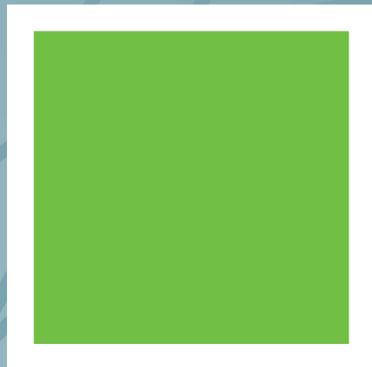
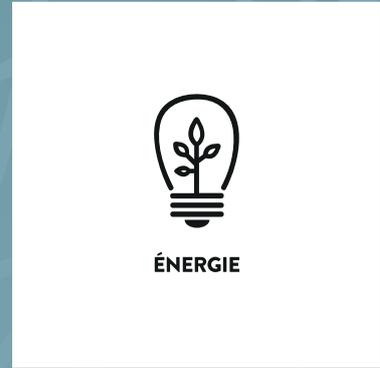


D

A



T

A

L

A

B

Commissariat général au développement durable

Bilan physique et monétaire du gaz naturel 2011-2016

JUILLET 2018

Bilan physique et monétaire du gaz naturel 2011-2016

5 - Les prix du gaz naturel

Cette partie présente les évolutions sur la période 2011-2016 des prix de gros (prix spot, prix à l'importation) et des prix à la consommation du gaz naturel (par secteur).

9 - L'approvisionnement en gaz naturel

Cette partie décrit comment la France s'approvisionne en gaz naturel. Elle fournit la répartition des importations par pays fournisseur, apporte des informations sur les injections de biométhane dans le réseau et sur la contribution de la gestion des stocks à cet approvisionnement.

13 - Les infrastructures gazières

Cette partie décrit les infrastructures gazières nationales (réseaux de transport et de distribution, sites de stockage et terminaux méthaniers) et en présente l'évolution du coût entre 2011 et 2016.

17 - La consommation physique et la dépense de gaz naturel par secteur

Cette partie présente la consommation physique et la dépense correspondante de gaz naturel par secteur et par usage ; elle analyse les évolutions observées entre 2011 et 2016.

21 - Données clés

Évolutions de la consommation et de la dépense de gaz naturel par grand secteur de 2011 à 2016
Consommation et dépense de gaz naturel à usage final énergétique par grand secteur en 2016

23 - Annexes

Bilan physique 2011-2016
Bilan monétaire 2011-2016
Éléments de méthodologie et sources
Sigles et abréviations
Définitions

Document édité par :
**Le service de la donnée et des études
statistiques (SDES)**

contributeurs

FG

Fabien **Guggemos**

CM

Christophe **Meilhac**

DM

David **Mombel**

Chef de la division électricité et gaz
david.mombel@developpement-durable.gouv.fr

OR

Olivier **Ribon**

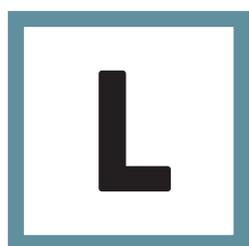
Expert sur les comptes et l'économie de l'énergie
olivier.ribon@developpement-durable.gouv.fr

NR

Nicolas **Riedinger**

Sous-directeur des statistiques de l'énergie
nicolas.riedinger@developpement-durable.gouv.fr

avant-propos



La transition énergétique visée par la France présente des enjeux économiques majeurs. Elle offre en effet l'opportunité de tout à la fois développer des activités sur son territoire et, en favorisant les économies d'énergie, de réduire la facture des consommateurs. Une connaissance précise des flux physiques et monétaires liés à l'énergie apparaît donc indispensable pour piloter au mieux cette transition. Le Service de la donnée et des études statistiques s'est ainsi donné pour objectif de compléter son traditionnel bilan de l'énergie exprimé en unités physiques par son équivalent exprimé en euros. La présente publication constitue le troisième volet de ce projet, consacré au gaz naturel, après un premier consacré à l'électricité et un deuxième au charbon. Ce travail, effectué sur la période 2011-2016, présente la dépense des principaux secteurs consommateurs et fournit des prix moyens par secteur. Il analyse aussi les coûts de l'approvisionnement en gaz naturel, des infrastructures gazières ainsi que le montant des taxes payées par les consommateurs.

— **Sylvain Moreau**

CHEF DU SERVICE DE LA DONNÉE ET DES ÉTUDES STATISTIQUES (SDES)

partie 1

Les prix du gaz naturel



partie 1 : les prix du gaz naturel

Tiré par le prix du pétrole, le prix à l'importation du gaz naturel a atteint en 2016 son plus bas niveau de la décennie. Ainsi en 2016, l'approvisionnement ne représente plus que 43 % du prix moyen payé par les consommateurs (ménages et entreprises confondus ; hors TVA), contre 72 % en 2011. Les gros consommateurs industriels bénéficient de prix plus bas que les ménages, en raison de coûts d'infrastructures et de commercialisation moindres ainsi que d'une fiscalité allégée.

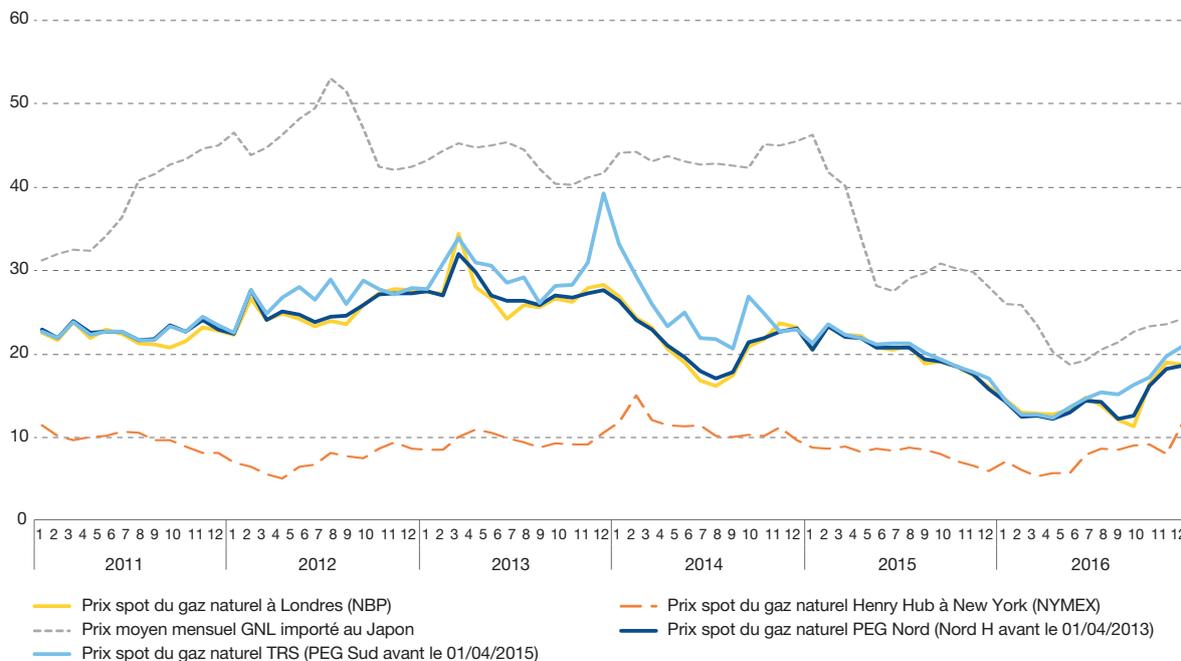
PRIX DE GROS DU GAZ NATUREL : FORTE BAISSÉ DES PRIX À L'IMPORTATION ENTRE 2014 ET 2016

Le gaz naturel s'échange de gré à gré, en général via des contrats de long terme pouvant s'étendre sur plusieurs dizaines d'années, ou bien sur des marchés organisés, au comptant ou à terme. Moins dense et moins aisément transportable que le pétrole, le gaz naturel nécessite des infrastructures plus coûteuses pour être acheminé des zones de production à celles de consommation. Il s'échange ainsi à des prix reflétant des équilibres régionaux entre offre et demande, qui peuvent fortement diverger d'une zone à l'autre. Au début de la décennie, les écarts de prix entre les principales zones de marchés se sont d'ailleurs fortement

creusés (figure 1.1). En effet, l'afflux du gaz de schiste aux États-Unis a tiré les prix à des niveaux particulièrement bas sur les marchés nord-américains tandis qu'à l'inverse, ceux-ci ont bondi en Asie à la suite de la catastrophe de Fukushima. Les prix du gaz sur les marchés européens se sont maintenus à un niveau intermédiaire durant cette période. La croissance du commerce international de gaz naturel liquéfié (GNL) contribue toutefois à la fluidification des échanges et à la réduction des écarts de prix observés entre les différentes zones de marché. Elle est favorisée tant par la hausse de la demande mondiale, soutenue notamment par celle de la Chine, que par la diversification de l'offre, caractérisée par l'essor de l'extraction de gaz au Moyen-Orient et l'arrivée des États-Unis parmi les pays exportateurs.

Figure 1.1 : prix spot du gaz naturel à New York, Londres, en France (PEG Nord, PEG Sud puis TRS) et prix du GNL importé au Japon

Prix moyen mensuel en €/MWh



Sources : National Balancing Point à un mois ; U.S. Energy Information Administration ; Japanese Ministry of Finance ; GRTgaz

partie 1 : les prix du gaz naturel

Le prix du gaz naturel sur le marché spot de Londres (National Balancing Point) est l'un des principaux prix de référence pour le marché continental européen. Il s'élève en moyenne à 14,4 €/MWh (en pouvoir calorifique supérieur) en 2016. Depuis le début de la décennie, tiré à la baisse par la faiblesse des cours du pétrole, il a ainsi atteint en cours d'année 2016 son plus bas niveau. En fin d'année, avec les tensions sur le marché de l'électricité et la hausse concomitante des cours du charbon, il a toutefois fortement rebondi, passant de 11,4 €/MWh à 21,2 €/MWh entre septembre 2016 et janvier 2017.

En France, les échanges se matérialisent au niveau de deux points d'échanges de gaz (PEG), rattachés aux deux zones d'équilibrage du réseau de transport (PEG Nord et Trading Region South (TRS)). La bourse du gaz pour le marché français est gérée par Powernext. En 2016, le prix spot du gaz naturel s'élève en moyenne à 14,3 €/MWh sur le PEG Nord et à 15,6 €/MWh sur la TRS. Le prix du PEG Nord apparaît constamment très proche de celui du marché londonien. Celui du TRS s'en écarte parfois à la hausse en cas de saturation de la liaison Nord/Sud connectant les deux zones d'équilibrage. Cela a été le cas notamment lors de l'hiver 2013-2014 puis, de manière plus modeste, lors de la fin de l'été 2016 du fait d'un faible apport en GNL à Fos et en Espagne ainsi qu'aux maintenances d'été. Les prix à terme, légèrement plus élevés pour les produits à un an, ont suivi des tendances similaires.

Les importations françaises reposent encore à plus de 80 % sur des contrats de long terme négociés de gré à gré, principalement avec la Norvège, la Russie et l'Algérie. Bien que les évolutions des prix de marché occupent, depuis la fin des années 2000, une importance croissante dans le calcul des tarifs des contrats de long terme, ces derniers demeurent encore très dépendants des cours du pétrole, sur lesquels ils étaient historiquement indexés. La chute des cours du pétrole, depuis l'été 2014, explique ainsi en grande partie l'effondrement des prix auxquels la France a acheté du gaz naturel ces dernières années. Le prix moyen du gaz naturel importé par la France s'élève en effet à 15,8 €/MWh en moyenne en 2016, quasiment divisé par deux en seulement trois ans. La France réexporte par ailleurs du gaz naturel à des prix similaires (figure 1.2).

Figure 1.2 : prix moyen annuel du gaz naturel à l'importation et à l'exportation

En €/MWh PCS

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Importations	27,3	30,8	30,2	26,3	22,7	15,8
Gaz naturel gazeux	27,4	30,7	29,9	26,4	22,3	15,6
GNL	26,9	31,1	32,1	25,9	25,2	16,6
Exportations	27,6	30,2	28,4	25,5	22,4	15,7

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, Teréga (ex-TIGF), les fournisseurs de gaz, DGDDI

Outre le gaz naturel importé, du biométhane est injecté dans le réseau, à des quantités encore faibles mais en forte croissance. Les producteurs de biométhane bénéficient de tarifs d'achat régulés, qui dépendent des caractéristiques de leurs installations et dont la logique est de couvrir leurs coûts. Le tarif d'achat moyen est de l'ordre de 100 €/MWh en 2016 (figure 1.3).

Figure 1.3 : tarif d'achat moyen du biométhane injecté dans le réseau

En €/MWh PCS

	2012	2013	2014	2015	2016
Tarif d'achat	69,2	82,3	102,4	108,2	101,7

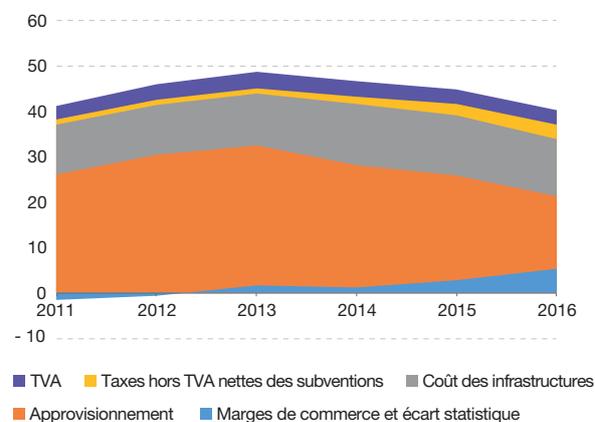
Source : CRE

PRIX À LA CONSOMMATION DU GAZ NATUREL : RECUL DE LA PART DE L'APPROVISIONNEMENT SUR LA PÉRIODE 2011-2016

En 2016, le gaz a été payé en moyenne 37,2 €/MWh hors TVA, tous consommateurs et tous types d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus. En incluant la TVA pour le secteur résidentiel uniquement, ce prix moyen atteint 40,2 €/MWh, contre 41,1 €/MWh en 2011, soit une baisse annuelle moyenne de 0,4 %. Il peut se décomposer en la somme de quatre termes : la composante « approvisionnement » (coût de la « molécule » de gaz), la composante « infrastructure » (le coût de l'accès aux terminaux méthaniers, du transport, du stockage et de la distribution ; voir partie 3), les taxes nettes des subventions et les marges de commerce (incluant un écart statistique ; figure 1.4).

Figure 1.4 : décomposition du prix moyen gaz naturel

En €/MWh PCS



Source : calculs SDES

partie 1 : les prix du gaz naturel

Du fait de la baisse des prix de gros, en 2016 l'approvisionnement ne représente plus que 43 % du prix hors TVA, contre 72 % en 2011. Les autres postes de coûts sont globalement tous en hausse entre 2011 et 2016. Celui lié à l'utilisation des infrastructures s'élève à 12,6 €/MWh en 2016, contre 11 €/MWh en 2011, soit une croissance annuelle moyenne de 2,7 %. Il faut noter que, comme les tarifs de réseaux comportent des composantes fixes (fonction des capacités réservées et non de l'énergie effectivement soustraite), une hausse de la consommation de gaz se traduit, à barème de tarification donné, par une baisse de la composante « infrastructures » unitaire.

Les taxes hors TVA représentent en moyenne 3,5 €/MWh en 2016, dont 79 % pour la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) et 21 % pour la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). La TICGN est en forte augmentation depuis 2014 ; elle ne représentait avant cette date que 0,5 €/MWh en moyenne. Cette hausse s'explique, d'une part, par la suppression de l'exonération dont bénéficiaient les ménages et, d'autre part, par la montée en charge de la composante carbone désormais intégrée aux accises énergétiques.

Les subventions s'élèvent à 0,3 €/MWh en 2016, dont 87 % liées au tarif spécial de solidarité gaz dont bénéficient des ménages en situation de précarité. La part des subventions au biométhane ne représente que 13 % mais est en forte hausse (7 % en 2015 et 3 % en 2014).

Enfin, les marges de commerce, qui oscillaient autour de 0 au début de la décennie, sont en forte augmentation depuis 2014 pour atteindre environ 5 €/MWh en 2016. Cette hausse s'explique probablement en partie par l'accélération de la baisse des prix d'approvisionnement. En effet, la répercussion des variations de ces prix dans ceux à la consommation peut, en fonction des dispositions contractuelles, nécessiter un

certain délai, impliquant que les marges ont tendance à diminuer en période de hausse des prix et, inversement, à augmenter en période de baisse. Dans une moindre mesure, la montée en charge de la politique des certificats d'économie d'énergie pourrait également avoir contribué à cette augmentation, les marges devant notamment couvrir les coûts engendrés par ce dispositif. Par ailleurs, il convient de considérer avec précaution cette estimation des marges de commerce, dans la mesure où elle inclut par construction un « écart statistique ». En effet, les marges sont calculées en retranchant les autres postes de coûts identifiables à la valeur monétaire de la consommation. Or, ces grandeurs sont estimées de manière indépendante et avec une certaine incertitude statistique, rendant fragile l'estimation de leur solde.

DES PRIX PLUS ÉLEVÉS POUR LES MÉNAGES QUE POUR LES ENTREPRISES

Tout compris, les prix du gaz varient selon les catégories de clients. Ils décroissent en général avec le volume de gaz livré, en raison notamment d'effets d'échelle dans la commercialisation et la gestion du réseau ainsi que d'une fiscalité favorable aux gros consommateurs (*figure 1.5*). En 2016, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 58,0 €/MWh (dont 6,0 €/MWh de taxes) dans le secteur résidentiel, contre 40,4 €/MWh (dont 4,6 €/MWh de taxes) dans le tertiaire, 26,3 €/MWh (dont 2,1 €/MWh de taxes) dans l'industrie et 18,8 €/MWh (dont 0,6 €/MWh de taxes) dans la branche énergie. Le prix moyen dans l'industrie masque lui-même une forte hétérogénéité : les branches industrielles qui ont peu recours au gaz payent des prix proches de ceux du tertiaire tandis que les plus gros consommateurs bénéficient de prix sensiblement inférieurs.

Figure 1.5 : prix moyens du gaz naturel par secteur

En €/MWh PCS

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Branche énergie	26,3	26,7	30,1	25,7	23,3	18,9
Transformation en électricité ou chaleur	26,4	26,9	30,2	26,1	23,5	18,9
Branche énergie hors transformation	26,0	26,1	29,5	24,7	22,5	18,4
Consommation finale à usage énergétique HTVA	41,7	46,4	48,1	46,8	46,2	42,7
Agriculture	37,7	41,2	42,2	42,7	40,6	36,1
Industrie	29,7	32,4	33,6	31,5	30,2	26,3
Tertiaire et transport	41,5	45,5	46,7	45,2	42,7	40,4
Résidentiel HTVA	52,3	57,9	60,3	62,9	62,4	58,0
Résidentiel TTC	61,3	67,6	70,7	73,6	73,0	67,7
Consommation finale à usage non énergétique	25,4	25,2	28,8	24,0	21,3	18,4
Total hors TVA	38,2	42,5	45,0	43,2	41,5	37,2
Total avec TVA	41,1	45,9	48,7	46,6	44,9	40,2

Source : calculs SDES

partie 2

L'approvisionnement en gaz naturel



partie 2 : l'approvisionnement en gaz naturel

La production nationale étant marginale, l'approvisionnement de la France en gaz naturel est assuré pour l'essentiel par les importations. Celles-ci arrivent principalement sous forme gazeuse par un réseau de gazoducs, terrestres ou sous-marins, mais aussi sous forme liquéfiée par méthanier. Nettes des volumes réexportés, les entrées sur le territoire représentent 490 TWh en 2016, pour une facture correspondante s'élevant à 7,7 Md€. Cette dernière s'est réduite de moitié en trois ans en raison de la chute des prix. La Norvège est le principal fournisseur de la France (43 % du total des entrées brutes en 2016), devant la Russie (21 %), les Pays-Bas (11 %), l'Algérie (10 %), le Nigéria (3 %) et le Qatar (2 %). La gestion des stocks permet d'ajuster l'offre à la demande intérieure, qui varie fortement en cours d'année avec les besoins en chauffage.

PRODUCTION NATIONALE : ARRÊT DE L'EXPLOITATION DU GISEMENT DE LACQ ET ESSOR DU BIOMÉTHANE

Depuis l'arrêt définitif de l'injection du gaz du gisement de Lacq dans le réseau en octobre 2013, la production nationale de gaz naturel se limite à l'extraction de quantités, très marginales, de gaz de mine du bassin du Nord-Pas-de-Calais (232 GWh PCS en 2016, pour un coût avoisinant 4 M€) (figure 2.1).

Outre le grisou, depuis 2012, du biométhane (voir définitions) obtenu par épuration de biogaz, est injecté sur les réseaux. Si les volumes concernés demeurent relativement faibles, ils progressent néanmoins rapidement avec le

développement de la filière, de 150 % en moyenne chaque année. En 2016, 215 GWh ont ainsi été injectés sur les réseaux, pour un coût de 22 M€. Le surcoût lié à l'achat de biométhane plutôt que de gaz naturel (18,7 M€ en 2016) est répercuté in fine sur le consommateur final via la contribution biométhane, intégrée depuis le 1^{er} janvier 2016 dans la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN). En fin d'année 2016, 26 installations, d'une capacité d'injection de 411 GWh/an, sont raccordées aux réseaux de gaz naturel, tandis que 240 projets supplémentaires, représentant une capacité de plus de 5 TWh/an, sont en cours de développement.

Figure 2.1 : approvisionnement en gaz naturel

En Twh PCS* et M€

	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh PCS	En M€	En TWh PCS	En M€								
Production de gaz naturel	6,5	214	5,8	232	3,7	161	0,2	4	0,2	6	0,2	4
Gisement de Lacq	6,2	204	5,5	221	3,5	154						
Grisou	0,4	10	0,4	11	0,2	6	0,2	4	0,2	6	0,2	4
Injections de biométhane	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	1,2	0,0	3,2	0,1	8,9	0,2	21,9
<i>dont subvention</i>				0,2		0,8		2,6		7,3		18,7
Solde échanges extérieurs	494	13 434	478	14 740	491	14 945	437	11 585	446	10 139	490	7 730
<i>dont GNL</i>	159	4 272	107	3 318	86	2 769	70	1 821	64	1 616	79	1 317
Variations de stocks	- 22	- 615	10	305	7	202	- 16	- 429	7	148	5	76
Total	478	13 034	494	15 277	502	15 309	421	11 164	453	10 302	495	7 831

	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh PCS	En M€	En TWh PCS	En M€								
Importations	569	15 504	547	16 832	549	16 603	519	13 681	509	11 544	533	8 407
Gaz naturel gazeux	410	11 232	441	13 515	463	13 834	449	11 861	445	9 928	453	7 090
GNL	159	4 272	107	3 318	86	2 769	70	1 821	64	1 616	79	1 317
Exportations	- 75	- 2 070	- 69	- 2 093	- 58	- 1 658	- 82	- 2 096	- 63	- 1 406	- 43	- 677
Solde échanges extérieurs	494	13 434	478	14 740	491	14 945	437	11 585	446	10 139	490	7 730

*PCS : pouvoir calorifique supérieur

Note 1 : les données relatives aux importations et aux exportations incluent le gaz transitant sur le territoire national. Par ailleurs, les importations de GNL diffèrent des injections dans le réseau de GNL regazéifié, l'écart correspondant à la variation des stocks des terminaux méthaniers (0,2 TWh en 2016).

Note 2 : les variations de stock sont comptées positivement en cas de déstockage, négativement en cas de stockage.

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, Téréga (ex-TIGF), les fournisseurs de gaz, DGDDI

ÉCHANGES EXTÉRIEURS : LES IMPORTATIONS REPRÉSENTENT LA QUASI-TOTALITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

Les importations de gaz naturel arrivent en France métropolitaine principalement sous forme gazeuse par un réseau de gazoducs, terrestres ou sous-marins, ou bien sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) par méthanier. Après deux années consécutives de baisse, les entrées brutes de gaz naturel sur le territoire rebondissent de 4,7 % en 2016, pour atteindre 533 TWh PCS, en raison de la hausse de la demande de cette énergie à la fois pour usage final et pour production d'électricité. Elles demeurent toutefois inférieures à leur niveau observé au début de la décennie. Du fait du fort recul des prix (*figure 1.2*), ininterrompu depuis 2014, la dépense correspondante s'est toutefois réduite d'un quart en 2016, à 8,4 Md€, et a même été divisée par deux en l'espace de trois ans.

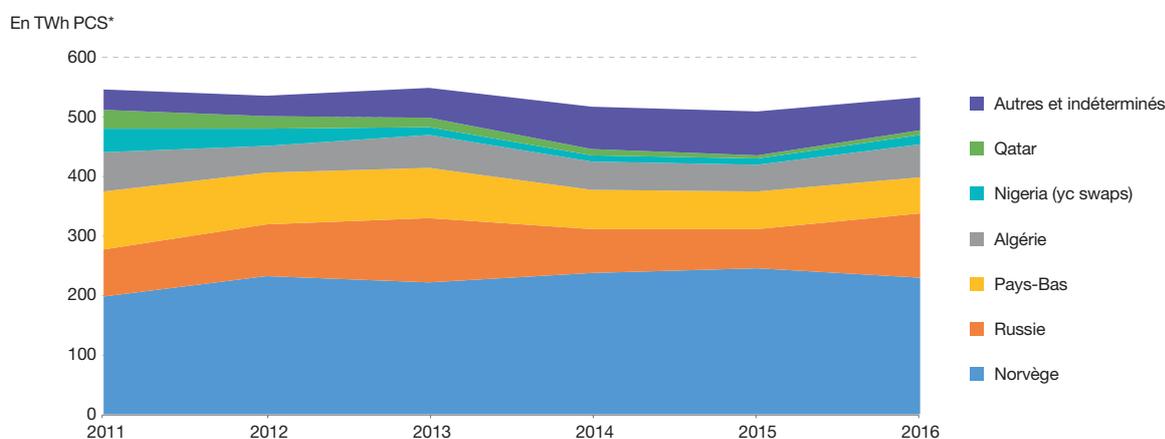
Les entrées brutes par gazoduc s'élèvent à 453 TWh en 2016, contre 410 TWh en 2011. A contrario, les importations de GNL ont globalement reculé sur la même période, le rebond observé en 2016 (+ 24 %) ne compensant pas les baisses des quatre années précédentes (de 20 % par an en moyenne). Avec 79 TWh en 2016, le GNL regazéifié représente désormais 15 % des entrées brutes de gaz naturel, contre 28 % en 2011. Environ trois quarts des importations de GNL sont réceptionnées au terminal méthanier de Fos-sur-Mer ; le quart restant relève pour l'essentiel du terminal de Montoir-de-Bretagne (22 %). Au nouveau terminal méthanier de Dunkerque, les injections ont démarré après l'arrivée des premiers navires en juillet 2016, mais la mise en service commerciale du site n'a eu lieu qu'en janvier 2017. Enfin, outre les injections de GNL regazéifié dans le réseau depuis les terminaux méthaniers, du GNL est également directement acheminé par camion-citerne jusqu'à certains industriels. Les volumes correspondants sont encore relativement faibles (0,8 TWh) mais progressent régulièrement.

Les sorties du territoire, sous forme gazeuse, s'effectuent aux points d'interconnexion du réseau (PIR) de France métropolitaine de gazoduc avec les réseaux étrangers, principalement espagnol (PIR Pirineos), suisse (PIR Oltingue et Jura) et belge (PIR Alveringem). Après avoir atteint un niveau particulièrement élevé en 2014, les sorties se replient sensiblement en 2016 pour la deuxième année consécutive (- 31 %, après - 23 % en 2015). Ce sont ainsi 43 TWh de gaz qui ont été réexportés en 2016 pour une recette correspondante s'élevant à 0,7 Md€. Les sorties vers la Belgique sont en plein essor (multipliées par 8 entre 2015 et 2016), avec le début de l'activité du terminal méthanier de Dunkerque, où deux canalisations distinctes desservent le territoire français et le territoire belge.

La hausse des entrées, conjuguée à la baisse des sorties, se traduit par une augmentation de 10 % du solde importateur de la France en gaz naturel entre 2015 et 2016 (après une hausse plus modérée, de 2 %, l'année précédente). Celui-ci s'élève ainsi à 490 TWh en 2016, niveau comparable à ceux de 2011 et de 2013. La facture correspondante (7,7 Md€), nette des bénéfices tirés des réexportations, s'est réduite de moitié depuis 2014, l'effondrement des cours affectant les prix tant à l'import qu'à l'export.

Dans le cadre de contrats de long terme, la hausse des importations françaises de gaz naturel en 2016, est principalement portée par celle des achats auprès de la Russie (+ 65 %) et de l'Algérie (+ 22 %) – (*figure 2.2*). Malgré une baisse de 7 % de ses exportations vers la France, la Norvège demeure toutefois son principal fournisseur en 2016 (43 % du total des entrées brutes), devant la Russie (21 %), les Pays-Bas (11 %), l'Algérie (10 %), le Nigéria (3 %) et le Qatar (2 %). Les achats de gaz naturel sur les marchés du nord-ouest de l'Europe, pour lesquels le lieu de production du gaz n'est pas connu avec précision, représentent 10 % des entrées brutes.

Figure 2.2 : origine des importations de gaz naturel (en TWh PCS*)



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, enquêtes annuelle et mensuelle sur la statistique gazière

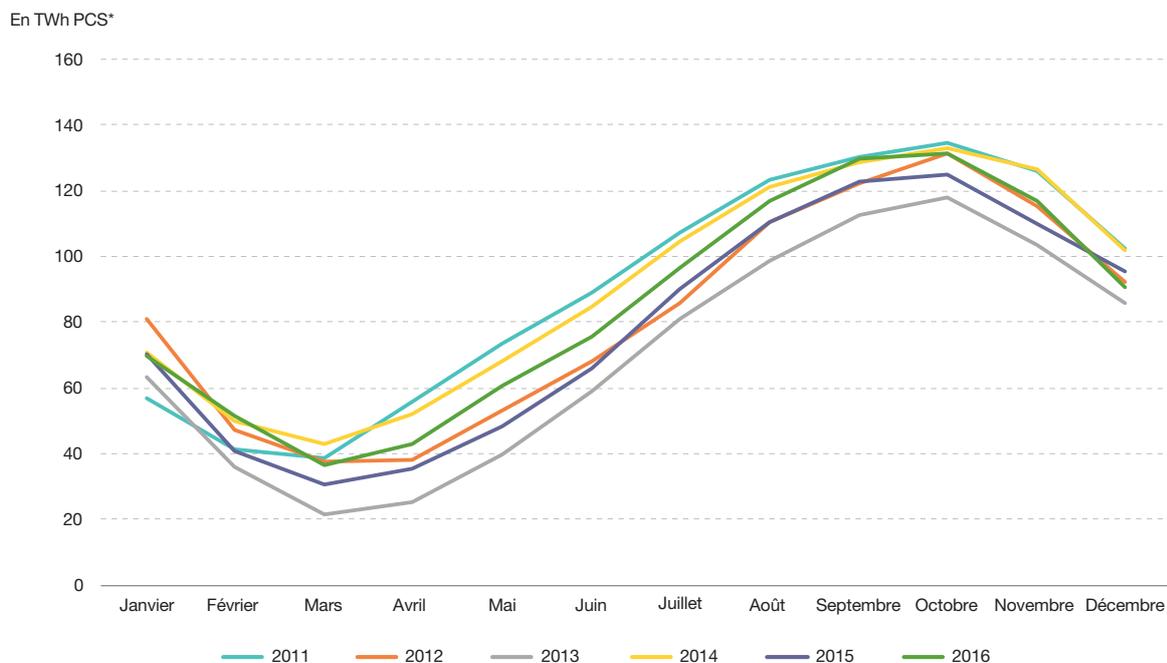
partie 2 : l'approvisionnement en gaz naturel

GESTION DES STOCKS : AJUSTEMENT DE L'OFFRE À LA SAISONNALITÉ DES BESOINS EN CHAUFFAGE

Si l'approvisionnement français en gaz naturel est assuré pour l'essentiel par les importations, la gestion des stocks permet d'ajuster l'offre à la demande intérieure. Celle-ci varie fortement en cours d'année avec les besoins en chauffage (figure 2.3). Les stocks sont en général sollicités de novembre à mars, période communément appelée « hiver gazier », avant d'être progressivement reconstitués d'avril à octobre.

Le niveau des stocks utiles a été globalement élevé au cours de la majeure partie de l'année 2016, en conséquence notamment d'un faible déstockage au cours de l'hiver 2015-2016, exceptionnellement doux. Après avoir culminé à 131 TWh fin octobre 2016, il décline toutefois fortement lors de l'hiver 2016-2017, marqué par un pic de froid en décembre et janvier et une activité particulièrement élevée des centrales à gaz. Les stocks utiles ne représentent ainsi que 36 TWh fin mars 2017, soit le second plus bas niveau observé depuis le début de la décennie.

Figure 2.3 : niveau des stocks utiles de gaz naturel (y compris GNL) en fin de mois (en TWh PCS*)



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, enquêtes annuelle et mensuelle sur la statistique gazière

partie 3

Les infrastructures gazières



Les infrastructures gazières nationales comprennent quatre terminaux méthaniers, quinze sites de stockage, un réseau de transport de 37 600 km et un réseau de distribution de 200 000 km. La rémunération des gestionnaires de ces infrastructures s'élève au total à 6,2 Md€ en 2016 et est majoritairement issue de tarifs régulés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Les charges de gestion des réseaux de transport et de distribution représentent l'essentiel du coût global des infrastructures (respectivement 29 % et 55 % en 2016, contre 10 % pour les sites de stockage et 5 % pour les terminaux méthaniers).

Les infrastructures gazières françaises permettent d'acheminer le gaz naturel, pour l'essentiel, importé vers les zones de consommation (figure 3.1).

TERMINAUX MÉTHANIERES

Les terminaux méthaniers permettent d'accueillir les cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL), importées par voie maritime, puis de regazéifier le GNL pour pouvoir l'injecter dans le réseau. Ils sont au nombre de quatre, répartis sur trois sites distincts : Fos Cavaou, Fos Tonkin, tous deux situés à Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne et Loon-Plage (Dunkerque). La société Elengy gère les terminaux de Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne tandis que Fosmax LNG gère celui de Fos Cavaou, l'accès à ces trois terminaux étant régulé par la CRE. Le terminal de Loon-Plage, dont la mise en service commerciale a eu lieu en janvier 2017, est géré par Dunkerque LNG et bénéficie pour une durée de vingt ans d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire.

SITES DE STOCKAGE

Les installations de stockage apportent la flexibilité nécessaire pour assurer l'équilibrage du réseau, c'est-à-dire l'égalité à tout instant entre injections et soutirages. Utilisés notamment pour ajuster l'offre à la demande intérieure, les sites de stockage sont remplis l'été tandis que le gaz y est prélevé durant l'hiver (voir partie 2). Ils constituent ainsi des infrastructures essentielles pour sécuriser l'approvisionnement du territoire. Deux opérateurs exploitent les 15 sites de stockage souterrain français : Storengy (dix sites en nappes aquifères et trois cavités salines) et Teréga (ex-TIGF : deux sites en nappes aquifères).

RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

Le réseau de gaz naturel permet l'acheminement proprement dit du gaz jusqu'aux points de livraison. Il se compose de deux niveaux. Le réseau de transport est constitué de gazoducs de grande capacité, connectés à ceux des pays limitrophes ainsi qu'aux sites de stockage et aux terminaux méthaniers. Il permet, en le comprimant à haute pression, de transporter le gaz naturel sur des distances élevées afin de l'acheminer aux réseaux de distribution et à quelques très gros consommateurs. Deux entreprises se partagent la gestion du réseau de transport : Teréga (ex-TIGF) dans le sud-ouest de la France (5 100 km de réseau), GRTgaz pour le reste du territoire (32 500 km de réseau). Contrairement au réseau électrique, l'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel n'est pas assuré à l'échelle nationale, mais au sein de

zones distinctes (deux en 2016), connectées l'une à l'autre et correspondant aux places de marchés françaises (voir partie 1). La fusion de la zone Nord et de la TRS est toutefois programmée pour 2018 et devrait aboutir ainsi à une place de marché unique. Les réseaux de distribution permettent quant à eux, d'acheminer le gaz naturel du réseau de transport jusqu'à la très grande majorité des consommateurs finaux. Environ 11 millions de consommateurs sont ainsi raccordés aux quelque 200 000 km de canalisations de distribution. GRDF assure la distribution de plus de 96 % du marché, 24 autres gestionnaires, parmi lesquels 22 entreprises locales de distribution (ELD), se répartissant le reste.

HAUSSE RÉGULIÈRE DU COÛT DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES SUR LA PÉRIODE 2011-2016

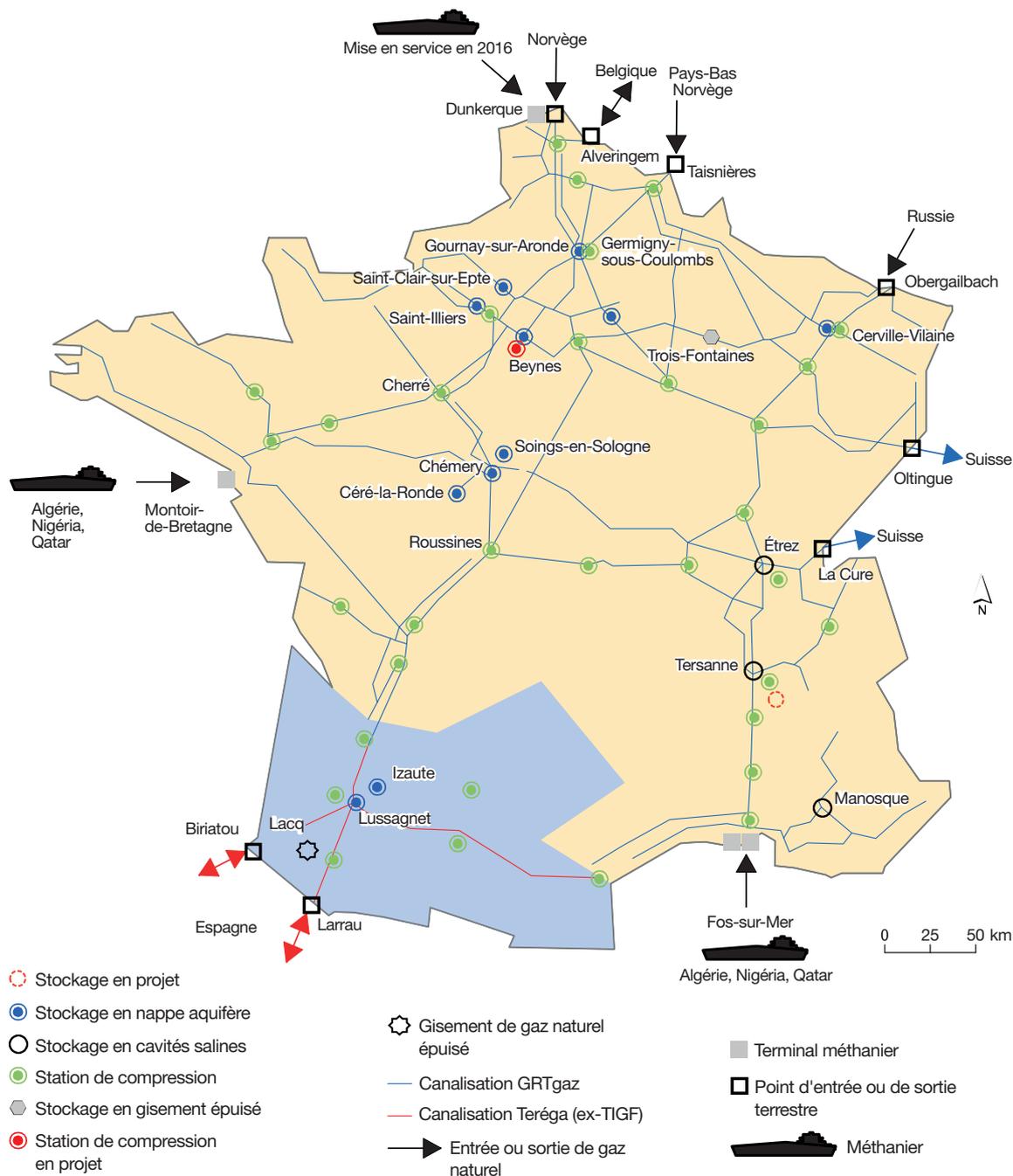
La rémunération des gestionnaires d'infrastructures pour leur mission d'acheminement du gaz aux consommateurs finaux sur le territoire français s'élève à un peu plus de 6,2 Md€ en 2016 (figure 3.2). Elle correspond au coût des infrastructures gazières répercuté sur le consommateur final, d'une part via les tarifs d'accès des tiers aux réseaux (ATRT, ATRD) et aux terminaux régulés (ATTM), fixés par la CRE, et d'autre part via les tarifs liés aux sites de stockage, fixés par les gestionnaires. Cette rémunération exclut donc les prestations facturées entre les différents gestionnaires d'infrastructures ainsi que les recettes liées au transport du gaz transitant par le territoire national¹. Elle comprend en revanche la valeur des pertes physiques de gaz sur les réseaux, qui sont achetées sur les marchés par les gestionnaires. Ces pertes s'élèvent à 5,7 TWh en 2016, représentant une charge de 82 M€ pour les gestionnaires (figure 3.3). Nette de la valeur de ces pertes, les gestionnaires ont ainsi perçu une rémunération d'un peu plus de 6,1 Md€ en 2016 pour financer le développement, la maintenance et l'exploitation des infrastructures gazières ainsi que les missions associées (figure 3.4).

Le coût global des infrastructures gazières supporté par le consommateur final progresse régulièrement ces dernières années, en moyenne de 3,2 % par an sur la période 2011-2016. Cette hausse est imputable à celle des charges de gestion des réseaux de transport et de distribution, qui représentent l'essentiel des coûts d'infrastructures (respectivement 29 % et 55 % en 2016, contre 10 % pour les sites de stockage souterrain et 5 % pour les terminaux méthaniers).

¹ Dans cette étude, les capacités en sortie de gaz vers l'étranger sont supposées être intégralement couvertes par des capacités équivalentes en entrée aux points d'interconnexion du réseau de transport. On fait ainsi l'hypothèse que les autres infrastructures (stockage, terminaux, réseaux de distribution) ne sont utilisées que pour couvrir les besoins des consommateurs français.

partie 3 : les infrastructures gazières

Figure 3.1 : infrastructures gazières françaises en 2016, hors réseaux de distribution



Note : les premières cargaisons de GNL sont arrivées en juillet 2016 au terminal méthanier de Dunkerque, mais la mise en service commerciale du site n'a eu lieu qu'en janvier 2017.
Sources : GRTgaz ; Storengy ; Teréga (ex-TIGF) et DGEC

partie 3 : les infrastructures gazières

Figure 3.2 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières

En M€

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Réseaux de transport	1 435	1 499	1 607	1 746	1 754	1 837
<i>dont pertes</i>	71	54	98	73	70	44
Réseaux de distribution	2 730	2 874	3 227	3 013	3 195	3 429
<i>dont pertes</i>	49	61	68	43	43	32
Sites de stockage souterrains	858	779	611	671	698	641
<i>dont pertes</i>	10	13	14	8	7	6
Accès aux terminaux méthaniers	305	317	322	322	322	322
Total	5 328	5 468	5 767	5 752	5 969	6 229
<i>dont pertes</i>	129	128	180	124	120	82
Total hors pertes	5 199	5 340	5 587	5 627	5 849	6 147

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga (ex-TIGF), Storengy, CRE

Figure 3.3 : pertes sur les réseaux de gaz naturel (y compris pertes de stockage)

En TWh PCS et M€

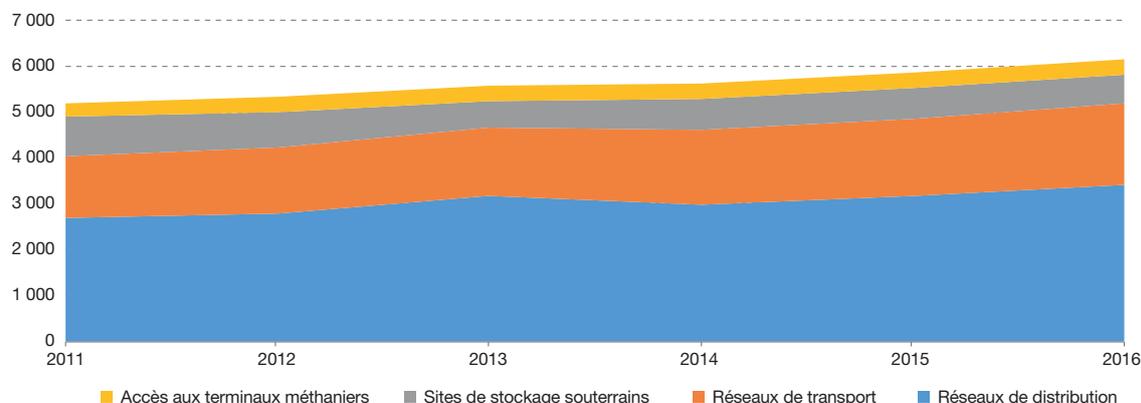
	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€								
Réseau de transport	3,1	71	2,1	54	3,5	98	3,4	73	3,5	70	3,1	44
Réseau de distribution	2,1	49	2,4	61	2,5	68	2,0	43	2,1	43	2,2	32
Sites de stockage souterrain	0,4	10	0,5	13	0,5	14	0,4	8	0,3	7	0,4	6
Total	5,7	129	5,0	128	6,5	180	5,7	124	6,0	120	5,7	82

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga (ex-TIGF), Storengy, CRE

Figure 3.4 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières (hors valeur des pertes physiques)

En M€



Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga (ex-TIGF), Storengy, CRE

partie 4

La consommation physique et la dépense de gaz naturel par secteur



partie 4 : la consommation physique et la dépense de gaz naturel par secteur

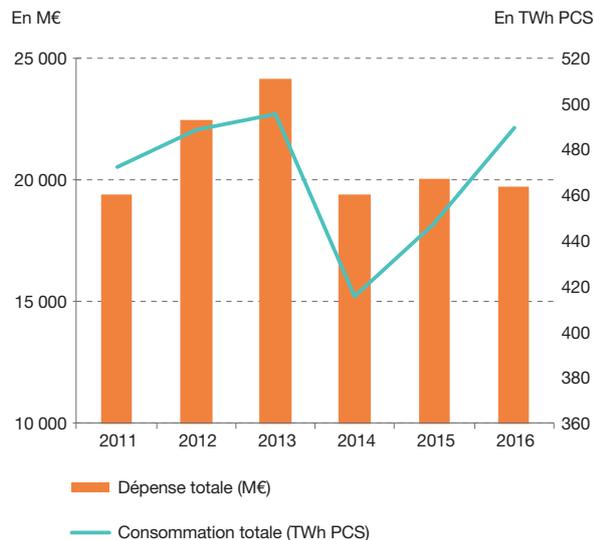
S'élevant à 489 TWh, la consommation de gaz naturel a retrouvé en 2016 un niveau proche de ceux de 2012 et de 2013. Sur la période 2011-2016, cette consommation est sensible aux conditions climatiques, mais dépend aussi des évolutions (repli puis relance) des centrales à gaz. La dépense en gaz naturel se situe à 19,7 Md€ en 2016 : à peu près stable depuis 2014, elle est nettement en retrait du point haut de 2013 du fait de la baisse des prix observée entre 2013 et 2016.

La consommation finale à usage énergétique s'élève à 375 TWh en 2016 pour une dépense de 17,5 Md€. Le poids du résidentiel est plus élevé dans cette dépense globale (près de 60 % en 2016) que dans la consommation physique (environ 40 % en 2016), car les ménages s'acquittent de prix plus élevés que les entreprises. Entre 2013 et 2016 la facture acquittée par les industriels baisse d'un quart.

Très sensible aux conditions climatiques, la consommation de gaz naturel (nette des pertes) avait un peu progressé en 2012 et 2013 puis nettement baissé en 2014, année où les températures ont été particulièrement douces. Elle a ensuite rebondi en 2015 et 2016 où, avec 489 TWh, elle se situe à un niveau proche des points hauts de 2012 et de 2013 (figure 4.1).

La dépense de gaz naturel a évolué dans le même sens que la consommation physique entre 2011 et 2014, avec un pic en 2013 à 24 Md€. Elle est toutefois restée à peu près stable entre 2014 et 2016, la baisse des prix ayant annulé l'impact de la hausse de consommation, et s'élève à 19,7 Md€ en 2016.

Figure 4.1 : consommation physique et dépense de gaz naturel

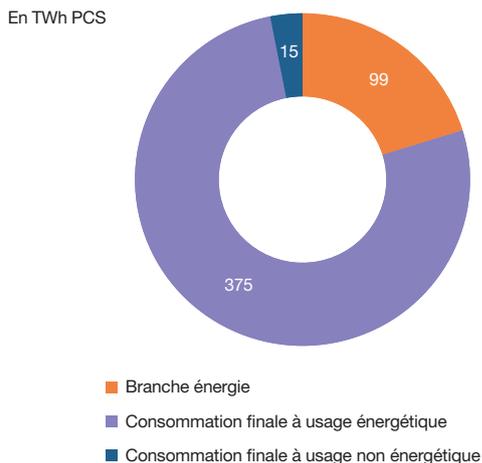


Source : calcul SDES

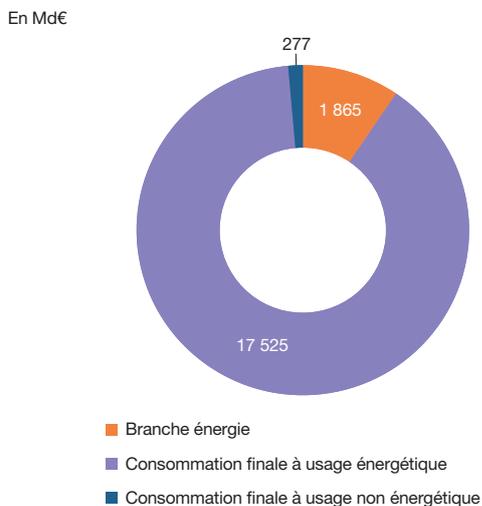
La consommation de gaz naturel se décompose (figure 4.1bis) entre la consommation de la branche énergie, la consommation finale à usage énergétique et la consommation finale à usage non énergétique (voir définitions).

Figure 4.1 bis : consommation physique et dépense de gaz naturel par type de consommation

Consommation de gaz naturel en 2016



Dépense de gaz naturel en 2016



Source : SDES

partie 4 : la consommation physique et la dépense de gaz naturel par secteur

BRANCHE ÉNERGIE

En 2016, la branche énergie a consommé environ 100 TWh pour un coût de 1,9 Md€ (figure 4.2). La majeure partie de ce gaz naturel est utilisé pour produire de l'électricité et dans une moindre mesure de la chaleur. Après s'être nettement repliée entre 2011 et 2014, cette consommation a fortement augmenté en 2015 et 2016. La raison principale de ces évolutions est le coup d'arrêt des centrales à cycle combiné

au gaz (CCCG) puis leur relance, liés aux variations des prix de gros du gaz sur la période 2011-2016 ainsi qu'à celles de la demande d'électricité et de la disponibilité des autres moyens de production.

La consommation de la branche énergie hors transformation se situe autour de 15 TWh sur la période : le gaz naturel est utilisé essentiellement dans les raffineries comme combustible mais aussi pour produire de l'hydrogène afin de désulfurer les carburants.

Figure 4.2 : consommation de la branche énergie

	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh	En M€										
Branche énergie	92	2 413	83	2 207	70	2 105	55	1 423	74	1 731	99	1 865
Transformation en électricité ou chaleur	77	2 018	67	1 788	54	1 640	40	1 040	58	1 364	84	1 599
Branche énergie hors transformation	15	396	16	420	16	465	15	383	16	367	14	266

Source : calculs SDES

CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

La consommation finale à usage énergétique s'élève en 2016 à 375 TWh, pour un montant de 17,5 Md€ (figure 4.3). Elle se répartit entre les différents secteurs : agriculture, industrie, transport, tertiaire et résidentiel. Le secteur résidentiel représente 41 % de cette consommation en TWh mais 59 % de la dépense en raison de prix plus élevés pour les ménages que pour les entreprises (voir partie 1). À l'inverse, l'industrie, qui bénéficie de prix plus bas, représente un cinquième de la dépense pour environ un tiers de la consommation. Le tertiaire, avec des prix moyens proches de la moyenne des consommateurs, acquitte environ 24 % de la dépense pour 21 % de la consommation.

Sur le court terme, les évolutions des consommations du secteur résidentiel et du tertiaire sont très dépendantes des conditions climatiques. Sur la période 2011-2016, elles ont atteint leur niveau maximum en 2013 puis fortement baissé en 2014, année où le climat a été exceptionnellement doux,

puis ensuite rebondi en 2015 et 2016 avec des températures plus basses. La hausse de la consommation de ces deux dernières années pourrait en outre avoir été favorisée par la baisse des prix ainsi que par la réglementation thermique actuelle, qui, relativement aux précédentes, incite davantage au recours au gaz qu'à l'électricité pour le chauffage dans les logements neufs.

La consommation dans l'industrie se situe autour de 130 TWh sur la période. Elle a atteint son niveau maximum en 2013 et a un peu baissé ensuite : - 7 TWh entre 2013 et 2016. Du fait du fort recul des prix, le repli de la facture pour les industriels est plus conséquent : 1,2 Md€, soit environ 25 % de moins qu'en 2013.

Le niveau de consommation de l'agriculture est à peu près stable mais il ne dépasse pas 1 % du total avec un peu moins de 3 TWh. Celui des transports, concernant des véhicules de flottes captives, principalement des autobus, bennes à ordures et des véhicules utilitaires utilisant du gaz naturel pour véhicules (GNV), progresse régulièrement mais reste en deçà d'1 TWh.

Figure 4.3 : consommation finale à usage énergétique

	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh	En M€										
Agriculture	3	96	3	130	3	112	3	124	3	106	3	99
Industrie	133	3 941	130	4 219	136	4 587	129	4 057	125	3 792	129	3 403
Transport	0,7	3 334	0,7	4 181	0,8	4 558	0,8	3 770	0,9	3 747	0,9	3 599
Tertiaire	80		91		97		83		87		88	
Résidentiel	152	9 295	168	11 344	175	12 351	131	9 666	142	10 382	154	10 424
Total	367	16 667	393	19 874	411	21 608	346	17 617	358	18 027	375	17 525

Source : calculs SDES

partie 4 : la consommation physique et la dépense de gaz naturel par secteur

CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

Les utilisations non énergétiques du gaz naturel dans le secteur de la chimie augmentent très légèrement et régulièrement sur la période 2011-2016 pour atteindre

15 TWh en 2016, soit une dépense de 0,3 Md€ (figure 4.4). Le gaz naturel y est utilisé comme matière première notamment pour la fabrication d'hydrogène et d'ammoniac, dont le secteur de la fabrication d'engrais est le principal client.

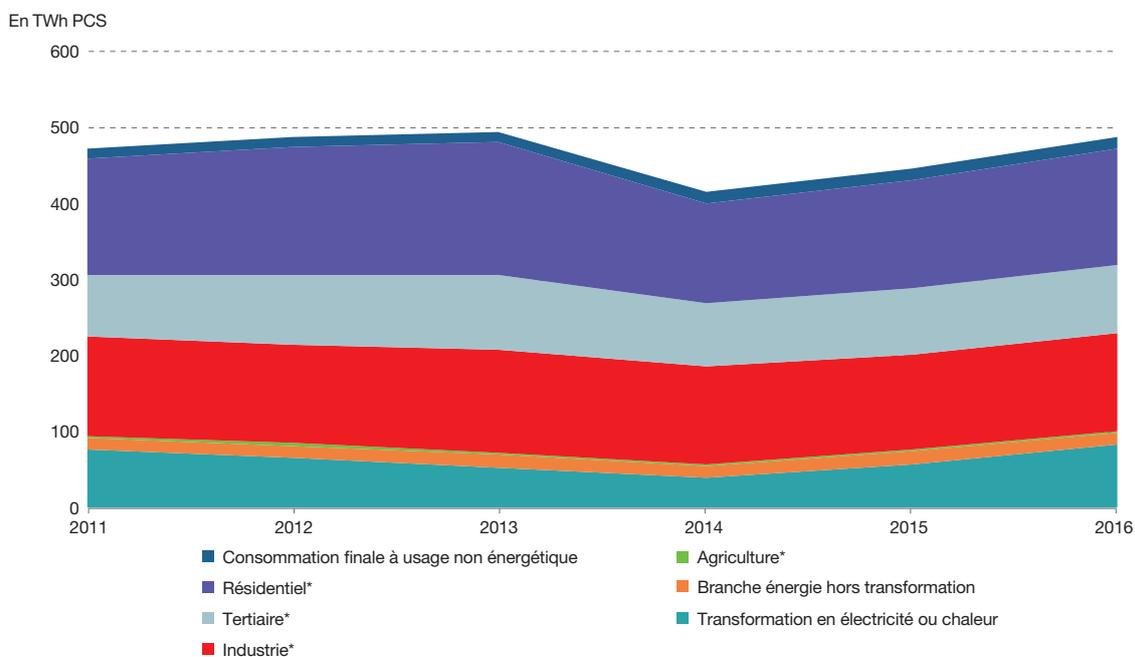
Figure 4.4 : consommation finale à usage non énergétique

	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh	En M€										
Chimie	13	334	13	330	14	398	14	333	15	312	15	277

Source : calculs SDES

Données clés

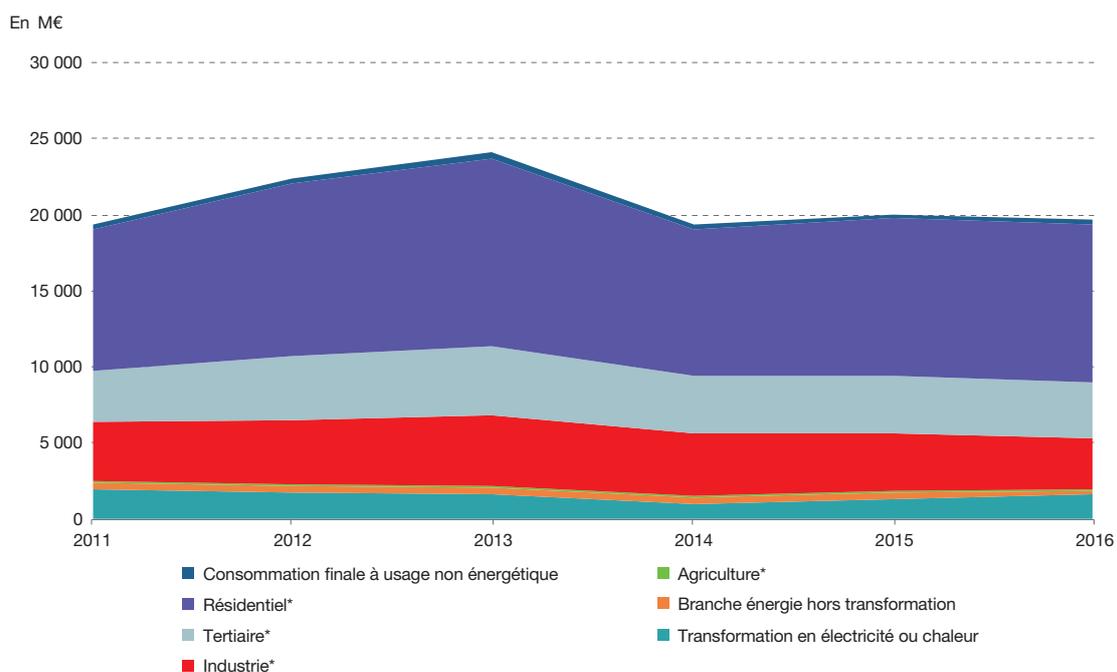
Évolution de la consommation de gaz naturel par grand secteur



* Consommation finale à usage énergétique.

Source : calcul SDES

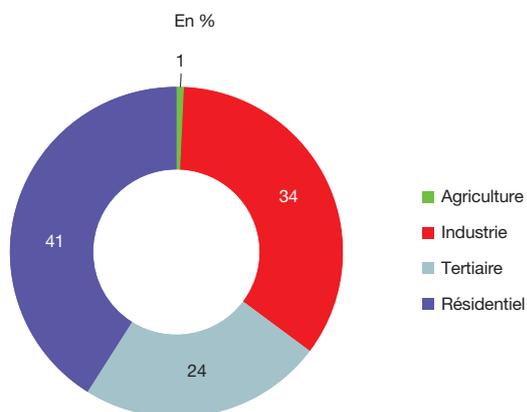
Évolution de la dépense de gaz naturel par grand secteur



* Consommation finale à usage énergétique.

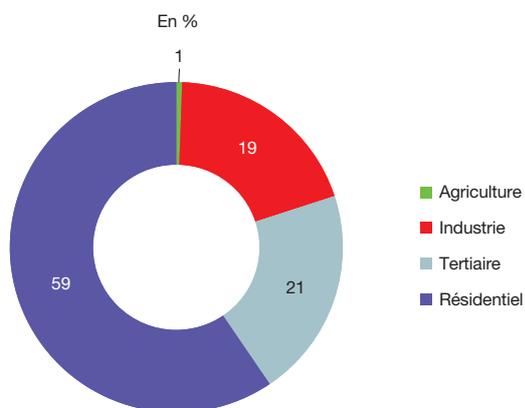
Source : calcul SDES

Consommation de gaz naturel à usage final énergétique par grand secteur en 2016



Source : calcul SDES

Dépense de gaz naturel à usage final énergétique par grand secteur en 2016



Source : calcul SDES

Annexes

- Bilan physique 2011-2016
- Bilan monétaire 2011-2016
- Annexe méthodologique et sources
- Sigles et abréviations
- Définitions



Annexe 1 : bilan physique 2011-2016

Ressources disponibles sur le territoire

En TWh PCS

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Production de gaz naturel (hors biométhane)	6,5	5,8	3,7	0,2	0,2	0,2
Injections de biométhane	0,01	0,01	0,03	0,06	0,8	0,22
Variations de stock (+ = déstockage, - = stockage)	- 22,4	9,9	6,8	- 16,3	6,5	4,8
Échanges extérieurs	493,9	478,1	491,1	437,3	446,0	489,7
Pertes	- 5,7	- 5,0	- 6,5	- 5,7	- 6,0	- 5,7
Total disponibilités	472,3	488,8	495,1	415,5	446,9	489,3

Source : calculs SDES

Emplois sur le territoire

En TWh PCS

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Transformation en électricité ou chaleur	76,5	66,5	54,3	39,9	58,1	84,5
Branche énergie hors transformation	15,2	16,1	15,8	15,5	16,3	14,4
Branche énergie	91,7	82,6	70,0	55,3	74,3	98,9
Agriculture	2,6	3,2	2,7	2,9	2,6	2,8
Industrie	132,8	130,1	136,4	128,7	125,4	129,4
Transport	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
Tertiaire	79,8	91,2	96,7	82,6	86,9	88,3
Résidentiel	151,7	167,9	174,7	131,2	142,2	154,0
Consommation finale à usage énergétique	367,5	393,1	411,3	346,3	358,0	375,3
Consommation finale à usage non énergétique	13,2	13,1	13,8	13,9	14,6	15,1
Total consommation de gaz naturel (hors pertes)	472,3	488,8	495,1	415,5	446,9	489,3

Source : calculs SDES

Annexe 2 : bilan monétaire 2011-2016

Ressources disponibles sur le territoire

En M€

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Production de gaz naturel (hors biométhane)	214	232	161	4	6	4
Injections de biométhane	0	0,4	1,2	3,2	8,9	21,9
Échanges extérieurs	13 434	14 740	14 945	11 585	10 139	7 730
Variations de stock (+ = déstockage, - = stockage)	- 615	305	202	- 429	148	76
Utilisation des infrastructures (hors pertes)	5 199	5 340	5 587	5 627	5 849	6 147
Marges de commerce et écart statistique	- 686	- 354	828	486	1 276	2 633
Taxes	1 884	2 177	2 433	2 173	2 739	3 180
Subventions	- 18	- 29	- 46	- 77	- 97	- 124
Total ressources	19 414	22 411	24 111	19 373	20 069	19 667

Source : calculs SDES

Emplois sur le territoire

En M€

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Transformation en électricité ou chaleur	2 018	1 788	1 640	1 040	1 364	1 599
Branche énergie hors transformation	396	420	465	383	367	266
Branche énergie	2 413	2 207	2 105	1 423	1 731	1 865
Agriculture	96	130	112	124	106	99
Industrie	3 941	4 219	4 587	4 057	3 792	3 403
Tertiaire et transport	3 334	4 181	4 558	3 770	3 747	3 599
Résidentiel	9 295	11 344	12 351	9 666	10 382	10 424
Consommation finale à usage énergétique	16 667	19 874	21 608	17 617	18 027	17 525
Consommation finale à usage non énergétique	334	330	398	333	312	277
Total consommation de gaz naturel (hors pertes)	19 414	22 411	24 111	19 373	20 069	19 667

Source : calculs SDES

Annexe 3 : éléments de méthodologie et sources

Le bilan physique du gaz naturel de réseau développé dans cette étude suit la méthodologie et la présentation de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Il retrace un équilibre comptable entre des disponibilités et des emplois. Les disponibilités correspondent aux livraisons de gaz naturel au réseau nettes des pertes. Les emplois comprennent la consommation finale tant énergétique que non énergétique ainsi que la consommation de la branche énergie, notamment pour produire de l'électricité et de la chaleur. Le gaz transitant par la France (importé puis réexporté) est exclu du champ de ce bilan.

Le bilan physique est exprimé en térawatt-heures (TWh) PCS. Il s'appuie principalement sur les sources suivantes :

- l'enquête annuelle sur la statistique gazière (EASG) du SDES ;
- l'enquête mensuelle auprès des gestionnaires d'infrastructures gazières du SDES ;
- l'enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI) de l'Insee ;
- l'enquête annuelle sur la production d'électricité du SDES ;
- l'enquête annuelle sur les réseaux de chaleur du SDES et du SNCU.

L'EACEI porte sur les établissements industriels de plus de 20 salariés. Elle est complétée par l'enquête sur les consommations d'énergie et les investissements antipollution dans les petits établissements de moins de 20 salariés en 2014, ainsi que l'enquête sur les consommations d'énergie dans le tertiaire en 2011 pour les boulangeries et charcuteries (secteurs des industries agro-alimentaires non couverts par l'EACEI). Les consommations non énergétiques du secteur de la chimie sont fournies par le Citepa.

Le bilan monétaire du gaz naturel est établi de manière cohérente avec le bilan physique. La dépense totale de gaz naturel est obtenue en valorisant la somme de la consommation du gaz naturel de tous les clients à leurs prix moyens. Du côté des ressources, le solde entre, d'une part, la dépense totale augmentée des subventions et, d'autre part, les coûts d'approvisionnement (soldes échanges

extérieurs, production de gaz, variations des stocks) et d'utilisation des infrastructures gazières (transport hors transit, stockage, accès aux terminaux méthaniers et distribution) ainsi que les taxes, représente les marges de commercialisation à l'écart statistique près (lié aux sources différentes utilisées pour la valorisation des ressources et des emplois et à l'incertitude statistique de ces estimations).

Le bilan monétaire est exprimé en millions d'euros (M€) ou en milliards d'euros (Md€) courants. Il s'appuie notamment sur les deux sources suivantes déjà mobilisées pour établir le bilan physique, l'EACEI et l'EASG, complétées par :

- les statistiques de la DGDDI ;
- diverses informations issues de documents budgétaires, de GRTgaz, Teréga (ex-TIGF), Storengy, et de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ;
- l'enquête semestrielle sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité du SDES ;
- les prix de marché de gros du gaz observés aux PEG.

La nomenclature sectorielle utilisée est celle de l'AIE. La construction est comptabilisée avec l'industrie. Les transports correspondent aux transports routiers et aux transports par conduite. Identifiés de manière autonome dans le bilan physique, les transports sont regroupés avec le tertiaire pour le bilan monétaire en raison de l'incertitude sur l'estimation des prix pour la période 2011-2016.

Les prix et taxes présentés dans cette étude sont exprimés en euros par mégawatt-heure (€/MWh).

Le champ géographique est la France entière. De fait en l'absence de production et de consommation de gaz naturel dans les DOM et en Corse, ce champ correspond à la France continentale.

Le terminal méthanier de Dunkerque a été commissionné en juillet 2016 mais a été mis en service commercial en janvier 2017. Il n'est donc pas pris en compte dans le calcul des coûts des infrastructures gazières sur la période 2011-2016.

Annexe 4 : sigles et abréviations

AIE	Agence internationale de l'énergie
ATRD	Accès des tiers aux réseaux de distribution
ATRT	Accès des tiers aux réseaux de transport
ATTM	Accès des tiers aux terminaux méthaniers
CCCG	Centrale à cycle combiné au gaz
Citepa	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement
CTSSG	Contribution au tarif spécial de solidarité gaz
DGDDI	Direction générale des douanes et droits indirects
EACEI	Enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie
EASG	Enquête annuelle sur la statistique gazière
ELD	Entreprises locales de distribution
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNV	Gaz naturel pour véhicule
GRDF	Gaz réseau distribution France
GRTgaz	Gestionnaire de réseau du transport du gaz
M€	Million d'euros
Md€	Milliard d'euros
MWh	Mégawatt-heure
OA	Obligation d'achat
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PEG	Point d'échange de gaz
SDES	Service de la donnée et des études statistiques
SNCU	Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine
Teréga	Nouveau nom de transport et infrastructures gaz France (TIGF)
TICGN	Taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel
TRS	Trading region south
TWh	Térawatt-heure

Annexe 5 : définitions

Biométhane : produit à partir de la fermentation de déchets agricoles, ménagers, industriels ou encore des boues de station d'épuration, le biométhane est un biogaz épuré jusqu'à la qualité du gaz naturel. C'est une énergie renouvelable car directement issue des déchets présents sur un territoire.

Consommation finale énergétique : consommation d'énergie à toutes fins autres que la transformation, le transport, la distribution et le stockage d'énergie et hors utilisation comme matière première ou pour certaines propriétés physiques.

Consommation finale non énergétique : consommation de combustibles à d'autres fins que la production de chaleur, soit comme matières premières (par exemple pour la fabrication de plastique), soit en vue d'exploiter certaines de leurs propriétés physiques (comme, par exemple, les lubrifiants, le bitume ou les solvants).

Gaz naturel : le gaz naturel est constitué de gaz, essentiellement de méthane (CH₄), présent dans des gisements souterrains, sous forme liquide ou gazeuse. Il peut s'agir aussi bien de gaz « non associé », provenant de gisements qui produisent uniquement des hydrocarbures sous forme gazeuse, que de gaz « associé », obtenus en même temps que le pétrole brut, ou de méthane récupéré dans les mines de charbon (grisou).

Gaz naturel comprimé (GNC) : gaz naturel utilisé dans les véhicules spécialement équipés à cet effet, où il est stocké dans des cylindres à combustible haute pression. Il permet une réduction de volume d'environ 180 fois par rapport au volume occupé à pression ambiante.

Gaz naturel liquéfié (GNL) : gaz naturel stocké sous forme liquide à très basse température (- 160°C) permettant de réduire le volume de stockage (environ 600 fois moins volumineux).

Gaz naturel véhicule (GNV) : gaz naturel utilisé comme carburant sans distinction de son mode de stockage. Il peut s'agir soit de GNC ou soit de GNL.

Pouvoir calorifique : quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible. On oppose le pouvoir calorifique supérieur (PCS), qui désigne le dégagement maximal théorique de chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite, au pouvoir calorifique inférieur (PCI), qui exclut cette chaleur de condensation.

Conditions générales d'utilisation

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (3, rue Hautefeuille – 75006 Paris), est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées (loi du 1^{er} juillet 1992 – art. L.122-4 et L.122-5 et Code pénal art. 425).

Dépôt légal : juillet 2018
ISSN : 2557-8138 (en ligne)

Directeur de la publication : Sylvain Moreau
Rédactrice en chef : Anne Bottin
Coordination éditoriale : Claude Baudu-Baret
Maquettage et réalisation : Chromatiques, Paris



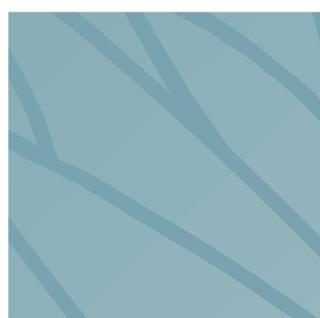
Les consommateurs de gaz naturel, ménages et entreprises, ont dépensé 19,7 Md€ en 2016 pour consommer 489 TWh. La production nationale étant marginale, l'approvisionnement de la France en gaz naturel est assuré pour l'essentiel par les importations. La Norvège est le principal fournisseur (43 % des entrées brutes en 2016).

Tiré par le prix du pétrole, le prix à l'importation du gaz naturel a atteint son niveau le plus bas de la décennie en 2016 : l'approvisionnement ne représente plus que 43 % du prix moyen hors TVA payé par les consommateurs contre 72 % en 2011. Le coût des infrastructures gazières, les taxes et les marges de commerce ont, à l'inverse, augmenté entre 2011 et 2016.

Les gros consommateurs industriels bénéficient de prix plus bas que les ménages en raison de coûts d'infrastructures et de commercialisation moindres ainsi que d'une fiscalité allégée.



Bilan physique et monétaire du gaz naturel 2011-2016



Commissariat général au développement durable

Service de la donnée et des études statistiques
Sous-direction des statistiques de l'énergie
Tour Séquoia
92055 La Défense cedex
Courriel : diffusion.sdes.cgdd@developpement-durable.gov.fr

www.statistiques.developpement-durable.gov.fr



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE