



DÉLIBÉRATION N° 2020-016

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant approbation du programme d'investissements de transport de gaz pour l'année 2020 de GRTgaz

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE et Ivan FAUCHEUX, commissaires.

1. CONTEXTE

En application des dispositions des articles L. 134-3 et L. 431-6-II du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz doivent transmettre leurs programmes annuels d'investissements à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour approbation. 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.

Le programme d'investissements de GRTgaz pour l'année 2019 a été approuvé par la CRE, par les délibérations du 20 décembre 2018¹ et du 11 juillet 2019². La CRE a par ailleurs demandé à GRTgaz de présenter, pour juin 2020, un bilan d'exécution de son programme d'investissements.

GRTgaz a transmis à la CRE son programme d'investissements pour l'année 2020 le 21 novembre 2019.

GRTgaz a été auditionné par la CRE le 16 janvier 2020.

La présente délibération a pour objet l'approbation du programme d'investissements de transport de gaz de GRTgaz pour l'année 2020.

¹ Délibération de la CRE du 20 décembre 2018 portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2019 de GRTgaz

² Délibération de la CRE de l'énergie du 11 juillet 2019 portant décision sur le bilan d'exécution à mi-année du programme d'investissements pour l'année 2019 de GRTgaz

2. PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DU PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS DE GRTGAZ POUR L'ANNÉE 2020

Pour l'année 2020, GRTgaz présente un programme d'investissements qui s'élève à 439 M€. Ce budget est en hausse de 6 % par rapport au budget révisé pour l'année 2019, qui s'élève à 414 M€, du fait du début des principaux travaux de renforcement de la Bretagne Sud associé au raccordement de la centrale à cycle combiné gaz (CCCG) de Landivisiau et des raccordements de sites d'injection de biométhane au réseau de GRTgaz.

La ventilation par finalité d'investissement pour l'année 2020 est la suivante :

M€	Demande 2020	Révisé 2019
Développement du réseau principal	6	19
Obligation de service public Acheminement Qualité	64	33
Environnement	8	10
Sécurité	91	99
Obsolescence	88	94
Raccordements	86	65
SI métiers	45	33
Autres	51	62
Total	439	414

Les comparaisons de la présente délibération sont effectuées entre les dépenses demandées par GRTgaz pour l'année 2020 et le dernier budget pour 2019 approuvé par la CRE, soit le révisé 2019.

2.1 Investissements de développement du réseau principal

Les dépenses relatives aux projets de développement du réseau principal s'élèvent à 6 M€, contre 19 M€ en 2019. Les dépenses de 2020 portent sur les remises en état du projet Val de Saône, qui a permis le lancement de la place de marché unique au 1^{er} novembre 2018.

2.2 Dépenses liées aux obligations de service public

Les dépenses liées aux obligations de service public de GRTgaz, portant notamment sur la continuité d'acheminement et la qualité du gaz, s'élèvent à 64 M€, soit un budget en hausse de 97 % par rapport à 2019. Elles portent essentiellement sur deux projets : le projet de conversion de la zone B en gaz H pour 11 M€ et le renforcement du sud de la Bretagne pour 35 M€ (cf. paragraphe 3.3 de la présente délibération).

Les dépenses liées à l'environnement s'élèvent à 8 M€, en baisse de 22 % par rapport à 2019, du fait de la fin du projet de rénovation de la station de compression de la Bégude. Ces dépenses comportent :

- la poursuite du programme de rénovation des cheminées des stations de compression, à la suite de la réalisation de plusieurs visites d'inspections (3 M€ pour 2020) ;
- la poursuite du projet de récupération de l'énergie de détente sur le poste de détente de Villiers-le-Bel (projet pilote TENORE) qui représente 4 M€ pour 2020 (cf. paragraphe 3.6 de la présente délibération).

2.3 Dépenses liées à la sécurité/obsolescence

Avec la fin des grands projets de développement des réseaux de transport, les dépenses de sécurité et d'obsolescence représentent désormais le premier poste de dépenses d'investissements de l'opérateur. En 2020, les dépenses de sécurité représentent 91 M€, soit un budget en baisse de 8 % par rapport à 2019 et les dépenses associées à l'obsolescence représentent 88 M€, soit un budget en baisse de 6 %. Ces montants sont principalement liés au renouvellement et à la réhabilitation d'installations sur le réseau, notamment sur les canalisations et les postes.

Pour 2020, les principales dépenses concernent :

- la rénovation de la station de compression de Vindecy pour 17 M€ ;
- le programme « inspection et réhabilitation des canalisations » pour 49 M€ ;
- le programme « restructuration de postes » pour 67 M€ ;
- les programmes « protection cathodique et points sensibles » pour 15 M€.

2.4 Dépenses liées aux raccordements

Les dépenses de raccordement s'élèvent à 86 M€, en hausse de 32 % par rapport à 2019 et sont liées essentiellement au développement des projets associés au biométhane et aux « nouveaux gaz » (hydrogène et méthane de synthèse notamment) :

- 28 M€ portent sur le raccordement de 12 sites d'injection de biométhane supplémentaires sur le réseau de GRTgaz ;
- 8 M€ portent sur le développement de projets rebours (cf. paragraphe 3.7.3 de la présente délibération) ;
- 2 M€ portent sur la fin du projet démonstrateur Jupiter 1000 (cf. paragraphe 3.5 de la présente délibération).

20 M€ sont également prévus pour le raccordement de la CCCG de Landivisiau, dont la mise en service est prévue en février 2021.

Enfin, 3 M€ sont prévus pour la réalisation du « cluster 1 » du projet FenHYx, dont GRTgaz demande l'approbation. Ce projet permettra d'évaluer l'impact de l'hydrogène sur les canalisations de transport de gaz (cf. paragraphe 3.8 de la présente délibération)

2.5 Autres dépenses d'investissements

Les investissements prévisionnels dans les systèmes d'information métiers (Offre et Système Industriel) sont estimés à 45 M€, en hausse de 36 % par rapport à 2019. Les principales dépenses sont liées au développement de deux projets SI majeurs : le projet Scala (système de télégestion pour le *dispatching*) pour 7 M€ en 2020 et le projet RIO (refonte des SI Offre et Gestion du gaz) pour 18 M€ en 2020 (cf. paragraphe 3.9 de la présente délibération).

Les investissements prévisionnels dans les fonctions support (systèmes d'information des fonctions support, immobilier, véhicules) de GRTgaz sont estimés à 51 M€, en baisse de 18 % par rapport à 2019. Ils prennent notamment en compte les dépenses liées à un projet de montée de version SAP, dont GRTgaz demande l'approbation, pour 5 M€ en 2020 (cf. paragraphe 3.9 de la présente délibération), des travaux d'aménagement et de réhabilitation des sites GRTgaz pour 11 M€ et la poursuite du programme de développement de la flotte de véhicules au GNC pour 5 M€.

3. ANALYSE DE LA CRE

La présente partie a pour objet de présenter l'analyse de la CRE sur les principaux éléments du programme d'investissements de GRTgaz pour l'année 2020.

3.1 Projets de développement du réseau principal

Le projet Val de Saône est entré en service en 2018 dans les délais prévus. Le coût à terminaison du projet est estimé à ce jour à 683 M€, supérieur de 9 % au budget cible de 626 M€ fixé par la CRE dans la délibération du 20 décembre 2018³. Ce coût à terminaison est stable par rapport à celui présenté depuis plusieurs exercices d'approbation.

Le projet Gascogne-Midi a été mis en service dès 2017, et son coût à terminaison (24 M€) est supérieur au budget cible fixé à 21 M€ dans la délibération du 30 octobre 2014⁴.

Globalement, les coûts à terminaison présentés à date par GRTgaz sur ces projets montrent un écart limité avec les budgets initiaux.

3.2 Projet de conversion de la zone B en gaz H

Une partie du nord de la France, appelée « zone B » (en référence au gaz à bas pouvoir calorifique), est approvisionnée par du gaz en provenance principalement du gisement de production de Groningue aux Pays-Bas. La déplétion

³ Délibération de la CRE du 20 décembre 2018 portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2019 de GRTgaz

⁴ Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi

progressive du gisement ne permet pas d'envisager la prolongation des contrats d'approvisionnement vers la France au-delà de leurs termes actuels, soit jusqu'en 2029.

Dans ce cadre, et conformément aux dispositions du décret n° 2016-348 du 23 mars 2016⁵, GRTgaz et les opérateurs des infrastructures adjacentes (Storengy, GRDF et deux entreprises locales de distribution) ont proposé le 23 septembre 2016 aux ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie un plan de conversion des réseaux de gaz naturel pour leur permettre d'accepter du gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H).

- Phase pilote 2016-2020 :

Le plan de conversion présenté prévoit notamment la réalisation d'une phase pilote sur la période 2016-2020. GRTgaz, en coordination avec GRDF a commencé les travaux sur son réseau en 2018. Du fait du report de la conversion de la ville de Doullens, une partie des investissements de GRTgaz a été décalée, sans conséquence sur le planning final du projet.

Le coût à terminaison est supérieur au budget cible de 42 M€ fixé dans la délibération relative aux tarifs d'accès aux réseaux de transport de GRTgaz et Teréga ATRT6⁶, et est porté à 46 M€.

- Phase de déploiement 2021-2028 :

La conversion des secteurs est séquencée des zones les plus éloignées vers zones les plus proches du point d'entrée du gaz B à Taisnières, GRTgaz a prévu de découper les investissements sur son réseau pour la phase de déploiement en deux parties, la première avec des mises en service entre 2021 et 2023, et la seconde entre 2024 et 2028.

Par une délibération du 11 juillet 2019, la CRE a fixé à 31 M€⁷ le budget cible de cette première phase de déploiement, dont le calendrier et le contenu ont évolué depuis la délibération du 4 octobre 2018. Le coût à terminaison (31 M€) est en ligne avec le budget cible.

3.3 Projet de renforcement du Sud de la Bretagne

Dans le cadre du pacte électrique breton qui prévoit la construction de la centrale à cycle combiné gaz (CCCG) de Landivisiau, il est nécessaire d'adapter le réseau gazier breton, avec d'une part, le raccordement de la CCCG de Landivisiau et, d'autre part, le renforcement du réseau régional dans le sud de la Bretagne.

Les travaux ont commencé en 2019 pour permettre la mise en service de la nouvelle artère et effectuer les tests de la CCCG à partir du printemps 2021. La délibération de la CRE du 28 novembre 2018⁸ a fixé le budget cible du projet à 138 M€. A ce stade, le coût à terminaison est évalué à 144 M€ par GRTgaz, soit 4 % au-dessus du budget cible.

Dans sa délibération du 20 décembre 2018, la CRE a indiqué que le raccordement ferait l'objet d'un budget cible correspondant au montant convenu entre GRTgaz et Direct Energie, opérateur en charge de la centrale qui supporte les coûts en question. GRTgaz et Direct Energie ont signé le contrat de raccordement de Landivisiau en mars 2019, pour un montant de 29 M€, montant du budget cible. A ce stade le coût à terminaison est estimé à 29 M€, en ligne avec ce budget cible.

3.4 Projet de rénovation de la station de compression de Vindecy

La station de compression de Vindecy, fortement utilisée et essentielle dans le cadre de la fusion des zones, fait actuellement l'objet d'une rénovation. La mise en service est prévue au second semestre 2020, conformément au calendrier initial. La délibération du 15 février 2018⁹ a fixé un budget cible de 63 M€. Le coût à terminaison est estimé à date à 60 M€ et inférieur au budget cible, GRTgaz ayant réalisé des gains sur l'achat de matériels et de travaux.

3.5 Jupiter 1000

Le projet Jupiter 1000, localisé à Fos-Sur-Mer, a pour objectif de démontrer la faisabilité à l'échelle industrielle de la filière *Power-to-Gas* et de tester l'injection de l'hydrogène et du méthane de synthèse produits dans le réseau de GRTgaz via :

⁵ Décret n° 2016-348 du 23 mars 2016 relatif au projet de conversion du réseau de gaz naturel à bas pouvoir calorifique dans les départements du Nord, du Pas-de-Calais, de la Somme, de l'Oise et de l'Aisne

⁶ Délibération de la CRE du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga

⁷ Dans sa délibération, la CRE a alloué 13 M€ pour la construction de la canalisation Lens-Béthune mais a demandé à GRTgaz et GRDF d'étudier des solutions alternatives avant l'engagement de toute dépense associée à la réalisation.

⁸ Délibération de la CRE du 28 novembre 2018 portant décision relative à la définition du budget cible du projet d'adaptation du réseau breton de GRTgaz en vue du raccordement de la centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau

⁹ Délibération de la CRE du 15 février 2018 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de reconstruction de la station de compression de Vindecy de GRTgaz

- une installation de production d'hydrogène de 1 MW basée sur deux processus différents ;
- une unité de méthanation pour convertir l'hydrogène produit en gaz de synthèse ;
- une unité de captage et de valorisation de CO₂ industriel pour la méthanation.

Le projet a été approuvé par la CRE dans sa délibération du 22 juillet 2015¹⁰ pour un budget de 10,1 M€ pour la part revenant à GRTgaz après déduction des financements de tiers et des subventions prévues au plan d'affaires.

La mise en service du projet, prévue initialement en 2018 a été repoussée. L'injection d'hydrogène a été reportée à fin 2019, tandis que l'injection de méthane de synthèse n'est pas attendue avant le dernier trimestre 2020. GRTgaz et certains de ses partenaires rencontrent des difficultés, notamment dans la gestion des risques associés à l'hydrogène, dans la construction des modules et dans celle de la captation et le transport du CO₂.

Le coût à terminaison pour la part GRTgaz est estimé à 16,8 M€, en hausse de 66 % par rapport au budget initial et de 33 % par rapport au coût à terminaison présenté en juillet 2019 (12,6 M€). Ces 4,1 M€ de surcoûts sont dus essentiellement à des évolutions de périmètre (notamment *showroom* pour permettre la visite sans arrêter le fonctionnement du démonstrateur), à des dépenses non anticipées pour gérer les risques associés à l'hydrogène (dangerosité, prévention des fuites, audits de sécurité) et à des difficultés liées à la complexité des installations hydrogène qui ont occasionné des retards.

La CRE note que les surcoûts présentés par GRTgaz entre le budget à terminaison communiqué à la CRE mi-2019 et la dernière estimation sont significatifs. Elle regrette de ne pas avoir été informée de ces surcoûts avant les dépenses effectives, ne lui permettant pas de les approuver préalablement à leur engagement. La CRE s'interroge par ailleurs sur l'efficacité de ces dépenses. En conséquence, elle envisage de ne pas couvrir celles relatives aux évolutions de périmètre, pourtant identifiables en amont, soit 0,9 M€. Par ailleurs, elle rappelle fermement à GRTgaz que le budget d'un projet qui a fait l'objet d'une approbation de la CRE ne saurait être dépassé sans faire l'objet d'une approbation préalable.

3.6 Ténore

Le projet Ténore consiste à récupérer l'énergie de détente générée lors de l'abaissement de pression pour passer d'un réseau de pression supérieure à une pression inférieure. Le projet est constitué d'une turbine de détente pour produire de l'électricité et d'une cogénération gaz chargée de réchauffer le flux de gaz de détente en aval de la détente.

Le projet a été approuvé par la CRE dans sa délibération du 21 décembre 2017¹¹ pour un budget de 8 M€ et une mise en service en 2020, le projet permettant de réduire la consommation d'électricité de ses électrocompresseurs. La turbine est amortie sur 15 ans alors que la cogénération ne relève pas du périmètre régulé et ne rentrera pas dans la BAR de GRTgaz. Ce budget a été proposé par GRTgaz et validé par la CRE sur la base d'une prestation de fourniture de la turbine par le prestataire choisi par GRTgaz, qui n'opère pas dans le domaine du gaz naturel mais qui proposait, selon GRTgaz, un prix pour cette prestation significativement inférieur aux autres acteurs consultés.

En 2018, GRTgaz a revu le dimensionnement du projet de 2 MWe à 3,2 MWe afin d'intégrer les puits géothermiques du réseau de chaleur urbain voisin, utilisés dans le cadre du réchauffage du gaz, en optimisant les débits de gaz passant par Villiers-le-Bel, et améliorer le rendement global de l'installation. Le budget du projet a été réévalué à 9,2 M€ (après subventions). Au même moment, GRTgaz a considéré que l'inexpérience dans le domaine du gaz du prestataire retenu nécessitait de lui adjoindre un prestataire d'ingénierie.

La mise en service du projet, prévue initialement en 2020 a été repoussée d'un an, le projet ayant été confronté à des difficultés organisationnelles et techniques. Le coût à terminaison est estimé à 14,2 M€, soit une hausse de 5 M€ par rapport au budget revu par GRTgaz en 2018.

En fin d'année 2018, le prestataire d'ingénierie a déposé le bilan et a été remplacé par un autre prestataire d'accompagnement. Ce dernier ayant été racheté au cours de l'année 2019 a été contraint lui-même d'annuler son offre engageante. GRTgaz a ainsi décidé de reprendre à son compte les achats et les travaux.

Les surcoûts associés aux difficultés organisationnelles sont estimés à 3 M€.

Par ailleurs, un sous-dimensionnement des équipements liés à la boucle de chaleur a été identifié par rapport au budget révisé, ce qui a conduit à un surcoût de 2 M€.

La CRE considère que les 3 M€ de surcoûts associés aux aspects organisationnels ne sont pas acceptables en l'état et n'approuve la révision à la hausse du budget du projet qu'à hauteur des 2 M€ associés au risque industriel. En conséquence, le budget du projet Ténore est révisé à 11,2 M€.

¹⁰ 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

¹¹ Délibération de la CRE du 21 décembre 2017 portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2018 de GRTgaz

3.7 Projets de rebours distribution/transport pour l'injection de biométhane

La CRE, dans sa délibération du 21 décembre 2017, a approuvé la réalisation de deux installations pilotes, dans le cadre du projet West Grid Synergy, à Pontivy (Morbihan) et à Pouzauges (Vendée), pour un budget prévisionnel de 6 M€. Les dépenses prévues pour l'année 2019 s'élèvent à 4,9 M€.

3.7.1 Rappel des dispositifs prévus par le décret et la délibération du 14 novembre 2019

Les dispositions de l'article L. 453-9 du code de l'énergie, tel que modifié par l'article 94 de la loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018, loi dite « Egalim », prévoient que : « *lorsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'une installation de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans les réseaux du biogaz produit, dans les conditions et limites définies par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'Énergie.* » Les opérateurs de réseaux (GRT et GRD) ont travaillé dans l'objectif d'élaborer une méthodologie robuste d'évaluation et d'optimisation des besoins d'installations de rebours.

Les textes d'application de l'article L. 453-9 du code de l'énergie, sur lesquels la CRE avait rendu un avis le 18 avril 2019¹², ont été publiés au *Journal officiel de la République française* le 29 juin 2019. Il s'agit :

- du décret n° 2019-665 du 28 juin 2019¹³, qui définit les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements de renforcement des réseaux de gaz nécessaires pour permettre l'injection de biogaz dans les réseaux ;
- de l'arrêté du 28 juin 2019¹⁴ qui fixe le plafond du ratio technico-économique mentionné aux articles D. 453-23 et D. 453-24 du code de l'énergie à 4 700 €/Nm³/h.

Dans ce cadre, la CRE a précisé les modalités de mise en œuvre du droit à l'injection dans sa délibération du 14 novembre 2019¹⁵. Pour chaque zone concernée par le développement du biométhane, les modalités s'articulent autour des étapes suivantes :

1. établissement, conjointement par les différents gestionnaires de réseaux et après concertation avec les acteurs locaux sur les volumes à considérer sur la zone, d'un zonage de raccordement prescriptif qui définit le mode de raccordement le plus pertinent pour la collectivité des futurs projets de la zone, notamment en considérant les renforcements nécessaires sur la zone ;
2. détermination, pour chaque nouveau projet faisant l'objet d'une demande d'étude en vue de son raccordement, de ses conditions d'injection :
 - a. chiffrage par les gestionnaires de réseaux concernés des investissements de renforcement et de raccordement nécessaires, conformément au zonage de raccordement établi sur la zone ;
 - b. précision de leurs modalités de couverture, en tenant compte de l'éligibilité du projet à la mutualisation dans les tarifs des investissements de renforcement et/ou à la mutualisation avec d'autres projets des ouvrages de raccordement mutualisables, conformément aux dispositions introduites pour le décret relatif au droit à l'injection susmentionné ;
3. validation par la CRE des investissements de renforcement pour les projets ayant atteint le stade du dépôt de dossier ICPE, puis, après avoir fait éventuellement appel à des solutions de flexibilités temporaires, déclenchement au moment opportun de ces investissements.

L'article D. 453-23 du code de l'énergie prévoit que lorsque la capacité d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel est insuffisante pour permettre le raccordement d'un projet d'installation de production de biogaz ayant *a minima* effectué sa demande ICPE, les gestionnaires des réseaux concernés par le projet de renforcement établissent le programme d'investissement correspondant à ce projet, qu'ils soumettent pour validation à la CRE.

A cette occasion, la CRE vérifie que les conditions suivantes sont respectées :

- le ratio technico-économique tel que défini par l'article D. 453-22 du code de l'énergie (I/V décret) est inférieur au seuil fixé par l'arrêté du 28 juin 2019, tout en appliquant la dérogation prévue par l'article D. 453-24¹⁶ ;

¹² Délibération de la CRE du 18 avril 2019 portant avis sur le projet de décret relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit et le projet d'arrêté définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie

¹³ Décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit

¹⁴ Arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie

¹⁵ Délibération CRE du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz

¹⁶ Cette dérogation autorise un projet de renforcement à présenter d'un critère I/V supérieur au plafond si le producteur ou un tiers supporte une partie des coûts du renforcement (le montant des investissements diminué de cette participation faisant passer le critère I/V en dessous du plafond).

- le montant du programme d'investissements reste dans l'enveloppe annuelle globale de 2 % (transport) ou 0,4 % (distribution) des recettes tarifaires de l'opérateur concerné, fixées dans les décisions tarifaires de le CRE.

Dans sa délibération du 11 juillet 2019 relative au programme d'investissements révisé pour 2019 de GRTgaz, la CRE a approuvé la réalisation du rebours de Chessy et les dépenses d'études des projets de rebours de Bourges Valois, Châlons-en-Champagne et Châtillon-sur-Seine, pour un montant de 0,6 M€ (0,15 M€ par projet).

3.7.2 Demande de GRTgaz

Dans son programme d'investissements 2020, GRTgaz demande l'approbation de trois nouveaux projets de rebours distribution/transport. Pour l'année 2020, les dépenses s'élèveraient à :

- 1,0 M€ pour la réalisation du rebours de Bourges, pour un coût à terminaison estimé à 3,8 M€ ;
- 1,5 M€ pour la réalisation du rebours de Valois, pour un coût à terminaison estimé à 3,5 M€ ;
- 1,0 M€ pour la réalisation du rebours de Soissons, pour un coût à terminaison estimé à 2,4 M€ ;
- 0,2 M€ pour chaque étude associée aux rebours de Vouziers, Rethel, Craon, Laon, Argentan et Troyes.

Ainsi, GRTgaz indique que la mise en œuvre d'un rebours sera nécessaire :

- à l'été 2021 pour les zones de Bourges, Valois et Soissons : le niveau de saturation de la maille serait dépassé avec les projets existants et avec la mise en service d'ici l'été 2021 de projets inscrits dans le registre de capacités et dont le dossier ICPE a été au minimum déposé (stade D4) ;
- à l'été 2022 pour les zones de Vouziers, Rethel, Craon, Laon, Argentan et Troyes : le niveau de saturation de la maille serait dépassé avec les projets existants et avec la mise en service d'ici l'été 2022 de projets inscrits dans le registre de capacités et pour lesquels l'étude de raccordement a été effectuée (stade D2).

GRTgaz a estimé les délais moyens nécessaires à la mise en œuvre d'un projet rebours :

- 6 à 12 mois pour définir le projet, notamment concernant les études de faisabilité, la recherche du terrain et l'ingénierie de base ;
- 15 à 21 mois pour réaliser le projet, dont 9 à 12 mois pour les procédures administratives (autorisations de transport, permis de construire) et 6 à 9 mois pour la construction.

3.7.3 Rebours de Bourges, Valois et Soissons (réalisation)

Conformément aux modalités prévues dans la délibération du 14 novembre 2019, GRTgaz a transmis les zonages, réalisés conjointement avec GRDF, pour les zones de Bourges, Valois et Soissons. Ces derniers définissent, à partir de la chronique de consommation observée sur les cinq dernières années pour chaque zone permettant d'évaluer leur capacité d'accueil et des potentiels estimés sur la zone, le mode de raccordement le plus pertinent pour la collectivité ainsi que les renforcements de réseaux nécessaires.

S'agissant du critère de déclenchement de l'investissement, la CRE constate que les capacités maximales des sites d'injection existants et ceux pour lesquels le dossier ICPE a été déposé (stade D4) avec une mise en service prévue d'ici l'été 2021 conduisent à la saturation de ces trois mailles à l'été 2021.

S'agissant des niveaux du critère I/V des trois projets, la CRE constate que ceux-ci sont inférieurs au plafond de 4700 €/Nm³/h avec Bourges à 2641 €/Nm³/h, Valois à 3589 €/Nm³/h et Soissons à 4575 €/Nm³/h.

Concernant Bourges et Valois, la CRE est favorable à ce que GRTgaz déclenche les investissements de réalisation des rebours. En conséquence, elle approuve les budgets correspondants à la phase de réalisation, soit 2,5 M€ en 2020.

Cependant, s'agissant de la zone de Soissons, la CRE s'interroge sur la méthodologie retenue par les gestionnaires de réseaux pour construire ce zonage de Soissons : en effet, l'intégralité du potentiel diffus méthanisable a été affectée à des raccordements en distribution alors qu'une part significative du potentiel méthanisable est située dans des cantons sans réseau de distribution mais traversés par une canalisation de transport. Parmi les projets actuellement dans le registre de gestion des capacités, le raccordement d'un projet situé dans ces cantons se fera d'ailleurs directement au réseau de transport. La CRE note en outre que le I/V de cette zone est proche du seuil de 4700 €/Nm³/h et constate que l'hypothèse d'un raccordement de 4 % du potentiel diffus méthanisable au réseau de transport suffit pour que ce seuil soit dépassé.

En conséquence, la CRE considère que les incertitudes sur ce projet de rebours sont trop importantes pour qu'elle puisse approuver à ce stade la réalisation du projet de rebours de Soissons.

Par ailleurs, de manière plus générale, la CRE considère d'une part que les gestionnaires de réseau ne doivent prendre comme hypothèse automatique le raccordement de l'intégralité du potentiel diffus de méthanisation en

distribution et d'autre part, que les hypothèses du zonage doivent refléter la réalité topographique et les projets en cours de réalisation de la zone.

3.7.4 Rebours de Vouziers, Rethel, Craon, Laon, Argentan et Troyes (études)

Conformément aux modalités prévues dans la délibération du 14 novembre 2019, GRTgaz a transmis les zonages de Vouziers, Rethel, Craon, Laon, Argentan et Troyes qui définissent le mode de raccordement le plus pertinent pour la collectivité.

S'agissant des niveaux du critère I/V des cinq projets, la CRE constate que les niveaux du premier critère I/V sont inférieurs au plafond de 4700 €/Nm³/h : Vouziers à 2721 €/Nm³/h, Rethel à 2822 €/Nm³/h, Craon à 4102 €/Nm³/h, Laon à 2406 €/Nm³/h, Argentan à 3621 €/Nm³/h et Troyes à 4172 €/Nm³/h.

S'agissant du critère de déclenchement de l'investissement, la CRE constate que les capacités maximales des sites d'injection existants et ceux pour lesquels les études de raccordement ont été réalisées (stade D2) avec une mise en service prévue d'ici l'été 2022 conduisent à la saturation de ces cinq mailles à l'été 2022.

La CRE est favorable à ce que GRTgaz réalise les études. En conséquence, la CRE approuve les dépenses relatives aux phases d'études des projets de rebours de Vouziers, Rethel, Craon, Laon, Argentan et Troyes, pour un montant de 0,9 M€ (0,15 M€ par projet).

La CRE rappelle que le I/V associé aux études est provisoire et est susceptible d'évoluer compte tenu de l'avancée des projets. La CRE demande à GRTgaz de lui soumettre pour approbation, le cas échéant, les dépenses associées aux phases de réalisation de ces six projets de rebours lors de l'approbation de son programme d'investissements révisé pour l'année 2020.

3.8 « Cluster 1 » du projet FenHYx

GRTgaz avait soumis une première version du projet FenHYx en décembre 2018 à l'occasion de sa demande d'approbation du programme d'investissements 2019, pour un montant de 39 M€. Ce projet visait à faciliter le démarrage d'une production industrielle d'hydrogène. Dans sa délibération du 20 décembre 2018, la CRE avait signifié à GRTgaz que la vocation du tarif de transport était de couvrir les coûts de l'activité régulée et qu'il ne devait pas supporter l'exclusivité des coûts et risques. En conséquence, la CRE n'avait pas approuvé les dépenses liées au projet mais s'était déclarée favorable à ce que GRTgaz recherche des partenaires et construise un plan de financement permettant la poursuite des travaux.

GRTgaz soumet pour approbation le *cluster 1* du projet FenHYx, qui vise à réaliser des tests sur l'intégrité des aciers ou l'étanchéité du matériel et des compteurs en présence d'hydrogène, sur le site de RICE. Le budget global du « cluster 1 » est évalué à 3,2 M€ (dont 0,8 M€ d'études), avec une mise en service en 2020.

GRTgaz a construit son plan de financement de l'investissement de 3,2 M€ en recherchant des partenaires et des subventions, dont la région Île-de-France et le Fonds européen de développement régional (FEDER) qui prendraient en charge 0,8 M€.

La CRE constate que le projet répond aux enjeux du transport de gaz et entre dans le cadre de l'activité régulée. Par ailleurs, GRTgaz a construit un scénario de financement adapté intégrant l'obtention de subventions et le tarif ne supportera pas exclusivement les risques et coûts associés.

En conséquence, la CRE approuve les 2,4 M€ associés au projet. Cependant, au vu des dépassements constatés sur certains projets de R&D, la CRE rappelle que le montant d'investissements total pris en charge par le tarif ne devra pas dépasser 2,4 M€ au titre du projet FenHYx.

Cependant, la CRE constate le foisonnement de projets similaires au sein de chaque opérateur. La CRE considère que les différents opérateurs (transport, distribution, stockage) doivent rechercher des synergies sur ce type de projets, afin de maximiser les bénéfices attendus pour l'activité d'un opérateur d'infrastructures régulées.

3.9 Projets en lien avec les systèmes d'information (SI)

La CRE rappelle que les projets SI sont soumis au mécanisme de régulation incitative dite « hors-réseaux », qui incite les GRT à maîtriser leurs charges de capital au même titre que les charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements défini (immobilier, véhicules et systèmes d'information).

3.9.1 Projet RIO

Le cœur de calcul du SI de l'offre (gestion des réservations de capacité, facturation) sera obsolète en 2022. GRTgaz souhaite ainsi transformer ses SI Offre et Gestion du gaz pour répondre à la problématique d'obsolescence tout en le modernisant pour le rendre compatible avec les évolutions de l'offre de GRTgaz (notamment gestion en infra-J du réseau contractuel et physique). GRTgaz souhaite réintégrer les compétences SI par l'internalisation de compétences techniques. Le projet sera réalisé sur la période 2019-2023 et développé en mode « agile », les dépenses seront engagées sur une base annuelle afin de pouvoir adapter les périmètres et leur séquençement.

Le coût du projet est évalué à 78 M€ par GRTgaz. En 2019, 7,2 M€ ont été engagés pour la phase de finalisation des études et de planification et préparation des travaux. Certaines fonctionnalités ont ainsi été mises en service pour les utilisateurs internes GRTgaz. GRTgaz souhaite engager 18 M€ pour 2020.

GRTgaz considère qu'en cas de non-réalisation, il devrait faire face à de nombreux coûts de maintenance du fait de travailler sur une version obsolète, à des pertes potentielles de ventes de capacités et serait exposé à des risques de cybersécurité et de problèmes de facturation en cas d'indisponibilité et ne pourrait plus faire évoluer son SI alors que la performance de celui-ci fait l'objet de réclamations de la part des clients.

GRTgaz a consulté ses homologues européens et a conclu que peu de solutions « clé en main » du marché répondraient aux besoins d'un GRT. L'internalisation devrait de plus lui permettre de pouvoir faire évoluer son SI dans la durée et de s'adapter plus rapidement aux évolutions réglementaires.

Ce nouveau SI de l'offre devrait permettre notamment d'assurer une meilleure continuité de service, d'avoir une meilleure connaissance de ses clients et de traiter rapidement les nouveaux entrants (demande biométhane) *via* une donnée plus fiable et disponible plus rapidement.

La CRE considère que le projet est nécessaire et répond d'une part à des besoins d'obsolescence avérés et permettra de disposer d'un SI plus évolutif et donc plus pérenne et d'autre part, aux demandes des utilisateurs du réseau. En conséquence, la CRE approuve les 18 M€ de dépenses associés au projet en 2020. GRTgaz engageant les dépenses à un rythme annuel pour ce projet, la CRE demande à GRTgaz de lui soumettre pour approbation les dépenses associées pour 2021 et de lui fournir un retour d'expérience sur les fonctionnalités mises en service en 2020.

3.9.2 Projet Scala

Sc@la est le système de télégestion de GRTgaz, dont la partie Frontal d'acquisition lui permet l'acquisition des données de comptage utilisées pour le *dispatching*. GRTgaz souhaite faire évoluer ce système de télégestion afin de répondre aux enjeux de fin de la technologie de réseau téléphonique commuté (remplacée par l'IP), d'obsolescences matérielle et logicielle (fin des supports en 2022) et de cybersécurité afin de répondre aux exigences de la loi relative à la programmation militaire.

Le projet de refonte du Frontal d'acquisition est évalué [confidentiel] par GRTgaz pour une mise en service prévue en 2022. La CRE considère que le projet est nécessaire et répond à des besoins d'obsolescence avérés et à des problématiques de sécurité en lien avec l'équilibrage du réseau ou de cybersécurité. En conséquence la CRE approuve le lot Frontal d'acquisition du projet Scala et les dépenses associées.

3.9.3 Projet Sherpa

Lors de la désimbrication avec Engie, GRTgaz a hérité en 2013 d'une instance SAP ancienne et dont la dernière montée de version date de 2008. L'application actuelle est difficile à maintenir (20 années de personnalisations Gaz de France, Engie, GRTgaz) et la fin du support est prévue en 2025. GRTgaz souhaite évoluer vers la dernière version de SAP et de pouvoir disposer d'un périmètre évolutif. Comme pour RIO, le projet sera réalisé en mode « agile » sur la période 2019-2022.

Le projet est évalué à [confidentiel]. GRTgaz souhaite engager [confidentiel] de dépenses pour 2020 (préparation, refonte du schéma de gestion, lotissement).

Comme pour RIO, GRTgaz considère qu'en cas de non-réalisation, il devrait faire face à de nombreux coûts de maintenance et serait exposé à des risques de cybersécurité du fait de travailler sur une version obsolète. Par ailleurs, GRTgaz a étudié des solutions alternatives à la reconduction de SAP : les autres solutions ne sont ni meilleures ni moins coûteuses que SAP et génèreraient des coûts importants de sortie de SAP.

Cette évolution de SAP devrait permettre de disposer d'un outil davantage évolutif, davantage standardisé et adapté aux besoins de GRTgaz ainsi que des gains de temps de traitement et une réduction des risques de fraude, notamment pour la direction financière.

La CRE considère que le projet est nécessaire et répond d'une part à des besoins d'obsolescence avérés et permettra de disposer d'un outil plus évolutif et donc plus pérenne. En conséquence, la CRE approuve les [confidentiel] de dépenses associés au projet en 2020. GRTgaz engageant les dépenses à un rythme annuel pour ce projet, la CRE demande à GRTgaz de lui soumettre pour approbation les dépenses associées pour 2021 et de lui fournir un retour d'expérience sur les fonctionnalités mises en service en 2020.

DÉCISION DE LA CRE

En application des dispositions des articles L.134-3 et L.431-6-II du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport de gaz doivent transmettre leurs programmes annuels d'investissements à la Commission de régulation de l'énergie pour approbation.

Pour l'année 2020, la CRE approuve le programme d'investissements de GRTgaz, dont le budget demandé s'élève à 439 M€, à l'exclusion des 1,0 M€ de dépenses associées à la réalisation du rebours de Soissons et des 1,1 M€ associés aux surcoûts du projet Ténore pour l'année 2020. Le programme d'investissements autorisé pour l'année 2020 s'élève ainsi à 437 M€.

Le budget approuvé se répartit de la façon suivante :

M€	Demande 2020	Autorisation 2020
Développement du réseau principal	6	6
Obligation de service public Acheminement Qualité	64	64
Environnement	8	7
Sécurité	91	91
Obsolescence	88	88
Raccordements	86	85
SI métiers	45	45
Autres	51	51
Total	439	437

En particulier, la CRE approuve :

- les projets de rebours de Bourges et Valois ;
- les études relatives à six projets rebours distribution/transport pour permettre l'injection de biométhane sur les mailles de Vouziers, Rethel, Craon, Laon, Argentan et Troyes pour un budget de 0,9 M€ en 2020 ;
- le cluster 1 du projet de R&D FenHYx pour 2,4 M€ ;
- les 18 M€ de dépenses pour 2020 associées au projet de SI RIO ;
- les [confidentiel] de dépenses pour 2020 associées au projet de SI Sherpa ;
- le lot Frontal d'acquisition du projet de SI Scala.

L'approbation de ce programme d'investissements ne préjuge pas du traitement tarifaire de ces dépenses.

Toute modification de ce programme d'investissements devra être soumise à la CRE pour approbation. A cet égard, la CRE rappelle fermement que le budget d'un projet qui a fait l'objet d'une approbation de la CRE ne saurait être dépassé sans faire l'objet d'une approbation préalable.

La CRE demande à GRTgaz de lui présenter, avant le mois de juillet 2020, un bilan d'exécution intermédiaire de la présente décision, comprenant notamment un point d'avancement des principaux projets engagés.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et notifiée à GRTgaz. Elle sera par ailleurs transmise à la ministre de la transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances.

Délibéré à Paris, le 23 janvier 2020

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE – SUIVI DES PRINCIPAUX PROJETS DE GRTGAZ

Projet	Date de la délibération d'approbation	Date de la délibération fixant le budget-cible	Budget initial	Budget cible	Coût à terminaison	Date de mise en service
Val de Saône	7 mai 2014	30 octobre 2014	727 M€	626 M€	683 M€	2018
Gascogne-Midi	7 mai 2014	30 octobre 2014	22 M€	21 M€	24 M€	2018
Projet de conversion de la zone B en gaz H – Partie Pilote	15 décembre 2016	15 décembre 2016	42 M€	42 M€	46 M€	2018-2020
Conversion zone B généralisée – phase 1	15 décembre 2016	18 juillet 2019	33 M€	31 M€	31 M€	2021-2023
Compression de Vindecy	21 décembre 2017	15 février 2018	66 M€	63,1 M€	60 M€	2020
Renforcement Bretagne Sud	20 décembre 2018	28 novembre 2018	148 M€	137,8 M€	144 M€	2021
Jupiter 1000	17 décembre 2014	Non concerné	10 M€	Non concerné	17 M€	2019 (injection H2) 2020 (méthanation)
Rebours biométhane – pilotes	21 décembre 2017	Non concerné	6 M€	Non concerné	6,5 M€	2019