

DÉLIBÉRATION

Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2016 relative à l'examen du plan décennal de développement de GRTgaz et portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2017 de GRTgaz

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

La présente délibération a pour objet, d'une part, l'examen du plan à dix ans de GRTgaz, et d'autre part, l'approbation du programme d'investissements modifié de GRTgaz pour l'année 2016 et de son programme d'investissements pour l'année 2017.

1. CADRE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE

La directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et le code de l'énergie définissent le cadre juridique applicable aux investissements des gestionnaires de réseaux de transport de gaz (GRT).

L'article 8 §3-b du règlement (CE) n° 715/2009¹ prévoit que le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (ci-après « ENTSOG² ») adopte, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement des réseaux européens (ci-après « TYNDP »³), après avoir mené une consultation ouverte et transparente auprès de l'ensemble des acteurs de marché. L'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) émet un avis sur ce plan et surveille sa mise en œuvre. Le TYNDP comporte différents scénarios d'évolution de la demande en gaz et de développement des réseaux en Europe. Il comporte des analyses coûts-bénéfices des projets qu'il contient, qui doivent ensuite servir de support à la sélection des Projets d'Intérêt Commun (PIC) prévue par le règlement.

A l'échelle nationale, le I de l'article L. 431-6 du code de l'énergie prévoit que les GRT élaborent, après consultation des parties intéressées, un plan décennal de développement de leur réseau (ci-après « plan à dix ans ») fondé sur :

- l'offre et la demande de gaz existantes ;
- les prévisions raisonnables à moyen terme de développement des infrastructures gazières ;
- les prévisions raisonnables à moyen terme de consommation de gaz ;
- les prévisions raisonnables à moyen terme concernant les échanges internationaux ;
- les hypothèses et les 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.

Ce plan doit préciser les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, lister les projets d'investissement déjà décidés, identifier les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournir un calendrier prévisionnel pour tous les projets d'investissement.

¹ [Règlement n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement \(CE\) n° 1775/2005](#)

² [European Network of transmission operators in gas](#)

³ [Ten-year network development plan](#)

En application des dispositions de l'article L. 431-6 du code de l'énergie, le plan à dix ans du GRT est soumis chaque année à l'examen de la CRE afin que celle-ci s'assure, d'une part, de la couverture de tous les besoins en matière d'investissements et, d'autre part, de la cohérence du plan soumis avec le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG. En cas de doute sur ce dernier point, la CRE a la possibilité de consulter l'ACER.

La CRE peut, si elle considère que ces exigences ne sont pas satisfaites, demander aux GRT de modifier leur plan à dix ans.

Par ailleurs, en application des dispositions de l'article L.134-3, 2° et du II de l'article L.431-6, les GRT doivent transmettre pour approbation par la CRE leurs programmes annuels d'investissements, pris pour l'application du plan à dix ans. Dans ce cadre, la CRE « veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire ».

2. BILAN PREVISIONNEL ET PLAN DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DE GRTGAZ

2.1 Bilan prévisionnel pluriannuel des gestionnaires de réseau dans la transition énergétique

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (ci-après « LTECV ») a défini des orientations relatives à la consommation d'énergie d'origine fossile et à la maîtrise de la demande en énergie.

Cette loi définit notamment des orientations concernant de nouveaux usages du gaz, en tant que complément à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ou dans le secteur des transports en substitution aux produits pétroliers. Elle fixe l'objectif de 10% d'énergie renouvelable dans la consommation française de gaz naturel à l'horizon 2030.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)⁴, qui définit les orientations et les actions pour atteindre les objectifs de la politique énergétique fixés aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 du code de l'énergie, a été publiée le 28 octobre 2016. Elle définit notamment les objectifs suivants dans le secteur du gaz :

- atteindre une baisse de la consommation primaire de gaz comprise entre -9 et -16% en 2023 par rapport à 2012 ;
- atteindre une part du parc de poids lourds roulant au GNV (Gaz naturel véhicule) de 3% en 2023 et de 10% en 2030 ;
- développer la fourniture de GNL (Gaz naturel liquéfié) carburant marin dans les ports, et les infrastructures de GNL/GNV pour le carburant routier ;
- atteindre une capacité de production annuelle de biométhane injecté dans le réseau de plus de 8 TWh à l'horizon 2023 ;
- soutenir le développement du bioGNV pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20% des consommations de GNV en 2023, sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables ;
- poursuivre et finaliser les études de conversion du gaz B du fait de l'extinction du gisement de Groningue (Pays-Bas) d'ici fin 2029. Finaliser également un scénario de secours dans le cas où une conversion accélérée serait rendue nécessaire par un arrêt plus rapide que prévu de l'exploitation du gisement de Groningue.

En outre, l'article L. 141-10 du code de l'énergie modifié par la LTECV prévoit que « les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel établissent au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, un bilan prévisionnel pluriannuel. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution, de stockage, de régazéification, de production renouvelable et des échanges avec les réseaux gaziers étrangers. »

GRTgaz et TIGF ont travaillé en coordination avec GRDF et les Entreprises locales de distribution (ELD) pour établir le premier bilan prévisionnel pluriannuel à l'horizon 2035. Les hypothèses retenues pour l'élaboration du document ont été présentées aux acteurs de marché, dans le cadre d'une réunion de concertation le 23 juin 2016.

Ce document intitulé « Perspectives gaz naturel et renouvelable : bilan prévisionnel pluriannuel 2016⁵ » a été publié par les GRT et GRD le 27 octobre 2016. Il présente différents scénarios d'évolution de la consommation de gaz naturel.

⁴ [Programmation pluriannuelle de l'énergie, adoptée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie](#)

⁵ [Bilan prévisionnel pluriannuel](#)

2.2 Construction du plan à dix ans de GRTgaz

Le plan à dix ans de GRTgaz :

- présente plusieurs scénarios de demande réalisés par GRTgaz, en tenant compte des objectifs de la PPE et de la LTECV : GRTgaz retient trois trajectoires, conduisant sur la période 2012-2023 à une baisse de la consommation de gaz naturel comprise entre 3,7% et 19,5% (hors consommation de biométhane) ;
- identifie les principales infrastructures de transport de gaz à construire ou à renforcer au cours de la période 2016-2025. Il répertorie les investissements décidés ou à l'étude, et présente un calendrier prévisionnel associé à l'ensemble de ces projets :
 - réalisation des projets Val de Saône et Gascogne-Midi, nécessaires à la création d'une place de marché unique en France en fin d'année 2018 (projets décidés et approuvés⁶) ;
 - création de capacités rebours à Oltingue (2016), permettant des capacités d'entrée de 100 à 200 GWh/j à l'interconnexion France-Suisse (projet décidé et approuvé⁷) ;
 - réalisation d'un pilote de *Power to gas* en 2018 (projet décidé et approuvé⁸) ;
 - conversion de la zone desservie en gaz B, pour anticiper la déplétion du gisement de Groningue (projet décidé) ;
 - création d'un rebours vers l'Allemagne avec une odorisation décentralisée (non décidé, pilote en cours sur la technique d'odorisation décentralisée) ;
- présente les prévisions d'injection de gaz d'origine renouvelable dans le réseau de transport pour les dix prochaines années : les projets en portefeuille permettront d'atteindre 1 TWh de biométhane injecté en 2020 ; au-delà de cette date, le scénario de référence de GRTgaz prévoit l'atteinte de 8 TWh par an en 2023.

GRTgaz a consulté les opérateurs de terminaux méthaniers et de stockages souterrains durant la phase de construction de son plan. Par ailleurs, GRTgaz, TIGF et les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) ont organisé le 23 juin 2016 une réunion de concertation avec l'ensemble des acteurs de marché, conformément à la demande formulée par la CRE dans ses délibérations du 17 décembre 2015 relatives à l'examen des plans décennaux de GRTgaz et TIGF et portant décision d'approbation de leurs programmes d'investissements, dans lesquelles elle demandait aux GRT de « *présenter régulièrement l'avancement des travaux d'élaboration de [leurs] plans à dix ans en concertation gaz, sans attendre sa finalisation* ». GRTgaz a également présenté son projet de plan à dix dans le cadre de la Concertation Gaz le 25 octobre 2016. Enfin, GRTgaz a publié son plan à dix ans sur son site internet le 21 novembre 2016⁹.

2.3 Synthèse de la consultation publique

La CRE a organisé une consultation publique du 23 novembre au 2 décembre 2016¹⁰. Trois réponses ont été reçues, de la part d'un expéditeur, d'une association et d'un gestionnaire d'infrastructures. Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE.

2.3.1 Appréciation des modalités de consultation

Une association exprime sa satisfaction quant aux modalités actuelles de consultation. La coordination entre les GRT et les GRD pour la production d'un bilan prévisionnel commun est saluée.

Toutefois, un expéditeur considère que la présentation du plan décennal au marché reste trop tardive, ce qui ne permet pas d'intégrer toutes les remarques des acteurs du marché dans la version finale. Par ailleurs, cet expéditeur regrette que le prochain TYNDP de l'ENTSOG se base sur les prévisions de consommation du précédent plan de développement des GRT français.

2.3.2 Hypothèses d'évolution de la consommation à l'horizon des plans à dix ans

Les contributeurs à la consultation observent l'environnement incertain dans lequel est mené l'exercice de prévision de la consommation, qu'ils considèrent par conséquent particulièrement instable. Ils mettent en avant les incertitudes liées à la réglementation, avec notamment les objectifs de réduction de la consommation. Ils

⁶ Voir en particulier la délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018 et la délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi.

⁷ Voir la délibération de la CRE du 17 décembre 2014 relative à l'examen du plan décennal de développement et portant décision d'approbation du programme d'investissements pour l'année 2015 de GRTgaz.

⁸ Voir la délibération de la CRE du 22 juillet 2015 relative au bilan d'exécution du programme d'investissements 2014 et portant approbation du programme d'investissements 2015 modifié de GRTgaz.

⁹ http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2016/Plan_decennal_2016-2025.pdf

¹⁰ Consultation publique du 23 novembre 2016 relative aux plans décennaux de développement de GRTgaz et de TIGF

mentionnent également la forte sensibilité de la consommation de gaz à l'évolution de la filière des centrales à gaz et les incertitudes liées aux dynamiques du marché du gaz mondial (abondance de GNL, prix de marché dont le niveau est actuellement bas).

Un expéditeur considère toutefois que les scénarios de GRTgaz sont pertinents et plus réalistes que dans les plans de développement précédents. Il estime en revanche que les conséquences de chaque scénario sur la pointe mériteraient d'être approfondies. Un gestionnaire d'infrastructures considère que les prévisions de consommation de gaz pour la production d'électricité sont conservatrices, car elles sont limitées au niveau de 2016.

2.3.3 Hypothèses d'évolution des injections de gaz d'origine renouvelable dans le réseau de transport

Un expéditeur partage l'analyse des GRT et GRD, qui considèrent que le développement de la production de gaz d'origine renouvelable et l'atteinte des objectifs établis par la LTECV dépendent fortement des dispositifs de soutien qui seront mis en œuvre.

Par ailleurs, un contributeur s'interroge sur la pertinence de développement d'infrastructures permettant les flux rebours, au vu de leur coût élevé et encourage l'étude de l'économie globale des projets d'injection de gaz d'origine renouvelable.

2.3.4 Développement des capacités à l'horizon des plans à dix ans

2.3.4.1 Projets décidés par le GRT

Les contributeurs formulent peu de remarques concernant les projets décidés. Leurs principales remarques concernent :

- la création de capacité en entrée à Otingue en 2018 : un expéditeur demande de clarifier le lien entre le niveau de fermeté des nouvelles capacités et celles de Taisnières et d'Obergailbach ;
- le projet *Power to Gas* : un contributeur, s'il n'émet pas d'objection quant au financement du projet pilote, est défavorable au financement par le tarif de transport d'autres projets de cette nature.

2.3.4.2 Projets non décidés

S'agissant des interconnexions entre la France et l'Espagne, les trois contributeurs à la consultation publique considèrent que les capacités existantes sont suffisantes, et qu'un développement de nouvelles capacités ne correspondrait à aucun besoin exprimé par le marché. Ils sont défavorables à ces projets, tant dans leur version extensive (MidCat) que partielle (South Transit East Pyrénées STEP¹¹), dont les coûts viendraient peser sur les utilisateurs des réseaux français sans leur apporter de bénéfice. Un expéditeur souligne notamment que le projet STEP ne prévoit que des capacités interruptibles, qui seraient, d'après ses analyses, interrompues dans les situations où il pourrait y avoir un intérêt du marché à les utiliser (le flux Sud-Nord dans un contexte de GNL abondant ne serait pas possible en cas d'émission élevée du terminal de Fos). Un contributeur rappelle que dans l'ensemble des scénarios retenus, la demande de gaz naturel à l'horizon 2035 est en baisse, ce qui justifie une certaine prudence sur les investissements des GRT.

Un expéditeur s'étonne du faible niveau de détail figurant dans le plan de GRTgaz s'agissant du programme de conversion de la zone B, et aurait souhaité une présentation complète. En outre, il constate que les fortes réductions des capacités d'entrée de gaz H ainsi que des capacités de pointe de conversion du gaz H vers le gaz B prévues en 2021 et 2025 augmentent le risque spécifique d'approvisionnement de la zone. Enfin, il souhaite une analyse détaillée des conditions d'interruptibilité des capacités de conversion de gaz B vers le gaz H à l'horizon 2025. Un autre contributeur souligne les coûts qui seront à la charge des opérateurs de stockage à l'occasion de la conversion en gaz H, dans la mesure où le stockage de Gournay est la seule source de modulation pour la zone B en dehors du PIR. Ce contributeur souhaite la mise en place d'un mécanisme de compensation des coûts des opérateurs de stockage.

Concernant les projets de capacités rebours vers l'Allemagne et de décentralisation de l'odorisation, les contributeurs partagent l'analyse préliminaire de la CRE et considèrent que le développement de nouvelles capacités ne pourra être mis en œuvre que dans le cadre d'une allocation transfrontalière des coûts. Un acteur souligne que l'odorisation décentralisée est coûteuse pour le réseau de transport, sans bénéfice pour le consommateur français, et qu'elle entraînerait également des coûts très significatifs pour les stockages de gaz naturel.

Par ailleurs, un contributeur demande davantage de justification du besoin de renforcement de la station AGU sur le site de stockage de Lussagnet.

¹¹ Le projet consiste en une canalisation de 120 km entre Le Perthus et Barbairat

Enfin, un expéditeur considère que le projet Eridan n'est nécessaire que dans le cadre d'hypothétiques développements de capacités et demande à la CRE d'acter ce point et de demander son retrait de la liste des Projets d'intérêt commun (PIC).

2.4 Analyse de la CRE

2.4.1 Modalités de consultation

La CRE constate que GRTgaz, conformément à la demande formulée dans sa délibération du 17 décembre 2015, a présenté ses orientations lors d'une concertation organisée fin juin 2016. Elle accueille par ailleurs favorablement l'organisation conjointe de cet évènement par les deux GRT et les GRD.

Elle encourage toutefois GRTgaz à présenter le plus tôt possible son projet en Concertation gaz, afin de laisser le temps suffisant aux acteurs du marché pour en apprécier les détails, et formuler le plus précisément possible leurs remarques.

2.4.2 Hypothèses d'évolution de la consommation à horizon des plans à dix ans

La CRE constate que GRTgaz a retenu dans son plan à dix ans les mêmes trajectoires d'évolution de la consommation que dans le bilan prévisionnel élaboré avec TIGF et les GRD :

- scénario A (trajectoire centrale) : baisse de la consommation de 16% par rapport à 2015, en maintenant la tendance actuelle en matière de développement des nouveaux usages ainsi qu'en matière d'effets des mesures en faveur de l'efficacité énergétique. Le scénario a deux variantes, « haute » et « basse », en fonction de la trajectoire retenue concernant la production d'électricité des CCCG et la cogénération ;
- scénario B (trajectoire haute) : baisse de la consommation de 2% par rapport à 2015, avec une hypothèse de reprise économique et une forte pénétration du gaz dans l'immobilier et les nouveaux usages ;
- scénario C (trajectoire basse) : baisse de la consommation de 27% par rapport à 2015, avec une croissance faible et des réglementations défavorables au gaz naturel.

La CRE observe que les scénarios présentés par GRTgaz visent à prendre en compte les incertitudes sur l'évolution de la consommation de gaz : production d'électricité à partir de gaz, consommation industrielle, nouveaux usages du gaz, mesures d'efficacité énergétique.

Sur la période 2012-2023, ces scénarios conduisent à une baisse de la consommation de gaz comprise entre 3,7% et 19,5% au périmètre GRTgaz (hors consommation de biométhane). A l'exception du scénario B, particulièrement volontariste, les trajectoires retenues par GRTgaz sont cohérentes avec l'objectif de réduction de la consommation de 9 à 16% à l'horizon 2023 prévu par la PPE.

Enfin, la CRE constate que les hypothèses de production d'électricité à partir de gaz de GRTgaz sont cohérentes avec le bilan prévisionnel de RTE.

2.4.3 Hypothèses d'évolution des injections de gaz d'origine renouvelable dans le réseau de transport

2.4.3.1 Biométhane

GRTgaz a signé six contrats de raccordement et d'injection avec des producteurs de biométhane, dont quatre devraient être mis en service au cours de l'année 2017. A fin septembre 2016, un seul site d'injection était directement raccordé au réseau de transport de GRTgaz (usine de méthanisation de Chagny), et 24 sites d'injection de biométhane étaient en service en France.

GRTgaz a élaboré sa prévision en prenant en compte, pour la période 2016-2019, les projets d'injection déjà en portefeuille. Au-delà de cette période, GRTgaz a construit deux trajectoires fondées sur les scénarios Tendancier (scénario A) et Volontariste (scénario B) de l'ADEME (correspondant respectivement à 12 TWh et 30 TWh injectés en France à l'horizon 2030), ainsi qu'une troisième trajectoire, plus pessimiste (scénario C).

La CRE observe que parmi les trois scénarios d'injection de biométhane présentés par GRTgaz dans son plan décennal, seuls les scénarios A et B permettent de respecter l'objectif de 8 TWh injectés en 2023 prévu par la PPE. Par ailleurs, le scénario B, plus volontariste, est le seul qui permet d'atteindre l'objectif de 10% de gaz renouvelable dans la consommation nationale à l'horizon 2030 qui figure dans la LTECV.

2.4.3.2 Power to gas

La CRE observe que GRTgaz met en avant le *Power to gas* en tant qu'axe de développement à l'horizon des plans à dix ans. GRTgaz anticipe un développement massif des énergies intermittentes à l'horizon 2050, qui pourrait représenter un excédent de production électrique de l'ordre de 50 TWh par an. Dans cette perspective, GRTgaz et TIGF considèrent que la technologie *Power to gas* pourrait représenter un parc de 100 installations de *Power to gas* en 2030, pouvant assurer la gestion d'un surplus de production d'électricité de 2,5 à 3 TWh_e par an.

La CRE accueille favorablement l'implication des GRT dans la problématique de l'intermittence des énergies renouvelables, et encourage les synergies entre les réseaux électriques et gaziers, qui pourront être source d'économies pour leurs utilisateurs. Elle constate toutefois que les hypothèses de stockage d'énergie figurant dans le plan de GRTgaz ne sont pas prises en compte dans le schéma décennal de développement de RTE. Compte tenu des synergies envisageables, et de l'implication de RTE dans la filière *Power to gas* par sa participation financière dans le projet Jupiter 1000, la CRE demande à GRTgaz de partager ces hypothèses avec RTE lors du prochain exercice annuel de prévision.

2.4.4 Développement des capacités à l'horizon des plans à dix ans

2.4.4.1 Développements des capacités sur le réseau de GRTgaz

La CRE observe que, conformément à sa délibération du 17 décembre 2015, GRTgaz a indiqué pour chaque projet s'il était décidé ou non décidé.

La CRE rappelle qu'au cours des dix dernières années, GRTgaz et TIGF ont significativement développé leurs réseaux, par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et réduire le nombre de places de marché. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz. Au vu du niveau des tarifs de transport, des capacités d'interconnexion existantes, des objectifs nationaux et des perspectives européennes de réduction de la consommation de gaz, il est pertinent que les GRT limitent leurs investissements, dans les années à venir, aux projets pour lesquels il aura été démontré qu'ils génèrent un réel bénéfice pour la collectivité.

Concernant le projet à l'étude de création de 100 GWh/j de capacités rebours vers l'Allemagne au point d'interconnexion Obergailbach et d'odorisation décentralisée, la CRE considère que, si la demande des acteurs du marché est insuffisante, et compte tenu de l'absence de bénéfices pour la France en matière de sécurité d'approvisionnement, ce projet ne pourrait être mis en œuvre que dans le cadre d'une allocation transfrontalière de coûts telle que prévue par le Règlement européen n°347/2013¹² (si des bénéfices en matière de sécurité d'approvisionnement au profit d'autres Etats Membres étaient identifiés et avec, le cas échéant, des subventions européennes).

S'agissant du projet Midcat (dans sa version complète ou dans sa version partielle), la CRE a souligné dans son rapport 2016 sur les interconnexions¹³ que, compte tenu de la capacité du système français à faire face à des crises d'approvisionnement, des capacités d'interconnexion supplémentaires avec l'Espagne (*a fortiori* si elles sont interruptibles) ne sont pas nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement de la France. La CRE considère par ailleurs que les capacités d'interconnexion actuelles permettent de satisfaire les besoins du marché, comme en témoigne l'existence de capacités non souscrites dans les deux sens, ainsi que la non-utilisation d'une part significative des capacités souscrites, en particulier dans le sens Espagne vers France. En conséquence, sauf à faire supporter aux consommateurs des dépenses injustifiées, les développements de capacités d'interconnexion supplémentaires entre la France et l'Espagne ne pourraient être envisagés que dans le cadre d'une allocation transfrontalière de coûts, telle que prévue par le Règlement européen n°347/2013 et avec, le cas échéant, des subventions européennes.

Enfin, en ce qui concerne le projet de conversion de la zone B en gaz H, la CRE, afin de ne pas retarder le projet, approuve les dépenses d'investissements liées aux charges prévisionnelles du pilote pour l'année 2017. Elle mènera en 2017 une analyse technico-économique du plan de conversion proposé par GRTgaz et les GRD.

2.4.4.2 Développements du réseau liés au biométhane

Conformément à la délibération de la CRE du 17 décembre 2015, GRTgaz et TIGF ont étudié les conséquences du développement de la filière biométhane sur les besoins d'investissements des opérateurs de transport. Les GRT n'anticipent aucune baisse des investissements en lien avec le développement des injections de biométhane et constatent l'émergence possible de nouveaux besoins d'investissements.

En particulier, les GRT anticipent le besoin d'investir dans des solutions permettant le rebours des flux de gaz du réseau de distribution vers le réseau de transport régional, ou du réseau de transport régional vers le réseau de transport principal, pour remonter l'excédent de production dans les cas où l'injection serait supérieure à la consommation locale.

La CRE constate qu'une étude préliminaire de GRTgaz évalue le besoin d'investissements à l'horizon du plan à 100 M€ environ et souligne que la répartition du financement de ces installations entre les GRT, les GRD et les porteurs de projet n'est pas arrêtée à ce stade.

¹² Règlement (UE) n°347/2013 du Parlement Européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes

¹³ [Les interconnexions électriques et gazières en France - Un outil au service de la construction d'un marché européen intégré](#)

La CRE observe par ailleurs que GRTgaz n'a pas évalué, dans son plan de développement, les coûts de développement sur les réseaux de transport qui pourraient être évités grâce à l'injection de gaz d'origine renouvelable. Elle demande à GRTgaz d'approfondir ses analyses sur ce point, afin de fournir une estimation dans son prochain plan.

2.4.5 Cohérence du plan à dix ans de GRTgaz avec celui de l'ENTSOG

Le plan de développement (TYNDP) 2015¹⁴ de l'ENTSOG a été publié le 13 avril 2015, et soumis à l'ACER le 23 juillet 2015. L'ACER a publié son avis sur le document le 13 octobre 2015¹⁵.

L'ENTSOG travaille actuellement à l'élaboration de son TYNDP 2017, qu'il soumettra à consultation publique en décembre 2016.

Aucun des contributeurs à la consultation publique de la CRE n'a signalé d'incohérence entre le plan à dix ans de GRTgaz et le plan de développement de l'ENTSOG s'agissant des projets de développement des réseaux. S'agissant des prévisions de consommation, un contributeur regrette le décalage existant entre les exercices.

2.4.5.1 Hypothèses d'évolution de la consommation de gaz naturel en Europe

L'ENTSOG n'a pas publié de nouveau TYNDP par rapport à celui examiné en 2015. Dans sa délibération du 17 décembre 2015, la CRE avait souligné que GRTgaz avait fourni à l'ENTSOG, dans le cadre des travaux de TYNDP 2015 deux scénarios de prévisions annuelles de consommation, reflétant des conditions économiques et financières favorables et défavorables.

Dans ses travaux sur le projet de TYNDP 2017, l'ENTSOG envisage quatre scénarios¹⁶, correspondant à des niveaux de croissance et de pénétration du gaz différenciés. L'ENTSOG a présenté ces scénarios en mai et juillet 2016 :

- ces scénarios prévoient, sur la période 2017-2035 une hausse de la consommation européenne dans le scénario « Vision 3 » et une baisse de 2% à 12% dans les autres scénarios ;
- la demande de gaz pour la production d'électricité augmente dans trois scénarios sur quatre.

Conformément à la délibération de la CRE du 15 décembre 2015, les scénarios présentés par les GRT dans leurs plans à dix ans ont été transmis à l'ENTSOG dans le cadre des travaux du plan 2017. Le TYNDP sera soumis à consultation en décembre 2016.

2.4.5.2 Hypothèses d'évolution de l'injection de gaz d'origine renouvelable

La CRE constate que les données affichées par l'ENTSOG pour le TYNDP 2017 sont issues des plans à dix ans 2015-2024 des GRT. Les plans de l'ENTSOG et des GRT mettent en évidence un important développement de la filière biométhane en cohérence, pour la France, avec la dynamique instaurée par la loi de transition énergétique.

2.4.5.3 Projets de développement de capacités

En ce qui concerne les caractéristiques des projets de développement de capacités, les différences notées portent sur des dates de mise en service et s'expliquent par les évolutions de calendrier des projets intervenues depuis le lancement des travaux du dernier plan de l'ENTSOG.

La CRE considère que le plan à dix ans de GRTgaz est cohérent avec le plan de développement de l'ENTSOG.

3. PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS DE GRTGAZ

GRTgaz a transmis à la CRE en septembre 2016 son programme d'investissements pour l'année 2017 ainsi que son programme révisé pour l'année 2016.

Les dépenses d'investissements de GRTgaz sont décomposées en sept grandes finalités : Fluidification du réseau principal, Sécurité/obsolescence, Raccordements, Obligations de service public (acheminement et qualité du gaz), Environnement, Systèmes d'information Métier, Support.

3.1 Observations de la CRE sur le bilan d'exécution du programme d'investissements 2015

Le programme d'investissements modifié pour 2015 et approuvé par la CRE dans sa délibération du 22 juillet 2015 s'élevait à 671 M€. Le bilan d'exécution définitif du programme d'investissements de GRTgaz pour l'année 2015 s'élève à 624 M€, soit une baisse de 7% par rapport au programme approuvé.

¹⁴ Plan de développement 2015 de l'ENTSOG

¹⁵ Avis de l'ACER sur le plan de développement 2015 de l'ENTSOG

¹⁶ Scénarios du TYNDP 2017

Cette baisse résulte en partie d'une diminution des investissements de sécurité et obsolescence (-18 M€ par rapport au programme approuvé), principalement en raison du report de plusieurs projets (Valensole, Grand Quevilly, Etrez...) et de la baisse de certains besoins liés à l'obsolescence des automates.

Les investissements de fluidification sont également en baisse de 10 M€ par rapport au programme approuvé, en raison, d'une part, du report de dépenses liées au projet Val de Saône (sans conséquence sur la date de mise en service prévisionnelle) et à l'interconnexion de Pitgam, et, d'autre part, de la baisse du coût à terminaison du projet Arc de Dierrey.

Les investissements dans les systèmes d'information sont en légère hausse par rapport au programme approuvé (+3 M€), en raison de l'occurrence de nouveaux besoins du système d'information « Offre » de GRTgaz.

Les dépenses d'investissements liées aux finalités Environnement, Obligations de service public et Raccordement, sont au total en recul de 11 M€ par rapport au programme approuvé, essentiellement en raison de décalages de calendrier (retard des projets Beynes, Landivisiau).

Enfin, les investissements immobiliers sont en recul de 7 M€ par rapport au montant approuvé, en raison, d'une part, du report de chantiers sur l'année 2016 et, d'autre part, de la baisse du coût de certains projets immobiliers.

La CRE a vérifié que les écarts entre les dépenses d'investissements réalisées et le programme d'investissements approuvé pour 2015 sont majoritairement liés à des économies sur les achats de matériels et de travaux de pose ou à des reports de travaux et qu'ils sont sans conséquence sur le calendrier et la bonne réalisation des projets.

3.2 Observations de la CRE sur l'état d'exécution du programme d'investissements 2016

Le programme d'investissements approuvé pour l'année 2016 par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2015 s'élevait à 667 M€. GRTgaz a présenté le bilan d'exécution de ce programme à fin novembre 2016, qui fait apparaître une baisse de 84 M€, le nouveau budget prévisionnel d'investissements pour 2016 s'élevant à 583 M€.

Cette baisse s'explique en majeure partie par des dépenses de fluidification inférieures de 70 M€ au budget approuvé, en raison, d'une part, de la baisse du coût à terminaison du projet Val de Saône et de la révision de la chronique des dépenses du projet et, d'autre part, du report de travaux de finition du projet Arc de Dierrey sur 2017.

Les investissements de raccordement et d'obligations de service public sont également en recul par rapport au programme approuvé (-18 M€) du fait du retard de plusieurs projets (Landivisiau, Carling, Tersanne, tramways Ile-de-France).

Les investissements liés à la finalité Environnement sont en hausse de 4 M€ par rapport au programme approuvé, en raison du report de dépenses initialement prévues en 2015 pour le projet de Beynes et de la hausse des coûts à terminaison de ce projet.

Les autres dépenses d'investissements de GRTgaz sont en ligne avec le programme approuvé.

La CRE a vérifié que les écarts entre le programme révisé et le programme d'investissements approuvé pour 2016 sont majoritairement liés à des économies sur les achats de matériels et de travaux de pose ou à des reports de travaux et qu'ils sont sans conséquence sur le calendrier et le coût global des projets.

3.3 Principaux éléments du programme d'investissements de GRTgaz pour l'année 2017

Le programme d'investissements présenté par GRTgaz pour l'année 2017 s'élève à 640,3 M€, en hausse de 9,9 % par rapport au budget révisé pour l'année 2016 de 583 M€. Par rapport au plan triennal communiqué à la CRE en fin d'année 2015, les dépenses d'investissement prévues pour 2017 sont en baisse de 12 %, en raison d'une diminution, d'une part des dépenses prévisionnelles de fluidification du réseau principal (notamment lié à la baisse du coût à terminaison du projet Val de Saône) et, d'autre part, des investissements de raccordement et d'obligations de service public, notamment en raison du retard pris par la centrale à gaz de Landivisiau.

Le montant demandé par GRTgaz pour l'année 2017 prend en compte les premières dépenses d'investissements du projet d'entreprise GRTgaz 2020 (43 M€), qui vise à impliquer GRTgaz dans la transition énergétique et à adapter ses activités aux évolutions du marché de l'énergie dans les années futures.

La ventilation par finalité d'investissement pour l'année 2017 est la suivante :

Finalité	Programme 2017 (M€)
Fluidification du réseau principal	312
Sécurité, obsolescence	171
Support	48
Raccordements	37
Obligations de service public (acheminement, qualité)	36
Systèmes d'information métier	30
Environnement	6
TOTAL	640

Tableau 1 : ventilation par finalité de la demande de GRTgaz pour 2017

Par ailleurs, le budget du programme d'investissements pour 2017 correspond au montant des dépenses prévu pour 2017 par la délibération tarifaire ATRT6¹⁷.

3.3.1 Investissements de fluidification du réseau principal

Les dépenses relatives aux projets de fluidification du réseau principal s'élèvent à 312 M€ dans le programme d'investissements de GRTgaz.

La grande majorité de ces dépenses résultent des projets de développement des infrastructures nécessaires à la création de la place de marché unique : le projet Val de Saône (269 M€ en 2017) et le projet Gascogne-Midi (8 M€ en 2017, pour la partie GRTgaz).

GRTgaz anticipe également des dépenses prévisionnelles liées notamment aux reliquats du projet Cœur de réseau Nord-Est (arc de Dierrey), au projet de création de capacités au PIR Oltingue (11 M€ pour la création de capacités rebours) et à des reliquats liés à l'interconnexion de Pitgam (création de 270 GWh/j de capacité de la France vers la Belgique).

3.3.2 Dépenses liées aux obligations réglementaires et aux raccordements

La majeure partie des dépenses liées aux obligations réglementaires porte sur la sécurité et l'obsolescence des réseaux. En 2017, elles représentent 171 M€ dans le programme prévisionnel de GRTgaz. Ces montants sont principalement liés au renouvellement d'installations sur le réseau, notamment les canalisations.

Les dépenses liées aux obligations de service public de GRTgaz (continuité d'acheminement et qualité du gaz) sont en hausse significative par rapport au programme révisé 2016 (+22 M€). Cette hausse se justifie principalement par le projet pilote de conversion de la zone B en gaz H, le renforcement de l'antenne de Macon et les projets d'évolution du comptage. Les montants prévisionnels sont toutefois inférieurs à ceux communiqués dans le plan triennal 2016-2018, en raison du report d'investissements dans le renforcement du réseau breton et d'investissements de mesurage.

Les investissements de raccordement sont en hausse par rapport à 2016, et sont liés aux raccordements prévisionnels de projets d'injection de biométhane dans le réseau de transport de gaz naturel et de stations de gaz naturel comprimé (GNC) pour véhicules directement raccordées à ce dernier, au pilote de *Power to gas* Jupiter 1000, mais aussi aux premières retombées attendues du programme de promotion des usages du gaz naturel de GRTgaz. Les dépenses d'investissements liées à des prestations pour tiers, qui représentent 20 M€ dans le programme 2017, sont en hausse de 35% par rapport à 2016, en raison du projet Canal Seine Nord¹⁸, qui va conduire GRTgaz à déplacer certains de ses ouvrages, et du projet Tersanne.

3.3.3 Autres dépenses d'investissements

Les investissements prévisionnels dans les systèmes d'information métiers (Offre et Système Industriel) et dans les fonctions support (systèmes d'information des fonctions support, immobilier, véhicules) de GRTgaz sont estimés par le GRT à environ 78 M€. Ils prennent notamment en compte les dépenses d'évolution des SI pour les préparer à la création de la place de marché unique et à la mise en œuvre du comptage en temps réel.

¹⁷ Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF

¹⁸ Le canal Seine Nord Europe reliera l'Oise au canal Dunkerque-Escaut, de Compiègne à Aubencheul-au-Bac, près de Cambrai (environ 100 km)

3.4 Analyse de la CRE sur le programme d'investissements de GRTgaz pour 2017

3.4.1 Investissements de fluidification du réseau principal

La CRE observe que le dernier tronçon de l'Arc de Dierrey (entre Cuvilly et Voisines) a été mis en service en 2016, conformément au calendrier du projet. Le coût à terminaison de l'Arc de Dierrey est de 773 M€, légèrement supérieur au budget cible de 768 M€. Le coût de terminaison à novembre 2016 de l'ensemble du projet de raccordement du terminal de Dunkerque et de renforcement du réseau s'élève à 1 119 M€, en baisse de 6% par rapport au budget cible de 1 185 M€ fixé par la délibération du 22 décembre 2011¹⁹.

La CRE constate que GRTgaz et TIGF prévoient une mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi au 1^{er} novembre 2018, en cohérence avec le calendrier prévisionnel de la création de la place de marché unique retenu par la CRE dans ses délibérations du 7 mai 2014 et du 30 octobre 2014²⁰. La CRE constate par ailleurs que le coût à terminaison du projet Val de Saône, qui s'élève à fin 2016 à 692 M€, est en baisse par rapport au budget de 727 M€²¹ décidé par GRTgaz en septembre 2015, et par rapport au budget de 744 M€ présenté initialement par GRTgaz. Il reste toutefois supérieur au budget cible de 650 M€ retenu par la CRE dans sa délibération du 30 octobre 2014. Le budget du projet Gascogne-Midi (partie GRTgaz) reste en ligne avec le budget cible (22 M€).

3.4.2 Dépenses liées aux obligations réglementaires et aux raccordements

La CRE observe la baisse des dépenses de renouvellement sur certains ouvrages.

Pour le cas particulier du projet de conversion de la zone B en gaz H, la CRE a limité son examen aux charges prévisionnelles du pilote pour l'année 2017, afin de ne pas engendrer de retard dans le projet. La décision d'approuver ce montant, qui représente 9 M€ en 2017 sur un budget estimé à 42 M€ pour la phase pilote, ne préjuge pas de l'approbation du projet dans son ensemble : cette dernière sera étudiée à l'issue de l'analyse technico-économique du plan de conversion proposé par GRTgaz et les GRD, qui sera menée par la CRE en 2017.

La CRE constate que les évolutions des investissements de raccordement et de prestations pour tiers sont cohérentes avec les retards pris par certains projets de raccordement et avec les grands projets d'aménagement du territoire prévus pour l'année 2017.

4. DECISION DE LA CRE

4.1 Examen du plan de développement à dix ans de GRTgaz

La CRE constate que le plan à dix ans de GRTgaz reflète correctement les besoins exprimés par les acteurs de marché, et est cohérent avec le plan de développement de l'ENTSOG.

Concernant les prévisions d'injection de gaz d'origine renouvelable dans les réseaux de gaz naturel, la CRE demande à GRTgaz :

- d'étudier les baisses de coûts d'investissements dans le développement des réseaux qui pourraient résulter de ces injections ;
- de partager avec RTE ses hypothèses de stockage d'énergie au moyen des actifs de la filière *Power to gas* lors du prochain exercice annuel de prévision.

4.2 Décision concernant le programme d'investissements pour 2015

La CRE constate que l'exécution du programme d'investissements pour 2015 est conforme au programme approuvé.

¹⁹ [Délibération de la CRE du 22 décembre 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz](#)

²⁰ [Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018 et Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne Midi](#)

²¹ GRTgaz a décidé le projet, dans son comité des investissements, pour un montant de 727 M€. En 2014, GRTgaz prévoyait un budget de 744 M€ : ce montant a été audité par la CRE, qui a retenu un budget cible de 650 M€

Catégorie	Programme approuvé 2015	Programme révisé 2015	Programme réalisé 2015
Fluidification du réseau principal	367	326	315
Sécurité, obsolescence	199	207	189
Support	18	23	16
Raccordements	29	24	21
Obligations de service public (acheminement, qualité)	25	22	18
Systèmes d'information métier	43	39	42
Environnement	19	31	23
TOTAL	700	671	624

Tableau 2 : ventilation par finalité des programmes approuvé, révisé et réalisé de GRTgaz pour 2015

4.3 Décision concernant le programme d'investissements modifié pour 2016

La CRE constate que l'état d'exécution du programme d'investissements de GRTgaz est conforme au programme approuvé. Elle observe que le programme d'investissements a été réévalué par GRTgaz pour l'année 2016 et approuve cette modification.

En conséquence, le budget approuvé par la CRE des dépenses de GRTgaz pour 2016 s'élève à 583 M€, répartis comme suit :

Catégorie	Programme approuvé 2016	Programme révisé 2016
Fluidification du réseau principal	343	273
Sécurité, obsolescence	197	196
Support	23	31
Raccordements	33	23
Obligations de service public (acheminement, qualité)	21	14
Systèmes d'information métier	38	29
Environnement	13	18
TOTAL	667	583

Tableau 3 : ventilation par finalité des programmes approuvé et révisé de GRTgaz pour 2016

4.4 Décision concernant le programme d'investissements pour 2017

La CRE approuve le programme d'investissements pour l'année 2017 qui lui a été soumis par GRTgaz. La ventilation par finalité des investissements approuvés est la suivante :

Finalité	Programme 2017 (M€)
Fluidification du réseau principal	312
Sécurité, obsolescence	171
Support	48
Raccordements	37
Obligations de service public (acheminement, qualité)	36
Systèmes d'information métier	30
Environnement	6
TOTAL	640

L'approbation du programme d'investissements ne préjuge pas du traitement tarifaire de ces dépenses. En particulier, elle ne vient pas modifier la trajectoire de CCN « hors réseaux » retenue dans la décision tarifaire ATRT6.

Toute modification du programme d'investissements devra être soumise à la CRE pour approbation.

La CRE demande à GRTgaz de lui présenter, avant le mois de juillet 2017, un bilan d'exécution intermédiaire de la présente décision, comprenant notamment un point d'avancement des principaux projets engagés.

Fait à Paris, le 15 décembre 2016.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Philippe de LADOUCKETTE

5. ANNEXES

5.1 Projet mis en service en 2016

Projet	Date de la délibération	Budget initial	Coût à terminaison	Date de mise en service
Arc de Dierrey	22 décembre 2011	768 M€	773 M€	2016

5.2 Principaux projets de développement du réseau mis en service à partir de 2017

Projet	Date de la délibération	Budget initial	Coût à terminaison	Date de mise en service
Val de Saône	30 octobre 2014	727 M€* (budget cible : 650 M€)	692 M€	2018
Gascogne-Midi	7 mai 2014	22 M€ (budget cible : 21 M€)	22 M€	2018
Création de 100 GWh/j pouvant aller jusqu'à 200 GWh/j de capacité en entrée à Oltingue	17 décembre 2014	12 M€	17 M€	2018
Projet de conversion de la zone B en gaz H – Partie Pilote	à venir	42 M€	42 M€	2018-2020

* GRTgaz a décidé le projet, dans son comité des investissements, pour un montant de 727 M€. En 2014, GRTgaz prévoyait un budget de 744 M€ : ce montant a été audité par la CRE, qui a retenu un budget cible de 650 M€