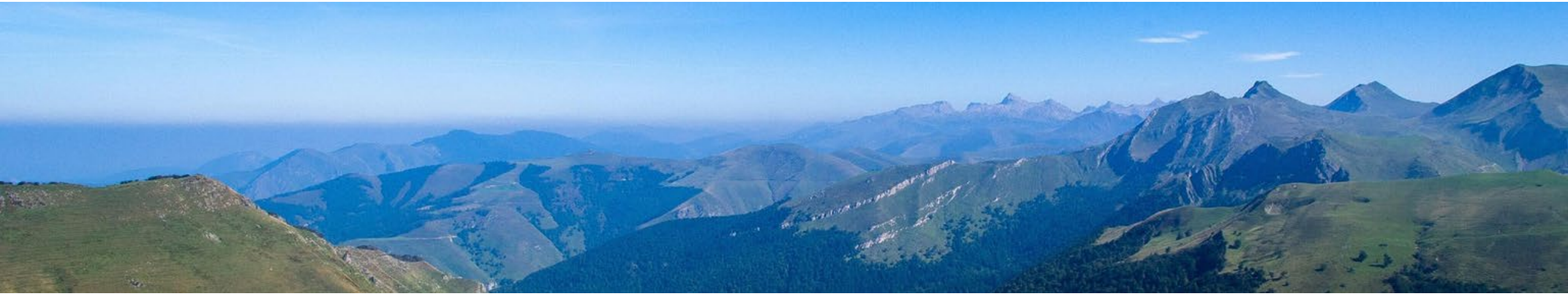


Plan Décennal Développement du réseau de transport de Teréga

2020/2029

Sommaire

01
Contexte 7

02
L'approvisionnement et les flux gaziers 13

03
Évolution de la demande de gaz
et des capacités de pointe 22

04
Transition énergétique 29

05
Le développement du réseau 40

Le cadre du Plan Décennal de Développement

Ce document s'inscrit dans le cadre de l'**Article L. 431-6 du code de l'énergie**, qui prévoit que les GRT élaborent, après consultation des parties prenantes intéressées, un plan décennal de développement de leur réseau fondé sur l'offre et la demande de gaz, les prévisions d'injection sur le territoire de gaz renouvelables ainsi que les prévisions raisonnables à moyen terme de développement des infrastructures gazières, de consommation de gaz et des échanges internationaux.

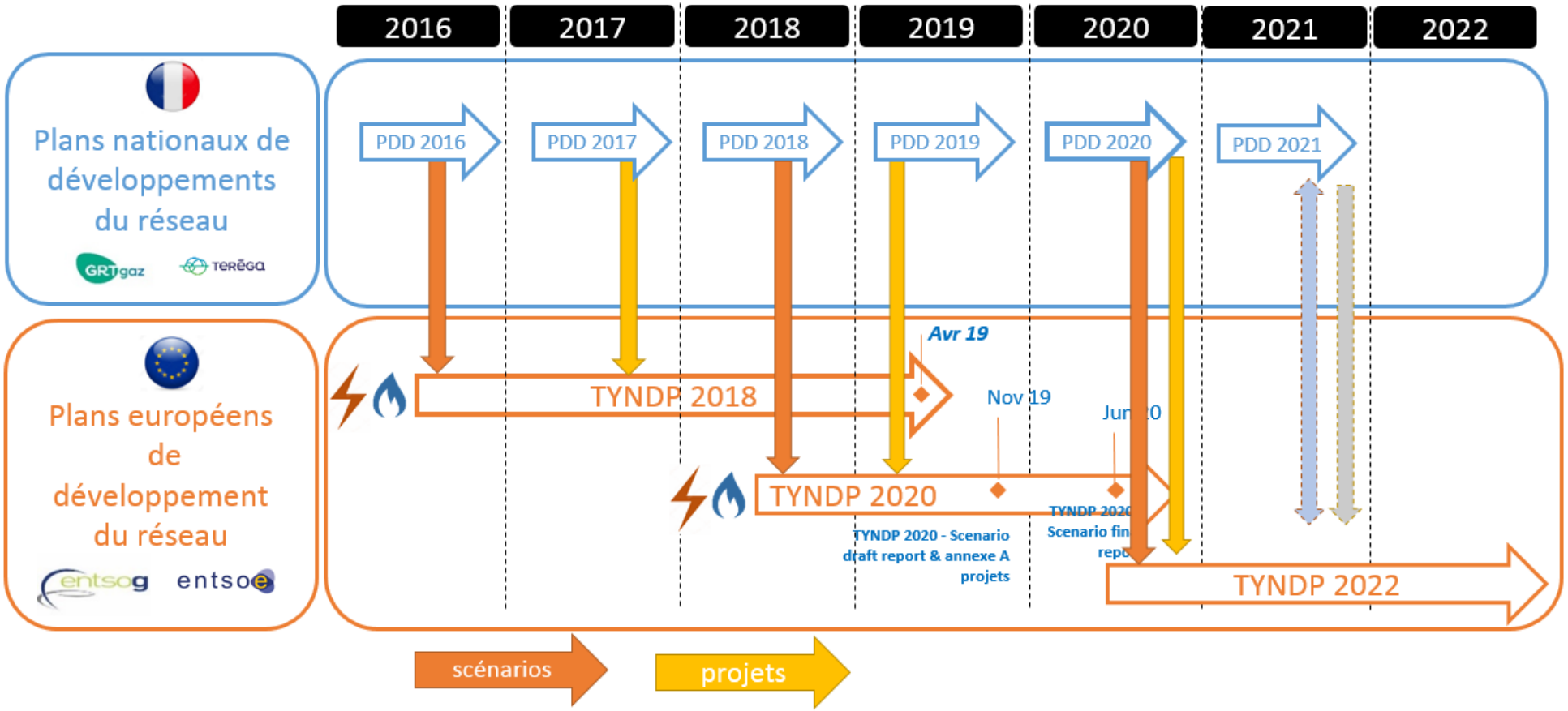
Le plan décennal mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés, ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier prévisionnel de réalisation de tous les projets d'investissements. Ce plan est soumis à l'examen de la CRE, qui consulte, selon des modalités qu'elle détermine, les utilisateurs du réseau et rend publique la synthèse de cette consultation. La CRE vérifie si le plan décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport institué par le règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009.

Le plan décennal doit également tenir compte des hypothèses et des besoins identifiés dans le rapport relatif à la **planification des investissements dans le secteur du gaz élaboré par le ministre en charge de l'énergie.**

Le plan décennal de développement du réseau de Teréga 2020-2029 a été présenté aux acteurs du marché en Concertation Gaz le 02/12/2020. Il est fondé sur les résultats de l'édition 2020 des Perspectives Gaz, exercice réalisé conjointement par GRDF, GRTgaz, Teréga et le SPEGNN et mis à jour en 2020.

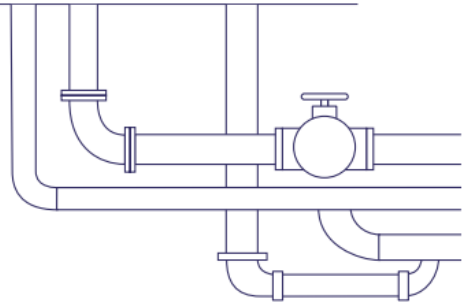
L'articulation entre plans européens et nationaux

Afin d'assurer leur cohérence, les exercices de construction des PDD des opérateurs français et des TYNDP, à l'échelle européenne, sont étroitement imbriqués : le PDD 2020 alimente ainsi le TYNDP 2022.



Un ancrage régional, une position clé à l'échelle européenne

TERÉGA, IMPLANTÉE DEPUIS PLUS DE 75 ANS DANS LE GRAND SUD-OUEST



6,5 GM³

DE CAPACITÉ TOTALE DE STOCKAGE DE GAZ

2,84 GM³
de volume commercialisable

25,7 %
des capacités de stockage nationales

5135 KM

DE CANALISATIONS

15,8 %
du réseau de gazoducs de transport de gaz français

23 %
du volume de gaz français dans le réseau Teréga

Notre modèle d'affaires

Ressources

FINANCIÈRES

- Actionnariat :
  - SNAM **(40,5 %)**
  - GIC **(31,5 %)**
  - Ouestgaz **(18 %)**
  - Predica **(10 %)**
- Investissements : **145 M€**

INDUSTRIELLES

- **5 135 km** de canalisations de transport
- **6,5 Gm³** de capacité totale de stockage de gaz

HUMAINES

- **653** collaborateurs

CLIENTS

- **65** expéditeurs Transport
- **19** expéditeurs Stockage
- **113** clients industriels
- **152** distributions publiques
- **2** postes d'injection biométhane

INTELLECTUELLES

- **60** collaborateurs intégrés au réseau R&I environ
- Budget moyen annuel consacré à la R&I : **5 M€**

ENVIRONNEMENTALES

- Certifications ISO 14001 (management de l'environnement), ISO 50001 (management de l'énergie)

UN SECTEUR RÉGULÉ

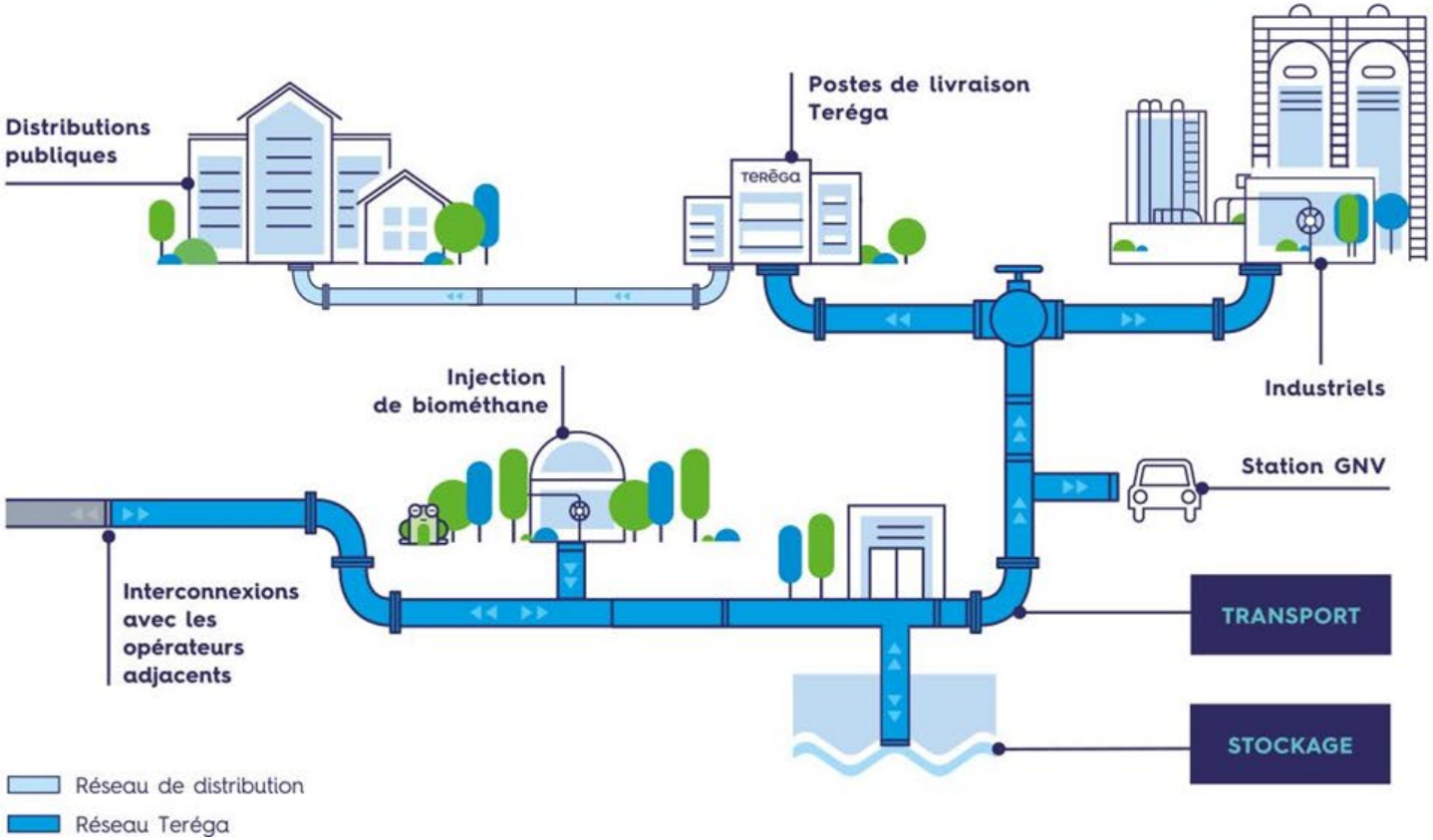
La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) veille au bon fonctionnement du marché du gaz en France

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Nouveaux usages du gaz, nouveaux modes de production, nouveaux réseaux, etc.

OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

Conformément aux dispositions des articles L. 431-3 du Code de l'énergie pour le transport et L. 421-3 du Code de l'énergie pour le stockage



Résultats

FINANCIERS

- **500 M€** de CA

INDUSTRIELS

- **156 771 GWh** de gaz transporté
- **27 498 GWh** consommés sur la zone Teréga (industriels + distributions publiques)
- **33 100 GWh** de capacité de stockage souscrite soit 100 % de la capacité disponible

HUMAINS

- **89** embauches (CDI+CDD)
- **93 %** de collaborateurs formés
- Indice d'engagement de **7,3/10**
- TFAD (Taux de fréquence des accidents déclarés) de Teréga : **1,1**

CLIENTS

- **98 %** de clients satisfaits (enquête 2019 auprès des clients expéditeurs et industriels)

INTELLECTUELS

- Environ **45** Projets de R&I en cours

ENVIRONNEMENTAUX

- **0,8 teqCO_2/GWh** transporté*

*Calculé avec PRG (Pouvoir de Réchauffement Global) pour le méthane = **34**.

01

Contexte

Le cadre de politique énergétique nationale et européenne

Le contexte régional : un soutien important au gaz renouvelable

01 Le cadre de politique énergétique nationale

Après la publication de la Loi Energie Climat fin 2019, le **décret d'adoption de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été publié au Journal Officiel le 21 avril 2020**. Ce décret introduit des objectifs de baisse de consommation des énergies fossiles, notamment une réduction de la consommation gazière de 10% en 2023 et de 22% en 2028 par rapport à 2012.

Des dispositions spécifiques sont introduites concernant les gaz renouvelables.

- Sur le biométhane, le décret introduit un objectif de porter la part de gaz renouvelable à 7% de la consommation de gaz en 2030 en cas de baisse de coûts de production du biométhane injecté permettant d'atteindre 75€/MWh en 2023 et 60€/MWh en 2028 et jusqu'à 10% en cas de baisse de coûts supérieure.
- Sur l'hydrogène, l'objectif est désormais d'atteindre 20 à 40% d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel.
- Concernant la mobilité, le décret PPE introduit un objectif de 400 à 1 000 stations d'hydrogène ainsi que 330 à 840 stations GNV en 2028.

01 Le cadre de politique énergétique nationale

France Relance

Le plan de relance présenté le 3 septembre a pour objectif de bâtir la France de 2030 et retrouver le niveau économique d'avant crise d'ici 2 ans. Doté de 100 milliards d'euros, il sera financé à 40% par l'UE.

Le plan de relance repose sur 3 piliers :

- **la transition écologique** (30 milliards),
- **la compétitivité des entreprises** (34 milliards),
- **et la cohésion territoriale** (36 milliards).

Au sein du pilier transition énergétique, plusieurs lignes concernent le **déploiement de l'hydrogène**.
La stratégie hydrogène de la France présentée le 8 septembre prévoit un total de 3,4 milliards d'euros alloués d'ici 2023 et jusqu'à 7,2 milliards d'euros d'ici 2030.

Plusieurs mécanismes sont mis en place pour soutenir les projets portés par les entreprises dans les territoires afin de favoriser l'émergence d'une offre française de solutions H_2.
Un mécanisme de soutien à l'H_2 produit par électrolyse de l'eau, par Appel d'Offre et complément de rémunération, est prévu, ainsi que la mise en place d'un IPCEI (projet important d'intérêt européen commun) et de partenariats renforcés avec les grands acteurs des territoires.

Ordonnance sur l'hydrogène liée à la loi énergie-climat

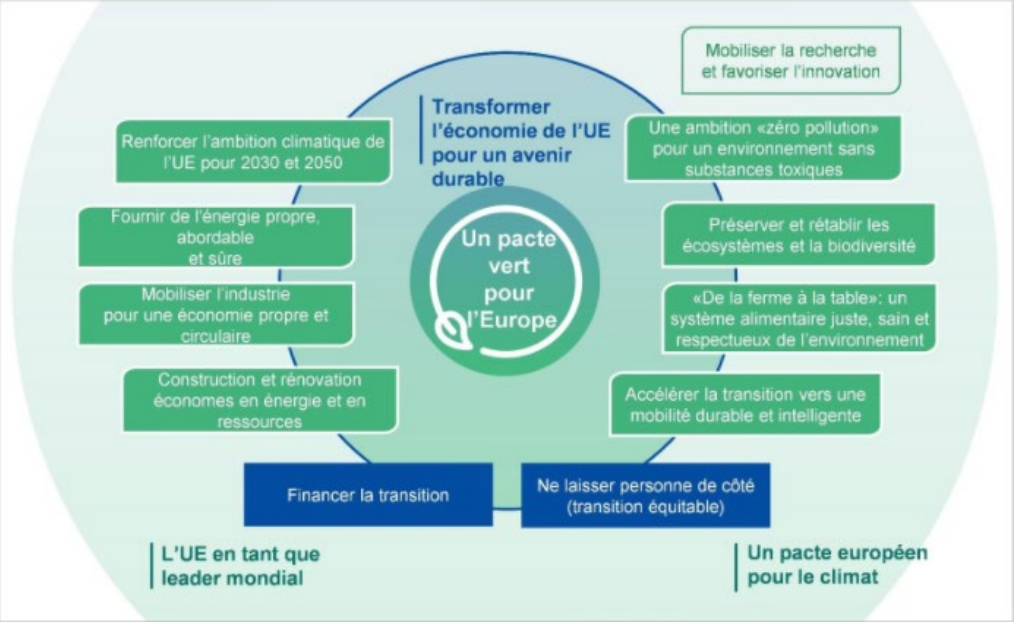
La Loi Énergie Climat adoptée fin novembre a autorisé le gouvernement à légiférer par ordonnance pour préciser le cadre de soutien et la traçabilité de l'hydrogène. La Direction générale de l'Energie et du Climat a organisé plusieurs réunions de concertation avec les acteurs de la filière. Cette ordonnance prévue pour être adoptée fin 2020 portera sur les points suivants :

- **La terminologie de l'hydrogène** → définition de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone
- **Le système de traçabilité** → mise en place d'un système de GO et de G-Traçabilité hydrogène
- **L'injection dans les réseaux de gaz** → définition des modalités de comptage et de GO gaz pour l'H_2 injecté dans les réseaux
- **Le mécanisme de soutien** → soutien à la production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone par électrolyse de l'eau via appel d'offres et aides sur les CAPEX et OPEX
- Le **contrôle des prescriptions techniques** des opérateurs gaziers

01 Le cadre de politique énergétique européen

Le Pacte vert (*Green deal*) : cette stratégie de croissance durable présentée fin 2019 par la Commission européenne (CE) vise à atteindre la **neutralité carbone en 2050**. Le Green deal s'articule autour des enjeux de l'énergie, du numérique et de l'inclusion, et repose tant sur l'introduction de nouvelles dispositions que sur la révision de textes déjà en vigueur.

La **loi Climat européenne** en est l'instrument clef, permettant la révision de l'objectif contraignant de **baisse des émissions de gaz à effet de serre en 2030 pour atteindre la neutralité carbone**. Les négociations sont en cours pour fixer un objectif entre 55 et 60% de baisse, contre 40% actuellement. Il est également question d'introduire un objectif intermédiaire en 2040.



En cohérence avec la **stratégie industrielle** publiée en mars, la CE a présenté conjointement la **stratégie d'intégration sectorielle** dans l'énergie (***ESI***) et la **stratégie hydrogène** de l'Union européenne en juillet 2020 :

- **ESI** : il s'agit d'une stratégie de conception globale du système énergétique. Elle passera notamment par une **infrastructure énergétique plus intégrée**, **la digitalisation du système énergétique** et la formalisation d'un cadre de **soutien à l'innovation**. Au coeur de la stratégie d'intégration sectorielle, l'analyse cycle de vie (ACV) sera centrale pour le futur du système énergétique,
- **la stratégie H2** développe l'approche de chaîne de valeur stratégique : par la réindustrialisation des territoires, elle doit permettre de rendre l'économie de l'H2 compétitive en Europe. La stratégie annonce notamment :
  - des objectifs ambitieux de production d'H2 vert : 6 GW d'ici 2024 (soit 1 M de tonnes d'H2 vert), 40 GW (10 Mt) d'ici 2030,
  - une priorité donnée à l'H2 propre, tout en reconnaissant le rôle joué par l'H2 d'origine fossile et le CCS pour la massification des usages, mais uniquement de manière transitoire,
  - 180-470 Mds € pour l'H2 propre d'ici 2050 ; 11 Mds € d'ici 2030 pour la conversion des sites de production à la production bas-carbone (CCS).

01 Le cadre de politique énergétique européen

La Stratégie H2 a officiellement lancé l'**Alliance européenne pour l'hydrogène propre** (ECH2A), dont Teréga est membre. Elle vise à coordonner et développer l'écosystème européen de l'hydrogène sous l'impulsion des industriels, en collaboration étroite avec la Commission, les États membres et la société civile.
La première étape pour les membres de la ECH2A sera d'identifier rapidement les projets concrets et besoins d'investissement nécessaires à la réalisation des objectifs de la stratégie européenne.

A l'initiative de 11 GRT européens dont Teréga, l'étude pour une **Dorsale européenne de l'H2** (*H2 Backbone*) a été présentée en juillet 2020. Elle permet de faciliter le développement de l'hydrogène au sein de l'UE, avec :

- l'apparition progressive d'un réseau européen à partir de 2025 pour constituer un réseau de 6 800 kilomètres d'ici 2030 reliant différentes vallées de l'hydrogène en Europe,
- vers 2040, ce réseau pourrait atteindre 23 000 kilomètres, constitué à 75% de canalisations existantes de gaz naturel converties pour accueillir de l'hydrogène pur et de 25% de nouvelles canalisations,
- à terme, deux réseaux de transport de gaz parallèles et complémentaires pourraient ainsi émerger en Europe : un réseau dédié au transport de l'hydrogène et un réseau pour le transport du (bio)méthane.

Prochaines étapes cruciales :

2020 : Proposition de **révision du règlement RTE-E** sur les interconnexions énergétiques et les PIC

Q3/Q4 2021 : Propositions de **régulation H2** et de **révision du marché du gaz**.

01 Le contexte régional : un soutien important au gaz renouvelable

Dans le cadre de la loi 2015-992 (dite loi NOTRe) et de la validation de leurs SRADDET, les Régions ont engagé une importante réflexion sur leur mix énergétique et sa transition qui se met en place depuis cet année.

Les Régions Nouvelle-Aquitaine, Occitanie-Pyrénées-Méditerranée, Auvergne-Rhône-Alpes et les territoires ont identifié :

- **un fort potentiel de gisement méthanisable sur leurs territoires, au travers des Schémas Régionaux Biomasse,**
- **des initiatives importantes pour faciliter l'implantation des stations GNV/BioGNV, au travers des schémas directeurs ou des appels à projet,**
- **des perspectives d'avenir pour l'injection d'hydrogène renouvelable dans les réseaux et la construction d'écosystème H_2 au travers des AAP régionaux complémentaires aux AAP nationaux et au plan de relance,**
- **une dynamique importante et des opportunités de soutien via les Territoires d'Industries et Territoires d'Innovation.**

Exemple des filières biométhane et hydrogène de la Région Nouvelle-Aquitaine et des usages associés :

- 30% de la consommation couverte en 2030 (7 TWh), 100% en 2050 (27 TWh) plus un scénario de production au-delà des frontières de la Région,
- multiplication des usages du gaz sur la mobilité (environ 50 % du mix énergétique dans le secteur des transports en 2050).

- Dans sa feuille de Route Hydrogène, la Région Nouvelle Aquitaine prévoit le lancement d'un AAP régional dédié et de se focaliser sur 8 fiches-actions qui portent entre autres sur l'usage et l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz, la R&D, innovation et compétence et la production d'hydrogène vert biosourcé.

Un des enjeux identifiés par la Région Nouvelle-Aquitaine pour assurer le déploiement de ces solutions : l'adaptation et le développement des réseaux dans les territoires pour répondre à la planification du développement du gaz renouvelable et ses usages.

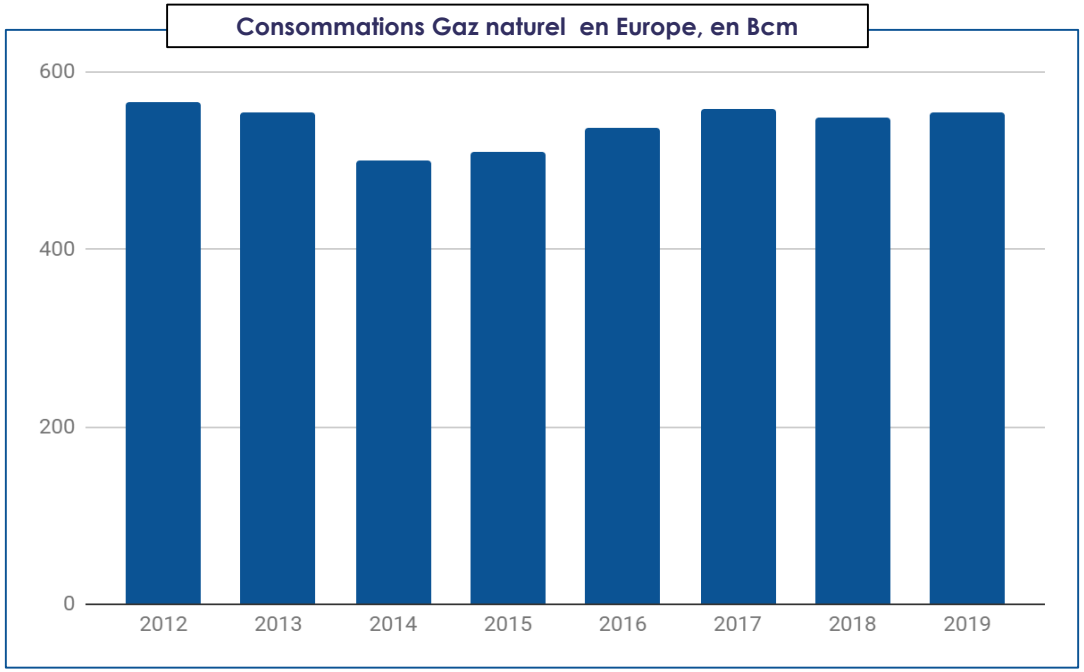
02

L’approvisionnement et les flux gaziers

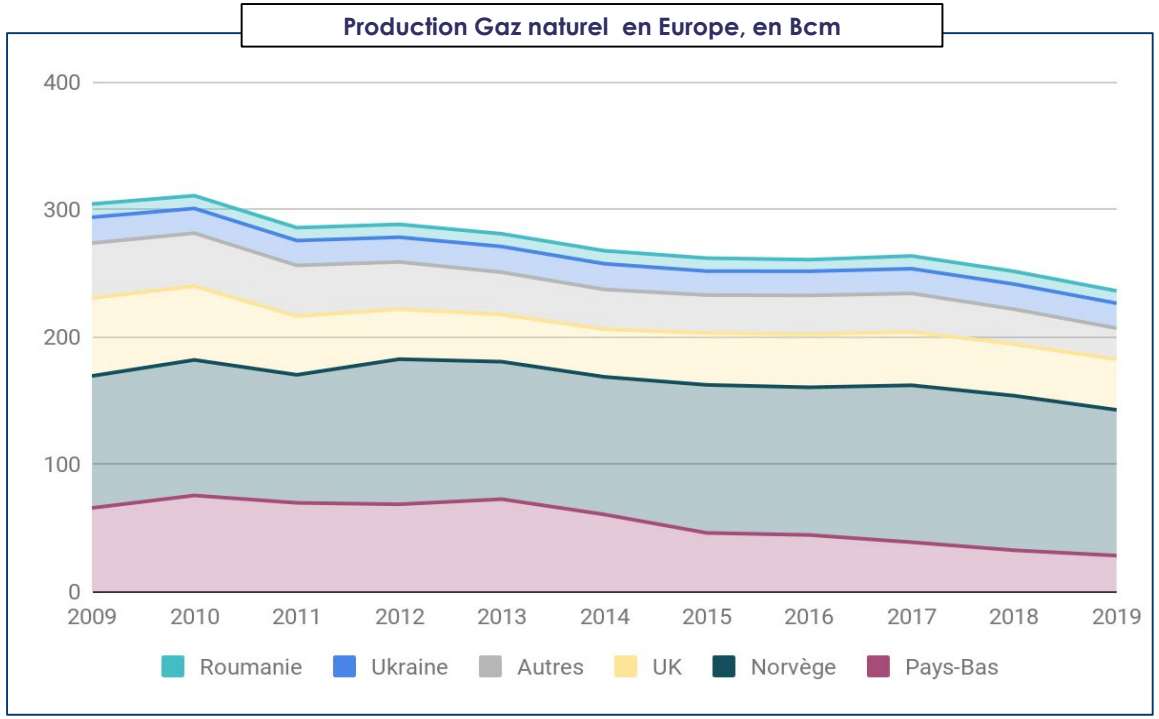
02 Consommation & Production de gaz naturel en Europe

Les consommations de gaz naturel en Europe sont stables ces dernières années, tirées par le secteur de la production d'électricité, en raison des prix compétitifs du gaz naturel et de la hausse des prix du CO_2 incitant à substituer le gaz au charbon. La moindre disponibilité des énergies renouvelables, comme l'hydroélectricité en Italie et en Espagne, en raison de conditions météorologiques défavorables, a également profité au gaz.

La **production européenne**, est quant à elle, toujours en baisse (notamment aux Pays-Bas avec la fermeture programmée en 2022 de Groningue).

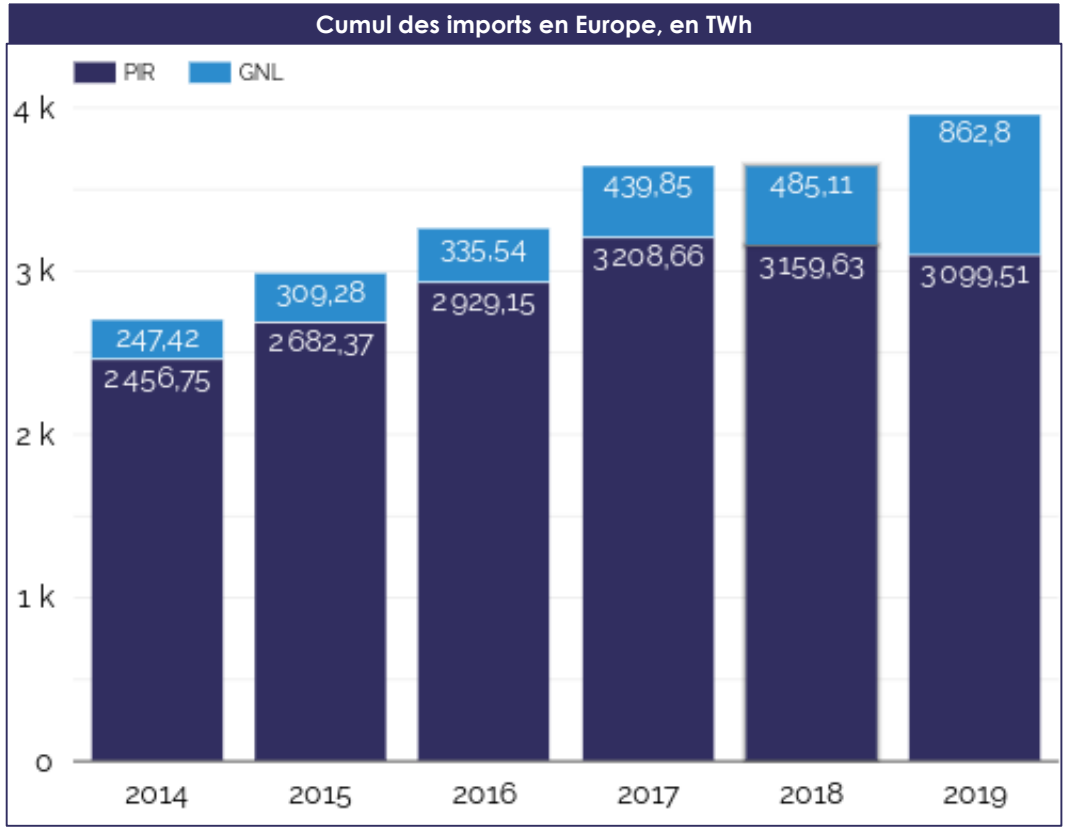


Source: BP Statistical Review, édition 2020



Source: BP Statistical Review, édition 2020

02 Bilan des importations européennes de gaz naturel



Source: Transparency Platform et ALSI

Bilan 2019 : toujours plus de GNL

La dynamique du marché mondial du GNL continue de booster les importations européennes qui atteignent **des niveaux records en 2019.**

⇒ **Le GNL a représenté, en 2019, 22% des importations** européennes, devenant ainsi la seconde source d'approvisionnement de l'Europe après le gaz russe.

⇒ **Les approvisionnements par gazoduc ont baissé de 2%** entre 2018 et 2019.

Tendances 2020

⇒ Les entrées par gazoduc devraient poursuivre leur baisse.

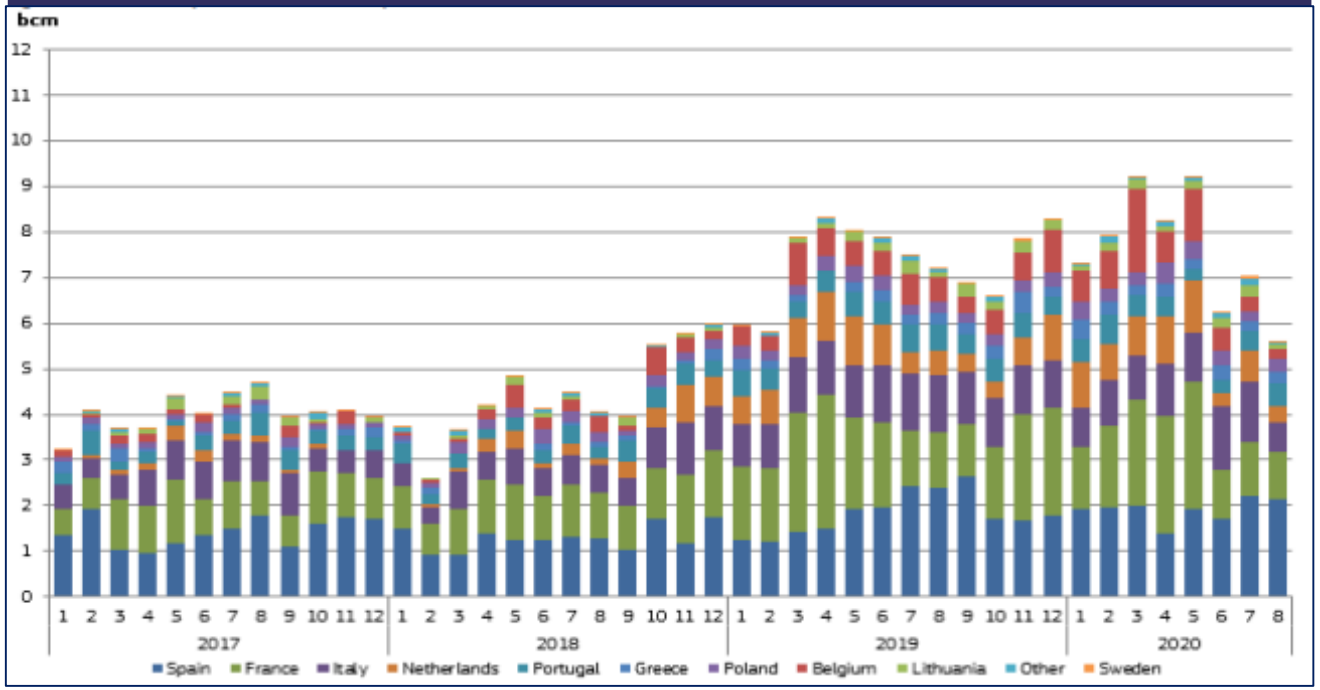
⇒ Les importations de GNL ont subi un décrochage lié à la crise COVID mais devraient se maintenir à un niveau élevé.

02 Focus sur le GNL en Europe

Les importations européennes de GNL sont en constante augmentation depuis 2018, tirées par la compétitivité du gaz produit par les **Etats-Unis mais également par la Russie** qui trouve ainsi un nouveau débouché pour sa production.

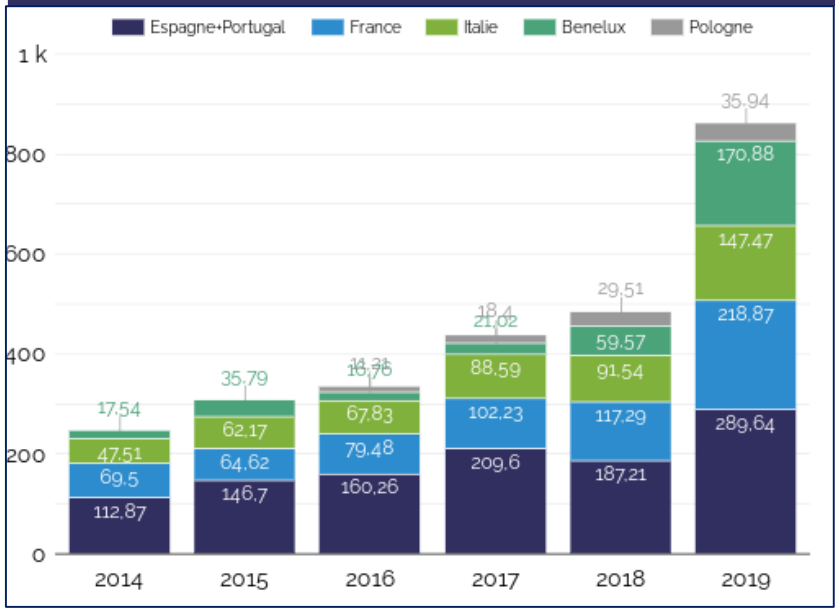
L'augmentation de l'offre mondiale de GNL couplée à la **baisse de la demande asiatique** ont conduit massivement à un excédent de GNL sur le marché européen : les **importations de GNL de l'UE ont ainsi quasiment doublé entre 2018 et 2019**.

Importation en zone Europe de GNL par pays exportateur, en Bcm



Source: Quarterly Report Energy on European Gas Markets,

Historique des arrivées de GNL en Europe, en TWh

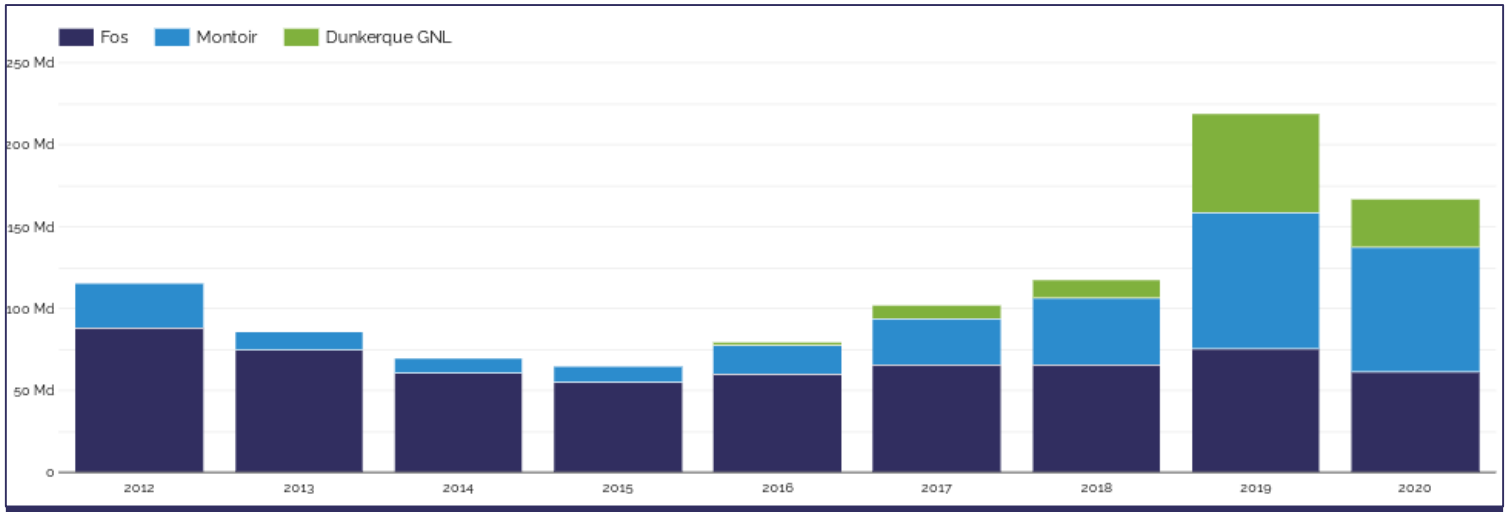


Source: ALSI+,

02 Focus sur le GNL en France

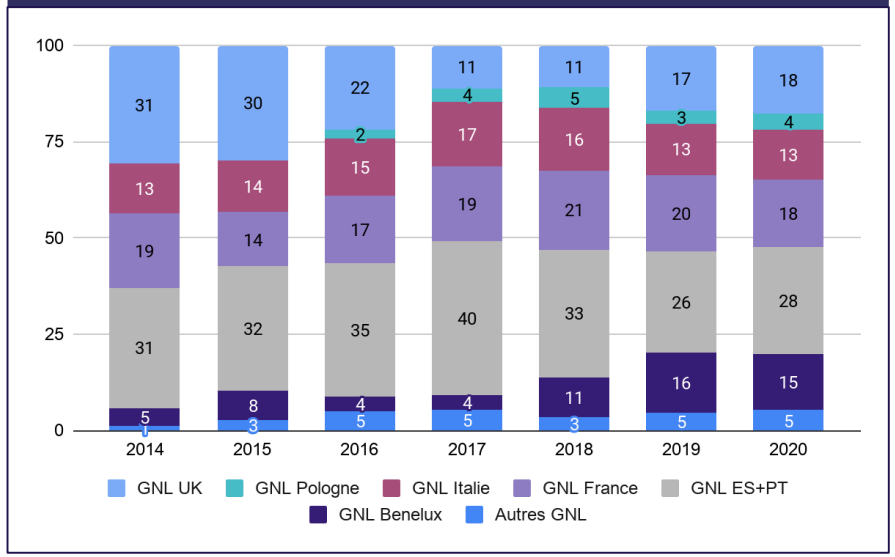
La France, avec 218 TWh de GNL importé en 2019, soit 100 TWh de plus qu'en 2018, **est devenu le deuxième importateur de GNL en Europe derrière l'Espagne.**

A noter que **les importations de GNL sont orientées à la baisse depuis début 2020, en raison de la crise de la COVID,** mais elles restent supérieures aux niveaux de 2018 sur les trois premiers trimestres de l'année 2020.



Historique des arrivées de GNL en France, en kWh, *source SmartGRTGaz*

Répartition des arrivées de GNL, en %, *source ALSI+*

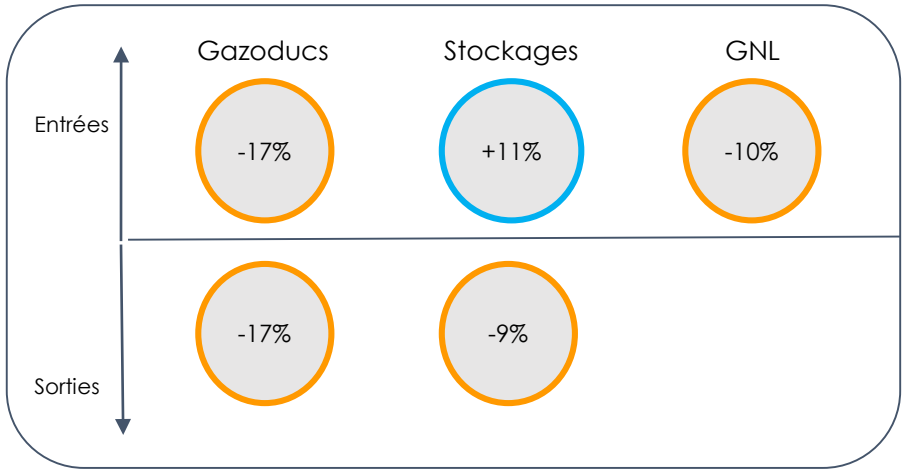


02 Conséquences sur les flux à la maille France…

Les flux de gaz ont fortement augmenté en 2019, en particulier les entrées de GNL (+87%) et les sorties vers l'Espagne (+22%) et la Suisse (+98%). Les entrées par gazoduc ont quant à elles reculé de 10% par rapport à 2018.

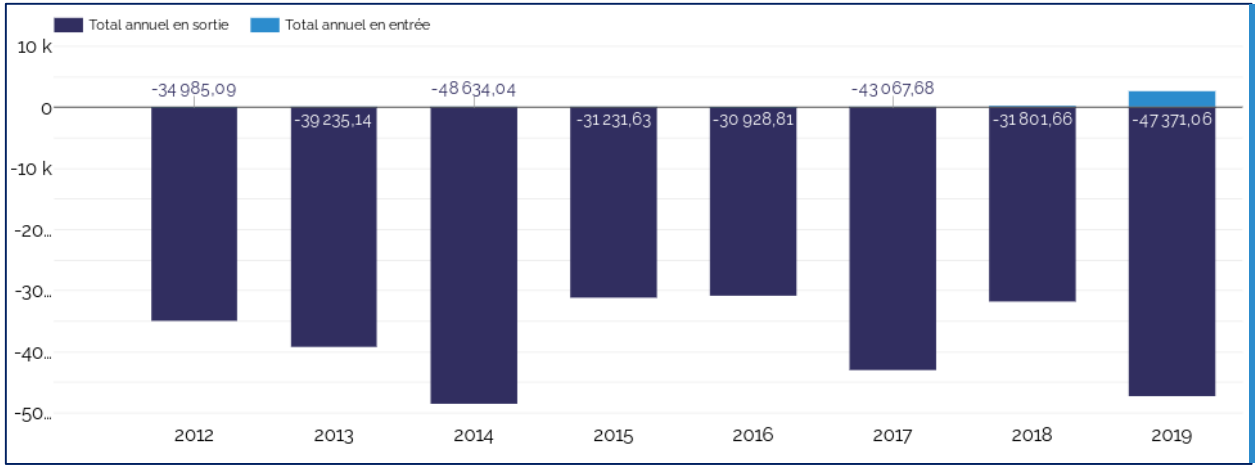
La tendance sur les trois premiers trimestres de l'année **2020** est, sans surprise dans le contexte de crise actuel, **orientée à la baisse**, pour les flux terrestres comme pour les importations de GNL. Seuls les soutirages depuis les stockages sont en augmentation.

Tendances sur 2020 (à fin septembre):



Cumul des entrées / sorties 2019 en TWh et variations 2019 vs. 2018,
source Datagas et SmartGRTGaz

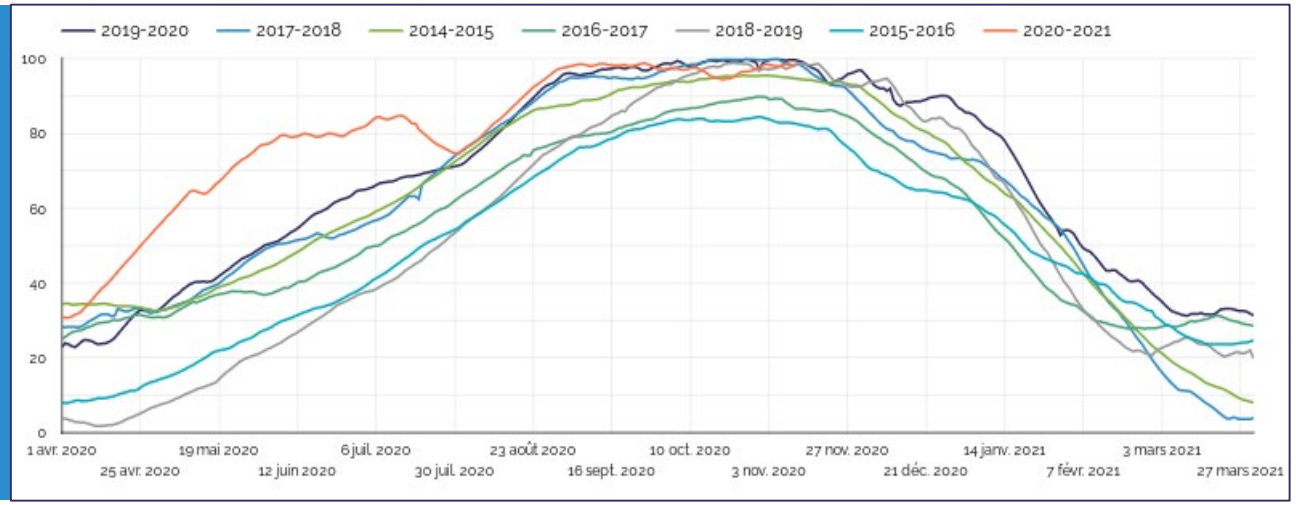
02 … et en zone Teréga



Allocations à Pirineos en GWh

Les sorties à Pirineos ont augmenté de 48% en 2019 par rapport à 2018.
Une tendance qui ne se confirme pas sur le début de l'année 2020.
En zone ibérique au 01/12/2020, on constate une baisse de la consommation (-59 TWH) sur 2020 compensée par une baisse du GNL (-9 TWh), des apports algériens (-30 TWh) et une baisse à Pirineos (-24 TWh).

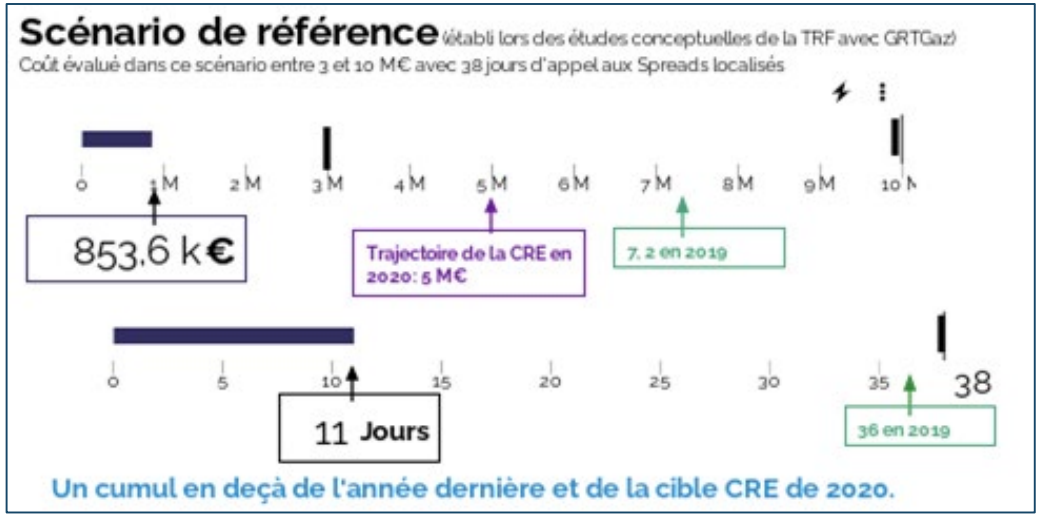
Historique Lussagnet en % VU



Source: Datagas

Le stockage de Teréga a été fortement sollicité en 2019 (+ 22% par rapport à 2018, en flux nets**).**
Une tendance qui s'accentue en 2020 avec des injections plus soutenues en raison des conditions de marché favorables au PEG.

02 Focus sur les mécanismes de la TRF…



Pour l'année 2020, le recours au mécanisme du Spread Localisé a été concentré sur le mois d'août (11 journées).

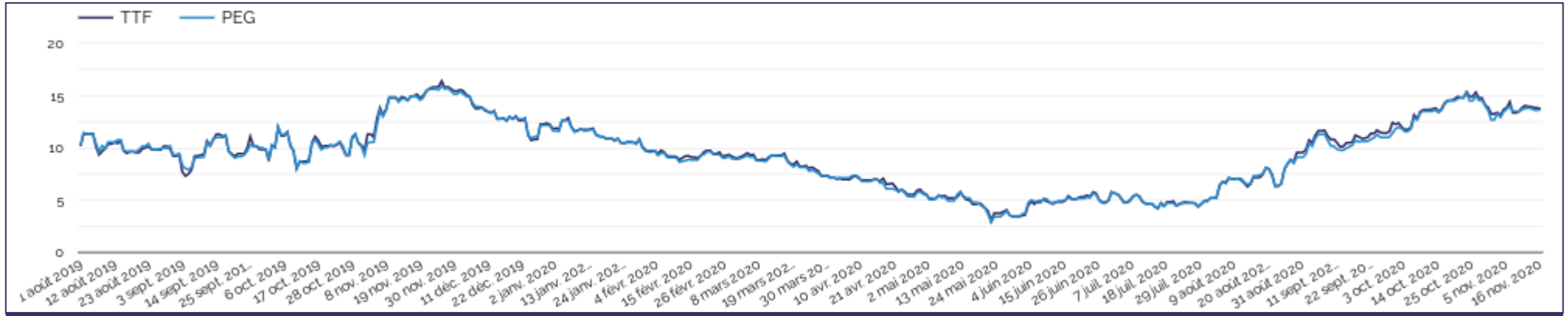
Les congestions ont exclusivement porté sur la limite Nord-Sud NS4, avec plusieurs facteurs déclencheurs :

- un niveau d'émissions de GNL très bas à Fos,
- des injections dans le stockage élevées,
- et des sorties importantes vers l'Espagne (pour répondre au besoin de production électrique dans un contexte de flux de GNL bas).

Le bilan global sur l'année est très positif grâce aux différentes améliorations apportées sur les mécanismes de gestion de la congestion.

02 … et sur les conditions de marché en TRF

Des prix TTF et PEG qui convergent, avec un spread quasiment nul tout au long de l'année, signe que le marché français est plus liquide, plus compétitif et mieux intégré au marché européen.

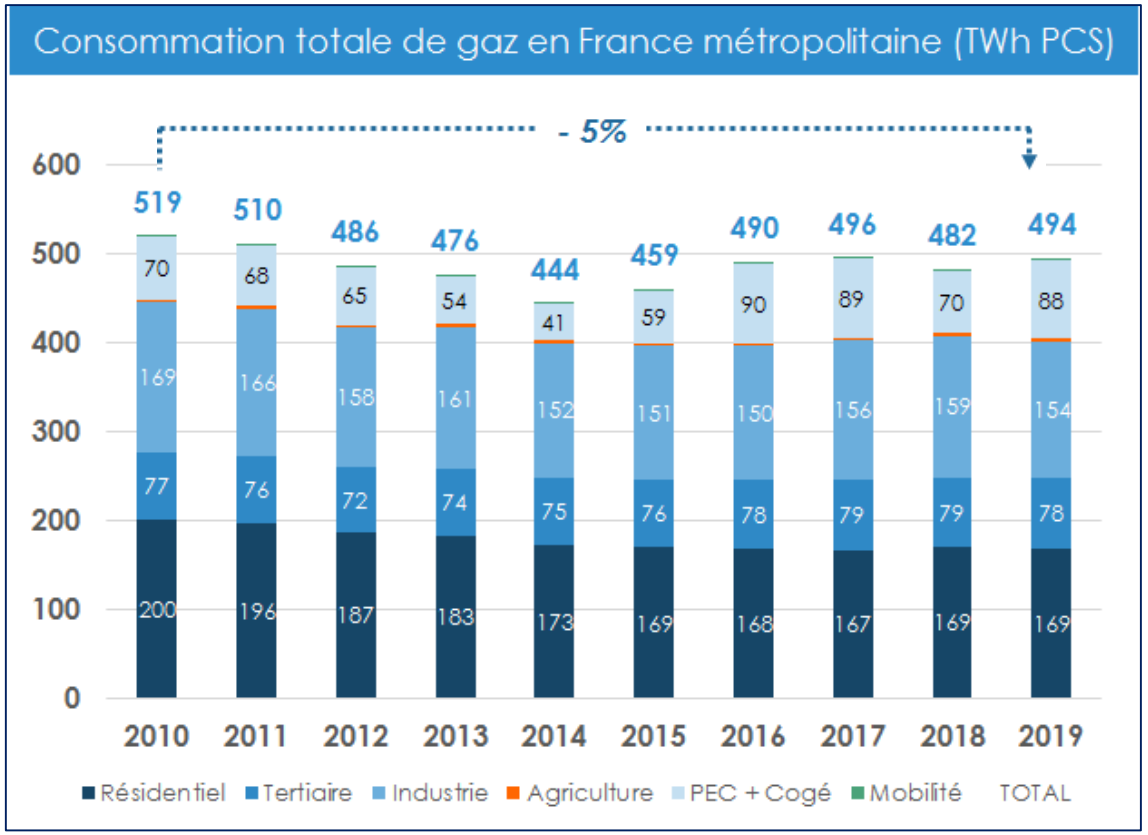


Historique des prix day-ahead des places de marché françaises et néerlandaises, en €/MWh, *source Powernext*

03

Évolution de la demande de gaz et des capacités de pointe

03 La demande de gaz en France



Source: Perspectives gaz, édition 2020

En 2019, la consommation de gaz en France a atteint :

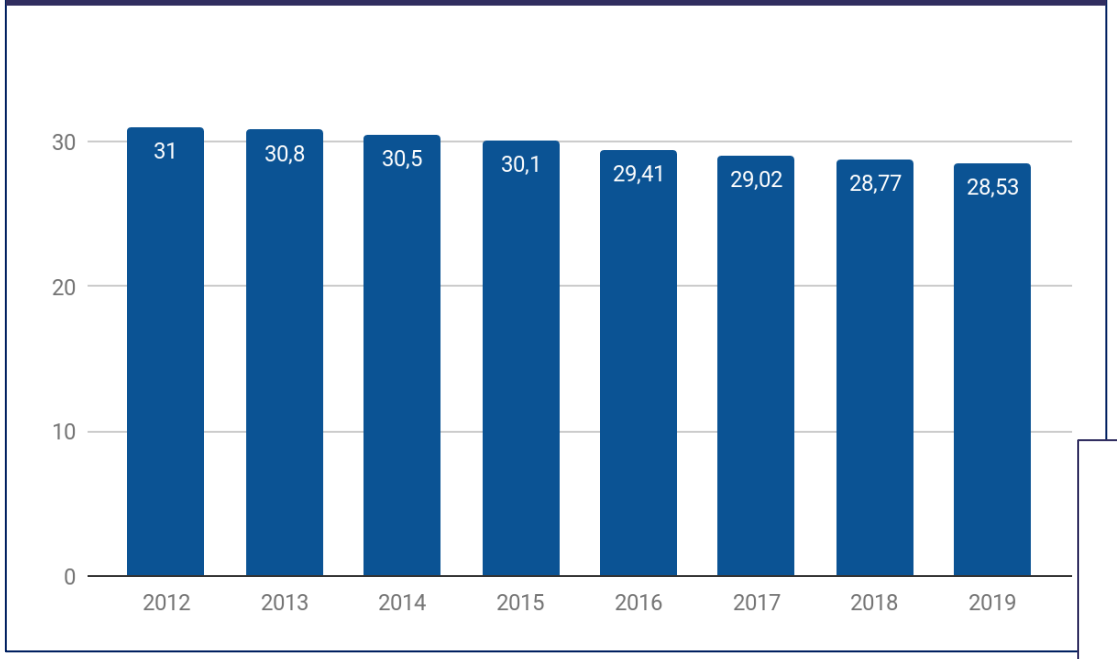
494 **TWh**

(données corrigées du climat) soit +2,5 % vs 2018

Une consommation de gaz relativement stable ces dernières années, soutenue par la production d'électricité et par la dynamique positive de certains secteurs industriels.

03 La demande de gaz dans la zone Teréga

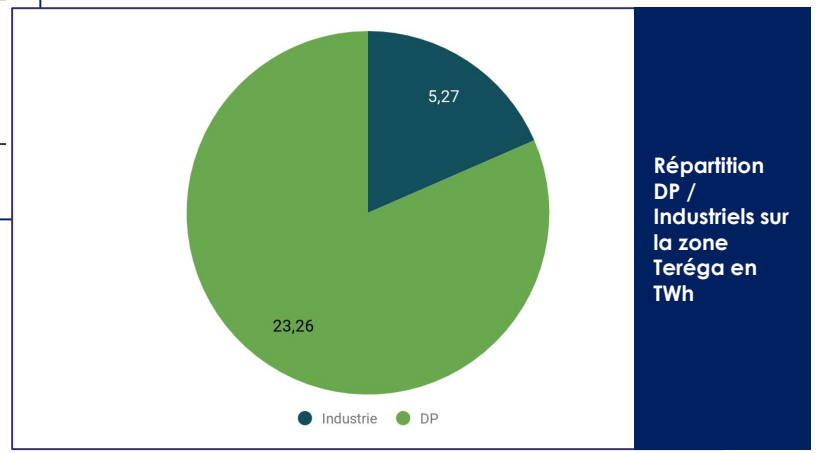
Consommation en zone Teréga et répartition en TWh (données corrigées du climat)



En 2019, la consommation de gaz en zone Teréga s'élevait à :

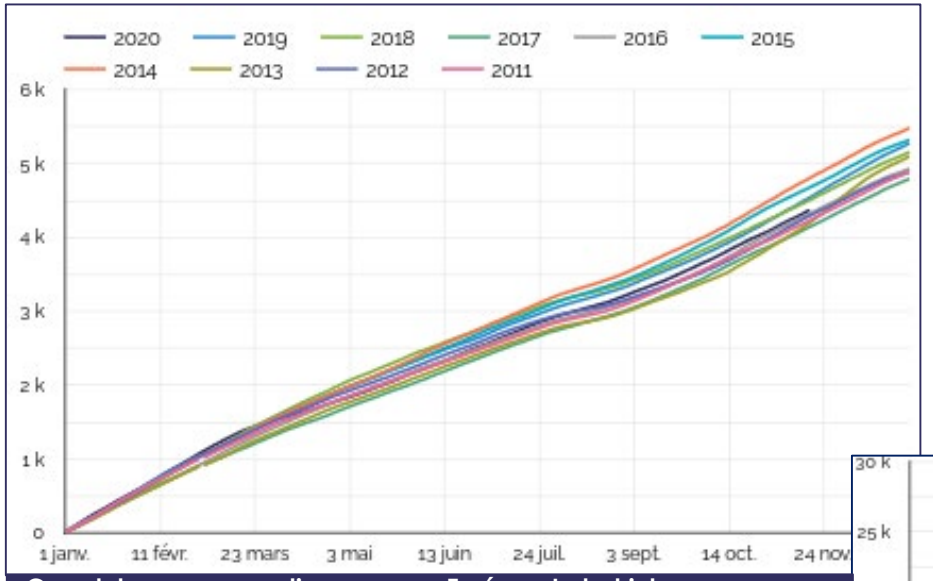
28,5 TWh (données corrigées du climat).

Une baisse de 0,8% par rapport à 2018 portée par les Distributions Publiques et partiellement compensée par le dynamisme des industriels.



Répartition DP / Industriels sur la zone Teréga en TWh

03 Les tendances sur 2020

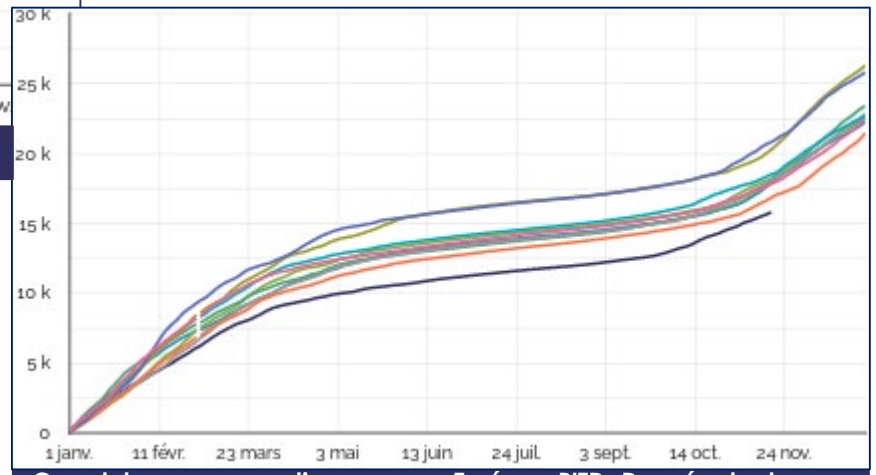


Cumul des consommations en zone Teréga - Industriels - Données brutes en GWh

En 2020, la consommation brute sur la zone Teréga est dans une **tendance baissière** liée à la crise COVID.

Au niveau des industriels, la consommation brute a baissé d'environ -3% (sur les 10 premiers mois de l'année).

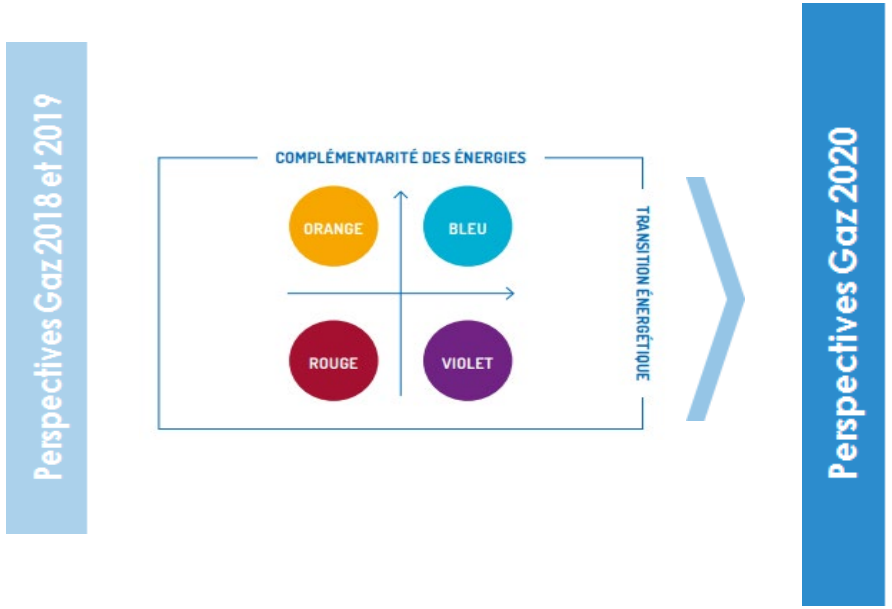
La baisse est plus marquée pour les PITD en raison des températures plus douces cette année. L'application de la correction climatique permettra d'isoler l'impact de la crise COVID, qui a priori, restera modéré pour ce portefeuille de consommateurs.



Cumul des consommations en zone Teréga - PITD -Données brute en GWh

03 Des perspectives d'évolution de la demande de gaz en France…

Perspectives Gaz 2020 : 3 nouveaux scénarios contrastés représentatifs de trajectoires différentes pour atteindre la neutralité carbone en 2050.



NATIONAL gaz bas

Scénario cohérent et compatible avec le scénario SNBC de référence

Ce scénario repose notamment sur une électrification importante des usages.

NATIONAL gaz haut

Variante "gaz haut" du scénario NATIONAL gaz bas

Ambition à la hausse sur la production de gaz renouvelables, permettant de décarboner massivement les bâtiments à partir de gaz. Ce scénario est cohérent avec la variante "gaz haut" du scénario AMS dans la SNBC. L'électrification des usages reste aussi forte que dans le scénario **NATIONAL gaz bas**.

TERRITOIRES

Scénario construit à partir de la concaténation des ambitions et dynamiques régionales déclinées dans les SRADDET

Construit à partir d'une interprétation, nécessaire, des textes et éléments de SRADDET publiés à date dans les lesquels souvent peu de détails sont explicités. La plupart de ces scénarios s'appuient sur la complémentarité des énergies.

ALTERNATIVE INTERNATIONALE

Scénario visant à terme des imports de gaz renouvelables

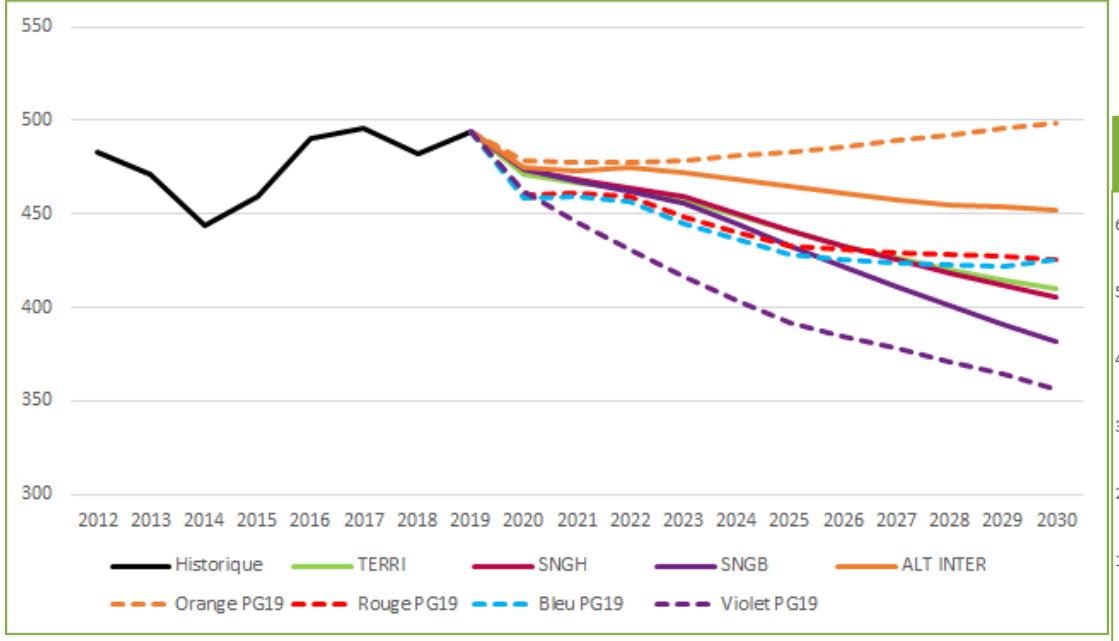
Ce scénario s'appuie sur les hypothèses de consommation et de production des scénarios des Perspectives Gaz ainsi que sur une estimation des imports de gaz renouvelables pouvant couvrir la demande.

03 … dans une tendance baissière

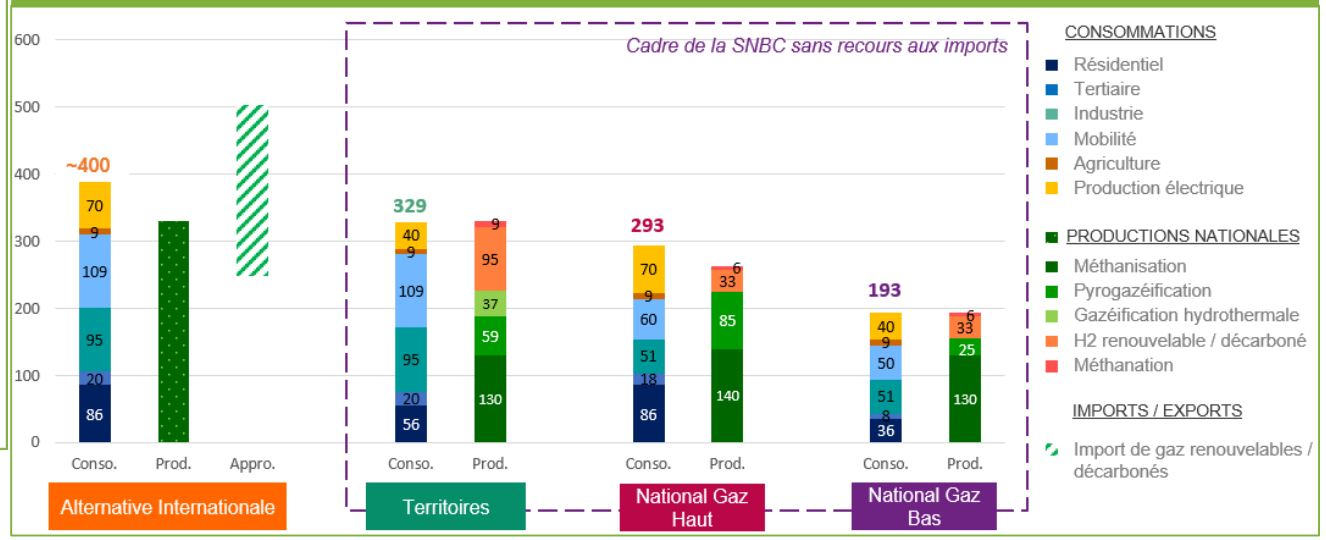
Les consommations sont en baisse dans tous les scénarios en cohérence avec les objectifs de baisse de consommation de gaz fossile en 2028 vs 2012.

Cette tendance s'applique sur tous les secteurs avec une baisse plus marquée sur le Résidentiel / Tertiaire avec des hypothèses conformes à la SNBC et l'atteinte de la neutralité carbone comme le nombre de rénovations fixé à 500 000 en 2030. Seule la consommation pour la mobilité est en hausse.

Demande totale de gaz avec prod élec à 2030 (TWh PCS)

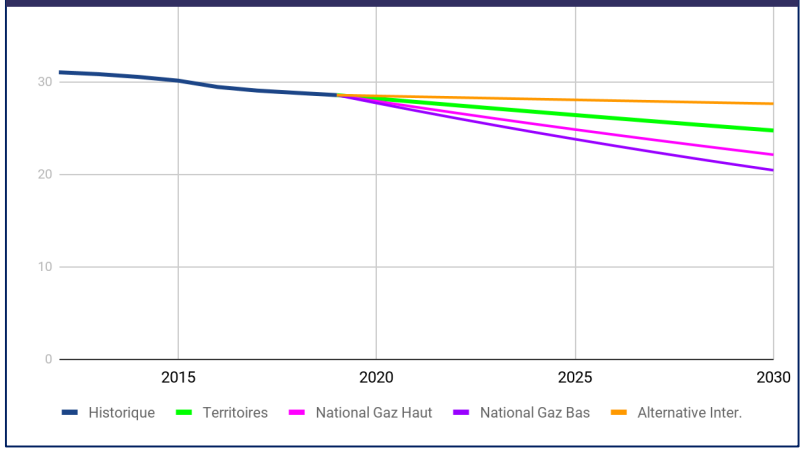


Consommation et production de gaz à 2050 (CH4 & H2) en TWh PCS



03 Déclinaison en volume et en pointe sur la zone Teréga

Demande totale de gaz en volume - zone Teréga (TWh PCS)



L'évolution sur la zone Teréga en volume reprend les hypothèses des 3 scénarios des Perspectives Gaz 2020 ainsi que le scénario supplémentaire intégrant les imports de gaz renouvelables.

TCAM 2019-2030	TERRITOIRES	AMBITION NATIONALE GAZ BAS	AMBITION NATIONALE GAZ HAUT	ALTERNATIVE INTERNATIONALE
Résidentiel	-2,7%	-3,4%	-2.1%	-1,1%
Tertiaire	-5,3%	-7%	-5,8%	-3%
Industrie	-1,1%	-2,1%	-2,1%	-0,5%
Mobilité	28,9%	16,3%	16,5%	27,5%
Total avec/ sans prod élec	-1,7 / -1,3%	-2,3 / -3%	-1,8 / -2,3%	-0.8 / -0,3%

322 GWh/jour

de consommation de pointe en zone Teréga pour l'hiver 2020-21 et les deux hivers suivants (suite à l'enquête de Juin).

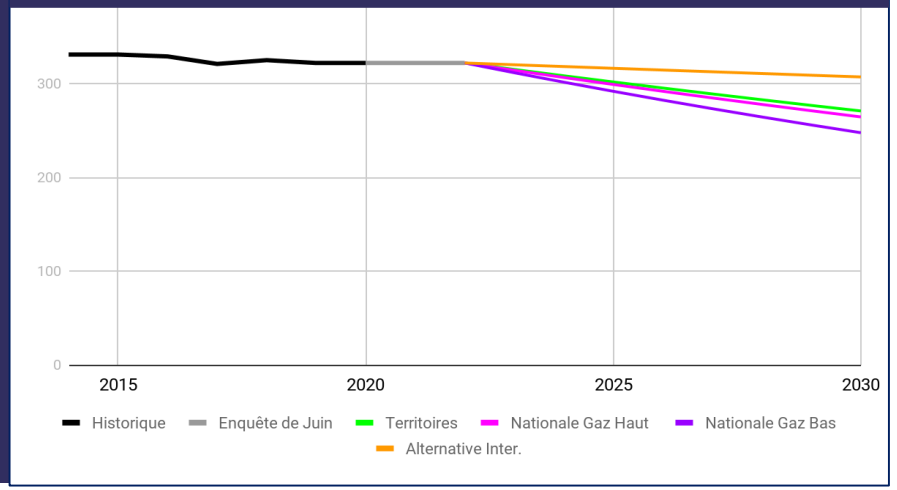
- ➔ **90 %** pour les **Distribution Publiques**
- ➔ **10 %** pour les **industriels** raccordés sur le réseau de transport

➔ Les réseaux de chaleur représentent 1,7 % de la pointe sur la zone Teréga.

➔ A noter que Teréga a initié des travaux d'amélioration de l'évaluation et de la projection de sa pointe.

Evolution des capacités de pointe en GWh/j en zone Teréga

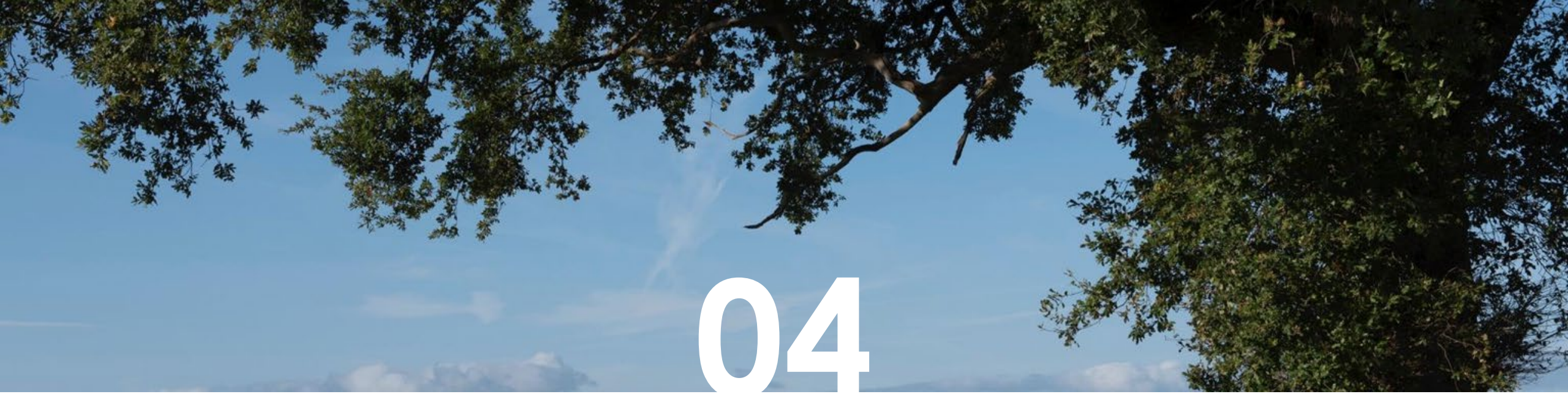
Demande totale de gaz à la pointe- zone Teréga (TWh PCS)



NOTES

(1) 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 la méthode de l'analyse de l'hiver.

(2) Total P2 hors autoconsommation, clients industriels interruptibles et saisonniers



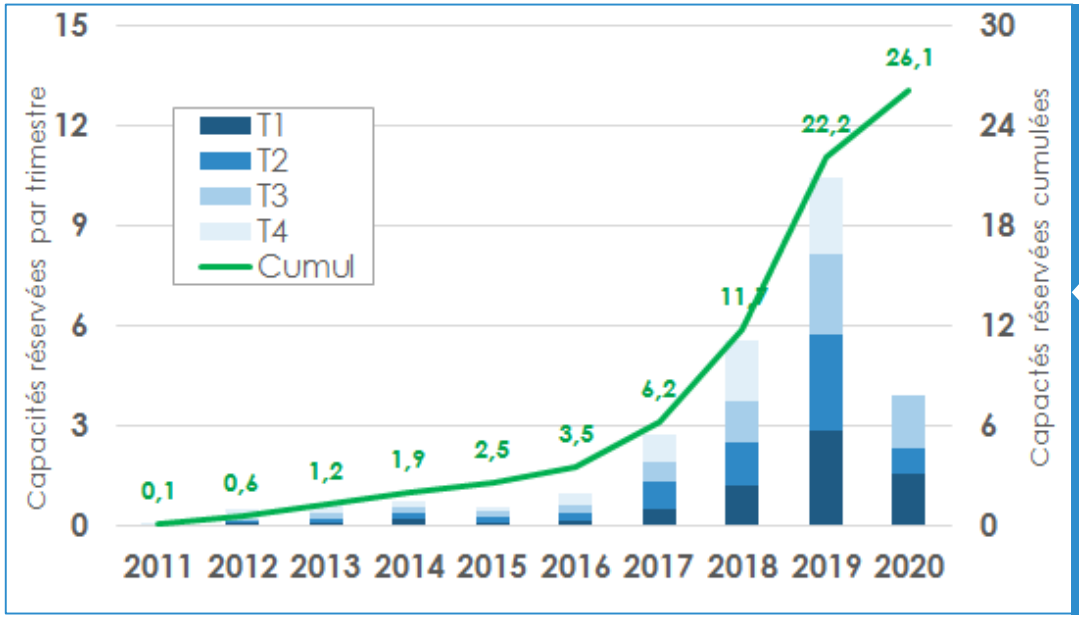
04

Transition énergétique

04 Le dynamisme de la filière biométhane : état des lieux

A fin septembre 2020, on comptait **172 sites de production de biométhane** raccordés aux réseaux pour une **capacité installée de 3 TWh/an.** La production à fin 2020 est attendue à **2,1 TWh** soit une **hausse de plus de 70% par rapport à fin 2019**, malgré la crise sanitaire qui a retardé certains projets. **La dynamique territoriale se confirme** aussi avec l'accélération du nombre de projets. A fin septembre 2020, 1 147 projets de méthanisation avaient réservé une capacité d'injection de biométhane, pour **un total de 26 TWh/an.**

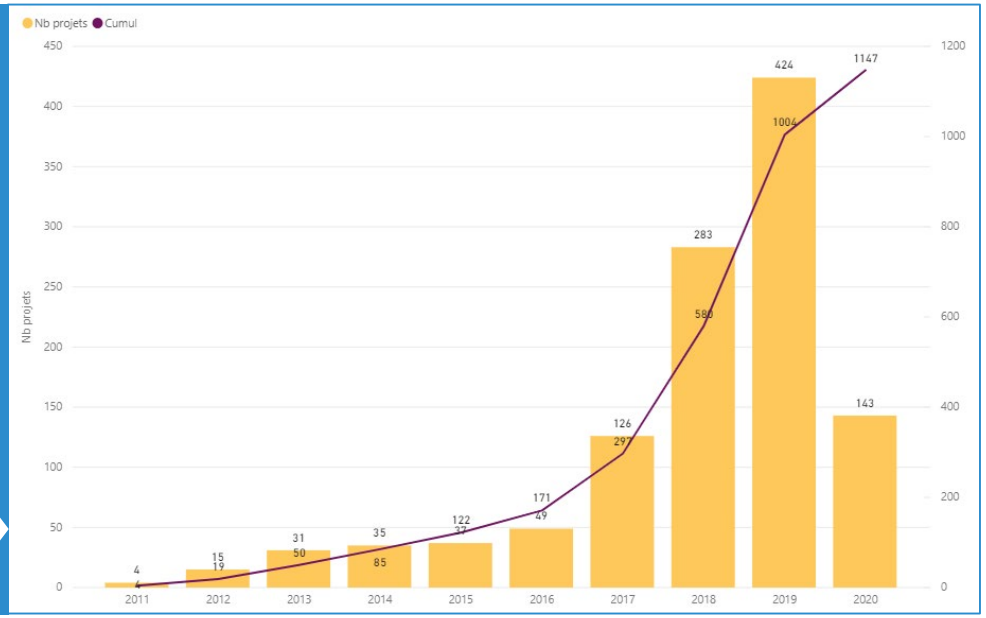
La PPE fixe une cible d'injection de biométhane comprise entre **14 et 22 TWh à l'horizon 2028.** Outre les dispositifs de soutien portés par les finances publiques (tarifs d'achat garantis), plusieurs **mécanismes extrabudgétaires** toujours à l'étude ainsi que les **efforts de compétitivité** pourraient permettre à la filière de poursuivre son développement au-delà des objectifs de la PPE.



Registre des capacités

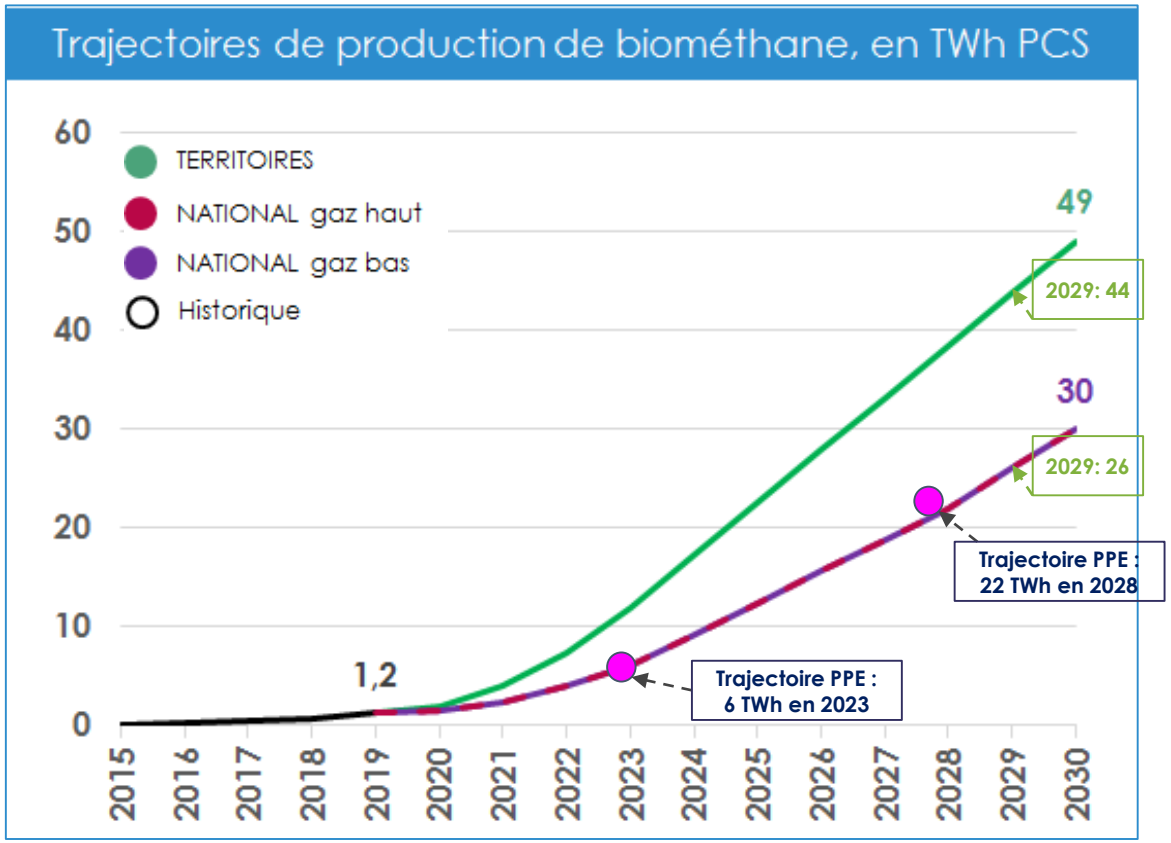
26 TWh de capacités réservées (TWh)

1147 projets



Source : Perspectives Gaz,édition 2020 et registre des capacités

04 Le dynamisme de la filière biométhane : perspectives



Source : Perspectives Gaz,édition 2020 et registre des capacités

Les objectifs de la **PPE** et la **SNBC** ont été repris dans les scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut.** L'atteinte de ces objectifs suppose qu'environ 45% des projets inscrits au registre des capacités se concrétisent.

Le scénario **TERRITOIRES** reprend une partie des ambitions de production ENR des régions publiés dans leurs **SRADDET**, ou bien dans les **Schémas Régionaux Biomasse** lorsque les premiers ne sont pas publiés. Ces objectifs sont présentés de manière **hétérogène** entre les régions.

Certains objectifs n'étant pas assez détaillés, des hypothèses portant notamment sur la distinction des différentes voies de valorisation du biogaz ont été retenues.

Dans ce scénario, le rythme d'augmentation de la production est fondé sur la dynamique des projets inscrits au registre des capacités.

04 Teréga, acteur de la filière biométhane

Début 2021, le réseau de Teréga accueille **deux unités de production de biométhane** pour une capacité injectée d'environ **115 GWh/an**.

Sept autres producteurs se sont d'ores et déjà engagés contractuellement et assureront à terme l'injection supplémentaire de **435 GWh/an**.

La dynamique positive se manifeste également au travers d'une **douzaine de prospects supplémentaires**, dont le processus de raccordement est aujourd'hui au stade de l'étude de faisabilité.

2 sites en production
115 GWh/an

BIOVILLENEUVOIS
Débit max = 1 190 Nm3/h

METHALAYOU
Débit max = 115 Nm3/h

① ARSEME
SAVERDUN (Ariège)
Débit max = 210 Nm3/h

② PROMETER
MONTBAZENS (Aveyron)
Débit max = 595 Nm3/h

③ TRIFYL
LABESSIÈRE-CANDEIL (Tarn)
Débit max = 775 Nm3/h

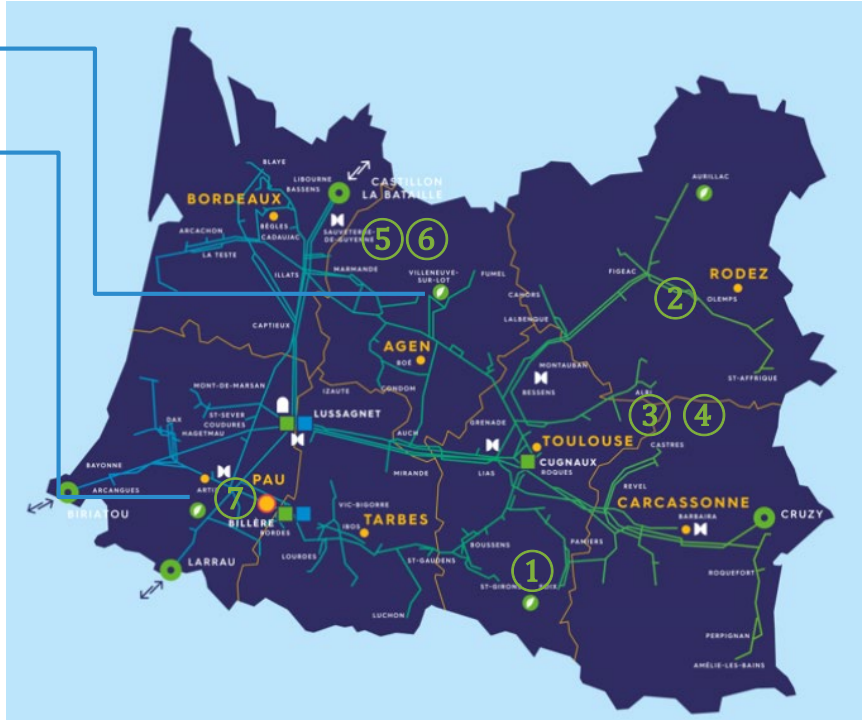
④ CAP VERT
LABESSIÈRE-CANDEIL (Tarn)
Débit max = 400 Nm3/h

⑤ MELUSINE
AILLAS (Gironde)
Débit max = 230 Nm3/h

⑥ AGRIENERGIE
AUROS (Gironde)
Débit max = 115 Nm3/h

⑦ BIOBEARN
MOURENX (Pyrénées-Atl.)
Débit max = 2 800 Nm3/h

+7 contrats signés
(dont **2 sites en construction**)
435 GWh/an



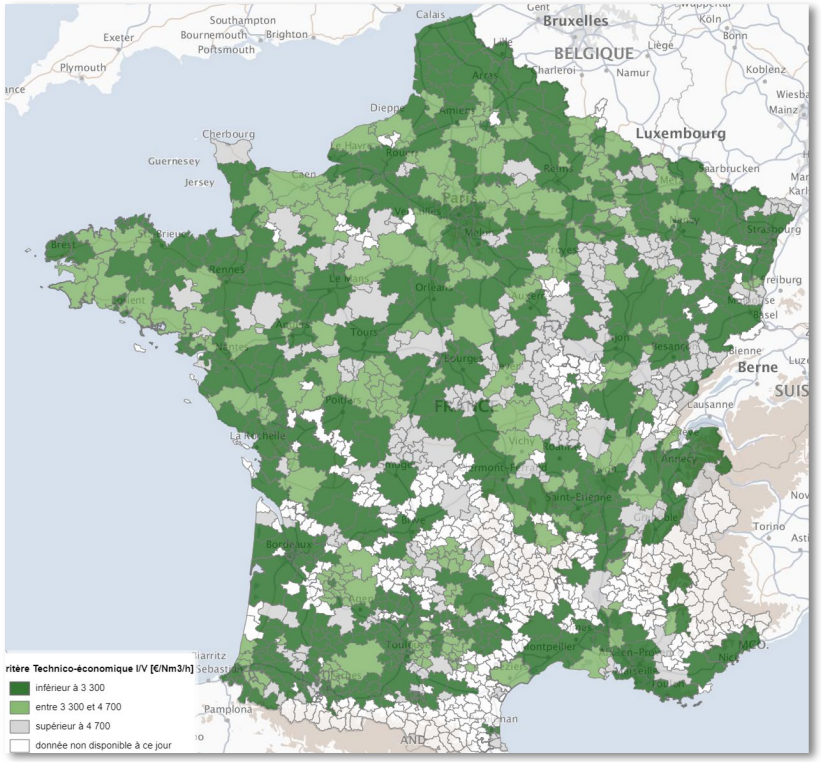
	Zone Teréga	
	Nombre de projets (yc réalisations)	Capacité de production (Nm³/h)
GRT	22	10 224
GRD	67	14 539

Source : Registre de Gestion des Capacités (30/04/2021)

04 Teréga, acteur de la filière biométhane

Teréga participe pleinement à l'élaboration des **zonages de raccordement du biométhane** conjointement avec les autres gestionnaires d'infrastructures présents sur son territoire. A fin avril 2021, une vingtaine de zonages ont été réalisés, représentant environ **40% du total des zones à traiter**.

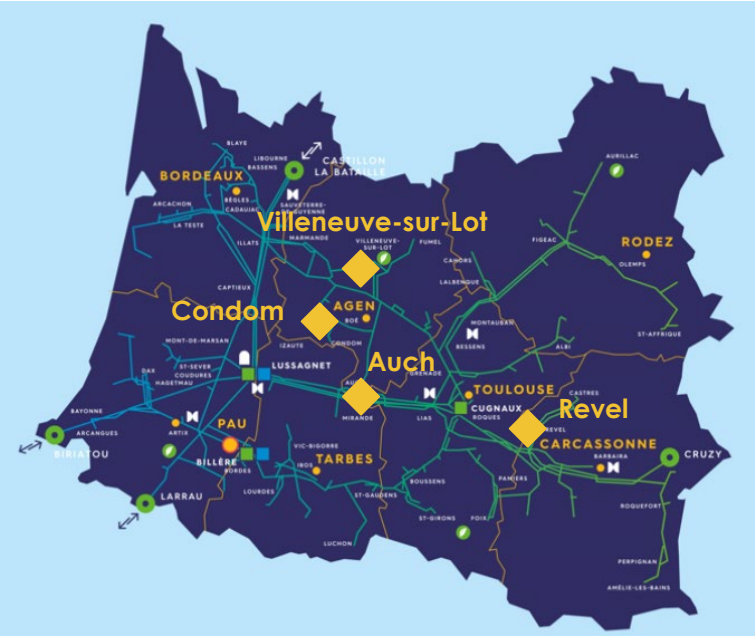
La nouvelle version de la **cartographie d'accès aux réseaux gaziers** permettant aux producteurs d'identifier les zones les plus favorables à l'injection du biométhane est disponible sur le **site internet de Teréga** depuis le 31 mars 2021.



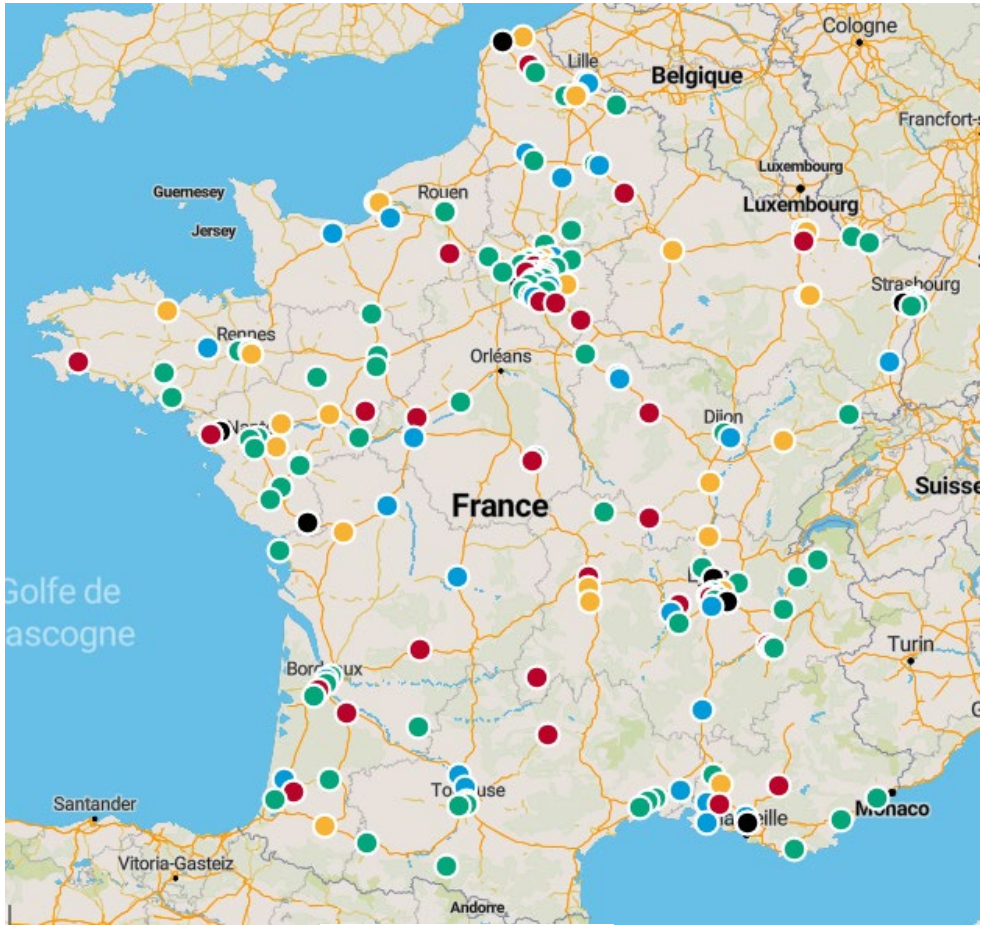
Les zonages proposés par Teréga et approuvés par la CRE font apparaître la nécessité d'installer d'ici 2029 **4 stations de compression Distribution / Transport** - appelées "rebours D/T" (si les projets de méthanisation identifiés sur ces zones se concrétisent d'ici là) :

- ces rebours seraient implantés autour d'**Auch, Condom/Nérac, Villeneuve-sur-Lot et Revel**
- pour un investissement total estimé proche de **12 M€**

Les 4 rebours D/T identifiés sur le réseau Teréga

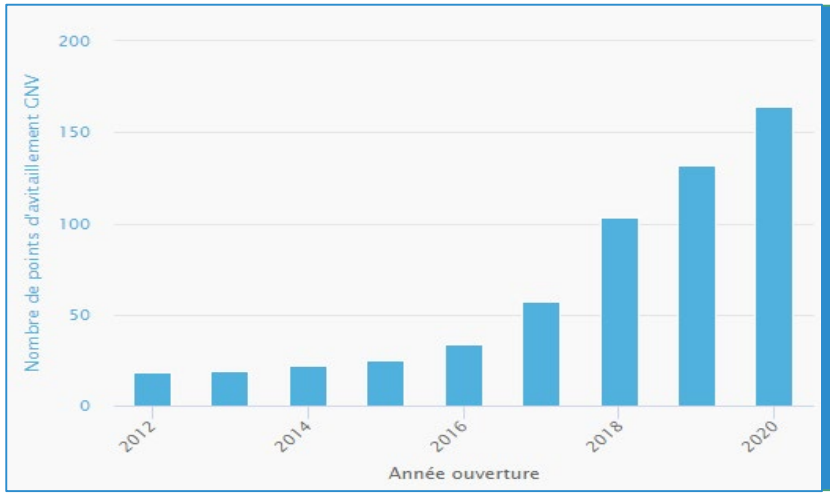


04 Le développement du Gaz Naturel Véhicule : état des lieux



Le nombre de stations de ravitaillement en GNV augmente rapidement sur le territoire national avec près de **130 stations publiques GNC-GNL** en service au mois de novembre 2020, contre seulement 80 début 2019.

Le GNV/bioGNV parvient à pénétrer le marché des **flottes captives** et offre une **solution alternative au diesel EURO6 sur le transport lourd** à court et moyen termes.



Evolution du nombre de stations GNV en France (en service)

Plus de **100** projets supplémentaires d'ici 2021

Source : https://gnv-grtgaz.opendatasoft.com/

04 Le développement du Gaz Naturel Véhicule : perspectives

La mobilité au gaz s'impose progressivement dans le parc routier à 2030 et représente une solution complémentaire pour la décarbonation des transports.

Véhicules & Utilitaires légers

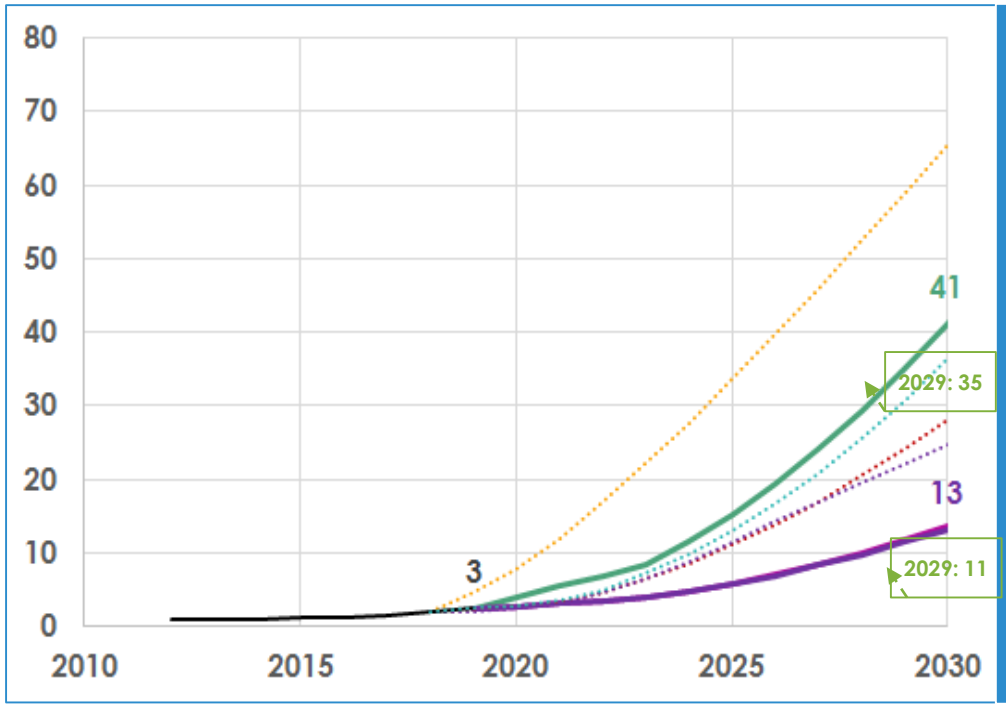
Les parts de marché du GNV/bioGNV restent limitées sur ces segments à l'horizon 2030, les motorisations électriques et hybrides rechargeables s'imposant progressivement parmi les ventes neuves.

Transport de personnes

Le **GNV/bioGNV représente déjà 25%** des ventes de bus neufs en **2019**. Cette solution pourrait se généraliser sur le segment du transport de personnes, représentant entre **40 et 65% des ventes en 2030.**

Transport de marchandises

Le GNV/bioGNV représente 3% des ventes de poids lourds neufs en 2019. Cette solution pourrait progressivement se généraliser sur le segment du transport de marchandises, représentant entre 25 et 60% des ventes en 2030.



La consommation de gaz pour la mobilité est évaluée entre 13 et 41 TWh en 2030…

… avec une part d'hydrogène comprise entre 3% (NATIONAL gaz bas/gaz haut) et 11% (TERRITOIRES)

Source : Perspectives gaz 2020

A noter que les motorisations **hydrogène** deviennent matures technologiquement, mais souffrent encore d'un déficit de compétitivité face aux solutions électriques sur les véhicules légers et aux solutions GNV/bioGNV sur le transport lourd. Les travaux de recherche et développement en cours chez les constructeurs devraient permettre l'émergence de la cette technologie à moyen terme.

04 Teréga, facilitateur de la filière GNV

PROMOTEUR DE LA FILIÈRE

Teréga fait valoir les atouts de la chaîne de valeur gaz dans la dynamique de la transition énergétique et promeut en ce sens la mobilité GNV et BioGNV au sein des instances nationales, régionales et locales.

Teréga a signé fin 2019 un accord de partenariat avec ENR64 (SEM pilotée par l'Autorité Organisatrice de la Desserte en Énergie du 64) afin de mener des études de marché en évaluant notamment la volonté locale d'achat de véhicules GNV.

Les premiers résultats sont attendus pour 2021.

TRANSPORTEUR

Teréga propose une offre dédiée aux stations GNV construire sur la base d'un branchement classique et un poste de livraison dit "au fil du gaz" permettant de tirer partie de la pression d'exploitation du réseau de transport.

La première station GNV raccordée au réseau de Teréga, à Damazan (47), est opérationnelle depuis avril 2021.

Un second raccordement de station GNV au réseau de Teréga est prévu pour fin 2021 à Saint-Sulpice-la-Pointe (81).

Au vu de la dynamique de la filière, Teréga prévoit de raccorder à son réseau d'ici 2029 4 stations GNV supplémentaires, pour un investissement total proche de 2 M€.

CLIENT UTILISATEUR

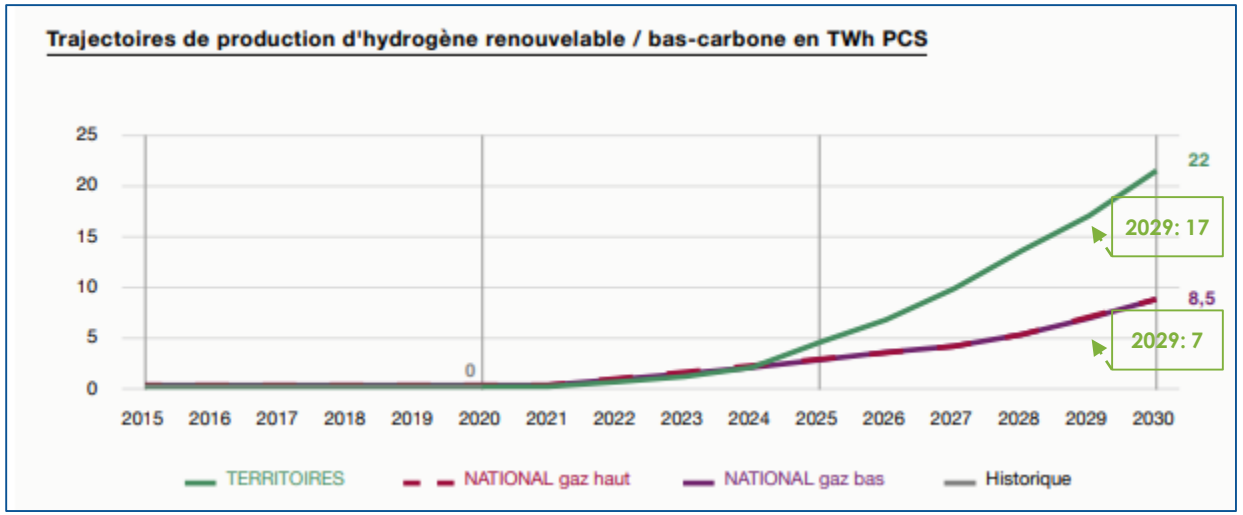
Teréga montre l'exemple en optant pour une flotte 100% GNV dans le cadre de son programme BE+ et **en investissant dans 4 stations d'avitaillement privatives à hauteur d'environ 1,5 M€.**

La première, implantée sur le site de Pau (64), est opérationnelle depuis début 2021.

La seconde doit être installée sur le site de Lussagnet (40) d'ici fin 2021.

Les 2 stations restantes sont prévues sur les sites de Cugnaux (31) et Barbaira (11) d'ici 2023.

04 L'émergence de la filière hydrogène : perspectives



Source : Perspectives Gaz,édition 2020

Les scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut** traduisent les objectifs de production d'hydrogène fixés dans la **PPE** et la **SNBC**. Les régions affichent des ambitions relativement élevées en concernant la production d'hydrogène décarboné dans leurs SRADDET.

Le scénario **TERRITOIRES** s'appuient sur les cibles indiquées dans la Stratégie Nationale Hydrogène publiée en septembre 2020, et visant en partie à traduire le dynamisme existant dans les territoires autour de cette filière. Cette stratégie vise à installer une capacité de 6,5 GW d'électrolyseurs à l'horizon 2030, ce qui correspond à une **production d'environ 20 TWh PCS.**

Cette production sera utilisée en priorité pour remplacer la **production d'hydrogène** aujourd'hui produit à partir de gaz naturel, ainsi qu'à décarboner certains **usages industriels** et de **mobilité lourde.**

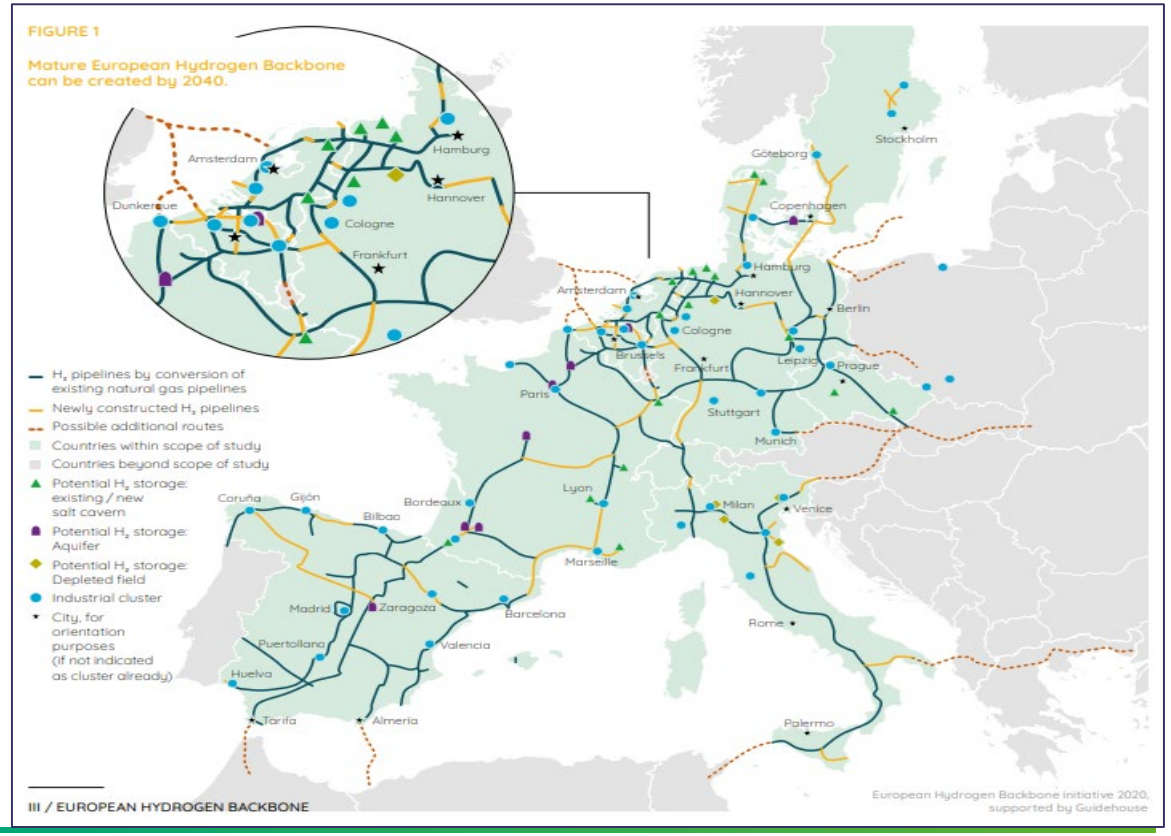
04 Le développement de l'hydrogène sur le territoire Teréga

Hydrogène, nouveau vecteur énergétique dans les réseaux gaz

La loi Énergie et Climat (2019) définit l'hydrogène en tant qu'énergie. Une ordonnance spécifique (déc. 2020) précise l'intégration de l'H_2 dans le cadre législatif actuel. Elle précise également les conditions d'injection de l'hydrogène dans les infrastructures gazières. Afin d'atteindre les objectifs nationaux et européens de développement de la filière Hydrogène, Teréga a mis en place un programme d'investissement.

Ce programme comprend à la fois :

- **des travaux et démonstrateurs R&I,**
  - Travaux R&D sur l'impact H_2 dans stockage souterrain (RINGS par exemple)
  - Travaux et tests sur l'impact H_2 sur le réseau de transport (HEW par exemple)
  - Banc de tests, développement et formations
  - Démonstrateur de Power To Gas avec injection H_2 dans le réseau (Jupiter1000 avec GRTgaz)
- **des études,**
  - Conception d'un poste de mélange et d'injection
  - Raccordement d'un poste d'injection
  - Capacité du réseau
  - Gestion de la qualité gaz dans le réseau
- **des premiers projets d'industrialisation,**
  - Raccordements au réseau d'unités de production d'hydrogène
  - Reconversion d'infrastructures existantes pour le transport et le stockage d'H_2 (projet Lacq Hydrogen)
- **et des visions à plus long terme**
  - European Hydrogen Backbone



04 Recherche & Innovation : une approche multi-énergies

IMPULSE 2025, un maillon central du système énergétique de demain

Le projet IMPULSE 2025 consiste en une nouvelle approche des systèmes énergétiques possible grâce aux technologies industrielles et numériques. À travers IMPULSE 2025, Teréga souhaite valoriser les énergies perdues pour un usage approprié au moment opportun pour le consommateur dans une démarche d'économie circulaire.

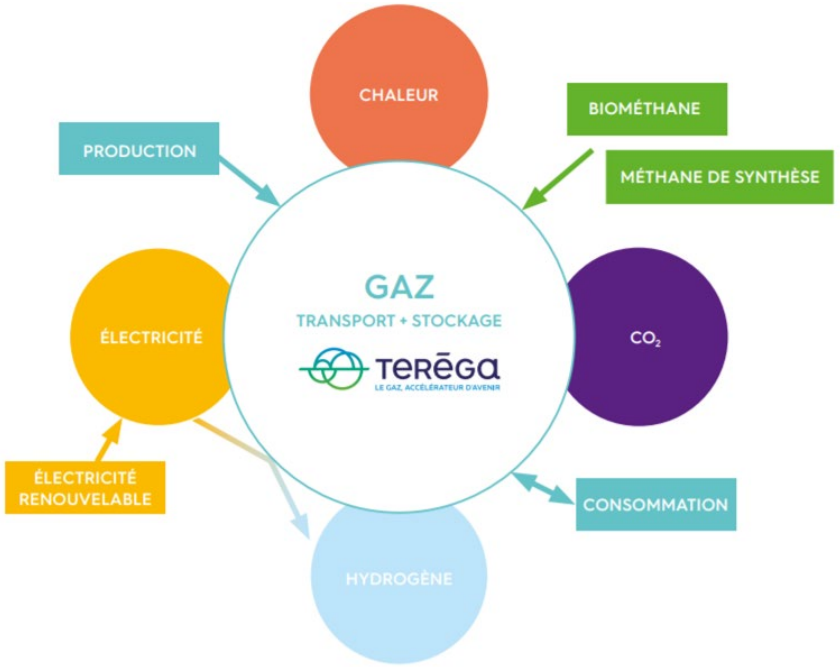
IMPULSE 2025 offrira ainsi la possibilité de :

- partager plusieurs sources d'énergie et les acheminer vers de nouveaux utilisateurs,
- réduire le gaspillage énergétique en stockant les pertes pour un usage ultérieur ou en les transformant en une énergie plus demandée ou plus efficace pour l'usage.

Porté par Teréga, le projet IMPULSE 2025 permettra à terme de créer des synergies nouvelles et de maximiser les interconnexions pour considérer les différents réseaux énergétiques (gaz, électricité, chaleur) comme un système unifié et connecté.

Grâce à l'adaptabilité des infrastructures et à l'optimisation des ressources énergétiques existantes, les bénéfices de ce projet seront économiques mais également :

- environnementaux, le projet IMPULSE 2025 s'inscrit pleinement dans le cadre du programme environnemental transverse de Teréga "BE Positif" ;
- à terme, ce projet vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), favoriser l'intégration d'énergies renouvelables répondant ainsi aux objectifs d'amélioration de l'efficacité énergétique fixés par l'Accord de Paris (2015) ;
- énergétiques, grâce à la complémentarité des réseaux ;
- opérationnels, via le pilotage en temps réel de ce futur réseau dynamique.



➔Vidéo Impulse

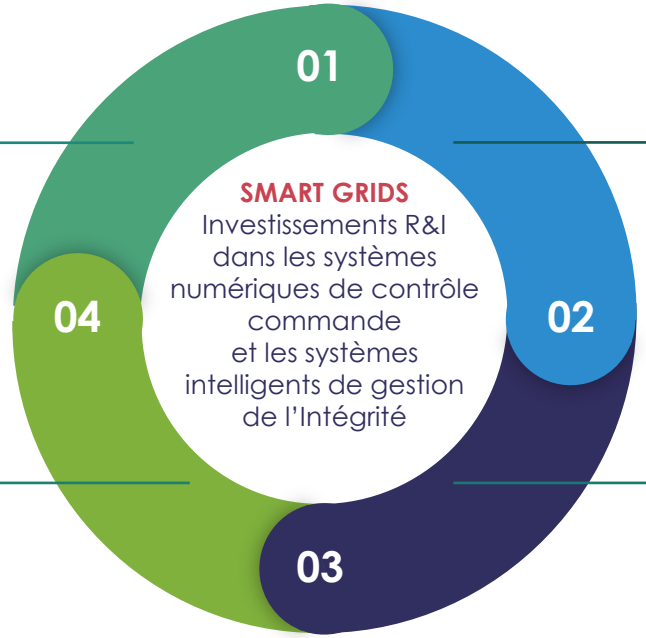
04 Recherche & Innovation : une approche multi-énergies

Intégration des filières des gaz verts dans les réseaux et complémentarité des réseaux gaz/électricité

Plus d'informations:
Plaquette recherche & Innovation 2019

BIOMÉTHANE 1G
Investissements R&I dans le développement des **techniques d'analyse** du biométhane 1G.
Investissements R&I dans le développement d'un **poste de rebours** pour tester les différentes configurations du réseau dans le cadre du développement de sites d'injection de biométhane.

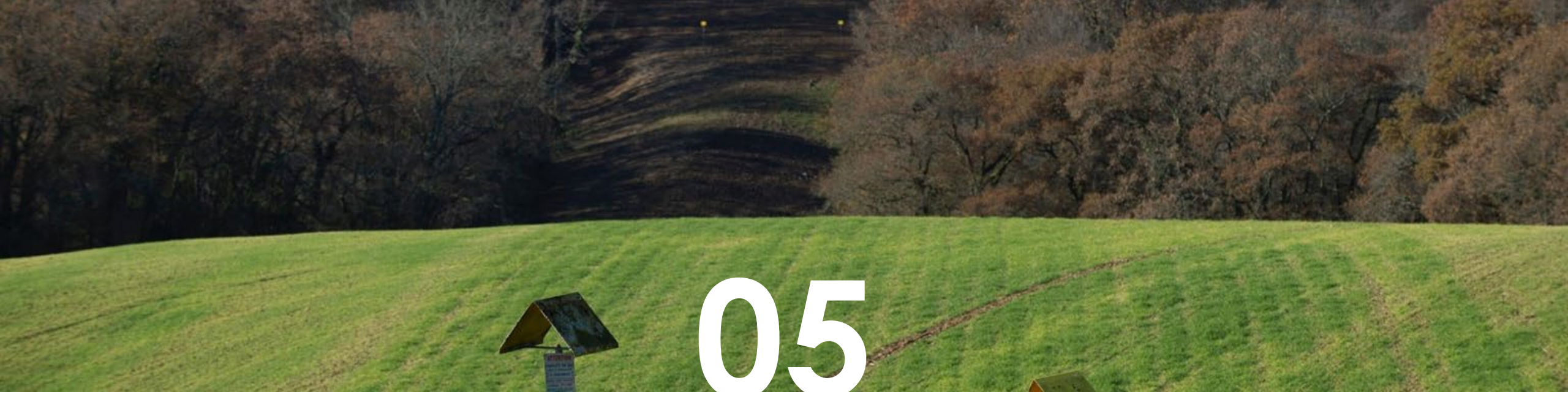
BIOMÉTHANE 2G
Investissements R&I envisagés dans la **pyrogazéification** pour rapprochement des filières "déchets" et "énergie": participation à un projet pilote afin d'étudier les conditions favorables d'injection réseau gaz (horizon 2021).



+ Investissements R&I pour la **réduction de l'empreinte environnementale**
(mise en service d'un recompresseur mobile en 2019)

HYDROGÈNE
Investissements R&I dans l'adaptation de nos infrastructures pour permettre l'injection d'H_2 et dans le **Power-to-Gas** pour l'intégration des énergies renouvelables au réseau et la complémentarité des réseaux gaziers et électriques.
Projet pilote JUPITER 1000 exploité de 2018 à 2020 puis développement possible d'unités industrielles à partir de 2025.

MÉTHANE DE SYNTHÈSE
Investissements R&I dans le développement de pilotes de **méthanation** pour évaluer technologiquement et réglementairement ce procédé et contrôler/qualifier le méthane de synthèse produit (injection possible post 2025).
Plateforme technologique de test opérationnelle dès 2021.



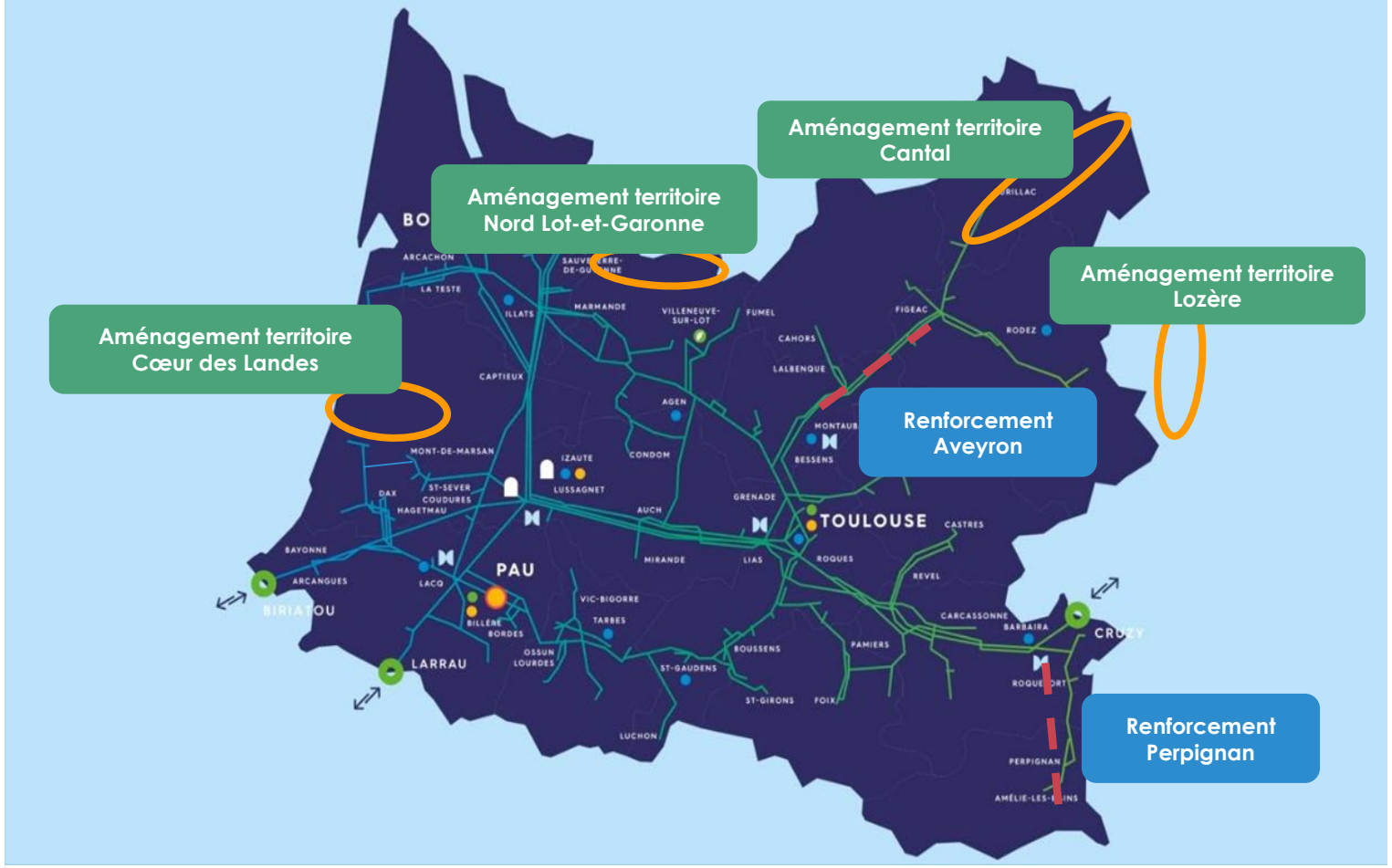
05

Le développement du réseau

05 Investissements sur le Réseau Régional

Les nouveaux enjeux des investissements de Teréga dans ses infrastructures de Transport :

- **des investissements raisonnés afin de prendre en compte les nouvelles dynamiques locales d'évolution de la consommation (incluant la mobilité gaz) et de production de gaz renouvelables.**
- **des investissements construits autour des thématiques de la sécurité d'exploitation et d'approvisionnement ainsi que de l'aménagement des territoires.**



05 Investissements de renforcement du Réseau Régional

Les investissements de Teréga sur son réseau de transport régional sont fondés sur des projets de :

- **renforcement d'antennes dynamiques et proches de la saturation,**
- **développement de nouvelles zones géographiques non desservies.**

RENFORCEMENTS

Dans le cadre de ses obligations de service public relatives à la **sécurité d'approvisionnement**, en particulier en cas de pointe de froid, Teréga suit attentivement les **évolutions des consommations** de gaz naturel sur sa zone.

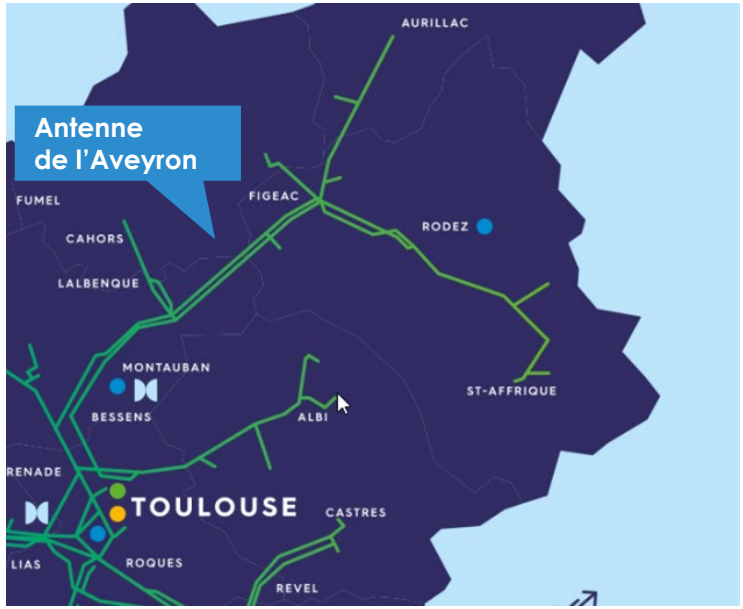
Historiquement, celles-ci étaient induites par les **dynamiques démographiques** locales, mais l'émergence récente de la **filière GNV** et des **réseaux de chaleur urbains** crée de nouveaux points de vigilance sur le réseau.

Le débit de pointe de l'Antenne de l'Aveyron a augmenté ces dernières années, et les dernières simulations basées sur les prévisions de consommations pour 2021 font apparaître une **saturation du réseau** en aval de la compression de Montauban.

En outre, **plusieurs projets d'implantation de stations GNV** ont été recensés sur la zone, renforçant de fait les perspectives de saturation de l'antenne.

Les équipes de Teréga travaillent d'ores et déjà à l'identification de la meilleure solution technico-économique de renforcement de l'antenne de l'Aveyron.

Budget préliminaire < 20 M€
Mise En Service prévisionnelle : fin 2026



05 Investissements de développement du Réseau Régional

DÉVELOPPEMENT

Teréga développe des projets d'aménagement des territoires non desservis, fondés sur des potentiels locaux d'injection de biométhane et de consommation (Distributions Publiques et sites industriels consommateurs d'énergies moins vertueuses en matière d'émissions de gaz à effet de serre).
L'objectif principal de ces projets consiste donc à équilibrer autant que possible consommation et production de biométhane dans les territoires ciblés.
Afin de minimiser le coût de ces dessertes, Teréga élabore des schémas de développement optimisés qui peuvent être fondés sur des réseaux haute et basse pression.

Le PROJET NORD LOT-ET-GARONNE

Le nord du Lot-et-Garonne est particulièrement dynamique en matière de production de fruits à coque, de cultures fruitières diverses et de fabrication de produits dérivés.

Cette industrie est particulièrement consommatrice d'énergie, avec une pointe lors des périodes de séchage des fruits, et une base de consommation plus stable tout au long de l'année pour l'élaboration des produits dérivés.

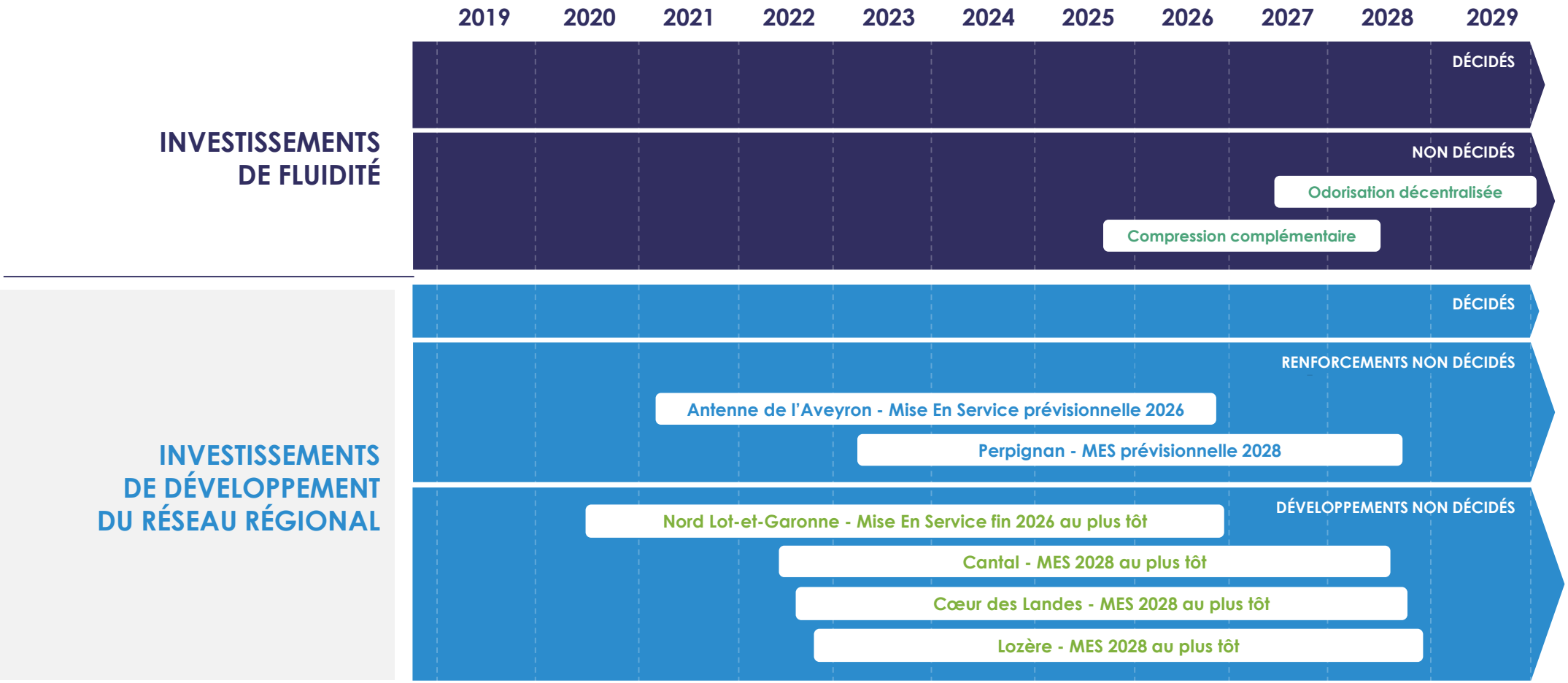
Ce secteur géographique ne bénéficie pas d'une desserte en gaz réseau et reste extrêmement dépendant de l'approvisionnement en GPL.

L'AODE locale a publié un Appel d'Offre pour Délégation de Service Public à des fins de desserte gazière sur un large périmètre regroupant des besoins domestiques et industriels.

Teréga examine, au travers des besoins exprimés par le Territoire concerné et les potentiels soumissionnaires, la meilleure architecture possible afin de maximiser les chances de réalisation de cette future alimentation.

Budget préliminaire < 20 M€
Mise En Service prévisionnelle : fin 2026

05 Synthèse du programme d'investissements



TeRēGa

Annexe PDD2020_trajectoires_scenario_v2

Annexe trajectoires scénario v2