



LE GOUVERNEMENT
DU GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG
Ministère de l'Énergie et de
l'Aménagement du territoire

Département de l'énergie

Plan d'action préventif relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg, établi dans le cadre du règlement (UE) 2017/1938

3 octobre 2019

Version 1.3

Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire



SOMMAIRE

CONTEXTE ET OBJECTIFS DU DOCUMENT	6
1. DESCRIPTION DU RESEAU	7
1.1. Description du réseau gazier régional pour chaque groupe de risque dont le Luxembourg fait partie	7
1.2. Description du réseau gazier du Luxembourg	7
1.2.1. Principaux chiffres de la consommation de gaz.....	7
1.2.2. Fonctionnement du réseau gazier du Luxembourg	11
1.2.3. Infrastructure clé pertinente pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel	15
1.2.4. Sources d'importation de gaz naturel.....	15
1.2.5. Rôle du stockage	16
1.2.6. Rôle de la production locale	16
1.2.7. Rôle du gaz naturel dans la production d'électricité	16
1.2.8. Rôle des mesures d'efficacité énergétique et incidence sur la consommation annuelle finale de gaz	
	17
2. RESUME DE L'EVALUATION DES RISQUES.....	18
2.1. Scénarios évalués	18
2.1.1. Scénario de risque 1 : défaillance complète de l'entrée de Bras en 2019	18
2.1.2. Scénario de risque 2 : défaillance complète de l'entrée de Remich en 2019	18
2.2. Principales conclusions de l'évaluation des risques	19
3. NORMES RELATIVES AUX INFRASTRUCTURES	20
3.1. Niveau régional	20
3.2. Niveau national	20
3.2.1. Formule N-1	20
3.2.2. Capacité bidirectionnelle	24
4. CONFORMITÉ AVEC LES NORMES D'APPROVISIONNEMENT	24
4.1. Définition des clients protégés appliquée.....	24
4.2. Volumes de gaz et capacités nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement	24
4.3. Mesures en place pour respecter les normes d'approvisionnement	24
4.3.1. Obligation de reporting annuel imposée aux fournisseurs de clients protégés	24
4.3.2. Contrôle de la conformité des fournisseurs avec les normes d'approvisionnement à travers la mise à jour de l'évaluation des risques.....	26
5. MESURES PREVENTIVES.....	28
5.1. Mesures préventives adoptées pour chaque risque identifié selon l'évaluation des risques	28
5.1.1. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : mise en place de l'outil « Creos Maps » pour les entreprises de travaux	30
5.1.2. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : contrôle des flux et pressions sur chaque point d'entrée et sortie du réseau du GRT par système SCADA	30



5.1.3. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : système de contrôle de la pression.....	31
5.1.4. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : survol régulier du réseau de transport par le GRT	31
5.1.5. Mesure relative au risque de défaillance physique d'un point d'entrée : contrat d'augmentation de pression côté Fluxys pour pouvoir alimenter toute la zone de distribution	32
5.1.6. Mesure relative au risque lié à la loi belge sur les instruments de gestion de crise : discussion inter-État sur l'application de la loi belge relative aux instruments de gestion de crise.....	33
5.1.7. Incitation à la diversification des sources d'approvisionnement.....	33
5.2. Mesures préventives adoptées ou dont l'adoption est prévue pour d'autres raisons que pour les risques identifiés selon l'évaluation des risques	34
5.2.1. Mesures adoptées.....	34
5.2.2. Mesure dont l'adoption est prévue	36
5.3. Mesures non fondées sur le marché	37
5.3.1. Mise en place d'un plan de délestage.....	37
5.4. Explication des mesures envisagées en faveur de l'efficacité, y compris axées sur la demande, pour renforcer la sécurité d'approvisionnement.....	39
5.5. Explication des mesures envisagées pour renforcer la sécurité d'approvisionnement, prenant en compte les sources d'énergie renouvelables	39
6. AUTRES MESURES ET OBLIGATIONS	39
6.1. Obligations liées à la sécurité et qualité d'approvisionnement.....	39
6.2. Prescriptions techniques	41
6.3. Fourniture du dernier recours	41
6.4. Mesures d'urgence et de sauvegarde	41
7. PROJETS D'INFRASTRUCTURES.....	41
7.1. Description des projets d'infrastructure	41
7.1.1. Royaume uni	42
7.1.2. Italie	42
7.1.3. Estonie	43
7.1.4. Lituanie	43
7.1.5. Pologne	44
7.1.6. Danemark.....	44
8. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC LIEES A LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT.....	44
9. CONSULTATION DES ACTEURS CONCERNES	45
9.1. Entreprises gazières.....	45
9.2. Organismes concernés représentant les intérêts des ménages.....	45
9.3. Organismes concernés représentant les intérêts des clients industriels consommant du gaz, y compris les producteurs d'électricité	45
9.4. Autorité de régulation nationale	46



10. DIMENSION REGIONALE	46
10.1. Formule N-1.....	46
10.2. Mécanismes de coopération.....	46
10.3. Mesures préventives	46



LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Demande de pointe du 7 février 2012	9
Tableau 2 : Points d'entrée du réseau de transport de gaz de Creos fin 2017	14
Tableau 3 : Calcul de la formule N-1 (2017)	21
Tableau 4 : Valeur retenue pour D_{max} (2017)	22
Tableau 5 : Capacités délestables par niveau en Nm ³ par jour (2017)	22
Tableau 6 : Calcul de la formule N-1 pour 2017 avec mesure de délestage jusqu'au niveau 2A	23
Tableau 7 : Volumes de gaz et capacités nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement au Luxembourg	24
Tableau 8. Rappel de la classification des risques résultant de l'évaluation des risques de 2018	28

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Approvisionnement énergétique du Luxembourg par type de produits 2010 - 2016	8
Figure 2 : Pointe horaire annuelle historique en millions m ³ par heure (mcm/h) de 2008 à 2017 ..	8
Figure 3 : Répartition des clients finals en 2017	9
Figure 4. Prévision d'évolution de la consommation de gaz naturel sur la période 2017-2026	10
Figure 5 : Prévision d'évolution de la pointe sur la période 2017-2026 à une température	10
Figure 6 : Chaîne de valeur de l'industrie gazière au Luxembourg (illustration à fin 2018)	11
Figure 7 : Le réseau luxembourgeois de transport de gaz naturel (2018)	12
Figure 8 : Réseau d'approvisionnement en gaz du Luxembourg	13
Figure 9 Répartition des flux par point d'entrée et GRT frontalier	13
Figure 10 : Importations de gaz au Luxembourg par pays d'origine (2013) et caractéristiques des pays producteurs (2018)	16



Contexte et objectifs du document

Le règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel (ci-après le « Règlement ») impose à travers son article 8 à chaque État membre de l'UE l'élaboration d'un Plan d'Action Préventif (ci-après le « PAP ») contenant les mesures nécessaires pour éliminer ou atténuer les risques identifiés dans les évaluations communes et nationales des risques, y compris les effets des mesures d'efficacité énergétique et des mesures axées sur la demande. Le Règlement précise le contenu du PAP à travers son annexe VI.

Dans ce contexte, ce document constitue le plan d'action préventif relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Grand-Duché de Luxembourg établi conformément au Règlement.

Ce plan est structuré conformément à l'annexe VI du Règlement.



1. Description du réseau

1.1. Description du réseau gazier régional pour chaque groupe de risque dont le Luxembourg fait partie

Le Luxembourg fait partie des groupes de risque suivants :

- **Danemark** (Danemark, Allemagne, Suède, Luxembourg, Pays-Bas) ;
- **Royaume-Uni** (Allemagne, Belgique, Irlande, Luxembourg, Pays-Bas, Royaume-Uni) ;
- **Norvège** (Norvège, Belgique, Danemark, France, Allemagne, Irlande, Italie, Luxembourg, Portugal, Espagne, Suède, Royaume-Uni) ;
- **Mer Baltique** (Autriche, Belgique, République Tchèque, Danemark, Allemagne, France, Luxembourg, Pays-Bas, Slovaquie et Suède) ;
- **Biélorussie** (Belgique, République tchèque, Allemagne, Estonie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Slovaquie) ;
- **Ukraine** (Bulgarie, République tchèque, Allemagne, Grèce, Croatie, Italie, Luxembourg, Hongrie, Autriche, Pologne, Roumanie, Slovénie, Slovaquie).

La description du réseau gazier régional de chacun de ces groupes selon les termes définis dans l'annexe V du Règlement de chacun de ces 6 groupes de risques figure dans les rapports d'évaluation commune des risques correspondants. Le lecteur est invité à se référer à ces documents pour en prendre connaissance.

1.2. Description du réseau gazier du Luxembourg

1.2.1. Principaux chiffres de la consommation de gaz

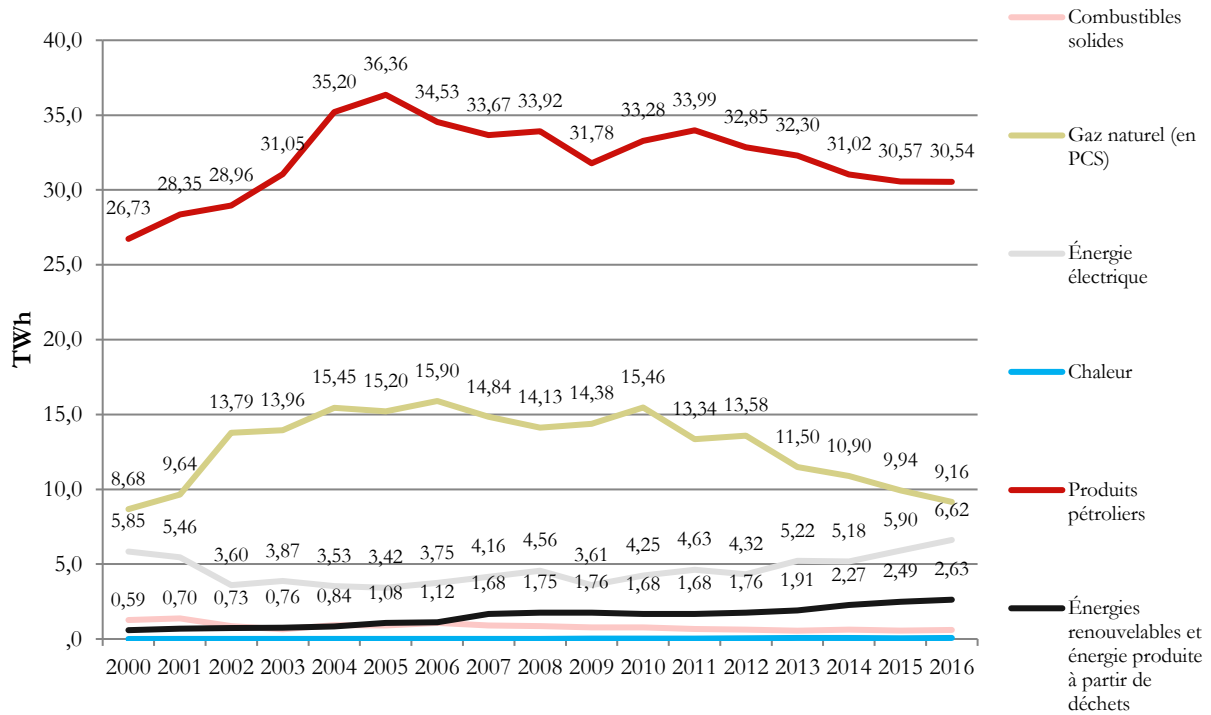
En 2017, avec ses 89 157 points de raccordement, la demande de gaz naturel au Luxembourg était de 9,054 TWh¹, soit 0,9 % de moins par rapport à 2016. Cette demande est en décroissance constante depuis 2010, année où elle atteignait 15,46 TWh. Cette baisse est surtout due à la réduction progressive de la production d'électricité par la centrale à cycle combiné gaz Twining et d'autres centrales de cogénérations industrielles jusqu'à la fermeture définitive de la centrale de Twining en 2016 et de certaines autres centrales de cogénération à base de gaz naturel.

Le gaz naturel est la deuxième source d'énergie du pays après le pétrole. Il compte pour 18,5% des approvisionnements en énergie du Grand-Duché après le pétrole qui comptait pour 61,55% en 2016.

¹ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-529.pdf>



Figure 1 : Approvisionnement énergétique du Luxembourg par type de produits 2010 - 2016

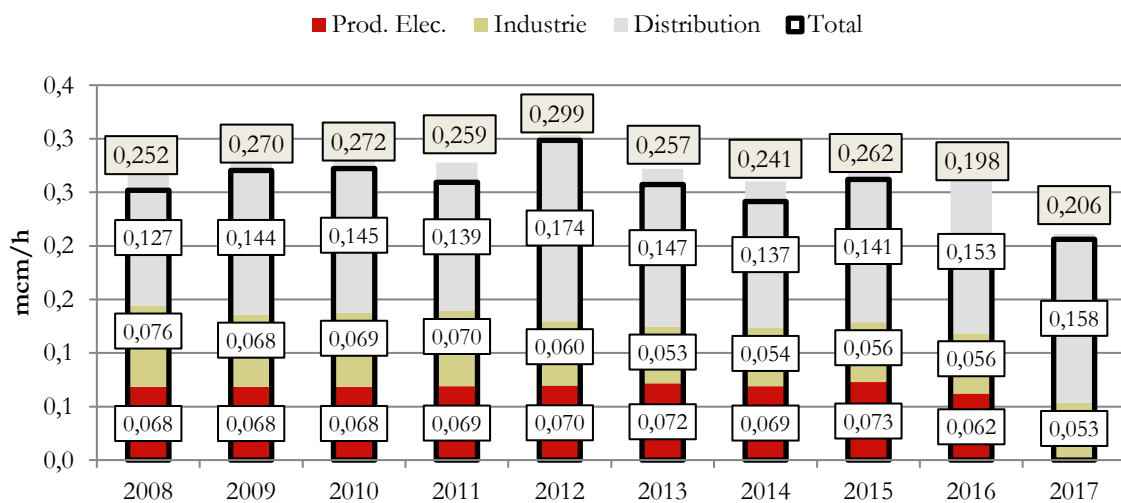


Source : portail des statistiques du Grand-Duché de Luxembourg

Le graphique suivant présente l'évolution de la pointe horaire annuelle répartie selon 3 segments :

- Production d'électricité : centrale au gaz raccordée au réseau de transport
- Industrie : clients industriels raccordés au réseau de transport
- Distribution publique² : ensemble de la consommation des réseaux de distribution

Figure 2 : Pointe horaire annuelle historique en millions m³ par heure (mcm/h) de 2008 à 2017



Source : Creos

² Les centrales de cogénération à gaz sont intégrées dans le segment de la distribution publique



La demande de pointe annuelle maximale sur les 20 dernières années a été observée le 7 février 2012 à 298 519 Nm³/h, pour une température moyenne de -10,3° C. La répartition par segment de cette demande de pointe est présentée dans le Tableau 1 suivant.

Tableau 1 : Demande de pointe du 7 février 2012

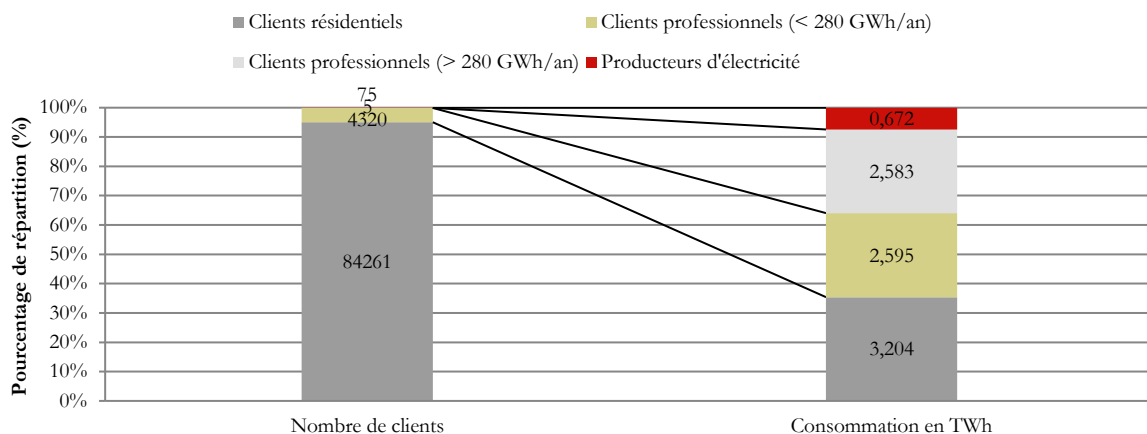
Segment de consommation	Pointe de consommation en Nm ³ /h
Production électrique	67 920
Industrie	56 650
Distribution publique	173 949
Total	298 519

Source : Creos

Le Luxembourg n'anticipe pas de nouveaux grands investissements dans des secteurs industriels fortement consommateurs de gaz. La tendance actuelle est à la baisse de la consommation. Ainsi, la fermeture de la centrale à gaz de Twinerg, mise en liquidation volontaire en date du 7 juillet 2016, a impacté de manière significative la pointe de consommation. Par ailleurs, il n'y a à l'heure actuelle pas de projet concret de construction d'une nouvelle centrale à gaz sur le territoire du Luxembourg.

Sur la distribution publique, le secteur domestique représente environ 95% des raccordements et 55% de la consommation totale en 2017.

Figure 3 : Répartition des clients finals en 2017



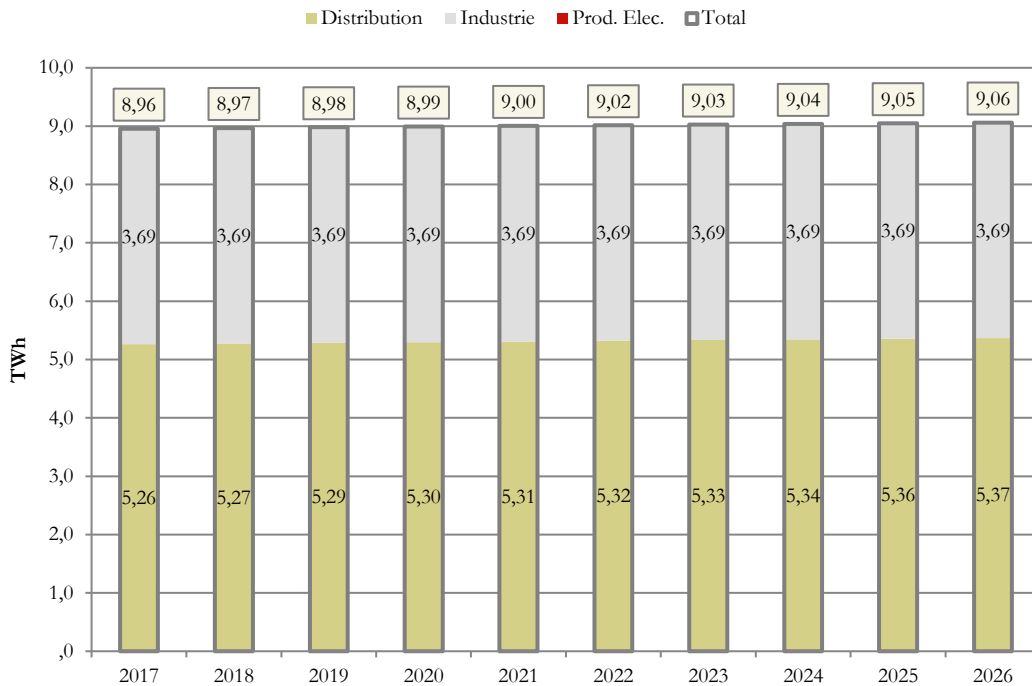
Source : ILR³

Selon les estimations du GRT Creos, la consommation de gaz devrait croître modérément jusqu'en 2026, tirée par la demande de la distribution publique qui atteindrait 5,368 TWh/an en 2026, soit 2% de plus qu'en 2017. La pointe horaire devrait atteindre 245 707 Nm³/h en 2026 sous l'hypothèse d'une température de référence de -11°C.

³ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-529.pdf>

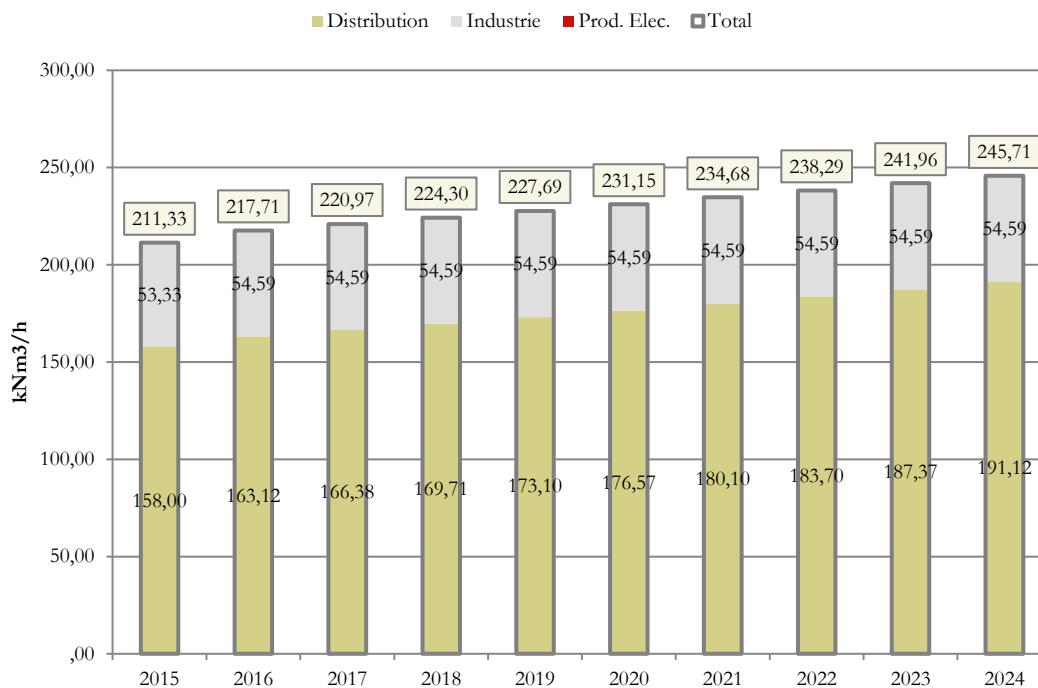


Figure 4. Préviction d'évolution de la consommation de gaz naturel sur la période 2017-2026



Source : Creos

Figure 5 : Préviction d'évolution de la pointe sur la période 2017-2026 à une température de référence de -11°C^4



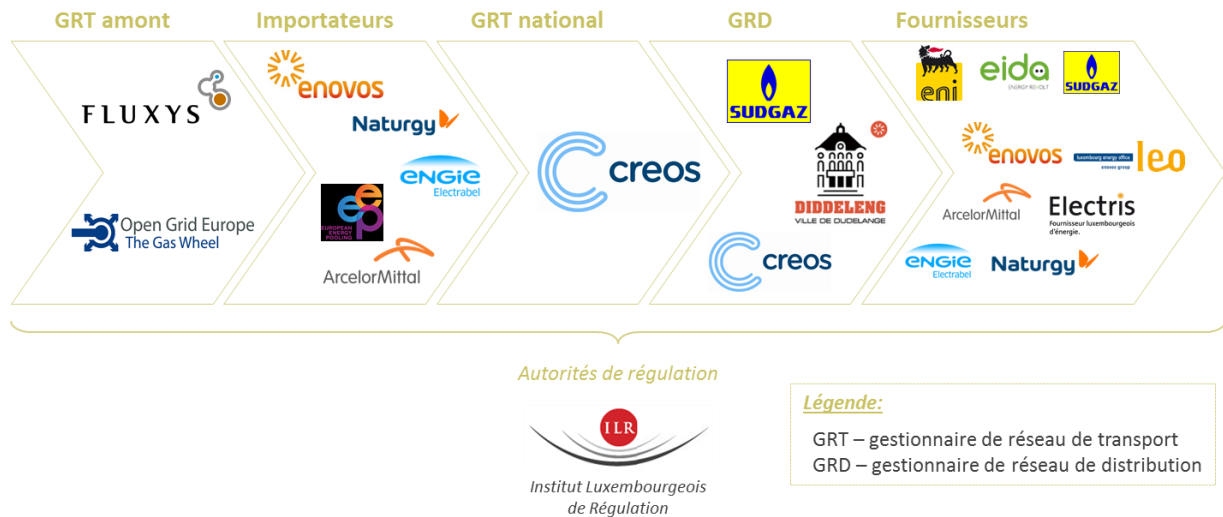
Source : Creos

⁴ Pour l'année 2015, la pointe réellement observée de la zone de distribution est utilisée. La pointe 2015 retraitée en fonction du climat est égale à 182 000 Nm³/h à une température de référence de -11°C .



1.2.2. Fonctionnement du réseau gazier du Luxembourg

Figure 6 : Chaîne de valeur de l'industrie gazière au Luxembourg (illustration à fin 2018)



Le Luxembourg importe, via des fournisseurs intermédiaires, 100 % de ses besoins en gaz naturel de source fossile. Le Luxembourg ne dispose pas sur son territoire de production ni de stockage de gaz naturel. La seule source indigène est la biométhanisation avec injection directe du biogaz produit dans le réseau de gaz naturel. Mis à part le stockage en conduite, la flexibilité pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande doit être garantie par les moyens mis à disposition par les systèmes limitrophes.

Les principaux importateurs de gaz au Luxembourg sont Enovos, ENGIE-Electrabel et ArcelorMittal Energy. Creos est le gestionnaire du réseau de transport de gaz national. Creos est également gestionnaire de réseau de distribution de gaz, comme Sudgaz (présent dans 14 communes au sud du pays) et la Ville de Dudelange. De plus, Sudgaz est fournisseur historique de gaz dans le sud du pays. Les autres fournisseurs actifs sont Enovos, LEO, ENGIE-Electrabel, ArcelorMittal Energy, Naturgy (ex Gas Natural Fenosa) et Eida (eni a décidé de se retirer du marché luxembourgeois à partir de janvier 2019).

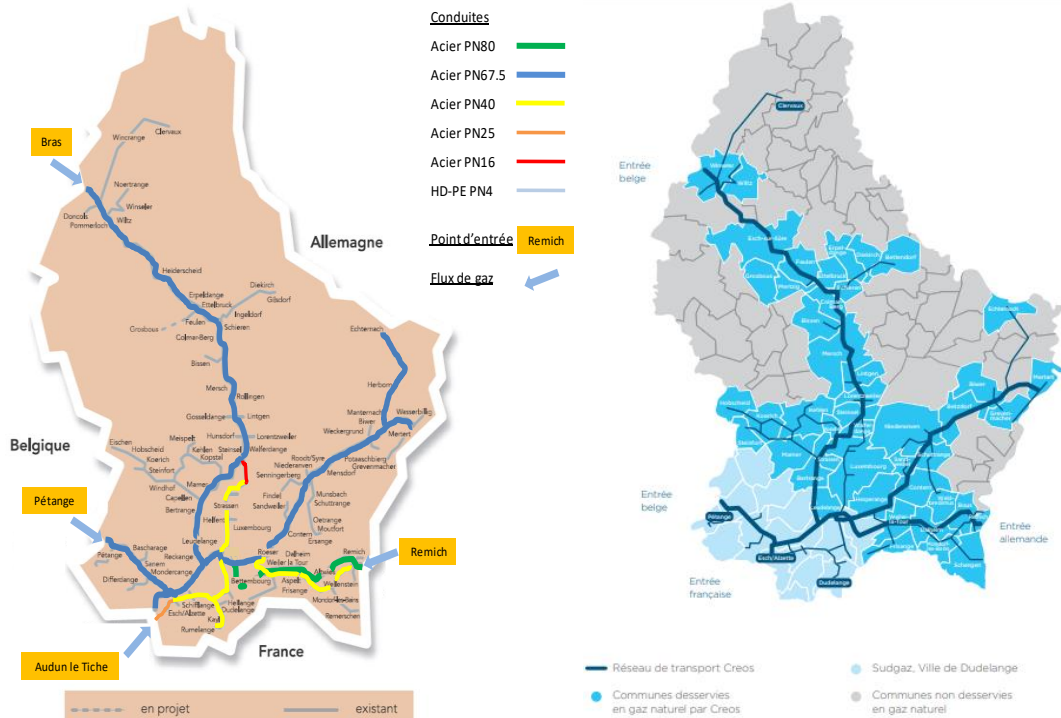
Le Luxembourg est approvisionné en gaz naturel à travers le réseau de transport de Creos qui est interconnecté avec la Belgique, l'Allemagne et la France au niveau de 3 points d'entrée monodirectionnels (flux d'importation uniquement) :

- Bras et Pétange pour l'interconnexion avec la Belgique,
- Remich pour l'interconnexion avec l'Allemagne.

Aucune capacité n'est commercialisée sur l'interconnexion avec la France à Audun-le-Tiche, celle-ci n'étant plus utilisée pour approvisionner les clients luxembourgeois.



Figure 7 : Le réseau luxembourgeois de transport de gaz naturel (2018)

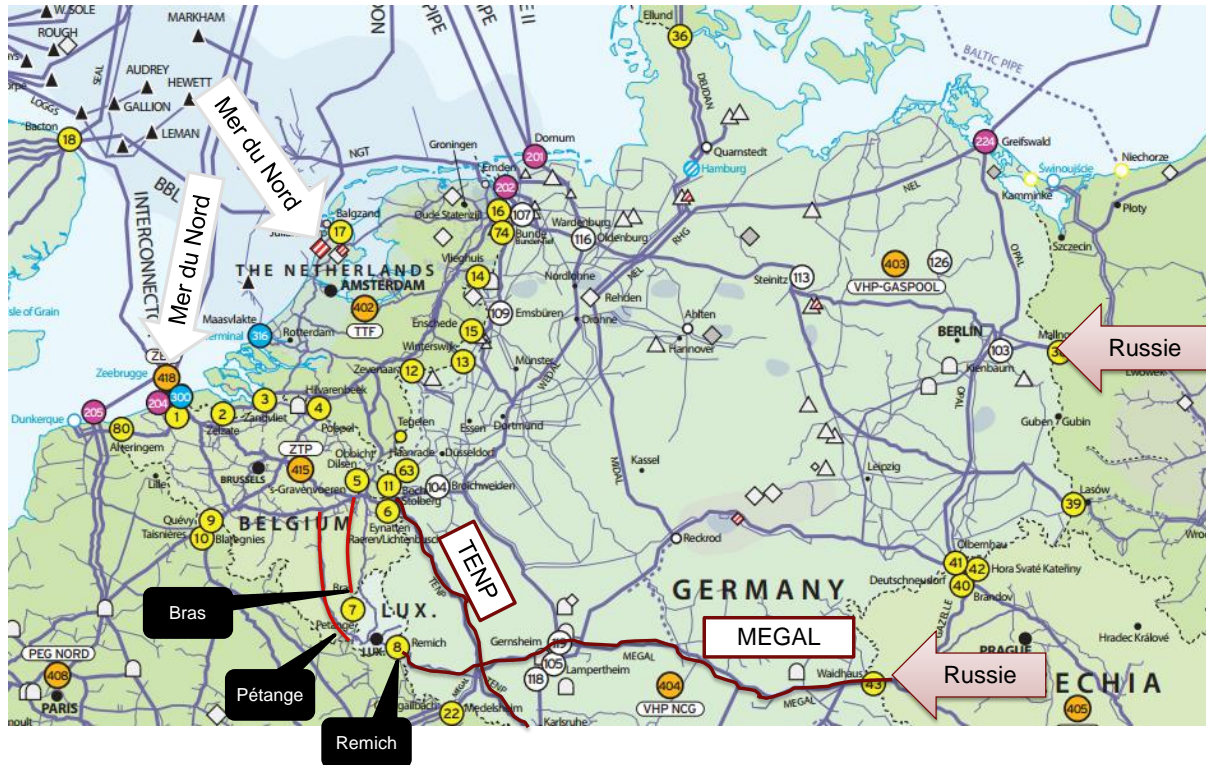


Comme c'est le cas pour GRTgaz et contrairement à Fluxys et OGE, le gaz naturel acheminé sur le réseau de Creos est odorisé. L'odorisation est réalisée aux points d'entrée belges et au point d'entrée allemand grâce à 3 stations, le gaz importé de France étant déjà odorisé.

Avant l'entrée en vigueur de la zone de marché belgo-luxembourgeoise BELUX le 1^{er} octobre 2015, l'essentiel des volumes était importé via les frontières belge et allemande car la capacité d'entrée avec la France était très limitée et entièrement interruptible. La réservation de capacités d'entrée côté français a été suspendue par la mise en place du modèle BELUX : les volumes sont donc importés exclusivement via les points d'interconnexions belges et allemands. Depuis l'Allemagne, le gaz provient physiquement du gazoduc Megal transportant du gaz russe depuis le point d'entrée de Waidhaus, mais peut également venir du gazoduc TENP transportant du gaz depuis la Belgique et les Pays Bas (gaz qui correspond principalement à du GNL et du gaz de la Mer du Nord). Depuis la Belgique, le gaz arrivant à Bras et Pétange provient physiquement principalement de s'Gravenvoeren, point frontalier avec les Pays-Bas.



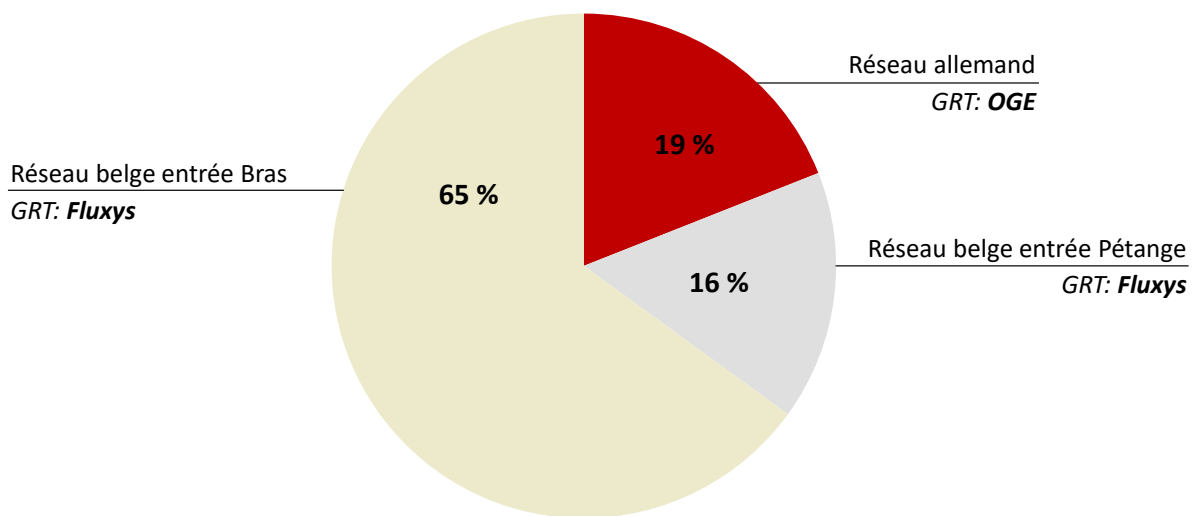
Figure 8 : Réseau d'approvisionnement en gaz du Luxembourg



Source : ENTSOG

La figure ci-dessous met en évidence l'importance du point d'entrée de Bras pour l'approvisionnement en gaz du Luxembourg, par lequel les 2 tiers des flux ont transité en 2017.

Figure 9 Répartition des flux par point d'entrée et GRT frontalier



Source : Creos, rapport annuel 2017



Avec la mise en place du modèle d'accès à la zone de marché intégré BELUX en octobre 2015, les GRT amont (Fluxys et OGE) n'offrent plus de capacités aux expéditeurs aux points d'interconnexion de Bras, Pétange et Remich :

- Un expéditeur qui souhaite acheminer du gaz au Luxembourg via le réseau belge n'a plus besoin de détenir de capacités d'entrée et de sortie entre les réseaux belges et luxembourgeois : Fluxys et Creos acheminent le gaz jusqu'aux points de fourniture luxembourgeois par le biais de réservations internes de capacités aux points d'interconnexion de Bras et de Pétange.
- Avec le transfert de portefeuilles de capacités des expéditeurs actifs au point d'interconnexion de Remich vers Creos, un expéditeur qui souhaite acheminer du gaz au Luxembourg depuis la zone NCG n'a plus besoin de détenir de capacités de sortie du réseau d'OGE au point d'interconnexion de Remich : il souscrit une capacité d'entrée ferme conditionnelle⁵ auprès de Creos, et Creos exploite la capacité de sortie correspondante pour le compte de l'utilisateur par le biais de réservations auprès d'OGE.

La capacité d'entrée technique totale du réseau de transport de gaz luxembourgeois était de 280 000 Nm³/h fin 2017, répartie comme suit entre les 2 points d'entrée de Bras et Pétange côté Belgique et le point d'entrée de Remich côté Allemagne.

Tableau 2 : Points d'entrée du réseau de transport de gaz de Creos fin 2017

Point d'entrée		GRT amont	Pression et Diamètre des conduites	Capacité technique (au sens du Règlement)	Capacité interruptible
Belgique	Bras	Fluxys	PN 67.5, DN 400	110 000 Nm ³ /h à 40 bars	0
Allemagne	Remich	OGE	PN 80, DN 500	100 000 Nm ³ /h à 30 bars	0
Belgique	Pétange	Fluxys	PN 67.5, DN 400	70 000 Nm ³ /h à 32 bars	0
France	Audun-le-Tiche	GRTgaz	PN25, DN 200	0	0
Total				280 000 Nm ³ /h	0

Source : Creos

La capacité technique du point d'entrée de Remich est passée à 90 000 Nm³/h à compter de l'année gazière 2018/2019, conduisant à une capacité d'entrée totale du réseau luxembourgeois de 270 000 Nm³/h, que Creos prévoit stable au moins jusqu'en 2026.

Comme indiqué précédemment, dans le cadre du marché intégré BELUX, la commercialisation de capacités a été suspendue à Audun le Tiche par Creos, cette entrée ne permettant plus d'approvisionner les clients raccordés au réseau luxembourgeois. La fermeture de la centrale à cycle combiné gaz Twinerg, mis en liquidation volontaire en date du 7 juillet 2016, a impacté de manière significative la demande en gaz du marché luxembourgeois et également la réservation de capacité

⁵ La capacité ferme d'entrée offerte par Creos au point d'interconnexion de Remich est dite « conditionnelle » car elle est sujette à des obligations de nomination dues à des restrictions dépendantes de la prévision de consommation au Luxembourg (elle-même dépendante des conditions météorologiques)



ferme côté OGE (diminution de 120 000 Nm³/h en 2015/2016 à 90 000 Nm³/h à partir de l'année gazière 2018/2019).

Les accords de coopération convenus entre Fluxys et Creos dans le cadre du marché intégré BELUX, ont fortement amélioré la sécurité d'approvisionnement du Grand-Duché, avec une augmentation de plus de 60% de la capacité physique disponible de la Belgique vers le Luxembourg à travers une pression contractuelle adaptée qui a permis de faire passer la capacité d'entrée côté belge de 110 000 Nm³/h à 180 000 Nm³/h à partir du 1^{er} octobre 2015.

Il est enfin à noter que le projet d'extension de la zone BELUX à l'Allemagne a été stoppé après des études de faisabilité réalisées par les GRT en 2015, les GRT allemands souhaitant se focaliser sur la fusion des zones NCG et Gaspool. De même le projet d'extension de la zone BELUX à la France a été stoppé, après des études préliminaires menées fin 2016.

1.2.3. Infrastructure clé pertinente pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

Suite à la mise en place de la zone de marché intégré de BELUX, l'infrastructure clé pertinente pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est depuis 2016 le point d'entrée de Bras avec une capacité technique (selon la définition du Règlement⁶) de 110 000 Nm³/h à 40 bars.

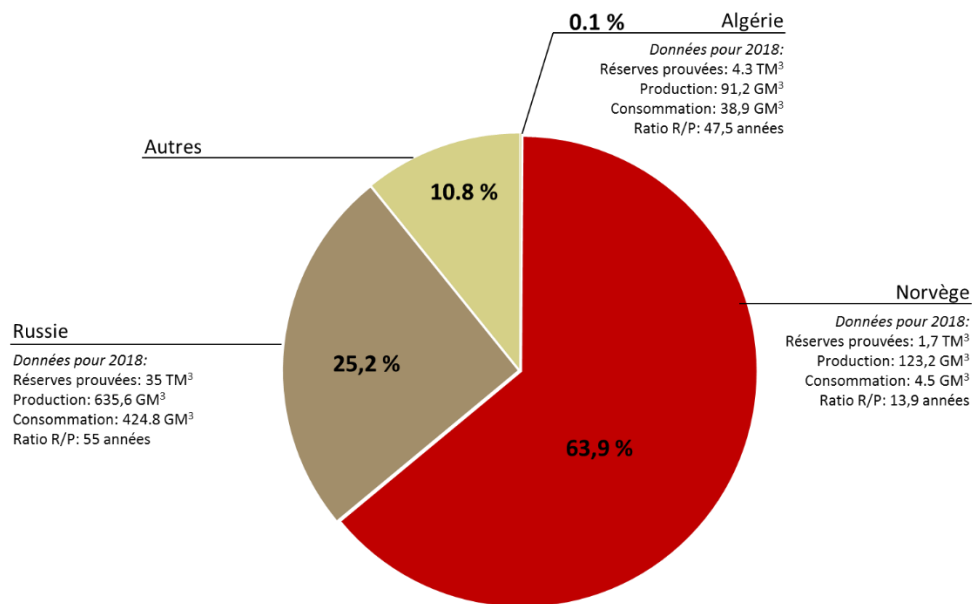
1.2.4. Sources d'importation de gaz naturel

Le gaz importé au Luxembourg est uniquement du gaz H à haut pouvoir calorifique. En considérant les mix d'approvisionnement des GRT amont, les principaux pays d'origine du gaz importé étaient, en 2013 (dernière date à laquelle ces informations sont disponibles), la Norvège (63,90 %) et la Russie (25,20 %) (Source : le portail des statistiques – Grand-Duché de Luxembourg, 2013). La majorité des fournisseurs luxembourgeois n'a pas de contrat direct avec les producteurs de gaz naturel.

⁶ Capacité technique : la capacité ferme maximale que le gestionnaire de réseau de transport peut offrir aux utilisateurs du réseau compte tenu de l'intégrité du système et des exigences d'exploitation du réseau de transport (source : point 18 du règlement (CE) n° 715/2009)



Figure 10 : Importations de gaz au Luxembourg par pays d'origine (2013) et caractéristiques des pays producteurs (2018)



Sources : Le portail des statistiques – Grand-Duché de Luxembourg et BP Statistical Review of World Energy 2018

1.2.5. Rôle du stockage

Le Luxembourg ne dispose d'aucune infrastructure de stockage de gaz naturel.

1.2.6. Rôle de la production locale

Le Luxembourg ne dispose d'aucune production locale de gaz naturel d'origine fossile et dispose d'une capacité de production locale de biogaz de 69 GWh⁷ en 2017 (ce qui correspond à un total de 0,76 % de la consommation totale annuelle). Ce biogaz est injecté dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel du pays.

1.2.7. Rôle du gaz naturel dans la production d'électricité

Après la fermeture de la centrale de TWINERG S.A. au cours l'année 2016, seulement 672 GWh de gaz ont été consommés au Luxembourg en 2017 pour la production d'électricité et de chaleur dans des centrales à cogénération. Cela représentait 7,5 % de la consommation en gaz sur l'année 2017.

Cette production d'électricité représente 25,3 % de l'électricité produite au Luxembourg (hors pompage-turbinage) et 3,38 % de l'électricité totale consommée sur le territoire luxembourgeois.⁸

⁷ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-529.pdf>

⁸ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-523.pdf>



1.2.8. Rôle des mesures d'efficacité énergétique et incidence sur la consommation annuelle finale de gaz

Le Luxembourg s'est fixé comme objectif d'efficacité énergétique pour l'année 2020 que sa consommation annuelle d'énergie finale ne dépasse pas 49,292 TWh soit 4239,2 ktep. Les principales mesures mises en place par le pays pour atteindre cet objectif sont les suivantes :

- un mécanisme d'obligation d'économie d'énergie portant sur les fournisseurs d'électricité et de gaz mis en place en 2015 : les fournisseurs doivent aider les clients à baisser leur consommation d'énergie, en particulier de gaz naturel, avec un objectif global d'économie d'énergie de 5 993 GWh à réaliser d'ici le 31 décembre 2020 ;
- la mise en place d'un nouveau standard de performance énergétique (Nearly Zero Energy Building) exigé pour tous les bâtiments d'habitation neufs à compter du 1^{er} janvier 2017 ; le Luxembourg est à la pointe dans ce domaine et a déjà réalisé un découplage entre l'augmentation de la population et les émissions de CO₂.
- la signature d'un accord volontaire entre le gouvernement et le secteur industriel qui couvre la période 2017-2020 et a pour objectif de renforcer l'engagement des entreprises signataires pour l'amélioration de l'efficacité énergétique et la mise en œuvre de sources d'énergie renouvelables ;
- le déploiement d'un système national de comptage intelligent pour l'électricité et le gaz, actuellement en cours, qui vise notamment à aider les consommateurs à réduire leur consommation d'électricité et de gaz à travers l'accès fréquent à de l'information sur leur consommation et de nouveaux services ;
- une politique d'investissement dans la rénovation du parc national de bâtiments à usage résidentiel et commercial, publics et privés, en application de la directive 2012/27/CE.

Toutes ces mesures visent à réduire la consommation d'énergie finale et en particulier la consommation de gaz naturel. Elles contribuent également à la réalisation des objectifs du Luxembourg en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (-20% hors SEQUE d'ici 2020 par rapport à 2005).

Le Luxembourg vise également à travers son projet de Plan National intégré en matière d'Énergie et de Climat 2021-2030 (PNEC) à renforcer l'efficacité énergétique après 2020 en visant une réduction de la demande finale d'énergie allant de 40% à 44% à l'horizon 2030 par rapport à la référence EU PRIMES de 2007. Afin d'atteindre cet objectif, plusieurs pistes de mesures sont envisagées et seront précisées et chiffrées d'ici fin 2019 :

- la mise en place d'un standard à consommation d'énergie quasi nulle pour les bâtiments fonctionnels ;
- un **"phase out" progressif du mazout et du gaz d'origine fossile pour le chauffage des bâtiments** ;
- la mise en œuvre d'un nouveau cadre plus ambitieux pour la rénovation énergétique à la fois des bâtiments d'habitation et des bâtiments fonctionnels et le recours renforcé dans ce cadre à la géothermie.



Ces mesures auront également pour incidence une réduction accrue de la consommation de gaz naturel par habitant.

2. Résumé de l'évaluation des risques

2.1. Scénarios évalués

Les différents risques identifiés lors de la dernière évaluation nationale des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz au Luxembourg réalisée en 2018 sont décrits dans le tableau 8. Sur cette base les deux scénarios de risque suivants ont été évalués dans le cadre de cette étude :

- scénario de risque 1 : défaillance complète de l'entrée de Bras en 2019 ;
- scénario de risque 2 : défaillance complète de l'entrée de Remich en 2019.

2.1.1. Scénario de risque 1 : défaillance complète de l'entrée de Bras en 2019

Offre

Dans ce premier scénario de risque, le réseau permettrait d'importer pendant la défaillance 3,859 millions Nm³/j (i.e. Epm+Pm-Im).

Demande

En considérant la demande journalière maximale définie dans le cadre des normes d'infrastructure (i.e. Dmax, la demande totale de gaz de la zone couverte pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans), qui est égale à 4,973 millions de Nm³/j en 2019, il serait nécessaire de délester sur cette journée l'ensemble des clients industriels du niveau 4 (i.e. 0,145 millions Nm³/j) ainsi que 63% de la demande des clients industriels de niveau 3 (i.e. 0,969 millions Nm³/j sur 1,535 millions Nm³/j).

Résultats

La production d'électricité ne serait pas affectée du tout, en particulier les cogénérations de chauffage urbain, de même que l'ensemble des clients raccordés à la distribution publique, y inclus les clients protégés, les services publics, les clients commerciaux et le chauffage urbain. Le niveau de délestage des clients industriels de niveau 3 requis les autres jours pendant la défaillance diminuerait par rapport au niveau indiqué précédemment. Si la défaillance se prolongeait sur 30 jours ou plus avec une demande extrême, ce scénario aurait un impact économique négatif assez important en privant un nombre important de clients industriels (sidérurgie, fabricants de verre etc.) de leur approvisionnement en gaz.

2.1.2. Scénario de risque 2 : défaillance complète de l'entrée de Remich en 2019

Offre

Dans ce second scénario de risque, le réseau permettrait d'importer pendant la défaillance 4,339 millions Nm³/j (i.e. Epm+Pm-2,16 millions Nm³/j).



Demande

En considérant la demande journalière maximale définie dans le cadre des normes d'infrastructure (i.e. D_{max} , la demande totale de gaz de la zone couverte pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans), qui est égale à 4,973 millions de Nm^3/j en 2019, il serait nécessaire de délester sur cette journée l'ensemble des clients industriels du niveau 4 (i.e. 0,145 millions Nm^3/j) ainsi que 32 % de la demande des clients industriels de niveau 3 (i.e. 0,634 millions Nm^3/j sur 1,535 millions Nm^3/j).

Résultats

Là encore la production d'électricité ne serait pas affectée du tout, en particulier les cogénérations de chauffage urbain, de même que l'ensemble des clients raccordés à la distribution publique, y inclus les clients protégés, les services publics, les clients commerciaux et le chauffage urbain. Le niveau de délestage des clients industriels de niveau 3 requis les autres jours pendant la défaillance diminuerait par rapport au niveau indiqué précédemment. Si la défaillance se prolongeait sur 30 jours ou plus avec une demande extrême, ce scénario aurait un impact économique négatif moins important que le premier scénario de risque.

2.2. Principales conclusions de l'évaluation des risques

Le Luxembourg est très dépendant des GRT des pays voisins et des fournisseurs amont, pour sa sécurité d'approvisionnement. Ceci est dû au fait que le réseau gazier luxembourgeois est petit comparé aux réseaux de transport européens, et en "bout de chaîne" des réseaux allemand et belge. De plus, le Luxembourg ne possède ni production propre (à l'exception d'une petite production indigène de biogaz), ni capacité de stockage.

Le Luxembourg est encore vulnérable à une défaillance de sa plus grande infrastructure d'importation mais peut y faire face grâce à des mesures axées sur la demande qui ne toucheraient que les clients industriels : en 2017, pour faire face à une défaillance de la plus grande infrastructure conjointement à une demande extrême dans les conditions définies par la formule N-1 du Règlement, il aurait été nécessaire d'avoir recours à des mesures axées sur la demande mais non fondées sur le marché (délestage au-delà des seuls contrats interruptibles), avec pour conséquence l'interruption de l'approvisionnement d'une grande partie des clients industriels. L'approvisionnement des clients protégés aurait cependant été garanti, tout comme celui des autres clients raccordés à la distribution, en particulier les installations de production d'électricité sur base de gaz naturel, le chauffage urbain, les services publics et les clients commerciaux.

L'analyse des deux scénarios de risque les plus pertinents (défaillance complète de l'entrée de Bras en 2019 et défaillance complète de l'entrée de Remich en 2019, en période de pointe hivernale) montrent un impact économique négatif si la défaillance durait plusieurs dizaines de jours en privant un nombre important de clients industriels de leur approvisionnement en gaz.



3. Normes relatives aux infrastructures

3.1. Niveau régional

La description de la formule N-1 de chacun de ces groupes selon les termes définis dans l'annexe V du Règlement de chacun de ces 6 groupes de risques figure dans le rapport d'évaluation commune des risques correspondant. Le lecteur est invité à se référer à ces documents pour en prendre connaissance.

3.2. Niveau national

3.2.1. Formule N-1

En vertu de l'article 5, paragraphe 9 du Règlement, le Luxembourg n'est pas lié par l'obligation de prendre des mesures afin qu'en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière, la capacité technique des infrastructures restantes (déterminée conformément à la formule N – 1) permette de satisfaire la demande totale de gaz pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans. Néanmoins, le Luxembourg est tenu de s'efforcer de la respecter, tout en assurant l'approvisionnement en gaz des clients protégés. Cette dérogation s'applique au Luxembourg pour autant que :

- a) il ait au moins deux interconnecteurs avec d'autres États membres,
- b) il ait au moins deux sources d'approvisionnement en gaz différentes, et
- c) il n'ait aucune installation de stockage du gaz sur son territoire.

Ces conditions sont bien vérifiées.

3.2.1.1. Identification de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun

Comme présenté au paragraphe 1.2.3, la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun du Luxembourg est depuis 2016 le point d'entrée de Bras avec une capacité d'entrée technique de 110 000 Nm³/h.

3.2.1.2. Calcul de la formule N-1, sans mesures axées sur la demande

Le calcul de la formule N-1 permet d'évaluer l'aptitude de la capacité technique des infrastructures gazières à répondre à la demande totale de gaz en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière d'un pays pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans. Si les infrastructures restantes sont en mesure de répondre à cette demande en gaz, le résultat de la formule N-1 sera au moins égal à 100 %.

Sans mesures axées sur la demande, la méthode de calcul de la formule N-1 définie dans le Règlement est la suivante :

$$N - 1 (\%) = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$



Tableau 3 : Calcul de la formule N-1 (2017)⁹

Critère N-1	EP _m (millions de Nm ³ /j)	P _m (millions de Nm ³ /j)	I _m (millions de Nm ³ /j)	D _{max} (millions de Nm ³ /j)	N-1 (%)
N-1 sur 1 jour	6,72	0.017	2,64	4,78	85,66 %

On note donc que dans le cas d'une défaillance de l'infrastructure N (Bras), les infrastructures gazières restantes ne sont plus en mesure de répondre aux besoins totaux du Luxembourg (85,66 %). Ce chiffre est en revanche en légère augmentation par rapport à celui calculé lors de la précédente évaluation des risques (84,9%), ce qui indique une petite amélioration de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du pays.

3.2.1.3. Description des valeurs utilisées pour le calcul de la formule N-1, sans mesures axées sur la demande, et méthodologie

«D_{max}» : demande quotidienne totale de gaz (en millions de mètres cubes par jour) de la zone couverte pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

«EP_m» : on entend par capacité technique des points d'entrée (en millions de mètres cubes par jour), autres que les installations de production, les installations GNL et les installations de stockage couvertes par les définitions P_m, S_m et LNG_m, la somme des capacités techniques de tous les points d'entrée frontaliers capables d'approvisionner la zone couverte en gaz.

«P_m» : on entend par capacité de production technique maximale (en millions de mètres cubes par jour) la somme des capacités de production techniques maximales quotidiennes de l'ensemble des installations de production de gaz pouvant être délivrées aux points d'entrée dans la zone couverte.

«S_m» : on entend par capacité de soutirage technique maximale des installations de stockage (en millions de mètres cubes par jour) la somme des capacités techniques maximales quotidiennes de soutirage de l'ensemble des installations de stockage – compte tenu de leurs caractéristiques physiques respectives – pouvant être délivrées aux points d'entrée de la zone couverte.

«LNG_m» : on entend par capacité technique maximale des installations GNL (en millions de mètres cubes par jour) la somme des capacités techniques quotidiennes maximales d'émission sur le réseau offertes par toutes les installations GNL dans la zone couverte, compte tenu d'éléments essentiels comme le déchargement, les services auxiliaires, le stockage temporaire et la regazéification du GNL, ainsi que la capacité technique d'émission sur le réseau.

«I_m» : désigne la capacité technique de la plus grande infrastructure gazière (en millions de mètres cubes par jour), caractérisée par la plus importante capacité à approvisionner la zone couverte.

⁹ Les données en [Nm³/h] ont été transformées en [Nm³/jour] en leur appliquant un facteur 24



Lorsque plusieurs infrastructures gazières sont connectées à une infrastructure gazière commune en amont ou en aval, et ne peuvent être exploitées séparément, elles sont considérées comme une infrastructure gazière unique.

Dans le cas du Luxembourg, seules les valeurs EP_m , I_m , D_{max} et P_m sont à considérer dans le calcul de la formule N-1, puisque le Luxembourg ne possède pas de capacités de stockage (S_m), ni d'installations de gaz naturel liquéfié (LNG_m).

La valeur retenue pour représenter la demande quotidienne totale de gaz de la zone couverte pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans (D_{max}) est indiquée dans le tableau suivant.

Tableau 4 : Valeur retenue pour D_{max} (2017)

Demande de gaz exceptionnellement élevée sur 1 journée	4 782 610 Nm ³ /j
---	------------------------------

Données sources : Creos

Cette valeur correspond à la demande du 7 février 2012 pour l'industrie et la distribution publique (hors demande de la centrale de TWINERG, celle-ci ayant été démantelée en 2016), qui est la demande journalière la plus élevée des 20 dernières années.

3.2.1.4. Calcul de la formule N-1 (avec mesures axées sur la demande)

Le Règlement prévoit dans l'article 5 §2 que le critère N-1 puisse être respecté si la rupture d'approvisionnement peut être compensée suffisamment et en temps utile au moyen de mesures appropriées, fondées sur le marché et axées sur la demande.

Le délestage fait partie des mesures axées sur la demande visant la sécurité d'approvisionnement en gaz. Le plan de délestage du Luxembourg permet de gérer les crises d'approvisionnement exceptionnelles en coupant l'approvisionnement de la clientèle finale par échelons successifs, présentés dans le tableau suivant.

Tableau 5 : Capacités délestables par niveau en Nm³ par jour (2017)

Niveau de délestage	Capacité délestable [Nm ³ /j]
Niveau 4 : Consommateurs industriels interruptibles	145 275
Niveau 3 : Consommateurs industriels non interruptibles	1 534 618
Niveau 2B : Centrales de production d'électricité et de cogénération d'une puissance électrique inférieure ou égale à 100 MW	538 859
Niveau 2A : Centrales de production d'électricité et de cogénération d'une puissance électrique supérieure à 100 MW	0
<i>Total Niveau 4 à 2</i>	<i>2 218 752</i>
Niveau 1 : Consommateurs domestiques et commerciaux, établissements publics non interruptibles	2 385 907
<i>Total</i>	<i>4 604 659</i>

Source : GRD Creos, Sudgaz et Ville de Dudelange, GRT Creos



En délestant les niveaux 4 à 2, il est possible de délester une capacité maximale d'environ 2 218 752 Nm³/j, avant de devoir délester des clients du niveau 1, qui inclut les clients protégés. On note, sur base des données réévaluées par les gestionnaires de réseaux, que l'on peut délester environ 87 000 Nm³/h de moins par rapport au précédent rapport d'évaluation des risques sur la sécurité d'approvisionnement daté de 2017.

Le calcul de la formule N-1 devient alors (comme énoncé à l'annexe II, point 4) :

$$N - 1 (\%) = \frac{EPm + Pm + Sm + LNGm - Im}{Dmax - Deff} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

«D_{eff}» : la partie (en millions de mètres cubes par jour) de Dmax qui, en cas de rupture de l'approvisionnement, peut être compensée suffisamment et en temps utile par des mesures fondées sur le marché et axées sur la demande appropriées conformément à l'article 5, paragraphe 2.

Le calcul de la formule N-1 pour 2017 avec mesures de délestage montre que (voir Tableau 6) :

- Même avec des mesures appropriées, fondées sur le marché et axées sur la demande en place, c'est-à-dire le délestage du niveau 4, le Luxembourg ne respectait pas le critère N-1 en 2017 (formule N-1 = 88,34 %).
- Pour gérer une situation d'urgence correspondant aux hypothèses de calcul de la formule N-1 en 2017, le Luxembourg aurait dû délester les clients du niveau 4 et une partie des clients du niveau 3 (formule N-1 = 132,04 % avec l'ensemble des clients des niveaux 3 et 4 délestés). Aucun client raccordé à la distribution publique, donc aucun client protégé, ni aucune centrale de production d'électricité n'aurait été affecté par un tel délestage et la marge de sécurité a augmenté sensiblement par rapport à l'évaluation des risques précédente.

Tableau 6 : Calcul de la formule N-1 pour 2017 avec mesure de délestage jusqu'au niveau 2A

Epm	Pm	Im	Dmax	Deff	N-1
6,72	0,017	2,64	4,78261		
N-1 sur 1 jour - délestage Niveau 4				0,145	88,34 %
+ délestage Niveau 3				1,535	132,04 %
+ délestage Niveau 2B				0,539	159,79 %
+ délestage Niveau 2A				0,000	159,79 %

Epm, Pm, Im, Dmax et Deff en millions de Nm³/j

3.2.1.5. Calculs conjoints de la formule N – 1

Le Luxembourg n'a pas effectué de calculs conjoints avec d'autres Etats membres.



3.2.2. Capacité bidirectionnelle

Le Luxembourg ne dispose pas de points d'interconnexion disposant d'une capacité bidirectionnelle. En effet, une dérogation à l'obligation de mettre en place une capacité bidirectionnelle permanente en gaz naturel sur les interconnexions transfrontalières avec les pays limitrophes du Luxembourg a été accordée au GRT Creos en 2013 par l'autorité compétente du Luxembourg de manière que les trois points d'entrée (Bras, Pétange et Remich) figurent sur la liste des dérogations publiée par la Commission européenne.

4. Conformité avec les normes d'approvisionnement

4.1. Définition des clients protégés appliquée

En vertu de l'article 6, paragraphe 1 du Règlement concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) no 994/2010, l'autorité compétente du Luxembourg, qui est le Ministre de l'Énergie, définit comme clients protégés tous les clients résidentiels (c'est-à-dire les ménages) connectés à un réseau de distribution de gaz naturel conformément à la définition dans l'article 2, paragraphe 5 du Règlement.

4.2. Volumes de gaz et capacités nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement

Les volumes de gaz et les capacités nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement au Luxembourg ont été calculés dans chacun des cas définis par le Règlement lors de la dernière évaluation des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz au Luxembourg (2018), avec les résultats suivants :

Tableau 7 : Volumes de gaz et capacités nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement au Luxembourg

	Volume de gaz sur la période (GWh)	Capacité (GWh/j)
Demande extrême 7 jours	163,9	23,92
Demande extrême 30 jours	580,28	19,34
Demande moyenne 30 jours (=max 30j d'un hiver moyen)	456,58	15,22

4.3. Mesures en place pour respecter les normes d'approvisionnement

4.3.1. Obligation de reporting annuel imposée aux fournisseurs de clients protégés

Description de la mesure

L'article 16 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007, relative à l'organisation du marché du gaz naturel au Luxembourg, impose aux entreprises de gaz naturel de fournir au Commissaire du Gouvernement à l'Énergie toute information nécessaire lui permettant d'assurer le suivi de la sécurité



d'approvisionnement, de sorte qu'il puisse produire et communiquer tous les deux ans à la Commission Européenne un rapport exposant « les résultats du suivi de la sécurité d'approvisionnement ainsi que toute mesure prise et envisagée à ce sujet ». Ce rapport examine également les points suivants :

- les incidences, du point de vue de la concurrence, des mesures prises sur tous les acteurs du marché du gaz;
- les niveaux des capacités de stockage;
- les contrats d'approvisionnement en gaz à long terme conclus par des entreprises établies et enregistrées sur le territoire luxembourgeois;
- les cadres réglementaires permettant d'encourager de manière adéquate les nouveaux investissements dans l'exploration et la production, le stockage et le transport du gaz et du gaz naturel liquéfié (GNL).

De plus l'article 29 du règlement grand-ducal du 19 mai 2003 relatif aux autorisations pour la fourniture de gaz naturel impose une obligation de reporting annuel aux fournisseurs. Ils doivent transmettre les informations suivantes en lien avec la sécurité d'approvisionnement :

- les sources d'approvisionnement et les points d'entrée du gaz naturel fourni à ses clients ;
- les volumes de gaz fournis à ses clients ;
- les volumes de gaz fournis aux entreprises de distribution, détaillés par entreprise.

Cette mesure consiste à renforcer les obligations de reporting déjà prévues à l'article 16 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 et à l'article 29 du règlement grand-ducal du 19 mai 2003 relatif aux autorisations pour la fourniture de gaz naturel. Elle prévoit d'obliger les fournisseurs de clients protégés à produire chaque année un document à destination de l'autorité compétente expliquant les mesures concrètes mises en œuvre pour répondre aux normes d'approvisionnement, incluant notamment :

- une description du portefeuille de clients finals : prévisions de demande annuelle et de demande de pointe horaire et journalière du portefeuille total et des clients protégés pour l'année en cours et les 4 prochaines années, scénarios de demande extrême 7 jours, de demande extrême 30 jours et de demande hiver moyen 30 jours pour les clients protégés ;
- une description du portefeuille d'approvisionnement : volumes par contrat, capacités fermes et interruptibles et mesures mises en œuvre pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Le fournisseur doit prouver qu'il respecte les normes d'approvisionnement. Il expliquera notamment de manière détaillée s'il :
 - a accès (directement ou indirectement) aux places de marché adjacentes, et s'il est en mesure d'importer de ces marchés les volumes nécessaires pour faire face à un conflit contractuel ou à la faillite d'un fournisseur amont ;
 - a accès (directement ou indirectement) à de la capacité sur deux points d'entrée : PEB et PEA et dans quelle mesure ;
 - détient (directement ou indirectement) des capacités dans les stockages des pays adjacents et quels sont les volumes disponibles sur base journalière pour satisfaire la demande des clients protégés.



Destinataire

Cette mesure est destinée à l'ensemble des fournisseurs de gaz naturel au Luxembourg.

Impact de la mesure

Cette obligation de reporting incite les fournisseurs à définir et mettre en place des moyens concrets afin de respecter leurs obligations relatives au Règlement, en particulier le respect des normes d'approvisionnement. Elle permet également à l'autorité compétente de vérifier que les fournisseurs respectent les normes d'approvisionnement et de prendre les mesures nécessaires en cas de manquement d'un fournisseur à ses obligations. Cette mesure vise à une amélioration de la conformité des fournisseurs avec les normes d'approvisionnement et donc une amélioration de la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients protégés. Cette mesure n'a pas d'impact économique particulier, est efficace et efficiente. L'impact de cette mesure est neutre vis-à-vis de l'environnement.

4.3.2. Contrôle de la conformité des fournisseurs avec les normes d'approvisionnement à travers la mise à jour de l'évaluation des risques

Description de la mesure

Lors de l'élaboration et de la mise à jour périodique l'évaluation nationale des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz au Luxembourg, imposée par l'article 7 Règlement, des informations sont systématiquement demandées aux différents fournisseurs par l'autorité compétente concernant :

- les volumes prévisionnels consommés par les clients protégés du fournisseur dans chacun des cas de consommation extrême prévus par le règlement ;
- les volumes de fourniture pouvant être garantis par le fournisseur dans chacun des cas de consommation extrême prévus par le règlement ;
- les volumes de fourniture pouvant être garantis par le fournisseur dans des cas de défaillance de chacun des fournisseurs amont pendant une période de 30 jours ;
- la liste des cas de figure extrêmes dans lesquels le fournisseur ne serait plus en mesure d'approvisionner ses clients protégés.

Destinataire

Cette mesure est destinée à l'ensemble des fournisseurs de gaz naturel au Luxembourg.

Impact de la mesure

Cette mesure permet à l'autorité compétente de vérifier que les fournisseurs respectent les normes d'approvisionnement et de prendre les mesures nécessaires en cas de manquement d'un fournisseur à ses obligations. Cette mesure incite également les fournisseurs à définir et mettre en place des moyens concrets afin de respecter leurs obligations en matière de normes d'approvisionnement et permet ainsi une amélioration de la conformité des fournisseurs avec ces normes et donc de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des clients protégés. Cette mesure n'a pas d'impact



économique particulier, est efficace et efficiente. L'impact de cette mesure est neutre vis-à-vis de l'environnement.



5. Mesures préventives

5.1. Mesures préventives adoptées pour chaque risque identifié selon l'évaluation des risques

Pour rappel, le tableau suivant présente les différents risques identifiés lors de l'évaluation nationale des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz au Luxembourg. Les mesures préventives adoptées ou dont l'adoption est prévue pour traiter les risques identifiés sont détaillés dans les paragraphes 5.1.1 à 5.1.7.

Tableau 8. Rappel de la classification des risques résultant de l'évaluation des risques de 2018

Facteur de risque	Risque	Description	Prob. d'occurrence	Durée	Conséquences
Technologique	Endommagement de conduite lors de terrassements au Luxembourg	Endommagement d'une conduite haute pression à un endroit stratégique du réseau dû à des travaux de terrassements			En fonction de l'endroit de l'incident, l'impact pourrait être faible comme pourrait priver de nombreux clients – Y compris des clients protégés – de gaz naturel. Une des entrées du pays pourrait être isolée et ainsi avoir le même impact que les cas présentés ci-dessous lors d'une période de forte demande.
	Défaillance de l'entrée Bras	Rupture physique de la conduite de gaz reliant le backbone de Fluxys à Bras			La capacité ferme serait diminuée de 110 000Nm ³ /h, et en cas de demande extrême, le délestage d'une partie des clients industriels serait nécessaire, sans impact sur les clients protégés, les autres clients raccordés à la distribution, le chauffage urbain et les installations de production d'électricité (cogénérations gaz).
	Défaillance de l'entrée Remich	Défaillance physique de la canalisation reliant MEGAL au Luxembourg			La capacité ferme serait diminuée de 90 000 Nm ³ /h (si défaillance à partir de 2019). En cas de demande extrême, le délestage d'une partie des clients industriels serait nécessaire. L'ensemble des clients protégés continuerait cependant à être approvisionné sans problème, de même que les autres clients raccordés à la distribution et les installations de production d'électricité (cogénérations gaz).
	Défaillance de l'entrée Pétange	Rupture physique de la canalisation reliant le backbone de Fluxys à Pétange			La capacité ferme serait diminuée de 70 000Nm ³ /h, mais même en cas de demande extrême, aucun délestage ne serait nécessaire
Technologique ou Politique	Défaillance du point d'entrée Waidhaus	Rupture physique de la canalisation entre la République tchèque et l'Allemagne Ou conflit sur le gaz russe			Les flux sur MEGAL seraient arrêtés, mais des volumes supplémentaires pourraient transiter depuis la Belgique
	Défaillance du point d'entrée Mallnow	Rupture physique de la canalisation entre la Pologne et l'Allemagne Ou conflit sur le gaz russe			La diversification du mix énergétique des fournisseurs au Luxembourg devrait permettre de combler ces déficits



Département de l'énergie	Défaillance des deux plus importants sites de production allemands					
	Défaillance des gazoducs provenant de la mer du nord	Ouragan dans la mer du Nord, provoquant une rupture d'approvisionnement depuis la Norvège				
	Défaillance du terminal de Zeebrugge	Agitation politique au Moyen-Orient provoquant une rupture d'approvisionnement en GNL depuis le Qatar				
	Défaillance du stockage de Loenhout	Problème technique ou attaque terroriste				
Politique	Défaillance des points d'entrée provenant de l'Ukraine (Kondratki, Wysokoje, Jaroslaw, Uzhgorod)	Conflit sur le gaz russe				La diversification du mix énergétique des fournisseurs au Luxembourg devrait permettre de combler ces déficits
	Loi belge relative aux instruments de gestion de crise	Loi du 27 mars 2014 ¹⁰ dont l'article XVIII permet au ministre, lorsque des circonstances ou des événements exceptionnels mettent ou sont susceptibles de mettre en péril tout ou partie du bon fonctionnement de l'économie, d'interdire, réglementer ou contrôler le transport de produits qu'il désigne. Cette disposition permettrait donc au ministre en de limiter les exportations de gaz vers le Luxembourg en cas de crise. Cette loi abroge et remplace les dispositions similaires intégrées à la loi du 22 janvier 1945 sur la réglementation économique et les prix				La capacité ferme pourrait être diminuée d'une quantité allant jusqu'à 180 000Nm ³ /h, et en cas de demande extrême, et le délestage des clients industriels et installations de production d'électricité serait nécessaire
Commercial	Conflits contractuels	Désaccord quant à la révision de prix entre l'importateur et ses fournisseurs entraînant un arrêt des importations				L'importateur serait capable d'assurer l'approvisionnement en achetant les volumes manquants sur le marché et en souscrivant les capacités de transit nécessaires
Marché et financier	Faillite d'un fournisseur amont	Faillite de l'entreprise entraînant l'arrêt des livraisons				
	Faillite du principal importateur de gaz	Faillite de l'entreprise entraînant l'arrêt des livraisons				Dans ce scénario, c'est toute l'industrie gazière luxembourgeoise qui serait en défaut

Légende des couleurs :

Probabilité d'occurrence :	<i>Faible</i>								<i>Importante</i>
Durée :	<i>Courte</i>								<i>Longue</i>
Impact :	<i>Faible</i>								<i>Important</i>

¹⁰ Loi portant insertion du Livre XIII "Instruments de gestion de crise" dans le Code de droit économique et portant insertion des dispositions d'application de la loi propres au livre XVIII, dans le livre XV du Code de droit économique



5.1.1. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : mise en place de l'outil « Creos Maps » pour les entreprises de travaux

Description de la mesure

La mise en place de l'outil Creos Maps par le GRT Creos est une mesure nationale qui vise à limiter le risque d'endommagement de conduites lors de terrassement au Luxembourg. Cet outil accessible aux professionnels leur permet déterminer si leurs travaux prévus touchent le réseau de transport et de distribution de Creos ou non, et de faciliter la demande de marquage si le réseau haute pression est concerné.

Impact économique, efficacité et efficience

La mesure a un impact économique positif en évitant au maximum les incidents et accidents lors des travaux de génie civil. La mise en place de cet outil simplifie l'échange d'information entre le GRT et les entrepreneurs de travaux et donne à ces derniers un accès précis aux informations de localisation des conduites du GRT. Cette mesure est donc efficace.

Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter le risque d'endommagement de conduites lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Elle permet donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients luxembourgeois.

5.1.2. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : contrôle des flux et pressions sur chaque point d'entrée et sortie du réseau du GRT par système SCADA

Description de la mesure

L'utilisation par le GRT d'un système SCADA est une mesure de dimension nationale qui vise à détecter le plus rapidement possible l'endommagement de canalisations à haute pression du GRT lors de travaux de terrassement au Luxembourg ou pour toute autre raison. Cette mesure consiste à utiliser le système SCADA mis en place par le GRT Creos pour contrôler les flux et pressions sur chaque point d'entrée et de sortie du réseau du GRT Creos afin de détecter des baisses de pression sous la pression minimale de service et ainsi de limiter l'impact d'un éventuel endommagement de conduite lors de travaux de terrassement en intervenant le plus rapidement possible.

Impact économique, efficacité et efficience

La mesure a un impact économique positif en minimisant le temps d'intervention en cas d'endommagement de conduite. C'est une mesure efficace et efficiente, conformes aux bonnes pratiques du secteur.



Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter l'impact d'un éventuel endommagement de conduite lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Elle permet donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients luxembourgeois.

5.1.3. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : système de contrôle de la pression

Description de la mesure

L'utilisation d'un système de contrôle de la pression par le GRT Creos est une mesure de dimension nationale. Elle a été mise en place par le GRT Creos pour faciliter la détection d'un éventuel endommagement de canalisation sur le réseau de transport, notamment lors de travaux de terrassement, et ainsi limiter l'impact d'un éventuel endommagement de conduite lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Il s'agit d'un système de simulation qui compare les pressions mesurées avec les pressions théoriques calculées.

Impact économique, efficacité et efficience

La mesure a un impact économique positif en contribuant à minimiser le temps d'intervention en cas d'endommagement de conduite sur le réseau de transport. C'est une mesure efficace et efficiente, conformes aux bonnes pratiques du secteur.

Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter l'impact d'un éventuel endommagement de conduite lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Elle permet donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients luxembourgeois.

5.1.4. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : survol régulier du réseau de transport par le GRT

Description de la mesure

Le survol régulier du réseau de transport par le GRT est une mesure de dimension nationale. Elle consiste à effectuer le survol des tracés des conduites principales du réseau du GRT Creos, en particulier les conduites à haute pression en provenance des 4 points d'entrée alimentant le pays, afin de détecter tout problème éventuel et en particulier de détecter d'éventuels travaux non autorisés à proximité de ces conduites.

Impact économique, efficacité et efficience

Cette mesure permet au GRT Creos de prendre connaissance des activités de construction ou de travaux pouvant avoir lieu à proximité des canalisations haute pression. Il peut s'agir de travaux connus du GRT et dans ce cas la mesure permet d'effectuer des vérifications du chantier pour anticiper d'éventuels risques par rapport à l'intégrité des conduites, ou éventuellement de travaux non répertoriés par le GRT et dans ce cas la mesure permet de contacter les entreprises concernées



pour éviter qu'un incident n'ait lieu. Cette mesure a donc un impact économique positif en permettant de minimiser le risque d'endommagement de conduite et de faciliter le travail de prévention du GRT auprès des entrepreneurs de travaux. C'est une mesure efficace et efficiente, conformes aux bonnes pratiques du secteur.

Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter le risque d'endommagement de conduites lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Elle permet donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients luxembourgeois.

5.1.5. Mesure relative au risque de défaillance physique d'un point d'entrée : contrat d'augmentation de pression côté Fluxys pour pouvoir alimenter toute la zone de distribution

Description de la mesure

Il s'agit d'une mesure de dimension régionale, mise en place par le GRT Creos. Il s'agit de contrats d'augmentation de la pression côté belge aux points d'entrée de Bras et Pétange mis en place par le GRT Creos et le GRT Fluxys conjointement à la mise en place de la zone Belux. Ils permettent, en cas de défaillance de l'une des 3 entrées alimentant le Luxembourg, d'assurer une alimentation de toute la zone de distribution¹¹ même en période de grand froid.

Ces contrats ont été mis en place par le GRT Creos pour limiter l'impact d'une défaillance physique des canalisations suivantes :

- canalisation reliant le backbone de Fluxys au réseau de transport de Creos à Bras ;
- canalisation reliant MEGAL au réseau de transport de Creos à Remich ;
- canalisation reliant le backbone de Fluxys au réseau de transport de Creos à Pétange.

Impact sur les clients

- En cas de défaillance de la canalisation reliant le backbone de Fluxys au réseau de transport de Creos à Bras, l'augmentation de pression côté Fluxys à Pétange permet d'assurer un débit d'environ 160 000 Nm³/h par les entrées de Pétange et Remich, qui est suffisant pour alimenter tous les clients raccordés à la distribution même en période de grand froid.
- En cas de défaillance de la canalisation reliant MEGAL au réseau de transport de Creos à Remich, l'augmentation de pression côté Fluxys à Bras et Pétange permet d'assurer un débit d'environ 180 000 Nm³/h par les entrées de Bras et Pétange, qui est suffisant pour alimenter tous les clients raccordés à la distribution même en période de grand froid, et également suffisant pour alimenter tous les clients raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution en périodes d'hiver normal et d'été.

¹¹ La zone de distribution (ZD) est la zone regroupant tous les réseaux de distribution de gaz naturel au Luxembourg, à savoir les réseaux de Creos, Sudgaz et Ville de Dudelange



En cas de défaillance de la canalisation reliant le backbone de Fluxys au réseau de transport de Creos à Pétange, l'augmentation de pression côté Fluxys à Bras permet d'assurer un débit d'environ 200 000 Nm³/h par les entrées de Bras et Remich, qui est suffisant pour alimenter tous les clients raccordés à la distribution même en période de grand froid, et suffisant pour alimenter tous les clients raccordés au réseau du GRT et aux réseaux de distribution en périodes d'hiver normal et d'été.

5.1.6. Mesure relative au risque lié à la loi belge sur les instruments de gestion de crise : discussion inter-État sur l'application de la loi belge relative aux instruments de gestion de crise

Description de la mesure

Il s'agit d'une mesure de dimension régionale mise en place par l'autorité compétente du Luxembourg. Pour rappel, lorsque des circonstances ou des événements exceptionnels mettent ou sont susceptibles de mettre en péril tout ou partie du bon fonctionnement de l'économie belge, cette loi prévoit une possibilité pour le ministre de l'économie de la Belgique d'interdire, de réglementer ou de contrôler le transport de produits qu'il désigne. Cette disposition permettrait donc au ministre de limiter les exportations de gaz vers le Luxembourg en cas de crise avec un impact évident sur la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg.

L'autorité compétente du Luxembourg a donc engagé des discussions avec les autorités belges pour comprendre les conditions d'application de cette loi et éviter au maximum son utilisation.

Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter voire supprimer le risque de limiter les exportations de gaz vers le Luxembourg en cas de crise, donc à améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de tous les clients au Luxembourg.

5.1.7. Incitation à la diversification des sources d'approvisionnement

Description de la mesure

L'autorité compétente contrôle la capacité des fournisseurs importateurs d'avoir accès à plusieurs sources d'approvisionnement diversifiées. Cette mesure vise à limiter l'impact de la défaillance d'un fournisseur amont sur les fournisseurs du pays. C'est une mesure de dimension nationale qui relève d'une prise connaissance des sources d'approvisionnement, et plus généralement de la chaîne d'approvisionnement du fournisseur. Elle se fait à travers les questionnaires envoyés aux fournisseurs dans le cadre de l'évaluation nationale des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz au Luxembourg.

Impact économique, efficacité et efficience

Cette mesure permet à l'autorité compétente de détenir un niveau d'information plus important quant aux activités des fournisseurs et notamment de leur chaîne d'approvisionnement. Ainsi, l'autorité compétente peut davantage cibler son travail de sensibilisation aux risques de défaillance d'un fournisseur amont et donc de limiter l'impact d'un tel événement.



Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter l'impact d'une éventuelle faillite d'un fournisseur amont. Elle permet donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients Luxembourgeois.

5.2. Mesures préventives adoptées ou dont l'adoption est prévue pour d'autres raisons que pour les risques identifiés selon l'évaluation des risques

5.2.1. Mesures adoptées

5.2.1.1. Mesure facilitant l'injection de biogaz

Description de la mesure

Cette mesure de dimension nationale vise à établir un cadre pour la promotion et le développement de la production de biogaz. Cette mesure s'inscrit dans les mesures fondées sur le marché axées sur l'offre décrites par le Règlement.

Le règlement grand-ducal modifié du 15 décembre 2011 instaure un mécanisme destiné à assurer aux centrales de biogaz et à leurs producteurs une rémunération stable du biogaz injecté. Ce mécanisme repose sur des appels à candidature organisés tous les 3 ans par le Ministère de l'Économie pour les candidats (fournisseurs et expéditeurs transport) souhaitant acquérir du biogaz rémunéré selon la formule définie dans le règlement grand-ducal.

Le règlement grand-ducal impose une obligation de rachat de la production de biogaz dans le sens où la part de biogaz non acquise au cours des appels à candidatures est reprise en tant qu'obligation de service public par le plus grand fournisseur primaire actif au Luxembourg.

Impact de la mesure

L'injection de biogaz sur le réseau permet d'apporter des volumes de gaz supplémentaires (bien que très faibles puisqu'ils représentent à ce jour moins d'1% de la pointe) dans le réseau de gaz naturel en plus des volumes importés et renforce ainsi la sécurité d'approvisionnement.

5.2.1.2. Boucle de Bridel

Description de la mesure

Jusqu'en 2014, la situation très tendue de passage de la pointe était notamment due à la perte de charge causée par la conduite PN16 entre Steinsel et Dommeldange.

Afin de limiter cette perte de charge au point critique, une conduite PN40 entre Bridel, au Nord de la Ville de Luxembourg et la conduite PN40 entre Dommeldange et Leudelage a été implémentée par le GRT Creos, et est entrée en service en septembre 2014. Cette mesure de dimension nationale permet un approvisionnement des zones urbaines de la capitale par une



alimentation N-1 en provenance du Sud et du Nord du pays et conduit implicitement à une réduction des pertes de charge sur le réseau de transport.

Impact de la mesure

Grâce à cet ouvrage, la pression au point critique passe de 9 bars à 21 bars dans le cas du passage de la pointe. La réduction des pertes de pression dans le réseau permet d'augmenter la capacité d'entrée au poste de Bras de 5 000 Nm³/h.

5.2.1.3. Fusion de la zone de marché luxembourgeoise avec la zone de marché belge

Description de la mesure

Les fusions des zones de marché s'inscrivent dans le cadre de la convergence des marchés gaziers dans l'Union européenne et dans la coopération renforcée entre gestionnaires de réseaux.

En octobre 2015, Creos et Fluxys ont implémenté l'intégration des zones de transport belge et luxembourgeoise. Il s'agit donc d'une mesure de dimension régionale. Cette fusion a permis d'augmenter la capacité d'entrée ferme totale depuis la Belgique de 140 000 Nm³/h à 180 000 Nm³/h, Bras passant de 90 000 à 110 000 Nm³/h et Pétange de 50 000 à 70 000 Nm³/h. D'autre part la capacité ferme d'entrée à Remich a été réduite de 150 000 Nm³/h à 120 000 Nm³/h dans un premier temps puis à 100 000 Nm³/h en 2017 et enfin 90 000 Nm³/h à compter du 1^{er} octobre 2018.

Impact de la mesure

Sans que la situation physique ne change, la fusion des zones de marché a néanmoins amélioré la sécurité d'approvisionnement dans la mesure où le gestionnaire de réseau de transport amont est capable d'optimiser les flux globalement, ce qui lui permet de garantir un approvisionnement du Luxembourg pour une pointe supérieure à la capacité d'entrée ferme avant la fusion.

5.2.1.4. Introduction d'un tarif préférentiel pour client effaçable

Description de la mesure

L'effacement volontaire de grands clients consommateurs, mesure de dimension nationale axée sur la demande et fondée sur le marché, complète la panoplie d'outils à disposition des gestionnaires de réseau pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Avant d'implémenter le délestage forcé utilisable en ultime recours pour prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences, l'effacement volontaire permet aussi d'éviter une chute de la pression dans les réseaux en dessous des valeurs de consigne.

Depuis l'intégration des zones de transport luxembourgeoise et belge en une zone de marché unique le 1^{er} octobre 2015, un nouveau tarif effaçable a été instauré permettant à chaque client éligible (critère d'éligibilité : puissance installée min 1 MW ; volume annuel supérieur à 1 GWh, relevé à distance de la courbe de charge) de profiter d'une réduction sur le tarif d'utilisation réseau



sous condition qu'il s'engage, sur demande du gestionnaire de réseau, à effacer sa consommation totale en cas de situation de crise. Cette mesure de dimension nationale qui est une incitation tarifaire basée sur les règles du marché laisse à tout client éligible le libre choix de participer ou non à ce mécanisme de réduction sélective de la demande.

Impact de la mesure

L'effacement de consommations sur demande permet aux gestionnaires de réseaux de gérer des crises de rupture d'approvisionnement en retardant au maximum la mise en œuvre du délestage, le délestage étant une mesure non fondée sur le marché, activée en dernier ressort en cas d'urgence et pouvant avoir des conséquences économiques et opérationnelles importantes pour les entreprises et institutions publiques délestées. La mesure d'introduction d'un tarif préférentiel pour client effaçable a donc un impact économique positif pour les clients. Elle est efficace dans la limite des volumes de consommation cumulés des clients qui souscrivent ce tarif préférentiel. Elle a également un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement des clients au Luxembourg.

5.2.2. Mesure dont l'adoption est prévue

Description de la mesure

Les documents réglementaires modifiés par BALANSYS dans le cadre de la consultation publique lancée en juin 2017 prévoient entre autre une adaptation des dispositions de suivi et la gestion du dépassement des tolérances individuelles afin de pouvoir réagir plus rapidement en cas de défaillance d'un fournisseur en zone Belux. Ces changements ont un impact direct sur le cadre contractuel luxembourgeois entre GRT/GRD et Fournisseurs/Expéditeurs distribution/Clients Finals. Il s'agit d'une mesure de dimension régionale avec des implications nationales spécifiques au cadre contractuel luxembourgeois.

Dans chacun des trois cas suivants, un processus est décrit pour palier la défaillance d'une certaine catégorie de fournisseur et/ou d'expéditeur :

- fournisseur uniquement actif au PFI¹² ;
- fournisseur actif au PFI et PFD¹³ et en même temps expéditeur distribution¹⁴ ;
- fournisseur défaillant actif au PFI et PFD qui n'est pas expéditeur distribution et qui fournit à un expéditeur distribution tiers.

¹² Un fournisseur actif au PFI (Point de Fourniture Industriel) approvisionne des clients raccordés au réseau de transport de gaz

¹³ Un fournisseur actif au PFD (Point de Fourniture Distribution) fait acheminer par le GRT du gaz jusqu'au Point de Fourniture Distribution soit pour le commercialiser à un fournisseur actif sur la zone de distribution soit pour le commercialiser directement à des clients dans la zone de distribution. Dans ce dernier cas, le fournisseur doit également être expéditeur distribution

¹⁴ Un expéditeur distribution est en règle générale un fournisseur commercialisant du gaz à des clients dans la zone de distribution et signant de ce fait un contrat cadre fournisseur avec les GRD sur les réseaux desquels il a des clients



Cas 1 : défaillance d'un fournisseur actif uniquement au PFI

Après notification du coordinateur d'équilibre de la défaillance du fournisseur dans la zone Belux, le GRT transfère directement les frais de déséquilibre au client final. De plus, le GRT autorise le client final à soutirer du réseau de transport pendant 10 jours, le temps nécessaire pour que le client final établisse un contrat avec un nouveau fournisseur. Pendant toute cette période c'est-à-dire à partir de la notification par le coordinateur d'équilibre jusqu'au changement de fournisseur, le GRT est en droit de facturer au client final les frais d'utilisation du réseau et d'équilibrage.

Cas 2 : défaillance d'un fournisseur actif au PFI et au PFD et en même temps expéditeur distribution

Après notification du coordinateur d'équilibre, le GRT informe le GRD de la défaillance du fournisseur dans la zone Belux. Ce dernier déclenche la Fourniture du Dernier Recours (FDR) qui prend effet au plus tard le 2^{ème} jour ouvrable après déclaration (ce qui revient à 3 jours calendaires en cas de déclenchement le vendredi). Pour la période entre la notification par le coordinateur d'équilibre et la prise d'effet de la FDR, le GRT cumule les coûts de déséquilibre pour lesquels la garantie bancaire du fournisseur défaillant devra suffire pour limiter le risque financier.

Cas 3 : défaillance d'un fournisseur actif au PFI et au PFD, qui n'est pas expéditeur distribution et qui commercialise du gaz à un expéditeur distribution tiers

Dans ce cas précis, l'expéditeur distribution rattaché au fournisseur défaillant devra être averti et trouver le temps de signer un contrat d'approvisionnement avec un nouveau fournisseur. Les clauses suivantes devront être intégrées dans le contrat de participation :

- Le GRT informe l'expéditeur de la défaillance de son fournisseur.
- Le GRT autorise l'expéditeur distribution à soutirer du réseau de transport pendant 10 jours, le temps nécessaire pour contracter avec un nouveau fournisseur. Pendant toute cette période, c'est à dire à partir de la notification par le coordinateur d'équilibre jusqu'au changement de fournisseur, le GRT est en droit de facturer à l'expéditeur les coûts de réseau et d'équilibrage (similaire au cas 1).

Au cas où l'expéditeur ne réagit pas endéans la date limite des 10 jours, le processus du FDR est déclenché.

Impact de la mesure

Cette mesure potentielle facilite la gestion de la défaillance d'un fournisseur à la fois pour les clients finals et les autres fournisseurs affectés par cette défaillance. Elle a donc un impact économique positif pour ces acteurs et améliore la sécurité d'approvisionnement des clients au Luxembourg.

5.3. Mesures non fondées sur le marché

5.3.1. Mise en place d'un plan de délestage

Description de la mesure

Le délestage, mesure de dimension essentiellement nationale, axée sur la demande et non fondée sur le marché, constitue un outil utilisable en ultime recours par les gestionnaires de réseaux pour



prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences. Il permet d'éviter une chute de la pression dans les réseaux en dessous des valeurs de consigne. Cette mesure est nécessaire car c'est la mesure d'ultime recours, utilisée uniquement en situation d'urgence et lorsque toutes les mesures fondées sur le marché ont échoué pour résoudre la crise.

Un plan de délestage national a été mis en place en 2009 et est mis à jour régulièrement par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution conformément à l'article 18 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 qui autorise « l'interruption de la fourniture » parmi les mesures préventives nécessaires pour « limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité, de l'efficacité des réseaux de transport ou de distribution ou de la qualité du gaz naturel ».

Le plan de délestage précise les critères de déclenchement ainsi que les responsabilités et procédures de décision associées à la pratique du délestage.

Impact de la mesure

Le plan de délestage permet de gérer les crises de rupture d'approvisionnement en tenant compte, lors de la coupure de l'alimentation des clients finals, de leurs niveaux de priorité, ce qui en fait une mesure proportionnée. Les consommateurs de gaz luxembourgeois sont répartis en 4 niveaux de priorité (le niveau 2 étant lui-même subdivisé en deux sous-niveaux). Le niveau de priorité 1 correspondant aux consommateurs à délester en dernier et le niveau de priorité 4 aux consommateurs à délester en premier :

- Niveau 1 : Consommateurs domestiques et commerciaux, établissements publics non interruptibles¹⁵;
- Niveau 2 :
 - 2A : Centrales de production d'électricité et de cogénération d'une puissance électrique supérieure à 100 MW¹⁶ ;
 - 2B : Centrales de production d'électricité et de cogénération d'une puissance électrique inférieure ou égale à 100 MW ;
- Niveau 3 : Consommateurs industriels non interruptibles ;
- Niveau 4 : Consommateurs industriels interruptibles.

Le délestage permet de garantir l'alimentation des clients finals de niveaux 1 et donc des clients protégés dans les cas de crise d'approvisionnement, mais fait porter un coût aux clients délestés, sachant qu'il ne donne lieu à aucune forme de compensation financière.

S'il était réalisé à la demande de la Belgique ou de l'Allemagne en cas de crise d'approvisionnement de ces pays, le délestage pourrait avoir un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement de ces

¹⁵ La consommation des clients non résidentiels éligibles au niveau de priorité 1 représente moins de 20 % de la consommation finale de gaz naturel au Luxembourg.

¹⁶ Depuis la fermeture de la centrale de TWINERG en 2016, il n'existe plus aucun site de consommation de gaz dans cette catégorie



pays, mais d'un ordre très limité, étant donné la consommation de gaz très faible du Luxembourg par rapport à celle de ces deux pays, surtout par rapport à celle de l'Allemagne.

5.4. Explication des mesures envisagées en faveur de l'efficacité, y compris axées sur la demande, pour renforcer la sécurité d'approvisionnement

Le paragraphe 1.2.8 présente la manière dont les mesures d'efficacité énergétique du projet de Plan National intégré en matière d'Énergie et de Climat 2021-2030 devraient impacter la demande en gaz naturel au Luxembourg. La baisse importante de la consommation en gaz naturel anticipée à l'horizon 2030 en ligne avec les objectifs de ce plan contribuera à renforcer la sécurité d'approvisionnement du pays.

5.5. Explication des mesures envisagées pour renforcer la sécurité d'approvisionnement, prenant en compte les sources d'énergie renouvelables

Le paragraphe 5.2.1.1 décrit le cadre réglementaire mis en place au Luxembourg pour la promotion et le développement de la production de biogaz dans le but de favoriser l'offre en biogaz et ainsi renforcer la sécurité d'approvisionnement.

6. Autres mesures et obligations

6.1. Obligations liées à la sécurité et qualité d'approvisionnement

Les obligations en matière de sécurité d'approvisionnement sont précisées dans l'article 14 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007. Cet article stipule que dans les limites économiquement justifiables, les producteurs, les gestionnaires de réseau, les fournisseurs et les clients grossistes sont tenus, chacun en ce qui le concerne, de garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel des clients finals.

En particulier, le gestionnaire de réseau de transport est tenu :

- de garantir la capacité du réseau à long terme ;
- de contribuer à la sécurité d'approvisionnement grâce à une capacité de transport, une fiabilité et une sécurité d'exploitation du réseau adéquates ;
- de gérer les flux d'énergie et en tenant compte des échanges avec d'autres réseaux interconnectés.

Les gestionnaires de réseau de distribution, quant à eux, sont tenus d'assurer la sécurité du réseau de distribution de gaz naturel, sa fiabilité et son efficacité dans la zone qu'ils desservent et de garantir la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de distribution de gaz.



Ces obligations se retrouvent dans les critères d'attribution de l'autorisation délivrée par le ministre pour le transport, la distribution et le stockage, conformément à l'article 4 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007. Cette autorisation est délivrée en tenant compte notamment :

- des critères de sécurité et de sûreté du réseau de gaz naturel, du réseau interconnecté et des conduites directes ;
- du maintien et de l'amélioration de l'interopérabilité des réseaux ;
- de la sécurité technique et organisationnelle de l'approvisionnement des clients ;
- de la qualité de l'approvisionnement ;
- du respect d'exigences minimales pour l'entretien et le développement du réseau de transport, et notamment les capacités d'interconnexion.

L'article 33 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 oblige les gestionnaires de réseaux de respecter les obligations qui découlent de cette autorisation.

La question de la qualité de l'approvisionnement est traitée dans l'article 15 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007. Il impose aux gestionnaires de réseau de mesurer et documenter la qualité du gaz naturel transporté et la continuité de l'approvisionnement.

Conformément à l'article 16 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007, le suivi de la sécurité d'approvisionnement est assuré par le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie. Sur la base des informations fournies par les entreprises de gaz naturel et l'Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR), il produit tous les deux ans un rapport examinant les résultats du suivi de la sécurité de l'approvisionnement ainsi que les mesures prises ou envisagées à ce sujet. Ce rapport est communiqué à la Commission Européenne et à l'ILR et la partie non financière est rendue publique.

Enfin, le règlement grand-ducal du 19 mai 2003 relatif aux autorisations pour la fourniture de gaz naturel impose au demandeur souhaitant devenir fournisseur de gaz de respecter plusieurs critères en lien avec la sécurité d'approvisionnement. L'article 4 précise notamment que le demandeur doit prouver qu'il a mis en œuvre les mesures nécessaires pour satisfaire les besoins de ses clients ; il doit notamment avoir des disponibilités suffisantes en volumes de gaz naturel et en capacité de transport et de débit horaire maximum pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel de ses clients, conformément aux contrats conclus et/ou à conclure avec ses clients. De plus l'article 29 impose une obligation de reporting annuel. Il indique que le titulaire d'une autorisation de fourniture doit transmettre les informations suivantes en lien avec la sécurité d'approvisionnement :

- les sources d'approvisionnement et les points d'entrée du gaz naturel fourni à ses clients ;
- les volumes de gaz fournis à ses clients ;
- les volumes de gaz fournis aux entreprises de distribution, détaillés par entreprise.



6.2. Prescriptions techniques

L'article 13 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 précise que les gestionnaires de réseau établissent les critères de sécurité techniques et les prescriptions techniques fixant les exigences minimales de conception, construction, fonctionnement ou exploitation en matière d'ouvrages de gaz naturel afin de garantir l'interopérabilité des réseaux. Ils sont définis sur le mode de la concertation avec les autres gestionnaires de réseaux, y compris ceux des pays limitrophes.

6.3. Fourniture du dernier recours

L'article 7 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 stipule que dans le cas où un fournisseur de gaz naturel n'est plus en mesure de fournir des clients de gaz naturel qui affichent une consommation annuelle estimée ou effective inférieure ou égale à un giga wattheure (1 GWh), ces derniers se voient attribuer automatiquement un fournisseur du dernier recours leur permettant ainsi de continuer à être alimentés sans interruption. Le fournisseur du dernier recours se doit d'informer les clients concernés dans les plus brefs délais, afin qu'ils puissent s'enregistrer auprès d'un nouveau fournisseur de gaz naturel.

Le fournisseur du dernier recours est désigné par l'ILR, tous les trois ans, pour une zone donnée. Ses tarifs et conditions de fourniture sont rendus publics, ses prix tenant compte notamment de l'indexation ou encore des coûts élevés des fournitures non programmées.

6.4. Mesures d'urgence et de sauvegarde

Les articles 18 et 19 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 traitent des mesures d'urgences et de sauvegarde à prendre en cas d'événements exceptionnels. En particulier l'article 18 autorise les gestionnaires de réseau à interrompre la fourniture de gaz naturel parmi les mesures préventives nécessaires pour limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité, de l'efficacité des réseaux de transport ou de distribution ou de la qualité du gaz naturel.

7. Projets d'infrastructures

7.1. Description des projets d'infrastructure

Les principaux projets d'infrastructures dans les groupes de risques dont le Luxembourg fait partie sont décrits dans les paragraphes suivants. Aucun de ces projets n'impacte de manière significative la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans le groupe de risque et encore moins sur le Luxembourg.



7.1.1. Royaume uni

7.1.1.1. Canalisations

La capacité technique maximum du point d'entrée de Moffat est déterminée par la capacité technique du système de transmission SWSOS4 qui consiste en une station de compression à Beattock et Brighthouse Bay ainsi que le réseau de canalisation inter-station. Cette capacité technique devait passer de 31.0 millions de m³/j à 35.0 millions de m³/j en 2018.

7.1.1.2. Projets de terminaux GNL

- **Isle of grain**, développé par National Grid à Kent (statut « en cours » lors de l'évaluation des risques de 2018)
- **Norsea LNG**, développé par ComocoPhillips à Teeside (statut « en attente » lors de l'évaluation des risques de 2018)
- **Port Meridian**, d'une capacité de 5 milliards de m³/an, développé par Port Meridian Energy à Barrow, Cumbria (statut « en cours » lors de l'évaluation des risques de 2018)
- **Amlwch**, d'une capacité de 30 milliards de m³/an, développé par Halite Energy à Anglesey (statut « validé » lors de l'évaluation des risques de 2018)

7.1.1.3. Projets de stockage

- **Gateway**, développé par Stag Energy à Morecambe bay (offshore) d'une capacité de 1,5 milliards de m³ (Statut « planning accordé » lors de l'évaluation des risques de 2018)
- **Deborah**, développé par Eni à Bacton (offshore), d'une capacité de 4,6 milliards de m³ (Statut « planning accordé » lors de l'évaluation des risques de 2018)
- **Islandmagee**, développé par Infrastrata à County Antrim (Northern Ireland), d'une capacité de 0,5 milliards de m³ (Statut « planning accordé » lors de l'évaluation des risques de 2018)
- **Kingstreet**, développé par Kingstreet Energy à Cheshire, d'une capacité de 0,3 milliards de m³ (Statut « planning accordé » lors de l'évaluation des risques de 2018)
- **Preesall**, développé par Halite Energy à Lancashire, d'une capacité de 0,6 milliards de m³ (Statut « planning accordé » lors de l'évaluation des risques de 2018)
- **Saltfleetby**, développé par Wingaz à Lincolnshire, d'une capacité de 0,8 milliards de m³ (Statut « planning accordé » lors de l'évaluation des risques de 2018)
- **Whitehill**, développé par Eon à East Yorkshire, d'une capacité de 0,4 milliards de m³ (Statut « planning accordé » lors de l'évaluation des risques de 2018)

7.1.2. Italie

7.1.2.1. Canalisation

De nouvelles canalisations entre Cervignano-Mortara et Minerbio (62 km), et Poggio Renatico (19 km) doivent être développées pour une entrée en service initialement prévue en 2018.



7.1.2.2. Station de compression

- Construction de 2 nouvelles stations Minerbio (24 MW) and Sergnano (45 MW) ;
- Amélioration de la station de compression station of Poggio Renatico (+25 MW).

7.1.2.3. Stockage

En Italie également, 4 sites de stockage sont en développement et d'autres vont être améliorés :

- San Potito et Cotignola en Emilia Romagne (Edison Stoccaggio)
- Cornegliano en Lombardie (ItalgasStorage)
- Alfonsine en Ravenne (Stogit)
- Extension des sites existants de Fiume Treste, Minerbio, Ripalta, Sabbioncello, Sergnano et Settala (Stogit)

7.1.2.4. Points d'entrée et de sortie

Le principal projet de développement de Snam Rete Gas, pour les années 2017-2026, a pour objectif d'améliorer la flexibilité et la sécurité des marchés du nord-ouest :

- faire passer la capacité physique du point de sortie de Passo Gries (Italie-Suisse) de 5 millions de m³/jour à 40 millions de m³/jour ;
- faire passer la capacité interruptible de Tarvisio (Italie-Autriche) de 18 millions de m³/jour à une capacité physique.

7.1.3. Estonie

En 2017, la consommation de gaz naturel s'élevait à environ 0,5 millions de m³. En 2020, le système gazier estonien et régional connaîtra des changements majeurs avec l'achèvement du projet « Balticconnector » et du projet de renforcement de l'interconnexion Estonie-Lettonie. « Balticconnector » reliera le système gazier finlandais au système gazier balte via un gazoduc offshore et le projet d'amélioration de l'interconnexion Estonie-Lettonie augmentera la capacité du point d'interconnexion de Karksi et le rendra bidirectionnel, ce qui permettra également le transport du gaz de l'Estonie vers la Lettonie. Les projets amélioreront la sécurité d'approvisionnement de la région et créeront les conditions préalables ainsi qu'un environnement positif pour le développement d'un marché régional du gaz. L'achèvement des projets est prévu d'ici 2020.

7.1.4. Lituanie

En coopération avec le gestionnaire de réseau de transport de gaz polonais GAZ-SYSTEM S.A., AB Amber Grid réalise des travaux pour la mise en œuvre du projet "The Gas Interconnection Poland-Lithuania", dont l'objectif est d'intégrer les marchés gaziers isolés des pays baltes dans le



marché commun du gaz naturel de l'UE, de diversifier les sources et routes d'approvisionnement. Il est prévu que le gazoduc sera opérationnel au 1er janvier 2022.

7.1.5. Pologne

En raison de circonstances historiques, le réseau de transport polonais s'est concentré sur l'approvisionnement en gaz en provenance de l'Est, et l'approvisionnement en provenance de Russie a clairement dominé la structure des importations. Actuellement, la situation est en train de changer grâce aux investissements dans le réseau de transport et à l'expansion des connexions transfrontalières. Les principales priorités de la Pologne sont l'extension du terminal LNG à Świnoujście et le projet de gazoduc de la Baltique. Le terminal méthanier sera modernisé afin d'augmenter la capacité de regazéification et de fournir une gamme plus large de services LNG. Le projet Baltic Pipe est en cours de réalisation en coopération avec le Danemark afin de fournir un accès direct aux approvisionnements norvégiens. Ces deux investissements, conjugués à l'expansion de l'infrastructure de transport nationale et à la construction d'interconnexions transfrontalières avec les réseaux adjacents, jetteront les bases d'un marché du gaz sûr et concurrentiel dans les PECO et dans les régions baltes.

7.1.6. Danemark

De novembre 2019 à juillet 2022, le complexe de Tyra en mer du Nord sera fermé en raison de sa reconstruction. La production de gaz des parties méridionales de la mer du Nord danoise peut encore être exportée directement vers les Pays-Bas et la production du champ gazier d'Arne Sud devrait être livrée sur le marché danois. Toutefois, les marchés danois et suédois dépendront presque entièrement des importations de gaz en provenance d'Allemagne et d'une utilisation optimale des capacités du système, par exemple l'utilisation complète des capacités d'importation à la frontière germano-danoise et des volumes de stockage. Lorsque le complexe de Tyra entrera en service en juillet 2022, la sécurité de l'approvisionnement en gaz sera considérablement améliorée grâce à l'accès aux ressources gazières de la mer du Nord, de l'Allemagne et de deux grandes installations de stockage. En outre, d'ici la fin novembre 2018, une décision finale d'investissement pourrait être prise pour la réalisation du projet de gazoduc de la Baltique, qui créera un nouveau corridor de transport pour le gaz norvégien vers la Pologne via le Danemark.

8. Obligations de service public liées à la sécurité d'approvisionnement

L'article 11 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 indique que les entreprises de gaz naturel sont soumises à des obligations de service public et que ces obligations, leurs modalités d'application ainsi que les procédures à suivre sont fixées par règlements grand-ducaux.

L'article 11 précise que ces obligations de service public peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement et imposer :



- aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution, d'investir en faveur des clients finals, de maintenir et d'entretenir les réseaux en vue de garantir leur sécurité et sûreté, mais également d'assurer l'acheminement du gaz naturel dans des conditions extrêmes. En outre ces garanties d'acheminement du gaz naturel dans des conditions extrêmes sont garanties par l'application des normes d'approvisionnement telles qu'elles découlent du Règlement ;
- aux entreprises de fourniture, de garantir la régularité et la qualité des fournitures destinées aux gestionnaires de réseau de distribution et aux clients finals, d'assurer pour différentes catégories de clients la fourniture du gaz naturel dans des conditions extrêmes. En outre ces garanties d'acheminement du gaz naturel dans des conditions extrêmes sont garanties par l'application des normes d'approvisionnement telles qu'elles découlent du Règlement ;
- l'obligation de rachat de la production de biogaz, de gaz issu de la biomasse ou d'autres types de gaz, basés sur des sources d'énergie renouvelables, et destinée à être injectée dans un réseau de gaz naturel tel que précisé par le règlement grand-ducal modifié du 15 décembre 2011 relatif à la production, la rémunération et la commercialisation de biogaz.

9. Consultation des acteurs concernés

9.1. Entreprises gazières

Les entreprises gazières que sont les GRT, GRD et fournisseurs de gaz naturel au Luxembourg ont été consultées, préalablement à l'élaboration du plan d'action préventif, par l'intermédiaire d'un questionnaire. Une réunion de présentation de ces projets de plans aux GRT et GRD a eu lieu le 25 juin 2019 dans les locaux de l'autorité compétente. Les projets de plan d'action préventif et de plan d'urgence ont été soumis aux GRT, GRD et fournisseur pour avis. Les plans finaux tiennent compte dans la mesure du possible des avis de ces acteurs.

9.2. Organismes concernés représentant les intérêts des ménages

Les projets de plan d'action préventif et de plan d'urgence ont été soumis par l'autorité compétente à l'organisme représentant les intérêts des ménages au Luxembourg (ULC : Union Luxembourgeoise des Consommateurs) pour avis. Les plans finaux tiennent compte dans la mesure du possible de l'avis de cet organisme.

9.3. Organismes concernés représentant les intérêts des clients industriels consommant du gaz, y compris les producteurs d'électricité

Les projets de plan d'action préventif et de plan d'urgence ont été soumis par l'autorité compétente à l'organisme représentant les intérêts des clients industriels au Luxembourg (FEDIL : Fédération des Industriels Luxembourgeois) pour avis. Les plans finaux tiennent compte dans la mesure du possible de l'avis de cet organisme.



9.4. Autorité de régulation nationale

Les projets de plan d'action préventif et de plan d'urgence ont été soumis pour avis à l'autorité de régulation nationale (ILR : Institut Luxembourgeois de Régulation). Une réunion de présentation de ces projets de plans au régulateur a eu lieu le 25 juin 2019 dans les locaux de l'autorité compétente. Les plans finaux tiennent compte dans la mesure du possible de l'avis du régulateur organisme.

10. Dimension régionale

10.1. Formule N-1

La description de la formule N-1 de chacun de ces groupes selon les termes définis dans l'annexe V du Règlement de chacun de ces 6 groupes de risques figure dans le rapport d'évaluation commune des risques correspondant. Le lecteur est invité à se référer à ces documents pour en prendre connaissance.

10.2. Mécanismes de coopération

Les mécanismes de coopération utilisés parmi les États membres faisant partie des 6 groupes de risque auxquels le Luxembourg appartient, notamment aux fins de l'élaboration de mesures transfrontalières dans le cadre du plan d'action préventif et du plan d'urgence n'ont pas encore été définies précisément à la date de publication du présent plan d'action préventif.

De la même manière les mécanismes utilisés pour la coopération avec les autres États membres aux fins de l'adoption des dispositions nécessaires pour l'application de l'article 13 (solidarité) n'ont pas encore été définies précisément à la date de publication du présent plan d'action préventif.

10.3. Mesures préventives

Aucune mesure préventive n'a été proposée par les différents groupes de risques auxquels appartient le Luxembourg à la date de publication du présent plan d'action préventif.