

Plan d'action préventif

Plan réalisé dans le cadre de la mise en œuvre du règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil concernant les mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010

Table des matières

1. Informations générales	5
1.1. Participation aux groupes de risque d'Etats membres.....	5
1.2. Dénomination de l'autorité compétente responsable de l'élaboration du plan	5
2. Description du système gazier.....	6
2.1. Groupes régionaux.....	6
2.1.1 Groupe régional relatif au risque algérien	6
2.1.2 Groupe régional relatif au risque baltique	6
2.1.3. Groupe régional relatif au risque norvégien	7
2.1.4 Groupe régional relatif au risque d'approvisionnement en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B)	9
2.2. Description du système gazier français.....	10
2.2.1. Description de la consommation de gaz naturel.....	10
2.2.2. Fonctionnement du système gazier	13
2.2.3. Infrastructure pertinente pour l'approvisionnement en gaz naturel.....	18
2.2.4. Les importations françaises de gaz naturel.....	18
2.2.5. Les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel	20
2.2.6. Les ressources gazières nationales	21
2.2.7. La production d'électricité à partir de gaz.....	22
3. Résumé de l'évaluation des risques	23
4. Normes relatives aux infrastructures (article 5).....	24
4.1 Formule N-1 au niveau des groupes régionaux	24
4.2 Formule N-1 au niveau national	24
4.3 Capacité bidirectionnelle	25
5. Conformité avec les normes d'approvisionnement	26
5.1 Consommateurs protégés.....	26
5.2 Volumes de gaz nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement selon les scénarios décrits à l'article 6, paragraphe 1,	

premier alinéa, du règlement	27
5.3 Capacité nécessaire pour respecter les normes d'approvisionnement selon les scénarios décrits à l'article 6, paragraphe 1, premier alinéa, du règlement	27
5.4 Mesures en place pour respecter les normes d'approvisionnement	27
6. Mesures préventives.....	29
6.1 Outils permettant de dimensionner le système gazier	29
6.1.1. Conversion du réseau de gaz B	29
6.1.2. Indentification des infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel faisant l'objet d'une obligation de maintien en fonctionnement.....	29
6.2 Mécanismes et obligations de service public visant à assurer le bon fonctionnement du marché.....	30
6.2.1 Autorisation de fourniture de gaz naturel	30
6.2.2 Obligations de continuité de fourniture	30
6.2.3 Obligations de diversification	31
6.2.4 Fourniture de dernier recours.....	31
6.2.5 Fourniture de secours.....	31
6.2.6 Mécanismes contractuels permettant la levée des congestions.....	31
6.2.7 Obligation de remplissage des capacités de stockage souscrites dans les infrastructures essentielles	31
6.2.8 Obligation de mise sur le marché des stocks de gaz naturel	31
6.3 Mesures de sauvegarde en cas de crise gazière.....	31
6.3.1 Interruptibilité de la consommation de gaz naturel	31

Avant-propos

Le présent plan d'action préventif est réalisé dans le cadre de la mise en œuvre du règlement (UE) n° 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil concernant les mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010. En l'absence de mention contraire, le terme « règlement » fera référence à ce texte.

1. Informations générales

1.1. Participation aux groupes de risque d'États membres

En application de l'annexe 1 du règlement n°2017/1938, la France fait partie

- du groupe régional relatif au risque algérien, avec la Grèce, l'Espagne, la Croatie, l'Italie, Malte, l'Autriche, le Portugal et la Slovénie ;
- du groupe régional relatif au risque baltique, avec la Belgique, la République tchèque, le Danemark, l'Allemagne, le Luxembourg, les Pays-Bas, l'Autriche, la Slovaquie et la Suède ;
- du groupe régional relatif au risque norvégien, avec la Belgique, le Danemark, l'Allemagne, l'Irlande, l'Espagne, l'Italie, le Luxembourg, les Pays-Bas, le Portugal, la Suède et le Royaume-Uni ;
- du groupe régional relatif au risque d'approvisionnement en gaz B, avec la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas.

1.2. Dénomination de l'autorité compétente responsable de l'élaboration du plan

L'autorité compétente au titre du règlement est définie dans le plan d'urgence.

2. Description du système gazier

2.1. Groupes régionaux

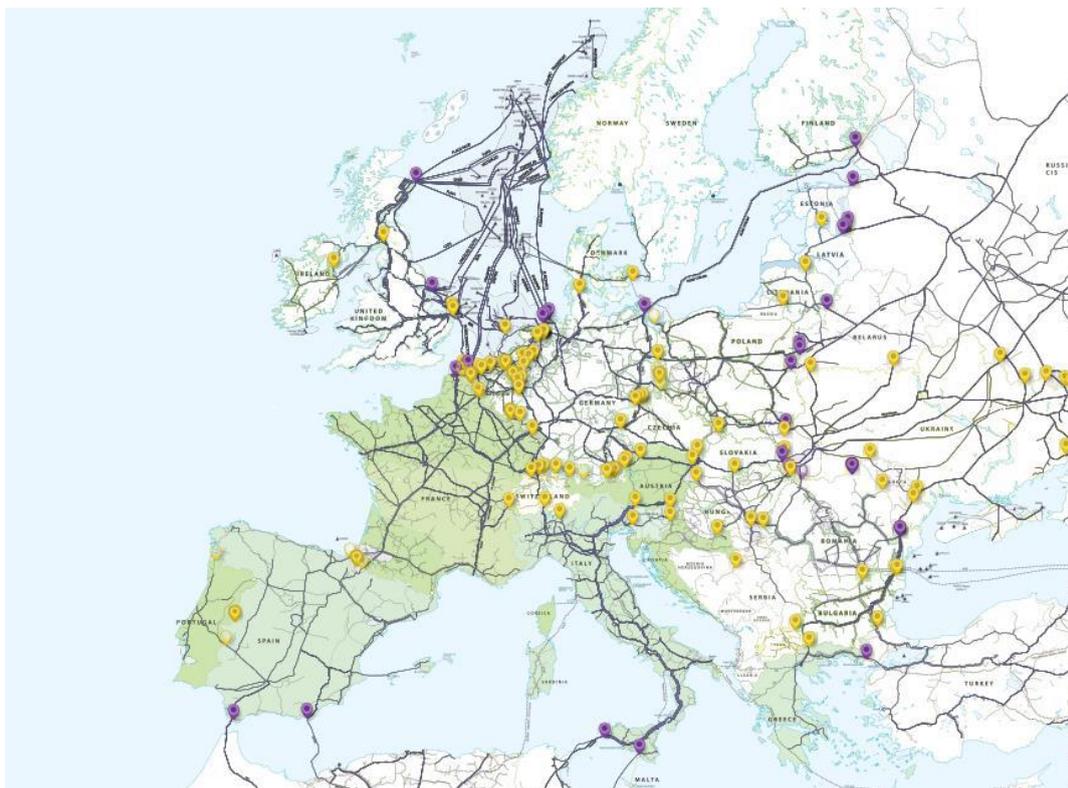
2.1.1 Groupe régional relatif au risque algérien

En application de l'annexe 1 du règlement n°2017/1938, la France fait partie du groupe régional relatif au risque algérien, avec la Grèce, l'Espagne, la Croatie, l'Italie, Malte, l'Autriche, le Portugal et la Slovénie.

Les Etats membres du groupe régional relatif au risque algérien disposent de trois interconnexions avec le réseau algérien, deux en Espagne (Tarifa et Almeria) et une en Italie (Mazara del Vallo), avec une capacité d'importation totale de gaz algérien de 1961 GWh/j.

Ils disposent par ailleurs de seize installations de regazéification. Les volumes de gaz naturel liquéfié (GNL) algériens importés dans ces terminaux ont été de 110 TWh en 2016 et 90 TWh en 2017.

Au total, les importations de gaz naturel depuis l'Algérie ont représenté 27% du total des importations des Etats membres du groupe régional relatif au risque algérien en 2016 et 23% en 2017.



Réseau gazier européen avec points d'interconnexion transfrontaliers (violet: points d'importation; orange: points d'interconnexion transfrontaliers)

2.1.2 Groupe régional relatif au risque baltique

En application de l'annexe 1 du règlement n°2017/1938, la France fait partie du groupe régional relatif au risque baltique, avec la Belgique, la République tchèque, le Danemark, l'Allemagne, le Luxembourg, les Pays-Bas, l'Autriche, la Slovaquie et la Suède.

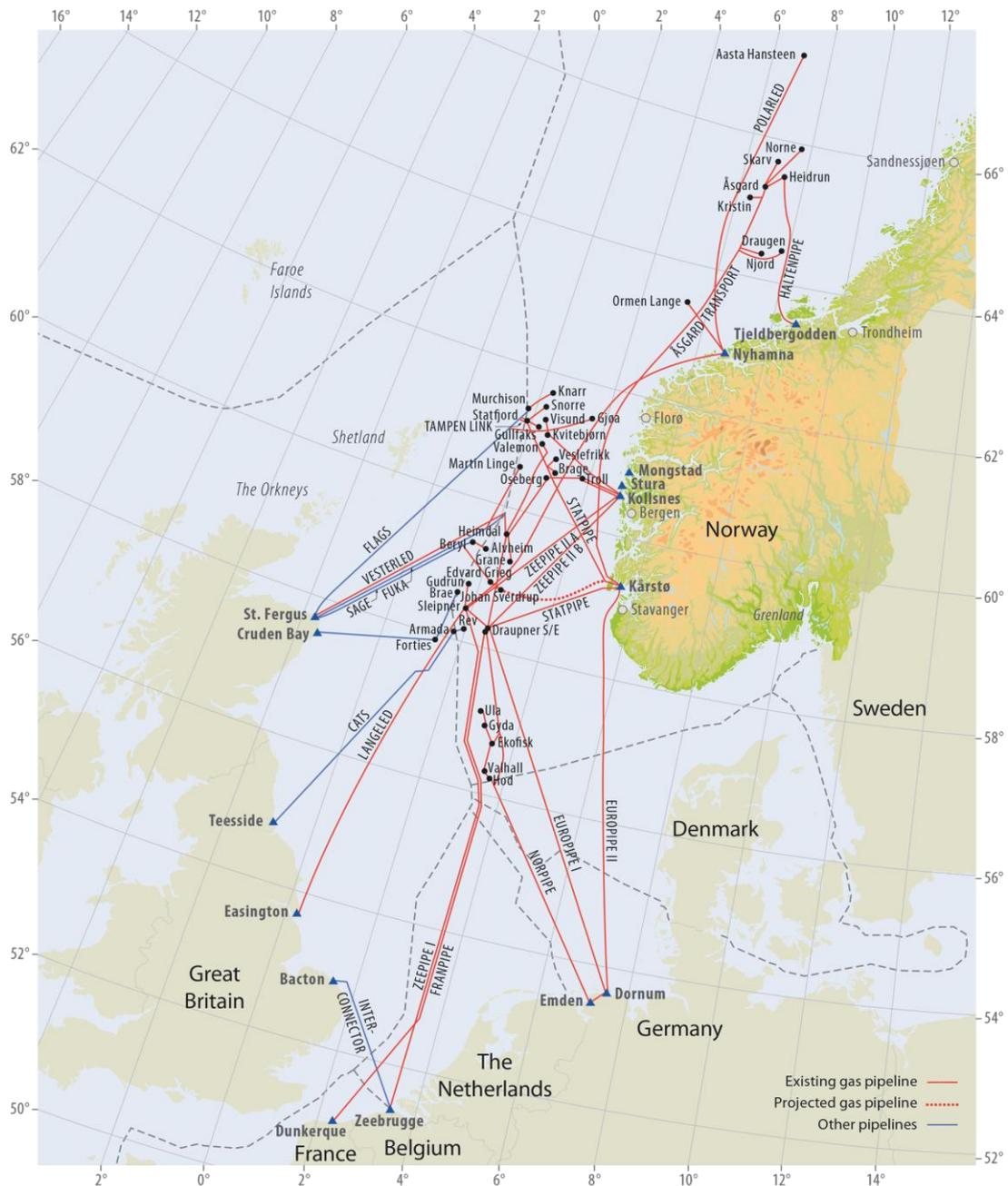
Les analyses menées dans le cadre du groupe régional ont mis en évidence l'existence d'infrastructures gazières fortement interconnectées dans cette région. Diverses voies et sources sont disponibles pour approvisionner en gaz naturel les Etats membres appartenant au groupe régional relatif au risque baltique. En outre, les Etats membres du groupe régional disposent d'importantes capacités de stockage de gaz naturel.

2.1.3. Groupe régional relatif au risque norvégien

En application de l'annexe 1 du règlement n°2017/1938, la France fait partie du groupe régional relatif au risque norvégien, avec la Belgique, le Danemark, l'Allemagne, l'Irlande, l'Espagne, l'Italie, le Luxembourg, les Pays-Bas, le Portugal, la Suède et le Royaume-Uni.

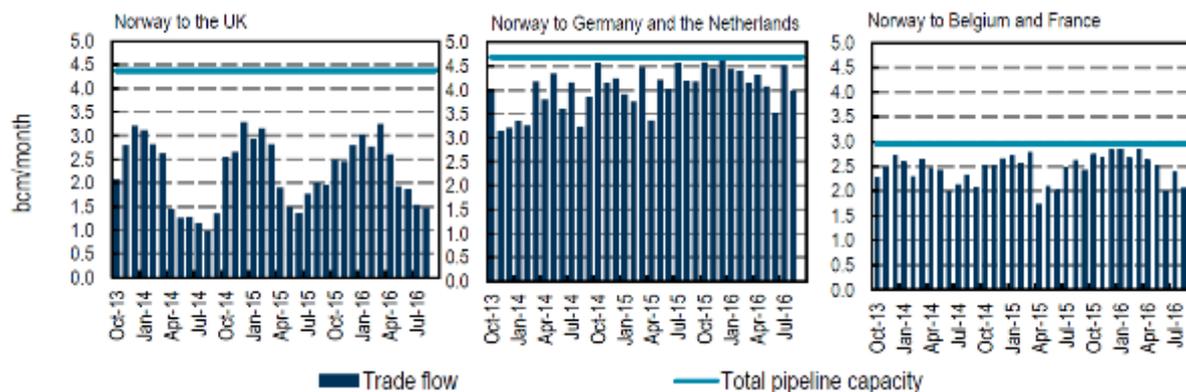
La majeure partie du gaz naturel produit en Norvège est exportée via des gazoducs sous-marins vers l'Europe occidentale. L'Allemagne est le principal point d'entrée du gaz naturel norvégien en Europe, représentant 42% des exportations norvégiennes de gaz naturel en 2015, suivie du Royaume-Uni (25%), de la France (15%) et de la Belgique (12%). Les exportations norvégiennes couvrent plus de 20% de la demande de gaz européenne et contribuent largement à la sécurité de l'approvisionnement en gaz européen.

Le système norvégien de transport de gaz naturel se compose d'un réseau de plus de 8 800 km de pipelines et a une capacité de 342 Mm³/j (environ 125 milliards de m³/an). Il existe quatre points d'atterrissage de ce réseau sur le continent : deux en Allemagne, un en Belgique et un en France. Il en existe également deux au Royaume-Uni.



Réseau de gazoducs du plateau continental norvégien (Source : Direction du Pétrole de Norvège)

Les capacités d'importation de gaz naturel norvégien vers le continent sont fortement utilisées, tandis qu'il existe des capacités d'importations non utilisées vers le Royaume-Uni. Cependant, sur la base des prévisions du niveau de production, le facteur limitant des importations de gaz naturel norvégien vers l'Union européenne sera le niveau de la production norvégienne de gaz naturel, et non les capacités des infrastructures d'importation. Il existe ainsi des possibilités d'arbitrage sur la destination du gaz naturel produit en Norvège.



Flux de gaz norvégien vers l'Europe (Source : Agence internationale de l'énergie)

La production norvégienne pourrait décliner progressivement à l'avenir. La Direction nationale norvégienne du pétrole prévoit une réduction du niveau actuel de production de gaz naturel, d'environ 120 milliards de m³/an, à un niveau de 90 milliards de m³/an à l'horizon 2030-2035.

2.1.4 Groupe régional relatif au risque d'approvisionnement en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B)

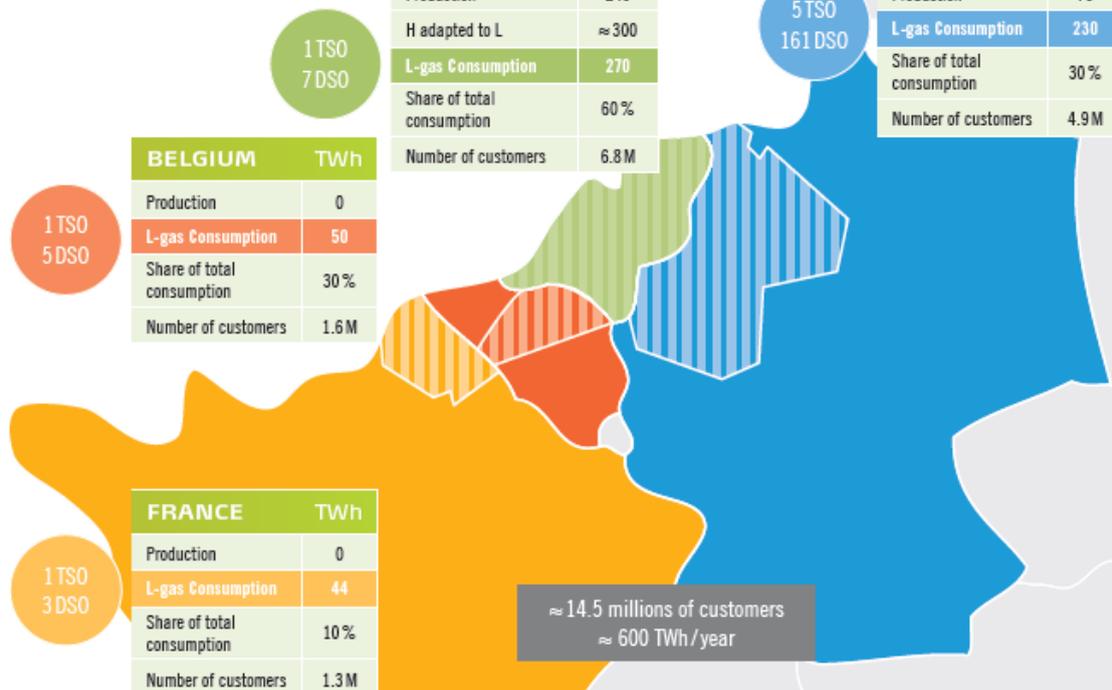
En application de l'annexe 1 du règlement n°2017/1938, la France fait partie du groupe régional relatif au risque d'approvisionnement en gaz B, avec la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas.

Le gaz B correspond à un mélange de gaz provenant du champ de Groningen et de gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H) ou à un mélange de gaz H et d'azote. Le gaz B est consommé aux Pays-Bas et exporté vers l'Allemagne, la Belgique et la France.

La consommation actuelle de gaz B est présentée dans la figure ci-dessous. Les Pays-Bas sont le plus grand consommateur et principal fournisseur de gaz B de la région. L'Allemagne, deuxième marché en importance, possède également une production de gaz B, qui est toutefois insuffisante pour couvrir sa consommation intérieure. La consommation en Belgique et en France est entièrement couverte par les importations en provenance des Pays-Bas.

European L-gas market

Rounded figures



Consommation de gaz B (Source: Plan régional d'investissement gazier Nord-Ouest 2017)

Le schéma ci-dessous donne un aperçu de la consommation de gaz B observée au cours de trois années récentes. Les consommateurs résidentiel et tertiaire représente plus de la moitié de la consommation totale de gaz B, principalement pour la fourniture de chauffage, ce qui rend la demande sensible aux conditions climatiques.

Année (TWh)	2015	2016	2017
Consommateurs résidentiels	288	306	297
Industrie et production d'électricité	263	276	272
Total	551	583	569

Historique de la consommation de gaz B (Source: données fournies par les Etats membres)

Les réseaux de gaz B sont physiquement séparés des réseaux de gaz H, car le gaz B et le gaz H diffèrent par la qualité du gaz. Dans les quatre pays, les deux réseaux sont néanmoins connectés via des stations de mélange. Ceux-ci peuvent mélanger les différents gaz, ou utiliser de l'azote, ou de l'air ambiant pour adapter les caractéristiques des gaz transportés dans les réseaux, notamment l'indice de Wobbe.

2.2. Description du système gazier français

2.2.1. Description de la consommation de gaz naturel

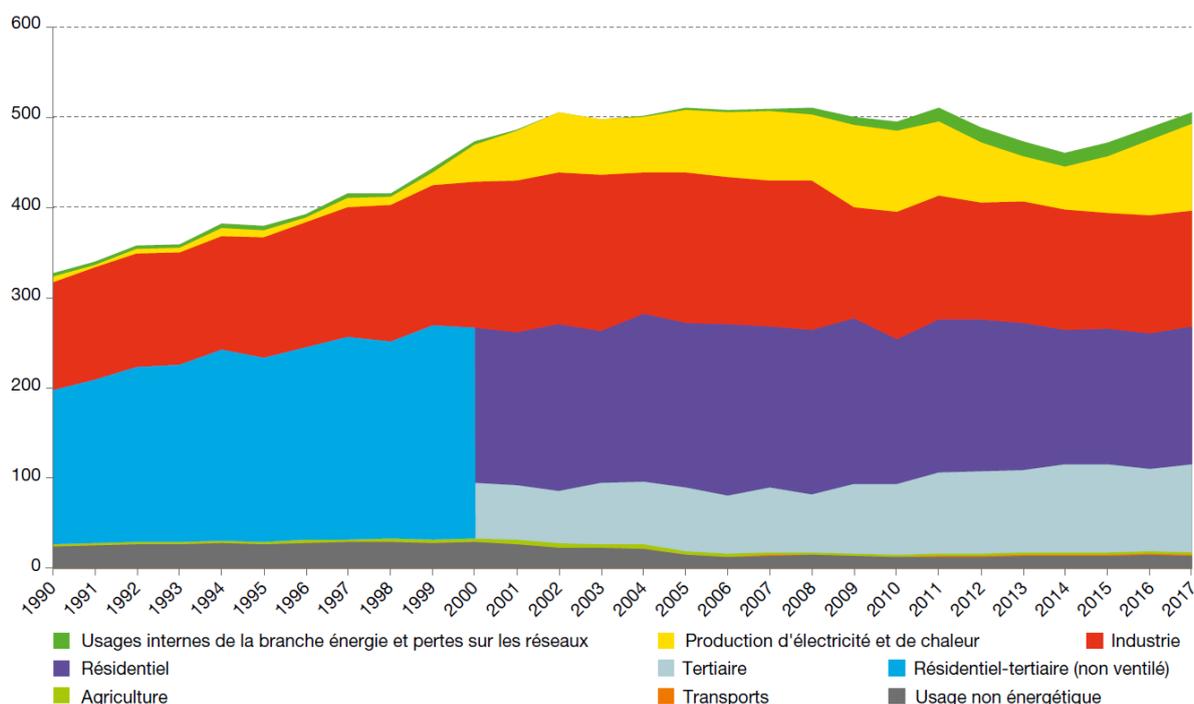
La part du gaz naturel dans le bouquet énergétique français a crû de manière significative

La consommation française de gaz est d'environ 490 TWh/an. Le gaz y représente une moindre part de la consommation énergétique (15%) que la moyenne des États membres de l'Union européenne (23%).

11 millions de consommateurs sont raccordés à un réseau de gaz naturel.

Le gaz naturel représente 34 % de la consommation finale d'énergie de l'industrie (y compris sidérurgie). Le gaz naturel est principalement utilisé pour le chauffage résidentiel et par le secteur industriel. Il représente 34 % de la consommation finale d'énergie du résidentiel et 24 % de celle du tertiaire. Dans le secteur résidentiel-tertiaire, le gaz occupe une place moins importante en France que dans la plupart des autres pays européens en raison de la concurrence du chauffage électrique. L'utilisation de gaz naturel pour la production d'électricité reste limitée.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la consommation de gaz naturel par secteur au cours des 35 dernières années :

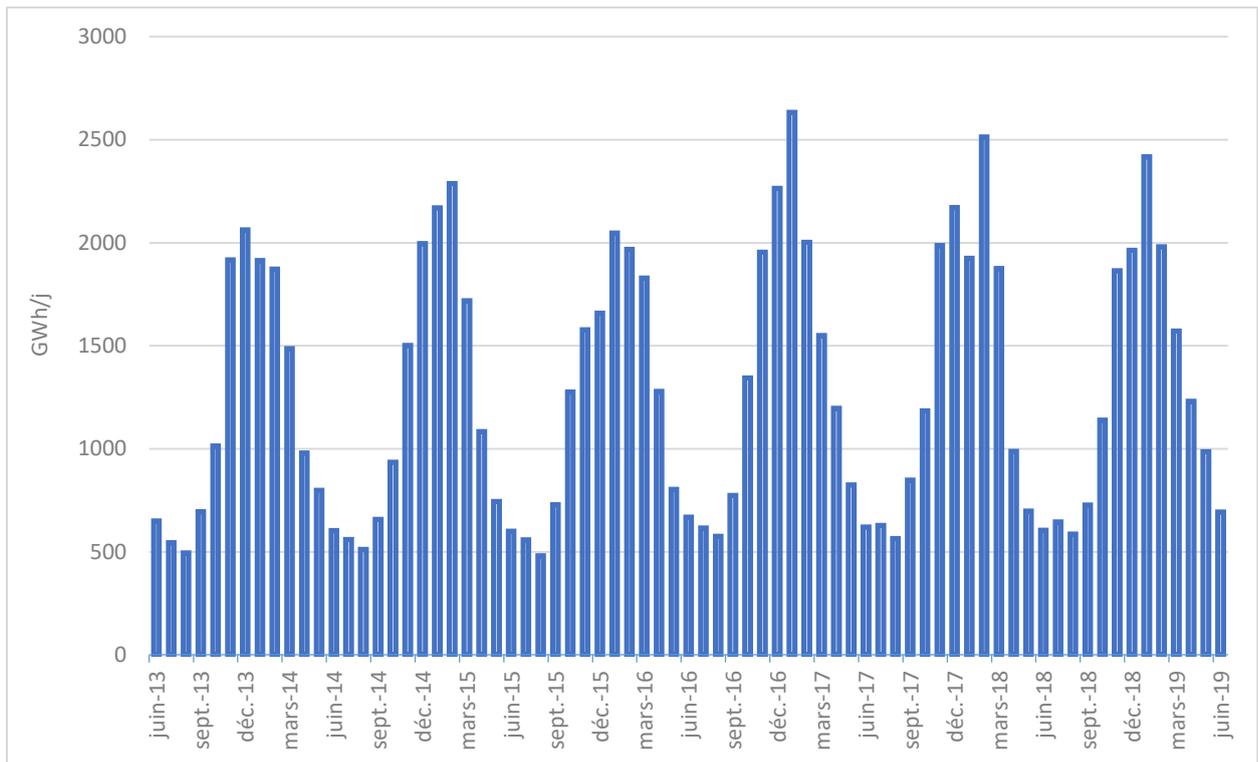


Evolution de la consommation primaire de gaz, corrigée des variations climatiques (en TWh PCS, Source : SoeS, Bilan énergétique de la France pour 2017)

Une forte modulation saisonnière des consommations

La modulation saisonnière des températures entraîne des variations fortes de la consommation de gaz naturel entre l'été et l'hiver. Une part importante du gaz naturel étant utilisée pour le chauffage, la consommation de gaz naturel est très élevée pendant l'hiver, tandis qu'elle est beaucoup plus faible en été.

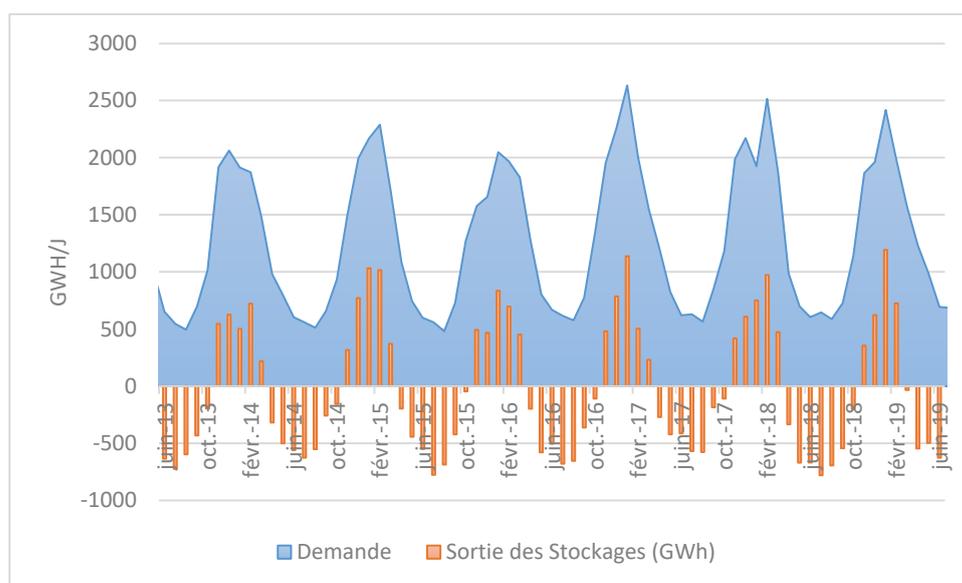
Le différentiel de consommation entre mois d'été et mois d'hiver est de 1 à 5 (consommation de 530 GWh/j en moyenne en août, 2400 GWh/j en moyenne en janvier). Le pic historique de consommation (3675 GWh/j) observé le 8 février 2012 correspond à près de 9 fois la demande journalière la plus faible. Le pic de consommation journalière lors d'une pointe de froid cinquantennale est estimé à 4300 GWh/j.



Demande moyenne journalière, par mois calendaire (en GWh/j, source : GRTgaz, Terega, traitement : DGE)C

L'essentiel de cette modulation est assurée par le recours aux infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel, avec une alternance entre deux régimes de fonctionnement : remplissage des stocks en été, puis soutirage en hiver. Les stocks sont à leur niveau minimum à la sortie de la période de chauffe (habituellement fin mars-début avril). Ils sont alors remplis progressivement, et atteignent leur niveau maximum courant octobre, au début de la période de chauffe.

En moyenne sur l'hiver 2018-2019¹, les stockages ont permis de couvrir 29 % de la demande. Ce chiffre dépasse régulièrement 50 % les jours de grand froid.



1 novembre à mars.

Demande moyenne mensuelle de gaz, et cycle d'injection/soutirage dans les stocks (L'aire en bleu représente la demande de gaz. L'histogramme représente le cycle d'injection/soutirage dans les stockages, une donnée positive correspondant à un soutirage. Données : GRTgaz, Teréga, Storengy, Retraitement : DGEC)

Une consommation peu flexible

Peu de consommateurs français de gaz naturel disposent d'installations bi-combustibles. Les possibilités de réduction de la consommation de gaz naturel par un changement d'énergie, notamment en cas de crise, est donc relativement faible. Les autres possibilités d'adapter la consommation de gaz naturel sont assez limitées. Elles reposent sur des contrats dit interruptibles qui permettent d'interrompre, sous réserve du respect d'un préavis, l'acheminement du gaz et d'autre part sur des délestages qui peuvent être mis en œuvre uniquement en situation d'urgence.

Il existe par ailleurs des contrats de fourniture prévoyant des clauses d'effacement que les fournisseurs peuvent activer lorsqu'ils sont déséquilibrés. Les délais d'interruption prévus sont propres à chaque contrat (entre 2 et 72 h en général). La consommation des clients « effaçables » peut être estimée à moins de 50 GWh/j, soit 2 % de la demande hivernale moyenne. Étant donné l'absence d'évaluation précise, ils ne sont pas pris en compte dans le calcul du ratio N-1.

Évolution de la consommation

Depuis 2003, une légère diminution de la consommation de gaz naturel est observée. Dans le secteur résidentiel, les actions d'efficacité énergétique combinées à la stagnation du nombre de consommateurs tendent à une baisse de la consommation. A l'opposé, la demande industrielle est restée stable avec une augmentation de la conversion du fioul au gaz naturel et une augmentation de la consommation dans les secteurs des services et du commerce.

Dans un contexte de transition énergétique, une poursuite de la baisse de la consommation de gaz naturel est attendue, au regard des actions d'efficacité énergétique mises en œuvre dans le bâtiment.

2.2.2. Fonctionnement du système gazier

2.2.2.1. Le réseau de transport de gaz naturel

Structure du réseau de transport existant

Le réseau de transport se décompose fonctionnellement en deux ensembles :

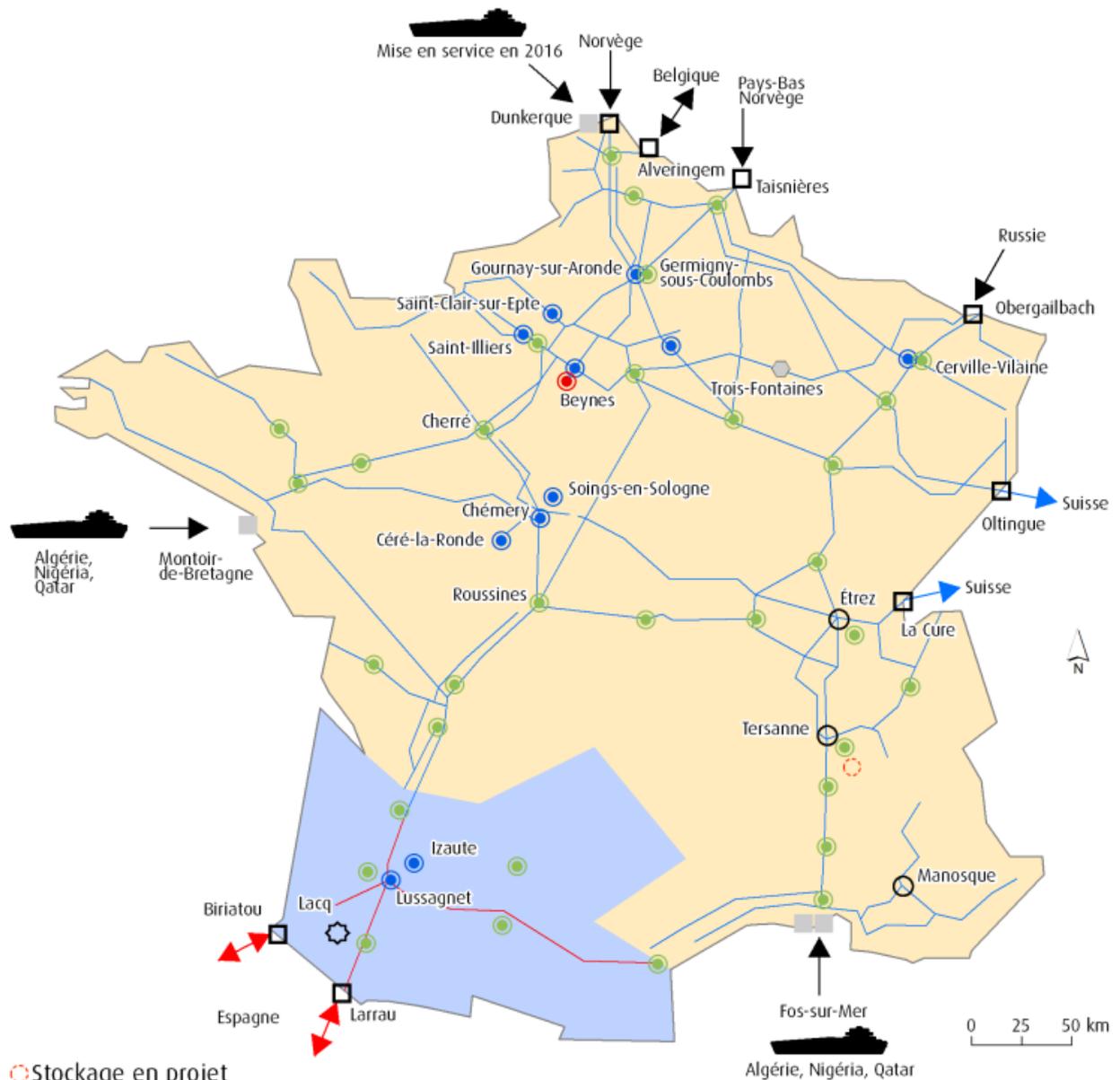
- le réseau principal, dit aussi réseau « grand transport » qui rejoint les points frontières avec les opérateurs adjacents (y compris les terminaux méthaniers) et les stockages ; il permet également d'assurer le transit vers les pays limitrophes. Ce réseau est composé d'ouvrages dédiés ou d'ouvrages permettant un fonctionnement bi-directionnel appelé plus communément « cœur de réseau » ;
- le réseau régional, constitué en antennes, qui achemine le gaz naturel jusqu'aux distributions publiques et jusqu'à certains clients industriels.

	France	dont GRTgaz	dont Terega
Réseau principal	9047 km	7874 km	1173 km
Réseau régional	28587 km	24624 km	3963 km

Principales caractéristiques du réseau de transport français

Le réseau français est exploité aujourd'hui par deux opérateurs : GRTgaz (filiale à 75% d'Engie et à 25% de la Société d'Infrastructures Gazières, un consortium public composé de CNP assurances, CDC Infrastructure et la Caisse des Dépôts) qui opère sur 87% du linéaire et Terega (SNAM 40,55 %, GIC 31,5 %, EDF 18 %, Crédit Agricole Assurances 10%) pour les 13 % restants. Les réseaux des deux opérateurs français sont interconnectés à Castillon-la-Bataille (Dordogne) et Cruzy (Hérault).

Depuis le 1^{er} novembre 2018, les deux places de marché français du gaz ont fusionné en une unique place de marché.



- Stockage en projet
- Stockage en nappe aquifère
- Stockage en cavités salines
- Station de compression
- Stockage en gisement épuisé
- Station de compression en projet
- ⊛ Gisement de gaz naturel épuisé
- Canalisation GRTgaz
- Canalisation TIGF
- ➔ Entrée ou sortie de gaz naturel
- Terminal méthanier
- Point d'entrée ou de sortie terrestre
- Méthanier

Sources : GRTgaz, TIGF, DGE

Carte du réseau de transport français en 2016

Points d'interconnexion

La France possède 8 points d'interconnexion principaux (Dunkerque, Alveringem, Taisnières H, Taisnières B, Obergailbach, Oltingue, Larrau et Biriadou), et 4 terminaux méthaniers (Fos Tonkin, Fos Cavaou et Montoir-de-Bretagne et Dunkerque).

Des investissements ont été réalisés ces dernières années pour faciliter les échanges de gaz naturel entre la France et les pays voisins, de manière à favoriser le marché intérieur du gaz naturel. Depuis la publication en 1998 de la directive 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, les capacités d'échange de gaz naturel via des interconnexions gazières entre la France et les pays voisins ont augmenté de près de 50% en entrée et ont été multiplié par 5 en sortie :

- Les capacités des points d'interconnexions de Larrau et Biriadou ont fait l'objet de développements progressifs qui ont permis de faire passer les capacités fermes de la France vers l'Espagne de 70 à 165 GWh/j. Dans le même temps, 225 GWh/j de capacités fermes ont été créées dans le sens Sud-Nord ;
- La mise en service du point d'interconnexion d'Oltingue en 2001 a permis d'offrir 220 GWh/j de capacités fermes de la France vers la Suisse et l'Italie ;
- Un renforcement de l'interconnexion d'Obergailbach a permis de porter en 2009 les capacités fermes entre l'Allemagne et la France de 400 à 570 GWh/j ;
Le nouveau point d'interconnexion d'Alveringem a permis de créer en 2015 270 GWh/j de capacités fermes de la France vers la Belgique.

En 2019, les capacités d'entrée sur le territoire français s'élèvent à 3685 GWh/j, dont 64 % pour les gazoducs et 36 % pour les terminaux méthaniers.

	2016	2019	Envisagées 2028
Capacités fermes d'entrée sur le réseau (GWh/j)	3685	3685	3815-3875
Points d'interconnexion			
<i>Taisnières B</i>	230	230	115
<i>Dunkerque</i>	570	570	570
<i>Taisnières H</i>	640	640	640
<i>Obergailbach</i>	620	620	620
<i>Pirineos</i>	225	225	225
<i>Oltingue</i>	100	100	100
Tous les points d'interconnexion	2385	2385	2270
Terminaux méthaniers			
<i>Dunkerque</i>	520	520	520
<i>Montoir</i>	370	370	470
<i>Fos</i>	410	410	440-500
Tous les terminaux méthaniers	1300	1300	1330-1390

Capacités fermes d'entrée sur le réseau gazier français (en GWh/j)

	2016	2019	Envisagées 2028
Capacités fermes de sortie sur le réseau (GWh/j)	695	792	785
Points d'interconnexion			
<i>Alveringem</i>	270-	270	270
<i>Oltingue</i>	223	260	253
<i>Jura</i>	37	37	37
<i>Pirineos</i>	165	225	225

Capacités fermes de sortie du réseau gazier français (en GWh/j)

La France fait partie du corridor des interconnexions Nord-Sud de gaz en Europe de l'Ouest, l'un des quatre corridors d'infrastructures énergétiques transeuropéennes identifiés comme présentant des enjeux particuliers pour diversifier davantage les voies d'approvisionnement et améliorer la capacité de livraison de gaz à court terme. La France poursuit l'analyse technique, économique et administrative de projets s'inscrivant dans ce cadre, notamment le projet de création de capacités de sortie vers l'Allemagne sur l'interconnexion d'Obergailbach.

Ces analyses visent à évaluer l'intérêt des projets au regard de leurs coûts et ainsi d'éclairer la décision de réaliser ou non ces projets. Au regard des perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il convient d'éviter que de nouvelles infrastructures gazières soient réalisées pour un temps trop court pour permettre l'amortissement de leurs coûts. Une vigilance particulière est portée à ce que la part du financement supportée par les consommateurs de gaz naturel ne soit pas supérieure aux bénéfices qu'ils retireraient d'une nouvelle infrastructure.

S'agissant des projets MidCat et South Transist East Pyrénées (STEP) prévoyant la construction d'un nouveau gazoduc entre la France et l'Espagne à l'est des Pyrénées, ils ne figurent pas dans la proposition d'acte délégué de la Commission européenne établissant la liste des projets d'intérêts communs adoptée le 31 octobre 2019, dont la période de non-objection se termine le 2 février 2020.

2.2.2.2. Les terminaux d'importation de gaz naturel liquéfié

La France dispose actuellement de 4 terminaux méthaniers. Avec la mise en service en 2016 d'un quatrième terminal à Dunkerque, la capacité d'émission s'élève à 34,25 Gm³/an.

Terminaux méthaniers	Date de mise en service	Capacité d'émission (Gm³ de gaz)	Stockage (m³ de GNL)	Type de navires (m³ GNL)
<i>Fos Tonkin</i>	1972	3 Gm³/an	80 000 m³	75 000 m³ maximum
<i>Montoir</i>	1980	10 Gm³/an	360 000 m³	266 000 m³ maximum
<i>Fos Cavaou</i>	2010	8,25 Gm³/an	330 000 m³	266 000 m³ maximum
<i>Dunkerque</i>	2016	13 Gm³/an	570 000 m³	266 000 m³ maximum
TOTAL		34,25 Gm³/an	1 340 000 m³	

Depuis 2011, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français et européens a fortement baissé en raison des prix du gaz naturel, significativement plus élevés sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens, ce qui conduit à une augmentation des livraisons de GNL en Asie au détriment de l'Europe. Les terminaux méthaniers français ont été utilisés en moyenne au tiers de leurs capacités entre 2011 et 2017. Le taux d'utilisation des terminaux méthaniers a fortement rebondi en 2018, dans

un contexte marqué par la mise en fonctionnement de nouvelles unités de production de gaz naturel liquéfié.

Les terminaux méthaniers de Dunkerque, Fos-Cavaou et Montoir-de-Bretagne bénéficient de contrats de souscription de leurs capacités s'étendant au-delà de 2028, ce qui sécurise leur exploitation à cette échéance de temps.

Une incertitude pèse en revanche sur l'utilisation future du terminal de Fos-Tonkin. En l'absence de nouvelle souscription de capacités par les fournisseurs de gaz naturel, l'exploitation n'est à ce jour garantie que jusqu'à 2020. Différentes options sont étudiées par Elengy, l'opérateur du terminal. Dans l'éventualité d'un arrêt de l'exploitation du terminal de Fos Tonkin, la totalité des capacités d'importation de gaz naturel liquéfié sur la façade méditerranéenne serait assurée par le seul terminal de Fos-Cavaou. Les capacités d'émission resteraient inchangées, au prix toutefois d'une exploitation plus contrainte.

2.2.2.3. Les réseaux de distribution de gaz naturel

La livraison du gaz naturel aux consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels, en aval du réseau de transport, se fait via les réseaux de distribution qui sont la propriété des collectivités locales et sont gérés sous le régime de la concession.

Les canalisations du réseau de distribution ont donc pour caractéristiques d'être réalisées en petit diamètre (15 à 500 mm) – sauf exception notamment en région parisienne – et de véhiculer du gaz sous faible pression (20 mbars à 4 bars généralement, 16 à 25 bars pour les réseaux primaires).

Tout le territoire national ne bénéficie pas d'une desserte en gaz. Les conditions d'extension de cette desserte ont évolué au fil du temps mais le principe de ne promouvoir que les dessertes qui sont économiquement rentables a été réaffirmé, le gaz étant substituable dans ses divers usages.

Aujourd'hui, plus de 9500 communes sont desservies en gaz naturel, ce qui représente un peu plus du quart des 36 000 communes françaises, mais permet à 77 % de la population d'avoir accès au gaz. La quasi-totalité des communes de plus de 10 000 habitants est raccordée au réseau gazier.

Les réseaux publics de distribution de gaz naturel représentent une longueur totale de 195600 km, ce qui les place au second rang européen derrière les réseaux allemands. Ils sont exploités, au travers de contrats de concessions liant les gestionnaires aux collectivités locales, par GRDF (qui assure l'exploitation de 96 % des réseaux de distribution français), 22 entreprises locales de distribution, ainsi que 3 sociétés nouvellement agréés, Antargaz, Veolia Eau et Védig.

2.2.2.4. Le cas particulier des infrastructures de gaz B

En France, une large majorité des consommateurs de la région des Hauts-de-France sont approvisionnés par du gaz de plus faible capacité énergétique (gaz B) produit aux Pays-Bas. Le gaz B est transporté, distribué et stocké dans des infrastructures spécifiques.

Le réseau de transport de gaz B est long de 2500 km et est opéré par GRTgaz. Le réseau dispose :

- d'un point d'entrée depuis la Belgique à Blaregnies B/Taisnières B d'une capacité de 230 GWh/j ;
- d'une installation de stockage souterrain à Gournay opérée par Storengy, d'un volume de 13,4 TWh et d'une capacité de soutirage de 248 GWh/j (pour un remplissage d'au moins 30%) ;
- d'une installation de conversion conçue pour les pointes de consommation et située en bout de réseau à Loon Plage. La capacité de conversion est interruptible et dépend de la consommation de gaz-B avec une capacité nominale de 50 GWh/j comme utilisée durant la pointe de consommation en 2018.

Une conversion de l'ensemble du réseau de français de gaz B au gaz H est prévue d'ici à 2028, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs de gaz B.



2.2.3. Infrastructure pertinente pour l'approvisionnement en gaz naturel

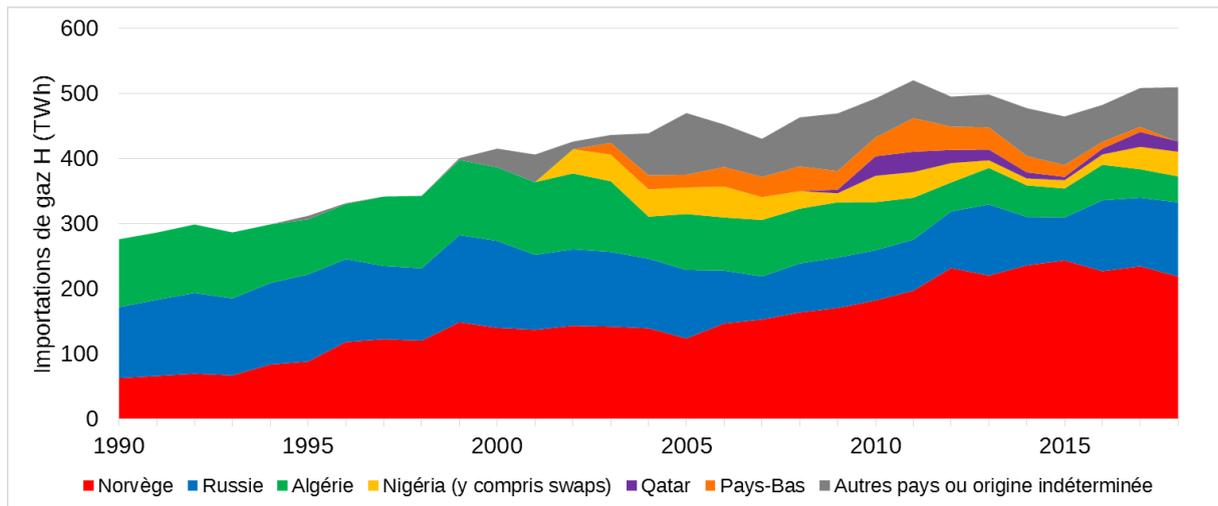
L'infrastructure principale est le gazoduc lié au point d'interconnexion d'entrée à Taisnières H, avec une capacité de 640 GWh/j. Elle constitue l'interconnexion la plus importante du réseau gazier français. Elle connecte le réseau français aux réseaux du nord-ouest de l'Europe.

2.2.4. Les importations françaises de gaz naturel

Approvisionnement en gaz naturel

En l'absence de production nationale significative, l'approvisionnement en gaz naturel repose sur des importations. Deux types de gaz naturel sont distribués en France par le biais de réseaux distincts, à savoir le gaz à haut pouvoir calorifique ou gaz H pour 90 % de la consommation et le gaz à bas pouvoir calorifique ou gaz B. Afin d'assurer un haut niveau de sécurité d'approvisionnement en gaz H, la France s'est dotée d'une infrastructure comprenant cinq interconnexions permettant de réaliser des importations et quatre terminaux méthaniers. Cette infrastructure permet ainsi un accès à des sources diversifiées de gaz naturel.

La Norvège est le fournisseur principal de gaz naturel de la France, fournissant près de la moitié des importations françaises de gaz H (43 % en 2018). Le reste des importations présente une bonne diversification entre différents fournisseurs : la Russie (22 % des importations de gaz H en 2018), l'Algérie (8 %), le Nigeria (7 %) ou le Qatar (3 %). Les interconnexions et les terminaux méthaniers permettent par ailleurs d'avoir accès à d'autres fournisseurs de moindre importance, ainsi qu'à du gaz à l'origine plus difficilement traçable provenant des marchés internationaux du gaz naturel, sous forme gazeuse ou liquéfié.



Origine des importations françaises de gaz naturel à haut pouvoir calorifique depuis 1990 (source : SOeS et GRTgaz)

S'il reste diversifié, l'approvisionnement de la France a connu ces dernières années une concentration sur la Norvège et la Russie, ces deux pays représentant aujourd'hui près de 70% des importations, contre environ 50% au début de la décennie. Cette évolution est également perceptible au niveau des infrastructures : plus de 80% des importations de gaz naturel passent aujourd'hui par trois interconnexions situées dans le nord-est de la France.

Les importations françaises de gaz naturel seront marquées dans le futur par la baisse de la production européenne de gaz qui devra être compensée par une hausse des importations par gazoduc en provenance de pays non européens, et sous forme liquéfiée (GNL). En effet, la Norvège, devrait connaître un plateau de production entre 2020 et 2030. Le déclin de la production européenne, notamment aux Pays-Bas, devrait s'accélérer. Cette baisse de la part des producteurs européens pourrait être compensée par une augmentation des importations de gaz russe ou de GNL, en fonction notamment de la compétitivité relative de ces deux types d'approvisionnement. L'infrastructure gazière française semble en mesure d'absorber chacun de ces deux scénarios prospectifs.

Les opérateurs gaziers s'approvisionnent en gaz naturel, soit de gré à gré avec un producteur via des contrats de moyen et de long terme, soit par le biais d'achat sur des places de marché. Les contrats de long terme, qui durent généralement entre 15 et 25 ans, permettent tant aux acheteurs de sécuriser leurs approvisionnements qu'aux producteurs de sécuriser des débouchés, par les clauses de « take or pay », sur une période définie de manière à amortir les investissements dans les activités d'exploration, de développement des champs gaziers, de production et de transport.

En 2018, la majorité de l'approvisionnement de la France en gaz naturel était assurée par le biais de contrats de long terme prévoyant une livraison sur le réseau national. Une part significative de ces contrats arrivera à échéance au cours de la prochaine décennie. La structure de l'approvisionnement de la France est donc susceptible d'évoluer en fonction de la faculté et de l'intérêt qu'auront les fournisseurs actifs sur le marché français à renouveler leurs contrats de long terme actuels et à en conclure de nouveaux. L'intérêt croissant des fournisseurs pour des achats flexibles sur les places de marché et leur préférence pour des livraisons de gaz aux frontières de l'Union européenne, de manière à profiter plus facilement d'opportunités prix au sein du marché intérieur européen, pourraient conduire à une baisse de la part des approvisionnements assurés par des contrats de long terme prévoyant une livraison sur le réseau français.

Impact environnemental du gaz naturel importé

Pour être injecté dans le réseau français, le gaz naturel doit respecter des normes, notamment en matière de composition. Celles-ci sont applicables à toutes les sources de gaz. Ainsi, le gaz naturel

consommé en France émet lors de sa combustion une quantité similaire de gaz à effet de serre, quelles que soient son origine et sa méthode d'extraction.

L'impact environnemental associé à la consommation de gaz naturel ne se limite toutefois pas à sa combustion. Il convient en effet de prendre également en compte sa production et son transport jusqu'en France.

La production de gaz naturel est à l'origine d'impacts environnementaux, de consommation d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre variables en fonction des gisements. Ces variations dépendent notamment des méthodes employées pour la production, de la qualité du gaz extrait et des conditions climatiques. Cette problématique des impacts environnementaux associés à la production de gaz naturel est particulièrement discutée pour la production non-conventionnelle aux États-Unis, dont la forte croissance ouvre des perspectives d'exportation à destination de l'Europe sous forme de GNL.

Le transport de gaz naturel est également à prendre en compte. Pour le transport sous forme de GNL, les opérations de liquéfaction et de regazéification nécessitent de l'énergie et ont donc un impact significatif en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Le transport de gaz naturel par gazoduc nécessite aussi de l'énergie pour faire fonctionner les compresseurs qui mettent le gaz en mouvement. Des fuites de méthane peuvent également avoir lieu lors du transport, cette problématique étant notamment soulevée pour le transport du gaz naturel dans le réseau de transport russe.

Le cas particulier du gaz naturel à bas pouvoir calorifique

Les consommateurs de gaz naturel d'une grande partie de la région Hauts-de-France sont alimentés, par le biais d'un réseau distinct, en gaz naturel à bas pouvoir calorifique, dit gaz B. La totalité du gaz B est importée des Pays-Bas, la grande majorité de celui-ci étant issue du gisement de Groningue.

Après plus de cinquante années d'exploitation, ce champ gazier majeur est aujourd'hui entré dans une phase de déclin. Par ailleurs, suite au constat d'une augmentation de la fréquence et de l'intensité de l'activité sismique autour du gisement de Groningue, dans une zone jusqu'ici classée comme asismique, le gouvernement néerlandais a annoncé une réduction du plafond de production du gisement et un arrêt des exportations de gaz B à compter de 2029.

Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des 1,3 millions de consommateurs de gaz B, une conversion progressive du réseau au gaz H est lancée. Il s'agit d'une opération de grande ampleur qui nécessite des aménagements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi que des interventions sur chaque site de consommation pour contrôler la possibilité des différents appareils à gaz (chaudières, chauffe-eaux, gazinières, fours et équipements industriels...) à être alimentés en gaz H. Certains appareils devront être réglés, adaptés, voire dans certains cas remplacés, pour garantir la sécurité des personnes et des biens.

L'opération de conversion du réseau de gaz à bas pouvoir calorifique a débuté en 2018 pour s'achever au plus tard en 2029. Elle sera réalisée par portion successive du réseau de gaz B.

2.2.5. Les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel

Deux opérateurs exploitent des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel en France :

- Storengy, filiale à 100 % d'Engie, gère un parc de 13 sites en France, dont 9 en nappes aquifères, 3² en cavités salines, et 1 en gisement déplété, représentant un volume total de 100 TWh (76 % des capacités françaises) ;
- Terega exploite dans le sud-ouest deux sites en nappes aquifères, à Izaute et Lussagnet, qui représentent un volume utile total de 32 TWh (24 % des capacités françaises).

2 Dont le site de Manosque pour le compte de Géométhane

Infrastructure	Volume utile (TWh)	Débit de soutirage avec un remplissage à 45% du volume utile (GWh/j)	Commentaires
Beynes	5,5	125	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Céré-la-Ronde	6,5	105	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Cerville-Velaine	7,3	70	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Chemery	42,4	420	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Etrez	7,9	360	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Germigny-sous-Coulomb	9,4	60	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Gournay (gaz B)	13,4	245	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Izaute	17	151,5	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Lussagnet	15,6	391,5	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Manosque	3,3	170	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Saint-Clair	6,1	40	Infrastructure mise sous cocon en 2015
Saint-Illiers-La-Ville	7,8	135	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Soings	2,5	15	Infrastructure mise sous cocon en 2014
Tersanne	1,8	140	Infrastructure essentielle en application du décret n° 2018-1248
Trois Fontaines	0,9	5	Infrastructure mise sous cocon en 2014

Les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel jouent un rôle essentiel pour assurer la continuité d'acheminement sur les réseaux, tout particulièrement dans le contexte de concentration des approvisionnements depuis le nord-est de la France observé ces dernières années, par le biais de la constitution de stocks de gaz naturel en aval des fronts de congestion potentiels. Ils sont également nécessaires pour assurer la capacité du système gazier à satisfaire la demande à hauteur de l'objectif de sécurité d'approvisionnement, et sans fragiliser le transport de gaz naturel vers d'autres Etats membres de l'Union européenne ou la Suisse.

2.2.6. Les ressources gazières nationales

La France dispose de peu de ressources conventionnelles de gaz naturel sur son territoire. L'exploitation commerciale du gisement de Lacq, le principal gisement de gaz naturel français, est aujourd'hui limitée et sa production n'est, depuis 2013, plus injectée dans le réseau mais directement consommée sur site. La loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 prévoit par ailleurs l'arrêt progressif de la recherche et de l'exploitation de nouvelles ressources.

2.2.7. La production d'électricité à partir de gaz

En 2018, le gaz représentait 12,1 GW de capacité de production électrique, soit 9,1% de la puissance installée. La production annuelle de 2018 s'est élevée à 31,4 TWh, soit 5,7 % de la production électrique nationale. Du fait de l'importance du nucléaire dans la production d'électricité en France, le gaz naturel représente une source moins importante que pour les autres pays européens pour la production électrique.

3. Résumé de l'évaluation des risques

Le système gazier français est exposé à plusieurs types de risques :

- le risque climatique, que ce soit par un « agresseur » naturel (incendie, inondation) ou le risque « froid » qui, compte tenu de la structure de la consommation française³, peut se traduire par une demande de gaz très supérieure à la normale ;
- le risque de réduction non programmée des entrées de gaz sur le réseau français qui peut avoir pour origine une défaillance technique ou des circonstances particulières dans un pays fournisseur ou de transit (crise géopolitique, insuffisance de la production pour honorer les exportations...) ;
- le risque de défaillance d'une infrastructure (stockage, station de compression, gazoduc) sur le territoire français, en particulier sur une antenne du réseau ;
- le risque de mouvement de grève, ou de malveillance ;
- Le risque de défaillance d'un fournisseur de gaz naturel ;
- Le risque de congestion lié une limitation des capacités d'acheminement.

Ces circonstances peuvent faire apparaître des contraintes sur le système gazier susceptibles de perturber l'approvisionnement des consommateurs finaux, qui sont essentiellement de deux natures :

- un déficit de gaz au niveau national, si l'on ne parvient pas à trouver les quantités de gaz supplémentaires pour faire face au surcroît de demande ou à la perte d'approvisionnement ;
- un déséquilibre du système gazier, lié à une modification de la configuration des flux, qui peut se produire même en l'absence de déficit de gaz, et conduire à des perturbations locales de l'approvisionnement des consommateurs finaux.

La combinaison de plusieurs de ces aléas est susceptible de créer des contraintes très fortes sur le système gazier.

³ Le résidentiel et tertiaire représente plus de 55 % de la consommation primaire de gaz dont une grande partie pour le chauffage.

4. Normes relatives aux infrastructures (article 5)

4.1 Formule N-1 au niveau des groupes régionaux

Au niveau du groupe régional relatif au risque baltique, le calcul du ratio N-1 a été effectué pour deux points d'entrée dans la région, à Greifswald et Velke Kapusany. Les résultats se situent bien au-delà des 100%.

Au niveau du groupe régional relatif au risque norvégien, il a été considéré pour le calcul du ratio N-1 un arrêt des principales infrastructures utilisées pour l'importation de gaz naturel norvégien vers l'Union européenne, à savoir :

- perte de l'atterrissage à Emden (de la Norvège au continent) ;
- rupture du gazoduc Langeled (de la Norvège au Royaume-Uni).

Les résultats N-1 sont bien supérieurs à 100%, ce qui signifie qu'en cas de perturbation d'une infrastructure majeure fournissant du gaz norvégien, les autres capacités d'entrée sont suffisantes pour envisager une couverture de la consommation de gaz naturel en cas de pointe de froid.

En ce qui concerne la question du transit par la Suisse, les calculs N-1 pour l'Italie d'un côté et les autres États membres du groupe de risque de l'autre sont supérieurs à 100%.

4.2 Formule N-1 au niveau national

En cas de perte d'un point d'entrée du gaz sur le réseau, les autres infrastructures doivent avoir une capacité suffisante pour couvrir la demande des consommateurs. Il s'agit d'une condition nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement, même si elle n'est pas suffisante : en particulier, elle ne garantit pas la disponibilité effective de la molécule. L'infrastructure principale du système gazier français est le point d'interconnexion d'entrée à Taisnières H, avec une capacité de 640 GWh/j.

Ainsi, le règlement européen définit le ratio « N-1 » comme le quotient de la somme des capacités des infrastructures pouvant injecter du gaz sur le réseau ($EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m$), moins la première (I_m), par la demande à la pointe (D_{max}) éventuellement diminuée de la part « effaçable » de la demande (D_{eff}). En d'autres termes :

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100$$

Pour la France, les valeurs numériques sont les suivantes :

		GWh/j
D_{max}	Demande maximale (1 jour, risque 1/20)	4020
D_{eff}	Mesures de réduction de la demande (consommateurs interruptibles)	50
EP_{max}	Capacité des points d'entrée gazoducs (Dunkerque, Taisnières, Obergailbach, Biriadou)	2385
P_m	Production nationale	0
S_m	Débit de soutirage maximum des stockages	2750
LNG_m	Capacité des points d'entrée GNL (Montoir, Fos Cavaou, Fos Tonkin)	1330
I_m	Capacité de la principale infrastructure (Taisniere H)	640

Le ratio N-1 de la France, calculé selon la formule et les données ci-dessus, peut être estimé à 144 %. Ce ratio est stable depuis la précédente évaluation.

Le calcul effectué avec les hypothèses ci-dessus prend en compte les capacités techniques. Cependant le contexte économique peut réduire la flexibilité en termes de disponibilité de la molécule notamment pour les stockages et pour les terminaux méthaniers. Un calcul complémentaire a donc été effectué prenant en compte non plus les capacités techniques pour les stockages et les terminaux méthaniers mais des hypothèses correspondant plus à une estimation de la disponibilité de la molécule (50 % de capacité pour les terminaux méthaniers⁴ et 20 % de remplissage de capacités de stockage). Ce calcul prend en compte un Sm de 1880 et un LNGm de 650. Le ratio N-1 de la France reste supérieur à 100 % en considérant ces valeurs dégradées.

4.3 Capacité bidirectionnelle

Points d'interconnexions bi-directionnels				Capacité (GWh/j)
PIV PIRINEOS	FR	→	ES	225
PIV PIRINEOS	ES	→	FR	225
PIV Virtualys	FR	→	BE	270
PIV Virtualys	BE	→	FR	642
Interconnexions avec la Suisse				Capacité (GWh/j)
Oltingue	FR	→	CH	223
Oltingue	CH	→	FR	200

Points d'interconnexions bénéficiant d'une exemption de bi-directionnalité				Capacité (GWh/j)
Medelsheim / Obergailbach	DE	→	FR	577
Blaregnies / Taisnières B	BE	→	FR	230

L'exemption de bidirectionnalité au point d'interconnexion de Medelsheim / Obergailbach est accordée pour une durée indéfinie.

L'exemption de bidirectionnalité au point d'interconnexion Blaregnies / Taisnières B est cohérente avec le fait que le gaz B provient exclusivement des Pays-Bas.

4 niveau équivalent à ce qui avait été observé lors de la vague de froid de février 2012

5. Conformité avec les normes d'approvisionnement

5.1 Consommateurs protégés

Le règlement n°2017/1938 du Parlement européen et du Conseil relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel prévoit a minima que tous les ménages qui sont connectés à un réseau de distribution de gaz naturel soient considérés comme protégés. La possibilité est par ailleurs offerte aux Etats membres d'y inclure les installations de chauffage urbain, les petites et moyennes entreprises, pour autant qu'elles soient connectées à un réseau de distribution de gaz, et les services sociaux essentiels et que l'ensemble de ces deux dernières catégories de clients supplémentaires ne représente pas plus de 20 % de la consommation finale de gaz.

Les autorités françaises retiennent la définition suivante des consommateurs protégés au titre du règlement n° 2017/1938 :

1. les consommateurs domestiques raccordés à un réseau de distribution de gaz naturel ;
2. les installations de chauffage urbain desservant des consommateurs domestiques ou des consommateurs non domestiques assurant des missions d'intérêt général ne disposant pas de moyens de substitution suffisants pour passer une pointe de froid sans un approvisionnement en gaz naturel ;
3. les consommateurs non domestiques assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, définis à l'article R. 121-1 du code de l'énergie ;
4. les sites de consommation raccordés à un réseau de distribution de gaz naturel, consommant moins de 5 GWh par an et relevant de petites ou moyennes entreprises.

La consommation de gaz naturel pour l'année 2017 des consommateurs domestiques raccordés à un réseau de distribution de gaz naturel est estimée à 157 TWh PCS.

La consommation de gaz naturel pour l'année 2017 des installations de chauffage urbain desservant des consommateurs domestiques ou des consommateurs non domestiques assurant des missions d'intérêt général ne disposant pas de moyens de substitution suffisants pour passer une pointe de froid sans un approvisionnement en gaz naturel est estimée à 19 TWh PCS.

La consommation de gaz naturel pour l'année 2017 des consommateurs non domestiques assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, définis à l'article R. 121-1 du code de l'énergie est estimée à 25 TWh PCS.

Des limitations opérationnelles ne permettent de distinguer pour le moment les petits et moyens sites de consommation non domestiques relevant de petites et moyennes entreprises et ceux appartenant à de plus grands groupes. Les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel n'ont en effet pas connaissance du nombre d'employés ou du chiffre d'affaires des sites de consommation raccordés à leur réseau. La consommation de gaz naturel pour l'année 2017 des sites de consommation raccordés à un réseau de distribution de gaz naturel, consommant moins de 5 GWh par an, est estimée à 39 TWh PCS. La consommation de gaz naturel pour l'année 2017 des sites de consommation raccordés à un réseau de distribution de gaz naturel, consommant moins de 5 GWh par an et relevant de petites ou moyennes entreprises, est donc estimée à moins de 39 TWh PCS.

La consommation de gaz naturel pour l'année 2017 de l'ensemble des consommateurs protégés est donc estimée à moins de 240 TWh PCS.

La consommation de gaz naturel pour l'année 2017 des consommateurs non domestiques assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, définis à l'article R. 121-1 du code de l'énergie, et des sites de consommation raccordés à un réseau de distribution de gaz naturel, consommant moins de 5 GWh par an et relevant de petites ou moyennes entreprises, est estimée à moins de 64 TWh PCS. Celle-ci est donc inférieure à 16% de la consommation finale de gaz

naturel de la France, estimée à 393 TWh PCS pour l'année 2017, et donc inférieure au seuil de 20 % mentionné à l'article 6 du règlement n° 2017/1938.

5.2 Volumes de gaz nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement selon les scénarios décrits à l'article 6, paragraphe 1, premier alinéa, du règlement

Au titre du règlement, la France doit veiller à ce que les fournisseurs de gaz naturel soient en mesure de garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés dans les cas suivants :

- une période d'au moins trente jours de demande en gaz exceptionnellement élevée, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans ;
- pour une période d'au moins trente jours en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes.

Sur l'ensemble d'une période froide de 30 jours se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans, la consommation des consommateurs protégés est estimée à 71 TWh.

La défaillance pendant 30 jours de la plus grande infrastructure correspond pour la France à l'annulation des flux à Taisnières H. Les livraisons de gaz seraient réduites de 640 GWh/j, soit 19 TWh sur 30 jours.

5.3 Capacité nécessaire pour respecter les normes d'approvisionnement selon les scénarios décrits à l'article 6, paragraphe 1, premier alinéa, du règlement

Au titre du règlement, la France doit veiller à ce que les fournisseurs de gaz naturel soient en mesure de garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés dans une situation de températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

La consommation journalière des clients protégés lors d'une période froide de sept jours se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans est estimée à 2840 GWh/j.

5.4 Mesures en place pour respecter les normes d'approvisionnement

En prenant en compte l'ensemble des consommateurs français, le niveau d'approvisionnement de 2840 GWh/j a été franchi 27 fois au cours de l'hiver 2009-2010, 19 fois au cours de l'hiver 2010-2011 et 15 fois au cours de l'hiver 2011-2012.

Un niveau de consommation de 71 TWh sur 30 jours est inférieur à celui nécessaire pour approvisionner en pratique l'ensemble des consommateurs français lors d'un mois de janvier moyen.

Un niveau de consommation de 19 TWh sur 30 jours est inférieur à celui nécessaire pour approvisionner les consommateurs non protégés sur la même période.

La contrainte que fait peser le règlement sur l'ensemble des fournisseurs de gaz naturel peut être donc considérée comme faible.

Des obligations de service public fixées par le législateur ont pour objectif d'assurer une continuité d'approvisionnement suffisante sur le court et le moyen terme, en particulier pour les clients les plus vulnérables.

L'article L. 121-32 du code de l'énergie définit le champ des obligations de service public s'imposant à l'ensemble des opérateurs gaziers. Ces obligations portent notamment sur :

- la continuité de la fourniture de gaz ;
- la sécurité d'approvisionnement.

Les obligations de service public portant sur la continuité de fourniture et la diversification sont décrites aux paragraphes 6.2.2 et 6.2.3 du présent document.

6. Mesures préventives

Les outils permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel peuvent être classés en trois grandes catégories :

- Des outils permettant de dimensionner le système gazier dans une vision prospective ;
- Des mécanismes et des obligations de service public visant à assurer le bon fonctionnement du marché ;
- Des mesures de sauvegarde en cas de crise gazière

6.1 Outils permettant de dimensionner le système gazier

Au cours de la dernière décennie, le système gazier a fait l'objet d'importants renforcements afin de faciliter les flux de gaz naturel.

Le système gazier est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux (capacités d'importation d'environ 2 335 GWh/j) et de terminaux méthaniers localisés sur trois façades maritimes (capacités d'importation d'environ 1 160 GWh/j), permettant un accès à des sources de gaz diversifiées : mer du Nord, Russie, Pays-Bas, Maghreb, mais aussi plus généralement le marché international de gaz naturel liquéfié (GNL).

Au sein du territoire métropolitain continental, les flux de gaz sont assurés par le biais d'un maillage des réseaux de transport et de distribution, fonctionnant en synergie avec des infrastructures de stockage de gaz naturel. Avec l'achèvement des projets Val-de-Saône et Gascogne-Midi, les possibilités de circulation du gaz naturel au sein du système gazier français sont considérées comme suffisantes pour permettre la mise en œuvre d'une place de marché unique, effective depuis le 1er novembre 2018.

Le dimensionnement actuel du système gazier permet d'assurer l'approvisionnement des consommateurs français. Compte tenu des perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il est aujourd'hui recherché une optimisation de l'utilisation des infrastructures actuelles, voire une réduction de celles-ci. Cette optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes concerne tout particulièrement les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel. L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit pour cela la définition dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie des infrastructures de stockage qui garantissent la sécurité d'approvisionnement à moyen et long termes.

Il n'est pas attendu de bouleversement des infrastructures d'importation de gaz naturel dans les dix prochaines années. L'incertitude quant à l'utilisation future du terminal de Fos Tonkin, en l'absence éventuelle de nouvelle souscription de capacités par les fournisseurs de gaz naturel, ne modifie pas les capacités d'importation de gaz naturel liquéfié sur la façade méditerranéenne, qui peuvent être assurées en totalité par le seul terminal de Fos Cavaou.

6.1.1. Conversion du réseau de gaz B

Une conversion de l'ensemble du réseau de français de gaz B au gaz H est prévue d'ici à 2028, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs de gaz B.

6.1.2. Indentification des infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel faisant l'objet d'une obligation de maintien en fonctionnement

Le décret n° 2018-1248 du 26 décembre 2018 identifie une liste d'infrastructures de stockage de gaz naturelle nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Cette liste est mise à jour tous les cinq ans dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Conformément aux dispositions de l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie, les opérateurs de ces infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel ont l'obligation de les maintenir en fonctionnement.

En contrepartie de cette obligation de maintien en fonctionnement, les opérateurs des infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel bénéficient d'une garantie de couverture des coûts par le biais de la commercialisation aux enchères des capacités de stockage et, le cas échéant, du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. Une régulation économique des opérateurs d'infrastructures de stockage essentielles est par ailleurs mise en place pour assurer un meilleur contrôle des coûts au bénéfice du consommateur final de gaz naturel.

6.2 Mécanismes et obligations de service public visant à assurer le bon fonctionnement du marché

6.2.1 Autorisation de fourniture de gaz naturel

Afin de s'assurer contre le risque de défaillance d'un fournisseur, et de s'assurer de ses capacités techniques et financières, la réglementation impose l'obtention d'une autorisation pour la fourniture de gaz naturel en France.

Cette autorisation permet également de s'assurer de la légitimité de l'opérateur gazier et éviter des tentatives de fraudes à l'équilibrage telles qu'elles ont pu avoir lieu dans d'autres pays de l'Union Européenne.

6.2.2 Obligations de continuité de fourniture

Conformément aux dispositions de l'article R. 121-4 du code de l'énergie, les fournisseurs doivent être en mesure d'assurer la continuité de fourniture pour tous les clients, à l'exception des clients industriels ayant un contrat interruptible, dans des circonstances préalablement définies :

- un hiver froid tel qu'il s'en produit un tous les cinquante ans ;
- une pointe de froid pendant trois jours successifs telle qu'il s'en produit une tous les cinquante ans ;
- la disparition, pour un fournisseur donné, de sa principale source d'approvisionnement pendant 6 mois.

La fourniture de gaz sur le marché français est soumise à autorisation ministérielle. Le suivi et la mise à jour annuelle des autorisations de fourniture permettent de vérifier le respect des obligations de chaque fournisseur.

Les contraintes climatiques évoquées ci-dessus sont également structurantes pour les gestionnaires de réseaux de transport qui doivent dimensionner leurs infrastructures pour permettre l'alimentation des consommateurs dans de telles conditions.

Les opérateurs d'infrastructures sont également tenus, au titre des obligations de service public, de faire connaître à l'avance les dates d'indisponibilité de leurs ouvrages (maintenance programmée...) afin de permettre aux fournisseurs d'assurer la continuité de fourniture.

6.2.3 Obligations de diversification

Au-delà d'une certaine part de marché, un fournisseur est tenu de diversifier les points d'entrée de son approvisionnement sur le territoire national conformément aux dispositions de l'article R. 121-1 du code de l'énergie. Afin de ne pas pénaliser les nouveaux entrants, cette mesure ne s'applique pas en dessous de 5 % de parts de marché.

6.2.4 Fourniture de dernier recours

Ce dispositif est prévu par l'article L. 443-9-2 du code de l'énergie. Le cadre réglementaire de ce dispositif reste à préciser.

6.2.5 Fourniture de secours

Ce dispositif est prévu par l'article L. 443-9-3 du code de l'énergie. Le cadre réglementaire de ce dispositif reste à préciser.

6.2.6 Mécanismes contractuels permettant la levée des congestions

Afin de résoudre les congestions qui peuvent subsister dans certaines configurations d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel, et de garantir la disponibilité des capacités fermes, en particulier aux frontières, les gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel peuvent effectuer un achat de gaz à l'aval de la congestion et une vente de gaz à l'amont de la congestion de manière simultanée.

6.2.7 Obligation de remplissage des capacités de stockage souscrites dans les infrastructures essentielles

Afin d'éviter des stratégies d'accaparement des capacités des infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel, l'article L. 421-7 du code de l'énergie dispose que les fournisseurs de gaz ayant souscrit des capacités de stockage dans ces infrastructures ont l'obligation d'assurer un niveau de remplissage minimum au 1^{er} novembre.

6.2.8 Obligation de mise sur le marché des stocks de gaz naturel

Les articles L. 421-3 et L. 431-9 du code de l'énergie disposent que les fournisseurs de gaz naturel ont l'obligation de proposer lors des appels au marché organisés par les gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel pour des questions d'équilibrage du réseau les stocks de gaz naturel non utilisés et techniquement disponibles conservés dans les infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel et les stocks de gaz naturel liquéfié non utilisés et techniquement disponibles conservés dans les terminaux méthaniers.

6.3 Mesures de sauvegarde en cas de crise gazière

6.3.1 Interruptibilité de la consommation de gaz naturel

Conformément aux dispositions des articles L. 431-6-2 et L. 431-6-3 du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution peuvent signer avec des consommateurs de gaz naturel des contrats d'interruptibilité de la consommation de gaz naturel.