



DELIBERATION N° 2018-051

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 mars 2018 portant avis sur le projet de conversion de la zone Nord de la France de gaz à bas pouvoir calorifique en gaz à haut pouvoir calorifique

Participaient à la séance : Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Une partie de la région des Hauts-de-France est actuellement alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (ci-après « gaz B »), issu principalement du gisement de Groningue aux Pays-Bas. La déplétion progressive du gisement ne permet pas d'envisager la prolongation du contrat d'approvisionnement entre les Pays-Bas et la France au-delà de son terme actuel en 2029. Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des 1,3 millions de consommateurs de cette région, qui représentent environ 10 % de la consommation française, il est nécessaire de convertir le réseau de gaz naturel pour lui permettre d'accepter du gaz à haut pouvoir calorifique (ci-après « gaz H ») qui alimente le reste du territoire français. En outre, les tremblements de terre dans la région de production pourraient conduire le gouvernement néerlandais à réduire encore plus rapidement la production de gaz B et nécessiter une accélération du calendrier de conversion.

Les articles L.431-6-1, L.432-13 et L.421-9-1 du code de l'énergie disposent qu'en cas de modification de la nature du gaz acheminé dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, les gestionnaires de réseaux de transport, de distribution et les opérateurs de stockages de gaz naturel mettent en œuvre les dispositions nécessaires pour le bon fonctionnement et l'équilibrage des réseaux, la continuité du service d'acheminement et de livraison du gaz et la sécurité des biens et des personnes. Ces mêmes articles prévoient que les modalités de mise en œuvre d'une telle modification font l'objet d'un décret, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) comprenant une évaluation économique et technique qui permet de garantir l'adéquation des mesures envisagées au bon fonctionnement du marché du gaz naturel et à l'intérêt des consommateurs finals.

Par ailleurs, l'article 5 du 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, prévoit que les gestionnaires d'infrastructures concernés soumettent aux ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie un projet de plan concerté de conversion de la zone. Ce même article précise également que « *Ce plan est arrêté par les ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie, après réalisation de l'évaluation économique et technique mentionnée aux articles L.431-6-1 et L.432-13 du code de l'énergie par la Commission de régulation de l'énergie* ».

Conformément aux dispositions précitées, les gestionnaires d'infrastructures concernés ont transmis en septembre 2016 aux ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie, le plan de conversion mentionné ci-dessus et élaboré conjointement. La CRE a ensuite lancé, en septembre 2017, une étude externe portant sur l'évaluation technico-économique de ce plan de conversion. Le projet de conversion débutera par une phase pilote sur les années 2016 à 2020, dont le lancement opérationnel est prévu pour mi-2018, et se poursuivra par une phase de déploiement industriel, entre 2021 et 2029.

La présente délibération a pour objet de présenter l'avis de la CRE sur le projet de plan de conversion soumis par les opérateurs, en particulier sur la base des résultats de l'étude technico-économique menée par la CRE, dont les résultats expurgés des éléments relevant du secret des affaires sont annexés à la présente délibération. La CRE émet par ailleurs un certain nombre de recommandations à mettre en œuvre par les opérateurs dans le cadre de la phase pilote afin d'étudier, en vue de la phase de déploiement industriel, plusieurs solutions permettant d'optimiser les coûts et de minimiser les risques de ce projet.

SOMMAIRE

1. CADRE JURIDIQUE	3
2. DESCRIPTION DU PROJET DE CONVERSION	3
3. EVALUATION TECHNICO-ECONOMIQUE DU PLAN DE CONVERSION SOUMIS PAR LES GESTIONNAIRES D'INFRASTRUCTURES	4
3.1 OBJET DE L'ETUDE	4
3.2 RESULTATS	4
3.2.1 GRTgaz	5
3.2.2 GRD de gaz naturel	6
3.2.2.1 GRDF	6
3.2.2.2 La SICAE de la Somme et du Cambrasis et Gazélec de Péronne	8
3.2.3 Storengy	9
4. ANALYSE DE LA CRE ET RECOMMANDATIONS	9
4.1 PROJET INDUSTRIEL DE GRTGAZ	9
4.2 PROJET INDUSTRIEL DES GRD DE GAZ NATUREL	10
4.3 PROJET INDUSTRIEL DE STORENGY	11
5. AVIS DE LA CRE	12
ANNEXE	13

1. CADRE JURIDIQUE

L'article 5 du 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, prévoit que « *Les gestionnaires des réseaux de gaz et l'opérateur de stockage souterrain de gaz naturel, après avoir consulté l'ensemble des acteurs concernés par la conversion, élaborent conjointement un projet de plan concerté de conversion de la zone [...] qu'ils soumettent aux ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie, dans un délai maximal de six mois suivant la publication du présent décret.* » Ce même article précise également que « *Ce plan est arrêté par les ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie, après réalisation de l'évaluation économique et technique mentionnée aux articles L.431-6-1 et L.432-13 du code de l'énergie par la Commission de régulation de l'énergie* ».

Les articles L.431-6-1 et L.432-13 du code de l'énergie disposent qu' « *En cas de modification de la nature du gaz acheminé dans les réseaux de [transport/distribution] de gaz naturel, pour des motifs tenant à la sécurité d'approvisionnement du territoire, les gestionnaires de réseaux de [transport/distribution] de gaz naturel mettent en œuvre les dispositions nécessaires pour assurer le bon fonctionnement et l'équilibrage des réseaux, la continuité du service d'acheminement et de livraison du gaz et la sécurité des biens et des personnes* ».

L'article L.421-9-1 du code de l'énergie dispose qu' « *En cas de modification de la nature du gaz acheminé dans les réseaux de distribution et de transport de gaz naturel, pour des motifs tenant à la sécurité d'approvisionnement du territoire, les opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel mettent en œuvre les dispositions nécessaires pour contribuer au bon fonctionnement et à l'équilibrage des réseaux, à la continuité du service d'acheminement et de livraison du gaz et à la sécurité des biens et des personnes* ».

En outre, l'article L.432-13 du code de l'énergie relatif aux infrastructures de distribution de gaz naturel dispose que « *Les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel dirigent et coordonnent les opérations de modification de leurs réseaux respectifs et veillent à la compatibilité des installations des consommateurs finals durant toute la durée des opérations ainsi qu'à l'issue de celles-ci. A cette fin, ils peuvent sélectionner et missionner des entreprises disposant des qualifications nécessaires pour réaliser les opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage de tous les appareils et équipements gaziers des installations intérieures ou autres des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution concernés* ».

Enfin, les articles L.431-6-1, L.421-9-1 et L.432-13 du code de l'énergie disposent qu'un décret sera pris, après une évaluation économique et technique de la CRE, afin de préciser, d'une part, la décision et les modalités de mise en œuvre de la modification de la nature du gaz acheminé par les opérateurs et les gestionnaires de réseaux de transport et, d'autre part, les modalités d'application de l'article L.432-13 du code de l'énergie conférant notamment aux gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel la responsabilité de la direction et de la coordination des opérations de modification de leurs réseaux respectifs.

2. DESCRIPTION DU PROJET DE CONVERSION

Le projet de conversion de la zone Nord de la France de gaz B en gaz H concerne cinq gestionnaires d'infrastructures :

- GRTgaz, le gestionnaire de réseaux de transport de gaz naturel sur cette zone ;
- trois gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : GRDF, la SICAE de la Somme et du Cambrasis et Gazélec de Péronne ;
- Storengy, l'opérateur du site de stockage souterrain de Gournay sur Aronde.

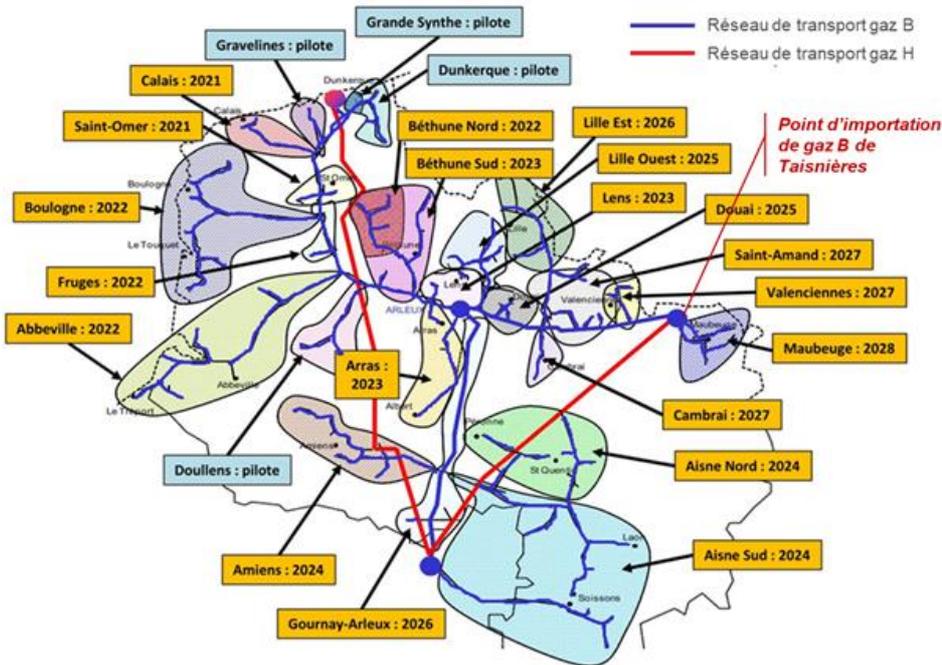
Le projet de plan de conversion soumis en septembre 2016 par ces opérateurs repose sur un découpage des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel en vingt-quatre secteurs géographiques. Le changement de gaz sera réalisé indépendamment et successivement pour chaque secteur, permettant ainsi une conversion progressive de l'ensemble de la zone jusqu'en 2029 au plus tard.

Le projet est constitué d'une phase pilote entre 2016 et 2020, suivie d'une phase de déploiement industriel à partir de 2021 et jusqu'en 2029.

Le processus de conversion s'effectuera de la même manière sur chaque secteur avec, au préalable, une alimentation du secteur en gaz de type B⁺¹, puis une adaptation des appareils des consommateurs pour les rendre compatibles avec le gaz H avant et/ou peu de temps après l'alimentation du secteur en gaz H.

¹ Le gaz B⁺ est un gaz conforme aux spécifications applicables pour le gaz B mais dont l'indice de Wobbe (exprimé en kWh/m³) est plus proche de celui du gaz H. L'utilisation de ce gaz permet de limiter les risques de production de monoxyde de carbone pendant la période intermédiaire où l'appareil est alimenté en gaz B⁺ tout en étant réglé pour le gaz H.

La phase opérationnelle du pilote du projet débutera à l'été 2018 et couvrira quatre secteurs (Doullens, Gravelines, Grande Synthe, Dunkerque).



Source : Rapport « Projet TULIPE – Etude technico-économique » de E-CUBE, février 2018.

Figure 1 : Séquencement des zones à convertir en France pendant le projet de conversion.

3. EVALUATION TECHNICO-ECONOMIQUE DU PLAN DE CONVERSION SOUMIS PAR LES GESTIONNAIRES D'INFRASTRUCTURES

3.1 Objet de l'étude

Conformément aux dispositions des articles L.431-6-1 et L.432-13 du code de l'énergie, la CRE a mené, entre septembre 2017 et février 2018, une étude technico-économique, confiée à un cabinet externe, du plan de conversion élaboré conjointement par les opérateurs concernés par le projet de conversion de la zone Nord de la France du gaz B en gaz H.

Cette étude avait pour objet d'évaluer, d'une part, la pertinence technique et l'adéquation au besoin des mesures envisagées par les gestionnaires d'infrastructures, qui doivent permettre d'assurer le bon fonctionnement du marché du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals et, d'autre part, le niveau et l'efficacité des coûts présentés par les gestionnaires d'infrastructures.

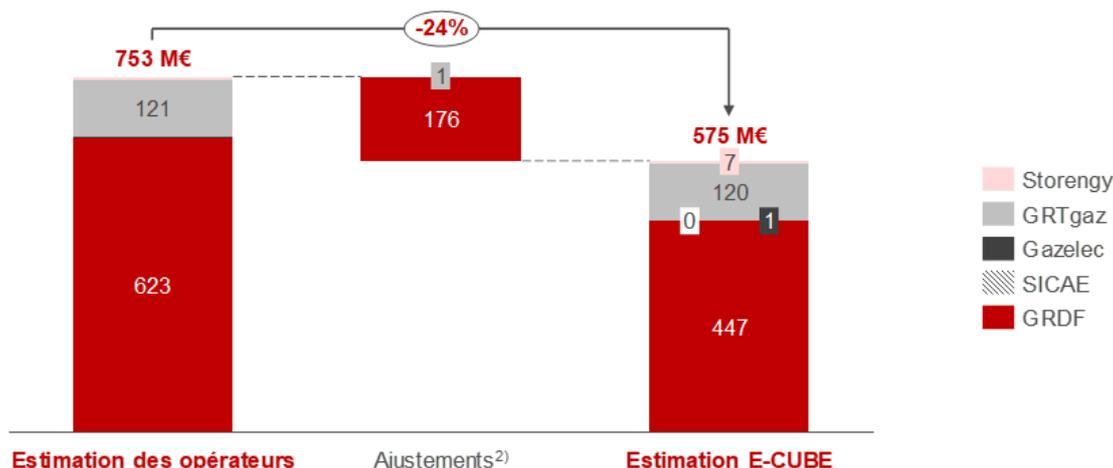
Les éléments présentés ci-après sont issus des résultats de l'étude technico-économique. Les conclusions complètes de cette étude, expurgées des informations relevant du secret des affaires, sont annexés à la présente délibération.

3.2 Résultats

D'un point de vue technique, l'étude montre que, de manière générale, les choix présentés par les opérateurs dans le plan de conversion sont pertinents. Toutefois, certaines modalités techniques nécessiteront d'être testées durant la phase pilote du projet avant de les mettre en œuvre pour la phase de déploiement industriel.

D'un point de vue économique, l'étude montre que la majorité des hypothèses de coûts retenues sont justifiées. Les ajustements préconisés par le cabinet externe concernent principalement les coûts présentés par GRDF sur lesquels ils ont un contrôle limité puisqu'ils seront issus d'appels d'offres dont les résultats ne sont pas encore connus (notamment le coût des prestations d'intervention chez les consommateurs).

Tous les montants présentés dans cette délibération sont exprimés en euros constants 2017.



CAVEAT :
 Cette synthèse présente uniquement les coûts directs du projet, ce qui exclut certains impacts économiques indirects dont Storengy demande compensation (perte de performance, perte de profit). Mais ce choix ne préjuge pas de l'opportunité ou non de les compenser, qui relève de considérations juridiques qui ne sont pas traitées dans cette étude.
 De plus, les coûts de remplacement des appareils non adaptables ne sont pas comptabilisés ici.

1) Coûts non actualisés
 2) Il s'agit de la somme nette des ajustements à la hausse et à la baisse

Source : Rapport « Projet TULIPE – Etude technico-économique » de E-CUBE, février 2018.

Figure 2 : Comparaison des estimations de coûts des opérateurs avec celles d'E-CUBE (M€ : 2014-2031)

3.2.1 GRTgaz

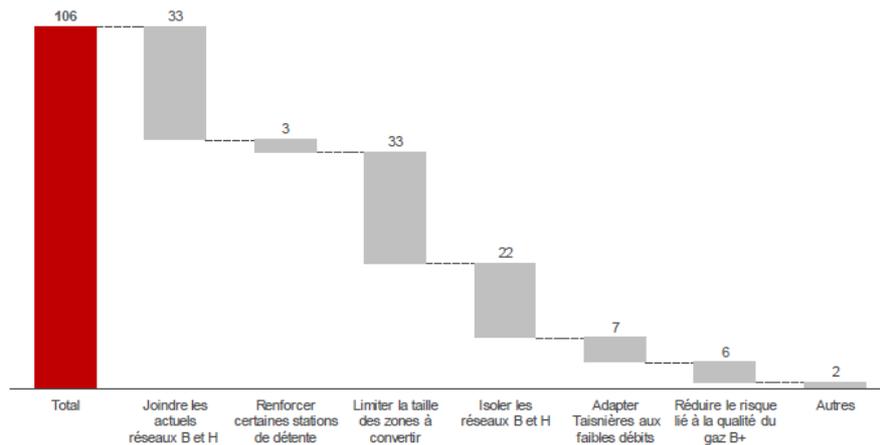
Le plan de conversion présenté par les opérateurs repose sur la conversion des réseaux actuellement en gaz B, en gaz H. Pour GRTgaz, le projet consiste essentiellement à créer des liaisons entre les canalisations en gaz B et celles en gaz H en partant de l'ouest du réseau, depuis la région de Dunkerque pour remonter vers l'est jusqu'au point d'interconnexion franco-belge à Taisnières B et au sud jusqu'au stockage de Gournay.

GRTgaz a travaillé à deux plannings, un planning de conversion « standard » et un planning accéléré, dans le cas où les importations de gaz B diminueraient plus rapidement que prévus. Le planning accéléré vise à terminer l'ensemble de la conversion en 2026, au lieu de 2028. Pour les investissements dont la mise en service est prévue au plus tard en 2023, des décisions de réalisation doivent être prises dès 2019. Afin d'être en capacité de suivre le planning de référence, ou le planning accéléré en cas de besoin, GRTgaz devra prendre des décisions d'investissement dès 2019, avec un retour d'expérience limité du pilote (1 ou 3 secteurs convertis).

Par ailleurs, 96 clients industriels étaient raccordés directement au réseau de transport au 1^{er} juin 2016. Dans le cadre de l'étude, GRTgaz a exposé la démarche qu'il envisageait pour accompagner la conversion de ces clients. L'opérateur est déjà entré en contact avec ses clients afin de leur présenter le plan de conversion, d'effectuer un premier recensement des appareils utilisés et d'entamer l'accompagnement des clients dans la conversion. Selon le consultant, les dispositions prévues correspondent à une gestion efficace et prudente du projet : les dispositions prévues par GRTgaz prennent notamment en compte les enjeux identifiés par les GRT en Allemagne, comme la date d'arrivée du gaz H sur les appareils.

Le total des dépenses d'investissements de GRTgaz s'élève à 106 M€ et se répartit entre la phase pilote pour 42 M€ et la phase de déploiement pour 64 M€. GRTgaz prévoit par ailleurs, 2 M€ de retraits d'immobilisations qui portent notamment sur les compresseurs en gaz B et les installations de mélange de gaz à Taisnières (coûts échoués).

En prenant en compte 12 M€ de charges d'exploitation, essentiellement liées à de la main d'œuvre d'ingénierie, GRTgaz prévoit un budget de 120 M€ pour l'ensemble du plan de conversion.



Source : Rapport « Projet TULIPE – Etude technico-économique » de E-CUBE, février 2018.

Figure 3 : Classification des dépenses d’investissement de GRTgaz selon leur fonction principale (M€)

Les estimations de coûts ci-dessus pour la phase de déploiement n’incluent pas la mise en place d’une alimentation en gaz H du secteur de Lille Est à partir du réseau de Fluxys en Belgique. Ces travaux seraient nécessaires uniquement s’il était jugé indispensable de découper le secteur de Lille Est en plusieurs sous-secteurs à convertir successivement, du fait de la taille importante de ce secteur.

GRTgaz a par ailleurs identifié des pistes d’économies dont la réalisation dépend de l’évolution du besoin technique, comme la diminution du nombre de robinets d’isolement ou la diminution des fonctionnalités sur la grille d’interconnexion de Taisnières.

En outre, GRTgaz propose de couvrir les frais d’adaptations des appareils chez les clients industriels directement raccordés à son réseau.

En ce qui concerne la solution retenue par GRTgaz et les opérateurs consistant à convertir les réseaux existants en gaz H, le consultant estime que cette solution est préférable à la construction d’installations de conversion de gaz H en gaz B sur l’interconnexion de Taisnières. En effet, il s’agit de la solution la moins coûteuse à long terme. De plus, en termes de sécurité d’approvisionnement, les conditions d’approvisionnement de la zone B sont limitées avec un unique point d’alimentation situé à la frontière franco-belge et un site de stockage souterrain. Enfin, en termes d’impact environnemental, la conversion de gaz H en gaz B à Taisnières nécessiterait la production de grandes quantités d’azote, activité très consommatrice d’énergie et émettrice de gaz à effet de serre.

En ce qui concerne le budget du projet, GRTgaz a d’une part, réalisé des estimations de coûts ad hoc et d’autre part, eu recours à des coûts unitaires pour les investissements dont les coûts dépendent du diamètre des canalisations (isolements B/H). Le consultant estime que la phase pilote permettra d’affiner les estimations présentées par l’opérateur, notamment certaines dépenses probabilisées par GRTgaz. Le consultant constate par ailleurs que le budget proposé est du même ordre de grandeur que le projet présenté par Fluxys sur le réseau de transport belge, dont le budget affiché est proche de 50 M€.

En ce qui concerne l’adaptation des appareils pour les clients industriels raccordés directement au réseau de transport, le consultant retraite du budget présenté par GRTgaz ce poste de dépenses, dans la mesure où les clients industriels sont responsables de l’adaptation de leurs appareils.

3.2.2 GRD de gaz naturel

Pour les GRD de gaz naturel, le projet de conversion va consister en des travaux d’adaptation de leur réseau et de création d’un système d’information (SI) dédié à l’opération mais aussi en des interventions de contrôle, d’adaptation et de réglage des équipements des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution conformément aux dispositions de l’article L.432-13 du code de l’énergie. Ces interventions en aval du compteur sur les équipements des consommateurs représenteront la majeure partie des travaux des GRD et nécessiteront que ces derniers puissent accéder plusieurs fois (3 visites obligatoires et 1 à 3 visites de contrôles par échantillonnage) aux installations intérieures des 1,3 millions de consommateurs concernés par la conversion.

3.2.2.1 GRDF

Pour s’assurer de la compatibilité des appareils des consommateurs durant la période de conversion, GRDF doit en effet réaliser trois opérations distinctes :

- le recensement des appareils en amont de la conversion pour identifier les actions qui seront à réaliser avant et après le passage au gaz H ;

- le réglage de la pression lorsque le secteur est alimenté en gaz B+ ;
- l'adaptation des appareils avant et/ou après l'alimentation du secteur en gaz H en fonction du type d'appareil. GRDF identifie que certains appareils trop vétustes, représentant environ 2,5 % des appareils selon une première estimation de GRDF, ne pourront pas être adaptés pour fonctionner avec du gaz H et devront alors être remplacés. Le coût de remplacement de ces appareils a fait l'objet d'une analyse de la part du consultant mais n'a pas été intégré aux coûts de GRDF à ce stade.

GRDF envisage de confier ces opérations à des prestataires externes sélectionnés par appels d'offres. Les compétences requises pour le recensement, d'une part, et le réglage de la pression et l'adaptation des appareils, d'autre part, étant différentes, GRDF prévoit de mandater deux types de prestataires. GRDF prévoit par ailleurs de former en interne les prestataires qui seront en charge des opérations de réglage et d'adaptation. GRDF prévoit également d'externaliser les opérations d'ordonnancement (suivi de la réalisation des prestations, prise de rendez-vous le cas échéant, etc.). En complément de ces visites obligatoires chez le consommateur, GRDF envisage de réaliser des contrôles de la bonne réalisation des prestations, par échantillonnage.

L'organisation de la phase de recensement sera identique pour l'ensemble des consommateurs de la zone. En revanche l'organisation des opérations d'adaptation et de réglage diffèrera selon qu'il s'agit de consommateurs dits « avec *process* » (cas d'environ 50 000 consommateurs tertiaires et industriels qui utilisent le gaz naturel pour un usage autre que celui du chauffage des locaux ou de la production d'eau chaude sanitaire) ou de consommateurs « sans *process* » (cas majoritaire des consommateurs particuliers et d'une partie des consommateurs tertiaires) :

- s'agissant des consommateurs qui utilisent le gaz dans leur *process*, GRDF considère que les opérations d'adaptation et de réglage seront effectuées par le prestataire habituel d'entretien du consommateur car celui-ci connaît les spécificités de l'installation. GRDF ne prévoit donc pas d'inclure les opérations pour ces consommateurs aux appels d'offres de choix des prestataires qu'il lancera ;
- s'agissant des consommateurs qui n'utilisent pas le gaz dans leur *process* et dans le but de faciliter l'accès aux appareils des consommateurs, GRDF envisage de laisser le choix aux consommateurs de faire appel à leur prestataire habituel d'entretien au lieu du prestataire qu'ils auront sélectionné par appel d'offres pour intervenir sur le secteur. GRDF envisage plusieurs modes de contractualisation possibles :
 - i. le consommateur qui le souhaite contractualise directement avec son prestataire et GRDF l'indemnise *a posteriori* sur la base d'un montant forfaitaire à déterminer. Pour les autres consommateurs, GRDF missionne des prestataires sélectionnés par appel d'offres ;
 - ii. GRDF missionne des prestataires sélectionnés par appel d'offres pour l'ensemble des consommateurs et le prestataire chargé de l'ordonnancement attribue, dans la mesure du possible, les prestataires habituels d'entretien à leurs clients ;
 - iii. GRDF missionne des prestataires sélectionnés par appel d'offres pour l'ensemble des consommateurs sans tenir compte de leur éventuel souhait de faire intervenir leur prestataire habituel d'entretien.

GRDF indique vouloir privilégier le premier mode de contractualisation pour la phase de déploiement industriel du projet de conversion. En raison de contraintes de calendrier, ce mode de contractualisation ne pourra pas être mis en place sur le secteur de Doullens, où GRDF testera alors le deuxième mode qui constitue un mode intermédiaire entre le premier et le troisième mode.

Le consultant a analysé ces différents modes de contractualisations et considère qu'ils sont tous envisageables mais recommande de tous les tester lors de la phase pilote, afin de retenir le plus adapté au projet de conversion.

Afin d'assurer le bon déroulement de ces interventions, il est nécessaire que le nombre de prestataires qui répondront aux appels d'offres de chacun des secteurs soit suffisant. En effet, une pénurie de prestataires sur un ou plusieurs secteurs pourrait retarder l'avancement du projet. Pour pallier ce risque, GRDF est en contact permanent avec la filière des chauffagistes pour les informer notamment du calendrier du projet et des modalités de participation aux appels d'offres. En outre, GRDF s'implique dans la formation de techniciens dans la région.

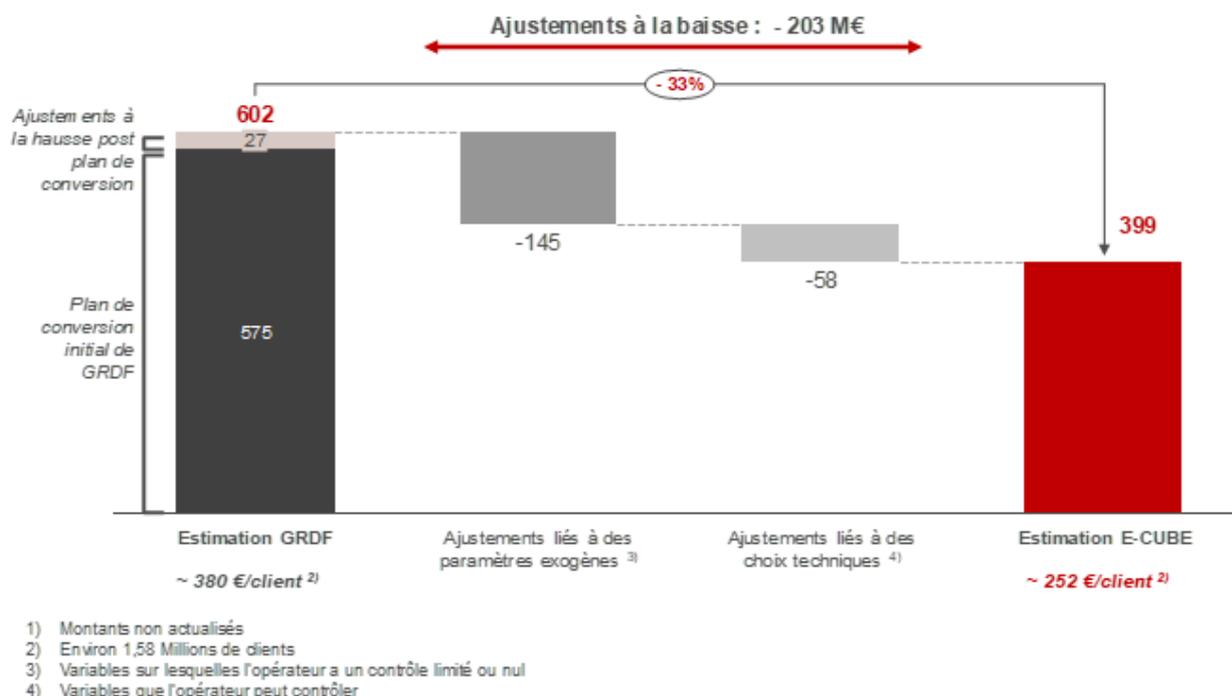
La bonne réalisation de ces opérations nécessitera un effort important en termes de communication de la part de GRDF qui utilisera des canaux de communication différents suivant le type de consommateurs : GRDF prévoit ainsi d'informer les consommateurs, selon les informations dont GRDF dispose, par courrier électronique ou par courrier papier, en privilégiant autant que possible le courrier électronique, en particulier pour les consommateurs utilisant le gaz dans leur *process*

GRDF a étudié avec l'ensemble des opérateurs un calendrier accéléré de conversion de la zone mais sa faisabilité sera confirmée à l'issue du retour d'expérience de la phase pilote. Dans sa recommandation sur la nécessité de

tester pendant la phase pilote les différents choix techniques, le consultant recommande notamment que GRDF se fixe des objectifs de calendrier ambitieux sur certains sous-secteurs du pilote afin de tester le rythme maximal des opérations d'intervention chez les consommateurs.

GRDF estime le coût de ce projet sur son périmètre à 623 M€ dont 49 M€ (8 %) de dépenses d'investissement dans les réseaux et les SI et 575 M€ (92 %) de charges d'exploitation incluant les charges liées aux interventions chez les consommateurs (506 M€) (hors coût de remplacement des appareils non adaptables).

Après analyse des mesures envisagées par GRDF et des coûts associés, le consultant a proposé des ajustements, notamment sur les estimations des coûts unitaires de recensement et d'adaptation. En effet, le consultant a revu à la baisse l'estimation de GRDF du coût horaire d'intervention d'un prestataire en prenant une moyenne des coûts constatés pour des prestations analogues plutôt que le maximum retenu par GRDF. En outre, le consultant a estimé que la durée des interventions serait moins longue (30 % de moins pour le recensement). En tenant compte de l'ensemble des ajustements proposés, le coût de ce projet au périmètre de GRDF est estimé à 447 M€ dont 49 M€ (11 %) de dépenses d'investissement et 399 M€ (89 %) de charges d'exploitation incluant les charges liées aux interventions chez les consommateurs (338 M€). Les coûts présentés par GRDF et le consultant ne tiennent pas compte du coût de remplacement des appareils non adaptables.



Source : Rapport « Projet TULIPE – Etude technico-économique » de E-CUBE, février 2018.

Figure 4 : Comparaison des charges d'exploitation estimées par GRDF avec celles estimées par E-CUBE (M€ : 2014-2029)²

3.2.2.2 La SICAE de la Somme et du Cambrasis et Gazélec de Péronne

La conversion des consommateurs situés sur le territoire de desserte de la SICAE de la Somme et du Cambrasis (environ 300 consommateurs) et de Gazélec de Péronne (environ 2 500 consommateurs) est prévue pour 2024. Ainsi, à ce stade, les choix techniques de ces deux GRD ne sont que partiellement définis. Toutefois, ils prévoient de réaliser les mêmes visites que GRDF pour recenser les appareils, régler la pression, adapter les appareils et contrôler les prestations réalisées.

La SICAE de la Somme et du Cambrasis prévoit de mandater des prestataires externes pour réaliser les différentes interventions chez les consommateurs, tout en missionnant un de ses propres employés pour accompagner le prestataire, et privilégie, comme GRDF, le recours au prestataire habituel d'entretien. Le réseau de gaz naturel ainsi que tous les appareils des consommateurs présentent la spécificité d'être récents (moins de 10 ans) ce qui implique un risque plus faible que GRDF de rencontrer des difficultés techniques.

² Le nombre de consommateurs retenu pour calculer l'estimation par consommateur tient compte de la prévision de croissance du parc et des consommateurs dits « inactifs » (qui possèdent un compteur mais ne consomment plus de gaz et n'ont plus de contrat de fourniture) ou « im-productifs » (qui ne possèdent plus de compteur).

Gazélec de Péronne prévoit de mandater des prestataires externes pour réaliser les différentes interventions chez les consommateurs et de réaliser lui-même les interventions d'adaptation des installations de comptage chez les 87 consommateurs industriels ou tertiaires de sa zone de desserte.

Ces deux GRD envisagent de mettre en place une coopération avec GRDF afin de bénéficier de son retour d'expérience, de s'appuyer sur ses supports de communication, de mutualiser les formations des prestataires et de mutualiser, le cas échéant, les appels d'offres de prestations et de matériels.

3.2.3 Storengy

L'opérateur de stockage Storengy dispose d'un site de stockage en gaz B dans la zone à convertir. Il s'agit du stockage de Gournay sur Aronde, dont la capacité s'élève à 13 TWh. La méthode retenue par l'opérateur consiste, pour convertir le site, à vider le gaz déjà en B+ en stock pour la fin du mois de mars 2026, à l'exception du gaz coussin, à régler les appareils de combustion au gaz H, puis à remplir à nouveau le stockage en gaz H à partir de mai 2026. Les dépenses d'investissements présentées par Storengy s'élèvent à 7 M€.

Storengy a également étudié, mais écarté du fait de son coût, une solution utilisée dans les années 80 pour la conversion de deux sites dont celui de Gournay, fondée sur le vidage-balayage du gaz en stock.

Afin d'assurer l'approvisionnement de la zone, les opérateurs ont convenu d'une date de conversion en 2026.

Storengy a présenté deux types de coût :

- les coûts directs, estimés à ce stade à 7 M€, reposent essentiellement sur les travaux d'optimisation de la grille d'interconnexion devenue inutile après la conversion (démantèlement des anciennes installations et pose d'une nouvelle canalisation) ; les coûts directs présentés par Storengy intègrent une marge de 50 % pour incertitudes et aléas ;
- les coûts indirects estimés à ce stade par Storengy reposent, d'une part, sur la perte de revenus liée à la baisse des réservations de capacités jusqu'à la date de conversion du site pour 56 M€ et, d'autre part, sur la nécessité de forer de nouveaux puits afin de maintenir la performance du site pour 9 M€.

Les estimations présentées par Storengy sont préliminaires et nécessiteront de nouvelles études à l'approche de la date de conversion.

4. ANALYSE DE LA CRE ET RECOMMANDATIONS

Concernant l'ensemble du projet, la CRE considère que les modalités envisagées par les opérateurs sont de nature à sécuriser la conversion de la zone Nord de la France en gaz H et ainsi à garantir le bon fonctionnement du marché du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals.

4.1 Projet industriel de GRTgaz

La CRE considère que le projet présenté par GRTgaz, qui consiste à convertir les réseaux existants en gaz H est le plus adapté par rapport à la solution qui consiste à mettre en service des installations de conversion à la frontière franco-belge. En effet, ce projet permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la zone B en diversifiant les points d'alimentation de la région. La CRE note également, dans un contexte de transition énergétique, que la solution envisagée est la plus faible en termes d'émission de gaz à effet de serre.

En ce qui concerne le traitement des coûts de la conversion, le tarif ATRT6, fixé par la délibération de la CRE du 15 décembre 2016³, a défini le cadre de régulation s'appliquant au projet.

Ainsi, concernant les dépenses d'investissements, le projet décomposé en deux phases fait l'objet d'un mécanisme de régulation incitative à la maîtrise des coûts :

- la CRE, dans sa délibération susmentionnée, a fixé le budget cible de la phase pilote à 42 M€. En fonction du coût à terminaison du projet, GRTgaz pourrait percevoir un bonus, ou verser un malus, *via* le mécanisme du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) ;
- en ce qui concerne la phase de déploiement, le budget prévisionnel de GRTgaz est estimé à 64 M€, cette estimation de coûts pourra être révisée en fonction des résultats des études en cours et à venir. La CRE, en application du tarif ATRT6, réalisera un audit des coûts présentés, afin de déterminer le budget cible.

Concernant les charges d'exploitation, la délibération tarifaire du 15 décembre 2016 précise que les écarts intégrés au CRCP portent notamment sur : « les coûts prévisionnels du projet pilote de conversion de la zone B au gaz H, sur

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF.

demande de GRTgaz et sur la base des résultats de l'étude technico-économique qui sera menée par la CRE conformément à l'article L.431-6-1 du code de l'énergie. Les coûts prévisionnels couverts par le CRCP seront définis dans le cadre d'une délibération de la CRE qui déterminera les montants de référence correspondants. »

La CRE considère que le cadre de régulation mis en place par le tarif ATRT6 couvre l'ensemble des dépenses prévues dans le cadre du projet de conversion. Elle envisage d'étudier avec GRTgaz la possible mise en œuvre d'indicateurs de suivi de la performance du GRT dans la réalisation de son projet.

4.2 Projet industriel des GRD de gaz naturel

La CRE considère que les choix techniques envisagés par GRDF sont de nature à sécuriser la conversion des réseaux de distribution de gaz naturel et des installations intérieures des consommateurs. Toutefois, elle considère que certains choix techniques nécessitent d'être validés avant leur mise en œuvre dans la phase de déploiement industriel. A cet effet, la CRE partage les conclusions du consultant relatives aux tests qui devront être effectués par GRDF durant la phase pilote.

Le principal point de vigilance de la CRE concerne le recours au prestataire habituel pour l'adaptation des appareils et les modes de contractualisation envisagés par GRDF. En effet, estimant que l'une des difficultés majeures de ce projet sera d'entrer au domicile des consommateurs particuliers, ces derniers craignant d'éventuelles tentatives de fraude ou de cambriolage, GRDF entend privilégier le recours à des prestataires qui ont l'habitude d'intervenir chez les consommateurs afin de faciliter l'acceptation du projet. Ainsi, GRDF souhaite mettre en œuvre, pour l'ensemble de la période de conversion (excepté pour le secteur de Doullens faute de temps⁴), le premier mode de contractualisation exposé précédemment consistant à laisser les consommateurs qui le souhaitent contractualiser avec leur prestataire habituel d'entretien et les indemniser sur la base d'un montant forfaitaire (les autres consommateurs étant pris en charge par les prestataires sélectionnés par GRDF par appels d'offres).

Si la CRE entend les arguments avancés par GRDF en faveur du recours autant que possible au prestataire habituel, la CRE considère également que les modes de contractualisation envisagés pour permettre ce recours présentent aussi des risques qu'il conviendra de minimiser et de mettre en regard avec les bénéfices réels obtenus en termes d'accessibilité des équipements :

- un risque de surcoût global du projet : le recours au prestataire habituel d'entretien implique une charge et donc des coûts supplémentaires pour le prestataire chargé de l'ordonnancement qui devra suivre un plus grand nombre de prestataires. La multiplicité des prestataires entraînera également un surcoût de formation ;
- un risque de non-respect des délais du projet : de petites entreprises de prestation pourraient ne pas réussir à gérer la charge de travail supplémentaire surtout si des consommateurs exprimaient tardivement leur choix de recourir à leur prestataire habituel. Par ailleurs, l'absence de lien contractuel entre GRDF et le prestataire habituel pourrait limiter le contrôle que GRDF aura sur l'exécution de la prestation et donc entraîner éventuellement une intervention supplémentaire ;
- un risque lié à l'indemnisation des consommateurs ayant eu recours à leur prestataire habituel : dans le premier mode de contractualisation, privilégié à ce stade par GRDF, les consommateurs ayant choisi le recours à leur prestataire habituel devront en effet régler directement les prestations d'adaptation à leur prestataire et se verront verser par GRDF une indemnisation forfaitaire en compensation. Le coût administratif de cette indemnisation du consommateur ainsi que le risque que ce montant ne couvre pas la facture du prestataire missionné par le consommateur, engendrant ainsi un mécontentement et éventuellement des contentieux de la part des consommateurs, compliquent également le recours au prestataire habituel d'entretien du consommateur.

Enfin la CRE estime que le risque identifié par GRDF de démarchage du consommateur par un concurrent du prestataire habituel d'entretien, risque qui justifie en partie, selon GRDF, de proposer le recours au prestataire habituel, pourrait être limité en introduisant une clause spécifique dans le contrat des prestataires sélectionnés par appel d'offres.

La CRE considère que le plan de conversion devrait prévoir que GRDF teste, sur les deux secteurs suivants le pilote de Doullens, soit Gravelines et Grande Synthe, le premier mode de contractualisation afin de lever ces interrogations. Si le retour d'expérience sur les trois premiers secteurs du pilote est insuffisant, la CRE considère que GRDF devrait segmenter le quatrième et dernier secteur du pilote, Dunkerque, en deux sous-secteurs afin de tester sur l'un le premier mode de contractualisation et sur l'autre le troisième mode de contractualisation. En effet, la CRE estime que le deuxième mode de contractualisation est complexe à mettre en œuvre et ne répond pas aux attentes des consommateurs souhaitant missionner leur prestataire habituel. Par ailleurs, celui-ci n'a été envisagé par GRDF

⁴ Faute de temps pour la mise en œuvre effective de cette modalité sur le premier secteur du pilote Doullens, GRDF mettra en œuvre pour celui-ci la deuxième modalité de contractualisation consistant à sélectionner des prestataires par appel d'offres pour l'ensemble des consommateurs et à attribuer, dans la mesure du possible, les prestataires habituels d'entretien à leurs clients.

que pour le secteur de Doullens faute de temps notamment pour obtenir le cadrage réglementaire et définir les modalités techniques permettant de mettre en œuvre le premier mode de contractualisation.

La CRE considère que la phase pilote du projet devra également être l'occasion de tester la mise en œuvre de plusieurs modalités techniques en lien avec les recommandations formulées par le consultant dans son rapport. Notamment, la phase pilote devra permettre :

- de déterminer le mode de communication le plus approprié (doublement de certains courriers papier par des courriers électroniques, suppression de certains courriers papier, etc.) ;
- d'étudier la pertinence de mettre en œuvre une auto-administration du recensement des appareils par les consommateurs ;
- de définir le niveau de compétence des techniciens de recensement ;
- de tester le rythme maximal de réalisation des interventions chez les consommateurs ;
- d'étudier la pertinence de mutualiser certaines visites chez les consommateurs comme celle de remplacement du régulateur de pression et celle d'adaptation des appareils ;
- d'optimiser les opérations de contrôle en testant la suppression de certaines vérifications ou en adaptant la taille des lots utilisés pour l'échantillonnage des contrôles ;
- d'identifier les périodes de l'année les plus favorables pour procéder à la conversion des appareils des consommateurs.

Enfin, s'agissant des trajectoires financières, la CRE considère que, compte tenu des incertitudes sur certains modes opératoires et sur les volumes d'appareils à adapter chez les consommateurs, il n'est pas possible de fixer dès à présent des trajectoires cibles pour l'ensemble du projet. En conséquence, la CRE fixera dans un premier temps les trajectoires prévisionnelles pour la phase pilote, dans une délibération ultérieure. Par ailleurs, la CRE envisage de mettre à jour son étude technico-économique sur la base des résultats de la phase pilote lorsqu'ils seront connus.

Enfin, la CRE envisage d'étudier avec GRDF la possible mise en œuvre d'indicateurs de suivi de la performance du GRD dans la réalisation de son projet.

Concernant le projet sur le périmètre d'action de la SICAE de la Somme et du Cambrasis et de Gazélec de Péronne, la CRE considère qu'il est pertinent que ces deux GRD bénéficient du retour d'expérience de GRDF afin de définir plus précisément les choix techniques qu'ils mettront en œuvre pour la conversion des 2 800 consommateurs sur leurs zones de desserte.

4.3 Projet industriel de Storengy

La CRE constate que la solution retenue par Storengy est la moins coûteuse au regard du retour d'expérience réalisé par l'opérateur sur l'opération de conversion qui a eu lieu dans les années 80.

Conformément au cadre de régulation défini par la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement, la CRE approuvera les dépenses d'investissements liées d'une part à l'adaptation des installations, et d'autre part, le cas échéant, à la perte de performance du site, sur la base des budgets présentés par Storengy après les études que l'opérateur devra mener.

Néanmoins, la question de la couverture des coûts indirects identifiés par Storengy au titre de ses pertes de revenu ne se pose plus du fait de la réforme de l'accès des tiers aux stockages, qui organise la couverture des coûts de l'opérateur *via* la perception d'un revenu autorisé.

5. AVIS DE LA CRE

1. En application des articles L.431-6-1, L.421-9-1 et L.432-13 du code de l'énergie, la CRE a mené, entre septembre 2017 et février 2018, une évaluation technico-économique du plan de conversion élaboré conjointement par GRTgaz, Storengy, GRDF, la SICAE de la Somme et du Cambrasis et Gazélec de Péronne, confiée à un cabinet externe.
2. Compte tenu des résultats de l'étude technico-économique, la CRE considère que les mesures envisagées par les gestionnaires d'infrastructures pendant la conversion de la zone Nord de la France du gaz B en gaz H permettent de garantir le bon fonctionnement du marché du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals.
3. Toutefois, la CRE recommande que le plan de conversion prévoie que GRDF teste pendant la phase pilote plusieurs modes de contractualisation avec les prestataires chargés de réaliser les opérations de réglage de la pression et d'adaptation des appareils des consommateurs. En outre, la CRE recommande que le plan de conversion prévoie que, dans la mesure du possible, GRDF teste pendant la phase pilote les alternatives techniques mentionnées dans le rapport du consultant. Concernant la recommandation du consultant relative à l'étude du rythme maximal de conversion, la CRE recommande que le plan de conversion prévoie que GRDF se fixe des objectifs de calendrier ambitieux sur les deux secteurs du pilote Gravelines et Grande Synthe.
4. Dans le contexte d'un risque d'accélération du calendrier de conversion, la CRE demande que GRDF lui transmette, dans les meilleurs délais, les résultats du pilote sur chacun des secteurs afin d'examiner le calendrier de conversion accéléré et ses modalités de mise en œuvre.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et sera transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire et au ministre de l'Economie et des Finances ainsi qu'aux gestionnaires d'infrastructures concernés.

Délibéré à Paris, le 21 mars 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Christine CHAUVET

ANNEXE

Rapport « Projet TULIPE – Etude technico-économique » de E-CUBE, février 2018