

DÉLIBÉRATION

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

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 TIGF, et d'autre part, l'approbation du programme d'investissements modifié de TIGF 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 « TYNDP³ »), 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.

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.

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.

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*

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 du code de l'énergie, 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 TIGF

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 regazéification, 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 les 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 TIGF

Le plan à dix ans de TIGF :

- présente plusieurs scénarios de demande réalisés par TIGF : TIGF retient, à la maille de son réseau, trois trajectoires, dont deux conduisent, sur la période 2016-2025, à une baisse de la consommation de gaz naturel sur son réseau comprise entre 0,2% et 1,0% en moyenne par an. La troisième conduit à une hausse de la consommation de gaz naturel entre 2016 et 2025, de 1,9% en moyenne par an en zone TIGF ;
- 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 par TIGF ou à l'étude, et présente un calendrier prévisionnel associé à l'ensemble de ces projets :
 - mise en service d'un compresseur à Sauveterre de Guyenne en 2017 (projet décidé et approuvé⁶) ;
 - réalisation du projet Gascogne-Midi, nécessaire à la création d'une place de marché unique en France en fin d'année 2018 (projet décidé et approuvé⁷) ;
 - renforcement de la station de compression d'AGU à Lussagnet en 2019 (projet non décidé) ;
 - réalisation d'un pilote de *Power to gas* en 2018 (projet décidé et approuvé⁸) ;
 - projet STEP (*South Transit East Pyrénées - 2022*) d'interconnexion directe avec l'Espagne constitué, côté français, d'un ouvrage reliant le Perthus à Barbaira (projet non décidé) ;
- présente les prévisions de raccordement d'unités de production de biométhane sur son réseau entre 2016 et 2025, qui prennent en compte les objectifs fixés par la LTECV : un raccordement par an jusqu'en 2022, puis deux par an de 2023 à 2025.

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* ». TIGF a également présenté son projet de plan à dix dans le cadre de la Concertation Gaz du 25 octobre 2016. Enfin, TIGF a publié son plan à dix ans sur son site internet le 2 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, et ne permet ainsi 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 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 mentionnent également la forte sensibilité de la consommation de gaz à l'évolution de la filière des centrales à

⁶ Voir la délibération de la CRE du 17 décembre 2009 portant approbation du programme d'investissements de TIGF pour l'année 2010.

⁷ 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.

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 TIGF.

⁹ Plan décennal de TIGF

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

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 TIGF 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.

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 fiscaux 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 les GRT

Les contributeurs formulent peu de remarques concernant les projets décidés. La principale remarque concerne 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 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.

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

2.4 Analyse de la CRE

2.4.1 Modalités de consultation

La CRE constate que TIGF, 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 événement par les deux GRT et les GRD.

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

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

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

- le scénario A (trajectoire centrale) prévoit une stagnation de la consommation, par rapport à 2015 : TIGF annonce l'absence de demande de gaz liée à la production d'électricité sur son réseau ;
- scénario B (trajectoire haute) : hausse de la consommation de 21% à l'horizon 2025, par rapport à 2015, avec une hypothèse de reprise économique ; dans ce scénario, TIGF anticipe la construction d'une centrale électrique au gaz, élevant la consommation de gaz sur son réseau de 4 TWh à partir de 2020 ;
- scénario C (trajectoire basse) : baisse de la consommation de 9% par rapport à 2015, avec une croissance faible et des réglementations défavorables au gaz naturel ; comme dans le scénario A, TIGF prévoit l'absence de demande de gaz liée à la production d'électricité sur son réseau.

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

La CRE observe que les scénarios présentés par TIGF 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, les scénarios A et C conduisent à une baisse de la consommation de gaz comprise entre 5,5% et 11,0% au périmètre TIGF. Le scénario B conduit à une hausse de 12,4%. Seul le scénario C est cohérent avec l'objectif de réduction de la consommation de 9 à 16% à l'horizon 2023 prévu par la PPE.

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

2.4.3.1 Développements des capacités sur le réseau de TIGF

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

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 méthaniens 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.

S'agissant du projet Midcat (dans sa version complète ou dans sa version partielle), la CRE a souligné dans son rapport 2016 sur les interconnexions¹² 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° 347/2013¹³ et avec, le cas échéant, des subventions européennes.

2.4.3.2 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. Sur le réseau de TIGF, la mise en œuvre de rebours débiterait à compter de 2023 et se poursuivrait avec la mise en œuvre d'une unité par an à l'horizon du plan.

La CRE observe que TIGF 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 au GRT d'approfondir ses analyses sur ce point, afin de fournir une estimation dans son prochain plan.

2.4.4 Cohérence du plan à dix ans de TIGF avec celui de l'ENTSO

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.

¹² [Les interconnexions électriques et gazières en France - Un outil au service de la construction d'un marché européen intégré](#)

¹³ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement Européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes

¹⁴ [Plan de développement 2015 de l'ENTSOG](#)

¹⁵ [Avis de l'ACER sur le plan de développement 2015 de l'ENTSOG](#)

Aucun des contributeurs à la consultation publique de la CRE n'a signalé d'incohérence entre le plan à dix ans de TIGF 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.

2.4.4.1 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 TIGF n'avait inclus qu'un seul scénario d'évolution de la consommation dans son plan à dix ans. La CRE avait demandé à TIGF d'inclure plusieurs scénarios d'évolution de la consommation dans son plan à dix ans.

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 17 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.

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

La CRE constate que TIGF n'a pas transmis de trajectoires d'injection de biométhane dans le cadre des travaux du TYNDP 2017. Elle demande à TIGF de transmettre à l'ENTSOG une trajectoire d'injection de biométhane dans le cadre du TYNDP 2018, de manière à ce que celles-ci puissent être prises en compte dans les prévisions européennes.

2.4.4.3 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 TIGF est cohérent avec le plan de développement de l'ENTSOG.

3. PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS DE TIGF

TIGF a transmis en novembre 2016 à la CRE son programme d'investissements pour l'année 2017 et son programme révisé pour l'année 2016.

Les dépenses d'investissements de TIGF sont décomposées en cinq grandes finalités : Développement du réseau principal, Développement du réseau régional, Sécurité/maintien, Raccordements et Investissements généraux.

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 132 M€. Le bilan d'exécution définitif du programme d'investissements de TIGF pour l'année 2015 s'élève à 131 M€, soit une baisse de 1% par rapport au programme approuvé.

Le projet artère de l'Adour est entré en service le 15 décembre 2015, avec un surcoût de 30 M€ par rapport au budget initial de 130 M€ approuvé par la CRE, du fait, selon TIGF, de conditions climatiques défavorables, de problèmes de qualité de soudure et de difficultés géotechniques. La CRE a commandé un audit externe pour s'assurer que le projet artère de l'Adour a été mené efficacement par TIGF, qui n'est pas achevé à la date de la présente délibération.

Concernant le projet Gascogne-Midi, nécessaire à la création d'une place de marché unique du gaz en France, TIGF prévoit un coût à terminaison de 152 M€₂₀₁₆, stable par rapport au budget approuvé par la CRE dans sa

¹⁶ Scénarios du TYNDP 2017

délibération du 30 octobre 2014¹⁷. TIGF ne signale à ce stade aucun retard de mise en service du projet Gascogne-Midi.

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 110 M€. TIGF a présenté le bilan d'exécution de ce programme à fin juin 2016, qui fait apparaître une baisse de 4 M€, le nouveau budget prévisionnel d'investissements pour 2016 s'élevant à 106 M€.

Cette baisse s'explique en majeure partie par des dépenses d'investissement sur le réseau régional inférieures de 5 M€ au budget approuvé, la fabrication et la pose du matériel nécessaire au renforcement de Parentis ayant été moins coûteuses que prévues.

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 TIGF pour l'année 2017

Le programme d'investissements présenté par TIGF pour l'année 2017 s'élève à 108 M€, en hausse de 2 % par rapport au budget révisé pour l'année 2016, de 106 M€.

Le montant demandé par TIGF pour l'année 2017 prend en compte les dépenses d'investissements du projet de recherche et d'innovation (R&I), à hauteur de 1,3 M€, qui renforce la capacité de TIGF à participer à 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€)
Développement du réseau principal	56
Sécurité et maintien	31
Raccordements	2
Développement du réseau régional	2
Investissements généraux	17
TOTAL	108
<i>Dont R&I</i>	<i>1,3</i>

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

Par ailleurs, le budget du programme d'investissements pour 2017 correspond au montant total des dépenses défini pour 2017 par la délibération tarifaire ATRT6¹⁸.

3.3.1 Développement du réseau principal

Les dépenses relatives aux projets de développement du réseau principal s'élèvent à 56 M€ dans le programme d'investissements de TIGF. Elles représentent plus de la moitié des dépenses prévues pour l'année 2017.

La grande majorité de ces dépenses résultent du projet Gascogne-Midi (40 M€ en 2017), nécessaire à la création de la place de marché unique dont la mise en service est prévue au 1^{er} novembre 2018.

TIGF prévoit également des dépenses liées à la construction du troisième compresseur au niveau de la station de compression de Sauveterre (8 M€), qui devrait entrer en service en 2017, et au projet de renforcement de la station de compression d'AGU (5 M€). Concernant ce dernier projet la CRE avait, dans sa délibération du 17 décembre 2015, demandé à TIGF de lui présenter, à la mi-2016, un dossier justificatif de ce projet. TIGF a transmis à la CRE, le 4 mai 2016, une étude relative au besoin de compression supplémentaire sur la station

¹⁷ Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi

¹⁸ 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

d'AGU. Cette étude conclut que dans un schéma de flux où le gaz remonte d'Espagne pour alimenter la zone GRTgaz, un déficit de compression de 12,5 MW à la pointe P2 et de 2 MW en hiver moyen ne permet pas à TIGF d'assurer son offre.

TIGF anticipe enfin un montant de 2 M€ au titre de la réalisation d'une étude préliminaire, en coordination avec Enagas, pour le projet STEP. Cette étude est réalisée à la demande de la Commission Européenne, pour un budget total de 8 M€ pour TIGF, subventionné à 50 % par la Commission Européenne.

3.3.2 Dépenses de sécurité et de maintien

Les dépenses d'investissements de sécurité et de maintien représentent 31 M€ au sein du programme prévisionnel de TIGF pour 2017.

Ces montants sont principalement liés à l'amélioration de la sécurité et au renouvellement des actifs obsolètes, en particulier les sectionnements (15 M€) et postes de livraison (4 M€). La mise en conformité du réseau représente 6 M€.

3.3.3 Investissements généraux

TIGF prévoit des dépenses d'investissements généraux de 17 M€ pour 2017, essentiellement liées à des développements des systèmes d'information (15 M€). Ceux-ci incluent en particulier le développement de nouvelles évolutions de l'outil commercial, la refonte du SI commercial et le développement d'un outil d'optimisation de l'usage des stations de compression.

Un montant de 2 M€ de dépenses d'investissement immobilier est prévu et concerne pour partie l'achèvement de la construction du siège unique de TIGF.

3.3.4 Autres dépenses d'investissements

Les investissements sur le réseau régional s'élèvent à 2 M€ en 2017. Ces investissements correspondent au renforcement de certaines antennes en limite de capacité (par exemple Landes Sud et Capens-Pamiers).

TIGF prévoit par ailleurs des dépenses liées au raccordement de nouveaux clients (2 M€).

TIGF développe, depuis la fin de l'année 2015, un programme de recherche et d'innovation (R&I). Celui-ci représente, en 2017, des dépenses d'investissements de 1,3 M€ et comprend notamment des dépenses d'investissements de 1,0 M€ correspondant au projet pilote de *Power to gas*, dont l'objectif est de permettre la conversion ou le stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène ou de méthane, qui serait par la suite injecté dans le réseau de gaz. Les dépenses d'investissements relatives à ce projet, auquel GRTgaz participe également, ont été approuvées par la CRE par délibération du 22 juillet 2015¹⁹ pour un montant total de 1,8 M€ pour TIGF.

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

3.4.1 Investissements de fluidification du réseau principal

La CRE constate que TIGF prévoit une mise en service des infrastructures liées au projet 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 budget du projet Gascogne-Midi est en ligne avec le budget cible (152 M€₂₀₁₄).

Concernant le projet de renforcement de la compression d'AGU, la CRE avait considéré, dans sa délibération du 17 décembre 2015, qu'elle ne disposait pas des éléments lui permettant d'approuver le projet. L'étude soumise par TIGF à la CRE en mai 2016 montre que l'opérateur n'est pas en mesure d'assurer son offre dans des cas de flux importants en provenance d'Espagne, en raison d'un déficit de compression de 12,5 MW en pointe P2 et de 2 MW en hiver moyen.

TIGF avait prévu, dans son programme initial de travaux pour le projet Artère de Guyenne, approuvé par la CRE dans sa délibération du 8 décembre 2005²¹, l'installation d'un compresseur supplémentaire sur la station d'AGU. Toutefois, TIGF n'a pas procédé à cette installation au cours des travaux, souhaitant au préalable s'assurer de la réelle nécessité d'installer ce compresseur supplémentaire.

TIGF indique à la CRE que la puissance de compression additionnelle servira uniquement pour garantir les flux de la partie Ouest de son réseau (PIR Pirineos – Lussagnet – Castillon). La CRE considère que le projet de TIGF de construire un compresseur supplémentaire d'une puissance de 8 MW permettra de répondre à l'essentiel des besoins. Le GRT sera ainsi en mesure d'assurer son offre en cas de pointe de froid.

¹⁹ 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 TIGF

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 Délibération de la CRE sur l'attribution d'un taux de rémunération majoré au projet de renforcement de l'artère de Guyenne

3.4.2 Dépenses liées à la sécurité et au maintien ainsi qu'aux obligations réglementaires

La CRE observe que les dépenses de renouvellement et de sécurité se maintiennent à un niveau stable, et anticipe la poursuite de cette tendance.

3.4.3 Investissements liés au programme de R&I

La CRE accueille favorablement les investissements liés au projet de R&I, car ils permettent l'implication du GRT dans la transition énergétique et dans la préparation de l'avenir des réseaux de transport de gaz. Ces dépenses feront l'objet d'un suivi particulier, dans le cadre du rapport qui sera publié par TIGF sur ses activités de R&D.

4. DECISION DE LA CRE

4.1 Examen du plan de développement à dix ans de TIGF

La CRE constate que le plan à dix ans de TIGF 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 TIGF :

- d'étudier les baisses de coûts d'investissements dans le développement des réseaux qui pourraient résulter de ces injections ;
- de transmettre à l'ENTSOG une trajectoire d'injection de biométhane dans le cadre du TYNDP 2018.

4.2 Décision concernant le programme d'investissements pour 2015

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

Catégorie	Programme approuvé 2015	Programme révisé 2015	Programme réalisé 2015
Développement du réseau principal	68	74	77
Développement du réseau régional	5	5	5
Sécurité et maintien	42	30	29
Raccordements	3	2	1
Investissements généraux	15	21	18
TOTAL	133	132	131

Tableau 2 : ventilation par finalité des programmes approuvé, révisé et réalisé de TIGF 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 TIGF est conforme au programme approuvé. Elle observe que le programme d'investissements a été réévalué par TIGF pour l'année 2016 et approuve cette modification.

En conséquence, le budget approuvé par la CRE des dépenses de TIGF pour 2016 s'élève à 106 M€, répartis comme suit :

Catégorie	Programme approuvé 2016	Programme révisé 2016
Développement du réseau principal	49	48
Développement du réseau régional	9	4
Sécurité et maintien	34	35
Raccordements	4	3
Investissements généraux	13	16
TOTAL	110	106

Tableau 3 : ventilation par finalité des programmes approuvé et révisé de TIGF 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 TIGF. La ventilation par finalité des investissements approuvés est la suivante :

Finalité	Programme 2017 (M€)
Développement du réseau principal	56
Sécurité et maintien	31
Raccordements	2
Développement du réseau régional	2
Investissements généraux	17
TOTAL	108

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 TIGF 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 Principaux projets de développement du réseau mis en service à partir de 2017 (> 20M€)**

Projet	Date de la délibération	Budget cible	Coût à terminaison	Date de mise en service
Gascogne-Midi	30 octobre 2014	152 M€ ₂₀₁₄	152 M€ ₂₀₁₆	2018
Renforcement compression d'AGU	15 décembre 2016	25,5 M€	25,5 M€	2019