



MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT,
DE L'ÉNERGIE ET DE LA MER

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
ET DES FINANCES

L'approvisionnement en gaz naturel de la Corse

Rapport CGEDD n° 010736-01 - CGE n° 2016/18/CGE/SG
établi par

Jean-Philippe DURANTHON, Charles HELBRONNER,
Jean-François SORRO et Christian TARDIVON

Octobre 2016



Les auteurs attestent qu'aucun des éléments de leurs activités passées ou présentes n'a affecté leur impartialité dans la rédaction de ce rapport.

Sommaire

Résumé.....	2
Introduction.....	4
1. Le champ de la mission est étroitement circonscrit.....	5
1.1. Les annonces faites par les pouvoirs publics.....	5
1.1.1. <i>La PPE Corse</i>	5
1.1.2. <i>Décisions concernant la mise en œuvre de la PPE Corse et déclarations de la ministre en Corse</i>	6
1.2. Le champ couvert par le rapport.....	8
2. Deux dispositifs juridiques sont envisageables pour la réalisation du gazoduc.....	10
2.1. Un réseau privé construit et opéré par EDF.....	10
2.2. Un réseau de transport public géré par un gestionnaire de réseau existant.....	11
2.3. Un réseau public géré par un opérateur ad hoc contrôlé par les pouvoirs publics....	12
2.4. Un réseau public construit dans la cadre d'une SEMOP et géré par un opérateur existant.....	13
2.5. Conclusion.....	14
3. La réalisation de l'infrastructure projetée suscite des questions.....	16
3.1. La construction ou l'adaptation des deux centrales thermiques sont de la responsabilité d'EDF.....	16
3.2. L'approvisionnement en gaz.....	17
3.2.1. <i>Le stockage de GNL au large de Bastia</i>	18
3.2.2. <i>Le gazoduc</i>	18
3.2.3. <i>Les navires d'approvisionnement</i>	19
4. La réalisation du projet accroîtra les charges pesant sur la CSPE.....	21
4.1. Évaluation du coût de l'infrastructure.....	21
4.1.1. <i>Coûts d'investissement</i>	21
4.1.2. <i>Coûts d'exploitation</i>	24
4.1.3. <i>Sensibilité des coûts et matrice des risques</i>	24
4.2. Conséquences sur la CSPE.....	25
Conclusion.....	27
Annexes.....	29
1. Lettre de mission.....	30
2. Estimation de la CSPE imputable au projet d'alimentation en gaz naturel de la Corse.....	32
3. Liste des personnes rencontrées ou sollicitées.....	35
4. Glossaire des sigles et acronymes.....	41

Résumé

L'Etat et la collectivité territoriale de Corse (CTC) ont, en décembre 2015, adopté la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de l'île pour la période 2016-2023. Ce document prévoit notamment que le gaz naturel remplacera le fioul (lourd ou léger) pour alimenter les centrales thermiques et, pour ce faire, que sera réalisé un gazoduc d'environ 200 km permettant d'acheminer le gaz, à partir d'un point de livraison et de regazéification situé au large de Bastia, d'une part à la centrale actuelle de Bastia, d'autre part à celle qui remplacera la centrale actuelle d'Ajaccio. La ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat a, le 21 juin 2016, demandé au Conseil général de l'économie (CGE) et au Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) de diligenter une mission « visant à étudier les différentes options juridiques et financières envisageables pour la construction et l'exploitation de ces infrastructures » ainsi que le risque financier du projet. Cette mission est complétée, d'une part par l'étude des conditions techniques de réalisation de l'infrastructure, demandée à EDF, dont les résultats ne sont pas encore connus, d'autre part par un appel à manifestation d'intérêt (AMI) destiné à savoir si des gestionnaires de réseau de transport sont susceptibles d'être intéressés par le projet.

La mission a rencontré, à Paris et lors d'un déplacement en Corse, les responsables concernés ainsi que différents experts des sujets traités.

Dans son rapport la mission, après avoir rappelé les raisons et l'historique du projet, précise le champ de son investigation. En particulier la mission, conformément au mandat qui lui a été donné, n'a examiné que ce projet et pas les autres modalités envisagées pour alimenter en électricité la Corse (augmentation de la puissance des lignes électriques actuelles entre la Corse et l'Italie continentale ou la Sardaigne) ou pour acheminer le gaz (réalisation de deux points d'arrivée rendant inutile la réalisation du gazoduc, par exemple), bien que certains interlocuteurs lui aient affirmé que celles-ci leur paraissaient présenter d'importants avantages économiques et environnementaux. La mission a noté que le choix du mode d'acheminement du gaz résulte, non pas d'une analyse comparée des différentes solutions envisageables, mais de la reprise du schéma retenu lorsqu'il était prévu de relier la Corse à un gazoduc alimentant l'Italie à partir de l'Algérie, projet désormais abandonné. Aucun justificatif de ce choix n'a été fourni à la mission.

La mission a examiné quatre modalités juridiques de réalisation du projet. Elle exprime sa préférence pour le schéma traditionnel de réalisation des réseaux de transport d'énergie, consistant à sélectionner, à l'issue d'un appel d'offres, un opérateur chargé de construire l'infrastructure puis de la gérer pendant une durée de cinquante ans, durée d'amortissement du gazoduc. Cette solution recueille, dans son principe, l'accord de l'ensemble des responsables rencontrés par la mission. Une modalité fondée sur le recours à une société d'économie mixte à opération unique (SEMOP) pourrait être envisagée au cas où il ne serait pas possible, à l'issue de l'appel d'offres, de conclure avec un opérateur un contrat dans des conditions raisonnables ; mais cette solution n'est, à ce stade, souhaitée par aucun interlocuteur.

Il est possible d'imaginer qu'un seul appel d'offres soit lancé pour le point de livraison en mer et le gazoduc ou que deux procédures distinctes soient effectuées ; si cette seconde formule est préférée il conviendrait toutefois de prévoir la possibilité, pour un candidat, de présenter une offre pour l'ensemble des deux éléments.

La mission étudie ensuite différentes problématiques susceptibles d'avoir des conséquences sur les conditions de réalisation de l'infrastructure, donc sur son coût.

Elle fait notamment valoir que les pratiques actuelles concernant les points d'arrivée du gaz au large des côtes privilégient, non la construction d'une barge conçue spécialement, mais l'utilisation d'un méthanier ancré. Si cette formule était préférée en Corse elle permettrait de réduire de manière significative le coût de l'infrastructure et présenterait de nombreux avantages du point de vue de la souplesse d'utilisation, de l'adaptabilité aux besoins et du délai de réalisation.

Enfin, la mission, tout en soulignant qu'un travail précis ne pourra être effectué qu'à l'issue de l'étude confiée à EDF, a cherché à déterminer l'ordre de grandeur de la dépense occasionnée par la réalisation de l'infrastructure. Ce travail montre que la dépense liée à l'infrastructure gazière s'élèverait à un montant compris entre 1 et 1,6 Md€ selon les hypothèses retenues. Le risque principal pesant sur la réalisation de l'infrastructure suite à des retards de chantier pour le gazoduc, résultant de la nature des terrains concernés (qualité des roches, présence de sites archéologiques...) ou de difficultés pour obtenir que tous les propriétaires acceptent la réalisation des travaux sur leurs parcelles respectives, il serait essentiel que le contrat passé avec l'opérateur pour la construction du gazoduc soit de nature forfaitaire.

Le financement sera assuré par l'opérateur et répercuté par lui dans le coût du gaz vendu par ce dernier à EDF, le gazoduc étant amorti sur une durée de cinquante ans. Le prix de l'électricité qui en résultera étant supérieur au prix facturé aux consommateurs arrêté par les pouvoirs publics, l'écart sera supporté par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) dans le cadre des mécanismes d'aide aux zones non interconnectées (ZNI). Selon les estimations de la mission, l'incidence du projet sur le montant de CSPE alloué à la Corse, qui s'élève actuellement à 336,5 M€ par an, serait compris entre 80 et 210 M€. La mission appelle l'attention sur le fait que ce mode de financement aboutit à ce que le décideur n'est pas celui qui supporte la dépense. Les pouvoirs publics devront donc être particulièrement attentifs à ce que les choix effectués assurent le meilleur rapport coût / efficacité.

Introduction

Par lettre du 21 juin 2016 la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, a demandé aux vice-présidents du conseil général de l'économie (CGE) et du conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) de diligenter une mission sur l'approvisionnement en gaz naturel de la Corse.

La tâche consiste à « étudier les différentes options juridiques et financières envisageables pour la construction et l'exploitation (des) infrastructures » prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour la Corse afin « de sécuriser l'alimentation énergétique de la Corse ». La PPE prévoit en effet la construction d'une « infrastructure d'alimentation en gaz naturel de la Corse permettant de convertir l'ensemble des moyens de production thermique de la région au gaz naturel ». L'infrastructure comprendrait, comme le rappelle la lettre de mission, « une unité flottante de regazéification au large de Bastia raccordée à un gazoduc desservant les centrales de Lucciana et, par voie terrestre, d'Ajaccio ».

Les vice-présidents du CGE et du CGEDD ont confié cette tâche, respectivement, à Jean-François Sorro et Christian Tardivon, et à Jean-Philippe Duranthon et Charles Helbronner.

Ceux-ci ont rencontré les différentes parties concernées ainsi que des experts des sujets abordés (voir en annexe 3 la liste des personnes rencontrées) et en analysant les documents qui leur ont été fournis. Ils se sont rendus plusieurs jours en Corse pour y rencontrer les principaux responsables territoriaux et administratifs de l'île.

Dans le présent rapport, après avoir rappelé le champ de leur étude et ses liens avec les autres expertises en cours (I), ils analysent les dispositifs juridiques envisageables pour la construction du gazoduc (II) et montrent que la réalisation de l'infrastructure projetés suscite diverses interrogations (III). Enfin, ils évaluent les charges supplémentaires que la nouvelle infrastructure fera peser sur la CSPE (IV).

1. Le champ de la mission est étroitement circonscrit

La question de l'approvisionnement de la Corse en gaz naturel pour assurer l'alimentation de ses centrales de production d'électricité est posée depuis plus d'une dizaine d'années. Le sujet est entré dans une phase décisionnelle depuis la fin de l'année 2015 avec l'adoption d'une programmation pluriannuelle de l'énergie votée par l'assemblée de Corse, suivie des annonces de la ministre de l'environnement de l'énergie et de la mer au cours de l'été 2016. C'est dans ce cadre que s'inscrit le champ de la présente mission sur les options juridiques et les conséquences financières de l'approvisionnement de la Corse en gaz naturel.

1.1. Les annonces faites par les pouvoirs publics

1.1.1. La PPE Corse

En application de l'article L141-5 du code de l'énergie introduit par l'article 203 de la loi n°201-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), la Corse s'est dotée d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui lui est spécifiquement applicable en tant que zone non interconnectée (ZNI) dont l'éloignement empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental et qui concerne la période 2016-2023.

La Corse est la première région de France à s'être dotée d'une PPE qui a été adoptée par décret le 18 décembre 2015.

Parmi les trois priorités sur lesquelles s'articule la PPE Corse figure la sécurisation de l'alimentation énergétique de la Corse avec l'arrivée du gaz naturel et la conversion des centrales thermiques.

L'article 6 du décret du 18 décembre 2015 prévoit ainsi notamment que :

« les objectifs concernant la production d'électricité à partir d'énergies fossiles et la sécurisation de l'alimentation électrique en Corse sont :

- 1. la réalisation d'une infrastructure d'alimentation en gaz naturel de la Corse permettant d'alimenter les moyens de production thermiques d'électricité de la région ;*
- 2. la construction, avec un objectif de mise en service au plus tard début 2023, d'un cycle combiné d'une puissance de l'ordre de 250 MW dans la région d'Ajaccio, fonctionnant au fioul domestique dans l'attente de la mise en place de l'approvisionnement en gaz naturel ;*
- 3. la conversion des moyens thermiques existants au gaz naturel lorsque l'approvisionnement sera mis en place ».*

Le point 5.2 de la PPE, intitulé « infrastructures d'approvisionnement en gaz naturel », décrit le dispositif retenu par l'Assemblée territoriale de Corse.

Avis délibéré de l'Autorité environnementale sur le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie pour la Corse 2016-2018/2019-2023 :

Le CGEDD, en formation d'Autorité environnementale, a adopté en séance du 9 septembre 2015 un avis délibéré n°2015-59 sur la PPE Corse. Pour ce qui concerne

l'approvisionnement de la Corse cet avis se contente de souligner que l'arrivée du gaz naturel dépend de négociations dont l'horizon n'est pas connu à ce jour.

1.1.2. Décisions concernant la mise en œuvre de la PPE Corse et déclarations de la ministre en Corse

Intérêt renouvelé de la nouvelle assemblée territoriale de Corse

La nouvelle majorité élue en décembre 2015 à l'assemblée territoriale de Corse, qui a immédiatement cosigné le décret fixant la PPE Corse (adoptée par l'assemblée précédente), a manifesté à nouveau son intérêt pour la réalisation du dispositif envisagé comme en témoignent les courriers adressés à la ministre à l'occasion de sa venue l'été dernier.

Cet intérêt et le souhait que le projet soit réalisé dans les meilleurs délais ont été réaffirmés à la mission par le président du conseil exécutif de Corse, le président de l'assemblée de Corse et le président du conseil économique, social, culturel et environnemental de Corse lors de leur entretien à Ajaccio. Tous les trois ont insisté sur le consensus établi autour du projet.

En revanche les présidents des associations des maires de Haute-Corse et de Corse du Sud, rencontrés par la mission, ont indiqué que les maires des petites communes n'étaient pas encore informés du projet de gazoduc ; ils ont l'un et l'autre été surpris par l'ampleur financière du projet et par le tracé envisagé pour le gazoduc. Ils ont également indiqué qu'en dehors de Porto Vecchio et de Lucciana, le raccordement de communes au gazoduc ne semblait pas présenter d'intérêt à court terme. Les mêmes remarques ont été faites par le président de la communauté d'agglomération de Bastia.

Depuis l'adoption de la PPE Corse dont elle avait encouragé la préparation sans même attendre la promulgation de la LTECV, la ministre a encouragé, lors de ses deux derniers déplacements en Corse, les 13 juin et 13 juillet 2016, sa mise en œuvre notamment pour ce qui concerne l'approvisionnement de la Corse en gaz naturel.

Au cours de son premier déplacement du 13 juin 2016 elle a ainsi annoncé son objectif que le gaz naturel soit disponible dès la mise en service de la centrale du Vezzio en 2023, ce qui rendrait inutile la phase intermédiaire de fioul léger.

Lancement de l'appel à manifestation d'intérêt (AMI)

Par ailleurs, au cours de son deuxième déplacement le 13 juillet dernier écourté en raison de l'attentat de Nice, la ministre a lancé un « appel à manifestation d'intérêt » (AMI) devant permettre d'identifier dès à présent (la date limite de dépôt des dossiers étant fixée au 31 octobre) les opérateurs de marché susceptibles de construire et d'exploiter les infrastructures nécessaires à l'alimentation de la Corse en gaz naturel ; l'AMI s'adresse ainsi en particulier « aux gestionnaires certifiés de réseaux de transport au sens de l'article 10 de la directive du 13 juillet 2009 concernant les règles communes du réseau intérieur pour le gaz naturel, aux gestionnaires de distribution de gaz, aux entreprises ou investisseurs déléguant à de tels opérateurs la construction et l'exploitation des infrastructures ainsi qu'aux exploitants de réseaux méthaniers ». Les opérateurs sont invités à répondre de façon détaillée sur les services qu'ils proposent mais aussi sur les risques et délais qu'ils estiment pour la réalisation des opérations. L'AMI a été mis en ligne sur le site du ministère.

Lancement de la présente mission et de l'étude technique et économique d'EDF

Parallèlement à cette AMI et au lancement de la présente mission une étude technique, économique et réglementaire de la chaîne d'approvisionnement gazière en Corse été demandée à EDF PEI¹.

Cette étude doit permettre notamment, selon le cahier des clauses techniques particulières, de dimensionner l'ensemble des éléments de la chaîne gazière, de préciser les modalités de leur réalisation et leurs coûts ainsi que de définir le calendrier de mise en œuvre.

Un groupe de travail a été mis en place, étroitement associé au pilotage de l'étude, et qui comporte, outre les représentants de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et d'EDF, des représentants de la collectivité territoriale de Corse (CTC). Les résultats de cette étude prévue pour quatre mois au moins ne seront connus qu'après la remise des conclusions de la présente mission.

¹ Il s'agit de la filiale d'EDF compétente pour la production électrique dans les zones non interconnectées au réseau national.

Intérêt renouvelé de la nouvelle assemblée territoriale de Corse

La nouvelle majorité élue en décembre 2015 à l'assemblée territoriale de Corse, qui a immédiatement cosigné le décret fixant la PPE Corse (adoptée par l'assemblée précédente), a manifesté à nouveau son intérêt pour la réalisation du dispositif envisagé comme en témoignent les courriers adressés à la ministre à l'occasion de sa venue l'été dernier.

Cet intérêt et le souhait que le projet soit réalisé dans les meilleurs délais ont été réaffirmés à la mission par le président du conseil exécutif de Corse, le président de l'assemblée de Corse et le président du conseil économique, social, culturel et environnemental de Corse lors de leur entretien à Ajaccio. Tous les trois ont insisté sur le consensus établi autour du projet.

En revanche les présidents des associations des maires de Haute-Corse et de Corse du Sud, rencontrés par la mission, ont indiqué que les maires des petites communes n'étaient pas encore informés du projet de gazoduc ; ils ont l'un et l'autre été surpris par l'ampleur financière du projet et par le tracé envisagé pour le gazoduc. Ils ont également indiqué qu'en dehors de Porto Vecchio et de Lucciana, le raccordement de communes au gazoduc ne semblait pas présenter d'intérêt à court terme. Les mêmes remarques ont été faites par le président de la communauté d'agglomération de Bastia.

1.2. Le champ couvert par le rapport

La mission s'est tenue strictement au champ figurant dans la lettre de mission. En conséquence, la mission n'a pas étudié le remplacement / adaptation des 2 centrales électriques, qui pose divers problèmes (solutions techniques, aspects fonciers / urbanisme). Celui-ci entre directement dans le champ de l'étude commandée par le ministère à EDF. Cependant une fourchette de coût de ce remplacement / adaptation sur la base des données existantes et des réponses d'EDF aux questions de la mission a été prise en compte pour évaluer le coût global du schéma annoncé et ses conséquences sur la CSPE.

De même, la mission n'a étudié que sommairement la question de l'approvisionnement par bateau.

Surtout, la mission a limité ses réflexions au schéma arrêté dans le cadre de la PPE comportant un point d'arrivée du gaz au large de Bastia et un gazoduc terrestre amenant le gaz aux deux centrales. Elle n'a pas examiné les autres solutions techniques qui avaient été envisagées dans le passé et que certaines personnes qu'elle a rencontrées lui ont dit trouver plus satisfaisantes, du point de vue environnemental, du coût ou de la rapidité d'exécution. Ainsi, certains estiment que le renforcement du lien électrique avec le continent permettrait à la fois d'éviter la réalisation d'un gazoduc délicat, long à construire et coûteux, et de privilégier des solutions énergétiques garantissant, au niveau national, voire européen, une meilleure maîtrise des émissions de CO₂ ; de même, l'approvisionnement de la centrale d'Ajaccio par un second point d'arrivée situé dans une zone maritime proche et éventuellement extérieure à la baie d'Ajaccio, permettrait lui aussi d'éviter la construction d'un gazoduc ; enfin, adopter un tracé plus direct, donc plus court, diminuerait sans doute les coûts de construction. La mission a estimé ne pas disposer des informations nécessaires pour examiner ces différentes hypothèses et ne pas être mandatée pour les demander aux différentes parties concernées.

Elle a noté que le choix du dispositif d'amenée du gaz à Ajaccio résulte, non pas d'une analyse comparée des différentes solutions envisageables, mais de la reprise du schéma retenu lorsqu'il était prévu de relier la Corse à un gazoduc alimentant la Sardaigne et l'Italie continentale à partir de l'Algérie (projet dit GALSI), projet désormais abandonné. Aucun justificatif de ce choix n'a été fourni à la mission.

2. Deux dispositifs juridiques sont envisageables pour la réalisation du gazoduc

La mission a examiné quatre dispositifs qui ont été évoqués par ses interlocuteurs ou qu'elle a elle-même jugé intéressant d'étudier. Dans le premier la responsabilité du projet est confiée à EDF, dans les trois autres elle incombe à l'État. La mission a discuté ces scénarios en particulier avec la commission de régulation de l'énergie (CRE), la direction des affaires juridiques (DAJ) du ministère chargé de l'énergie, la DAJ du ministère de l'économie et des finances ainsi que la direction générale des collectivités locales (DGCL) du ministère de l'intérieur.

L'analyse qu'elle a menée a conduit la mission à exclure deux de ces scénarios et à considérer que les deux autres étaient techniquement envisageables.

2.1. Un réseau privé construit et opéré par EDF

Puisque le gazoduc est destiné à alimenter uniquement les deux centrales électriques d'Ajaccio et Bastia, celle-ci étant possédées et exploitées par EDF, il semble logique de demander à EDF, d'une part de réaliser le gazoduc permettant de les alimenter, d'autre part de gérer cette installation qui aurait en conséquence le statut de réseau privé.

Ce scénario présente l'avantage de la logique et de la simplicité en limitant strictement le nombre des partenaires impliqués.

Il comporte cependant plusieurs inconvénients :

- il obligerait EDF à consacrer des ressources non négligeables au projet au moment où l'entreprise doit, dans le secteur nucléaire notamment, investir des sommes importantes dans un contexte financier contraint ; cet inconvénient est d'autant plus dirimant que le transport de gaz n'est pas le métier d'EDF et que l'investissement corse ne correspond pas, pour l'entreprise, à une priorité stratégique. Il serait donc probablement difficile de convaincre les autres actionnaires d'EDF de la nécessité de soutenir ce projet ;
- il interdirait d'utiliser ultérieurement l'infrastructure pour un usage autre que l'alimentation des centrales électriques d'EDF. Or, si aucune perspective n'existe aujourd'hui de recours au gaz pour des installations industrielles ou urbaines (les agglomérations d'Ajaccio et de Bastia ont chacune développé un réseau de GPL qui est en cours de modernisation), il serait absurde de construire un gazoduc parcourant la moitié des côtes corses en excluant définitivement pour cinquante ans toute évolution ultérieure.

Mais le principal obstacle à ce schéma est d'ordre juridique. La CRE et la DAJ font en effet valoir que :

- la notion de réseau privé n'existe pas dans le droit européen, quels que soit la taille et les usages du réseau en cause²; ce sont donc les règles relatives aux réseaux publics – voir ci-après – qui s'appliquent, en particulier l'ouverture du marché à la concurrence, l'impossibilité de réserver l'infrastructure à un usage spécifique et la nécessité que le gazoduc soit géré par un « gestionnaire de réseau de transport » reconnu et agréé par les pouvoirs publics ;
- le gazoduc sera, par le truchement de la CSPE, financé pour partie par de l'argent public. Cela exclut tout usage privatif, sauf à remplir les conditions et à respecter les règles de procédures (notification à Bruxelles) des aides d'État.

Il apparaît donc, en définitive, que ce premier dispositif ne serait juridiquement pas acceptable. Il doit être clairement exclu.

2.2. Un réseau de transport public géré par un gestionnaire de réseau existant

Le deuxième scénario consiste à procéder pour la nouvelle infrastructure selon les règles usuelles prévues par la directive, c'est-à-dire que :

- la responsabilité de la nouvelle infrastructure serait confiée à une entreprise choisie par les pouvoirs publics, qui serait chargée de la construction et de la gestion du gazoduc ;
- l'infrastructure serait accessible aux tiers ;
- le gestionnaire devrait être « certifié » par la CRE puis « agréé et désigné comme gestionnaire de réseau de transport » par l'État (ministère chargé de l'énergie – DGEC).

La question de savoir si le choix de l'opérateur nécessite une procédure de mise en concurrence est incertaine compte tenu des textes en vigueur. Elle est toutefois souhaitable parce que :

- toute hypothèse il convient de respecter les principes d'égalité de traitement, de transparence et de non-discrimination contenus dans les traités européens : la meilleure façon de garantir leur respect est l'appel d'offres européen ;
- s'agissant d'un financement dans le cadre de la CSPE (voir ci-après le paragraphe 4.2), le risque d'aide d'État existe (cf ci-dessus) ;
- le conseil de la concurrence recommande que toute autorisation soit précédée d'une publicité permettant à toutes les personnes intéressées de se manifester avant sa délivrance³.

La « certification » donnée par la CRE porte sur la capacité juridique et financière du nouveau gestionnaire de réseau de transport (GRT) et vise essentiellement à s'assurer

² La CRE se fonde notamment sur la décision Citiworks de la Cour de justice des communautés européennes (CJCE) du 22 mai 2008, concernant l'application de la directive relative aux réseaux de distribution d'électricité : « le législateur communautaire n'a...pas entendu exclure certains réseaux de transport ou de distribution du champ d'application de la directive... en raison de leur taille ou de leur consommation d'électricité ». La CRE considère que « ce raisonnement peut être appliqué par analogie à la directive du 13 juillet 2009 régissant le secteur du gaz ».

³ Avis n°04-A-19.

qu'il est indépendant des entreprises de production d'électricité⁴ et donc à garantir que le nouvel opérateur ne perturbera pas la libre concurrence au sein du marché. Elle est donnée sans limitation de durée ni de champ géographique. La « désignation » par le ministère chargé de l'énergie vise pour sa part à s'assurer que la société dispose des compétences, notamment techniques, lui permettant d'exercer sa mission. La France a notifié à la commission européenne les GRT qu'elle a « désignés », qui sont GRTgaz et TIGF⁵.

Dans le cas du gazoduc corse, l'une ou l'autre des deux entreprises « désignées » par les autorités françaises pourrait être retenue à l'issue d'un appel d'offres européen. La question de savoir si les entreprises étrangères désignées par les autres pays membres de l'Union pourraient elles aussi être choisies est incertaine, les textes en vigueur étant parfois contradictoires ; mais, s'agissant d'entreprises déjà désignées dans un pays européen, la nécessité d'une nouvelle désignation pour la France ne devrait pas, si elle s'avérait nécessaire, donner lieu à une procédure très longue.

Ce scénario présenterait l'avantage de retenir pour la Corse le dispositif en vigueur sur le reste du territoire métropolitain, parfaitement maîtrisé par les différents intervenants. Il garantirait une gestion par un professionnel expérimenté. Il pourrait être mis en œuvre rapidement, l'opérateur retenu à l'issue de la consultation possédant déjà toutes les autorisations nécessaires à l'exercice de sa mission.

Il n'est toutefois pas possible de savoir aujourd'hui si des candidats répondraient à l'appel d'offres et si la procédure pourrait être menée avec une concurrence suffisante pour que les coûts et les tarifs de construction et de gestion de la nouvelle infrastructure soient raisonnables. On peut notamment craindre que certains candidats potentiels soient rebutés par le risque de construction et le jugent excessif dans le contexte local, ou réclament un taux de rémunération du capital investi que la CRE, chargée de fixer le coût d'achat du gaz, pourrait trouver excessif. Certains contacts pris par la mission laissent toutefois penser que des opérateurs existants seront intéressés. Les réponses à l'appel à manifestation d'intérêt (AMI) lancé par la DGEC devraient, lorsqu'elles seront connues, permettre de confirmer ou d'infirmer cette appréciation.

Il n'y a donc aucune raison d'exclure *a priori* ce scénario qui satisfait l'ensemble des préoccupations des pouvoirs publics.

2.3. Un réseau public géré par un opérateur *ad hoc* contrôlé par les pouvoirs publics

Si l'on constate, ou si l'on craint, qu'aucun GRT actuel ne fasse acte de candidature, ou que les candidats présentent des exigences excessives, il peut être tentant de créer un nouvel opérateur spécifiquement pour la nouvelle infrastructure corse. Celui-ci serait nécessairement, dans ce contexte, composé de personnes publiques ou de leurs établissements : État, collectivité territoriale corse, caisse des dépôts et consignations, BPI, etc.

Ce nouveau GRT devrait, conformément aux directives européennes, être certifié par la CRE puis désigné et autorisé par le ministère chargé de l'énergie. Cela implique de créer *ex nihilo* un nouvel industriel disposant des compétences humaines et techniques

⁴ L'article L 111-8 du code de l'énergie dispose ainsi que « toute société gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité ou de gaz... ne peut être contrôlée, directement ou indirectement... par une ou des sociétés exerçant des activités de production ou de fourniture, selon le cas, d'électricité ou de gaz ».

⁵ Les GRT désignés par la France ont été publiés au JOUE le 24 décembre 2013.

nécessaires, tout en demeurant indépendant des producteurs d'électricité (voir ci-dessus). Cela suppose en outre que le nouveau GRT puisse atteindre sur le seul réseau corse nouveau un équilibre économique lui permettant de garantir une exploitation sur une longue période. On peut douter que ces deux hypothèses soient réalistes.

Pour contourner cette difficulté on pourrait imaginer que le nouvel opérateur ne gère pas lui-même le gazoduc mais sous-traite sa gestion à un GRT déjà agréé. Cette possibilité est prévue par les directives européennes⁶ mais seulement, semble-t-il, pour valider des situations originales existant en Irlande et en Lettonie et demeure un mode de gestion exceptionnel. Surtout, cette possibilité n'a pas été transposée dans le droit français et la retenir impliquerait par conséquent l'adoption préalable d'une loi. Il conviendrait de s'assurer, avant de préconiser cette formule, que l'adoption d'un nouveau dispositif ne présente pas, dans le reste du territoire métropolitain, des inconvénients qui rendraient cette réforme non souhaitable. Il faudrait en outre qu'un accord puisse être trouvé entre l'ensemble des parties publiques quant à leurs participations respectives et aux risques que chacun prend à sa charge.

Ce scénario nécessite par conséquent une procédure préalable difficile, longue, et dont le résultat est aléatoire. Sans être impossible juridiquement il comprend des inconvénients et un risque d'échec tels qu'il ne doit pas être recommandé.

Ce constat conduit à imaginer un quatrième et dernier scénario.

2.4. Un réseau public construit dans la cadre d'une SEMOP et géré par un opérateur existant.

L'utilisation de la formule juridique d'une SEMOP entre la CTC et un opérateur privé pour construire le gazoduc éviterait le principal écueil de la formule évoquée au paragraphe 2.3, à savoir la mise en place d'un nouveau dispositif juridique dans le droit français.

Pour mémoire la SEMOP, société d'économie mixte à opération unique, a été instituée par l'article L1541-1 du code général des collectivités territoriales CGCT (loi n°2014-744 du 1^{er} juillet art 1^{er}). Elle permet d'associer une ou plusieurs collectivités territoriales et un ou plusieurs opérateurs privés pour la réalisation d'une opération de construction, de développement ou d'aménagement d'une infrastructure, ou pour la gestion d'un service public pouvant inclure la construction ou l'acquisition de biens nécessaires au service. C'est une formule juridique inspirée des partenariats publics privés (PPP). La Collectivité territoriale de Corse l'a, par exemple, envisagée récemment pour la desserte maritime de l'île (vote de l'assemblée territoriale de Corse en date du 6 septembre dernier).

Une SEMOP serait ainsi constituée, associant la CTC et un opérateur privé gestionnaire certifié par la CRE de réseau de transport de gaz pour construire le gazoduc qu'elle céderait ensuite à l'opérateur privé actionnaire de la SEMOP.

Cette possibilité de création d'une SEMOP par la CTC pour la création du gazoduc a été validée par la direction générale des collectivités locales du ministère de l'intérieur qui fait valoir que la loi n°2015-991 du 7 août 2015 dite NOTRe a maintenu la clause de compétence générale pour la région Corse.

⁶ Le droit européen prévoit pour les gestionnaires de réseau de transport trois régimes possibles :

- celui d'opérateur intégré à un utilisateur (cas de GRTgaz),
- celui d'opérateur en séparation patrimoniale (cas de TIGF),
- celui de la sous-traitance.

Ce dernier régime n'a pas été transposé dans le droit français.

La loi instituant les SEMOP prévoit que l'opérateur économique sera sélectionné après une mise en concurrence dans les conditions définies à l'article L1541-2 du CGCT ; en raison des caractéristiques particulières de l'infrastructure à réaliser on peut considérer que le partenaire économique choisi ne peut être qu'un opérateur déjà certifié par la CRE, à savoir GRTgaz ou TIGF.

La SEMOP céderait ensuite le gazoduc à l'opérateur qui l'exploiterait dans les conditions habituelles selon les prescriptions tarifaires de la CRE.

L'utilisation de cette la formule pour la construction du gazoduc présenterait plusieurs avantages :

- une meilleure garantie de bon achèvement des travaux dans un contexte foncier difficile pour l'opérateur privé ;
- un allègement du risque financier de construction pour l'opérateur (en fonction de la répartition choisie pour le capital de la SEMOP) ;
- une relative simplicité juridique par rapport à l'option précédente dans la mesure où l'opérateur est déjà certifié par la CRE ;
- un affichage politique fort de la part de la CTC qui affirmerait son rôle décisif dans la réalisation de la PPE.

Une variante de ce dispositif juridique peut être envisagée avec une société d'économie mixte traditionnelle pour la construction du gazoduc qui associerait l'État (ou un établissement public comme la caisse des dépôts et consignations) et l'opérateur économique ; l'infrastructure serait ensuite cédée pour exploitation à l'opérateur.

2.5. Conclusion

L'analyse des quatre scénarios *a priori* envisageables montre qu'il est possible de bâtir un dispositif juridique permettant la construction et l'exploitation du gazoduc. Mais deux de ces scénarios doivent être écartés : celui du réseau privé construit et géré par EDF (1^{er} scénario étudié), parce qu'il est impossible juridiquement, et celui fondé sur la création d'un GRT *ad hoc* composé par des personnes publiques (3^e scénario étudié), parce qu'il implique l'adoption préalable d'une loi et suppose une procédure difficile, longue et nullement garantie de succès.

C'est le deuxième scénario étudié que la mission recommande : faire appel, dans le cadre d'un appel d'offres européen, à des gestionnaires de réseau existant garantirait à la fois une stricte régularité juridique et une gestion effectuée par une entreprise compétente et expérimentée ; le recours à une procédure de droit commun permettrait une mise en place rapide et sans aléas de principe.

Le quatrième scénario étudié, faisant appel à une SEMOP créée pour l'occasion, est plus complexe et, parce qu'il serait utilisé pour la première fois, donnerait vraisemblablement lieu à des difficultés et des tensions. Il ne saurait être préféré que dans deux situations : soit en cas de carence des acteurs privés, si l'appel d'offres décidé dans le cadre du scénario 2 était infructueux parce qu'aucun GRT existant ne présentait d'offre satisfaisante, soit si, pour des raisons politiques, les pouvoirs publics nationaux ou territoriaux voulaient manifester leur attachement au projet en participant eux-mêmes à sa réalisation.

La mission a noté que tous les interlocuteurs corses qu'elle a rencontrés se sont clairement prononcés en faveur du schéma fondé sur l'appel d'offres, faisant valoir notamment que retenir une modalité juridique, pas encore utilisée pour un réseau de transport d'énergie, ne pourrait que générer des retards supplémentaires.

Elle estime en outre qu'il n'entre pas dans le rôle des pouvoirs publics d'être eux-mêmes GRT et doute que cette solution favorise l'efficacité et la productivité du nouvel outil industriel.

3. La réalisation de l'infrastructure projetée suscite des questions

Au fil de ses entretiens en région parisienne ou en Corse, la mission a recueilli des points de vue et informations qui semblent montrer que des modalités du projet méritent d'être questionnés et étudiés plus avant.

3.1. La construction ou l'adaptation des deux centrales thermiques sont de la responsabilité d'EDF

EDF est l'opérateur qui a la compétence pour produire et fournir le courant électrique en qualité et quantité à la Corse maintenant et dans les décennies à venir.

La Corse n'est que partiellement connectée au réseau électrique continental. La liaison SACOI⁷ avec la région de Livourne au moyen d'un câble sous-marin a une puissance de 50 MW et la liaison SARCO⁸ avec la Sardaigne supporte une puissance de 100 MW, ce qui est insuffisant pour alimenter la Corse où la puissance maximale appelée peut dépasser 500 MW. L'augmentation de la puissance de ces deux liaisons ainsi que du voltage de la liaison électrique haute-tension entre Bastia et Ajaccio ne sont pas des options envisagées.

La Corse compte 320 000 habitants mais accueille plusieurs millions de visiteurs notamment en été. Les deux centres principaux de consommation sont les régions d'Ajaccio et de Bastia ; aussi pour assurer l'équilibre du réseau, EDF estime nécessaire de disposer de deux centres principaux de production à proximité de ces deux villes.

La centrale actuelle de Lucciana (située au Sud de Bastia) est récente (démarrage en décembre 2013) ; elle est équipée de 7 moteurs de 18,3 MW chacun, fonctionnant au fioul léger à très basse teneur en soufre ; elle développe une puissance totale de 128 MWe. Elle pourra, moyennant adaptation, fonctionner au gaz naturel.

La future centrale d'Ajaccio sera construite au Vazzino à proximité immédiate de l'actuelle centrale thermique brûlant du fioul lourd (à basse teneur en soufre) qui est en fin de vie (la fin de vie technique ne peut être définie avec précision mais la fin de vie réglementaire l'est avec des normes européennes interdisant un fonctionnement au-delà de 2023). Cette centrale mixte aurait une puissance de 200 à 250 MWe. Elle serait similaire à la centrale de Lucciana et accepterait un fonctionnement mixte au gaz ou au fioul léger.

Ces deux centrales mixtes (pouvant brûler du gaz naturel ou du fioul léger) pourraient, selon les estimations d'EDF, fonctionner l'équivalent de 5 000 heures à pleine puissance en gaz naturel, le fioul léger étant utilisé uniquement en cas de problème et comme secours.

La quantité de gaz nécessaire pour une année peut être estimée selon EDF à 108 000 tonnes pour la centrale de Bastia/Lucciana et à 180 000 tonnes pour celle d'Ajaccio/Vazzino, soit 288 000 tonnes par an de gaz.

Au niveau de chacune des centrales des stockages de secours de fioul léger sécuriseraient le fonctionnement en cas de panne d'approvisionnement de gaz. Les équipements de stockage existent déjà à Bastia/Lucciana où ils fonctionnent. A

⁷ Liaison à courant continu Sardaigne – Corse – Italie.

⁸ Liaison à courant alternatif Sardaigne – Corse.

Ajaccio, la question serait la transformation (nettoyage, nouveaux raccordements...) ou le remplacement des cuves actuelles de fioul lourd pour disposer d'un stockage de fioul léger.

3.2. L'approvisionnement en gaz

Le schéma actuel d'approvisionnement en gaz des deux centrales thermiques combine une *floating storage and regasification unit* (FSRU) au large de Lucciana et un gazoduc permettant d'amener ce gaz à la porte de la future centrale du Vazzio.



3.2.1. Le stockage de GNL au large de Bastia

Une FSRU réalise plusieurs fonctions: recevoir le gaz naturel liquéfié (GNL) depuis les méthaniers de transport, stocker le GNL sous forme de GNL donc à très basse température (inférieure à -162° Celsius), le regazéifier en fonction des besoins, le comprimer et l'expédier par le biais du gazoduc sous-marin à la station d'arrivée située sur le littoral.

La FSRU peut être constituée par une barge flottante. Mais retenir cette solution pour la Corse obligerait à concevoir et construire cette barge de manière spécifique. Ce serait le premier exemplaire en France et l'un des premiers au monde.

Une autre solution, qui est plus répandue, est l'utilisation en deuxième vie d'un méthanier de 60 000 à 150 000 m³. Cette solution est facilitée par le fait que certains de ces navires, bien que relativement récents, deviennent moins rentables pour assurer les transports sur longues distances par rapport aux méthaniers plus récents qui peuvent emporter des volumes plus importants (240 000 ou 260 000 m³) ou être dotés d'une motorisation moderne.

L'acquisition d'un méthanier âgé de 15 à 25 ans, sur lequel serait installée une petite unité de vaporisation et regazéification offrirait, selon les informations recueillies par la mission, une solution nettement moins onéreuse (trois à cinq fois moins chère) et bien plus rapide à mettre en œuvre que la construction d'une barge spécifique.

En outre la tenue en mer d'un navire est sensiblement meilleure que celle d'une barge, si bien qu'un méthanier permettrait un choix plus important d'emplacements d'ancrage, en particulier plus au large.

3.2.2. Le gazoduc

A) Le GNL délivré à la FSRU de Lucciana y serait stocké puis, selon les besoins, regazéifié et envoyé dans un gazoduc sous-marin pour rejoindre le littoral au niveau de Lucciana.

Le gaz arrivant sur le littoral à la sortie du gazoduc sous-marin entrerait dans une installation de transfert puis aurait deux destinations : une entrée directe dans les installations de la centrale de Lucciana et une autre dans le gazoduc permettant d'approvisionner la centrale d'Ajaccio située au Vazzio.

Le gazoduc contournerait par le Sud les plus hauts massifs montagneux corses et aurait une longueur d'environ 200 km.

Ce parcours semble être un héritage du projet GALSI qui permettait l'importation de gaz depuis l'Algérie vers l'Italie en passant par la Sardaigne et la Corse. Ce projet, qui bénéficiait d'un important financement communautaire, a été abandonné mais les deux anciennes branches qui alimentaient Ajaccio et Bastia sont conservées dans le nouveau tracé du gazoduc qui n'a fait l'objet, à la connaissance de la mission, d'aucune étude particulière.

Ce gazoduc serait constitué d'une canalisation en acier revêtue de polyéthylène de 400 mm de diamètre intérieur, contenant du méthane à 67 bars de pression, enterrée à environ 1,20 m de profondeur.

Il entraînerait une servitude absolue de 10 mètres de large sur toute sa longueur (terrains *non aedificandi*) et une servitude de 160 mètres de large de part et d'autre

de son parcours avec interdiction d'y bâtir des immeubles de grande hauteur ou des établissements recevant du public.

Dans les zones boisées, une servitude plus large peut être décidée où toute plantation peut être interdite sur une bande de 40 mètres de large.

Des installations de service seraient nécessaires le long du gazoduc avec tous les 20 à 30 km des robinets de sectionnement et tous les 50 km des compresseurs afin de maintenir la pression.

La mission considère qu'il serait opportun de s'assurer que les raisonnements qui ont conduit au choix de la solution nécessitant la construction d'un gazoduc, plutôt que de deux barges alimentant respectivement les centrales de Bastia et d'Ajaccio, demeurent valables avec la possibilité nouvelle d'utiliser des méthaniers adaptés.

Cette étude pourrait également tenir compte des évolutions technologiques futures. En effet, le développement des énergies renouvelables (EnR) (photovoltaïque et éoliennes), prévu dans la PPE, et l'évolution des techniques de stockage permettront une meilleure adaptation des rythmes de production des EnR aux rythmes de consommation d'énergie. Il en résultera une diminution des besoins de gaz naturel importé à une échéance qu'il n'est pas possible de prévoir aujourd'hui mais qui est très vraisemblablement inférieure à la durée de 50 ans retenue pour l'amortissement d'un gazoduc.

- B) Afin de pouvoir effectuer les travaux nécessaires à la construction du gazoduc, l'opérateur devra procéder à l'indemnisation des propriétaires privés et publics pour les dommages et servitudes liés au chantier d'enfouissement du gazoduc et à son entretien ultérieur. Cette opération s'inscrira dans le cadre d'une déclaration d'utilité publique (DUP) qui permettra, en cas d'échec de la procédure amiable, à l'expropriation de la parcelle concernée sous le contrôle du juge.

Les taux de règlement à l'amiable observés récemment sur ce type de chantier (de l'ordre de 98 %) seront peut-être moins élevés en Corse. Le caractère particulier de la propriété dans l'île, marquée par une forte indivision, est susceptible d'allonger les délais habituels de procédure. De même, l'opposition éventuelle, pour des raisons de politique locale, de certaines communes, qui ont en Corse une propriété foncière importante mais dont le domaine public ne peut être exproprié, au passage du gazoduc sur leur territoire peut compliquer les opérations, voire conduire à modifier le tracé pour éviter de trop longues procédures.

Ces éléments ont été pris en compte par la mission dans l'évaluation des risques du projet (voir ci-après 4.1.3).

3.2.3. Les navires d'approvisionnement

Compte tenu du volume maximal de GNL qui devrait être stocké au large de Bastia (entre 40 000 m³ et 100 000 m³), l'approvisionnement serait effectué :

- soit par un ou des petits méthaniers ne dépassant pas 30 000 à 40 000 m³ de capacité,
- soit par de plus gros navires (150 000 m³ à 260 000 m³) qui accepteraient de livrer une petite partie de leur cargaison seulement.

Le sujet de l'approvisionnement en GNL n'est pas directement inclus dans le projet. Il peut être pensé que des sociétés transportant du GNL en Méditerranée pourront être intéressées par la fourniture de GNL à la Corse. Cela n'exonère pas de vérifier, le moment opportun, qu'il n'y aura pas de difficulté.

4. La réalisation du projet accroîtra les charges pesant sur la CSPE

Dans le cadre de ce rapport, sont examinés les éléments actuellement disponibles sur l'évaluation du coût de l'infrastructure (4.1.) puis leurs conséquences sur la CSPE affectée à la Corse en tant que ZNI (4.2.).

Il convient de noter que les éléments d'évaluation présentés dans ce rapport se rapportent aux différents postes de façon globale, à la lumière des données recueillies par la mission auprès des différentes sources d'information. Ils ne relèvent en aucun cas d'estimations réalisées par la mission de façon détaillée et circonstanciée, du ressort de structures d'études spécialisées.

4.1. Évaluation du coût de l'infrastructure

Les éléments à prendre en considération sont, dans ces deux situations comparées, d'une part les coûts d'investissement, d'autre part les coûts d'exploitation relatifs aux différents éléments de la chaîne.

Les composantes de l'infrastructure examinées sont l'approvisionnement par bateau, la structure de livraison et de regazéification du combustible ou *floating storage regasification unit* (FSRU), le gazoduc et les deux centrales électriques au gaz.

La mission a pu recueillir au stade actuel auprès de ses différents interlocuteurs des estimations qu'il est malaisé de regrouper dans un ensemble strictement homogène, mais dont l'exploitation permet néanmoins d'apprécier des ordres de grandeur valablement significatifs.

4.1.1. Coûts d'investissement

Le coût global d'investissement peut, selon les hypothèses retenues, se situer entre les valeurs extrêmes indicatives de 880 et 1 930 €, en intégrant toutes les hypothèses envisageables retenues par la mission.

Le tableau ci-après reprend la synthèse de l'ensemble des informations recueillies par la mission auprès des différentes sources consultées sur les coûts d'investissement liés à l'infrastructure du dispositif envisagé. Deux hypothèses sont présentées pour l'approvisionnement par navire : achat de navires (solution A) ou contrat passé avec un approvisionneur desservant la Corse, sans investissement (solution B). Deux hypothèses sont par ailleurs présentées de façon différenciée selon l'option retenue pour la FSRU : barge (solution 1) ou méthanier reconverti (solution 2). La combinaison de ces possibilités aboutit ainsi à quatre solutions, naturellement désignées par A1, A2, B1, B2⁹.

⁹ Par exemple, A1 correspond à l'achat de navires pour l'approvisionnement et à une FSRU constituée par une barge.

Tableau récapitulatif des coûts d'investissement au 26 octobre 2016

GAZ NATUREL EN CORSE
COUTS d'INVESTISSEMENT
Chiffres en M€

Postes	Source	PPE (étude d'impact)	EDF – PEI	EDF – DSEI	GRTgaz (O. Aubert)	GRTgaz (2011)	GRTgaz (étude 2015)	TIGF	Fourchette Mission
APPROVISIONNEMENT (Méthaniers)			80 x 2 =160						270 à 360 (sol. A) 0 (sol.B)
Infrastructure d'aménée du gaz naturel		200							
FRSU : barge (ancrée ou flottante)			150 à 180	200				200 à 250	150 à 250
FRSU : méthanier reconverti									30 à 80
Canalisation off-shore			40						40
BARGE & équipements associés		> 200	190 à 220	> 200				200 à 250	190 à 290 (sol. 1) 70 à 120 (sol. 2)
Réseau de transport (Gaz Cyrénée)		400							
Gazoduc			> 350		> 300		290	250	250 à 450
Investissement global						> 400			
Foncier					2 000 parcelles				10
GAZODUC (y compris foncier)		400	> 350		> 300	> 400	290	250	260 à 470
Cycle combiné gaz Vazzio < 2023		375							
Cycle combiné gaz Vazzio > 2023		394							
Centrale Vazzio			500						
Centrale Lucciana			380 (p.m)*						
Centrales électriques		769	500						500 à 770
Station de conversion		50							50
TOTAL INVESTISSEMENT									1 270 à 1 930 (sol. A1) 1 150 à 1 760 (sol. A2) 1 000 à 1 570 (sol. B1) 880 à 1 400 (sol. B2)

* Coût (antérieur) de construction de la centrale

Sol. A ou B : avec ou sans achat de méthaniers

Sol. 1 ou 2 : FSRU : barge ou méthanier

Sol. A1 : achat de méthaniers, avec barge en FSRU

L'approvisionnement par bateau

D'après les informations recueillies par la mission, le coût d'un navire se situerait dans une fourchette de 150 à 200 M\$. Dans l'hypothèse où deux bâtiments seraient nécessaires pour assurer une rotation plausible le coût d'investissement total se placerait dans une fourchette allant de 270 à 360 M€.

L'investissement ne serait pas effectué si l'on fait l'hypothèse (solution B) qu'il sera possible d'approvisionner la Corse en passant un contrat avec l'exploitant d'un navire de plus de 150 000 tonnes qui livrerait une partie de sa cargaison.

La FSRU

Comme indiqué dans la section 3.2.1., deux hypothèses peuvent être retenues :

- Une barge construite de toutes pièces (ancrée ou flottante). Compte tenu des estimations annoncées par les différents interlocuteurs, y compris celle qui a été retenue par la PPE, une fourchette de 190 à 290 M€ peut être retenue, en intégrant la portion de canalisation *off-shore* devant relier la barge au point de raccordement terrestre du gazoduc.
- La reconversion d'un navire de transport de gaz. Le coût d'une telle solution pourrait se limiter à une fourchette de 30 à 80 M€, auxquels il suffirait d'ajouter environ 40 M€ pour la canalisation sous-marine de liaison avec le gazoduc, ce qui aboutit à un total de l'ordre de 70 à 120 M€.

Le choix opéré entre ces deux alternatives présente donc une incidence particulièrement importante sur le coût d'ensemble du projet.

Le gazoduc

Les premières estimations émises dans la prolongation des réflexions relatives au projet GALSI pouvaient aller jusqu'à dépasser 400 M€¹⁰, montant repris par la PPE. Des estimations à la baisse, se limitant à 250 M€ tout compris, ont été avancées plus récemment par certains des interlocuteurs rencontrés.

Une incertitude subsiste sur le tracé exact du gazoduc, ce qui déterminera en particulier sa longueur de façon définitive. La mission considère qu'une fourchette de 250 à 450 M€ peut être retenue pour le seul coût de l'équipement.

À cette somme s'ajoute le coût de libération des emprises foncières nécessaires à la réalisation du gazoduc. Sous réserve de confirmation par les services de France Domaines, de l'ordre de 2 000 à 4 000 parcelles seraient concernées.

En l'état actuel des informations ayant pu être recueillies par la mission, le coût de résolution des problèmes fonciers peut s'établir autour de 10 M€.

Le coût global d'investissement du gazoduc peut ainsi être estimé dans une fourchette de 260 à 460 M€.

Les deux centrales électriques

- Le coût de construction de la nouvelle centrale d'Ajaccio, évalué à 770 M€ dans l'étude d'impact de la PPE, pourrait, selon certains, ne pas dépasser 500 M€.
- Les investissements à réaliser sur la centrale de Lucciana (Bastia) se limiteraient à une station de conversion, qui a été estimée dans le cadre de la PPE à 50 M€.

Au total, la fourchette du coût d'investissement relatif aux deux centrales électriques estimée par la mission est de 550 à 820 M€.

¹⁰ Une première étude de GRTgaz estimait en 2011 le coût de construction à plus de 400 M€, mais une étude plus récente le ramènerait à 250 M€.

4.1.2. Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation peuvent se répartir entre les principales rubriques suivantes, pour chacune des composantes du dispositif prévu (approvisionnement, barge, gazoduc et centrales) : coûts de personnel, consommation d'énergie, coût d'entretien et de maintenance (hors personnel), provisions pour grosses réparations, autres.

Malgré ses demandes réitérées, la mission n'a pas pu obtenir, au stade actuel d'avancement des études, d'éléments permettant de chiffrer ces coûts de façon satisfaisante.

4.1.3. Sensibilité des coûts et matrice des risques

Les risques liés au projet d'approvisionnement de la Corse en gaz naturel portent sur la réalisation des investissements et sur l'exploitation des infrastructures.

Ce chapitre ne traite pas des risques technologiques du projet qui n'entrent pas dans le périmètre de la mission. Le transport, la réception, le stockage de GNL sont des activités lourdes de tels risques; la regazéification du GNL, le transport de gaz naturel sous pression sur une distance de l'ordre de 200 km comportent aussi des risques qui ne sont pas abordés ici.

Les principaux risques liés à l'investissement identifiés par la mission sont :

- Les risques de procédure : difficultés de mise en disponibilité de parcelles de terrain, pouvant avoir des répercussions en termes de coût et de délais, contraintes de droit d'utilisation du sol par rapport aux documents d'urbanisme en vigueur, nécessité d'études d'impact et de sécurité locales, de déclaration d'utilité publique, tant pour le gazoduc que pour la canalisation sous-marine à partir de la barge.
- Des modifications imposées au trajet du gazoduc, liées à des difficultés physiques liées au sol rencontrées sur le terrain, ou à un problème incontournable d'ordre foncier (cf. infra).
- Un blocage d'une phase d'avancement du chantier ; le coût d'un jour de retard est estimé par l'un des interlocuteurs rencontrés à 1 M€.
- La variabilité des coûts relatifs aux *inputs* du projet en matière d'investissement : prix du foncier de référence, coût de la main d'œuvre lié à des conditions particulières de travail créées, coût des matériaux de construction.
- La survenance d'incidents de chantier, de dommages aux personnes ou aux biens : blessures, vandalisme...
- D'éventuels dommages à l'environnement : pollution, explosion...

Les risques d'exploitation relevés par la mission sont notamment :

- Une discontinuité du service, par défaut d'approvisionnement en GNL ou par défection ou indisponibilité d'un ouvrage, d'un bateau approvisionneur, de personnel (mouvement social...). La maîtrise de ce risque est liée à la fiabilité du plan de secours et d'intervention, qui concerne en particulier la canalisation du gaz et des solutions de *back-up* au niveau des centrales.

- La variabilité des coûts d'exploitation : prix unitaire du gaz naturel liquide, coûts d'exploitation, de maintenance et de réparations.
- Un défaut de qualité du gaz arrivant en centrale : présence de corps étrangers (eau, huile, poussières...), pression supérieure à la « pression maximale de service (PMS) ».
- Les risques climatiques ou de catastrophe naturelle.

Ces risques ont en particulier une incidence financière, sans que cet aspect soit exclusif (la sécurité, la fiabilité et la qualité du service sont également concernés). Ils sont présentés dans la matrice des risques ci-après, construite selon le double critère de la gravité et de la probabilité de survenance, estimés qualitativement et en valeur relative par la mission.

Matrice des risques identifiés par la mission

Forte	Dommages environnement Risque climatique / cat.nat.	Discontinuité du service	
Moyenne	Incidents de chantier Défaut de qualité du gaz	Modification du trajet Blocage avanc. chantier	Procédure
Faible		Coût des « inputs » Coûts gaz - exploitation	
Gravité/Probabilité	Faible	Moyenne	Forte

Le risque de retard dans la réalisation du chantier de construction du gazoduc est particulièrement élevé compte tenu de la nature des sols traversés, montagneux dans la partie sud du tracé, de la forte probabilité de découvrir des sites archéologiques, du nombre important de parcelles, de la difficulté à trouver tous les propriétaires notamment en cas d'indivision, fréquente en Corse, etc. Or un tel retard peut avoir des conséquences financières importantes sur le coût du projet (immobilisation des matériels, allongement des financements, etc) et servir de prétexte à des demandes reconventionnelles de la part de l'opérateur ou des propriétaires des parcelles traversées.

Le contrat qui sera passé entre l'État et l'opérateur, pour la réalisation du gazoduc, devra donc être élaboré de manière particulièrement attentive. En particulier, il est important que l'engagement pris par l'opérateur soit forfaitaire, faute de quoi les charges pesant sur la CSPE seront accrues, et que les règles régissant le partage de risques entre l'opérateur et l'État n'aboutissent pas à transférer à ce dernier la charge des difficultés de réalisation de l'infrastructure.

4.2. Conséquences sur la CSPE

La lettre de la ministre demandait à la mission d'indiquer, dans la mesure du possible, l'incidence du projet gazier sur la CSPE.

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) a été instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, afin de rétribuer les fournisseurs d'électricité pour les surcoûts liés à la mission de service public qui leur incombe. La CSPE a en particulier pour vocation de financer les surcoûts de production dus à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI), dont fait partie la Corse. En effet, les coûts de production dans les ZNI, qui atteignent en moyenne 225 €/MWh, sont quatre à cinq fois plus élevés que sur le continent.

Les charges prises en compte dans la CSPE liées à la production d'électricité dans les ZNI sont, pour ce qui concerne le projet corse, les surcoûts de production supportés par EDF PEI, soit l'écart entre le coût de production « normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans la zone » et la part « production » du tarif réglementé de vente. Le contenu détaillé de ces deux composantes est présenté en annexe 2 du rapport.

En l'absence de précisions que devront fournir les résultats de l'étude confiée à EDF et de l'AMI, la mission a construit son évaluation sur les hypothèses suivantes :

- rémunération du capital investi selon les règles et usages de la CRE, soit 11 % du capital investi pour les centrales électriques et 6,5 % pour le gazoduc et la FSRU ;
- appréciation forfaitaire des coûts d'exploitation des ouvrages à 50 % de la charge annuelle de capital investi pour la première année.

Le résultat des simulations effectuées par la mission et détaillées dans l'annexe 2 conduit à une fourchette d'augmentation de la CSPE annuelle imputable à la mise en place de la filière gaz (centrales électriques, gazoduc et FSRU) d'un montant pouvant s'établir entre 80 et 210 M€, dont au moins un tiers pouvant être imputé à l'ensemble gazoduc – FSRU.

Pour mémoire, le montant de la CSPE affecté à la Corse était de 336,5 M€ pour l'année 2015, soit environ 1 120 € par habitant de l'île.

Conclusion

A l'issue de son examen, effectué conformément à la lettre adressée par la ministre, la mission recommande que le projet inscrit dans la PPE Corse soit réalisé en utilisant un méthanier comme point de livraison du gaz et que le constructeur-exploitant du gazoduc soit choisi dans le cadre d'un appel d'offres ouvert. Elle évalue, sur la base des éléments financiers provisoires dont elle dispose, le coût du projet dans une fourchette de 1 à 1,6 Md€ (hors éventuel achat de bateaux de livraison du gaz) ; le montant annuel de la CSPE affecté aux surcoûts électriques en Corse, à la charge du consommateur du continent s'établirait entre 80 et 210 M€, à comparer aux 336,5 M€ du montant en 2015 de la CSPE globale de la Corse.

La mission appelle toutefois l'attention sur le fait que le choix de l'option comportant un gazoduc ne semble pas résulter d'une analyse comparée des différents modes possibles d'approvisionnement énergétique de la Corse. S'il était naturel lorsqu'il était question de raccorder la Corse à un gazoduc reliant l'Algérie, la Sardaigne et l'Italie continentale, financé en grande partie par le budget européen, il ne va pas de soi après l'abandon de ce projet.

La possibilité, désormais courante, d'utiliser des méthaniers en deuxième vie, ancrés comme points d'arrivée du gaz, réduit les coûts et modifie les analyses. Approvisionner l'île à partir de deux points d'arrivée situés, l'un au large de Bastia, l'autre d'Ajaccio, semble possible et rendrait inutile la construction du gazoduc ; cela permettrait de réaliser l'approvisionnement de l'île à un coût bien moindre, dans des délais plus courts, en évitant les conséquences néfastes pour la faune et la flore du chantier de construction du gazoduc.

On peut aussi noter que si, au lieu de faire dans la PPE le choix du gaz, la Corse avait fait celui de moderniser les liaisons électriques existant avec le continent, il lui aurait été possible de bénéficier de la politique européenne de développement des énergies vertes, d'améliorer le bilan CO2 de l'île et d'éviter les inconvénients environnementaux de la construction du gazoduc.



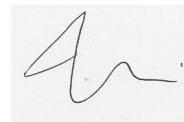
Jean-Philippe Duranthon
CGEDD



Jean-François Sorro
CGE



Charles Helbronner
CGEDD



Christian Tardivon
CGE

Annexes

1. Lettre de mission



21/6/2016

*La ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer,
en charge des Relations internationales sur le climat*

Paris, le 21 juin 2016

Ségolène ROYAL

Trésignale

à

Monsieur le Vice-Président du Conseil
Général de l'Économie

Madame la Vice-Présidente du Conseil
Général de l'Environnement et du
Développement Durable

28 JUIN 2016

→ Bureau du COEAD
Anne-Marie LE BAUT

Objet : Approvisionnement en gaz naturel de la Corse

La programmation pluriannuelle de l'énergie pour la Corse, approuvée par le décret du 18 décembre 2015, prévoit l'approvisionnement en gaz naturel de l'île. Elle précise notamment le besoin « de sécuriser l'alimentation énergétique de la Corse (...) en construisant une infrastructure d'alimentation en gaz naturel de la Corse permettant de convertir l'ensemble des moyens de production thermique de la région au gaz naturel (centrale de Lucciana, turbine à combustion et cycle combiné gaz d'Ajaccio) ». Pour atteindre ces objectifs, la PPE demande « de lancer les études détaillées de faisabilité de l'ensemble de ses éléments, de manière à permettre le lancement dans les plus brefs délais de la réalisation de l'infrastructure gazière ».

Cette infrastructure comprendrait une unité flottante de regazéification au large de Bastia raccordée à un gazoduc desservant les centrales de Lucciana et, par voie terrestre, d'Ajaccio. EDF va engager une étude sur les conditions techniques de réalisation du projet et l'évaluation des coûts. Cette étude comprendra une analyse des études techniques et environnementales nécessaires pour accompagner l'autorisation des ouvrages.

Je vous demande en parallèle de bien vouloir diligenter une mission visant à étudier les différentes options juridiques et financières envisageables pour la construction et l'exploitation de ces infrastructures :

- la qualification juridique des ouvrages, les rôles respectifs des opérateurs et les conditions de rémunération seront en particulier analysés pour la construction et l'exploitation de la barge ainsi que des ouvrages de transport de gaz.

Hôtel de Roquelaure - 246, boulevard Saint-Germain

- La question du risque financier sera précisément examinée.

A partir de premières hypothèses de coûts du projet qui seront fournies par l'étude EDF, la mission indiquera, dans la mesure du possible, l'impact financier pour la collectivité et pour la CSPE des différentes options envisageables pour la réalisation de ces infrastructures.

Je souhaiterais pouvoir disposer du rapport de cette mission avant la fin du mois d'octobre 2016.



Ségolène ROYAL

2. Estimation de la CSPE imputable au projet d'alimentation en gaz naturel de la Corse

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) a été instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 afin de rétribuer les fournisseurs d'électricité pour les surcoûts liés à la mission de service public qui leur incombe. La CSPE a en particulier pour vocation de financer les surcoûts de production dus à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI), dont fait partie la Corse.

1. Rappel des mécanismes de la CSPE

Les charges prises en compte dans la CSPE liées à la production d'électricité dans les ZNI sont, pour ce qui concerne le projet corse, les surcoûts de production supportés par les EDF, soit l'écart entre :

- le coût de production « normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans la zone »,
- la part production du tarif réglementé de vente.

Le coût de production normal et complet correspond aux coûts de construction et d'exploitation d'une installation de production permettant :

- d'apporter la solution la plus économique pour satisfaire le besoin du système électrique identifié dans le bilan prévisionnel du gestionnaire de réseau de la zone considérée ;
- ou de répondre à un objectif de politique énergétique arrêté par les pouvoirs publics.

Au titre de ce dernier critère, on peut considérer que le coût de production normal et complet, dans le cadre du projet gazier de la Corse, englobe au moins :

- la FSRU¹¹,
- le gazoduc,
- les centrales électriques du Vazzino et de Lucciana.

La mission n'a en revanche pas intégré le coût lié à l'approvisionnement en GNL de la FSRU.

Le surcoût annuel sera donc la somme des coûts d'investissement et d'exploitation imputables aux composantes du projet précitées.

Ce surcoût peut être rapporté au MWh, sur la base d'une production électrique annuelle issue des deux centrales électriques estimée à 1 640 GWh.

Par ailleurs, la part production du tarif de vente retenue par la mission comme base d'évaluation par la mission est de 52 €/MWh.

Il est possible d'en déduire le surcoût au MWh pris en charge par la CSPE, puis le surcoût annuel correspondant en multipliant ce résultat par le volume de production, comme présenté ci-après.

2. Ordre de grandeur de la majoration à prévoir

¹¹ Y compris la canalisation sous-marine de raccordement au gazoduc.

A/ Le coût annuel d'investissement imputé (CAPEX) retenu par la mission comprend :

- d'une part l'amortissement annuel, linéaire et calculé sur la base de la durée de vie retenue par la CRE selon la nature de l'investissement,
- d'autre part la rémunération du capital non amorti¹².

Le tableau suivant présente les critères retenus par la mission selon les investissements.

	Durée d'amortissement	Taux de rémunération
FSRU	30 ans	6,5 %
Gazoduc	50 ans	6,5 %
Centrales électriques	25 ans	11 %

B/ Les charges d'exploitation (OPEX) ont été estimées par la mission en appliquant de façon forfaitaire un ratio OPEX/CAPEX de 50 %, au coût du capital de la *première année de fonctionnement*¹³

C/ Le coût d'investissement n'est en fait pas pris en compte en tant que tel, mais en tant que partie intégrante du coût d'exploitation des différents intervenants de la chaîne d'acheminement – production, selon les relations acheteur/vendeur indiquées dans le tableau suivant :

Vendeur	Exploitant	EDF PEI
Acheteur	EDF PEI	EDF SEI
CAPEX FSRU	Amort. 30 ans Rémun. 6,5 %	
OPEX FSRU	Ratio OPEX/CAPEX	
CAPEX gazoduc	Amort. 50 ans Rémun. 6,5 %	
OPEX gazoduc	Ratio OPEX/CAPEX	
CAPEX centrales		Amort. 25 ans Rémun. 11 %
OPEX centrales		Ratio OPEX/CAPEX
Coût de revient total	Résultante de l'ensemble	

Autrement dit, les CAPEX comme les OPEX relatifs au FSRU sont pour l'exploitant des coûts d'exploitation facturés sous forme de tarif d'utilisation du réseau gazier par l'exploitant à EDF PEI, qui les refacture, avec les CAPEX et OPEX des centrales, à EDF SEI, au titre du prix contractuel d'acquisition de l'électricité produite.

¹² Qui décroît ainsi d'année en année.

¹³ Dégressif d'année en année, à l'instar de la rémunération du capital non amorti.

En fonction des fourchettes de coût d'investissement présentées au chapitre 4.1., le montant de CSPE imputable au projet gazier en première année de fonctionnement peut être évalué comme indiqué dans les tableaux qui suivent, selon l'option retenue pour la FSRU : barge ou méthanier reconverti.

RECAPITULATION POUR L'ENSEMBLE DU PROJET

Part production du tarif de vente en 2015 (en €/MWh) 52 52

SOLUTION AVEC BARGE

Coût de revient annuel général (solution barge – année 1)	185	294
<i>Dont FSRU (barge)</i>	15%	15%
<i>Dont gazoduc</i>	18%	20%
<i>Dont centrales</i>	67%	65%
Coût au MWh général en €	113	179
Part CSPE au MWh en €	61	127
Part CSPE en M€ (année 1)	100	209

SOLUTION AVEC METHANIER

Coût de revient annuel général (solution méthanier – année 1)	167	269
<i>Dont FSRU (méthanier reconverti)</i>	6%	7%
<i>Dont gazoduc</i>	20%	22%
<i>Dont centrales</i>	74%	71%
Coût au MWh général en €	102	164
Part CSPE au MWh en €* 	50	112
Part CSPE en M€ (année 1)*	82	184

3. Liste des personnes rencontrées ou sollicitées

A/ Responsables des collectivités locales en Corse

Prénom	Nom	Organisme	Fonction
Collectivité territoriale de Corse			
Gilles	SIMEONI		Président du conseil exécutif
Jean-Guy	TALAMONI		Président de l'assemblée
Fabianna	GIOVANINI		Présidente déléguée pour l'énergie
Jean-Baptiste	CALENDINI		Membre du cabinet du président SIMEONI
Conseil économique, social et culturel de Corse			
Henri	FRANCESCHI		Président
Agence d'Aménagement durable de planification et d'Urbanisme de la Corse			
Alexis	MILANO		Directeur
Judicael	ALBERTINI		Adjoint du directeur
Communauté d'agglomération du pays ajaccien (CAPA)			
Eric	SALORD		Directeur général adjoint, directeur du pôle aménagement
Patrick	MADEC		Directeur protection et cadre de vie
Jérémy	VISCONTI		Chef du service énergie bruit
Communauté d'agglomération de Bastia			
François	TATTI		Président
Association des maires			
Jocelyne	MATTEI-FAZI	Corse du Sud	Présidente, maire de Reno
Pierre-Marie	MANCINI	de Haute-Corse	Président, maire de Costa
Mairies			
Jean-Joseph	FOLACCI	Mairie d'Ajaccio	Directeur général des services techniques
Leslie	PELLEGRINI	Mairie de Bastia	Adjointe au maire (environnement)
Vincent	CIRCO		Directeur général des services techniques

Bruno	GUILLARD		Responsable de la voirie et des réseaux
Conseil départemental de Corse du Sud			
Jean-François	ARMANI		Directeur général des services
Claude	TISSOT		Directeur général adjoint en charge des routes et infrastructures
Eric	MOULINE		Directeur technique
Conseil départemental de Haute-Corse			
François	ORLANDI		Président
Pierre	ROUY		Directeur général par intérim
Valbert	GROSSI		Directeur des services techniques
Port de Bastia			
Christophe	PERFETTINI		Directeur
Marie-Madeleine	GUIDICELLI		Chargée de mission
B/ Administration d'Etat à Paris			
Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer			
Virginie	SCHWARTZ	Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)	Directrice de l'énergie
Pierre	FONTAINE		Chargé de mission auprès du directeur général
Sophie	REMONT		Sous-directrice sécurité d'approvisionnement et nouveaux produits énergétiques
David	KREMBEL		Chef du bureau des infrastructures gazières
Estelle	CHAPALAIN		Adjointe au chef du bureau des infrastructures gazières
Étienne	DENIEUL		Adjoint au chef du bureau des infrastructures gazières
Lauren	TSCHESSNO		Chargée de mission au sein du bureau des infrastructures gazières

Jean	BOESCH	Direction générale de la prévention des risques (DGPR)	Chef du bureau de la sécurité des équipements à risques et des réseaux
Xavier	GUERIN	Direction générale des infrastructures de transport et de la mer (DGITM)	Mission de la flotte de commerce
Sabine	SAINT-GERMAIN	Secrétariat général direction des affaires juridiques (DAJ)	Adjointe au directeur
Emmanuel	VERNIER		Sous-directeur des affaires juridiques de l'énergie et des transports
Grégory	GANDOLFI		Chef du bureau des affaires juridiques de l'énergie
Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD)			
Geoffroy	CAUDE		Président international de l'association mondiale pour des infrastructures de transport maritimes et fluviales (AIPCN)
Philippe	MALER		Responsable de la mission de coordination ministérielle des actions pour le développement du GNL carburant
Jean-Bernard	ERHARDT		Mission de coordination ministérielle des actions pour le développement du GNL carburant
Ministères économiques et financiers			
Jean	MAIA	Direction des affaires juridiques (DAJ)	Directeur
Benoît	DINGREMONT		Sous-directeur chargé de la sous-direction droit de la commande publique
Fatah	ABOU		Rédactrice
Nathalie	MORIN	France Domaines	Chef du service
Philippe	BOURREAU		Chef du bureau réglementation domaniale et expertise juridique
Didier	PIERRON		Chef du bureau gestion immobilière et domaniale

Ministère de l'intérieur, direction générale des collectivités locales (DGCL)			
François	DRAPE		Adjoint au sous-directeur des compétences et des institutions locales
Lionel	LAGARDE		Adjoint au chef du bureau des services locaux
Béatrice	LAURICHUSSE		Rédactrice
Commission de régulation de l'énergie (CRE)			
Jean-Yves	OLLIER		Directeur général
Alexandra	BONHOMME		Directrice juridique
Adrien	THIRION		Chef du département dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs, direction du développement des marchés
C/ Administration d'Etat en Corse			
Préfectures			
Bernard	SCHMELTZ		Préfet de Corse du Sud, préfet de région
Alain	THIRION		Préfet de Haute-Corse
Dominique	SCHUFFENECKER		Secrétaire général de Haute-Corse
Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL)			
Daniel	FAUVRE		Directeur
Brigitte	DUBEUF		Ancienne directrice régionale par intérim et chargée de mission
Daniel	CHARGROS		Adjoint au directeur
Christian	PRADEL		Chef du service risques énergie transports
Direction départementale des transports et de la mer (DDTM) de Corse du Sud			
Patrick	ALIMI		Directeur
Direction départementale des transports et de la mer (DDTM) de Haute-Corse			
Pascal	VARDON		Directeur
Philippe	LIVET		Directeur adjoint, délégué mer et littoral

France Domaine			
Dominique	OURCOUDOY		Directeur régional des finances publiques (DRFIP) de Corse et Corse du Sud
D/ Entreprises			
EDF à Paris			
Jean-Michel	LEBEAU		Président d'EDF-PEI (production électrique insulaire)
Alain	DELORME		Directeur général adjoint d'EDF PEI
Frédéric	BUSIN		Directeur d'EDF-SEI (services énergétiques insulaires)
Karine	REVCOLEVSCHI		Directrice finances et régulation d'EDF-SEI
Guillaume	OHANNESSIAN		Ingénieur EDF- PEI
EDF en Corse			
Patrick	BRESSOT		Directeur régional d'EDF en Corse
Patrice	ROSSI		Directeur régional adjoint d'EDF en Corse
Jean-Philippe	LAMARCANDE		Directeur régional adjoint d'EDF en Corse
GRT Gaz			
Olivier	AUBERT		Directeur général adjoint, directeur de l'offre
Philippe	MADIEC		Directeur stratégie et régulation
Nicolas	PEUGNIEZ		Analyste stratégique consultant
ELENGY			
Alain	GOY		Responsable du service technique
Marc	VANHAEREN		Responsable de département
TIGF – Transports et infrastructures Gaz France			
Dominique	MOCKLY		Directeur général
Olivier	SALONE		Secrétaire général
Jean-Luc	TANGUY		Chef du département développement
Jérémy	PERROT		Responsable du pôle études stratégiques

Didier	MARRON		Responsable pôle développement transport
Bureau VERITAS			
Philippe	CAMBOS		Directeur technique de la direction offshore

4. Glossaire des sigles et acronymes

Acronyme	Signification
AMI	Appel à manifestation d'intérêt
CAPEX	Capital <i>expenditure</i> ou dépenses d'investissement
CGCT	Code général des collectivités territoriales
CGE	Conseil général de l'économie
CGEDD	Conseil général de l'environnement et du développement durable
CJCE	Cour de justice des communautés européennes
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CTC	Collectivité territoriale de Corse
DAJ	Direction des affaires juridiques
DGCL	Direction générale des collectivités locales
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DUP	Déclaration d'utilité publique
EDF	Électricité de France
EDF PEI	Électricité de France – production électrique insulaire
EnR	Énergies renouvelables
FSRU	<i>Floating storage and regasification unit</i>
GALSI	Gazoduc Algérie – Sardaigne – Italie
GNL	Gaz naturel liquéfié
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GWh	Gigawatt / heure (1 GW = 10 puissance 9 watts)
LTECV	Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte
MW	Mégawatt (10 puissance 6 watts)
Mwe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawatt / heure
Loi NOTRe	Loi 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République
OPEX	<i>Operational expenditure</i> ou dépenses d'exploitation
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergi

<i>Acronyme</i>	<i>Signification</i>
PPP	Partenariat public privé
SACOI	Liaison à courant continu Sardaigne – Corse – Italie
SARCO	Liaison à courant alternatif Sardaigne – Corse
SEMOP	Société d'économie mixte à opération unique
ZNI	Zones non interconnectées

