

3.2 Baisse modérée du coût d'acheminement du gaz

3.2.1 INJECTIONS DE BIOMÉTHANE

Depuis 2012, du biométhane, obtenu par épuration de biogaz, est injecté dans les réseaux de gaz naturel (*figure 3.2.1.1*). Si les volumes concernés demeurent relativement faibles, ils progressent néanmoins rapidement avec le développement de la filière, doublant en moyenne chaque année. En 2022, 6 975 GWh ont ainsi été injectés dans les réseaux, soit près du double de l'année précédente, pour un montant estimé

de 763,3 M€. Par rapport à l'achat de gaz naturel, cela entraîne un surcoût pour les opérateurs (sous la forme d'une obligation d'achat) qui est compensé par l'État au titre des charges de service public de l'énergie. En 2022, cette compensation s'élève à 89 M€. En fin d'année 2022, 514 installations d'une capacité d'injection de 9,3 TWh/an sont raccordées aux réseaux de gaz naturel, tandis que 876 projets supplémentaires, représentant une capacité de 15,8 TWh/an, sont en cours de développement.

Figure 3.2.1.1 : injections de biométhane

	2018		2019		2020		2021		2022	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₂	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₂	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₂	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₂	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₂
Injections de biométhane	0,7	79,4	1,2	136,9	2,2	237,8	4,3	460,9	7,0	763,3
dont subvention	-	61,3	-	119,3	-	215,5	-	234,8	-	89,0

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, CRE

3.2.2 TRANSPORT, DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ NATUREL

La rémunération des gestionnaires d'infrastructures pour leur mission d'acheminement du gaz aux consommateurs finaux sur le territoire français s'élève à 6,5 Md€ en 2022, en baisse de 1,0 % en euros constants par rapport à 2021 (*figure 3.2.2.1*). La rémunération correspond au coût des infrastructures gazières, répercuté sur le consommateur final via deux mécanismes : d'une part, les tarifs d'accès des tiers aux réseaux (de transport : ATRT, et de distribution : ATRD) et aux terminaux régulés (terminaux méthaniers : ATTM) qui sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie ; d'autre part, les tarifs liés aux sites de stockage qui sont déterminés lors d'enchères dans des conditions définies par la CRE depuis la réforme de l'accès des tiers aux stockages de gaz naturel du 1^{er} janvier 2018. 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 national (sauf indirectement à

travers les pertes liées au transport). En revanche, elle comprend la valeur des pertes physiques de gaz sur les réseaux. Ces pertes s'élèvent à 4,5 TWh en 2022, en hausse de 12,2 % par rapport à 2021 (*figure 3.2.2.2*). À la suite de l'augmentation du prix du gaz, ces pertes représentent une charge de 440 M€ pour les gestionnaires, soit près de trois fois plus qu'en 2021 (+ 136 %). Cette charge augmente nettement en raison de la très forte élévation des prix du gaz en 2022.

Les gestionnaires ont ainsi perçu une rémunération, nette de la valeur de ces pertes, d'environ 6,1 Md€ en 2022, en baisse de 5,0 % en euros constants par rapport à 2021. Cette rémunération permet de financer le développement, la maintenance et l'exploitation des infrastructures gazières ainsi que les missions associées (*figure 3.2.2.3*). Elle a crû de 0,1 % en moyenne annuelle en euros constants depuis 2011. Le réseau de transport et ceux de distribution perçoivent respectivement 30 % et 52 % de cette rémunération en 2022, contre 11 % pour les sites de stockage souterrain et 7 % pour les terminaux méthaniers.

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

Figure 3.2.2.1 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières

En M€₂₀₂₂

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Réseau de transport	1 637	1 691	1 788	1 927	1 914	1 997	1 974	1 958	1 945	1 943	1 884	2 051
<i>dont pertes</i>	81	61	110	83	78	49	63	73	45	20	68	222
Réseaux de distribution	3 142	3 269	3 643	3 382	3 546	3 786	3 717	3 701	3 687	3 448	3 610	3 305
<i>dont pertes</i>	56	68	76	48	47	35	42	53	30	18	98	177
Sites de stockage souterrain	988	886	690	753	774	708	589	746	734	688	646	699
<i>dont pertes</i>	11	15	15	9	8	6	4	11	6	4	21	41
Accès aux terminaux méthaniens	351	360	364	361	357	356	472	491	506	480	426	447
Total	6 118	6 207	6 484	6 423	6 592	6 846	6 752	6 895	6 872	6 558	6 566	6 502
<i>dont pertes</i>	148	144	201	139	133	91	109	137	81	42	186	440
Total hors pertes	5 970	6 063	6 283	6 284	6 459	6 755	6 643	6 758	6 792	6 516	6 380	6 062

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

Figure 3.2.2.2 : pertes sur les réseaux de gaz naturel (y compris pertes de stockage)

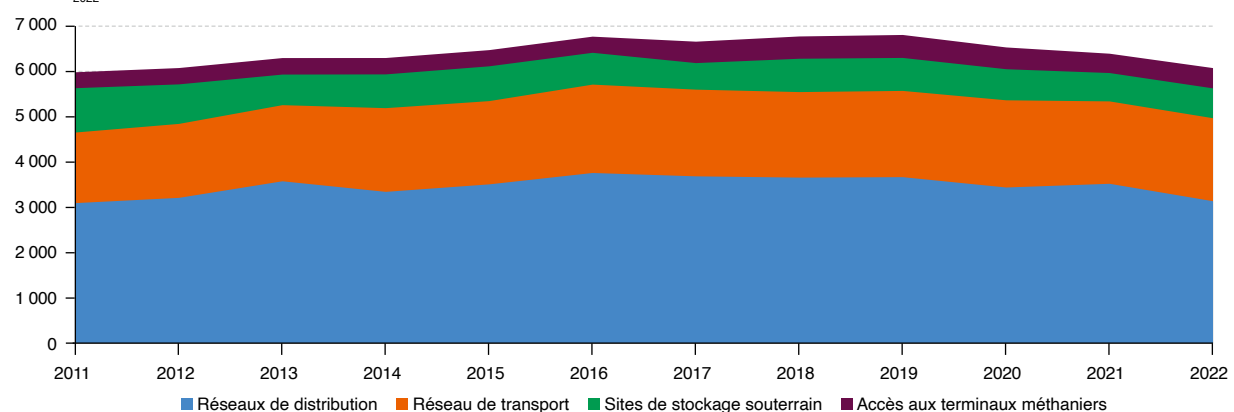
	2018		2019		2020		2021		2022	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₂	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₂	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₂	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₂	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₂
Réseau de transport	2,9	73	3,1	45	2,1	20	1,5	68	2,2	222
Réseaux de distribution	2,1	53	2,0	30	1,9	18	2,1	98	1,8	177
Sites de stockage souterrain	0,5	11	0,4	6	0,4	4	0,4	21	0,4	41
Total	5,5	137	5,5	81	4,3	42	4,0	186	4,5	440

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

Figure 3.2.2.3 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières (hors valeur des pertes physiques)

En M€₂₀₂₂



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

En 2022, 41 % du gaz naturel consommé en France est importé par gazoduc, en nette baisse par rapport à 2021 en raison de la guerre en Ukraine (cf. 2.3.2). Le système gazier est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux, pour une capacité d'importation cumulée d'environ 2 600 GWh/jour en 2022 (figure 3.2.2.4). Fin 2022, au titre de la solidarité européenne, des sorties vers l'Allemagne ont été rendues possible par les travaux sur le point d'Obergailbach (ce point ne permettait que des entrées de gaz sur le territoire).

Les terminaux méthaniens 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 (filiale à 100 % d'Elengy) est propriétaire de celui de Fos Cavaou. L'accès à ces trois terminaux est régulé par la CRE. Le terminal de Loon-Plage, dont la mise en service commercial 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. Les entrées de GNL doublent par rapport à 2021 (+ 103 %), permettant de limiter les soutirages dans les stockages et compenser la baisse des entrées par gazoduc. Un nouveau terminal flottant (FSRU, *floating storage regasification unit* ou unité flottante de stockage et de regazéification) a été mis en service au Havre en octobre 2023. Il permettrait d'assurer 10 % de l'approvisionnement en gaz naturel du pays.

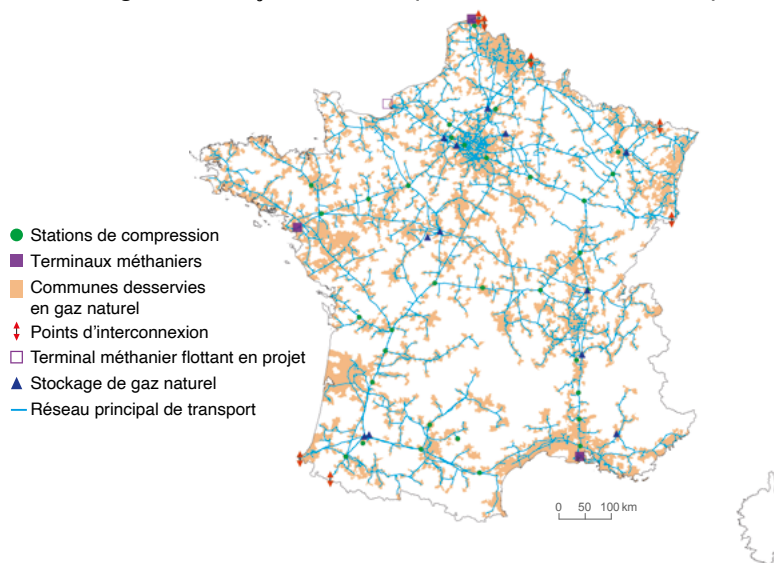
Lors de la période estivale, la constitution de stocks de

gaz naturel à proximité des zones de consommation permet de réduire les risques de saturation des réseaux et de répondre aux fortes consommations de gaz lors des périodes hivernales (cf. 2.3.2). Les 15 sites de stockage souterrain français sont exploités par deux opérateurs : Storengy (neuf sites en nappes aquifères, trois en cavités salines, un en gisement épuisé) et Teréga (deux sites en nappes aquifères).

Le réseau de gaz naturel permet l'acheminement 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 méthaniens. 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 dans le sud-ouest de la France (5 100 km de réseau), GRTgaz pour le reste du territoire (32 600 km de réseau). Depuis novembre 2018, une place de marché unique assure l'équilibrage du réseau. Dans un contexte difficile à la suite de la guerre en Ukraine, aucune interruption significative du fonctionnement des infrastructures gazières n'a été constatée.

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 96 % du marché, des entreprises locales de distribution (ELD), ainsi que quelques autres sociétés, se répartissant le reste.

Figure 3.2.2.4 : infrastructures gazières françaises en 2022 (hors réseaux de distribution)



Sources : GRTgaz ; Storengy ; Teréga