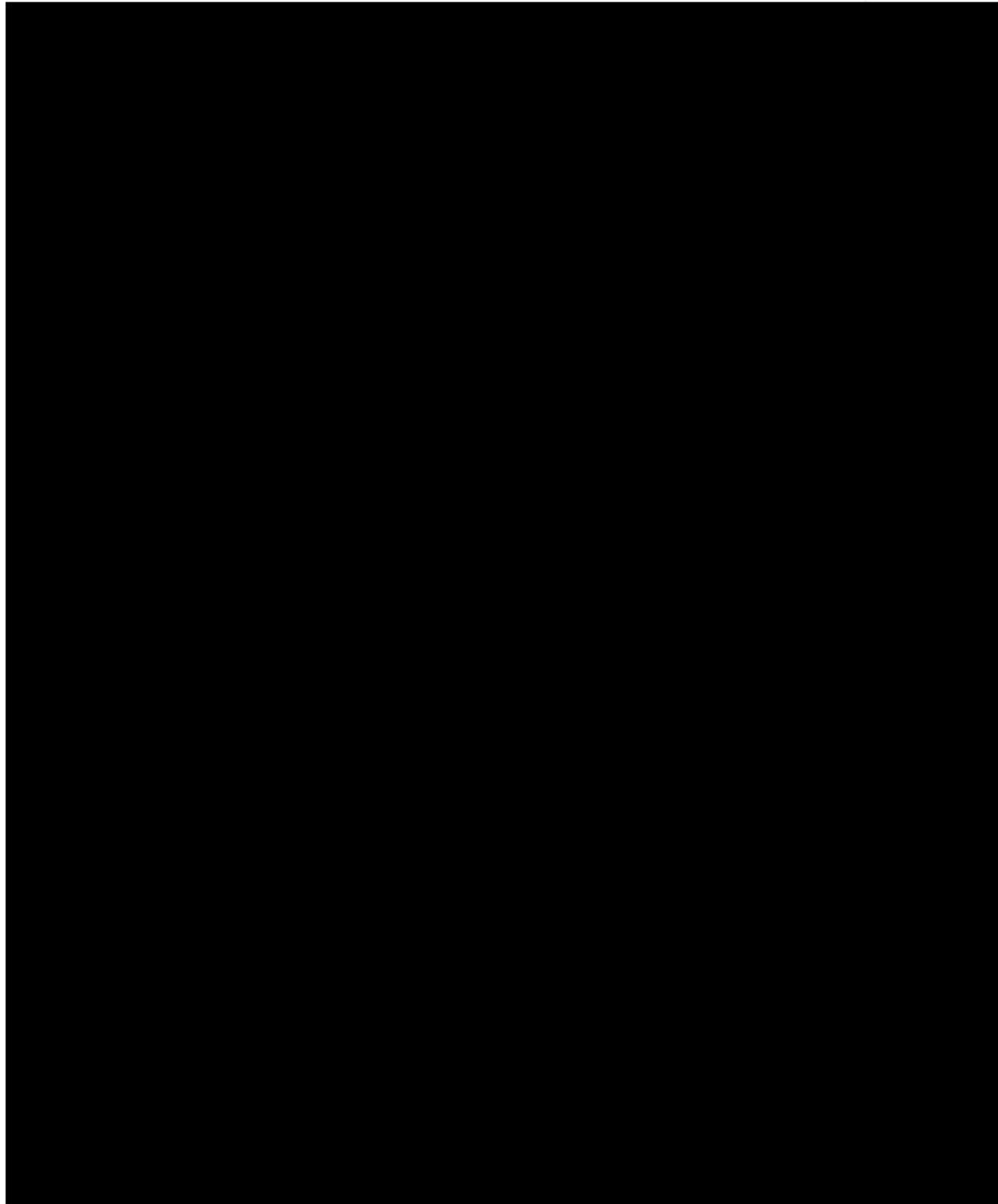
[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted]	
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text]





[Redacted]

[Redacted]

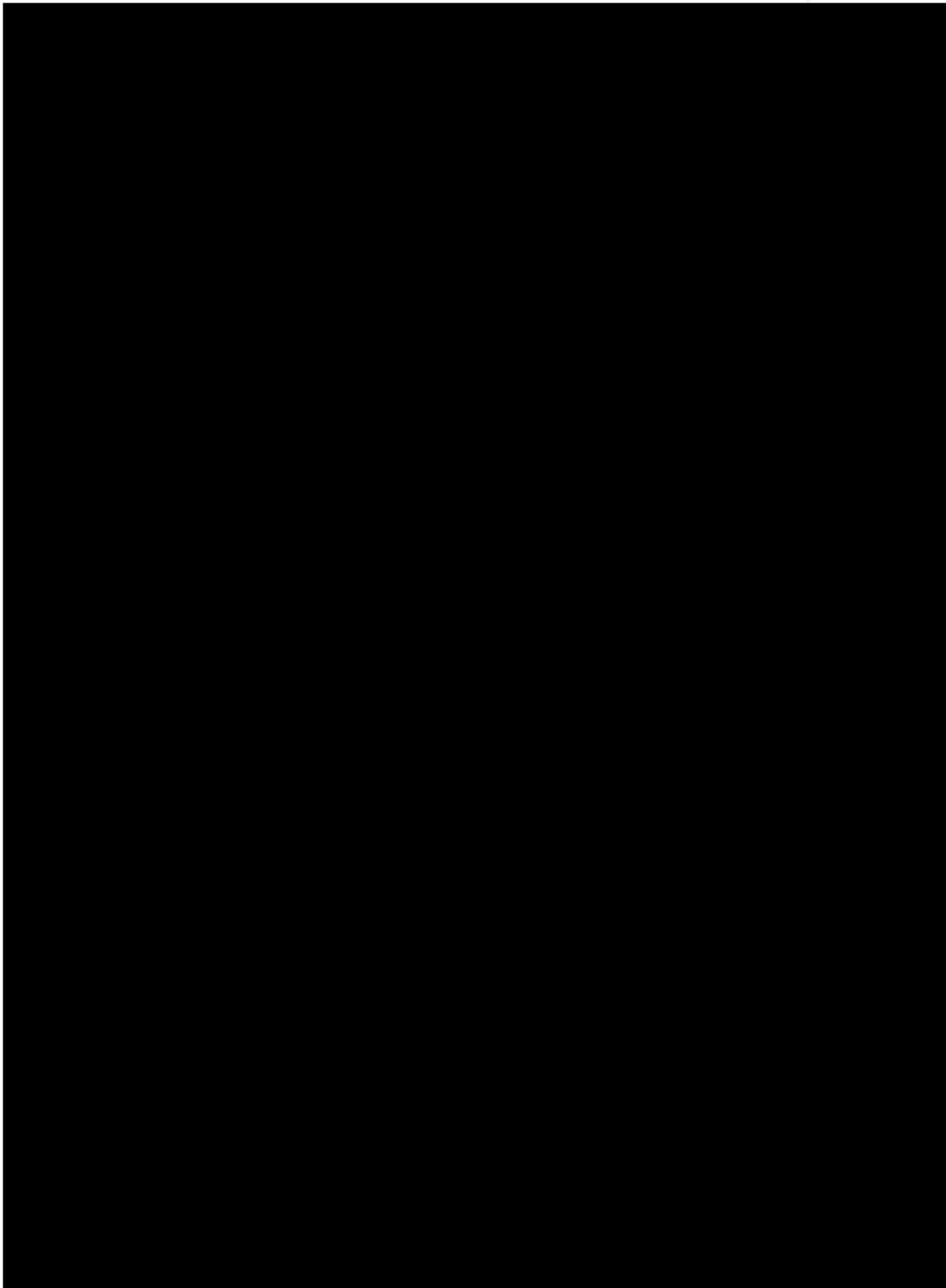
[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

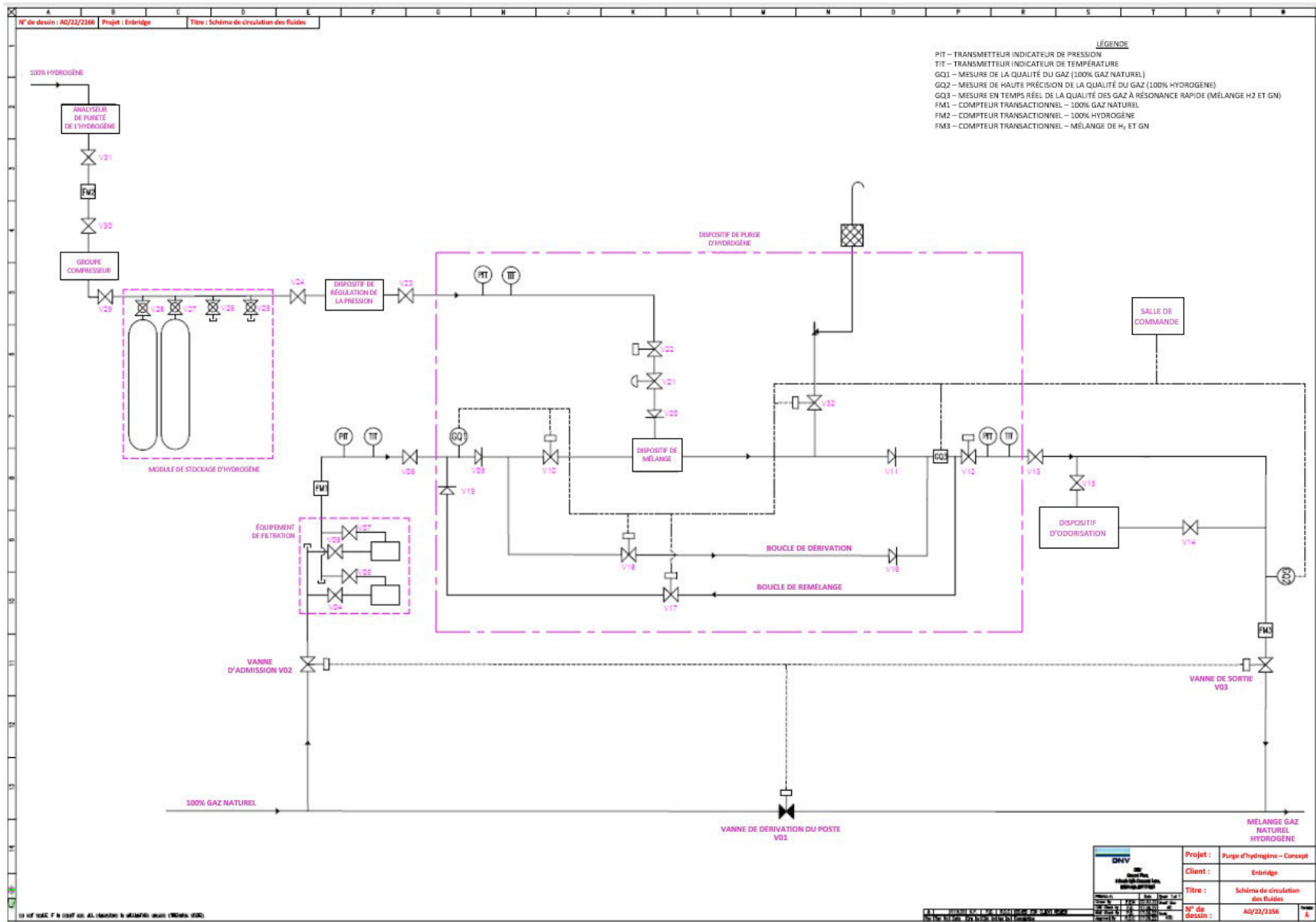


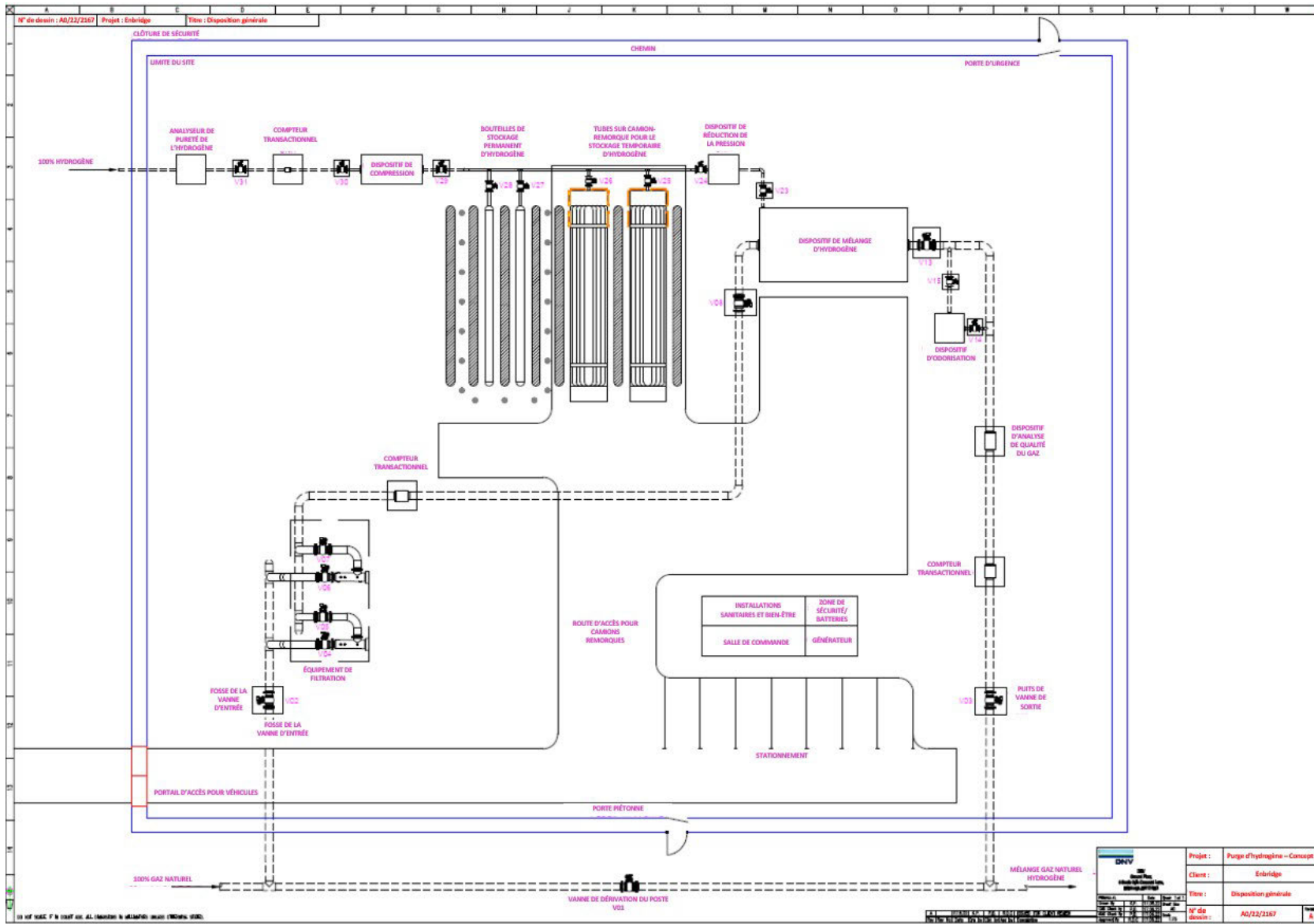
[Redacted text block]

[Large redacted text block]



ANNEXE 4 : PFD DU HBICS ET PLAN D'AGENCEMENT GÉNÉRAL





ANNEXE 5 : RECOMMANDATIONS POUR LE PRÉLÈVEMENT ET L'ANALYSE D'ÉCHANTILLONS DE CONDUITES

Recommandations pour le prélèvement et l'analyse d'échantillons de tuyaux (note 1)

Type d'échantillon	Essai	Procédure d'essai	Obligatoire/facultatif
Toute conduite dont la pression nominale est >1000 kPa et la contrainte transversale est de >10% de la LEMS à la pression de service maximale	Coupe transversale métallographique à travers le joint	Note 2	Obligatoire
	Essai de dureté sur la section transversale	Note 3	Obligatoire
	Essai de résilience Charpy	Note 4	Obligatoire
	Analyse chimique	Note 6	Obligatoire
	Essai de traction	Selon les exigences de la norme CSA Z245.1, sections 7 et 8	Note 7
	Essai de résilience à la rupture (CTOD ou SENT)	Selon la norme ASTM E1820	Facultatif (principalement utile pour les teneurs en H ₂ largement supérieures à 5%)
Tout échantillon de conduite contenant des réparations soudées, des piquages à vif soudés ou toute autre soudure effectuée pendant que la conduite était en service	Photographies d'ensemble montrant la configuration et les dimensions des joints ainsi que l'exécution des soudures	Aucune	Obligatoire
	Coupe transversale métallographique	Note 8	Obligatoire
	Essais de dureté sur la section transversale	Note 8	Obligatoire
Tout échantillon de conduite contenant une soudure circulaire réalisée pendant la construction	Coupe transversale métallographique	Note 9	Obligatoire
	Essai de dureté sur la section transversale	Note 10	Obligatoire
	Essai de résilience Charpy	Note 11	Note 12
	Essai de résilience à la rupture (CTOD ou SENT)	Selon la norme ASTM E1820	Facultatif (principalement utile pour les teneurs en H ₂ largement supérieures à 5%)
Conduite susceptible d'avoir des joints en soudure bout à bout	Essai d'écrasement de joint	Note 13	Obligatoire
	Coupe transversale métallographique	Note 14	Facultatif

Note 1 : La priorité est donnée au prélèvement et à l'analyse d'échantillons provenant de canalisations fonctionnant à plus de 20% de la LEMS (c'est-à-dire des canalisations de classe de pression XHP). Cependant, si ces échantillons ne sont pas disponibles, des conduites similaires provenant de zones à plus faible pression du système peuvent être utilisées si elles sont considérées comme représentatives des conduites de classe XHP (c'est-à-dire ayant un âge, une qualité et un type de joint similaires).

Note 2 : Essais par polissage et attaque à l'acide (attaque au nital) avec les images photographiques suivantes :

- Photomicrographie globale montrant toute la section transversale de la zone de soudure
- 100X de la ligne de fusion du joint près du diamètre extérieur et près du diamètre intérieur
- 300 à 400x de la ligne de fusion et zone affectée thermiquement à gros grains adjacente à la ligne de fusion près du diamètre extérieur et près du diamètre intérieur

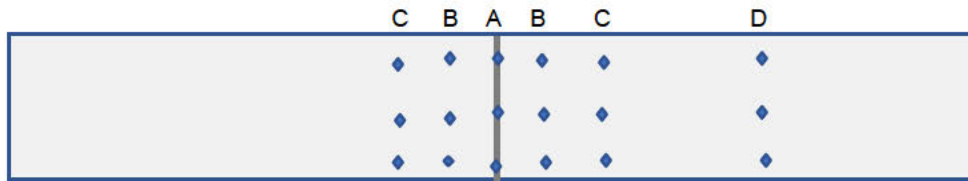
Note 3 : Essai Vickers de 10 kg aux endroits indiqués ici :

Emplacement A : Ligne de fusion du joint à mi-paroi et à 1,5 mm des surfaces du diamètre intérieur et du diamètre extérieur

Emplacement B : 0,75 mm de la ligne de fusion du joint à mi-paroi et à 1,5 mm des surfaces du diamètre intérieur et du diamètre extérieur

Emplacement C : 1,5 mm de la ligne de fusion à mi-paroi et à 1,5 mm des surfaces du diamètre intérieur et du diamètre extérieur

Emplacement D : En dehors de la zone thermiquement affectée visible à mi-paroi et à 1,5 mm des surfaces du diamètre intérieur et du diamètre extérieur



Note 4 : Éprouvettes transversales d'essai Charpy testées à la température nominale, à la température de service normale et à la température de service + 55 °C. Deux éprouvettes à chaque température. L'échantillon Charpy, sa taille, l'énergie mesurée (J) et le pourcentage de cisaillement doivent être précisés. L'entaille doit être située au niveau de la ligne de fusion si le joint de soudage par résistance est présent, avec une série supplémentaire d'éprouvettes d'impact dans le métal de base éloigné de la ZAT du joint. Des éprouvettes subdivisées sont également testées dans le métal de base éloigné du joint.

Note 5 : Déterminé au cas par cas en fonction des résultats des images métallographiques et des résultats des essais de dureté.

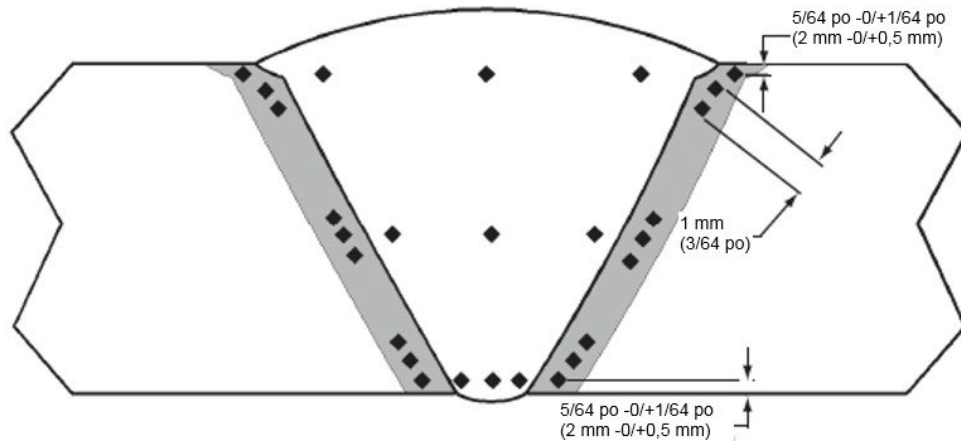
Note 6 : Analyse chimique pour le C, le Mn, le Si, le S, le P, le Ni, le Cr, le Mo, le Cu, le V, le Ti, le Nb, l'Al, le B, avec les valeurs signalées au 0,001% près et mesurées après avoir retiré au moins 0,25 mm (0,01 in) de la surface sur laquelle les mesures seront effectuées. Il convient de préciser si les mesures sont effectuées sur une surface de diamètre intérieur ou de diamètre extérieur, ou si elles sont effectuées sur une coupe transversale.

Note 7 : Essai de traction sur le métal de base. Obligatoire, pour la classe X52 ou supérieure. Facultatif pour les autres classes.

Note 8 : À déterminer en fonction de la configuration spécifique de l'échantillon.

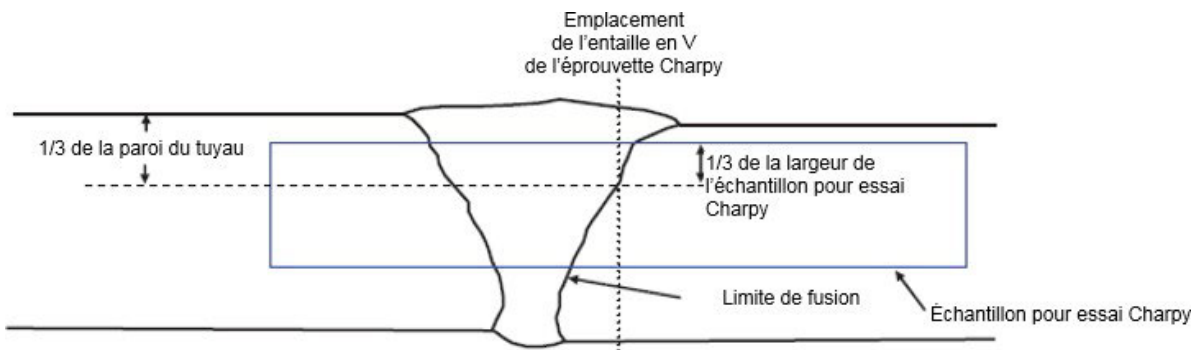
Note 9 : Photomicrographie montrant une coupe générale pour illustrer les dimensions de la zone de soudure et l'exécution. L'emplacement circconférentiel préféré des coupes transversales se situe à 3 h (ou 9 h) et près de 6 h. Parmi ces deux emplacements, celui de 3 h (ou 9 h) est obligatoire et celui de 6 h est facultatif.

Note 10 : Essai de dureté Vickers de 10 kg sur chaque section transversale avec des mesures situées comme indiqué ci-dessous.



NOTE Les empreintes de dureté de la zone affectée thermiquement (ZAT) doivent être entièrement dans la ZAT et situées aussi près que possible de la limite de fusion (entre le métal soudé et la ZAT).

Note 11 : Éprouvettes longitudinales de résilience Charpy avec des entailles situées au niveau de la ligne centrale du dépôt de soudure et, comme indiqué ci-dessous, au niveau de la zone affectée thermiquement à gros grains.



Note 12 : Obligatoire pour certains échantillons. L'applicabilité doit être déterminée en fonction du diamètre de la conduite, de la pression et de la composition de l'acier.

Note 13 : Les essais d'écrasement ne s'appliquent généralement pas aux conduites soudées bout à bout (SC), mais peuvent être des indicateurs utiles de la qualité des soudures. L'essai doit être effectué conformément à la norme CSA Z245.1, mais après avoir examiné la conduite à 50% de son diamètre d'origine, et l'écrasement doit continuer jusqu'à ce que la surface soit complètement plate, après quoi il faut réinspecter la zone pour déceler tous les signes de défauts de soudure. Les défauts doivent être photographiés pour en montrer les dimensions.

Note 14 : Attaque au nital avec les images suivantes :

- 1) Photomicrographie globale montrant toute la section transversale de la zone de soudure
- 2) 100X de la ligne de fusion du joint près du diamètre extérieur et près du diamètre intérieur

ANNEXE 6 : EXEMPLES DE BRÛLEURS PRÉSENTS DANS D'« AUTRES » ÉQUIPEMENTS AU CANADA



Brûleur de piscine 1



Brûleur de piscine 2



Brûleur de la friteuse 1



Séchoir à linge commercial



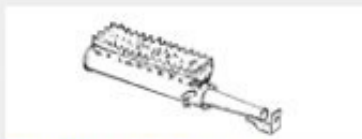
**Brûleurs pour barbecue
(brûleurs à tube, rectiligne ou à ruban)**



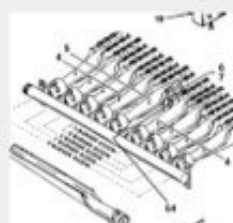
Brûleur pour chauffage de terrasse (type rond)



Brûleur rond



Brûleur tubulaire



Brûleur à fente



Brûleur à l'intérieur



Grill salamandre



Brûleur radiant Napoléon

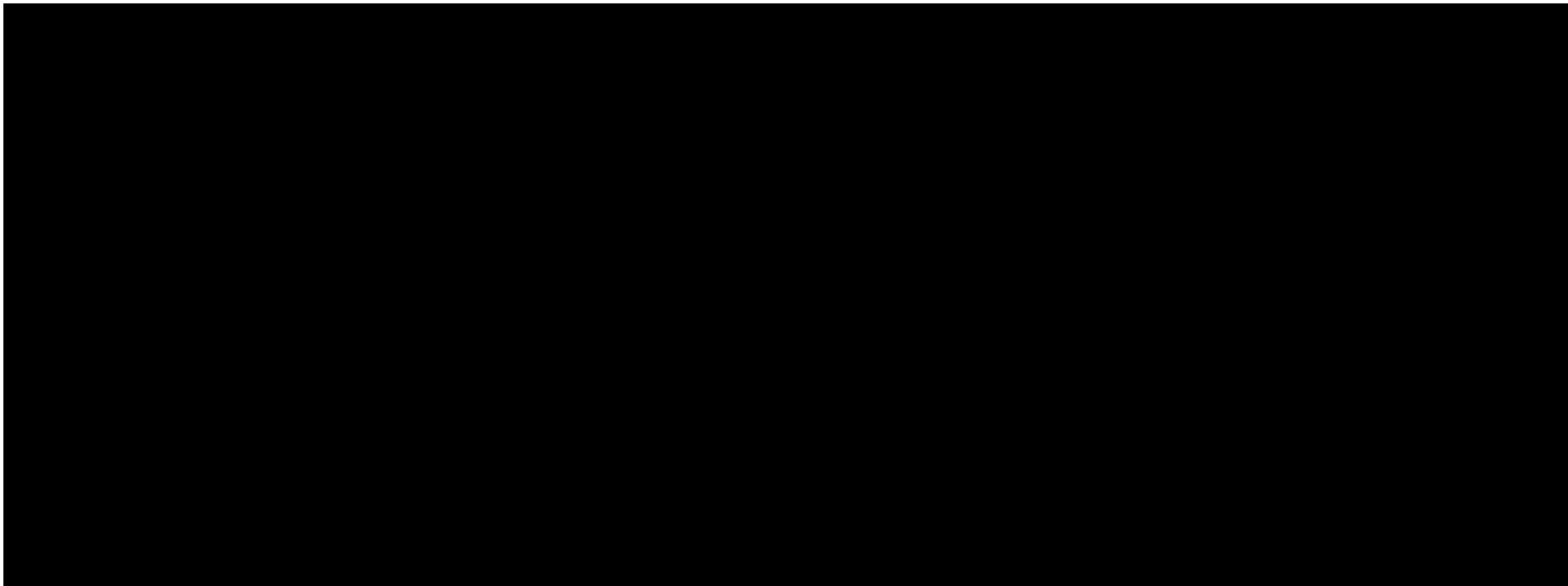


Radiateur d'appoint

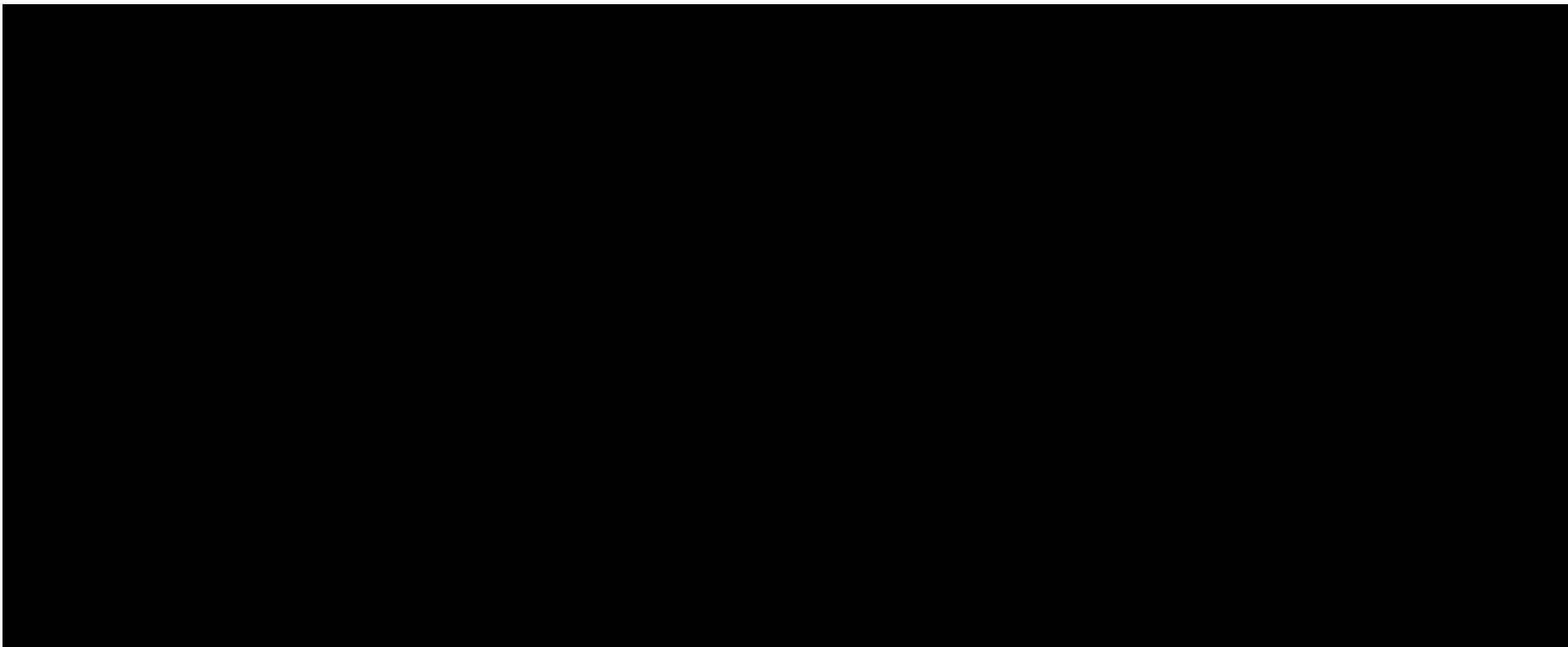


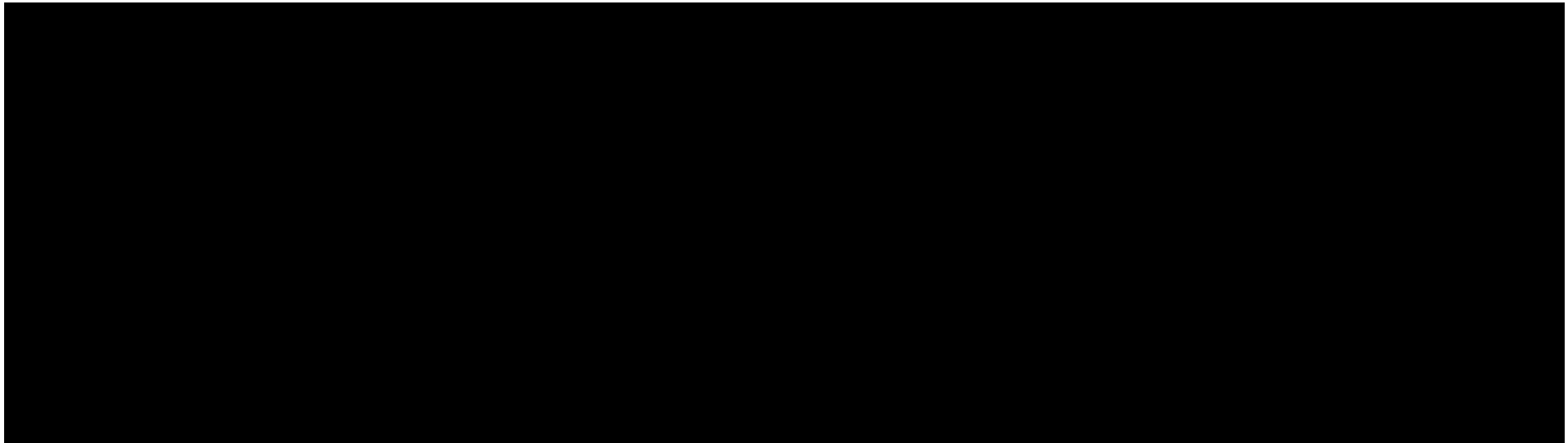
Appareil de chauffage

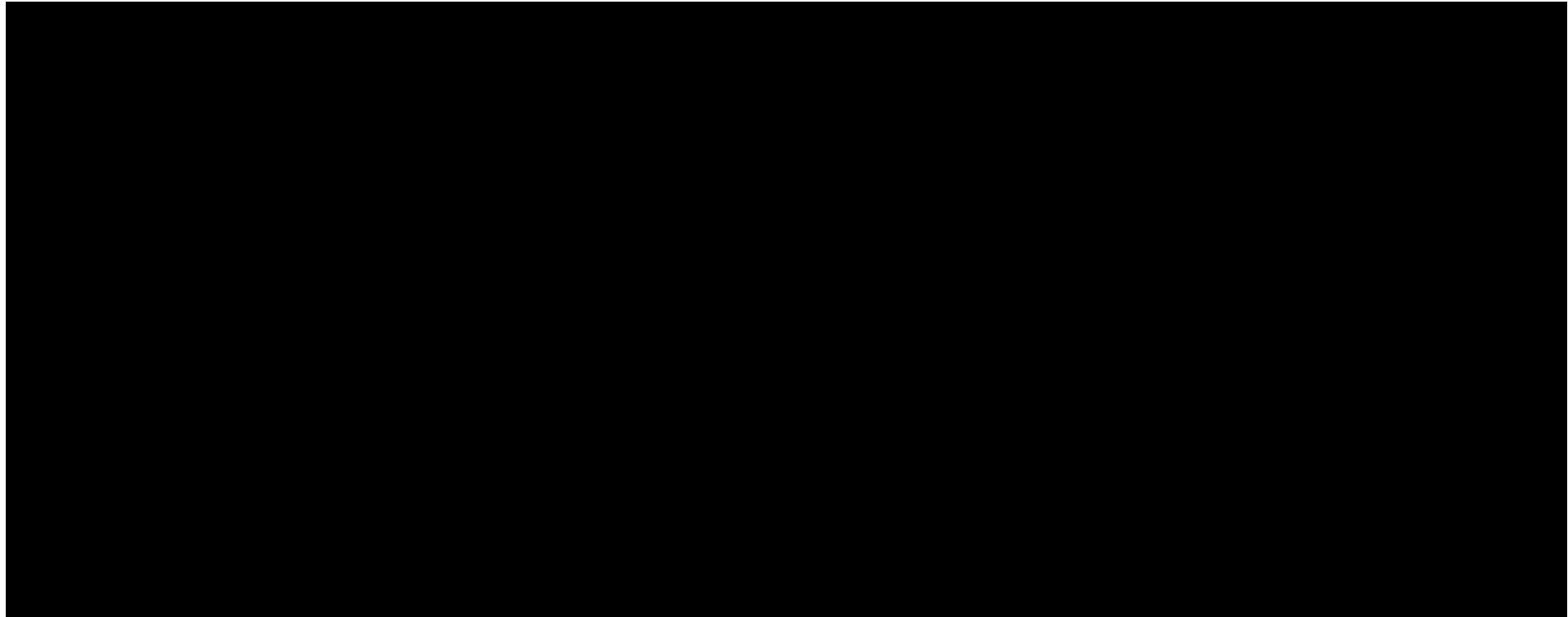


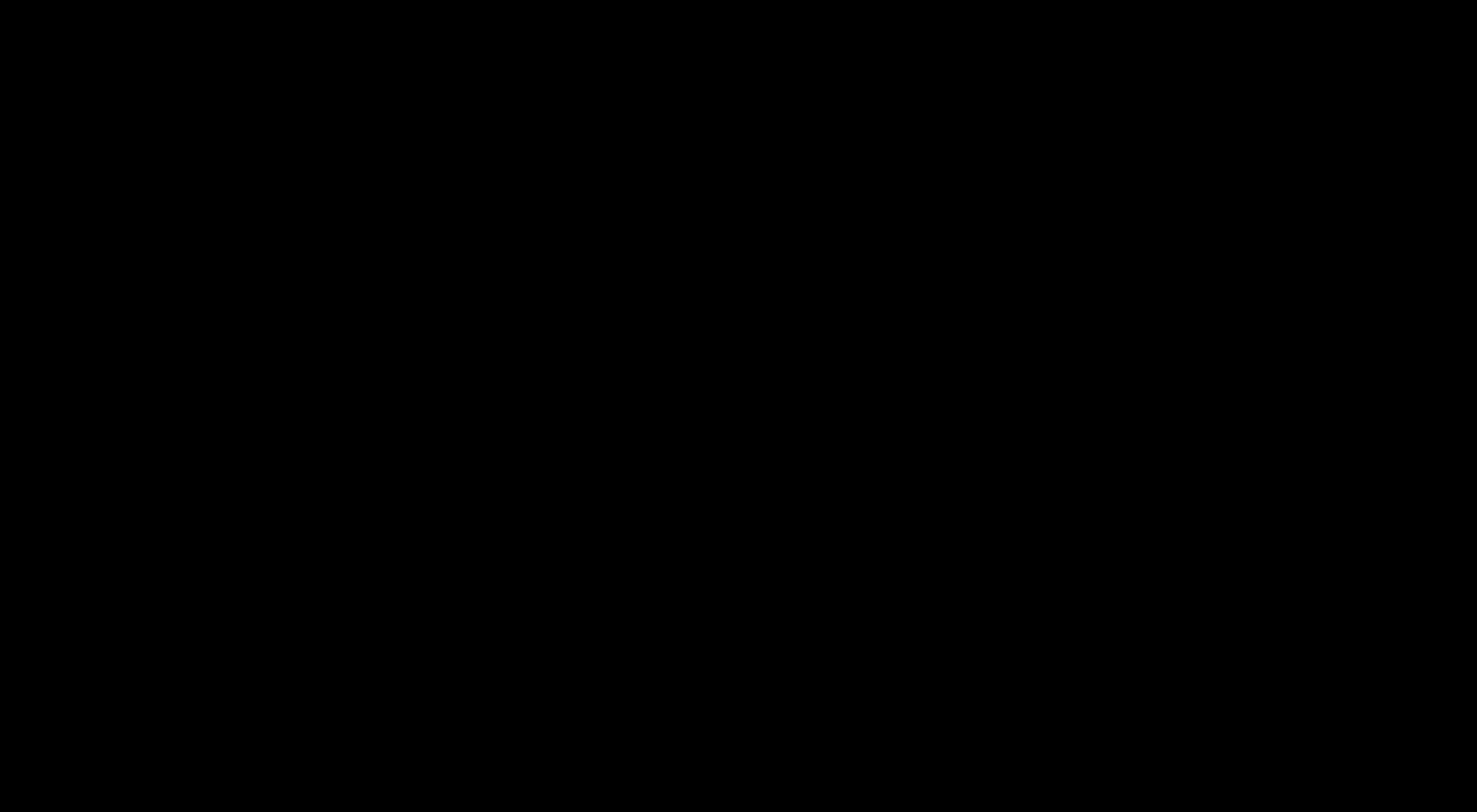












[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

ANNEXE 9 : COMPOSITIONS DES GAZ DE DISTRIBUTION UTILISÉES DANS L'ANALYSE DE L'INTERCHANGEABILITÉ DES GAZ

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Les compositions de gaz ont été sélectionnées en fonction de la valeur calorifique maximale, minimale et moyenne des gaz mesurés par le chromatographe en phase gazeuse. [REDACTED]

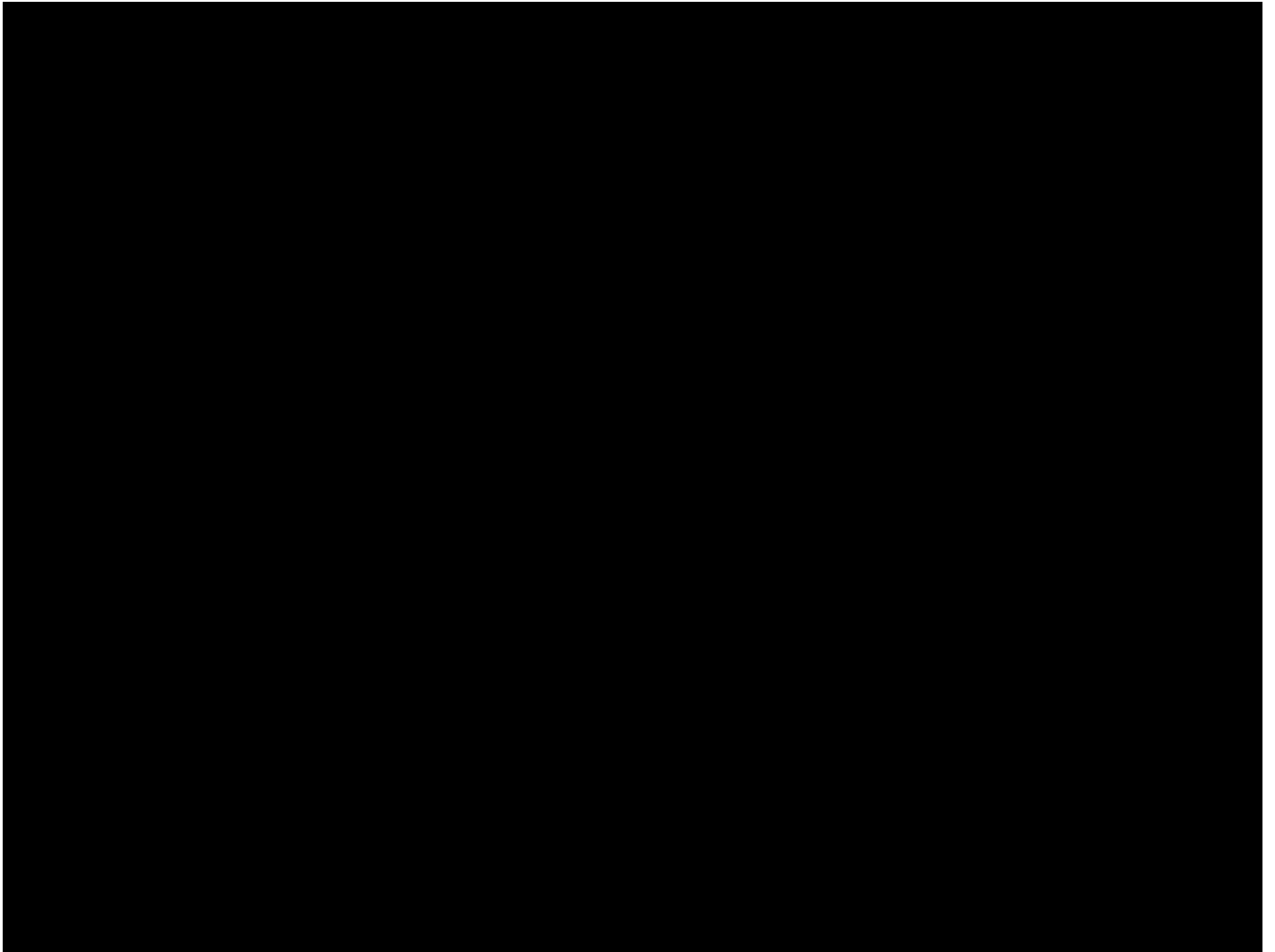
[REDACTED]



DNV

[Redacted text block]

[Redacted text block]



ANNEXE 11 : MÉTHODOLOGIE DU PROGRAMME D'ESSAI DES APPAREILS

Appareils à prémélange partiel (contenant des brûleurs tubulaires et à fentes)

Comme l'illustrent la figure 6-17 et la figure A11-0-1, l'indice de Wobbe change lors de l'ajout d'hydrogène et diminue pour des pourcentages d'hydrogène allant jusqu'à 70-80% vol. Étant donné que l'apport thermique d'un appareil à gaz est directement proportionnel à l'indice de Wobbe, l'apport thermique diminuera également pour la même gamme d'hydrogène ajouté au gaz naturel. Un autre résultat de l'ajout d'hydrogène au gaz naturel est l'augmentation de l'excès d'air. Pour des pourcentages d'hydrogène supérieurs à 75-85% vol., l'indice de Wobbe augmente, ce qui entraîne une augmentation de l'apport thermique.

Un mélange d'hydrogène en dehors des limites légales de l'indice de Wobbe n'est pas un objectif réaliste. Deux essais sont donc proposés : 1) le mélange d'hydrogène au méthane entraînant une modification de l'indice de Wobbe et 2) le mélange d'hydrogène à l'extrémité inférieure de la limite légale de Wobbe ($W=47,24 \text{ MJ/m}^3$) tout en maintenant l'indice de Wobbe constant, ce qui est le cas le plus défavorable pour les appareils à prémélange partiel.

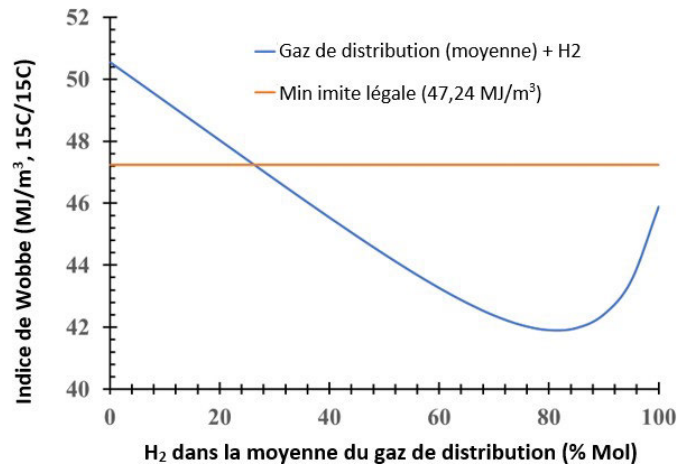


Figure A11-0-1 : Effet de l'ajout d'hydrogène au gaz de distribution (moyenne) sur l'indice de Wobbe

Au cours des expériences, de l'hydrogène sera progressivement ajouté au gaz naturel jusqu'à ce qu'un dysfonctionnement de l'équipement se produise (par exemple, retour de flamme ou détérioration [visuelle] du plateau de brûleur, etc.) Si aucun problème ne survient, le mélange sera effectué jusqu'à environ 90% vol. H₂ dans le gaz naturel.

Les essais suivants sont recommandés :

- Mélange d'hydrogène en régime permanent (augmentation progressive du pourcentage d'hydrogène par paliers de 5 à 10% vol.).
- Changements rapides/soudains du pourcentage d'hydrogène.
- Démarrage à froid et rallumage avec un pourcentage élevé (par exemple, 50% vol.) d'hydrogène dans le gaz naturel.

Pendant les expériences de démarrage à froid, DNV effectue les essais avec un brûleur parallèle en service connecté à la même ligne d'alimentation en combustible que les appareils étudiés afin de garantir la bonne circulation du combustible dans la ligne (est rafraîchi) et l'utilisation du mélange correct pendant les expériences de démarrage à froid. Le pourcentage de gaz naturel/hydrogène est contrôlé par des régulateurs de débit étalonnés et est vérifié par un chromatographe en phase gazeuse calibré.

Il est recommandé d'étudier les paramètres de performance suivants :

- Températures des plateaux de brûleurs
- Émissions : surveillance du CH₄, H₂, O₂, NO_x et CO dans les gaz de combustion
- Système de détection de flamme : mesures d'ionisation de flamme ou thermopile de tension
- Visualisation de la structure de la flamme
- Mesures du flux de radiation (dans le cas où un foyer à gaz serait étudié)

Génératrices auxiliaires à domicile

Les génératrices auxiliaires présentes au Canada contiennent des moteurs à gaz. Étant donné qu'aucun renseignement expérimental n'est disponible concernant l'impact de l'ajout d'hydrogène sur les génératrices auxiliaires à domicile, il est recommandé de tester leurs performances en dehors de l'enveloppe d'interchangeabilité des gaz.

Les moteurs à gaz sont connus pour être sensibles aux cognements indésirables, c'est-à-dire à l'auto-inflammation spontanée du mélange air/combustible non brûlé et comprimé pendant le cycle du moteur. Il est également connu que l'ajout d'hydrogène réduit la résistance au cognement et, par conséquent, augmente le risque d'apparition de cognement du moteur. Il est recommandé d'effectuer des essais de mélange d'hydrogène avec différents mélanges de gaz naturel, notamment un gaz naturel riche (fractions élevées d'hydrocarbures supérieurs) ayant la plus faible résistance au cognement (cas le plus défavorable) et un gaz naturel pauvre ayant une résistance au cognement élevée (cas le plus favorable).

Au cours des expériences, l'hydrogène devrait être ajouté progressivement au gaz naturel jusqu'à ce que le moteur à gaz cesse de fonctionner correctement. Les essais suivants sont recommandés :

- Mélange d'hydrogène en régime permanent (augmentation progressive du pourcentage d'hydrogène par paliers de 5 à 10% vol.).
- Changements rapides/soudains du pourcentage d'hydrogène.
- Démarrage et arrêt du moteur en utilisant des taux de mélange élevés, par exemple 50% vol. H₂ dans le gaz naturel.

Il est recommandé de tester les paramètres suivants :

- Pression de pointe pendant le mélange d'hydrogène
- Limite de cognement du moteur
- Puissance de sortie
- Émissions (NO_x, CO, C_xH_y, H₂)
- Effet de l'augmentation de la teneur en eau des produits de combustion sur l'huile de lubrification. La dégradation de l'huile de lubrification est étudiée en analysant la composition chimique d'échantillons d'huile prélevés sur une longue période. L'analyse révèle également tout changement au niveau de l'usure du moteur en raison de l'ajout d'hydrogène (température et pression élevées à l'intérieur du cylindre) par rapport à un moteur fonctionnant uniquement au gaz naturel.
- Sécurité du carter de vilebrequin par l'analyse d'échantillons de gaz provenant du carter de vilebrequin. La présence d'hydrogène dans le carter de vilebrequin peut entraîner un risque accru d'explosion du carter.
- Gains possibles en matière de rendement énergétique avec l'utilisation d'hydrogène.

Programme d'essais pour la performance et l'intégrité à long terme

Les données tirées de la documentation disponible montrent que l'ajout d'hydrogène peut entraîner une augmentation de la température du plateau de brûleur pour les appareils à prémélange partiel tels que les chauffe-eau et les appareils de chauffage classiques, les foyers à gaz et les cuisinières. L'augmentation de la température du plateau de brûleur peut provoquer une contrainte thermique plus élevée et peut finalement entraîner des dommages (par exemple formation de fissures) pendant la durée de vie du brûleur. Les résultats montrent que l'augmentation de la température dépend fortement du type d'appareil étudié et plusieurs articles indiquent que l'augmentation de la température du brûleur peut réduire sa durée de vie du brûleur; toutefois, aucun renseignement quantitatif n'est fourni.

Pour mieux comprendre les effets à long terme de l'augmentation de la température des plateaux de brûleurs, il est recommandé d'étudier les effets à long terme du mélange d'hydrogène pour les types d'équipements qui se sont avérés les plus sensibles au mélange d'hydrogène. Les appareils devraient être sélectionnés en fonction des renseignements recueillis à la suite de la revue de la documentation et des données obtenues dans le cadre du programme d'essai décrit ci-dessus.

Le programme d'essais pour la performance et l'intégrité à long terme vise à évaluer l'impact du mélange d'hydrogène à 30% vol. sur la performance de l'appareil pendant sa durée de vie de 15 à 20 ans. À la suite des essais à long terme déjà réalisés sur des appareils fonctionnant au biométhane, DNV propose une période d'essai de 6 mois au cours de laquelle l'appareil est testé avec un pourcentage d'hydrogène fixe (>30% vol. H₂; valeur à déterminer) pour permettre l'extrapolation des données sur 15 ans de fonctionnement. Pendant les essais, la température du plateau de brûleur devrait être surveillée, les émissions doivent être mesurées et le plateau de brûleur doit être inspecté visuellement et comparé à celui d'un essai de référence utilisant du gaz naturel (sans hydrogène).

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Large redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

- [Redacted text]
- [Redacted text]
- [Redacted text]
- [Redacted text]
- [Redacted text]
- [Redacted text]

[Redacted text]

- [Redacted text]



DNV

- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]

[Redacted]

- | [Redacted]
- | [Redacted]

[Redacted]

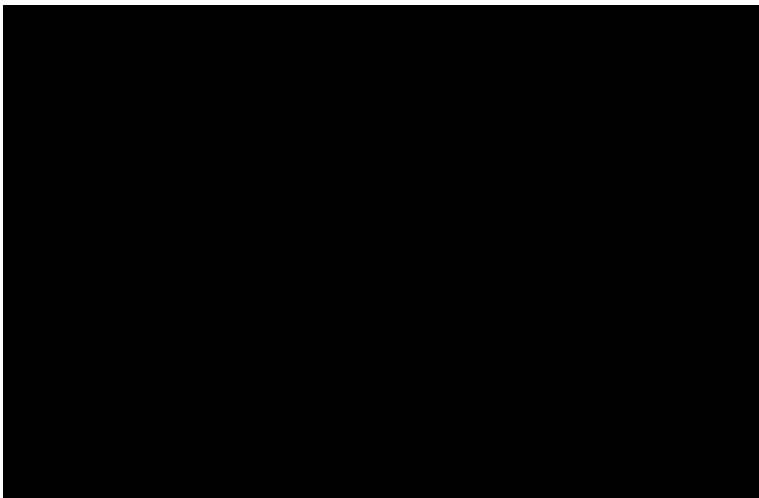
- | [Redacted]
- | [Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]



[Redacted]

[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- | [Redacted list item]

[Redacted text block]

- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]
- | [Redacted list item]



DNV est l'expert indépendant en vérification et en gestion des risques. Ses bureaux sont répartis dans plus de 100 pays. Grâce à sa vaste expérience et à son expertise approfondie, DNV fait avancer la sécurité et la performance durable, établit les points de référence de l'industrie, puis inspire et invente des solutions.

Qu'il s'agisse de l'évaluation de la conception d'un nouveau navire, de l'optimisation du rendement d'un parc éolien, de l'analyse de données de capteurs de réseaux pipeliniers ou de la certification de la chaîne d'approvisionnement d'une entreprise alimentaire, DNV permet à ses clients et à ses parties prenantes de prendre des décisions d'importance primordiale en toute confiance.

Digne de sa raison d'être visant à sauvegarder la vie, les biens et l'environnement, DNV aide ses clients et le monde actuel à relever les défis et à faire face aux transformations mondiales qui les attendent. DNV est une voix de confiance pour grand nombre des entreprises les plus prospères et avant-gardistes de la planète.

