

Prot. 151/2020

Cagliari, 18 settembre 2020

Spett.le

ARERA

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Corso di Porta Vittoria, 27
20122 Milano MI**

Oggetto: **trasmissione delle osservazioni al Rapporto RSE "Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)".**

Spett.le ARERA,

in allegato si trasmettono le osservazioni della struttura regionale confederale della CISL Sardegna, inerenti il Rapporto di cui all'oggetto predisposto da RSE in accordo alla Deliberazione ARERA n. 335/2019/R/gas.

Distinti saluti.

Osservazioni della CISL Sardegna al Rapporto RSE “Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)”

Premesse

In queste nostre osservazioni riteniamo si debba **partire da un presupposto di fondo** che, per così dire, si potrebbe pensare esuli dai confini così bene delimitati dall'ARERA con la delibera 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019, con la quale si disponeva *“di avviare uno studio indipendente finalizzato ad una più ampia valutazione, in logica ACB, delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) dell'isola e delle loro eventuali interdipendenze”*.

L'Analisi Costi Benefici non espone i costi (economici ed ambientali) della mancata metanizzazione della Sardegna

Ci si riferisce alla **mancata metanizzazione dell'Isola rispetto al progressivo sviluppo della rete nazionale**. Non che non esistano aree “isolate” nel resto del continente, ma queste sono sempre e comunque relative a porzioni di territori (aree montuose, isole minori, etc..) di regioni che invece sono regolarmente servite dalla rete di trasporto del gas naturale.

La Sardegna è l'unica Regione italiana che è arrivata in questa particolare fase storica, caratterizzata da una improvvisa quanto impellente spinta verso la decarbonizzazione e l'obiettivo di diventare climaticamente neutrali, **senza poter avere il metano nel proprio mix energetico** in sostituzione delle altre fonti fossili più inquinanti.

Quanto questo abbia inciso in termini di **mancato benessere economico e sociale** regionale è stato variamente quantificato in altri studi (per esempio quello del GALSI, come pure nel PEARS 2015-2030).

Il Rapporto ovviamente affronta questo tema indirettamente, dal momento che la ACB viene operata per il periodo 2020 – 2040, ed esplicita i minori costi e benefici che si avrebbero dal 2020 in avanti grazie all'introduzione del GNL/gas naturale e la sostituzione delle altre fonti fossili, più costose e ambientalmente impattanti.

Potremmo pertanto desumere il costo economico e sociale *“pregresso”* a partire dalla configurazione “BASE” del rapporto, confrontandola con le altre.

Questa prima osservazione può apparire, come detto, “*non pertinente*” ai fini di una valutazione economica (analisi costi benefici – ACB) che concentra la propria attenzione sui costi e benefici sociali che possono essere monetizzati.

Tuttavia è nostra convinzione che proprio **l’approccio scelto dovrebbe comportare anche la “monetizzazione” dei maggiori costi finora sostenuti dalla collettività sarda per la mancata metanizzazione**, o per lo meno una loro parziale esplicitazione.

Ciò per chiarire che l’ACB, pur importante quando si deve decidere di realizzare un certo progetto, può provocare una **distorsione dei “valori in gioco”**, allorché, come in questo caso, **non consente di evidenziare il differenziale di trattamento operato tra le Regioni che dispongono della rete di trasporto nazionale e regionale** (entrambe sottoposte a regimi tariffari che, seppure in forme diverse, hanno posto a carico dell’intera collettività nazionale utilizzatrice il costo della realizzazione delle infrastrutture strategiche) **e la Sardegna**, per la quale, se si seguissero, le risultanze del Rapporto, ci si limiterebbe a sviluppare la configurazione cosiddetta “ISOLA” nella forma con approvvigionamento Virtual Pipeline (prezzo allineato al PSV), stoccaggio tramite depositi e rigassificatori, elettrificazione in linea con obiettivi PNIEC e phase out carbone 2025/2030, con trasporto senza dorsale con cisterne criogeniche.

Il Rapporto conferma le conclusioni alle quali Governo e Regione erano pervenuti nel 2016, ma il quadro strategico è stato unilateralmente modificato determinando incertezze.

Vale la pena ricordare che **l’Accordo siglato nell’estate del 2016 tra Governo e Regione**, proprio in considerazione della necessità di estendere anche alla Sardegna la rete nazionale, seppure attraverso una forma “virtualizzata”, e favorire la realizzazione e completamento della rete di distribuzione interna come parte della rete nazionale, prevedeva esplicitamente che **l’investimento per la realizzazione dell’intero sistema di infrastrutture venisse posto a carico del sistema di regolazione e tariffario nazionale**.

In questa maniera, **assumendo a carico della collettività nazionale la realizzazione delle opere “strategiche” per completare la rete nazionale di distribuzione del gas naturale, inserendo anche l’ambito Sardegna**, veniva prevista una, seppure parziale, **“compensazione” dei maggiori costi** sostenuti dall’Isola derivanti dalla mancata metanizzazione.

D’altra parte nel pervenire all’accordo, quella che nello studio è la configurazione “CONTINENTE” (configurazione di massimo sviluppo infrastrutturale gas, con “dorsale” alimentata a regime dal gasdotto “sealine”), era già stata scartata a favore della configurazione “ISOLA” (comprensiva di dorsale) in quanto presentava maggiori costi per il sistema e maggiori esternalità ambientali.

Il Rapporto non fa dunque che confermare le conclusioni alle quali Governo e Regione erano pervenuti nel 2016, e che, con l’approvazione del PEARS 2015-2030, prima, e poi con

la SEN avevano trovato ulteriore specifica declinazione, completando il quadro strategico entro il quale ci si intendeva muovere.

Grazie proprio alla definizione di quel quadro strategico gli investitori poterono contare su una prospettiva solida e presentare i progetti (depositi e rigassificatori *small scale* e dorsale da parte SNAM e SGI) per l'avvio dei procedimenti autorizzativi.

Niente di tutto questo esisterebbe senza che si fosse operato, a partire dal 2014, per la definizione di questo quadro strategico, di cui ARERA era ben a conoscenza dal momento che partecipava con propri rappresentanti al tavolo convocato periodicamente da MISE per monitorare l'avanzamento dell'intero programma.

Un quadro strategico che, per la Sardegna, ha subito una **sostanziale modifica con la presentazione del PNIEC a dicembre 2018**, confermata, seppure con alcuni “distinguo” (che però non intaccavano la sostanza del **mutato indirizzo assunto unilateralmente dal Governo**) con l'approvazione definitiva nel 2020.

Ciò ha determinato un quadro di incertezza, anche nei procedimenti amministrativi correlati, con una dilatazione dei tempi, e una parziale sospensione degli investimenti inizialmente programmati.

Osservazioni puntuali

Questa lunga premessa per ribadire ancora una volta che **tale studio si presenta di fatto incompleto** laddove:

1. **non esplicita i costi dell'assetto energetico pre 2020;**
2. **non rappresenta completamente gli impatti diretti sulla competitività, “dagli effetti indiretti – monetari e non – sul territorio e altri più ampi effetti a livello regionale”¹** e pertanto non consente di poterne valutare adeguatamente i requisiti delle diverse configurazioni **da un punto di vista anche socio-economico;**
3. fornisce una **valutazione parziale delle diverse configurazioni in termini di impatti** (ad esempio in termini di creazione di posti di lavoro, sviluppo delle imprese e di nuovi settori produttivi o di servizio), come pure di **contributo di ciascuna agli obiettivi specifici posti dai vari livelli di pianificazione** (il rapporto rinvia per esempio tutta una serie di approfondimenti a fasi successive);
4. **non stima adeguatamente i costi (economici e ambientali) legati alla distribuzione stradale del GNL a mezzo di autobotti criogeniche.** Il rapporto infatti calcola il costo del trasporto su strada in funzione dei volumi previsti per le configurazioni CONTINENTE ed ISOLA, al netto dei relativi bunkeraggi marittimi, alla filiera dell'alluminio e al termoelettrico *“potenzialmente soddisfatti da depositi locali”*. I costi esterni ven-

¹ Guida all'analisi costi-benefici dei progetti di investimento, strumento di valutazione economica per la politica di coesione 2014-2020, Commissione Europea, DG Politica Regionale e Urbana, 2014, pag. 364

gono calcolati secondo *“una metodologia “semplificata” consistente nella trasposizione al contesto della Sardegna di valori specifici nazionali (costi esterni/veicolo-km) per categoria di strada e contesto di esposizione della popolazione”*. Di fatto, si ritiene che questa possa essere solo parzialmente applicata al “sistema Sardegna” come si andrebbe configurando e che ha delle specificità di cui tener conto. In particolare, non viene fatta una **simulazione basata sui flussi di approvvigionamento** che, anche **in relazione al fabbisogno dei clienti**, per **frequenze e quantità**, devono essere tali da **mantenere il sistema in sicurezza**, come pure **non sembra sia stato stimato il costo collegato al rischio di interruzione delle forniture**. Inoltre, non si desume se è stata in qualche maniera calcolata la **pericolosità delle autobotti criogeniche in caso di incidente**, rispetto ad analoghi mezzi che trasportano altri carburanti di origine fossile;

5. relativamente ai **costi di investimento e costi operativi che dovranno sostenere i consumatori finali** si è preso in considerazione solo *“l’adeguamento delle tecnologie industriali”* (sostituzione dei bruciatori, vedasi § 7.4.2 pg.121), mentre **non sembrano essere stati calcolati i costi collegati all’installazione di deposito criogenico con annesso modulo di rigassificazione** (vedasi i casi della Latte Arborea e di Argiolas Formaggi illustrati nel rapporto) che hanno costi elevati, sia di realizzazione che di gestione, e che, in assenza di una dorsale e rete di bacino adeguatamente magliata, devono essere sostenuti dalle imprese per potersi approvvigionare di GNL/gas naturale.
6. **non esplicita in maniera chiara attraverso una sezione espressamente dedicata la quota dei costi che necessita di un cofinanziamento, ovvero di un intervento regolatorio/tariffario** e quindi non consente, al di là delle mere differenze di costi tra le diverse configurazioni, di avere una misura di quale sia la dimensione di un eventuale intervento pubblico (europeo, nazionale o regionale) volto a favorirne l’effettiva attuazione;
7. **non contabilizza nello studio costi/benefici relativi all’investimento (stimati nel PNIEC in 3.700 M€) “Tyrrhenian Link” (o l’eventuale termoelettrico in sua sostituzione)** in quanto questi *“travalicano il perimetro regionale considerato per lo studio, e risulterebbero inoltre di arbitraria attribuzione. [...]”*, limitandosi a considerare *“l’impatto sui volumi di gas naturale consumati dal settore termoelettrico sardo [...] considerando per ogni configurazione infrastrutturale la doppia possibilità, con o senza Tyrrhenian Link”* e, come pure si limita genericamente a stimare altri costi che sono collegati ad **investimenti per l’adeguamento della rete elettrica regionale**;
8. **non fornisce una evidenza delle tempistiche di attuazione delle diverse configurazioni** in modo da poter valutare come evolverebbe il sistema energetico regionale al variare del mix delle fonti, dal 2020 al 2030, al 2050.
9. **Il periodo di osservazione si estende da oggi al 2040**. Questo appare **non conforme rispetto alla tipologia di infrastrutture necessarie (depositi/rigassificatori e dorsale di trasporto GNL/gas naturale) la cui vita economica media è di solito ben superiore**.

In particolare, rispetto alla dorsale si può citare l’esempio riportato come “Caso studio – Gasdotto per la trasmissione di gas naturale” proprio nella *“Guida all’analisi costi-benefici dei progetti d’investimento, Strumento di valutazione economica per la*

politica di coesione 2014-2020” della Commissione Europea, DG Politica regionale e urbana, dove viene fatta l’ACB di un gasdotto con capacità di trasporto pari a 700.000 m³/h, ovvero 16,8 milioni m³/giorno, lungo 175 km con un diametro di 700 mm, per il quale l’analisi è stata effettuata utilizzando un periodo di riferimento pari a 25 anni. Peraltro, la disponibilità di una rete energetica, consentirebbe lo **sviluppo delle energie rinnovabili** quali ad esempio biometano (vedasi progetto della Latte Arborea) ed “idrogeno verde”. **Ciò sposterebbe l’orizzonte temporale della vita utile dell’infrastruttura ben oltre i 20 anni presi in considerazione dal Rapporto.**

Ciò avrebbe sicuramente un **impatto sugli scenari “dorsale” vs “trasporto su gomma**, come peraltro si evince in vari passaggi dove chi ha predisposto il Rapporto ha sempre precisato che il confronto è stato operato *“nell’ipotesi di durata dei 20 anni coperti dallo studio”*;

10. Non è presente un **allegato statistico** che consenta di incrociare tabelle con i numeri da cui queste sono tratte.

Analisi configurazione ISOLA e osservazioni specifiche confronto trasporto “con dorsale” vs “con autobotti criogeniche”

Alla luce di quanto sopra premesso, la nostra organizzazione ritiene che **lo studio costituisca una base per sostenere quanto realizzato finora per approvvigionare con GNL la Sardegna attraverso una configurazione ISOLA “virtuale”**, all’interno di un’adequata evoluzione del contesto normativo e regolatorio che preveda:

1. *“l’inclusione nell’ambito della rete nazionale di trasporto di un gasdotto “virtuale”, regolato e remunerato nella tariffa di trasporto che, tramite bettoline, alimenti i depositi/rigassificatori costieri di GNL sardi;*
2. *l’adozione di un meccanismo di correlazione del prezzo che garantisca che il GNL scaricato a Livorno/Panigaglia e ricaricato sulle bettoline sia consegnato in Sardegna a condizioni di prezzo allineate al PSV”*

Al contempo, per quanto attiene la “dorsale”, riteniamo che, pur emergendo dall’analisi che *“i costi di sistema complessivi, con trasporto su strada, risulterebbero inferiori di circa 400 milioni di euro cumulati su 20 anni, rispetto all’opzione con dorsale”*, oltre a ribadire quanto evidenziato nelle premesse ed in particolare al precedente punto 7), **ciò non faccia discendere necessariamente la “non opportunità” di investire nell’opera.**

Aspetti critici del Rapporto

Nello specifico, riteniamo che **lo studio, a partire dall’Executive Summary**, non fornisca adeguati approfondimenti su **due aspetti fondamentali legati alla presenza della dorsale**:

1. **sicurezza più elevata degli approvvigionamenti di gas** (a tale proposito, come sopra meglio specificato, andrebbe chiarito se questo elemento sia stato preso in considerazione e in che maniera “contabilizzato” nella configurazione ISOLA con distribuzione a mezzo camion criogenici – dalla lettura della parte specifica non sembrerebbe);

2. **riduzione delle rendite monopolistiche laddove gli investitori nei depositi/rigassificatori costieri operino anche come retailer.** Anche in questo caso il tema è citato, ma pur desumibile dall'analisi, laddove (§7.5) viene stimato il margine dei venditori all'utente finale, non viene poi preso in considerazione quando dalla configurazione ISOLA con dorsale si passa alla configurazione ISOLA con camion criogenici, o almeno non è chiaro se e come viene contabilizzata.

Approfondimento sul calcolo del “margine dei venditori all'utente finale” e sua imputazione ad entrambe le opzioni (con dorsale e senza dorsale)

Nello specifico, nel §7.5 viene stimato il “*margine dei venditori all'utente finale*” e si afferma che, “**per le configurazioni BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO, nelle quali si assume un approvvigionamento del gas in un contesto di libero mercato non regolato, è stata stimata la componente relativa al margine dei venditori**” **calcolata in 7,8 €/MWh.**

Successivamente si afferma che, “*per le configurazioni CONTINENTE e ISOLA (ndr con dorsale), invece, il prezzo della materia prima gas sarebbe allineato al PSV, ed a questo si aggiungerebbero i costi, regolati, di trasporto e distribuzione, oltre al margine del venditore, che in questo caso, tuttavia, sarebbe esposto alla concorrenza degli altri venditori sul mercato e quindi nell'impossibilità di estrarre rendite monopolistiche*”, **stimata in circa 3,6 €/MWh.**

La differenza (pari a 4,2 €/MWh) tra i due margini dovrebbe essere la “rendita” in assenza di un sistema non regolato nella fase di trasporto e distribuzione, e dovrebbe costituire anche il costo che viene “spalmato” a livello nazionale in tariffa.

Il rapporto chiude qui il ragionamento.

Quando infatti si passa a confrontare la configurazione ISOLA senza dorsale con quella con dorsale questa rendita non viene posta a carico dei costi della distribuzione stradale del GNL.

Infatti, al §8.1 – Confronto tra il trasporto con dorsale ed il trasporto su strada nel periodo 2020-2040 si dice esplicitamente che “*Per i costi di trasporto specifici su strada ci si riferisce a quanto indicato nel paragrafo 7.3.2. Relativamente alla sola voce del costo di trasporto, la Figura 8.1 mostra il confronto tra il costo annuo di trasporto nell'opzione dorsale (nell'ipotesi di durata dei 20 anni coperti dallo studio) confrontandolo con quello del trasporto su strada*”. Successivamente si afferma che “*Per maggiore completezza è stata condotta un'analisi di sensitivity considerando le due diverse condizioni di approvvigionamento del gas nella regione (prezzo non allineato al PSV o prezzo allineato al PSV) e le due possibili diverse condizioni di trasporto del GNL/gas naturale all'interno della regione, con la dorsale o su strada (Figura 8.2). Queste tre varianti (1a, 2a e 2b) si confrontano con la configurazione ISOLA iniziale (1b) che prevede la realizzazione della dorsale gas (con prezzo allineato al PSV)*” e, nel proseguo, precisa che “**Nel caso di pipeline virtuale con il continente realizzata in assenza di un'infrastruttura fisica di trasporto presente in Sardegna, i costi di sistema complessivi**

dell'opzione 2b, con trasporto su strada, sarebbero invece inferiori di circa 400 milioni di euro cumulati, rispetto all'opzione con dorsale 1b. Il costo per trasportare il gas dal continente verso la regione sarebbe infatti lo stesso (con la virtual pipeline) **mentre il costo di trasporto interno sarebbe infatti inferiore nell'opzione su strada**. Costo nel quale però il "margine venditore" è assunto il medesimo che nella opzione con dorsale, come emerge chiaramente dai grafici, e quindi prevedendo che anche l'opzione su strada benefici di un qualche sistema di regolazione del trasporto e regolazione analogo a quello che si verrebbe a determinare con la dorsale.

E' questo, a nostro parere, uno dei punti più deboli del rapporto, in quanto l'allaccio alla rete di metanodotti estesa su tutto il territorio regionale è l'unica opzione, a normativa vigente, che consente di accedere alle forniture di gas naturale a condizioni paritetiche rispetto a quanto già avviene nel resto del Paese, **escludendo o comunque limitando il determinarsi di posizioni monopolistiche** e consentendo agli utenti di beneficiare di un **mercato liberalizzato e concorrenziale**, dove sia possibile anche, in analogia con il mercato elettrico, passare ad un eventuale nuovo fornitore.

Mancata previsione dello sviluppo del biometano e dell'idrogeno rinnovabile.

Quelli sopra rappresentati costituiscono a parere della nostra Organizzazione **due aspetti assolutamente dirimenti**, a cui va anche ad aggiungersi un ulteriore elemento: lo **sviluppo dell'idrogeno verde destinato agli usi non elettrificabili e delle infrastrutture collegate**.

Altro tema accennato, ma sbrigativamente derubricato nell'ACB alla stregua di altri "fattori [che], dato anche il perimetro dello studio, risultano difficilmente quantificabili", ma che possono modificare la valutazione della sostenibilità dell'investimento "dorsale", anche nella "prospettiva di decarbonizzazione a lungo termine" (dove peraltro il Rapporto ritiene che l'elettrificazione "resti la strada più coerente" proprio insieme "allo sviluppo dell'idrogeno verde per l'alimentazione degli usi non elettrificabili e per la gestione dell'overgeneration da fonti rinnovabili; uno scenario che potrebbe manifestarsi nel medio/lungo termine in particolare sull'Isola, dove le condizioni di sviluppo non solo del solare, ma anche dell'eolico potrebbero dar luogo a significativa produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili altrimenti non immediatamente impiegabile").

Peraltro il tema idrogeno, e quindi dell'infrastruttura che potrebbe dover essere sviluppata affinché la Sardegna non rimanga ancora una volta esclusa da eventuali sviluppi, ha assunto una centralità importante all'interno della strategia per il Green Deal Europeo, anche alla luce della recente presentazione da parte della Commissione Europea della Comunicazione "Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra" e del "Discorso sullo Stato dell'Unione 2020" della Presidente della Commissione nel quale è stata lanciata l'iniziativa di creare delle nuove "Valli europee dell'idrogeno" per "modernizzare le nostre industrie, alimentare i nostri veicoli e portare nuova vita nelle aree rurali".

Inoltre va rilevato che, un recente documento, circolato prima della presentazione delle Linee guida per la definizione del “Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza” (#nextgenerationItalia), riportava, il **progetto SHORE – Sardinia Hydrogen Ecosystem on Zero-emission Renewable Energy, proposto dal MISE**, con un investimento calcolato in 20 milioni di euro.

Quale assetto energetico per la Sardegna da qui al 2030?

Come CISL Sardegna riteniamo pertanto **che il Rapporto, pur avendo rafforzato il percorso che era stato chiaramente delineato con l’Accordo del 2016, non abbia fornito motivazioni sufficienti per ritenere che la “dorsale” non contribuisca positivamente agli obiettivi della politica energetica regionale e nazionale**, oltre che della più generale politica di coesione che dovrebbe essere perseguita per allineare la Sardegna allo sviluppo di altri territori.

Riteniamo in particolare che **non sia dimostrata la più efficiente allocazione delle risorse in assenza della dorsale, laddove non siano adeguatamente calcolati e contabilizzati i costi per la sicurezza del sistema e il contrasto a rendite monopolistiche lungo tutta la filiera fino al punto di distribuzione all’utente finale anche nel caso di utilizzo dei camion criogenici**.

Peraltro, come evidenziato in vari passaggi nel rapporto stesso e sulla base degli assunti per costruire i diversi scenari e configurazioni, l’ACB – anche per i limiti posti da ARERA – assume come una sorta di “variabili esogene” l’insieme degli interventi la cui implementazione, nell’arco temporale considerato, è a complemento del mix energetico che si andrebbe a comporre con l’approvvigionamento di GNL/gas naturale che sembrerebbe più conveniente (per la Sardegna? Per l’Italia?) e che dovrebbe risultare coerente con il PNIEC al fine di assicurare la progressiva decarbonizzazione della nostra Regione tra il 2025 ed il 2030.

Ci riferiamo in particolare a:

1. centrale a gas CHP (nuova centrale o conversione esistente/i);
2. Infrastruttura/e di approvvigionamento centrale a gas CHP;
3. Sviluppo del mix di generazione elettrica: lo studio prende a riferimento lo scenario PNIEC che prevede, al 2030, una capacità installata in Sardegna di 2,1 GW di eolico e di 2,2 GW di fotovoltaico (dati 2019 rispettivamente 1,05 GW e 0,87 GW);
4. investimenti sulle reti di distribuzione, sempre più interessate dalla diffusione di impianti di piccole e medie dimensioni, dal prevedibile sviluppo delle comunità energetiche, e che, al 2030, devono poter gestire efficacemente l’aumento della potenza installata di FER prevista;
5. nuovi sistemi di accumulo;
6. Cavo HDC Sardegna-Sicilia- Sud;

Tutti questi interventi sono presi in considerazione nel Rapporto per gli effetti che hanno sul maggiore o minore consumo di gas naturale (in termini di contendibilità rispetto alle altre fonti energetiche), ma i loro costi/benefici non sono oggetto di una verifica puntuale ed approfondita.

Basti a tale proposito citare la frase riportata al capitolo 5.2.5 Settore termoelettrico *“I costi e i benefici di una simile implementazione infrastrutturale travalicano il confine regionale che ci si è dati per questa analisi; per questo motivo non sono stati considerati ai fini del presente studio. Dunque, non sono stati inclusi né i costi dell’infrastruttura né i possibili benefici derivanti da una maggiore magliatura della rete di trasmissione come la riduzione dei costi relativi al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e la riduzione delle overgeneration. La ripartizione a livello regionale di tali benefici sarebbe peraltro affetta da una pesante convenzionalità”*.

Un altro passaggio che può essere preso ad esempio è relativo allo sviluppo dell’eolico e del fotovoltaico, dove vale la pena ricordare che lo studio fa esplicito riferimento *“allo scenario nazionale PNIEC, che è stato ripartito sulle regioni sulla base di uno specifico studio RSE, che assume come criterio base quello della disponibilità di aree per gli impianti FER. Ne è risultata al 2030 una capacità installata in Sardegna di 2,1 GW di eolico e di 2,2 GW di fotovoltaico, da confrontare con il dato di fine 2019, che corrisponde a 1,05 GW di eolico e 0,87 GW di fotovoltaico”*.

Conclusioni

Pur fornendo il Rapporto importanti contributi circa gli impatti delle possibili configurazioni infrastrutturali e costituendo una base utile per i, si spera, futuri confronti volti a definire l’assetto del sistema energetico regionale, appare del tutto evidente che **aver creato le condizioni per lo sviluppo della *pipeline virtuale* potrebbe risultare del tutto inutile se non viene rapidamente definito e completato il restante quadro degli interventi, a partire dai rigassificatori e dorsale**, che avranno impatti diretti sul livello della domanda di gas già a partire dalla fase iniziale.

In tal senso è **oltremodo auspicabile che, proprio partendo dal contributo fornito dal Rapporto, si proceda a dare piena attuazione alle previsioni del PNIEC** laddove si afferma esplicitamente che *“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”* e che *“le valutazioni delle modifiche infrastrutturali eventualmente necessarie ai fini della concreta attuazione del phase out del carbone dalla produzione elettrica si baseranno sul confronto in **appositi tavoli settoriali** (per zone di mercato elettrico, per singolo sito e **specifico per la Sardegna**), con gli operatori, le autonomie locali, Terna, **le parti sociali** e le associazioni ambientaliste e di categoria. I tavoli hanno lo scopo di **valutare le condizioni tecniche e normative, le infrastrutture necessarie, nonché le modalità di salvaguardia dell’occupazione** (per la quale sono state stanziato apposite risorse)”*.

Si attende pertanto che il MISE sia conseguente a quanto indicato nel PNIEC e convochi urgentemente il tavolo settoriale Sardegna al quale partecipi, tra gli altri, anche ARERA.