



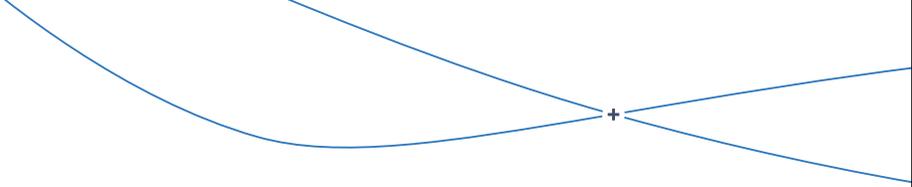
Connecter les énergies d'avenir



Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz

2018-
2027





+



Table des matières

Carte du réseau de GRTgaz en 2018	4
Chiffres clés 2017	5
Avant-propos	7
Synthèse	8
Le cadre du plan décennal de développement du réseau	11
Le processus de concertation	12
La coordination des plans de développement nationaux et européens	13
1 LE GAZ EN FRANCE AU SEIN DE L'EUROPE AUJOURD'HUI	15
1.1 La demande de gaz	16
1.2 Les sources d'approvisionnement et les marchés mondiaux	20
1.3 Les infrastructures gazières	23
1.4 Les marchés du gaz en Europe	25
1.5 TRF : une zone de marché unique en France au 1 ^{er} novembre 2018	27
1.6 L'offre de GRTgaz	30
2 PERSPECTIVES : LES ÉVOLUTIONS DU CONTEXTE LÉGAL ET ÉNERGÉTIQUE	37
2.1 Lois et politiques énergétiques en France et en Europe	38
2.2 Le gaz et la mobilité	44
2.3 Les gaz renouvelables	46
2.4 Vers la digitalisation des réseaux gaziers et des interactions encore plus poussées avec les réseaux électriques	49
3 BILAN PRÉVISIONNEL PLURIANNUEL	53
3.1 Évolution de la demande de gaz en France prise en compte par GRTgaz	54
3.2 Les prévisions d'évolution de la production et de l'importation de gaz	61
3.3 L'évolution des infrastructures gazières en Europe	65
3.4 Bilan offre demande pour la France	72
4 LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU	75
4.1 Méthodologie	76
4.2 Investissements en cours	77
4.3 Les projets liés au développement de la demande gazière	78
4.4 Les projets liés au développement de la production de gaz renouvelables	80
4.5 La simplification du marché du gaz en France	86
4.6 Le changement de gaz dans le nord de la France	90
4.7 Le développement des interconnexions européennes	93
4.8 Le développement des points d'importation de GNL	98
4.9 Le développement des stockages	100
ANNEXES	105
Annexe I – Utilisation des interconnexions	106
Annexe II – Scénarios d'évolution en volume	108
Annexe III – Scénarios d'évolution à la pointe	110
Annexe IV - Déterminer les capacités commerciales du réseau	114

Canalisations

Longueur totale

32 414 km

Réseau principal
7 498 km

Diamètre minimal
DN 80 mm

Réseau régional
24 916 km

Diamètre maximal
DN 1 200 mm

Compression

26

stations de compression

Puissance installée totale (élec/gaz) :

598 MW

dont

Electro
295 MW
(32 machines)

Turbo
298 MW
(42 machines)

Moto
5 MW
(5 machines)



Investissements 2017

657 M€

275 M€
pour la maintenance
des installations

382 M€
pour le développement
des installations



Clients

140

clients expéditeurs
à fin 2017

749

clients industriels actifs en 2017
dont 13 centrales de production d'électricité
consommant du gaz naturel à fin 2017

19

gestionnaires de réseau
de distribution
raccordés



Pression du réseau

74 %

du réseau de transport
est exploité à une
pression maximale
de **67,7 bar**

Pression maximale du réseau :

95 bar

Pression minimale du réseau :

16 bar



Odorisation

28

installations
de d'odorisation
(injection THT + contrôle)
sur 21 sites

31

sites de contrôle
d'odorisation sur le réseau
dont 29 sites exploités
par GRTgaz



Postes

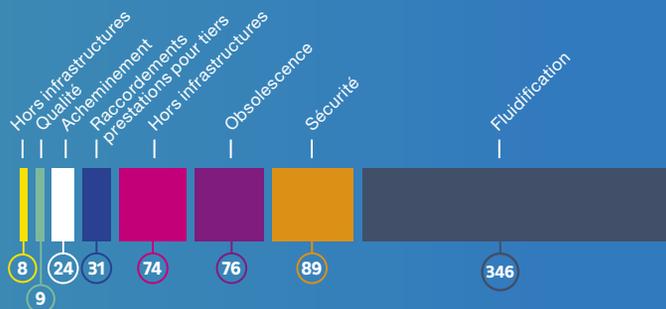
Postes de livraison

3 386 postes de distribution publique

1 010 postes consommateurs industriels
directement raccordés

781 postes de pré-détente

4 851 postes de sectionnement /coupure



Répartition par finalité (en M€)

GRTgaz

au service d'un approvisionnement sûr, compétitif et durable et de solutions énergétiques d'avenir

GRTgaz est l'opérateur du réseau de transport de gaz naturel à haute pression sur la majeure partie du territoire français. Il contribue au bon fonctionnement du système gazier dont dépend l'alimentation des consommateurs de gaz naturel :

- les sites industriels directement raccordés au réseau de transport dont les centrales utilisant le gaz pour produire de l'électricité,
- les particuliers, collectivités et entreprises desservis par les réseaux de distribution publique, eux-mêmes alimentés par le réseau de transport.

Le réseau de GRTgaz est un réseau majeur au cœur de l'Europe. Relié aux réseaux de transport norvégien, belge, allemand, italien via la Suisse et espagnol via Teréga, connecté aux terminaux méthaniers des façades atlantique et méditerranéenne, et récemment de la Mer du Nord, qui peuvent recevoir du gaz naturel liquéfié (GNL) du monde entier, il permet d'accéder à des sources de gaz diversifiées et facilite les échanges de gaz à l'échelle européenne.

GRTgaz contribue ainsi à la sécurité énergétique de la France et l'Europe et à la construction d'un marché du gaz naturel intégré, efficace et compétitif.

La France et Europe sont engagées dans une transition énergétique qui devra allier sécurité, compétitivité et durabilité. Les infrastructures gazières, et en particulier les réseaux de transport, jouent un rôle clé pour relever ces défis et réussir la construction de systèmes énergétiques durables.

L'ambition de GRTgaz est de mettre son réseau, ses offres et ses compétences au service de solutions énergétiques d'avenir en France, en Europe et dans le monde.

CHIFFRES CLÉS 2018



3 014
collaborateurs



530 M€
d'investissements



442 TWh
consommés



150
clients expéditeurs

Avant-propos

L'année 2018 a marqué un tournant important pour GRTgaz et le marché français du gaz, avec plusieurs développements majeurs sur notre réseau, qui préparent l'avenir à tous les horizons de temps.

La sécurité d'approvisionnement et l'intégration des marchés européens et français ont été renforcées par la création en mai du nouveau point d'importation de gaz à Oltingue (Haut-Rhin) et la mise en service du programme Val de Saône, inauguré en octobre. La réalisation de ce grand projet, dernier maillon d'une décennie d'investissements, réalisé dans les coûts et délais prévus, a également permis la création de la place de marché unique TRF (Trading Region France) au 1^{er} novembre 2018. Cette évolution, qui assure un prix unique du gaz dans toutes les régions de France, renforce la solidarité nationale et aussi l'attractivité du marché de gros du gaz français. Notre pays dispose désormais de tous les atouts pour jouer un rôle clé dans le fonctionnement de l'Europe du gaz.

Par ailleurs, notre réseau a renforcé son engagement dans la transition écologique avec, entre autres, l'accélération des raccordements de sites de production de biométhane dans un contexte actuel de développement rapide de la filière et la construction du projet Jupiter 1000, démonstrateur de *Power to Gas*, qui permettra de stocker l'électricité intermittente issue de l'éolien et du photovoltaïque.

Cet engagement est plus que jamais essentiel face à l'urgence climatique, reflétée par l'actualité de la politique énergétique : en novembre, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) à horizon 2028 a été publiée, à la suite d'un riche débat public organisé par la CNDP au premier semestre. Sur un horizon plus long, la Stratégie Nationale Bas Carbone a aussi été mise à jour et vise désormais la neutralité carbone en France à horizon 2050. Ces plans dessinent un système énergétique français transformé en profondeur, avec une forte sobriété énergétique et, à long terme, le remplacement des énergies fossiles par les énergies renouvelables.

Mais les difficultés et les incertitudes restent majeures : vitesse de réduction de la consommation énergétique, défis spécifiques du nucléaire, résistances à l'installation de nouvelles éoliennes, capacité des véhicules électriques à satisfaire les besoins de mobilité de chacune et de chacun... Et l'actualité sociale récente a mis en lumière la nécessité d'associer tous les territoires et de tenir compte des contraintes de tous de nos concitoyens, si l'on veut rendre la transition écologique acceptable.

Face à ces questions et incertitudes, le réseau de gaz constitue une assurance – nos infrastructures actuelles sont dimensionnées pour répondre aux besoins actuels et à tous les scénarios de consommation future – et la filière gaz apporte des réponses concrètes et des solutions directement utilisables, au plus près du terrain : le GNV permet dès aujourd'hui une mobilité sans particules fines, ni contraintes d'autonomie ou de vitesse de recharge et, à terme, presque sans CO₂ avec le passage au



Thierry Trouvé,
Directeur Général

« Face aux incertitudes et aux questions de la transition écologique, le réseau de gaz constitue une assurance. »

bioGNV ; le biométhane, qui permet ces économies d'émissions, peut se substituer immédiatement au gaz naturel dans tous ses usages, tels que le chauffage ou l'industrie, sans aucune contrainte d'adaptation du côté des utilisateurs ; il est produit localement et apporte un revenu aux agriculteurs, ainsi que de nombreux avantages agronomiques et environnementaux ; par sa capacité à être stocké – grâce aux infrastructures gazières existantes – il constituera un complément indispensable aux ENR électriques intermittentes ; il est moins onéreux que l'éolien en mer ou le PV en toiture. La filière attend donc des signaux plus positifs de la part des pouvoirs publics.

Pour notre réseau, un cycle d'investissement se termine et un nouveau est en train de voir le jour, avec des projets qui ne seront pas individuellement de la même taille que des programmes tels que Val de Saône, mais seront plus nombreux, plus variés (avec de nouvelles installations comme les rebours de biométhane), plus connectés et plus proches des territoires. Chacun d'eux constituera une brique significative pour atteindre les objectifs de transformation de notre système énergétique – et en particulier le fort développement des gaz renouvelables et du gaz dans les transports, évolutions essentielles pour réussir la transition écologique dans les meilleures conditions de coût, de sécurité d'approvisionnement et de cohésion nationale. Notre plan de développement s'inscrit pleinement dans cette vision. Je vous en souhaite une bonne lecture.

Synthèse

Un outil de concertation

Cette nouvelle édition du plan décennal de développement du réseau de GRTgaz est le fruit d'une concertation toujours plus étroite avec les acteurs du marché. Elle s'appuie sur les prévisions de la demande de gaz en France réalisées en commun par les opérateurs d'infrastructures gazières, GRDF, GRTgaz, SPEGNN et Teréga, et qui propose une vision prospective de la consommation de gaz et de la production de gaz renouvelable jusqu'à l'horizon 2035.

Ce plan prend également en compte les résultats de la consultation publique menée par la CRE en 2017, ainsi que les projets communiqués à GRTgaz par les promoteurs de projets d'infrastructures gazières. Les prévisions d'évolution de la demande et de la production de gaz présentés dans ce plan serviront à l'élaboration par l'ENTSOG du TYNDP 2020, le plan de développement des réseaux européens.

Ces différents documents prospectifs sont des outils de construction et de dialogue essentiels alors que les politiques énergétiques dessinent l'entrée dans un monde de sobriété énergétique aux modes de production renouvelés. La loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte fixe un objectif de 10 % de gaz d'origine renouvelable en 2030, et une baisse de 50 % de la consommation énergétique finale en 2050 par rapport à 2012. Les perspectives d'évolution de la demande de gaz en France mettent en évidence le rôle majeur que peuvent jouer le gaz et les réseaux dans la transition écologique. Avec un réseau d'ores et déjà dimensionné pour répondre à un hiver rigoureux comme il peut s'en produire tous les 50 ans, la capacité d'acheminement et de stockage d'énergie du réseau de gaz permet d'accueillir de nouveaux usages comme la mobilité durable ou de faciliter l'intégration aux réseaux des énergies renouvelables, qu'il s'agisse d'accueillir la production de gaz renouvelable ou de pallier l'intermittence des énergies éoliennes ou photovoltaïque.

Un marché du gaz en France dynamique

Après correction climatique, la demande primaire totale de gaz naturel (qui inclut également la production d'électricité en plus de la demande finale) est en légère hausse en 2017 par rapport à 2016 et s'établit à 494 TWh, dont 467 TWh sur la zone GRTgaz. Si la consommation gazière en France s'inscrit dans un rythme à la baisse depuis une décennie, ces trois dernières années ont été caractérisées par une demande de gaz haussière, tirée notamment en 2017 par un dynamisme de la demande industrielle et un recours accru au gaz pour la production d'électricité du fait d'une

disponibilité limitée des ressources hydroélectriques et du parc nucléaire français.

Concernant notre réseau, l'actualité de 2018 a été marquée par la réalisation de plusieurs projets dans le respect des coûts et des délais : nouveau point d'entrée depuis la Suisse et l'Italie à Oltingue, programmes Gascogne-Midi et surtout Val-de-Saône. Ce dernier a offert des capacités supplémentaires entre les anciennes zones Nord et Sud, permettant ainsi la mise en œuvre d'une place de marché unique du gaz en France au 1^{er} novembre 2018 – et donc un prix unique sur tout le territoire. Ces évolutions s'inscrivent dans une longue dynamique initiée il y a plus de 10 ans avec l'ouverture des marchés de l'énergie. Un programme d'investissement massif que GRTgaz s'apprête à achever en 2018, a été nécessaire pour permettre aux consommateurs de bénéficier d'un accès simplifié et élargi au gaz le plus compétitif (passage de cinq zones en 2009 à une zone unique en 2018, le renforcement des interconnexions et développement de nouveaux terminaux méthaniers).

Notre réseau apparaît aujourd'hui dimensionné pour répondre aux besoins des acteurs de marché français, qui n'ont pas manifesté d'intérêt pour d'autres développements à court terme.

Des orientations réaffirmées vers une baisse radicale des émissions de CO₂

L'urgence climatique et environnementale soulignée entre autres par le dernier rapport du GIEC paru en 2018 se reflète dans les objectifs de politique climatique européens et nationaux, qui visent à réduire massivement les émissions d'ici 2050, en cohérence avec l'Accord de Paris qui vise à « intensifier la réponse planétaire à la menace du changement climatique en maintenant l'augmentation de la température mondiale bien en dessous de 2 °C, et de mener des efforts encore plus poussés pour limiter cette hausse à 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels ».

Ainsi, l'Union Européenne vise des réductions d'émissions de 80 à 95 % en 2050 par rapport à 1990. Aux niveaux nationaux, la plupart des pays ont annoncé des objectifs, à l'instar de la France, qui vise « zéro émissions nettes » en 2050 avec sa Stratégie Nationale Bas Carbone. Ces annonces ne sont pas toutes encore confirmées par des lois ou des engagements, mais elles dessinent un chemin vers une Europe résolument moins émettrice de CO₂ à long terme, consommant moins d'énergie, et se reposant largement sur les énergies renouvelables.

Si la consommation de gaz fossile est donc amenée à décroître à long terme, les gaz renouvelables font partie de ce futur – ils sont inclus dans tous les scénarios de la Commission Européenne et dans la SNBC française – car ils permettent de répondre à certains usages difficilement satisfaits par les solutions électriques (comme la mobilité

poids lourds longue distance) et de compenser le caractère intermittent des renouvelables électriques.

Outre le changement climatique, les pollutions locales – en particulier NOx et particules fines – sont une préoccupation croissante des Européens, comme le montre la multiplication des annonces d'interdictions futures de villes ou de quartiers aux véhicules polluants. Ce contexte peut également favoriser le recours au gaz, puisque les véhicules qui utilisent cette énergie sont classés parmi les moins émetteurs de polluants locaux (niveau « Crit'air 1 » en France).

Toutes ces évolutions dessinent un contexte qui poussera les infrastructures gazières à s'adapter, sans toutefois requérir d'investissements aussi importants que ceux consentis lors des époques d'augmentation rapide des consommations.

Des prévisions de consommation de gaz orientées à la baisse

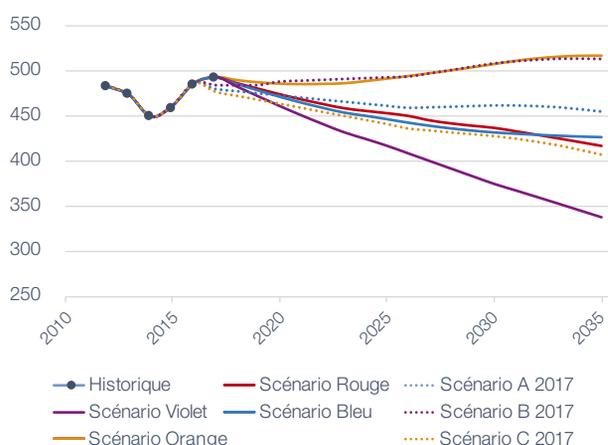
Les prévisions de consommation de gaz présentées en concertation les 9 juillet et 8 novembre 2018 présentent quatre scénarios qui dessinent une image contrastée des futurs possibles de la consommation de gaz en France à l'horizon 2035. Si toute prévision à long terme comporte beaucoup d'incertitudes, aucun scénario ne prévoit d'augmentation rapide de la consommation, et 3 sur 4 prévoient une baisse. La PPE n'a pas été publiée en détail à la date de rédaction de ce document, mais sur la base des chiffres disponibles, les trajectoires retenues apparaissent globalement comparables aux objectifs nationaux, qui visent une réduction de la consommation de gaz mais dont l'atteinte n'est pas garantie – ce qui explique la présence d'un scénario de hausse modérée, dont la possibilité de survenue ne peut pas être écartée.

Le gaz renouvelable couvrira une part de plus en plus significative de cette demande. Au-delà de l'objectif légal de 10 % en 2030, le potentiel de production de gaz renouvelable en France par méthanisation, et bientôt par gazéification dits de 2^e génération, et via le *Power to Gas* (stockage de l'électricité sous forme de gaz) permettent de considérer l'injection de quantités significatives de gaz renouvelables à l'horizon 2030.

Des infrastructures permettant de satisfaire la demande de gaz à court et moyen termes

Dans tous les cas, avec une demande globalement orientée à la baisse et une production locale (de gaz renouvelable) en hausse, les besoins d'importation de la France sont amenés à décroître – tandis qu'au niveau européen, de nouvelles sources d'importation de gaz pourraient devenir nécessaires pour faire face à la baisse annoncée de production propre de gaz naturel, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni. Les analyses menées au niveau européen et au niveau

DEMANDE TOTALE ANNUELLE DE GAZ (TWh)



français confirment la capacité du réseau à répondre à ces besoins et aux scénarios de crise les plus sévères.

Néanmoins l'approvisionnement sécurisé du marché gazier français suppose une utilisation appropriée des points d'entrée et des stockages. Il dépend donc du comportement des fournisseurs, qui portent au quotidien la responsabilité de l'équilibrage de leur portefeuille de clients sur l'hiver et à la pointe. Dans ce cadre la sécurité d'approvisionnement a été significativement renforcée par la réforme du stockage de gaz naturel définie par la loi du 30 décembre 2017 et dont les modalités ont été approuvées par la CRE le 22 février 2018. Ce bilan pluriannuel est largement enrichi par des exercices saisonniers (winter outlook) visant à éclairer les acteurs du marché.

Des investissements ciblés et mesurés...

Face à des scénarios qui prévoient une stabilité ou une réduction des consommations de gaz, les investissements prévus sont plus limités et ciblés que par le passé, et visent largement à résoudre des questions de sécurité d'approvisionnement énergétique au niveau local. Le réseau de gaz contribuera ainsi à la sécurité d'approvisionnement électrique de la région Bretagne avec le raccordement de la centrale électrique à gaz de Landivisiau (Finistère) et gazière dans la région des Hauts de France. Cette région est en effet principalement alimentée en gaz B depuis le champ de production Groningue aux Pays-Bas, dont la fin d'exploitation a été annoncée. Les pouvoirs publics ont donc décidé par décret en mars 2016 la conversion de ces consommateurs de gaz B au gaz H sur une période s'étalant de 2018 à 2029, avec une phase pilote entre 2016 et 2020. GRTgaz a engagé les travaux nécessaires au changement de gaz sur les communes concernées par la phase pilote et dont la liste a été fixée par arrêté en juillet 2017. Le plan de conversion entraînera une baisse des capacités au point d'interconnexion de Taisnières B à l'horizon 2025.

Les développements du réseau visant à intégrer plus largement le marché français au marché européen ou à renforcer les capacités des terminaux méthaniers en France sont toujours hypothétiques à ce stade. À ce titre les principaux projets envisagés sont un renforcement de la liaison avec l'Espagne (Midcat), qui pourrait permettre à l'Espagne d'importer du gaz par pipeline depuis la France, un projet de rebours de la France vers l'Allemagne à Obergaillbach, qui pourrait permettre à l'Europe de l'Est de mieux profiter des potentialités du marché mondial du GNL et des projets d'extension des terminaux méthaniers de Montoir-de-Bretagne et Fos-sur-Mer. Ces projets n'ont pas été confirmés pour l'instant, les besoins paraissant toujours très incertains à ce jour.

...s'orientant également vers l'intégration des gaz renouvelables

GRTgaz, acteur central du système gazier se doit de mettre à disposition de la transition énergétique son réseau. Accueillir de nouveaux gaz, coupler les différents réseaux pour maximiser l'insertion des énergies renouvelables au meilleur coût, offrir des informations permettant aux parties prenantes d'agir plus efficacement, autant de nouveaux défis qui justifieront des adaptations du réseau.

L'objectif d'atteindre 10 % de gaz renouvelable amènera le réseau à accueillir de nouveaux moyens de productions (biométhane ou gaz de synthèse). Plus de 1 000 unités

d'injection de biométhane, principalement sur le réseau de distribution seraient nécessaires à l'horizon 2030 dans ce but. Ce nouveau mode de production diffus pourrait nécessiter des installations rebours destinées à faire acheminer dans le réseau le surplus de production locale. Dès 2019, l'installation de deux postes rebours autorisant des flux bidirectionnels permettra de concrétiser la réalisation de 14 projets de production de biométhane en Vendée et dans le Morbihan : c'est le projet West Grid Synergy. Ces deux zones d'expérimentations constitueront des laboratoires pour définir les modalités d'adaptation et de pilotage des réseaux de demain.

En outre, GRTgaz collabore avec les pouvoirs publics pour définir des investissements raisonnés, et notamment fixer le cadre concret de mise en œuvre du « droit à l'injection » adopté dans la loi Egalim.

Au-delà, GRTgaz est engagé dans un processus de réflexion sur la transformation à long terme de son réseau, dans le cadre de la transition écologique – qui devrait voir à terme une baisse de la demande et un remplacement des importations de gaz naturel par des productions locales de gaz renouvelable et d'hydrogène. GRTgaz se prépare à ce futur possible en explorant dès aujourd'hui l'impact sur son réseau des technologies de demain, avec plusieurs axes d'activités industrielles et techniques notamment sur les gaz renouvelables. C'est ainsi qu'entre autres, GRTgaz participe au développement d'un premier démonstrateur industriel en France du *Power to Gas* – le projet Jupiter 1000, qui met en œuvre une solution innovante de production d'hydrogène par électrolyse, associée à un processus de méthanisation et un captage de CO₂.

Le développement des capacités fermes d'entrée et de sortie

Capacités d'entrée GWh/j	2018	Décidées	Envisagées	à terme ⁽¹⁾
Norvège (Gasco)	570	-	-	570
Belgique (gaz H ¹)	640	-	-	640
Belgique (gaz B ²)	230	-	-115	115-230
Espagne (via le réseau de Teréga)	225	-	230	225-455
Suisse / Italie	100 ⁽²⁾	-	-	100
Terminaux méthaniers Nord	890	-	100	890-990
Terminaux méthaniers Sud	410	-	327	410-737
Total	2 965		657	3 165-3 520

(¹) Gas H : gaz à Haut Pouvoir Calorifique contenant généralement plus de 90 % de méthane.

(²) Gaz B : gaz à Bas Pouvoir Calorifique en provenance des Pays-Bas distribué sur le nord de la France. Ce gaz se distingue par sa teneur plus élevée en azote.

Capacités de sortie GWh/j	2016	Décidées	Envisagées	à terme
Belgique	270	-	-	270
Allemagne	-	-	100	100
Suisse/Italie	260	-	-	260
Espagne (via le réseau de Teréga)	165	-	160	165-325
Total	695		260	695-955

(1) Sous réserve de renforcement du réseau
(2) En lien avec les capacités commercialisées à Taisnières H et Obergaillbach.

Le cadre du plan décennal de développement du réseau

GRTgaz élabore chaque année un plan décennal de développement de son réseau de transport de gaz en France et le soumet pour examen à la Commission de régulation de l'énergie.

Il a pour objet de :

- identifier les principales infrastructures de transport de gaz à construire ou renforcer dans les dix ans à venir,
- répertorier les investissements décidés ou à réaliser dans un délai de trois ans,
- présenter un calendrier prévisionnel pour l'ensemble des investissements évoqués, en distinguant les projets décidés et non décidés.

Il est fondé sur l'offre et la demande de gaz existantes et sur des prévisions raisonnables de développement à moyen terme des infrastructures gazières, de la consommation et des échanges internationaux. Le plan intègre les obligations faites aux transporteurs en matière de sécurité d'approvisionnement, en particulier celle d'établir un bilan prévisionnel pluriannuel prenant en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution, de stockage, de regazéification, de production renouvelable et des échanges avec les réseaux gaziers étrangers. Il tient en compte également des besoins et des projets exprimés par les parties intéressées aux niveaux national, supranational et européen.

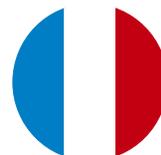
L'analyse et les projets présentés dans ce document concernent le réseau principal et le réseau régional.

Compte tenu des incertitudes du marché et des projets dans un contexte énergétique en forte évolution, ce document n'engage pas la responsabilité de GRTgaz au-delà des obligations légales quant à la réalisation des développements envisagés.



Cadre législatif européen

- Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.
- Règlement 715/2009 du Parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport du gaz naturel.
- Règlement 994/2010 du Parlement européen et du conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.
- Règlement 347/2013 du Parlement européen et du conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.



Cadre législatif français

- Code de l'énergie, créé par ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011.
- Article L.431-6, décrivant les missions des gestionnaires de réseau de transport relatives au plan décennal de développement de leur réseau.
- Article L.141.10, décrivant l'établissement d'un bilan prévisionnel pluriannuel par les gestionnaires de réseaux de transport.

Le processus de concertation

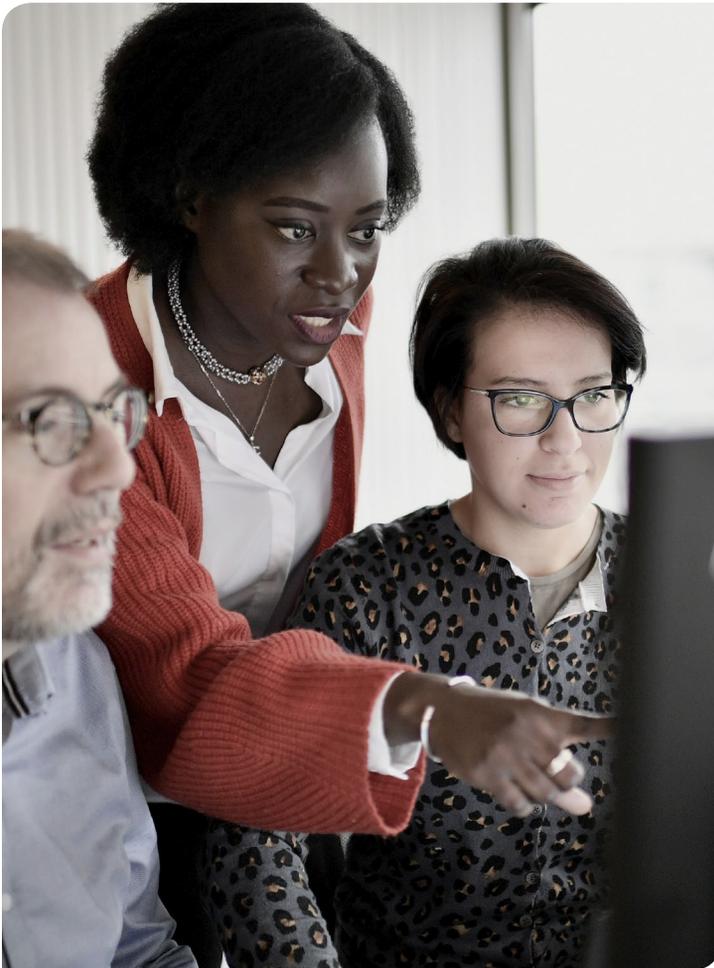
L'identification de nouveaux projets ou de nouveaux besoins s'appuie sur un dialogue nourri avec les opérateurs ou promoteurs de projets d'infrastructures adjacentes, et un important dispositif de concertation : la « Concertation Gaz » et la concertation dédiée à l'évolution des consommations de gaz et de production de gaz renouvelables en France, les initiatives gazières régionales (GRI) Nord-Ouest et Sud au niveau supranational. Au niveau européen, GRTgaz participe aux travaux conduits sous l'égide de l'ENTSOG pour élaborer les plans d'investissement régionaux (GRIP) et le plan décennal de développement des réseaux européens, le Ten Year Network Development Plan (TYNDP). La coordination européenne en matière de sécurité d'approvisionnement s'appuie enfin sur le « Gas Coordination Group » pour l'Europe, et sur la « Gas Platform » dédiée au gaz B.

La CRE recueille l'avis du marché, vérifie que les besoins d'investissement sont bien couverts par un besoin robuste, et s'assure de la cohérence des projets de développements nationaux avec le plan de développement à dix ans du réseau européen (TYNDP). Elle contrôle la réalisation des investissements des trois premières années.

Au sein de GRTgaz, le responsable de la conformité vérifie la bonne exécution du plan. Sous réserve des compétences attribuées en propre à la CRE, sa mission, fixée par le Code de l'énergie, consiste à veiller à la conformité des pratiques de GRTgaz avec ses obligations de gestionnaire de réseau de transport indépendant (ITO).

Pour cette édition, le plan de développement 2017-2026 prend en compte :

- les résultats de la consultation publique réalisée par la CRE en novembre 2017,
- la délibération de la CRE du 22 mars 2018,
- les travaux menés au niveau européen, avec les résultats des modèles élaborés pour le TYNDP 2017, paru en avril 2017, notamment les analyses coûts bénéfiques des projets candidats à un label de Projet d'Intérêt Commun,
- les prévisions de consommations de gaz et de productions de gaz renouvelables (« Perspectives gaz naturel & renouvelable »), présentées par les opérateurs de réseaux de gaz en France en concertation le 9 juillet et le 8 novembre 2018⁽³⁾,
- les éléments apportés par les opérateurs d'infrastructures adjacentes,
- les résultats de l'évaluation de la demande de capacités supplémentaires aux points d'interconnexion CAM (Taisnières H et B et Obergailbach), conformément aux codes réseaux « CAM » et « Tarifs ». La consultation du marché a été réalisée par GRTgaz en collaboration avec OGE, GRTgaz Deutschland et Fluxys entre avril et juin 2017 pour les points les concernant, et par Teréga et Enagas pour Pirineos. La prochaine consultation du marché aura lieu en 2019, après les enchères annuelles,
- la présentation en Concertation Gaz le 8 novembre 2018, en coordination avec Teréga.



(3) Le document « Perspectives gaz naturel & renouvelable » sera publié en 2019.

La coordination des plans de développement nationaux et européens

Le TYNDP 2018, ou Ten-Year Network Development Plan, a été élaboré pour la première fois conjointement par l'ENTSO-G et l'ENTSO-E. Les infrastructures électriques et gazières ont été modélisées et évaluées pour identifier les besoins et mesurer l'impact des projets soumis. La préparation conjointe de ces plans d'investissements assure une modélisation cohérente des réseaux électriques et gaziers européens. L'édition 2018 sera également la première édition pour laquelle s'appliquera la méthodologie mise à jour d'analyse des coûts et des bénéfices des projets. Cette seconde méthodologie a été publiée en octobre 2018 par l'ENTSO-G, en attente de son approbation par la Commission Européenne et les États Membres.

Les deux associations de transporteurs ont combiné leurs efforts et leurs expertises pour construire en concertation avec les parties prenantes des scénarios communs. Cette collaboration illustre les synergies croissantes entre réseaux d'énergie amenées par la décarbonisation. Elle permet par ailleurs de s'assurer de la cohérence du développement des réseaux gaziers et électriques.

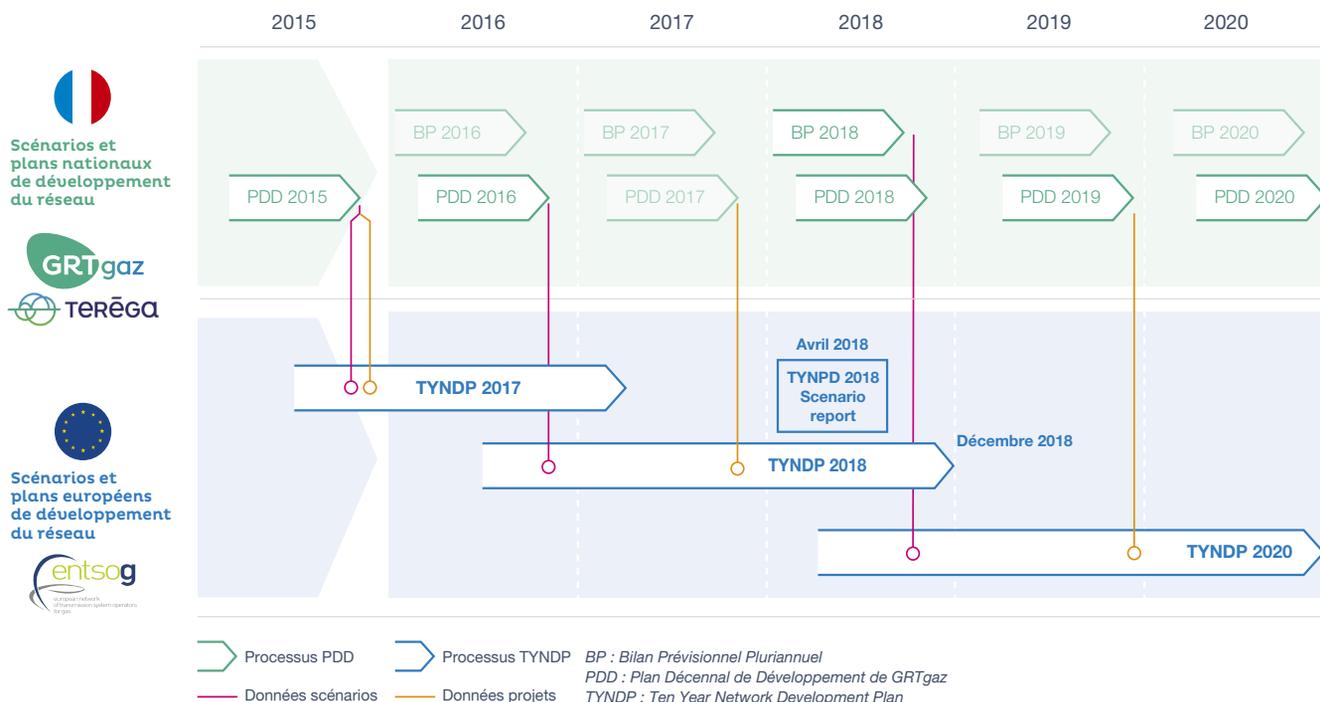
Trois scénarios pour les horizons 2030 et 2040 ont été définis courant 2016, puis élaborés en 2017 : *Sustainable Transition*, *Global Climate Action* et *Distributed Generation*. Les hypothèses relatives à la demande, à la production électrique et aux approvisionnements gaziers ont été publiées en avril 2018 dans le Rapport sur les Scénarios du TYNDP 2018.

Ces hypothèses ont été préparées pour la France en s'appuyant sur le Bilan Prévisionnel 2016 et le Plan décennal de développement 2016 de GRTgaz.

L'analyse du système gazier européen et des projets de développement identifiés dans ces scénarios a été publiée en décembre 2018. Les projets impactant le réseau de GRTgaz soumis au TYNDP 2018 sont issus du plan décennal de développement 2017 de GRTgaz.

Parallèlement, les travaux d'élaboration du TYNDP 2020 ont débuté. Les scénarios du TYNDP 2020 pour la demande et la production de gaz s'appuieront sur les hypothèses du présent plan de développement du réseau de GRTgaz.

La précédente édition du TYNDP, le TYNDP 2017, a été publiée en avril 2017.



1



Le gaz en France au sein de l'Europe aujourd'hui

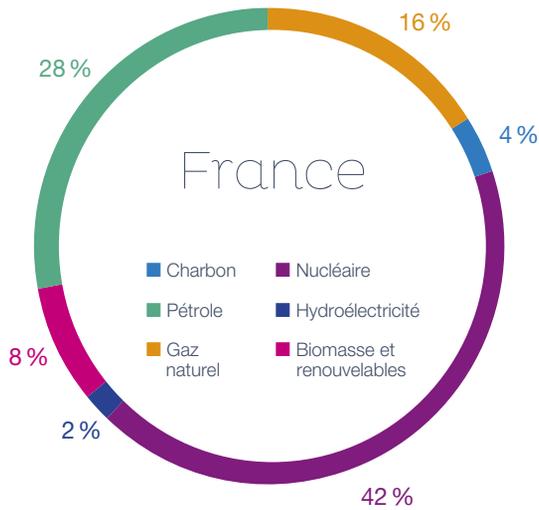
Le gaz joue un rôle majeur dans notre approvisionnement énergétique : il est la 3^e source d'énergie dans le monde et en France, la 2^e en Europe, où il représente le quart de la consommation d'énergie primaire en 2017. Sa demande est en augmentation au niveau mondial, portée par la Chine, où le remplacement du charbon par le gaz est encouragé pour des raisons environnementales.

En France, le gaz représente 20 % de la demande finale d'énergie. La demande primaire de gaz naturel (incluant la production d'électricité en plus de la demande finale) est stable en 2017 par rapport à 2016, et s'établit à 494 TWh après correction climatique. La France dispose d'infrastructures gazières performantes, sûres et flexibles. Elles lui permettent de gérer une consommation de gaz caractérisée par une forte saisonnalité, avec une demande en hiver 4 à 5 fois supérieure à la demande en été. Elles permettent également de tirer parti de la position géographique exceptionnelle de notre pays, et de recevoir du gaz naturel en provenance des principales zones de production mondiale et d'échanger avec les principaux pays consommateurs d'Europe. Ces infrastructures, significativement renforcées depuis 2009, participent à la construction d'un marché européen de l'énergie sûr, efficace et compétitif pour les expéditeurs et les consommateurs. Avec la mise en place d'une trading region unique en France en 2018 (TRF), la France est à la pointe du mouvement de fluidification et d'unification du marché européen du gaz.

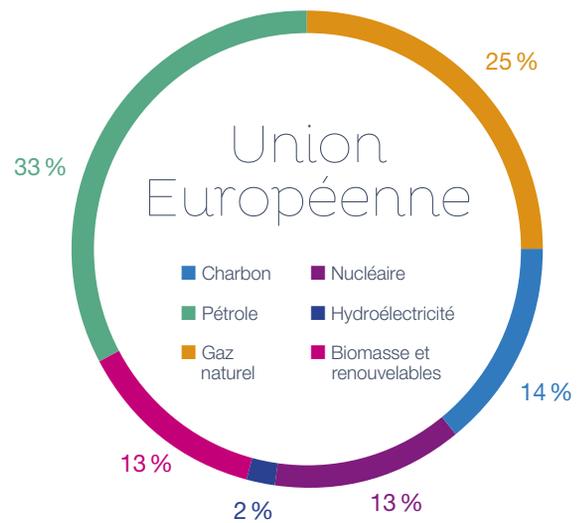
1.1	La demande de gaz	16
	Le gaz naturel dans le mix énergétique	16
	La demande de gaz en France	17
1.2	Les sources d'approvisionnement et les marchés mondiaux	20
	Des approvisionnements variés	20
	Le marché du GNL	20
	Les prix du gaz dans le monde	22
	La production de gaz renouvelable	22
1.3	Les infrastructures gazières	23
	Des infrastructures performantes	23
	Le transit au plus haut en 2017	24
1.4	Les marchés du gaz en Europe	25
1.5	TRF : une zone de marché unique en France au 1^{er} novembre 2018	27
	Un schéma de référence : le schéma Nord>Sud	28
1.6	L'offre de GRTgaz	30
	Un modèle entrée sortie simple, favorisant le développement de la concurrence	30
	Virtualys, un nouveau point d'interconnexion virtuel au 1 ^{er} décembre 2017	31
	Oltingue, un point bidirectionnel à partir de 2018	31
	La demande de capacités	32

1.1 LA DEMANDE DE GAZ

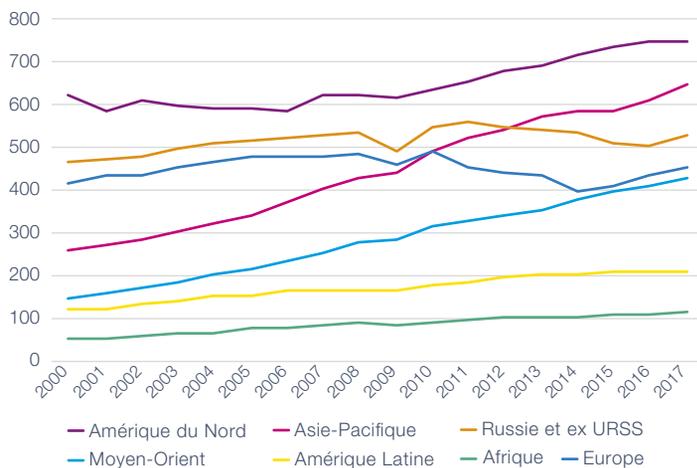
CONSOMMATION PRIMAIRE D'ÉNERGIE 2017



LA DEMANDE DE GAZ EN UNION EUROPÉENNE



CONSOMMATION PRIMAIRE DE GAZ DANS LE MONDE, PAR RÉGION (Mtep)



Source : données Enerdata, analyse GRTgaz

Le gaz naturel dans le mix énergétique

Le gaz est la 3^e source d'énergie dans le monde et en France, la 2^e en Europe, où le gaz représente le quart de la consommation d'énergie primaire en 2017.

Sa consommation dans le monde progresse plus rapidement que la demande mondiale en énergie (+2,1 % en 2017) : elle a ainsi augmenté de 3,7 %, soit le double de la croissance moyenne entre 2010 et 2016.

25 %

part du gaz dans la consommation primaire d'énergie en Europe en 2017

+16 %

de consommation de gaz en Europe entre 2014 et 2017

En Europe, la reprise de la croissance économique et des conditions plus favorables à la production électrique à partir de gaz ont favorisé la croissance de la demande (+6 %), mais la croissance de la demande mondiale est surtout portée par un boom de la consommation de la zone Asie-Océanie et en particulier en Chine (+15 %) où le remplacement du charbon par le gaz est encouragé dans l'industrie et chez les particuliers pour lutter contre la pollution.

En effet, la combustion du gaz n'émet ni suie, ni poussière, très peu de SO₂ (dioxyde de soufre), 3 fois moins de NOx, et émet de 30 à 45 % de CO₂ de moins que le fioul et le charbon.

Ainsi, la substitution du fioul et du charbon par du gaz naturel peut contribuer significativement à la lutte contre le réchauffement climatique – la substitution du charbon par le gaz dans la production d'électricité est d'ailleurs largement considérée comme un des principaux facteurs d'évolution à la baisse des émissions de CO₂ dans le monde.

La demande de gaz en France

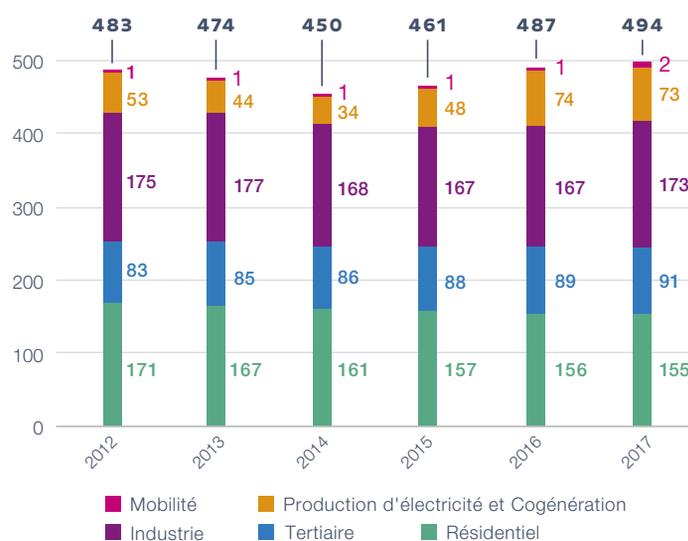
Une demande soutenue par la consommation industrielle et la production d'électricité

En France, le gaz représente 20 % de la demande finale d'énergie, derrière les produits pétroliers (43 %) et l'électricité (24 %).

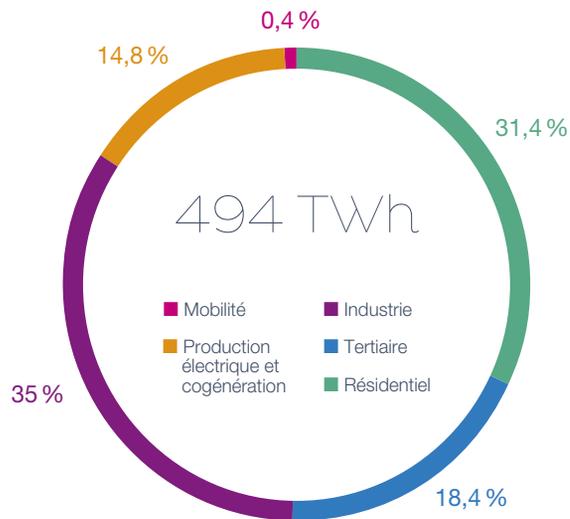
494 Twh
en 2017

Après correction climatique, la demande primaire totale de gaz naturel (qui inclut également la production d'électricité en plus de la demande finale) est en légère hausse en 2017 par rapport à 2016 et s'établit à 494 TWh, dont 467 TWh sur la zone GRTgaz. Si la consommation gazière en France s'inscrit dans un rythme à la baisse depuis une décennie, ces trois dernières années ont été caractérisées par une demande de gaz haussière, tirée notamment par un dynamisme de la demande industrielle et un recours accru au gaz pour la production d'électricité du fait d'une disponibilité limitée des ressources hydroélectriques et du parc nucléaire français.

DEMANDE TOTALE DE GAZ EN FRANCE MÉTROPOLITAINE, TWh CORRIGÉE DU CLIMAT



RÉPARTITION PAR SECTEUR EN 2017 - FRANCE



Source : Perspective gaz 2018

LE PARC DE CENTRALES ÉLECTRIQUES À GAZ EN FRANCE

13

tranches de CCGT pour une puissance installée de 6,2 GWe

3

turbines à combustion pour une puissance cumulée de 0,6 GWe

873

cogénérations pour une puissance installée de 4,3 GW

12,6 GW

de puissance totale, soit 9,9 % du parc électrique français, l'équivalent de 11 réacteurs REP (réacteurs à eau pressurisée)

Répartition sectorielle de la demande

Avec 50 % de la consommation de gaz en France en 2017, les principaux consommateurs de gaz en France sont les bâtiments résidentiels et tertiaires, qui utilisent le gaz pour le chauffage des locaux, et dans une moindre mesure, pour la production d'eau chaude sanitaire et la cuisson.

L'industrie, qui utilise le gaz dans ses procédés de production, a représenté 35 % de la consommation de gaz en France en 2017.

La consommation de gaz pour la production d'électricité (et de chaleur dans les cogénérations) représente une part plus limitée (15 % en 2017). La consommation de ce secteur est très variable d'une année à l'autre, et explique l'essentiel des variations observées ces dernières années sur la consommation corrigée du climat.

Bien que l'usage du gaz pour la mobilité ne représente à l'heure actuelle qu'une part minoritaire de la demande de gaz en France (environ 1 %), il est en développement rapide.

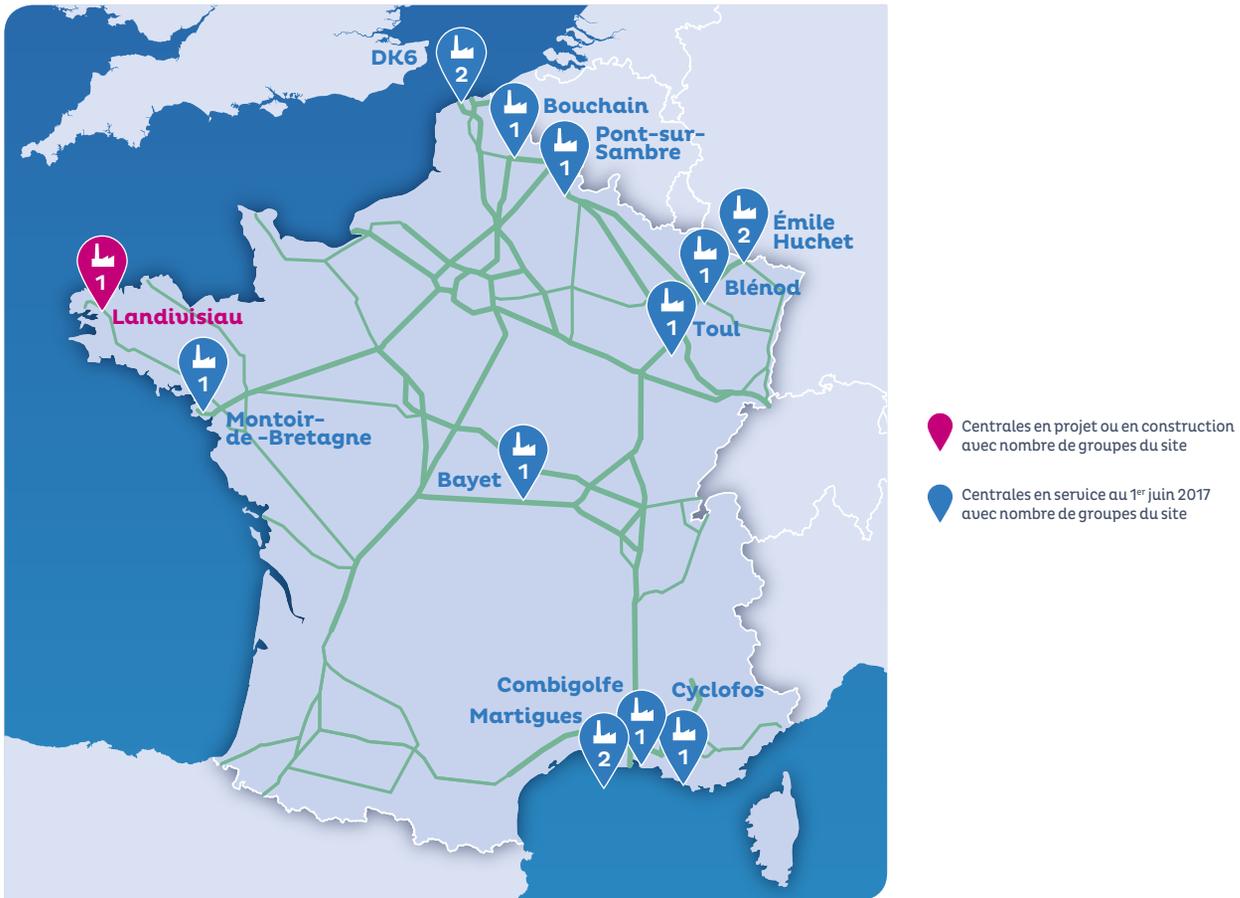
La puissance maximale appelée

La consommation de gaz est caractérisée par une forte saisonnalité avec une demande en hiver 4 à 5 fois supérieure à la demande en été. En 2017, la pointe de consommation de gaz a été atteinte durant le mois de janvier, avec une puissance maximale consommée de 154,6 GW le 20 janvier 2017 (périmètre France). Le maximum annuel de demande d'électricité a été atteint le même jour, à 94,2 GW. Les précédents maxima avaient été atteints lors de la vague de froid de février 2012 : le 8 février 2012, les consommations électrique et gazière avaient enregistré respectivement des pics à 102,1 GW et 176,1 GW⁽⁴⁾.

La production d'électricité et la cogénération

La demande de gaz pour la production d'électricité a représenté 73 TWh en 2017. Celle-ci a été assurée par un parc de 14 tranches à cycles combinés au gaz, ou CCG, raccordées au réseau de transport de gaz, 3 turbines à combustion et par 873 installations de cogénération raccordées au réseau de transport pour les plus importantes ou de manière diffuse sur le réseau de distribution. En 2017 ces cogénérations ont produit de l'ordre de 18 TWh en chaleur, et de l'ordre de 12 TWh en électricité.

(4) Dont 159 GW au périmètre GRTgaz.

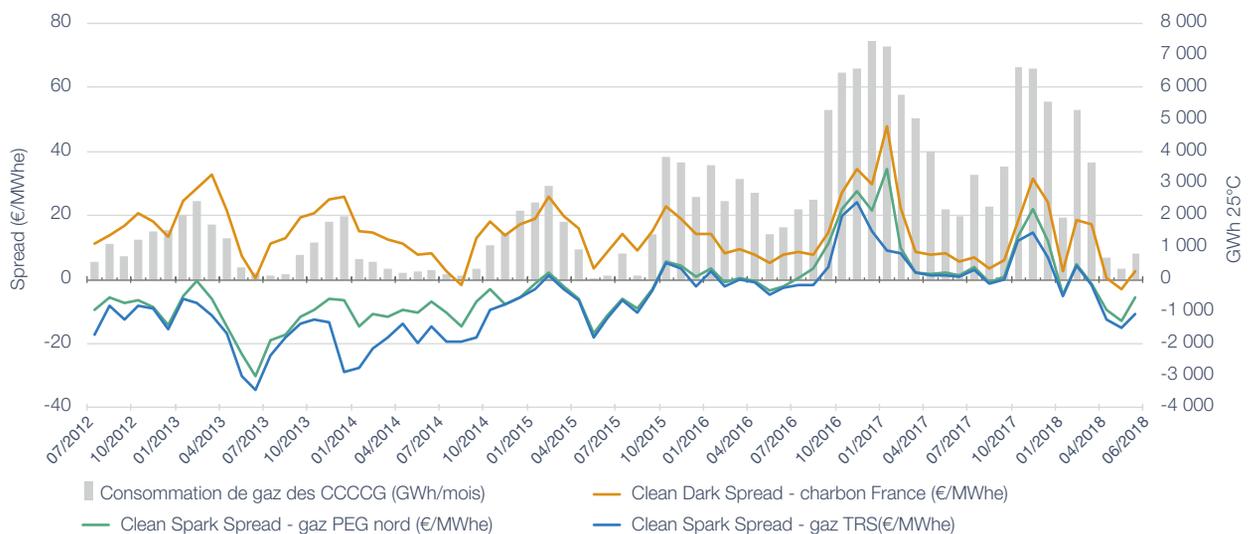


Les centrales électriques et les cogénérations au gaz de plus en plus sollicitées pour équilibrer le système électrique

En 2016 et 2017, la production d'électricité thermique est en reprise, et compense notamment une disponibilité plus faible

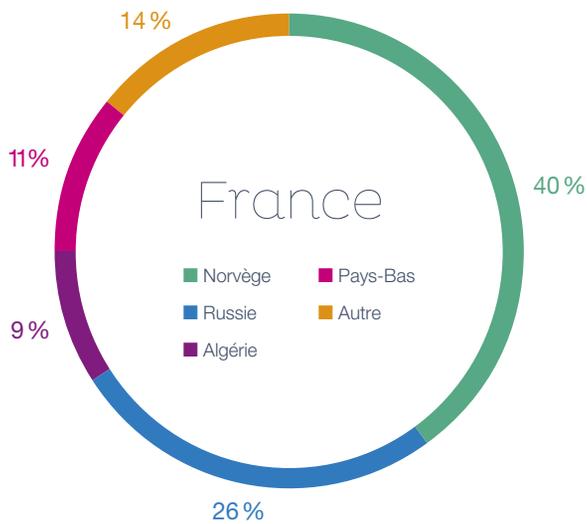
du parc de production nucléaire et des ressources hydraulique. Sur cette période la production d'électricité à partir de gaz a pris le pas sur le charbon, grâce à une baisse des prix du gaz. La production d'électricité à partir de gaz a représenté 8 % de la production d'électricité en 2017.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ : CONSOMMATION DE GAZ ET RENTABILITÉ COMPARÉE PRODUCTION À PARTIR DE GAZ OU DE CHARBON



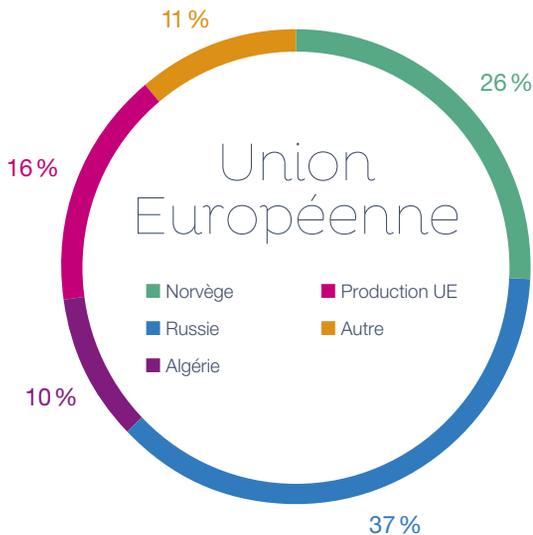
1.2 LES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT ET LES MARCHÉS MONDIAUX

RÉPARTITION DE L'APPROVISIONNEMENT EN 2017



Source : SoeS

RÉPARTITION DE L'APPROVISIONNEMENT DE L'UE 2017



Source : BP Statistical Review 2017

Des approvisionnements variés

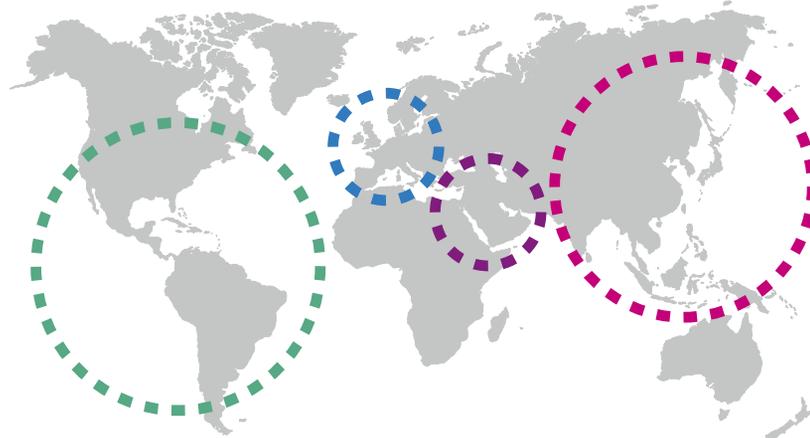
En 2017, l'Union Européenne a produit 18 % de sa consommation de gaz, notamment en Mer du Nord. Cette part est en baisse, l'Europe assurait 20 % de sa consommation en 2016. Cette réduction est notamment liée au ralentissement des activités de production.

L'Europe importe la majorité du gaz qu'elle consomme, principalement par gazoduc (87 % des importations) ou par cargaisons de Gaz Naturel Liquéfié (GNL). La Russie et la Norvège restent les premières sources d'approvisionnement en France et dans l'Union Européenne, les gaz libyen et algérien permettent de diversifier les sources d'approvisionnement mais n'ont représenté en 2017 que de faibles parts des consommations européennes.

Le marché du GNL

En 2017, les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) ont presque atteint les 300 millions de tonnes (Mt) dans le monde, soit une augmentation de 10 % comparé à l'année précédente.

En 2017, de nouveaux trains de liquéfaction sont entrés en service en Australie (Gorgon Train 3 et Wheatstone), aux États-Unis (Sabine Pass 3 et 4), en Russie (Yamal LNG), et en Malaisie avec une unité flottante. Ces nouvelles installations ont permis d'augmenter les niveaux de production australiens (+10,7 Mta) et américains (+9,6 Mta), tandis que des gains de performances ont été réalisés sur des unités de liquéfaction préexistantes en Algérie, en Angola et au Nigéria (+6,2 Mt). Le bassin pacifique reste le principal producteur, suivi du Moyen-Orient pénalisé par la baisse de la production Qatarie.

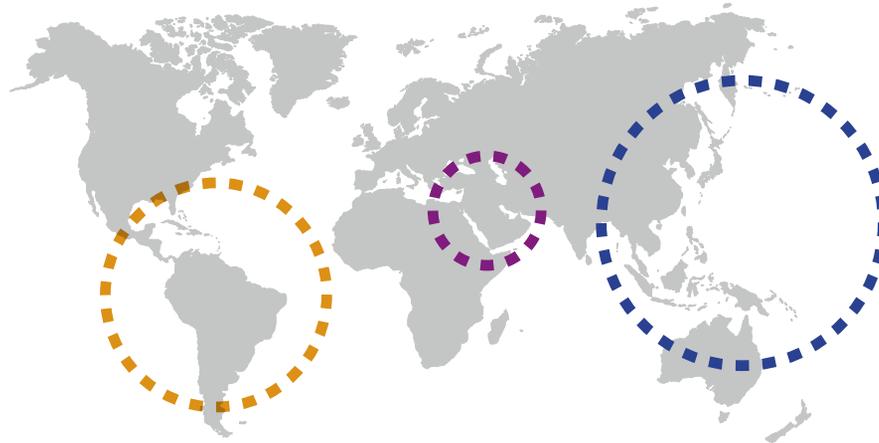


IMPORTATIONS

- Amériques
- Europe
- Moyen-Orient
- Asie

+26,2 Mt

2016 2017
263,6 Mt > 289,8 Mt



EXPORTATIONS

- Bassin Atlantique
- Moyen-Orient
- Bassin Pacifique

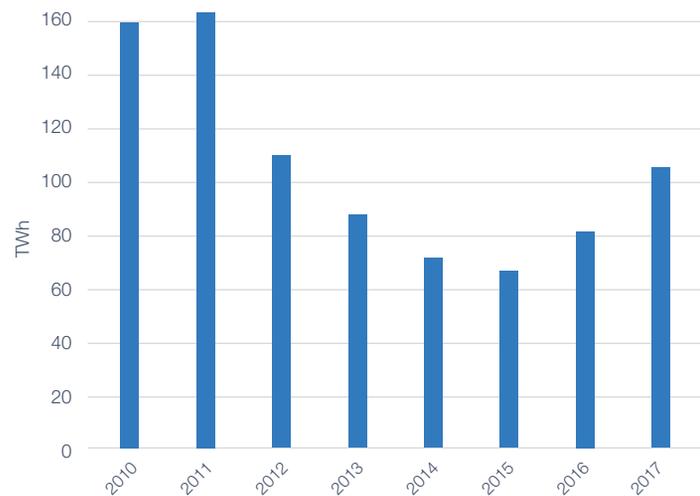
Source : The LNG industry, GIIGNL annual report 2018⁽⁵⁾

Transporté par cargo méthanier, le marché du GNL est par nature mondial et flexible. Les livraisons en Europe résultent le plus souvent d'un arbitrage prenant en compte la demande et les différences de prix entre les places de marché européennes et asiatiques.

L'Asie attire environ 73 % du GNL mondial avec un taux de croissance des importations de 10,2 % soutenu par l'expansion de la demande chinoise (+42,3 % en 2017).

L'Europe se maintient : les importations de GNL, après déduction des rechargements, ont augmenté de 19 %, principalement en Europe du Sud (France, Grèce, Italie, Espagne, Portugal et Turquie) où des températures élevées ont été observées cet été conjuguées à une disponibilité réduite des pacs hydrauliques et nucléaires. La France se place comme la principale place de ré-export de GNL avec 0,7 Mt.

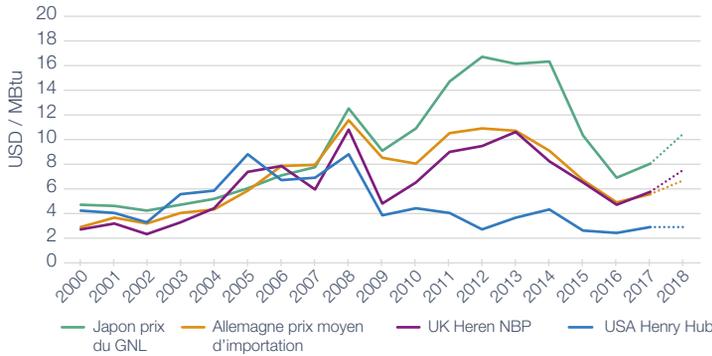
IMPORTATIONS DE GNL EN FRANCE



Source : Smart GRTgaz

(5) https://giignl.org/sites/default/files/public_area/about_LNG/5_LNG_Markets_And_Trade/giignl_2018_annual_report.pdf p.14

ÉVOLUTION DES PRIX MONDIAUX DU GAZ



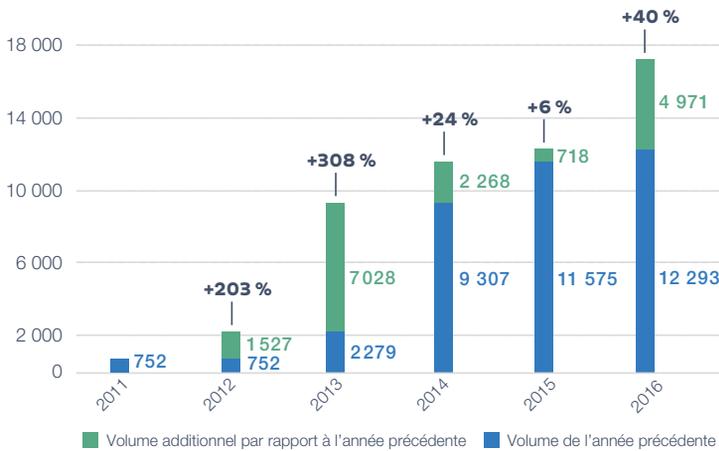
Source : BP Statistical Review 2018

Les prix du gaz dans le monde

Les prix mondiaux du gaz sont marqués par de fortes disparités entre les marchés américains très bas, grâce à l'abondance de gaz de schiste, les prix asiatiques élevés en raison du dynamisme de la demande, et européens, à un niveau intermédiaire, faisant figure de marché de bouclage ou d'arbitrage entre les places mondiales.

La convergence des prix mondiaux du gaz amorcée en 2014 s'est poursuivie en 2016, avec une baisse marquée des prix du GNL en Asie. Néanmoins, cette baisse a pris fin en 2016, les prix du pétrole et du gaz retournent sur une tendance à la hausse, en raison notamment d'une forte croissance de la demande.

PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN EUROPE (GWh)



Source : Chiffres EBA, décembre 2017⁽⁶⁾

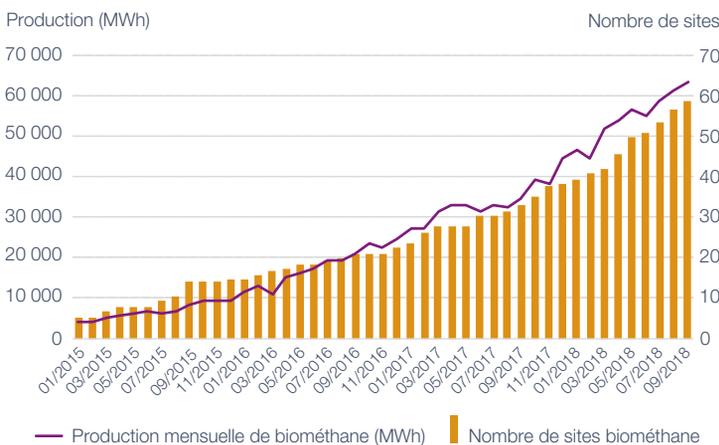
La production de gaz renouvelable

La production de biométhane augmente rapidement en Europe, même si elle ne représente pour l'instant qu'une faible part de l'approvisionnement du continent (moins de 0,5 %).

En France, les quantités de biométhane injecté dans les réseaux ont atteint 406 GWh en 2017, contre 215 GWh en 2016, soit un quasi-doublement. 18 nouveaux sites de production se sont raccordés sur les réseaux au cours de l'année, portant leur nombre à 45 à fin 2017.

En 2018, la progression se poursuit voire accélère : sur les 9 premiers mois, 23 nouvelles installations sont entrées en fonctionnement et le volume de production a atteint 493 GWh, ce qui indique qu'il pourrait être de l'ordre de 700 TWh en 2017.

PRODUCTION DE BIOMÉTHANE : VOLUME ET NOMBRE DE SITES



Données Open Data Réseaux Énergie⁽⁸⁾

(6) <http://european-biogas.eu/2017/12/14/eba-statistical-report-2017-published-soon/>

(7) En supposant que la production se maintienne au niveau de septembre sur les 3 mois restants, hypothèse conservatrice car on observe que la production augmente en moyenne de près de 2 GWh chaque mois depuis 2 ans.

(8) <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/production-mensuelle-biomethane/export/?sort=-mois>

1.3 LES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES

Des infrastructures performantes

La France dispose d'infrastructures gazières performantes, sûres et flexibles. Sa position géographique exceptionnelle, lui permet de recevoir du gaz naturel en provenance des principales zones de production mondiale et d'échanger avec les principaux pays consommateurs d'Europe. Elle compte 4 terminaux méthaniers donnant accès au marché mondial du GNL, un point d'importation par gazoduc depuis la Norvège, 5 points d'interconnexions européennes avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Espagne et 12 sites de stockages souterrains permettant de stocker un tiers de la consommation annuelle. Le réseau de transport, d'une longueur de 37 500 km relie ces points aux clients finaux, directement ou via le réseau de distribution sur 195 000 km.

Ces infrastructures, significativement renforcées depuis 2009, favorisent les échanges entre pays et participent à la construction d'un marché européen de l'énergie sûr, efficace et compétitif pour les expéditeurs et les consommateurs.



ÉVOLUTION DES FLUX

Flux nets (TWh)	2017	Évolution par rapport à 2016
Entrées	556	3 %
Entrées gaz gazeux	454	- 1 %
Dunkerque (Norvège)	196	9 %
Virtualys (Belgique)	175	- 5 %
Obergailbach (Allemagne)	83	- 8 %
Entrées GNL	102	28 %
Montoir	28	62 %
Fos	65	9 %
Dunkerque	9	328 %
Sorties	70	71 %
Oltingue (Italie)	27	175 %
Pirineros (Espagne)	43	39 %
Liaison Nord-Sud	137	5 %
Stockage (Storengy et Teréga)		
Injection	97	- 14 %
Soutirage	110	- 6 %

1.4 LES MARCHÉS DU GAZ EN EUROPE

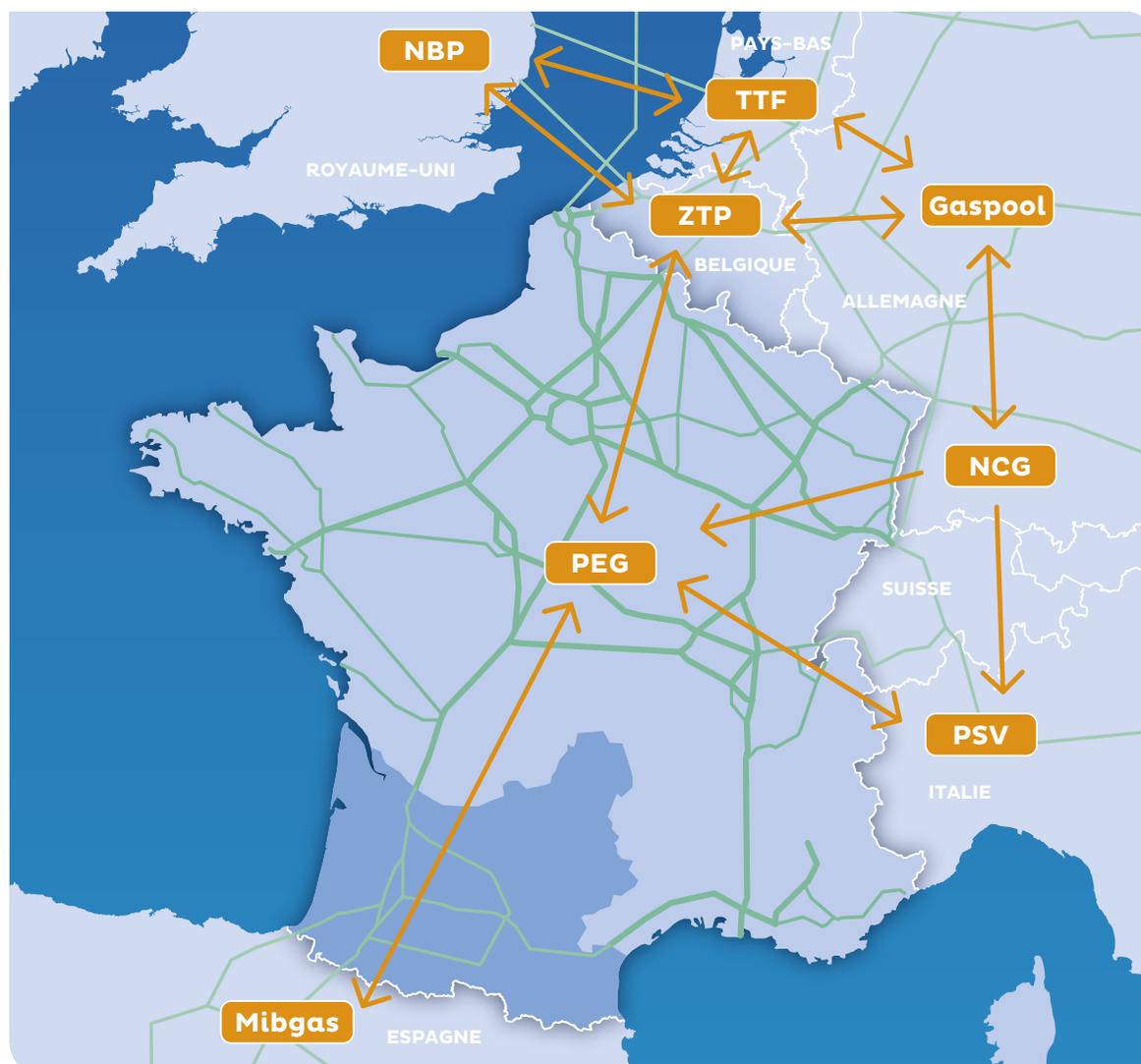
Le modèle cible pour un marché européen du gaz compétitif repose sur des zones d'entrée sortie, suffisamment larges, associées à des « hubs » liquides, et reliées par des interconnexions virtuelles, permettant une circulation libre du gaz.

La France est à la pointe de ce mouvement, avec la mise en place d'une *trading region* dès 2015 dans le Sud de

la France (TRS), élargie en 2018 à la France (TRF) pour former un marché du gaz unique en France, le PEG, et de points d'interconnexions virtuelles avec la Belgique (VIRTualys et l'Espagne (PIRinéos).

Ailleurs en Europe, la BNetzA (Agence fédérale des réseaux allemande), et le gouvernement fédéral allemand ont annoncé leur volonté de fusionner les marchés allemands NCG et Gaspool d'ici 2022.

PRINCIPAUX POINTS D'ÉCHANGES DE GAZ EN EUROPE





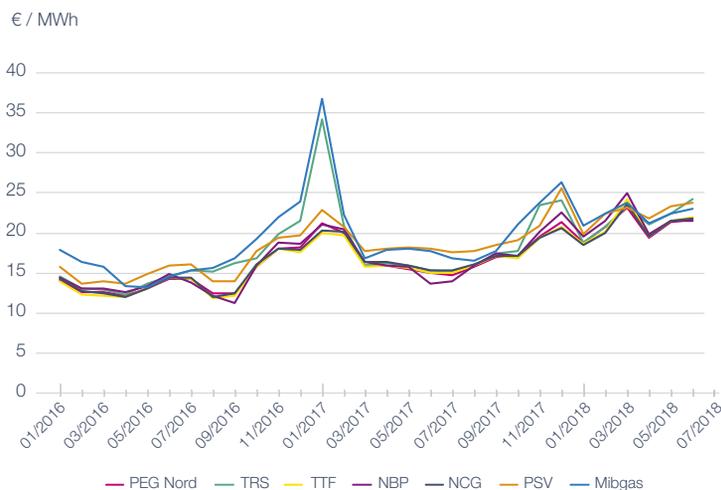
Enfin, l'ensemble des codes de réseaux européens ont été adoptés et mis en œuvre pour un fonctionnement simplifié et harmonisé du transport en Europe. Ces codes de réseaux portent sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions, l'équilibrage orienté marché, l'interopérabilité et l'harmonisation tarifaire.

En Europe, les prix entre places de marchés sont de plus en plus corrélés, à l'exception notable des marchés du Sud. Les marchés TRS et Mibgas, dépendants au GNL restent sensibles aux prix et à la disponibilité de cette ressource, comme en témoignent les pics atteints en janvier 2017.

Les places de marchés TTF et NBP constituent les places de marchés les plus liquides. Elles représentent à elles deux près de 87 % du total des échanges sur les hubs européens. Ces places sont les marchés privilégiés pour les produits de couverture de risques ou pour servir d'indices de prix dans les contrats, tandis que les autres hubs nationaux sont privilégiés pour l'équilibrage et les transactions spots.

Les places françaises (PEG Nord et TRS), précédemment dites places d'équilibrage ou d'arbitrage, connaissent toutefois une certaine hausse de leurs activités. Le nombre d'échanges intermédiés, par broker ou bourse, est en hausse avec un taux de croissance moyen sur la période 2013-2017 d'environ 10 %, avec un maximum d'échanges intermédiés en 2016 à 631 TWh et un Churn ratio (rapport entre les volumes échangés commercialement et les volumes livrés physiquement) de 1.3.

ÉVOLUTION DES PRIX SUR LES HUBS EUROPÉENS



Source des prix : bourses

1.5 TRF : UNE ZONE DE MARCHÉ UNIQUE EN FRANCE AU 1^{er} NOVEMBRE 2018

Conformément à l'orientation donnée par la CRE dans sa délibération du 19 juillet 2012, une place de marché unique du gaz en France est mise en œuvre à partir du 1^{er} novembre 2018. Elle s'appuie sur un schéma d'investissement associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi, et sur des mécanismes contractuels, indispensables pour répondre à certains schémas de flux, a priori peu fréquents et non complètement adressables par les investissements retenus.

La CRE a mené à l'été 2017 une consultation publique portant sur les conditions opérationnelles de la création d'une zone de marché unique en France au 1^{er} novembre 2018 et l'identification des mécanismes contractuels les plus pertinents pour lever ces congestions et assurer la disponibilité des capacités fermes.

Ces mécanismes sont issus du travail mené en Concertation Gaz par GRTgaz et Teréga depuis septembre 2016,



dans le sous-groupe de travail du GT « Structure du Marché » : le GT « Place de Marché Unique ».

GRTgaz et Teréga ont travaillé ensemble pour identifier les limites résiduelles et proposer des mécanismes de gestion de ces limites. Un serious game « Game of Flows », a été développé et mis à disposition des participants de ce GT afin de présenter les mécanismes, de permettre aux joueurs d'appréhender leurs avantages et inconvénients,

de les combiner et de proposer des modifications. Le principe général de fonctionnement de la zone de marché unique est identique à celui de la TRS (Trading Region South) :

- une zone Entrée/Sortie comportant un point d'échange de gaz (**PEG**),
- deux zones d'équilibrages indépendantes (une pour Teréga et une pour GRTgaz).

UN SCHÉMA DE RÉFÉRENCE : LE SCHÉMA NORD > SUD

Il s'agit de la situation de marché qui a justifié la fusion des zones et qui a déjà été rencontrée au cours de ces dernières années. Le scénario économique sous-jacent peut se traduire par une tendance de fond avec peu de GNL en Méditerranée (Espagne et Fos) et des places de marché d'Europe du Nord très attractives. Quatre limites principales du Nord au Sud ont été identifiées dans ce scénario : NS1 à NS4.



La zone de marché unique prend le nom de « **Trading Region France** » (**TRF**). La liaison Nord-Sud disparaît.

Trois mécanismes ont été retenus pour 2018/2019 :

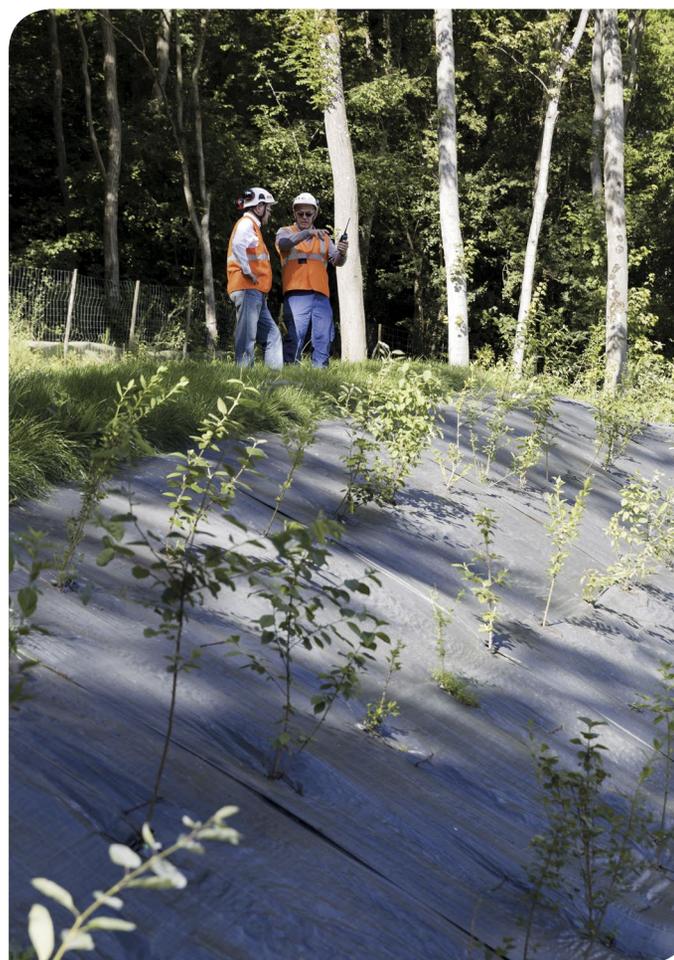
- **le spread localisé** : mécanisme de marché incitatif consistant à réaliser simultanément un achat de gaz localisé en aval de la limite de capacité technique du réseau et une vente de gaz localisée en amont de celle-ci.
- **la restriction mutualisée des nominations** : mécanisme de dernier recours consistant pour les transporteurs à appliquer une restriction sur les capacités d'un côté de la limite entraînant de fait la nécessité pour les expéditeurs de se rééquilibrer de l'autre côté de la limite,
- **le flow commitment** : mécanisme de moyen/long terme garantissant une arrivée physique de gaz en aval des limites qui pourrait être déclenché seulement en cas d'insuffisance des stocks de gaz en aval et de risque avéré sur la fin de l'hiver.

En janvier 2017, le manque de GNL à Fos, des stockages bas pour la période au PITS Sud Est et une demande élevée en période de froid (accentuée par des besoins importants pour la production électrique) ont créé une tension reflétée dans l'écart de prix entre PEG Nord et TRS, supérieur à 10 €/MWh avec un pic dépassant 20 €/MWh le 24 janvier. La pression est retombée en février avec des livraisons de GNL à Fos et Montoir. À partir de l'hiver 2018/2019, le programme de fusion des places de marché en France devrait permettre de réduire significativement la dépendance au GNL du sud de la France.

Le dernier pic de l'année 2017, caractérisé par une hausse globale de l'ensemble des prix européens, est dû à une explosion survenue, mardi 12 décembre 2017, dans une des principales stations d'interconnexion d'Europe centrale, sur le site autrichien de Baumgarten. Ainsi, le prix sur la place de marché italienne (PSV) a atteint 75 €/MWh le 12 décembre 2017. L'approvisionnement de l'Italie a été assuré par une augmentation des flux algériens, par le transit suisse qui a fonctionné au-delà de ses capacités techniques annuelles maximales, et par le soutirage des stockages. La situation est retournée à la normale avec la reprise des flux à Baumgarten dès le lendemain.

La vague de froid « Paris-Moscou », concomitante à des problèmes d'approvisionnement norvégiens et à de faibles stocks est à l'origine d'une flambée des prix sur les places de marché européennes le 1^{er} mars 2018. Les prix en France ont atteint 50 €/MWh le 2 mars 2018. Cette hausse a également touché les marchés de l'électricité en France.

ÉCART DE PRIX ENTRE PEG NORD ET TRS



1.6 L'OFFRE DE GRTgaz

Un modèle entrée/sortie simple favorisant le développement de la concurrence

L'offre d'acheminement de GRTgaz :

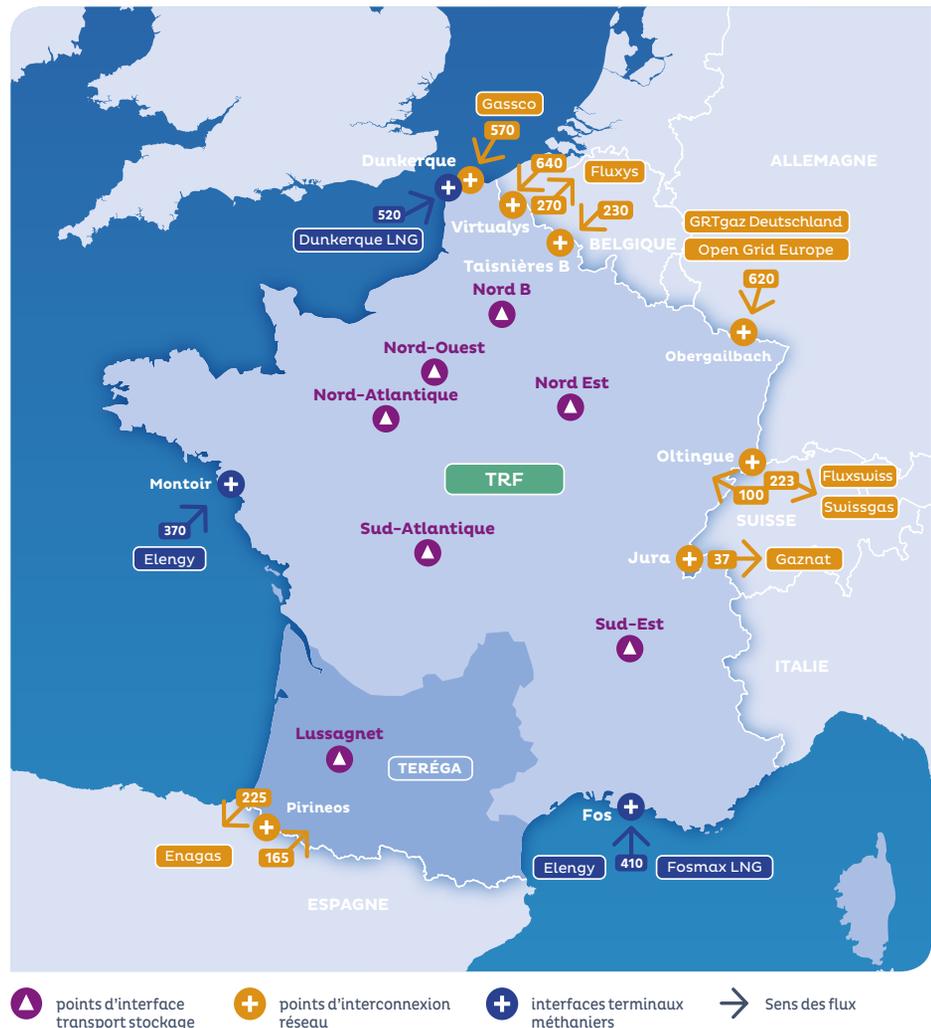
- permet aux expéditeurs de gaz d'alimenter les sites industriels et les distributions publiques raccordées au réseau de transport,
- de transiter du gaz par la France ou d'effectuer des transactions avec d'autres parties,
- GRTgaz commercialise ses prestations d'acheminement :
 - sous forme de capacités d'accès par les points

d'entrée ou de sortie du réseau et sur la liaison Nord-Sud. Dans chaque zone, les expéditeurs peuvent faire entrer ou sortir du gaz librement pour livrer des clients ;

- sous forme d'accès à des points d'échange gaz appelés PEG. Ces points permettent d'échanger du gaz sans besoin de préciser sa source ou sa destination et d'accéder à une bourse d'échanges.

La seule obligation des expéditeurs est d'équilibrer leurs entrées et sorties de gaz sur la journée gazière. Cette organisation assure un fonctionnement souple du marché et favorise le développement de la concurrence.

CAPACITÉS FERMES AU 1^{er} NOVEMBRE 2018



Le marché de gros a confirmé son dynamisme avec 960 TWh échangés aux PEG (PEG Nord et TRS) en 2017 en croissance de 6 % par rapport à 2016.

VIRTUALYS : un nouveau point d'interconnexion virtuel au 1^{er} décembre 2017

Au 1^{er} décembre 2017, les points d'interconnexion Alveringem et Taisnières H entre les réseaux de GRTgaz et de Fluxys Belgium fusionnent pour créer le point d'interconnexion virtuel Virtualys. Ce point unique simplifie les souscriptions et les nominations sans modification tarifaire. Les niveaux de capacités commercialisées restent également inchangés.

OLTINGUE : un point bidirectionnel à partir de 2018

Oltingue était jusqu'à présent un point de sortie physique du réseau de GRTgaz. Depuis juin 2018, grâce à des investissements modérés sur le réseau, Oltingue peut également fonctionner comme un point d'entrée. Un flux physique de gaz de la Suisse vers la France est dorénavant possible.

La délibération de la CRE du 27 juillet 2017 précise les modalités de commercialisation de la nouvelle capacité d'entrée à Oltingue : cette capacité est constituée de 100 GWh/j fermes et 100 GWh/j interruptibles, commercialisés sous Prisma à l'instar de la sortie Oltingue. Quant à l'offre rebours, celle-ci est supprimée.

Les 100 GWh/j fermes sont proposés au marché sans augmenter les capacités fermes commercialisées aujourd'hui en amont des limites du réseau, c'est-à-dire à Virtualys et Obergailbach dans le sens des entrées. En effet, le cœur de réseau de GRTgaz n'a pas été développé pour ce projet.

Ainsi, la somme des capacités fermes commercialisées sur Virtualys, Obergailbach et Oltingue ne devra pas excéder les capacités fermes techniques de Virtualys et Obergailbach. Pour respecter ce critère, il a été décidé de commercialiser Oltingue après Virtualys et Obergailbach sur les mêmes créneaux de vente que ceux des capacités interruptibles, ce qui permet, selon la volonté du marché, de laisser la priorité aux points préexistants.

→ Capacités fermes

→ Capacités rebours



La demande de capacités

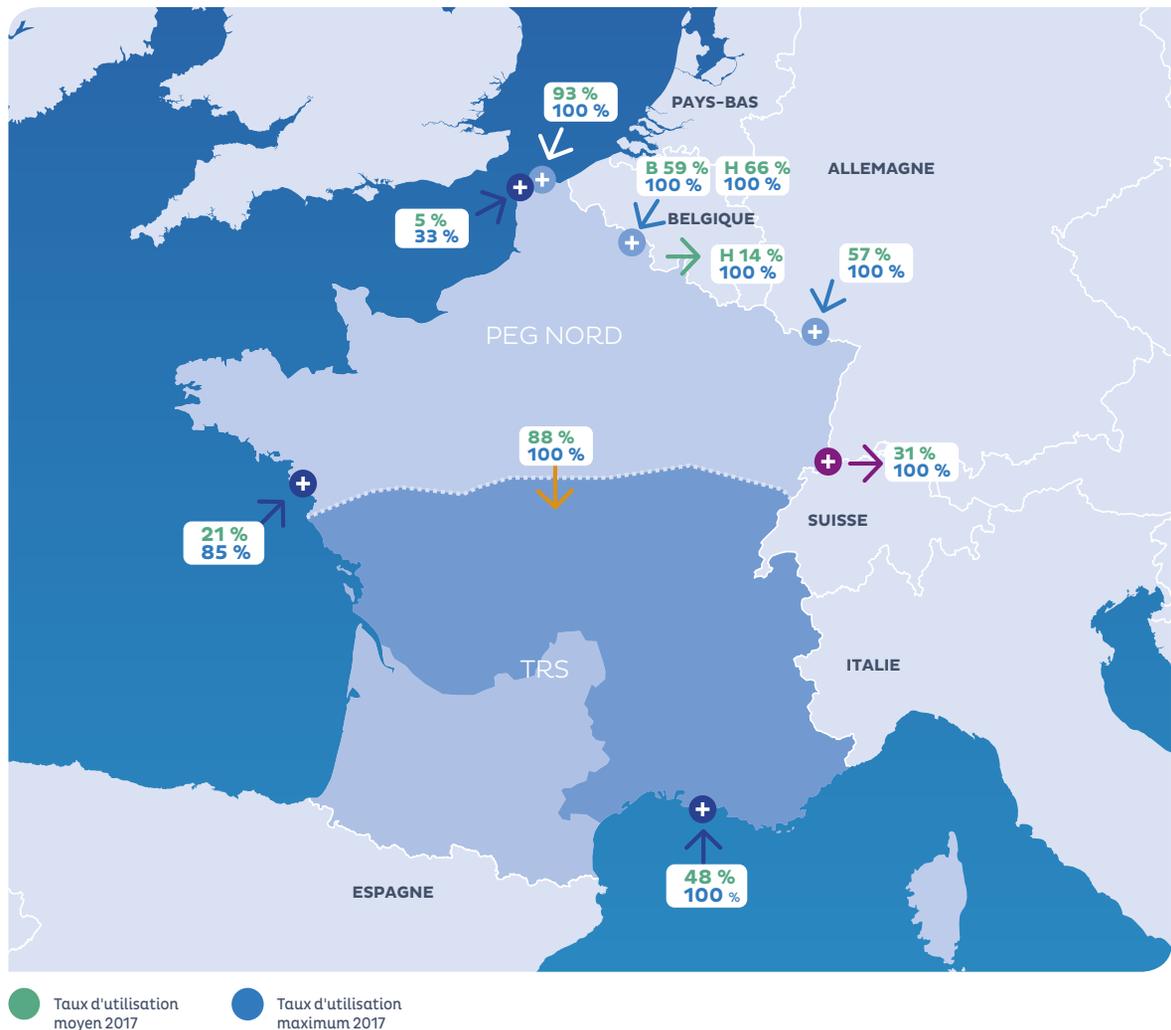
L'utilisation des capacités

L'analyse de l'utilisation des infrastructures de transport permet de mesurer l'occurrence d'utilisations maximales et d'identifier d'éventuels besoins d'augmenter les capacités d'interconnexion offertes au marché.

Les capacités d'entrée et de sortie apparaissent correctement dimensionnées, utilisée à plus 50 % de leur capacité

en moyenne annuelle, elles sont quasiment toutes saturées au moins une fois dans l'année. Dunkerque est le point d'entrée le plus sollicité, tandis que la Liaison Nord Sud était le point le plus congestionné du réseau. L'utilisation dans les deux sens des points offrant des capacités bidirectionnelles (Virtualys et Obergailbach) témoigne d'un intérêt pour des offres de capacités en sens rebours.

UTILISATION DES CAPACITÉS TECHNIQUES DISPONIBLES EN 2017





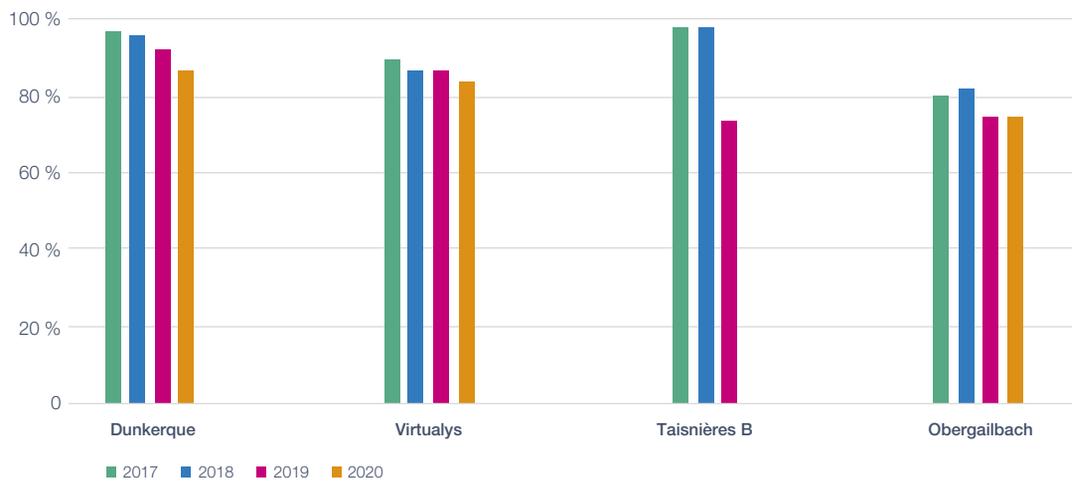
Les souscriptions de capacités

Les taux de souscription des capacités sont globalement stables et élevés : en moyenne, 75 % de la capacité ferme est réservée à l'horizon 2019-2022. Afin d'offrir des possibilités d'arbitrage supplémentaires et faciliter l'entrée de nouveaux acteurs, de la capacité ferme est réservé pour le court terme.

Les souscriptions fermes aux points d'entrée gaz gazeux

Sur la période 2019-2022, les capacités à long terme à Dunkerque sont entièrement souscrites, et celles de Taisnières B le sont à 90 % jusqu'en octobre 2019. Ce haut niveau de souscription est normal compte tenu de la spécificité de ces points (importation de gaz norvégien et point d'entrée unique de la consommation de gaz B). Taisnière B n'est pas encore souscrit après cette date. Son taux de souscription pourrait être légèrement plus faible grâce à une optimisation via le stockage très peu cher.

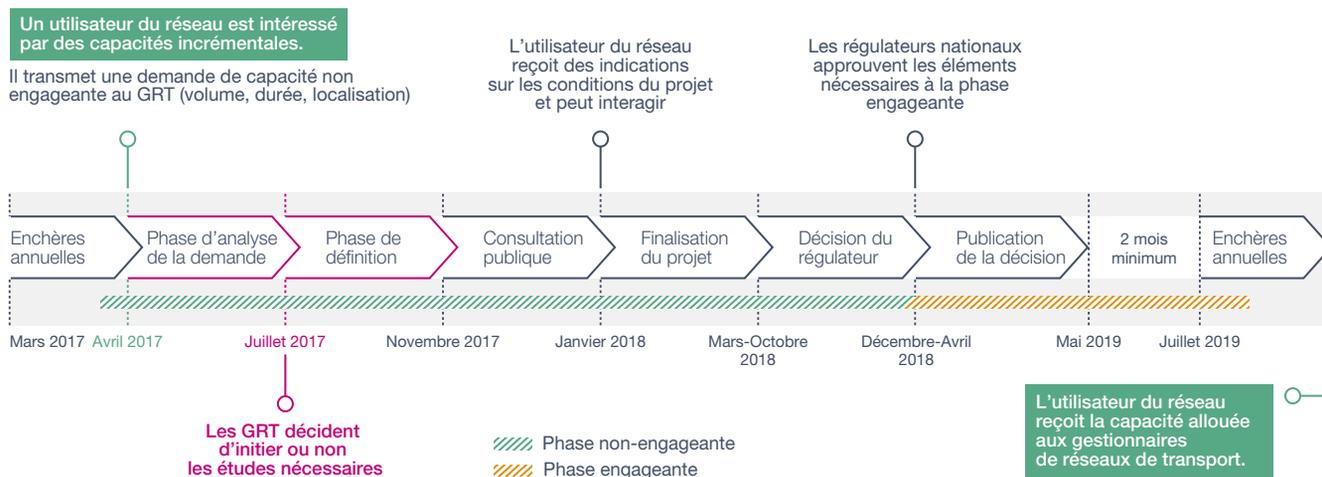
TAUX DE SOUSCRIPTION DES CAPACITÉS FERMES ANNUELLES AUX POINTS D'ENTRÉE DE GAZ GAZEUX



75 %

des capacités fermes
réservées à l'horizon
2019-2022

FONCTIONNEMENT DU PROCESSUS INCRÉMENTAL



Les souscriptions fermes aux points de sortie gaz gazeux

À Oltingue, la capacité à long terme est totalement sous-crite jusqu'en 2026.

À Virtualys dans le sens France vers Belgique, le taux de souscription global est de l'ordre de 80 % sur la période 2019-2022. Ce taux inclut la capacité dédiée à la prestation de transit du terminal DK LNG vers Fluxys.

Le processus incrémental

Conformément aux codes de réseaux Tarifs et CAM, le premier processus de capacités incrémentales a été mis en œuvre en 2017. D'avril à juin 2017, les utilisateurs du réseau de transport ont pu faire des demandes non engageantes de capacités supplémentaires sur les points CAM d'interconnexion réseau entre pays de l'Union Européenne (Taisnières H, Taisnières B, Obergailbach) auprès des gestionnaires de réseaux de transport.

GRTgaz et les gestionnaires de réseaux adjacents ont publié fin juillet 2017 le résultat de cette consultation avec un rapport d'évaluation de la demande pour chacun des points CAM (Demand Assessment Report). Ces rapports concluent que les capacités actuelles sont suffisantes pour répondre à la demande. La prochaine phase de consultation de ce processus aura lieu au 1^{er} semestre 2019. D'ici là, les utilisateurs du réseau peuvent librement faire part de leurs besoins de capacités supplémentaires aux gestionnaires de réseaux de transport.

Les consultations inter-opérateurs

En préparation du présent plan, GRTgaz a interrogé les opérateurs d'infrastructures gazières adjacentes concernant leurs projets de développement. La coordination des plans de développement est assurée par la réalisation tous les deux ans du TYNDP et des plans d'investissements gaz régionaux (GRIP), en parallèle des groupes de travail dédiés aux projets :

- GRTgaz se coordonne avec les gestionnaires de réseaux de gaz B, en particuliers GTS, Fluxys Belgium, GRDF et Storengy pour préparer et mettre en œuvre le plan de conversion au gaz H entre 2018 et 2029,
- Enagas, Teréga et GRTgaz étudient l'augmentation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, avec les projets STEP et Midcat,
- OGE, GRTgaz Deutschland et GRTgaz étudient la création de capacités depuis la France vers l'Allemagne,
- Elengy a confirmé envisager l'extension des terminaux de Montoir et de Fos Cavaou et annoncé un projet de maintien du terminal méthanier de Fos Tonkin,
- Storengy confirme le démarrage de la mise en service de capacités de Hauterives jusqu'en 2019,
- Géométhane a annoncé la suspension du projet de développement du stockage de Manosque.

Les projets identifiés dans ce plan reflètent le résultat de cette consultation.

2

BIOMETHANE



Perspectives : les évolutions du contexte légal et énergétique

Urgence climatique et environnementale soulignée entre autres par le dernier rapport du GIEC paru en 2018⁽⁹⁾ se reflète dans les objectifs de politique climatique européens et nationaux, qui visent à réduire massivement les émissions d'ici 2050, en cohérence avec l'Accord de Paris qui vise à « intensifier la réponse planétaire à la menace du changement climatique en maintenant l'augmentation de la température mondiale bien en dessous de 2 °C, et de mener des efforts encore plus poussés pour limiter cette hausse à 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels ». ⁽¹⁰⁾ Ainsi, l'Union Européenne vise des réductions d'émissions de 80 à 95 % en 2050 par rapport à 1990. Aux niveaux nationaux, la plupart des pays ont annoncé des objectifs, à l'instar de la France, qui visent « zéro émissions nettes » en 2050 avec sa Stratégie Nationale Bas Carbone. Ces annonces ne sont pas toutes encore confirmées par des lois ou des engagements, mais elles dessinent un chemin vers une Europe résolument moins émettrice de CO₂ à long terme, consommant moins d'énergie, et se reposant largement sur les énergies renouvelables.

La consommation de gaz fossile est donc amenée à décroître à long terme. En revanche, les gaz renouvelables font partie de ce futur – ils sont inclus dans tous les scénarios de la Commission Européenne et dans la SNBC française – car ils permettent de répondre à certains usages difficilement satisfaits par les solutions électriques (comme la mobilité poids lourds longue distance) et de compenser le caractère intermittent des renouvelables électriques.

Outre le changement climatique, les pollutions locales – en particulier NOx et particules fines – sont une préoccupation croissante des Européens, comme le montre la multiplication des annonces d'interdictions futures de villes ou de quartiers aux véhicules polluants. Ce contexte peut également favoriser le recours au gaz, puisque les véhicules qui utilisent cette énergie sont classés parmi les moins émetteurs de polluants locaux (niveau « Crit'air 1 » en France).

Toutes ces évolutions dessinent un contexte qui poussera les infrastructures gazières à s'adapter, sans toutefois requérir d'investissements aussi importants que ceux consentis lors des époques d'augmentation rapide des consommations.

(9) <https://www.ipcc.ch/sr15/>

(10) <https://unfccc.int/fr/process-and-meetings/the-paris-agreement/l-accord-de-paris>

2.1	Lois et politiques énergétiques en France et en Europe	38
	En Europe : vers -80 à -95 % d'émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 d'ici 2050	38
	En Allemagne : l' <i>Energiewende</i> , des succès en volume mais des interrogations financières	39
	Au Royaume-Uni, l'inconnue du Brexit	40
	En Espagne, un plan Climat en préparation qui vise -90 % d'émissions en 2050	41
	En Italie, une stratégie volontariste mais qui ne semble pas sur la trajectoire du « facteur 4 »	42
	En France, une nouvelle PPE en élaboration – vers la neutralité carbone en 2050 ?	42
2.2	Le gaz et la mobilité	44
	Des enjeux de santé publique qui peuvent favoriser le recours au gaz, avec en perspective, une neutralité carbone grâce aux gaz renouvelables	44
	Le développement du GNV en phase avec la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie et au-delà des objectifs de la directive européenne « Alternative Fuel Infrastructures »	44
	Un écosystème favorable à une accélération du déploiement du GNV en France	45
2.3	Les gaz renouvelables	46
	Les différents gaz renouvelables et leurs filières : méthanisation, pyrogazéification, algues, <i>Power to Gas</i>	46
	Contexte réglementaire : un objectif dans la loi, GT méthanisation et droit à l'injection	46
	Le <i>Power to Gas</i> et le système électrique	47
	De l'hydrogène dans les réseaux ?	48
2.4	Vers la digitalisation des réseaux gaziers et des interactions encore plus poussées avec les réseaux électriques	49

2.1 LOIS ET POLITIQUES ÉNERGÉTIQUES EN FRANCE ET EN EUROPE

En Europe : vers -80 à -95 % d'émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 d'ici 2050

La 21^e Conférence des parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (COP21/ CMP11) en décembre 2015 a marqué un tournant pour l'élaboration de nouvelles politiques énergétiques, tant au niveau national qu'au niveau européen.

L'Accord de Paris adopté par 195 pays a réaffirmé la volonté de la communauté internationale de limiter le réchauffement climatique à moins de 2 °C d'ici 2100. Chaque État a également présenté une contribution nationale (INDC) détaillant les engagements pris au niveau national pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2025 ou 2030.

L'Union Européenne fait à cet égard figure de pionnier. Les politiques énergétiques de la Commission Européenne mettent l'accent sur un approvisionnement en gaz fiable, compétitif, et respectueux du climat. En 2007, l'UE s'est fixé d'ambitieux objectifs à 2020. À deux ans de cette échéance, ils sont en passe d'être atteints pour les indicateurs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (-20 % par rapport aux niveaux de 1990) et d'économies d'énergie (prévues à 18 ou 19 % en 2020, juste en deçà de l'objectif de 20 %). Ils accusent en revanche un retard concernant la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique (17 % en 2016 selon les derniers chiffres d'Eurostat⁽¹²⁾). À la suite de la COP 21, l'Union Européenne a par ailleurs réaffirmé sa stratégie à l'horizon 2030, ainsi que sa feuille de route 2050 qui vise une réduction de 80 à 95 % des émissions de gaz à effet de serre comparé aux niveaux de 1990. Dans ce cadre, la Commission Européenne a publié en novembre 2018 un projet de stratégie examinant 8 scénarios énergétiques européens, permettant tous des réductions d'émissions de 80 % à 95 % à horizon 2050 par rapport à 1990.

(11) https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_fr

(12) <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>

OBJECTIFS 2030

(cadre adopté par les dirigeants
et révisé en Juillet 2018⁽¹¹⁾)

- Réduction des émissions des gaz à effet de serre d'au moins 40 % (par rapport aux niveaux de 1990)
- Part des énergies renouvelables à au moins 32 %
- Amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 32,5 %

L'Union de l'énergie sert à doter l'UE des moyens de son ambition. Elle a été lancée en février 2015 avec pour objectif d'assurer la transition vers une économie à faibles émissions de carbone compétitive et sûre. Cette stratégie se décline en cinq piliers :

- Garantir la sécurité d'approvisionnement de l'UE : La diversification des approvisionnements en gaz naturel est une priorité. L'adoption du règlement 1938/2017 abrogeant le règlement 994/2010 sur la sécurité d'approvisionnement renforcera le principe de solidarité entre les pays pour une plus grande coopération régionale dans la gestion des risques de rupture d'approvisionnement.
- Finaliser le marché intérieur européen de l'énergie : La libre circulation de l'énergie dans l'Union Européenne repose sur l'intégration des réseaux, fondée sur le développement des interconnexions et l'harmonisation des offres et des modes opératoires. L'ENTSOG, sous l'égide de l'ACER et de la Commission Européenne, rédige des codes réseau concernant les mécanismes d'allocation de capacités (le CAM), la gestion de congestions (le CMP), l'équilibrage, l'interopérabilité et l'harmonisation des tarifs de transport. L'implémentation progressive de ces codes de réseau dans tous les États membres depuis

2013 va favoriser une utilisation efficace et transparente des infrastructures,

- Atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique : les objectifs environnementaux 2020, 2030 et 2050 de l'Union Européenne nécessitent d'importantes économies d'énergie. Une série de propositions législatives ont été proposées en novembre 2016 sous le nom d'une « énergie propre pour tous les européens », pour réviser trois directives, celle sur l'efficacité énergétique (2012/27. EU), les énergies renouvelables (2009/28/EC) et sur la performance énergétique des bâtiments (2010/31/EU),
- Réduire les émissions de gaz à effets de serre : la « décarbonisation » de l'économie est une des mesures phares soutenues par l'Union Européenne lors de la COP21, en adéquation avec l'objectif 2050 de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 %. L'un des principaux moyens d'action est l'ETS (Emission Trading System),
- Soutenir la recherche et l'innovation : La Commission Européenne soutient le développement de technologies de réductions d'émissions, notamment au moyen de financements proposées en partenariat avec le secteur privé.

Cette politique européenne est déclinée par chaque État membre de façon différenciée.

En Allemagne : l'Energiewende, des succès en volume mais des interrogations financières

En 2010, le pays a adopté l'*Energiewende*, stratégie énergétique et climatique de long terme, qui fixe des objectifs nationaux ambitieux⁽¹³⁾: arrêt définitif des centrales nucléaires allemandes d'ici la fin de l'année 2022, transformation du système énergétique pour que les énergies renouvelables représentent au moins 60 % de la consommation d'énergie finale et au minimum 80 % de la consommation d'électricité, amélioration de l'efficacité énergétique (-50 % de consommation d'énergie primaire et -25 % de consommation d'électricité, par rapport à 2008) et une réduction des émissions de GES de 80 à 95 % d'ici 2050.

Depuis l'adoption de ces objectifs, les ENR électriques ont fortement progressé : elles représentent aujourd'hui plus d'un quart de la production d'électricité nationale (26 % en 2017 contre 12 % en 2010⁽¹⁴⁾) et sont une des principales sources d'électricité du pays. Ce fort développement a requis un soutien financier public considérable, de plusieurs dizaines de milliards d'euros annuels – à la fois pour les capacités de production mais également pour les lignes de transport d'électricité. Ceci se ressent sur le prix de l'électricité, notamment celui payé par les particuliers : selon BDEW⁽¹⁵⁾, le prix TTC payé par un consommateur domestique pour une consommation annuelle de 3,5 MWh est passé de 236,90 €/MWh en 2010 à 299,40 €/MWh en 2018 – principalement sous l'effet de la contribution pour le soutien à la production renouvelable d'électricité (EEG Umlage) qui est passée de 20,50 €/MWh en 2010 à 67,90 €/MWh en 2018 (contribution distincte des coûts de réseaux, qui ont également augmenté) – le soutien à la production renouvelable explique ainsi 76 % de l'augmentation du prix TTC depuis 2010. Selon Eurostat⁽¹⁶⁾, à fin 2017, l'Allemagne est le pays d'Europe où le prix TTC de l'électricité vendue aux consommateurs particuliers est le plus élevé (et près de 70 % plus élevé qu'en France).

(13) https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/mission_oriented_r_and_i_policies_case_study_report_energiewende-de.pdf et https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Energiewende_in_a_nutshell/Agora_The_Energiewende_in_a_nutshell_WEB.pdf

(14) Chiffres Enerdata, comprenant l'hydroélectricité (part stable autour de 4 % depuis 2010)

(15) https://www.bdew.de/media/documents/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf cf. p. 7

(16) https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics

Si l'opinion publique reste massivement favorable à l'*Energiewende* en général, avec près de 88 % des personnes interrogées qui en ont une perception positive⁽¹⁷⁾, une majorité d'Allemands considère que les efforts ne sont pas partagés équitablement et la disposition à payer pour soutenir les ENR électriques est en diminution⁽¹⁸⁾.

Les variations annuelles de demande de gaz en Allemagne (comme plus largement en Europe) dépendent fortement des évolutions de l'usage de gaz pour la production d'électricité. Or l'*Energiewende* ne contient pas de mesures pour limiter spécifiquement l'usage du gaz pour la production d'électricité, tandis qu'elle programme la fin du nucléaire en 2022, l'arrêt des subventions au charbon en 2019, et l'objectif de diviser par 2 les émissions des centrales à charbon d'ici 2030. Toutes ces mesures pourraient renforcer le rôle des centrales à gaz dans la production électrique, et faire augmenter la demande pour cet usage, et potentiellement la demande totale de gaz dans le pays.

De fait, 2 des 4 scénarios publiés par l'ENTSOG anticipent une augmentation d'environ 60 TWh de la demande entre 2020 et 2025 ou 2030 (TYNDP 2018 en cours de publication⁽¹⁹⁾). Il s'agit d'une des raisons qui pourraient rendre pertinents de rendre bidirectionnels des flux de gaz de la France vers l'Allemagne, ce qui répondrait à la fois à une problématique de volumes et de diversification des approvisionnements (accès au GNL atlantique et méditerranéen) – malgré les obstacles techniques liés à l'odorisation (cf. partie 4.7). Toutefois, cette possibilité d'importation via la France n'est qu'une des options considérées par l'Allemagne qui a annoncé récemment son intention de se doter de terminaux méthaniers, et reste pour l'instant favorable au projet Nord Stream II.

(17) <https://www.iass-potsdam.de/en/news/social-sustainability-barometer-energiewende-shows-broad-support-along-doubts-about>

(18) <https://www.iaee.org/en/publications/newsletterdl.aspx?id=439>

(19) https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2018/ENTSOG_TYNDP_2018_Scenario_Report_Demand.xlsx

Au Royaume-Uni, l'inconnue du Brexit

La principale inconnue est bien entendu l'impact du retrait du Royaume-Uni de l'UE sur son secteur énergétique, qui n'est pas clair à ce stade.

Le pays s'est fixé des objectifs nationaux – en particulier, le Climate Change Act 2008 engage le gouvernement à atteindre un objectif juridiquement contraignant de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 80 % d'ici 2050, par rapport aux niveaux de 1990. Il ne semble pas qu'il soit envisagé à ce stade d'abandonner cet objectif, même si le contexte politique actuel interdit toute certitude.

En mai 2017, le Comité permanent des affaires, de l'énergie et de la stratégie industrielle de la Chambre des communes (House of Commons Business, Energy and Industrial Strategy Committee) a publié un rapport sur les répercussions du Brexit sur la politique en matière d'énergie et de changements climatiques. Le rapport contenait un certain nombre de recommandations, dont :

- maintenir l'accès au marché intérieur de l'énergie, sans droits de douane ni obstacles au commerce ; ceci devrait inclure une participation ininterrompue aux accords commerciaux établis par les codes de réseau européens afin d'assurer l'exploitation la plus efficace possible des interconnexions au Royaume-Uni,
- ne pas chercher à abandonner le système communautaire d'échange de quotas d'émission tant qu'il n'aura pas établi des approches alternatives claires et bien testées,
- éviter de perturber le secteur de l'énergie et le programme national de lutte contre les changements climatiques. Le Gouvernement devrait s'efforcer d'apporter clarté, stabilité et prévisibilité à la politique intérieure de soutien à l'investissement.

En 2013, le Royaume-Uni a engagé une réforme du marché de l'électricité (Electricity Market Reform, EMR), mise en œuvre dans le cadre de la loi sur l'énergie de 2013, qui comprend quatre éléments : un prix plancher du carbone, une norme de performance en matière d'émissions pour les centrales à combustible fossile, un marché de capacité, et des contrats à terme sur différence (CfD) pour la production à faibles émissions de carbone.

Ces réformes, en particulier le prix plancher du carbone, visent entre autres à renforcer la baisse des émissions de GES, jugée insuffisamment encouragée par le système de marché de quotas Européen (EU-ETS). Le prix plancher du carbone britannique a fait l'objet d'évaluations contrastées : d'un côté, il fournit de la visibilité aux investisseurs, mais de l'autre, il n'est pas évident que la mesure permette effectivement des réductions d'émissions si on analyse la situation au niveau européen (phénomène de fuite de carbone).

De plus, selon les derniers chiffres disponibles à la date de rédaction de ce rapport, du fait du haut niveau des prix du gaz sur le NBP (en septembre, le prix à terme couvrant l'hiver 2018 a atteint 81,75 pence/therm, soit 31,20 €/MWh⁽²⁰⁾, son plus haut niveau depuis 10 ans) et malgré le prix plancher du CO₂, la consommation de charbon pour la production d'électricité devrait repartir à la hausse en Grande Bretagne durant l'hiver 2018⁽²¹⁾ (bien que les centrales à charbon soient censées fermer d'ici 2025), tandis que la consommation de gaz dans les centrales serait en recul – certes, il s'agit d'une hausse modérée, qui ne compense pas la baisse importante observée les dernières années, mais il n'est pas impossible que cette tendance se poursuive, illustrant les fortes incertitudes sur les effets du prix plancher du carbone. Pour autant, à horizon 2025-2030, les derniers scénarios de l'ENTSOG (TYNDP 2018) anticipent une relative stabilité de la demande totale de gaz au Royaume-Uni à court terme (et une légère baisse à long terme) et sont relativement peu contrastés : à 2030, le scénario le plus bas (705 TWh) n'est inférieur que de 7 % au scénario le plus haut (758 TWh).

Dans ce contexte, l'évolution des flux entre la Grande Bretagne et le continent est particulièrement complexe à anticiper.

En Espagne, un plan Climat en préparation qui vise -90 % d'émissions en 2050

Après avoir fixé d'ambitieux objectifs de développement des énergies renouvelables, l'Espagne en a arrêté brutalement le soutien public en 2013, du fait de l'apparition d'un déficit (charges non couvertes par les tarifs d'électricité) estimé à 25,5 milliards d'euros en 2012.

Le 13 novembre 2018, le Gouvernement espagnol a publié un projet de loi (qui doit encore être approuvé par le Congrès) et annoncé la présentation prochaine d'un projet de Plan National Intégré de l'Énergie et du Climat (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), qui sera présenté à la Commission Européenne. Le projet de loi comprend entre autres des objectifs de réduction des émissions de 20 % d'ici 2030 et de 90 % d'ici 2050, avec un recours fortement accru aux ENR (avec 70 % de la production d'électricité d'ici 2030 et 100 % en 2050).

Le projet ne contient pas d'objectif chiffré de baisse de consommation d'énergie, mais prévoit que tous les nouveaux bâtiments aient les meilleures performances énergétiques d'ici 2025. Le projet ne contient pas non plus d'objectif de baisse du recours aux combustibles fossiles, mais il prévoit l'arrêt des subventions ou incitations financières à leur consommation, l'interdiction de la fracturation hydraulique, et l'arrêt de la vente des véhicules thermiques d'ici 2040.

À ce stade, le plan ne semble pas viser spécifiquement la consommation de gaz, qui pourrait ainsi continuer d'augmenter dans les années à venir. De fait, la quasi-totalité des scénarios de l'ENTSOG (TYNDP 2018) envisage une augmentation de la demande de gaz en Espagne de 2020 à 2025, 2030 ou 2040 (avec jusqu'à 74 TWh additionnels entre 2020 et 2030 (+23 %) dans le scénario le plus haut). Si ces scénarios se concrétisent, le grand nombre de terminaux méthaniers installés sur la péninsule devrait permettre d'augmenter les importations, mais il se peut également que ces évolutions aient un impact sur les échanges de gaz et les interconnexions gazières avec la France.

On peut également noter qu'en décembre 2018, à quelques jours de l'annonce de la présentation du plan énergie climat national, le Secrétaire d'État à l'Énergie, José Domínguez, a affirmé que le gaz renouvelable était appelé à jouer un rôle « essentiel » pour atteindre les objectifs de lutte contre le changement climatique⁽²²⁾.

(20) Avec 0,0293 MWh/th et 0,0112 €/pence

(21) <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/091118-uk-expected-to-use-coal-for-power-in-winter>

(22) <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-secretario-estado-energia-cree-gas-renovable-esencial-combatir-cambio-climatico-20181204123804.html>

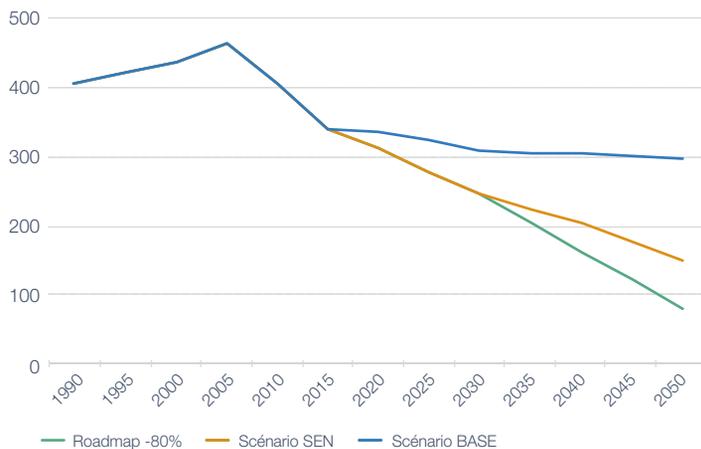
En Italie, une stratégie volontariste mais qui ne semble pas sur la trajectoire du « facteur 4 »

Le pays a adopté en 2017 sa Stratégie Nationale de l'Énergie (*Strategia Energetica Nazionale*)⁽²³⁾. Elle ne définit des objectifs qu'à horizon 2030. Elle affirme qu'elle est cohérente avec le cadre européen et son objectif de -80 % d'émissions en 2050 – cependant, selon sa propre estimation, les émissions du secteur énergétique italien ne devraient baisser que 63 % (par rapport à 1990) d'ici 2050 (cf. graphique ci-dessous).

Elle vise les objectifs généraux suivants :

- 28 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale d'ici 2030 [dont 55 % en électricité (contre 33,5 % en 2015), 30 % dans les usages thermiques, (contre 19,2 % en 2015), et 21 % dans les transports (contre 6,4 % en 2015)],
- amélioration de l'efficacité énergétique, avec 30 % d'économies d'énergie en 2030 par rapport à un scénario tendanciel,
- fermeture des centrales électriques à charbon d'ici 2025,
- amélioration de la compétitivité économique et de la sécurité d'approvisionnement.

ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE CO₂
DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE ITALIEN (MTCO₂)



Source : Ministero dello Sviluppo Economico

La stratégie vise également l'alignement des prix de l'électricité et du gaz italiens sur les prix européens (dans le cas du gaz, « prix des plates-formes nord-européennes les plus liquides et les plus compétitives »).

Elle inclut aussi des objectifs d'amélioration du fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz (harmonisation avec les règles européennes régissant le marché unique de l'électricité, réforme du marché des services système, faciliter la participation de la production distribuée, nommer certains opérateurs *market makers* sur la bourse du gaz naturel pour améliorer la liquidité...). Pour le marché du gaz, les projets d'importation depuis le corridor sud-est de l'Europe pourraient contribuer à développer un « hub Méditerranée » en Italie.

Enfin, la Stratégie mentionne l'adoption de mesures pour assurer la compétitivité des industries fortement consommatrices d'électricité et de gaz au sein de l'Europe.

Il ne semble pas que cette stratégie vise spécifiquement à réduire la demande de gaz en Italie, qui pourrait au contraire profiter de la fermeture prévue des centrales à charbon. De fait, tous les scénarios de l'ENTSOG (TYNDP 2018) envisagent une augmentation de la demande de gaz en Italie de 2020 à 2025 ou 2030 (avec jusqu'à 195 TWh additionnels entre 2020 et 2030 (+29 %) dans le scénario le plus haut).

En France, une nouvelle PPE en élaboration - vers la neutralité carbone en 2050 ?

En France le cadre de la transition énergétique est défini par la loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), adoptée en 2015. La France s'est ainsi fixée pour objectif une division par 4 de ses émissions nationales de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050. Cet objectif est fréquemment désigné sous le terme de « Facteur 4 ».

Cette loi s'appuie principalement sur deux outils législatifs :

- la stratégie nationale bas-carbone décrivant les processus et outils à mettre en œuvre,
- la programmation pluriannuelle pour l'énergie définissant des cibles intermédiaires.

(23) http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/testo_della_StrategiaEnergeticaNazionale_2017.pdf
http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/brochure_eng_sen.pdf

Elle définit des cibles engageantes à atteindre d'ici 2030, notamment :

- réduire de 30 % la consommation primaire d'énergie fossile en 2030 par rapport à 2012,
- atteindre 23 % d'ENR dans la consommation finale d'énergie en 2020 et 32 % en 2030, dont : 40 % de l'électricité, 38 % de chaleur consommée, 15 % des carburants, 10 % du gaz consommé,
- réduire à 50 % la part de la production d'électricité d'origine nucléaire en 2025. Le gouvernement a clairement annoncé en 2018 que cet objectif serait reporté à une date ultérieure, et précisé dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie,
- plafonner la puissance nucléaire installée à 63,2 GWe.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) remplace les programmes existants spécifiques aux différentes énergies afin d'assurer une plus grande cohérence. Elle couvre l'ensemble des maillons (production, consommation, réseaux) et des dimensions (sécurité d'approvisionnement, réduction des émissions, compétitivité). Les premières programmations ont couvert les périodes 2016-2018 et 2019-2023 tout en fixant des cibles engageantes pour 2023 (en comparaison à 2012) :

- une baisse de la consommation finale d'énergie de 12,3 % via des gains d'efficacité énergétique,
- une accélération de la baisse de consommation d'énergies fossiles modulée en fonction de leur facteur d'émission : -16 % pour le gaz, -23 % pour le pétrole, et -37 % pour le charbon,
- la poursuite du développement des énergies renouvelables devant représenter 24,9 % du mix énergétique primaire,
- une production annuelle de biogaz atteignant 8 TWh, dont la majeure partie devrait être injectée dans les réseaux,
- 2 TWh de biométhane sont orientés vers les véhicules GNV (20 % de la consommation GNV).

En ce qui concerne le gaz naturel, la PPE à horizon 2023 se concentrait sur la sécurité d'approvisionnement avec une possible révision des critères existants après 2018, la définition d'une stratégie pour le stockage souterrain et le développement de mécanismes d'effacement de la demande à hauteur de 200 GWh/j. Le texte confirme l'interdiction de la fracturation hydraulique et demande aux

fournisseurs de gaz la transparence sur l'origine de leurs approvisionnements.

La prochaine PPE qui donnera des objectifs pour la période 2019-2028 est actuellement en préparation, avec notamment un débat public qui a eu lieu au premier semestre 2018. À la date de rédaction de ces lignes, nous ne disposons pas d'un document officiel complet, mais le ministère de la transition écologique et solidaire (MTES) a présenté le 27 novembre 2018 un dossier de presse décrivant les points clefs de cette nouvelle PPE ainsi que la nouvelle Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) à horizon 2050.

Concernant les gaz renouvelables, le document confirme un objectif de « 10 % de la consommation » de gaz à 2030 et « 24 à 32 TWh de biogaz produit en 2028 ».

Concernant les gaz renouvelables, le document confirme un objectif de « 10 % de la consommation » de gaz à 2030 et « 24 à 32 TWh de biogaz produit en 2028 ».

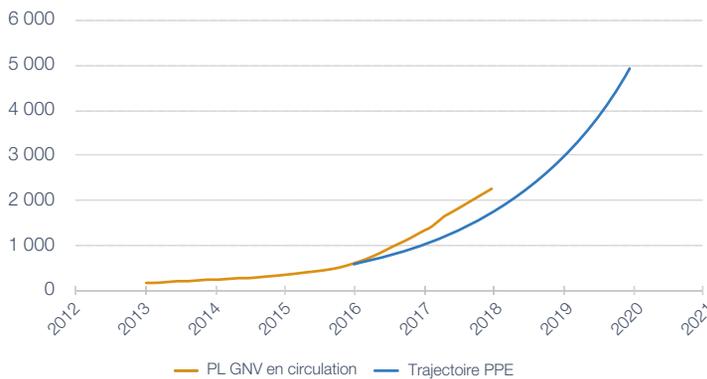
Concernant la consommation de gaz fossile, le document fixe un objectif de -6 % en 2023 (par rapport à 2012), soit un objectif moins bas que précédemment puisque la PPE 2016 visait -16 % à 2023. L'objectif de consommation de gaz fossile pour 2028 est de 349 TWh PCI, soit une baisse de 19 % par rapport à 2012.

Parallèlement, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a préparé en 2018 la SNBC qui succédera à celle approuvée par le décret n°2015-1491 du 18 novembre 2015, ainsi qu'un scénario énergétique correspondant.

Cette nouvelle SNBC et son scénario visent un nouvel objectif de réduction des émissions, plus ambitieux que celui de la LTECV : l'atteinte de la neutralité carbone à 2050, c'est-à-dire « zéro émissions nettes » à horizon 2050, en tenant compte des puits de carbone des terres. Dans une telle perspective, en 2050, la quasi-totalité du gaz consommé en France serait renouvelable en 2050.

2.2 LE GAZ ET LA MOBILITÉ

POIDS LOURDS GNV IMMATRICULÉS EN FRANCE



Source : « Vers un marché GNV et bioGNV du véhicule lourd » - AFGNV - novembre 2017

Des enjeux de santé publique qui peuvent favoriser le recours au gaz, avec en perspective, une neutralité carbone grâce aux gaz renouvelables

L'amélioration de la qualité de l'air est devenue un enjeu majeur de santé publique - les particules fines sont responsables de 48 000 décès annuellement en France, selon l'Agence santé publique France. Ainsi, les collectivités annoncent mettre en place ou souhaitent mettre en place des accès de plus en plus restreints aux véhicules polluants dans des zones identifiées comme sensibles. Par exemple, la Mairie de Paris a annoncé la fin d'accès des véhicules diesel dès 2025. À ce jour, 25 villes étudient ce scénario.

Dans ce contexte, la demande pour des véhicules à gaz (GNV) pourrait être amenée à se développer, puisque les véhicules GNV sont classés Crit'Air 1 et ne sont donc pas concernés par ces interdictions à venir. En effet, Les véhicules GNV émettent des quantités de polluants très inférieures aux seuils de la norme Euro 6, en particulier concernant les émissions d'oxydes d'azote et les émissions de particules. En outre, la simplicité du système de dépollution garantit un maintien des performances environnementales sur toute la durée de vie des véhicules.

Les véhicules GNV en remplacement du diesel permettent une réduction des GES de 10 à 25 %. En outre, à terme, le passage aux gaz renouvelables (cf. partie suivante) pourra permettre de rendre les véhicules à gaz neutre en carbone, sans aucun changement des systèmes (véhicules et motorisations, stations d'avitaillement). De fait, le GNV est aujourd'hui le débouché privilégié des gaz renouvelables.

Le développement du GNV en phase avec la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie et au-delà des objectifs de la directive européenne « Alternative Fuel Infrastructures »

Actuellement, le marché du GNV en France est tiré par le véhicule lourd ($\geq 3,5$ t) et le transport public. Le développement observé est conforme à la trajectoire prévue par la PPE. L'évolution du nombre de points d'avitaillement est quant à lui supérieur aux engagements pris par la France en réponse à la directive AFI. Ainsi, à fin 2018 la France disposera de près de 100 points d'avitaillement GNC pour un objectif de 80 à 2020 et de 35 points d'avitaillement GNL pour un objectif de 25 en 2025.

Un écosystème favorable à une accélération du déploiement du GNV en France

GRTgaz note une accélération du développement du GNV et le maintien ou la mise en place récente de facteurs incitatifs favorables :

- une fiscalité avantageuse dans la durée : le GNV bénéficie d'une taxe à la fois faible et stable jusqu'en 2022 selon la loi de finance actuellement en vigueur (le projet de loi pour 2019 ne contient pas, à date de rédaction, de remise en cause de ces dispositions). Les véhicules GNV ($\geq 3,5$ t) ouvrent droit à un suramortissement, qui atténue le surcoût à l'achat du véhicule,
- un accompagnement des territoires pour un maillage cohérent des stations : En janvier 2018, l'appel à projets ADEME a récompensé 8 lauréats, qui déploieront 100 stations GNV pour alimenter 2 100 camions. En complément, l'ADEME a lancé en avril 2018 un nouvel appel à projets GNV pour compléter le maillage dans les zones à plus faible trafic routier. Le projet de Loi d'Orientation des Mobilités (LOM), qui a été présenté au Conseil

des Ministres du 26 novembre 2018 par M^{me} Elisabeth Borne, ministre des transports, contient des mesures favorables au GNV. Ainsi, l'article 25 « autorise le Gouvernement à prendre par ordonnance toute disposition nécessaire pour mettre en place un dispositif de soutien des installations de production de biogaz non injecté dans les réseaux de gaz naturel. Dans les zones éloignées du réseau gazier, l'utilisation du biogaz peut en effet jouer un rôle important dans la transition énergétique des transports. Il permet également le raccordement de stations « gaz naturel pour véhicules » (GNV) aux réseaux de transport de gaz naturel ⁽²⁴⁾. »

Sur la base d'hypothèses de progression de parts de marché partagées avec ses adhérents, notamment les organisations professionnelles de transport et les constructeurs, l'AFGNV a établi des projections à 2030 dont les jalons 2023 et 2028 pour le parc véhicules (cf. tableau ci-contre).

(24) https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.11.26_projet_loi_orientation.pdf

PART DE MARCHÉ DU GNV PAR TYPE DE VÉHICULE

	2023		2028	
	Nb de véhicules	% parc	Nb de véhicules	% parc
Poids lourds	57 000	10 %	145 000	26 %
Autocars	3 000	3 %	12 000	13 %
Autobus	6 000	20 %	10 000	33 %
VUL	65 000	1 %	185 000	3 %
VP	5 000	-	80 000	-

Source : « Vers un marché GNV et bioGNV du véhicule lourd » - AFGNV - novembre 2017



2.3

LES GAZ RENOUVELABLES

Les différents gaz renouvelables et leurs filières : méthanisation, pyrogazéification, algues, Power to Gas

Il existe plusieurs types de gaz renouvelables, issus de différents procédés de production :

- **Méthanisation** : voie biologique qui se base sur l'utilisation de micro-organismes pour décomposer de la matière organique et produire du biogaz principalement composé de méthane et de dioxyde de carbone. Ce biogaz peut ensuite être épuré et le biométhane ainsi obtenu peut être injecté dans les réseaux de gaz (majoritairement sur les réseaux de distribution du fait des puissances en jeu mais aussi sur le réseau de transport). Aujourd'hui, les producteurs de biométhane peuvent bénéficier d'un tarif d'achat réglementé et garanti sur 15 ans s'ils l'injectent dans les réseaux.
- **Pyrogazéification** : voie thermochimique permettant de produire des combustibles solides, liquides ou gazeux à partir de matière organique. Selon les conditions de pression et de température, le procédé peut être orienté vers la production de gaz de synthèse appelé syngas et composé principalement de méthane, d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone. Il est possible de compléter le procédé afin d'obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel.
- **Power to Gas** : procédé de conversion d'électricité en gaz de synthèse. L'électricité doit être d'origine renouvelable pour considérer le gaz produit comme énergie renouvelable. La première étape est constituée par un électrolyseur produisant de l'hydrogène. Une deuxième étape peut être ajoutée pour convertir l'hydrogène en méthane par l'intermédiaire d'une réaction de méthanation. Cette dernière réaction nécessite une source de CO₂.
- **La gazéification hydrothermale** : procédé de conversion thermochimique en eau supercritique permettant la production d'un gaz renouvelable composé d'un fort taux de méthane, de dioxyde de carbone et d'hydrogène à partir de biomasses liquides organiques ayant un taux de matières sèches inférieur égal à 25 % (effluents industriels, effluents agricoles, effluents agroalimentaires, boues de STEP, digestats, algues). Outre un taux de conversion très élevé (> 90 %) du carbone organique, la technologie se distingue par la récupération de tous les

sels minéraux et de l'azote contenus dans la biomasse intrante à un haut degré de pureté (> 80 %).

Ces différents gaz ont en commun d'avoir un contenu CO₂ d'origine fossile très faible voire nul, et en tout cas bien plus faible que le gaz naturel auquel ils peuvent se substituer en tant qu'énergie.

Ces différentes filières ne sont pas à ce jour au même niveau de maturité. Ainsi, le développement des gaz renouvelables s'appuiera essentiellement sur la filière biométhane à court terme.

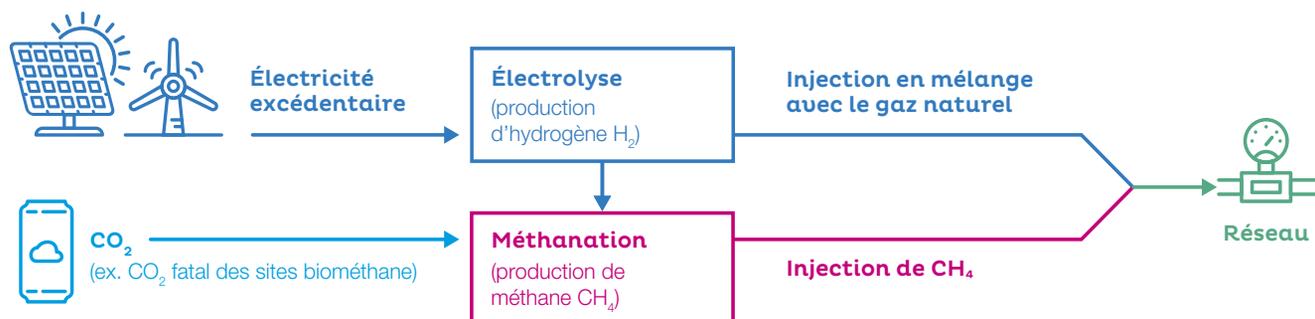
Contexte réglementaire : un objectif dans la loi, GT méthanisation et droit à l'injection

La LTECV fixe pour objectif de porter la part d'énergie renouvelable à 10 % de la consommation de gaz en France en 2030. Cet objectif a été confirmé dans les documents publiés en novembre sur la PPE à horizon 2028.

Cet objectif s'inscrit dans la valorisation d'un large potentiel de production de gaz renouvelable en France mis en exergue dans l'étude « un Mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? », réalisée conjointement par l'ADEME, GRDF et GRTgaz et parue début 2018. Cette étude estime en effet que le potentiel de production de gaz renouvelable en France en 2050 est de l'ordre de grandeur de la consommation actuelle de gaz et donc supérieur à la consommation attendue en 2030 ou 2050. Du reste, la SNBC vise une consommation de gaz (uniquement renouvelable) de 200 à 300 TWh en 2050 – cette filière nécessitera donc un développement important.

Par ailleurs, début 2018, un Groupe de Travail Méthanisation a été organisé par Sébastien Lecornu, Secrétaire d'État auprès du ministre de la Transition écologique et solidaire. Les conclusions rendues fin mars contiennent 15 propositions qui ont vocation à accélérer l'installation d'unités de méthanisation. Selon Nicolas Hulot, qui était alors ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire, il s'agit de « changer d'échelle pour atteindre nos objectifs en matière de développement des énergies renouvelables et atteindre la neutralité carbone en 2050, comme le prévoit le Plan climat. » Le Secrétaire d'État a souligné que « la méthanisation est une technologie aux bénéfices multiples, tant en termes environnementaux qu'en termes de création

PRINCIPE DU POWER TO GAS (P2G)



d'emplois. À l'occasion de la révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui (...) doit aboutir fin 2018, le Gouvernement fixera de nouveaux objectifs de production de biogaz à court et long terme. Pour être à la hauteur de nos ambitions, nous déployons dès à présent un plan d'action opérationnel pour faciliter le développement de la filière, en particulier dans le milieu agricole. »

Les 15 conclusions ont fait l'objet d'un consensus entre les principaux acteurs de la méthanisation et s'articulent autour de trois axes prioritaires :

- donner aux agriculteurs les moyens de compléter leurs revenus,
- professionnaliser la filière méthanisation,
- accélérer les projets de méthanisation.

Le secteur attend maintenant la traduction concrète de ces propositions dans les textes d'application.

Un premier pas a été fait avec l'adoption début octobre d'un « droit à l'injection » dans le cadre du vote de la loi Egalim, qui crée l'article 453-9 du code de l'énergie ainsi formulé : *«Lorsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements définies par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Ce décret précise la partie du coût des renforcements des réseaux à la charge du ou des gestionnaires des réseaux et celle restant à la charge du ou des producteurs ainsi que la répartition de cette dernière entre les différents producteurs concernés.»*

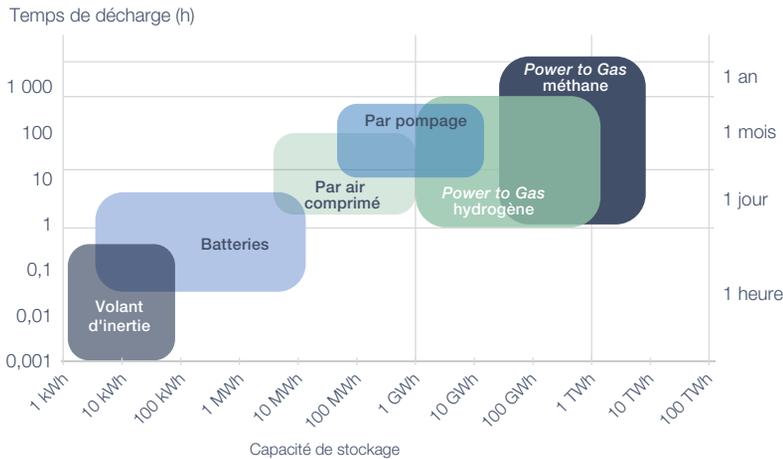
Le Power to Gas et le système électrique

La filière **Power to Gas** permet le stockage des quantités d'électricité d'origine renouvelable (éolien et photovoltaïque) lorsqu'elles sont produites en excès par rapport à la demande.

Il s'agit de convertir l'électricité en hydrogène par l'électrolyse de l'eau. L'hydrogène est ensuite injecté dans les réseaux en petite quantité ou converti en méthane de synthèse par association avec du CO₂ (valorisation après capture d'émissions de CO₂ issues de processus industriels, agricoles ou de la production d'électricité). Le méthane de synthèse produit est par nature un gaz renouvelable. Il est injecté dans les réseaux de gaz.

Dans un monde où les ENR électriques intermittentes – éolien, photovoltaïque – sont appelées à prendre une part importante dans le mix énergétique, il est fort probable que la gestion de l'équilibre offre demande de l'électricité se complexifie.

En particulier, se pose la question du stockage inter-saisonnier de l'électricité car l'ensoleillement et donc la production photovoltaïque sont typiquement 3 fois plus importants en été qu'en hiver, tandis que la demande d'électricité est typiquement 50 % plus élevée en hiver qu'en été du fait des besoins de chauffage. Dans l'état des connaissances actuelles, il n'est pas envisagé que ce type de situation puisse être géré par les batteries, qui sont généralement utilisées pour transférer des volumes limités d'énergie sur quelques heures. De même, le stockage d'énergie par air comprimé et le stockage d'énergie hydroélectrique par pompage fournissent des capacités de stockage trop limitées (en France, le parc hydraulique ne peut stocker que quelques jours de consommation), et sont généralement utilisés sur des horizons plus courts.

CAPACITÉS ET HORIZONS TYPIQUES DE STOCKAGE
D'ÉLECTRICITÉ POUR DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES²⁵

énergétiques. Des chantiers mobilisant la filière hydrogène en France ont été lancés pendant l'été 2018 afin de marquer la place de la France dans le déploiement de ces solutions décarbonées.

Le développement de l'hydrogène en France et en Europe et l'interconnexion des réseaux nécessitent une analyse de l'acceptabilité de l'hydrogène et des mélanges de gaz sur le réseau français, pour être en mesure d'accueillir et d'acheminer tous les gaz renouvelables produits en France ou sur les réseaux adjacents. Les opérateurs doivent identifier et évaluer les évolutions potentiellement nécessaires de leur outil industriel et l'impact sur les infrastructures gazières adjacentes.

En ce sens, le MTES a confié aux opérateurs la mission de définir dans quelles conditions les mélanges d'hydrogène et de biométhane peuvent être accueillis dans les infrastructures françaises.

L'engagement des opérateurs d'infrastructures gazières s'exprime d'ores et déjà par plusieurs pilotes ou projets (*cf. aussi partie 4.7*) dont notamment :

- Le projet Jupiter1000, initié par GRTgaz et auquel participe Teréga, explore les aspects de couplage des énergies renouvelables intermittentes et des réseaux gaz ;
- Le projet européen FenHyx de GRTgaz vise à mettre en place pour les infrastructures, mais aussi pour la filière dans son ensemble, une plateforme permettant de tester ces mélanges entre hydrogène et (bio)méthane, afin d'anticiper les adaptations techniques et les conditions d'exploitation dans l'écosystème gazier ;
- GRHYD, projet auquel est associé GRDF, vise à tester en grandeur réelle un réseau de distribution d'un mélange de l'hydrogène et de méthane ;
- Enfin Méthycentre permet à Storengy d'explorer les apports du stockage souterrain à l'économie de l'hydrogène.

Le *Power to Gas* est actuellement la seule technologie considérée capable de stocker et transférer des volumes de l'ordre du TWh d'énergie sur plusieurs mois – en profitant des infrastructures de stockage de gaz actuelles, qui permettent dès aujourd'hui de stocker l'équivalent de plusieurs mois de consommation.

De l'hydrogène dans les réseaux ?

De nombreux scénarios d'évolution du mix énergétique à long terme en France ou en Europe réservent une place non négligeable au vecteur énergétique hydrogène. En Europe, l'Allemagne est en position de leader avec une politique active de soutien à la filière hydrogène pour le transport et l'énergie.

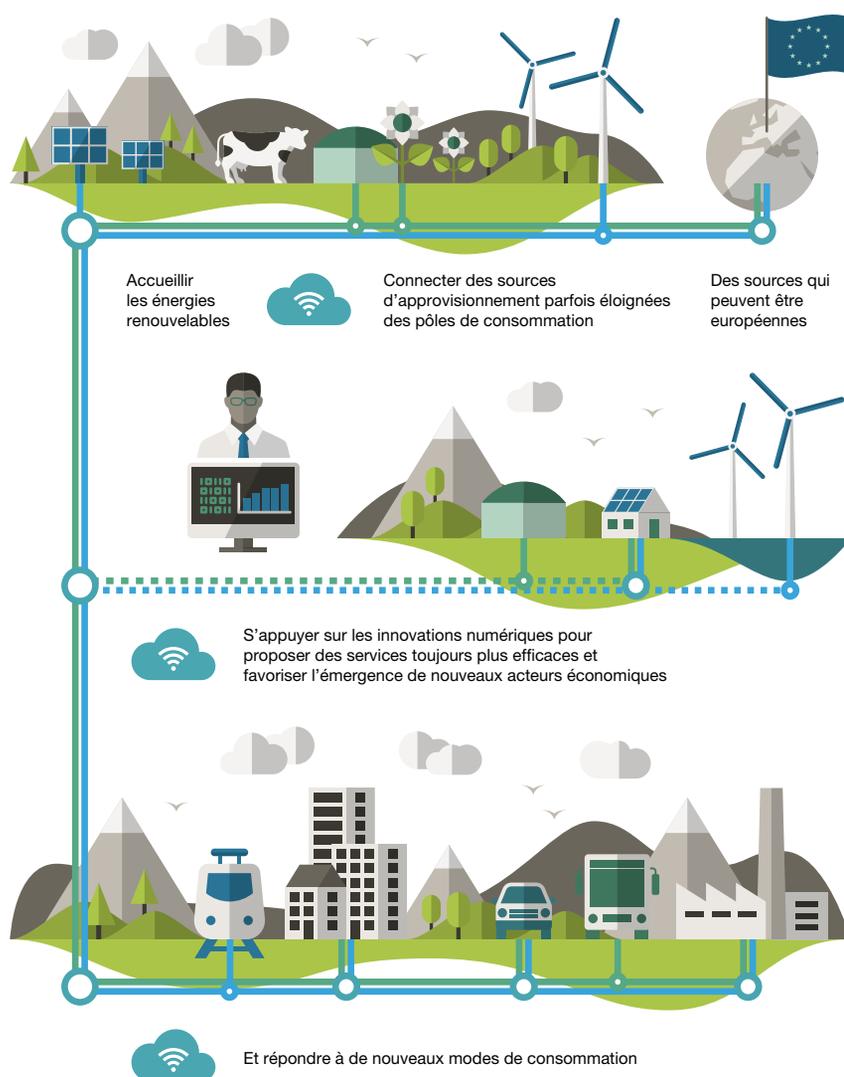
En France, l'AFHYPAC a proposé, dans son étude "développons l'hydrogène pour l'économie française" en mai 2018, un scénario de long terme avec une pénétration massive de l'hydrogène dans le mix français à horizon 2050 envisageant environ 220 TWh d'utilisation.

Ces scénarios font apparaître un paysage où les gaz renouvelables ou décarbonés (biométhanes, hydrogène) concourent à la décarbonation pérenne des usages gaz, dans des proportions variables selon les sous-jacents économiques.

Le MTES a d'ailleurs reconnu l'importance que pourrait jouer l'hydrogène en lançant en juin 2018 un plan hydrogène ambitieux en 3 axes : amorçage dans l'industrie, valorisation sur la mobilité, couplage des réseaux

(25) Source : Commission Européenne https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf

2.4 VERS LA DIGITALISATION DES RÉSEAUX GAZIERS ET DES INTERACTIONS ENCORE PLUS POUSSÉES AVEC LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES



Dans un monde de l'énergie en profonde mutation, le gaz - naturel aujourd'hui, et de plus en plus vert demain - a vocation à devenir un des piliers d'un système énergétique profondément rénové, alliant baisse des émissions de CO₂ et de particules, sécurité énergétique et compétitivité. Les infrastructures gazières offrent un réseau sûr et flexible, aux larges capacités de stockages, pour acheminer de

grandes quantités d'énergie, se substituant aux énergies plus polluantes et mieux intégrer les énergies renouvelables intermittentes. Le développement de l'économie circulaire entraîne des changements dans l'utilisation des réseaux, pour maximiser et faire circuler le gaz renouvelable produit localement, coupler les réseaux d'énergie, ou partager les données en temps réel avec ses utilisateurs.

La transition énergétique amène à repenser le pilotage des réseaux, designer de nouvelles installations, développer les collaborations entre les producteurs, les consommateurs et les gestionnaires de réseau.

Le Smart Grid (ou réseau intelligent) peut être considéré à ce titre comme le mariage du numérique et des infrastructures énergétiques, et plus globalement comme **la rencontre entre les transitions numérique et énergétique**.

GRTgaz a ainsi lancé en 2016 un programme Smart Grid, articulé autour de 4 axes :

- maximiser l'insertion des énergies renouvelables en France au meilleur coût,
- coupler les différents réseaux entre eux,
- améliorer l'efficacité des réseaux gaz,
- offrir des informations permettant à nos parties prenantes d'agir plus efficacement.

Ces axes ont été présentés à la CRE au sein d'une feuille de route et sont intégrés dans le projet d'entreprise de GRTgaz (GRTgaz 2020).

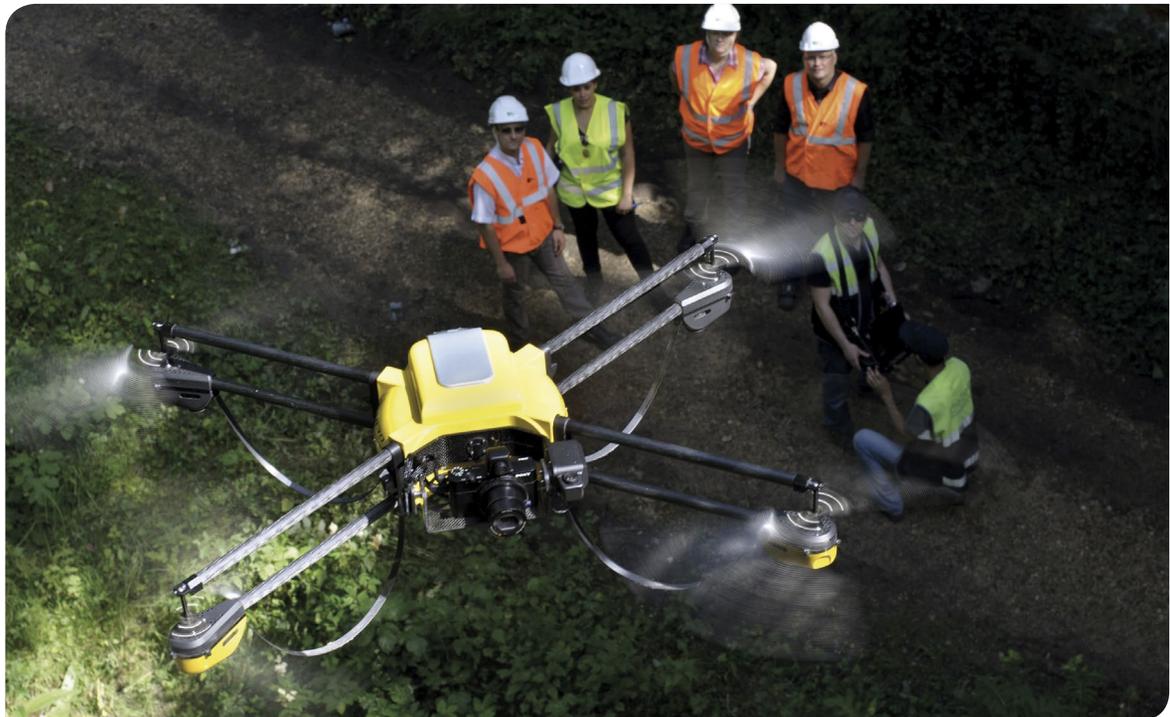
Les réseaux actuels de gaz et d'électricité sont le résultat de politiques énergétiques nationales, établies dans un cadre de plus en plus européen. Ces politiques ont abouti à un partage de la demande d'énergie entre différents vecteurs selon une logique tirée essentiellement par

les moyens de production disponible. Dans ce cadre les centrales électriques alimentées au gaz naturel sont à ce jour les principaux outils de couplage des réseaux de gaz et d'électricité.

Pour autant d'autres couplages existent telles les stations de compression électrique nécessaires au mouvement du gaz sur le réseau de transport et les cogénérations. Ces dernières introduisent également le couplage avec le vecteur chaleur.

Aujourd'hui la transition énergétique bouleverse le schéma d'infrastructures énergétiques tirées par des sites centralisés d'import et/ou de production. Afin d'être efficace et acceptable en termes de coût pour la société, cette transition doit tirer profit des avantages de chaque vecteur énergétique, territoire et infrastructure existante. Ceci passe par le développement de synergies entre énergies à tous les niveaux :

- dans la définition des politiques énergétiques afin d'utiliser dans chaque secteur de demande le vecteur le plus efficace et de tirer profit de la flexibilité du système gaz du pas de temps horaire à saisonnier,
- dans le développement de technologies hybrides chez les consommateurs (ex. pompe-à-chaleur électrique couplée à une chaudière gaz à condensation) et sur les réseaux (ex. *Power to Gas*),



- dans la manière de développer et opérer les infrastructures.

Dans cette optique RTE et GRTgaz ont signé en décembre 2016 un partenariat visant à identifier, analyser et valoriser les couplages entre le gaz et l'électricité. Ces travaux s'organisent selon quatre axes :

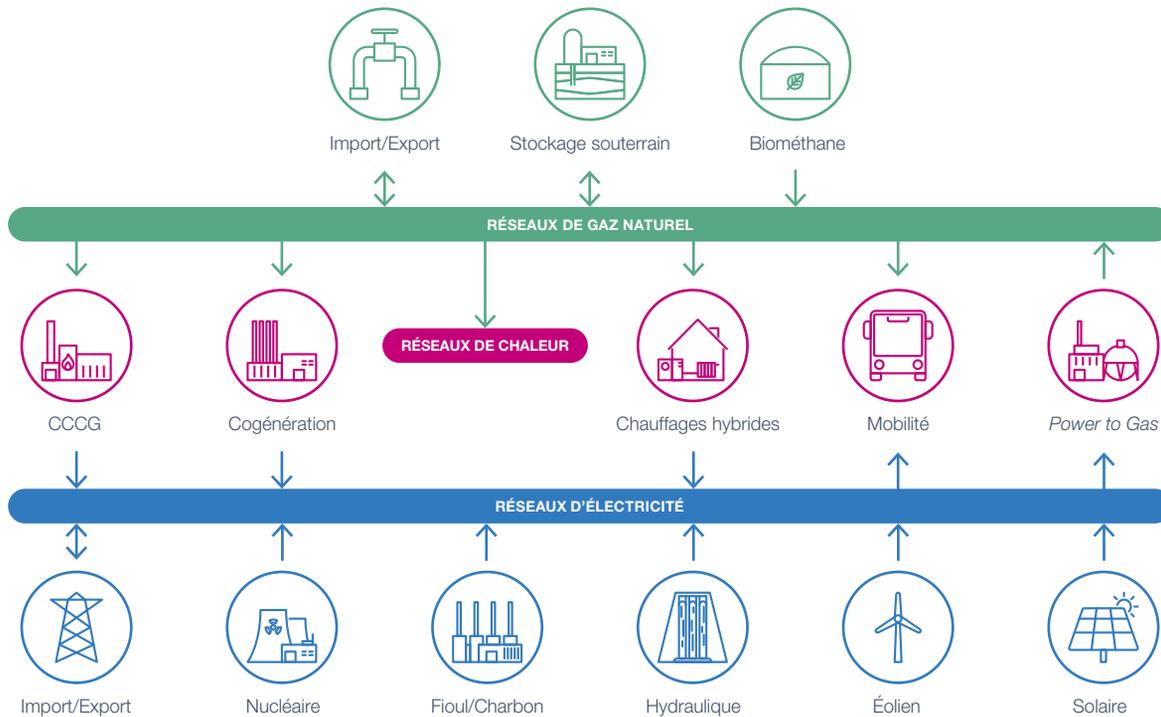
- une base de connaissance afin de profiter des études réalisées dans différents pays sur des technologies en forte évolution,
- le développement d'outils servant à quantifier l'impact de technologies ou de choix énergétiques, notamment dans le secteur de la mobilité, selon différents critères économiques, environnementaux et de sécurité,
- La réalisation d'études multi-énergies afin de tester la résilience et pertinence économique de scénarios prospectifs, l'impact d'événements climatiques ou de

développements territoriaux sur les systèmes électriques et gaziers...

- l'expérimentation telle Jupiter 1000, projet dans lequel GRTgaz, RTE et d'autres partenaires développent les connaissances techniques et économiques du *Power to Gas* afin de contribuer au développement de cette technologie pour renforcer la connexion entre les réseaux de transport de gaz et d'électricité.

Au-delà de la convergence entre les énergies, le partenariat couvre le rôle des réseaux de transport comme passerelle entre les territoires moteurs de leur politique énergétique au sein du marché européen de l'énergie. L'objectif est d'offrir aux décideurs des éléments et des outils leur permettant d'intégrer les bénéfices du transport en matière d'optimisation et de résilience du mix énergétique.

INTERACTIONS ACTUELLES ET FUTURES ENTRE LES RÉSEAUX



3



Bilan prévisionnel pluriannuel

Le Code de l'énergie (article 141-10) prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport établissent tous les deux ans un bilan prévisionnel pluriannuel, prenant en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution, de stockage, de regazéification, de production renouvelable et des échanges avec les réseaux gaziers étrangers.

Ce chapitre présente les prévisions de consommation et de production de gaz renouvelables selon les 4 scénarios établis par GRTgaz, Teréga, GRDF et le SPEGGN, dans le cadre de l'élaboration des « Perspectives gaz⁽²⁶⁾ », les prévisions de demande journalière à la pointe 2 %, les prévisions de demande, de productions et de besoins d'importation pour l'Europe, ainsi que les principaux projets d'importation et d'interconnexion pouvant influencer les flux d'importations de gaz vers la France.

En bilan, le système gazier français actuel bénéficie d'un niveau de flexibilité et de résilience qui permet d'assurer la continuité d'approvisionnement de la France, y compris à la pointe de froid, dans les contraintes définies au niveau européen par le règlement 994/2010 relatif à la sécurité d'approvisionnement, ainsi qu'aux obligations de service public définies par la législation française et ce jusqu'en 2035.

Cette analyse s'appuie sur les différents tests et analyses complémentaires menées par GRTgaz, Teréga et l'ENTSOG à différentes mailles géographiques et temporelles :

- à court terme, GRTgaz analyse chaque année à l'entrée de l'hiver la couverture de la demande de pointe et plus largement du bilan, en fonction du remplissage des stockages, de la rigueur de l'hiver et des dernières tendances en termes d'imports. L'ENTSOG mène une analyse similaire au niveau européen au travers du Winter Supply Outlook,
- à plus long terme et à une maille européenne, l'ENTSOG analyse tous les 2 ans dans le TYNDP l'adéquation entre l'évolution potentielle des approvisionnements, de la demande et des infrastructures européennes (cf. partie 2).

(26) Présentation en concertation en juillet et en novembre 2018.

3.1	Évolution de la demande de gaz en France prise en compte par GRTgaz	54
	Les scénarios	54
	Évolutions de la demande de gaz	55
	Évolutions de la demande de gaz à la pointe	58
	Les scénarios d'évolution de la demande en France dans les plans européens (TYNDP)	59
3.2	Les prévisions d'évolution de la production et de l'importation de gaz	61
	Évolution de la production de gaz	61
	Les scénarios d'évolution de la production dans les plans européens	63
	Évolution des besoins d'importation de gaz pour l'Europe	64
3.3	L'évolution des infrastructures gazières en Europe	65
	Les grands projets d'importation	65
	Les mécanismes de soutien européen aux infrastructures	66
	Le plan décennal de développement du réseau gazier européen (TYNDP)	68
3.4	Bilan offre demande pour la France	72
	Besoins d'importation	72
	Capacités disponibles	73
	Sécurité d'approvisionnement	73

3.1

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE DE GAZ EN FRANCE PRISE EN COMPTE PAR GRTgaz

Les scénarios

Les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz établissent une prévision pluriannuelle de la consommation de gaz et de la production de gaz renouvelable en France. Cet exercice de référence appelé « Perspective gaz naturel et renouvelable » donne un éclairage sur la consommation de gaz et la production de gaz renouvelable en France à l'horizon 2035.

Dans le cadre des prévisions présentées en concertation en 2018, l'ensemble des hypothèses ont été réévaluées à partir des données disponibles de la dernière année de consommation et de production, et les hypothèses des scénarios ont été revues par rapport aux éditions précédentes.

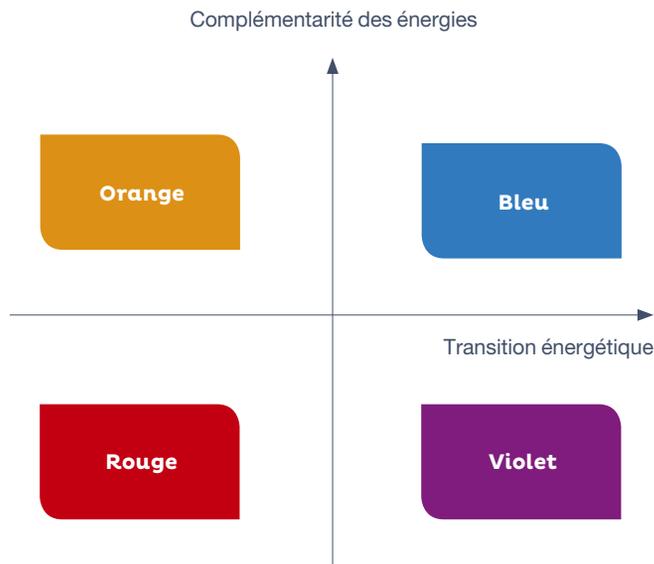
Dans un contexte où les systèmes énergétiques sont en pleine mutation et où la neutralité carbone est posée en cible, les années 2018-2019 revêtent un caractère singulier, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie qui s'appliquera de 2019 à 2028 devant être adoptée en cohérence avec la Stratégie Nationale bas carbone (SNBC) actualisée à l'aune d'un objectif de neutralité carbone à horizon 2050.

Pour cet exercice, les gestionnaires de réseau de gaz ont choisi de présenter quatre scénarios, réalistes et contrastés, représentant des futurs envisageables à court et moyen terme. Ces scénarios traduisent différentes évolutions de la demande de gaz et de la production de gaz renouvelable à l'horizon 2035, dans un contexte de transition énergétique et d'une complémentarité des énergies.

Il s'agit de prévisions contrastées sur des situations possibles à l'horizon 2035. Il n'y a donc pas un scénario central mais des états du monde où d'une part, la transition est plus ou moins forte et d'autre part, où la complémentarité des réseaux est plus ou moins bien exploitée.

- Le scénario **Bleu** représente un scénario dans lequel la transition progresse, grâce au développement volontariste des rénovations et des filières d'énergies renouvelables et de complémentarité des énergies,
- dans le scénario **Orange**, le rythme de la transition énergétique est limité par les moyens mobilisés pour sa concrétisation,
- dans le scénario **Rouge**, le rythme de la transition énergétique est freiné par des conditions économiques atones,
- dans le scénario **Violet**, le rythme de la transition énergétique est poussé mais en s'appuyant sur une seule énergie, l'électricité.

Chaque scénario est construit à partir d'hypothèses sur des indicateurs clé, tels que l'efficacité et la sobriété, l'évolution de la part du gaz dans le mix énergétique, la diffusion des véhicules au gaz et le développement du gaz vert. Les principales hypothèses et les messages clés de chaque scénario sont indiqués sur le tableau ci-contre.



Scénarios	Orange	Rouge	Bleu	Violet
	<p>La mise en œuvre de la transition énergétique est peu dynamique : les actions s'appuient sur la complémentarité et l'optimisation des infrastructures énergétiques existantes.</p>	<p>Une transition énergétique où les ENR et les nouvelles solutions technologiques ne se développent pas assez vite. Prolongation des tendances actuelles sans rupture technologique. Les transferts d'usages privilégient des solutions décarbonées existantes, sans optimiser les infrastructures énergétiques existantes.</p>	<p>Une transition énergétique soutenue s'appuyant sur un mix énergétique équilibré, complémentaire et de plus en plus vert, en maximisant la complémentarité des énergies.</p>	<p>Une transition énergétique qui privilégie l'électricité, sans optimiser l'utilisation de l'ensemble des infrastructures existantes.</p>
Efficacité énergétique et sobriété	↗ Hausse modérée	↗ Hausse modérée	↗↗ Forte hausse	↗↗ Forte hausse
Évolution des usages gaz dans les bâtiments	↗ Hausse modérée	↘ En légère baisse	→ Stable	↘↘ En forte baisse
Évolution des usages gaz dans l'industrie	↗ Hausse modérée	→ Stable	↗ Hausse modérée	↘ En baisse
Mobilité Gaz	↗↗↗ Très forte hausse	↗↗ Forte hausse	↗↗ Forte hausse	↗ Hausse modérée
Production Gaz vert	↗↗ Forte hausse	↗ Hausse modérée	↗↗↗ Très forte hausse	↗↗ Forte hausse

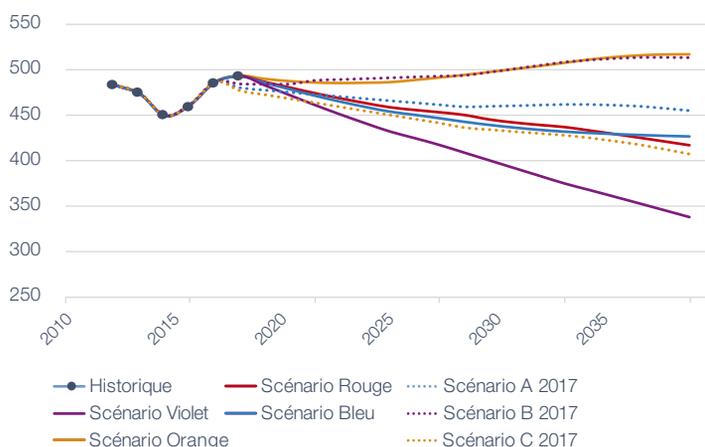
Évolutions de la demande de gaz

Les trajectoires résultantes de demande de gaz d'ici 2035 sont représentées dans le graphique ci-après, ainsi que les trajectoires des scénarios établies en 2017.

À l'horizon 2035, la demande de gaz pourrait varier entre 388 et 516 TWh selon les scénarios. Dans le scénario le plus bas (Violet) la consommation de gaz baisse de -31 % entre 2017 et 2035.

Ces prévisions sont beaucoup plus contrastées par rapport à l'année dernière, les scénarios les plus hauts restants stables, et le scénario le plus bas étant en baisse par rapport aux scénarios envisagés l'année dernière.

DEMANDE TOTALE DE GAZ, AVEC PRODUCTION ÉLECTRIQUE (TWh PCS)



Secteur Résidentiel et tertiaire :

La baisse de la consommation est marquée dans les secteurs résidentiel (elle est comprise entre -25 % - scénario Bleu - et -46 % - scénario Violet - d'ici 2035) et tertiaire (entre -16 % et -41 %), grâce principalement aux efforts d'efficacité énergétique.

Secteur de l'Industrie

La consommation de gaz de l'industrie est en comparaison plus stable, sauf dans le scénario Violet, l'efficacité énergétique étant en partie compensée par des possibilités de substitution limitées.

Secteur de la production électrique

Les trajectoires de gaz pour la production électrique correspondent à celles des scénarios Volt (scénarios **Bleu** et **Violet**) et Ampère (scénario **Rouge**) du BP '17 de RTE, en considérant en complément un scénario où la production électrique serait stable au niveau de 2017 (scénario **Orange**).

Secteur de la mobilité

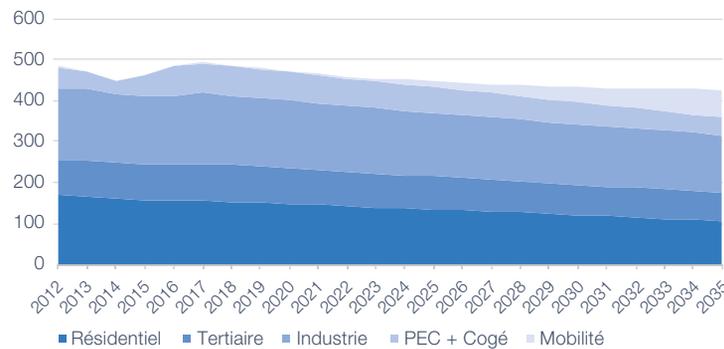
La mobilité au gaz est en croissance plus ou moins forte en fonction des scénarios (entre 90 TWh et 37 TWh en 2035).

Les contributions de chaque secteur à la consommation totale de gaz par scénario sont représentées page suivante.

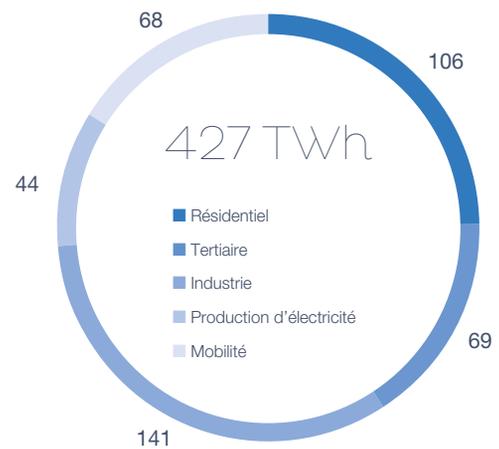
ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS DE GAZ PAR SECTEUR ET PAR SCÉNARIO

Scénarios

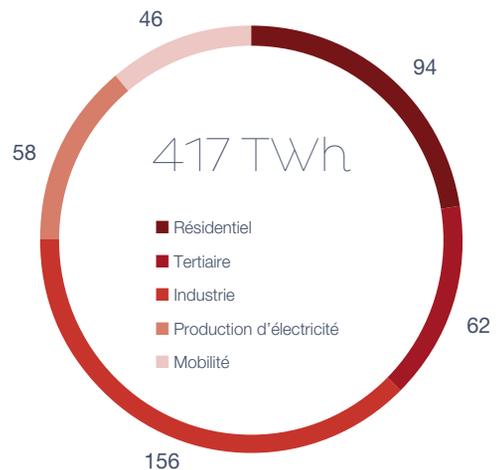
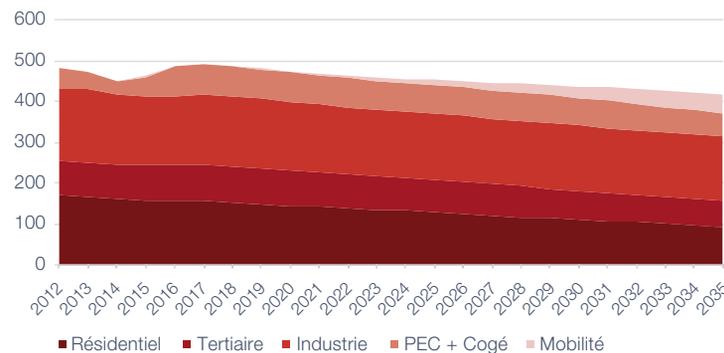
Scénario bleu (FRANCE 2018)



Répartition par secteur en 2035



Scénario rouge (FRANCE 2018)

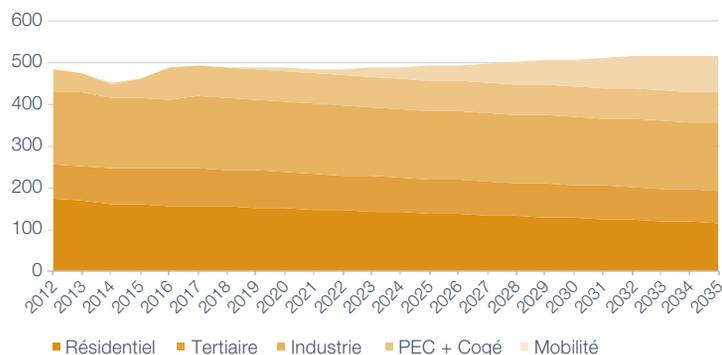


DÉTAILS DES SCÉNARIOS DE DEMANDE DE GAZ TOTALE AU PÉRIMÈTRE FRANCE

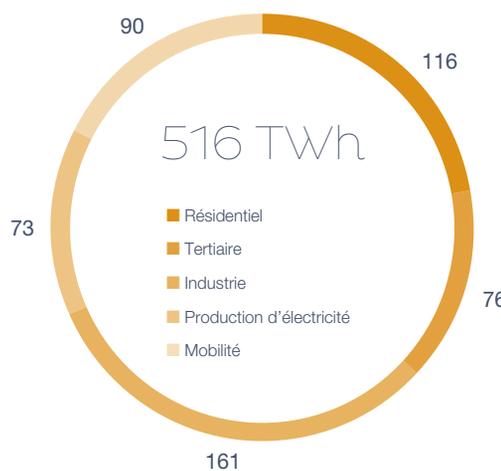
France (TWh/an)	2017	2018	2023	2025	2028	2030	2035	TCAM (2018 /2028)	TCAM (2018 /2035)
Scénario Orange	494	489	486	491	501	508	516	0,2 %	0,3 %
Scénario Rouge	494	487	459	454	442	437	417	-1,0 %	-0,9 %
Scénario Bleu	494	486	454	447	437	432	427	-1,1 %	-0,8 %
Scénario Violet	494	483	432	417	392	375	338	-2,1 %	-2,1 %

Scénarios

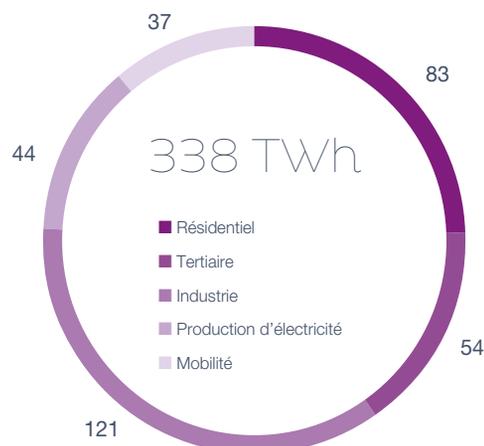
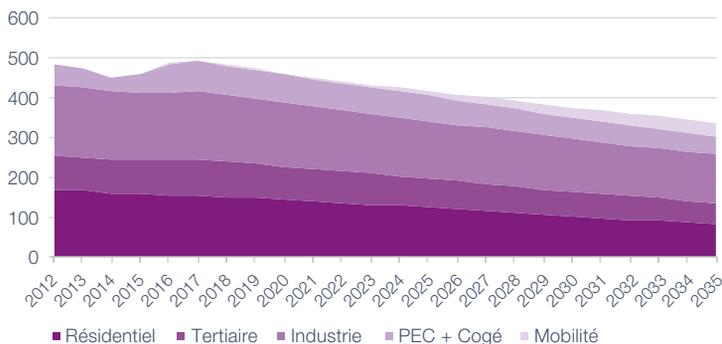
Scénario orange (FRANCE 2018)



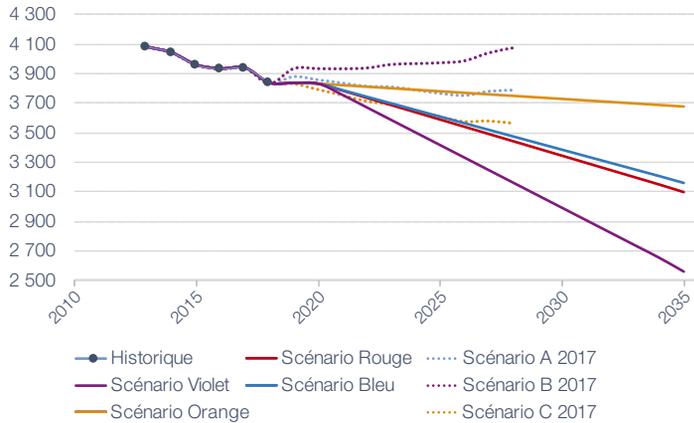
Répartition par secteur en 2035



Scénario violet (FRANCE 2018)



CONSUMMATION JOURNALIÈRE À LA POINTE AU PÉRIMÈTRE GRTgaz (EN GWh)



Évolutions de la demande de gaz à la pointe

Responsable d'infrastructures stratégiques pour la sécurité d'approvisionnement en énergie, GRTgaz doit pouvoir faire face à l'augmentation des volumes de gaz transportés lors d'un hiver froid ou de températures très basses durant trois jours tels que cela peut se produire statistiquement tous les 50 ans⁽²⁷⁾. GRTgaz doit dimensionner son réseau, et notamment son réseau régional, pour que ses capacités d'acheminement et de sortie soient disponibles et suffisantes pour satisfaire à ces obligations.

Conformément à la réglementation, les gestionnaires des réseaux de transport établissent chaque année, pour l'hiver suivant, la consommation en pointe de froid, dite « pointe au risque 2 % ». Celle-ci correspond au niveau de consommation qui aurait lieu dans des conditions climatiques extrêmes, où la température journalière moyenne extérieure est inférieure ou égale à la température la plus basse ayant une probabilité d'occurrence de 2 %.

La consommation journalière appelée lors de ces pointes de froid, la « pointe au risque 2 % » ou P2, est évaluée pour l'année écoulée en extrapolant les consommations hivernales à la température extrême selon une méthode dite « de l'analyse de l'hiver⁽²⁸⁾ ».

L'évolution de la demande à la pointe à partir de la pointe 2017/2018 est établie en fonction des scénarios d'évolution de la demande, en prenant en compte les facteurs pouvant entraîner une divergence entre demande à la pointe et la demande annuelle. C'est le cas du secteur résidentiel/tertiaire, où l'on constate une dégradation du rendement des pompes à chaleur au gaz en condition de températures très froides ou de la production d'électricité à partir de gaz.

DÉTAILS DE L'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE À LA POINTE 2 % AU PÉRIMÈTRE GRTgaz POUR LE SCÉNARIO BLEU

Scénario Bleu		TCAM	2017/18	2018/19	2020/21	2025/26	2027/28
GWh/j		27/28-17/18					
Total P2 hors autoconso.		-1,0 %	3 839	3 838	3 789	3 566	3 477
Distributions publiques P2 totale		-1,2 %	2 830	2 829	2 786	2 588	2 509
Clients directs	P2 totale	-0,4 %	1 009	1 009	1 003	978	968
	dont interruptible		42	42	42	42	42
Auto consommation P2 totale			17	17	17	17	17

(27) Décret n° 2004-251 du 19 mars 2004 modifié relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz.

(28) La méthode de calcul de la pointe 2 % a été révisée à partir de l'analyse de l'hiver 17/18.

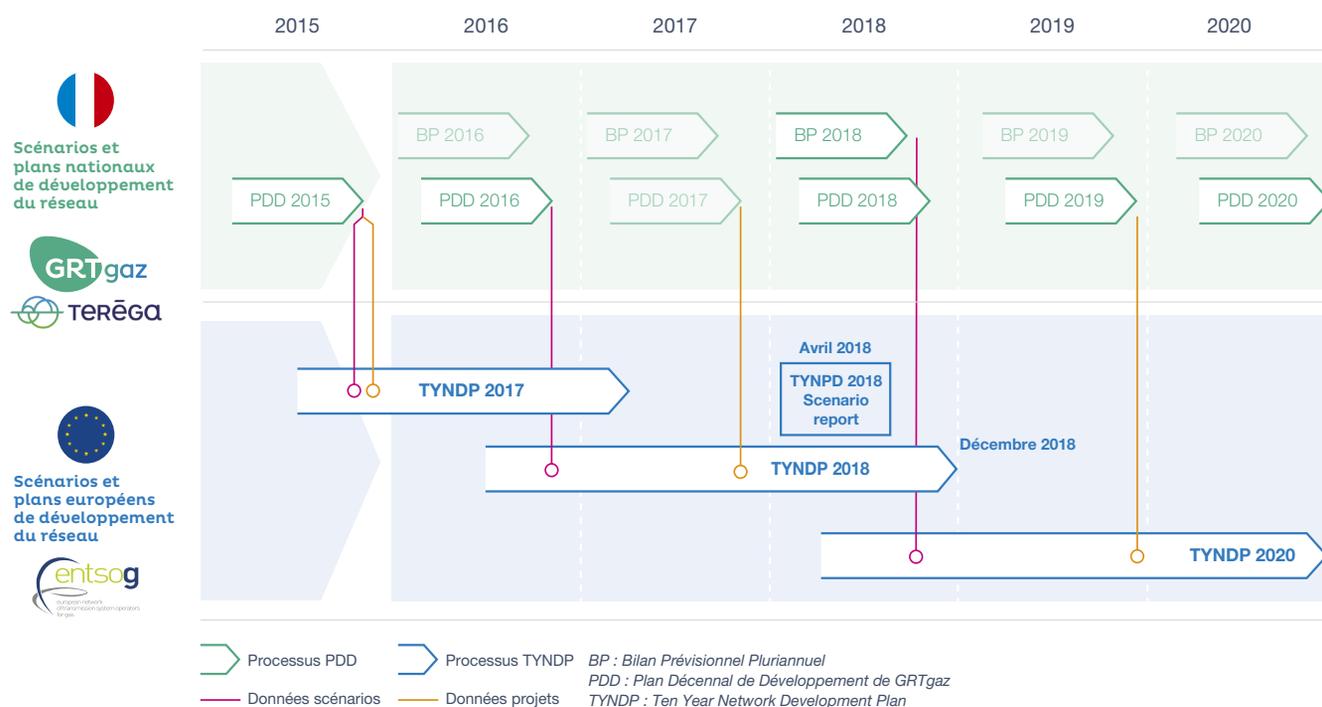
L'ÉVOLUTION PRÉVISIONNELLE DES BESOINS DE FOURNITURE DE GAZ À LA POINTE 2 % AU PÉRIMÈTRE GRTgaz POUR LE SCÉNARIO BLEU

Scénario Bleu	TCAM	2017/18	2018/19	2020/21	2025/26	2027/28
GWh/j	27/28-17/18					
P2 Ferme foisonnée	-1,0 %	3 626	3 625	3 578	3 366	3 280
P2 Ferme	-1,0 %	3 797	3 796	3 747	3 524	3 435

En application de l'article 2-III du décret du 16 juin 2014 relatif à la détermination des obligations de fourniture de gaz, l'estimation de la valeur de l'obligation de fourniture de gaz de l'ensemble des fournisseurs pour satisfaire les besoins journaliers à la pointe des consommateurs est calculée en appliquant un coefficient normatif de foisonnement (95,5 %) à la valeur estimée de la somme des consommations journalières à la pointe de chacun des clients visés par l'article 4 du décret du 19 mars 2004. Les autres scénarios sont détaillés en annexe.

Les scénarios d'évolution de la demande en France dans les plans européens (TYNDP)

Comme indiqué dans le chapitre « La Coordination des plans européens et nationaux de développement », les plans européens s'appuient sur les données de consommation, de production et les projets identifiés dans les plans nationaux de développement du réseau.



Le TYNDP 2018 s'appuie sur les scénarios de consommation élaborés en 2016 et publiés dans Perspectives et gaz renouvelables 2016 et dans le Plan décennal de développement du réseau 2016-2025.

Scénarios Européens
TYNDP 2018



Scénarios France
2016





**DISTRIBUTED
GENERATION**

En ligne avec les objectifs européens à 2030 et 2050 grâce au fort développement des énergies renouvelables décentralisées.

**Scénario A
central**



**SUSTAINABLE
TRANSITION**

En ligne avec les objectifs européens à 2030, mais en retard sur les objectifs à 2050. Dans un contexte de croissance économique modérée, la production d'électricité à partir de gaz se développe.

**Scénario B
haut**



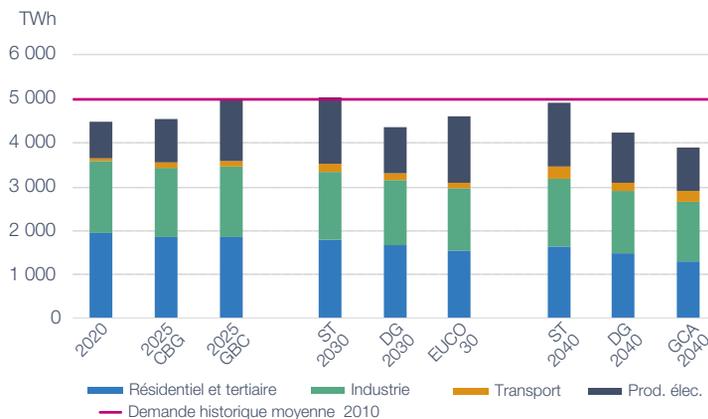
**GLOBAL
CLIMATE
ACTION**

En ligne avec les objectifs européens à 2030 et 2050 grâce à une réduction des énergies fossiles.

**Scénario C
bas**

Le TYNDP2018 considère ces 3 scénarios, Distributed Generation, Sustainable Transition et Global Climate Action pour les horizons 2030 et 2040. Dans tous les scénarios, la demande totale de gaz est soit en baisse, soit stable par rapport aux niveaux historiques constatés sur la période 2010-2016.

DEMANDE DE GAZ EUROPÉENNE PAR SCÉNARIO (TYNDP 2018)



Le TYNDP 2020 s'appuiera sur les scénarios présentés dans cette présente édition et issus de l'exercice de prévisions de consommation de gaz naturel et de production de gaz renouvelable mené par les gestionnaires de réseaux de gaz en 2018.

Les scénarios du TYNDP 2020 ont été élaborés conjointement par l'ENTSOE et l'ENTSOE à l'issue d'un processus de concertation avec les parties prenantes.

Ils seront constitués pour partie de scénarios construits en « Bottom Up » à partir des scénarios nationaux (National Trends), avec des variantes hautes et basses, ainsi que de scénarios construits au niveau européen en « Top-Down ».

GRTgaz et Teréga, en coordination avec RTE, ont retenu pour le scénario européen « Best Estimate » et « National Trend » le scénario Bleu. La variante basse sera constituée à partir du scénario Violet, et la variante haute à partir du scénario Orange. Les perspectives à 2050 du TYNDP 2020 seront constituées pour la France à partir de la Stratégie Nationale Bas Carbone.

3.2 LES PRÉVISIONS D'ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION ET DE L'IMPORTATION DE GAZ

Évolution de la production de gaz

Baisse de la production de gaz naturel

La production de gaz naturel est en baisse en Europe, malgré quelques découvertes de nouveaux gisements, notamment au large de Chypre et de l'Égypte. Les gisements historiques situés au Royaume-Uni et aux Pays-Bas ont atteint leurs pics de production et des réductions de capacités sont annoncées. Alors que la production conventionnelle propre de l'Union Européenne couvrirait un quart des besoins en 2016, avec 134 Gm³, elle ne devrait représenter que 10 % à 12 % de l'approvisionnement européen d'ici 2040. D'après les hypothèses du TYNDP2018, la production conventionnelle sera réduite de moitié, et passera de 108 Gm³ en 2018 à 42 Gm³ en 2040. Les prévisions de l'AIE sont légèrement plus élevées avec 76 Gm³ en 2040.

Fin des approvisionnements en gaz B

La fin de l'exploitation du gisement de Groningue, le plus grand gisement d'Europe occidentale, a été annoncée par les autorités néerlandaises. Suite à des tremblements de terre constatés dans la région, les baisses de production de gaz à bas pouvoir calorifique ont été accélérées. Les Pays-Bas ont ainsi fortement réduit leur production de gaz B : de 54 Gm³ en 2013, elle est ainsi passée à 21,6 Gm³ en 2018. Il est actuellement prévu d'atteindre un niveau de 12 Gm³ en 2022 et d'arrêter totalement la production d'ici 2030, tout en maintenant un niveau suffisant pour l'approvisionnement de l'ensemble des consommateurs de gaz B en Europe. Ces derniers seront progressivement alimentés en gaz H à haut pouvoir calorifique. Pour l'année 2019, un niveau de production de 19,4 Gm³ a été soumis à consultation publique en août 2018.

La fin programmée de la production de gaz B à Groningue nécessite de modifier les réseaux existants afin de permettre l'acheminement du gaz H en remplacement du gaz B vers les consommateurs concernés, en complément des vérifications et interventions à réaliser sur leurs installations. Ce projet de changement de gaz est en cours en France et est décrit dans le chapitre 4.9.



Hausse de l'injection de gaz renouvelable

En France il est observé depuis 2017 une accélération de la dynamique de déploiement de la production et de l'injection de gaz renouvelable, qui peut être constatée au vu des projets ayant réservé des capacités d'injection. Ainsi l'objectif de production et d'injection dans les réseaux de 8 TWh de biométhane en 2023 inscrit dans la PPE semble tout à fait atteignable.

Ainsi, pour l'injection de gaz renouvelable à l'horizon 2023, deux trajectoires de développement sont considérées dans ce Bilan Prévisionnel, avec une injection comprise entre 8 et 10 TWh en 2023. À cet horizon et compte tenu des niveaux actuels de maturité des filières, seul du biométhane produit à partir de la méthanisation est considéré.

À moyen terme, il existe certaines incertitudes quant aux trajectoires de développement des gaz renouvelables, en particuliers, pour les filières de pyrogazéification et de *Power to Gas* qui devraient commencer à émerger et injecter du gaz renouvelable entre 2025 et 2030.

Malgré ces incertitudes, au vu de la dynamique actuelle et des conclusions du GT méthanisation, il est réaliste de considérer que l'objectif actuel de la LTECV sera atteint, à savoir que 10 % de la consommation finale de gaz en 2030 sera renouvelable. Compte tenu du potentiel et des ambitions affichées par la filière il est également retenu des hypothèses de production et d'injection plus élevées.

Les hypothèses par scénarios retenues dans les travaux de prévisions des opérateurs de réseaux gaziers sont les suivantes :

Les hypothèses par scénarios sont les suivantes :

Scénario Orange

Dans ce scénario où la transition énergétique s'appuie sur les technologies matures et les réseaux existants, la production de gaz renouvelable s'appuie sur la filière de méthanisation, permettant l'injection de plus de 63 TWh en 2030 et 105 TWh en 2035.

Scénario Rouge

Dans ce scénario, la filière de biométhane se développe sans parvenir à véritablement accélérer à partir de 2025. Cela conduit à la production et à l'injection de 31 TWh à l'horizon, et plus de 67 TWh en 2035.

Scénario Bleu

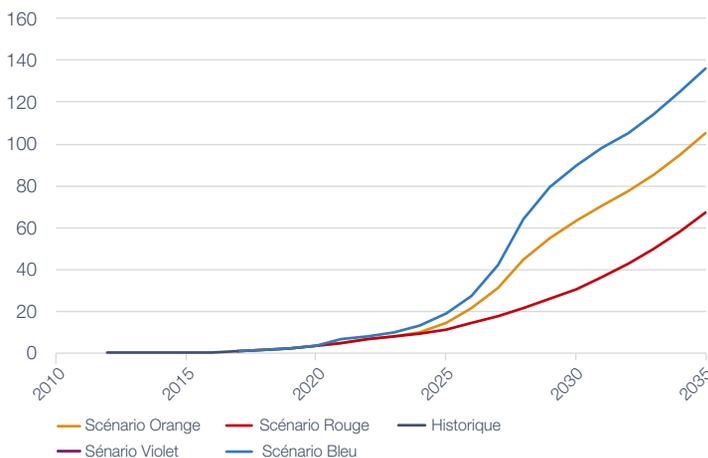
Dans ce scénario où la transition énergétique s'appuie sur l'ensemble des infrastructures énergétiques existantes et sur l'émergence des nouvelles technologies, la production de gaz renouvelable atteint 90 TWh en 2030, et 136 TWh en 2035.

Scénario Violet

Dans ce scénario qui fait le choix d'une transition énergétique centrée sur l'électrification des usages, la production de gaz renouvelable parvient à se développer, s'appuyant en particulier sur l'émergence rapide de la filière de biométhane, et qui permet d'injecter plus de 63 TWh en 2030 et 105 TWh en 2035.

Plusieurs trajectoires de croissance de l'injection de biométhane ont été considérées

PRODUCTION GAZ RENOUVELABLES (TWH PCS)



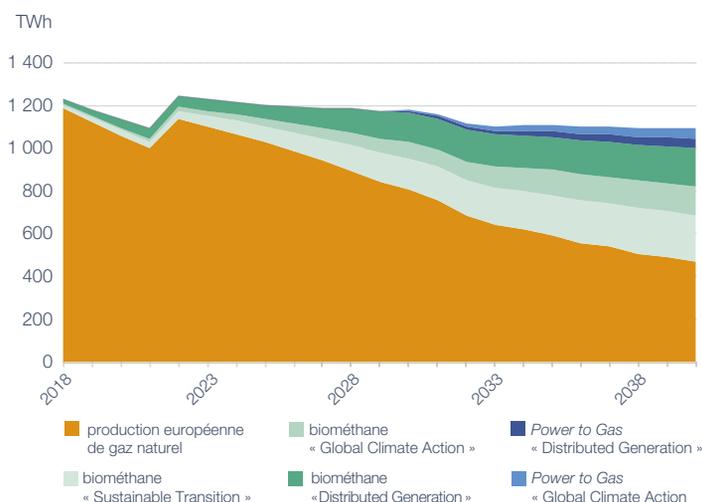
Les scénarios d'évolution de la production dans les plans européens

En Europe, les perspectives de production de gaz renouvelables avec injection dans les réseaux à 2030 varient entre 150 et 350 TWh/an selon les scénarios pris en compte dans le TYNDP 2018. Les filières de productions sont les plus avancées en Allemagne et le Royaume-Uni, qui produisent la moitié du biométhane européen en 2018. Les pays où les perspectives sont les importantes sont la France et l'Italie, tandis que la Suède, le Danemark et l'Irlande affichent les plus grandes ambitions de part de gaz renouvelable dans leur consommation.

Les scénarios du TYNDP 2018 s'appuient sur les données plus récentes du Plan décennal de développement du réseau 2017-2026 et « Perspectives gaz et renouvelables 2017 », la consultation des scénarios menée fin 2017 ayant conduit l'ENTSOG et les GRT à revoir à la hausse les perspectives de production de gaz renouvelables.

La production de gaz renouvelable, par la filière biométhane ou par la filière *Power to Gas* a ainsi le potentiel de compenser la baisse de production de gaz naturel, et ainsi limiter les besoins d'importations supplémentaires de gaz naturel.

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL ET RENOUVELABLES EN EUROPE (TYNDP 2018)

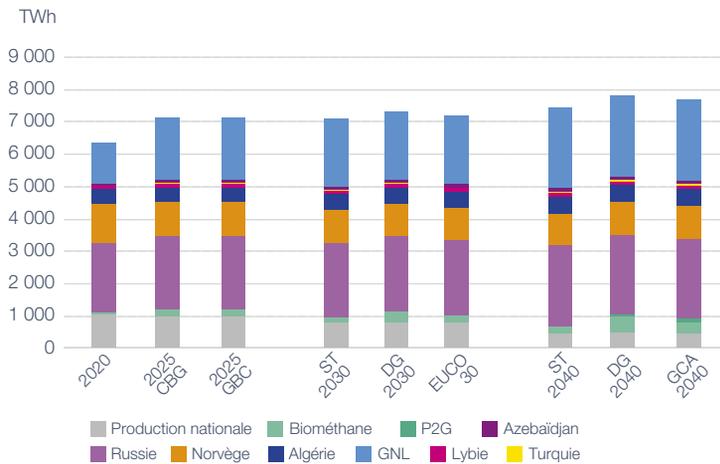


SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLE

<p>TYNDP 2018</p> <p>Développement 2017</p>	<p>DISTRIBUTED GENERATION</p> <p>En ligne avec les objectifs européens à 2030 et 2050 grâce au fort développement des énergies renouvelables décentralisées.</p> <p>Scénario B haut</p>	<p>SUSTAINABLE TRANSITION</p> <p>En ligne avec les objectifs européens à 2030, mais en retard sur les objectifs à 2050. Dans un contexte de croissance économique modérée, la production d'électricité à partir de gaz se développe.</p> <p>Scénario C bas</p>	<p>GLOBAL CLIMATE ACTION</p> <p>En ligne avec les objectifs européens à 2030 et 2050 grâce à une réduction des énergies fossiles.</p> <p>Scénario A central</p>
--	---	--	---

Évolution des besoins d'importation de gaz pour l'Europe

POTENTIELS DE PRODUCTION ET D'IMPORTATIONS MAXIMUMS POUR L'EUROPE



Source : TYNDP2018, Scénario Development Report

Les besoins d'importation de gaz pour l'Europe dépendront principalement de l'inflexion qui sera donnée ou non pour réduire les besoins d'énergie d'une part et développer la production de gaz renouvelable d'autre part. D'après le TYNDP2018 de l'ENTSOG, étant donné la baisse de production de gaz fossile, les besoins d'importation pourraient être légèrement réduits par rapport à aujourd'hui dans le scénario Distributed Generation, ou augmentés dans le scénario Sustainable Transition.

Dans le World Energy Outlook 2017, l'AIE prévoit des besoins d'importations en hausse de 60 Gm³ à l'horizon 2040 pour s'établir 390 Gm³. Ces besoins ne prennent toutefois pas en compte de production locale de gaz renouvelable.

Ces nouveaux besoins d'importations devraient s'appuyer principalement sur les productions d'origine russe et sur les importations par GNL. En effet, en parallèle du déclin de la production de gaz européenne, les exports norvégiens devraient également décliner sur la période. L'AIE prévoit une baisse de l'ordre de 20 Gm³. Le graphique ci-contre illustre les potentiels maximums de production et d'importation de gaz pour l'Europe évaluées par l'ENTSOG pour le TYNDP2018, à comparer au niveau maximum de demande prévue sur la période, de l'ordre de 5 000 TWh par an.



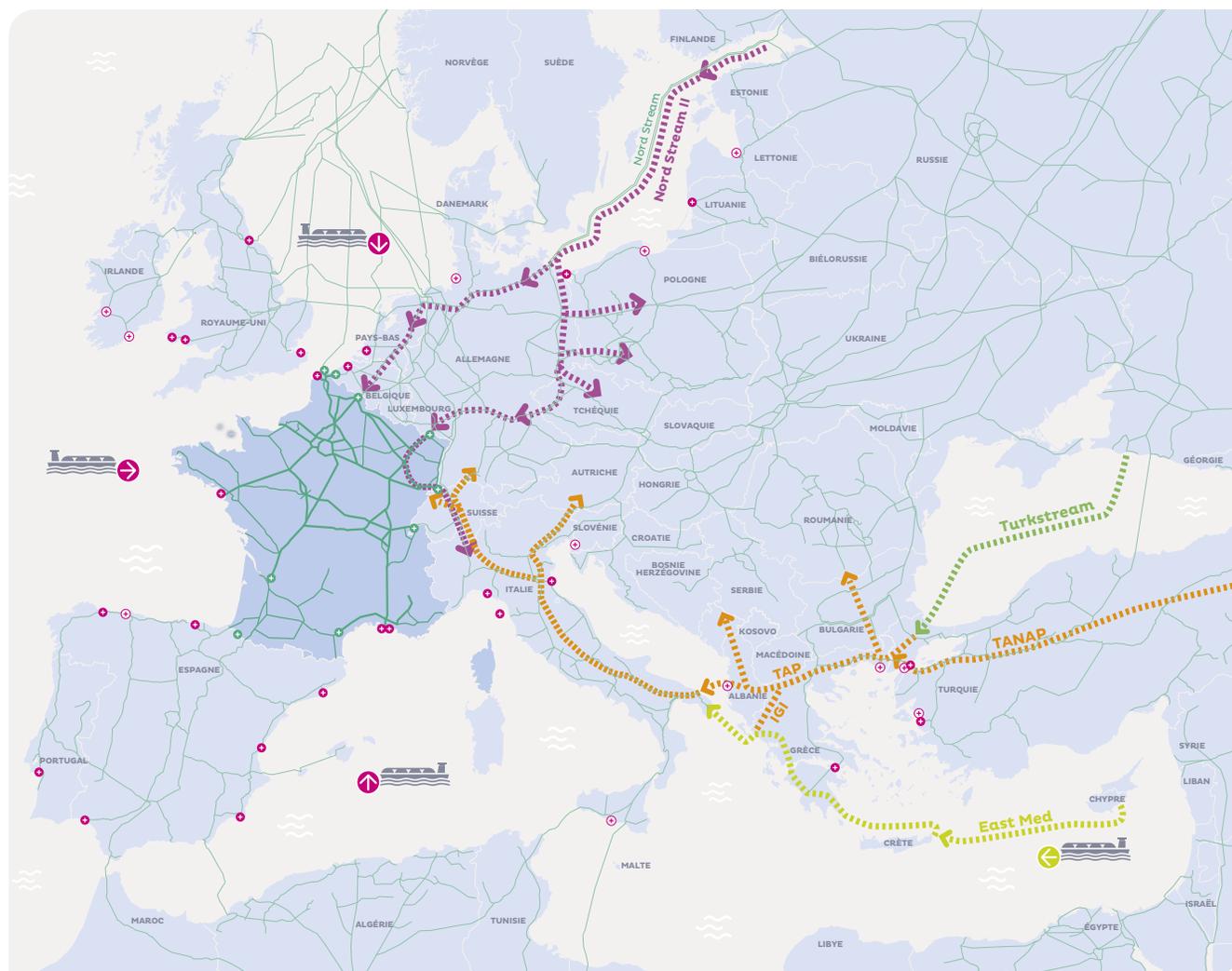
3.3 L'ÉVOLUTION DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES EN EUROPE

Les grands projets d'importation

Pour faire face à la potentielle hausse des besoins d'importation de gaz pour l'Europe, de nombreux projets visent à développer de nouvelles routes d'importation afin de maintenir la sécurité d'approvisionnement européenne.

L'un des projets les plus avancés est le projet Nord Stream II d'importation de gaz russe à travers la Mer Baltique. Les travaux préparatoires pour le projet Nord Stream II ont débuté. Ce projet de 1 230 km et 9 Md€ viendrait doubler les capacités de Nord Stream mises en service en 2011 avec 55 Gm³, à comparer aux 60 Gm³ de besoins

LES GRANDS PROJETS D'IMPORTATION EN EUROPE



- Terminaux méthaniens actifs
- Terminaux méthaniens en projet
- Projets d'approvisionnement
- ⚓ Approvisionnement par méthane

supplémentaires pour l'Europe établie par l'AIE. Une mise en service en 2019/2020 est annoncée. En aval, les transporteurs allemands ont planifié au moyen de la consultation « More capacity » les capacités qui seront créées et commercialisées à destination du marché allemand et des marchés adjacents, ainsi que les infrastructures correspondantes. Les points d'interconnexion concernés sont Zone Oude Statenzijl avec les Pays-Bas, Mallnow vers la Pologne, Deutschneudorf vers la République Tchèque. Les points d'entrées sur le territoire français en aval, à Taisnières et à Obergailbach, pourraient en bénéficier.

Le corridor Sud est l'une des routes gazières stratégiques identifiée par l'Union Européenne pour diversifier ses approvisionnements. Le gazoduc TANAP à travers la Turquie a été inauguré en 2018. Il se connecte au South Caucasian pipeline en amont qui relie le gisement de Sha Deniz en Azerbaïdjan par la Géorgie et la mer Caspienne, et il sera prolongé en aval en 2020 par TAP via la Grèce jusqu'à l'Italie (6 Gm³).

Le GNL devrait être l'une des sources alternatives principales pour l'Europe. L'UE compte déjà 32 terminaux méthaniers (y compris small scale et FSRU) pour une capacité totale de 227 Gm³. Des projets de nouveaux terminaux sont notamment annoncés en Croatie (Krk), en Irlande (Shannon). Des discussions avancées sont également en cours en Allemagne pour la construction de deux terminaux méthaniers en mer du Nord afin de réduire sa dépendance au gaz russe.

Les nouvelles importations de gaz naturel devraient donc être essentiellement servies par la Russie et le GNL. Le GNL, en particuliers en provenance des États-Unis et du Qatar devrait prendre une part croissante du marché européen à la faveur du déclin de la production européenne et norvégienne. La diversification des approvisionnements européens sera ainsi renforcée.

La liste des PCI 2017 inclut 53 projets gaz et 110 projets électricité

PROJETS D'INTÉRÊTS COMMUN (PCI)

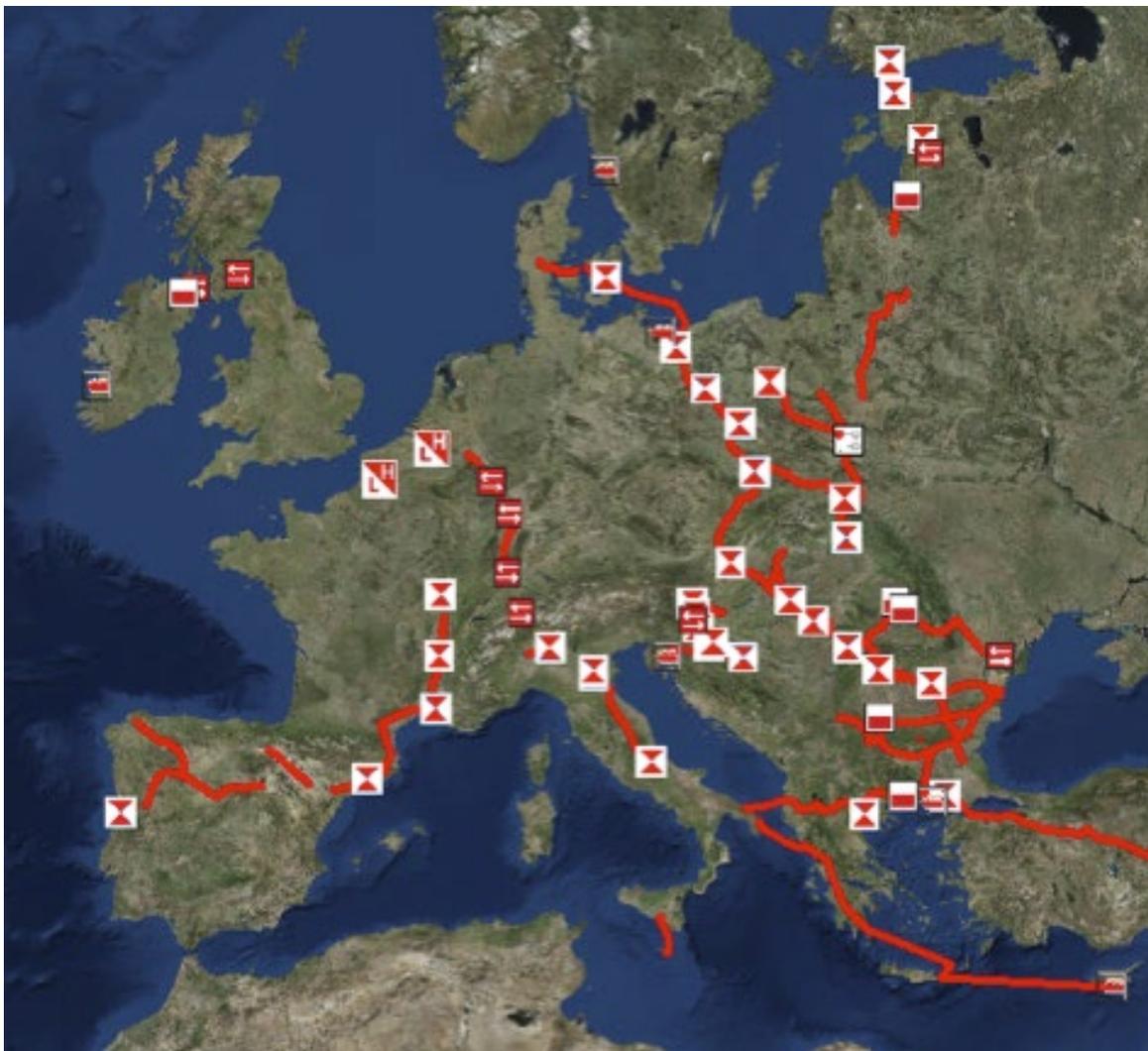
Les Projets d'Intérêts Commun (PCI) doivent contribuer aux principaux objectifs de l'Union Européenne (intégration des marchés, sécurité d'approvisionnement, compétitivité et développement durable) et démontrer des bénéfices supérieurs aux coûts du projet. Lorsqu'un projet d'intérêt commun concerne plusieurs États Membres, les régulateurs doivent décider d'une allocation transfrontalière des coûts du projet entre pays bénéficiaires, avant de solliciter un financement européen.

La France, avec ses infrastructures gazières, bien interconnectée, est idéalement située au carrefour de l'Europe pour accueillir les importations de GNL, de gaz norvégien ou russe et les transporter vers ses voisins.

Les mécanismes de soutien européen aux infrastructures

Des interconnexions modernes et fiables sont essentielles à la construction du marché européen de l'énergie et à l'atteinte des objectifs climatiques européens. Dans sa proposition de budget pour la période 2021-2027, la Commission Européenne prévoit de dédier 8,65 Md€ au soutien des interconnexions énergétiques et aux projets transnationaux contribuant à la transition énergétique, une hausse significative par rapport au budget de 5,4 Md€ sur la période précédente 2014-2020. Les « Projets d'Intérêt Commun » (PCI) peuvent bénéficier de ces aides financières, ainsi que de procédures d'autorisation accélérées dans le cadre du programme « Connecting European Facility » (CEF). La liste des projets PCI est établie tous les 2 ans par la Commission Européenne à partir des propositions des Groupes d'Initiatives Régionales (GRI) et après consultation de l'ACER.

PROJETS D'INTÉRÊT COMMUN GAZIER EN EUROPE



Source : Commission européenne

CEF

8,65 Md€

sur 2021-2027, pour les interconnexions transeuropéennes énergétiques

La 3^e liste des PCI (2018-2019) adoptés le 23 novembre 2017, identifie les grands projets d'importation et d'interconnexion gaziers prioritaires pour l'Europe. Elle inclut deux projets sur le réseau de GRTgaz : le développement des interconnexions avec l'Espagne (projet « Midcat ») et l'adaptation du réseau de gaz B au réseau H en France et en Belgique.

Depuis 2013, GRTgaz a mis en service 5 projets ayant été labellisés PCI sur les précédentes listes :

- la nouvelle interconnexion avec la Belgique (PCI 5.15),
- Arc de Dierrey (PCI 5.14), avec le soutien financier de l'Union Européenne,
- Val de Saône (PCI 5.7.1), avec le soutien financier de l'Union Européenne et Gascogne Midi (5.7.2),
- nouveau flux rebours entre la Suisse et la France (PCI 5.9).

Le plan décennal de développement du réseau gazier européen (TYNDP)

Le plan de développement du réseau gazier européen est établi tous les deux ans par l'ENTSOE, l'association des gestionnaires de réseaux de gaz européens, tel que prévu par le règlement CE/714/2009. L'ENTSOE s'appuie pour cela sur un large processus de concertation ouvert à toutes les parties prenantes (régulateurs, Commission Européenne, opérateurs d'infrastructures, fournisseurs, ONG, consommateurs, etc.). Le TYNDP recense les projets d'infrastructures soumis par les promoteurs, et évalue leurs impacts sur le système gazier. Les projets souhaitant bénéficier du label « Projet d'Intérêt Commun » font de plus l'objet d'une analyse coûts bénéfiques, conforme à la méthodologie développée par l'ENTSOE et approuvée par la Commission Européenne.

La dernière édition du plan décennal de développement du réseau européen, le TYNDP 2017, a été publiée en version définitive en avril 2017. La prochaine édition, le TYNDP 2018, sera publiée fin 2018. Ce dernier s'appuie sur des scénarios co-construits avec l'ENTSOE, l'association des gestionnaires de réseaux électriques, et publiés dans le « Final Scenario Report » fin mars 2018 par les deux associations.

La résilience du système gazier européen est évaluée en fonction des principaux objectifs des marchés européens de l'énergie : sécurité d'approvisionnement, compétitivité, intégration des marchés et développement durable. Différents scénarios d'évolution de la demande, des approvisionnements et des infrastructures sont considérés. Plusieurs indicateurs sont analysés pour évaluer et identifier les besoins d'investissements.

Pour cela, l'ENTSOE considère un niveau minimum d'infrastructures correspondant à l'infrastructure actuelle et les projets ayant fait l'objet d'une décision d'investissement (« Low infrastructure scenario »).

Dans l'édition du TYNDP2018, l'ENTSOE confirme que le réseau gazier européen est bien interconnecté dans sa majeure partie, et est en phase d'atteindre les objectifs européens. En termes de sécurité d'approvisionnement, le réseau est capable de faire face à des mix d'approvisionnement contrastés, ainsi que de répondre à une demande de pointe simultanée partout en Europe, tout en maintenant un haut niveau de flexibilité, y compris en cas de rupture d'une route d'approvisionnement. La plupart de des pays d'Europe bénéficie d'un approvisionnement diversifié et d'une convergence des prix de marché, en particuliers en Europe de l'Ouest. Le système gazier permet enfin déjà de faciliter l'intégration des énergies renouvelables en palliant à l'intermittence des énergies renouvelables électriques et en permettant l'injection de gaz renouvelables.

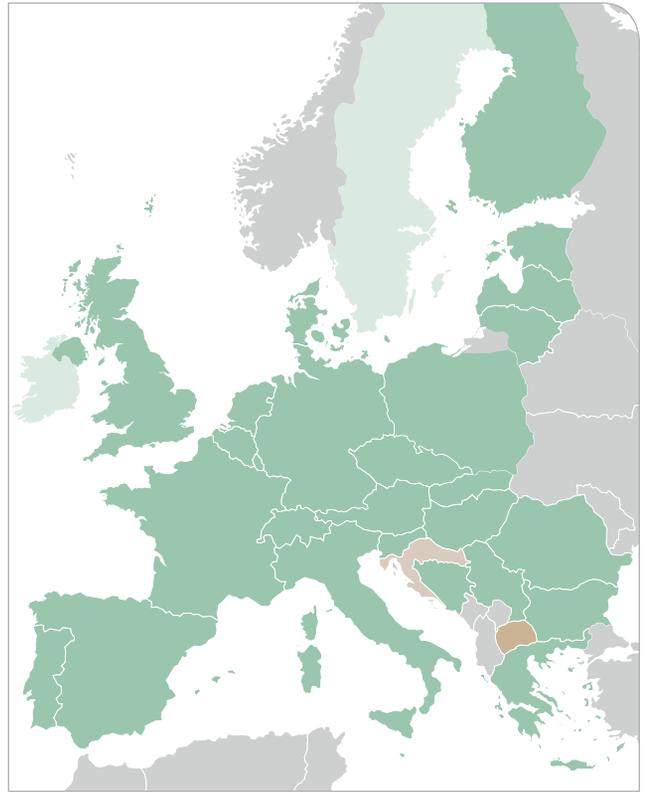
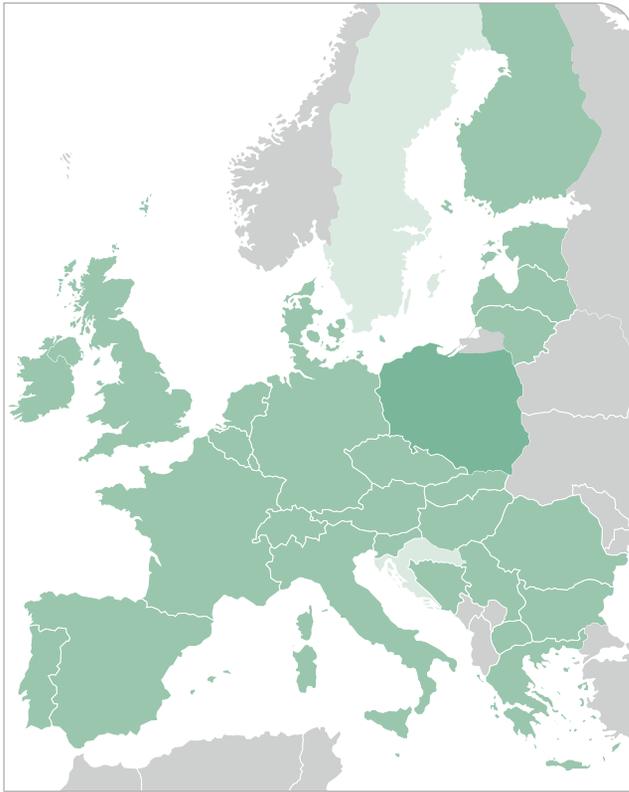
Évaluation des infrastructures gazières en termes de sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement européenne est examinée en modélisant la capacité du système à répondre à des situations climatiques extrêmes (demande journalière à la pointe de froid de manière simultanée en Europe, période froid d'une durée de 15 jours), conjuguées à des scénarios de crise telles que la rupture d'une des principales routes d'importation européenne (les routes ukrainiennes, biélorusses, norvégiennes ou algériennes), ou à la rupture de la plus large infrastructure dans chaque pays. L'ENTSOE mesure dans ces scénarios la flexibilité restante, ainsi que la part de la demande qui ne pourrait être approvisionnée dans chaque pays.

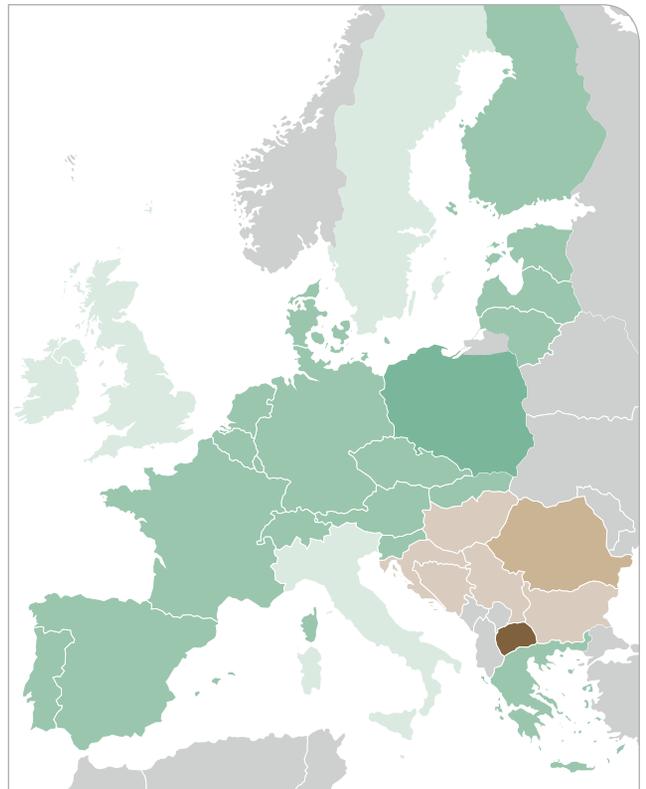
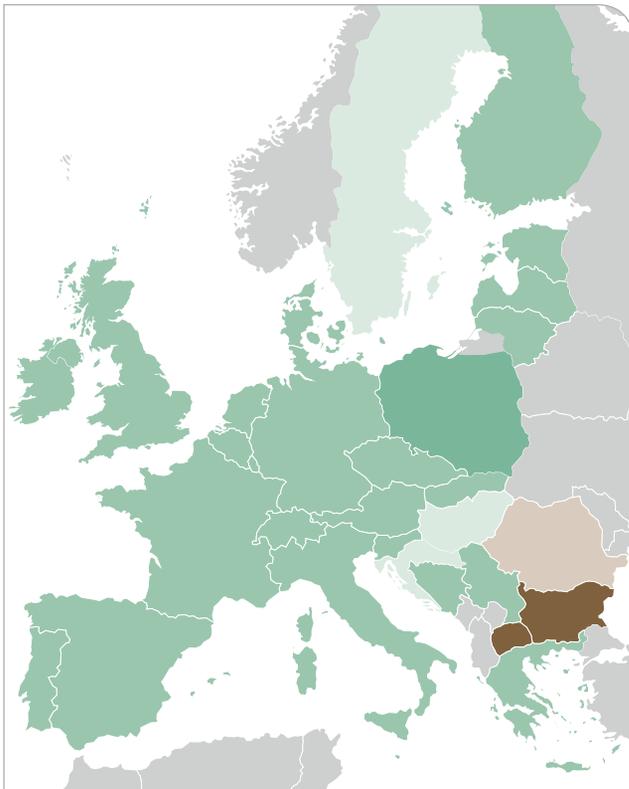
Les résultats de modélisation montrent une capacité de résilience importante partout en Europe, y compris en cas de rupture des principales routes d'approvisionnement, à l'exception du Sud-Est européen, exposé à un risque de non-couverture de la demande en cas d'interruption des approvisionnements par l'Ukraine un jour de froid extrême. Les principaux outils de flexibilité du système européen gazier sont les stockages souterrains et les terminaux méthaniers.



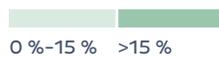
RÉSILIENCE EN CAS DE DEMANDE DE POINTE SIMULTANÉE EN 2020 ET 2025 (TYNDP 2018 SCÉNARIO BEST ESTIMATE)



RÉSILIENCE EN CAS DE DEMANDE DE POINTE SIMULTANÉE ET DE RUPTURE DE LA ROUTE UKRAINIENNE EN 2020 ET 2025 (TYNDP 2018 SCÉNARIO BEST ESTIMATE)



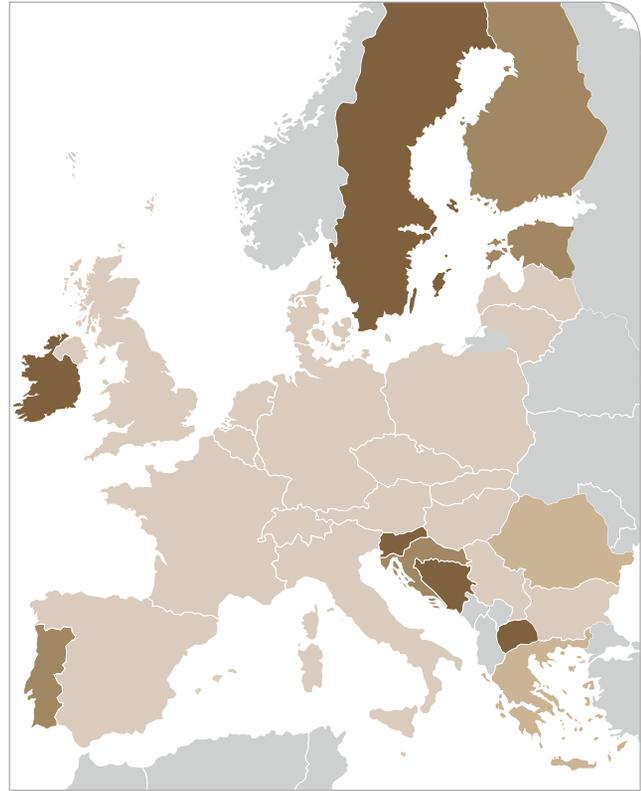
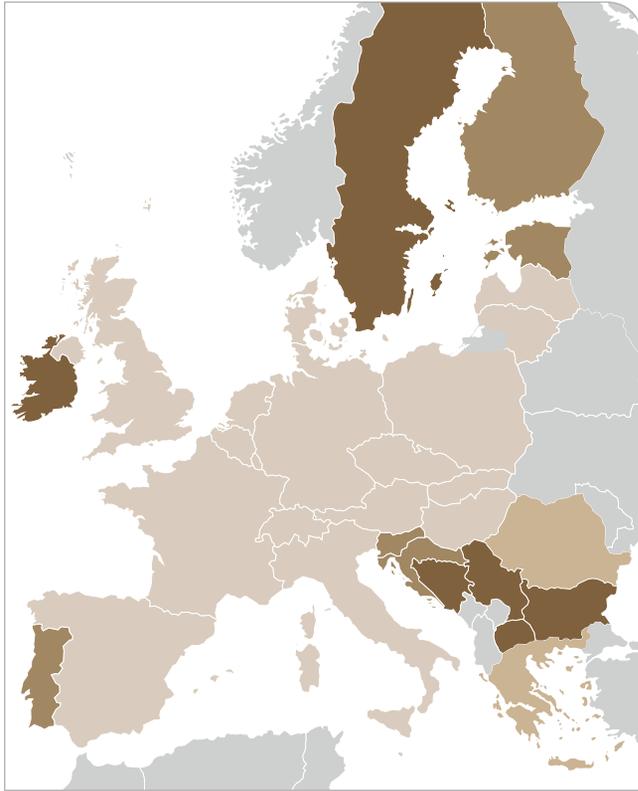
Taux de flexibilité



Part de la demande non servie



PART DE LA DEMANDE NON COUVERTE EN CAS DE COUPURE DE LA PLUS LARGE INFRASTRUCTURE
EN 2020 ET 2025 (TYNDP 2018, SCÉNARIO BEST ESTIMATE)



Le critère dit « N-1 » est l'un des principaux critères défini par le règlement européen 994/2010, qui vise à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Cet indicateur mesure pour chaque État Membre sa capacité disponible pour couvrir la demande de pointe en cas de défaillance de son infrastructure principale. L'ENTSOG modélise cette interruption en prenant également en compte les impacts au niveau européen. En Europe de l'Ouest, seuls la République d'Irlande et le Portugal ne satisfont pas ce critère.

Un réseau européen gazier résilient à des conditions de froid extrême ou de rupture d'approvisionnement

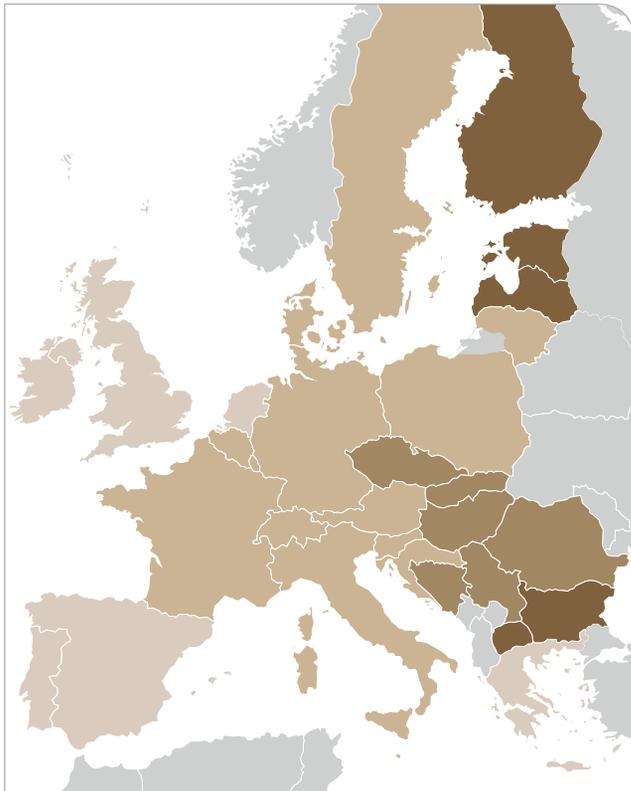
Évaluation des infrastructures gazières en termes d'intégration et de compétitivité

Le TYNDP2018 mesure la capacité de chaque pays à accéder à une source d'approvisionnement, ou inversement sa capacité à se passer d'une source d'approvisionnement.

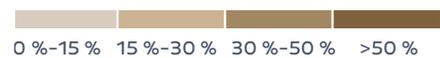
De ce point de vue la France bénéficie d'un accès large aux gaz norvégien, russe, au GNL et à la production européenne, ainsi que dans une moindre mesure au gaz algérien.

Sa dépendance au gaz russe est relativement faible, comme la plupart de l'Europe de l'Ouest. Avec la fusion des zones, la France va également réduire sa dépendance au GNL, alors que la péninsule ibérique continuera à dépendre de cette source pour son approvisionnement, avec pour conséquence une exposition de son prix marginal d'approvisionnement au cours mondial du GNL.

DÉPENDANCE AU GAZ RUSSE EN 2020 ET 2025 (TYNDP 2018, SCÉNARIO BEST ESTIMATE)



DÉPENDANCE AU GNL EN 2020 ET 2025 (TYNDP 2018, SCÉNARIO BEST ESTIMATE)



3.4 BILAN OFFRE DEMANDE POUR LA FRANCE

Besoins d'importation

Compte tenu des hypothèses retenues dans les scénarios d'évolution de la demande totale de gaz en France et des perspectives de production de gaz renouvelables établis par les opérateurs de réseaux gaziers, la consommation de gaz d'origine fossile baisse dans tous les scénarios envisagés, et pourrait s'établir entre 233 et 412 TWh par an à l'horizon 2035. Étant donné que la France importe actuellement la totalité du gaz naturel qu'elle consomme, les besoins d'importation sont amenés à suivre ces évolutions, et donc décroissent dans tous les scénarios.

Les besoins de transit pourraient toutefois augmenter : la France, de par sa situation géographique, pourrait permettre une plus grande pénétration du GNL (dont les points d'importation sont aujourd'hui majoritairement situés au

sud et à l'ouest de l'Europe) vers l'Est de l'Europe, ou, dans l'autre sens, permettre une plus grande utilisation de gaz gazeux (arrivant en Europe par gazoducs depuis l'est et le nord) dans les pays du sud.

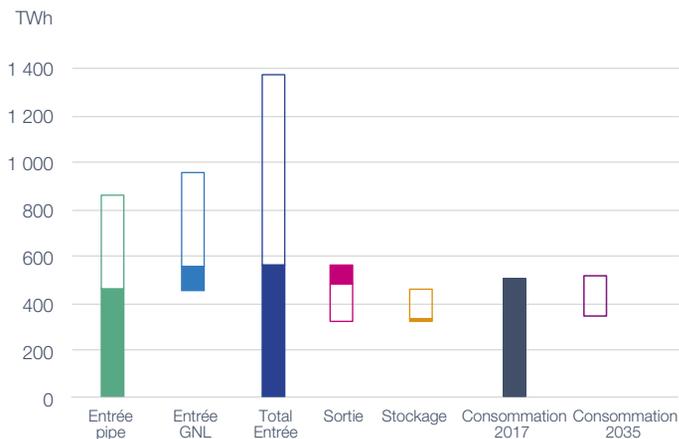
Ainsi, en Espagne, la demande de gaz pourrait augmenter, ce qui pourrait entraîner des besoins d'imports de gaz par pipeline par la France, en particuliers en cas de prix de GNL élevé.

En Allemagne, la sortie de l'énergie nucléaire, et potentiellement du charbon à terme, pourrait entraîner des besoins importants de gaz pour la production d'électricité, qui pourraient être satisfaits en partie par des imports de GNL via la France – cependant, plusieurs projets de terminaux méthaniens ont été annoncés dans le pays, ce qui pourrait limiter la probabilité de survenue d'un tel besoin d'importation depuis la France (cf. partie 2.1)

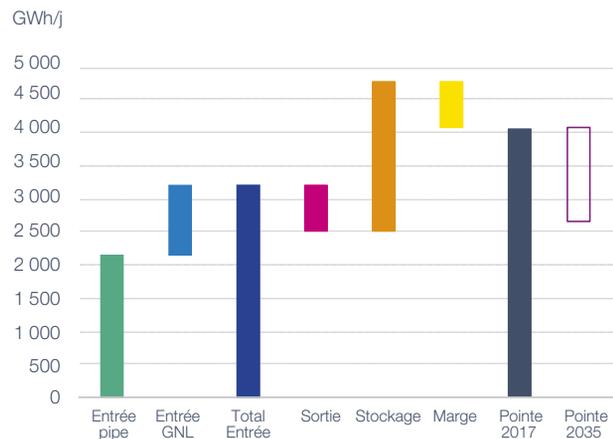
CONSOMMATION TOTALE DE GAZ FOSSILE TWh (PCS)

France (TWh/an)	2017	2018	2023	2025	2028	2030	2035	TCAM (2018 /2027)	TCAM (2018 /2035)
Scénario Orange	493	489	478	477	456	444	412	-0,7 %	-1,0 %
Scénario Rouge	493	486	451	443	421	407	350	-1,4 %	-1,9 %
Scénario Bleu	493	485	444	428	373	342	291	-2,6 %	-3,0 %
Scénario Violet	493	481	424	403	347	312	233	-3,2 %	-4,2 %

UTILISATION DES CAPACITÉS DISPONIBLES EN 2017 EN VOLUMES ANNUELS



CAPACITÉS DISPONIBLES À LA POINTE JOURNALIÈRE



Capacités disponibles

Compte tenu de l'évolution de la demande annuelle de gaz en France et en Europe, les capacités d'entrées du réseau disponibles aujourd'hui permettent de garantir la couverture de la demande annuelle avec une marge importante. Les analyses du TYNDP (*partie 3.3.3*) montrent que le potentiel maximal de production et d'importation pour l'Europe devrait être en mesure de couvrir l'évolution de la demande dans tous les scénarios. Les routes d'importation pourraient cependant être amenées à évoluer avec un recours potentiellement accru au GNL.

Pour la France, les besoins d'importation étant orientés à la baisse, les capacités actuelles du réseau devraient être suffisantes comme l'illustre la figure ci-contre, qui montre les entrées et sorties du réseau en 2017 ayant permis de répondre à la demande 2017, par rapport aux capacités d'entrées totales.

À la pointe, la marge est plus faible, mais les infrastructures gazières offrent une flexibilité suffisante pour couvrir la pointe. En prenant comme référence les capacités commercialisées pour l'hiver 2018, l'analyse des capacités d'entrées fermes et de soutirage à la pointe des stockages comparées à la demande à la pointe montre une marge de l'ordre de 447 GWh/j (*voir Winter Outlook 2018/2019 par GRTgaz et Teréga*).

Cette analyse ne tient pas compte des développements envisagés (mais non décidés) par les acteurs du marché, et explicités dans le paragraphe 4 du présent document. En particulier un développement des capacités fermes de sortie vers l'Espagne ou l'Allemagne sans accroissement concomitant des capacités d'entrée viendrait, à consommation constante, réduire la marge. Il est noté que l'analyse de l'utilisation des capacités ne met pas en exergue de nécessité de renforcement des capacités et que les utilisateurs du réseau n'ont formulé aucune demande en ce sens (*voir § 1.7*).

Cette marge est théorique et suppose une utilisation maximale des points d'entrée et de stockage. La sécurité d'approvisionnement dépendra cependant dans les faits du comportement des fournisseurs, qui portent au quotidien la responsabilité de l'équilibrage de leur portefeuille de clients sur l'hiver et à la pointe. Dans ce cadre, les règlements européens et nationaux doivent permettre d'assurer que le marché délivre un niveau de sécurité suffisant.

Sécurité d'approvisionnement

Les chiffres mentionnés dans les paragraphes précédents ainsi que les analyses menées dans le cadre du TYNDP montrent que le dimensionnement des infrastructures gazières françaises mais également européennes permettent à court et moyen terme d'assurer la sécurité

STOCKAGES : VOLUMES SOUSCRITS 2018 VS 2017



d'approvisionnement du marché français. Cette analyse est corroborée par la CRE et par les différents travaux menés par GRTgaz et par la France dans le cadre de la mise en œuvre du règlement 994/2010.

Néanmoins l'approvisionnement sécurisé du marché gazier français suppose une utilisation appropriée des points d'entrée et des stockages. Il dépend donc du comportement des fournisseurs, qui portent au quotidien la responsabilité de l'équilibrage de leur portefeuille de clients sur l'hiver et à la pointe.

C'est pourquoi ce bilan pluriannuel est enrichi par des exercices saisonniers (*winter outlook*) visant à éclairer les acteurs du marché.

Dans ce cadre la sécurité d'approvisionnement a été significativement renforcée par la réforme du stockage de gaz naturel définie par la loi du 30 décembre 2017 et dont les modalités ont été approuvées par la CRE le 22 février 2018. Le cadre réglementaire prévoyait auparavant des obligations de souscription de stockage pour chaque expéditeur en fonction de son portefeuille de clients. Ce cadre, jugé mal adapté aux conditions actuelles de marché, a été remplacé par un dispositif régulé prévoyant les dispositions suivantes :

- le revenu des opérateurs de stockage est régulé, ce qui implique la définition d'un revenu autorisé pour chaque stockeur
- les capacités de stockages sont vendues aux enchères avec un prix de réserve nul
- la différence entre le revenu des enchères et le revenu autorisé pour chaque stockeur est couvert part un terme tarifaire de l'ATRT, dit « compensation stockage ». Cette compensation est collectée par les transporteurs et reversée aux stockeurs. Elle est calculée pour chaque expéditeur en fonction de la modulation de son portefeuille de clients.

Cette régulation des activités de stockage a atteint ses objectifs. En particulier, les capacités ont été souscrites de manière très importante.



PORT DES
E.P.I
OBLIGATOIRE
CHANTIER INTERDIT
AU PUBLIC
DANGER

4

Le développement du réseau

Le contexte réglementaire, technique et de marché est en profonde évolution en Europe et en France avec d'ambitieux objectifs mais des trajectoires pour y parvenir qui restent souvent en partie ou largement à définir.

Face à ces incertitudes, GRTgaz a lancé différents projets pour explorer des solutions – qui ne sont pas uniquement des investissements dans de nouveaux actifs physiques, mais également des expérimentations et un développement de l'expertise et des connaissances.

4.1	Méthodologie	76
4.2	Investissements en cours	77
4.3	Les projets liés au développement de la demande gazière	78
	Pour la production d'électricité	78
	Pour le développement de l'industrie	79
	Pour le développement de la mobilité	79
4.4	Les projets liés au développement de la production de gaz renouvelables	80
	Raccordements et rebours biométhane : activités et projets actuels	80
	Expérimentations dans le <i>Power to Gas</i> et l'hydrogène : Jupiter 1 000 et FENHyx	83
	Quel développement des réseaux à l'horizon 2030 pour accueillir les gaz renouvelables ?	85
4.5	La simplification du marché du gaz en France	86
4.6	Le changement de gaz dans le nord de la France	90
4.7	Le développement des interconnexions européennes	93
4.8	Le développement des points d'importation de GNL	98
4.9	Le développement des stockages	100
	Les ouvrages mis en service entre 2018 et 2020	100
	Les ouvrages mis en service après 2021	101
	L'évolution possible des capacités	103

4.1

MÉTHODOLOGIE

L'analyse de la demande et de son évolution permet à GRTgaz d'identifier les ouvrages nécessaires pour répondre :

- au développement de capacités d'échanges avec les opérateurs adjacents : transporteurs, opérateurs de terminaux méthaniers, opérateurs de stockage, producteurs de biométhane,
- à l'adaptation du réseau à la variabilité des approvisionnements, de la production de gaz renouvelable, et de la configuration de flux,
- aux évolutions souhaitées dans l'organisation du marché avec la création à terme d'une seule zone d'équilibrage,
- à l'évolution des consommations, notamment celles liées aux centrales à cycle combiné gaz⁽²⁹⁾ qui requièrent une flexibilité intra-journalière élevée.

Le développement du réseau régional est fondé principalement sur la couverture des besoins de transport à la pointe de consommation.

Le développement du réseau principal dépend de l'évolution des besoins de capacités en entrée/sortie. La création de nouvelles capacités implique la réalisation ou le renforcement d'ouvrages de connexion à l'infrastructure adjacente et le renforcement du cœur de réseau pour pouvoir acheminer les flux de gaz de tout point d'entrée vers tout point de sortie de la zone considérée.

Renforcer un ouvrage du cœur de réseau permet le plus souvent de satisfaire les besoins de plusieurs projets. Le calendrier de renforcement dépend alors du projet qui le déclenchera. Dans certains cas, le renforcement du cœur de réseau peut être réalisé progressivement comme l'illustrent les développements sur l'axe Nord Sud.

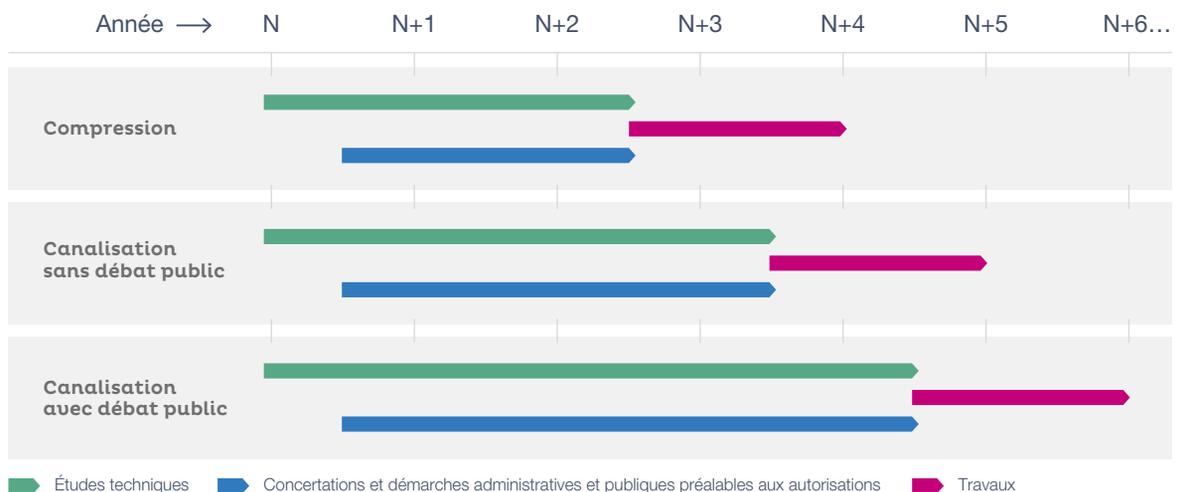
Le dialogue avec les expéditeurs et les opérateurs adjacents permet de dimensionner les besoins de développement et de programmer les investissements de cœur de réseau. Un changement de leur calendrier peut conduire GRTgaz à adapter son programme.

La situation des projets peut aussi évoluer selon les évolutions réglementaires, des marchés mondiaux de l'énergie et leurs incidences sur les expéditeurs, les consommateurs et les investisseurs.

La réalisation de ces ouvrages est conditionnée à une analyse de leur pertinence économique (analyse coûts-bénéfices intégrant le cas échéant une participation financière du promoteur du projet déclenchant les investissements).

(29) Une centrale à cycle combiné gaz consomme environ 20 GWh/j (20 millions de kWh), l'équivalent de la consommation hivernale d'une ville de 200 000 habitants.

MACRO PLANNING DE RÉALISATION DES GRANDS PROJETS DE TRANSPORT



4.2 INVESTISSEMENTS EN COURS

GRTgaz a investi plus de 3 milliards d'euros depuis 2014, dont 640 millions d'euros en 2017 pour moderniser et développer son réseau de transport, en renforcer sa puissance et sa flexibilité, et accroître ses capacités d'échange avec les réseaux adjacents.

En 2017 ont été notamment mis en service :

- le renforcement de l'antenne de Mâcon,
- la mise en service partielle de la station de Palteau,
- les postes biométhane de Bioioie à l'Oie (85) et de Bassée Biogaz Noyen-sur-Seine (77).

GRTgaz consacre en moyenne 300 M€ par an pour la maintenance du réseau, afin de garantir un haut niveau de sécurité, de fiabilité et de performance de l'outil industriel de GRTgaz.

INVESTISSEMENTS GRTgaz



PRINCIPAUX OUVRAGES MIS EN SERVICE EN 2017

• Canalisation

_ Renforcement de l'Antenne de Macon (71)

• Station d'interconnexion

_ Mise en service partielle de la station de Palteau (71)

• Clients

_ Postes de biométhane de Bioioie à l'Oie (85) et de Bassée Biogaz à Noyen-sur-Seine (77)

Pose de la première pierre du projet de démonstrateur industriel de *Power to Gas*, Jupiter 1000 à Fos-sur-Mer (13)



4.3 LES PROJETS LIÉS AU DÉVELOPPEMENT DE LA DEMANDE GAZIÈRE

Dimensionné pour répondre à une demande de pointe telle qu'il s'en produit tous les 50 ans, la tendance à la baisse de la demande observée et prévue au global en France tend à libérer de la flexibilité pour de nouveaux usages, ou pour des usages en substitution à d'autres énergies fossiles (conversion de chaudières au fioul, station d'avitaillement au gaz pour les véhicules lourds, etc.).

Localement, le dynamisme de la demande et la localisation des projets, en particuliers s'ils sont situés en bout de réseau, peuvent toutefois nécessiter le renforcement du réseau.

GRTgaz identifie alors les ouvrages strictement nécessaires pour répondre au besoin.

Pour le développement de la mobilité

Le développement d'une mobilité gaz pose la question de la capacité des réseaux actuels à délivrer la puissance nécessaire à l'avitaillement des véhicules. En effet, faire le plein en quelques minutes pour disposer d'une autonomie maximale fait partie de nos standards actuels, c'est un élément clé lorsque l'on aborde le transport de marchandise et le transport de voyageurs.

Une station d'avitaillement GNC est principalement constituée de compresseurs qui compriment le gaz naturel de la

pression disponible sur le réseau à la pression du réservoir des véhicules (200 bar). Cette action nécessite l'apport d'énergie. Le raccordement des stations au réseau de transport permet de diminuer la consommation d'énergie de compression et donc l'empreinte environnementale de ces installations.

Pour le développement de l'industrie

Depuis 2012, près de 100 GWh/j de capacités ont été créées ou renforcées pour les clients industriels de GRTgaz. Les conversions du fioul vers le gaz de clients industriels ont ainsi permis d'éviter l'émission de 1,8 Mt de CO₂ à fin 2017, soit une contribution équivalente à 10 000 éoliennes de 2 MW.

Certaines régions où la part de la consommation de gaz pour l'industrie est majoritaire connaissent ainsi un dynamisme de la demande gazière, soit sur le réseau de transport, soit indirectement sur le réseau de distribution. Ces développements peuvent nécessiter localement un renforcement ou une extension du réseau de transport.

En Normandie, suite à des demandes d'augmentation de capacités de la part de clients déjà connectés au réseau ou qui prévoient de l'être prochainement, le projet « Artère du Cotentin II » a été lancé dans le département du Calvados pour doubler l'artère du Cotentin entre les communes d'Iffs et Gavrus sur 12 km en DN400. Les dossiers de demandes d'autorisation ont été déposés en 2017 en vue de l'obtention d'une Déclaration D'Utilité Publique en 2019, et une mise en service prévisionnelle en 2021.

Pour la production d'électricité

La construction d'une centrale à cycle combiné gaz à Landivisiau (Finistère), planifiée en 2021, nécessite le renforcement de l'alimentation en gaz de la Bretagne.

LE SAVIEZ-VOUS ?

Le plein d'un poids lourd roulant au GNC, soit 150 kg s'effectue en moins de 10 minutes et permet une autonomie de 500 km.

La Bretagne est caractérisée par un approvisionnement en électricité fragile alors que sa consommation d'électricité augmente plus rapidement que la moyenne nationale. Cela se traduit par un réseau régulièrement en tension notamment lors des vagues de froid hivernales. La réalisation de la future centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau a été lancée en 2010 dans le cadre du Pacte électrique breton signé par un certain nombre d'acteurs économiques et institutionnels (l'État, la Région Bretagne, l'ADEME et RTE).

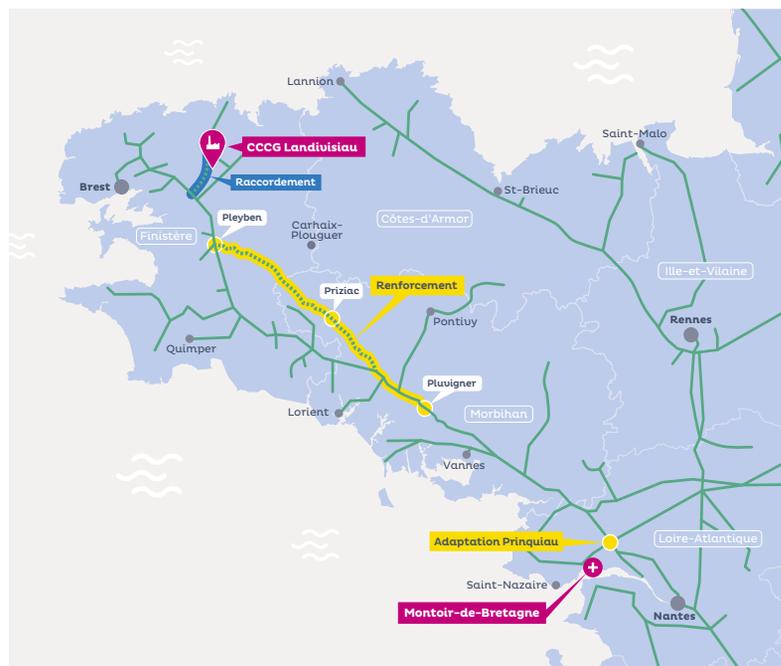
Pour permettre l'alimentation en gaz naturel de cette centrale, il est nécessaire de renforcer le réseau de gaz en Bretagne Sud. Les nouvelles capacités de transport de gaz mises à disposition offriront également des perspectives de développement pour les industriels et de nouvelles alternatives énergétiques pour les particuliers de la région.

Le projet Bretagne Sud consiste à renforcer le réseau de transport de gaz naturel par la pose d'une nouvelle canalisation de 98 kilomètres de long entre Pleyben (Finistère) et Pluvignier (Morbihan) et l'adaptation de la station d'interconnexion de Prinquiau (Loire Atlantique).

L'ouvrage a fait l'objet le 20 avril 2015 d'une Déclaration d'Utilité Publique, suivie le 16 septembre 2015 d'un arrêté ministériel autorisant sa construction et son exploitation. Dans le cadre de la régulation incitative des investissements, la CRE a fixé un budget cible de 137,80 M€ pour la réalisation du projet, sur la base d'un audit des coûts.

La réalisation de l'ouvrage devrait être confirmée d'ici mi-2019 après confirmation de l'engagement du promoteur du projet de l'unité de production d'électricité, afin d'assurer une disponibilité de la centrale pour l'hiver 2021/2022.

Au-delà de 2021, le Bilan Prévisionnel de RTE prévoit une augmentation du parc de production thermique que dans deux scénarios, Ohm et Watt, non retenus pour l'élaboration de la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'énergie. Si la construction d'un nombre significatif



de turbines à combustion et de centrales à cycles combinés s'avérerait nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité à tout instant, le réseau actuel de gaz devrait permettre d'assurer la continuité d'acheminement pour ces nouvelles installations a priori sans renforcement significatif du réseau, sauf exceptions liées à la localisation ou au dimensionnement de ces projets.

Selon l'usage qui est fait de ces nouvelles installations, production en semi-base et pointe à l'intérieur de la journée, ou production palliant l'intermittence des ENR, la consommation de gaz de ces centrales peut présenter de fortes variations au cours de la journée. L'étude de flexibilité pilotée par GRTgaz* montre que le réseau de GRTgaz peut répondre aux besoins de flexibilité intra-journalière dans des conditions standards d'approvisionnement et de consommation. Dans les scénarios les plus contraignants, proches des conditions limites du réseau, le recours ponctuel à des sources de flexibilité externes reste nécessaire sur la maille Provence. La flexibilité intra-journalière développée sur le réseau par la réalisation des ouvrages récents a permis par ailleurs de réduire ces besoins, et est de nature à répondre le cas échéant à ces besoins de nouvelles modulations de consommation.

En France, hors projet Bretagne Sud, le réseau de gaz naturel est adapté aux différents scénarios de demande et ne nécessite pas a priori de renforcement particulier au-delà des raccordements.

*présentée en GT Offre aval en octobre 2018

4.4 LES PROJETS LIÉS AU DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES

Dans le contexte de la transition énergétique, le réseau de transport de gaz peut faciliter grandement l'émergence de toutes les énergies renouvelables grâce à sa forte capacité de puissance et ses interconnexions avec les stockages souterrains de gaz, à même de stocker les excédents d'énergie renouvelables gaz et électriques (par le biais du *Power to Gas*). La capacité de stockage du réseau gaz avec les stockages souterrains, ouverts au biométhane par méthanisation depuis le 1^{er} juin 2017, est en effet de près de 130 TWh ce qui représente plusieurs centaines de fois la capacité de stockage du réseau électrique, qui plus est sur une durée de stockage pouvant atteindre plusieurs mois. Le réseau gazier offre donc une solution à l'intermittence de certaines ENR, notamment électriques (éolien, photovoltaïque) et à la fluctuation de la demande d'énergie dans l'année, notamment en hiver.

Le raccordement de ces filières aux réseaux de gaz nécessitera une adaptation de ces derniers. En effet, ces filières décentralisées injecteront en priorité sur les réseaux de distribution à basse pression, qui peuvent être rapidement saturés, notamment en été quand la consommation de gaz est faible. De plus, Le réseau de transport devra être capable d'intégrer progressivement les surplus de gaz renouvelables injectés sur les réseaux de distribution de gaz. Pour ce faire, des installations de compression depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport – appelées installation de « rebours » – devront être installées.

L'injection de nouveaux gaz dans les réseaux tels que l'hydrogène pose également des problématiques inédites, à la fois techniques et réglementaires.

GRTgaz développe donc plusieurs axes d'activités industrielles et techniques sur l'injection des gaz renouvelables sur son réseau, et apporte également son soutien à la définition du cadre de régulation.

Raccordements et rebours biométhane : activités et projets actuels

Les réseaux de gaz, dimensionnés initialement pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel par importation via une dizaine de points d'entrée sur le territoire français, devront évoluer pour accueillir une production de gaz renouvelable diffuse sur le territoire.

Ainsi la loi dite « Egalim » votée en octobre 2018 consacre un « droit à l'injection » des producteurs de biométhane (cf. *partie 2.3.2*).

GRTgaz, au sein du groupe de travail réunissant l'ensemble des opérateurs de réseaux de transport et de distribution, s'implique activement pour élaborer les paramètres d'application de ce nouveau droit : ouvrages concernés, pertinence technico-économique des investissements, allocation des coûts de ces renforcements entre les acteurs de la filière...

L'enjeu est de pouvoir réaliser les investissements nécessaires afin de lever les barrières à la réalisation de projets d'injection, tout en évitant des surinvestissements qui viendraient pénaliser la filière.

556

projets en file d'attente pour une capacité maximale de 11,6 TWh/an à fin septembre 2018

GRTgaz travaille avec les pouvoirs publics sur la mise en œuvre du « droit à l'injection » (prévu par la loi dite Egalim⁽³⁰⁾ n°2018-938 du 30/10/2018 – article 94), et réalise des actions de recherche et développement afin de faire baisser les coûts des ouvrages de raccordement au réseau de transport.

Raccorder les producteurs de biométhane

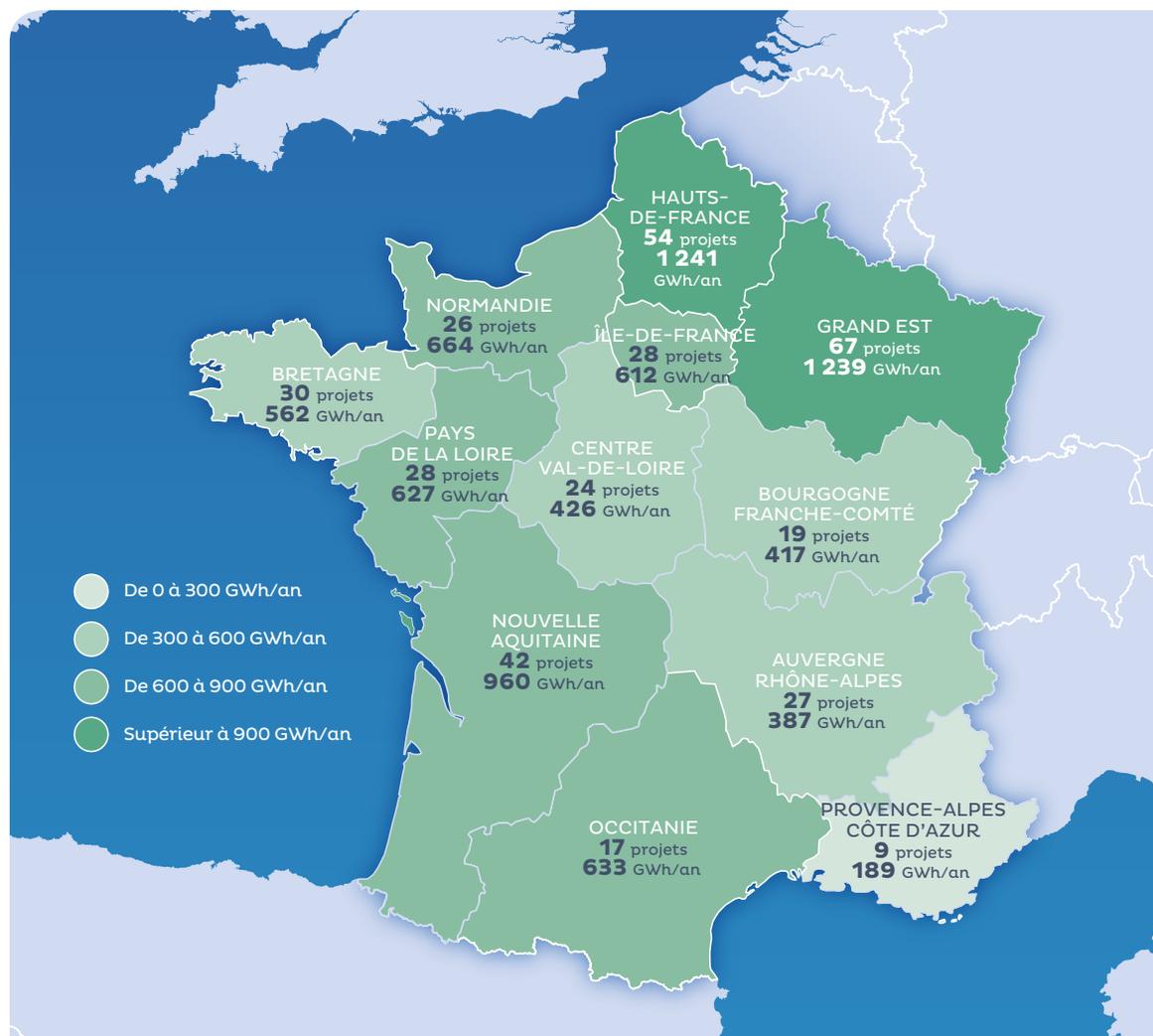
À fin septembre 2018, 58 sites produisent environ 0,7 TWh/an de biométhane, dont 5 sites sont directement raccordés au réseau de transport de GRTgaz.

En 2018, 3 nouveaux sites seront raccordés sur le réseau de GRTgaz.

Un registre de capacités permet de gérer les réservations de capacités et de suivre l'avancement des projets. Pour éviter une possible saturation des réseaux de gaz naturel dans lesquels seront injectées les productions, il est nécessaire de définir des règles de priorité qui s'appliquent lorsque plusieurs projets souhaitent se raccorder sur une même zone et sont en « concurrence » pour l'obtention des capacités d'injection de la zone.

(30) EGalim : États Généraux de l'Alimentation

RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA CAPACITÉ MAXIMALE DES PROJETS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE INSCRITS DANS LA FILE D'ATTENTE AU 31.12.2017



Maximiser le potentiel d'injection dans les réseaux

Des saturations du réseau peuvent survenir lorsque les quantités injectées sont supérieures à la consommation locale de gaz. C'est le cas en particulier en été sur les réseaux de distribution et dans une moindre mesure sur les dessertes régionales du réseau de transport. Ce phénomène est accentué par le fait que les projets d'injection de biométhane sont souvent situés dans des zones rurales peu peuplées, avec des consommations estivales très faibles.

Les opérateurs de réseaux envisagent plusieurs solutions pour maximiser les capacités des réseaux à accueillir les projets d'injection de biométhane :

- le raccordement du producteur au bon endroit sur un réseau de distribution,
- le raccordement au réseau de transport sous des modalités adaptées,
- le maillage de réseaux de distribution,
- des installations de compression appelées rebours, qui permettent d'inverser le sens de circulation du gaz et de le faire remonter en amont vers des réseaux de régime de pression plus élevés, et étendre ainsi la zone de consommation,
- l'augmentation des usages locaux du gaz, notamment sous forme de carburant,
- le stockage temporaire du gaz sous forme GNL par exemple.

Des projets en file d'attente majoritairement sur le réseau de distribution :

88 %

des projets

78 %

des volumes

Le projet West Grid Synergy

Le projet West Grid Synergy a pour ambition de réaliser un démonstrateur d'envergure pour préfigurer ce que pourrait être le système gaz de demain fortement décarboné.

En s'appuyant sur les synergies entre le système gaz et son écosystème, le projet améliorera la performance au service des territoires pour mieux développer et intégrer les gaz renouvelables, accroître leur attractivité et leur résilience, mieux répondre aux besoins de chacun de leurs acteurs.

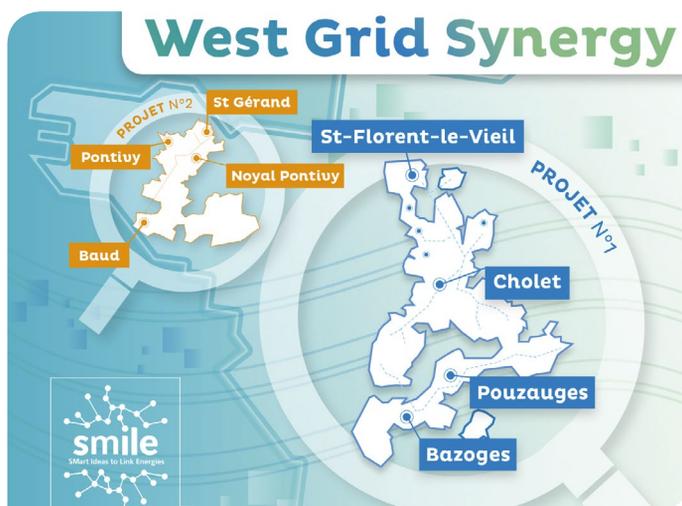
Le projet West Grid Synergy est à l'interface entre trois éléments essentiels de ce qui fait un territoire d'un point de vue énergétique :

- des bassins de vie où se côtoient décideurs, consommateurs et producteurs,
- des infrastructures énergétiques,
- des potentiels de productions énergétiques en particulier issus du recyclage des déchets.

La finalité du projet West Grid Synergy est de créer une dynamique entre ces trois éléments afin d'accélérer la transition énergétique sur le territoire en expérimentant de nouveaux outils et méthodes, tant sur les infrastructures que sur leur écosystème.

Le projet West Grid Synergy innovera à l'échelle territoriale, avec l'installation de deux postes rebours permettant un flux bidirectionnel. Ces postes intelligents permettront de tester des configurations de réseaux inédites en organisant la gestion des flux et le stockage du biométhane produit localement lorsque l'offre est supérieure à la demande. Les deux zones d'expérimentations constituent ainsi des laboratoires pour définir les modalités d'adaptation et de pilotage des réseaux de demain.

Ce projet s'inscrit dans la dynamique territoriale portée par les régions Bretagne et Pays de la Loire au travers du projet SMILE dont l'ambition est de créer un grand réseau énergétique intelligent dans l'Ouest de la France. Ces expérimentations sont étroitement associées à des projets de



production de biométhane et au développement de nouveaux usages performants du gaz, tel que la mobilité :

- à Pouzauges en Vendée, l'installation de rebours pilote est liée à une dizaine de projets de biométhane répartis entre Vendée et Maine-et-Loire,
- à Pontivy dans le Morbihan, ce sont 4 projets de biométhane sur 3 communes qui requièrent le rebours.

La réalisation de ces ouvrages a été décidée après confirmation des producteurs de biométhane concerné. La mise en service est prévue en 2019.

40 %

des besoins en gaz couverts
par le biométhane produit localement

Expérimentations dans le Power to Gas et l'hydrogène : Jupiter 1000 et FENHyx

Jupiter 1000: un démonstrateur de Power to Gas

Avec le projet Jupiter 1000, GRTgaz a pour ambition de mettre en œuvre à l'échelle industrielle une installation innovante de production d'hydrogène d'1 MWélec destiné à être tout ou partie injecté sur le réseau. Ce démonstrateur est constitué de deux électrolyseurs de deux technologies différentes : PEM (membrane) et Alcaline.

Autres projets de rebours

Au-delà de ces deux ouvrages de rebours pilotes de Pouzauges et Pontivy, la dynamique de la filière biométhane a conduit GRTgaz et GRDF à identifier plusieurs autres besoins d'installations de rebours nécessaires à court terme.

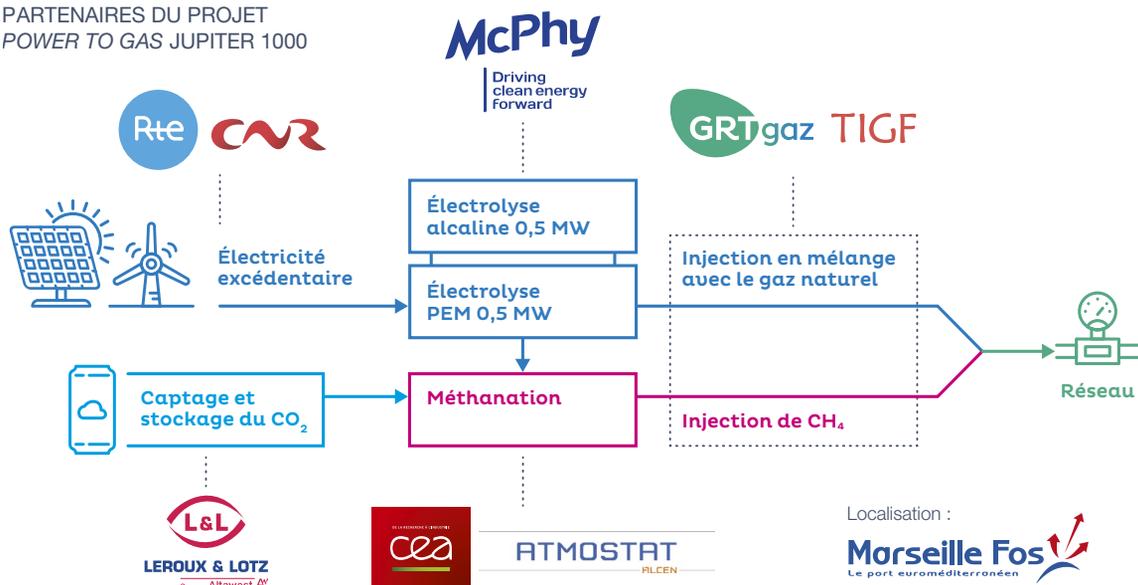
À court terme, les études font apparaître un besoin de rebours sur les communes de :

- Soissons (Aisne),
- Bourges (Cher),
- Chessy (Seine-et-Marne).

Le démonstrateur comprendra également une unité de captage de CO₂ sur les cheminées d'un industriel voisin et une unité de méthanation pour convertir l'hydrogène produit et le CO₂ ainsi recyclé en méthane de synthèse. Ce gaz neutre en carbone, sera ensuite injecté sur le réseau de transport.

Ce projet unique en France permettra d'étudier la validité technico-économique du procédé et de faire émerger une nouvelle filière de production de gaz renouvelable à l'horizon 2030.

PARTENAIRES DU PROJET
POWER TO GAS JUPITER 1000





30 M€

d'investissements, financés à :

40 %
par GRTgaz

30 %
par ses
partenaires

30 %
par subventions
publiques (ADEME,
région PACA, fonds
européen FEDER)



Une installation de

1 MW

Jusqu'à

200 m³/h

d'injection d'hydrogène

Jusqu'à

25 m³/h

de production de méthane

Il est localisé à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), sur la plateforme « Innovex » du Grand Port Maritime de Marseille dédiée à l'accueil de démonstrateurs en lien avec la transition énergétique.

Le projet a été décidé en 2015, avec l'approbation de la Commission de Régulation de l'Énergie.

Les travaux ont débuté. La mise en service est prévue en 2019.

FenHYx : un démonstrateur pour l'injection d'hydrogène et de gaz décarboné dans les réseaux de gaz

FenHYx est un projet de plateforme de recherche avec pour objectif de définir les conditions techniques, économiques et réglementaires d'injection d'hydrogène et de gaz décarbonés dans les réseaux de transport de gaz et par extension dans les infrastructures gazières.

FenHYx vise en particulier à reproduire les fonctionnalités des réseaux gaziers et notamment celles des réseaux de transport de gaz : compression, détente, mesure, analyse, boucle d'injection... Des essais, à différentes pressions et concentrations d'hydrogène et de méthane, permettront de tester, d'évaluer et de certifier la tenue des équipements des infrastructures gazières à ces nouveaux gaz et de déterminer les paramètres dynamiques à prendre en compte en termes de variation de pression, de qualité de gaz... L'ouverture de cette plateforme à d'autres opérateurs (gestionnaires de réseau gaz européens, fournisseurs de matériels...) contribuera à l'optimisation de la recherche dans le domaine et à la cohérence des solutions retenues.

L'objectif de la plateforme est d'accélérer la mise en compatibilité du réseau avec l'injection et le transport d'hydrogène et d'autres nouveaux gaz, de mobiliser la filière et unir les opérateurs, et enfin de former les exploitants. Le site sera sélectionné en France selon des critères d'accessibilité à l'international, d'intégration dans un écosystème favorable à l'innovation, et de complémentarité avec des activités industrielles et les réseaux connexes. La mise en service de FenHYx est envisagée à ce stade en 2021.

Quel développement des réseaux à l'horizon 2030 pour accueillir les gaz renouvelables ?

La production diffuse de gaz renouvelable prendra donc une part croissante dans le mix gazier. Des extensions de réseau seront nécessaires pour collecter cette production et des installations de rebours permettront d'absorber le surplus d'énergie lorsque l'offre dépassera la demande locale.

Les opérateurs de réseaux de transport et de distribution ont lancé des collaborations pour identifier les ouvrages nécessaires aux potentiels locaux de production, planifier et proposer des critères de décision de réalisation.

En 2017, GRTgaz avait mené une étude statistique sur la probabilité d'installer des stations de rebours sur son réseau pour absorber les surplus d'énergie lorsque l'offre dépasse la demande locale.

Les résultats proposés permettent d'apporter des ordres de grandeur avec des sensibilités importantes à des hypothèses structurantes. Ils ne doivent en aucun cas être considérés comme des valeurs figées ou des objectifs mais bien comme des premiers éclairages pour la collectivité pour estimer les adaptations du réseau de transport qui pourraient être nécessaires au vu des objectifs de développement de la filière biométhane.

Parmi ces hypothèses, on peut notamment citer : la répartition géographique des projets d'injection est supposée aléatoire et leur répartition en taille identique à celle observée en 2017 dans le registre de capacités⁽³¹⁾; ces projets sont supposés être à une distance du réseau leur permettant un raccordement économique pour le producteur ; un maillage supplémentaire des réseaux de distributions est supposé fait préalablement aux rebours par Distribution/Transport et par Transport/Transport car supposé moins onéreux ; une fois installée, la station de rebours est supposée fonctionner un minimum de temps dans l'année. Il a également été tenu compte des prévisions de baisse de consommations à l'horizon 2030.

Si l'on considère le scénario de la Loi de Transition Énergétique pour lequel les injections de gaz renouvelable atteindraient 10 % des consommations à l'horizon 2030 (soit environ 30 TWh), le nombre de producteurs raccordés au réseau de distribution s'élèverait à environ 1 300. Sous ces hypothèses, on peut estimer qu'environ 100 installations de rebours – 90 % de rebours D/T et 10 % de rebours T/T – seraient nécessaires, soit une enveloppe financière de 300 M€ d'ici 2030.

Pour atteindre 90 TWh de gaz renouvelables en 2030, il faudrait raccorder environ 2 600 sites d'injection sur les réseaux de distribution et 400 sur le réseau de transport. Sous les mêmes hypothèses, on peut estimer qu'environ 150 installations de rebours seraient statistiquement nécessaires d'ici 2030 en zone GRTgaz pour atteindre 90 TWh de gaz verts en 2030. L'enveloppe financière d'investissement pour GRTgaz pourrait ainsi être de l'ordre de 450 millions d'euros d'ici 2030 pour accélérer la transition énergétique.

Suite à l'adoption de la loi dite « Egalim » en octobre 2018 qui consacre un « droit à l'injection » des producteurs de biométhane et des renforcements de réseau possibles sous certaines conditions technico-économiques, ces estimations vont être reprises et affinées d'une part au sujet des rebours et d'autre part au sujet de possibles extensions de réseau.

(31) Registre des capacités pour les projets de biométhane 1G (projets de 260 m³/h en moyenne répartis à 78 % sur le réseau de distribution et 22 % sur le réseau de transport) ; hypothèse de projets à 1000 m³/h pour le biométhane 2G supposés répartis à 75 % sur le réseau de transport et 25 % sur le réseau de distribution (en énergie) ; pour le Power to Gas, hypothèse de projets répartis à moitié – en énergie – sur le réseau de transport (500 m³/h en moyenne) et à moitié sur le réseau de distribution (100 m³/h).

4.5 LA SIMPLIFICATION DU MARCHÉ DU GAZ EN FRANCE

Un marché de gros unique du gaz en France

La fusion des zones en 2018 marque l'achèvement de la simplification de la structure de marché français, en cohérence avec le modèle cible européen. Cette orientation avait été confirmée par la CRE dans sa délibération du 19 juillet 2012 visant une zone unique en 2018.

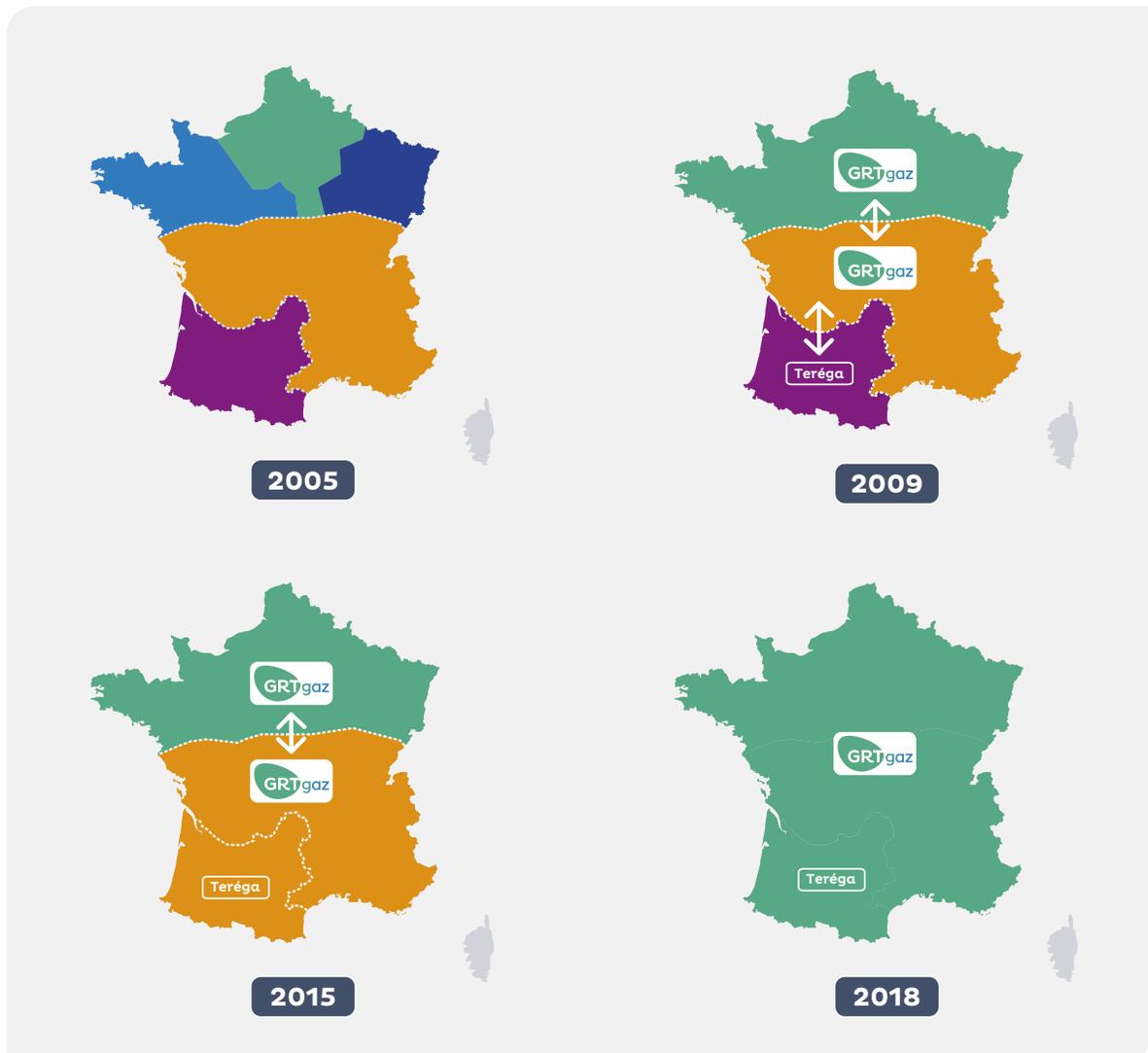
Un marché plus liquide, plus compétitif, et mieux intégré au marché européen

La création d'une place de marché de gaz unique en France est rendue possible par l'augmentation des

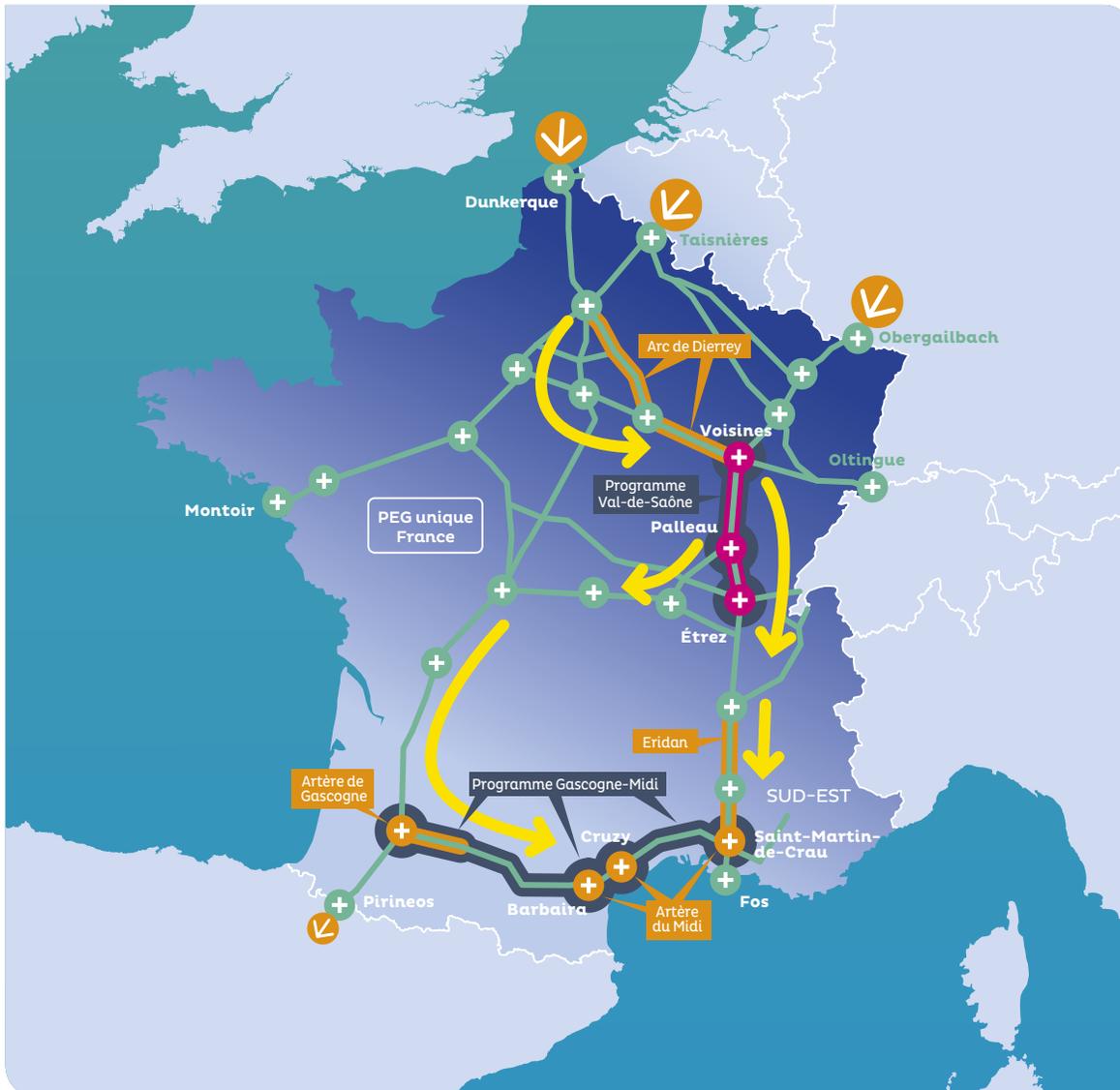
capacités de transit entre le Nord et le Sud de la France. La Liaison Nord Sud qui traduit la congestion physique entre les zones Nord et Sud sera supprimée. Les écarts de prix persistants entre les marchés PEG Nord et TRS disparaîtront.

Une solution combinant investissements et mécanismes contractuels

La solution retenue pour réaliser la fusion des zones a été identifiée et évaluée par une analyse coûts bénéfices menée la CRE en 2013. L'étude s'appuie sur un ensemble de schémas de flux, partagés avec le marché, établis selon



CRÉATION D'UNE PLACE DE MARCHÉ UNIQUE EN FRANCE

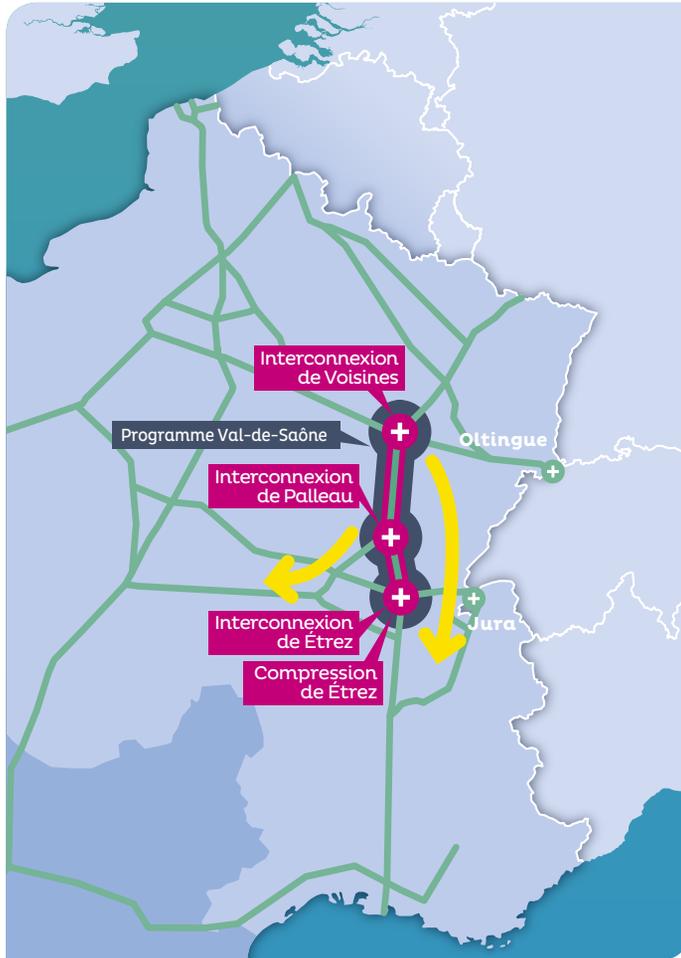


différents scénarios économiques. Elle identifie un schéma d'investissement basé sur le projet Val de Saône et le projet Gascogne Midi. Ce schéma traite une grande part des configurations d'utilisation du réseau mais nécessite la mise en œuvre de manière ponctuelle de mécanismes contractuels de levée des congestions.

L'analyse Coûts Bénéfices conclut que cette solution dégage des bénéfices pour les marchés français et ibériques dans tous les scénarios de marché dans lesquels le GNL n'est pas durablement moins cher que le gaz livré par

gazoduc. Les bénéfices sont notamment supérieurs aux coûts d'investissement dans les cas où le GNL est durablement plus cher.

Après consultation, la CRE a retenu le 7 mai 2014 (lien) le schéma d'investissement associant les projets Val de Saône et Gascogne Midi, et a défini après audit le 30 octobre 2014 un budget cible total de 823 M€ et les mécanismes de régulation incitative pour ces investissements.



Le projet Val de Saône

Le projet permet d'augmenter le transit Nord Sud par l'Est du réseau.

Les travaux se déroulent conformément au planning. Durant l'été 2018 les derniers raccordements ont été réalisés, ainsi que les épreuves et les remises en état des pistes. La canalisation est mise en service en novembre 2018.

- Doublement de l'artère de Bourgogne entre Voisines et Étrez : **188 km en DN 1200, PMS 68 bar**,
- adaptation de **3 stations d'interconnexions** à Étrez, Palleau et Voisines,
- renforcement de la station de compression de Étrez avec une **3^e machine de 9 MW**.

3 Régions, 4 départements et 65 communes traversées
9 postes de sectionnement
6 lots de pose en parallèle



DATES CLÉS

Juillet 2012
Lancement des études

10 avril 2014
Décision commune d'allocation transfrontalière des coûts entre la France et l'Espagne par la CRE et la CNMC

30 avril 2014
Décision des mécanismes de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne Midi par la CRE

7 septembre 2015
Décision finale d'investissements par GRTgaz

2 mars 2016
Déclaration d'Utilité Publique

22 avril 2016
Autorisation ministérielle de construire et d'exploiter

Mars 2017
Début des travaux

Novembre 2018
Mise en service

727 M€

d'investissements dont 520 M€ pour la canalisation

74 M€

Soutien financier de l'Union Européenne pour un montant maximum de 74 M€ dans le cadre du programme énergétique européen pour la relance

Le projet Gascogne Midi : Cruzy et Saint-Martin-de-Crau (2017)

Le projet permet d'alimenter la région PACA dans le Sud-Est de la France en créant un flux rebours de Teréga vers GRTgaz par l'artère du Midi.

Sur le réseau de GRTgaz : adaptation des stations de Cruzy (Hérault) et de Saint-Martin-de-Crau (Bouches du Rhône) pour exploiter l'artère du Midi en sens rebours.

Sur le réseau de Teréga, doublement de l'artère de Gascogne sur 60 km entre Lussagnet et Barran et adaptation de la station de compression de Barbaïra.

Les stations de Saint-Martin-de-Crau et de Cruzy ont été mises en service industrielle fin 2017.



DATES CLÉS

Avril 2014

Lancement des études

22 décembre 2015

Décision finale
d'investissement de GRTgaz

Mars 2016

Début des travaux à Cruzy

Novembre 2017

Mise en service



4.6 LE CHANGEMENT DE GAZ DANS LE NORD DE LA FRANCE

Le réseau de gaz à bas pouvoir calorifique (dit « gaz B ») alimente en gaz naturel la majeure partie de la région des Hauts-de-France. Le gaz B représente environ 10 % de la consommation française totale et 1,3 million de clients, dont une centaine directement raccordée au réseau de transport. Il est issu principalement du gisement de Groningue aux Pays-Bas. La diminution de la production de ce gisement a d'ores et déjà débuté et la France ne devrait plus recevoir de gaz B à l'horizon de 2030.

Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs, il est nécessaire de convertir ce réseau en gaz à haut pouvoir calorifique (dit « gaz H ») qui alimente le reste du territoire français. Outre les modifications des

réseaux, ce projet d'ampleur nécessite une intervention chez chaque client notamment pour réaliser l'inventaire des appareils alimentés en gaz naturel (process industriels, fours, chaudières, gazinières, etc.), et dans certains cas leur réglage, leur modification voire dans quelques rares situations, leur remplacement.

Le cadre législatif et réglementaire français

La mise en place d'un cadre juridique spécifique a constitué un préalable indispensable à la préparation de cette conversion, afin notamment de définir le calendrier de l'opération, les responsabilités des différents acteurs et les modalités techniques retenues.

Les textes ci-dessous ont permis de construire ce cadre :

- l'article 164 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte,
- le décret n° 2016-348 du 23 mars 2016 précise le cadre réglementaire et l'organisation générale de l'opération de conversion. Ce décret prévoit la réalisation d'une phase pilote sur la période 2016-2020, l'élaboration conjointe d'un projet de plan de conversion par les gestionnaires de réseaux et de stockage et la mise en place d'un comité de coordination,
- l'arrêté du 10 juillet 2017 fixe les communes concernées par la phase pilote,
- la loi n° 2017-227 du 24 février 2017 élargit les missions des GRD à la coordination des opérations d'adaptation et de réglage des appareils des consommateurs sur le réseau de distribution et introduit des dispositions relatives à la conversion du stockage,
- enfin, l'arrêté du 31 juillet 2018 autorise GRDF, GRTgaz et Storengy à procéder, à titre expérimental, à la conversion d'une portion des réseaux de transport et de distribution de gaz B.

Le plan de conversion

GRDF, Gazélec Péronne, SICAE Somme et Cambrais, Storengy et GRTgaz ont collaboré de façon étroite sous l'égide des pouvoirs publics, afin d'établir un projet de plan de conversion, qui a été soumis aux ministres concernés le 23 septembre 2016. Ce plan a ensuite fait l'objet d'une évaluation économique et technique par la CRE, dont les conclusions figurent dans la délibération du 21 mars 2018.

FIGURE 1



Un plan de conversion progressif entre 2016 et 2029

La conversion au gaz H de la zone actuelle de consommation de gaz B repose sur un découpage des réseaux de transport et de distribution de gaz B en une vingtaine de secteurs géographiques (cf. figure 2). Le changement du type de gaz acheminé sera réalisé indépendamment et successivement pour chaque secteur, permettant ainsi une conversion progressive de l'ensemble de la zone jusqu'en 2029 au plus tard, à un rythme compatible avec les interventions nécessaires pour chacun du 1,3 million de clients concernés.

La phase pilote : conversion des secteurs de Doullens, Gravelines, Grande-Synthe et Dunkerque entre 2019 et 2020

La majeure partie des coûts prévus pour GRTgaz est liée aux modifications du réseau de transport nécessaires à la mise en œuvre du plan de conversion. Les principaux travaux prévus correspondants sont positionnés sur la figure 3 ci-après. Ces travaux comprennent :

- pour le secteur de Doullens : la création d'un nouveau site à Valhuon, permettant la connexion entre la canalisation des Hauts de France I (réseau H) et celles d'Artois (réseau B) et l'adaptation du poste de sectionnement existant à Diéval,
- pour le secteur de Gravelines : le raccordement des réseaux H et B au niveau du poste existant de Gravelines DP,
- pour les secteurs de Grande-Synthe et Dunkerque : un raccordement sur la canalisation des Hauts de France I (réseau H), l'extension du poste existant de Brouckerque et la construction d'une nouvelle canalisation d'environ 2 km de longueur en DN 200 entre le poste de Brouckerque et celui de Spycker,
- l'adaptation du site d'Arleux, afin de maintenir les injections de gaz de mines pendant la phase pilote et le début de la phase de déploiement du plan de conversion.

Les travaux nécessaires à Arleux ont été achevés en mars 2018 et les travaux se poursuivent sur les autres sites en vue d'une mise en service en 2019. Une deuxième série de modifications du réseau de transport sera nécessaire à la mise en œuvre de la phase de déploiement de la conversion, qui est actuellement prévue à partir de 2021.

42 M€

d'investissements pour GRTgaz

FIGURE 2



FIGURE 3



Les conséquences sur l'offre de GRTgaz

Un gaz « B+ » de transition

La mise en œuvre du processus de conversion prévu pour les clients raccordés au réseau de distribution nécessite le recours à un gaz appelé « B+ ». Ce gaz est conforme aux spécifications applicables pour le gaz B, mais avec un indice de Wobbe stabilisé dans une plage de variation plus réduite, en haut de la plage B. Le gaz B+ permet d'effectuer le réglage en configuration gaz H des appareils des clients, quand cela est nécessaire, en amont de l'arrivée du gaz H.

Les spécifications relatives au gaz B+ ont déjà été intégrées dans la réglementation néerlandaise pour le gaz à destination de la Belgique et de la France depuis le 1^{er} avril 2016. Les prescriptions techniques des opérateurs de réseaux et de stockage français ont également été modifiées afin d'y prendre en compte les exigences du gaz B+.

Autres conséquences sur l'offre de capacités

- La disparition du service « pointe » de conversion de gaz H en gaz B à l'été 2021, du fait de la conversion au gaz H du réseau auquel est raccordé l'adaptateur H/B de Loon Plage,
- la diminution de la capacité d'entrée ferme à Taisnières B de 230 GWh/j à 115 GWh/j en 2025, du fait de la conversion en gaz H de l'une des deux artères d'Artois Est entre Taisnières et Arleux (étant précisé que le stockage de Gournay devrait fonctionner en gaz B jusqu'en 2026).

Ces évolutions correspondent à la vision actuelle de GRTgaz résultant du projet de plan de conversion soumis aux autorités le 23 septembre 2016. En particulier, les échéances ci-dessus pourront évoluer si le planning de conversion actuellement envisagé est modifié.

GRTgaz n'a pas identifié, à ce jour, de besoin de capacité complémentaire à Taisnières H à l'horizon 2025, permettant le cas échéant de réutiliser tout ou partie des équipements nécessaires à la capacité de gaz B.

Une augmentation de la capacité en gaz H nécessiterait des investissements dont le déclenchement éventuel dépendra de la demande du marché.

Un projet d'infrastructure ambitieux et prioritaire

Le projet est indispensable pour assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs de gaz B. Il permettra d'aller au-delà en améliorant la sécurité d'approvisionnement en gaz de cette partie du réseau, qui n'est aujourd'hui alimentée que par un seul point d'entrée et une seule source d'approvisionnement à Taisnières. Le projet créera de nouvelles connexions avec le reste du réseau de transport et donnera accès à des sources diversifiées de gaz H.

Le projet conduira également à une amélioration de l'efficacité du transport. Le contenu énergétique du gaz H étant plus important que celui du gaz B, les volumes de gaz à transporter seront plus faibles pour un même besoin final.

Enfin, le projet constitue une opportunité pour l'amélioration de l'efficacité énergétique sur une large zone géographique. En effet, les interventions chez chaque client permettront des conseils individualisés, un réglage plus efficace des appareils de chauffage et l'installation d'équipements plus modernes.

En octobre 2017, l'Union Européenne a retenu le dossier déposé par Fluxys, GRTgaz et Storengy, concernant la conversion en Belgique et en France, parmi la liste des projets PCI (Project of Common Interest).

Le 4 octobre 2018, la CRE et la CREG ont pris une décision commune d'allocation des coûts transfrontaliers de ce projet.

Une coordination à l'échelle européenne

Une coordination européenne concernant le gaz B a été mise en place au sein de la « Gas Platform », avec des réunions régulières entre les États Membres concernés : Pays-Bas, Allemagne, Belgique, Luxembourg et France. Par ailleurs, un accord de collaboration relatif à la conversion du gaz B au gaz H en Belgique et en France a été conclu entre Gasunie Transport Services, Fluxys et GRTgaz. En complément, des échanges techniques réguliers entre opérateurs belges, allemands et français sont organisés, afin d'échanger sur les processus de conversion dans chaque pays. Enfin, le TYNDP (Ten Year Development Plan) et le North West GRIP (Gas Regional Investment Plan) apportent un éclairage sur la question du gaz B.

4.7 LE DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS EUROPÉENNES

Avec l'Italie et la Suisse : une nouvelle entrée à Oltingue (2018)

La France et l'Italie sont interconnectées via la Suisse au point d'interconnexion d'Oltingue, d'une capacité de 230 GWh/j de la France vers la Suisse. Ce point est dorénavant bidirectionnel.

Des capacités fermes d'entrée à Oltingue sont proposées depuis juin 2018, sans augmentation des capacités fermes déjà commercialisées en amont des limites du réseau. Le niveau de commercialisation à Oltingue est fixé en fonction des capacités fermes déjà souscrites à Obergaillbach et à Taisnières.

Le projet a consisté uniquement à permettre d'inverser le flux physique sur la canalisation, sans développer de cœur de réseau, en adaptant les stations d'Oltingue et de Morelmaison. Les investissements se sont élevés à 17 M€.

Intégration des marchés et diversification

Ce projet crée un nouveau point d'entrée physique sur le réseau français depuis la Suisse et l'Italie. Il donne accès au marché français à de nouvelles sources de gaz libyen, algérien et azéri, une fois mis en service le Trans Adriatic Pipeline (TAP) depuis l'Azerbaïdjan vers l'Italie en 2020.

Il connecte les marchés PEG et PSV dans les deux sens et offre de nouvelles opportunités d'arbitrage entre ces places.

Le développement du corridor Sud Nord a été mené en étroite collaboration avec les opérateurs adjacents.

En Italie, Snam Rete Gas a engagé les travaux et sera en mesure d'exporter 429 GWh/j vers la Suisse à Passo Gries et l'Autriche à Tarvisio à partir de 2018 (50 GWh/j sont déjà opérationnels).

En Suisse, les travaux nécessaires pour remonter du gaz depuis l'Italie vers la France et l'Allemagne ont été mis en service fin 2017 par Fluxswiss. Une consultation du marché en 2010 avait abouti à des réservations de capacités.



17 M€

d'investissements

En Allemagne, Fluxys TENP et OGE ont décidé les investissements nécessaires pour pouvoir inverser le sens de TENP. Les travaux nécessaires incluent une unité de désodorisation du gaz.

Depuis avril 2017, le gazoduc TENP1 est partiellement indisponible afin de réaliser des travaux d'inspection et de maintenance, affectant les capacités d'interconnexion à Wallbach. Ces limitations devraient durer jusqu'en 2020. GRTgaz collabore activement avec les opérateurs de réseaux adjacents afin de maximiser les capacités disponibles à Oltingue vers l'Italie.

Avec l'Allemagne : une nouvelle sortie vers l'Allemagne à Obergailbach (2023)

La France et l'Allemagne sont interconnectées au point d'Obergailbach/Medelsheim d'une capacité de 620 GWh/j de l'Allemagne vers la France. En rendant ce point bidirectionnel physiquement, le projet améliorerait significativement l'intégration des deux marchés.

Intégration des marchés et compétitivité

Ce projet a pour enjeux :

- participer au besoin d'approvisionnement identifié dans le NEP⁽³²⁾ allemand 2018 pour compenser en partie la baisse des approvisionnements en gaz B de l'Allemagne et servir à l'alimentation de l'Ouest/Sud-Ouest de l'Allemagne, en particuliers pour l'augmentation des besoins des CCCGT ; les besoins sont estimés à hauteur de 320 GWh/j,
- fournir à l'Allemagne et pays voisins à l'Est un accès aux nombreux terminaux GNL de l'Ouest de l'Europe à un coût bien inférieur à celui d'un nouveau terminal méthanier,
- renforcer les arbitrages entre deux marchés dont le spread évolue dans les deux directions.

Les solutions envisagées

Les ouvrages envisagés pour créer une capacité de 100 GWh/j ferme et totalement flexible de sortie de la zone unique France sont :

- le doublement de tout ou partie de l'artère du Nord-Est entre Morelmaison (Vosges) et Voisines ;
- l'adaptation des interconnexions de Morelmaison et Voisines, le cas échéant Obergailbach ;
- le cas échéant la création d'une station de compression à Cheppy (Meuse) ;
- le renforcement des compressions à Voisines et Dierrey.

Ces investissements pourraient être fortement réduits dans le cas d'une offre commerciale plus spécifique et dédiée à des flux de transit.

(32) Netzentwicklungsplan

À ces investissements s'ajoutent ceux nécessaires pour proposer du gaz non odorisé à la frontière vers l'Allemagne.

Odorisation : une harmonisation préalable est nécessaire

Le gaz naturel, généralement inodore, est odorisé par l'ajout d'un additif (un composé sulfuré, le THT), afin d'identifier les éventuelles fuites sur les réseaux de distribution et les installations intérieures. Contrairement à la plupart des pays européens, la France et l'Espagne réalisent cette opération de manière centralisée, à l'entrée sur le réseau de transport. Les spécifications du gaz injecté sur les réseaux gaziers en Allemagne ne sont pas compatibles avec du gaz odorisé. En l'état, les exports de gaz depuis la France vers l'Allemagne ne sont par conséquent pas possibles.

Décentraliser l'odorisation du gaz, aux interfaces entre réseau principal et réseau régional

GRTgaz a examiné les conditions sous lesquelles le gaz pourrait être odorisé de manière décentralisée, en sortie du réseau principal, en amont de la distribution, plutôt qu'aux points d'entrée frontière. Le projet pilote d'odorisation décentralisée a permis de mettre en évidence que les coûts de mise en œuvre seraient significativement supérieurs à l'estimation initiale (hors impact sur les réseaux adjacents de GRTgaz). L'organisation actuelle du réseau nécessiterait en effet d'odoriser des débits très faibles, à moins de 15 000 m³(n)/h et d'envisager des installations complexes pour garantir la qualité et la sûreté de l'odorisation. Cette solution est considérée à ce stade non économique.

Désodoriser le gaz en France

Une solution alternative consisterait à installer une unité de désodorisation sur l'artère du Nord Est. Le gaz odorisé serait traité par adsorption du THT par un tamis moléculaire. Cette solution a l'avantage d'être beaucoup plus économe en termes d'investissements et d'entraîner des charges opérationnelles proportionnelles à l'utilisation, la rendant adaptée à des flux intermittents. Cette solution est également envisagée entre la Suisse et l'Allemagne.

Analyse coûts bénéfiques

Une analyse des coûts et bénéfiques du projet a été réalisée sur la base d'une solution décentralisée dans le cadre du TYNDP 2017 de l'ENTSOG et de la 3^e sélection des projets PCI. Elle montre des bénéfices qualitatifs avec un meilleur accès au GNL, une meilleure diversification de l'Allemagne et de l'Europe Centrale et une réduction de la dépendance au gaz russe, sans bénéfices monétisés.

Le projet, initialement PCI, n'a pas été jugé prioritaire au vu des besoins dans le Corridor Nord ouest, et n'a donc pas été retenu comme projet PCI pour la période 2018-2019. Une nouvelle évaluation sera réalisée dans le cadre du TYNP 2018 sur la base d'une solution de désodorisation.

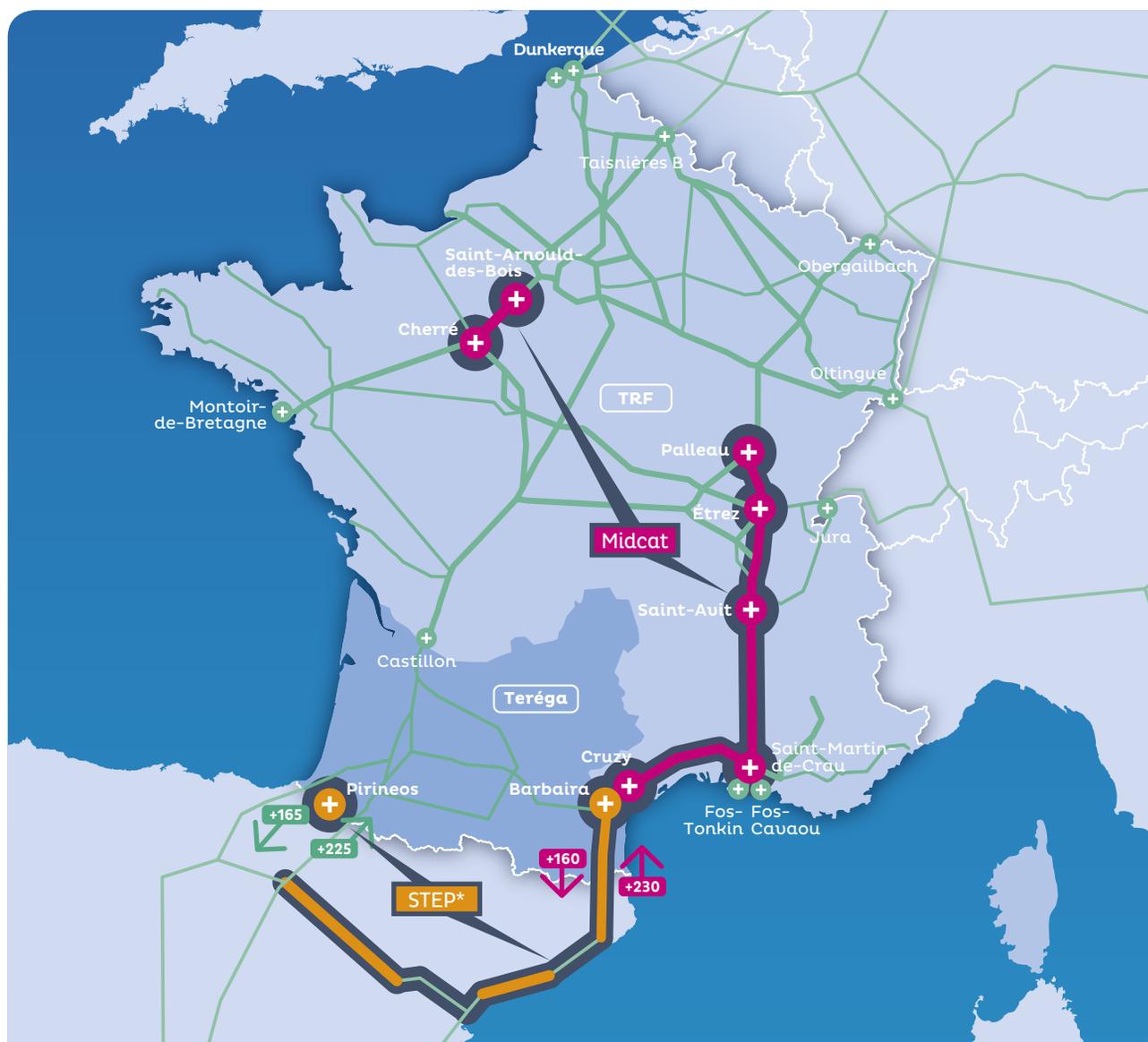
Prochaines étapes

GRTgaz étudie la possibilité de développer une boîte à outils contractuels permettant de tester l'intérêt du marché pour des capacités d'export depuis la France vers l'Allemagne et d'augmenter l'apport d'une solution physique si mise en œuvre. Celle-ci devra présenter un

optimum entre ratio qualité de service, investissements et coût d'exploitation.

Avec l'Espagne : renforcer les interconnexions (2022/2024)

Les interconnexions physiques entre la France et l'Espagne situées à Larrau et Biriadou forment depuis 2014 un point d'interconnexion unique Pirineos. Les capacités d'échanges à ce point ont été considérablement renforcées en 2013 et 2015 suite aux open season de 2009 et 2010. Elles s'établissent aujourd'hui à 225 GWh/j dans le sens Espagne vers France et 165 GWh/j dans le sens



*STEP: capacités interruptibles

— Renforcements

France vers Espagne, auxquelles s'ajoutent 60 GWh/j de capacités interruptibles. Ces capacités permettent d'assurer 27 % de la demande espagnole. Le projet MIDCAT vise à renforcer le corridor Nord Sud en créant une nouvelle interconnexion à l'Est des Pyrénées.

Poursuivre l'intégration de la péninsule ibérique au marché européen de l'énergie

Le 4 mars 2015, à l'occasion d'un sommet sur les interconnexions électriques et gazières à Madrid, le Portugal, l'Espagne et la France, reconnaissant l'importance fondamentale de la mise en œuvre d'un marché de l'énergie pleinement opérationnel et interconnecté, se sont

engagés à étudier le renforcement des connexions entre la péninsule ibérique et les marchés européens de l'énergie. À cette fin, un **groupe de haut niveau** a été constitué sous l'égide de la Commission Européenne avec les autorités compétentes françaises, portugaises et espagnoles.

Une étude technique conjointe

En juillet 2015, Enagas, Teréga et GRTgaz ont remis aux autorités une étude technique visant à identifier selon une méthodologie partagée, les infrastructures nécessaires sur leurs réseaux respectifs à la création d'une capacité supplémentaire variant de 0 à 230 GWh/j dans le sens Espagne vers France, et de 0 à 160 GWh/j dans le sens

Projet	(Full) Midcat	Décrément 1	Décrément 2	STEP
Capacités créées sur le réseau français (Gwh/j fermes)				
France vers Espagne	160	80	80	0
Espagne vers France	230	150	70	0
Coûts en France (M€, estimé en 2015)	2 684	2 285	1 530	290

Infrastructures en France							
TSO	N°	Gazoduc / Station de compression	Diamètre / puissance	Longueur			
GRTgaz	1	Midi SC Montpellier (création)	DN1050 - PMS 80b DN900 PMS 80b 20 MW	200 km	X	X	X
	2	SC Saint-Martin (création)	30 MW		X	X	
	3	Eridan	DN1200 - PMS 80b	220 km	X	X	X
	4	SC Saint-Avit (Renforcement)	+15 MW		X	X	
	5	Arc Lyonnais	DN1200 - PMS 80b	150 km	X	X	X
	6	SC Palteau (création)	50 MW		X		
	7	Perche	DN900 - PMS 68b	63 km	X		
Teréga	8	Barbaira-Frontière	DN900 - PMS 80b	120 km	X	X	X
	9	Midi	DN1050 - PMS 80b	40 km	X	X	
	10	SC Barbaira	7 MW		X	X	

France vers Espagne. Cette étude prend en compte les capacités commercialisées en 2015 et la création de la zone unique en France en 2018. Sur le réseau français, les ouvrages ci-dessous devront être considérés au minimum pour créer une nouvelle interconnexion (le projet STEP) avec des capacités interruptibles, et pour créer des capacités fermes et résorber les congestions qui résulteraient de flux Sud Nord (le projet Midcat).

Analyse coûts bénéfiques

Le projet Midcat a été identifié en 2015 comme Projet d'Intérêt Commun par l'Union Européenne. Une analyse des coûts et bénéfices du projet a été réalisée dans le cadre du TYNDP 2017 de l'ENTSO, elle montre des bénéfices qualitatifs pour la péninsule ibérique en termes de diversification et de réduction de sa dépendance au GNL, mais sans bénéfices monétaires.

Le projet STEP a fait l'objet d'une analyse coûts bénéfices commanditée par le High Level Group. Cette étude conduite par le cabinet Pöyry montre un bilan économique globalement négatif, avec des bénéfices pour la péninsule ibérique dans des scénarios (coût du GNL nettement supérieur à celui du gaz gazeux, avec réduction des imports algériens).

En septembre 2017, une étude faisant suite à la stratégie européenne pour le GNL et le stockage menée par REKK, Tractebel et Energy Markets Global pour le compte de la Commission européenne indiquait que Midcat ne produisait pas de résultats positifs dans les scénarios testés.

Par ailleurs, la CRE considère dans son rapport 2016 sur les interconnexions électriques et gazières en France, que Midcat n'a pas d'utilité pour la sécurité d'approvisionnement de la France, compte tenu de la capacité du système français à faire face à des crises d'approvisionnement.

Il est à noter que dans le cadre du premier processus incrémental en 2017, aucune demande de capacités supplémentaires n'a été formulée par les acteurs du marché à Enagas et Teréga.

Prochaines étapes

Des études de faisabilité sont en cours pour le projet STEP, avec le soutien financier de l'Union Européenne.

GRTgaz a été consulté en 2018 par les promoteurs du projet STEP en amont d'une demande d'investissement commune aux régulateurs français et espagnols.

440 M€

d'investissements pour STEP

3100 M€

pour MIDCAT

(dont 2300 M€ pour GRTgaz)

4.8 LE DÉVELOPPEMENT DES POINTS D'IMPORTATION DE GNL

Les développements liés au GNL

La France dispose de 4 terminaux méthaniers, Fos Cavaou (8 Gm³/an), Fos Tonkin (3 Gm³/an), Montoir-de-Bretagne (10 Gm³/an) et depuis 2016 Dunkerque LNG (13 Gm³/an). Leurs opérateurs envisagent des projets d'extension, pouvant avoir des incidences sur le réseau de transport.

Accompagner le développement du terminal de Montoir (2022/2024)

Elengy envisage de porter la capacité du terminal de Montoir-de-Bretagne de 10 à 12,5 Gm³ en 2022, avec la possibilité de construire une nouvelle cuve en 2024.

Pour accueillir cette capacité, il faudrait adapter la station de compression d'Auvers-le-Hamon, doubler l'artère du Maine en DN 900 entre Nozay (Loire-Atlantique) et Cherré (Maine-et-Loire) et le cas échéant installer une canalisation entre Chémery (Loir-et-Cher) et Dierrey.

Les ouvrages identifiés sur le réseau de GRTgaz, pourraient être réalisés sous réserve d'être approuvés par le régulateur et si Elengy conclut les accords commerciaux nécessaires à la décision de réalisation de son projet d'extension.

Accompagner le développement du terminal de Fos Tonkin (2021) et Fos Cavaou (2022/2024)

Elengy prévoit un projet de prolongation du terminal de Fos Tonkin qui permettrait de maintenir la capacité du terminal entre son niveau actuel à 3 Gm³ et 1 Gm³ à l'horizon 2021.

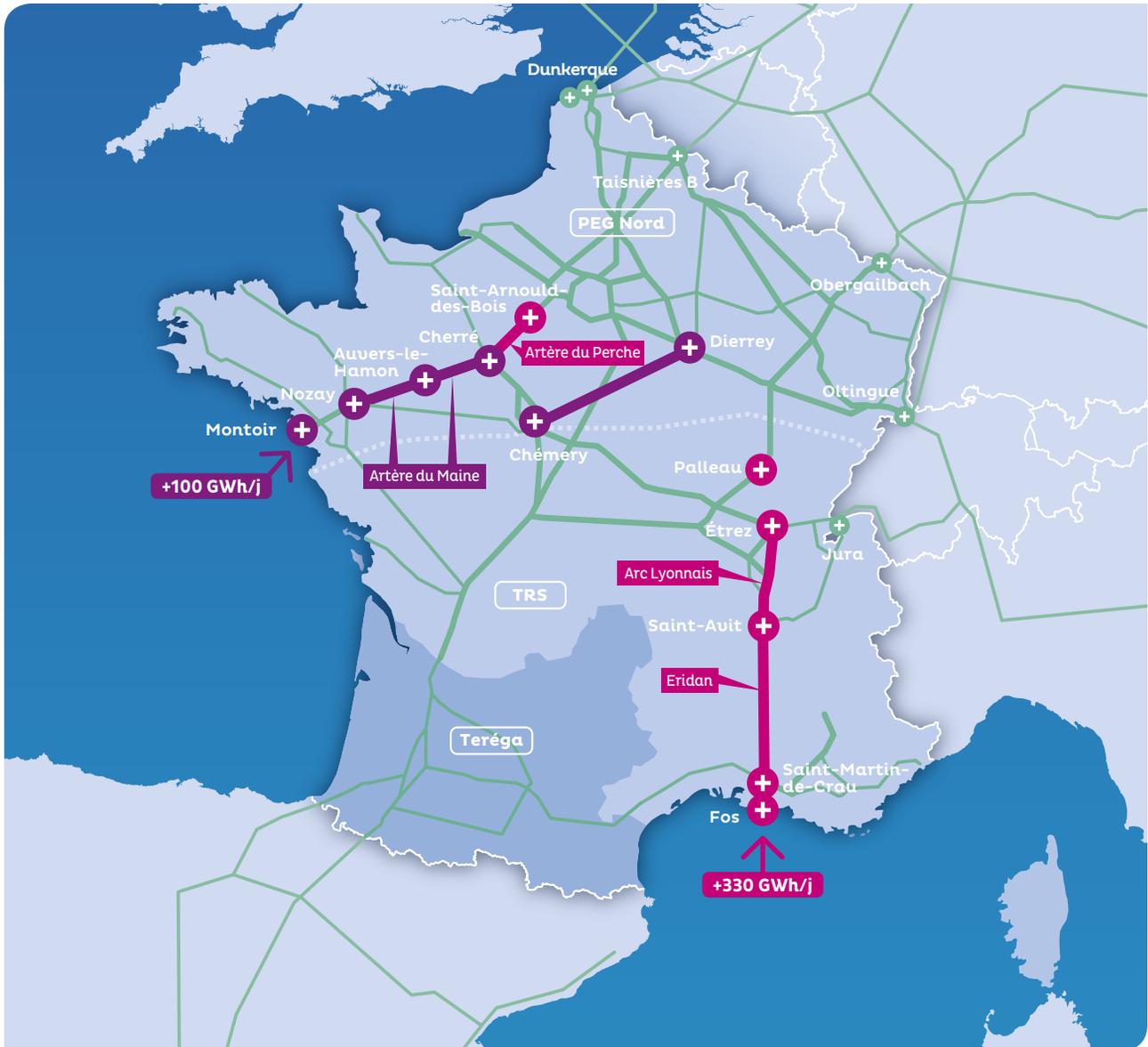
Fosmax LNG envisage l'extension du terminal de Fos Cavaou de 8 Gm³ jusqu'à 16,5 Gm³ par an (soit 330 GWh/j supplémentaires) à l'horizon 2024, avec une phase intermédiaire de 11 Gm³ en 2022 (soit 110 GWh/j supplémentaires).

Ces développements pourraient nécessiter :

- l'adaptation de l'interconnexion de Saint-Martin-de-Crau,
- le doublement de l'artère du Rhône entre Saint-Martin-de-Crau et Saint-Avit (projet Eridan),
- le doublement de l'Est Lyonnais,
- selon les besoins, le renforcement des compressions de Saint-Martin-de-Crau (Bouches-du-Rhône), de Saint-Avit et de Palteau,
- la fin du doublement de l'artère de Beauce par l'artère du Perche sur 63 km entre Cherré et Saint-Arnould-des-Bois.

Les ouvrages identifiés sur le réseau de GRTgaz, et pour partie également identifiés pour le projet Midcat, pourraient être réalisés sous réserve d'être approuvés par le régulateur et si Fosmax conclut les accords commerciaux nécessaires à la décision de réalisation de son projet d'extension.





4.9 LE DÉVELOPPEMENT DES STOCKAGES

Les développements liés au stockage

La France dispose de 12 stockages en exploitation pour un volume utile total de 137,9 TWh, soit le tiers de la consommation annuelle de gaz. Leurs opérateurs envisagent des projets d'investissements visant à maintenir les performances de ces sites.

Accompagner le développement du stockage de Hauterives

Storengy a démarré la mise en service de capacités du site de Hauterives jusqu'à 2019. Cette augmentation n'a pas d'incidence sur le réseau de transport de GRTgaz. Le site bénéficiera cependant de la mise en service de l'ouvrage Val de Saône en 2018.

Géométhane annonce la suspension de son projet de rénovation du stockage de Manosque (Alpes-de-Haute-Provence), qui visait à accroître sa capacité d'injection et de soutirage.

Les ouvrages mis en service entre 2018 et 2020

Les ouvrages dont la mise en service est attendue entre 2017 et 2019 sont détaillés ci-dessous. Leur réalisation

a été décidée et prévue dans le plan de financement de GRTgaz. Le Conseil d'Administration a approuvé l'enveloppe financière correspondant à leur réalisation.

Enjeux	Code TYNDP	Ouvrages à adapter ou à construire	Date de mise en service	Statut	Budget
Création de capacités d'entrée à partir de la Suisse	TRA-F-45	Adaptation des interconnexions d'Oltingue et de Morelmaison	2018	Mise en service	17 M€
Fusion des zones	TRA-F-43 TRA-F-331	Programme Val de Saône <ul style="list-style-type: none"> • Doublement de l'artère de Bourgogne entre Voisines et Etrez (188 km en DN1200) • Adaptation des stations d'interconnexions de Voisines, Palleau et Etrez • Renforcement de la compression d'Etrez (+9 MW) 	2018	En réalisation	740 M€
		Programme Gascogne Midi <ul style="list-style-type: none"> • Adaptation des stations de Cruzy et Saint-Martin-de-Crau 			22 M€
Phase pilote du plan de conversion du gaz B en gaz H	TRA-N-429	Connexion au gaz H des antennes de Doullens, Gravelines, Grande-Synthe et Dunkerque	2019	En réalisation	42 M€

Les ouvrages mis en service après 2021

La décision de réaliser les autres ouvrages sera prise lorsque :

- l'intérêt du marché aura été confirmé,
- la décision de réalisation de l'infrastructure adjacente aura, le cas échéant, été prise,
- le financement sera assuré,
- l'investissement aura été approuvé par la CRE.

Pour établir le calendrier des ouvrages à construire, GRTgaz prend en compte les informations indicatives de capacités et de dates de mise en service souhaitées fournies par les opérateurs d'infrastructures adjacentes.

Les ouvrages à construire ou adapter, notamment en cœur de réseau, dépendent de l'ordre d'arrivée et de l'importance des besoins d'augmentation de capacités d'entrée ou de sortie dans la zone de marché considérée. Les ouvrages mentionnés ci-dessous devraient donc être revus si le calendrier des demandes de capacités était modifié.

Compte tenu de cette incertitude, les études de dimensionnement ont été réalisées de façon préliminaire pour les échéances éloignées. Des analyses plus approfondies compléteront les premières études lorsque les besoins se préciseront, ce qui pourrait révéler la nécessité d'adapter d'autres ouvrages. Les dates indiquées prennent en compte les délais moyens de réalisation des ouvrages tels que détaillés au chapitre 4.1.

Enjeux	Code TYNDP	Ouvrages à adapter ou à construire	Mise en service	Statut	Évolution
Renforcement de la Bretagne Sud en prévision du raccordement de la Centrale à Cycle Combiné Gaz à Landivisiau		<ul style="list-style-type: none"> • Renforcement du réseau régional entre Pleyben et Pluvignert (98 km en DN400 et DN500) ⁽¹⁾ 	2021	Étude	En attente
Plan de conversion du gaz B en gaz H (phase de déploiement)	TRA-N-429	<ul style="list-style-type: none"> • Connexion progressive au gaz H du réseau de transport de gaz B 	2020/2028	Étude	
Augmentation des capacités d'entrée à partir du terminal de Montoir de 10 à 12,5 Gm ³ /an	TRA-N-258	<ul style="list-style-type: none"> • Adaptation de la station de compression d'Auvers-le-Hamon • Doublement de l'Artère du Maine et renforcement de la compression de Cherré le cas échéant • Le cas échéant, création d'une artère entre Chémery et Dierrey 	2022/2024	En attente décision du promoteur	Décalé d'un an par le promoteur
Extension du terminal de Fos Cavaou de 8,25 à 11 Gm ³ /an	-	<ul style="list-style-type: none"> • ERIDAN ⁽²⁾: doublement de l'artère du Rhône (220 km en DN1200) et adaptation des interconnexions de Saint-Avit et de Saint-Martin-de-Crau 	2022	En attente décision du promoteur	Décalé d'un an par le promoteur

Enjeux	Code TYNDP	Ouvrages à adapter ou à construire	Mise en service	Statut	Évolution
Extension du terminal de Fos Cavaou à 16,5 Gm³/an	-	<ul style="list-style-type: none"> Le cas échéant, canalisation de l'Arc Lyonnais (150 km en DN1200), et adaptation des interconnexions d'Étrez et Saint-Avit Renforcement de la station de compression de Saint-Martin-de-Crau et de Saint-Avit Le cas échéant, création d'une nouvelle station de compression à Palleau Le cas échéant, la fin du doublement de l'artère de Beauce par l'artère du Perche (63 km en DN 900) entre Cherré et Saint-Arnoult-des-Bois 	2024	En attente décision du promoteur	Décalé d'un an par le promoteur
Création de capacités de sortie vers l'Allemagne	-	<ul style="list-style-type: none"> Installation d'une désodorisation sur l'artère du Nord Est ou odorisation décentralisée (programme odicée) Le cas échéant, adaptation de l'interconnexion d'Obergailbach Doublement de la canalisation Morelmaison-Voisines Adaptation des interconnexions de Morelmaison et Voisines Le cas échéant, nouvelle station de compression à Cheppy Le cas échéant, renforcements de la compression de Dierrey 	2023	Intérêt technico-économique en discussion au niveau Européen	
Augmentation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne		<ul style="list-style-type: none"> ERIDAN⁽¹⁾ : doublement de l'artère du Rhône (220 km en DN1200) et adaptation des interconnexions de Saint-Avit et de Saint-Martin-de-Crau Le cas échéant, canalisation de l'Arc Lyonnais (150 km en DN1200), et adaptation des interconnexions d'Étrez et Saint-Avit Renforcement des stations de compression de Saint-Martin-de-Crau et de Saint-Avit Le cas échéant, création d'une nouvelle station de compression à Palleau Le cas échéant, la fin du doublement de l'artère de Beauce par l'artère du Perche (63 km en DN 900) entre Cherré et Saint-Arnoult-des-Bois Création d'une station de compression à Montpellier ou le cas échéant, doublement de l'artère du Midi (200 km, DN1050) entre Saint-Martin-de-Crau et Cruzy 	2022/ 2024	Intérêt technico-économique en discussion au niveau Européen	Pas de changement

L'évolution possible des capacités

Au 1 ^{er} janvier en GWh/j	2018	2019	2020	à terme	
Capacité d'entrée	3 585	3 585	3 585	4 140	
ZONE NORD	2 950	2 950	2 950	2 945	
Norvège - PIR Dunkerque	570	570	570	570	
Belgique - PIR Taisnières H	640	640	640	640	
Belgique - PIR Taisnières B	230	230	230	115	
Allemagne - PIR Obergaillbach	620	620	620	620	
Suisse/Italie - PIR Oltingue		100	100	100	
GNL - PITTM Montoir	370	370	370	470 ⁽³³⁾	
GNL - Dunkerque	520	520	520	520	
(PITTM Dunkerque vers Zone Nord et Dunkerque vers Belgique)					
ZONE SUD / TRS	635	635	635	1 195	
GNL - PITTM Fos	410	410	410	520 - 740 ⁽³³⁾	
Espagne (via Teréga) - PIRINEOS	225	225	225	455 ⁽³³⁾	
Capacité de sortie	695	695	695	955	
ZONE NORD	530	530	530	630	
Suisse/Italie - PIR Oltingue	223	223	223	223	
Suisse - PIR Jura	37	37	37	37	
Belgique - (PIR Alveringem et Dunkerque vers Belgique)	270	270	270	270	
Allemagne - PIR Obergaillbach				100 ⁽³³⁾	
ZONE SUD	165	165	165	325	
Espagne (via Teréga) - PIRINEOS	165	165	165	325 ⁽³³⁾	
Capacité de la liaison Nord Sud					
Zone Nord vers Zone Sud/TRS	270	Fusion ⁽³⁴⁾	Fusion ⁽³⁴⁾	Fusion ⁽³⁴⁾	
Zone Sud/TRS vers Zone Nord	230	Fusion ⁽³⁴⁾	Fusion ⁽³⁴⁾	Fusion ⁽³⁴⁾	
Capacités au 1^{er} janvier en GWh/j ⁽³⁵⁾	2018	2019	2020	2022	2027
Gaz H vers gaz B service pointe (interruptible)	57	57	57	0	0
Gaz B vers gaz H (interruptible)	125	125	125	125	125

(33) Capacité prévisionnelle, non décidée.

(34) En pratique, les ouvrages décidés pour fusionner ne créent aucune capacité Sud vers Nord. En effet, les scénarios de flux envisagés lors de l'étude technico-économique pour la fusion ne nécessitent pas de développement de capacités dans cette direction.

(35) Cette évolution correspond à la vision actuelle de GRTgaz résultant du projet de plan de conversion soumis aux autorités le 23 septembre 2016. Elles pourront évoluer notamment si le planning de conversion actuellement envisagé est modifié.

Annexes

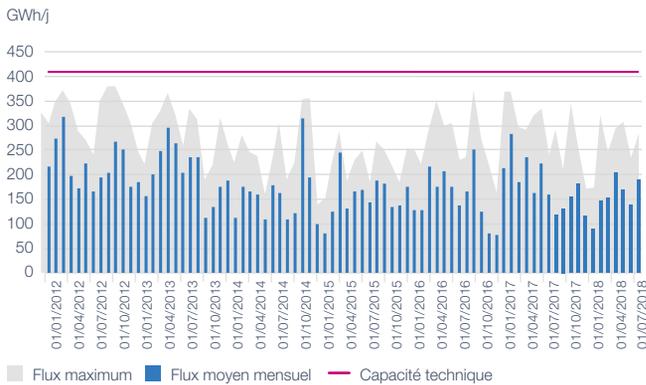
Annexe I		
Utilisation des interconnexions	106	
Annexe II		
Scénarios d'évolution en volume	108	
Annexe III		
Scénarios d'évolution à la pointe	110	
Annexe IV		
Déterminer les capacités commerciales du réseau	114	

ANNEXE I

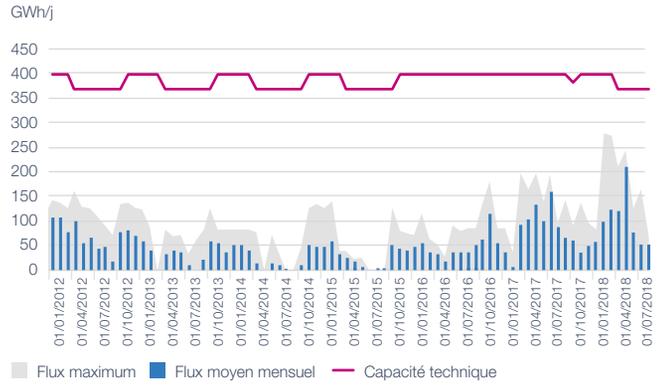
Utilisation des interconnexions

Points d'importation

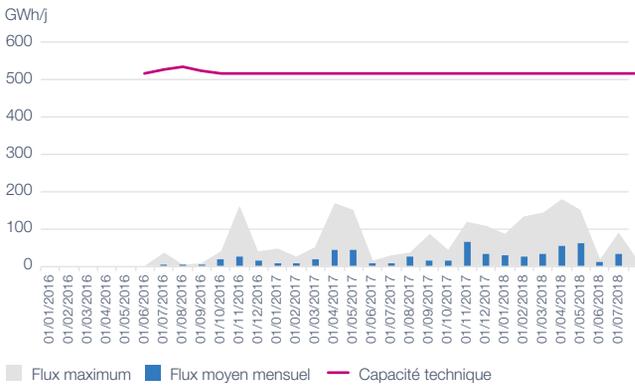
FOS (GNL)



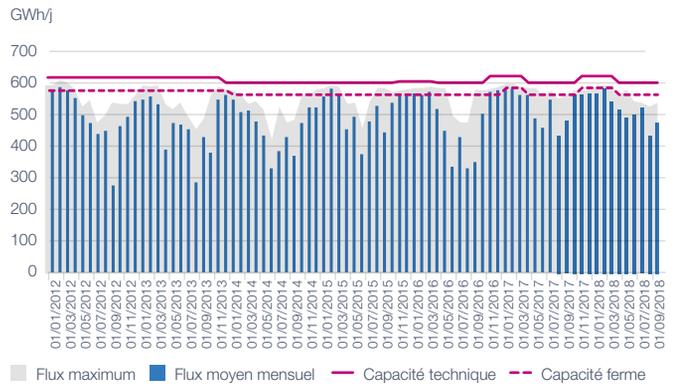
MONTOIR (GNL)



DUNKERQUE (GNL)

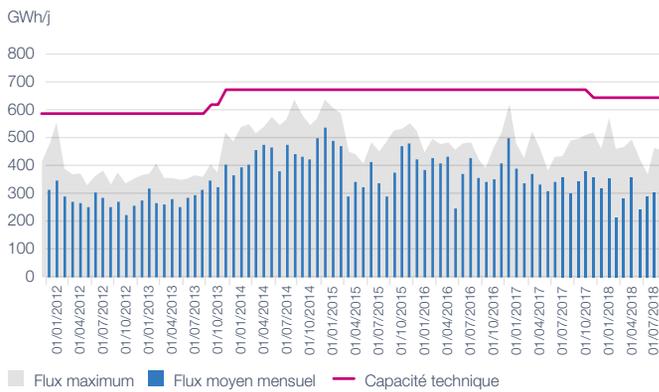


DUNKERQUE (NORVÈGE)

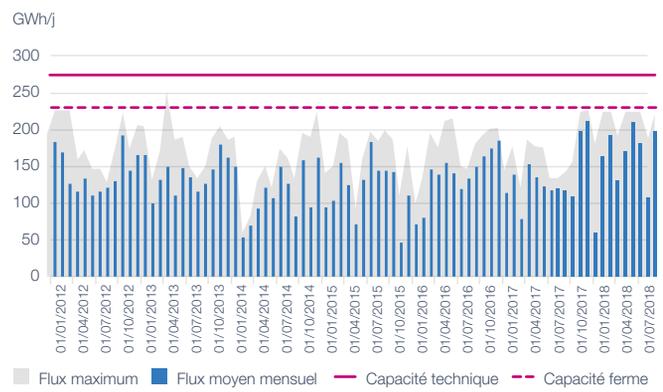


Points d'interconnexions

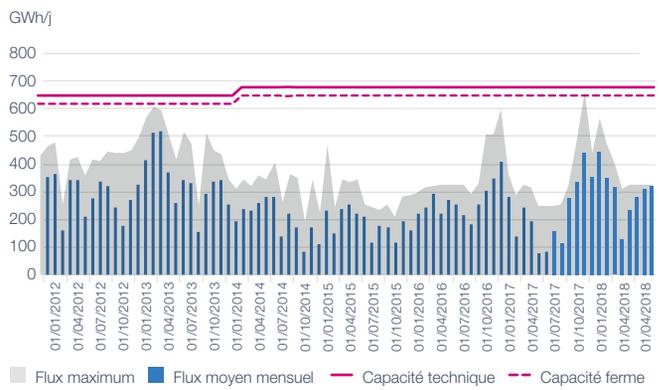
TAISNIÈRES H (BELGIQUE)



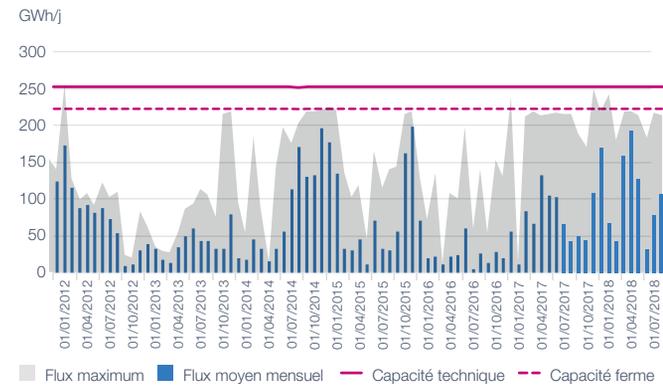
TAISNIÈRES B (BELGIQUE)



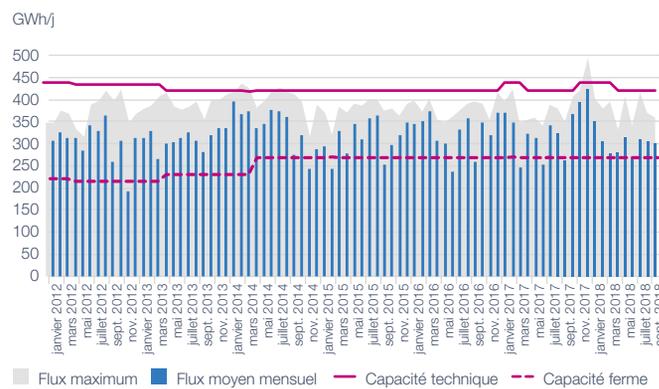
OBERGAILBACH (ALLEMAGNE)



OLTINGUE (SUISSE/ITALIE)



LIAISON NORD SUD



ANNEXE II

Scénarios d'évolution en volume

Détails des scénarios en volume au périmètre France et GRTgaz

Scénario Orange	2017	2020	2025	2027	TCAM 2017-2027
Secteur résidentiel	155	148	137	133	-1,6 %
Secteur tertiaire	91	88	83	82	-1,0 %
Secteur industrie	173	169	165	164	-0,5 %
Production d'électricité Centrales électriques et cogénérations	73	73	73	73	0,0 %
Mobilité-transports	2	8	34	46	40,8 %
Total France	493	486	491	497	0,1 %
Total au périmètre GRTgaz	467	458	463	469	0,0 %

Scénario Rouge	2017	2020	2025	2027	TCAM 2017-2027
Secteur résidentiel	155	145	128	121	-2,5 %
Secteur tertiaire	91	86	80	76	-1,7 %
Secteur industrie	173	168	162	161	-0,7 %
Production d'électricité Centrales électriques et cogénérations	73	72	71	70	-0,3 %
Mobilité-transports	2	2	11	17	27,5 %
Total France	493	474	452	445	-1,0 %
Total au périmètre GRTgaz	467	447	428	420	-1,0 %

Scénario Bleu	2017	2020	2025	2027	TCAM 2017-2027
Secteur résidentiel	155	147	134	129	-1,9 %
Secteur tertiaire	91	86	80	78	-1,5 %
Secteur industrie	173	166	156	153	-1,2 %
Production d'électricité Centrales électriques et cogénérations	73	70	63	59	-2,0 %
Mobilité-transports	2	2	13	21	30,1 %
Total France	493	472	447	440	-1,1 %
Total au périmètre GRTgaz	467	444	421	413	-1,2 %

Scénario Violet	2017	2020	2025	2027	TCAM 2017-2027
Secteur résidentiel	155	144	125	116	-2,9 %
Secteur tertiaire	91	84	73	68	-2,8 %
Secteur industrie	173	161	145	140	-2,1 %
Production d'électricité Centrales électriques et cogénérations	73	70	63	59	-2,0 %
Mobilité-transports	2	2	12	17	27,3 %
Total France	493	461	417	400	-2,1 %
Total au périmètre GRTgaz	467	434	393	377	-2,1 %

ANNEXE III

Scénarios d'évolution à la pointe

Détails des scénarios à la pointe de froid 2 % au périmètre de GRTgaz

Scénario Orange		TACM	2017/2018	2018/19	2020/21	2025/26	2027/28
GWh/j		27/28 - 17/18					
Total P2 hors autoconso.		-0,2 %	3 839	3 838	3 822	3 770	3 750
Distributions publiques P2 totale		-0,5 %	2 830	2 829	2 810	2 730	2 698
Clients directs	P2 totale	0,4 %	1 009	1 009	1 012	1 041	1 052
	dont interruptible		42	42	42	42	42
Auto consommation P2 totale			17	17	17	17	17

Scénario Rouge		TCAM	2017/18	2018/19	2020/21	2025/26	2027/28
GWh/j		27/28 - 17/18					
Total P2 hors autoconso.		-1,1 %	3 839	3 838	3 786	3 541	3 444
Distributions publiques P2 totale		-1,5 %	2 830	2 829	2 778	2 535	2 438
Clients directs	P2 totale	0,0 %	1 009	1 009	1 007	1 007	1 006
	dont interruptible		42	42	42	42	42
Auto consommation P2 totale			17	17	17	17	17

Scénario Bleu		TCAM	2017/18	2018/19	2020/21	2025/26	2027/28
GWh/j		27/28- 17/18					
Total P2 hors autoconso.		-1,0 %	3 839	3 838	3 789	3 566	3 477
Distributions publiques P2 totale		-1,2 %	2 830	2 829	2 786	2 588	2 509
Clients directs	P2 totale	-0,4 %	1 009	1 009	1 003	978	968
	dont interruptible		42	42	42	42	42
Auto consommation P2 totale			17	17	17	17	17

Scénario Violet		TCAM	2017/18	2018/19	2020/21	2025/26	2027/28
GWh/j		27/28- 17/18					
Total P2 hors autoconso.		-1,9 %	3 839	3 838	3 755	3 331	3 161
Distributions publiques P2 totale		-2,2 %	2 830	2 829	2 759	2 400	2 256
Clients directs	P2 totale	-1,1 %	1 009	1 009	997	931	905
	dont interruptible		42	42	42	42	42
Auto consommation P2 totale			17	17	17	17	17

Détail de l'évolution prévisionnelle des besoins de fourniture de gaz à la pointe au périmètre GRTgaz par scénario

En application de l'article 2-III du décret du 16 juin 2014 relatif à la détermination des obligations de fourniture de gaz, l'estimation de la valeur de l'obligation de fourniture de gaz de l'ensemble des fournisseurs pour satisfaire les besoins journaliers à la pointe des consommateurs est calculée en appliquant un coefficient normatif de foisonnement (95,5 %) à la valeur estimée de la somme des consommations journalières à la pointe de chacun des clients visés par l'article 4 du décret du 19 mars 2004.

Scénario Orange	TCAM	2017/18	2018/19	2020/21	2025/26	2027/28
GWh/j	27/28-17/18					
P2 Ferme foisonnée	-0,2 %	3 626	3 625	3 610	3 561	3 541
P2 Ferme	-0,2 %	3 797	3 796	3 780	3 728	3 708

Scénario Rouge	TCAM	2017/18	2018/19	2020/21	2025/26	2027/28
GWh/j	27/28-17/18					
P2 Ferme foisonnée	-1,1 %	3 626	3 625	3 575	3 342	3 249
P2 Ferme	-1,1 %	3 797	3 796	3 744	3 499	3 402

Scénario Bleu	TCAM	2017/18	2018/19	2020/21	2025/26	2027/28
GWh/j	27/28-17/18					
P2 Ferme foisonnée	-1,0 %	3 626	3 625	3 578	3 366	3 280
P2 Ferme	-1,0 %	3 797	3 796	3 747	3 524	3 435

Scénario Violet	TCAM	2017/18	2018/19	2020/21	2025/26	2027/28
GWh/j	27/28-17/18					
P2 Ferme foisonnée	-1,9 %	3 626	3 625	3 546	3 141	2 979
P2 Ferme	-1,9 %	3 797	3 796	3 713	3 289	3 119

ANNEXE IV

Déterminer les capacités commerciales du réseau

GRTgaz commercialise l'acheminement du gaz sous forme :

- de capacités fermes dont l'utilisation est garantie contractuellement à l'expéditeur pendant la durée de sa souscription dans des conditions normales d'exploitation,
- de capacités interruptibles dont l'utilisation n'est pas garantie.

La pleine utilisation des capacités fermes et interruptibles proposées par GRTgaz conduit à une saturation du réseau. Toute augmentation des capacités de transport du réseau de GRTgaz implique des investissements supplémentaires ou la mise en œuvre de mécanismes contractuels permettant de couvrir leur utilisation.

La détermination des capacités

Les capacités commercialisables sur les différents points du réseau sont interdépendantes. Elles sont déterminées en étudiant les scénarios susceptibles d'entraîner des congestions. Les capacités fermes retenues sont les capacités maximales n'engendrant pas de congestion dans des conditions standards d'utilisation du réseau. Cette approche a été enrichie pour la création du marché unique à l'horizon 2018. Dans certains scénarios, la disponibilité des capacités peut être garantie par des mécanismes contractuels. Cela permet de limiter les investissements pour couvrir des situations jugées peu probables ou non critiques, mais qui empêcheraient de proposer toutes les capacités selon les critères actuels.

La détermination des capacités dépend des caractéristiques du réseau

La modélisation permettant de déterminer les capacités d'un réseau fait intervenir de nombreux paramètres, notamment les caractéristiques techniques des infrastructures, les contraintes d'exploitation du réseau et la qualité du gaz transporté.

Les caractéristiques techniques des infrastructures

Le réseau de transport est principalement constitué de canalisations et de stations de compression et d'interconnexion. Les caractéristiques techniques de ces infrastructures sont connues pour les ouvrages existants ou décidés et prévisionnels pour les projets d'infrastructure nouvelle.

- Pour les canalisations, les caractéristiques techniques influant sur les capacités du réseau sont le diamètre, la pression maximale de sécurité (PMS), la longueur et la rugosité. Ces caractéristiques conditionnent les pertes de charge dans la canalisation, c'est-à-dire la baisse de pression du gaz observée durant son transport tout au long de l'ouvrage. La capacité d'un réseau est directement liée aux pertes de charge dans les canalisations,
- les stations de compression permettent de relever la pression du gaz dans les canalisations. Leurs caractéristiques techniques sont principalement la puissance, les débits maximum et minimum qui peuvent être comprimés et les limites de taux de compression (rapport entre la pression aval et la pression amont),
- les caractéristiques d'autres ouvrages, comme les vannes de régulation qui génèrent des pertes de charge singulières, influent sur les capacités.

Les contraintes d'exploitation

Les contraintes d'exploitation résultent des niveaux de pression minimale à respecter en différents points du réseau pour assurer l'acheminement et la livraison du gaz. Elles sont déterminées pour permettre GRTgaz de satisfaire :

- ses obligations de service public en matière d'alimentation de réseaux de distribution,
- ses engagements contractuels auprès des clients industriels qui sont précisés dans les contrats de raccordement conclus avec chacun d'eux.

Le pouvoir calorifique du gaz

La capacité physique d'un réseau de transport s'exprime en débit volumique (m^3) alors que les transactions entre expéditeurs ou consommateurs sont réalisées en énergie (kWh). Pour commercialiser des capacités cohérentes avec

les besoins de ses clients, GRTgaz établit des hypothèses sur le pouvoir calorifique du gaz entrant sur le réseau à partir des flux observés à chaque point d'entrée.

L'offre est aussi dimensionnée selon les hypothèses d'utilisation du réseau

GRTgaz dimensionne aussi son offre sur la base d'hypothèses d'utilisation du réseau afin de proposer des capacités en adéquation avec les besoins du marché. Les capacités étant interdépendantes et pour certaines, concurrentes. GRTgaz privilégie les capacités les plus utiles.

La répartition des flux

Les flux de gaz sur le réseau dépendent de l'utilisation des capacités souscrites aux points d'entrée et de sortie, des consommations et du recours aux stockages.

Certains points d'entrée sont utilisés de façon préférentielle selon les situations de marché et les arbitrages effectués entre les différentes sources d'approvisionnement. GRTgaz prend en compte de nombreux scénarios d'approvisionnement, avec différentes conditions climatiques, pour évaluer les flux gaziers et dimensionner son offre en conséquence.

Ces hypothèses ou scénarios de flux sont élaborés à partir de la connaissance des flux passés et de leurs évolutions prévisionnelles. Elles couvrent une large plage de cas climatiques, de la pointe de froid⁽³⁶⁾ aux consommations minimales du mois d'août, et d'utilisation des stockages souterrains selon les températures et la demande de gaz naturel.

Les conditions d'exploitation

La détermination des capacités est donc réalisée pour des conditions normales d'exploitation, fondées sur des hypothèses de pleine disponibilité des ouvrages et de répartition des flux considérés comme réalistes et acceptables.

Le cadre de validité des capacités fermes proposées par GRTgaz permet à chaque expéditeur de satisfaire à ses obligations de service public⁽³⁷⁾, notamment par des

soutirages des stockages souterrains l'hiver et leur remplissage l'été.

Les situations particulières

L'exploration des différentes stratégies d'approvisionnement possibles, dont certaines sortent des hypothèses de flux réalistes et acceptables, conduit GRTgaz à identifier des conditions limites d'exploitation du réseau (CLER). Dès lors qu'une CLER est atteinte, il existe une congestion sur le réseau : le fonctionnement du réseau nécessite alors des flux minimaux sur les points d'entrée situés au-delà de la congestion. Les conditions majeures portent sur les points d'entrée terrestre du Nord de la France (congestion Nord) et sur l'approvisionnement du Sud-Est de la France (congestion Sud Est).

Ces conditions particulières sont partagées avec le marché, notamment au travers de la démarche « Winter Outlook » publié par GRTgaz à chaque hiver gazier depuis 2012.

(36) Soit une température extrêmement basse trois jours de suite telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les 50 ans : décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz.

(37) Décrets n°2004-251 et n°2006-1034 du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel.



LIENS UTILES

www.grtgaz.com
www.gasinfocus.com
www.cre.fr
www.entsog.eu
www.acer.europa.eu
www.gie.eu.com
www.aie.org
www.ec.europa.eu
www.eurogas.org
www.developpement-durable.gouv.fr
www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr



Connecter les énergies d'avenir



GRTgaz

société anonyme au capital
de 620 424 930 euros
Siège social 6, rue Raoul Nordling
92270 Bois-Colombes
440 117 620 RCS Nanterre