

T.1.4.1 Rapport et analyse diagnostique pour l'adoption GNL dans les systèmes insulaires de la zone de coopération

Aug/2020

Università degli Studi di Cagliari

**Projet “PROMO GNL - Études et actions conjointes pour la
promotion de l’utilisation du GNL dans les
ports de commerce”**

Programma Interreg IT-F Marittimo 2014-2020

COMPOSANTE TECNIQUE T1

Attività T1.4

**Studio diagnostico e analisi sull’adozione del GNL nei sistemi insulari
dell’area di cooperazione**

Deliverable T1.4.1

**Report e analisi diagnostica per l’adozione GNL nei sistemi insulari
dell’area di cooperazione**

Étude diagnostique et analyse sur l'adoption du GNL dans les systèmes insulaires de la zone de coopération

Le GNL dans les scénarios énergétiques de la Sardaigne, de la Corse e de l'Archipel Toscan

INDICE

INTRODUCTION

1. POLITIQUES ET RÉGULATION DU RÔLE DU GNL DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES SYSTÈMES INSULAIRES DE LA ZONE DE COOPÉRATION

1.1 POLITIQUES DE L'UE ET COOPÉRATION EURO-MÉDITERRANÉENNE

1.1.1 Politiques UE

1.1.1.1 Directive 2014/94/ UE pour la promotion des carburants alternatifs (DAFI)

1.1.1.2 Le programme RTE-T et les appels CEF

1.1.1.3 Politiques environnementales pour le transport maritime

1.1.1.4 Le programme Interreg IT-FR maritime

1.1.1.5 European Green Deal

1.1.2 Politiques de Coopération euro-méditerranéenne

1.1.2.1 L'initiative WESTMED

1.1.2.2 Le programme ENI CBC MED

1.1.2.3 La promotion d'une zone SECA en Méditerranée

1.2 POLITIQUES ET RÉGULATION NATIONAL

1.2.1 Italie

1.2.1.1 Le décret législatif n. 257/2016 de transposition de la directive 2014/94 / UE et la méthanisation de la Sardaigne

1.2.1.2 Le cadre stratégique national pour le GNL (QSN-GNL) et la méthanisation de la Sardaigne

1.2.1.3 La stratégie énergétique nationale (2017)

1.2.1.4 Le plan national énergie et climat (2020)

1.2.1.5 Le paragraphe 6 de l'article 60 du décret législatif no. 76 du 16 juillet 2020

1.2.1.6 Régulation des infrastructures de fourniture de GNL

1.2.1.7 Régulation du réseau de transport de gaz naturel en Sardaigne et dans l'Archipel Toscan

1.2.1.8 Régulation des réseaux de distribution de gaz naturel et de la chaîne d'approvisionnement en GNL

1.2.2 France

1.2.2.1 Politiques environnementales en matière d'énergie

1.2.2.2 Régulation

1.3 Politiques régionales et locales

1.3.1 Sardaigne

1.3.1.1 PEARS 2016

1.3.1.2 Pacte de développement

1.3.2 Corse

1.3.3 Archipel Toscan

1.3.4 Politiques régionales et locales communes des systèmes insulaires de l'espace de coopération

2 FORCES ET FAIBLESSES, RISQUES ET OPPORTUNITÉS POUR LE RÔLE DU GNL DANS LES SYSTÈMES INSULAIRES DE LA ZONE DE COOPÉRATION

2.1 Schéma d'analyse SWOT pour les perspectives de développement de la chaîne d'approvisionnement de GNL dans les systèmes insulaires de la zone de coopération IT-FR

2.2 Analyse SWOT pour la chaîne d'approvisionnement de GNL en Sardaigne

2.3 Analyse SWOT pour la chaîne d'approvisionnement de GNL en Corse

2.4 Analyse SWOT pour la chaîne d'approvisionnement de GNL dans l'Archipel Toscan

3 SCÉNARIOS DES POLITIQUES POUR LE RÔLE DU GNL DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES SYSTÈMES INSULAIRES DE LA ZONE DE COOPÉRATION

3.1 Prémisse

3.2 Scénarios des politiques

3.2.1 "Régulation minimale"

3.2.2 "Régulation avancée"

3.2.3 "Politiques de promotion du GNL et du GNC comme carburants alternatifs"

3.2.4 "Politiques environnementales avancées"

3.2.5 "Politiques intégrées de promotion du rôle du GNL"

3.2.6 "Politiques de coopération euro-méditerranéenne"

3.3 Scénarios d'infrastructure

3.4 Considérations finales

ANNEXE A: INITIATIVES POUR LES DÉPÔTS CÔTIERS EN SARDAIGNE

INTRODUCTION

Le terme «méthanisation» d'un territoire désigne généralement la construction d'infrastructures permettant l'accès d'une réalité territoriale spécifique au gaz naturel pour des usages énergétiques dans les différents secteurs d'utilisation. Dans l'expérience habituelle, cela signifie essentiellement la construction du réseau de transport et des réseaux de distribution de gaz naturel connectés sur le territoire concerné.

Les utilisateurs obtiennent du gaz directement auprès du réseau de transport dans le cas de gros utilisateurs, ou via les réseaux de distribution. Même dans le cas de la Sardaigne, le sens de la méthanisation est resté le même tant dans la perspective du projet GALSI que dans celle d'un gazoduc sous-marin en provenance de Toscane.

L'importance de la méthanisation des îles change et s'étend dans le cas du transport de méthane sous forme liquide (GNL) via des méthaniers SSNLG qui s'approvisionneront auprès des stockages des grands terminaux d'importation et les livreront aux stockages côtiers intermédiaires; elle évolue également lorsque, à partir du stockage côtier intermédiaire, avec la distribution de méthane sous forme gazeuse, la distribution du GNL est également attendu chez les utilisateurs finaux.

Aujourd'hui, dans le scénario actuel de méthanisation de la Sardaigne et de la Corse, un premier maillon commun en logistique peut être identifié, à la fois dans le cas de la distribution ultérieure de méthane sous forme gazeuse et liquide, consistant donc: en le stockage de GNL d'un grand terminal de regazéification; le méthanier SSNLG qui transporte le GNL et le stockage intermédiaire pour recevoir le GNL d'une île.

Aux étapes ultérieures de la chaîne logistique, la méthanisation d'îles de taille significative comprend aujourd'hui deux canaux possibles:

- 1) méthane sous forme gazeuse composé d'une usine de regazéification de GNL, d'un réseau de transport de gaz naturel et de réseaux de distribution connectés;
- 2) méthane sous forme liquide, où le GNL stocké dans des dépôts intermédiaires est distribué à des dépôts satellites (distributeurs de GNL-GNC, utilisateurs hors réseau et réseaux isolés), ou à des utilisateurs finaux tels que des navires de GNL, via des camion-citernes cryogéniques ou des barges équipés de réservoirs cryogéniques.

Dans cette optique, l'Annexe A donne un aperçu des initiatives de dépôts côtiers de GNL en cours en Sardaigne.

En général, les projets de stockage de GNL proposés pour la Sardaigne comprennent des installations pour la distribution de GNL via des camion-citernes cryogéniques ou des barges avec des réservoirs pour le transport de GNL. Les chaînes logistiques pour la distribution du GNL peuvent être différenciées selon le type d'utilisateurs auxquels le GNL est destiné, comme dans le cas du transport maritime, du transport terrestre ou des utilisateurs hors réseau.

Chaînes logistiques dans les usages du transport maritime

Les activités de soutage des bateaux peuvent être articulées de différentes manières, à la fois en fonction des conditions dans lesquelles la phase d'approvisionnement a lieu aux stockages et des méthodes de ravitaillement des bateaux.

S'il existe des conditions logistiques et opérationnelles, le cas le plus simple est celui de l'utilisation directe du débarquement au stockage côtier équipé du matériel pour le ravitaillement des bateaux. Une autre façon consiste à fournir du GNL fourni par un camion-citerne à une station d'accueil équipée. L'approvisionnement peut également se faire via des briquets ou des méthaniers SSLNG équipés pour les opérations de soutage de bateaux propulsés au GNL, comme dans le cas du méthanier de 7 500 m³ prévu pour desservir le projet Higas à Oristano.

Chaînes logistiques dans les usages du transport terrestre

L'autre domaine principal d'utilisation du GNL comme carburant est celui du transport terrestre lourd sur de longues distances. Dans ce contexte, la chaîne logistique de distribution s'appuie sur des camions-citernes ou isoconteneurs qui transportent le GNL vers des stations de ravitaillement en carburant pour les véhicules alimentés au GNL le long des axes et des carrefours des transports lourds longue distance. La condition préalable est donc la présence d'un stockage côtier de GNL accessible depuis le réseau routier et équipé pour le chargement de camion-citernes pour le transport vers les stations-service. En général, les systèmes de chargement des camion-citernes ont une capacité de fonctionnement comprise entre 75 et 100 m³ / h (32,3 - 43,1 t / h) de GNL.

Dans ce cas, l'élément caractérisant est la présence d'un petit dépôt satellite dans les stations de ravitaillement des véhicules fonctionnant au GNL. Comme pour les bateaux, le GNL est fourni tel quel sous forme liquide aux véhicules équipés de réservoirs cryogéniques. Les quantités impliquées dans les solutions les plus répandues sont indicatives d'environ 20 à 22 tonnes de capacité de camion-citernes et d'environ 40 à 50 tonnes pour le stockage par satellite desservant les stations-service.

Chaînes logistiques pour la distribution aux utilisateurs finaux hors réseau

La chaîne logistique du GNL visant à mettre l'approvisionnement en gaz naturel à la disposition des utilisateurs hors réseau diffère, par rapport aux cas précédents, en ce que les utilisations finales ne nécessitent pas uniquement l'approvisionnement direct en GNL, mais nécessitent une phase finale de vaporisation. Les principales catégories d'utilisateurs potentiellement concernés sont: les utilisateurs industriels, les réseaux locaux de distribution de gaz et les stations de ravitaillement pour les véhicules fonctionnant au gaz naturel comprimé (GNC).

Pour les utilisateurs hors réseau, la chaîne logistique est entièrement configurée comme un véritable réseau de distribution virtuel de gaz naturel.

Dans ces cas, le GNL est un produit énergétique alternatif au diesel, au GPL et au fioul utilisé pour les besoins des utilisateurs civils ou industriels de taille importante, en dehors du réseau de distribution de gaz naturel.

1. POLITIQUES ET RÉGULATION DU RÔLE DU GNL DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES SYSTÈMES INSULAIRES DE LA ZONE DE COOPÉRATION

Avec l'analyse des outils, réglementaires et législatives, mis en place par les principaux acteurs institutionnels, ce qui peut être mis en évidence comme les futures étapes possibles de l'intervention publique pertinentes pour les objectifs de développement de la chaîne de GNL dans les systèmes insulaires peuvent être mis en évidence de la zone de coopération Italie France.

1.1 POLITIQUES DE L'UE ET COOPÉRATION EURO-MÉDITERRANÉENNE

1.1.1 Politiques UE

1.1.1.1 Directive 2014/94 / UE pour les carburants alternatifs (DAFI)

La directive 2014/94 / UE identifie explicitement le GNL comme carburant alternatif pour permettre aux navires de répondre aux exigences de réduction de la teneur en soufre des carburants marins dans les zones de contrôle des émissions, comme l'exige la directive 2012/33 / UE¹, indiquant l'objectif du développement d'un réseau européen central de points de ravitaillement pour les navires propulsés au GNL qui comprend: terminaux, stockages, postes d'amarrage équipés pour le ravitaillement par camion-citernes et méthaniers pour le transport et le bunkering.

Pour le transport routier, l'utilisation du GNL est identifiée comme une technologie efficace et économique pour permettre aux véhicules lourds de se conformer aux limites d'émission fixées par les normes Euro VI, conformément au règlement (CE) no. 595/2009², et l'objectif d'assurer un système de distribution adéquat entre les systèmes de stockage intermédiaires et les stations-service pour les véhicules fonctionnant au GNL est indiqué.

L'objectif est pertinent selon lequel, le long du réseau central des itinéraires identifiés par le programme RTE-T, les États membres devraient assurer la création de stations de ravitaillement ouvertes au public. La

1- Directive 2012/33 / UE du Parlement européen et du Conseil du 21 novembre 2012 modifiant la directive 1999/32 / CE du Conseil relative à la teneur en soufre des carburants marins (JO L 327 du 27.11.2012).

2 - Règlement (CE) n. 595/2009 du Parlement européen et du Conseil du 18 juin 2009 concernant la réception des véhicules à moteur et des moteurs en ce qui concerne les émissions des véhicules lourds (euro VI) et l'accès aux informations relatives à la réparation et à l'entretien des véhicules et modifiant le règlement (CE) no. 715/2007 et directive 2007/46 / CE et abrogeant les directives 80/1269 / CEE, 2005/55 / CE et 2005/78 / CE (JO L 188 du 18.7.2009).

distance indicative entre les stations de ravitaillement pour les véhicules fonctionnant au GNL ne doit pas dépasser 400 km.

Le problème crucial de la disponibilité et de l'homogénéité des normes techniques est également abordé. Parmi les objectifs généraux, il y a donc celui d'établir des spécifications techniques communes pour les infrastructures nécessaires à la diffusion des carburants alternatifs. Il est établi que l'UE poursuit le développement par les organismes compétents au niveau européen des normes techniques nécessaires pour la chaîne de transport maritime et terrestre.

Par ailleurs, en l'absence de normes techniques mises à disposition par les instances compétentes, la délégation à la Commission est également conférée pour l'adoption d'actes définissant les exigences techniques communes, en particulier pour les interfaces des systèmes de soutage des navires propulsés au GNL pour les aspects la sécurité dans les procédures de stockage à terre et de soutage, toujours en référence aux points de ravitaillement des bateaux propulsés au GNL.

La directive 2014/94/UE prévoit que chaque pays dispose d'un cadre stratégique national (QSN) qui comprend les éléments suivants:

- évaluation de l'état actuel et des développements futurs du GNL comme carburant alternatif;
- objectifs nationaux pour la construction de l'infrastructure pour le GNL;
- mesures nécessaires pour atteindre les objectifs nationaux.

En particulier, la directive prévoit que, également par le biais du cadre stratégique national, dans chaque Pays membre:

- un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL sont installés dans les ports maritimes pour permettre la navigation des navires propulsés au GNL dans le réseau central du RTE-T;
- un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL sont installés dans les ports maritimes et intérieurs pour permettre la navigation des navires propulsés au GNL dans le réseau central du RTE-T;
- les ports maritimes et les ports intérieurs dotés de points de ravitaillement en GNL dans le réseau RTE-T sont désignés dans le cadre stratégique national;
- un nombre adéquat de points de ravitaillement en GNL accessibles au public est aménagé au moins le long du réseau routier central RTE-T pour les véhicules lourds fonctionnant au GNL;
- la disponibilité d'un système de distribution de GNL est garantie, y compris les installations de chargement des véhicules-citernes de GNL, pour ravitailler les points de ravitaillement dans les ports et le réseau routier.

Les États membres devaient notifier à la Commission leurs cadres stratégiques nationaux avant le 18 novembre 2016, à la date fixée pour la transposition de la directive.

Par la suite, une procédure de suivi est envisagée qui prévoit un rapport de chaque pays pour documenter le développement de l'infrastructure pour les carburants alternatifs et en particulier, pour le GNL, les points de ravitaillement dans les ports et les stations de ravitaillement accessibles au public pour véhicules routiers.

La directive 2014/94/UE prévoit également que les cadres stratégiques nationaux "peuvent consister en différents plans, stratégies ou autres documents sur la planification préparés séparément ou de manière intégrée".

1.1.1.2 Le programme RTE-T et les appels CEF

Le programme RTE-T (Réseau TransEuropéen de Transport) promeut le développement des infrastructures en soutenant des actions d'étude et de conception, des démonstrations, des projets pilotes et la mise en œuvre d'interventions considérées comme prioritaires sur la base des orientations des politiques de l'UE, et a déjà fourni un soutien important au développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL comme carburant pour le transport maritime.

Dans le cycle de programmation 2014-2020, en continuité avec le programme RTE-T, la Commission a activé un nouvel outil d'aide appelé Connecting European Facility (CEF) géré par l'Agence Européenne pour l'Innovation (INEA), destiné à soutenir le développement des réseaux dans les secteurs des télécommunications et de l'énergie, ainsi que des transports.

De nombreuses initiatives de projets d'infrastructures de soutage de GNL en cours dans le nord-ouest de la Méditerranée font l'objet de financements et de contributions obtenus grâce à la participation aux appels du MIE.

1.1.1.3 Politiques environnementales pour le transport maritime

La directive 2016/2284/UE sur la réduction des émissions nationales de substances polluantes dans l'atmosphère, exige que chaque pays membre définisse et transmette à la commission, avant le 1er avril 2019, un programme national de lutte contre la pollution atmosphérique (PNCA) avec les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs nationaux de réduction des principaux polluants pertinents pour la qualité de l'air.

L'annexe II de la directive fixe des objectifs nationaux spécifiques pour la réduction des émissions atmosphériques des principales substances polluantes d'ici 2020 et 2030 par rapport au niveau de 2005. Pour l'Italie, les objectifs de réduction pour le SO₂, les NO_x et les PM 2,5 sont respectivement de 35%, 40% et 10% d'ici 2020; et 71%, 65% et 40% d'ici 2030. La directive 2016/2284 / UE a été mise en œuvre en Italie avec le décret législatif no. 81/2018 qui assume ses objectifs et prévoit (art.3, c.3) que le programme est approuvé au plus tard le 28 février 2019.

Un projet de PNCA pour l'Italie a été mis à disposition par MATTM en juin dans le cadre de la procédure d'EES du programme. Le projet PNCA reconnaît le poids important des émissions polluantes (en particulier SO₂) de la navigation entre les transports non routiers et leur impact sur la qualité de l'air des zones côtières.

Le projet PNCA met en évidence l'impact de la réduction des émissions polluantes et climatiques liées à la diffusion du GNL dans le transport maritime pour remplacer les carburants pétroliers actuellement utilisés et parmi les mesures d'intervention prévoit la promotion du GNL dans le transport maritime.

Le secteur du transport maritime ne fait actuellement pas partie des secteurs impliqués dans les engagements prévus dans la mise en œuvre des accords de Paris pour la réduction des émissions liées au changement climatique, mais fait l'objet d'initiatives spécifiques dans le cadre des politiques de l'UE.

Dans ce contexte, l'OMI a adopté des mesures techniques et opérationnelles, en particulier l'indice d'efficacité énergétique de conception (EEDI) pour les nouveaux navires et le plan de gestion de l'efficacité énergétique des navires (SEEMP), qui permettront accroître l'efficacité énergétique et limiter les émissions de gaz à effet de serre des nouveaux bateaux.

L'UE, jugeant ces mesures insuffisantes, a adopté le règlement 2015/757 qui introduit un système de surveillance, de notification et de vérification des émissions de dioxyde de carbone générées par le transport maritime. L'objectif de cette initiative est de créer des connaissances, aujourd'hui insuffisantes, sur les émissions de CO₂ liées à la navigation, afin de construire des bases solides sur lesquelles fonder de futures mesures d'intervention également dans ce secteur, en ligne avec les objectifs généraux réduction des émissions affectant le climat déjà fixée par l'UE.

En juillet 2019, la Commission européenne a publié pour la première fois les données sur les émissions de CO₂ des navires, comme l'exige le règlement 2015/757. Sur la base des données publiées par l'Agence européenne pour la sécurité maritime via la plateforme Web Thetis-Mrv, en 2018, environ 10800 navires d'une jauge brute de plus de 5000 tonnes ont émis un total de 152,25 millions de tonnes dans l'espace économique européen (EEE).

1.1.1.4 Le programme Interreg IT-FR Maritime

Le programme maritime Interreg Italie-France 2014-2020 est un programme transfrontalier cofinancé par le Fonds Européen de Développement Régional (FEDER) dans le cadre de la Coopération Territoriale Européenne (CTE). Le programme vise à atteindre les objectifs de la stratégie UE 2020 dans la zone centre-nord de la Méditerranée (Sardaigne, provinces côtières de la Toscane, Ligurie, Corse, départements français des Alpes-Maritimes et Var, situés dans la région Provence-Alpes-Côte d'Azur) en promouvant une croissance intelligente, durable et inclusive.

Le programme prend en considération les problèmes des zones marines, côtières et insulaires, mais aborde également les problèmes internes, avec des risques d'isolement spécifiques.

L'objectif principal est de contribuer au renforcement de la coopération transfrontalière entre les territoires désignés pour faire de cette zone un espace compétitif, durable et inclusif dans le panorama européen et méditerranéen.

Lors de la précédente phase de programmation (2007-2013), le programme a financé 87 projets dans les domaines liés à l'accessibilité, à la compétitivité et à l'innovation, à la mise en valeur et à la protection des ressources naturelles et culturelles, à la surveillance environnementale et marine.

Pour la phase de programmation actuelle, le programme maritime Interreg Italie-France 2014-2020 dispose d'un budget de 199 649 898,00 €, dont 169 702 411,00 € pour le FEDER.

Dans la phase de programmation actuelle du programme maritime Interreg Italie France, un Cluster de 4 projets dédiés au développement de la chaîne GNL dans la zone de coopération a été financé: "SIGNAL"; "GNL Facile", "PROMO-GNL" et "TDI RETE-GNL". Le Cluster se concentre sur l'amélioration de la durabilité des activités portuaires et vise à créer un espace maritime interrégional commun dans le nord de la Méditerranée, qui s'impose comme une référence pour une navigation propre à l'avenir.

1.1.1.5 European Green Deal

Les perspectives de développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les systèmes insulaires de la zone de coopération doivent être considérées avant tout dans le cadre de l'effort lancé par la nouvelle commission européenne avec la communication pour le "European Green Deal" lancée fin 2019 accompagnée d'une feuille de route exigeante d'actions clés.

La mise en place du "Green Deal Européen" constitue une véritable stratégie de durabilité environnementale (ou de développement durable) qui a le souffle nécessaire pour orienter les politiques publiques sectorielles telles que industrielles et agricoles vers les objectifs de durabilité environnementale de manière intégrée. C'est peut-être la première fois qu'une stratégie de durabilité est collectée dans un véritable document de politique (24 pages) sur la base duquel définir la définition d'outils d'intervention sectoriels spécifiques.

Au milieu de 2020, malgré les impacts de la pandémie de Covid 19, la commission a déjà respecté bon nombre des délais les plus importants fixés par la feuille de route, faisant des premiers pas sur de nombreuses lignes d'intervention particulièrement pertinentes pour les perspectives de développement de la chaîne de GNL telles que: Droit climatique européen; le plan pour les nouveaux objectifs à l'horizon 2030, la réforme de la directive sur les carburants alternatifs pour le transport routier et maritime, la révision de la réglementation RTE - Réseau TransEuropéen (pour les infrastructures énergétiques et de transport), l'introduction d'un Stratégie sur le méthane pour la réduction des émissions de méthane provenant des utilisations énergétiques.

Loi européenne sur le climat et nouveaux objectifs 2030

L'un des piliers du European Green Deal est le renforcement des objectifs et des politiques énergétiques et environnementaux, qui passe par une augmentation des objectifs de décarbonisation déjà fixés par l'UE. En particulier, l'objectif actuel déjà fixé de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40% en 2030 par rapport au niveau de 1990, selon les indications du Green Deal Européen, doit être porté à au moins 50% et éventuellement 55%. Le renforcement de l'objectif européen de décarbonisation se traduira par une

nouvelle augmentation à la fois des objectifs de pénétration des sources renouvelables et de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

L'autre nouveauté du renforcement des politiques de décarbonisation envisagées est la définition d'un véritable "climat législatif", une loi climatique européenne qui renforce encore la capacité des pays membres à atteindre leurs objectifs par rapport à ce qui est déjà défini par le règlement 'Gouvernance' de l'UE.

Pour réaliser ces deux actions clés prévues par la feuille de route du European Green Deal au premier trimestre 2020, une série de consultations a été lancée sur une première proposition de texte de la loi climatique européenne et sur les moyens d'augmenter l'objectif de décarbonisation.

Réexamen des politiques de l'UE en matière de production de carburants alternatifs

Toujours sur la base des actions clés envisagées dans la *road map* du Green Deal européen, la Commission européenne a lancé une série de consultations sur les politiques de promotion des carburants alternatifs et en particulier:

1. une consultation d'évaluation sur le cadre réglementaire actuel établi par la directive 2014/94 (DAFI) et son état de mise en œuvre;
2. une consultation sur l'éventuelle réforme de la directive 2014/94;
3. une consultation sur les initiatives nécessaires pour accroître la diffusion de carburants alternatifs à faibles émissions dans le transport maritime.

Révision du règlement RTE

Une révision de la régulation sur les Réseaux TransEuropéens (RTE), tant dans le secteur des transports (RTE-T) que dans celui de l'énergie (RTE-E), est également prévue dans la *road map* du Green Deal européen. Ces régulations ont constitué la base des politiques de développement et de promotion avec un soutien financier du budget de l'UE en investissements pour le développement du réseau européen d'infrastructures dans les secteurs de l'énergie et des transports. En particulier, le règlement RTE-E a défini les critères et les méthodes d'utilisation des ressources pour le développement des réseaux de transport d'électricité et de gaz, et d'autres infrastructures de fourniture de gaz naturel dans l'Union européenne, ainsi que pour la réalisation des objectifs de sécurité énergétique.

Le règlement RTE-T, quant à lui, était le cadre réglementaire de référence qui définissait les critères d'investissement des ressources européennes pour créer et consolider les réseaux de transport de personnes et de marchandises, ainsi que les infrastructures de télécommunications.

Dans ce contexte, à travers le programme CEF (Connecting Europe Facility) mettant en œuvre le règlement RTE-T, d'importantes ressources ont été investies dans les derniers cycles de programmation de l'UE également pour la construction des infrastructures nécessaires pour promouvoir l'utilisation du GNL comme carburant alternatif à la fois pour transports terrestres et maritimes.

Methane Strategy

Une innovation significative envisagée par le Green Deal Européen pour les politiques énergétiques environnementales est la mise à disposition d'un nouvel outil d'intervention consistant à définir une stratégie européenne de réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie, ou Stratégie Méthane. Cette nouvelle ligne d'intervention des politiques européennes découle de la prise de conscience accrue de la pertinence des émissions directes de méthane des activités énergétiques et du fait que le méthane, après CO₂, est le gaz climatique qui contribue le plus à l'effet de serre.

La mise en œuvre de cette stratégie se traduira par une plus grande attention portée à la réduction des émissions fugitives de méthane tout au long de la chaîne du gaz naturel à partir de la production, en passant par le transport et la distribution aux utilisateurs finaux de ce combustible, tant sous forme gazeuse que liquide. Dans cette perspective, la Commission européenne a engagé une première phase de concertation avec les acteurs concernés et a commandé une étude préliminaire qui conduira à la définition des premières orientations de la Stratégie Méthane.

1.1.2 Politiques de coopération euro-méditerranéenne

1.1.2.1 Le programme ENI CBC MED

Le programme opérationnel Eni CBC dans le bassin méditerranéen est la plus grande initiative de coopération transfrontalière (CBC) mise en œuvre par l'Union européenne par le biais de l'Instrument Européen de Voisinage (IEV). Le programme comprend les zones côtières de 14 pays, en vue de promouvoir un développement équitable et durable des deux côtés de la Méditerranée; à travers des appels d'offres, il finance des projets de coopération qui ont pour objectif un espace méditerranéen plus compétitif, innovant, inclusif et durable.

Les domaines d'intervention prioritaires comprennent: le transfert de technologie, la durabilité environnementale, la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, la gestion intégrée des zones marines et côtières, le tourisme durable et le soutien à la création de réseaux, de *clusters* et de consortiums de entreprises.

Le programme ne prévoit pas de lignes d'intervention spécifiques pour le développement de la chaîne de GNL dans les zones maritimes, mais les priorités d'intervention prévues peuvent éventuellement l'inclure.

1.1.2.2 L'initiative WESTMED

L'initiative West Med promue par l'UE vise le développement durable de l'économie bleue en Méditerranée occidentale. Il s'agit d'un outil de promotion de la coopération entre les dix Pays riverains de la Méditerranée occidentale: Algérie, France, Italie, Libye, Malte, Mauritanie, Maroc, Portugal, Espagne et Tunisie. L'initiative repose sur une Communication de l'Union européenne et un cadre stratégique d'actions

annexé à la Communication. Les objectifs sont les suivants: promouvoir une croissance durable de l'espace maritime, améliorer la sécurité et préserver l'écosystème et la biodiversité en Méditerranée occidentale. Parmi les actions envisagées figure la création de *clusters* de développement maritime visant à promouvoir une plus grande durabilité du transport maritime grâce à l'utilisation de carburants propres, comme le GNL. En particulier, l'organisation de l'initiative prévoit des mécanismes d'assistance basés sur des *hub* nationaux dédiés à la promotion dans divers domaines spécifiques. Parmi ceux-ci, le Hub italien de l'initiative West Med est dédié à la mise en réseau et au soutien à la création d'initiatives de coopération dans le nord-ouest de la Méditerranée pour le développement de la chaîne de GNL dans le transport maritime.

1.1.2.3 La promotion d'une zone SECA en Méditerranée

Dans l'évolution des politiques de réduction des émissions polluantes dans l'atmosphère du secteur maritime, la principale référence est la Convention Internationale MARPOL. La Convention a évolué dans le cadre des activités menées par l'OMI (Organisation Maritime Internationale), l'agence des Nations Unies qui, en vertu du droit international, agit dans le domaine des questions de sécurité et de protection de l'environnement liées à la navigation.

Aujourd'hui, la Convention MARPOL à travers diverses annexes couvre les principales questions de protection de l'environnement liées à la navigation.

Dans le système de l'UE, le contenu de l'annexe VI de la convention MARPOL et ses mises à jour ultérieures ont été mis en œuvre avec les directives 2005/33 / CE et 2012/33 / UE, qui au fil du temps ont modifié et intégré la directive 1999/32 / IL Y A. Actuellement, en ce qui concerne la teneur en soufre des carburants marins dans les mers de l'UE, les limites étaient de 3,5% jusqu'au 31 décembre 2019, tandis que la limite mondiale de 0,5% est entrée en vigueur le 1er janvier.

En Italie, les règles de l'UE sur la prévention de la pollution atmosphérique liée à la navigation ont été mises en œuvre dans le décret législatif n. 152/2006 et amendements ultérieurs.

Les principales alternatives pour se conformer à la nouvelle limite globale à partir du 1er janvier 2020 sont: 1) l'utilisation de produits pétroliers <0,5% S; 2) l'utilisation de systèmes de réduction des émissions à installer sur les navires appelés *scrubbers* et 3) l'utilisation de moteurs GNL.

L'annexe VI de la Convention MARPOL est consacrée à la prévention de la pollution atmosphérique causée par les bateaux, avec une référence particulière aux émissions d'oxydes de soufre et d'azote, et prévoit la procédure de création des zones de contrôle des émissions (ZCE) dans lesquelles il existe des limites de les émissions ou la teneur en polluants des carburants sont plus restrictives que celles envisagées à l'échelle mondiale.

En particulier, pour les oxydes de soufre (SOx), les zones de contrôle des émissions sont appelées SECA (zone de contrôle des émissions de soufre).

Pour les zones SECA jusqu'au 31 décembre 2014, la limite de teneur en soufre était de 1%, à partir du 1er janvier 2015, elle est plutôt de 0,1%. Actuellement dans le contexte européen, les zones SECA sont constituées de la mer Baltique, de la Manche et d'une grande partie de la mer du Nord, qui comprend également une partie de la côte norvégienne. À ce jour, ni la côte atlantique de l'UE ni la mer Méditerranée ne sont affectées par les zones SECA.

Au niveau italien, les premières indications dans ce sens sont celles formulées dans le SEN de 2017 et plus récemment dans le PNIEC, adopté début 2020.

Depuis 2018, le gouvernement français s'est engagé à favoriser la mise en place d'une zone SECA en Méditerranée. Dans cette perspective, la diffusion, fin 2028, de l'étude IASA financée par l'UE qui analyse en détail les impacts en termes d'amélioration de la qualité de l'air, et les effets sur la santé humaine, découlant de la mise en place d'un Zone SECA en Méditerranée ("The potential for cost-effective air emission reductions from international shipping through designation of further Emission Control Areas in EU waters with focus on the Mediterranean Sea").

En mai 2019, lors de la réunion du G7-Environnement à Metz, les ministres de l'Environnement de la France et de l'Italie ont décidé de mener une initiative commune pour obtenir la création d'une zone SECA pour l'ensemble de la Méditerranée.

1.2 POLITIQUES ET RÉGULATIONS NATIONALES

1.2.1 Italie

1.2.1.1 *Le décret législatif n. 257/2016 de transposition de la directive 2014/94 / UE et la méthanisation de la Sardaigne*

La directive 2014/94/UE a été mise en œuvre en Italie avec le décret législatif no. 257/2016. Pour la méthanisation de la Sardaigne, en vue de PEARS 2016, le Pacte de Développement et le QSN-GNL; le contenu des articles 9, 10 et 14 du décret législatif no. 257/2016, qui identifient les domaines d'intervention de l'AEEGSI pour la régulation des infrastructures essentielles afin de définir les conditions dans lesquelles l'approvisionnement, le transport et la distribution de gaz naturel sur l'île seront possibles.

Sur la base du paragraphe 1 de l'article 9 du décret législatif, afin de poursuivre les objectifs du Cadre stratégique national pour le développement des infrastructures pour les carburants alternatifs (QSN), le stockage de GNL connecté ou fonctionnel au raccordement et à la construction du réseau national le transport de gaz naturel, ou de parties isolées de celui-ci est considéré comme une infrastructure stratégique en vertu de la loi 239/2004 (art. 9).

Le seul objectif du QSN lié au développement du réseau national de transport est celui du paragraphe 5.18 de la section du QSN consacrée à l'utilisation du GNL Sardaigne. Le QSN-GNL indique explicitement comme solution préférentielle pour la méthanisation de l'île celle de l'approvisionnement en GNL via de petits

dépôts côtiers en même temps que la construction d'une dorsale de transport configurée comme une partie isolée du réseau national de transport de gaz.

Les dépôts côtiers destinés à être reliés à l'épine dorsale sarde sont donc configurés comme terminaux de regazéification et en effet la loi prévoit que ces infrastructures sont soumises aux obligations de service public régies par l'ARERA. En définitive, les infrastructures de stockage et de transport configurées par l'article 9 du décret législatif sont configurées comme un cas particulier de terminal de regazéification caractérisé par la finalité de la connexion avec le dorsale sarde et par la taille réduite de la capacité de stockage et de regazéification, par rapport aux caractéristiques ordinaires des grands terminaux d'importation.

Dès la première formulation de la norme dans le projet de décret-loi, la criticité liée à la possibilité qu'une pluralité de projets pour ce nouveau type d'infrastructure puisse se poser dans la perspective d'accéder à une rémunération garantie versée par le système tarifaire régulé par l'AEEGSI était évidente. En effet, la version finale de l'article 9, intégrant une observation de l'ARERA, prévoit, à la fin du paragraphe 8, que l'évaluation du caractère stratégique de l'infrastructure doit être précédée d'une analyse coûts-avantages, avec la participation de l'Autorité pour les aspects réglementaires, afin d'évaluer la durabilité globale de ces interventions.

La norme configure également un nouveau type de réseau national de transport de gaz naturel composé de tronçons de gazoducs isolés, tels que la dorsale sarde, pour lesquels, cependant, aucune adresse spécifique n'est envisagée du point de vue du cadre dans le cadre de la régulation du service de transport de gaz.

De même pour les réseaux de distribution de gaz naturel qui seront alimentés par la dorsale sarde dans le cadre du réseau national de transport, aucune adresse spécifique n'est fournie pour la régulation du service de distribution, de mesure et de vente.

À l'article 10, consacré aux infrastructures de stockage et de transport de GNL non destinées à la fourniture de réseaux de transport de gaz naturel (art.10), il est prévu que les terminaux d'importation de GNL puissent apporter des modifications aux installations de chargement, de stockage et de déchargement de GNL, non destiné au réseau national de transport, sur des camion-citernes ou des méthaniers et que ces modifications doivent être autorisées par le MSE. En particulier, il est prévu que ces activités terminales ne seront pas régulées, mais devront être menées dans le cadre du régime de séparation comptable administrative, sous le contrôle de l'AEEGSI qui a également pour tâche de déterminer les méthodes permettant d'éviter des frais pour les tarifs régulés. Dans ce cas, il peut être observé que les infrastructures de stockage et de transport de GNL prévues par l'article 9 du décret législatif naîtront, comme dans le cas du projet ISGAS à Cagliari, en tant qu'usines de regazéification pour alimenter la dorsale sarde, mais aussi en tant que dépôts intermédiaires pour la distribution de GNL destinés à des utilisations finales n'impliquant pas l'utilisation du réseau de transport. Il est clair que dans ce cas, un régime de séparation comptable administrative similaire à celui envisagé pour les grands terminaux d'importation doit être prévu.

Avec l'article 14 du décret législatif, le législateur a introduit un nouveau type de réseau de distribution de gaz naturel composé de réseaux de GNL isolés et fait le choix de les maintenir hors des zones nationales de distribution de gaz et de la régulation correspondante pour le service de distribution de comptage et vente. Pour les «réseaux isolés GNL» avec l'article 14 du décret législatif, le législateur a établi que l'AEEGSI, par analogie avec ce qui est envisagé pour les réseaux isolés alimentés en gaz autre que le gaz naturel, détermine les paramètres et critères de calcul pour la rémunération du service de distribution, la mesure et, limitée aux clients vulnérables, la vente également pour les réseaux isolés alimentés par des dépôts de GNL.

Le cas des parties isolées du réseau national de transport prévu par l'article 9 du décret législatif no. 257/2016, pour la construction du réseau de la dorsale sarde, était déjà apparue dans la programmation nationale conformément au décret législatif no. 164/2000. Le DM MSE 16/11/2016 avait prévu l'inclusion dans la liste du réseau de transport régional - conformément à l'art. 9 du décret législatif n. 164/2000 et modifications ultérieures - 16 nouveaux tronçons prévus par SGI SpA pour la connexion du réseau national de transport aux bassins de distribution. Le décret ministériel MSE 31/01/2017 avait alors ajouté à la liste des Gazducs Nationaux - conformément à l'art. 9 du décret législatif n. 164/2000 et modifications ultérieures trois nouvelles sections des projets "Sarroch-Oriстано-Porto Torres", "Cagliari-Sulcis" et "Codrangianus-Olbia", proposées par SGI SpA.

Par la suite, en concurrence avec le projet SGE SpA, un projet de réseau de base similaire pour le transport de gaz naturel en Sardaigne a été préparé par SNAM. Enfin, la société ENURA SpA (55% SNAM et 45% SGI) a été créée en 2019, qui a réuni les deux précédentes en un nouveau projet.

Le nouveau projet de réseau dorsal sarde préparé par ENURA fait actuellement l'objet d'un examen Arera dans le cadre de la procédure d'évaluation des plans décennaux de développement du réseau de transport de gaz naturel 2020-2029.

1.2.1.2 Le cadre stratégique national pour le GNL (QSN-GNL) et la méthanisation de la Sardaigne

QSN-GNL

L'Italie a adopté son QSN en tant que Annexe au décret législatif no. 256/2017 transposant la directive 2014/94 / UE. Le document prend la forme d'un acte d'adresse délégué, qui peut être modifié par décret du président du Conseil des ministres (DPCM) sur proposition du MIT en accord avec le MSE, le MATT et le MEF (art.3, paragraphe 5) du décret législatif n ° 257/2016) et doit être mis à jour tous les trois ans. Le QSN a pour mission de formuler de manière organique au niveau national les politiques de promotion de chaque type de carburant alternatif, à partir d'une évaluation de l'état actuel conjuguée aux évolutions futures des marchés respectifs. Sur la base de cette formulation, les objectifs nationaux de développement des infrastructures concernées doivent être définis et des mesures de simplification des procédures administratives doivent être formulées, ainsi que des mesures de promotion et de soutien telles que spécifiées aux paragraphes 7 et 8 de l'article 3 du décret législatif no. 257/2016.

La première sous-section de la section C est la partie du cadre stratégique national dédié au GNL (QSN-GNL) qui, en plus du domaine des utilisations finales du GNL pour le transport, comprend également les «autres utilisations» constituées par les applications de la chaîne SSLNG sur fourniture de gaz naturel aux utilisateurs industriels et civils hors réseau.

L'article 6 du décret législatif n ° 257/2016 rappelle le contenu fondamental du QSN-GNL, composé de:

- des indications pour la construction de points de ravitaillement pour les bateaux propulsés au GNL dans les ports maritimes (d'ici 2025) et pour la navigation intérieure (d'ici 2030) le long du réseau central du RTE-T avec l'identification de trois "macro-zones" établies : 1) des mers Tyrrhénienne et Ligurie, 2) des mers du sud de l'Italie; et 3) et de la zone de la mer Adriatique;
- des indications pour la construction de points de ravitaillement en GNL accessibles au public pour les véhicules routiers lourds le long des sections italiennes du réseau central du RTE-T, avec au moins un point accessible tous les 400 km sur les 3 300 km environ, divisé en 3 couloirs principaux:
 - Axe Palerme-Naples-Rome-Bologne-Modène-Milan-Vérone-Brenner;
 - Axe Gênes-Milan-Chiasso et Gênes Voltri-Alexandrie-Gravellona Toce;
 - Axe Fréjus-Turin-Milan-Bergame-Vérone-Padoue-Venise-Trieste

Selon une première hypothèse simplifiée, il en résulterait un nombre non inférieur à 10, chiffre largement dépassé par le développement actuel du réseau de distributeurs de GNL.

- Les indications du système de distribution pour l'approvisionnement en GNL, y compris les structures de chargement des camion-citernes cryogéniques. Les prévisions de marché, présentées dans le tableau 11, indiquent en particulier pour 2030 la construction d'au moins 10 points de chargement pour les camion-citernes cryogéniques et 20 points de ravitaillement pour les véhicules navals fonctionnant au GNL.

Le QSN-GNL prévoit, pour les infrastructures de base de la chaîne logistique de distribution primaire de GNL, la présence en Italie en 2030 de 5 terminaux équipés de stockage et d'installations SSLNG, ainsi que 30 dépôts côtiers intermédiaires (de tailles comprises entre 1 500 et 10 000 mc), qui pourrait permettre l'exploitation des 10 points de chargement des camion-citernes cryogéniques pour le transport de GNL, et des 20 points de ravitaillement des navires propulsés au GNL opérant dans les ports et ports intérieurs. Cette infrastructure devrait permettre la distribution du GNL requis par les différents secteurs d'utilisation finale, estimée à 5,3 millions de tonnes par an dans le scénario minimum et à 7,1 dans le scénario maximum (voir tableau 1.1). Dans ce scénario, chaque terminal déplacerait en moyenne 1,2 million de tonnes par an, et chaque dépôt intermédiaire environ 200 000 tonnes / an.

Les orientations et les objectifs du QSN-GNL adoptés fin 2016 ont été confirmés et inclus dans les principales orientations suivantes de la politique énergétique nationale italienne, consistant en la stratégie énergétique nationale approuvée fin 2017 (SEN 2017) et le Plan National Intégré pour la «Énergie et climat (PNEC), définitivement notifiée à la Commission européenne en janvier 2020.

Table 1.1. Infrastruttura e previsioni di mercato per SSLNG à partir de 2020, 2025 et 2030 du Cadre Stratégique Nationale

Application	Prévisions 2020	Prévisions 2025	Prévisions 2030	Notes
Systèmes de stockage (primaire) aux terminaux de regazéification et / ou terminaux de réception	3	4	5	Dépôts de 30000 à 50 000 m3
Installations de stockage de GNL (secondaire)	5	15	30	tailles de 1500 à 10000 m3
Systèmes de ravitaillement en GNC intégrés au GNL	2%	10%	800	
Véhicules routiers GNL - véhicules neufs			12% - 15% (30-35.000)	% de la flotte en circulation à la fois mono-carburant et bicarburant
Demande de GNL de transport lourd (t / a)	400.000	1.250.000	2.500.000	
Demande de GNL pour le transport léger L-CNG (t / a)			500.000	(Min)
Demande de GNL pour le transport léger L-CNG (t / a)			1.000.000	(Max)
Demande de GNL sur le marché hors réseau, industrie (t / a)			1.000.000	(hypothèse minimale avec un

			prix du pétrole à 30 \$ / b)
Demande de GNL sur le marché hors réseau, industrie (t / a)			2.000.000 (hypothèse maximale avec prix du pétrole 100 \$ / b)
Demande de GNL sur le marché civil hors réseau (t / a)			300.000 (hypothèse minimale avec un prix du pétrole à 30 \$ / b)
Demande de GNL sur le marché civil hors réseau (t / a)			600.000 (hypothèse maximale avec prix du pétrole 100 \$ / b)
Demande de bunker de GNL (t / a)		800.000	1.000.000
Navires de nouvelle construction propulsés au GNL	2	20	35
Conversion de navires propulsés au GNL	5	20	25
Points de chargement pour les véhicules-citernes de GNL	5	7	10
Nombre de points de ravitaillement accessibles au public le long du réseau RTE-T	3	5	7
Points de ravitaillement en GNL pour les navires navals opérant dans les ports maritimes et pour la navigation intérieure	10	12	20

Source: annexe III du décret législatif n. 257/2016

La méthanisation de la Sardaigne dans le QSN-GNL

Parallèlement à l'approbation de PEARS 2016 (voir paragraphe 1.3.1.1) et à la signature du pacte pour le développement (voir paragraphe 1.3.1.2), la procédure législative a eu lieu qui a conduit à la publication dans GU³ du décret législatif no. 257/2016 à la transposition de la directive 2014/94 / UE. En particulier, le cadre stratégique national pour le développement des infrastructures pour les carburants alternatifs annexé au décret législatif, dans la partie consacrée au GNL, prévoit une section spécifique (5.18) sur le thème de l'utilisation du GNL en Sardaigne.

3 - La publication a eu lieu le 14 janvier 2017, mais le plan de mise en œuvre Dgls avec les lignes directrices pour la méthanisation de la Sardaigne avait déjà été officialisée le 15 septembre 2016 pour les avis du Parlement et de la Conférence des régions.

Le thème est traité en parallèle avec la mise en place du Plan Régional Énergétique Environnemental de la Sardaigne approuvé en août 2016, et partant donc de l'analyse des trois options de méthanisation possibles de l'île: 1) Gazoduc sous-marin de Toscane, poursuite à terre via une dorsale à partir de laquelle les gazoducs secondaires alimenteraient les réseaux de distribution; 2) petit terminal de regazéification à partir duquel commence une dorsale de transport avec des gazoducs secondaires connexes; et 3) l'option SSLNG basée sur des dépôts ou des méthaniers côtiers de GNL (FSU) amarrés dans des sites appropriés tels que Porto Torres, Cagliari ou Oristano à partir desquels fournir des services publics hors réseau et des réseaux de distribution par camion et / ou conteneur.

L'analyse du QSN-GNL se termine en indiquant clairement l'option SSLNG comme la meilleure pour: la flexibilité et la modularité des infrastructures par rapport au développement de la demande de gaz et du réseau de gaz sur l'île; délais de mise en œuvre rapides; une plus grande synergie, par rapport aux deux autres options, avec les opportunités de développer les utilisations du GNL comme carburant dans le transport maritime et routier ainsi que pour l'approvisionnement des utilisateurs industriels hors réseau. L'intérêt des opérateurs pour cette option est également souligné, comme en témoignent les projets déjà présentés à mettre en œuvre, alors que pour les deux autres options il n'y a pas de projets formalisés.

Le QSN décrit la méthanisation de la Sardaigne comme un processus graduel divisé en plusieurs phases à partir des zones de Cagliari et Sassari considérées comme les plus consommatrices, et il est précisé que:

"En particulier, dans la région de Cagliari, le GNL regazéifié pourrait être introduit dans les réseaux de distribution existants de la ville alimentés au propane, tandis que dans d'autres régions où la création d'un réseau de distribution n'est pas économique (en raison de la faible densité de population et / ou la conformation défavorable du territoire) serait dans une première phase dans laquelle il est possible d'effectuer les approvisionnements immédiatement en transportant le GNL par route, via des camion-citernes cryogéniques, en le déchargeant dans des dépôts spéciaux situés à proximité des utilités civiles et industrielles ainsi que dans les réservoirs des points de vente de carburant pour la fourniture de GNL (et éventuellement de gaz naturel comprimé au GNC) à usage automobile; dans une deuxième phase, le cas échéant, il serait possible de procéder à la création d'un gazoduc interne afin de relier les différents dépôts aux réseaux de distribution existants de la ville et à développer".

Les indications de la méthanisation de la Sardaigne formalisées avec la publication au JO du décret législatif transposant la directive 2014/94 / UE et les engagements pris avec le Pacte pour le développement de la Région Sardaigne, constituent le premier cadre de référence officiel des orientations du gouvernement pour la méthanisation de l'île, largement confirmée d'abord dans le SEN (2017) puis dans le PNIEC (2020). Le QSN-GNL ne fournit pas d'indications sur les problèmes réglementaires liés à la méthanisation de la Sardaigne qui sont en partie fournis par certaines des dispositions du décret législatif no. 257/2016.

1.2.1.3 La Stratégie Énergétique Nationale (2017)

La Stratégie Énergétique Nationale (SEN), adoptée le 10 novembre 2017, accorde une attention particulière

à la méthanisation de la Sardaigne (Annexe II), précisant que cette ligne d'intervention constitue un "thème central de la politique énergétique du gouvernement". Le document abordait également certaines des questions réglementaires qui émergeaient lors de la première phase de mise en œuvre par l'ARERA des dispositions du décret législatif no. 257/2016.

L'annexe II du SEN sur le thème de la méthanisation de l'île a retracé les démarches déjà entreprises, au niveau régional et national, avec PEARS 2016, le Pacte de développement, le décret législatif no. 257/2016 et le QSN-GNL. L'aperçu des initiatives, déjà activées par les opérateurs, a été présenté en Sardaigne pour la construction de dépôts côtiers de GNL, d'usines de regazéification et pour les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.

SEN 2017 a confirmé les adresses de la section 3.18 du QSN-GNL (**voir paragraphe 1.2.1.2**) indiquant qu'après les analyses approfondies réalisées et l'analyse des observations reçues dans le cadre de la phase de consultation du SEN, «la solution de méthanisation via SSLNG est la meilleure car elle est très flexible (compte tenu de la modularité des dépôts adaptable à la croissance de la consommation), il permet le développement progressif des réseaux et des délais de mise en œuvre rapides »⁴

Le document rappelle que cette solution permet l'utilisation du GNL également comme carburant pour les véhicules portuaires, pour le transport naval et routier et pour la satisfaction des besoins industriels, ainsi que l'activation directe par des particuliers des investissements nécessaires à leur concrétisation. Il a également été déclaré que cette option est compatible avec le choix de l'élimination du charbon dans la production d'électricité sur l'île, ce qui impliquerait la construction de centrales au gaz pour 400 MW. Sur cette option, cependant, il a également été précisé qu'il serait possible de remplacer le charbon même avec le simple développement des accumulations.

Enfin, le SEN 2017 a déclaré que l'ensemble des projets de dépôts côtiers proposés par les opérateurs (**voir annexe A du présent rapport**) dans leur ensemble aurait une capacité d'approvisionnement suffisante pour garantir l'approvisionnement des nombreux réseaux de distribution locaux existants et ceux prévu ou en construction.

Le document traite des enjeux réglementaires-réglementaires liés à la méthanisation basée sur la construction d'une partie isolée du réseau national de transport qui n'a toujours pas de références aujourd'hui suffisante pour permettre des décisions d'investissement et a en particulier déclaré que:

- le réseau de transport aurait été créé dans le cadre du système de tarifs de transport rejoindre le réseau de transport national et régional;
- également les services pour la distribution du GNL sur les stockages côtiers sardes reliés à la le transport devait être soumis à la séparation comptable prévue à l'article 9 du décret législatif no. 257/2016 pour les grands terminaux (voir paragraphe 1.2.1.5);
- les entrepôts côtiers sardes connectés au réseau de transport devraient devenir des points d'entrée du réseau lui-même, être fonctionnels à l'équilibrage, et également réaliser un service de stockage

4 - SEN 2017 – 10 novembre 2017, annexe II pag. 298

stratégique pour faire face aux situations de difficulté d'approvisionnement par bateau comme dans le cas de conditions météorologiques défavorables;

- la nécessité de mesures spécifiques de gestion du marché à travers la création d'une nouvelle plateforme et / ou des interactions avec le PSV, et l'équilibrage des flux physiques dans les pipelines de la dorsale sarde.

Le SEN 2017 n'a pas fourni d'indications spécifiques sur la régulation du régime tarifaire des réseaux de distribution connectés à la dorsale sarde, dont on pourrait déduire qu'ils auraient dû être traités par le régulateur à travers les instruments actuels prévus par la régulation tarifaire nationale.

Dans le même temps, le SEN 2017 a clairement réaffirmé que: «les réseaux urbains actuellement desservis par du propane, autrefois alimentés en GNL localement regazéifié, et donc restés des réseaux isolés, jusqu'à la création du réseau de transport qui reliera les réseaux de distribution entre eux, aurait été traité du point de vue réglementaire comme les réseaux isolés actuellement alimentés au GPL présents sur le territoire péninsulaire, en particulier dans les zones de montagne."⁵

Le document prévoyait également la création d'une zone SECA (zone de contrôle des émissions de soufre) dans les eaux territoriales de la Sardaigne avec l'introduction de la limite de 0,1% de soufre dans les carburants marins, comme outil pour encourager la propagation des bateaux propulsés au GNL dans le trafic portuaire sarde, et donc aussi la demande de GNL transporté par les dépôts côtiers sardes.

Comme l'exige le document de consultation, la rédaction finale du SEN présente les résultats d'une analyse coûts-avantages du programme de méthanisation incluant les aspects socio-environnementaux, pour lesquels la méthodologie ENTSO-G aurait été utilisée pour des projets d'intérêt européen. En particulier, d'un point de vue économique, il a été indiqué que les coûts liés à la construction et à la gestion des infrastructures avaient été pris en compte, les économies liées à la possible réduction des coûts d'approvisionnement énergétique par rapport aux prix des produits utilisés aujourd'hui en Sardaigne.

Les principaux éléments pris en compte par cette analyse sont partis de l'adoption du cadre de demande de gaz naturel indiqué par le scénario de base de PEARS 2016 qui prévoit une demande globale d'environ 530 millions de Smc lorsqu'il sera pleinement opérationnel. En termes de coûts d'investissement dans les infrastructures, 400 millions d'euros pour les dépôts côtiers et les usines de regazéification, 400 millions d'euros pour la dorsale de transport et 550 millions d'euros pour les réseaux de distribution ont été considérés. Les coûts d'exploitation du réseau de transport en SEN 2017 sont estimés à environ 9 millions d'euros par an.

Du point de vue des bénéfices, de manière très sommaire, le document gouvernemental a estimé les bénéfices liés à la baisse des coûts d'approvisionnement énergétique permise par la disponibilité du gaz naturel et à la baisse des coûts des émissions de CO₂, pour un total d'environ 160 millions d'euros. À ces coûts réduits s'ajoutent 700 millions d'euros supplémentaires d'avantages liés à la relance de la compétitivité.

5 - SEN 2017 – 10 novembre 2017, Annexe II, pag. 302.

1.2.1.4 Le plan national énergie et climat (2020)

En janvier 2020, le gouvernement italien a envoyé à Bruxelles le plan national intégré énergie et climat pour l'Italie (PNEC). La proposition de PNEC avait fait l'objet d'une consultation publique par le MiSE, et également soumise à la procédure d'évaluation environnementale stratégique (EES) activée en avril 2019. Les résultats de l'EES ont été officialisés par le MATTM le 31/12/2019 et aucune indication spécifique n'est apparue sur les aspects environnementaux inhérents aux chaînes d'approvisionnement de GNL final.

Lors de la Conférence Unifiée, le 18 décembre 2019, le gouvernement a accepté une série de propositions de modification de la PNEC présentées par les régions en relation avec le processus de méthanisation de la Sardaigne visant à promouvoir la création de la dorsale de transport de gaz naturel.

La notification finale à l'UE était attendue fin 2019, mais le texte final de la PNEC a été publié le 21 janvier 2020.

Le PNEC confirme et renforce les orientations du QSN-GNL et du SEN 2017 en ce qui concerne les objectifs de développement de la chaîne d'utilisation finale du GNL, et en particulier:

- l'objectif de développer le réseau de distributeurs de GNL pour poids lourds pour 800 magasins d'ici 2030;
- les mesures pour le secteur des transports comprennent les incitations actuelles accordées par le MIT pour l'achat de véhicules utilitaires de plus de 3,5 t alimentés au GNL;
- des mesures sont envisagées pour développer l'utilisation du GNL pour le transport maritime et les services portuaires, telles que la question des règles d'exonération fiscale pour la construction de dépôts et / ou de distributeurs de GNL dans les ports, la réduction des tarifs portuaires pour les véhicules GNL, formes de financement visant à la construction de dépôts et de véhicules GNL conformément aux politiques et mesures d'incitation de l'UE pour la construction navale de GNL;
- l'initiative d'introduire des zones SECA avec une limite de 0,1 soufre pour les carburants marins est de nouveau proposée;
- la nécessité d'assurer un cadre de référence stable pour encourager les décisions d'investissement du secteur industriel dans le secteur est affirmée, à condition que les accises sur le gaz naturel, utilisé dans les transports, également sous forme de GNL, restent stables sur la valeur actuelle;
- enfin, les objectifs de développement des infrastructures de distribution de GNL comme carburant alternatif prévus par le Cadre Stratégique National sont confirmés, ainsi que les synergies de ces objectifs avec la méthanisation de la Sardaigne à travers la chaîne d'approvisionnement SSLNG.

La version définitive du PNEC a été modifiée en incorporant les propositions faites par les régions concernant la méthanisation de la Sardaigne, en introduisant une série d'indications qui récupèrent partiellement les lignes directrices déjà présentes dans SEN 2017 et qui n'avaient pas été re-proposées dans le plan PNEC mis en consultation avec le début 2019.

En particulier sur p. 90 du PNEC, dédié aux infrastructures de transport d'énergie pour le secteur du gaz, il est indiqué qu'il est approprié et pratique:

- I. approvisionner les industries sardes en gaz naturel, les réseaux de distribution municipaux existants (remplaçant le propane) et déjà compatibles avec le gaz naturel, et ceux en construction;
- II. remplacer les carburants de transport lourds;
- III. remplacer les carburants marins traditionnels par du GNL en introduisant progressivement la limite de 0,1% de soufre pour les navires portuaires et les ferries;
- IV. d'alimenter en gaz naturel les centrales thermoélectriques prévues pour l'élimination des centrales au charbon;
- V. de distribution de l'analyse coûts-avantages lancée par RSE pour le compte d'ARERA, qui devrait être disponible au printemps 2020, les interventions les plus appropriées seront mises en œuvre pour le transport de gaz naturel;
- VI. qu'afin d'offrir aux utilisateurs sardes connectés aux réseaux de distribution des prix conformes à ceux du reste de l'Italie, des solutions techniques / réglementaires doivent être adoptées qui permettent d'assimiler les charges du système et de corrélérer le prix de la matière première avec le PSV.

En outre, la PNEC établit l'élimination du charbon dans la production thermoélectrique d'ici 2025. À cette fin, le ministère du Développement économique a lancé une table de travail technique sur le thème de l'élimination du charbon de la production d'électricité, divisée par zones du marché de l'électricité, en plus d'un tableau spécifique pour la Sardaigne. Le travail de ce tableau avec la participation de toutes les régions concernées, ainsi que des opérateurs et des partenaires sociaux, vise à identifier les conditions, les voies accélérées et les méthodes du *phase-out*, à assurer la sécurité du système et à proposer des solutions pour répondre aux problèmes de chômage après le *phase-out*.

En ce qui concerne le processus d'élimination du charbon en Sardaigne, la PNEC indique également qu'une nouvelle interconnexion électrique Sardaigne - Sicile - Continent est en cours d'évaluation, ainsi que de nouvelles capacités de production de gaz ou de stockage de 400 MW situées dans l'île, ainsi que l'installation de compensateurs pour assurer la fonctionnalité du réseau électrique de l'île. Le parcours du *phase-out* a révélé des orientations contradictoires, comme celle de la Région qui considère la date de 2025 trop proche pour la fermeture des centrales au charbon de l'île, et celle de ceux qui soutiennent que la construction ne sera pas nécessaire de nouvelles capacités thermoélectriques de gaz naturel sur l'île, face aux développements attendus de la production d'électricité à partir de sources renouvelables et par la volonté de Terna de mettre en œuvre rapidement le projet "Tyrrhenian Link" pour une nouvelle interconnexion électrique Sardaigne - Sicile - Continent.

Ce type de débat re-propose les incertitudes déjà apparues, lors du lancement du SEN 2017, sur les volumes de demande de gaz naturel pour la production thermoélectrique dans les scénarios de transition énergétique de la Sardaigne.

1.2.1.5 - Le paragraphe 6 de l'article 60 du décret législatif no. 76 du 16 juillet 2020

Le 16 juillet 2020, le décret-loi n. 76 contenant des mesures urgentes de simplification et d'innovation numérique (appelées «simplifications DL») a été publié au Journal officiel « La Gazzetta Ufficiale ». Le

paragraphe 6 de l'article 60 du «décret simplifications» introduit des dispositions réglementaires spécifiques visant à mettre en œuvre les dispositions des lignes directrices du PNIEC pour la méthanisation de la Sardaigne (voir paragraphe 1.2.1.4).

La nouvelle disposition législative introduite avec le décret-loi, qui doit être converti en loi avant le 14 septembre, rappelle à titre préliminaire une liste d'objectifs (revitalisation des activités industrielles, durabilité des prix de l'énergie, compatibilité environnementale, mise en œuvre du PNIEC, décarbonisation de la consommation, sortie du charbon dans la production d'électricité), pour atteindre ce qui est considéré, également à des fins tarifaires, comme faisant partie du réseau national de transport de gaz naturel: *"L'ensemble des infrastructures de transport et de regazéification de gaz naturel liquéfié nécessaires pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel par des navettes à partir des terminaux de regazéification italiens régulés et leurs éventuelles mises à niveau jusqu'aux terminaux de regazéification à construire dans la région elle-même"*.

La dernière phrase du paragraphe 6 du "Simplifications DL" attribue également à l'opérateur de réseau de transport (SNAM) la tâche, dans les 30 jours à compter de la date d'entrée en vigueur de la loi de conversion du décret: 1) activer *"Une procédure permettant la présentation des demandes de raccordement au réseau national de transport"* grâce à les infrastructures qui y sont assimilées; et 2) lancer des *«activités préparatoires»* pour leur réalisation.

Le rapport illustratif du gouvernement accompagnant le texte ⁶ des dispositions législatives introduites avec les procédures d'urgence du décret-loi, offre des éléments supplémentaires pour comprendre les objectifs et les raisons des dispositions du paragraphe 6 de l'article 60 du «décret simplifications».

Dans son rapport le gouvernement, en plus de faire référence aux objectifs de l'intervention, rappelle la disponibilité de plus en plus large à des prix compétitifs de gaz naturel liquéfié (GNL) venant de nombreuses régions du monde; et il souligne que le PNIEC reconnaît l'opportunité d'équiper la Sardaigne d'un système d'approvisionnement en GNL à partir de terminaux nationaux, ce qui permet d'alimenter la consommation thermique non électrifiable principalement dans les secteurs de l'industrie, des transports et de la production d'électricité.

Le rapport indique également que: *"Une condition nécessaire, cependant, pour garantir l'efficacité du système d'approvisionnement en GNL est qu'il réponde pleinement au besoin de continuité, de sécurité et de compétitivité des approvisionnements, afin de garantir aux consommateurs sardes des conditions égales, économiques aussi, par rapport aux autres consommateurs nationaux "*.

Le rapport explicatif précise également certains éléments qui devraient caractériser le système d'approvisionnement en GNL de l'île envisagé par le PNIEC, afin de mettre en œuvre les règles du paragraphe 6 de l'article 60 du «Simplifications DL». Ce système d'approvisionnement devrait consister en une connexion - opérée par le Transmission System Operator National (SNAM) grâce à l'utilisation de «navettes GNL dédiées» - entre les terminaux de regazéification de GNL prévus en Sardaigne et ceux déjà en activité dans la péninsule italienne.

6 - <http://www.senato.it/leg/18/BGT/Schede/Ddliter/53158.htm>

Selon le gouvernement, cette connexion "représenterait une extension - quoique virtuelle - du réseau national de transport de gaz exploité par l'opérateur, de manière à permettre aux consommateurs sardes de se procurer du gaz naturel directement au Virtual Trading Point comme les autres consommateurs nationaux". A cet effet, le rapport explicite que la nouvelle disposition législative sera accompagnée d'une intervention réglementaire de l'ARERA avec laquelle "garantir la durabilité des investissements, les modernisations nécessaires aux terminaux nationaux de regazéification pour permettre le chargement de GNL sur les navettes dans les quantités nécessaires, l'achat et l'exploitation des mêmes en nombre et capacité suffisante pour garantir la continuité du service, ainsi que la construction des terminaux de regazéification en Sardaigne (de préférence construits sur une base flottante de stockage et de regassification (FSRU), afin de minimiser l'impact sur le territoire et la flexibilité des infrastructures à long terme) à placer en fonction de la répartition géographique attendue de la consommation de gaz industriel et thermoélectrique, également en relation avec l'élimination progressive du charbon et l'installation éventuelle de centrales de production au gaz dans les limites indiquées par le PNIEC nécessaires à la stabilité du réseau électrique de l'île."

Le premier élément à souligner est qu'avec cette initiative, le gouvernement a jugé nécessaire d'intégrer le cadre législatif sur la base duquel jusqu'aujourd'hui se sont développés les initiatives de méthanisation de la Sardaigne et les interventions réglementaires connexes de l'Arera.

En particulier, il n'est pas clair quelle sera la relation entre les nouvelles interventions que l'Arera devrait effectuer sur la base des nouvelles dispositions législatives du «simplifications DL», et les résultats de l'étude indépendante, visant à une évaluation plus large des options disponibles par rapport à la l'adaptation infrastructurelle du système énergétique de la Sardaigne, en tenant compte des différents projets d'infrastructure concernant l'île, tant dans les secteurs du gaz que de l'électricité, que l'Arera a confié à RSE.

L'introduction de la notion de réseau virtuel (pipeline virtuel) dans le texte du rapport est certainement pertinente, même si elle se limite au réseau de transport de gaz naturel, ne comprenant que les terminaux de regazéification et les méthaniers SSLNG à utiliser pour le transport.

Ne sont pas compréhensibles les raisons pour lesquelles dans le réseau virtuel ainsi configuré, est exclue, pour la phase de transport, la chaîne d'approvisionnement sans regazéification au terminal de réception des méthaniers, et l'ultérieur downstream du GNL via des camion-citerne cryogéniques pour l'approvisionnement des dépôts de services satellites des réseaux de distribution.

Un autre élément à comprendre est la limitation de la formule du «pipeline virtuel» aux seules infrastructures italiennes régulées de fourniture de GNL, ce qui semble être en contradiction avec les règles générales du marché unique de l'UE.

1.2.1.6 Régulation des infrastructures pour l'approvisionnement en GNL et la méthanisation de la Sardaigne

En mars 2017, l'ARERA par la **résolution 141/2017/R/gas (16/3/2017)**, a engagé la procédure de formation des mesures prévues par le décret législatif n °. 257/2016 concernant: la régulation des infrastructures de stockage et de transport de GNL pour le développement du réseau national de transport (art 9); et pour la discipline de séparation comptable des activités de distribution pour les utilisations finales du GNL aux terminaux de regazéification régulés (art. 10).

Pour le stockage de GNL connecté ou fonctionnel au raccordement et à la construction du réseau national de transport de gaz naturel prévu par l'article 9 du décret législatif, la résolution 141/2017/R/gas, ARERA a été orientée vers la définition d'une première régulation des conditions d'accès. Dans ce contexte, le régulateur a fait référence à l'article 9, paragraphes 1 et 2, et a souligné que cela «implique, tout d'abord, que les conditions d'accès et de fourniture, y compris économiques, des services offerts par le biais de ces infrastructures, sont soumises aux fonctions de règlement de l'ARERA, en application aussi des articles 23 et 24 du décret législatif 164/00. »

Pour les activités de distribution du GNL des terminaux de regazéification, l'ARERA avec la résolution 141/2017/R/gas avait également entamé la procédure de formation des mesures pour réglementer la séparation comptable des services SSLNG et déterminer les méthodes permettant d'éviter des frais en charge aux tarifs régulés. La résolution a souligné que:

"Les services de GNL à petite échelle peuvent affecter le fonctionnement des services régulés par l'Autorité offerts par les terminaux GNL, et les conditions contractuelles des services de GNL à petite échelle peuvent interférer avec les conditions d'accès et de fourniture des services régulés définis par l'Autorité et refusé par l'entreprise dans le cadre de son code de regazéification; en ce qui concerne ces profils d'interférence possibles, l'Autorité est tenue d'exercer ses fonctions de régulation pour assurer une coordination efficace entre les services, en vue de promouvoir l'efficacité du service de regazéification, la concurrence et la protection du consommateur final et les utilisateurs des services régulés offerts par les terminaux GNL".

ARERA, à la lumière de cette prémisse, a résolu d'approfondir le périmètre et les activités attribuables aux services de GNL à petite échelle fournis par les terminaux GNL, à la fois afin d'adopter une discipline adéquate concernant les obligations de séparation comptable, et afin de vérifier l'existence de tout besoin de coordination entre ces services et ceux régulés par l'Autorité en vue de promouvoir l'efficacité, la concurrence et la protection du client final. ARERA, outre ce que le législateur indiquait aux paragraphes 2 et 3 de l'article 10, avait donc également mis en place pour vérifier l'existence de tout besoin de coordination entre les services régulés et les nouveaux services.

Régulation des services SSLNG dans les terminaux de regazéification et les dépôts conformément à l'art. 9 Décret législatif n. 257/2016

La résolution 168/2019/R/gas a défini les critères réglementaires pour la séparation comptable des services SSLNG dans les infrastructures de regazéification régulées confirmant les lignes directrices du

DCO/590/2018/R/gas et introduisant des modifications au TIUC (Integrated Text Umbundling Comptable)⁷ et au TIRG (texte intégré sur l'adoption des garanties de libre accès au service de regazéification du gaz naturel liquéfié).⁸

L'Autorité a modifié la TIUC dans les parties où les activités de regazéification sont définies et a inclus les services SSLNG dans les "différentes activités" à caractère libre et non régulé déjà envisagées par la TIUC. Selon l'Autorité, le classement des activités dites "différentes activités", en utilisant les règles du TIUC, permettra d'obtenir une représentation comptable claire des activités exercées et donc d'éviter d'éventuelles subventions croisées entre elles.

Pour l'accès aux services SSLNG, l'Autorité distingue deux cas liés au mode de gestion de la capacité fonctionnelle pour la fourniture de services SSLNG:

- 1) celui dans lequel les services SSLNG sont assurés par la capacité d'une **installation exclusivement dédiée** à ces services;
- 2) celui dans lequel les services SSLNG sont offerts en engageant une partie de la **capacité offerte aux utilisateurs du service de regazéification** régulé.

Sur la base de cette distinction, Arera a établi les règles d'accès aux services SSLNG dans les dépôts conformément à l'art. 9 du décret législatif no. 257/2016 (également valable pour l'accès aux services SSLNG aux terminaux de regazéification régulés):

- Dans le cas de **capacités dédiées**, l'accès aux services SSLNG sera basé sur des **procédures non discriminatoires** définies par les opérateurs, tout en évitant que la capacité de regazéification soit compromise;
- Dans le cas des services SSLNG **qui impliquent une partie de la capacité de regazéification**, l'Autorité a défini que les parties intéressées doivent avoir une capacité de regazéification en participant aux **procédures de cession définies conformément au TIRG**.

Les gestionnaires d'infrastructures de regazéification régulées doivent rendre publiques les conditions techniques et économiques de la prestation de services SSLNG, et proposer ces services de manière non discriminatoire. Enfin, la résolution 168/2019/R/gas du 7 mai 2019 demandait la définition des tarifs des services SSLNG aux dépôts conformément à l'art. 9 du décret législatif no. 257/2016, au règlement sur la régulation tarifaire du service de regazéification de GNL (RTRG), dont le processus de révision périodique était déjà en cours.

Critères de régulation tarifaire pour les services SSLNG dans les dépôts conformément à l'article 9 du décret législatif 257/2016

Arera a défini la régulation tarifaire pour les services SSLNG dans les dépôts conformément à l'art. 9 du décret législatif 257/2016 avec la résolution **474/2019/R/gas** du 19 novembre 2019, qui a approuvé le

7-TESTO INTEGRATO DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL GAS E IL SISTEMA IDRICO IN MERITO AGLI OBBLIGHI DI SEPARAZIONE CONTABILE (UNBUNDLING CONTABILE) PER LE IMPRESE OPERANTI NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS E PER I GESTORI DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO E RELATIVI OBBLIGHI DI COMUNICAZIONE", Arera, <http://www.arera.it/akkegati/docs/16/137-16all.pdf>

8 - Arera - <https://www.Arera.it/allegati/docs/17/660-17tirg.pdf>

nouveau texte intégré du "Règlement tarifaire pour le service de regazéification du gaz naturel liquéfié pour la cinquième période réglementaire 2020-2023" (RTRG).⁹

En ce qui concerne la régulation tarifaire, l'Autorité a adopté une approche de *net back pricing*, avec la rétrocession d'une partie des revenus des nouveaux services SSLNG pour couvrir les coûts communs. La valeur de la rétrocession des revenus est donc déterminée sur la base de la méthode de gestion des capacités retenue:

- Dans le cas de capacités dédiées, une partie des revenus des services SSLNG est réduite des revenus de référence du service de regazéification;
- Dans le cas de capacités concurrentes (c'est-à-dire utilisant la même capacité de regazéification pour les services SSLNG), les revenus provenant de l'allocation de la capacité pour les services SSLNG contribueront à couvrir les coûts communs seront considérés comme des revenus effectifs en cas d'application de tout facteur de correction des revenus pour le service de regazéification.

Dans le cas de nouvelles infrastructures de regazéification régulées, l'Autorité a adopté une approche cohérente avec celle des services SSLNG dans les terminaux régulés existants. Avec la résolution 474/2019 / R / gas, l'Autorité a déterminé, en particulier avec l'article 27 du RTRG, les méthodes de couverture des coûts communs imputables aux services SSLNG en raison des deux méthodes de fourniture des services: 1) à capacité partagée avec le service de regazéification; ou 2) grâce à une capacité dédiée aux services SSLNG.

1) Dans le cas des services SSLNG fournis en engageant la même capacité de regazéification (lorsque l'accès à l'infrastructure a lieu par le biais des procédures concurrentielles prévues pour la cession de la capacité de regazéification établie par le TIRG), les recettes provenant de la cession de la regazéification contribue à couvrir les coûts communs.

2) Dans le cas de capacités dédiées aux services SSLNG supplémentaires à celles autorisées pour la fourniture du service de regazéification, un pourcentage des revenus provenant de la fourniture des services SSLNG est diminué des revenus de référence du service de regazéification. Ce pourcentage est déterminé à un taux forfaitaire égal à 50% du chiffre d'affaires net généré par la fourniture de services SSLNG, diminué des coûts directement imputables à ces services.

Régulation des services de regazéification dans les dépôts SSLNG ex art. 9 Décret législatif n. 257/2016

9 - Arera - <https://www.Arera.it/allegati/docs/19/474-19rtrg.pdf>

Résolution Arera 168/2019 / R / gas du 7 mai 2019

Avec la résolution **168/2019/R/gas** du 7 mai 2019, Arera a défini les critères réglementaires d'accès et également de prestation économique des services de regazéification dans les dépôts de GNL conformément à l'art. 9 Décret législatif 257/2016, confirmant les lignes directrices du DCO / 590/2018 / R / gas.

Le règlement n'est prévu que pour les dépôts de stockage déclarés stratégiques par le MiSE sur la base des analyses coûts-avantages présentées par les proposants et après audition de l'ARERA selon les dispositions de l'art. 9 du décret législatif 257/2016, et exclusivement pour les dépôts qui sont déjà effectivement connectés au réseau de transport et qui mènent des activités de regazéification.

Un mécanisme de couverture des revenus de référence liés au service de regazéification des dépôts de GNL considérés comme stratégiques au sens de l'art. 9 du décret législatif 257/2016 est établi. Pour ce mécanisme, l'Autorité a établi que:

- 1. il aura une application limitée à la période de démarrage de l'entreprise uniquement;
- 2. le niveau de couverture des revenus ne peut être supérieur à celui prévu pour les terminaux de regazéification conformément à l'art. 19 du RTRG.

Avec la résolution 168/2019 / R / gas, il est établi aussi que les méthodes d'application de ce mécanisme en termes de niveau de couverture et de durée de la période d'application seront définies dans les critères de régulation tarifaire du service de regazéification pour la cinquième période qui entrera en vigueur à partir de 2020. Dans ces infrastructures également, l'accès au service de regazéification est toujours une priorité par rapport aux services SSLNG.

Le DCO Arera 391/2019 / R / gas du 26 septembre 2019

Suivant la voie indiquée par la résolution 168/2019 / R / gas, Arera a adopté le **DCO 391/2019/R/gas** du 26 septembre 2019 sur les "CRITÈRES DE RÉGULATION TARIFAIRE DU SERVICE DE REGASIFICATION DES GAZ NATURELS LIQUIDES POUR LA CINQUIÈME PÉRIODE DE RÉGULATION", dans lequel il a également consulté ses orientations finales sur les modalités d'application du mécanisme de couverture des revenus de référence liés au service de regazéification des dépôts de GNL considérés comme stratégiques au sens de l'art. 9 du décret législatif 257/2016.

Le DCO 391/2019/R/gas prévoyait une durée d'application du facteur de couverture comprise entre 3 et 5 ans, afin de permettre à ces infrastructures d'avoir un intervalle de temps adéquat pour la commercialisation de leurs services.

En référence au niveau de couverture des revenus de référence liés au service de regazéification de dépôts de GNL considérés comme stratégiques au sens de l'art. 9 du décret législatif 257/2016, l'Autorité a exprimé dans DCO 391/2019 / R / gas l'orientation à utiliser le principe, également proposé pour les nouveaux terminaux de regazéification, d'utiliser une part des revenus égale ou inférieure à 64% , établie au cas par cas sur la base des résultats d'une analyse coûts-avantages spécifique présentée par le promoteur de l'initiative.

Résolution Arera 474/2019 / R / gas du 19 novembre 2019

Par sa résolution 474/2019/R/gas du 19 novembre 2019, Arera a approuvé le nouveau texte des "CRITÈRES DE RÉGULATION TARIFAIRE DU SERVICE DE REGASIFICATION DE GNL POUR LA CINQUIÈME PÉRIODE DE RÉGULATION (2020-2023)" (RTRG), qui, à l'article 28, régit le mécanisme de couverture des revenus de référence pour les dépôts de GNL conformément à l'art. 9 du décret législatif no. 257/2016.

Avec la résolution 474/2019 / R / gas, l'Autorité a fixé une durée d'application du mécanisme de couverture des revenus de 4 ans, afin d'offrir à ces infrastructures un délai raisonnable pour la commercialisation de leurs services, et un niveau de couverture égal à un pourcentage, inférieur ou égal à 64%, déterminé au cas par cas par l'Autorité sur la base de l'analyse coûts-avantages présentée par l'opérateur qui démontre l'utilité de cette infrastructure pour le réseau gazier.

Règlement sur les dépôts côtiers SSLNG conformément à l'art. 10 Décret législatif n. 257/2016

Concernant le champ d'application de l'**article 9 du décret législatif 257/2016**, le régulateur avait exprimé ses lignes directrices dans **DCO 590/2018/R/gas du 20/11/2018**, précisant qu'elles ne relèvent pas de ce cas:

- ni les dépôts de GNL qui ont pour objet principal la fourniture de services SSLNG et sont connectés au réseau de transport exclusivement pour l'introduction dans le réseau du boil-off gaz produits dans les réservoirs cryogéniques;
- ni les dépôts de GNL connectés et fonctionnels à l'introduction du gaz uniquement dans les réseaux de distribution.

Sur la base de ce type de choix, les deux cas de dépôts côtiers SSLNG mentionnés ci-dessus sont considérés comme faisant partie du champ d'application de l'article 10 du décret législatif no. 257/2016.

SSLNG dépôts côtiers conformément à l'art. 10 connectés au réseau de transport pour la seule gestion du boil-off du gaz (BOG)

En ce qui concerne les installations de stockage de GNL qui doivent être connectées au réseau national de transport de gaz naturel, dans le but exclusif de saisir les quantités liées au *boil-off* du gaz généré par l'usine elle-même, selon le régulateur, avec les lignes directrices déjà exprimées dans le **DCO 590/2018/R/gas du 20/11/2018**, il semblait possible de soumettre ces demandes aux procédures prévues par les codes de réseau des sociétés de transport pour la construction de nouveaux points de livraison à partir de la production nationale de gaz naturel.

En outre, l'Autorité a déclaré que, également en ce qui concerne la réservation de capacité aux points de livraison du réseau de transport, les installations de stockage de GNL susmentionnées pourraient, de la même manière que les dispositions de raccordement, suivre les critères de réservation de capacité à la livraison de la production nationale de gaz naturel contenue dans les codes de réseau.

Avec la résolution **ARERA 648//2018/R/gas du 11 décembre 2018**, après une phase de consultation publique, la proposition de modification du code du réseau de transport SNAM RETE GAS S.p.A. a été

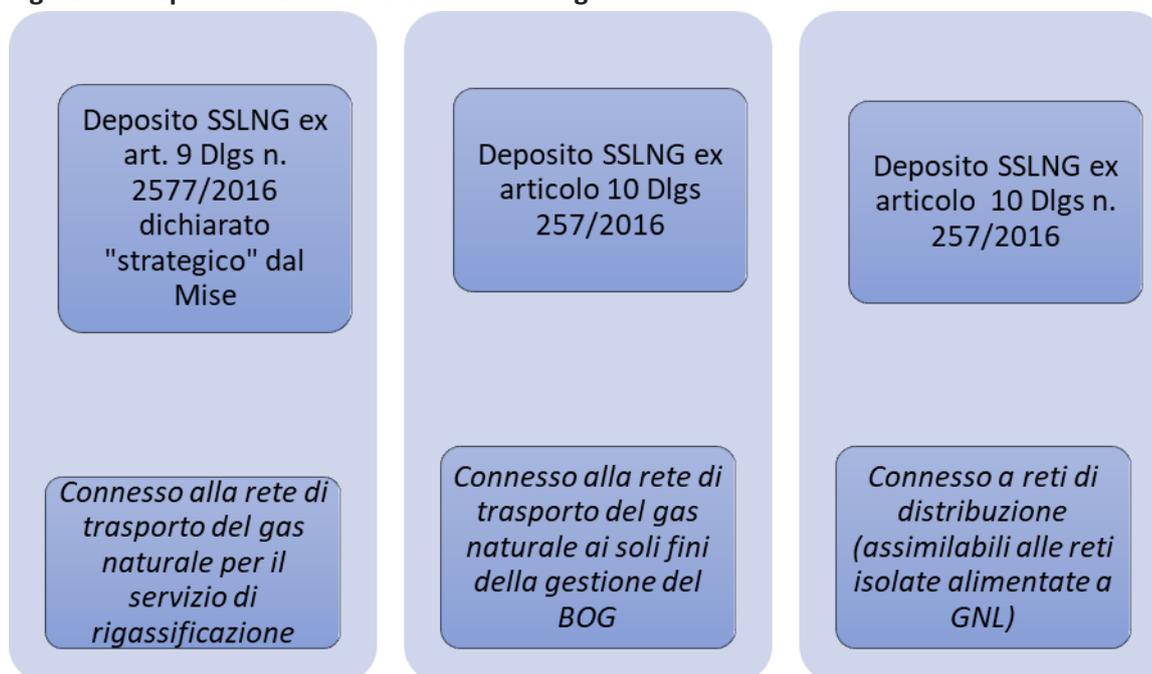
approuvée pour le raccordement de dépôts de GNL non régulés (conformément à l'article 10 du décret législatif 257/2016) dans le seul but de gérer le BOG, le considérant comme compatible avec le fonctionnement efficace du système d'infrastructure.

Ce choix a été confirmé par la résolution **168/2019/R/gas du 7 mai 2019**, dans laquelle, à l'article 1er, paragraphe 1.3, il a été établi que *"les dépôts de GNL connectés au réseau de transport de gaz aux seules fins de l'injection dans le réseau du BOG, qui ne sont donc pas équipés de systèmes fonctionnels au processus de regazéification et n'effectuent pas le service de regazéification comme une activité typique, ils ne sont pas soumis aux fonctions de régulation tarifaire et d'accès par l'Autorité."*

SSLNG dépôts côtiers conformément à l'art. 10 connectés et fonctionnels à l'introduction du gaz dans les réseaux de distribution uniquement

Cette affaire concerne le cas des dépôts côtiers en vertu de l'article 10 connectés et fonctionnels à l'introduction de gaz naturel uniquement dans les réseaux de distribution, qui sont exclus du champ d'application des dépôts côtiers en vertu de l'article 9 car ils ne sont pas connectés à un point d'entrée du réseau de transport du gaz naturel tel qu'identifié par la législation en vigueur.

Figure 1.1 Dépôts côtiers SSLNG et réseaux de gaz naturel



Source: *élaboration STF*

1.2.1.7 Régulation du réseau de transport de gaz naturel en Sardaigne et dans l'Archipel Toscan

Dans le cadre de l'évaluation des plans de développement du réseau de transport 2020-2029, Arera examine actuellement à la fois le projet Enura pour le réseau dorsale sarde en Sardaigne et le projet ITG pour le gazoduc Piombino-Île d'Elbe.

Le résultat de l'évaluation Arera pour ce type d'infrastructures est crucial pour accéder à la régulation qui garantit la rémunération de ces infrastructures en couvrant leurs coûts dans les composantes spécifiques des tarifs du gaz naturel.

La dernière évaluation d'Arera sur ces deux projets a été réalisée par la résolution 335/2019 / R / gas du 30 juin 2019.

Le projet de réseau fédérateur sarde dans le plan de développement 2020-2029 d'Enura

En mai 2020, dans le cadre de la consultation prévue par la procédure Arera pour l'évaluation des plans décennaux de développement du réseau de transport 2020-2029, le réseau Enura a également été mis à disposition.

Le plan de développement sur 10 ans du réseau de transport de gaz naturel d'Enura 2020-2029 envisage le projet de développement de la dorsale sarde comme une initiative de développement.

Le projet était également présent dans les plans de développement précédents de S.G.I. SpA et Snam SpA, déjà soumis à l'évaluation Arera. La dernière évaluation d'Arera du projet de dorsale sarde est celle contenue dans la résolution 335/2019/R/gas¹⁰ du 30 juin 2019.

Tout d'abord Arera, en référence au projet de «méthanisation de la Sardaigne» présenté conjointement par Snam et SGI, a déclaré que les éléments d'information et l'analyse coûts-avantages présentés ne tenaient pas suffisamment compte des perspectives de développement énergétique de l'île et a reconnu la nécessité de fournir d'autres éléments pertinents pour l'évaluation des avantages et des coûts du projet. Par ailleurs, Arera a souligné la nécessité de considérer le projet "Galsi" définitivement dépassé, qui restait présent dans le plan de développement de Snam.

Un autre élément mis en évidence par l'autorité était la nécessité de tenir compte du fait que les scénarios coordonnés entre l'électricité et le gaz revêtent une pertinence particulière aux fins de l'évaluation des avantages du projet de méthanisation de la Sardaigne. Il a donc souligné l'opportunité d'évaluer conjointement ces types de développement d'infrastructures, selon une logique de développement énergétique global en Sardaigne.

Sur la base de ces considérations, l'autorité a conclu en décidant de remettre à plus tard son évaluation, en demandant aux proposant de préparer et de publier une analyse coûts-avantages avec les exigences minimales fixées par la résolution 468/2018 / R / gas, à élaborer sur la base des indications et les scénarios PNIEC.

10 - <https://www.arera.it/it/docs/19/335-19htm>

Enfin, l'autorité a pris la décision de lancer sa propre étude indépendante, visant à une évaluation plus large des options disponibles en ce qui concerne l'adaptation des infrastructures du système énergétique de la Sardaigne, en tenant compte des différents projets d'infrastructure concernant l'île, tant dans le gaz qu'électrique.

À cette fin, l'autorité a décidé de confier la réalisation de l'étude à RSE. Le projet a été présenté à nouveau dans le plan 2019-2020 d'ENURA et fait à nouveau l'objet de l'évaluation qui sera formulée à l'issue de la procédure en cours à l'Arera.

La nouvelle évaluation de l'Arera sera donc basée à la fois sur la nouvelle analyse coûts-avantages du proposant et sur les résultats de l'étude commandée au RSE. Comme le montre le paragraphe 1.2.1.4, les résultats de cette étude sont également considérés comme décisifs par la PNEC pour diriger l'achèvement du cadre réglementaire de la méthanisation de la Sardaigne.

L'évaluation de l'Arera sur le projet de connexion Piombino - Île d'Elbe La dernière évaluation d'Arera du projet de connexion Piombino - Île d'Elbe est contenue dans la résolution 335/2019/R/gas¹¹ du 30 juin 2019. Cette résolution contient l'évaluation des plans décennaux de développement des réseaux de transport pour les années 2017 et 2018. Pour l'intervention Piombino-Isola d'Elba incluse dans le I.T.G. SpA, l'autorité souligne que des informations insuffisantes ont été fournies sur les perspectives de pénétration du gaz naturel, également en vue du développement énergétique global de l'île. Par ailleurs, il convient de noter qu'une condition nécessaire, mais non suffisante, à la durabilité du projet est la construction du réseau de distribution par le poste contractant, qui doit également faire l'objet d'une analyse coûts-avantages. Par conséquent, l'autorité estime que pour l'intervention Piombino-Île d'Elbe proposé dans le I.T.G. SpA, la partialité des éléments d'information ne permet pas de disposer d'éléments suffisants pour exprimer une évaluation approfondie et qu'il convient donc que cette évaluation se poursuive dans le cadre des plans 2019 et 2020. L'intervention a ensuite été resoumise dans le plan 2019-2020 et sera à nouveau l'objet de l'évaluation qui sera formulée à l'issue de la procédure en cours à l'Arera.

Les nouvelles lignes directrices du gouvernement (PNEC) et les récentes décisions de l'ARERA (résolution 335/2019 / R / gas), sur le règlement pour le dorsale sarde se réfèrent aux résultats de l'analyse coûts-avantages en cours sur les options d'infrastructure de méthanisation du Sardinie que l'ARERA a confié à RSE. Ce cadre ne permet pas aux opérateurs intéressés de prendre des décisions d'investissement pour le dorsale sarde et les dépôts côtiers avec une usine de regazéification. Cette incertitude (en plus de celle des temps et des méthodes d'élimination du charbon) se reflète dans l'importance que la chaîne d'utilisation finale du GNL aura dans le processus à moyen et long terme de la Sardaigne.

1.2.1.8 Régulation des réseaux de distribution de GNL et de la chaîne d'approvisionnement

Le développement de l'infrastructure de distribution de GNL a été traité par le législateur italien dans le cadre de la législation sur les carburants alternatifs (décret législatif 257/2016 transposant la directive 2014/94 / UE), étendant le champ d'intervention également à "d'autres usages", plus loin que celles des transports.

11 - <https://www.arera.it/it/docs/19/335-19htm>

Cette extension a pour objectif d'exploiter les nouvelles infrastructures non seulement pour les utilisations finales du GNL dans les transports (routier et maritime), mais aussi pour les utilisateurs industriels et civils non desservis par le réseau de gaz naturel. Le potentiel de pénétration du GNL, distribué par des camion-citernes cryogéniques qui fournissent des dépôts satellites estimés par le Cadre stratégique pour le GNL, indique pour 2030 une demande entre 300 000 et 600 000 t de services publics alimentés par des réseaux isolés.

En particulier, dans le cas des utilisateurs civils hors réseau, le scénario infrastructurel envisagé est celui de la diffusion de réseaux de distribution de gaz naturel isolés alimentés par des dépôts satellites de GNL équipés de centrales de vaporisation (ou regazéification locale).

Fin 2016, le législateur a donc introduit un nouveau type de réseaux de distribution de gaz naturel (article 14 du décret législatif), constitué de réseaux de GNL isolés, et a clairement fait le choix de les maintenir en dehors des zones nationales de distribution de gaz et la régulation connexe pour le service de distribution et de vente des mesures. Pour ces réseaux, une régulation est donc prévue en cohérence avec celle des réseaux isolés alimentés en gaz autre que le gaz naturel comme le GPL ou le propane.

Au premier semestre 2017, ARERA a pris les premières mesures pour définir des interventions sur les réseaux de GNL isolés, à comprendre comme des réseaux de distribution de gaz naturel alimentés au GNL non interconnectés directement ou indirectement avec le réseau national de transport ou avec transports régionaux (résolution 324/2017/R/GAS), confirmant la fixation des tarifs par analogie avec les dispositions relatives au service de distribution de gaz autre que le gaz naturel au moyen de réseaux canalisés, définies en partie dans le texte intégré pour la distribution de gaz naturel (RTDG), en partie dans le texte intégré pour vente de gaz (TIVG).

Sur la base de cette approche, les redevances relatives aux services de distribution et de comptage doivent couvrir directement les coûts de l'infrastructure du réseau, les coûts d'exploitation et de maintenance des réseaux canalisés et les coûts des dépôts de stockage cryogénique et des regazéifiants (ou vaporisateurs) locaux raccordés aux réseaux de distribution canalisés. Cette régulation sera appliquée dans chaque zone composée de tous les sites alimentés par des réseaux isolés alimentés en GNL appartenant à la même Région et desservis par la même société de distribution, cependant distincts de la gamme des différents gaz. Les honoraires relatifs au service commercial seront définis selon des critères d'efficacité et refléteront la spécificité des coûts de ce service. ARERA avait établi que la procédure se terminerait fin 2017.

Au premier semestre 2018, le DCO 216/2018/R/gas Arera a formulé et mis en consultation ses lignes directrices pour la mise en œuvre des dispositions de l'article 14 du décret législatif no. 257/2016, uniquement en ce qui concerne les profils tarifaires relatifs aux coûts d'infrastructure de réseau et se référant à un document ultérieur pour la rémunération du service de vente, sans mentionner explicitement les aspects relatifs à la composante des coûts d'approvisionnement. Pour permettre une mise en œuvre complète de la régulation des réseaux isolés de GNL, il est probable que la régulation des profils tarifaires liés à la composante approvisionnement sera abordée en même temps que celles de la vente. Dans ce contexte, le problème de l'identification d'un indice de prix du GNL pour la mise à jour de la composante

relative à la matière première, du fait de l'absence d'indices de prix solides en Méditerranée, est particulièrement critique.

Par la suite, au cours du premier semestre 2019, le thème des réseaux isolés de GNL a également été inclus dans le DCO ARERA 170/2019/R/gas visant à consulter les lignes directrices de l'autorité pour la cinquième période de régulation des réseaux de distribution avec une approche globalement à tous les types de réseaux de distribution.

La partie VI de DCO 170/2019/R/gas est spécifiquement dédiée aux "Lignes directrices relatives au traitement des réseaux isolés dans lesquels le gaz naturel est distribué", dans lesquelles les adresses spécifiques déjà formulées avec DCO 216/2018/R/gas pour les réseaux isolés alimentés au GNL ont été confirmés.

Cette partie du DCO traite également de la question des réseaux de distribution alimentés au gaz naturel comprimé (GNC) avec un chariot-citerne de GNC, qui jusqu'à présent étaient régulés comme les réseaux de distribution connectés au réseau de transport. Le traitement, qui a permis la péréquation dans les zones tarifaires du gaz, était motivé par le fait qu'il y a quelques années à peine, l'approvisionnement en GNC du chariot-citerne de GNC était utilisé en très peu de cas pour des périodes de transition limitées, en attendant le raccordement au réseau de transport. Face à l'augmentation du nombre de réseaux isolés alimentés au GNC et à l'allongement des durées de fonctionnement de cette structure, l'Autorité, afin d'éviter les comportements opportunistes, avait pour objectif de prévoir qu'ils seront traités comme des réseaux GNL isolés, après une certaine période sans connexion au réseau de transport.

Dans le DCO 170/2019/R/gas, l'orientation de l'Autorité a également été clarifiée pour l'établissement d'une nouvelle zone tarifaire spécifique pour la Sardaigne pour les réseaux de distribution connectés au réseau de dorsale sarde du transport planifié. Dans la section 8, consacrée aux critères d'attribution des coûts aux utilisateurs, il est indiqué que: «En ce qui concerne le développement du service dans les zones non alimentées en méthane du pays, le projet de méthanisation de la Sardaigne revêt une pertinence particulière, par rapport à laquelle l'Autorité est orientée vers prévoir la création d'une zone tarifaire spécifique et supplémentaire, afin d'encourager le développement efficace des services".

La procédure Arera pour mettre en œuvre les dispositions de l'article 14 du décret législatif no. Le 257/2016 a pris fin fin 2019 avec la résolution 570/2019 / R / gas qui a approuvé la régulation des tarifs des services de distribution et de comptage du gaz pour la période de régulation 2020-2025, et qui a également défini la régulation pour les réseaux isolés alimentés au GNL ou au GNC.

En ce qui concerne la Sardaigne, la résolution 570/2019/R/gas a confirmé l'hypothèse de l'établissement d'une nouvelle zone tarifaire spécifique pour l'île, une solution qui réduit la possibilité de péréquation tarifaire par rapport aux autres zones, qui ont des dimensions multirégionales.

Outre la confirmation de la création d'une nouvelle zone tarifaire pour la Sardaigne, la résolution 570/2019/R/gas a établi un régime transitoire d'une durée maximale de 3 ans au cours duquel une composante tarifaire CE spécifique est appliquée (€ / PdR) s'appliquait uniquement au PdR sarde, égal à la différence entre le niveau du tarif obligatoire sarde et le niveau de la zone tarifaire du Sud.

La résolution 570/2019/R/gas prévoyait aussi que les réseaux isolés de GNL et de GNC en Sardaigne pouvaient soumettre une demande d'assimilation aux réseaux interconnectés même en l'absence d'un plan d'interconnexion déjà approuvé. Le cas des réseaux isolés sardes représente, en cela, une exception par rapport à la régulation générale des réseaux isolés dans le reste de l'Italie, qui ne prévoit ce régime d'assimilation que pour une période maximale de 5 ans et uniquement en présence d'un projet approuvé d'interconnexion au réseau de transport.

En substance, les décisions de l'autorité, même dans le cas de la construction du réseau de transport dorsal sarde, établissent un régime transitoire pour la régulation tarifaire des réseaux de distribution à l'appui de la phase de démarrage de la méthanisation de l'île; mais lorsqu'ils sont pleinement opérationnels, ils excluent une socialisation des coûts spécifiques des infrastructures de gaz naturel en dehors du périmètre régional. Cette orientation est cohérente avec d'autres interventions récentes d'ARERA visant à plafonner les coûts d'extension du réseau de gaz naturel dans tout le territoire national.

1.2.2 France

1.2.2.1 Politiques énergétiques environnementales

Avis de collecte de manifestations d'intérêt pour la construction de l'infrastructure d'approvisionnement en GNL de Corse (2016)

Une première initiative du gouvernement français pour mettre en œuvre les dispositions de la planification énergétique pluriannuelle pour la Corse, approuvée en 2015 (voir paragraphe 1.3.2), a été la publication d'un avis (publié en mars 2016) pour la collecte des événements de intérêt pour les initiatives visant à créer les infrastructures nécessaires à l'approvisionnement en gaz naturel des centrales thermiques de Corse. Le schéma d'infrastructure indiqué dans l'avis prévoyait un terminal flottant de stockage et de regazéification (FSRU) de 40 000 m³ de GNL, ancré au large de Lucciana.

La méthode envisagée pour approvisionner le terminal était l'utilisation de petits méthaniers opérant en Méditerranée. Le projet d'infrastructure pour lequel la manifestation d'intérêt a été demandée comprenait également la construction des ouvrages de transport de gaz naturel depuis le terminal au sol et depuis le point d'arrivée vers les deux centrales thermoélectriques de Lucciana et Ajaccio. L'avis précisait que, pour mettre en œuvre l'infrastructure de fourniture de gaz naturel décrite ci-dessus, les manifestations d'intérêt devaient avoir pour objet l'identification des opérateurs capables de construire, de réaliser et de gérer l'infrastructure envisagée.

Pour la participation, l'annonce prévoyait une évaluation préliminaire des coûts et des conditions dans lesquelles les opérateurs seraient disponibles pour construire l'infrastructure et gérer les services fournis. Les résultats de cette procédure ne sont pas disponibles.

Appel d'offres pour la sélection d'opérateurs des infrastructures d'approvisionnement en gaz naturel

Le 17 février 2020, il a été publié au Bulletin officiel des annonces d'achats publics en France¹², un appel d'offres pour la sélection d'un opérateur pour la construction et la gestion d'une infrastructure d'approvisionnement en gaz naturel pour les centrales thermiques de Corse.

La description sommaire de l'annonce rappelle que l'approvisionnement en gaz naturel des centrales thermoélectriques pour remplacer les combustibles pétroliers est un objectif en termes d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il est également rappelé que la procédure de sélection est sans préjudice de celle de la définition de la régulation de l'autorité française de l'énergie concernant le régime tarifaire (voir paragraphe suivant), ni de celles des procédures d'autorisation nécessaires à la construction de l'infrastructure. La date limite de soumission des offres est fixée au 31 juillet 2020.

1.2.2.2 Régulation

Le 16 janvier 2020, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a approuvé la résolution no. 2020-0041¹³ contenant des orientations sur la manière de couvrir les coûts du service public d'énergie des infrastructures d'approvisionnement en gaz naturel de Corse, et sur la régulation tarifaire applicable à ces infrastructures. L'autorité française, illustrant le contexte et la finalité de la résolution, part des dispositions du PPE Corse adopté en 2015, des orientations exprimées par le chef du gouvernement français en juillet 2019 et de l'avis favorable rendu le 3 octobre 2019 par le Conseil de l'énergie, L'air et le climat de la Corse.

La résolution de l'autorité rappelle également que l'activation d'une procédure de sélection de l'opérateur destiné à développer, construire et gérer les infrastructures d'approvisionnement en gaz naturel de la Corse est envisagée, avec pour objectif principal d'alimenter les centrales thermoélectriques. L'autorité souligne également que ces infrastructures pourraient potentiellement également être destinées à fournir du GNL à des fins de transport. Le but de la résolution est d'illustrer les lignes directrices de l'autorité de compensation des coûts des producteurs d'électricité aux fins du service public fournissant de l'énergie à l'île et le cadre de régulation tarifaire auquel l'infrastructure d'approvisionnement peut être appliquée. du gaz naturel de Corse.

1.3 Politiques régionales et locales

1.3.1 Sardaigne

Les politiques de méthanisation de la Sardaigne découlent de l'Accord-programme-cadre (APQ) entre l'État et la région pour la métallisation de l'île signé le 12 avril 1999. L'APQ avait trois objectifs fondamentaux:

1) l'examen des alternatives techniques possibles et la conception du système le plus économiquement efficace pour l'approvisionnement en méthane de l'île;

12 - <https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:076635-2020:TEXT:FR:HTML>

13 - <https://www.cre.fr/Documentis/Deliberations/modalites-de-couverture-par-les-chrges-de-service-public-de-l-ebergie-des-couts-des-infrastructures-d-alimentation-en-gaz-naturel-de-la-corse-et-s>

2) la conception et la construction de nouveaux réseaux de distribution de gaz et l'extension des réseaux existants dans les agglomérations urbaines et les centres industriels de la Sardaigne; interconnexion de réseaux dans un système intégré;

3) la préparation de l'appel d'offres international et la conception d'un système d'approvisionnement en méthane pour la Sardaigne.

Dans une première phase suivant l'APQ, l'orientation dominante comme solution technique, et le système le plus économiquement avantageux, pour la fourniture de méthane en Sardaigne, s'est concentrée sur l'hypothèse de création de terminaux de regazéification. Par la suite avec la naissance du projet de gazoduc GALSI de l'Algérie vers l'Italie, la Région Sardaigne s'est orientée vers cette solution, sanctionnant son choix avec le Plan Énergie Régional 2003.

Parallèlement, comme illustré au paragraphe XXX, dans le cadre de la mise en œuvre de l'APQ, une première phase d'interventions est financée pour la construction des réseaux de distribution dans les quatre capitales provinciales (financée par le plan de méthanisation de midi 1999-2001) . Dans les années suivantes, dans la perspective du projet GALSI, entre 2004 et 2005 un plan régional de méthanisation des réseaux urbains a été défini¹⁴ et financé, qui prévoit la division de l'île en 38 bassins pour la construction et la gestion des réseaux de distribution. Nouvel accord de programme-cadre pour la méthanisation (2006-2007) .

L'échec de la mise en œuvre du projet GALSI a conditionné la mise en œuvre du programme régional de développement des réseaux de distribution et créé un climat d'incertitude croissante quant aux perspectives de méthanisation en Sardaigne.

Cette situation d'incertitude a été surmontée avec la phase de développement du nouveau PEAR de Sardaigne qui a conduit entre 2016 et 2017 à une relance des initiatives pour les politiques de méthanisation de la Sardaigne. Ce processus a conduit à l'approbation du nouveau PEARS 2016, à la signature du Pacte de développement entre la région et le gouvernement qui prévoit l'objectif stratégique de la méthanisation de la Sardaigne, à l'approbation de règles spécifiques dans le décret législatif no. 257/2016, aux orientations pour la méthanisation de l'île dans le Cadre stratégique national pour le GNL, aux actes accomplis par l'ARERA, à l'annexe II du SEN 2017, et au contenu spécifique du PNIEC (2020).

1.3.1.1 PEARS 2016

Le 2 août 2016, le Conseil régional de Sardaigne, après une phase d'investigation importante, a définitivement approuvé le nouveau plan régional environnemental de l'énergie (PEARS 2016). Dans le cadre de l'objectif général de la sécurité énergétique, le plan fixe la "méthanisation de la région Sardaigne par l'utilisation du gaz naturel comme vecteur énergétique de transition fossile", thème auquel un chapitre entier du document est consacré. Dans la partie introductive, il est indiqué que la Région n'a pas l'intention de poursuivre la méthanisation aveugle, mais un nouveau modèle d'utilisation efficace et rationnelle de l'énergie, dans lequel l'efficacité est principalement augmentée tout en garantissant l'accès à cette ressource à des prix compétitifs pour les citoyens et entreprises. Le résultat d'une analyse est également

14 - DGR n. 21/20, 3/5/2004 et DGR n. 54/28, 22/11/2005.

rapporté pour estimer le coût de la non-méthanisation de la Sardaigne, défini par le plan comme le "coût de l'insularité", quantifié dans le chiffre d'environ 430 millions d'euros par an, ce qui entraînerait une inégalité significative par rapport à reste des régions italiennes.

Dans le chapitre sur le gaz naturel (chap.12) l'état de mise en œuvre du programme régional de méthanisation entamé en 2004 pour les réseaux de distribution urbains destinés à fonctionner avec d'autres gaz autres que le méthane est reconstruit en attendant l'arrivée du gaz naturel sur l'île à travers la réalisation du projet de gazoduc GALSI depuis l'Algérie. Il est également rappelé que, une fois que les perspectives de construction du gazoduc GALSI ont cessé, la Région avait déjà quitté ce projet en 2014 et avait ordonné la création d'un groupe de travail interdépartemental pour effectuer une analyse des scénarios futurs possibles concernant l'utilisation du gazoduc. méthane en Sardaigne et les différentes options d'approvisionnement.

Dans la phase d'investigation préliminaire de définition de PEARS 2016, cette activité a conduit à l'analyse de trois options différentes:

1. gazoduc en provenance de Toscane, à double tuyau, atterrissant dans le nord de la région et continuation "à terre" via une épine dorsale nord-sud à partir de laquelle les gazoducs secondaires devraient se dériver pour alimenter les différents bassins urbains en construction;
2. mini-regazéificateur d'une capacité de 1 à 1,5 milliard de mètres cubes par an, à positionner dans une zone de port industriel à partir de laquelle commence une dorsale Nord-Sud avec des gazoducs secondaires connexes;
3. un système de dépôts côtiers de GNL (SSLNG) pour alimenter les réseaux de distribution par camion et / ou conteneur.

Le Plan rend compte des résultats de l'évaluation réalisée sur les trois options envisagées.

L'option du gazoduc de la Toscane est traitée brièvement en soulignant que la connexion de la Sardaigne au réseau gazier national et européen offre l'avantage de la sécurité et de la continuité de l'approvisionnement, et encadre la consommation de gaz naturel dans une logique de marché transparente et compétitive, mais en même temps, en soulignant comment il se caractérise par des problèmes critiques concernant les coûts de construction, la complexité et la durée du processus d'autorisation, la complexité de la construction et l'indisponibilité immédiate du GNL et les opportunités de développement connexes dans le domaine des transports.

Selon le Plan, les deux autres options caractérisées par l'utilisation du GNL offrent des opportunités différentes, telles que: a) des délais de mise en œuvre relativement courts; b) un public de fournisseurs en croissance rapide; c) une situation économique positive du côté des bas prix et des contrats d'approvisionnement; d) flexibilité et modularité de l'offre; e) disponibilité immédiate de GNL pour le transport terrestre et maritime; en synergie avec les politiques d'utilisation du GNL en Italie. Sur l'option 3, une analyse est menée afin de mettre en évidence une série d'incertitudes liées à la méthanisation de l'île basée sur la chaîne SSLNG, liées aux aspects réglementaires et administratifs pour la délivrance des autorisations, et aux aspects réglementaires liés aux coûts, prix et tarifs.

Ces analyses conduisent à ce qui est défini dans le plan (paragraphe 12.7.4) comme la "proposition opérationnelle" pour définir les choix de méthanisation de la Sardaigne, sur la base desquels la solution technique pour l'approvisionnement en gaz naturel sera détaillée dans un outil de mise en œuvre spécifique. qui sera adopté par la Région suite à un accord institutionnel avec le Gouvernement. Selon PEARS 2016, l'accord institutionnel entre la Région et l'État devra identifier les solutions systémiques et le meilleur moment pour la méthanisation de la Sardaigne, ce qui permettra aux citoyens et aux entreprises sardes d'accéder aux ressources de gaz naturel dans les mêmes conditions présentes dans le reste de l'Italie, en évitant les distorsions potentielles du marché. Cependant, quelle que soit la solution retenue, selon le plan, toute option devra répondre à trois exigences jugées essentielles.

- 1) La méthanisation de la Sardaigne doit être soutenue par la définition d'un cadre réglementaire / tarifaire national approprié, capable de couvrir les investissements pour les infrastructures d'approvisionnement et de distribution et d'assurer des mécanismes de protection des clients faibles, garantissant des conditions similaires à celles des autres Régions italiennes desservies par le réseau national de gazoducs.
- 2) La nécessité de définir la mise à jour du cadre général des bassins de distribution à la lumière de l'évolution des tendances de consommation, de la concurrence d'autres vecteurs énergétiques à haut rendement dans le secteur domestique et de la configuration actuelle et future de la distribution.
- 3) Enfin, il est nécessaire de définir un objectif spécifique pour la construction en Sardaigne d'un Hub - GNL pour le soutage maritime et l'alimentation des camions pour le transport de marchandises à la lumière de la stratégie nationale GNL et de la directive 94/2014 / CE.

Malgré les aspects non encore définis, liés à la mise en œuvre de l'accord Etat-Région, le document dans la partie opérationnelle du plan d'actions (chapitre 14) définit 8 actions stratégiques (AS) pour la mise en œuvre de l'objectif spécifique de la méthanisation de la Sardaigne , ce qui implique essentiellement le choix d'une solution à base de GNL cohérente avec le développement à court terme des chaînes d'utilisation finale:

AS2.8: Identification dans un accord institutionnel du Programme Etat-Région, de l'outil de mise en œuvre du programme de méthanisation de la Sardaigne, à travers la construction des infrastructures nécessaires pour assurer l'approvisionnement de l'île et la distribution de gaz naturel dans des conditions sûres et des tarifs similaires, pour les citoyens et les entreprises sardes, à ceux des autres régions italiennes, favorisant le développement de la concurrence.

AS2.9: Dans la période comprise entre la phase d'approbation du plan énergétique et la méthanisation de la Sardaigne, la Région autonome de Sardaigne soutient le développement d'actions de méthanisation, éventuellement également par le GNL, dans les districts énergétiques.

AS2.10: Achèvement de l'infrastructure pour garantir l'utilisation du gaz naturel dans le secteur domestique et atteindre d'ici 2030 l'approvisionnement dans le secteur domestique d'une part minimale de 10% de la consommation totale, avec un besoin minimum estimé à environ 50 millions de mètres cubes par an.

AS2.11: Développement d'activités concernant la région Sardaigne pour assurer l'utilisation du gaz naturel comme vecteur énergétique pour la production de chaleur de process dans les activités industrielles.

L'objectif à atteindre d'ici 2030 est l'acquisition d'une part minimale de 40% de la consommation totale du secteur, avec un besoin minimum estimé à environ 210 millions de mètres cubes par an.

AS2.12: Achèvement de l'infrastructure pour garantir l'utilisation du gaz naturel dans le secteur tertiaire et atteindre d'ici 2030 l'approvisionnement dans le secteur tertiaire d'une part minimale de 10% de la consommation totale, avec un besoin minimum estimé à environ 13 millions de mètres cubes par an.

AS2.13: La Région Sardaigne, en synergie avec le gouvernement national et les ministères compétents, conformément aux stratégies européennes et nationales sur le GNL et conformément à la directive 94/2014/CE, poursuit, pour autant qu'elle est responsable, la mise en œuvre d'un HUB GNL pour le bunker de navires maritimes opérant sur les routes nationales à destination et en provenance de la Sardaigne, destiné au transport de personnes et de marchandises, dans le but de satisfaire, par l'utilisation de gaz naturel liquéfié, au moins 30% de la consommation totale ils se sont associés d'ici 2030.

AS2.14: La Région Sardaigne, sur les routes maritimes internes relevant de sa compétence de connexion avec les petites îles, encourage et soutient, en particulier en ce qui concerne les zones protégées et la protection de l'environnement, l'utilisation du gaz naturel liquéfié comme carburant pour la propulsion, dans le but de satisfaire, d'ici 2030, 100% de la consommation totale qui leur est associée.

AS2.15: La Région Sardaigne prévoit des incitations spécifiques pour la conversion des navires de pêche basés en Sardaigne dans le but d'utiliser le gaz naturel liquéfié pour remplacer le diesel dans le but de couvrir, d'ici 2030, au moins 50% de la consommation totaux qui leur sont associés.

Par conséquent, avec l'approbation du nouveau plan énergétique régional, une forte impulsion au projet de méthanisation de l'île a été clairement définie, à la fois par le développement de l'infrastructure de transport de gaz et par l'ensemble de la chaîne d'utilisation finale du GNL. Cela a également été confirmé par d'autres actes adoptés par le Conseil régional sur les initiatives de dépôt côtier SSLNG à mettre en œuvre en Sardaigne (voir l'**annexe A** du présent rapport).

1.3.1.2 Pacte de développement

Quelques jours avant l'approbation finale de PEARS 2016, le 29 juillet 2016, le pacte pour le développement de la région a été signé entre le gouvernement et la région de Sardaigne qui, à l'article 6, prévoit une voie partagée pour la relance de la méthanisation de la Sardaigne. Le gouvernement et la région s'engagent - en étroite coordination avec le ministère du Développement économique - à poursuivre l'objectif stratégique de méthanisation en Sardaigne, en promouvant la construction des infrastructures nécessaires pour garantir l'approvisionnement de l'île et le transport et la distribution de gaz naturel en termes de sécurité et de prix, pour les citoyens et les entreprises sardes, similaires à ceux des autres régions italiennes, favorisant également le développement de la concurrence afin de réduire le prix de l'offre.

À cette fin, le gouvernement s'est engagé à assurer: considérant

a) que la construction de la dorsale de transport interne, qui sera mise en œuvre par étapes, est considérée comme faisant partie du réseau national de gazoducs;

- b) pour les usines de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL), également connectées à des dépôts de GNL à petite échelle, la possibilité de délivrer une "exemption d'accès de tiers (TPA)" est envisagée, si les proposant le demandent, conformément à la Normes européennes;
- c) la déclaration du caractère stratégique des travaux de méthanisation de la Sardaigne est assurée, conformément à l'art. 3 du décret législatif no. 93/2011;
- d) pour les dépôts côtiers SSLNG, la définition d'une procédure d'autorisation, ayant pour modèle la norme pour les infrastructures énergétiques stratégiques utilisées pour les dépôts de pétrole, à réglementer dans la transposition de la directive 2014/94 / UE (DAFI);
- e) que le raccordement de la dorsale de transport interne via des adducteurs aux bassins de distribution déjà construits ou en cours de construction dans le cadre de l'accord-cadre sur le méthane (APQ) est considéré comme faisant partie du réseau de transport régional italien;
- f) l'adoption, également au moyen de dispositions réglementaires, de mécanismes de compensation pour les consommateurs domestiques de l'île des coûts d'infrastructure ou d'approvisionnement potentiellement plus élevés, similaires à ceux actuellement envisagés pour les consommateurs des autres régions italiennes pour les réseaux isolés alimentés par le gaz autre que le gaz naturel et la prime de gaz pour les clients pauvres;
- g) la révision et l'adaptation du APQ qui prévoit environ 1,5 milliard d'euros pour la méthanisation de l'île, conformément aux mesures qui seront adoptées et au calendrier relatif.

Avec la signature du pacte, le cadre de l'accord institutionnel entre le Gouvernement et la Région, envisagé par PEARS 2016 comme préalable à la définition des choix pour la méthanisation de la Sardaigne, a pris forme.

1.3.2 Corse

Les compétences de la Communauté territoriale de Corse (CTC) dans le domaine de l'énergie sont reconnues par la législation française et en particulier, l'article 77 de la loi n ° 91-428 du 13 mai 1991, relative à la création du CIC, prévoit que: "En conformité des dispositions du plan national, le CTC élabore et met en œuvre le programme de prospection, d'exploitation et de développement des ressources énergétiques locales de la Corse, qui comprend la géothermie, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et marine, l'énergie obtenue à partir de biomasse et valorisation des déchets, réseaux de chaleur, énergie hydraulique des ouvrages d'une puissance inférieure à 8000 KW; il adopte également des mesures visant à favoriser les économies d'énergie, participe à l'élaboration et à la mise en œuvre d'un plan visant à couvrir besoins et diversifier les ressources énergétiques de l'île, en accord avec les organismes publics nationaux ". La CCT dispose donc d'une véritable autorité de planification et d'un pouvoir de décision pour l'utilisation de toutes les ressources énergétiques locales. Cependant, cette puissance ne concerne pas les centrales thermiques, ni l'énergie hydraulique pour les travaux d'une puissance supérieure à 8000 KW. Ces pouvoirs ont ensuite été étendus avec la loi du 22 janvier 2002 relative à la Corse, en particulier l'article 29 stipule

que: "La Collectivité territoriale de Corse est consultée au préalable pour tous les projets de démarrage de travaux de production utilisant les ressources locales l'énergie."

Avec cette même loi, la Corse détient également l'autorité sur la gestion et l'aménagement de la protection de la qualité de l'air.

La CCT dispose donc d'une autorité de planification et est systématiquement consultée pour chaque nouveau projet par l'autorité en charge de la délivrance des permis de construire pour les centrales énergétiques.

La planification énergétique pluriannuelle de la Corse 2016-2018 / 2019-2023

La planification énergétique pluriannuelle de la Corse 2016-2018 / 2019-2023 (PPE-Corse 2015) constitue l'acte, toujours en vigueur, de la politique énergétique du territoire CTC. La mesure a été adoptée par décret du ministère français de l'environnement du 18 décembre 2015, après avis de l'assemblée du CTC du 29 octobre 2015.

Le PPE Corse 2015, dans la section 5 dédiée aux infrastructures énergétiques, fixe l'objectif de créer une infrastructure pour l'approvisionnement en gaz naturel, un choix jugé nécessaire pour permettre l'utilisation d'un carburant plus propre du point de vue de la qualité de l'air, obtenir une plus grande sécurité d'approvisionnement énergétique et des coûts d'approvisionnement inférieurs à ceux engendrés par l'utilisation des produits pétroliers actuellement utilisés. En particulier, la priorité d'utilisation de cette infrastructure est la conversion des centrales thermoélectriques de l'île au gaz naturel, obtenant ainsi également un résultat significatif en termes de réduction des gaz à effet de serre.

Le premier lien logistique du schéma d'infrastructure prévu par le PPE Corse 2015 est composé d'un terminal flottant de stockage / regazéification de 40000 m3 de GNL (FSRU) ancré au large des côtes de Lucciana, et de méthaniers de petite capacité qui permettront le transport du gaz à partir de des terminaux GNL en Méditerranée. De la station de regazéification du terminal flottant, un gazoduc partira pour transporter le gaz naturel vers la centrale de Lucciana et vers une nouvelle centrale électrique à cycle combiné à Ajaccio, dans la région de Vazio, qui sera construite lorsque le gaz naturel sera disponible sur l'île.

1.3.3 Archipel Toscan

Les problèmes inhérents au développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL et à la méthanisation de l'archipel toscan sont essentiellement imputables à la réalité de l'île d'Elbe et n'impliquent pas, sinon indirectement, les autres îles.

La méthanisation de l'île dans le SEAP d'Elbe (2013)

Le dernier acte important pour aborder les politiques énergétiques et environnementales de l'île d'Elbe est le Plan d'action pour l'énergie durable (SEAP d'Elbe)¹⁵ réalisé dans le cadre de la campagne européenne de la Convention des maires avec le soutien technique de l'Agence de l'énergie de Livourne et en collaboration

15 - <http://www.provincia.livorno.it/new/spawdocs/ambiente/PAES%20Elba%202013DEF.pdf>

avec l'administration provinciale de Livourne. Le SEAP implique donc les 8 municipalités de l'île d'Elbe: Campo dell'Elba, Capoliveri, Marciana, Marciana Marina, Portoferraio, Porto Azzurro, Rio dell'Elba et Rio Marina. Le document a été approuvé par les huit municipalités de l'île fin 2013 et est donc très daté. D'un autre côté, il n'y a actuellement aucune initiative ultérieure pour aborder les politiques environnementales en matière d'énergie, ni pour l'île ni pour l'archipel dans son ensemble.

En ce qui concerne la méthanisation de l'île, le SEAP d'Elbe consacre un paragraphe à l'étude de faisabilité alors réalisée par la Région Toscane à cet effet. L'étude de faisabilité pour la méthanisation d'Elbe se réfère au projet GALSI relatif à la construction d'un gazoduc pour l'importation de gaz naturel d'Algérie, à travers la Sardaigne avec atterrissage à Piombino. L'étude évalue la faisabilité de la connexion de l'île d'Elbe au réseau national de gazoducs et envisage la méthanisation des 8 communes tant pour les réseaux de transport (pour les connexions des localités) que pour les réseaux de distribution (au sein de la Emplacements). Dans l'étude, l'atterrissage du pipeline sous-marin à Portoferraio a été supposé. Le choix des itinéraires du réseau de transport par conduites est dicté par la morphologie du territoire et par la nature et le type de contraintes auxquelles est soumise une grande partie du territoire d'Elban. L'hypothèse de conception a également été faite pour suivre le tracé des routes provinciales.

La propre étude du SEAP a considéré que jusqu'à 90% des ménages connectés au réseau devenaient des utilisateurs du réseau de gaz naturel. En calculant les utilisateurs équivalents et en estimant la consommation d'énergie annuelle moyenne transférable au méthane de chaque utilisateur par type d'utilisation, la demande (en m3 de gaz naturel) a été estimée satisfaite afin de répondre aux besoins énergétiques de l'île (pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la cuisson des aliments).

En particulier, le SEAP conjoint des huit municipalités fournit environ 25 000 utilisateurs sur l'île d'Elbe avec une demande annuelle de 20,7 Mm3 de gaz naturel. La longueur totale du réseau de distribution était estimée à 94.132 mètres, et le montant total estimé des travaux pour le réseau de transport et de distribution indiqués était de 33,5 millions d'euros, TVA comprise.

Le SEAP d'Elbe considérant les données disponibles sur la répartition des sources utilisées et les besoins énergétiques de l'île transférables au gaz naturel, les économies d'énergie et les avantages environnementaux réalisables avec 25 312 utilisateurs équivalents ont été estimés à: une économie annuelle d'énergie: 6 917 tep; et une quantité annuelle d'émissions de CO2 évitées égale à 7 000 tonnes. Le Conseil Régional de la Toscane, présentant l'avis sur l'évaluation de l'impact environnemental du gazoduc GALSI, parmi les conditions contraignantes, avait placé la construction du gazoduc entre l'Elbe et la côte.

Dans le SEAP, il est noté que si cette demande avait été acceptée et que GALSI avait donné la disponibilité, il aurait également fallu garantir la réalisation du pipeline interne sur l'île. Enfin, dans le SEAP, il est noté qu'aucune hypothèse concrète n'a été avancée pour cette construction des réseaux de distribution dans les localités d'Elban, et des raccordements associés au pipeline de raccordement entre le continent et l'île.

La méthanisation de l'île d'Elbe dans le plan régional environnemental et énergétique de la Toscane 2015

Le dernier acte de la politique énergétique et environnementale de Tosca est le Plan régional environnemental et énergétique¹⁶ (Paer), établi par L.R. 14/2007, a été approuvé par le Conseil régional avec la résolution n.10 du 11 février 2015, publiée dans Burt n.10 partie I du 6 mars 2015. Paer est configuré comme l'outil de programmation environnementale et énergétique de la région Toscane, et absorbe le contenu de l'ancienne jetée (Plan régional de l'énergie), du Praa (Plan d'action régional pour l'environnement) et du Programme régional pour les aires protégées. p. 52) de la Toscane consacrée au cadre d'infrastructure pour le gaz naturel qui déclare que: *“La Toscane est affectée par la construction du gazoduc algérien Galsi qui atterrira sur la côte de Piombino. La capacité de 8 milliards de mètres cubes de méthane ajoutée à ceux du terminal offshore de regazéification fait de notre région l'un des principaux hubs nationaux de méthane. Associée à cette infrastructure est la méthanisation de l'île d'Elbe”*. Toujours dans ce document, la méthanisation d'Elbe est associée à la réalisation du projet de gazoduc Galsi, une perspective qui a finalement disparu peu de temps après.

Le projet de pipeline Piombino-Isola d'Elba dans le plan de développement 2020-2029 de I.T.G. En mai 2020, l'I.T.G. a également été mis à disposition¹⁷ dans le cadre de la consultation envisagée par la procédure ARERA pour l'évaluation des plans décennaux de développement du réseau de transport 2020-2029. Le plan de développement décennal de l'ITG pour le réseau de transport de gaz naturel 2020-2029 prévoit le développement de la section Piombino - île d'Elbe (ci-après également le projet "ITG-Elba"), un projet préparatoire pour la méthanisation des huit municipalités de l'île toscane, est envisagé comme une initiative de développement.

Le projet était également présent dans le précédent I.T.G. soumis à partir de 2016 à l'évaluation ARERA. Le projet prévoit un développement supplémentaire du réseau italien et une extension du marché du gaz naturel à des zones jusque-là exclues du gaz naturel. Le document précise que le projet de connexion Piombino-Isola D'Elba a été évalué par le MISE (voir communication du 25/05/2016 - prot. 14624), et que dans le cadre de la définition des solutions de conception développées, formes de coordination avec la grande entreprise de transport ainsi qu'avec les organismes chargés d'engager les démarches pour la construction éventuelle des réseaux de distribution.

Sur ce dernier point, il est précisé que: *“En ce qui concerne les activités de coordination avec les opérateurs de distribution, compte tenu du fait que le concessionnaire de distribution n'a pas encore été identifié, ITG s'est arrangé pour s'interfacer avec les organismes chargés d'engager les procédures de la construction éventuelle des réseaux de distribution. ITG a également fait part de sa volonté de participer à des tables rondes techniques à la demande du RUP du concours régional (ATEM) de Livourne.”*

1.3.4 Politiques régionales et locales communes des systèmes insulaires de l'espace de coopération Le pacte de développement

Le Groupe européen de coopération territoriale (GECT)

16 - <http://www.regione.toscana.it/piano-ambientale-ed-energetico>

17 - <http://www.arera.it/it/comunicati/20/200507/pds.htm>

Le Groupement européen de coopération territoriale (GECT) est un instrument créé avec le règlement (CE) no. 1082/2006 dans le cadre de la mise en œuvre de la politique européenne de région et de cohésion.

Le GECT est né avec l'objectif déclaré d'agir comme un instrument de renforcement de la coopération entre les pays de la communauté, compte tenu de la volonté exprimée par les institutions de l'Union de mettre en place un processus visant à aplanir progressivement les nombreuses difficultés révélées par les États membres, et en particulier par les collectivités territoriales, dans la conduite et la gestion des actions de coopération territoriale, difficultés qui sont très souvent imputables à des contextes réglementaires nationaux très variés.

Afin d'éviter un blocage dans les relations de collaboration entre États géographiquement voisins, le GECT vise à faciliter et à promouvoir la coopération transfrontalière, transnationale et interrégionale entre ses membres dans le seul but de renforcer la cohésion économique et sociale.

A ses fins, le GECT a la personnalité juridique et une large autonomie économique et managériale, officialisée par un statut. Toutefois, il est tenu d'établir un budget annuel adopté par l'assemblée et est pleinement responsable de ses dettes quelle que soit leur nature, dont les membres qui le composent sont subordonnés.

Les membres d'un GECT peuvent être des États membres, des autorités régionales et locales ou des organismes de droit public d'au moins deux États communautaires différents. Par ailleurs, le Groupe dispose d'un conseil d'administration et d'un administrateur, ainsi que d'autres organes éventuellement prévus dans les statuts. Le GECT doit avoir son propre siège statutaire et les règles nationales de l'État membre où le siège social est établi s'appliquent au GECT.

Les tâches attribuées aux GECT se justifient, dans les limites de la liberté de décision de ses membres, à faciliter et promouvoir la coopération territoriale afin de renforcer la cohésion économique et sociale. Plus spécifiquement, les GECT sont institutionnellement chargés de mettre en œuvre des programmes ou projets de coopération territoriale cofinancés par la Communauté via le Fonds européen de développement régional (FEDER), le Fonds social européen (FSE) ou le Fonds de Cohésion.

En substance, les États membres ou d'autres entités publiques participant à un programme relevant de l'objectif de coopération territoriale européenne peuvent utiliser un GECT pour leur confier la gestion opérationnelle, en leur conférant les compétences de l'autorité de gestion et du secrétariat technique. mixte. En outre, toujours dans le cadre de la coopération transfrontalière entre États, le GECT peut être chargé de mener d'autres actions spécifiques même sans contribution financière de la Communauté.

Un autre aspect intéressant concerne la nationalité des membres du groupe, qui peuvent également être des sujets non membres de l'UE, car il est envisagé que des entités de pays tiers puissent également participer si la législation du pays tiers ou les accords entre les États membres et les pays tiers le permettent.

Le projet GEECCTT-Îles

Le projet GEECCTT-Îles, d'une durée prévue de 24 mois financé par le programme maritime Interreg Italie-France 2014-2020 pour un total de 1 997 500, dont 1 697 875 euros provenant du Fonds européen de développement régional (FEDER), a l'objectif de créer un GECT.

Le projet est dirigé par l'Office des transports de la Corse (OTC) en tant que leader, auquel s'ajoute un important groupe de partenariat qui comprend la région autonome de Sardaigne, la région de Ligurie, les autorités portuaires de Sardaigne et de Toscane ainsi que le Chambres de Commerce et d'Industrie du Var, de la Haute-Corse et de la Corse du Sud.

GEECCTT-Îles vise à optimiser et valoriser les relations entre les îles de l'espace de coopération à travers la création d'un groupement européen de coopération territoriale (GECT) qui aura pour mission d'identifier les liaisons inter-îles qui ils répondent aux besoins des territoires de Corse et de Sardaigne - mais aussi d'Elbe - historiquement liés et aux modes de transport à renforcer ou à créer sur le territoire, en tenant compte des aspects environnementaux.

Conçu en vue de la continuité territoriale et en vue de la connexion avec les réseaux transeuropéens de transport (RTE-T), cet outil de gestion commune des services de transport transfrontaliers (aérien, maritime, multimodal, etc.) doit pour structurer un bassin économique Corse-Sardaigne-Elbe centré sur un arc tyrrhénien qui comprend les îles de la Méditerranée occidentale et la côte nord.

C'est une idée forte de l'ordre territorial européen: construire une entité suffisamment pertinente, bien intégrée aux principaux flux continentaux, pour éviter sa marginalisation et favoriser pour ces îles un destin différent de celui des marchés de consommation et des destinations touristiques saisonnier.

Lors de la création du GECT, les conditions de gestion des liaisons maritimes transfrontalières régulières entre les îles et les modalités juridiques et administratives de résolution des implications de cette gestion au niveau des États membres et de la Commission européenne seront définies.

Le principal résultat est la création de conditions pour la mise en œuvre et la gestion conjointes des liaisons entre la Corse, la Sardaigne et l'Elbe - connectées aux réseaux RTE-T - avec une vision innovante de la continuité territoriale transfrontalière.

Du point de vue de la valeur ajoutée transfrontalière, les citoyens, les entreprises - en particulier les PME - et les communautés des territoires insulaires et la zone de coopération bénéficieront de ce lien.

L'un des domaines d'application de cet outil pourrait être le développement de la chaîne GNL dans les contextes portuaires de l'espace de coopération.

2. Forces et faiblesses, risques et opportunités pour la chaîne de GNL dans les îles de la zone de coopération Italie-France

2.1 Schéma d'analyse SWOT pour les perspectives de développement de la chaîne d'approvisionnement de GNL dans les systèmes insulaires de la zone de coopération IT-FR

L'évaluation du rôle de la chaîne GNL dans les futurs scénarios énergétiques des systèmes insulaires de l'espace de coopération IT-FR doit avoir comme point de départ la situation énergétique de ces trois réalités et le cadre de facteurs qui déterminent leurs potentiels de développement actuels en Sardaigne, en Corse et dans l'archipel toscan. Les segments de la chaîne de GNL qui font l'objet de cette analyse sont: a) les solutions possibles pour le premier maillon de la chaîne d'approvisionnement en GNL aux trois réalités insulaires considérées; et b) les solutions possibles pour la chaîne d'approvisionnement de GNL aux

utilisateurs finaux potentiellement intéressés par les différents secteurs d'utilisation de l'énergie dans les systèmes insulaires de la zone de coopération.

Le cadre de connaissances utilisé pour mener cette analyse sur les perspectives de développement actuelles de la chaîne de GNL, comprend les informations disponibles pour les trois systèmes insulaires sur quatre domaines: 1) les systèmes énergétiques de l'île, 2) les initiatives des opérateurs économiques pour le développement de la chaîne d'approvisionnement, 3) les politiques et réglementations pertinentes, 4) les potentiels de pénétration du GNL et du gaz naturel sur les marchés de l'énergie de ces trois territoires, qui n'ont actuellement pas accès à cette ressource énergétique.

Les informations et données pertinentes collectées pour ces quatre zones sont utilisées pour évaluer les potentiels de développement de la chaîne de GNL dans chacun des trois systèmes insulaires considérés séparément, en utilisant la **méthodologie d'analyse SWOT**.

Dans le schéma d'analyse SWOT adopté (voir tableau 2.1), les données et informations sur les quatre domaines analysés sont caractérisées selon les deux dimensions fournies par cette méthodologie: a) facteurs endogènes vs facteurs exogènes, et b) facteurs favorables vs facteurs défavorables. Cette schématisation fait ressortir quatre domaines dans lesquels se définissent les éléments définis: "**forces**" (facteurs endogènes favorables), "**faiblesses**" (facteurs endogènes contre), "**opportunités**" (facteurs exogènes favorables) et "**risques**". "(Facteurs exogènes contre).

Les **facteurs endogènes** pris en compte seront: la taille des systèmes énergétiques insulaires, les initiatives des opérateurs des îles pour la construction des infrastructures et services de la chaîne d'approvisionnement, les politiques pertinentes des institutions représentatives des réalités insulaires, les potentiels de pénétration du méthane sous forme gazeuse qui liquide la chaîne d'approvisionnement en GNL dans la consommation d'énergie des trois sociétés considérées.

En tant que **facteurs exogènes** qui influencent le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les îles, les éléments suivants sont considérés: les marchés de l'énergie pertinents pour les systèmes insulaires; les infrastructures à l'origine de l'approvisionnement en GNL des îles; politiques énergétiques, environnementales et d'infrastructures au niveau national ou européen, auxquelles s'ajoute la régulation du marché pertinent pour le développement de cette chaîne énergétique.

Dans le cas des **marchés de la consommation et de l'énergie**, divers facteurs sont pris en compte, en particulier: la taille globale des systèmes énergétiques insulaires, le niveau de consommation énergétique sectorielle, les interactions des marchés énergétiques de l'île avec l'évolution de ceux au niveau national et international. La taille globale des systèmes énergétiques de l'île est un premier indicateur qui peut mettre en évidence une force, si les dimensions sont compatibles avec les économies d'échelle des technologies de la chaîne d'approvisionnement, et au contraire une faiblesse si elles sont trop petites.

Une évaluation similaire peut être faite pour la taille de la consommation locale dans les systèmes insulaires individuels au niveau des différents secteurs d'utilisation de l'énergie, si elles sont pertinentes pour les

possibilités de développement de la chaîne de GNL par rapport aux spécificités de la chaîne d'approvisionnement, qui peuvent être très différents selon les domaines d'utilisation.

En termes de facteurs exogènes, les transformations des marchés de l'énergie aux niveaux mondial et national constituent, comme dans le cas du marché international du GNL, des opportunités pour le développement de la chaîne de GNL dans les îles, ou constituent un risque, comme l'augmentation de la pénétration et de la compétitivité du porteur électrique dans la consommation du secteur civil, en particulier dans les climats chauds ou tempérés.

Un domaine spécifique de facteurs qui influencent le potentiel de développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les îles est **le rôle des opérateurs économiques** qui prévoient ou ont déjà activé des initiatives: pour la construction d'infrastructures d'approvisionnement, pour les services d'approvisionnement en GNL aux utilisateurs finaux, en tant qu'utilisateurs finaux intéressés à profiter des opportunités offertes par la chaîne de GNL. De ce point de vue, au sein des systèmes insulaires, la présence d'entreprises déjà engagées dans la construction d'infrastructures d'approvisionnement en GNL pour les îles, comme les dépôts côtiers de GNL et les méthaniers SSLNG pour leur la fourniture. Cela comprend également des initiatives infrastructurelles et / ou commerciales visant à fournir du méthane à la fois sous forme liquide et gazeuse, à partir de gaz naturel auprès des utilisateurs finaux connectés; la présence d'opérateurs qui construisent des infrastructures ou des barges pour le soutage du GNL; les initiatives de fourniture de méthane via le GNL de distribution des dépôts satellites (utilisateurs industriels, distributeurs de GNL-GNC, réseaux de GNL isolés). Enfin et surtout, les initiatives des entreprises de transport naval qui investissent dans des bateaux propulsés au GNL. L'absence de ce type d'initiatives situées dans les réalités insulaires constitue plutôt une faiblesse.

Les risques incluent des initiatives d'infrastructure basées sur le développement du réseau de transport de gaz naturel qui peuvent concurrencer le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL, à la fois en termes d'approvisionnement des îles et de diffusion de la distribution de GNL aux utilisateurs finaux avec des dépôts Satellite.

Enfin, en tant que facteur endogène aux systèmes insulaires pouvant affecter la faisabilité des infrastructures de la chaîne de GNL (mais aussi pour les initiatives de développement du réseau de transport de gaz naturel), il y a celui de **l'acceptabilité sociale**, en particulier par les collectivités locales affectés par les projets. Ce facteur peut se manifester comme une faiblesse en présence de dynamiques de conflits environnementaux pouvant affecter de manière significative les procédures d'autorisation des infrastructures, au point d'en empêcher la réalisation.

Dans le cas des **politiques publiques et de la régulation** des marchés de l'énergie, les actes et mesures ayant une conséquence explicite (ou implicite) du développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL sont considérés comme favorables. Alors que les inconvénients sont considérés comme des interventions d'acteurs publics qui entravent ou ne reconnaissent pas le rôle de la chaîne du GNL. Dans ce contexte, les actes d'aménagement local (énergétique, environnemental, territorial et économique) des institutions représentatives des réalités insulaires s'inscrivent comme des facteurs endogènes. Le rôle des autorités portuaires est également important dans ce contexte.

La programmation, les normes et les mesures spécifiques des institutions nationales et européennes (appels CEF, programmes Interreg) sont considérées comme des facteurs exogènes qui peuvent influencer le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les îles. Par rapport aux trois réalités insulaires considérées, les interventions des autorités nationales de régulation du marché de l'énergie sont également considérées comme un facteur exogène, qui peut être très important pour créer ou non les conditions de développement de la chaîne de GNL. Dans le cas des systèmes insulaires de la zone de coopération maritime Italie-France, le scénario des interventions possibles grâce aux opportunités déjà offertes par les instruments de coopération euro-méditerranéens, comme l'initiative "Westmed" ou celles qui pourraient se présenter, est également très pertinent. international comme la création d'une zone SECA en Méditerranée.

La portée de l'évaluation des **potentiels de pénétration actuels du GNL** dans les différents secteurs de consommation d'énergie des différents systèmes insulaires doit être prise en compte après les données de démarrage des systèmes énergétiques respectifs et est le résultat de l'impact attendu, positif ou négatif, des initiatives les opérateurs économiques déjà en cours pour le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les îles, ainsi que le cadre disponible aujourd'hui des politiques et de la régulation des marchés de l'énergie. En ces termes, la demande potentielle de GNL d'un secteur donné peut aujourd'hui être considérée comme importante ou limitée par rapport au niveau de consommation énergétique actuelle du fait de l'état des initiatives des opérateurs du secteur et / ou des politiques et interventions réglementaires nécessaires pour rendre effectif un potentiel théorique. de pénétration. Les évaluations des potentiels effectifs de pénétration effective du GNL dans les différents secteurs de chaque île deviennent une faiblesse ou une force, selon le cas.

Tableau 2.1 schéma de l'analyse SWOT de la chaîne de GNL dans les systèmes insulaires de la zone de coopération

DIMENSIONS DE L'ANALYSE SWOT	En faveur	Contre
------------------------------	-----------	--------

<u>Facteurs endogènes</u>	Points de force	Points de faiblesse
<p>Consommation d'énergie des îles :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dimensions des systèmes énergétiques de l'île - Consommation sectorielle dans les îles (transport, civil, industriel, thermoélectrique) <p>Initiatives des opérateurs de la chaîne d'approvisionnement du GNL :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Approvisionnement en GNL et initiatives de distribution la méthanisation des îles - Acceptabilité sociale des infrastructures <p>Politiques des institutions des îles :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Planification énergétique - Actions spécifiques pour la chaîne GNL - Politiques environnementales - Politiques de développement économique <p>Potentiel du marché insulaire pour le secteur du GNL</p>	<p><i>«Grand» marché insulaire, consommation sectorielle importante</i></p> <p><i>Présence d'initiative</i></p> <p><i>Présence d'initiatives Absence de conflit</i></p> <p><i>Rôle de la chaîne GNL prévu dans les politiques des institutions insulaires</i></p> <p><i>Potentiels pertinents</i></p>	<p><i>Petit marché insulaire Consommation sectorielle limitée</i></p> <p><i>Absence d'initiatives</i></p> <p><i>Absence d'initiatives Présence de conflit</i></p> <p><i>Absence ou opposition au rôle de la chaîne du GNL dans les politiques des institutions insulaires</i></p> <p><i>Potentiel limité</i></p>
<u>Facteurs exogènes</u>	Opportunités	Risques
<p>Évolution des marchés de l'énergie et de la chaîne d'approvisionnement en GNL</p> <p>Initiatives des opérateurs de la chaîne GNL :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Installations d'approvisionnement pour le transport de GNL vers les îles - Initiatives TSO et DSO pour le développement des infrastructures de méthanisation insulaire <p>Politiques et régulation</p> <ul style="list-style-type: none"> - Politiques nationales et européennes (énergie et environnement) pertinentes pour la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les îles - régulation des marchés de l'énergie 	<p><i>Marché international du GNL</i></p> <p><i>Présence d'installations ou d'initiatives pour les mettre en œuvre</i></p> <p><i>Présence d'initiatives synergiques avec la chaîne GNL</i></p> <p><i>Politiques favorables au développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les îles</i></p> <p><i>régulation déjà définie pour les chaînes d'approvisionnement du GNL dans les îles</i></p>	<p><i>Coûts logistiques SSLNG, tendance à la pénétration de l'électricité</i></p> <p><i>Absence d'installations ou d'initiatives pour les mettre en œuvre</i></p> <p><i>Absence d'initiatives ou d'initiatives en concurrence avec la chaîne GNL</i></p> <p><i>Politiques défavorables au développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les îles</i></p> <p><i>Incertitude ou insuffisance de la régulation des chaînes d'approvisionnement en GNL dans les îles</i></p>

Source: élaboration STF

2.2 Analyse SWOT pour la chaîne d'approvisionnement de GNL en Sardaigne

Forces

Le système énergétique de la Sardaigne a des dimensions importantes. Même en considérant uniquement la consommation finale d'énergie, celles-ci ont été de l'ordre de 2600-2800 ktep ces dernières années. Au niveau sectoriel, en ce qui concerne la consommation finale d'énergie, le transport est le premier élément et pèse plus de 40%, avec une consommation de l'ordre de 1100 ktep environ; le deuxième secteur est résidentiel (environ 660 ktep), suivi par l'industrie (environ 600 ktep); la consommation de services pèse environ 250 ktep. Outre la consommation finale, celles du secteur thermoélectrique, aujourd'hui très importantes, doivent être prises en compte. On peut donc affirmer que la consommation énergétique de l'île, tant globalement que dans les différents secteurs d'utilisation, constitue un atout pour les possibilités de développement de la chaîne GNL.

Un autre point fort pour les perspectives de développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL en Sardaigne est les initiatives en cours, que certaines entreprises mènent déjà pour la construction de dépôts côtiers. En particulier, l'avancement du projet Higas à Porto Santa Giusta di Oristano, actuellement en construction et qui devrait entrer en service d'ici la fin de 2020, est très important. autorisé; et les deux autres initiatives de dépôts côtiers (Ivi Petrolifera à Oristano et Isgas à Cagliari), pour lesquelles une usine de regazéification est également prévue pour alimenter le réseau de transport, et pour lesquelles des procédures nationales d'autorisation sont en cours .

Au sein du premier segment d'approvisionnement en GNL, un autre atout très significatif est la mise en service attendue d'un méthanier GNL SSLNG de 7500 m³ par le groupe Avenir, qui aura lieu conjointement avec celle du dépôt Higas à Oristano. Un autre atout est le fait que le transporteur de GNL SSLNG d'Avenir aura également une fonctionnalité de bunkership, et sera donc également en mesure d'offrir le service de soutage de GNL de navire à navire dans les ports de l'île.

Même en l'absence d'infrastructures d'approvisionnement sur l'île, la chaîne de GNL au niveau des utilisateurs finaux est déjà active depuis quelques années en Sardaigne, avec la présence d'un dépôt de GNL satellite qui alimente les centrales de production d'électricité et de chaleur de l'usine del Latte de la coopérative Arborea. Des initiatives sont également en cours de développement pour d'autres utilisateurs finaux du secteur des transports industriels et terrestres (distributeurs de GNL et GNC) .

Parmi les points forts, la présence d'opérateurs des réseaux de distribution de gaz est très importante, qui investissent dans le développement de ces infrastructures, en attendant de pouvoir les utiliser pour mettre le gaz naturel à disposition des utilisateurs finaux. A cet égard, il convient de noter l'acquisition par le groupe Italgas de concessions pour les principaux bassins de l'île; dans ce cas, il est prévu d'alimenter ces réseaux de distribution par la création d'un réseau de transport. Ensuite, il y a la récente initiative Isgas 33 pour la construction du dépôt satellite avec le système de vaporisation attaché, afin d'alimenter les réseaux de distribution du bassin régional 33 dont il est concessionnaire, via le GNL de distribution.

Une autre force très importante - en particulier au vu de la construction des dépôts du premier maillon de la chaîne d'approvisionnement en GNL, et en particulier des dépôts avec l'usine de regazéification attenante - est le projet Enura SpA (JV de Snam et SG) pour la construction du réseau de transport de gaz naturel, qui

devrait permettre d'alimenter à la fois les réseaux de distribution et les grands utilisateurs tels que les activités industrielles et les centrales thermoélectriques.

Pour le développement de la chaîne d'approvisionnement, l'absence de dynamiques significatives de conflits environnementaux autour des projets des infrastructures d'approvisionnement en GNL constituées de dépôts côtiers SSLNG doit également être considérée comme un point fort.

Compte tenu du rôle des institutions représentatives de l'île, l'orientation générale de la Région Sardaigne en faveur du développement de la chaîne de GNL peut certainement être considérée comme une force. Cela est en particulier sanctionné par le Plan Régional Énergétique Environnemental de Sardaigne, approuvé en 2016 (PEARS 2016), qui a parmi ses objectifs généraux le développement des chaînes de GNL. Dans cette perspective, les actions spécifiques envisagées par PEARS 2016 sont très importantes, en particulier: la construction de l'infrastructure d'approvisionnement à travers les dépôts, la construction du réseau de transport, l'achèvement des réseaux de distribution, les objectifs de pénétration du gaz naturel en les secteurs de la consommation, la création d'un HUB régional pour le soutage du GNL et les objectifs de pénétration spécifiques pour l'utilisation du GNL comme carburant dans le transport maritime. Dans les politiques régionales, la diffusion du GNL est également considérée comme un outil pour atteindre les objectifs de politique environnementale et industrielle.

Au regard des aspects déjà évoqués, tant la demande potentielle de GNL au niveau du premier maillon de la chaîne d'approvisionnement que les potentiels de pénétration dans les différents secteurs d'utilisation du gaz naturel et du GNL peuvent être considérés comme un atout.

Faiblesses

L'une des faiblesses les plus importantes est le manque d'initiatives opérationnelles des institutions locales pour mettre en œuvre certaines des actions spécifiques envisagées par PEARS pour le développement de la chaîne de GNL. En particulier: l'absence d'initiatives pour la conversion au GNL des navires en service sur les routes de la région; l'absence d'initiatives pour la conversion de la flotte de pêche basée en Sardaigne en GNL; et l'absence d'initiatives pour la création en Sardaigne d'un hub de soutage de GNL pour les navires opérant sur les routes à destination et en provenance de la Sardaigne.

L'absence de ces initiatives, conjuguée à d'autres éléments, entraîne actuellement une difficulté à faire ressortir la demande potentielle du marché régional pour la pénétration du gaz naturel et du GNL dans les différents secteurs d'utilisation concernés.

Opportunités

Une opportunité fondamentale pour la Sardaigne et les autres îles de la zone de coopération est les conditions favorables à l'évolution à moyen terme du marché international du GNL, dont les dimensions sont en croissance, caractérisées par une diversification toujours plus grande des zones d'approvisionnement. Cette condition dans les années à venir sera particulièrement favorable dans le bassin méditerranéen. Très importantes, en termes d'opportunités, sont les initiatives des entreprises de transport maritime opérant sur les routes de la Sardaigne, visant à convertir leurs bateaux au GNL.

Les initiatives annoncées par certaines compagnies maritimes (Moby), avec la mise en service de nouveaux ferries bi-carburants d'ici 2022, sont particulièrement importantes pour le développement de la chaîne de GNL dans le transport maritime en Sardaigne. Un paquebot de croisière GNL (Costa Cruises) déjà présent et de nouvelles attentes sur les itinéraires de ce type de bateau qui concernent la Sardaigne.

Les initiatives pour la création d'infrastructures d'origine de l'approvisionnement en GNL pour les îles de la zone de coopération constituent également une opportunité très importante pour faciliter le développement de la chaîne d'approvisionnement en Sardaigne. En particulier, l'initiative de créer une installation de chargement des navires pour les transporteurs GNL SSLNG au terminal OLT de Livourne. À cela, il faut ajouter l'annonce de la mise en service de transporteurs GNNG SSLNG, également avec fonction de bunkership, qui seront basés en Méditerranée et pourront opérer dans les ports de Sardaigne (par exemple, le méthanier SSNLG LNG de 18600 m³ de Total, qui aura comme le port de Marseille).

La mise en œuvre des initiatives de développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL en Sardaigne est certainement favorisée par la cohérence avec les objectifs et indications présents dans la programmation énergétique nationale, à partir de la mise en œuvre de la directive 2014/94 / UE sur les carburants alternatifs, à travers le cadre stratégique national pour la GNL (QSN-GNL) qui contient des prévisions spécifiques pour la Sardaigne. Tant les objectifs généraux de développement des infrastructures pour le GNL que ceux spécifiques à la Sardaigne envisagés par le QSN-GNL ont tous été confirmés de manière substantielle dans la stratégie énergétique nationale approuvée en 2017 (SEN 2017) et dans le plan national intégré pour l'énergie et le climat (PNIEC) lancée définitivement par le gouvernement italien en janvier 2020. L'action spécifique du SEN 2017 et du PNIEC pour la création d'une zone SECA dans les mers de la Sardaigne est particulièrement pertinente.

Le cadre réglementaire déjà défini par ARERA pour certains segments clés est très pertinent comme opportunité pour le développement de la chaîne d'approvisionnement de GNL en Sardaigne. en particulier, la régulation des dépôts côtiers avec une usine de regazéification destinée à alimenter le réseau de transport. Pour ce type d'infrastructures, l'autorité (ARERA) a déjà défini la régulation des services SSNLG qu'ils seront en mesure de fournir et des services de regazéification, également d'un point de vue tarifaire (voir point 1.2.1.5). L'autre segment de la chaîne de GNL pour lequel l'autorité a déjà mis à disposition un cadre défini est celui des réseaux de GNL isolés (voir point 1.2.1.7).

Pour ces deux segments de la chaîne d'approvisionnement, les opérateurs disposent d'un cadre suffisamment défini pour pouvoir prendre des décisions sur leurs projets d'investissement en Sardaigne. Une opportunité importante pour les initiatives d'investissement dans les chaînes d'approvisionnement en GNL en Sardaigne est les mesures de soutien prévues par les programmes de l'UE, tels que les appels au

MIE et les programmes INTERREG (voir paragraphe 1.1.1). L'utilisation du GNL dans le secteur des transports en général, et en particulier dans le maritime, offre la possibilité de renforcer la qualité de l'offre territoriale de la Sardaigne pour les services touristiques, en particulier ceux liés à l'utilisation du patrimoine environnemental et naturaliste de la île.

Une autre opportunité pertinente pour le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL en Sardaigne sont les interventions possibles à travers les outils de coopération euro-méditerranéens, tels que l'initiative "westmed" ou d'autres qui pourraient découler au niveau international de la création d'une zone SECA en Méditerranée.

Risques

L'un des principaux risques associés au développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans des contextes insulaires tels que la Sardaigne, est le coût élevé de la logistique d'approvisionnement en GNL, qui peut refléter les conditions d'accès aux services énergétiques de la chaîne d'approvisionnement.

Un autre risque, lié à la dynamique des marchés de l'énergie, est lié à la pénétration croissante du transporteur d'électricité dans la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire (comme le tourisme), qui est déjà aujourd'hui, et le sera également à l'avenir, particulièrement pertinent dans les zones tempérées ou chaudes .

L'absence de politiques nationales visant à promouvoir la conversion des flottes navales au GNL représente un risque très important pour le développement de la chaîne d'approvisionnement du secteur maritime en Sardaigne. En particulier, l'absence d'initiatives nationales pour la mise en œuvre de l'action envisagée également par le QSN-GNL, SEN 2017 et par le PNIEC pour la création en Sardaigne d'un hub de soutage de GNL pour les navires opérant sur les routes en provenance et à destination de l'Italie est critique. pour l'île. L'absence d'initiatives nationales pour la mise en œuvre de l'action envisagée par QSN-GNL, SEN 2017 et PNIEC pour la création d'une zone SECA dans les mers de la Sardaigne est tout aussi critique.

Le risque découlant de l'incertitude quant au rôle de la chaîne de GNL dans la mise en œuvre de l'élimination de 20% du charbon des centrales thermoélectriques sardes d'ici 2025 est également significatif. Ce risque se manifeste par rapport au rôle qui pourrait être joué, comme alternative aux centrales thermoélectriques à gaz de l'île, par le développement des interconnexions avec le réseau électrique national, la construction de grands systèmes de stockage d'électricité et d'un espace supplémentaire que les énergies renouvelables intermittentes pourraient par conséquent couvrir pour couvrir les besoins de l'île.

D'un point de vue réglementaire, le risque le plus important pour le développement de la chaîne d'approvisionnement en Sardaigne est l'incertitude qui alimente la dynamique de concurrence entre le rôle de la distribution du GNL des dépôts aux utilisateurs finaux et le rôle qui, pour la même fonction, pourrait

être réalisée par le projet de réseau fédérateur de transport de gaz naturel sur l'île. À cet égard, l'ARERA a fourni les premières indications pour l'inclusion des réseaux de distribution de gaz naturel de la Sardaigne dans le système national de péréquation tarifaire; mais en même temps, l'initiative a été lancée pour réaliser une analyse coûts-avantages de nature stratégique sur le rôle conjoint que le développement des infrastructures de transport des systèmes de gaz et d'électricité aura. Les résultats de cette analyse coûts-avantages devraient guider les choix réglementaires définitifs pour la réalisation éventuelle du projet de réseau fédérateur pour le transport de gaz naturel en Sardaigne.

Tableau 2.2 Schéma d'analyse SWOT pour la chaîne d'approvisionnement en GNL en Sardaigne

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> - Dimensions importantes des marchés énergétiques de la Sardaigne - Consommation d'énergie importante dans les secteurs thermoélectrique, industriel, civil et des transports - Initiatives commerciales pour la construction de dépôts côtiers d'approvisionnement en GNL pour l'île - Initiatives en cours des concessionnaires pour le développement des réseaux de distribution de gaz naturel sur l'île (aujourd'hui propulsé par le GPL et l'air propane). - Projet de réseau de transport de gaz naturel sur l'île alimenté par des dépôts côtiers de GNL - Le lancement de transporteurs GNNG SSLNG (également fonctions de bunkership) dans les ports de l'île est attendu - Absence de conflit environnemental sur les infrastructures d'approvisionnement en GNL de l'île - Développement de la filière GNL objectif général du Plan Énergie Régional (PEARS 2016) - Actions de soutien spécifiques de la Région à la chaîne de GNL prévues par PEARS 2016 - Diffusion du GNL en tant qu'action de politique régionale pour atteindre les objectifs environnementaux - Diffusion du GNL comme action des politiques régionales pour atteindre les objectifs de politique industrielle - Demande potentielle importante de GNL pour: soutage, thermoélectrique, industriel et civil 	<ul style="list-style-type: none"> - Absence d'initiatives pour la mise en œuvre des actions envisagées par les PEARS pour la conversion au GNL des navires en service sur les routes de la région - Absence d'initiatives pour la mise en œuvre des actions envisagées par les PEARS pour la conversion de la flotte de pêche basée en Sardaigne au GNL - Absence d'initiatives pour la mise en œuvre des actions envisagées par le PEARS pour la création en Sardaigne d'un hub de soutage du GNL des navires opérant sur la route de et vers la Sardaigne. - Retard quant aux opportunités offertes par l'entrée en vigueur des nouvelles limites globales fixées par l'OMI pour les normes environnementales des carburants maritimes
Opportunités	Risques
<ul style="list-style-type: none"> - Conditions favorables à l'évolution à moyen terme du marché international du GNL lors de la croissance et de la diversification croissante des zones d'approvisionnement - Initiative des entreprises de transport maritime pour convertir les flottes au GNL (Moby) - Nouvelles initiatives pour les infrastructures d'approvisionnement en GNL de la Sardaigne (installations de chargement de navires pour les transporteurs de GNL SSLNG au terminal OLT de Livourne) - Mise en service de méthaniers (également fonctions de bunkership) dans les ports de la zone de coopération - Cohérence avec les objectifs nationaux de planification énergétique (QSN-GNL, SEN 2017 et PNIEC) - Cadre réglementaire défini pour les services SSLNG et les réseaux GNL isolés - Prévus dans le SEN 2017 pour la création d'une zone SECA dans les mers de la Sardaigne - Possibilité de bénéficier des mesures de soutien prévues par les programmes de l'UE tels que les appels au MIE - Renforcement de l'offre territoriale de la Sardaigne pour les 	<ul style="list-style-type: none"> - Coûts élevés de la logistique d'approvisionnement en GNL pour la Sardaigne - Tendance d'augmentation de la pénétration électrique de la consommation d'énergie - Absence de politiques nationales ciblées pour faciliter la conversion des flottes navales au GNL - Absence d'initiatives nationales pour la mise en œuvre de l'action envisagée par QSN-GNL, SEN 2017 et PNIEC pour la création en Sardaigne d'un hub de soutage du GNL des navires opérant sur la route de et vers la Sardaigne - Absence d'initiatives nationales pour la mise en œuvre de l'action envisagée par QSN-GNL, SEN 2017 et PNIEC pour la création d'une zone SECA dans les mers de la Sardaigne - Incertitude sur le rôle du GNL dans l'élimination du charbon des centrales thermoélectriques sardes - Incertitude réglementaire et concurrence entre le rôle du GNL de distribution et le développement du réseau de transport de gaz naturel

services touristiques et l'utilisation du patrimoine environnemental et naturel de l'île - Offre de services énergétiques adéquats pour attirer les initiatives de développement industriel	
--	--

Source: élaboration STF

2.3 Analyse SWOT de la chaîne d'approvisionnement de GNL en Corse

Forces

Le système énergétique de la Corse a des dimensions importantes. Au cours des dernières années, la consommation d'énergie primaire, tant pour la consommation finale que pour la production thermoélectrique, a été de l'ordre de 600 à 700 ktep. Au niveau sectoriel, en ce qui concerne la consommation finale d'énergie, le transport est le premier poste avec une consommation de l'ordre de 300 ktep environ; le deuxième secteur est résidentiel (environ 150 ktep), suivi par le secteur tertiaire (environ 80 ktep); la consommation de l'industrie pèse environ 20 ktep. Outre la consommation finale, il faut tenir compte de celles du secteur thermoélectrique (environ 200 ktep de produits pétroliers). On peut donc affirmer que la consommation énergétique de l'île, pour les perspectives de développement du GNL, est importante dans son ensemble et pertinente en particulier dans le secteur des transports, la production d'électricité et le secteur civil.

Une force importante réside dans les initiatives des sociétés de transport maritime basées en Corse, visant à convertir leurs navires au GNL. Les initiatives des compagnies maritimes "Corsica-Linea" et "Corsica-Ferries", qui ont annoncé la mise en service de nouveaux ferries bi-carburants d'ici 2022, sont particulièrement importantes pour le développement de la chaîne GNL dans le transport maritime.

La planification énergétique de la Corse, constituée par la "Programmation pluriannuelle de l'énergie pour la Corse 2016-2018 / 2019-2023", approuvée en 2015 (PPE-Corse 2015) prévoit la construction d'une infrastructure pour la fourniture de GNL à alimenter Centrales thermoélectriques au gaz naturel actuellement alimentées par des produits pétroliers. Le PPE-Corse 2015 prévoit également des actions spécifiques pour l'utilisation du GNL et du gaz naturel pour le transport routier sur l'île.

Pour le développement de la chaîne d'approvisionnement, l'absence de dynamiques significatives de conflits environnementaux autour des projets d'infrastructures d'approvisionnement en GNL pour la Corse prévus par la planification énergétique doit également être considérée comme un atout.

Un autre point fort de la diffusion du GNL en Corse est l'attente, également au niveau des administrations locales des principaux ports, que l'utilisation dans le transport maritime de ce carburant permettra d'atteindre des objectifs environnementaux, améliorant la qualité des air pour les centres urbains et les implantations dans les zones portuaires.

Au regard de ces aspects favorables, en Corse, tant la demande potentielle globale de GNL au niveau du premier maillon de la chaîne d'approvisionnement que les potentiels de pénétration des filières thermoélectrique et maritime peuvent être considérés comme des atouts.

Faiblesses

En termes de consommation d'énergie, la demande très limitée du secteur industriel constitue une faiblesse pour les perspectives de développement du GNL en Corse.

Un autre élément de faiblesse est l'absence d'initiatives entrepreneuriales pour la construction d'infrastructures de GNL pour l'île, pour le développement du réseau de distribution de gaz naturel et pour la construction d'infrastructures de soutage de GNL dans les ports de Corse.

Au regard des aspects examinés, une autre faiblesse du développement de la chaîne d'approvisionnement en Corse est la demande potentielle de GNL limité, tant pour les secteurs industriels que civils.

Opportunités

Une opportunité fondamentale pour la Corse et les autres îles de la zone de coopération est les conditions favorables à l'évolution à moyen terme du marché international du GNL, dont les dimensions sont en croissance, caractérisées par une diversification toujours plus grande des zones d'approvisionnement. Cette condition dans les années à venir sera particulièrement favorable dans le bassin méditerranéen.

Les initiatives des sociétés de transport maritime opérant sur les routes de la Corse, visant à convertir leurs navires au GNL, sont pertinentes en termes d'opportunités. A cette opportunité s'ajoutent également les paquebots de croisière GNL déjà présents en Méditerranée et ceux attendus sur les routes de ce type de bateau, qui concernent la Corse.

Les initiatives de construction d'infrastructures d'approvisionnement en GNL pour les îles de la zone de coopération constituent une opportunité très importante pour faciliter le développement de la chaîne d'approvisionnement en Corse. En particulier, l'initiative de créer une installation de chargement des méthanier SSNLG au terminal OLT de Livourne. À cela, il faut ajouter l'annonce de la mise en service des méthaniers SSNLG, également à fonction de bunkership, qui seront basés en Méditerranée et pourront opérer dans les ports de Corse (comme le méthanier SSNLG de Avenir basé à Oristano et le méthanier SSNLG LNG de 18600 m3 de Total, qui aura pour base le port de Marseille).

La mise en œuvre des initiatives de développement de la filière GNL en Corse est certainement favorisée par la cohérence avec les objectifs et indications présents dans la programmation énergétique nationale (PPE 2015).

Sont également pertinentes dans cette perspective les initiatives du gouvernement français pour promouvoir la création d'une zone SECA en Méditerranée.

Deux initiatives institutionnelles récentes au niveau national sont d'autres éléments qui renforcent les opportunités de développement de la filière GNL en Corse:

1. en janvier 2020, l'autorité de régulation nationale (CRE) a lancé la procédure de définition des modalités de rémunération de l'infrastructure pour la fourniture de GNL pour les centrales thermiques de Corse (voir point 1.2.2.2);

2. En février 2020, le gouvernement français a lancé la procédure de sélection de l'opérateur qui construira et gèrera les infrastructures d'approvisionnement en GNL des centrales thermoélectriques de l'île (voir paragraphe 1.2.2.1).

Une autre opportunité intéressante pour les initiatives d'investissement des chaînes d'approvisionnement en GNL en Corse est les mesures de soutien prévues par les programmes de l'UE, tels que les appels CEF et les programmes INTERREG.

L'utilisation du GNL dans le secteur des transports en général, et en particulier dans le secteur maritime, offre l'opportunité de renforcer la qualité de l'offre territoriale de Corse pour les services touristiques, en particulier ceux liés à l'utilisation du patrimoine environnemental et naturaliste de la île.

Une autre opportunité pertinente pour le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL en Corse sont les interventions possibles grâce aux outils de coopération euro-méditerranéens, tels que l'initiative "westmed", ou celles qui pourraient découler au niveau international de la création d'une zone SECA dans la Méditerranée. des risques.

L'un des principaux risques associés au développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans des contextes insulaires comme la Corse, est le coût élevé de la logistique d'approvisionnement en GNL, qui peut réfléchir sur les conditions d'accès aux services énergétiques de la chaîne d'approvisionnement. Un autre risque, lié à la dynamique des marchés de l'énergie, est lié à la pénétration croissante de l'électricité dans la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire (comme le tourisme), qui est déjà aujourd'hui, et le sera également à l'avenir, particulièrement pertinent dans les zones tempérées ou chaudes.

Tableau 2.3 Schéma d'analyse SWOT de la chaîne d'approvisionnement en GNL en Corse

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> - Importance des marchés énergétiques de la Corse - Consommation d'énergie importante dans les secteurs thermoélectrique, des transports et civil - Mise en service de méthaniers SSLNG (également fonctions de bunkership) dans les ports de l'île - Absence de conflit environnemental sur les infrastructures d'approvisionnement en GNL de l'île - Initiative des compagnies maritimes opérant en Corse pour la conversion des flottes de ferrys en Corse (Corsica Linea et Corsica Ferries) - Corsica Energy Planning (PPE 2015) prévoit la construction d'une infrastructure d'approvisionnement en GNL pour les centrales thermoélectriques - Le PPE-Corse (2015) prévoit des actions spécifiques pour l'utilisation du GNL et du gaz naturel pour le transport routier sur l'île - Diffusion du GNL en tant qu'action des politiques environnementales locales pour atteindre des objectifs environnementaux tels que la qualité de l'air dans les zones portuaires - Importante demande potentielle de GNL pour le secteur des transports thermoélectriques et maritimes 	<ul style="list-style-type: none"> - Consommation d'énergie limitée dans le secteur industriel - Absence d'initiatives entrepreneuriales pour la construction de dépôts côtiers d'approvisionnement en GNL pour l'île - Absence d'initiatives pour le développement du réseau de distribution de gaz naturel sur l'île - Absence d'initiatives pour la construction d'infrastructures de soutage de GNL dans les ports de Corse - Demande potentielle limitée de GNL pour les secteurs industriel et civil
Opportunités	Risques
<ul style="list-style-type: none"> - Conditions favorables à l'évolution à moyen terme du marché international du GNL lors de la croissance et de la diversification croissante des zones d'approvisionnement - Procédure gouvernementale de sélection d'un opérateur qui construira et gèrera l'infrastructure d'approvisionnement en GNL lancée (février 2020) - La procédure de définition de la rémunération de l'infrastructure d'approvisionnement en GNL des centrales thermiques a débuté (janvier 2020) par l'autorité de régulation nationale (CRE) - Nouvelles initiatives pour les infrastructures d'approvisionnement en GNL dans la zone de coopération 	<ul style="list-style-type: none"> - Coûts élevés de la logistique d'approvisionnement en GNL - Tendances de pénétration de l'électricité de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel et tertiaire.

<p>telles que les installations de chargement des navires-citernes SSLNG au terminal OLT</p> <ul style="list-style-type: none"> - Présence de méthaniers SSLNG (également fonctions de bunkership) dans les ports de la zone de coopération - Cohérence avec les objectifs nationaux de planification énergétique du PPE (2015) - Initiatives du gouvernement français pour créer une zone SECA en Méditerranée - Possibilité de bénéficier des mesures de soutien prévues par les programmes nationaux ou européens - Possibilité de bénéficier des mesures de soutien prévues par les programmes de l'UE tels que les appels du CEF - Renforcement de l'offre territoriale de Corse pour les services touristiques et l'utilisation du patrimoine environnemental et naturel de l'île. 	
--	--

Source: élaboration STF

2.4 Analyse SWOT de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'archipel toscan

Forces

Dans l'archipel toscan, la consommation d'énergie qui peut être considérée comme importante pour le développement de la chaîne de GNL concerne principalement le transport maritime. Un point fort réside donc dans la demande potentielle de soutage de GNL suite aux initiatives de reconversion des opérateurs de transport maritime des compagnies maritimes opérant sur les routes reliant les îles de l'archipel et dans le secteur des croisières à ce carburant.

La demande potentielle des réseaux de distribution, désormais alimentés au GPL, ne pourrait être significative que dans la perspective d'un approvisionnement direct via la chaîne d'approvisionnement du GNL de distribution, c'est-à-dire via des camion-citernes cryogéniques qui alimentent des dépôts satellites desservant des réseaux de GNL isolés.

La diffusion du GNL en tant qu'action des politiques environnementales locales pour atteindre des objectifs environnementaux tels que l'amélioration de la qualité de l'air dans les zones portuaires.

Faiblesses

La taille très limitée du système énergétique de l'archipel toscan constitue une faiblesse pour un éventuel développement de la chaîne de GNL dans cette réalité. À cet égard, il suffit de souligner que la consommation finale d'énergie dans son ensemble est de l'ordre de 80 à 90 ktep. La consommation dans les secteurs industriel, civil et thermoélectrique est donc très limitée ou non significative dans la perspective du développement de la chaîne GNL.

À l'heure actuelle, il n'y a pas d'initiatives pour la construction d'infrastructures d'approvisionnement en GNL dans l'archipel.

Une faiblesse très importante, au niveau du premier maillon de la chaîne d'approvisionnement, est la présence du projet de développement du réseau de transport de gaz naturel promu par ITG (SNAM) pour la construction d'une connexion sous-marine entre Piombino et Isola Elba.

Le développement de la chaîne GNL est absent de la planification énergétique locale (SEAP 2014).

Enfin, il convient de souligner l'absence d'initiatives publiques des institutions locales pour le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'archipel.

Opportunités

Une opportunité fondamentale pour les îles de l'archipel toscan et les autres îles de la zone de coopération est les conditions favorables à l'évolution à moyen terme du marché international du GNL, dont les dimensions augmentent, caractérisées par une diversification toujours plus grande des zones d'approvisionnement. Cette condition dans les années à venir sera particulièrement favorable dans le bassin méditerranéen. Les initiatives des entreprises de transport maritime opérant sur les routes de l'archipel, en termes d'opportunités, visent à convertir leurs bateaux au GNL.

A cette opportunité s'ajoutent également les paquebots de croisière GNL déjà présents en Méditerranée et ceux attendus sur les routes de ce type de bateau qui concernent l'archipel. Les initiatives de construction d'infrastructures d'approvisionnement en GNL pour les îles de la zone de coopération constituent une opportunité très importante pour faciliter le développement de la chaîne d'approvisionnement dans l'archipel toscan. En particulier, l'initiative de créer l'installation de chargement des navires pour les transporteurs SSLNG LNG au terminal OLT de Livourne. À cela s'ajoute l'annonce de la mise en service de méthaniers SSLNG, également dotés de fonctions de bunkership, qui seront basés en Méditerranée et pourront opérer dans les ports de l'archipel. Le rôle proactif de l'AdSP de la mer Tyrrhénienne du Nord dans la promotion de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans sa sphère de compétence constitue une opportunité pour des développements possibles dans les îles de l'archipel toscan à partir du port de Portoferraio.

Une opportunité pour les potentiels de développement de la chaîne d'approvisionnement dans l'archipel toscan est l'incertitude réglementaire sur le projet de pipeline sous-marin reliant Piombino à l'île d'Elbe.

Une autre opportunité importante pour le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'archipel est la régulation déjà définie par ARERA. Un segment de la chaîne de GNL, pour lequel l'autorité a déjà mis à disposition un cadre défini, est celui des réseaux de GNL isolés. Pour ce segment, les opérateurs disposent d'un cadre suffisamment défini pour pouvoir réaliser des investissements, en particulier sur l'île d'Elbe.

Une opportunité importante pour les initiatives d'investissement des chaînes de GNL dans l'archipel est les mesures de soutien prévues par les programmes de l'UE, tels que les appels du MIE et les programmes INTERREG.

L'utilisation du GNL dans le secteur des transports en général, et en particulier dans le secteur maritime, offre la possibilité de renforcer la qualité de l'offre territoriale de l'archipel pour les services touristiques, en

particulier ceux liés à l'utilisation du patrimoine environnemental et naturaliste du parc national de l'archipel toscan.

Risques

L'un des principaux risques associés au développement de la chaîne de GNL dans des contextes insulaires tels que les îles de l'archipel, est le coût élevé de la logistique d'approvisionnement en GNL, qui peut se refléter dans les conditions d'accès aux services énergétiques de la chaîne. Un autre facteur de risque, lié à la dynamique des marchés de l'énergie, est lié à la tendance croissante de la pénétration du transporteur d'électricité dans la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire (comme le tourisme), qui est déjà d'actualité aujourd'hui, et qui le sera encore plus dans l'avenir, en particulier dans les régions tempérées ou chaudes. D'autres éléments de risque pour le développement de la chaîne d'approvisionnement dans l'archipel toscan sont: le projet de fourniture de gaz naturel sur l'île, basé sur la connexion Piombino-île d'Elbe explicitement envisagé par le plan régional d'énergie environnementale de la Toscane (PAER 2015), et l'absence d'indications dans les politiques régionales de diffusion du GNL dans l'archipel toscan.

Tableau 2.4 Schéma d'analyse SWOT pour la chaîne de GNL dans l'Archipel Toscan

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> - Importante consommation d'énergie pour les services de transport maritime dans l'archipel toscan - Diffusion du GNL en tant qu'action des politiques environnementales locales pour atteindre des objectifs environnementaux tels que la qualité de l'air dans les zones portuaires - Demande potentielle d'avitaillement en GNL de la conversion aux opérateurs de GNL du transport maritime présents dans les ports de l'archipel toscan. - Demande potentielle des réseaux de distribution qui pourrait être alimentée par la chaîne d'approvisionnement en GNL de distribution dans les dépôts satellites 	<ul style="list-style-type: none"> - Taille limitée des marchés de l'énergie de l'archipel toscan - Consommation d'énergie limitée ou insignifiante dans les secteurs industriel, civil et thermoélectrique - Absence d'initiatives pour la construction d'infrastructures d'approvisionnement en GNL - Absence d'initiatives pour le développement du réseau de distribution de gaz naturel sur l'île d'Elbe - Projet de développement du réseau de transport ITG (SNAM) pour la connexion sous-marine entre Piombino et I. d'Elba - Diffusion de GNL absente dans la planification énergétique locale (SEAP 2014) - Absence d'initiatives des institutions locales pour la diffusion du GNL
Opportunités	Risques
<ul style="list-style-type: none"> - Conditions favorables à l'évolution à moyen terme du marché international du GNL lors de la croissance et de la diversification croissante des zones d'approvisionnement - Nouvelles initiatives pour les infrastructures d'approvisionnement en GNL dans la zone de coopération telles que les installations de chargement des navires des méthaniers au terminal OLT - Mise en service de méthaniers (également avec fonctions de soutage) dans les ports de la zone de coopération - Rôle proactif de l'AdSP de la mer Tyrrhénienne septentrionale dans la promotion de la chaîne d'approvisionnement en GNL - Incertitude réglementaire sur le projet de pipeline sous-marin reliant Piombino - I. d'Elba 	<ul style="list-style-type: none"> - Coûts élevés de la logistique d'approvisionnement en GNL - Projet d'approvisionnement en gaz naturel de l'île basé sur le développement du réseau de transport prévu par le plan régional d'énergie de la Toscane (PAER 2015) - Absence d'indications dans les politiques régionales de diffusion du GNL dans l'archipel toscan

<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di beneficiare delle misure di sostegno previste dai programmi nazionali o europei - Quadro regolamentare definito per i servizi SSLNG e le reti GNL isolate - Qualificazione ambientale dell'offerta territoriale caratterizzata da servizi turistici e dall'utilizzo del patrimonio ambientale e naturalistico dell'arcipelago toscano 	
--	--

Source: *élaboration STF*

3. SCÉNARIOS DES POLITIQUES POUR LE RÔLE DU GNL DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES SYSTÈMES INSULAIRES DE LA ZONE DE COOPÉRATION

3.1 Prémise

L'un des principaux objectifs du projet "Promo GNL" est de définir l'espace pour des solutions communes d'intervention des systèmes insulaires de la zone de coopération pour le développement de la chaîne d'approvisionnement du GNL.

Pour ce faire, il est nécessaire d'évaluer les opportunités qui peuvent se présenter en adoptant des initiatives ou des stratégies de coopération transfrontalière, pour atteindre les objectifs de développement de la chaîne de GNL dans les systèmes insulaires de la Sardaigne, de la Corse et de l'archipel toscan, ce qui ne peut être réalisé d'une manière efficace qu'en agissant au niveau local / régional / national. Cette analyse vise donc également à mettre en évidence les avantages dont pourraient bénéficier les acteurs intéressés en adoptant une approche transfrontalière.

Pour atteindre cet objectif, une série de scénarios politiques possibles sont présentés pour le rôle du GNL dans la transition énergétique des systèmes insulaires de la zone de coopération.

Le premier point de départ pour la construction de ces scénarios pour le rôle de la chaîne de GNL dans le processus de transition énergétique des systèmes insulaires de la zone de coopération IT-FR, est le cadre des facteurs qui déterminent leur potentiel de développement actuel en Sardaigne en Corse et dans l'archipel toscan, comprenant: 1) les caractéristiques des systèmes énergétiques des îles; 2) les initiatives des opérateurs économiques pour le développement de la chaîne d'approvisionnement; 3) les politiques et réglementations pertinentes; 4) les potentiels de pénétration du GNL et du gaz naturel sur les marchés de l'énergie de ces trois territoires, qui n'ont actuellement pas accès à cette ressource énergétique.

Les segments de la chaîne de GNL qui font l'objet de cette analyse sont: a) les solutions possibles pour le premier maillon de la chaîne d'approvisionnement en GNL aux trois réalités insulaires considérées; et b) les solutions possibles pour la chaîne d'approvisionnement de GNL aux utilisateurs finaux potentiellement intéressés par les différents secteurs d'utilisation de l'énergie dans les systèmes insulaires de la zone de coopération.

Les informations et les données disponibles collectées pour ces quatre aspects ont été utilisées dans le chapitre 2 de ce rapport, pour évaluer les potentiels de développement de la chaîne de GNL dans chacun des trois systèmes insulaires considérés séparément, en utilisant la méthodologie d'analyse SWOT.

Les résultats de l'analyse SWOT au niveau des systèmes insulaires individuels ont révélé l'existence d'une série de risques et de problèmes critiques pour le développement de la chaîne de GNL qui pourraient être surmontés avec l'adoption des mesures envisagées par les scénarios politiques les plus avancés déjà au niveau des systèmes insulaires individuels de la zone de coopération. Cela peut être fait de manière encore plus significative, avec l'adoption de stratégies communes pour la promotion de la chaîne de GNL partagée par les institutions représentatives des communautés insulaires du système insulaire de la zone de coopération dans son ensemble (voir Fig. 3.1)

Figure 3.1 Système insulaire de la zone de coopération Italie France Maritime



Source: *élaboration STF*

L'objectif principal de cette élaboration est d'obtenir différentes options stratégiques de l'intervention publique pour le développement de la chaîne de GNL, qui a pour référence principale le rôle des ports de l'espace de coopération qui peuvent partager un cadre commun des choix possibles et des points de force existantes pour les atteindre.

La configuration d'une série de scénarios des politiques pour le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les trois systèmes insulaires, offre la possibilité de faire une comparaison stratégique entre les différentes options de développement de la chaîne d'approvisionnement dans un cadre de référence commun, et permet de guider les choix en tenant compte des forces et des opportunités qui se présentent dans les différents cas examinés.

Le cadre des scénarios politiques pour le développement de la chaîne de GNL dans les trois systèmes insulaires offre une contribution pour définir la stratégie de liaison coordonnée et cohérente avec les projets interconnectés du programme Interreg FR-IT sur ce même sujet, et avec le projet en cours GEECCTT-iles, qui vise à créer un outil d'intervention commun (GECT) pour des connexions maritimes durables entre les îles, à travers un processus de construction participatif et une analyse de scénario pour la définition d'une stratégie commune.

Le cadre commun d'interactions systémiques et locales d'usages et de solutions optimales pour le développement de la chaîne GNL à partir des zones portuaires de l'espace de coopération, et des stratégies possibles de connexion entre projets et initiatives interconnectés, peut constituer une contribution pour la élaboration de stratégies communes. Ce cadre offre l'un des points de départ des actions d'information et de promotion du GNL envisagées par le projet PromoGNL pour la définition des politiques de développement de la chaîne du GNL dans les systèmes insulaires de l'espace de coopération.

L'analyse des outils législatifs, réglementaires et politiques mis en place par les principaux acteurs institutionnels (menée au chapitre 1 du présent rapport) permet de mettre en évidence ce qui est configuré comme les futures étapes possibles de l'intervention publique pertinentes pour le objectifs de développement de la chaîne GNL dans les systèmes insulaires de la zone de coopération Italie-France. Les scénarios politiques mettent en évidence les principales tendances susceptibles de se produire à court ou moyen terme dans les politiques favorisant le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les îles de la zone de coopération du programme Interreg FR-IT.

3.2 Scénarios des politiques

Le cadre de régulation et les politiques pertinentes pour le développement de la chaîne de GNL, entre le second semestre 2019 et le premier semestre 2020, ont connu une forte accélération tant au niveau de l'UE qu'en Italie et en France.

Au niveau européen, comme indiqué au paragraphe 1.1.1.5, sous l'égide de l'European Green Deal, un processus de redéfinition de nombreuses politiques pertinentes pour le développement de la chaîne de GNL a été lancé.

En Italie, les principaux changements proviennent de l'approbation du PNIEC, de la définition de la régulation pour les services SSNLG aux terminaux de regazéification, pour les services de regazéification dans les dépôts SSNLG et les réseaux de GNL isolés ; e du « DL Simplifications ».

En France, les récentes initiatives de l'Autorité de l'énergie et du gouvernement français ont réactivé le processus de réalisation des infrastructures qui permettront l'approvisionnement en GNL de la Corse.

Cette accélération conforte les attentes d'opportunités d'investissement significatives des opérateurs concernés qui, dans certains cas significatifs, ont déjà mis en place des initiatives pour lesquelles des projets sont en construction, déjà autorisés ou avec des procédures d'autorisation activées. Cependant, il s'agit d'un cadre réglementaire de directives, d'outils et de régulations qui doit être complété.

Les voies, les temps et les choix qui seront faits pour la compléter et la mettre en œuvre concrètement détermineront les évolutions réelles des initiatives des opérateurs de la chaîne GNL, de la méthanisation, et de la pénétration du gaz naturel dans le système énergétique des îles de la zone de coopération.

Dans ce contexte, des scénarios d'évolution de la régulation et des politiques pertinentes peuvent être esquissés, auxquels, s'ils sont mis en œuvre, différentes perspectives de développement des investissements de méthanisation et des marchés concernés peuvent correspondre:

- "Régulation minimale";
- "Régulation avancé";
- "Politiques avec des mesures de soutien pour le GNL et le GNC comme carburants alternatifs";
- "Politiques environnementales avancées";
- "Politiques de développement intégré";
- "Politiques de coopération euro-méditerranéenne".

Les caractéristiques essentielles de ces scénarios politiques sont présentées dans les paragraphes suivants, en les caractérisant en termes généraux et en mettant en évidence leurs effets potentiels dans le cas de la mise en œuvre au niveau de chaque système insulaire individuel, et dans le cas de la mise en œuvre avec des initiatives communes au niveau global de la système insulaire de la zone de coopération.

3.2.1 "Régulation minimale"

Le scénario de «Régulation minimale» sera déterminé s'il n'y a pas de changements significatifs dans le cadre des interventions de régulation de la chaîne de GNL déjà définies par les autorités énergétiques respectives, en Italie (Arera) et en France (CRE). Dans le cas de l'Italie, ce scénario est basé sur la régulation déjà définie par Arera pour les services SSLNG aux terminaux de regazéification et les dépôts régulés, pour les services de regazéification aux dépôts SSLNG connectés au réseau de transport, pour les réseaux de distribution ou destiné à être alimenté par le réseau de transport en Sardaigne.

Dans ce contexte, il est supposé que reste indéterminée la régulation du réseau de transport sarde pour le transport de gaz naturel, actuellement soumise à l'examen de l'Arera dans le cadre de l'évaluation des plans décennaux de développement des réseaux de transport de gaz naturel et de l'évaluation de la analyse coûts-avantages commandée par Arera (RSE) sur la future infrastructure énergétique globale de l'île.

Dans le cas de la France, le scénario de régulation minimale présuppose l'achèvement de la procédure engagée par l'autorité française (CRE) en janvier 2020 selon les lignes directrices énoncées dans le document de consultation, et se limitera donc à réglementer uniquement la fourniture de GNL sur l'île pour alimenter les centrales thermoélectriques.

Sardaigne

Le scénario "Régulation minimale", défini fin 2019, repose sur la régulation actuelle des services SSLNG sur les terminaux régulés et les réseaux de distribution de GNL isolés. Dans ce scénario réglementaire pour la Sardaigne, les conditions de développement des opportunités offertes par le GNL de distribution aux utilisateurs finaux (distributeurs de GNL-GNC, utilisateurs industriels et soutage) et par le changement en gaz naturel des principaux réseaux de distribution ont déjà été déterminées et sont disponibles.

Dans ce contexte, la demande de transport de GNL via le stockage côtier peut déjà être considérée comme importante.

Corse

Dans le cas de la Corse, le scénario "Régulation minimale" est entièrement basé sur la définition de la régulation proposée par le document de consultation et ne propose donc pas d'outils pour l'utilisation du GNL dans des secteurs autres que celui de la production thermoélectrique (voir Par. 1.2.2.2).

Elbe

Dans le cas de l'île d'Elbe, le cadre réglementaire défini pour l'Italie, en particulier celui de la régulation des réseaux de GNL isolés, offre la possibilité de convertir les réseaux de distribution désormais alimentés au GPL en GNL, ou de créer de nouveaux alimentés par depot satellite de GNL. Cette opportunité pour l'île d'Elbe est déjà possible tant au regard de la construction, aujourd'hui très incertaine, du gazoduc Piombino-Elbe, que dans le scénario d'infrastructure basé sur le GNL de distribution uniquement au niveau des dépôts satellites, au moyen de camion-citernes cryogéniques.

Box 1 - Le scénario de "Régulation minimale" pour le système insulaire de la zone de coopération est basé sur le cadre réglementaire substantiellement défini en Italie et en France. Il s'agit de deux régulations distinctes qui, ensemble, n'offrent aucune opportunité particulière pour des initiatives communes entre les systèmes insulaires de la zone de coopération pour le développement de la chaîne de GNL.

3.2.2 "Régulation avancée"

Le scénario «Régulation avancée» suppose des interventions avec des changements importants dans le cadre réglementaire déjà disponible pour le développement de la chaîne de GNL et la méthanisation des îles dans la zone de coopération. Les lignes d'évolution possibles du cadre réglementaire ne sont pas univoques et peuvent avoir plusieurs directions.

Une première ligne d'évolution prévoit, en particulier dans le cas de la Sardaigne, une intégration du réseau de gaz naturel (de transport et de distribution) avec le réseau national, garantissant l'application des mécanismes de péréquation des coûts d'infrastructure déjà appliqués dans le reste du Pays au niveau national pour le réseau de transport et au niveau régional pour les réseaux de distribution, comme déjà régulé par Arera en application des dispositions du décret législatif no. 257/2016 (voir paragraphes 1.2.1.6, 1.2.1.7 et 1.2.1.8). Les développements ultérieurs de cette première ligne d'intervention pour la régulation en Italie sont soumis aux résultats d'une étude de ACB-stratégique, commandée par Arera dans le cadre du développement global des infrastructures énergétiques de l'île au regard des objectifs de décarbonation.

Une deuxième ligne d'évolution du cadre réglementaire (qui fait référence aux adresses exprimées dans le PNIEC pour la méthanisation de la Sardaigne) vise à intégrer, dans la régulation actuelle du système gazier italien, la chaîne logistique de transport et de distribution de GNL à des niveaux équivalents à ceux du réseau de transport et des réseaux de distribution. Cela introduirait l'approche de reconnaissance du soi-disant «pipeline virtuel», et assimilerait le service de transport de GNL via de petits méthaniers à des dépôts côtiers ou flottants intermédiaires et le service de distribution du GNL via des camion-citernes cryogéniques de dépôts intermédiaires à satellites qui alimentent des réseaux de distribution isolés, à celle des réseaux de transport.

Une troisième ligne d'évolution possible, se référant en particulier au cas de la Corse, prévoit d'étendre la régulation de la fourniture de GNL actuellement envisagée uniquement pour l'alimentation des centrales thermoélectriques de l'île, mais également pour d'autres usages du GNL tels que celui des transports maritimes et terrestres.

Sardaigne

La première ligne d'évolution du scénario "Régulation avancée" prévoit des règles, des lignes directrices et des interventions réglementaires qui garantissent l'intégration du réseau de gaz naturel en Sardaigne avec le réseau national, garantissant l'application des mécanismes de péréquation des coûts d'infrastructure déjà appliqués dans le reste du Pays à la chaîne d'approvisionnement composée : des usines de stockage et de regazéification; le réseau de transport; et les réseaux de distribution. Cette ligne d'évolution suppose également la définition des méthodes d'analyse coûts-avantages des projets de stockage de GNL connectés ou fonctionnels au raccordement de parties isolées du réseau national de transport de gaz naturel, ainsi que des mesures permettant la continuité de l'approvisionnement des gaz insulaire en cas d'événements exceptionnels, et ceux liés aux coûts liés à la gestion du marché et aux flux physiques dans la dorsale sarde. Cela pourrait être l'un des résultats possibles de l'analyse coûts-avantages que Arera effectue sur les scénarios globaux de développement des infrastructures énergétiques de l'île, qui incluent également le développement du réseau de transport.

La deuxième ligne d'évolution du scénario de régulation avancée, basée sur la mise en œuvre intégrale des lignes directrices du PNIEC (voir paragraphe 1.2.1.4), est récemment réapparue vigoureusement à la lumière de l'intervention législative spécifique promue par le gouvernement avec le "décret de simplification" (voir paragraphe 1.2. 1.5).

Uniquement dans le cas de la mise en œuvre de ce scénario réglementaire et avec des effets significatifs des mécanismes de péréquation (chargés aux tarifs de tous les utilisateurs du système national de gaz) sur les conditions économiques de fourniture de gaz naturel en Sardaigne, de manière à être comparables à celles du marché au niveau national, il est possible de faire l'hypothèse que la demande de gaz naturel transmis par le réseau de transport et de distribution sera maximisée. Ce scénario implique, dans tous les cas, la nécessité d'attendre les temps de la nouvelle régulation de l'Arera (comme prévu par les DL «Simplifications»), et la manière dont l'Arera prendra en compte les résultats de l'ACB-stratégique sur les infrastructures énergétiques dans le nouveau cadre législatif.

Corse

Dans le cas de la Corse, le scénario "Régulation avancée" prévoit que l'issue de la procédure actuelle initiée par l'autorité française de la CRE ne se limite pas à réguler uniquement les modes d'approvisionnement en gaz naturel des centrales thermoélectriques à travers la chaîne du GNL, mais qui autorise ou introduit également une régulation spécifique pour la fourniture de GNL en Corse destinée à d'autres utilisations finales, en particulier maritimes et terrestres.

Elbe

Dans le cas de l'île d'Elbe, le scénario de "Régulation avancée" dans le cas de l'approche du pipeline virtuel augmenterait les possibilités de permettre la méthanisation de l'île à travers la distribution du GNL comme alternative à la construction du gazoduc reliant Piombino à l'île de «Elba».

Box 2 - Le scénario "Régulation avancée" pour l'ensemble du système des îles de la zone de coopération envisage la mise en place d'un cadre réglementaire commun entre l'Italie et la France sur l'utilisation de l'approche "pipeline virtuel" dans la phase de transport de GNL via méthaniers SSLNG aux dépôts intermédiaires desservant les îles (côtières ou flottantes), et pourrait permettre d'importantes synergies économiques dans la gestion d'un service régulé partagé entre les différents systèmes insulaires de la zone de coopération. Dans ce cas, le scénario "Régulation avancée" devrait donc permettre, en tant que service régulé commun, le transport du GNL via méthanier SSNLG vers les différents dépôts intermédiaires qui seront construits en Sardaigne et en Corse.

De cette façon, les problèmes de développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les îles de la zone de coopération liés aux coûts de la logistique et d'approvisionnement en GNL pourraient être considérablement atténués.

L'approche du «pipeline virtuel» pourrait permettre de faire l'hypothèse de l'inclusion d'investissements pour cette logistique d'approvisionnement aux caractéristiques transfrontalières parmi les projets reconnus au titre du règlement RTE-E comme projets d'intérêt communautaire (PIC).

Ce scénario de régulation conjointe nécessite cependant un chemin d'homogénéisation des lignes d'intervention réglementaire qui maintenant suit des voies divergentes dans les deux pays. En particulier en Italie, avec les récentes «simplifications DL», il semble que le principal opérateur du réseau de transport se voit confier le rôle de gérer une configuration spécifique de «pipeline virtuel» limitée aux infrastructures réglementées italiennes.

3.2.3 "Politiques avec des mesures de soutien pour le GNL et le GNC comme carburants alternatifs"

Ce scénario repose sur l'hypothèse que les dispositions relatives au GNL et au GNC sont pleinement mises en œuvre dans la directive pour le développement de l'utilisation de carburants alternatifs dans les transports maritimes et intérieurs; et que cette approche est confirmée par les résultats du processus de révision actuellement en cours au niveau de l'UE pour les carburants alternatifs, dans la perspective de l'European Green Deal. Ce scénario comprend également la valorisation de toutes les synergies possibles offertes par la pénétration du biométhane dans la chaîne GNL et par les développements possibles de technologies de moteurs hybrides, entre le méthane et les moteurs électriques.

Sur la base de ces hypothèses, ce scénario envisage la mise en œuvre de mesures d'accompagnement pour la construction d'infrastructures de GNL et de GNC comme carburants alternatifs, et pour la diffusion des moyens de transport terrestre et maritime qu'ils fournissent. Les principales opportunités sont offertes par la possibilité d'utiliser des mesures de soutien spécifiques basées sur le régime d'aide à l'environnement de l'UE, qui récompensent les investissements qui vont au-delà des normes obligatoires de protection de l'environnement et en particulier: 1) des mesures de soutien à l'achat et la conversion (au GNL et au GNC) de véhicules lourds et légers, et pour la construction du réseau de distribution, en tenant compte de l'expérience des mesures d'aide aux investissements environnementaux déjà adoptées au niveau national et régional; et 2) des mesures de soutien à la conversion des navires et à la construction d'infrastructures de soutage, en tenant compte de l'expérience des mesures d'aide aux investissements environnementaux dans la conversion des navires mises en œuvre par d'autres pays européens, tels que la Finlande et l'Allemagne.

Sardaigne

Dans le cas de la Sardaigne, ce scénario prévoit un engagement direct de l'administration régionale qui, avec ses propres outils d'intervention, à partir des ressources et des mesures de gestion des fonds structurels, met en œuvre:

- des politiques d'achat et de conversion au GNL et au GNC de véhicules lourds et légers similaires à celles déjà mises en œuvre par le ministère de l'Infrastructure au niveau national;
- des politiques de création du réseau de distributeurs de GNL et de GNC par analogie avec les mesures déjà mises en œuvre par la Région Lombardie;
- promotion active de mesures en accord avec le gouvernement pour la conversion au GNL des navires opérant dans les mers de la Sardaigne, comme déjà envisagé par PEARS 2016 et PNIEC;
- mesures de promotion de la construction d'infrastructures et de barges pour le soutage du GNL dans les ports de l'île.

Corse et Archipel Toscan

Pour la Corse et l'Archipel également, compte tenu de leurs spécificités, des stratégies d'intervention similaires à celles envisagées dans le cas de la Sardaigne peuvent être envisagées

Box 3 - Le scénario "Politiques prévoyant des mesures de soutien pour le GNL et le GNC comme carburants alternatifs" dans le cas d'initiatives conjointes pour le système insulaire de la zone de coopération, prévoit l'adoption de mesures visant en particulier l'utilisation du GNL comme carburant alternatif dans les services de transport maritime à l'intérieur des îles et entre ceux-ci et les ports des autres zones côtières de la zone de coopération. La mise en œuvre de ces politiques communes entre les systèmes insulaires de l'espace de coopération pourrait se faire à l'aide de l'outil GECT, comme l'envisage le projet "GEECCTT-Iles".

3.2.4 "Politiques environnementales avancées"

Le scénario de politiques environnementales avancées pour le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les systèmes insulaires de la zone de coopération prévoit deux axes d'intervention possibles, à savoir: 1) l'introduction d'une zone SECA dans les mers des îles; et 2) le dépassement rapide de l'utilisation de combustibles tels que le charbon ou les produits pétroliers dans les centrales thermoélectriques de l'île, en les remplaçant par du gaz naturel.

Ce scénario devrait être basé sur la synergie maximale entre la pénétration des sources renouvelables et l'utilisation du GNL dans les différents secteurs de consommation d'énergie concernés. Un autre élément caractéristique devrait être l'engagement maximal à réduire les émissions fugitives de méthane le long des différentes chaînes d'approvisionnement et l'utilisation finale du GNL et du gaz naturel.

Sardaigne

Dans le cas de la Sardaigne, le scénario des "politiques environnementales avancées" prévoit la mise en œuvre de deux actions principales pouvant soutenir concrètement le développement de la chaîne du GNL, et en particulier:

- l'activation en temps opportun par le gouvernement italien à l'OMI, en accord avec la Région autonome de Sardaigne, des procédures pour la création d'une zone SECA dans les eaux de l'île;
- la mise en œuvre en temps opportun de l'élimination du charbon dans les centrales thermoélectriques de l'île, comme l'exige le PNIEC, en le remplaçant par du gaz naturel.

Corse

Toujours dans le cas de la Corse, le scénario des politiques environnementales avancées repose sur les deux principales actions similaires à celles envisagées pour la Sardaigne: l'activation en temps utile par le gouvernement français des procédures de l'OMI pour la création d'une zone SECA dans les eaux de la Corse; le remplacement en temps opportun des combustibles pétroliers actuellement utilisés dans les centrales thermoélectriques de Corse par du gaz naturel, comme l'exige le PPE Corse 2015.

Elbe

Dans le cas de l'île d'Elbe, la principale mesure pour le scénario de politiques environnementales avancées est l'activation en temps opportun par le gouvernement italien à l'OMI, en accord avec la région de la Toscane, des procédures de création d'une zone SECA dans les eaux de l'île d'Elbe.

Box 4 - Le scénario "**Politiques environnementales avancées**" pour le système insulaire de la zone de coopération prévoit la promotion conjointe, avec l'OMI, des gouvernements italien et français, en accord avec les régions concernées, d'une zone SECA dans la mers de Sardaigne, de Corse et de l'archipel toscan. Dans ce cas, le scénario envisage la mise en œuvre de politiques communes entre les gouvernements régionaux et locaux des systèmes insulaires de la zone de coopération, qui pourraient avoir lieu à l'aide de l'outil GECT. Une telle stratégie permettrait de mieux saisir les opportunités de qualification environnementale d'une offre territoriale caractérisée par des services touristiques basés sur l'utilisation du patrimoine environnemental et naturaliste des systèmes insulaires de l'espace de coopération dans son ensemble.

3.2.5 "Politiques intégrées"

Dans ce cas, les politiques de développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans les îles doivent s'inscrire dans un projet de promotion territoriale intégrée basé sur des outils de gouvernance permettant un haut degré de partage des objectifs, des outils et de la coopération interinstitutionnelle entre les principaux acteurs publics un programme d'intervention de ce type est indispensable à la mise en œuvre.

Sardaigne

Dans le cas de la Sardaigne, un scénario de politiques intégrées qui fait du développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL et de la méthanisation de l'île un élément essentiel présuppose une gouvernance impliquant tous les principaux acteurs institutionnels, comprenant principalement la Région, le MSE, le MIT (et Port System Authority) et MATTM.

La première étape pour permettre la réalisation d'un tel scénario est la définition par la Région des directives opérationnelles, décrivant ce qui dans PEARS 2016 a été défini comme l'outil de mise en œuvre pour la méthanisation de la Sardaigne (voir Par. 1.3.1.1).

Cela permettrait la mise à jour de l'APQ entre l'Etat et la Région pour la méthanisation de l'île sur une base solide avec l'implication, avec la Région, de tous les acteurs essentiels de haut niveau de l'administration centrale.

Dans ce scénario, les objectifs, les outils et les ressources nécessaires pour les interventions à mettre en place tant pour les politiques environnementales que pour soutenir la méthanisation de la Sardaigne seraient partagés, en termes de mise en œuvre de la directive sur les carburants alternatifs en Sardaigne et dans les transports terrestres (légers et lourds) et dans le transport maritime. Dans ce contexte, des opportunités d'intégration des politiques de méthanisation avec les politiques de développement du tissu industriel de la Sardaigne émergeront également.

Le contenu de l'APQ mis à jour devrait inclure l'utilisation d'outils de programmation négociés avec des accords de programme qui, impliquant tous les acteurs institutionnels et économiques concernés, peuvent offrir un cadre commun d'engagements d'investissement (dans les différentes zones territoriales de la Sardaigne ou secteurs d'intervention) par les opérateurs économiques et les acteurs institutionnels en termes de mesures de soutien, comme par exemple celles pour les zones économiques spéciales (ZES) prévues par la «Loi du Sud».¹⁸

Corse

Dans le cas de la Corse, compte tenu de la spécificité des relations institutionnelles entre le gouvernement français et la CTC (Communauté territoriale de Corse), l'approche des politiques intégrées devrait également prévoir dans ce cas l'implication de toutes les parties concernées de l'administration centrale française, des chambres de commerce qui gèrent les infrastructures portuaires de l'île et les administrations locales. Un rôle important pourrait être joué par l'implication des opérateurs économiques qui dans ce contexte sont déjà engagés dans le développement de la chaîne du GNL, comme dans le cas des armateurs corse qui ont choisi d'investir dans des navires propulsés au GNL.

1 – DECRET-LOI 20 juin 2017, n. 91. "Dispositions urgentes pour la croissance économique dans le sud ».

Elbe

Dans le cas de l'archipel toscan et de l'île d'Elbe, un scénario de politiques intégrées liées au développement de la chaîne de GNL, à la mesure de la taille et de la spécificité de cette réalité insulaire, devrait prévoir la participation de la région toscane et de l'adSP, et pourrait viser à accroître les possibilités offertes par la présence du parc national de l'archipel toscan.

Box 5 - Le scénario des "**politiques intégrées**" pour le système insulaire de la zone de coopération est particulièrement adapté à la promotion sous forme intégrée de mesures communes par les institutions représentant les trois systèmes insulaires, telles que celles déjà proposées dans les scénarios de "Politiques environnementales avancées" et "Politiques avec des mesures de soutien pour le GNL comme carburant alternatif". Dans le cas des politiques intégrées, des politiques communes pour un environnement des trois îles et des espaces marins concernés, tels que dans le cas du sanctuaire des cétacés. Une telle stratégie permettrait de mieux saisir les opportunités de qualification environnementale d'une offre territoriale caractérisée par des services touristiques basés sur l'utilisation du patrimoine environnemental et naturaliste des systèmes insulaires de l'espace de coopération dans son ensemble.

3.2.6 "Politiques de coopération euro-méditerranéenne"

Les différents scénarios politiques pour le développement de la chaîne de GNL examinés - à la fois au niveau des systèmes insulaires individuels, mais en particulier dans le cas de politiques communes entre ces trois réalités - pourraient générer de plus grandes opportunités et valeur ajoutée s'ils sont placés dans le contexte de Coopération euro-méditerranéenne, comme celles prévues par le programme Eni CBC MED, par l'initiative West Med, ou par la promotion d'une zone SECA impliquant toute la Méditerranée.

Dans le cas de la promotion d'une zone SECA impliquant l'ensemble de la Méditerranée, la création d'une zone SECA dans les mers des trois systèmes insulaires pourrait prendre la valeur d'un projet pilote de démonstration qui pourrait faciliter et ouvrir la voie. pour l'extension de la prestation à l'ensemble du bassin méditerranéen. Ce type d'initiative pourrait offrir au système insulaire de la zone de coopération un accès aux importantes possibilités de soutien autorisées par le régime d'aide à l'environnement de l'UE au cas où l'entrée en vigueur de nouvelles normes environnementales est anticipée, comme celles prévues pour la zone SECA pour toute la Méditerranée. Les avantages pourraient être particulièrement importants pour encourager une reconversion des flottes de bateaux opérant dans les mers des îles de la zone de coopération.

Un autre exemple de politique de coopération euro-méditerranéenne pourrait être lié au développement d'une nouvelle chaîne d'approvisionnement en GNL en Méditerranée occidentale.

L'initiative West Med pourrait être la référence dans laquelle des accords et des projets pourraient être développés tels que celui d'expérimenter et de mettre en œuvre l'approvisionnement direct en GNL par méthanier SSLNG dans les usines de liquéfaction algériennes. Le développement d'une chaîne d'approvisionnement en GNL ainsi configurée permettrait une réduction significative des coûts, évitant le passage des installations de chargement des petits méthaniers aux grands terminaux d'importation européens.

3.3 Scénarios d'infrastructure pour la méthanisation des îles

Le rôle assigné au réseau de transport de gaz naturel dans la méthanisation des îles peut prendre des configurations très différentes et cette diversité nous permet de schématiser trois types de scénarios d'infrastructures pour permettre l'accès à cette ressource énergétique aux utilisateurs finaux dans des réalités insulaires telles que domaine de coopération du programme Interreg Italie France Maritime (voir **figure 3.1**). Il est nécessaire de souligner que ces trois types de scénarios d'infrastructure de méthanisation ne sont pas univoquement liés aux scénarios de politique présentés dans le paragraphe précédent.

Scénario de réseau de transport

Dans ce type de scénario, le rôle du réseau de transport physique est maximisé et le rôle du GNL de distribution vers les utilisateurs finaux est minimisé.

Pour la Sardaigne, cela correspond au cas où le projet de réseau de transport est réalisé dans son intégralité. Pour la Corse, cela correspond à l'hypothèse que le réseau de transport part d'un seul terminal FSRU et relie les deux centrales thermoélectriques prévues en traversant l'île.

Pour l'Archipel Toscan, ce type de scénario implique la construction du projet de connexion Piombino - île d'Elbe.

Scénario GNL

Le rôle de la distribution de GNL est ici maximisé à travers la chaîne d'approvisionnement des camion-citernes cryogéniques qui s'approvisionnent dans des dépôts de GNL intermédiaires pour être livrés aux dépôts satellites des utilisateurs finaux (réseaux de GNL isolés, utilisateurs industriels hors réseau et distributeurs de GNL-GNC). Pour la Sardaigne, cela ne présuppose pas la mise en œuvre du projet de réseau de transport de dorsale.

Pour l'archipel toscan, ce type de scénario n'implique pas la construction du projet de pipeline Piombino - île d'Elbe, et confie la fourniture des utilisateurs finales à la distribution du GNL via camion-citerne criogénique.

Scénario "intermédiaire"

Dans le scénario "intermédiaire", l'infrastructure de méthanisation des îles prévoit un développement partiel mais significatif du réseau de transport qui coexiste avec un rôle important à la distribution de GNL pour les utilisateurs finaux non connectés au réseau.

Pour la Sardaigne, cela correspond au cas où seules les parties du projet de réseau de transport situées dans les parties nord et sud de l'île sont réalisées, dans le but d'alimenter certains services publics tels que les grandes centrales thermoélectriques et les grands utilisateurs industriels, ainsi que que les principaux réseaux de distribution dans ces régions de l'île.

Pour la Corse, ce type de scénario correspond à l'hypothèse qu'au lieu d'un seul terminal FSRU, deux seront construits en correspondance avec les deux grandes centrales thermoélectriques prévues par le PPE-Corse 2015, avec deux pipelines de méthane reliant, sans construire l'intégralité de l'infrastructure de franchissement.

3.4 Considérations finales

Le cadre réglementaire minimal pour le développement de la chaîne d'approvisionnement en GNL et la méthanisation des îles dans la zone de coopération a déjà été mis à disposition par Arera à la réalité italienne fin 2019, et sera disponible fin 2020 également pour la Corse avec la l'intervention étant définie par la CRE.

Dans les îles italiennes, la régulation pour la séparation comptable des services SSLNG et des réseaux isolés GNL permettra le développement d'une méthanisation de la Sardaigne basée sur la mise en exploitation des premiers dépôts côtiers SSLNG et de distribution du potentiel de pénétration permis par les coûts de la chaîne de la distribution du GNL vers les utilisateurs finaux (utilisateurs industriels, distributeurs de GNL-GNC, soutage de GNL et réseaux de distribution isolés).

À court terme (d'ici la fin de l'année), il est prévisible que la régulation qui permettra la construction des infrastructures d'approvisionnement en GNL corse sera définie.

Une accélération du développement des usages du GNL dans la consommation pour le transport maritime et terrestre dans les îles de la zone de coopération favoriserait une augmentation des volumes véhiculés par les infrastructures du premier maillon de la chaîne logistique de méthanisation des îles, abaissant leurs coûts d'exploitation, également pour le potentiel de développement du gaz naturel à usage civil et industriel pouvant être véhiculé à la fois par le réseau de transport ou par la chaîne de distribution de GNL.

Des initiatives, éventuellement communes aux systèmes insulaires de la zone de coopération, qui peuvent mettre en place de manière crédible une stratégie opérationnelle pour le développement de la chaîne de GNL et pour la méthanisation des îles, qui comprend les développements du premier maillon de la chaîne logistique, du réseau de transport et la chaîne d'approvisionnement SSLNG, avec une approche énergétique industrielle et environnementale intégrée, sont indispensables.

La méthanisation des îles de la zone de coopération à travers la chaîne GNL représente une opportunité qui pourrait soutenir de manière décisive, également au niveau de la réalité de la Méditerranée du Nord-Ouest, l'accélération des investissements nécessaires pour combler le déficit d'infrastructures dans la distribution primaire de GNL dans ce domaine.

Ce n'est que dans la perspective d'une stratégie intégrée et proactive, qui sait renforcer le *driver* environnemental, que les opportunités offertes par le régime d'aides d'État de l'UE à des fins environnementales qui récompensent les investissements allant au-delà des normes obligatoires de protection de l'environnement seront mieux exploitées.

Cette stratégie constituerait une base solide sur laquelle l'Italie et la France, avec les institutions régionales et locales des trois systèmes insulaires, pourraient promouvoir la création d'une zone SECA, où des limites environnementales plus strictes deviendraient le moteur d'une relance de qualité dans le secteur de la construction navale et dans l'économie maritime dans son ensemble.

Dans ce contexte, les meilleures conditions pourraient être effectivement déterminées pour exploiter les opportunités d'accès au gaz naturel dans les îles de la zone de coopération à travers la chaîne du GNL, dans une perspective non seulement visant à combler un déficit d'infrastructures, mais surtout projetée dans les développements futurs du marché de l'énergie et des politiques environnementales.

Annexe A

Initiatives pour les dépôts côtiers SSLNG en Sardaigne

L'ensemble globale des initiatives pour la réalisation des dépôts côtiers SSLNG en Italie est présentée dans la **figure A.1**. Ce cadre comprend deux projets autorisés et déjà en construction (Higas dans le port de S. Giusta (Oristano) et des dépôts de GNL italiens dans le port de Ravenne), un autorisé mais pas en construction (Edison dans le Proto di S. Giusta), et trois en attente (Ivi Petrolifera dans le port de S. Giusta, Isgas Multiutilities dans le canal portuaire de Cagliari et Venice Lng à Porto Marghera). Des informations importantes sont disponibles pour ces six initiatives que les promoteurs ont rapportées dans les documents rendus publics dans le cadre des procédures d'évaluation d'impact environnemental auxquelles les projets concernés ont été soumis.

Aux fins de cette étude sont examinés également les cas d'initiatives pour les dépôts côtiers qui n'ont pas encore activé la procédure d'autorisation relevant de la zone de coopération transfrontalière affectée par le programme maritime Interreg Italie-France. Ce sont le projet du Consortium industriel provincial de Sassari (CIP SS) à Porto Torres, celui du terminal de GNL de Livourne dans le port de Livourne, et les initiatives en cours de développement dans le port de Gênes.

La **figure A.** montre également l'état d'avancement des initiatives de construction d'installations pour les services SSLNG dans les grands terminaux d'importation de GNL dans la zone de coopération, qui sont celles prévues à la FSRU de l'OLT au large de Livourne pour le chargement des méthaniers SSLNG, et celui du terminal GNL Italia (SNAM) à Panigaglia pour le service de chargement de camion-citernes criogéniques (Truck loading).

Figure A. Initiatives pour les dépôts côtiers SSLNG en Italie au 30 avril 2020.



Source: REF-E

A.1 Higas – S. Giusta (Oristano)

Le projet Higas pour un dépôt côtier de GNL dans le port de Santa Giusta-Oristano, dans la zone centrale de la côte ouest de la Sardaigne, d'une capacité d'exploitation de 9 000 m³, a été présenté à la Région Sardaigne début 2015, obtenant au mois de Juin l'accord de la raison aussi pour les aspects de l'impact environnemental. La même année, la demande d'autorisation auprès du ministère du Développement économique (MISE) a été initiée dans le cadre d'une procédure unifiée prévue pour ce type d'installation.

La société spécialisée Higas Srl a été fondée à Pise en 2014 par deux partenaires égaux, le gaz et la chaleur de Livourne, actifs dans la conception, la construction et l'installation de réservoirs cryogéniques pour le transport de gaz liquéfié par mer, et CPL Concordia, une société coopérative spécialisée dans la construction et la gestion d'infrastructures énergétiques, en particulier de gaz naturel.

Le projet était le premier présenté en Italie. L'objectif de l'entreprise est la conception et la construction d'une infrastructure dédiée à la fourniture de navires, camions, stations-service routières et à l'approvisionnement des réseaux urbains voisins dans la région d'Oristano. L'usine dispose de 6 réservoirs principaux identiques d'une capacité nominale de 1 800 m³ de GNL. À l'avenir, la possibilité de fournir du gaz regazéifié aux réseaux de distribution restants en Sardaigne n'a pas été exclue.

Le projet doit être vu dans le contexte énergétique de l'île, seule région italienne non méthanisée. En 2014, la construction d'un gazoduc pour l'approvisionnement en gaz naturel de la Toscane était toujours en discussion, après le coucher du soleil de la possibilité d'un approvisionnement direct de l'Algérie.

En octobre de la même année, l'armateur norvégien Stolt-Nielsen, leader mondial du transport et du stockage de produits chimiques liquides, rejoint l'entreprise avec 10% du capital.

En janvier 2017, le processus d'autorisation a été achevé au MISE, le premier du genre en Italie, qui a nécessité le consentement de 15 administrations différentes. L'activité de regazéification envisagée par le projet se limite à l'approvisionnement des seuls réseaux de distribution locaux, Santa Giusta et Oristano, dont la mise en œuvre avait été annoncée par les institutions concernées.

À ce stade, la société a procédé à une augmentation de capital de 5,6 millions d'euros, souscrite par Stolt Nielsen, qui a atteint 66,25% du capital, avec Gas and Heat et CPL dans les parts égales restantes. Dans le même temps, le nouvel actionnaire de référence a annoncé le début des procédures d'acquisition de deux méthaniers jumeaux de 7500 mètres cubes de GNL, sur la base de la conception du MES italien, dont l'un est destiné à alimenter l'usine et le soutage. La construction a ensuite été confiée au chantier naval Keppel à Singapour.

Toujours en 2017, Higas procède à l'achat de la zone de l'usine, environ 17 mille m³ dans le port du canal de Santa Giusta, près d'Oristano, en position centrale sur la côte ouest de la Sardaigne. Le début de l'activité est communiqué au MISE en décembre. Gas and Heat fournira les services d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction, en particulier des 6 réservoirs cryogéniques prévus par le projet.

En avril 2018, Higas procède également à l'achat auprès de CPL de l'usine de GNL de 80 m³ qui alimente les chaudières de la laiterie 3A à Arborea, près d'Oristano. L'usine, la première du genre en Sardaigne, a été approvisionnée par des camion-citernes par ferry depuis l'Espagne et plus tard depuis Livourne.

Entre-temps, Gas and Heat a construit et livré les réservoirs des deux méthaniers en construction à Keppel.

En octobre 2018, alors que les travaux de remise en état et de préparation de la zone du site étaient terminés, Stolt Nielsen a conclu un accord avec Golar LNG et Hoegh LNG Holding, opérateurs mondiaux dans le développement, la propriété et la gestion des usines flottantes de GNL, pour leur entrée (avec 25% chacun) dans la société Avenir LNG, fondée par Stolt l'année précédente (qui reste à 50%). L'objectif d'Avenir est de devenir un leader mondial de la fourniture de GNL pour les marchés de l'énergie, du soutage, du transport routier et industriel. L'investissement total, de 182 millions de dollars, comprend la construction de 4 autres méthaniers et la construction du terminal de Higas, dont Avenir a acquis 80% du capital. Grâce à cette structure d'entreprise, le dépôt côtier est projeté avec un rôle pertinent dans la logistique méditerranéenne du GNL, en pouvant approvisionner sur des distances similaires depuis l'Algérie (Skidda), l'Espagne (Barcelone), la France (Marseille) et l'Italie (Livourne) , Épices).

Le 29 novembre 2018, les travaux ont commencé sur le chantier, où l'assemblage des six réservoirs cryogéniques a été livré et a commencé en 2019, suivi de la construction des infrastructures de service. La construction des méthaniers Avenir se poursuit, l'un déjà opérationnel et l'autre lancé récemment, destiné aux marchés asiatique et sud-américain, tandis que le troisième en construction devrait être destiné à la Méditerranée. Malgré les ralentissements causés par la crise épidémique, l'usine est en voie d'achèvement avec une livraison prévue pour la fine du 2020 et le démarrage des opérations dans l'année. Compte tenu de l'avancement des autres projets de dépôts côtiers, l'usine d'Higas sera la première du genre en Méditerranée et pourra initier l'utilisation du GNL dans les transports et les industries en plus de la méthanisation des zones environnantes. Cependant, la construction de réseaux locaux n'a pas encore commencé.

Figure A.1. Projet de depot côtier de Higas - Port de S. Giusta Oristano



Source: Higas S.r.l.

Tableau A.1 Dépôt côtier de Higas - Port de S. Giusta (Oristano)

Opérateur	Higas S.r.l
Emplacement	Port de S. Giusta (Oristano)
État de l'infrastructure	En construction
État de la zone de implantation des dépôts	Zone portuaire désaffectée
Capacité de stockage nominale (m3)	10.800
Capacité de stockage utile (m3)	9.000
Capacité de stockage annuelle (m3 / a) *	300.000
Type de réservoirs de stockage de GNL	n. 6 réservoirs cryogéniques à «confinement complet» avec conteneur en acier primaire d'une capacité nominale de 1 800 m3 chacun placés dans un deuxième conteneur en béton armé avec une cavité en perlite
Méthode de gestion du boil-off gaz (BOG)	Stockage du BOG et utilisation pour la production d'électricité pour le stockage, l'alimentation du réseau local et le distributeur de GNC.
Infrastructure de débarquement	Quai existant
Capacité de décharge de GNL (m3 / h)	600
Méthanier d'alimentation SSLNG ** (m3)	7.500
Usine de liquéfaction	NON
Capacité (t/a)	-
Services SSLNG	
Truck-Loading	OUI
Baies de chargement	2
Capacité de chargement (m3 / h)	50
Chargement de wagons-citernes	NON
Charge d'isoconteneurs de GNL	
Ship-Loading (ou Terminal to ship bunkering)	
Facility ship-loading	1
Capacité de chargement (m3 / h)	
Barges de soutage GNL **	OUI
Capacité (m3)	
Distributeur de GNL	OUI
Autres services	
Regazéification par réseau de transport ***	NON
Capacité de regazéification (m3 / h)	-
Regazéification du réseau de distribution	OUI
Capacité de regazéification (m3 / h)	??
Distributeur de GNC	OUI
Infrastructure régulée	NON
Coût d'investissement total (M €)	43

Source: elaborazion STF

* Les données sur la capacité de stockage annuelle des dépôts sont basées sur les informations mises à disposition par les opérateurs et ne reflètent pas un taux d'utilisation homogène de la capacité de stockage des réservoirs.

** Les informations sur les méthaniers SSLNG pour la fourniture des dépôts et les barges de soutage du GNL sont indicatives et se réfèrent dans certains cas à des opérateurs autres que ceux des dépôts .

*** Les informations sur la présence d'installations de regazéification du réseau de transport se réfèrent soit au statut réglementaire, soit au fait qu'elles garantissent l'approvisionnement en gaz naturel des grands utilisateurs (centrales thermoélectriques ou complexes industriels).

A.2 Edison – Porto di S. Giusta (Oristano)

Edison, l'entreprise historique italienne d'énergie, active dans la production et la vente d'électricité et de gaz naturel, désormais contrôlée par EDF, a également choisi le site de Santa Giusta-Oristano pour la construction d'un dépôt côtier de GNL quelques mois plus tard que à Higas.

En 2015, le projet, prévu pour une capacité totale de 10000 m3 de GNL dans une configuration modulaire avec 7 réservoirs de 1430 m3, a été présenté aux autorités locales et par la suite, en décembre de la même année, la procédure d'évaluation des impacts environnementaux a été lancée. au ministère de l'Environnement.

La procédure nationale était nécessaire pour les interventions prévues sur le quai des méthaniers pour le déchargement et le rechargement du GNL pour les activités de navire à navire, de compétence étatique. L'usine est située sur la rive est du canal sud du port du canal de Santa Giusta. Présenté en second, le projet est le premier d'un grand opérateur international déjà actif dans la chaîne d'approvisionnement du GNL en Méditerranée.

Avec Qatar Gas et Exxon, Edison était l'un des promoteurs du terminal de regazéification de GNL adriatique, situé au large de Rovigo, sur l'Adriatique, et après avoir cédé les activités de gestion et vendu la participation, il a conservé le droit d'utiliser le 80% de la capacité de l'usine. Les autres activités d'Edison impliquaient la production de gaz naturel en Égypte et la commercialisation de GNL.

Le projet prévoyait des approvisionnements en méthaniers entre 7 500 et 15 600 m3 de GNL, 70 approvisionnements par an et 52 recharges pour des opérations de soutage de navire à navire. Les recharges ont été supposées pour 20% de la capacité de stockage et aucune activité de regazéification n'est prévue pour l'approvisionnement direct des réseaux.

L'objectif du projet est d'alimenter les utilisateurs industriels et civils de la région, ainsi que les navires. Les opérations de chargement de camion-citernes peuvent être effectuées simultanément avec les opérations de déchargement ou de chargement de méthaniers pour le ravitaillement des navires.

La procédure au ministère de l'environnement a duré 23 mois et s'est terminée en octobre 2017, suivie par l'accord de la Région Sardaigne, en décembre de la même année, et ceux du MISE et des autres institutions impliquées dans la Février 2018. Parmi les exigences de l'EIE, il y a une limite de 5 ans pour la construction du système, un délai après lequel l'EIE devra être renouvelée, avec la possibilité de demander des extensions.

En attendant, comme cela sera mieux vu dans le cadre du projet de dépôt côtier Edison en JV avec P.I.R. SPA. à Ravenne (voir paragraphe 2.2.5), la société a décidé de s'équiper d'un navire-citerne de 27 000 m3, qui devrait également desservir cette usine en plus des autres prévues en Italie. La société mère EDF participe à l'important terminal de regazéification de Dunkerque, en Manche.

Le 13 juillet 2018, le projet a obtenu une concession de l'État maritime de l'autorité portuaire de la mer de Sardaigne pour une durée de 50 ans. Auparavant, les autorités locales ont demandé à la Région Sardaigne de revoir la classification du port de Santa Giusta, afin d'accueillir les navires de croisière, également en prévision de la croissance de l'utilisation du GNL dans ce secteur.

En juillet 2019, Edison a demandé et obtenu du MISE une prolongation de six mois des conditions de construction de la centrale, la motivant avec l'incertitude réglementaire et tarifaire du gaz naturel qui sera distribué en Sardaigne, sous la responsabilité de l'Autorité de Régulation pour Réseaux énergétiques et environnement (ARERA).

Même les mesures réglementaires ultérieures de l'ARERA (voir paragraphe 3.2) n'ont pas été jugées suffisamment claires par Edison pour démarrer les travaux.

Figure A.2 Projet de depot côtier d'Edison - S. Giusta (Oristano)



Source: Edison S.p.a.

Tableau A.2 Dépôt côtier d'Edison - Port de S. Giusta (Oristano)

Opérateur	Edison s.p.a
Emplacement	Port di S. Giusta (Oristano)
État de l'infrastructure	Autorisé
état de la zone de implantation des dépôts	Zone non cultivée (greenfield)
Capacité de stockage nominale (m3)	10.000
Capacité de stockage utile (m3)	n.d.
Capacité de stockage annuelle (m3 / a) *	520.000
Type de réservoirs de stockage de GNL	n. 7 réservoirs cryogéniques cylindriques horizontaux à confinement total d'une capacité nominale de 1 430 m3 constitués chacun d'une double coque en acier
	Usine de liquéfaction pour la récupération des BOG
nfrastructure de débarquement	Quai à construire
Capacité de décharge de GNL (m3 / h)	1000
Méthanier d'alimentation SSLNG ** (m3)	7.500 - 15.600
Usine de liquéfaction	NON
Capacità (t/a)	-
Services SSLNG	
Chargement par camion	OUI
Baies de chargement	4
Capacité de chargement (m3 / h)	60
Chargement de wagons-citernes	NON
Charge d'isoconteneurs de GNL	NON
Ship-Loading (ou Terminal to ship bunkering)	OUI
Installation de chargement des navires	1
Capacité de chargement (m3 / h)	250
Barges de soutage GNL **	OUI
Capacité (m3)	1.000-2.000
Distributeur de GNL	NON
Autres services	
Regazéification par réseau de transport ***	NON
Capacité de regazéification (m3 / h)	-
Regazéification du réseau de distribution	NON
Capacité de regazéification (m3 / h)	-
Distributeur de GNC	NON
Infrastructure régulée	NON
Coût d'investissement total (M €)	n.d.

Source: elaborazion STF

* Les données sur la capacité de stockage annuelle des dépôts sont basées sur les informations mises à disposition par les opérateurs et ne reflètent pas un taux d'utilisation homogène de la capacité de stockage des réservoirs.

** Les informations sur les méthaniers SSLNG pour la fourniture des dépôts et les barges pour le soutage du GNL sont indicatives et se réfèrent dans certains cas à des opérateurs autres que ceux des dépôts.

*** Les informations sur la présence d'installations de regazéification du réseau de transport se réfèrent soit au statut réglementaire, soit au fait qu'elles garantissent l'approvisionnement en gaz naturel des grands utilisateurs (centrales thermoélectriques ou complexes industriels)

A.3 Oristano - Ivi petrolifera Spa

En février 2015, la société IVI Petrolifera a annoncé le lancement d'une étude de pré-faisabilité pour un dépôt côtier de GNL, également dans la zone industrielle du port de Santa Giusta-Oristano. La base du projet est la disponibilité d'une jetée qui permet aux navires jusqu'à 50 000 tonnes d'accoster. Capacité et longueur jusqu'à 190 mètres, rénovée l'année précédente.

La compagnie pétrolière IVI, propriété de la famille De Valle, a commencé ses activités en Sardaigne à partir de 1960 pour se concentrer en 1976 dans la zone côtière d'Oristano où elle a repris une raffinerie qui produisait du bitume jusqu'en 1993. La raffinerie a été démantelée, transformée en dépôt côtier des produits pétroliers, l'activité de stockage s'est déplacée en 2001 vers l'ancienne zone portuaire d'Enichem de Santa Giusta, avec une capacité de stockage de 50 mille m³ de produits pétroliers.

Le premier objectif déclaré par IVI était la fourniture de GNL pour le système industriel local et au-delà, un objectif de référence pour l'entreprise grâce aux activités historiques.

Du point de vue de l'autorisation, le processus, non encore conclu, était particulièrement compliqué et a commencé par une demande en avril 2015 à la State Property Authority pour l'extension de la concession de l'État pour le dépôt qui dans la première proposition prévoyait une capacité totale de 12 mille m³ de GNL.

En janvier 2017, IVI a présenté la demande d'autorisation au ministère du Développement économique en réduisant le projet à une capacité de 9 mille m³ de GNL avec 9 réservoirs modulaires de 1000 m³ chacun. La capacité d'approvisionnement annuelle prévue est déclarée par l'entreprise en seulement 60 000 m³, avec l'arrivée de 12 méthaniers d'une capacité comprise entre 4 000 et 5 000 m³ par an.

L'usine sera opérationnelle pendant 25 ans et comprend des activités de ravitaillement en GNL pour les camion-citernes et les méthaniers, mais pas encore pour la regazéification.

Cela a entraîné une demande d'avis du ministère à la municipalité de Santa Giusta, qui s'est exprimée négativement en avril 2017 pour des raisons urbaines et des incertitudes quant à la disponibilité de la propriété de l'État. La municipalité a également fait remarquer qu'elle n'était pas en désaccord avec le type d'installation, ayant déjà été favorable à celles d'Higas et d'Edison.

Toujours en 2017, la Société a demandé l'évaluation de l'admissibilité à l'évaluation des incidences sur l'environnement par la région de Sardaigne qui, après avoir évalué les réponses aux ajouts de projet requis, s'est exprimée pour la non-responsabilité en avril 2018, prévoyant une période de 5 ans pour la construction de l'usine à partir de la date de début des travaux.

D'autres ajouts ont également été demandés par d'autres administrations dans le cadre de la procédure MISE unifiée. En août 2018, IVI a lancé la procédure nationale d'évaluation des incidences sur l'environnement avec le ministre de l'Environnement. Le projet EIA a été mis en œuvre avec la fourniture de regazéification de GNL, via 12 vaporisateurs, et l'introduction de gaz dans les réseaux de gaz naturel de l'île.

Des intégrations ont également été demandées par le comité technique régional des pompiers, qui a accordé l'autorisation de faisabilité en avril 2019. En août IVI a répondu aux demandes d'intégration du ministère de l'environnement, mais pour le moment la procédure d'EIE n'est pas encore terminée et par conséquent pas même l'autorisation du MISE.

Figure A.3. Projet de dépôt côtier IVI Petrolifera - Port de S. Giusta (Oristano)



Source: IVI Petrolifera (SIA)

Tableau A.3 IVI Dépôt côtier de Petrolifera - S. Giusta (Oristano)

Operateur	IVI Petrolifera S.p.a.
Emplacement	Port de S. Giusta (Oristano)
État de l'infrastructure	Procédure d'autorisation en cours
état de la zone de implantation des dépôts	Zone portuaire
Capacité de stockage nominale (m3)	9.000
Capacité de stockage utile (m3)	8000
Capacité de stockage annuelle (m3 / a) *	880.000
Type de réservoirs de stockage de GNL	n. 9 réservoirs hors sol cryogéniques cylindriques horizontaux d'une capacité brute de 1 000 m3 chacun constitués d'une double coque en acier sous pression avec isolation sous vide.
Méthode de gestion du boil-off gaz (BOG)	Usine de liquéfaction pour la récupération des BOG
Infrastructure de débarquement	Quai existant
Capacité de décharge de GNL (m3 / h)	450
Méthanier d'alimentation SSLNG ** (m3)	4.000 - 5.000
Usine de liquéfaction	NON
Capacité (t / a)	-
Services SSLNG	
Chargement par camion	OUI
Baies de chargement	2
Capacité de chargement (m3 / h)	50
Chargement de wagons-citernes	NON
Charge d'isoconteneurs de GNL	NON
Ship-Loading (ou Terminal to ship bunkering)	OUI
Installation de chargement des navires	
Capacité de chargement (m3 / h)	105
Barges de soutage GNL **	OUI
Capacité (m3)	500
Distributeur de GNL	NON
Autres services	
Regazéification par réseau de transport ***	SI
Capacité de regazéification (m3 / h)	60000
Regazéification par réseau de distribution	NON
Capacité de regazéification (m3 / h)	-
Distributeur de GNC	NON
Infrastructure régulée SSLNG	OUI
Coût d'investissement total (M €)	50

Source: *elaborazion STF*

* Les données sur la capacité de stockage annuelle des dépôts sont basées sur les informations mises à disposition par les opérateurs et ne reflètent pas un taux d'utilisation homogène de la capacité de stockage des réservoirs.

** Les informations sur les méthaniers SSLNG pour la fourniture des dépôts et les barges pour le soutage du GNL sont indicatives et se réfèrent dans certains cas à des opérateurs autres que ceux des dépôts.

*** Les informations sur la présence d'installations de regazéification du réseau de transport se réfèrent soit au statut réglementaire, soit au fait qu'elles garantissent l'approvisionnement en gaz naturel des grands utilisateurs (centrales thermoélectriques ou complexes industriels).

A.4 Cagliari - ISGAS Spa

Le projet de dépôt côtier dans le port du canal de Cagliari a été lancé en février 2017 avec une série de rencontres préliminaires entre la société ISGAS Energit Multiutility, concessionnaire du service de distribution d'air à Cagliari, Nuoro et Oristano, avec l'Autorité Port de Sardaigne pour la concession de la zone de l'État où l'usine devrait être construite.

L'objectif d'Isgas, premier service public spécialisé dans la distribution de gaz à entrer dans la chaîne d'approvisionnement du GNL à petite échelle, est de remplacer toutes ses concessions par de l'air propane par du gaz naturel. La capacité attendue de l'usine 22 000 m³ de GNL.

Auparavant, les représentants régionaux avaient émis l'hypothèse de la construction d'un plus grand dépôt côtier de GNL dans la zone de Cagliari par rapport aux usines prévues à Santa Giusta-Oristano, à l'occasion de l'inclusion du projet de la colonne vertébrale sarde dans le plan national du gazoduc. L'épine dorsale, qui devrait traverser toute l'île de Cagliari à Porto Torres, avec un détour par Olbia, avait été proposée par la société Gasdotti Italia puis rejoint par Snam dans une société commune.

L'épine dorsale devrait reposer sur deux principaux points d'injection de gaz naturel, l'un au sud et l'autre au nord, l'intégration médiane des usines étant prévue à Santa Giusta-Oristano. Dans les années suivantes, la faisabilité économique de la dorsale, remise en cause par des personnalités politiques malgré un prêt déjà accordé par le gouvernement national d'environ 600 millions d'euros, a conditionné et conditionne encore les perspectives du marché du gaz naturel sarde, et en particulier des sujets comme Isgas, plus adapté à l'activité de distribution via les gazoducs urbains.

La décision finale pour la création de la dorsale n'a pas encore été prise. Une analyse coûts / avantages est en cours à l'Energy Authority, ARERA, qui est responsable des décisions tarifaires à la fois pour le réseau principal et les réseaux urbains pour les utilisateurs finaux. Le résultat a été annoncé pour juin 2020.

En juin 2017, Isgas a déposé auprès du ministère de l'environnement la demande de démarrage de l'étude d'impact environnemental de l'usine, composée de 18 réservoirs de 1226 m³ de GNL, 40 vaporisateurs à air, 9 groupes de pompage, un gazoduc cryogénique pour le transfert de GNL du quai de déchargement à l'usine de 1 000 m. Capacité de stockage annuelle estimée à 720 000 m³. L'activité, en plus de la distribution de gaz naturel regazéifié, prévoit également le ravitaillement de camions-citernes et de camions-citernes de navire à navire.

En juillet, Isgas a officiellement demandé à l'autorité portuaire une concession immobilière de 50 ans pour une superficie de 78 000 mètres carrés. En avril 2018, le projet Isgas a obtenu l'autorisation de faisabilité des pompiers. Au cours de la même période, la société Sardinia LNG a été créée, qui voit la participation de deux acteurs internationaux actifs sur les marchés du GNL à travers la joint-venture Vitaly, le négociant mondial de pétrole et de gaz Vitol, et la société suisse Comoil, spécialisée dans le financement des activités énergétiques. , qui contribuera à la construction de l'usine. Coût prévu de l'usine 78 millions d'euros.

Pendant le reste de l'année 2018, jusqu'en juin 2019, l'attention a été principalement consacrée aux discussions sur la création de la dorsale, tandis que les procédures d'autorisation de la nouvelle société Sardinia LNG se sont poursuivies, compliquées en particulier par les interventions de la Surintendance et du Ministère des Actifs. environnemental et culturel, opposé à toute modification de la contrainte paysagère

qui a bloqué tous les projets de développement du port de Cagliari, y compris le dépôt côtier de GNL, auxquels se sont ajoutées des associations locales opposées à l'usine (pour la première fois en Italie pour cette raison type de projets).

En décembre 2019 Isgas 33 s.r.l. Participatif par Isgas Energit Multiutilities S.p.a. a obtenu l'autorisation pour l'installation d'un entrepôt satellite de GNL de 60 m3 pour l'alimentation du réseau de distribution desservant le bassin régional no. 33 dans la région de Cagliari, confirmant la volonté de poursuivre le remplacement de l'air propane par du gaz naturel. En janvier 2020, le chantier de construction a été ouvert et devrait terminer la construction d'ici l'été. Le ravitaillement en GNL sera assuré par des camion-citernes arrivant par ferry. Les camion-citernes qui approvisionnent la GNL 3 A Arborea Cooperative en GNL arrivent déjà de Livourne.

En ce qui concerne le dépôt côtier de Sardaigne LNG, la procédure d'EIE est toujours en cours.

Figure A.4 Projet de depot côtier Isgas Multiutilies - Port du canal de Cagliari



Source: Isgas (SIA)

Tableau A.4 Dépôt côtier d'Isgas Multiutilities - Port du canal de Cagliari

Operateur	ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.
Emplacement	Port du canal de Cagliari
État de l'infrastructure	Procédure d'autorisation en cours
État de la zone de règlement des dépôts	Zone non cultivée (Greenfield)
Capacité de stockage nominale (m3)	22.000
Capacité de stockage utile (m3)	22000
Capacité de stockage annuelle (m3 / a) *	1.440.000
Type de réservoirs de stockage de GNL	n. 18 réservoirs hors sol cryogéniques cylindriques horizontaux d'une capacité de 1 226 m3 chacun constitués d'une double coque en acier "full confinement"
Méthode de gestion du boil-off gaz (BOG)	Stockage du BOG et utilisation pour la production d'électricité pour le stockage, alimentation électrique du réseau de transport
Infrastructure de débarquement	Quai existant
Capacité de décharge de GNL (m3 / h)	1000
Méthanier d'alimentation SSLNG ** (m3)	15.600
Usine de liquéfaction	NON
Capacité (t / a)	-
Services SSLNG	
Chargement par camion	OUI
Baies de chargement	2
Capacité de chargement (m3 / h)	42
Chargement de wagons-citernes	NON
Capacité de chargement (m3 / h)	NON
Charge d'isoconteneurs de GNL	OUI
Ship-Loading (ou Terminal to ship bunkering)	1
Installation de chargement des navires	250
Barges de soutage GNL **	OUI
Capacité (m3)	500
Distributeur de GNL	NON
Autres services	
Regazéification par réseau de transport ***	OUI
Capacité de regazéification (m3 / h)	100000
Regazéification par réseau de distribution	NON
Capacité de regazéification (m3 / h)	-
Distributeur de GNC	NON
Infrastructure régulée	OUI
Coût d'investissement total (M €)	84

Source: elaborazion STF

* Les données sur la capacité de stockage annuelle des dépôts sont basées sur les informations mises à disposition par les opérateurs et ne reflètent pas un taux d'utilisation homogène de la capacité de stockage des réservoirs.

** Les informations sur les méthaniers SSLNG pour la fourniture des dépôts et les barges pour le soutage du GNL sont indicatives et se réfèrent dans certains cas à des opérateurs autres que ceux des dépôts.

*** Les informations sur la présence d'installations de regazéification du réseau de transport se réfèrent soit au statut réglementaire, soit au fait qu'elles garantissent l'approvisionnement en gaz naturel des grands utilisateurs (centrales thermoélectriques ou complexes industriels).

A.5 Porto Torres – CIP Sassari

Entre 2014 et 2015, le Consortium industriel provincial de Sassari (CIPS), responsable du développement du centre industriel de Porto Torres, a émis l'hypothèse de la construction d'un dépôt côtier de GNL d'une capacité inférieure à 10000 m³. En faveur du projet, la possibilité d'utiliser une jetée sous-utilisée située au centre du port industriel pour le déchargement et le chargement de GNL, avec de nombreuses possibilités de manutention des navires.

En décembre 2015, le CIPS a signé un accord avec le Premier ministre dans le cadre de l'accord de zone pour les zones du nord de la Sardaigne, pour un total de 7,5 millions d'euros. 3 millions seront utilisés pour le terminal modulaire de 10 000 m³ de GNL. En 2016, l'autorité portuaire a été invitée à obtenir une concession de l'État pour la zone dans laquelle le dépôt devrait être effectué, avec un résultat positif.

L'idée de naturaliser la Sardaigne par la construction d'un terminal de regazéification à Porto Torres a traversé toutes les années 90 du siècle dernier. La forte demande des autorités locales pour l'utilisation du méthane également sur l'île, alors que la méthanisation de l'Italie continentale était en cours d'achèvement, s'oppose depuis longtemps à l'hypothèse d'un gazoduc et à celle d'un terminal de regazéification. Cependant, les deux hypothèses ne semblaient pas économiquement viables compte tenu de la faible consommation sarde.

Finalement, l'idée d'un gazoduc en provenance d'Algérie a prévalu, qui traverserait la Sardaigne du sud au nord et continuerait ensuite jusqu'à Piombino. Dans ce cas, la demande de l'Italie continentale aurait soutenu les travaux. Entre-temps, les premiers réseaux urbains alimentés par des gaz techniques, produits par la raffinerie de Sarroch, s'étaient développés. Devant étendre l'utilisation au reste de l'île, en attendant la construction du pipeline, l'utilisation de GPL et d'air propane s'est répandue.

Dans le cas de l'usine de regazéification de Porto Torres, cela a été indiqué à la fois pour la présence d'un important centre industriel et parce qu'une conversion de la centrale au charbon adjacente de Fiume Santo d'Enel était attendue. Avec la baisse de l'hypothèse du gazoduc Galsi en provenance d'Algérie, due à la baisse de la consommation de gaz après la crise économique de 2008-2012, et l'hypothèse du terminal de regazéification connecté, la construction de réseaux urbains alimentés au GPL et air propane.

Les hypothèses formulées pour la construction de quelques dépôts côtiers de GNL à petite échelle pour la méthanisation des réseaux sardes depuis 2014 ont dû faire face aux pressions persistantes pour la construction d'un gazoduc en provenance de Toscane. Après quelques années d'évaluations, le ministère du Développement économique a rejeté l'hypothèse à la fois pour des raisons de sécurité d'approvisionnement et de coût.

En juillet 2017, le MISE a annoncé le début prochain de la procédure d'autorisation pour Porto Torres après celles de Santa-Giusta Oristano et Cagliari. En octobre, la région Sardaigne a autorisé la construction d'une bioraffinerie exploitée conjointement par Novamont et Versalis, dans la zone industrielle de Porto Torres, en supposant que l'usine sera alimentée au gaz naturel dérivé du GNL ou du GPL.

En mars 2018, ENI a exprimé sa volonté de mettre ses installations et ses surfaces à la disposition d'un tiers pour la construction d'un terminal de regazéification dans la zone de Porto Torres, ainsi que s'efforcer d'approvisionner le marché du GNL sarde pendant deux ans à un prix en ligne avec celui de l'Italie.

En avril 2018, le MISE a clarifié la proposition d'ENI sur Porto Torres, d'une taille de 900 millions de mètres cubes de gaz naturel, cependant, la considérant comme surdimensionnée et non conforme à la gradualité envisagée pour la méthanisation de la Sardaigne.

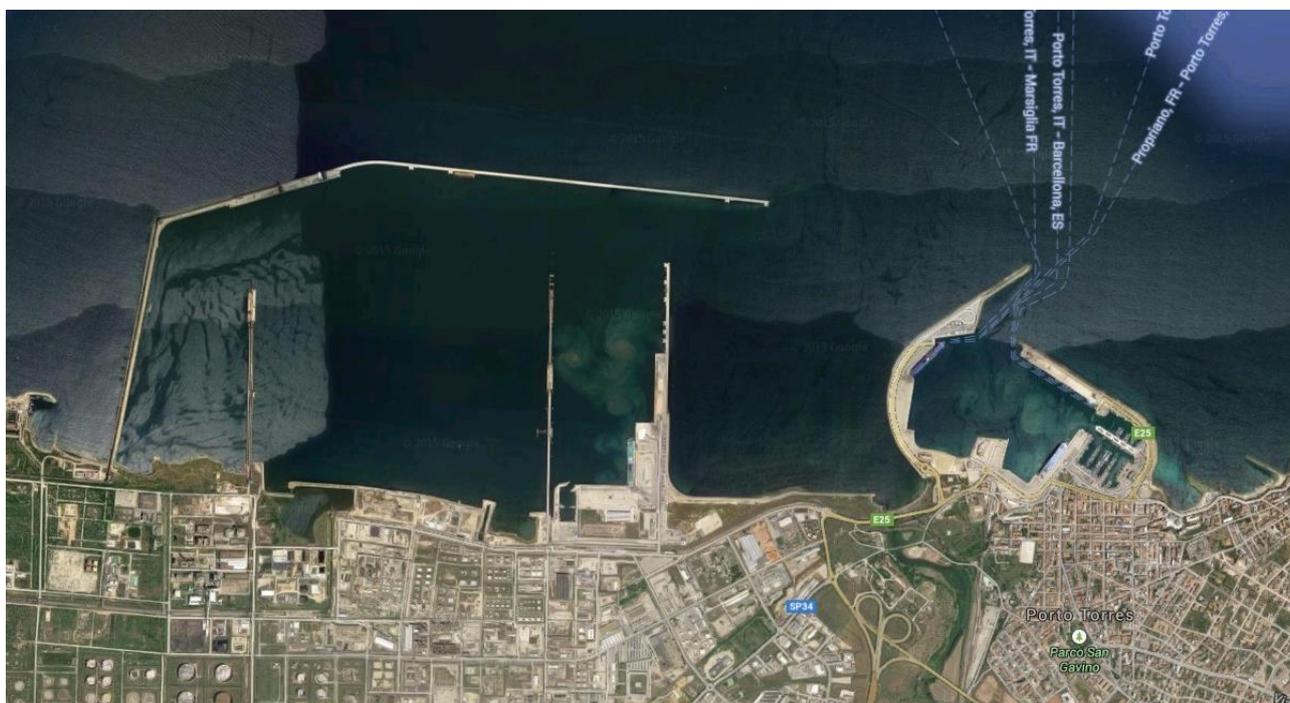
En juin 2018, le CIPS a lancé un appel d'offres pour la fourniture des bras de chargement et de déchargement de GNL sur la jetée ASI du port industriel de Porto Torres, pour un montant de deux millions d'euros. Un appel subséquent pour la construction de l'installation de stockage de GNL a été annoncé simultanément.

En juillet 2019, l'Autorité Portuaire de Sardaigne a entamé le processus de renouvellement de la concession de l'État pour le terminal GNL de Porto Torres, confirmant l'avis favorable déjà exprimé sur la demande de 2016. Le projet illustré à l'Autorité Portuaire prévoit un partenariat public-privé pour la partie stockage et les conduits cryogéniques pour le transfert de GNL du quai à l'usine.

En février 2019, le Consortium a attribué l'appel d'offres pour la fourniture des trois bras de chargement et de déchargement de GNL au prix de 1720 milliers d'euros à la société Flexa, seule participante.

À l'heure actuelle, les procédures d'autorisation n'ont pas été lancées au ministère du Développement économique et au ministère de l'Environnement ou dans la région de Sardaigne pour la procédure d'évaluation des incidences sur l'environnement.

Figure A.5 Hypothèse de Porto Torres sur l'emplacement du depot SSLNG du C.I.P. Sassari



Source: C.I.P. Sassari

Tableau A.5 Dépôt côtier du C.I.P. Sassari - Porto Torres

Operateur	C.I.P. Sassari
Emplacement	Porto Torres
État de l'infrastructure	Au stade de la planification
État de la zone de règlement des dépôts	Zone portuaire
Capacité de stockage nominale (m3)	10.000
Capacité de stockage utile (m3)	7500
Capacité de stockage annuelle (m3 / a) *	64.100
Type de réservoirs de stockage de GNL	n. 7 réservoirs de 1430 m3 cryogéniques, pressurisés, cylindriques, horizontaux, de type "Full confinement" constitués d'un système de confinement en acier double.
Méthode de gestion du boil-off gaz (BOG)	Récupération BOG par: envoi en compression pour l'alimentation du réseau de distribution, et en compression pour le distributeur de GNC
Infrastructure de débarquement	Quai existant
Capacité de décharge de GNL (m3 / h)	750
Méthanier d'alimentation SSLNG ** (m3)	20.000
Usine de liquéfaction	NON
Capacité (t / a)	-
Services SSLNG	
Chargement par camion	OUI
Baies de chargement	2
Capacité de chargement (m3 / h)	90
Chargement de wagons-citernes	NON
Charge d'isoconteneurs de GNL	NON
Ship-Loading (ou Terminal to ship bunkering)	NON
Installation de chargement des navires	-
Capacité de chargement (m3 / h)	-
Barges de soutage GNL **	NON
Capacité (m3)	-
Distributeur de GNL	OUI
Autres services	
Regazéification par réseau de transport ***	NON
Capacité de regazéification (m3 / h)	-
Regazéification par réseau de distribution	OUI
Capacité de regazéification (m3 / h)	1.260
Distributeur de GNC	OUI
Infrastructure régulée	n.d.
Coût d'investissement total (M €)	n.d.

Source: elaboración STF

* Les données sur la capacité de stockage annuelle des dépôts sont basées sur les informations mises à disposition par les opérateurs et ne reflètent pas un taux d'utilisation homogène de la capacité de stockage des réservoirs.

** Les informations sur les méthaniers SSLNG pour la fourniture des dépôts et les barges pour le soutage du GNL sont indicatives et se réfèrent dans certains cas à des opérateurs autres que ceux des dépôts.

*** Les informations sur la présence d'installations de regazéification du réseau de transport se réfèrent soit au statut réglementaire, soit au fait qu'elles garantissent l'approvisionnement en gaz naturel des grands utilisateurs (centrales thermoélectriques ou complexes industriels).

