

**Progetto “PROMO GNL - Studi e azioni comuni per
promuovere l'uso del GNL nei
porti commerciali”**

Programma Interreg IT-F Marittimo 2014-2020

COMPONENTE DI IMPLEMENTAZIONE 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**

Informazioni sul documento	
Codice prodotto	T1.4.1
Titolo prodotto	Report e analisi diagnostica per l'adozione GNL nei sistemi insulari dell'area di cooperazione
Codice Attività	T1.4
Titolo Attività	Studio diagnostico e analisi sull'adozione del GNL nei sistemi insulari dell'area di cooperazione
Codice Componente	T1
Titolo Componente	Analisi del divario tra aspettative/possibilità di utilizzo del GNL nelle attività dei porti principali dell'area di cooperazione
Soggetto responsabile della stesura del documento	DICAAR Dipartimento di Ingegneria civile, ambientale e architettura
Coordinatore e responsabile scientifico del DICAAR	Prof. Paolo Fadda
Soggetto responsabile della stesura del documento	Dott. Tommaso Franci
Versione	Finale
Data	31/07/2020

Versione	Data	Estensore(i)	Descrizione modifiche

Il presente documento è stato realizzato a cura di Tommaso Franci (Studio Tommaso Franci – STF) per conto dell'Università di Cagliari - DICAAR, nell'ambito della consulenza a supporto delle attività scientifiche relative al Progetto PROMO GNL "Etudes et actions conjointes pour la promotion de l'utilisation du GNL dans les ports de commerce", co-finanziato dall'Unione Europea nel quadro del Programma Italia-Francia Marittimo 2014-2020.

DICAAR

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

Il GNL negli scenari energetici di Sardegna, Corsica e Arcipelago Toscano

INDICE

INTRODUZIONE

1 POLITICHE E REGOLAZIONE PER IL RUOLO DEL GNL NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA DEI SISTEMI INSULARI DELL'AREA DI COOPERAZIONE

1.1 POLITICHE UE E COOPERAZIONE EUROMEDITERRANEA

1.1.1 Politiche UE

1.1.1.1 La direttiva 2014/94/UE per la promozione dei combustibili alternativi (DAFI)

1.1.1.2 Il programma TEN-T e i bandi CEF

1.1.1.3 Politiche ambientali per il trasporto marittimo

1.1.1.4 Il programma Interreg IT-FR Marittimo

1.1.1.5 Lo European Green Deal

1.1.2 Politiche di cooperazione euromediterranea

1.1.2.2 L'iniziativa WESTMED

1.1.2.1 Il programma ENI CBC MED

1.1.2.3 La promozione di un'area SECA nel Mediterraneo

1.2 POLITICHE E REGOLAZIONE A LIVELLO NAZIONALE

1.2.1 Italia

1.2.1.1 Il Dlgs. n. 257/2016 di recepimento della direttiva 2014/94/UE e la metanizzazione della Sardegna

1.2.1.2 Il Quadro Strategico Nazionale per il GNL (QSN-GNL) e la metanizzazione della Sardegna

1.2.1.3 la Strategia energetica nazionale (2017)

1.2.1.4 Il piano nazionale energia e clima (2020)

1.2.1.5 Il comma 6 dell'articolo 60 del DL n. 76 del 16 luglio 2020

1.2.1.6 Regolazione delle infrastrutture per l'approvvigionamento di GNL

1.2.1.7 Regolazione per la rete di trasporto del gas naturale in Sardegna e nell'Arcipelago Toscano

1.2.1.8 Regolazione delle reti di distribuzione del gas naturale e filiera del GNL

1.2.2 Francia

1.2.2.1 Politiche energetico ambientali

1.2.2.2 Regolazione

1.3 Politiche regionali e locali

1.3.1 Sardegna

1.3.1.1 PEARS 2016

1.3.1.2 Patto per lo sviluppo

1.3.2 Corsica

1.3.3 Arcipelago Toscano

1.3.4 Politiche comuni regionali e locali dei sistemi insulari dell'area di cooperazione

2 PUNTI FORZA E DI DEBOLEZZA, RISCHI E OPPURTUNITA' PER IL RUOLO DEL GNL NEI SISTEMI INSULARI DELL'AREA DI COOPERAZIONE

2.1 Schema dell'analisi SWOT per le prospettive di sviluppo della filiera del GNL nei sistemi insulari della area di cooperazione IT-FR

2.2 Analisi SWOT per la filiera del GNL in Sardegna

2.3 Analisi SWOT per la filiera del GNL in Corsica

2.4 Analisi SWOT della filiera del GNL nell'Arcipelago Toscano

3 SCENARI DI POLICY PER IL RUOLO DEL GNL NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA DEI SISTEMI INSULARI DELL'AREA DI COOPERAZIONE

3.1 Premessa

3.2 Scenari di policy

3.2.1 "Regolazione minima"

3.2.2 "Regolazione avanzata"

3.2.3 "Politiche di promozione del GNL e il GNC come combustibili alternativi"

3.2.4 "Politiche ambientali avanzate"

3.2.5 "Politiche integrate per la promozione del ruolo del GNL"

3.2.6 "Politiche di cooperazione euromediterranea"

3.3 Scenari infrastrutturali

3.4 Considerazioni conclusive

ALLEGATO A: INIZIATIVE PER DEPOSITI COSTIERI IN SARDEGNA

INTRODUZIONE

Con il termine “metanizzazione” di un territorio si intende genericamente la realizzazione delle infrastrutture che consentono l’accesso di una specifica realtà territoriale al gas naturale per gli usi energetici nei diversi settori di impiego. Nell’esperienza abituale, ciò significa sostanzialmente la realizzazione nel territorio interessato della rete di trasporto e delle reti distribuzione del gas naturale collegate. Gli utenti si approvvigionano direttamente del metano in forma gassosa dalla rete di trasporto nel caso di grandi utenze, o tramite le reti distribuzione. Anche nel caso della Sardegna il significato della metanizzazione rimaneva lo stesso sia nella prospettiva del progetto GALSI che in quello di un gasdotto sottomarino dalla Toscana.

Il significato della metanizzazione delle isole cambia e si amplia nel caso del trasporto del metano in forma liquida (GNL) tramite navi metaniere SSNLG che si approvvigioneranno presso gli stoccaggi dei grandi terminali di importazione e lo consegneranno agli stoccaggi costieri intermedi; cambia inoltre nel momento in cui, a partire dagli stoccaggi costieri intermedi, insieme al downstream del metano in forma gassosa è previsto anche il downstream del GNL presso le utenze finali.

Oggi, nello scenario attuale della metanizzazione della Sardegna e della Corsica, si può individuare un primo anello comune della logistica, sia nel caso della successiva distribuzione del metano in forma gassosa che in forma liquida, costituito quindi: dallo stoccaggio di GNL di un grande terminale di rigassificazione; dalla metaniera SSNLG che effettua il trasporto del GNL e dallo stoccaggio intermedio di ricezione del GNL di un’isola. Nelle fasi successive della catena logistica, la metanizzazione delle isole di dimensioni rilevanti, oggi, si articola due possibili canali:

- 1) quello del metano in forma gassosa costituito da un impianto di rigassificazione del GNL, da una rete di trasporto del gas naturale, e dalle reti distribuzione collegate;
- 2) quello del metano in forma liquida, dove il GNL stoccato nei depositi intermedi viene distribuito ai depositi satellite (distributori GNL-GNC, utenze off-grid e reti isolate), o alle utenze finali come le navi a GNL, tramite autocisterne criogeniche o bettoline dotate di cisterne criogeniche.

Con questa prospettiva, nell’Allegato A viene fatta una rassegna delle iniziative di depositi costieri di GNL in corso in Sardegna.

In genere i progetti di stoccaggio di GNL proposti per la Sardegna prevedono facilities per il downstream del GNL tramite autocisterne criogeniche o bettoline con serbatoi per il trasporto GNL. Le catene logistiche per il downstream del GNL si possono differenziare a seconda del tipo di utenza a cui è destinato il GNL, come nei casi del trasporto marittimo, del trasporto terrestre o delle utenze off-grid.

Catene logistiche negli usi per il trasporto marittimo

Le attività di bunkeraggio e rifornimento delle imbarcazioni si possono articolare in diversi modi, sia in funzione delle condizioni in cui avviene la fase di approvvigionamento presso gli stoccaggi, sia delle modalità di rifornimento delle imbarcazioni. Se vi sono le condizioni logistiche e operative, il caso più semplice è quello dell’utilizzo diretto dell’approdo presso lo stoccaggio costiero dotato dell’attrezzatura per il rifornimento di imbarcazioni. Un’ulteriore modalità è consiste nell’approvvigionamento di GNL fornito da un’autocisterna presso un approdo attrezzato. L’approvvigionamento può avvenire anche tramite bettoline o navi cisterna

attrezzate per le operazioni di bunkeraggio delle imbarcazioni alimentate a GNL, come nel caso della metaniera da 7.500 m³ che è prevista a servizio del progetto Higas di Oristano.

Catene logistiche negli usi per il trasporto terrestre

L'altro principale ambito di utilizzo del GNL come combustibile è quello del trasporto terrestre pesante su lunga distanza. In questo ambito, la catena logistica per la distribuzione è basata sulle autocisterne o isocontainer che trasportano il combustibile presso le stazioni di rifornimento per mezzi alimentati a GNL lungo gli assi e i nodi stradali del trasporto pesante su lunga distanza. Il presupposto è quindi costituito dalla presenza di uno stoccaggio costiero di GNL accessibile dalla rete stradale e attrezzato per il carico delle autocisterne per il trasporto presso le stazioni di rifornimento. In genere gli impianti di carico delle autocisterne hanno una capacità operativa compresa tra i 75 e 100 m³/h (32.3 – 43.1 t/h) di GNL. L'elemento caratterizzante è in questo caso la presenza di un deposito satellite di piccola dimensione presso le stazioni di rifornimento degli automezzi alimentati a GNL. Come per le imbarcazioni, il GNL viene fornito come tale in forma liquida ai mezzi che sono dotati di serbatoi criogenici. Le quantità in gioco nelle soluzioni maggiormente diffuse sono indicativamente, di circa 20-22 tonnellate di capienza delle autocisterne, e di circa 40 - 50 tonnellate per gli stoccaggi satellite a servizio delle stazioni di rifornimento.

Catene logistiche per la distribuzione a utenze finali off-grid

La catena logistica del GNL finalizzata a rendere disponibile l'approvvigionamento di gas naturale presso le utenze off-grid si differenzia, rispetto ai casi precedenti, in quanto gli usi finali non richiedono la sola fornitura diretta del GNL, ma necessitano di una fase finale di vaporizzazione. Le principali categorie di utenze potenzialmente interessate sono: utenze industriali, reti locali di distribuzione del gas e stazioni di rifornimento per mezzi alimentati a gas naturale compresso (GNC). Per le utenze off-grid la catena logistica si configura pienamente come una vera e propria rete virtuale di distribuzione del gas naturale. In questi casi il GNL costituisce un prodotto energetico alternativo al gasolio, al GPL, e all'olio combustibile utilizzati per le esigenze delle utenze civili o industriali di dimensioni significative, fuori dalla rete distribuzione del gas naturale.

1. POLITICHE E REGOLAZIONE PER IL RUOLO DEL GNL NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA DEI SISTEMI INSULARI DELL'AREA DI COOPERAZIONE

Con l'analisi degli strumenti, normativi e di indirizzo, messi in campo dai principali attori istituzionali si possono mettere in evidenza quelle che si configurano come le possibili tappe future dell'intervento pubblico rilevanti per gli obiettivi di sviluppo della filiera del GNL nei sistemi insulari dell'area di cooperazione Italia Francia.

1.1 POLITICHE UE E COOPERAZIONE EUROMEDITERRANEA

1.1.1 Politiche UE

1.1.1.1 La direttiva 2014/94/UE per i combustibili alternativi (DAFI)

La direttiva 2014/94/UE individua esplicitamente il GNL come combustibile alternativo per consentire alle navi di soddisfare i requisiti di riduzione del contenuto di zolfo nei combustibili per uso marittimo nelle zone di controllo delle emissioni, come previsto dalla direttiva 2012/33/UE¹, e indica l'obiettivo dello sviluppo di una rete centrale europea di punti di rifornimento per le navi alimentate a GNL che includa: terminali, stoccaggi, approdi attrezzati per rifornimento tramite autocisterne, e navi cisterna per il trasporto e il bunkeraggio.

Per il trasporto su strada l'uso del GNL viene individuato come tecnologia efficace ed economica per consentire ai veicoli pesanti di rispettare i limiti in materia di emissioni previsti dalle norme Euro VI, di cui al regolamento (CE) n. 595/2009², e viene indicato l'obiettivo di garantire un sistema di distribuzione adeguato tra gli impianti di stoccaggio intermedio e le stazioni di rifornimento per i mezzi alimentati a GNL.

Rilevante l'obiettivo secondo cui, lungo la rete centrale delle direttrici individuate dal programma TEN-T, gli Stati membri dovrebbero garantire la realizzazione di stazioni di rifornimento aperte al pubblico. La distanza indicativa tra le stazioni di rifornimento per i mezzi alimentati a GNL non dovrebbe superare i 400 Km.

Viene affrontato anche il problema cruciale della disponibilità e dell'omogeneità delle norme tecniche. Tra le finalità generali vi è quindi quella di stabilire specifiche tecniche comuni per le infrastrutture necessarie alla diffusione dei combustibili alternativi. Viene stabilito che l'UE persegue l'elaborazione da parte degli organismi competenti a livello europeo delle norme tecniche necessarie sia per la filiera del trasporto marittimo che terrestre. Inoltre, in assenza di norme tecniche rese disponibili dagli organismi competenti,

¹ Direttiva 2012/33/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 novembre 2012, che modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio relativa al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo (GU L 327 del 27.11.2012).

² Regolamento (CE) n. 595/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 giugno 2009, relativo all'omologazione dei veicoli a motore e dei motori riguardo alle emissioni dei veicoli pesanti (euro VI) e all'accesso alle informazioni relative alla riparazione e alla manutenzione del veicolo e che modifica il regolamento (CE) n. 715/2007 e la direttiva 2007/46/CE e che abroga le direttive 80/1269/CEE, 2005/55/CE e 2005/78/CE (GU L 188 del 18.7.2009).

viene conferita anche la delega alla Commissione per l'adozione di atti che definiscano i requisiti tecnici comuni, in particolare per le interfacce degli impianti di bunkeraggio delle navi alimentate a GNL per gli aspetti di sicurezza nello stoccaggio terrestre e le procedure di bunkeraggio, sempre con riferimento ai punti di rifornimento delle imbarcazioni alimentate a GNL.

La direttiva 2014/94/UE prevede che ogni Paese si doti di un quadro strategico nazionale (QSN) che comprenda i seguenti elementi:

- valutazione dello stato attuale e degli sviluppi futuri del GNL come combustibile alternativo;
- obiettivi nazionali per la realizzazione dell'infrastruttura per il GNL;
- misure necessarie per raggiungere gli obiettivi nazionali.

In particolare, la direttiva prevede che, anche attraverso il quadro strategico nazionale, in ogni Paese membro:

- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL nei porti marittimi, per consentire la navigazione di navi alimentate a GNL nella rete centrale TEN-T;
- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL nei porti marittimi e della navigazione interna per consentire la navigazione di navi alimentate a GNL nella rete centrale TEN-T;
- i porti marittimi e della navigazione interna con punti di rifornimento di GNL nella rete TEN-T vengano designati nel quadro strategico nazionale;
- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete stradale centrale TEN-T per i veicoli pesanti alimentati a GNL;
- venga garantita la disponibilità di un sistema di distribuzione del GNL, comprese le strutture di carico per veicoli cisterna di GNL, per rifornire i punti di rifornimento presso i porti e la rete stradale.

Gli Stati membri dovevano notificare alla Commissione i rispettivi quadri strategici nazionali entro il 18 novembre 2016, in corrispondenza della data fissata per il recepimento della direttiva. Successivamente è prevista una procedura di monitoraggio che prevede una relazione da parte di ogni Paese dovrà documentare lo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi e in particolare, per il GNL, i punti di rifornimento nei porti e le stazioni di rifornimento accessibili al pubblico per i mezzi su gomma. La direttiva 2014/94/UE prevede anche che i quadri strategici nazionali "possano consistere di diversi piani, strategie o altra documentazione sulla pianificazione elaborata separatamente o in modo integrato".

1.1.1.2 Il programma TEN-T e Bandi CEF

Il programma TEN-T (Trans European Network - Transport), promuove lo sviluppo delle infrastrutture tramite il sostegno ad azioni di studio e progettazione, dimostrative, progetti pilota e realizzazione di interventi considerati prioritari in base agli indirizzi della politiche UE, e ha già fornito un supporto significativo allo sviluppo della filiera del GNL come combustibile per i trasporti marittimi.

Nel ciclo programmazione 2014-2020, in continuità con il programma TEN-T, la commissione ha attivato un nuovo strumento di sostegno denominato Connecting European Facility (CEF) gestito dall'Agenda Europea per l'Innovazione (INEA), destinato a sostenere lo sviluppo delle reti nei settori delle telecomunicazioni e dell'energia, oltre che dei trasporti.

Molte delle iniziative di progetti per infrastrutture di bunkeraggio di GNL in corso di realizzazione nel Mediterraneo Nord Occidentale sono oggetto di finanziamenti e contributi ottenuti tramite la partecipazione ai bandi CEF.

1.1.1.3 Politiche ambientali per il trasporto marittimo

La direttiva 2016/2284/UE sulla riduzione delle emissioni nazionali di sostanze inquinanti in atmosfera, prevede che ogni paese membro definisca e trasmetta alla commissione, entro il primo aprile 2019, un Programma Nazionale di Controllo dell'Inquinamento Atmosferico (PNCIA) con le misure necessarie a conseguire gli obiettivi nazionali di riduzione dei principali inquinanti rilevanti per la qualità dell'aria.

L'allegato II della direttiva fissa specifici obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni in atmosfera delle principali sostanze inquinanti al 2020 e al 2030 rispetto al livello del 2005. Per l'Italia gli obiettivi di riduzione per l'SO₂, gli Nox e il PM 2,5 sono rispettivamente del 35%, 40% e 10% al 2020; e del 71%, 65% e 40% al 2030. La direttiva 2016/2284/UE è stata recepita in Italia con il Dlgs n. 81/2018 che ne assume gli obiettivi e prevede (art. 3, c. 3) che il programma venga approvato entro il 28 febbraio dicembre 2019.

Una bozza del PNCIA per l'Italia è stata resa disponibile dal MATTM nel mese di giugno nell'ambito della procedura di VAS del programma. La bozza di PNCIA riconosce il peso significativo delle emissioni inquinanti (in particolare SO₂) della navigazione tra i trasporti non stradali e il loro impatto sulla qualità dell'aria delle aree costiere.

La bozza di PNCIA evidenzia l'impatto di riduzione di emissioni inquinanti e climalteranti legato alla diffusione del GNL nel trasporto marittimo in sostituzione degli attuali combustibili petroliferi utilizzati e tra le misure di intervento prevede la promozione del GNL nel trasporto marittimo.

Il settore del trasporto marittimo, attualmente non è compreso tra i settori coinvolti dagli impegni previsti in attuazione degli accordi di Parigi per la riduzione delle emissioni climalteranti, ma è oggetto di iniziative specifiche nell'ambito delle politiche UE.

In questo ambito l'IMO ha adottato misure tecniche e operative, in particolare l'indice di efficienza energetica in materia di progettazione (EEDI) per le nuove navi e il piano di gestione per l'efficienza energetica delle navi (SEEMP), che permetteranno di aumentare l'efficienza energetica e limitare le emissioni di gas a effetto serra delle nuove imbarcazioni.

L'UE, considerando queste misure insufficienti, ha adottato il regolamento 2015/757 che introduce un sistema per il monitoraggio, la comunicazione e la verifica delle emissioni di anidride carbonica generate dal trasporto marittimo. L'obiettivo di questa iniziativa è quello di creare una conoscenza, oggi carente, circa le emissioni di CO₂ legate alla navigazione, in modo da costruire delle basi solide su cui impostare future misure di intervento anche in questo settore, in linea con gli obiettivi generali di riduzione delle emissioni climalteranti già fissati dalla UE.

A luglio 2019 La Commissione europea ha pubblicato per la prima volta i dati delle emissioni di CO₂ delle navi, come previsto dal regolamento 2015/757. In base ai dati diffusi dalla European Maritime Safety Agency

attraverso la piattaforma web Thetis-Mrv, nel 2018 le circa 10.800 navi con stazza lorda superiore alle 5.000 tonnellate hanno emesso nell'area economica europea (Eea) un totale di 152,25 milioni di tonnellate di CO₂.

1.1.1.4 Il programma Interreg IT-FR Marittimo

Il Programma Interreg Italia-Francia Marittimo 2014-2020 è un Programma transfrontaliero cofinanziato dal Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale (FESR) nell'ambito della Cooperazione Territoriale Europea (CTE). Il Programma mira a realizzare gli obiettivi della Strategia UE 2020 nell'area del Mediterraneo centro-settentrionale (Sardegna, province costiere della Toscana, Liguria, Corsica, dipartimenti francesi delle Alpi-Marittime e del Var, situati nella Regione Provence-Alpes-Côte d'Azur) promuovendo una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva.

Il Programma prende in considerazione le problematiche delle zone marine, costiere e insulari, ma si rivolge anche a quelle interne, con rischi specifici di isolamento.

L'obiettivo principale è quello di contribuire a rafforzare la cooperazione transfrontaliera tra i territori designati per fare di questo spazio una zona competitiva, sostenibile e inclusiva nel panorama europeo e mediterraneo.

Nella fase di programmazione precedente (2007-2013), il Programma ha finanziato 87 progetti negli ambiti relativi all'accessibilità, alla competitività e innovazione, alla valorizzazione e protezione delle risorse naturali e culturali, al monitoraggio ambientale e marino.

Per l'attuale fase di programmazione, il Programma Interreg Italia-Francia Marittimo 2014-2020 ha una dotazione finanziaria di 199.649.898,00 €, di cui 169.702.411,00 € di FESR.

Nell'attuale fase programmazione del programma Interreg Italia Francia marittimo è stato finanziato un Cluster di 4 progetti dedicati allo sviluppo della filiera del GNL nell'area di cooperazione: "SIGNAL"; "GNL Facile", "PROMO-GNL" e "TDI RETE-GNL". Il Cluster è focalizzato sul miglioramento della sostenibilità delle attività portuali e finalizzato alla realizzazione di uno spazio marittimo interregionale comune del Mediterraneo Settentrionale, che si imponga come riferimento per navigazione pulita nel futuro.

1.1.1.5 Lo European Green Deal

Le prospettive di sviluppo della filiera del GNL nei sistemi insulari dell'area di cooperazione devono essere considerate innanzitutto nell'ambito dello sforzo avviato dalla nuova commissione UE con la comunicazione per lo "European Green Deal" varata a fine 2019 insieme ad una impegnativa road map di azioni chiave. L'impostazione dell'"European Green Deal" costituisce una vera e propria strategia di sostenibilità ambientale (o sviluppo sostenibile) che ha il respiro necessario per indirizzare in modo integrato le politiche pubbliche settoriali come quella industriale e agricola verso gli obiettivi di sostenibilità ambientale. È forse la prima volta che una strategia di sostenibilità è raccolta in vero documento di indirizzo (24 pagine) sulla base del quale impostare la definizione degli specifici strumenti di intervento settoriale.

A metà 2020, nonostante gli impatti della pandemia da Covid 19, la commissione ha già rispettato molte delle più importanti scadenze previste dalla *road map* compiendo di primi passi su molte linee di intervento

particolarmente rilevanti ai fini delle prospettive di sviluppo della filiera del GNL come: la legge europea per il clima; il piano per i nuovi obiettivi 2030, la riforma della direttiva sui combustibili alternativi sia per i trasporti stradali che marittimi, la revisione dei regolamenti TEN - Trans European Network (sia per le infrastrutture energetiche che per quelle nei trasporti), l'introduzione di una Methane strategy per la riduzione delle emissioni di metano da usi energetici.

La legge europea per il clima e nuovi obiettivi 2030

Uno dei pilastri dello European Green Deal è il rafforzamento degli obiettivi e delle politiche energetico-ambientali, che passa attraverso un aumento degli obiettivi di decarbonizzazione già fissati dalla UE. In particolare, l'attuale obiettivo già fissato della riduzione delle emissioni di gas serra del 40% nel 2030 rispetto al livello del 1990, secondo le indicazioni dello European Green Deal dovrà essere portato almeno al 50% e possibilmente al 55%. Il rafforzamento dell'obiettivo europeo di decarbonizzazione porterà come conseguenza un ulteriore aumento sia degli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili che di miglioramento dell'efficienza energetica.

L'altra novità di rafforzamento delle politiche di decarbonizzazione previste è la definizione di una vera e propria "law climate", una legge europea sul clima che rafforzi ulteriormente la capacità dei Paesi membri di conseguire i propri obiettivi rispetto a quanto già definito dal Regolamento UE Governance.

Per conseguire questi due azioni chiave previste dalla Road Map dello European Green Deal nel primo trimestre 2020, è stata avviata una serie di consultazioni su una prima proposta di testo della legge europea sul clima e sulle modalità di aumento dell'obiettivo di decarbonizzazione.

Revisione delle politiche UE per la produzione di combustibili alternativi

Sempre in base alle azioni chiave previste dalla Road Map dello European Green Deal, la commissione europea ha avviato una serie di consultazioni sulle politiche per la promozione di combustibili alternativi e in particolare:

1. una consultazione di valutazione sull'attuale quadro normativo costituito dalla direttiva 2014/94 (DAFI) e il suo stato di attuazione;
2. una consultazione sulla possibile riforma della direttiva 2014/94;
3. una consultazione sulle iniziative necessarie per aumentare la diffusione dei carburanti alternativi a basse emissioni nel trasporto marittimo.

Revisione dei Regolamenti TEN

All'interno della Road Map dello European Green Deal è prevista anche una revisione dei regolamenti sulle reti trans-europee (TEN), sia nel settore dei trasporti (TEN-T) che dell'energia (TEN-E). Questi regolamenti sono stati alla base delle politiche di sviluppo e promozione con sostegno finanziario del budget UE negli investimenti per lo sviluppo della rete infrastrutturale europea nei settori dell'energia e dei trasporti. In particolare, il regolamento TEN-E ha definito i criteri e le modalità in cui sono state utilizzate le risorse per lo

sviluppo delle reti di trasporto elettriche e quelle del gas, e di altre infrastrutture per l'approvvigionamento di gas naturale dell'Unione Europea, oltre che per il conseguimento degli obiettivi di sicurezza energetica.

Il regolamento TEN-T è stato invece il quadro normativo di riferimento che ha definito i criteri di investimento delle risorse europee per realizzare e consolidare le reti di trasporto di persone e merci, oltre che delle infrastrutture di telecomunicazione.

In questo contesto, tramite il programma CEF (Connecting Europe Facility) attuativo del regolamento TEN-T, negli ultimi cicli di programmazione UE sono state investite importanti risorse anche per la realizzazione di infrastrutture necessarie alla promozione dell'uso del GNL come combustibile alternativo sia per il trasporto terrestre che per quello marittimo.

La Methane Strategy

Una novità rilevante prevista dallo European Green Deal per le politiche energetiche ambientali è la previsione di un nuovo strumento di intervento costituito dalla definizione di una strategia europea per la riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico, o Methane Strategy. Questa nuova linea di intervento delle politiche europee nasce dall'accresciuta consapevolezza della rilevanza delle emissioni dirette di metano provenienti dalle attività energetiche e dal fatto che il metano, dopo la CO₂, è il gas climalterante che dà il maggiore contributo all'effetto serra. L'implementazione di questa strategia porterà a porre maggiore attenzione nel ridurre le emissioni fuggitive di metano lungo tutta la filiera del gas naturale a partire dalla produzione, passando dal trasporto e dalla distribuzione fino agli utenti finali di questo combustibile, sia in forma gassosa che liquida. In questa prospettiva la commissione europea ha attivato una prima fase di consultazione con gli stakeholder interessati e ha commissionato uno studio preliminare che porterà alla definizione delle prime linee di indirizzo della Methane Strategy.

1.1.2 Politiche di cooperazione euromediterranea

1.1.2.1 Il programma ENI CBC MED

Il Programma operativo Eni CBC nel bacino del Mediterraneo è la più ampia iniziativa di cooperazione transfrontaliera (Cross Border Cooperation, CBC) implementata dall'Unione Europea attraverso lo strumento del vicinato europeo (European Neighbourhood Instrument, ENI). Il programma comprende le zone costiere di 14 Paesi, nella prospettiva di promuovere uno sviluppo equo e sostenibile su entrambe le sponde del Mediterraneo; attraverso bandi finanzia progetti di cooperazione che abbiano per obiettivo un'area mediterranea più competitiva, innovativa, inclusiva e sostenibile. Tra le aree prioritarie di intervento vi sono: il trasferimento tecnologico, la sostenibilità ambientale, la promozione di energia rinnovabile ed efficienza energetica, la gestione integrata delle zone marino-costiere, il turismo sostenibile e il supporto alla costituzione di network, clusters e consorzi di imprese. Il programma non prevede linee di intervento specifiche per lo sviluppo della filiera del GNL in aree marittime, ma le priorità di intervento previste potenzialmente lo includono.

1.1.2.2 L'iniziativa WESTMED



L'iniziativa West Med promossa dalla UE è finalizzata allo sviluppo sostenibile della Blu Economy nel Mediterraneo occidentale. È uno strumento per promuovere la cooperazione tra i dieci Paesi che si affacciano nel Mediterraneo occidentale: Algeria, Francia, Italia, Libia, Malta, Mauritania, Marocco, Portogallo, Spagna e Tunisia. L'iniziativa è basata su una Comunicazione dell'Unione Europea e un quadro strategico di azioni allegato alla Comunicazione. Gli obiettivi sono: promuovere una crescita sostenibile nello spazio marittimo, migliorare la sicurezza e preservare l'ecosistema e la biodiversità nel Mediterraneo occidentale. Tra le azioni previste vi è la creazione di clusters di sviluppo marittimo finalizzati alla promozione di una maggiore sostenibilità del trasporto marittimo attraverso l'uso di combustibili puliti, come il GNL.

In particolare, l'organizzazione dell'iniziativa prevede dei meccanismi di assistenza basati su Hub nazionali dedicati alla promozione in diversi ambiti specifici. Tra questi, l'Hub italiano dell'iniziativa West Med è dedicato al networking e al sostegno nella creazione di iniziative di cooperazione nel Mediterraneo nord-occidentale per lo sviluppo della filiera del GNL nel trasporto marittimo.

1.1.2.3 La promozione di un'area SECA nel Mediterraneo

Nell'evoluzione delle politiche di riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera del settore marittimo il principale riferimento è costituito dalla Convenzione internazionale MARPOL. La Convenzione si è evoluta nel quadro delle attività svolte dall'IMO (International Maritime Organization), l'agenzia dell'ONU che in base al diritto internazionale agisce nel campo delle problematiche della sicurezza e della tutela ambientale connesse alla navigazione. Oggi la Convenzione MARPOL tramite diversi allegati copre le principali tematiche di tutela ambientale legate alla navigazione.

Nell'ordinamento dell'UE i contenuti dell'Allegato VI della Convenzione MARPOL e i suoi successivi aggiornamenti sono stati recepiti con le direttive 2005/33/CE e 2012/33/UE, che nel tempo hanno modificato e integrato la direttiva 1999/32/CE. Attualmente, per quello riguarda il tenore di zolfo dei combustibili marittimi nei mari dell'UE, i limiti previsti erano del 3.5% fino al 31 dicembre 2019, mentre dal primo gennaio è entrato in vigore il limite globale dello 0.5%.

In Italia le norme UE in materia di prevenzione dell'inquinamento atmosferico connesso alla navigazione sono state recepite nel Dlgs. n. 152/2006 e s.m.i..

Le principali alternative per rispettare dal 1° gennaio 2020 il nuovo limite globale sono: 1) l'uso di prodotti petroliferi < 0,5% S; 2) l'utilizzo di sistemi di abbattimento delle emissioni da installare sulle navi denominati scrubber e 3) l'utilizzo di motorizzazioni a GNL.

L'allegato VI della Convenzione MARPOL è dedicato alla prevenzione dell'inquinamento atmosferico causato dalle imbarcazioni, con particolare riferimento alle emissioni di ossidi zolfo e azoto, e prevede la procedura di istituzione delle Aree di controllo delle emissioni (ECA) in cui vigono limiti di emissione o contenuto di inquinanti nei combustibili più restrittivi di quelli previsti a livello globale.

In particolare, per gli ossidi di zolfo (SOx) le aree di controllo delle emissioni sono denominate SECA (sulphur emission control area).

Per le aree SECA fino al 31 dicembre 2014 il limite del tenore di zolfo era dell'1%, dal 1° gennaio 2015 il limite è invece dello 0.1%. Attualmente nel contesto europeo le aree SECA sono costituite dal Mar Baltico, dal Canale d'Inghilterra e da buona parte del Mare del Nord, che include anche parte della costa norvegese. A oggi non sono interessate da aree SECA né le coste atlantiche dell'UE, né il Mar Mediterraneo.

A livello Italiano le prime indicazioni in questa direzione sono quelle formulate nella SEN del 2017 e più recentemente nel PNIEC, adottato a inizio 2020.

Dal 2018 il governo francese si è impegnato a promuovere la costituzione di un'area SECA nel Mediterraneo. In questa prospettiva è molto rilevante la diffusione, a fine 2028, dello studio dell'IASA finanziato dalla UE che analizza in dettaglio gli impatti in termini di miglioramento della qualità dell'aria, e conseguenti effetti sulla salute umana, derivanti dalla istituzione di un'area SECA nel Mediterraneo ("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").

Nel maggio 2019, in occasione della riunione del G7-Ambiente di Metz, i ministri dell'ambiente della Francia e dell'Italia hanno deciso di portare avanti un'iniziativa congiunta per ottenere la costituzione di un'area SECA per l'intero Mediterraneo.

1.2 POLITICHE E REGOLAZIONE A LIVELLO NAZIONALE

1.2.1 Italia

1.2.1.1 Il Dlgs. n. 257/2016 di recepimento della direttiva 2014/94/UE e la metanizzazione della Sardegna

La direttiva 2014/94/UE è stata recepita in Italia con il Dlgs n. 257/2016. Per la metanizzazione della Sardegna, nella prospettiva del PEARS 2016, del Patto per lo sviluppo e del QSN-GNL; sono particolarmente rilevanti i contenuti degli articoli 9, 10 e 14 del Dlgs n. 257/2016, che individuano gli ambiti di intervento dell'AEEGSI per la regolazione di infrastrutture essenziali per definire le condizioni alle quali sarà possibile l'approvvigionamento, il trasporto e al distribuzione del gas naturale nell'isola.

In base al comma 1 dell'articolo 9 del Dlgs, al fine di perseguire gli obiettivi Quadro Strategico Nazionale per lo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi (QSN), gli stoccaggi di GNL connessi o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa vengono considerati infrastrutture strategiche ai sensi della legge 239/2004 (art. 9). L'unico obiettivo del QSN legato sviluppo della rete nazionale di trasporto è quello del paragrafo 5.18 della sezione del QSN dedicata all'utilizzo del GNL Sardegna. Il QSN-GNL indica esplicitamente come soluzione preferenziale per la metanizzazione dell'isola quella dell'approvvigionamento di GNL tramite depositi costieri di piccola taglia contestualmente alla realizzazione di una dorsale di trasporto che si configura come un parte isolate della rete di trasporto gas nazionale. I depositi costieri destinati ad essere collegati con la dorsale sarda si configurano quindi come terminali di rigassificazione ed infatti la norma prevede che tali infrastrutture siano soggette agli obblighi di servizio pubblico disciplinati dall'ARERA. In definitiva le infrastrutture di stoccaggio e trasporto configurate dall'articolo 9 del Dlgs si configurano come una fattispecie particolare di terminale di rigassificazione caratterizzata dalla finalità di connessione con la dorsale sarda e da dimensioni ridotte della capacità di stoccaggio e rigassificazione, rispetto alle caratteristiche ordinarie dei grandi terminali importazione. Sin dalla prima formulazione della norma nello schema di Dlgs è risultata evidente la criticità legata alla possibilità che una pluralità di progetti per questo nuovo tipo di infrastruttura possano nascere nella prospettiva di accedere ad una remunerazione garantita a carico del sistema tariffario regolato

dall'AEEGSI. Infatti la versione finale dell'articolo 9, recependo un'osservazione dell'ARERA, prevede, alla fine del comma 8, che la valutazione del carattere strategico dell'infrastruttura debba essere preceduta da un'analisi costi benefici, con il coinvolgimento dell'Autorità per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità di tali interventi. La norma configura anche una nuova tipologia della rete di trasporto nazionale del gas naturale costituita da tratti di metanodotto isolati, come la dorsale sarda, per i quali però non viene previsto alcun indirizzo specifico sotto il profilo dell'inquadramento nell'ambito della regolazione del servizio di trasporto del gas. Anche per le reti distribuzione del gas naturale che saranno alimentate dalla dorsale sarda come parte della rete di trasporto nazionale, non viene previsto nessun indirizzo specifico per la regolazione del servizio di distribuzione, misura e vendita.

Nell'articolo 10 dedicato alle infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale (art. 10) viene previsto che i terminali di importazione di GNL possono realizzare modifiche agli impianti finalizzate al carico, stoccaggio e scarico di GNL, non destinato alla rete di trasporto nazionale, su autobotti o navi cisterna e che tali modifiche devono essere autorizzate dal MSE. In particolare si prevede che queste attività dei terminali non saranno regolate, ma dovranno essere svolte in regime di separazione contabile amministrativa, sotto il controllo dell'AEEGSI che ha anche il compito di determinare le modalità che evitino oneri a carico delle tariffe regolate. In questo caso si può osservare che anche le infrastrutture per lo stoccaggio e il trasporto del GNL previste dall'articolo 9 del Dlgs nasceranno, come nel caso del progetto ISGAS di Cagliari, in quanto impianti di rigassificazione per alimentare la dorsale sarda, ma anche come depositi intermedi per i downstream del GNL destinato ad usi finali che non prevedono l'impiego della rete di trasporto. E' evidente che in questo caso dovrà essere previsto un regime di separazione contabile amministrativa analogo a quella prevista per i grandi terminali di importazione.

Con L'articolo 14 del Dlgs il legislatore ha introdotto una nuova fattispecie di rete di distribuzione del gas naturale costituita dalle reti isolate di GNL e compie la scelta di tenerle fuori dagli ambiti nazionali di distribuzione gas e a dalla regolazione connessa per il servizio di distribuzione misura e vendita. Per le "Reti isolate di GNL" con l'articolo 14 del Dlgs il legislatore ha stabilito che l'AEEGSI, in analogia a quanto previsto per le reti isolate alimentate da gas diversi dal gas naturale, provveda a determinare i parametri e i criteri di calcolo per la remunerazione del servizio di distribuzione, misura e, limitatamente ai clienti vulnerabili, vendita anche per le reti isolate alimentate da depositi di GNL.

La fattispecie di parti isolate della rete di trasporto nazionale prevista dall'articolo 9 del Dlgs n. 257/2016, per la realizzazione della rete dorsale sarda, era già emersa anche nella programmazione nazionale ai sensi del Dlgs n. 164/2000. Il DM MSE 16/11/2016 aveva previsto l'inserimento nell'elenco della Rete Regionale di Trasporto - ai sensi dell'art. 9 del Dlgs. n. 164/2000 e s.m.i. - di 16 nuovi tratti in progetto proposti da SGI SpA per l'allaccio dalla rete di trasporto nazionale ai bacini di distribuzione. Il DM MSE 31/01/2017 aveva inserito poi nell'elenco della Rete Nazionale dei Gasdotti - ai sensi dell'art. 9 del Dlgs. n. 164/2000 e s.m.i. - tre nuovi tratti in progetto «Sarroch-Oristano-Porto Torres», «Cagliari-Sulcis» e «Codrangianus-Olbia», proposti da SGI SpA. Successivamente è stato predisposto, in concorrenza al progetto SGE SpA, un analogo progetto di rete dorsale di trasporto del gas naturale in Sardegna da parte di SNAM. Infine nel 2019 è stata costituita la Società ENURA SpA (55% SNAM e 45% SGI), che ha unificato in un nuovo progetto i due precedenti. Il nuovo progetto di rete dorsale sarda predisposto da ENURA è attualmente sottoposto all'esame dell'Arera nell'ambito della procedura di valutazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2020-2029.

1.2.1.2 Il Quadro Strategico Nazionale per il GNL (QSN-GNL) e la metanizzazione della Sardegna

Il QSN-GNL

L'Italia ha adottato il proprio QSN come allegato al Dlgs n. 256/2017 di recepimento della direttiva 2014/94/UE. Il documento ha la forma di un atto di indirizzo delegificato, che può essere modificato con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) su proposta del MIT di concerto con il MSE, il MATT e il MEF, (art. 3, comma 5 del Dlgs n. 257/2016), e deve essere aggiornato con cadenza triennale. Il QSN ha il compito di formulare organicamente a livello nazionale le politiche di promozione per ogni tipologia di combustibile alternativo, partendo da una valutazione sullo stato attuale congiunta agli sviluppi futuri dei rispettivi mercati. Sulla base di questa formulazione devono essere definiti gli obiettivi nazionali di sviluppo delle relative infrastrutture e devono essere formulate misure per la semplificazione delle procedure amministrative, nonché misure di promozione e sostegno come specificato ai commi 7 e 8 dell'articolo 3 del Dlgs n. 257/2016.

La prima sottosezione della Sezione C è la parte del Quadro Strategico Nazionale dedicata al GNL (QSN-GNL) che, oltre al campo degli usi finali del GNL per i trasporti, include anche "altri usi" costituiti dalle applicazioni della filiera dello SSLNG circa la fornitura di gas naturale alle utenze industriale e civili *off-grid*.

L'articolo 6 del Dlgs n.257/2016 richiama i contenuti fondamentali del QSN-GNL, costituiti da:

- le indicazioni per la realizzazione di punti di rifornimento per le imbarcazioni alimentate a GNL dei porti marittimi (entro il 2025) e per la navigazione interna (entro il 2030) lungo la rete centrale TEN-T con l'individuazione di tre "macroaree" costituite: 1) dall'area mar Tirreno e mar Ligure, 2) dall'area mari del sud Italia; e 3) e dall'area mare Adriatico;
- le indicazioni per la realizzazione dei punti di rifornimento di GNL accessibili al pubblico per i mezzi stradali pesanti lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T, con almeno un punto accessibile ogni 400 km dei circa 3,300 km complessivi, divisi in 3 principali corridoi:
 - Asse Palermo–Napoli–Roma-Bologna-Modena-Milano-Verona-Brennero;
 - Asse Genova-Milano-Chiasso e Genova Voltri-Alessandria-Gravellona Toce;
 - Asse Frejus-Torino-Milano-Bergamo-Verona-Padova-Venezia-Trieste

Ne risulterebbero, secondo una prima ipotesi semplificata, un numero non inferiore a 10, numero ampiamente superato dall'attuale sviluppo della rete di distributori a GNL.

- Le indicazioni per il sistema di distribuzione per la fornitura del GNL, comprese le strutture di carico delle autocisterne di GNL. Le previsioni di mercato, riportate nella Tabella 11, indicano in particolare per il 2030 la realizzazione di almeno 10 punti di carico per autocisterne criogeniche e 20 punti rifornimento per i mezzi navali alimentati a GNL.

Il QSN-GNL prevede, per le infrastrutture di base della catena logistica di distribuzione primaria del GNL, la presenza in Italia nel 2030 di 5 terminali dotati di stoccaggio e *facilities* SSLNG, nonché di 30 depositi costieri

intermedi (con taglie tra i 1,500 ei 10,000 mc), che sarebbero in grado consentire il funzionamento dei 10 punti di carico di autocisterne criogeniche per il trasporto del GNL, e dei 20 punti di rifornimento di navi alimentate a GNL operanti nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna. Tale dotazione infrastrutturale dovrebbe consentire la distribuzione del GNL richiesto dai diversi settori di usi finali, stimato pari a 5,3 milioni di tonnellate annue nello scenario minimo e a 7,1 in quello massimo (vedi Tabella x). In questo scenario ogni terminale movimenterebbe mediamente 1,2 milioni di tonnellate annue, e ogni deposito intermedio circa 200,000 t/a.

Gli indirizzi e gli obiettivi del QSN-GNL adottato a fine 2016 sono stati confermati e ricompresi nei successivi principali atti di indirizzo della politica energetica nazionale italiana, costituiti dalla Strategia Energetica nazionale approvata a fine 2017 (SEN 2017) e dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEC), notificato in via definitiva alla Commissione UE nel gennaio del 2020.

Tabella 1.1. Previsioni infrastrutturali e di mercato per SSLNG al 2020, 2025 e 2030 del Quadro Strategico Nazionale

Applicazione	Previsioni 2020	Previsioni 2025	Previsioni 2030	Note
Impianti di stoccaggio (primari) presso terminali di rigassificazione e/o terminali di ricezione	3	4	5	Depositi da 30.000-50.000 m3
Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL	5	15	30	Taglie da 1.500 a 10.000 m3
Impianti di rifornimento di metano integrati con GNL	2%	10%	800	
Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL- veicoli nuovi			12% - 15% (30-35.000)	% del parco circolante sia mono fuel che dual fuel
Domanda di GNL per trasporto pesante (t/a)	400.000	1.250.000	2.500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (t/a)			500.000	(Min.)
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (t/a)			1.000.000	(Max.)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , industria (t/a)			1.000.000	(Ipotesi minima con prezzo petrolio a 30\$/b)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , industria (t/a)			2.000.000	(Ipotesi Massima con prezzo petrolio 100 \$/b)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , civile (t/a)			300.000	(Ipotesi minima con prezzo petrolio a 30\$/b)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , civile (t/a)			600.000	(Ipotesi Massima con prezzo petrolio 100 \$/b)
Domanda di GNL <i>bunker</i> (t/a)		800.000	1.000.000	
Mezzi navali alimentati a GNL di nuova costruzione	2	20	35	
Conversione di mezzi navali alimentati a GNL	5	20	25	
Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL	5	7	10	
N. di punti rifornimento stradale accessibili al pubblico lungo la rete TEN-T	3	5	7	
Punti rifornimento di GNL per mezzi navali che operano nei porti marittimi e per la navigazione interna	10	12	20	

Fonte: Allegato III dello Schema di Dlgs n. 257/2016

La metanizzazione della Sardegna nel QSN-GNL

In parallelo alla approvazione del PEARS 2016 (vedi paragrafo 1.3.1.1) e alla sottoscrizione del patto per lo sviluppo (vedi paragrafo 1.3.1.2) si è svolto il procedimento legislativo che ha portato con la pubblicazione in GU³ del Dlgs n. 257/2016 al recepimento della direttiva 2014/94/UE. In particolare il Quadro Strategico Nazionale per lo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi allegato al Dlgs, nella parte dedicata al GNL, prevede una specifica sezione (5.18) sul tema dell'utilizzo del GNL in Sardegna.

Il tema viene affrontato in parallelo all'impostazione del Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna approvato ad Agosto 2016, e quindi partendo dall'analisi delle tre possibili opzioni di metanizzazione dell'isola: 1) gasdotto sottomarino dalla Toscana, prosecuzione a terra tramite una dorsale da cui si diramerebbero i gasdotti secondari per alimentare le reti distribuzione; 2) rigassificatore di piccola taglia da cui parte una dorsale di trasporto con relativi gasdotti secondari; e 3) l'opzione SSLNG basata su depositi costieri di GNL o su navi cisterna (FSU) ormeggiate in siti idonei come Porto Torres, Cagliari o Oristano da cui approvvigionare utenze off-grid e le reti di distribuzione tramite truck e /o container.

L'analisi del QSN-GNL si conclude indicando con nettezza l'opzione SSLNG come la migliore per: la flessibilità e modularità delle infrastrutture rispetto allo sviluppo della domanda di gas e della rete gas nell'isola; i tempi rapidi di realizzazione; la maggiore sinergia, rispetto alle altre due opzioni, con le opportunità di sviluppo degli usi del GNL come combustibile nei trasporti navali e stradali oltre che per l'approvvigionamento delle utenze industriali off-grid. Si sottolinea anche l'interesse degli operatori per questa opzione, testimoniata dai progetti già presentati per essere realizzati, mentre per le altre due opzioni non vi sono progetti formalizzati.

Il QSN delinea la metanizzazione della Sardegna come un processo graduale articolato in più fasi partendo dalle aree di Cagliari e Sassari considerate come quelle a maggior consumo, e viene specificato che: *“In particolare nella zona di Cagliari il GNL rigassificato potrebbe essere immesso nelle esistenti reti di distribuzione cittadine alimentate ad aria propanata, mentre nelle altre aree ove non risulta economica la realizzazione di una rete di distribuzione (per la bassa densità di popolazione e/o per la conformazione sfavorevole del territorio) sarebbe in una prima fase in cui possibile effettuare le forniture sin da subito mediante il trasporto del GNL su gomma tramite cisterne criogeniche, scaricandolo in appositi depositi ubicati in prossimità delle utenze civili e industriali nonché nelle cisterne dei punti vendita carburanti per la fornitura di GNL (ed eventualmente di CNG-gas naturale compresso) per uso autotrazione; in una seconda fase, ove conveniente, sarebbe possibile procedere alla realizzazione di una dorsale interna al fine di connettere i vari depositi alle reti di distribuzione cittadine esistenti e a quelle da sviluppare”.*

Le indicazioni per la metanizzazione della Sardegna formalizzate con la pubblicazione in GU del Dlgs di recepimento della direttiva 2014/94/UE e gli impegni assunti con il Patto per lo sviluppo della Regione Sardegna, costituiscono il primo quadro di riferimento ufficiale degli indirizzi del Governo per la metanizzazione dell'isola, sostanzialmente confermato prima nella SEN (2017) e poi nel PNIEC (2020) .

Il QSN-GNL non fornisce indicazioni sulle problematiche regolatorie legate alla metanizzazione della sardegna che in parte vengono fornite invece tramite alcune delle norme del Dlgs n. 257/2016.

1.2.1.3 la Strategia energetica nazionale (2017)

³ La pubblicazione è avvenuta il gennaio 2017 ma lo schema di Dlgs di recepimento con gli indirizzi per la metanizzazione della Sardegna era stato ufficializzato per i pareri del Parlamento e della Conferenza delle Regioni già il 15 settembre 2016.

La Strategia Energetica Nazionale (SEN), adottata il 10 novembre 2017, dedica un'attenzione particolare alla metanizzazione della Sardegna (Allegato II), affermando che questa linea di intervento costituisce un "tema centrale della politica energetica del Governo". Il documento affrontava anche alcune delle criticità di natura regolatoria che stavano emergendo nella prima fase di attuazione da parte dell'ARERA di quanto previsto dal Dlgs n. 257/2016.

L'Allegato II della SEN sul tema della metanizzazione dell'isola ripercorreva i passi già compiuti, a livello regionale e nazionale, con il PEARS 2016, il Patto per lo sviluppo, il Dlgs n. 257/2016 e il QSNGL.

Veniva presentato il quadro delle iniziative, allora già attivate dagli operatori, in Sardegna per la realizzazione di depositi costieri di GNL, impianti di rigassificazione, e per le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale.

La SEN 2017 confermava gli indirizzi della Sez. 3.18 del QSN-GNL (vedi paragrafo 1.2.1.2) affermando che a seguito degli approfondimenti effettuati e dell'analisi delle osservazioni pervenute in ambito della fase di consultazione della SEN, "la soluzione di metanizzazione mediante SSLNG risulta la migliore in quanto presenta elevata flessibilità (data la modularità dei depositi adattabile alla crescita dei consumi), permette il graduale sviluppo delle reti e tempi rapidi di realizzazione"⁴.

Nel documento veniva ribadito che questa soluzione permette l'utilizzo del GNL anche come combustibile per i mezzi portuali, per i trasporti navali e stradali e per il soddisfacimento dei fabbisogni industriali, nonché l'attivazione direttamente da parte dei privati degli investimenti necessari per la loro realizzazione.

Veniva inoltre affermato che questa opzione è compatibile con la scelta del *phase out* del carbone nella generazione elettrica nell'Isola, che comporterebbe la realizzazione di centrali a gas per 400 MW. Su questa opzione veniva però specificato anche che sarebbe stato possibile effettuare la sostituzione del carbone anche con il semplice sviluppo degli accumuli.

Infine la SEN 2017 affermava che l'insieme dei progetti di depositi costieri proposti dagli operatori (vedi **Allegato A del presente rapporto**) nel complesso avrebbe avuto una capacità di approvvigionamento sufficiente a garantire l'alimentazione delle numerose reti di distribuzione locali già esistenti e di quelle programmate o in costruzione.

Il documento affronta i temi normativo-regolatori legati alla metanizzazione basata sulla realizzazione di una parte isolata della rete di trasporto nazionale che ancora oggi non hanno riferimenti adeguati per consentire le decisioni di investimento e in particolare affermava che:

- la rete dorsale di trasporto sarebbe stata realizzata nell'ambito del sistema tariffario di trasporto entrando a far parte della rete nazionale e regionale di trasporto;
- anche i servizi per il *downstream* del GNL presso gli stoccaggi costieri sardi connessi alla rete di trasporto dovevano essere soggetti alla separazione contabile prevista dall'articolo 9 del Dlgs n. 257/2016 per i grandi terminali (vedi paragrafo 1.2.1.5);
- gli stoccaggi costieri sardi connessi alla rete di trasporto dovrebbero diventare punti di entrata della rete stessa, essere funzionali al bilanciamento, e svolgere anche un servizio di stoccaggio strategico per fronteggiare situazioni di difficoltà di approvvigionamento via nave come nel caso di condizioni meteo avverse;

⁴ SEN 2017 – 10 novembre 2017. Allegato II, pg 298.

- la necessità di misure specifiche per la gestione del mercato tramite la creazione di una nuova piattaforma e/o interazioni col PSV, e del bilanciamento dei flussi fisici nelle condotte della dorsale sarda.

La SEN 2017 non forniva indicazioni specifiche sulla regolazione del regime tariffario per le reti di distribuzione collegate alla dorsale sarda, da cui si poteva dedurre che avrebbero dovute essere trattate dal regolatore tramite gli attuali strumenti previsti dalla regolazione tariffaria nazionale.

Allo stesso tempo la SEN 2017 ribadiva con chiarezza che: “le reti cittadine attualmente servite ad Aria propanata, una volta alimentate a GNL rigassificato localmente, e quindi restando reti isolate, fino alla realizzazione della rete di trasporto che collegherà tra loro le reti di distribuzione, sarebbero state trattate dal punto di vista regolatorio come le attuali reti isolate alimentate a GPL presenti nel territorio peninsulare, in particolare nelle zone montane”⁵

Il documento prevedeva inoltre l’istituzione di un’area SECA (*Sulphur Emission Control Area*) nelle acque territoriali della Sardegna con l’introduzione del limite di 0.1% di zolfo nei combustibili marittimi, come strumento per favorire la diffusione di imbarcazioni alimentate a GNL nei traffici dei porti sardi, e quindi anche la richiesta di GNL veicolato dai depositi costieri sardi.

Come previsto dal documento di consultazione la redazione finale della SEN presenta i risultati di un’analisi costi benefici del programma di metanizzazione inclusi gli aspetti socio-ambientali, per la quale sarebbe stata utilizzata la metodologia ENTSO-G per i progetti di interesse europeo. In particolare, sotto il profilo economico, veniva affermato che erano stati considerati gli oneri legati alla realizzazione e gestione delle infrastrutture, i risparmi legati alla possibile riduzione dei costi di approvvigionamento di energia rispetto ai prezzi dei prodotti oggi utilizzati in Sardegna.

Gli elementi principali considerati da tale analisi partivano dall’adozione del quadro di fabbisogno di gas naturale indicato dallo scenario base del PEARS 2016 che prevede una richiesta complessiva a regime di circa 530 milioni di Smc. Sotto il profilo dei costi di investimento per le infrastrutture venivano considerati 400 milioni di euro per depositi costieri e rigassificatori, 400 milioni di euro per la dorsale di trasporto e 550 milioni di euro per le reti di distribuzione. I costi di esercizio della rete di trasporto nella SEN 2017 vengono stimati in circa 9 milioni di euro all’anno. Dal punto di vista dei benefici, in modo molto sommario, il documento del Governo stimava i benefici legati ai minori costi di approvvigionamento energetico consentiti dalla disponibilità del gas naturale e ai minori costi per le emissioni di CO₂, complessivamente pari a circa 160 milioni di euro. A questi minori costi venivano sommati ulteriori 700 milioni di euro di benefici legati al rilancio della competitività.

1.2.1.4 Il piano nazionale energia e clima (2020)

A gennaio 2020 il Governo italiano ha inviato a Bruxelles il Piano nazionale integrato energia e clima per l’Italia (PNEC). La proposta di PNEC era stata oggetto di una consultazione pubblica da parte del MiSE, e sottoposta anche alla procedura di valutazione ambientale strategica (VAS) attivata nel mese di aprile 2019. Gli esiti della VAS sono stati formalizzati dal MATTM il 31/12/2019 e non sono emerse indicazioni specifiche su aspetti ambientali inerenti le filiere degli usi finali del GNL.

⁵ SEN 2017 – 10 novembre 2017. Allegato II, pg 302.

In sede di Conferenza Unificata, il 18 dicembre 2019 il Governo ha recepito una serie di proposte di modifica del PNEC avanzate dalle regioni in relazione al processo di metanizzazione della Sardegna finalizzate a favorire la realizzazione della dorsale di trasporto del gas naturale.

La notifica definitiva alla UE era prevista entro la fine del 2019, ma il testo definitivo del PNEC è stato diffuso il 21 gennaio 2020.

Il PNEC conferma e rafforza gli indirizzi del QSN-GNL e della SEN 2017 per quello che riguarda gli obiettivi di sviluppo della filiera degli usi finali del GNL, ed in particolare:

- l'obiettivo di sviluppo della rete di distributori di GNL per mezzi pesanti per 800 punti di vendita al 2030;
- tra le misure per il settore dei trasporti vengono menzionati gli attuali incentivi erogati dal MIT per gli acquisti dei mezzi commerciali superiori a 3.5 t alimentati a GNL;
- vengono previste misure volte allo sviluppo dell'utilizzo del GNL per i trasporti marittimi e i servizi portuali, come l'emanazione di norme di defiscalizzazione per costruzione di depositi e/o distributori di GNL nei porti, la riduzione delle tariffe portuali per mezzi a GNL, forme di finanziamento finalizzato alla costruzione di depositi e di mezzi a GNL in coerenza con le politiche UE e misure di incentivo per la cantieristica navale a GNL;
- viene riproposta l'iniziativa di Introdurre aree SECA con limite 0.1 di zolfo per i combustibili marittimi;
- viene affermata la necessità di assicurare un **quadro di riferimento stabile** per favorire le decisioni di investimento del comparto industriale nel settore, prevedendo che le accise sul gas naturale, usato nei trasporti, anche nella forma di GNL, rimangano stabili sul valore attuale;
- vengono infine confermati gli obiettivi di sviluppo delle infrastrutture per la distribuzione del GNL come combustibile alternativo prevista dal Quadro Strategico Nazionale, e le sinergie di questi obiettivi con la metanizzazione della Sardegna tramite la *supply chain* SSLNG.

La versione definitiva del PNEC è stata modificata recependo le proposte avanzate dalle regioni in materia di metanizzazione della Sardegna, introducendo una serie di indicazioni che recuperano in parte orientamenti già presenti nella SEN 2017 e che non erano stati riproposti nello schema di PNEC posto in consultazione all'inizio del 2019.

In particolare a pg. 90 del PNEC, dedicata alle infrastrutture di trasmissione dell'energia per il settore del gas viene affermato che è opportuno e conveniente:

- I. rifornire di gas naturale le industrie sarde, le reti di distribuzione cittadine già esistenti (in sostituzione del propano) e già oggi compatibili con il gas naturale, e quelle in costruzione;
- II. sostituire i carburanti per il trasporto pesante;
- III. sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti;
- IV. alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il *phase-out* delle centrali alimentate a carbone;
- V. a valle dell'Analisi Costi Benefici avviata da RSE per conto di ARERA, che si prevede disponibile nella primavera 2020, si implementeranno gli interventi più adeguati per il trasporto del gas naturale;

- VI. che al fine di offrire agli utenti sardi connessi alle reti di distribuzione prezzi in linea con quelli del resto d'Italia, dovranno essere adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema e correlare il prezzo della materia prima al PSV.

Inoltre il PNEC stabilisce il phase-out dal carbone nella generazione termoelettrica entro il 2025. A questo fine il Ministero dello Sviluppo Economico ha avviato un tavolo di lavoro tecnico sul tema del phase-out del carbone dalla produzione elettrica, articolato per aree di mercato elettrico, oltre a un tavolo specifico per la Sardegna. I lavori di questo tavolo con coinvolgimento di tutte le Regioni interessate, oltre che degli operatori e delle parti sociali, sono finalizzati a individuare condizioni, percorsi accelerati e modalità per il phase out, mantenendo in sicurezza il sistema e prospettando soluzioni per far fronte alle esigenze occupazionali conseguenti al phase-out.

Con riferimento al processo di phase out dal carbone in Sardegna, il PNEC afferma anche che è in corso di valutazione una nuova interconnessione elettrica Sardegna - Sicilia - Continente, insieme a nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW localizzata nell'isola, nonché l'installazione di compensatori per garantire la funzionalità della rete elettrica nell'isola.

Il tavolo per il phase-out negli ultimi mesi ha fatto emergere orientamenti contrastanti, come quello della Regione che ritiene la data del 2025 troppo vicina per la chiusura della centrali a Carbone nell'isola, e quello di chi sostiene che non sarà necessaria la realizzazione di nuova capacità termoelettrica a gas naturale nell'isola, a fronte degli sviluppi attesi nella generazione elettrica da fonti rinnovabili e dalla determinazione di Terna per la realizzazione in tempi rapidi del progetto "Tyrrhenian Link" per una nuova interconnessione elettrica Sardegna - Sicilia - Continente. Tale tipo di dibattito ripropone le incertezze già emerse, al momento del varo della SEN 2017, sui volumi di richiesta dei gas naturale per la generazione termoelettrica negli scenari di transizione energetica della Sardegna.

1.2.1.5 Il comma 6 dell'articolo 60 del DL n. 76 del 16 luglio 2020

Il 16 luglio 2020 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto Legge n. 76 recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale (c.d. "DL Semplificazioni"). Il Comma 6 dell'articolo 60 del "DL Semplificazioni" introduce specifiche disposizioni normative finalizzate alla attuazione di quanto previsto dagli indirizzi del PNIEC per la metanizzazione della Sardegna (vedi paragrafo 1.2.1.4).

La nuova norma introdotta con Decreto Legge, che dovrà essere convertita in legge entro il 14 settembre, richiama preliminarmente un elenco di finalità (rilancio delle attività industriali, sostenibilità dei prezzi dell'energia, compatibilità ambientale, attuazione del PNIEC, decarbonizzazione dei consumi, phase-out dal carbone nella produzione elettrica), per conseguire le quali è considerato, anche ai fini tariffari, parte della rete nazionale di trasporto del gas naturale: *"l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa"*. L'ultimo periodo del comma 6 del "DL Semplificazioni" inoltre attribuisce al gestore della rete di trasporto (SNAM) il compito, entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del Decreto Legge: 1) di attivare *"una procedura per consentire la presentazione di richieste di allacciamento alla rete nazionale di trasporto"* a mezzo delle infrastrutture assimilate ad essa; e 2) di avviare *"le attività propedeutiche"* alla loro realizzazione.

La relazione illustrativa del Governo che accompagna il testo⁶ delle norme, introdotte con le procedure d'urgenza del Decreto Legge, offre ulteriori elementi per comprendere finalità e ratio di quanto previsto dal comma 6 dell'articolo 60 del "DL Semplificazioni".

Nella relazione il Governo, oltre a ribadire le finalità generali dell'intervento, richiama la sempre più ampia disponibilità di gas naturale liquefatto (GNL) a prezzi competitivi proveniente da molte parti del mondo; ed evidenzia che il PNIEC riconosce l'opportunità di dotare la Sardegna di un sistema di approvvigionamento di GNL a partire dai terminali nazionali, che consenta di alimentare i consumi termici non elettrificabili principalmente dei settori industriali, dei trasporti e della generazione elettrica.

Nella relazione viene affermato anche che: *"Condizione necessaria, però, al fine di garantire efficacia del sistema di approvvigionamento di GNL è che questo risponda pienamente all'esigenze di continuità, sicurezza e competitività delle forniture, in modo da garantire ai consumatori sardi pari condizioni, anche economiche, rispetto agli altri consumatori nazionali"*.

Nella relazione illustrativa vengono inoltre specificati alcuni elementi che dovrebbero caratterizzare il sistema di approvvigionamento di GNL dell'isola previsto dal PNIEC, per realizzare il quale vengono introdotte le norme del comma 6 dell'articolo 60 del "DL Semplificazioni". Tale sistema di approvvigionamento dovrebbe essere costituito da un collegamento – operato dal Transmission System Operator nazionale (SNAM) attraverso l'uso di "navette spola GNL dedicate" – tra i previsti terminali di rigassificazione GNL della Sardegna e quelli già operanti nell'Italia peninsulare. Tale collegamento secondo il Governo *"rappresenterebbe un'estensione - seppur virtuale - della rete di trasporto gas nazionale operata dal TSO, tale da consentire ai consumatori sardi di approvvigionarsi direttamente di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale al pari degli altri consumatori nazionali."* A tale fine la relazione esplicita che le nuove norme andranno accompagnate da un intervento regolatorio da parte di ARERA, e con il quale *"garantire la sostenibilità degli investimenti, gli ammodernamenti necessari ai terminali di rigassificazione nazionali per consentire il caricamento di GNL sulle navi spola nelle quantità necessarie, l'acquisto e l'esercizio delle stesse in numero e capacità sufficiente a garantire la continuità del servizio, nonché la realizzazione dei terminali di rigassificazione in Sardegna (preferibilmente da realizzare su base Floating Storage and Regassification Unit (FSRU), in modo da minimizzare l'impatto sul territorio e la flessibilità delle infrastrutture in ottica long term) da collocare in funzione della prevista distribuzione geografica dei consumi di gas industriali e termoelettrici, anche in relazione al phase out dal carbone e alla possibile installazione degli impianti di generazione alimentabili a gas nei limiti indicati dal PNIEC necessari per la stabilità della rete elettrica isolana."*

Il primo elemento da evidenziare è che con questa iniziativa il Governo ha ritenuto necessario integrare il quadro legislativo sulla base del quale si stanno sviluppando le iniziative per la metanizzazione della Sardegna e gli interventi regolatori collegati da parte dell'Arera.

In particolare non è chiaro quale sarà la relazione tra i nuovi interventi che l'Arera dovrebbe effettuare in base alle nuove norme del "DL semplificazioni", e gli esiti dello studio indipendente, finalizzato ad una più ampia valutazione delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della Sardegna, tenendo conto dei diversi progetti infrastrutturali riguardanti l'isola, sia nel settore del gas che in quello elettrico; che Arera ha affidato a RSE.

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

E' sicuramente rilevante l'introduzione nel testo della relazione del concetto di rete virtuale (virtual pipeline), anche se limitato alla rete di trasporto del gas naturale includendovi solo terminali di rigassificazione e le metaniere SSLNG da utilizzare per il trasporto. Non si comprendono le motivazioni per le quali dalla rete virtuale così configurata venga esclusa per la fase di trasporto la supply chain senza rigassificazione presso il terminale di ricevimento delle metaniere, e il successivo downstream del GNL tramite autocisterne criogeniche per il rifornimento dei depositi satellite a servizio delle reti distribuzione.

Altro elemento da comprendere è la limitazione della formula di "virtual pipeline" alle sole infrastrutture italiane regolate di approvvigionamento del GNL che appare in contrasto con le regole generali del mercato unico della UE.

1.2.1.6 Regolazione delle infrastrutture per l'approvvigionamento di GNL e la metanizzazione della Sardegna

Nel marzo 2017 l'ARERA con la **delibera 141/2017/R/gas (16/3/2017)**, ha avviato il procedimento per la formazione dei provvedimenti previsti dal Dlgs n. 257/2016 in materia di: regolazione delle infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL finalizzate allo sviluppo della rete di trasporto nazionale (art 9); e per la disciplina di separazione contabile delle attività per il downstream per gli usi finali del GNL presso i terminali di rigassificazione regolati (art. 10);

Per gli stoccaggi di GNL connessi o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale previsti dall'articolo 9 del Dlgs, con la delibera 141/2017/R/gas l'ARERA si era orientata per definire una prima regolazione delle condizioni di accesso. Su questo ambito il regolatore richiamava l'articolo 9, commi 1 e 2, ed evidenziava che ciò "comporta, innanzi tutto, che le condizioni di accesso e di erogazione, anche economica, dei servizi offerti mediante tali infrastrutture, sono sottoposte alle funzioni di regolazione di ARERA, anche ai sensi dell'articolo 23 e 24, del decreto legislativo 164/00.»

Per le attività di *downstream* del GNL dei terminali di rigassificazione, l'ARERA con la delibera 141/2017/R/gas aveva avviato anche il procedimento per la formazione dei provvedimenti per disciplinare la separazione contabile dei servizi SSLNG e determinare le modalità che evitino oneri a carico delle tariffe regolate. La delibera evidenziava che: "i servizi di *Small Scale* LNG possono incidere sull'operatività dei servizi regolati dall'Autorità offerti dai terminali di GNL, e le condizioni contrattuali dei servizi *Small Scale* LNG possono interferire sulle condizioni di accesso ed erogazione dei servizi regolati definite dall'Autorità e declinate dall'impresa nell'ambito del proprio codice di rigassificazione; in merito a tali possibili profili di interferenza, l'Autorità è tenuta a esercitare le sue funzioni di regolazione per garantire un efficace coordinamento tra i servizi, nella prospettiva della promozione dell'efficienza del servizio di rigassificazione, della concorrenza, della tutela del consumatore finale e degli utenti dei servizi regolati offerti dai terminali di GNL". L'ARERA, alla luce di questa premessa, ha deliberato di approfondire il perimetro e le attività riconducibili ai servizi *Small Scale* LNG forniti dai terminali di GNL, sia al fine di adottare un'adeguata disciplina in materia di obblighi di separazione contabile, sia al fine di verificare la sussistenza di eventuali esigenze di coordinamento tra tali servizi e quelli regolati dall'Autorità nella prospettiva della promozione dell'efficienza, della concorrenza e della tutela del cliente finale. L'ARERA, oltre a quanto indicato dal legislatore ai commi 2 e3 dell'articolo 10, aveva quindi stabilito anche di verificare la sussistenza di eventuali esigenze di coordinamento tra i servizi regolati e i nuovi servizi.

Regolazione servizi SSLNG presso terminali di rigassificazione e depositi ex art. 9 Dlgs n. 257/2016

La delibera 168/2019/R/gas ha definito i **criteri di regolazione per la separazione contabile** dei servizi SSLNG presso le infrastrutture di rigassificazione regolate confermando gli orientamenti del DCO/590/2018/R/gas e introducendo modifiche al TIUC (Testo Integrato Umbundling Contabile)⁷ e al TIRG (Testo Integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto)⁸.

L'Autorità ha modificato il TIUC nelle parti dove sono definite le attività di rigassificazione, e ha incluso i **servizi SSLNG nelle "attività diverse" di carattere libero e non regolato già previste dal TIUC**. Secondo l'Autorità la classificazione le attività denominate "attività diverse", utilizzando le regole del TIUC, consentirà di ottenere una chiara rappresentazione contabile delle attività svolte e quindi di evitare possibili sussidi incrociati tra queste.

Per l'**accesso ai servizi SSLNG**, l'Autorità distingue **due casi** riferiti alla modalità di gestione della capacità funzionale all'erogazione dei servizi SSLNG :

- 1) quello in cui servizi SSLNG vengano assicurati dalla capacità una **facility esclusivamente dedicata** a tali servizi,
- 2) quello in cui i servizi SSLNG vengano offerti impegnando una parte della **capacità offerta agli utenti del servizio di rigassificazione** regolato.

Sulla base di questa distinzione l'Arera ha stabilito le regole di accesso ai servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 del Dlgs n. 257/2016 (valide anche per l'accesso ai servizi SSLNG presso i terminali di rigassificazione regolati):

- Nel caso di **capacità dedicata**, l'accesso ai servizi SSLNG sarà basato su **procedure non discriminatorie** definite dai gestori, evitando però che venga compromessa la capacità di *rigassificazione*.
- Nel caso di servizi SSLNG **che impegnano parte della capacità di rigassificazione**, l'Autorità ha definito che i soggetti interessati debbano disporre di capacità di rigassificazione tramite la partecipazione alle **procedure di conferimento definite ai sensi del TIRG**.

I gestori delle infrastrutture di rigassificazione regolate dovranno **rendere pubbliche le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione dei servizi SSLNG**, e offrire tali servizi in modo non discriminatorio.

Infine La delibera 168/2019/R/gas del 7 maggio 2019 ha demandato la definizione delle tariffe per i servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 del Dlgs n. 257/2016, alla disciplina sulla regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL (RTRG) di cui era già in corso il procedimento di periodica revisione.

Criteri di regolazione tariffaria dei servizi SSLNG presso i depositi ex art 9 Dlgs 257/2016

L'Arera ha definito la regolazione tariffaria per i servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 Dlgs 257/2016 con la **delibera 474/2019/R/gas** del 19 novembre 2019, che ha approvato il nuovo testo integrato della "Regolazione Tariffaria per il servizio di Rigassificazione del Gas naturale liquefatto per il quinto periodo di regolazione 2020-2023" (RTRG)⁹

⁷"TESTO INTEGRATO DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ 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, DEL GAS E PER I GESTORI DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO E RELATIVI OBBLIGHI DI COMUNICAZIONE", Arera - <https://www.Arera.it/allegati/docs/16/137-16all.pdf>

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

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

In materia di regolazione tariffaria, l’Autorità ha adottato un **approccio di netback pricing**, con la retrocessione di parte dei ricavi dei nuovi servizi SSLNG per la **copertura dei costi comuni**. La valorizzazione della retrocessione dei ricavi viene quindi determinata **in base alla modalità di gestione della capacità adottata**:

- Nel caso di **capacità dedicata, una quota dei ricavi dai servizi SSLNG è portata in riduzione dei ricavi di riferimento del servizio di rigassificazione**;
- Nel caso di **capacità concorrente** (ovvero impiegando la medesima capacità di rigassificazione per i servizi SSLNG), **il gettito derivante dal conferimento della capacità per servizi SSLNG concorrerà alla copertura dei costi comuni sarà considerato come ricavo effettivo** in caso di applicazione di eventuali fattori correttivi dei ricavi **per il servizio di rigassificazione**.

Nel caso di nuove infrastrutture di rigassificazione regolate, l’Autorità ha adottato un approccio coerente con quello per i servizi SSLNG presso i terminali regolati esistenti.

Con la delibera 474/2019/R/gas l’Autorità ha determinato, in particolare con l’articolo 27 del RTRG, le modalità per la copertura dei costi comuni attribuibili ai servizi SSLNG in ragione delle due modalità di fornitura dei servizi: 1) con capacità condivisa con il servizio di rigassificazione; o 2) tramite capacità dedicata ai servizi SSLNG.

1) Nel caso di **servizi SSLNG erogati impegnando la medesima capacità di rigassificazione** (quando l’accesso all’infrastruttura avviene per mezzo delle procedure concorsuali previste per il conferimento della capacità di rigassificazione stabilite dal TIRG), il gettito derivante dal conferimento della capacità di rigassificazione concorre alla copertura dei costi comuni.

2) Nel caso di capacità dedicata ai servizi SSLNG aggiuntiva rispetto a quella autorizzata per l’erogazione del servizio di rigassificazione, una quota percentuale dei ricavi derivanti dalla fornitura dei servizi SSLNG è portata in riduzione dei ricavi di riferimento per il servizio di rigassificazione. Tale percentuale è determinata forfettariamente in misura pari al 50% dei ricavi netti conseguiti dall’erogazione dei servizi SSLNG, dedotti i costi direttamente attribuibili a tali servizi.

Regolazione servizi di rigassificazione presso depositi SSLNG ex art. 9 Dlgs n. 257/2016

La delibera Arera 168/2019/R/gas del 7 maggio 2019

Con la **delibera 168/2019/R/gas** del 7 maggio 2019 l’Arera ha definito i criteri di regolazione per l’accesso e di erogazione anche economica dei servizi di rigassificazione presso i depositi di GNL ex art. 9 Dlgs 257/2016, confermando gli orientamenti del DCO/590/2018/R/gas.

La regolazione è prevista solo per i depositi di stoccaggio dichiarati strategici dal MiSE in base alle analisi costi-benefici presentate dai proponenti e sentita l’ARERA secondo quanto previsto dall’art. 9 del Dlgs 257/2016, ed esclusivamente per i **depositi che sono già effettivamente connessi alla rete di trasporto e che svolgono l’attività di rigassificazione**.

Viene **istituito un meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento afferenti al servizio di rigassificazione dei depositi di GNL considerati strategici ai sensi dell’art. 9 del Dlgs 257/2016**. Per tale meccanismo l’Autorità ha stabilito che:

- 1. avrà **un’applicazione limitata al solo periodo di avviamento dell’attività**;
- 2. il **livello di copertura dei ricavi non potrà essere superiore a quello previsto per i terminali di rigassificazione** ai sensi dell’art. 19 del RTRG.

Con la delibera 168/2019/R/gas viene inoltre stabilito che le modalità applicative di questo meccanismo in termini di **livello di copertura e durata del periodo di applicazione verranno definite nell'ambito dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione per il V periodo di regolazione, che entrerà in vigore dal 2020**. Anche in queste infrastrutture l'accesso al servizio di rigassificazione è sempre prioritario rispetto ai servizi SSLNG.

il DCO Arera 391/2019/R/gas del 26 settembre 2019

Seguendo il percorso indicato dalla delibera 168/2019/R/gas, l'Arera ha adottato **il DCO 391/2019/R/gas del 26 settembre 2019** su **"CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE"**, in cui ha messo in consultazione anche i propri orientamenti finali sulle modalità applicative del meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento afferenti al servizio di rigassificazione dei depositi di GNL considerati strategici ai sensi dell'art. 9 del Dlgs 257/2016.

Il DCO 391/2019/R/gas prospettava **una durata dell'applicazione del fattore di copertura compresa tra 3 e 5 anni**, al fine di consentire a tali infrastrutture di disporre di un adeguato intervallo temporale per la commercializzazione dei loro servizi

Con riferimento al **livello di copertura dei ricavi di riferimento** afferenti al servizio di rigassificazione dei depositi di GNL considerati strategici ai sensi dell'art. 9 del Dlgs 257/2016, l'Autorità nel DCO 391/2019/R/gas, manifestava l'orientamento di utilizzare il principio, proposto anche per i nuovi terminali di rigassificazione, di utilizzare **una quota di ricavo pari o inferiore al 64%**, stabilita caso per caso sulla base degli esiti di una specifica analisi costi-benefici presentata dal promotore dell'iniziativa.

La delibera Arera 474/2019/R/gas del 19 novembre 2019

L'Arera con la **delibera 474/2019/R/gas** del 19 novembre 2019 ha approvato il nuovo testo dei "CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE (2020-2023)" (RTRG), che all'articolo 28 disciplina il meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento per i depositi di GNL ex art. 9 del Dlgs n. 257/2016.

Con la delibera 474/2019/R/gas **l'Autorità ha stabilito una durata dell'applicazione del meccanismo di copertura dei ricavi pari a 4 anni**, al fine di offrire a tali infrastrutture un congruo intervallo di tempo per la commercializzazione dei loro servizi, e **un livello di copertura pari ad un valore percentuale, inferiore o uguale al 64%**, determinato caso per caso dall'Autorità sulla base dell'analisi costi-benefici presentata dal gestore che dimostri l'utilità di tale infrastruttura per il sistema del gas.

Regolazione per i depositi costieri SSLNG ex art. 10 Dlgs n. 257/2016

Riguardo il **campo di applicazione dell'articolo 9 del Dlgs 257/2016**, il regolatore aveva espresso i propri orientamenti nel **DCO 590/2018/R/gas del 20/11/2018**, affermando che non rientrano in questa fattispecie:

- né i depositi di Gnl che hanno come finalità prevalente l'erogazione di servizi di SSLNG e sono connessi alla rete di trasporto esclusivamente per l'immissione in rete del *boil-off gas* che si produce nei serbatoi criogenici;
- nè i depositi di Gnl connessi e funzionali all'immissione di gas nelle sole reti di distribuzione.

In base a tale tipo di scelta, le due casistiche di depositi costieri SSLNG soprarichiamate vengono considerate come facenti parte del campo di applicazione dell'articolo 10 del Dlgs n. 257/2016

Depositi costieri SSLNG ex art. 10 connessi alla rete di trasporto per la sola gestione del boil-off gas

A proposito degli impianti di stoccaggio del GNL che necessitano di essere allacciati alla rete di trasporto nazionale del gas naturale, al fine esclusivo di immettere i quantitativi relativi al boil-off generato dall'impianto stesso, secondo il regolatore, con gli **orientamenti già espressi nel DCO 590/2018/R/gas del 20/11/2018**, appariva possibile assoggettare tali richieste alle procedure previste dai codici di rete delle imprese di trasporto per la realizzazione di nuovi punti di consegna da produzione nazionale di gas naturale. Inoltre l'Autorità affermava che anche in relazione al conferimento della capacità presso i punti di consegna alla rete di trasporto, i suddetti impianti di stoccaggio del GNL potessero, analogamente alle disposizioni per l'allacciamento, seguire i criteri di conferimento della capacità ai punti di consegna da produzioni nazionali di gas naturale contenute nei codici di rete.

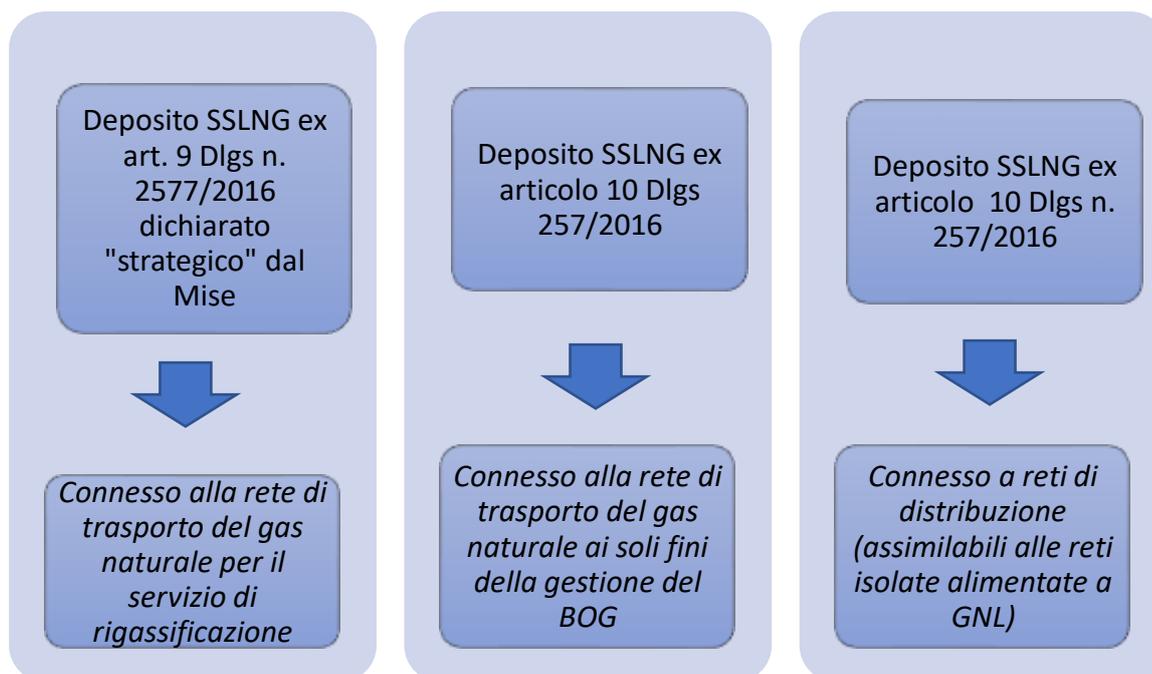
Con la **deliberazione ARERA 648//2018/R/gas dell'11 dicembre 2018**, dopo una fase di consultazione pubblica, è stata **approvata la proposta di modifica del codice della rete** di trasporto di SNAM RETE GAS S.p.A. **per la connessione di depositi di GNL non regolati (ex articolo 10 del Dlgs 257/2016) ai fini della sola gestione del boil-off**, ritenendola coerente con l'efficiente funzionamento del sistema dell'infrastruttura.

Tale scelta è stata confermata con la **delibera 168/2019/R/gas** del 7 maggio 2019, in cui all'articolo 1, comma 1.3 è stato stabilito che *"I depositi di Gnl connessi alla rete di trasporto gas ai soli fini dell'immissione in rete del boil-off gas, che quindi non sono dotati di impianti funzionali al processo di rigassificazione e non svolgono il servizio di rigassificazione come attività caratteristica, non sono sottoposti alle funzioni di regolazione tariffaria e dell'accesso dell'Autorità."*

Depositi costieri SSLNG ex art. 10 connessi e funzionali all'immissione di gas nelle sole reti di distribuzione

Questa fattispecie è riferita al caso dei depositi costieri ex art 10 connessi e funzionali all'immissione di gas naturale nelle sole reti di distribuzione che sono esclusi dal campo di applicazione dei depositi costieri ex articolo 9 in quanto non connessi ad un punto di ingresso della rete di trasporto del gas naturale così come individuata dalla normativa vigente.

Figura 1.1 Depositi costieri SSLNG e reti del gas naturale



Fonte: elaborazione STF

1.2.1.7 Regolazione per la rete di trasporto del gas naturale in Sardegna e nell'Arcipelago Toscano

Attualmente sono all'esame dell'Arera, nell'ambito della valutazione dei piani di sviluppo della rete di trasporto 2020-2029, sia il progetto di Enura per la rete dorsale sarda della Sardegna, che il progetto di ITG del metanodotto di collegamento Piombino-Isola d'Elba.

L'esito della valutazione dell'Arera per questo tipo di infrastrutture è determinante per accedere alla regolazione che garantisce la remunerazione di tali infrastrutture tramite la copertura dei loro costi nell'ambito delle specifiche componenti delle tariffe del gas naturale.

L'ultima valutazione dell'Arera su questi due progetti è stata effettuata con la deliberazione 335/2019/R/gas del 30 giugno 2019.

Il progetto di rete dorsale di trasporto sarda nel Piano di Sviluppo 2020-2029 di Enura

A maggio 2020 nell'ambito della consultazione prevista dalla procedura dell'Arera per la valutazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto 2020-2029 è stato reso disponibile anche quello di Enura.

Il Piano di decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2020-2029 di Enura prevede come iniziativa di sviluppo il progetto di realizzazione della dorsale sarda.

Il progetto era presente anche nei precedenti piani di sviluppo di S.G.I. SpA e di Snam SpA, già sottoposti alla valutazione dell'Arera. L'ultima valutazione di Arera sul progetto di dorsale sarda è quella contenuta nella deliberazione 335/2019/R/gas¹⁰ del 30 giugno 2019.

Innanzitutto l'Arera, in riferimento al progetto di "metanizzazione della Sardegna" presentato congiuntamente da Snam e S.G.I., affermava che gli elementi informativi e l'analisi costi-benefici presentata non tenevano conto adeguatamente delle prospettive di sviluppo energetico dell'isola, e ravvisava la necessità che venissero forniti ulteriori elementi rilevanti ai fini della valutazione dei benefici e dei costi del progetto.

Inoltre Arera evidenziava la necessità di considerare definitivamente superato il progetto "Galsi", che continuava ad essere presente nel piano di sviluppo di Snam.

Altro elemento evidenziato dall'autorità era la necessità di tenere conto che gli scenari coordinati tra elettricità e gas assumono particolare rilevanza ai fini della valutazione dei benefici del progetto di metanizzazione della Sardegna. Sottolineava quindi l'opportunità di valutare congiuntamente queste tipologie di sviluppo infrastrutturale, secondo una logica di sviluppo energetico complessivo della Sardegna. Sulla base di queste considerazioni l'autorità concludeva decidendo di posporre la propria valutazione, richiedendo ai proponenti i predisporre e pubblicare un'analisi costi-benefici con i requisiti minimi previsti dalla deliberazione 468/2018/R/gas, da elaborare sulla base delle indicazioni e degli scenari del PNIEC.

Infine l'autorità assumeva la decisione di avviare un proprio studio indipendente, finalizzato ad una più ampia valutazione delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della Sardegna, tenendo conto dei diversi progetti infrastrutturali riguardanti l'isola, sia nel settore del gas che in quello elettrico.

A questo fine, l'autorità decideva di affidare la realizzazione dello studio a RSE.

Il progetto è stato ripresentato nel piano 2019-2020 di ENURA ed è nuovamente soggetto alla valutazione che verrà formulata alla conclusione della procedura attualmente in corso presso l'Arera.

La nuova valutazione dell'Arera sarà quindi basata sia sulla nuova analisi costi-benefici del proponente che sugli esiti dello studio commissionato a RSE.

Come visto nel paragrafo 1.2.1.4 gli esiti di questo studio vengono considerati determinanti anche dal PNEC per indirizzare il completamento del quadro regolatorio per la metanizzazione della Sardegna.

La valutazione dell'Arera sul progetto di collegamento Piombino – Isola d'Elba

L'ultima valutazione di Arera sul progetto di collegamento Piombino – Isola d'Elba è quella contenuta nella deliberazione 335/2019/R/gas¹¹ del 30 giugno 2019.

Questa deliberazione contiene la valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto relativi agli anni 2017 e 2018. Per l'intervento Piombino-Isola d'Elba incluso nel piano di I.T.G. SpA, l'autorità evidenzia come non siano state fornite sufficienti informazioni in relazione alle prospettive di penetrazione di gas naturale, anche nell'ottica di sviluppo energetico complessivo dell'isola. Inoltre si rimarca che condizione necessaria, ma non sufficiente, per la sostenibilità del progetto è la realizzazione della rete di distribuzione da parte della stazione appaltante, che dev'essere anch'essa sottoposta ad analisi costi-benefici. L'autorità ritiene quindi che per l'intervento Piombino-Isola d'Elba incluso nel piano di I.T.G. SpA la parzialità degli elementi informativi non consenta di disporre elementi sufficienti per esprimere una valutazione approfondita e che pertanto sia opportuno che tale valutazione prosegua nell'ambito dei piani 2019 e 2020.

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

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

L'intervento è stato quindi ripresentato nel piano 2019-2020 e sarà nuovamente soggetto alla valutazione che verrà formulata alla conclusione della procedura attualmente in corso presso l'Arera.

I nuovi orientamenti del Governo (PNEC) e le recenti decisioni dell'ARERA (Deliberazione 335/2019/R/gas), sulla regolazione per la dorsale sarda rinviano agli esiti dell'analisi costi-benefici ancora in corso sulle opzioni infrastrutturali di metanizzazione della Sardegna che ARERA ha affidato a RSE. Questo quadro non consente agli operatori interessati di prendere delle decisioni di investimento per la dorsale sarda e i depositi costieri con impianto di rigassificazione. Tale incertezza (oltre a quella di tempi e modi del phase-out dal carbone) si riflette sul rilievo che la filiera degli usi finali del GNL potrà avere nel processo di metanizzazione della Sardegna nel medio lungo periodo.

1.2.1.8 Regolazione delle reti di distribuzione e filiera del GNL

Lo sviluppo delle infrastrutture per la distribuzione del GNL è stato trattato dal legislatore italiano nell'ambito della normativa per i combustibili alternativi (dlgs 257/2016 di recepimento della direttiva 2014/94/UE) estendendo il campo di intervento anche ad "altri usi", ulteriori rispetto quelli nel trasporto.

La finalità di questa estensione è quella di sfruttare le nuove infrastrutture non solo per gli usi finali del GNL nei trasporti (stradale e marittimo), ma anche per le utenze industriali e civili non servite dalla rete del gas naturale. Le potenzialità di penetrazione del GNL, distribuito tramite autocisterne criogeniche che riforniscono depositi satellite stimate dal Quadro Strategico per il GNL, indicano per il 2030 una richiesta tra 300.000 e 600.000 t per le utenze civili alimentate da reti isolate. In particolare, nel caso delle utenze civili *off-grid*, lo scenario infrastrutturale previsto è quello della diffusione di reti di distribuzione di gas naturale isolate alimentate da depositi satellite di GNL dotati di impianti di vaporizzazione (o rigassificazione locale).

A fine 2016 il legislatore ha dunque introdotto una nuova fattispecie di reti di distribuzione del gas naturale (articolo 14 del dlgs.), costituita dalle reti isolate di GNL, e ha compiuto in modo chiaro la scelta di tenerle fuori dagli ambiti nazionali di distribuzione gas e a dalla regolazione connessa per il servizio di distribuzione misura e vendita. Per queste reti è dunque prevista una regolazione in linea con quella delle reti isolate alimentate da gas diversi dal gas naturale come il GPL o l'aria propanata.

Nel primo semestre 2017 l'ARERA ha compiuto i primi passi per definire gli interventi per le reti isolate di GNL, da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale alimentate mediante GNL non interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o con reti di trasporto regionale (Delibera 324/2017/R/GAS). confermando l'impostazione tariffaria in analogia con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate, definita in parte nel Testo Integrato per la distribuzione del gas naturale (RTDG), in parte nel Testo Integrato per la vendita gas (TIVG).

In base a questa impostazione i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura devono coprire i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate, e il costo dei depositi di stoccaggio criogenico e dei rigassificatori locali (o vaporizzatori) direttamente connessi alle reti canalizzate di distribuzione. Questa regolazione troverà applicazione in ciascun ambito costituito dall'insieme delle località fornite con reti isolate alimentate mediante GNL appartenenti alla medesima Regione e servite dalla medesima impresa distributrice, distinto però dall'ambito dei gas diversi. I corrispettivi relativi al servizio di

vendita verranno definiti secondo criteri di efficienza e rifletteranno le specificità dei costi di tale servizio. L'ARERA aveva stabilito che il procedimento si concludesse entro la fine del 2017.

Nel primo semestre del 2018 con il DCO 216/2018/R/gas Arera ha formulato e messo in consultazione i propri orientamenti per dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 14 del Dlgs n. 257/2016, solo con riguardo ai profili tariffari relativi a costi delle infrastrutture di rete e rimandando ad un successivo documento per la remunerazione del servizio di vendita, senza menzionare esplicitamente gli aspetti inerenti alla componente dei costi di approvvigionamento. Per consentire una completa attuazione della regolazione delle reti isolate a GNL è verosimile che la regolazione dei profili tariffari connessi alla componente approvvigionamento saranno affrontati insieme a quelli della vendita. In questo ambito si profila come particolarmente critico il problema dell'individuazione di un indice di prezzo del GNL per l'aggiornamento della componente relativa alla materia prima, per l'assenza di indici di prezzo con i requisiti necessari nell'area del Mediterraneo.

Successivamente, nella prima metà del 2019 il tema delle reti isolate a GNL è stato inserito anche nel DCO ARERA 170/2019/R/gas finalizzato a mettere in consultazione gli orientamenti dell'autorità per il quinto periodo di regolazione delle reti distribuzione con un approccio complessivo a tutti i tipi di reti di distribuzione. La Parte VI del DCO 170/2019/R/gas è specificamente dedicata agli «Orientamenti in relazione al trattamento delle reti isolate in cui è distribuito il gas naturale», in cui vengono confermati gli indirizzi specifici già formulati con il DCO 216/2018/R/gas del 05/04/2018 per le reti isolate alimentate a GNL.

In questa parte del DCO viene trattato anche il tema delle reti di distribuzione alimentate a gas naturale compresso (GNC) con carro bombolaio, che fino a oggi sono state regolate come le reti di distribuzione connesse alla rete di trasporto. Il trattamento, che consentiva la perequazione negli ambiti tariffari gas, era stato motivato dal fatto che fino a pochi anni fa l'alimentazione a GNC da carro bombolaio era costituita da pochissimi casi per limitati periodi transitori, in attesa della connessione alla rete di trasporto. A fronte dell'incremento dei casi di reti isolate alimentate a GNC e all'allungamento dei tempi di esercizio in questo assetto, l'Autorità per evitare comportamenti opportunistici si è orientata a prevedere che vengano trattate come reti isolate a GNL, dopo che sia trascorso un determinato lasso di tempo senza che venga effettuata la connessione alla rete di trasporto.

Nel DCO 170/2019/R/gas veniva esplicitato anche l'orientamento dell'Autorità per l'istituzione di un ulteriore ambito tariffario specifico per la Sardegna per le reti di distribuzione connesse alla rete dorsale sarda di trasporto in progetto. Nella Sezione 8, dedicata ai criteri di allocazione dei costi agli utenti, viene affermato che: «Rispetto allo sviluppo del servizio nelle aree non metanizzate del paese assume particolare rilevanza il progetto di metanizzazione della Sardegna, in relazione al quale l'Autorità è orientata a prevedere l'istituzione di uno specifico e ulteriore ambito tariffario, al fine di favorire uno sviluppo efficiente del servizio.».

Il procedimento dell'Arera per dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 14 del Dlgs n. 257/2016 si è concluso a fine 2019 con La Delibera 570/2019/R/gas che ha approvato la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025, e che ha definito anche la regolazione per le reti isolate alimentate a GNL o GNC.

Con riguardo alla Sardegna, la Delibera 570/2019/R/gas ha confermato l'ipotesi di istituzione di un nuovo ambito tariffario specifico per l'isola, soluzione che riduce le possibilità di perequazione tariffaria rispetto agli altri ambiti, che hanno dimensioni pluriregionali.

La Delibera 570/2019/R/gas, oltre a confermare l'istituzione di un nuovo ambito tariffario per la Sardegna, ha stabilito di prevedere un regime transitorio di durata massima di 3 anni durante il quale venga applicata una specifica componente tariffaria CE (€/PdR) applicata ai soli PdR sardi, pari alla differenza tra il livello della tariffa obbligatoria sarda e il livello dell'Ambito tariffario meridionale.

La Delibera 570/2019/R/gas inoltre ha disposto che le reti isolate a GNL e GNC in Sardegna possano presentare istanza per assimilazione alle reti interconnesse anche in assenza di un piano di interconnessione già approvato. Il caso delle reti isolate sarde rappresenta, in questo, un'eccezione rispetto alla regolazione generale per le reti isolate nel resto dell'Italia, che prevede questo regime di assimilazione solo per un periodo massimo 5 anni e solo in presenza di un progetto approvato di interconnessione alla rete di trasporto.

In sostanza le decisioni dell'autorità, anche in caso di realizzazione della rete dorsale sarda di trasporto, stabiliscono per la regolazione tariffaria delle reti di distribuzione un regime transitorio di sostegno alla fase di avviamento della metanizzazione dell'Isola; ma a regime escludono una socializzazione dei costi specifici delle infrastrutture del gas naturale al di fuori del perimetro regionale. Tale orientamento è coerente con altri recenti interventi dell'Arera volti a porre un tetto ai costi di ampliamento della rete del gas naturale in tutto il territorio nazionale.

1.2.2 Francia

1.2.2.1 Politiche energetico ambientali

Avviso per la raccolta di manifestazioni di interesse per la realizzazione dell'infrastruttura di approvvigionamento di GNL della Corsica (2016)

Una prima iniziativa del governo francese per dare attuazione a quanto previsto dalla programmazione pluriennale energetica per la Corsica, approvata nel 2015 (vedi paragrafo 1.3.2), è stata la pubblicazione di un avviso (pubblicato nel marzo 2016) per la raccolta di manifestazioni di interesse per iniziative volte realizzare l'infrastruttura necessaria per l'approvvigionamento di gas naturale delle centrali termoelettriche della Corsica. Lo schema infrastrutturale indicato dall'avviso prevedeva un terminale di stoccaggio e rigassificazione galleggiante (FSRU) da 40.000 m³ di GNL, ancorato al largo di Lucciana. La modalità prevista di approvvigionamento del terminale era l'utilizzo di navi metaniere di piccola scala operanti nel Mediterraneo. Lo schema infrastrutturale per il quale si richiedeva la manifestazione d'interesse comprendeva anche la realizzazione delle opere di trasporto del gas naturale dal terminale a terra e dal punto di approdo a terra fino alle due centrali termoelettriche di Lucciana e Ajaccio. Il bando precisava che, al fine di realizzare lo schema infrastrutturale di approvvigionamento di gas naturale sopra descritto, le manifestazioni di interesse dovranno avere come oggetto l'identificazione di operatori in grado di costruire, realizzare e gestire l'infrastruttura prevista.

Per la partecipazione, il bando prevedeva una valutazione preliminare di costi e condizioni alle quali gli operatori sarebbero disponibili a realizzare l'infrastruttura e gestire i servizi previsti. Non sono disponibili gli esiti di questa procedura.

Bando di gara per la realizzazione delle infrastrutture di approvvigionamento del gas naturale

Il 17 febbraio 2020 è stato pubblicato, sul Bollettino Ufficiale degli annunci degli acquisti pubblici della Francia¹², un bando di gara per la selezione di un operatore per la realizzazione e la gestione di un'infrastruttura di approvvigionamento di gas naturale delle centrali termoelettriche in Corsica. La descrizione di sintesi del bando ricorda che l'alimentazione a gas naturale delle centrali termoelettriche in sostituzione di combustibili petroliferi costituisce un obiettivo in termini di miglioramento della qualità dell'aria e riduzione delle emissioni di gas-serra. Viene inoltre ricordato che la procedura di selezione non pregiudica né quella per la definizione della regolazione dell'autorità per l'energia francese circa il regime tariffario (vedi paragrafo successivo), né quelle dei procedimenti autorizzativi necessari a realizzare le infrastrutture.

La scadenza per la presentazione di offerte è prevista per il 31 luglio 2020.

1.2.2.2 Regolazione

Il 16 gennaio 2020 l'autorità per l'energia francese (Commission de Regulation de l'énergie – CRE) ha approvato la deliberazione n. 2020-004¹³ recante orientamenti sulle modalità di copertura dei costi del servizio pubblico energetico delle infrastrutture per l'alimentazione di gas naturale della Corsica, e sulla regolazione tariffaria applicabile a queste infrastrutture. L'autorità francese, illustrando il contesto e la finalità della deliberazione, parte dalle previsioni del PPE Corse adottato nel 2015, dagli orientamenti espressi dal capo del governo francese nel luglio 2019 e dal parere favorevole espresso il 3 ottobre 2019 dal consiglio dell'energia, dell'aria e del clima della Corsica. La deliberazione dell'autorità ricorda anche che è prevista l'attivazione di una procedura per selezionare l'operatore destinato a sviluppare, costruire e gestire l'infrastruttura di alimentazione del gas naturale per la Corsica, con l'obiettivo principale di alimentare le centrali termoelettriche. L'autorità evidenzia inoltre che tali infrastrutture potenzialmente potrebbero essere destinate anche a fornire il GNL per finalità di utilizzo nei trasporti. L'obiettivo della deliberazione è di illustrare gli orientamenti dell'autorità di compensazione dei costi dei produttori di energia elettrica ai fini del servizio pubblico di fornitura dell'energia all'isola e al quadro di regolazione tariffaria che potrà essere applicata l'infrastruttura di approvvigionamento di gas naturale della Corsica.

1.3 Politiche regionali e locali

1.3.1 Sardegna

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

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

Le politiche di metanizzazione della Sardegna nascono con L'Accordo Programma Quadro (APQ) tra Stato e Regione per la metanizzazione dell'isola sottoscritto il 12 aprile 1999. L'APQ aveva tre finalità fondamentali:

- 1) l'esame delle alternative tecniche possibili e progettazione del sistema economicamente più efficace per l'adduzione di metano all'isola;
- 2) la progettazione e realizzazione di nuove reti di distribuzione di gas, ed estensione di quelle esistenti, negli agglomerati urbani e nei centri industriali della Sardegna; interconnessione delle reti in un sistema integrato;
- 3) la preparazione della gara internazionale e la progettazione di un sistema di adduzione del metano alla Sardegna.

In una prima fase successiva all'APQ l'orientamento prevalente come soluzione tecnica, e sistema economicamente più vantaggioso, per l'adduzione del metano in Sardegna verteva sull'ipotesi di realizzare dei terminali di rigassificazione. Successivamente con la nascita del progetto di metanodotto GALSI dall'Algeria all'Italia la Regione Sardegna si è orientata verso questa soluzione, sancendone la scelta con il Piano Energetico Regionale del 2003.

Nello stesso tempo, come illustrato nel paragrafo XXX, nell'ambito dell'attuazione dell'APQ viene finanziato un primo stralcio di interventi per la realizzazione delle reti di distribuzione nei quattro capoluoghi provincia (finanziate con il piano di metanizzazione del mezzogiorno 1999-2001). Negli anni successivi, nella prospettiva del progetto GALSI, tra il 2004 e il 2005 viene definito¹⁴ e finanziato un Piano regionale di metanizzazione per le reti urbane che prevede la ripartizione dell'isola in 38 bacini per la realizzazione e gestione delle reti di distribuzione. Nuovo Accordo Programma Quadro per la metanizzazione (2006-2007)

La mancata realizzazione del progetto GALSI ha condizionato l'attuazione del programma regionale per lo sviluppo delle reti distribuzione e creato un clima di crescente incertezza sulle prospettive della metanizzazione della Sardegna.

Tale situazione di incertezza è stata superata con la fase di elaborazione del nuovo PEAR della Sardegna che ha portato tra il 2016 e il 2017 ad un rilancio nelle iniziative per le politiche di metanizzazione della Sardegna. Questo processo ha condotto all'approvazione del nuovo PEARS 2016, alla sottoscrizione del Patto per lo Sviluppo tra Regione e Governo che prevede l'obiettivo strategico della metanizzazione della Sardegna, all'approvazione di norme specifiche nel Dlgs n. 257/2016, agli indirizzi per la metanizzazione dell'isola nel Quadro Strategico Nazionale per il GNL, agli atti compiuti dall'ARERA, all'allegato II della SEN 2017, e agli specifici contenuti del PNIEC (2020).

1.3.1.1 PEARS 2016

Il 2 agosto 2016 la Giunta regionale della Sardegna, dopo una significativa fase istruttoria, ha approvato in via definitiva il nuovo piano energetico ambientale regionale (PEARS 2016). Il piano, nell'ambito dell'obiettivo generale della sicurezza energetica, fissa come obiettivo specifico la "metanizzazione della Regione Sardegna tramite l'utilizzo del gas naturale quale vettore energetico fossile di transizione", tema a cui è dedicato un intero capitolo del documento. Nella parte introduttiva viene premesso che la Regione non intende perseguire una metanizzazione indiscriminata, ma un nuovo modello di uso efficiente e razionale

¹⁴ DGR n. 21/20 del 3/5/2004 e DGR n. 54/28 del 22/11/2005.

dell'energia, nel quale si aumenti primariamente l'efficienza garantendo nel contempo un accesso a tale risorsa a prezzi concorrenziali per cittadini e imprese. Viene inoltre riportato il risultato di un'analisi per stimare il costo della mancata metanizzazione della Sardegna, definito dal piano come "costo dell'insularità", quantificato nella cifra di circa 430 milioni di euro all'anno, che determinerebbe una rilevante sperequazione rispetto al resto delle regioni italiane.

Nel capitolo sul gas naturale (cap. 12) viene ricostruito lo stato di attuazione del programma regionale di metanizzazione avviato nel 2004 per le reti urbane di distribuzione destinate a operare con altri gas diversi dal metano in attesa dell'arrivo del gas naturale sull'isola tramite la realizzazione il progetto del gasdotto GALSI proveniente dall'Algeria. Viene poi ricordato che, venute meno le prospettive di realizzazione del Gasdotto GALSI, già nel 2014 la Regione era uscita da questo progetto e aveva disposto la costituzione di un gruppo di lavoro interassessoriale per svolgere un'analisi dei possibili scenari futuri riguardo l'impiego del metano in Sardegna e delle diverse opzioni di approvvigionamento.

Tale attività, nella fase istruttoria di definizione del PEARS 2016, ha portato ad analizzare tre diverse opzioni:

1. gasdotto dalla Toscana, con doppio tubo, sbarco nel nord della regione e prosecuzione "on shore" tramite una dorsale Nord-Sud da cui si dovrebbero diramare i gasdotti secondari per alimentare i diversi bacini urbani in fase di realizzazione;
2. minirigassificatore della capacità di 1-1.5 miliardi di mc annui, da posizionare in un'area industriale-portuale da cui parte una dorsale Nord-Sud con relativi gasdotti secondari;
3. un sistema di depositi costieri di GNL (SSLNG) per approvvigionare le reti di distribuzione tramite truck e /o container.

Il Piano riporta gli esiti della valutazione condotta sulle tre opzioni considerate.

L'opzione del gasdotto dalla Toscana viene trattata sinteticamente sottolineando che la connessione della Sardegna alla rete nazionale ed europea del gas offre il vantaggio della sicurezza e continuità della fornitura, e inquadra il consumo di gas naturale in una logica di mercato trasparente e concorrenziale, ma evidenziando al contempo come sia caratterizzata da criticità riguardo costi realizzativi, complessità e lunghezza dell'iter autorizzativo, complessità realizzativa e indisponibilità immediata del GNL e delle relative opportunità di sviluppo nel campo dei trasporti.

Secondo il Piano, le altre due opzioni caratterizzate dall'impiego del GNL offrono diverse opportunità, quali: a) tempi di implementazione relativamente brevi; b) platea di fornitori in rapida crescita; c) congiuntura positiva sul lato dei prezzi bassi e dei contratti di fornitura; d) flessibilità e modularità dell'offerta; e) disponibilità immediata di GNL per uso trasporti terrestri e marittimi; in sinergia con le politiche per l'utilizzo del GNL in Italia. Sulla opzione 3 viene condotta un'analisi finalizzata ad evidenziare una serie di incertezze legate alla metanizzazione dell'isola basata sulla filiera dello SSLNG, legate agli aspetti normativi e amministrativi per il rilascio delle autorizzazioni, e agli aspetti regolatori legati a costi, prezzi e tariffe.

Tali analisi conducono a quella che nel piano (paragrafo 12.7.4) viene definita la "proposta operativa" per definire le scelte per la metanizzazione della Sardegna, in base alla quale la soluzione tecnica di approvvigionamento di gas naturale sarà dettagliata in uno specifico strumento attuativo che verrà adottato dalla Regione a seguito di un accordo istituzionale con il Governo. Secondo il PEARS 2016 l'accordo istituzionale tra Regione e Stato, dovrà individuare le soluzioni di carattere sistemico e le tempistiche migliori per la metanizzazione della Sardegna, che consentano ai cittadini e alle imprese sarde l'accesso alla risorsa

gas naturale alle stesse condizioni presenti in tutto il resto d'Italia, evitando potenziali distorsioni del mercato. Comunque, a prescindere dalla soluzione adottata, in base al piano qualsiasi opzione dovrà soddisfare tre requisiti considerati essenziali.

1) La metanizzazione della Sardegna deve essere supportata attraverso la definizione di un opportuno quadro regolatorio/tariffario nazionale, in grado di coprire gli investimenti per le infrastrutture di approvvigionamento e distribuzione ed assicurare meccanismi di tutela dei clienti deboli, assicurando condizioni analoghe a quelle delle altre Regioni italiane servite dalla rete nazionale dei gasdotti.

2) La necessità di definire l'aggiornamento del quadro generale dei bacini di distribuzione alla luce delle mutate tendenze di consumo, della competizione da parte di altri vettori energetici ad alta efficienza nel settore domestico e dell'attuale e futuro assetto della distribuzione.

3) Occorre infine delineare un focus specifico per la realizzazione in Sardegna di un Hub - GNL per il bunkeraggio marittimo e l'alimentazione dei truck per il trasporto merci alla luce della Strategia nazionale GNL e della direttiva 94/2014/CE.

Nonostante gli aspetti ancora non definiti, legati all'attuazione dell'accordo Stato-Regione, il documento nella parte operativa delle azioni di piano (Capitolo 14) definisce 8 azioni strategiche (AS) per l'attuazione dell'obiettivo specifico della metanizzazione della Sardegna, che implicano sostanzialmente la scelta di una soluzione basata sul GNL coerente con lo sviluppo a breve termine delle filiere degli usi finali:

AS2.8: Individuazione in un Accordo istituzionale di Programma Stato-Regione, dello strumento attuativo per il programma di metanizzazione della Sardegna, attraverso la realizzazione delle infrastrutture necessarie ad assicurare l'approvvigionamento dell'Isola e la distribuzione del gas naturale a condizioni di sicurezza e di tariffa analoghe, per i cittadini e le imprese sarde, a quelle delle altre regioni italiane, promuovendo lo sviluppo della concorrenza.

AS2.9: Nel periodo compreso tra la fase di approvazione del Piano Energetico e la metanizzazione della Sardegna, la Regione Autonoma della Sardegna supporta lo sviluppo di azioni di metanizzazione, eventualmente anche tramite il GNL, nei distretti energetici.

AS2.10: Completamento dell'infrastrutturazione per garantire l'utilizzo del Gas Naturale nel settore domestico e conseguire entro il 2030 l'approvvigionamento nel settore domestico di una quota minima del 10% dei consumi totali, con un fabbisogno minimo stimato di circa 50 milioni di mc all'anno.

AS2.11: Sviluppo delle attività di pertinenza della Regione Sardegna per garantire l'utilizzo del Gas Naturale quale vettore energetico per la produzione di calore di processo nelle attività industriali. L'obiettivo da conseguire entro il 2030 è l'approvvigionamento di una quota minima del 40% dei consumi totali di settore, con un fabbisogno minimo stimato di circa 210 milioni di mc all'anno.

AS2.12: Completamento dell'infrastrutturazione per garantire l'utilizzo del Gas Naturale nel settore terziario e conseguire entro il 2030 l'approvvigionamento nel settore terziario di una quota minima del 10% dei consumi totali, con un fabbisogno minimo stimato di circa 13 milioni di mc all'anno.

AS2.13: La Regione Sardegna, in sinergia con il Governo Nazionale e i Ministeri competenti, coerentemente con le Strategie europee e nazionali sul GNL e in ottemperanza alla direttiva 94/2014/CE, persegue, per quanto di sua competenza, la realizzazione di un HUB GNL per il bunker dei mezzi marittimi che operano su

rotte nazionali da e per la Sardegna, destinate al trasporto di persone e merci, con l'obiettivo di soddisfare, mediante il ricorso al gas naturale liquefatto, almeno il 30% dei consumi totali ad essi associati entro il 2030.

AS2.14: La Regione Sardegna, sulle tratte marittime interne di propria competenza di collegamento con le isole minori, promuove e supporta, con particolare riguardo alle aree protette e di salvaguardia ambientale, l'impiego del Gas Naturale Liquefatto quale combustibile per la propulsione, con l'obiettivo di soddisfare, al 2030, il 100% dei consumi totali ad essi associati.

AS2.15: La Regione Sardegna prevede specifici incentivi per la conversione dei mezzi da pesca avente base in Sardegna con la finalità di impiegare il Gas Naturale Liquefatto in sostituzione del Gasolio con l'obiettivo di soddisfare, al 2030, almeno il 50% dei consumi totali ad essi associati.

Con l'approvazione del nuovo piano energetico regionale si è quindi delineato chiaramente un percorso di forte impulso al progetto di metanizzazione dell'isola sia tramite lo sviluppo dell'infrastruttura di trasporto del gas che di tutta la filiera degli usi finali del GNL. Ciò è stato confermato anche da altri atti adottati dalla Giunta Regionale sulle iniziative di depositi costieri SSLNG da realizzare in Sardegna (vedi **Allegato A** del presente rapporto).

1.3.1.2 Patto per lo sviluppo

Qualche giorno prima dell'approvazione definitiva del PEARS 2016, il 29 luglio 2016 è stato sottoscritto tra Governo e Regione Sardegna il patto per lo sviluppo della regione che all'articolo 6, prevede un percorso condiviso per il rilancio della metanizzazione delle Sardegna.

Governo e Regione si impegnano - in stretto coordinamento con il Ministero dello Sviluppo Economico - a perseguire l'obiettivo strategico della metanizzazione della Sardegna, promuovendo la realizzazione delle infrastrutture necessarie a garantire l'approvvigionamento dell'Isola e il trasporto e la distribuzione di gas naturale a condizioni di sicurezza e di prezzo, per i cittadini e le imprese sarde, analoghi a quelle di altre regioni italiane, promuovendo altresì lo sviluppo della concorrenza al fine di ridurre il prezzo della fornitura.

A tal fine il Governo si è impegnato ad assicurare:

- a) che la realizzazione della dorsale interna di trasporto, da attuare per fasi, sia considerata parte della rete nazionale dei gasdotti;
- b) per gli impianti di rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL), anche connessi a depositi di GNL Small Scale, è prevista la possibilità del rilascio della "Third Party Access (TPA) exemption", ove richiesta dai proponenti, in accordo con le normative europee;
- c) si assicura la dichiarazione della strategicità delle opere per la metanizzazione della Sardegna, ai sensi dell'art. 3 del D. Lgs. n. 93/2011;
- d) per i depositi costieri SSLNG, la definizione di un procedimento autorizzativo, avendo a modello la norma per le infrastrutture energetiche strategiche utilizzata per i depositi petroliferi, da disciplinare nel recepimento della Direttiva 2014/94/UE (DAFI);

e) che il collegamento della dorsale interna di trasporto tramite adduttori ai bacini di distribuzione già realizzati, o in corso di realizzazione nell'ambito dell'Accordo di Programma Quadro (APQ) Metano, sia considerato parte della rete di trasporto regionale italiana;

f) l'adozione, anche mediante provvedimenti normativi, di meccanismi per la compensazione per i consumatori domestici dell'Isola dei potenziali maggiori costi infrastrutturali o di approvvigionamento, simili a quelli attualmente previsti per i consumatori delle altre regioni italiane per le reti isolate alimentate da gas diversi dal metano, e del bonus gas per i clienti indigenti;

g) la revisione e l'adeguamento dell'APQ Metano che prevede circa 1,5 miliardi di euro per la metanizzazione dell'isola, in linea con le misure che si andranno ad adottare e con la relativa tempistica.

Con la sottoscrizione del patto ha preso corpo il quadro dell'accordo istituzionale tra Governo e Regione, previsto dal PEARS 2016 come presupposto per la definizione delle scelte per la metanizzazione della Sardegna.

1.3.2 Corsica

Le competenze della Comunità Territoriale della Corsica (CTC) in ambito energetico sono riconosciute dalla legislazione francese ed in particolare, l'articolo 77 della Legge n° 91-428 del 13 maggio 1991, riguardante la creazione della CIC, dispone che: "Nel rispetto delle disposizioni del piano nazionale, la CTC elabora e mette in opera il programma di prospezione, sfruttamento e sviluppo delle risorse energetiche locali della Corsica, che comprende la geotermia, l'energia solare, l'energia eolica e marina, l'energia ricavata dalla biomassa e dal recupero dei rifiuti, le reti di riscaldamento, l'energia idraulica delle opere di potenza inferiore a 8000 KW; inoltre adotta le misure destinate favorire il risparmio energetico, partecipa all'elaborazione e alla messa in opera di un piano tendente a coprire i bisogni e a diversificare le risorse energetiche dell'isola, in accordo con gli enti pubblici nazionali".

La CTC detiene perciò una vera e propria autorità di pianificazione e un potere decisionale per l'utilizzo dell'insieme delle risorse energetiche locali. Tuttavia tale potere non riguarda né le centrali termiche, né l'energia idraulica per le opere di potenza superiore a 8000 KW.

Questi poteri sono stati poi estesi con la legge del 22 gennaio 2002 relativa alla Corsica, in particolare l'articolo 29 dispone che: "La Collettività Territoriale della Corsica è preventivamente consultata per tutti i progetti di avvio di opere di produzione che utilizzino le risorse locali energetiche".

Con questa stessa legge, la Corsica detiene inoltre l'autorità in materia di gestione e pianificazione della tutela della qualità dell'aria.

La CTC ha quindi un'autorità di pianificazione ed è sistematicamente consultata per ogni nuovo progetto dall'autorità responsabile del rilascio dei permessi di costruzione di impianti energetici.

La programmazione pluriennale dell'energia per la Corsica 2016-2018/2019-2023

La programmazione pluriennale dell'energia per la Corsica 2016-2018/2019-2023 (PPE-Corsica 2015) costituisce l'atto d'indirizzo, tuttora vigente, della politica energetica per il territorio della CTC. Il

provvedimento è stato adottato con decreto del ministero dell'ambiente francese del 18 dicembre 2015, dopo aver ricevuto il parere dell'assemblea della CTC il 29 ottobre 2015.

Il PPE Corsica 2015, nella sezione 5 dedicata alle infrastrutture energetiche, stabilisce l'obiettivo di realizzare un'infrastruttura di approvvigionamento del gas naturale, scelta ritenuta necessaria per consentire l'uso di un combustibile più pulito dal punto di vista della qualità dell'aria, ottenere una maggiore sicurezza nell'approvvigionamento energetico e costi di approvvigionamento minori rispetto a quelli sostenuti con l'uso dei prodotti petroliferi attualmente utilizzati. In particolare, la priorità dell'utilizzo di questa infrastruttura è la conversione a gas naturale delle centrali termoelettriche dell'isola, ottenendo così anche un risultato rilevante in termini di riduzione di gas ad effetto serra.

Il primo anello logistico dello schema infrastrutturale previsto dal PPE Corsica 2015 è composto da un terminale galleggiante di stoccaggio/rigassificazione da 40.000 m³ di GNL (FSRU) ancorato al largo di Lucciana, e da navi metaniere di piccola capacità che permetteranno di trasportare il gas partendo dai terminali GNL nel Mediterraneo.

Dall'impianto di rigassificazione del terminale galleggiante partirà un metanodotto per il trasporto del gas naturale alla centrale di Lucciana e ad una nuova centrale a Ciclo Combinato di Ajaccio, in località Vazzino, che verrà costruita quando sarà disponibile il gas naturale sull'isola.

1.3.3 Arcipelago Toscano

Le problematiche inerenti allo sviluppo della filiera del GNL e la metanizzazione dell'Arcipelago Toscano sono sostanzialmente riconducibili alla realtà dell'isola d'Elba e non coinvolgono, se non indirettamente, le altre isole.

La metanizzazione dell'isola nel PAES dell'Elba (2013)

L'ultimo atto significativo di indirizzo delle politiche energetico-ambientali per l'isola d'Elba è il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES dell'Elba)¹⁵ realizzato nell'ambito della campagna europea del Patto dei Sindaci con il supporto tecnico dell'Agenzia per l'Energia di Livorno e in collaborazione con l'Amministrazione Provinciale di Livorno. Il PAES coinvolge quindi gli 8 comuni dell'isola d'Elba: Campo dell'Elba, Capoliveri, Marciana, Marciana Marina, Portoferraio, Porto Azzurro, Rio dell'Elba e Rio Marina. Il documento è stato approvato dagli otto comuni dell'isola a fine 2013 ed è quindi assai datato. D'altronde non risulta ad oggi nessuna successiva iniziativa di indirizzo sulle politiche energetiche ambientali, né per l'isola né per l'Arcipelago nel suo insieme.

Per quanto riguarda la metanizzazione dell'isola, il PAES dell'Elba dedica un paragrafo allo studio di fattibilità allora realizzato dalla Regione Toscana a questo fine. Lo studio di fattibilità per la metanizzazione dell'Elba fa

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

riferimento al progetto GALSI relativo alla realizzazione di un gasdotto per l'importazione di gas naturale dall'Algeria, attraverso la Sardegna con approdo a Piombino. Lo studio valuta la fattibilità dell'allacciamento dell'Elba alla rete di metanodotto nazionale e prevede la metanizzazione di tutti gli 8 Comuni sia per le reti di trasporto (per le connessioni delle località), sia per le reti di distribuzione (all'interno delle località). Nello studio veniva ipotizzato l'approdo della condotta sottomarina in corrispondenza di Portoferraio. La scelta dei tracciati della rete di trasporto del metanodotto è dettata dalla morfologia del territorio e dalla natura e dal tipo di vincoli cui gran parte del territorio elbano è soggetto. Veniva inoltre fatta l'ipotesi progettuale di seguire il tracciato delle strade provinciali.

Lo studio, fatto proprio, dal PAES considerava che fino al 90% delle famiglie allacciabili alla rete diventasse utente della rete del gas naturale. Attraverso il calcolo degli utenti equivalenti e la stima del consumo energetico medio annuo trasferibile al metano di ogni utente per tipologia d'uso veniva stimata la richiesta (in termini m³ di gas naturale) a cui fare fronte per sopperire al fabbisogno energetico dell'isola (per riscaldamento, acqua calda sanitaria e cottura cibi).

In particolare il PAES congiunto degli otto comuni prevede circa 25.000 utenze nell'Isola d'Elba con una richiesta annua di 20,7 Mm³ di gas naturale. La lunghezza totale della rete di distribuzione veniva valutata in 94.132 metri, e l'importo complessivo stimato dei lavori per la rete di trasporto e di distribuzione indicato era di 33,5 milioni di euro, IVA inclusa.

Il PAES dell'Elba considerando i dati disponibili sulla ripartizione delle fonti utilizzate e del fabbisogno energetico dell'isola trasferibile al gas naturale, il risparmio di energia ed i vantaggi ambientali conseguibili con 25.312 utenti equivalenti venivano stimati in: un risparmio annuo di energia: 6.917 tep; e una quantità di emissioni evitate di CO₂ annue pari a 7.000 ton.

La Giunta Regionale Toscana, presentando il parere sulla valutazione di impatto ambientale del metanodotto GALSI, fra le condizioni vincolanti, aveva posto la realizzazione del gasdotto tra l'Elba e la costa. Nel PAES si evidenzia che se questa richiesta venisse accettata, e GALSI aveva dato la disponibilità, sarebbe stato anche necessario garantire la realizzazione della condotta interna all'isola. Infine nel PAES si osserva che per questa realizzazione delle reti di distribuzione nelle località elbane, e delle relative connessioni alla condotta di collegamento tra il continente e l'isola non erano state avanzate ipotesi concrete.

La metanizzazione dell'Elba nel Piano Ambientale ed Energetico Regionale della Toscana del 2015

L'ultimo atto di indirizzo delle politiche energetico-ambientali della Tosca è costituito dal Piano Ambientale ed Energetico Regionale¹⁶ (Paer), istituito dalla L.R. 14/2007, è stato approvato dal Consiglio regionale con deliberazione n.10 dell'11 febbraio 2015, pubblicata sul Burt n.10 parte I del 6 marzo 2015. Il Paer si configura come lo strumento per la programmazione ambientale ed energetica della Regione Toscana, e assorbe i contenuti del vecchio Pier (Piano Indirizzo Energetico Regionale), del Praa (Piano Regionale di Azione Ambientale) e del Programma regionale per le Aree Protette. Il tema della metanizzazione dell'elba è trattato succintamente nel paragrafo del disciplinare del Paer (pg. 52) della Toscana dedicato al quadro infrastrutturale per il gas naturale in cui si afferma che: *“La Toscana è interessata dalla realizzazione del metanodotto algerino Galsi che approderà sulla costa di Piombino. La capacità di 8 miliardi di mc di gas metano sommati a quelli del rigassificatore offshore fanno della nostra regione uno dei principali hub del gas metano nazionali. Associata a tale infrastruttura è la metanizzazione dell'isola d'Elba”*. Anche in questo

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

documento la metanizzazione dell'Elba è associata alla realizzazione del progetto di metanodotto Galsi, prospettiva venuta meno definitivamente di lì a poco.

Il progetto di metanodotto Piombino-Isola d'Elba nel Piano di Sviluppo 2020-2029 di I.T.G.

A maggio 2020 nell'ambito della consultazione¹⁷ prevista dalla procedura dell'ARERA per la valutazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto 2020-2029 è stato reso disponibile anche quello di I.T.G..

Il Piano di decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2020-2029 di I.T.G. prevede come iniziativa di sviluppo il progetto di realizzazione della tratta Piombino – Isola d'Elba (di seguito anche progetto "ITG-Elba"), progetto propedeutico per la metanizzazione degli otto comuni presenti sull'isola toscana.

Il progetto era presente anche nei precedenti piani di sviluppo di I.T.G. sottoposti dal 2016 in poi alla valutazione dell'ARERA.

Il progetto prevede un ulteriore sviluppo della rete italiana e una estensione del mercato del gas naturale ad aree fino ad oggi escluse dalla metanizzazione. Nel documento si afferma che il progetto di connessione Piombino-Isola D'Elba è stato valutato dal MISE (cfr. comunicazione del 25/05/2016 – prot. 14624), e che nell'ambito della definizione delle soluzioni progettuali elaborate sono state attivate forme di coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto nonché con gli enti preposti all'avvio delle procedure per l'eventuale realizzazione delle reti di distribuzione. Su questo ultimo punto viene specificato che: *"Con riferimento alle attività di coordinamento con gli operatori di valle, tenuto conto che non è ancora stato individuato il concessionario di distribuzione, ITG ha provveduto a interfacciarsi con gli enti preposti all'avvio delle procedure per l'eventuale realizzazione delle reti di distribuzione. ITG ha inoltre offerto la propria disponibilità a partecipare a tavoli tecnici su richiesta del RUP della gara d'ambito (ATEM) di Livorno."*

1.3.4 Politiche comuni regionali e locali dei sistemi insulari dell'area di cooperazione Il patto per lo sviluppo

Il Gruppo Europeo di Cooperazione Territoriale (GECT)

Il Gruppo Europeo di Cooperazione Territoriale (GECT) è uno strumento che viene istituito con il Regolamento (CE) n. 1082/2006 nell'ambito dell'implementazione della Politica regionale e di Coesione europea

Il GECT nasce con l'obiettivo dichiarato di fungere da strumento di rafforzamento della Cooperazione tra i Paesi della comunità, posta la volontà espressa dalle Istituzioni dell'Unione di instaurare un processo volto ad appianare gradualmente le molteplici difficoltà palesate dagli Stati membri, e in particolare dalle autorità regionali e locali, nel realizzare e gestire azioni di Cooperazione territoriale, difficoltà molto spesso riconducibili a contesti normativi nazionali assai variegati.

Per evitare un blocco nei rapporti di collaborazione tra Stati geograficamente prossimi, il GECT si propone di facilitare e promuovere la Cooperazione transfrontaliera, transnazionale e interregionale tra i suoi membri al fine esclusivo di rafforzare la coesione economica e sociale.

¹⁷ <https://www.Arera.it/it/comunicati/20/200507pds.htm>

Per i suoi scopi, al GECT è riconosciuta personalità giuridica e ampia autonomia economica e gestionale, formalizzata in uno statuto. È tuttavia tenuto alla redazione di un bilancio annuale adottato dall'assemblea ed è pienamente responsabile dei suoi debiti qualunque ne sia la natura, dei quali rispondono, in via subordinata, i membri che lo compongono.

I membri di un GECT possono essere Stati membri, autorità regionali e locali ovvero organismi di diritto pubblico di almeno due Stati comunitari diversi. Inoltre, il Gruppo è dotato di un collegio assembleare e di un direttore, nonché di altri organi eventualmente previsti nello statuto.

Il GECT deve avere una propria sede legale e al GECT si applicano le norme nazionali dello Stato membro in cui la sede è stabilita.

I compiti attribuiti ai GECT si sostanziano, entro i limiti della libertà decisionale dei suoi membri, nell'agevolare e promuovere la Cooperazione territoriale ai fini del rafforzamento della coesione economica e sociale. Più specificamente, ai GECT è istituzionalmente assegnato il ruolo di attuazione di programmi o progetti di Cooperazione territoriale cofinanziati dalla Comunità per mezzo del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR), del Fondo Sociale Europeo (FSE) o del Fondo di Coesione.

In sostanza, gli Stati membri, o altri soggetti pubblici, che partecipano a un programma nell'ambito dell'obiettivo Cooperazione territoriale europea, possono ricorrere a un GECT per affidargli la gestione operativa, conferendogli le competenze dell'autorità di gestione e del segretariato tecnico congiunto. Inoltre, sempre nell'ambito della Cooperazione transfrontaliera tra Stati, il GECT può essere incaricato di realizzare altre azioni specifiche anche senza contributo finanziario della Comunità.

Ulteriore aspetto di interesse investe la nazionalità dei membri del Gruppo, i quali possono essere anche soggetti non comunitari essendo previsto che vi possano partecipare anche entità di Paesi terzi qualora la legislazione del Paese extracomunitario o gli accordi tra Stati membri e Paesi terzi lo consentano.

Il progetto GEECCT-Îles

Il progetto GEECCT-Îles, della durata prevista di 24 mesi finanziato dal Programma Interreg Italia-Francia Marittimo 2014-2020 per un totale complessivo di 1.997.500, di cui 1.697.875 euro provenienti dal Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR), ha l'obiettivo di costituire un GECT.

Il progetto è guidato dall'Ufficio dei Trasporti della Corsica (OTC) in veste di capofila, al quale si aggiunge un rilevante gruppo di partenariato che include la Regione Autonoma della Sardegna, la Regione Liguria, le Autorità portuali di Sardegna e di Toscana nonché le Camere di Commercio e dell'Industria del Var, dell'Alta Corsica e della Corsica del Sud.

GEECCT-Îles si pone l'obiettivo di ottimizzare e mettere a valore le relazioni tra le isole dell'area di cooperazione attraverso la creazione di un raggruppamento europeo di cooperazione territoriale (GECT) che avrà come missione l'identificazione dei collegamenti inter-insulari che rispondano alle esigenze dei territori della Corsica e della Sardegna - ma anche dell'Elba - storicamente legati e delle modalità di trasporto da rafforzare o da creare nell'area, tenendo conto degli aspetti ambientali.

Concepito in un'ottica di continuità territoriale e nella prospettiva della connessione con le reti trans-europee dei trasporti (TEN-T), questo strumento di gestione congiunta dei servizi di trasporto transfrontalieri (aerei, marittimi, multi-modal, ecc.) deve strutturare un bacino economico Corsica-Sardegna-Elba centrato su un arco tirrenico che include le isole del Mediterraneo occidentale e la costa Nord.

Si tratta di una idea forte di assetto territoriale europeo: costruire una entità sufficientemente rilevante, ben integrata con i flussi principali continentali, allo scopo di evitare la sua marginalizzazione e favorire per queste isole un destino diverso da quello di mercati di consumo e di destinazioni turistiche stagionali.

Nel percorso di creazione del GECT, saranno definite le condizioni per la gestione dei collegamenti marittimi transfrontalieri regolari tra le isole e le modalità giuridiche e amministrative per risolvere le implicazioni di questa gestione a livello degli Stati membri e della Commissione europea.

Il risultato principale è la creazione delle condizioni per l'attuazione e la gestione congiunta di collegamenti tra la Corsica la Sardegna e l'Elba- connessi alle reti TEN-T - nell'ottica innovativa della continuità territoriale transfrontaliera.

Dal punto di vista del valore aggiunto transfrontaliero, a beneficiare del risultato di questo anello di congiunzione saranno i cittadini, le imprese - in particolare le PMI - e le comunità dei territori insulari e della zona di cooperazione.

Uno degli ambiti di applicazione di questo strumento potrebbe essere lo sviluppo della filiera del GNL nei contesti portuali dell'area di cooperazione

2. Punti di forza e debolezza, rischi e opportunità per la filiera del GNL nelle isole dell'area di cooperazione Italia-Francia

2.1 Schema dell'analisi SWOT per le prospettive di sviluppo della filiera del GNL nei sistemi insulari della area di cooperazione IT-FR

La valutazione del ruolo della filiera del GNL nei futuri scenari energetici dei sistemi insulari dell'area di cooperazione IT-FR, deve avere come base di partenza la situazione energetica di queste tre realtà e il quadro dei fattori che ne determinano gli attuali potenziali di sviluppo in Sardegna, nella Corsica e nell'Arcipelago Toscano. I segmenti della filiera del GNL oggetto di questa analisi sono: a) le soluzioni possibili per il primo anello della catena logistica di approvvigionamento del GNL presso le tre realtà insulari considerate; e b) le soluzioni possibili per la supply chain di fornitura del GNL alle utenze finali potenzialmente interessate per i diversi settori di uso energetico nei sistemi insulari dell'area di cooperazione.

Il quadro delle conoscenze utilizzate per condurre questa analisi sulle prospettive attuali di sviluppo della filiera del GNL, è costituito dalle informazioni disponibili per i tre sistemi insulari su quattro ambiti: 1) i sistemi energetici delle isole, 2) le iniziative di operatori economici per lo sviluppo della filiera, 3) le politiche e la regolazione rilevanti, 4) i potenziali di penetrazione del GNL e del gas naturale nei mercati energetici di queste tre realtà, che ad oggi non hanno accesso a questa risorsa energetica.

Le informazioni e i dati rilevanti raccolti per questi quattro ambiti vengono utilizzati per valutare i potenziali di sviluppo della filiera del GNL in ognuno dei tre sistemi insulari considerati separatamente, tramite la **metodologia dell'analisi SWOT**.

Nello schema di analisi SWOT adottato (vedi Tabella 2.1) i dati e le informazioni sui quattro ambiti analizzati vengono caratterizzati secondo le due dimensioni previste da questa metodologia: a) fattori endogeni vs fattori esogeni, e b) fattori a favore vs fattori a sfavore. Questa schematizzazione fa emergere quattro aree in cui ricadono quelli che vengono definiti: **"punti di forza"** (fattori endogeni a favore), **"punti di debolezza"** (fattori endogeni a sfavore), **"Opportunità"** (fattori esogeni a favore) e **"Rischi"** (fattori esogeni a sfavore).

Verranno considerati **fattori endogeni**: la dimensione dei sistemi energetici insulari, le iniziative di operatori nelle isole per la realizzazione di infrastrutture e servizi di fornitura della filiera, le politiche rilevanti delle istituzioni rappresentative delle realtà insulari, i potenziali di penetrazione del metano in forma sia gassosa che liquida offerti della filiera del GNL nei consumi energetici delle tre realtà considerate.

Come **fattori esogeni** che influiscono sullo sviluppo della filiera del GNL nelle isole vengono considerati: i mercati dell'energia rilevanti per i sistemi insulari; le infrastrutture all'origine dell'approvvigionamento di GNL per le isole; le politiche energetiche, ambientali e infrastrutturali a livello nazionale o UE, a cui si aggiunge la regolazione del mercato rilevante per lo sviluppo di questa filiera energetica.

Nel caso di **consumi e mercati dell'energia**, si considerano vari fattori tra cui: le dimensioni complessive dei sistemi energetici insulari, il livello dei consumi energetici settoriali, le interazioni dei mercati energetici delle isole con l'evoluzione di quelli a livello nazionale e internazionale. L'entità complessiva dei sistemi energetici

delle isole è un primo indicatore che può evidenziare un punto di forza, se le dimensioni sono compatibili con le economie di scala delle tecnologie della filiera, e invece un punto di debolezza se sono troppo piccole.

Analoga valutazione può esser fatta per le dimensioni dei consumi locali nei singoli sistemi insulari a livello dei diversi settori di uso dell'energia, se sono rilevanti per le possibilità di sviluppo della filiera del GNL in relazione alle specificità della supply chain di fornitura, che può essere molto diversa a seconda dei settori di uso.

In termini di fattori esogeni, le trasformazioni dei mercati energetici a livello globale e nazionale costituiscono, come nel caso del mercato internazionale del GNL, delle opportunità per lo sviluppo della filiera del GNL nelle isole, oppure sono un rischio, come la crescente penetrazione e competitività del vettore elettrico nei consumi del settore civile, in particolare nei climi caldi o temperati.

Un ambito specifico di fattori che influiscono sulle potenzialità di sviluppo della filiera del GNL nelle isole, è costituito dal **ruolo degli operatori economici** che prevedono o hanno già attivato iniziative: per la realizzazione delle infrastrutture per l'approvvigionamento, per i servizi di fornitura del GNL agli utenti finali, come utenti finali interessati a usufruire delle opportunità offerte dalla filiera del GNL. Da questo punto di vista, all'interno dei sistemi insulari viene considerato un punto di forza la presenza di imprese già impegnate nella realizzazione di infrastrutture di approvvigionamento del GNL per le isole, come i depositi costieri di GNL e le navi metaniere SSLNG per il loro rifornimento. Ricadono in questo ambito anche le iniziative di carattere infrastrutturale e/o commerciale finalizzate alla fornitura del metano in forma sia liquida che gassosa, a partire dalla aspettativa di poter disporre del GNL trasportato nelle isole. Esempi di questo possono essere: le iniziative per lo sviluppo delle reti di distribuzione e la commercializzazione del gas naturale agli utenti finali connessi; la presenza di operatori che realizzano infrastrutture o bettoline per il bunkeraggio del GNL; iniziative per fornitura del metano tramite il downstream del GNL presso depositi satellite (utenze industriali, distributori di GNL-GNC, reti isolate a GNL). Infine, ma non meno importanti, le iniziative delle imprese del trasporto navale che investono sulle imbarcazioni alimentate a GNL. L'assenza di questo tipo di iniziative localizzate nelle realtà insulari costituisce invece un punto di debolezza.

Rientrano tra rischi le iniziative di infrastrutture basate sullo sviluppo della rete di trasporto del gas naturale che possono essere in concorrenza con lo sviluppo della filiera del GNL, sia a livello di approvvigionamento delle isole che nella diffusione del downstream del GNL presso utenze finali dotate di depositi satellite.

Infine come fattore endogeno ai sistemi insulari che può influire sulla fattibilità delle infrastrutture della filiera del GNL (ma anche per le iniziative di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale), vi è quello dell'**accettabilità sociale**, in particolare da parte delle comunità locali interessate dai progetti. Questo fattore si può manifestare come punto di debolezza in presenza di dinamiche di conflitto ambientale che possono condizionare in modo rilevante i procedimenti autorizzativi delle infrastrutture, fino a impedirne la realizzazione.

Nel caso delle **politiche pubbliche e della regolazione** dei mercati energetici, si considerano a favore gli atti e le misure che hanno come finalità esplicita (o come conseguenza implicita) lo sviluppo della filiera del GNL. Mentre a sfavore vengono considerati interventi degli attori pubblici che ostacolano o non riconoscono il ruolo della filiera del GNL. In questo ambito ricadono come fattori endogeni gli atti di programmazione locale (energetica, ambientale, territoriale ed economica) delle istituzioni rappresentative delle realtà insulari. In

questo quadro è importante anche il ruolo delle Autorità Portuali. Vengono considerati fattori esogeni la programmazione le norme e le misure specifiche delle istituzioni nazionali e della UE (Bandi CEF, Programmi Interreg) che possono influire sullo sviluppo della filiera del GNL nelle isole. Vengono inoltre considerati come fattore esogeno, rispetto alle tre realtà insulari considerate, gli interventi delle autorità nazionali di regolazione dei mercati energetici, che possono essere molto significativi per creare o meno le condizioni di sviluppo della filiera del GNL. Nel caso dei sistemi insulari dell'area di cooperazione Italia-Francia Marittimo è molto rilevante anche lo scenario degli interventi che sono possibili grazie alle opportunità già disponibili offerte dagli strumenti di cooperazione euromediterranea, come l'iniziativa "Westmed", o quelle che potrebbero scaturire a livello internazionale come l'istituzione di un'Area SECA nel Mediterraneo.

L'ambito della valutazione sugli attuali **potenziali di penetrazione del GNL** nei diversi settori di consumo di energia dei singoli sistemi insulari deve essere considerato successivamente ai dati di partenza dei rispettivi sistemi energetici, ed è frutto dell'impatto atteso, positivo o negativo, delle iniziative di operatori economici già in corso per lo sviluppo della filiera del GNL nelle isole, nonché del quadro oggi disponibile delle politiche e della regolazione dei mercati energetici. In questi termini la richiesta potenziale GNL di un determinato settore può essere oggi considerata significativa o limitata rispetto al livello dei consumi energetici attuali per via dello stato delle iniziative degli operatori della filiera e/o delle politiche e interventi regolatori necessari a rendere effettivo un potenziale teorico di penetrazione. Le valutazioni sugli attuali potenziali effettivi di penetrazione del GNL nei diversi settori di ogni isola diventano un punto di debolezza o di forza, a seconda dei casi.

Tabella 2.1 schema dell'analisi SWOT della filiera del GNL nei sistemi insulari dell'area di cooperazione

DIMENSIONI DELL'ANALISI SWOT	A favore	A sfavore
<p style="text-align: center;"><u>Fattori Endogeni</u></p> <p>Consumi energetici delle isole</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dimensioni sistemi energetici delle isole - Consumi settoriali nelle isole (trasporti, civile, industriale, termoelettrico) <p>Iniziative di operatori nella filiera del GNL</p> <ul style="list-style-type: none"> - iniziative per l'approvvigionamento e il downstream del GNL - iniziative la metanizzazione delle isole - accettabilità sociale delle infrastrutture <p>Politiche delle istituzioni delle isole</p> <ul style="list-style-type: none"> - Programmazione energetica - Azioni specifiche per la filiera del GNL - Politiche ambientali - Politiche di sviluppo economico <p>Potenziali dei mercati insulari per la filiera del GNL</p>	<p style="text-align: center;"><u>Punti di forza</u></p> <p><i>Mercato isola "grande" consumi settoriali rilevanti</i></p> <p><i>Presenza di iniziativa</i></p> <p><i>Presenza di iniziative Assenza di conflitto</i></p> <p><i>Ruolo della filiera del GNL previsto nelle politiche delle istituzioni insulari</i></p> <p><i>Potenziali rilevanti</i></p>	<p style="text-align: center;"><u>Punti di debolezza</u></p> <p><i>Mercato isola "piccolo" Consumi settoriali limitati</i></p> <p><i>Assenza di iniziative</i></p> <p><i>Assenza di iniziative Presenza di conflitto</i></p> <p><i>Assenza o contrarietà al ruolo della filiera del GNL nelle politiche delle istituzioni insulari</i></p> <p><i>Potenziali limitati</i></p>
<p style="text-align: center;"><u>Fattori Esogeni</u></p> <p>Evoluzione mercati energetici e filiera del GNL</p> <p>Iniziative di operatori per la filiera del GNL</p> <ul style="list-style-type: none"> - Facilities di approvvigionamento per il trasporto GNL verso le isole - Iniziative TSO e DSO sviluppo infrastrutture per la metanizzazione isole <p>Politiche e regolazione</p> <ul style="list-style-type: none"> - Politiche (energetiche e ambientali) nazionali e UE rilevanti per la filiera del GNL nelle isole - Regolazione mercati energia 	<p style="text-align: center;"><u>Opportunità</u></p> <p><i>Mercato internazionale GNL</i></p> <p><i>Presenza facilities o di iniziative per realizzarle</i></p> <p><i>Presenza di iniziative sinergiche con la filiera del GNL</i></p> <p><i>Politiche favorevoli allo sviluppo del della filiera del GNL nelle isole</i></p> <p><i>Regolazione già definita x le filiera del GNL nelle isole</i></p>	<p style="text-align: center;"><u>Rischi</u></p> <p><i>Costi logistica SSLNG, trend penetrazione elettrica</i></p> <p><i>Assenza di facilities o di iniziative realizzarle</i></p> <p><i>Assenza di iniziative o iniziative in concorrenza con la filiera del GNL</i></p> <p><i>Politiche sfavorevoli allo sviluppo del della filiera del GNL nelle isole</i></p> <p><i>Incertezza o inadeguatezza della regolazione per le filiera del GNL nelle isole</i></p>

Fonte: elaborazione STF

2.2 Analisi SWOT per la filiera del GNL in Sardegna

Punti di Forza

Il sistema energetico della Sardegna ha dimensioni rilevanti. Anche considerando solo i consumi finali di energia, questi negli ultimi anni sono stati dell'ordine di 2600-2800 ktep. A livello settoriale, per quanto riguarda i consumi finali di energia, i trasporti sono la prima voce e pesano per oltre il 40%, con consumi dell'ordine di circa 1100 ktep; il secondo settore è il residenziale (circa 660 ktep), seguito dall'industria (circa 600 ktep); i consumi per i servizi pesano per circa 250 ktep. Oltre ai consumi finali vanno considerati quelli del settore termoelettrico, oggi molto rilevanti. Si può quindi affermare che i consumi di energia dell'isola, sia in termini complessivi che nei diversi settori d'impiego, costituiscono un punto di forza per le possibilità di sviluppo della filiera del GNL.

Un altro punto di forza per le prospettive di sviluppo della filiera del GNL in Sardegna è costituito dalle iniziative in corso, che alcune imprese stanno già conducendo per la realizzazione di depositi costieri. In particolare, è molto rilevante lo stato di avanzamento del progetto Higas nel Porto Santa Giusta di Oristano, attualmente in costruzione e di cui è attesa l'entrata in esercizio entro la fine del 2020. A questo si aggiungono il progetto Edison di Oristano, già autorizzato; e le altre due iniziative di depositi costieri (Ivi Petrolifera a Oristano e Isgas a Cagliari), per i quali è previsto anche un impianto di rigassificazione per alimentare la rete di trasporto, e per i quali sono attualmente in corso i procedimenti autorizzativi a livello nazionale.

Nell'ambito del segmento di approvvigionamento primario di GNL, un altro punto di forza molto rilevante è costituito dalla attesa entrata in servizio di una metaniera SSLNG da 7500 m³, del gruppo Avenir, che avverrà congiuntamente a quella del deposito Higas di Oristano. Un ulteriore punto di forza è costituito dal fatto che la metaniera SSLNG di Avenir avrà anche la funzionalità di bunkership, e quindi potrà offrire anche il servizio di bunkeraggio ship-to-ship del GNL nei porti dell'isola.

Pur in assenza di infrastrutture di approvvigionamento nell'isola la filiera del GNL a livello di utenze finali è già attiva da alcuni anni in Sardegna, con la presenza di un deposito satellite di GNL che alimenta gli impianti di produzione di energia elettrica e calore della Centrale del Latte della cooperativa Arborea. Sono inoltre in corso di sviluppo iniziative per altre utenze finali nel settore industriale e dei trasporti terrestri (distributori di GNL e GNC)

Tra i punti di forza è molto rilevante la presenza di operatori delle reti di distribuzioni del gas, che stanno investendo nello sviluppo di queste infrastrutture in attesa di poterle utilizzare per rendere disponibile alle utenze finali il gas naturale. Da segnalare al riguardo l'acquisizione, da parte del gruppo Italgas, delle concessioni per i principali bacini dell'isola; in questo caso l'aspettativa è di alimentare queste reti di distribuzione tramite la realizzazione di una rete di trasporto. Vi è poi la recentissima iniziativa di Isgas 33 per la realizzazione del deposito satellite con annesso l'impianto di vaporizzazione, per poter alimentare le reti di distribuzione del bacino regionale 33 di cui è concessionaria, tramite il downstream del GNL.

Altro punto di forza molto rilevante - soprattutto nella prospettiva della realizzazione dei depositi del primo anello della catena logistica di approvvigionamento del GNL, e in particolare dei depositi con annesso impianto di rigassificazione - è il progetto di Enura SpA (JV di Snam e SG) per la realizzazione della rete di

trasporto del gas naturale, che dovrebbe consentire di alimentare sia le reti di distribuzione che grandi utenze come attività industriali e centrali termoelettriche.

Dev'essere considerata un punto di forza, per lo sviluppo della filiera, anche l'assenza di dinamiche rilevanti di conflitto ambientale intorno ai progetti delle infrastrutture di approvvigionamento del GNL costituite dai depositi costieri SSLNG.

Considerando il ruolo delle istituzioni rappresentative dell'isola, si può ritenere sicuramente un punto di forza l'orientamento generale della Regione Sardegna a favore dello sviluppo della filiera del GNL. In particolare questo è sancito dal Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna, approvato nel 2016 (PEARS 2016), che ha tra i suoi obiettivi generali proprio lo sviluppo delle filiere del GNL. In questa prospettiva sono molto rilevanti le azioni specifiche previste dal PEARS 2016, in particolare: la realizzazione dell'infrastruttura di approvvigionamento tramite i depositi, la realizzazione della rete di trasporto, il completamento delle reti di distribuzione, gli obiettivi di penetrazione del gas naturale nei settori di consumo, la realizzazione di un HUB regionale per il bunkeraggio del GNL, e gli specifici obiettivi di penetrazione dell'uso del GNL come combustibile nel trasporto marittimo. Nelle politiche regionali, la diffusione del GNL è considerata anche come strumento per conseguire obiettivi di politica ambientale e industriale.

Alla luce degli aspetti già richiamati, si può considerare un punto di forza sia la richiesta potenziale di GNL a livello del primo anello della catena logistica di approvvigionamento, sia i potenziali di penetrazione nei diversi settori di utilizzo del gas naturale e del GNL.

Punti di debolezza

Tra i più rilevanti punti di debolezza vi è la mancanza di iniziative operative delle istituzioni locali per dare attuazione ad alcune delle azioni specifiche previste dal PEARS per lo sviluppo della filiera del GNL. In particolare: l'assenza di iniziative per la conversione a GNL delle navi in servizio sulle tratte interne alla regione; l'assenza di iniziative per la conversione a GNL della flotta da pesca con base in Sardegna; e l'assenza di iniziative per la creazione in Sardegna di un Hub per bunkeraggio del GNL delle navi che operano sulle rotte da e per la Sardegna.

L'assenza di queste iniziative, unitamente ad altri elementi, determina nel momento attuale una difficoltà a far emergere la domanda potenziale del mercato regionale per la penetrazione del gas naturale e del GNL nei diversi settori di utilizzo interessati.

Opportunità

Un'opportunità di fondo per la Sardegna e le altre isole dell'area di cooperazione, è costituita dalle condizioni favorevoli nell'evoluzione a medio termine del mercato internazionale del GNL, le cui dimensioni sono in fase di crescita, caratterizzata da una sempre maggiore diversificazione delle aree di approvvigionamento. Tale condizione nei prossimi anni sarà particolarmente favorevole nel bacino del Mediterraneo.

Molto rilevanti, in termini di opportunità, sono le iniziative delle imprese per il trasporto marittimo che operano sulle rotte della Sardegna, finalizzate alla conversione al GNL delle proprie imbarcazioni. Per lo sviluppo della filiera del GNL nel trasporto marittimo in Sardegna sono particolarmente rilevanti le iniziative annunciate da alcune compagnie di navigazione (Moby), con l'entrata in servizio di nuovi traghetti dual-fuel

entro il 2022. A questo si aggiungono anche le navi da crociera a GNL (Costa crociere) già presenti e quelle ulteriori attese sulle rotte di tale tipologia di imbarcazione che riguardano la Sardegna.

Anche le iniziative per la realizzazione di infrastrutture di origine dell'approvvigionamento di GNL per le isole dell'area di cooperazione, costituiscono un'opportunità molto rilevante per facilitare lo sviluppo della filiera in Sardegna. In particolare l'iniziativa per realizzare la facility di ship loading per metaniere SSLNG presso il terminale OLT a Livorno. A ciò si aggiunge anche l'annuncio dell'entrata in servizio di metaniere SSLNG, anche con funzione di bunkership, che avranno base nel Mediterraneo e potranno operare nei porti della Sardegna (ad esempio la metaniera SSNLG da 18600 m3 di Total, che avrà come base il porto di Marsiglia).

La realizzazione delle iniziative di sviluppo della filiera del GNL in Sardegna è sicuramente favorita dalla coerenza con obiettivi e indicazioni presenti nella programmazione energetica nazionale, a partire dall'attuazione della direttiva 2014/94/UE sui combustibili alternativi, tramite il quadro strategico nazionale per il GNL (QSN-GNL) che contiene previsioni specifiche per la Sardegna. Sia gli obiettivi di sviluppo generale delle infrastrutture per il GNL, sia quelle specifiche per la Sardegna previste dal QSN-GNL, sono state tutte sostanzialmente confermate nella strategia energetica nazionale approvata nel 2017 (SEN 2017), e nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) varato in via definitiva dal Governo italiano a gennaio 2020. Particolarmente rilevante come opportunità è l'azione specifica prevista dalla SEN 2017 e dal PNIEC per la costituzione di un'area SECA nei mari della Sardegna.

Molto rilevante come opportunità per lo sviluppo della filiera del GNL in Sardegna è il quadro regolatorio già definito dall'ARERA per alcuni segmenti fondamentali. In particolare, la regolazione dei depositi costieri con impianto di rigassificazione destinato ad alimentare la rete di trasporto. Per questo tipo di infrastruttura, l'autorità (ARERA) ha già definito la regolazione sia dei servizi SSNLG che potranno erogare, sia dei servizi di rigassificazione, anche dal punto di vista tariffario (vedi Paragrafo 1.2.1.5). L'altro segmento della filiera del GNL per il quale l'autorità ha già reso disponibile un quadro definito, è quello delle reti isolate a GNL (vedi Paragrafo 1.2.1.7). Per questi due segmenti della filiera, gli operatori hanno un quadro sufficientemente definito per poter effettuare le decisioni sui propri progetti di investimento in Sardegna.

Un'opportunità rilevante per le iniziative di investimento delle filiere del GNL in Sardegna è costituita dalle misure di sostegno previste dai programmi UE, come i bandi CEF e i programmi INTERREG (vedi Paragrafo 1.1.1).

L'uso del GNL nel settore dei trasporti in generale, e in particolare in quello marittimo, offre l'opportunità di rafforzare la qualità dell'offerta territoriale della Sardegna per i servizi turistici, soprattutto quelli connessi alla fruizione del patrimonio ambientale e naturalistico dell'isola.

Un'ulteriore opportunità rilevante per lo sviluppo della filiera del GNL in Sardegna sono gli interventi possibili attraverso gli strumenti di cooperazione euromediterranea, come l'iniziativa "westmed" o altre che potrebbero scaturire a livello internazionale dall'istituzione di un'area SECA nel Mediterraneo.

Rischi

Uno dei principali rischi connessi allo sviluppo della filiera del GNL in contesti insulari come la Sardegna, è costituito dai costi elevati della logistica di approvvigionamento del GNL, che possono riflettersi sulle condizioni di accesso ai servizi energetici della filiera.

Un altro rischio, connesso alle dinamiche dei mercati energetici, è legato alla crescente penetrazione del vettore elettrico nei consumi dei settori residenziali e terziario (come il turismo), che è già oggi, e sarà anche in futuro, particolarmente rilevante in zone temperate o calde.

L'assenza di politiche nazionali mirate a favorire la conversione a GNL delle flotte navali, costituisce un rischio molto rilevante per lo sviluppo della filiera nel settore marittimo in Sardegna. In particolare è critica l'assenza di iniziative nazionali per l'attuazione dell'azione prevista anche dal QSN-GNL, SEN 2017 e dal PNIEC per la creazione in Sardegna di un Hub per bunkeraggio del GNL per le navi che operano sulle rotte da e per l'isola. Altrettanto critica è l'assenza di iniziative nazionali per l'attuazione dell'azione prevista da QSN-GNL, SEN 2017 e PNIEC per la creazione di un'area SECA nei mari della Sardegna.

Rilevante anche il rischio derivante dall'incertezza sul ruolo della filiera del GNL per dare attuazione entro il 2025 al phase-out dal carbone delle centrali termoelettriche sarde. Tale rischio si manifesta in relazione al ruolo che potrebbe essere svolto, in alternativa alle centrali termoelettriche alimentate a gas nell'isola, dallo sviluppo delle interconnessioni con la rete elettrica nazionale, la realizzazione di grandi sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica, e l'ulteriore spazio che di conseguenza potrebbero avere le rinnovabili elettriche intermittenti per coprire il fabbisogno dell'isola.

Sotto il profilo regolatorio, il rischio più rilevante per lo sviluppo della filiera in Sardegna è l'incertezza che alimenta la dinamica di concorrenza tra il ruolo del downstream del GNL dai depositi alle utenze finali e il ruolo che, per la stessa funzione, potrebbe essere svolto dal progetto della rete dorsale di trasporto del gas naturale nell'isola. Sotto questo aspetto, l'ARERA ha fornito le prime indicazioni per l'inserimento delle reti sarde di distribuzione del gas naturale nel sistema nazionale di perequazione delle tariffe; ma al contempo è stata varata l'iniziativa di svolgere un'analisi costi-benefici di carattere strategico sul ruolo congiunto che potranno avere gli sviluppi delle infrastrutture di trasporto dei sistemi gas ed elettrico. I risultati di questa analisi costi-benefici dovrebbero orientare le scelte regolatorie di carattere definitivo per la eventuale realizzazione del progetto di rete dorsale di trasporto del gas naturale in Sardegna.

Tabella 2.2 Schema analisi SWOT per la filiera del GNL in Sardegna

<i>Punti di forza</i>	<i>Punti di debolezza</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Dimensioni significative dei mercati energetici della Sardegna • Consumi di energia significativi nel settore termoelettrico, industriale, civile e dei trasporti • Iniziative di imprese per la realizzazione di depositi costieri di approvvigionamento di GNL per l'isola (un • Iniziative in corso dei concessionari per lo sviluppo delle reti di distribuzione del gas naturale nell'isola (Oggi alimentate a GPL e aria propanata. • Progetto di rete di trasporto del gas naturale nell'isola alimentata dai depositi costieri di GNL • Prevista l'entrata in esercizio di navi metaniere SSLNG (anche funzioni di bunkership) nei porti dell'isola • Assenza di conflitto ambientale sulle infrastrutture di approvvigionamento del GNL per l'isola • Sviluppo della filiere del GNL obiettivo generale del Piano energetico regionale (PEARS 2016) • Azioni specifiche di sostegno della Regione alla filiera del GNL previste dal PEARS 2016 • Diffusione del GNL come azione delle politiche regionale per conseguire obiettivi ambientali • Diffusione del GNL come azione delle politiche regionali per conseguire obiettivi di politica industriale • Richiesta potenziale di GNL significativa per: bunkeraggio, termoelettrico, industria e civile 	<ul style="list-style-type: none"> • Assenza di iniziative per l'attuazione dell'azioni prevista dal PEARS per la conversione a GNL della navi in servizio sulle tratte di interne alla regione • Assenza di iniziative per l'attuazione dell'azioni prevista dal PEARS per la conversione a GNL della flotta da pesca con base in Sardegna • Assenza di iniziative per l'attuazione dell'azioni prevista dal PEARS per la creazione in Sardegna di un Hub per bunkeraggio del GNL della navi che operano sulle rotta da e per la Sardegna. • Ritardo rispetto opportunità offerte dall'entrata in vigore dei nuovi limiti globali fissati dall'IMO per gli standard ambientali di combustibili marittimi
<i>Opportunità</i>	<i>Rischi</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Condizioni favorevoli nell'evoluzione a medio termine del mercato internazionale del GNL in fase di crescita e crescente diversificazione delle aree di approvvigionamento • Iniziativa di imprese del trasporto marittimo per la conversione a GNL delle flotte (Moby) • Nuove iniziative per infrastrutture di approvvigionamento di GNL per la Sardegna (facilities di ship loading per metaniere SSLNG presso il terminale OLT a Livorno) • Entrata in esercizio di navi metaniere SSLNG (anche funzioni di bunkership) nei porti dell'area di cooperazione • Coerenza con gli obiettivi programmazione energetica Nazionale (QSN-GNL, SEN 2017 e PNIEC) • Quadro Regolatorio definito per servizi SSLNG e reti isolate a GNL • Previsione nella SEN 2017 di istituzione di un'area SECA nei mari della Sardegna • Possibilità di usufruire delle misure di sostegno previste da programmi UE come bandi CEF • Rafforzamento dell'offerta territoriale della Sardegna per i servizi turistici e fruizione del patrimonio ambientale e naturalistico dell'isola • Offerta di servizi energetici adeguati ad attrarre iniziative di sviluppo industriale 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevati costi della logistica di approvvigionamento del GNL per la Sardegna • Trend di incremento della penetrazione elettrica dei consumi di energia • Assenza di politiche nazionali mirate per favorire la conversione a GNL delle flotte navali • Assenza di iniziative nazionali per l'attuazione dell'azione prevista da QSN-GNL, SEN 2017 e PNIEC per la creazione in Sardegna di un Hub per bunkeraggio del GNL della navi che operano sulle rotta da e per la Sardegna • Assenza di iniziative nazionali per l'attuazione dell'azione prevista da QSN-GNL, SEN 2017 e PNIEC per la creazione di un area SECA nei mari della Sardegna • Incertezza sul ruolo del GNL per il phase-out dal carbone delle centrali termoelettriche sarde • Incertezza regolatoria e concorrenza tra ruolo del downstream del GNL e sviluppo della rete dorsale di trasporto del gas naturale

Fonte: elaborazione STF

2.3 Analisi SWOT per la filiera del GNL in Corsica

Punti di forza

Il sistema energetico della Corsica ha dimensioni significative. I consumi di energia primaria, sia per consumi finali che per la generazione termoelettrica, negli ultimi anni sono stati dell'ordine di 600-700 ktep. A livello settoriale, per quanto riguarda i consumi finali di energia, i trasporti sono la prima voce con consumi dell'ordine di circa 300 ktep; il secondo settore è il residenziale (circa 150 ktep), seguito dal terziario (circa 80 ktep); i consumi per l'industria pesano circa 20 ktep. Oltre ai consumi finali vanno considerati quelli del settore termoelettrico (circa 200 ktep di prodotti petroliferi). Si può quindi affermare che i consumi di energia dell'isola, per le prospettive di sviluppo del GNL, siano significativi in termini complessivi e rilevanti in particolare nel settore del trasporto, della generazione elettrica e del settore civile.

Un punto di forza importante è costituito dalle iniziative delle imprese per il trasporto marittimo con base in Corsica, finalizzate alla conversione al GNL delle proprie imbarcazioni. Per lo sviluppo della filiera del GNL nel trasporto marittimo, sono particolarmente rilevanti le iniziative delle compagnie di navigazione "Corsica-Linea" e "Corsica-Ferries", che hanno annunciato l'entrata in servizio di nuovi traghetti dual-fuel entro il 2022.

La programmazione energetica della Corsica, costituita dalla "Programmation pluriannuelle de l'énergie pour la Corse 2016-2018/2019-2023", approvata nel 2015 (PPE-Corse 2015) prevede la realizzazione di un'infrastruttura di approvvigionamento del GNL per alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche attualmente alimentate da prodotti petroliferi. Il PPE-Corse 2015 prevede anche azioni specifiche per l'utilizzo del GNL e del gas naturale per i trasporti stradali dell'isola.

Dev'essere considerata un punto di forza, per lo sviluppo della filiera, anche l'assenza di dinamiche rilevanti di conflitto ambientale intorno ai progetti di infrastrutture di approvvigionamento del GNL per la Corsica previsti dalla programmazione energetica.

Un altro punto di forza per la diffusione del GNL in Corsica è costituito dall'aspettativa, anche a livello delle amministrazioni locali dei principali porti, che l'uso nel trasporto marittimo di questo combustibile possa consentire di conseguire obiettivi ambientali, migliorando la qualità dell'aria per i centri e gli insediamenti urbani nelle aree portuali.

Alla luce di questi aspetti favorevoli, in Corsica si possono considerare come punti di forza sia la richiesta complessiva potenziale di GNL a livello del primo anello della catena logistica di approvvigionamento, sia i potenziali di penetrazione nei settori del termoelettrico e del trasporto marittimo.

Punti di debolezza

In termini di consumi di energia, la domanda molto limitata del settore industria costituisce un punto di debolezza per le prospettive di sviluppo del GNL in Corsica.

Un altro elemento di debolezza è l'assenza di iniziative imprenditoriali per la realizzazione di infrastrutture di GNL per l'isola, per lo sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale, e per la realizzazione di infrastrutture per il bunkeraggio del GNL nei porti della Corsica.

Alla luce degli aspetti esaminati, un ulteriore punto di debolezza per lo sviluppo della filiera in Corsica è la richiesta potenziale di GNL limitata, sia per il settore industriale che per quello civile.

Opportunità

Un'opportunità di fondo per la Corsica e le altre isole dell'area di cooperazione, è costituita dalle condizioni favorevoli nell'evoluzione a medio termine del mercato internazionale del GNL, le cui dimensioni sono in fase di crescita, caratterizzata da una sempre maggiore diversificazione delle aree di approvvigionamento. Tale condizione nei prossimi anni sarà particolarmente favorevole nel bacino del Mediterraneo.

Rilevanti, in termini di opportunità, sono le iniziative delle imprese per il trasporto marittimo che operano sulle rotte della Corsica, finalizzate alla conversione al GNL delle proprie imbarcazioni. A questa opportunità si aggiungono anche le navi da crociera a GNL già presenti nel Mediterraneo e quelle ulteriori attese sulle rotte di tale tipologia di imbarcazione, che riguardano la Corsica.

Le iniziative per la realizzazione di infrastrutture di approvvigionamento di GNL per le isole dell'area di cooperazione, costituiscono un'opportunità molto rilevante per facilitare lo sviluppo della filiera in Corsica. In particolare l'iniziativa per realizzare la facility di ship loading per metaniera SSLNG presso il terminale OLT a Livorno. A ciò si aggiunge anche l'annuncio dell'entrata in servizio di navi metaniere SSLNG, anche con funzione di bunkership, che avranno base nel Mediterraneo e potranno operare nei porti della Corsica (come la metaniera SSLNG di Avenir con base a Oristano e metaniera SSNLG da 18600 m3 di Total, che avrà come base il porto di Marsiglia).

La realizzazione delle iniziative di sviluppo della filiera del GNL in Corsica è sicuramente favorita dalla coerenza con obiettivi e indicazioni presenti nella programmazione energetica nazionale (PPE 2015).

Rilevanti in questa prospettiva anche le iniziative del Governo francese per promuovere la realizzazione di un'area SECA nel Mediterraneo.

Due recenti iniziative istituzionali a livello nazionale sono altri elementi che rafforzano le opportunità dello sviluppo della filiera del GNL in Corsica: 1. nel gennaio 2020 l'autorità di regolazione nazionale (CRE) ha avviato il procedimento per definire le modalità di remunerazione dell'infrastruttura di approvvigionamento di GNL per le centrali termoelettriche della Corsica (vedi Paragrafo 1.2.2.2); 2. a febbraio 2020 il governo francese ha avviato la procedura per selezionare l'operatore che realizzerà e gestirà l'infrastruttura di approvvigionamento di GNL per le centrali termoelettriche dell'isola (vedi Paragrafo 1.2.2.1).

Un'altra opportunità rilevante per le iniziative di investimento delle filiere del GNL in Corsica è costituita dalle misure di sostegno previste dai programmi UE, come i bandi CEF e i programmi INTERREG.

L'uso del GNL nel settore dei trasporti in generale, e in particolare in quello marittimo, offre l'opportunità di rafforzare la qualità dell'offerta territoriale della Corsica per i servizi turistici, soprattutto quelli connessi alla fruizione del patrimonio ambientale e naturalistico dell'isola.

Un'altra rilevante opportunità per lo sviluppo della filiera del GNL in Corsica sono gli interventi possibili grazie agli strumenti di cooperazione euromediterranea, come l'iniziativa "westmed", o quelle che potrebbero scaturire a livello internazionale dall'istituzione di un'Area SECA nel Mediterraneo.

Rischi

Uno dei principali rischi connessi allo sviluppo della filiera del GNL in contesti insulari come la Corsica, è costituito dai costi elevati della logistica di approvvigionamento del GNL, che possono riflettersi sulle condizioni di accesso ai servizi energetici della filiera.

Un altro rischio, connesso alle dinamiche dei mercati energetici, è legato alla crescente penetrazione del vettore elettrico nei consumi dei settori residenziali e terziario (come il turismo), che è già oggi, e sarà anche in futuro, particolarmente rilevante in zone temperate o calde.

Tabella 2.3 Schema analisi SWOT per la filiera del GNL in Corsica

<i>Punti di forza</i>	<i>Punti di debolezza</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Dimensioni significative dei mercati energetici della Corsica • Consumi di energia significativi nei settori termoelettrico, trasporto e civile • Entrata in esercizio di navi metaniere SSLNG (anche funzioni di bunkership) nei porti dell'isola • Assenza di conflitto ambientale sulle infrastrutture di approvvigionamento del GNL per l'isola • Iniziativa di imprese del trasporto marittimo operative in Corsica per la conversione a GNL delle flotte di traghetti (Corsica Linea e Corsica Ferries) • Programmazione energetica della Corsica (PPE 2015) prevede la realizzazione di un'infrastruttura di approvvigionamento del GNL per le centrali termoelettriche • Il PPE-Corse (2015) prevede Azioni specifiche per l'utilizzo del GNL e gas naturale per i trasporti stradali nell'isola • Diffusione del GNL come azione delle Politiche ambientali locali per conseguire obiettivi ambientali come la qualità dell'aria nelle aree portuali • Richiesta potenziale di GNL significativa per il settore termoelettrico e trasporto marittimo 	<ul style="list-style-type: none"> • Consumi di energia limitati nel settore industria • Assenza di iniziative imprenditoriali per la realizzazione di depositi costieri di approvvigionamento di GNL per l'isola • Assenza di Iniziative per lo sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale nell'isola • Assenza di iniziative per la realizzazione di infrastrutture per il bunkeraggio del GNL nei porti della Corsica • Richiesta potenziale di GNL limitata per i settori industriale e civile
<i>Opportunità</i>	<i>Rischi</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Condizioni favorevoli nell'evoluzione a medio termine del mercato internazionale del GNL in fase di crescita e crescente diversificazione delle aree di approvvigionamento • Avviata (febbraio 2020) procedura del Governo per selezionare operatore che realizzerà e gestirà l'infrastruttura di approvvigionamento del GNL • Avviata (gennaio 2020) dall'autorità di regolazione nazionale (CRE) il procedimento per definire la remunerazione dell'infrastruttura di approvvigionamento di GNL per le centrali termoelettriche • Nuove iniziative per infrastrutture di approvvigionamento di GNL nell'area di cooperazione come la facilities di ship loading di metaniere SSLNG presso il terminale OLT • Presenza di navi metaniere SSLNG (anche funzioni di bunkership) nei porti dell'area di cooperazione • Coerenza con gli obiettivi programmazione energetica nazionale PPE (2015) • Iniziative del Governo francese per l'istituzione di un'area SECA nel Mediterraneo • Possibilità di usufruire delle misure di sostegno previste da programmi naz o UE • Possibilità di usufruire delle misure di sostegno previste da programmi UE come bandi CEF • Rafforzamento dell'offerta territoriale della Corsica per i servizi turistici e fruizione del patrimonio ambientale e naturalistico dell'isola 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevati costi della logistica di approvvigionamento del GNL • Trend di aumento della penetrazione elettrica nei consumi di energia del settore residenziale e dei servizi.

Fonte: elaborazione STF

2.4 Analisi SWOT della filiera del GNL nell'Arcipelago Toscano

Punti di forza

Nell'Arcipelago Toscano i consumi di energia che possono essere considerati significativi per lo sviluppo della filiera del GNL riguardano prevalentemente il trasporto marittimo. Un punto di forza è quindi costituito dalla richiesta potenziale di bunkeraggio di GNL a seguito delle iniziative di conversione a questo combustibile degli operatori del trasporto marittimo delle compagnie di navigazione che operano nelle rotte di collegamento delle isole dell'Arcipelago e nel settore delle crociere.

La richiesta potenziale delle reti di distribuzione, oggi alimentate a GPL, potrebbe essere significativa solo nella prospettiva di un approvvigionamento diretto tramite la supply chain del downstream del GNL, ossia tramite autocisterne criogeniche che riforniscano i depositi satelliti a servizio di reti isolate a GNL.

La diffusione del GNL come azione delle politiche ambientali locali per conseguire obiettivi ambientali come il miglioramento della qualità dell'aria nelle aree portuali.

Punti di debolezza

Le dimensioni molto limitate del sistema energetico dell'Arcipelago Toscano costituiscono un punto di debolezza per un possibile sviluppo della filiera del GNL in questa realtà. A questo proposito è sufficiente evidenziare che i consumi finali di energia nel loro complesso sono dell'ordine di circa 80-90 ktep. Sono quindi assai limitati o non significativi nella prospettiva dello sviluppo della filiera del GNL i consumi nei settori dell'industria, del civile e del termoelettrico.

Allo stato attuale sono assenti iniziative per la realizzazione di infrastrutture di approvvigionamento di GNL nell'Arcipelago.

Un punto di debolezza molto rilevante, a livello del primo anello della catena logistica di approvvigionamento, è costituito dalla presenza del progetto di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale promosso da ITG (SNAM) per la realizzazione di un collegamento sottomarino tra Piombino e Isola d'Elba.

Lo sviluppo della filiera del GNL è assente nella programmazione energetica locale (PAES 2014).

Va infine evidenziata l'assenza di iniziative pubbliche delle istituzioni locali per lo sviluppo della filiera del GNL nell'Arcipelago.

Opportunità

Un'opportunità di fondo per le isole dell'Arcipelago Toscano e le altre isole dell'area di cooperazione, è costituita dalle condizioni favorevoli nell'evoluzione a medio termine del mercato internazionale del GNL, le cui dimensioni sono in fase di crescita, caratterizzata da una sempre maggiore diversificazione delle aree di approvvigionamento. Tale condizione nei prossimi anni sarà particolarmente favorevole nel bacino del Mediterraneo.

Rilevanti, in termini di opportunità, sono le iniziative delle imprese per il trasporto marittimo che operano sulle rotte dell'Arcipelago, finalizzate alla conversione al GNL delle proprie imbarcazioni. A questa opportunità si aggiungono anche le navi da crociera a GNL già presenti nel Mediterraneo e quelle ulteriori attese sulle rotte di tale tipologia di imbarcazione che riguardano l'Arcipelago.

Le iniziative per la realizzazione di infrastrutture di approvvigionamento di GNL per le isole dell'area di cooperazione, costituiscono un'opportunità molto rilevante per facilitare lo sviluppo della filiera nell'Arcipelago Toscano. In particolare l'iniziativa per realizzare la facility di ship loading per metaniere SSLNG presso il terminale OLT a Livorno. A ciò si aggiunge anche l'annuncio dell'entrata in servizio di navi metaniere SSLNG, anche con funzione di bunkership, che avranno base nel Mediterraneo e potranno operare nei porti dell'Arcipelago.

Il ruolo proattivo dell'AdSP del Mar Tirreno Settentrionale nella promozione della filiera del GNL nel proprio ambito di competenza costituisce una opportunità per i possibili sviluppi nelle isole dell'Arcipelago Toscano a partire dal porto di Portoferraio.

Un'opportunità per i potenziali di sviluppo della filiera nell'Arcipelago Toscano è costituita dall'incertezza regolatoria sul progetto di metanodotto sottomarino di collegamento Piombino – Isola d'Elba.

Un'altra rilevante opportunità per lo sviluppo della filiera del GNL nell'Arcipelago è costituita dalla regolazione già definita dall'ARERA. Un segmento della filiera del GNL, per il quale l'autorità ha già reso disponibile un quadro definito, è quello delle reti isolate a GNL. Per questo segmento gli operatori hanno un quadro sufficientemente definito per poter effettuare gli investimenti, in particolare nell'isola d'Elba.

Un'opportunità rilevante per le iniziative di investimento delle filiere del GNL nell'Arcipelago è costituita dalle misure di sostegno previste dai programmi UE, come i bandi CEF e i programmi INTERREG.

L'uso del GNL nel settore dei trasporti in generale, e in particolare in quello marittimo, offre l'opportunità di rafforzare la qualità dell'offerta territoriale dell'Arcipelago per i servizi turistici, in particolare quelli connessi alla fruizione del patrimonio ambientale e naturalistico del Parco nazionale dell'Arcipelago Toscano.

Rischi

Uno dei principali rischi connessi allo sviluppo della filiera del GNL in contesti insulari come le isole dell'Arcipelago, è costituito dai costi elevati della logistica di approvvigionamento del GNL, che possono riflettersi sulle condizioni di accesso ai servizi energetici della filiera.

Un altro fattore di rischio, connesso alle dinamiche dei mercati energetici, è legato alla crescente trend di penetrazione del vettore elettrico nei consumi dei settori residenziali e terziario (come il turismo), che è già rilevante oggi, e che lo sarà ancora di più in futuro, in particolare in zone temperate o calde.

Altri elementi di rischio per lo sviluppo della filiera nell'Arcipelago Toscano sono: il progetto di approvvigionamento del gas naturale nell'isola, basato sul collegamento Piombino-Isola d'Elba previsto esplicitamente dal Piano Ambientale Energetico Regionale della Toscana (PAER 2015), e l'assenza di indicazioni nelle politiche regionali per la diffusione del GNL nell'Arcipelago Toscano.

Tabella 2.4 Schema analisi SWOT per la filiera del GNL nell’Arcipelago Toscano

<i>Punti di forza</i>	<i>Punti di debolezza</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Consumi di energia significativi per i servizi di trasporto marittimo nell’Arcipelago Toscano • Diffusione del GNL come azione delle Politiche ambientali locali per conseguire obiettivi ambientali come la qualità dell’aria nelle aree portuali • Richiesta potenziale di bunkeraggio di GNL dalle iniziative di conversione a GNL di operatori del trasporto marittimo presenti nei porti dell’Arcipelago Toscano. • Richiesta potenziale delle reti di distribuzione che potrebbero essere alimentate tramite la supply chain del downstream del GNL presso depositi satellite 	<ul style="list-style-type: none"> • Dimensioni limitate de mercati energetici dell’Arcipelago Toscano • Consumi di energia limitati o non significativi nei settori industria, civile e termoelettrico • Assenza di iniziative per la realizzazione di infrastrutture di approvvigionamento del GNL • Assenza di iniziative per lo sviluppo della rete di distribuzione di gas naturale nell’isola d’Elba • Progetto di sviluppo della rete di trasporto di ITG (SNAM) per il collegamento sottomarino tra Piombino e I. d’Elba • Diffusione del GNL assente nella programmazione energetica locale (PAES 2014) • Assenza di iniziative delle istituzioni locali per la diffusione del GNL
<i>Opportunità</i>	<i>Rischi</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Condizioni favorevoli nell’evoluzione a medio termine del mercato internazionale del GNL in fase di crescita e crescente diversificazione delle aree di approvvigionamento • Nuove iniziative per infrastrutture di approvvigionamento di GNL nell’area di cooperazione come la facilities di ship loading di metaniere SSLNG presso il terminale OLT • Entrata in esercizio di navi metaniere SSLNG (anche con funzioni di bunkership) nei porti dell’area di cooperazione • Ruolo proattivo dell’AdSP del Mar Tirreno settentrionale nella promozione delle filiera del GNL • Incertezza regolatoria sul progetto di metanodotto sottomarino di collegamento Piombino – I. d’Elba • Possibilità di usufruire delle misure di sostegni previste da programmi naz o UE • Quadro Regolatorio definito per servizi SSLNG e reti isolate a GNL • Qualificazione ambientale dell’offerta territoriale caratterizzata da servizi turistici e fruizione del patrimonio ambientale e naturalistico dell’Arcipelago Toscano 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevati costi della logistica di approvvigionamento del GNL • Progetto di approvvigionamento di gas naturale dell’isola basati su sviluppo della rete di trasporto previsto dal Piano energetico regionale della Toscana (PAER 2015) • Assenza di indicazioni nelle politiche regionali per la diffusione del GNL nell’Arcipelago Toscano

Fonte: elaborazione STF

3. SCENARI DI POLICY PER IL RUOLO DEL GNL NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA DEI SISTEMI INSULARI DELL'AREA DI COOPERAZIONE

3.1 Premessa

Uno dei principali obiettivi degli del progetto “Promo GNL”, è quello di definire lo spazio delle soluzioni di intervento comuni dei sistemi insulari dell’area di cooperazione per lo sviluppo della filiera del GNL.

Per fare questo è necessario valutare le opportunità che possono emergere adottando iniziative o strategie di cooperazione transfrontaliera, per raggiungere gli obiettivi di sviluppo della filiera del GNL nei sistemi insulari della Sardegna, della Corsica e dell’Arcipelago Toscano, che non possono essere raggiunti in modo efficace solo agendo a livello locale/regionale/nazionale. La presente analisi è quindi finalizzata anche a far emergere i vantaggi di cui gli stakeholder interessati potrebbero beneficiare adottando un approccio transfrontaliero.

Per conseguire questo obiettivo si delineano una serie di possibili scenari di policy per il ruolo del GNL nella transizione energetica dei sistemi insulari dell’area di cooperazione.

Il primo punto di partenza per la costruzione di tali scenari per il ruolo della filiera del GNL nel processo di transizione energetica dei sistemi insulari dell’area di cooperazione IT-FR, è il quadro dei fattori che ne determinano gli attuali potenziali di sviluppo in Sardegna, nella Corsica e nell’Arcipelago Toscano, costituiti da: 1) le caratteristiche dei sistemi energetici delle isole; 2) le iniziative di operatori economici per lo sviluppo della filiera; 3) le politiche e la regolazione rilevanti; 4) i potenziali di penetrazione del GNL e del gas naturale nei mercati energetici di queste tre realtà, che ad oggi non hanno accesso a questa risorsa energetica.

I segmenti della filiera del GNL oggetto di questa analisi sono: a) le soluzioni possibili per il primo anello della catena logistica di approvvigionamento del GNL presso le tre realtà insulari considerate; e b) le soluzioni possibili per la supply chain di fornitura del GNL alle utenze finali potenzialmente interessate per i diversi settori di uso energetico nei sistemi insulari dell’area di cooperazione.

Le informazioni e i dati disponibili raccolti per questi quattro ambiti sono stati utilizzati nel Capitolo 2 del presente rapporto, per valutare i potenziali di sviluppo della filiera del GNL in ognuno dei tre sistemi insulari considerati separatamente, tramite la metodologia dell’analisi SWOT.

I risultati dell’analisi SWOT a livello dei singoli sistemi insulari ha fatto emergere l’esistenza di una serie di rischi e criticità per lo sviluppo della filiera del GNL che potrebbero essere superati con l’adozione delle misure previste dagli scenari di policy più avanzati già a livello dei singoli sistemi insulari dell’area di cooperazione. Ciò può avvenire in modo ancora più significativo, con l’adozione di strategie comuni di promozione della filiera del GNL condivise dalle istituzioni rappresentative delle comunità delle isole del sistema insulare dell’area di cooperazione nel suo insieme (vedi Fig. 3.1)

Figura 3.1 Sistema insulare dell'area di cooperazione Italia Francia Marittimo



Fonte: elaborazione STF

L'obiettivo principale di questa elaborazione è di ottenere diverse opzioni di strategia dell'intervento pubblico per lo sviluppo della filiera del GNL, ed ha come principale riferimento il ruolo dei porti dell'area di cooperazione che possono condividere un quadro comune delle scelte possibili e dei punti di forza esistenti per realizzarli.

La configurazione di una serie di scenari di policy per lo sviluppo della filiera del GNL nei tre sistemi insulari offre la possibilità di effettuare a livello strategico un confronto tra diverse opzioni di sviluppo della filiera in un quadro comune di riferimento, e consente di orientare le scelte tenendo conto dei punti di forza e delle opportunità che emergono nei diversi casi esaminati.

Il quadro degli scenari di policy per lo sviluppo della filiera del GNL nei tre sistemi insulari offre un contributo per definire la strategia di raccordo coordinato e coerente con i progetti interconnessi del programma Interreg FR-IT su questo stesso argomento, e con il progetto in corso GEECCTT-iles, che ha l'obiettivo di realizzare uno strumento di intervento comune (GECT) per le connessioni marittime sostenibili tra le isole, tramite un processo di costruzione partecipativa e di analisi di scenari per la definizione di una strategia comune.

Il quadro congiunto delle interazioni sistemiche e locali degli usi e delle soluzioni ottimali per lo sviluppo della filiera del GNL, a partire dagli ambiti portuali nell'area di cooperazione e delle possibili strategie di raccordo tra progetti e iniziative interconnessi, possono costituire un contributo per lo sviluppo di strategie comuni. Questo quadro offre uno dei punti di partenza delle azioni di informazione e di promozione del GNL previste dal progetto Promo-GNL per la definizione delle politiche di sviluppo della filiera del GNL nei sistemi insulari dell'area di cooperazione

L'analisi degli strumenti legislativi, di regolazione e di indirizzo, messi in campo dai principali attori istituzionali (condotta nel Capitolo 1 del presente rapporto) consente di mettere in evidenza quelle che si configurano come le possibili tappe future dell'intervento pubblico rilevanti per gli obiettivi di sviluppo della filiera del GNL nei sistemi insulari dell'area di cooperazione Italia-Francia. Gli scenari di policy evidenziano le principali linee di tendenza che potrebbero manifestarsi a breve-medio periodo nelle politiche di promozione dello sviluppo della filiera del GNL nelle isole dell'area di cooperazione del programma Interreg FR-IT.

3.2 Scenari di policy

Il quadro della regolazione e delle politiche rilevanti per lo sviluppo della filiera del GNL, tra la seconda metà del 2019 e la prima metà del 2020, ha avuto una forte accelerazione sia a livello della UE che dell'Italia e della Francia.

A livello europeo, come visto nel Paragrafo 1.1.1.5, sotto l'ombrello dello European Green Deal è stato avviato un processo di ridefinizione di molte politiche rilevanti per lo sviluppo della filiera del GNL.

In Italia le principali novità provengono: 1) dall'approvazione del PNIEC; 2) dalla definizione della regolazione per i servizi SSNLG presso terminali di rigassificazione, per i servizi di rigassificazione presso i depositi SSNLG, e le reti isolate a GNL; e 3) dalla recente approvazione del "DL Semplificazioni".

In Francia le recenti iniziative dell'autorità per l'energia e del Governo francese hanno riattivato il processo per la concreta realizzazione delle infrastrutture che potranno consentire gli approvvigionamenti di GNL alla Corsica.

Questa accelerazione va a sostenere le aspettative per rilevanti opportunità di investimenti da parte degli operatori interessati, che in alcuni casi significativi hanno già messo in campo iniziative per le quali vi sono progetti in corso di costruzione, già autorizzati o con procedimenti autorizzativi attivati.

Si tratta però di un quadro normativo di indirizzi, strumenti e regolazione che deve essere completato. I modi, i tempi e le scelte che verranno compiute per completarlo e attuarlo concretamente determineranno gli effettivi sviluppi delle iniziative degli operatori della filiera del GNL, della metanizzazione, e della penetrazione del gas naturale nel sistema energetico delle isole dell'area di cooperazione.

In questo contesto vengono delineati sei scenari di sviluppo della regolazione e delle politiche rilevanti a cui, se implementati, potranno corrispondere diverse prospettive di sviluppo degli investimenti per la metanizzazione e dei mercati interessati:

- *"Regolazione minima";*
- *"Regolazione avanzata";*
- *"Politiche con misure di sostegno per il GNL e il GNC come combustibili alternativi";*
- *"Politiche ambientali avanzate";*
- *"Politiche di sviluppo integrate";*
- *"Politiche di cooperazione euromediterranea".*

I tratti essenziali di questi scenari di policy vengono presentati nei paragrafi che seguono, caratterizzandoli in termini generali, ed evidenziandone le potenziali ricadute nel caso di attuazione a livello di ogni singolo di sistema insulare, e nel caso di attuazione con iniziative comuni a livello complessivo del sistema insulare dell'area di cooperazione.

3.2.1 “Regolazione minima”

Lo scenario di “regolazione minima” si determinerà se non ci saranno mutamenti significativi nel quadro degli interventi di regolazione per la filiera del GNL già definiti dalle rispettive autorità per l’energia, in Italia (Arera) e in Francia (CRE). Nel caso dell’Italia, tale scenario è basato sulla regolazione già definita dall’Arera per i servizi SSLNG presso i terminali di rigassificazione e i depositi regolati, per i servizi di rigassificazione presso i depositi SSLNG connessi alla rete di trasporto, per le reti di distribuzione alimentate a GNL o destinate ad essere alimentate dalla rete di trasporto in Sardegna.

In questo quadro si presuppone che resti indeterminata la regolazione per la rete dorsale sarda di trasporto del gas naturale, attualmente soggetta all’esame dell’Arera nell’ambito della valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale e alla valutazione dell’analisi costi-benefici commissionata da Arera (RSE) sul futuro assetto complessivo infrastrutturale energetico dell’isola.

Nel caso della Francia, lo scenario di Regolazione minima presuppone il compimento del procedimento avviato dall’autorità francese (CRE) nel gennaio 2020 secondo le linee e gli orientamenti esposti nel documento di consultazione, e quindi si limiterà a disciplinare unicamente l’approvvigionamento del GNL nell’isola per l’alimentazione delle centrali termoelettriche.

Sardegna

Lo scenario di “Regolazione minima”, definito alla fine del 2019, è basato sulla attuale regolazione dei servizi SSNLG presso i terminali regolati e delle reti di distribuzione isolate a GNL. In questo scenario regolatorio per la Sardegna si sono determinate le condizioni per lo sviluppo delle opportunità offerte dal downstream del GNL presso le utenze finali (distributori di GNL-GNC, utenze industriali e bunkeraggio) e dallo switch a gas naturale delle principali reti di distribuzione già attive nell’isola. In questo quadro la richiesta di GNL da veicolare tramite autocisterne dagli stoccaggi costieri può essere già considerata significativa.

Corsica

Nel caso della Corsica, lo scenario di “Regolazione minima” è basato sulla definizione della regolazione prospettata dal documento di consultazione e quindi non offre strumenti per l’utilizzo del GNL in settori diversi da quello della generazione termoelettrica (vedi Par. 1.2.2.2).

Elba

Nel caso dell’Elba, il quadro regolatorio definito per l’Italia, in particolare quello per la regolazione delle reti isolate a GNL, offre l’opportunità della conversione a GNL delle reti di distribuzione oggi alimentate da GPL, o la realizzazione di nuove reti alimentate a GNL. Tale opportunità per l’isola d’Elba è già possibile sia nella prospettiva della realizzazione, oggi assai incerta, del metanodotto Piombino-Elba, sia nello scenario infrastrutturale basato sul solo downstream del GNL presso depositi satellite, tramite autocisterne criogeniche.

Box 1 - Lo scenario “Regolazione minima” per il sistema delle isole dell’area di cooperazione è basato sul quadro regolatorio sostanzialmente definito in Italia e Francia. Si tratta di due regolazioni distinte, che non offrono nel loro insieme nessuna opportunità particolare per iniziative comuni tra i sistemi insulari dell’area di cooperazione per lo sviluppo della filiera del GNL.

3.2.2 “Regolazione avanzata”

Lo scenario di “Regolazione avanzata” presuppone interventi con modifiche significative del quadro regolatorio già disponibile per lo sviluppo della filiera del GNL e la metanizzazione delle isole dell’area di cooperazione. Le possibili linee di evoluzione del quadro regolatorio non sono univoche e possono avere più direzioni.

Una prima linea di evoluzione prevede, in particolare nel caso della Sardegna, una integrazione della rete del gas naturale (di trasporto e distribuzione) con quella nazionale garantendo l’applicazione dei meccanismi di perequazione nei costi di infrastruttura che vengono già applicati nel resto del Paese a livello nazionale per la rete di trasporto e a livello regionale per le reti di distribuzione, come già disciplinato dall’Arera in attuazione di quanto previsto dal Dlgs n. 257/2016 (vedi paragrafi 1.2.1.6, 1.2.1.7 e 1.2.1.8). Gli ulteriori sviluppi di questa prima linea di intervento per la regolazione in Italia sono soggetti agli esiti di uno studio di ACB strategica commissionato da Arera in un quadro di sviluppo complessivo delle infrastrutture energetiche dell’isola alla luce degli obiettivi di decarbonizzazione.

Una seconda linea di evoluzione del quadro regolatorio (che si rifà gli indirizzi espressi nel PNIEC per la metanizzazione della Sardegna) è tesa a integrare, nell’attuale regolazione del sistema gas italiano, la catena logistica di trasporto e distribuzione del GNL ai livelli equivalenti a quelli della rete di trasporto e delle reti di distribuzione. In questo modo si introdurrebbe l’approccio di riconoscimento della cosiddetta “virtual pipeline”. In questo modo si equiparerebbe il servizio di trasporto di GNL tramite piccole metaniere a depositi costieri o galleggianti intermedi e il servizio i downstream del GNL tramite autocisterne criogeniche dai depositi intermedi a quelli satellite che alimentano reti di distribuzione isolate; a quello delle reti di trasporto.

Una terza possibile linea di evoluzione, riferita in particolare al caso della Corsica, prevede di estendere la regolazione per l’approvvigionamento del GNL attualmente prevista solo per l’alimentazione delle centrali di generazione termoelettrica dell’isola, ma anche per altri usi del GNL come quello per i trasporti marittimi e terrestri.

Sardegna

La prima linea di evoluzione dello scenario di “Regolazione avanzata” prevede norme, indirizzi e interventi regolatori che garantiscano l’integrazione della rete del gas naturale in Sardegna con quella nazionale, garantendo l’applicazione dei meccanismi di perequazione nei costi di infrastruttura che vengono già applicati nel resto del Paese alla filiera costituita da: gli impianti di stoccaggio e rigassificazione; la rete di trasporto; e le reti di distribuzione. Tale linea di evoluzione presuppone anche la definizione delle modalità per l’analisi costi benefici dei progetti di stoccaggio di GNL connessi o funzionali all’allacciamento di parti isolate della rete nazionale di trasporto del gas naturale, oltre che delle misure che consentano la continuità dell’approvvigionamento di gas dell’isola in caso di eventi eccezionali, e quelle collegate ai costi relativi alla gestione del mercato e dei flussi fisici nelle condotte della dorsale sarda. Questo potrebbe essere uno dei possibili esiti dell’analisi costi-benefici che l’Arera sta conducendo sugli scenari di sviluppo infrastrutturale energetico complessivi dell’isola, che comprendono anche lo sviluppo della rete di trasporto.

La seconda linea di evoluzione dello scenario di regolazione avanzata basata sulla piena attuazione indirizzi del PNIEC (vedi paragrafo 1.2.1.4), è recentemente riemersa con forza alla luce dello specifico intervento legislativo promosso dal Governo con il “DL Semplificazione” (vedi paragrafo 1.2.1.5). Solo nel caso di attuazione di tale scenario di regolazione e con effetti significativi dei meccanismi di perequazione (a carico

delle tariffe di tutti gli utenti del sistema gas nazionale) sulle condizioni economiche di fornitura del gas naturale in Sardegna tali da essere paragonabili con quelle nel mercato nazionale, è possibile ipotizzare che la richiesta di gas naturale veicolata dalla rete di trasporto e distribuzione sia massimizzata. Tale scenario implica in ogni caso la necessità attendere i tempi di nuovi interventi di regolazione dell'Arera (come previsto dallo stesso DL "Semplificazioni"), e i modi in cui l'Arera terrà conto dei risultati dell'ACB strategica sulle infrastrutture energetiche anche nel nuovo quadro legislativo.

Corsica

Nel caso della Corsica, lo scenario di "Regolazione avanzata" prevede che l'esito dell'attuale procedura avviata dall'autorità francese CRE non si limiti a regolare soltanto le modalità di approvvigionamento di gas naturale delle centrali termoelettriche tramite la filiera del GNL, ma che consenta o introduca anche una regolazione specifica per l'approvvigionamento di GNL in Corsica da destinare ad altri usi finali, in particolare marittimi e terrestri.

Elba

Nel caso dell'Elba, lo scenario di "Regolazione avanzata" nel caso dell'approccio virtual pipeline aumenterebbe le opportunità per consentire la metanizzazione dell'isola tramite il downstream del GNL in alternativa alla realizzazione del metanodotto di collegamento tra Piombino e l'isola d'Elba.

Box 2 - Lo scenario di "Regolazione avanzata" per tutto il sistema delle isole dell'area di cooperazione prevede l'introduzione di un quadro regolatorio comune tra Italia e Francia sull'utilizzo dell'approccio "virtual pipeline" nella fase del trasporto del GNL tramite metaniera SSLNG verso depositi intermedi a servizio delle isole (costieri o galleggianti), e potrebbe consentire importanti sinergie economiche nella gestione di un servizio regolato condiviso tra i diversi sistemi insulari dell'area di cooperazione. In questo caso lo scenario di "Regolazione avanzata" dovrebbe quindi consentire, come servizio comune regolato, il trasporto del GNL tramite metaniera SSNLG verso i diversi depositi intermedi che saranno realizzati in Sardegna e in Corsica.

In questo modo si potrebbero cogliere opportunità per mitigare in modo significativo le criticità di sviluppo della filiera del GNL nelle isole dell'area di cooperazione legate ai costi della logistica e di approvvigionamento del GNL.

L'approccio della "virtual pipeline" potrebbe consentire di ipotizzare l'inserimento degli investimenti per questa logistica di approvvigionamento con caratteristiche transfrontaliere tra i progetti riconosciuti in base alla regolamentazione TEN-E come progetti di interesse comunitario (PIC).

Questo scenario di regolazione congiunta richiede però un percorso per omogeneizzare le linee di intervento regolatorio che sta seguendo strade divergenti nei due paesi. In particolare in Italia con il recente "DL Semplificazioni" sembra che venga attribuito direttamente all'operatore principale della rete di trasporto ruolo gestionale di una specifica configurazione di "virtual pipeline" limitata alle infrastrutture regolate italiane

3.2.3 “Politiche con misure di sostegno per il GNL e il GNC come combustibili alternativi”

Questo scenario è basato sul presupposto che venga data piena attuazione a quanto già previsto per il GNL e per il GNC dalla direttiva per lo sviluppo dell’uso dei combustibili alternativi nei trasporti marittimi e terrestri; e che tale impostazione venga confermata dagli esiti del processo di revisione attualmente in corso a livello UE per i combustibili alternativi, nella prospettiva dello European Green Deal. Tale scenario prevede anche la valorizzazione di tutte le possibili sinergie offerte dalla penetrazione del biometano nella filiera del GNL e dai possibili sviluppi di tecnologie di motorizzazione ibrida, tra motorizzazioni alimentate a metano e quelle elettriche.

Sulla base di questi presupposti, questo scenario prevede la messa in campo di misure di sostegno per la realizzazione delle infrastrutture per il GNL e il GNC come combustibili alternativi, e per la diffusione dei mezzi per il trasporto terrestre e marittimo da essi alimentati. Le principali opportunità sono offerte dalla possibilità di utilizzare specifiche misure di sostegno in base al regime UE degli aiuti di stato a finalità ambientale, che premiano gli investimenti che vanno oltre gli standard obbligatori di tutela ambientale ed in particolare: 1) misure di sostegno per l’acquisto e la riconversione (a GNL e GNC) dei mezzi pesanti e leggeri, e per la realizzazione della rete distributiva, tenendo conto dell’esperienza delle misure di aiuto per investimenti ambientali già adottate a livello nazionale e regionale; e 2) misure di sostegno per la riconversione delle imbarcazioni e la realizzazione delle infrastrutture per il bunkeraggio, tenendo conto dell’esperienza delle misure di aiuto per investimenti ambientali alla conversione delle imbarcazioni messa in atto da altri paesi europei, come la Finlandia e la Germania.

Sardegna

Nel caso della Sardegna, questo scenario prevede un impegno diretto dell’amministrazione regionale che, con i propri strumenti di intervento, a partire dalle risorse e le misure per la gestione dei fondi strutturali, metta in atto:

- politiche di sostegno per l’acquisto e la riconversione a GNL e GNC dei mezzi pesanti e leggeri analoghe a quelle già realizzate dal Ministero delle Infrastrutture a livello nazionale;
- politiche di sostegno per la creazione della rete di distributori di GNL e GNC in analogia alle misure già attuate dalla Regione Lombardia;
- promozione attiva di misure in accordo con il Governo per la riconversione a GNL delle imbarcazioni che operano nei mari della Sardegna, come già previsto dal PEARS 2016 e dal PNIEC;
- misure di promozione per la realizzazione di infrastrutture e bettoline per il bunkeraggio del GNL nei porti dell’isola.

Corsica e Arcipelago Toscano

Anche per la Corsica e per l’Arcipelago, tenuto conto delle loro specificità, si possono ipotizzare delle strategie di intervento analoghe a quelle prospettate nel caso della Sardegna

Box 3 - Lo scenario “*Politiche con misure di sostegno per il GNL e il GNC come combustibili alternativi*” nel caso di iniziative comuni per il sistema delle isole dell’area di cooperazione, prevede l’adozione di misure finalizzate in particolare allo sviluppo dell’uso del GNL come combustibile alternativo nei servizi di trasporto marittimo all’interno delle isole, e tra queste e i porti delle altre zone costiere dell’area di cooperazione. La messa in atto di queste politiche comuni tra i sistemi insulari dell’area di cooperazione potrebbe avvenire utilizzando lo strumento della GECT, come previsto dal progetto “GEECCT-Iles”.

3.2.4 “Politiche ambientali avanzate”

Lo scenario di politiche ambientali avanzate per lo sviluppo della filiera del GNL nei sistemi insulari dell’area di cooperazione, prevede due possibili linee di intervento principali, costituite: 1) dall’introduzione di un’area SECA nei mari delle isole; e 2) dal tempestivo superamento dell’uso di combustibili come il carbone o i prodotti petroliferi nelle centrali termoelettriche delle isole, sostituendoli con il gas naturale.

Tale scenario dovrebbe basarsi sulla massima sinergia tra la penetrazione delle fonti rinnovabili e l’utilizzo del GNL nei vari settori di consumo energetico coinvolti. Un altro elemento caratterizzante dovrebbe essere costituito dal massimo impegno nella minimizzazione delle emissioni fuggitive di metano lungo le diverse filiere di approvvigionamento e uso finale di GNL e gas naturale.

Sardegna

Nel caso della Sardegna, lo scenario di “politiche ambientali avanzate” prevede l’attuazione di due principali azioni che possono sostenere concretamente lo sviluppo della filiera del GNL, e in particolare:

- l’attivazione tempestiva da parte del Governo italiano presso l’IMO, d’intesa con la Regione Autonoma della Sardegna, delle procedure per l’istituzione di un’area SECA nelle acque dell’isola;
- l’attuazione tempestiva del phase-out dal carbone nelle centrali termoelettriche dell’isola, come previsto dal PNIEC, sostituendolo con il gas naturale.

Corsica

Anche nel caso della Corsica lo scenario di politiche ambientali avanzate è basato sulle due azioni principali analoghe a quelle prospettate per la Sardegna:

- l’attivazione tempestiva da parte del Governo francese presso l’IMO delle procedure per l’istituzione di un’area SECA nelle acque della Corsica;
- la sostituzione tempestiva dei combustibili petroliferi attualmente utilizzati nelle centrali termoelettriche della Corsica con il gas naturale, come previsto dal PPE Corse 2015.

Elba

Nel caso dell’Elba, la misura principale per lo scenario di politiche ambientali avanzate è costituito dall’attivazione tempestiva da parte del Governo italiano presso l’IMO, d’intesa con la regione Toscana, delle procedure per l’istituzione di un’area SECA nelle acque dell’Isola d’Elba.

Box 4 - Lo scenario “*Politiche ambientali avanzate*” per il sistema delle isole dell’area di cooperazione prevede la promozione congiunta, presso l’IMO, dei governi Italiano e francese, d’intesa con le regioni interessate, di un’area SECA nei mari della Sardegna, della Corsica e dell’Arcipelago Toscano. Lo scenario prevede in questo caso la messa in atto di politiche comuni tra i governi regionali e locali dei sistemi insulari dell’area di cooperazione, che potrebbe avvenire utilizzando lo strumento della GECT. Una strategia di questo genere consentirebbe di cogliere al meglio le opportunità di qualificazione ambientale di un’offerta territoriale caratterizzata da servizi turistici basati sulla fruizione del patrimonio ambientale e naturalistico dei sistemi insulari dell’area di cooperazione nel loro insieme.

3.2.5 “Politiche integrate”

In questo caso le politiche per lo sviluppo della filiera del GNL nelle isole dovrebbero essere parte di un progetto integrato di promozione territoriale basato su strumenti di governance che consentano un alto grado di condivisione degli obiettivi, degli strumenti e di cooperazione interistituzionale tra i principali attori pubblici essenziali per l’attuazione un programma di intervento di questo genere.

Sardegna

Nel caso della Sardegna, uno scenario di politiche integrate che abbia come parte essenziale lo sviluppo della filiera del GNL e la metanizzazione dell’isola presuppone una governance che coinvolga tutti i principali attori istituzionali, costituiti in primis dalla Regione, dal MSE, dal MIT (e Autorità di Sistema portuale) e dal MATTM. Il primo passo per consentire la realizzazione di uno scenario del genere è la definizione da parte della Regione delle linee guida operative, delineando quello che nel PEARS 2016 è stato definito lo strumento attuativo per la metanizzazione della Sardegna (vedi Par. 1.3.1.1).

Ciò consentirebbe di porre su basi solide l’aggiornamento dell’APQ tra Stato e Regione per la metanizzazione dell’isola con il coinvolgimento, insieme alla Regione, di tutti gli alti attori essenziali dell’amministrazione centrale. In questo scenario verrebbero condivisi gli obiettivi, gli strumenti e le risorse necessarie per gli interventi da mettere in campo sia per le politiche ambientali che di sostegno alla metanizzazione della Sardegna, in chiave di attuazione della direttiva dei combustibili alternativi in Sardegna sia nel trasporto terrestre (leggero e pesante) che nel trasporto marittimo. In questo ambito potranno emergere anche le opportunità di integrazione delle politiche per la metanizzazione con le politiche di sviluppo per il tessuto industriale della Sardegna.

I contenuti dell’APQ aggiornato dovrebbero prevedere l’uso di strumenti di programmazione negoziata con accordi di programma che, coinvolgendo tutti gli attori istituzionali ed economici interessati, possano offrire un quadro comune di impegni per gli investimenti (nei diversi ambiti territoriali della Sardegna o di settori di intervento) da parte degli operatori economici e degli attori istituzionali in termini di misure di sostegno, ad esempio come quelle per le zone economiche speciali (ZES) previste dalla “Legge per il mezzogiorno”¹⁸.

Corsica

Nel caso della Corsica, tenendo conto della specificità dei rapporti istituzionali tra il governo francese e CTC (Comunità Territoriale della Corsica), l’approccio delle politiche integrate anche in questo caso dovrebbe prevedere il coinvolgimento di tutte le articolazioni rilevanti dell’amministrazione centrale francese, delle Camere di Commercio che gestiscono le infrastrutture portuali dell’isola e delle amministrazioni locali. Un ruolo importante potrebbe essere svolto dal coinvolgimento di operatori economici che in questo contesto sono già impegnati nello sviluppo della filiera del GNL, come nel caso delle compagnie di navigazione corse che hanno scelto di investire nelle imbarcazioni alimentate a GNL.

Elba

Nel caso dell’Arcipelago Toscano e dell’Isola d’Elba, uno scenario di politiche integrate connesso allo sviluppo della filiera del GNL, commisurato alle dimensioni e alle specificità di questa realtà insulare, dovrebbe prevedere il coinvolgimento della Regione Toscana e dell’AdSP, e potrebbe puntare a valorizzare le opportunità offerte dalla presenza del Parco Nazionale dell’Arcipelago Toscano.

¹⁸ DECRETO-LEGGE 20 giugno 2017, n. 91 “Disposizioni urgenti per la crescita economica nel Mezzogiorno”.

Box 5 - Lo scenario delle “*Politiche integrate*” per il sistema delle isole dell’area di cooperazione si presta in modo particolare alla promozione in forma integrata di misure comuni da parte delle istituzioni rappresentative dei tre sistemi insulari, come quelle già prospettate negli scenari delle “Politiche Ambientali Avanzate” e delle “Politiche con Misure di Sostegno per il GNL come combustibile alternativo”. Nel caso delle Politiche Integrate, le politiche comuni per un progetto di promozione territoriale potrebbero offrire importanti sinergie tra lo sviluppo della filiera del GNL (in particolare nel trasporto marittimo), con la valorizzazione del patrimonio ambientale delle tre isole e delle aree marine interessate, come nel caso del Santuario dei Cetacei.

Una strategia di questo genere consentirebbe di cogliere al meglio le opportunità di qualificazione ambientale di un’offerta territoriale caratterizzata da servizi turistici basati sulla fruizione del patrimonio ambientale e naturalistico dei sistemi insulari dell’area di cooperazione nel loro insieme.

3.2.6 “Politiche di cooperazione euromediterranea”

I diversi scenari di politiche per lo sviluppo della filiera del GNL esaminati - sia a livello dei singoli sistemi insulari, ma in particolare nel caso di politiche comuni tra queste tre realtà - potrebbero generare maggiori opportunità e valore aggiunto se collocati nell’ambito di iniziative di cooperazione euromediterranea, come quelle previste dal Programma Eni CBC MED, dall’iniziativa West Med, o dalla promozione di un’area SECA che coinvolga l’intero Mediterraneo.

Nel caso della promozione di un’area SECA che coinvolga l’intero Mediterraneo, la costituzione in tempi brevi di un’area SECA nei mari dei tre sistemi insulari potrebbe assumere il valore di un progetto pilota di carattere dimostrativo che potrebbe facilitare e aprire la strada per l’estensione del provvedimento a tutto il bacino mediterraneo. Questo tipo di iniziativa potrebbe offrire al sistema insulare dell’area di cooperazione di accedere alle significative opportunità di sostegno che sono consentite dal regime UE degli aiuti di stato a finalità ambientali nel caso in cui venga anticipata l’entrata in vigore di nuovi standard ambientali, come quelli previsti per l’area SECA per tutto il Mediterraneo. I benefici potrebbero essere particolarmente significativi per favorire una riconversione delle flotte di imbarcazioni che operano nei mari delle isole dell’area di cooperazione.

Un altro esempio di politiche di cooperazione euromediterranea potrebbe essere legato allo sviluppo di una nuova Supply Chain di approvvigionamento del GNL nell’ambito del Mediterraneo occidentale. L’iniziativa West Med potrebbe essere il riferimento nell’ambito del quale si potrebbero sviluppare accordi e progetti come quello di sperimentare e implementare l’approvvigionamento diretto di GNL tramite metaniere di piccola scala presso gli impianti di liquefazione algerini. Lo sviluppo di una Supply Chain di approvvigionamento del GNL così configurata consentirebbe una significativa riduzione dei costi, evitando il passaggio dalle Facilities di caricamento delle metaniere di piccola scala presso i grandi terminali di importazione europei.

3.3 Scenari infrastrutturali per la metanizzazione delle isole

Il ruolo assegnato alla rete di trasporto del gas naturale nella metanizzazione delle isole può assumere configurazioni assai diverse e tale diversità permette di delineare schematicamente tre tipologie di scenari infrastrutturali per consentire l'accesso a questa risorsa energetica alle utenze finali nelle realtà insulari come quelle dell'area di cooperazione del programma Interreg Italia Francia Marittimo (vedi **Figura 3.1**).

E' necessario evidenziare che queste tre tipologie di scenari infrastrutturali per la metanizzazione non sono collegate univocamente agli scenari di policy presentati nel precedente paragrafo.

Scenario "Rete di trasporto"

In questo tipo di scenario viene massimizzato il ruolo della rete di trasporto fisica e viene minimizzato il ruolo del downstream del GNL verso le utenze finali.

Per la Sardegna corrisponde al caso in cui venga realizzato nella sua interezza il Progetto di rete di trasporto dorsale.

Per la Corsica corrisponde all'ipotesi che la rete di trasporto parta da un unico terminale FSRU e colleghi le due centrali termoelettriche previste attraversando l'isola.

Per l'Arcipelago Toscano questo tipo di scenario prevede la realizzazione del Progetto di collegamento Piombino – Isola d'Elba.

Scenario "Downstream del GNL"

Qui viene massimizzato il ruolo della distribuzione del GNL tramite la supply chain delle autocisterne criogeniche che si riforniscono presso depositi intermedi di GNL per la consegna presso i depositi satellite delle utenze finali (reti isolate a GNL, utenze industriali off-grid e distributori di GNL-GNC).

Per la Sardegna non presuppone che venga realizzato il Progetto di rete di trasporto dorsale.

Per l'Arcipelago Toscano questo tipo di scenario non prevede la realizzazione del Progetto del metanodotto di collegamento Piombino – Isola d'Elba, e affida al downstream del GNL l'approvvigionamento delle utenze finali.

Scenario "intermedio"

Nello scenario "intermedio, l'assetto infrastrutturale per la metanizzazione delle isole prevede uno sviluppo parziale ma significativo della rete di trasporto che convive con un ruolo rilevante del downstream del GNL alle utenze finali non collegate alla rete.

Per la Sardegna corrisponde al caso in cui vengano realizzate solo quelle parti del progetto di rete di trasporto dorsale localizzate nell'area settentrionale e in quella meridionale dell'isola, con la finalità di alimentare alcune utenze come grandi centrali termoelettriche e grandi utenze industriali, oltre che le principali reti di distribuzione in queste aree dell'isola.

Per la Corsica questo tipo scenario corrisponde all'ipotesi che invece di un solo terminale FSRU, ne vengano realizzati due in corrispondenza delle due grandi centrali termoelettriche previste dal PPE-Corsica 2015, con due metanodotti di collegamento, senza realizzare l'intera infrastruttura di attraversamento dell'isola.

3.3 Considerazioni conclusive

Il quadro regolatorio minimo per lo sviluppo della filiera del GNL e la metanizzazione delle isole dell'area di cooperazione è già stato reso disponibile a fine 2019 da Arera per la realtà italiana, e lo sarà entro la fine del 2020 anche per la Corsica con l'intervento in corso di definizione da parte del CRE.

Nelle isole italiane la regolazione per la separazione contabile dei servizi SSLNG e le reti isolate a GNL consentirà gli sviluppi di una metanizzazione della Sardegna basata sull'entrata in esercizio dei primi depositi costieri SSLNG e a valle del potenziale di penetrazione consentito dai costi della filiera del downstream del GNL verso le utenze finali (utenze industriali, distributori di GNL-GNC, bunkeraggio di GNL e reti di distribuzione isolate).

A breve periodo (entro la fine dell'anno) è prevedibile che sarà definita la regolazione che consentirà di realizzare le infrastrutture per l'approvvigionamento di GNL della Corsica.

Una accelerazione nello sviluppo degli usi del GNL nei consumi per trasporti marittimi e terrestri nelle isole dell'area di cooperazione sosterebbe un incremento dei volumi veicolati dalle infrastrutture del primo anello della catena logistica per la metanizzazione delle isole, abbassandone i costi di esercizio, anche per le potenzialità di sviluppo della metanizzazione negli usi civili e industriali veicolabili sia dalla rete di trasporto che dalla filiera del downstream del GNL.

Sono indispensabili iniziative, possibilmente comuni ai sistemi insulari dell'area di cooperazione, che possano credibilmente mettere in campo una strategia operativa di sviluppo della filiera del GNL e per la metanizzazione delle isole, che includa gli sviluppi del primo anello della catena logistica, della rete di trasporto e della filiera SSLNG, con un approccio integrato energetico industriale e ambientale.

La metanizzazione delle isole dell'area di cooperazione tramite la filiera del GNL rappresenta un'opportunità che potrebbe sostenere in modo determinante, anche a livello della realtà del Mediterraneo Nord-Occidentale, l'accelerazione degli investimenti necessari per colmare il gap infrastrutturale nella distribuzione primaria del GNL in questa area.

Solo nella prospettiva di una strategia integrata e proattiva, che sappia valorizzare il driver ambientale, potranno essere colte al meglio le opportunità offerte dal regime UE degli aiuti di stato a finalità ambientale che premiano gli investimenti che vanno oltre gli standard obbligatori di tutela ambientale.

Tale strategia costituirebbe una base solida su cui l'Italia e la Francia, con le istituzioni regionali e locali dei tre sistemi insulari, potrebbero promuovere l'istituzione di un'area SECA, in cui limiti ambientali più stringenti diventerebbero il driver per un rilancio di qualità nel settore della cantieristica e dell'economia marittima nel suo complesso.

In questo quadro si potrebbero determinare effettivamente le migliori condizioni per sfruttare le opportunità di accesso al gas naturale nelle isole dell'area di cooperazione tramite la filiera del GNL, con una prospettiva non solo rivolta a colmare un deficit infrastrutturale, ma soprattutto proiettata negli sviluppi futuri del mercato energetico e delle politiche ambientali.

Allegato A

Iniziative per depositi costieri SSLNG in Sardegna

Il quadro di insieme delle iniziative per la realizzazione di depositi costieri SSLNG in Italia è mostrato dalla **Figura A.1**. Questo quadro è costituito da due progetti autorizzati e già in costruzione (Higas nel Porto di S. Giusta (Oristano) e Depositi Italiani GNL nel porto di Ravenna), uno autorizzato ma non in costruzione (Edison nel Proto di S. Giusta), e tre in corso di autorizzazione (Ivi Petrolifera nel Porto di s. Giusta, Isgas Multiutilities nel Porto canale di Cagliari e Venice Lng a Porto Marghera). Per queste sei iniziative sono disponibili significative informazioni che i promotori hanno riportato negli elaborati resi pubblici nell'ambito delle procedure di valutazione di impatto ambientale a cui sono stati sottoposti i relativi progetti. Ai fini del presente studio nel paragrafo 2.2 si esaminano anche i casi di iniziative per depositi costieri che non hanno ancora attivato il procedimento autorizzativo ricadenti nell'area di cooperazione transfrontaliera interessata dal programma Interreg marittimo Italia- Francia. Si tratta del progetto del Consorzio Industriale Provinciale di Sassari (CIP SS) a Porto Torres, di quello di Livorno LNG Terminal nel Porto di Livorno, e delle iniziative in corso di elaborazione nel Porto di Genova.

La **Figura A.** mostra anche lo stato delle iniziative per la realizzazione di facilities per servizi SSLNG presso i grandi terminali di importazione di GNL nell'area di cooperazione, che sono quella prevista presso la FSRU di OLT al largo di Livorno per il carico di metaniere SSLNG, e quella presso il terminale di GNL Italia (SNAM) a Panigaglia per il servizio di truck-loading.

Figura A. Iniziative per depositi costieri SSLNG in Italia al 30 aprile 2020.



Fonte: REF-E

A.1 Higas – S. Giusta (Oristano)

Il progetto della società Higas per un deposito costiero di GNL nel porto di Santa Giusta-Oristano, nell'area centrale della costa Ovest della Sardegna, con capacità operativa di 9.000 m³, è stato presentato a inizio 2015 alla Regione Sardegna, ottenendo nel mese di giugno l'assenso della Regione anche per gli aspetti di impatto ambientale. Nello stesso anno è stata avviata la Richiesta di autorizzazione al Ministero per lo sviluppo economico (MISE) nell'ambito di una procedura unificata prevista per questo tipo di impianti.

La società di scopo Higas Srl è stata fondata a Pisa nel 2014 da due soci paritari, la Gas and Heat di Livorno, attiva nella progettazione, costruzione e installazione di serbatoi criogenici per il trasporto marittimo di gas liquefatti, e la CPL Concordia, società cooperativa specializzata nella realizzazione e gestione di infrastrutture energetiche, specialmente di gas naturale. Il progetto è stato il primo presentato in Italia. Obiettivo della società la progettazione e la realizzazione di un'infrastruttura dedicata al rifornimento di navi, camion, stazioni di servizio stradali e l'alimentazione delle reti cittadine limitrofe nell'area di Oristano. L'impianto prevede 6 serbatoi principali identici con capacità nominale di 1.800 m³ di GNL. In prospettiva non era esclusa la possibilità di fornire gas rigassificato anche alle restanti le reti di distribuzione della Sardegna.

Il progetto va inquadrato nel contesto energetico dell'Isola, l'unica regione italiana non metanizzata. Nel 2014 era ancora in discussione la realizzazione di un gasdotto per l'approvvigionamento di gas naturale dalla Toscana, dopo il tramonto della possibilità di un rifornimento diretto dall'Algeria.

Nell'ottobre dello stesso anno entra nella società, con il 10% del capitale, l'armatore norvegese Stolt-Nielsen, leader globale per il trasporto e stoccaggio di prodotti chimici liquidi.

Nel gennaio 2017 si conclude l'iter autorizzativo presso il MISE, il primo del suo genere in Italia, che ha richiesto l'assenso di 15 diverse amministrazioni. L'attività di rigassificazione prevista dal progetto è limitata alla alimentazione delle sole reti locali di distribuzione, Santa Giusta ed Oristano, di cui era stata annunciata la realizzazione da parte delle Istituzioni interessate.

A quel punto la società ha proceduto ad un aumento di capitale di 5,6 milioni di euro, sottoscritto da Stolt Nielsen, che è salita al 66,25% del capitale, con Gas and Heat e CPL nelle restanti quote paritetiche. Contemporaneamente il nuovo azionista di riferimento ha comunicato l'avvio delle procedure per l'acquisizione di due navi cisterna gemelle da 7.500 metri cubi di GNL, su disegno dell'italiana MES, una delle quali destinata al rifornimento dell'impianto e al bunkeraggio. La costruzione è stata poi affidata al cantiere Keppel di Singapore.

Sempre nel 2017 Higas procede all'acquisto dell'area dell'impianto, circa 17 mila m³ nel porto canale di Santa Giusta, nei pressi di Oristano in posizione centrale sulla costa Ovest della Sardegna. Nel mese di dicembre viene comunicato al MISE l'inizio attività. Gas and Heat fornirà i servizi di ingegneria, procurement e costruzione, in particolare dei 6 serbatoi criogenici previsti dal progetto.

Nell'aprile 2018 Higas procede anche all'acquisto da CPL dell'impianto di GNL da 80 m³ che alimenta le caldaie dell'azienda lattiero-casearia 3A di Arborea, nei pressi Oristano. L'impianto, il primo del suo genere in Sardegna, era approvvigionato con autobotti via traghetto dalla Spagna e in seguito da Livorno.

Nel frattempo la Gas and Heat ha realizzato e consegnato alla Keppel i serbatoi per le due navi cisterna in costruzione.

Nell'ottobre 2018, mentre si concludevano i lavori di bonifica e preparazione dell'area del cantiere, Stolt Nielsen ha raggiunto un accordo con la Golar LNG e la Hoegh LNG Holding, operatori mondiali nello sviluppo, proprietà e gestione di impianti galleggianti di GNL, per il loro ingresso (con il 25% ciascuna) nella società Avenir LNG, fondata da Stolt l'anno precedente (cui resta il 50%). Obiettivo di Avenir diventare leader globale nella fornitura di GNL per i mercati dell'energia, del bunkeraggio, dell'autotrasporto e delle industrie. L'investimento complessivo, di 182 milioni di dollari, prevede la costruzione di altre 4 navi cisterna di GNL e la costruzione del terminale Higas, di cui Avenir ha acquisito l'80% del capitale. Grazie a questo assetto societario, il deposito costiero viene proiettato con un rilevante ruolo nella logistica mediterranea del GNL, potendosi rifornire su distanze simili dall'Algeria (Skidda), dalla Spagna (Barcellona), dalla Francia (Marsiglia) e dall'Italia (Livorno, La Spezia).

Il 29 novembre 2018 sono stati avviati i lavori nel cantiere, presso il quale nel 2019 sono stati consegnati e ed è stato avviato il montaggio dei sei serbatoi criogenici, cui è seguita la realizzazione delle infrastrutture di servizio. Prosegue la costruzione delle navi cisterna di Avenir, una già operativa e l'altra varata da poco, destinate al mercato asiatico e del Sud America, mentre la terza in costruzione dovrebbe essere destinata al Mediterraneo. Sia pur con i rallentamenti determinati dalla crisi epidemica, l'impianto è in via di completamento con la consegna prevista entro l'estate del 2020 e l'inizio delle operazioni entro l'anno. Considerando lo stato di avanzamento degli altri progetti di depositi costieri, l'impianto Higas sarà il primo del suo genere nel Mediterraneo e potrà avviare l'uso del GNL nei trasporti e nelle industrie oltre alla metanizzazione delle aree limitrofe. La costruzione delle reti locali non è però ancora stata avviata.

Figura A.1. Progetto di deposito costiero Higas – Porto di S. Giusta Oristano



Fonte: Higas S.r.l.

Tabella A.1 Deposito Costiero Higas - Porto di S. Giusta (Oristano)

Operatore	Higas S.r.l
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)
Stato infrastruttura	In costruzione
Stato area di insediamento deposito	Area portuale dismessa
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.800
Capacità utile di stoccaggio (m3)	9.000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	300.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 6 serbatoi criogenici di tipo "full containment" con contenitore primario in acciaio di capacità nominale da 1.800 m3 collocati ciascuno in un secondo contenimento di cemento armato con intercapedine di perlite
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete locale e distributore GNC.
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	600
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	7.500
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	50
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	
Distributore di GNL	SI
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	??
Distributore GNC	SI
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	43

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline di bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

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

Anche la Edison, storica società energetica italiana, attiva nella produzione e vendita di elettricità e gas naturale, oggi controllata dalla Francese EDF, ha scelto il sito di Santa Giusta-Oristano per la realizzazione di un deposito costiero di GNL con qualche mese di ritardo rispetto alla Higas.

Nel 2015 il progetto, previsto con una capacità complessiva di 10.000 m³ di GNL in configurazione modulare con 7 serbatoi di 1.430 m³, è stato presentato alle autorità locali e successivamente, nel dicembre dello stesso anno, è stata avviata la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale presso il Ministero dell'ambiente.

La procedura nazionale è stata necessaria per gli interventi previsti sul molo di attracco delle navi cisterna per le operazioni di scarico e ricarica del GNL per le attività di ship to ship, di competenza statale. L'area dell'impianto è sulla sponda Est del Canale Sud del Porto canale di Santa Giusta. Presentato per secondo, il progetto è il primo da parte di un grande operatore internazionale già attivo nella filiera del GNL nel Mediterraneo.

Con Qatar Gas e Exxon, Edison è stata tra i promotori del rigassificatore Adriatic LNG, posizionato al largo di Rovigo, sull'Adriatico, e dopo aver dismesso le attività gestionali e venduto la quota di proprietà, ha mantenuto il diritto all'utilizzo dell'80% della capacità dell'impianto. Altre attività di Edison hanno riguardato produzione di gas naturale in Egitto e commercializzazione di GNL.

Il progetto prevedeva approvvigionamenti con navi cisterna di dimensioni tra 7.500 e 15.600 m³ di GNL, l'effettuazione di 70 approvvigionamenti all'anno e 52 ricaricamenti per operazioni di bunkeraggio ship to ship. I ricarichi erano ipotizzati per il 20% della capacità di stoccaggio, e non è prevista attività di rigassificazione per l'alimentazione diretta delle reti.

Obiettivo del progetto la fornitura delle utenze industriali e civili della Regione, oltre che delle navi. Le operazioni di carico delle autocisterne possono essere eseguite simultaneamente alle operazioni di scarico o di carico delle navi cisterna per il rifornimento delle navi.

L'iter presso il Ministero dell'ambiente ha richiesto 23 mesi di tempo e si è concluso nell'ottobre 2017, cui è seguita l'intesa della Regione Sardegna, nel dicembre dello stesso anno, e quelle del MISE e delle altre istituzioni interessate nel febbraio 2018. Tra le prescrizioni della VIA è previsto un limite di 5 anni per la realizzazione dell'impianto, termine oltre il quale sarà necessaria la reiterazione della VIA, con la possibilità di richiedere proroghe .

Nel frattempo, come si vedrà meglio nell'ambito del progetto di deposito costiero di Edison in JV con P.I.R. Sp.a. a Ravenna (vedi paragrafo 2.2.5), la società ha deciso di dotarsi di una nave cisterna da 27.000 m³, che dovrebbe servire anche questo impianto oltre agli altri in progetto in Italia. La capogruppo EDF partecipa nell'importante rigassificatore di Dunkerque, nel Canale della Manica.

Il 13 luglio 2018 il progetto ha ottenuto una concessione demaniale marittima da parte dell'Autorità portuale del Mare di Sardegna della durata di 50 anni. In precedenza le autorità locali dell'area hanno richiesto alla

Regione Sardegna di rivedere la classificazione del porto di Santa Giusta, per poter accogliere navi da crociera, anche in previsione della crescita dell'uso del GNL in questo settore.

Nel luglio del 2019 Edison ha chiesto e ottenuto dal MISE una proroga di sei mesi dei termini per la costruzione dell'impianto, motivandolo con l'incertezza regolatoria e tariffaria del gas naturale che sarà distribuito in Sardegna, di competenza dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Anche i successivi provvedimenti regolatori di ARERA (si veda il paragrafo 3.2) non sono stati giudicati da Edison sufficientemente chiarificatori per dare avvio ai lavori.

Figura A.2 Progetto di deposito costiero Edison – S. Giusta (Oristano)



Fonte: Edison S.p.a.

Tabella A.2 Deposito costiero Edison - Porto di S. Giusta (Oristano)

Operatore	Edison s.p.a
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)
Stato infrastruttura	Autorizzata
Stato area di insediamento deposito	Area incolta (greenfield)
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	520.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 7 serbatoi criogenici fuori terra cilindrici orizzontali di tipo "full containment" con capacità nominale di 1.430 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina da realizzare
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	7.500 - 15.600
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	4
Capacità di carico (m3/h)	60
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	250
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	1.000-2.000
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

A.3 Oristano – Ivi petrolifera Spa

Nel febbraio 2015, la società IVI Petrolifera ha comunicato l'avvio di uno studio di pre-fattibilità per un deposito costiero di GNL, anch'essa nell'ambito dell'area industriale del porto di Santa Giusta-Oristano. Alla base del progetto la disponibilità di un pontile che permette l'attracco di navi fino a 50 mila ton. di capacità e lunghezza fino a 190 metri, ristrutturato l'anno precedente.

La società IVI petrolifera, posseduta dalla famiglia De Valle, ha avviato le attività in Sardegna dal 1960 per concentrarsi nel 1976 nell'area costiera di Oristano dove ha rilevato una raffineria che ha prodotto bitume fino al 1993. Smantellata la raffineria, trasformata in deposito costiero di prodotti petroliferi, l'attività di stoccaggio si è trasferita nel 2001 nell'area portuale ex Enichem di Santa Giusta, con capacità di stoccaggio di 50 mila m3 di prodotti petroliferi.

Primo obiettivo dichiarato da IVI è stato il rifornimento di GNL del sistema industriale locale e non solo, target di riferimento per l'azienda grazie alle attività storiche.

Dal punto di vista autorizzativo l'iter, non ancora concluso, è stato particolarmente complicato, ed è iniziato con una richiesta nel mese di aprile 2015 al Demanio competente per l'ampliamento della superficie di concessione demaniale per il deposito che nella prima proposta prevedeva una capacità complessiva di 12 mila m3 di GNL.

Nel gennaio 2017 la IVI ha presentato la richiesta di autorizzazione al Ministero dello sviluppo economico ridimensionando il progetto ad una capacità di 9 mila m3 di GNL con 9 serbatoi modulari di 1.000 m3 ciascuno. Capacità annua prevista di approvvigionamento annuo è dichiarata dalla società in soli 60.000 m3, con l'arrivo di 12 navi cisterna di capacità compresa tra 4 mila e 5 mila m3 all'anno.

L'impianto sarà operativo per 25 anni e prevede attività di rifornimento di GNL per autobotti e navi cisterna, ma non ancora per l'attività di rigassificazione.

Ne è seguita una richiesta di parere del Ministero al Comune di Santa Giusta, che si è espresso negativamente nell'aprile 2017 per motivi urbanistici e incertezza sulla disponibilità dell'area demaniale. Il Comune ha peraltro rimarcato di non avere contrarietà in merito alla tipologia d'impianto, essendo già stato favorevole per quelli di Higas e Edison.

Sempre nel 2017 la Società ha richiesto la valutazione di assoggettabilità alla Valutazione d'impatto ambientale da parte della Regione Sardegna che, dopo aver valutato le risposte alle integrazioni progettuali richieste, si è espressa per la non assoggettabilità nel mese di aprile 2018, prevedendo un periodo di 5 anni per la costruzione dell'impianto dalla data di avvio lavori.

Ulteriori integrazioni sono state richieste anche da altre Amministrazioni nell'ambito della procedura unificata del MISE. Nell'agosto 2018 la IVI ha avviato la procedura di Valutazione d'impatto ambientale a livello nazionale presso il Ministro dell'Ambiente. Il progetto per la VIA è stato implementato con la previsione della rigassificazione del GNL, tramite 12 vaporizzatori, e l'immissione del gas nelle reti del gas naturale dell'isola.

Integrazioni sono state anche richieste dal Comitato tecnico regionale dei Vigili del Fuoco, che ha concesso il Nulla osta di fattibilità nell'aprile 2019. Nel mese di agosto la IVI ha risposto alle richieste di integrazione da parte del Ministero dell'ambiente, ma al momento la procedura di VIA non è ancora conclusa e di conseguenza neanche quella dell'autorizzazione del MISE.

Figura A.3. Progetto di deposito costiero IVI Petrolifera – Porto di S. Giusta (Oristano)



Fonte: IVI Petrolifera (SIA)

Tabella A.3 Deposito costiero IVI Petrolifera - S. Giusta (Oristano)

Operatore	IVI Petrolifera S.p.a.
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)
Stato infrastruttura	Procedimento autorizzativo in corso
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	9.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	8000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	880.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità lorda da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	450
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	4.000 - 5.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	50
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	105
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	500
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	60000
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	SI
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	50

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

A.4 Cagliari - ISGAS Spa

Il progetto per un deposito costiero nel Porto canale di Cagliari è stato lanciato nel febbraio 2017 con una serie di incontri preliminari tra la Società ISGAS Energit Multiutility, società concessionaria del servizio di distribuzione di aria propanata a Cagliari, Nuoro e Oristano, con l’Autorità Portuale della Sardegna per la concessione dell’area demaniale dove dovrebbe sorgere l’impianto.

Obiettivo di Isgas, prima utility specializzata nella distribuzione di gas ad entrare nella filiera del GNL di piccola scala, sostituire in tutte le sue concessioni l’aria propanata con il gas naturale. La capacità prevista dell’impianto 22 mila m³ di GNL.

In precedenza esponenti regionali avevano ipotizzato la realizzazione di un deposito costiero di GNL di più ampie dimensioni nell’area Cagliaritano rispetto agli impianti previsti a Santa Giusta-Oristano, in occasione dell’inserimento del progetto della dorsale sarda nel piano nazionale dei gasdotti. La dorsale, che dovrebbe attraversare tutta l’isola da Cagliari fino a Porto Torres, con una deviazione verso Olbia, era stata proposta dalla Società Gasdotti Italia poi affiancata da Snam in una società congiunta.

La dorsale dovrebbe basarsi su due principali punti di immissione del gas naturale, uno a Sud e uno a Nord, con l’integrazione mediana degli impianti previsti a Santa Giusta-Oristano. Negli anni seguenti la realizzabilità economica della dorsale, messa in dubbio da esponenti politici nonostante un finanziamento già previsto dal Governo nazionale di circa 600 milioni di euro, ha condizionato e sta tuttora condizionando le prospettive del mercato sardo del gas naturale, ed in particolare dei soggetti come Isgas, vocati maggiormente all’attività di distribuzione tramite gasdotti cittadini.

La decisione finale per la realizzazione della dorsale non è stata ancora assunta. Un’analisi costi/benefici è in corso presso l’Autorità per l’energia, ARERA, cui competono le decisioni tariffarie sia per la dorsale che per le reti cittadine a carico dell’utenza finale. L’esito è stato annunciato per giugno 2020.

Nel mese di giugno 2017 Isgas ha presentato al Ministero dell’Ambiente l’istanza per l’avvio della Valutazione di impatto ambientale dell’impianto, costituito da 18 serbatoi da 1.226 m³ di GNL, 40 vaporizzatori ad aria, 9 gruppi di pompaggio, un gasdotto criogenico per il trasferimento del GNL dalla banchina di scarico all’impianto di circa 1.000 m. Capacità annua di stoccaggio valutata a 720.000 m³. L’attività, oltre alla distribuzione del gas naturale rigassificato, prevede anche il rifornimento delle autobotti e delle navi cisterna per lo ship to ship.

A luglio Isgas ha chiesto formalmente all’Autorità portuale la concessione demaniale di 50 anni per un’area di 78 mila mq. Nell’aprile 2018 il progetto Isgas ha ottenuto il Nulla osta di fattibilità da parte dei Vigili del fuoco. Nello stesso periodo è stata costituita la Società Sardinia LNG, che vede, attraverso la joint venture Vitaly, la partecipazione di due soggetti internazionali attivi sui mercati del GNL, la Vitol trader mondiale di idrocarburi, e la svizzera Comoil, specializzata nei finanziamenti di attività energetiche, che contribuiranno alla realizzazione dell’impianto. Costo ipotizzato dell’impianto 78 milioni di euro.

Nel resto del 2018, fino a giugno 2019, l’attenzione è stata dedicata soprattutto alle discussioni in merito alla realizzazione della dorsale, mentre proseguivano gli iter autorizzativi per la nuova Società Sardinia LNG,

complicati non poco dagli interventi della Soprintendenza e del Ministero dei beni ambientali e culturali, contrari ad ogni modifica del vincolo paesaggistico che ha bloccato tutti i progetti di sviluppo del Porto di Cagliari, incluso il deposito costiero di GNL, cui si sono aggiunte associazioni locali contrarie all'impianto (per la prima volta in Italia per questo tipo di progetti).

Nel mese di dicembre 2019 Isgas 33 s.r.l. partecipata da Isgas Energit Multiutilities S.p.a. ha ottenuto l'autorizzazione per l'installazione di un deposito satellite di GNL da 60 m³ per l'alimentazione della rete di distribuzione che serve il bacino regionale n. 33 nel cagliaritano, confermando la volontà di proseguire con la sostituzione dell'aria propanata con il gas naturale. A gennaio 2020 è stato aperto il cantiere che dovrebbe terminare i lavori entro l'estate. Al rifornimento del GNL provvederanno delle autocisterne che arriveranno via traghetto. Da Livorno su Olbia arrivano già le autobotti che riforniscono di GNL l'impianto della Cooperativa Casearia 3 A di Arborea.

Per quanto riguarda il deposito costiero di Sardinia LNG la procedura di VIA è ancora in corso.

Figura A.4 Progetto di deposito costiero Isgas Multiutilities – Porto canale di Cagliari



Fonte: Isgas (SIA)

Tabella A.4 Deposito costiero Isgas Multiutilities – Porto canale di Cagliari

Operatore	ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.
Localizzazione	Porto canale di Cagliari
Stato infrastruttura	Procedimento autorizzativo in corso
Stato area di insediamento deposito	Area incolta (Greenfield)
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	22.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	22000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	1.440.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 18 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.226 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo “full containment”
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete di trasporto
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	15.600
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	42
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	250
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	500
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	100000
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	SI
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	84

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

A.5 Porto Torres – CIP Sassari

Tra il 2014 e il 2015 il Consorzio Industriale Provinciale di Sassari (CIPS), competente per lo sviluppo del polo industriale di Porto Torres, ha ipotizzato la realizzazione di un deposito costiero di GNL di capacità inferiore a 10 mila m³. A favore del progetto la possibilità di utilizzare per le operazioni di scarico e carico di GNL un pontile sottoutilizzato, posto al centro del porto industriale, con ampie possibilità di movimentazione delle navi.

Nel mese di dicembre del 2015 il CIPS ha siglato un'intesa con la Presidenza del Consiglio nell'ambito del Contratto d'area per le aree del Nord della Sardegna, per un totale di 7,5 milioni di euro. 3 milioni saranno utilizzati per il terminale modulare di GNL di 10 mila m³. Nel 2016 è stata richiesta all'Autorità portuale la concessione demaniale per l'area nella quale dovrebbe essere realizzato il deposito, con esito positivo.

L'ipotesi di metanizzare la Sardegna attraverso la realizzazione di un rigassificatore a Porto Torres ha attraversato tutti gli anni '90 del secolo scorso. La forte richiesta delle autorità locali per l'uso del metano anche nell'isola, mentre si andava completando la metanizzazione dell'Italia continentale, ha visto a lungo contrapporsi l'ipotesi di un gasdotto e quella di un rigassificatore. Entrambe le ipotesi non sembravano però economicamente sostenibili in considerazione degli scarsi consumi sardi.

Alla fine prevalse l'idea di un gasdotto dall'Algeria, che avrebbe attraversato la Sardegna da sud a nord per poi proseguire fino a Piombino. In questo caso sarebbe stata la domanda dell'Italia continentale a sostenere l'opera. Nel frattempo si erano sviluppate le prime reti cittadine alimentate con i gas tecnici, prodotti dalla raffineria di Sarroch. Dovendo estendere l'uso anche al resto dell'isola, in attesa della realizzazione del gasdotto, si è diffuso l'uso del GPL e dell'aria propanata.

Nell'ipotesi del rigassificatore Porto Torres era stato indicato sia per la presenza di un significativo polo industriale sia perché si prevedeva una conversione della contigua centrale elettrica a carbone di Fiume Santo dell'Enel. Con il tramonto dell'ipotesi gasdotto Galsi dall'Algeria, dovuto alla discesa dei consumi di gas dopo la crisi economica del 2008-2012, e dell'ipotesi del rigassificatore collegata, si è estesa la costruzione di reti cittadine alimentate con il GPL e l'aria propanata.

Le ipotesi formulate per la realizzazione di alcuni depositi costieri di GNL di piccole dimensioni per la metanizzazione delle reti sarde fin dal 2014 si sono dovute confrontare con le insistenti pressioni per la realizzazione di un gasdotto dalla Toscana. Dopo un paio di anni di valutazioni il Ministero dello sviluppo economico ha scartato l'ipotesi sia per motivi di sicurezza degli approvvigionamenti sia per il costo.

Nel luglio 2017 il MISE ha annunciato il prossimo avvio della procedura autorizzativa per Porto Torres dopo quelli di Santa-Giusta Oristano e Cagliari. Nel mese di ottobre la regione Sardegna ha autorizzato la realizzazione di una bioraffineria ad opera congiunta di Novamont e Versalis, nell'area industriale di Porto Torres, ipotizzando un'alimentazione dell'impianto con gas naturale derivato da GNL o con GPL.

Per l'approvvigionamento del gas naturale della Sardegna l'ENI ha manifestato, nel marzo 2018, la disponibilità a mettere a disposizione di un soggetto terzo proprie strutture e aree per la realizzazione di un

terminale di rigassificazione nell'area di Porto Torres, oltre ad impegnarsi per fornire per due anni al mercato sardo GNL a un prezzo in linea con quello italiano.

Nell'aprile 2018 il MISE ha precisato la proposta dell'ENI su Porto Torres, dimensionato a 900 milioni di metri cubi di gas naturale valutandolo però sovradimensionato, e non coerente con la gradualità prevista per la metanizzazione della Sardegna.

Il CIPS nel giugno 2018 ha bandito una gara per la fornitura dei bracci di carico e scarico del GNL presso il pontile ASI nel porto industriale di Porto Torres, del valore di due milioni di euro. Annunciato contemporaneamente un successivo bando per la realizzazione dell'impianto di stoccaggio del GNL.

Nel mese di luglio 2019 l'Autorità portuale della Sardegna ha avviato l'iter il rinnovo della concessione demaniale per il terminal GNL di Porto Torres, confermando il parere favorevole già espresso sulla richiesta del 2016. Il progetto illustrato all'Autorità portuale prevede un partenariato pubblico-privato per la sia per la parte stoccaggio sia per i condotti criogenici per il trasferimento del GNL dal pontile all'impianto.

Nel febbraio del 2019 il Consorzio ha aggiudicato la gara per la fornitura dei tre bracci di carico e scarico del GNL al prezzo di 1.720 mila euro alla società Flexa, unico partecipante.

Al momento non risultano avviate le procedure autorizzative presso il Ministero dello sviluppo economico e presso il Ministero dell'Ambiente o presso la Regione Sardegna per la procedura di valutazione di impatto ambientale.

Figura A.5 Porto Torres ipotesi di localizzazione del progetto di deposito costiero di C.I.P. Sassari



Fonte: C.I.P. Sassari

Tabella A.5 Deposito costiero C.I.P. Sassari - Porto Torres

Operatore	C.I.P. Sassari
Localizzazione	Porto Torres
Stato infrastruttura	In corso di progettazione
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	7500
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	64.100
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 7 serbatoi da 1430 m3 criogenici, in pressione, cilindrici, orizzontali, di tipo "Full containment" costituito da doppio sistema di contenimento in acciaio.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Recupero del BOG Tramite: invio alla compressione per la l'alimentazione della rete di distribuzione, e alla compressione per il distributore di GNC
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	750
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	20.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	90
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	NO
Facility di ship-loading	-
Capacità di carico (m3/h)	-
Bettoline per bunkeraggio GNL**	NO
Capacità (m3)	-
Distributore di GNL	SI
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	1.260
Distributore GNC	SI
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali) .

