

m. amte. DVA. REGISTRO UFFICIALE. CODICE 26-III-2018



**Confederazione
Sindacale
Sarda**

SECRETARIA GENERALE
Via Roma, 72 – 09123 Cagliari
Tel. 070.650379 – Fax 070.2337182
www.confederazioneindacalesarda.it
css.sindacatosardo@tiscali.it

SINDACADU DE SA NATZIONE SARDA - SINDACATO DELLA NAZIONE SARDA



**Assotziu Consumadoris Sardigna
Organizatzioni No po' Lucrai de Utilidade Sotziali
Via Roma, 72 – 09123 Cagliari - Tel. 0706848403
C.F. 92138760928**

E-mail: info@consumatorisardegna.it – consumatorisardegna@tiscali.it – PEC: consumatorisardegna@pec.it

Sito web: www.consumatorisardegna.it

**Associazione iscritta dal 14/09/2005 al n°1475 del Registro Regionale del Volontariato -
Settore Diritti Civili - Sezione tutela dei Diritti del Consumatore (L.R. n°39 del 13/09/1993)**

Al Ministero dell'Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Commissione Tecnica di Verifica dell'impatto
ambientale
ctva@pec.minambiente.it

Al Ministero dell'Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione generale per le Valutazioni Ambientali
dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it

**OGGETTO: (ID_VIP 3699) Metanizzazione della Sardegna – Tratto Sud -
Osservazioni ai sensi dell'art.24 comma 3 del D.Lgs 152/06**

I sottoscritti,

- Giacomo Meloni, _____ in qualità di Segretario Generale della Confederazione Sindacale Sarda – CSS con sede in, Cagliari, nella Via Roma, 72, in nome della Confederazione Sindacale Sarda e per suo conto;

- Marco Mameli, _____, in qualità di Presidente dell'Assotziu Consumadoris Sardignia – Organizatzioni No po' Lucrai de Utilidade Sotziale, Associazione iscritta dal 14/09/2005 al n° 1475 de l Registro Regionale del Volontariato - Settore Diritti Civili - Sezione tutela de i Di r i t t i del Consumatore (L.R. n° 39 del 13/09/1993), con sede in, Cagliari, nella Via Roma, 72, in nome dell' Assotziu Consumadoris Sardignia – Onlus e per suo conto, relativamente al progetto “Metanizzazione della Sardegna – Tratto Sud – proposto dalla SNAM e oggi in fase di Valutazione d'Impatto Ambientale (V.i.a) presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (M.A.T.T.M) rilevano che lo stesso risulta essere inficiato da numerose criticità di carattere procedurale, programmatico e progettuale. Come verrà argomentato nelle osservazioni che seguono, le criticità emerse dall'analisi degli elaborati non possono che sfociare nell'improcedibilità della V.i.a e nell'archiviazione del procedimento. Occorre, inoltre, evidenziare che le integrazioni documentali alla prima serie di elaborati depositata presso codesto Ministero non sanano le problematiche riscontrate dagli enti valutatori, dalle osservazioni del privato-sociale e dai singoli cittadini.

Nel presentare queste osservazioni, la Confederazione Sindacale Sarda e l' Assotziu Consumadris Sardignia - Onlus fanno presente che la mole documentale presentata dalla proponente per soddisfare le richieste d'integrazione formulate da codesto Ministero e dagli altri enti deputati alle verifiche progettuali, unitamente ai tempi ridotti per la presentazione delle osservazioni, determina una drastica limitazione dell'accesso della cittadinanza alla procedura di V.i.a.

A) QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

1. INADEGUATEZZA DEL QUADRO PROGRAMMATICO

Il Quadro di riferimento programmatico elaborato dalla proponente SNAM per dimostrare l'adeguatezza del progetto rispetto agli indirizzi internazionali e nazionali in materia di sostenibilità ambientale è obsoleto e, pertanto, carente.

Si cita, infatti, l'Agenda XXI, documento programmatico sullo sviluppo sostenibile scaturito dalla conferenza Onu “Ambiente e Sviluppo” tenutasi a Lisbona nel 1992 e il Piano nazionale per lo sviluppo sostenibile in attuazione dell'Agenda XXI del 1993 (**pg. 26 RE-SIA-001**). Si fa, inoltre, riferimento alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici del 1992 e un richiamo al Protocollo di Kyoto del 1997 (entrato in vigore con 8 anni di ritardo nel 2005). La puntuale rassegna di piani, convenzioni e accordi risalente agli anni '90 – un contesto storico in cui il fenomeno del riscaldamento globale non era certo in cima all'agenda politica -, viene interrotta a pag. 29 con un richiamo alla Strategia Energetica Nazionale varata nel 2013 (un documento, questo, peraltro superato dalla nuova SEN del 2017).

L'inadeguatezza dei riferimenti summenzionati è facilmente riscontrabile attraverso il bollettino pubblicato dalla World Meteorological Organization (WMO) nell'ambito del programma Global Atmosphere watch.¹ I diagrammi relativi alle serie storiche riferite alla presenza di CO₂ in atmosfera, infatti, evidenziano un aumento pressoché verticale della CO₂ negli ultimi 28 anni, e, cioè, a partire dal 1990, fino al record registrato nel 2016 di 403,3 parti per milione (ppm).

¹ https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=4022

In aumento, a partire dal 1990 – e con un forte incremento verificatosi a partire dal 2007 – anche le concentrazioni di Ch4 (metano), stimate a 1853 parti per miliardo (ppb) nel 2016 (quantità pari al 257% dei livelli pre-industriali).

In entrambi i casi, come sottolineato di recente anche dall'International Panel on Climate Change (IPCC), gli attuali valori di CO2 e metano attualmente presenti in atmosfera sono incompatibili con il contenimento del riscaldamento globale entro i 2° C (obiettivo che l'Italia si è impegnata a raggiungere con la sottoscrizione dell'Accordo di Parigi) e l'1,5° C, soglia da preferirsi per il contenimento degli impatti sugli ecosistemi.

Come evidenziato dal WMO, CO2 e metano sono i principali artefici del forzante radiativo antropogenico e, in definitiva, del riscaldamento globale. Si noti che il metano, oltre ad essere esso stesso un gas climalterante addirittura più efficace della CO2 nel trattenere la radiazione infrarossa, genera CO2 se sottoposto a processi di combustione.

Le carenze del quadro programmatico appaiono ancora più marcate quando si considera l'assenza di ogni riferimento all'Accordo sul Clima di Parigi sottoscritto da 195 paesi nell'ambito della XXI Conferenza delle Parti dell'UNFCCC nel 2015 ed entrato in vigore il 4 novembre del 2016 in seguito alla ratifica dello stesso da parte di 175 paesi, compresa l'Italia.

L'accordo di Parigi impegna i suoi firmatari a ridurre drasticamente le emissioni climalteranti (CO2, metano e refrigeranti, ad esempio) al fine di contenere il riscaldamento globale entro i 2 °C rispetto al livello pre-industriale e ad attivare politiche volte a limitare il riscaldamento a 1,5 °C.

Stando a quanto emerso durante la Conferenza sul Clima di Parigi, per avere una possibilità di arginare l'aumento delle temperature a 2° C, entro il 2050 il taglio delle emissioni dovrà essere compreso tra il 40 e il 70% rispetto al 2010. Mentre, per raggiungere l'obiettivo di 1,5 gradi i tagli dovrebbero essere nell'ordine del 70-95% entro il 2050

Indicazioni più recenti dell'IPCC hanno evidenziato che per contenere il riscaldamento globale entro 1,5° - obiettivo minimo, che comporta in ogni caso il verificarsi di carestie, migrazioni di massa, eventi meteorologici intensi e rischi per la salute – occorre dismettere le fonti fossili il più velocemente possibile, riducendo le emissioni di CO2 del 45% entro il 2030 e del 100% nel 2050.

Tanto gli accordi di Parigi quanto i recenti studi dell'Ipcc escludono, dunque, il metano dal novero delle opzioni adottabili per contenere il riscaldamento globale. Infatti, la riduzione delle emissioni di CO2 ottenuta tramite la sostituzione degli altri combustibili fossili con il metano (pari al 40% rispetto al carbone e a circa il 27% rispetto all'olio combustibile per unità di energia termica prodotta)² è del tutto insufficiente al raggiungimento degli obiettivi summenzionati. Ne consegue che l'utilizzo del metano (al pari degli altri combustibili fossili) non dovrebbe essere in alcun modo promosso.

Si fa, inoltre, presente che la metanizzazione della Sardegna appare in contraddizione con l'indirizzo generale della stessa SEN 2017. Sebbene la nuova Strategia dedichi un intero allegato alla metanizzazione dell'Isola, essa è chiara nell'affermare che l'abbandono dei combustibili fossili – metano compreso – dovrà essere completato all'80% nel 2050 e, cioè, tra poco più di 30 anni.

Si noti che la SEN non recepisce le ultime indicazioni provenienti dall'IPCC, pertanto deve essere considerata inattuale nel suo complesso. Eppure, proprio la SEN, mette in evidenza l'incompatibilità dell'intervento proposto dalla SNAM già nel medio termine.

2 Dati provenienti dalla Tabella Parametri standard nazionali - Coefficienti utilizzati per l'inventario delle emissioni di CO2 nell'inventario nazionale UNFCCC, media dei valori degli anni 2014-2016; fonte: Ministero dell'Ambiente http://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/allegati/emission_trading/tabella_coefficienti_standard_nazionali_31122017.pdf

2. IL METANO COME ACCELERATORE DEL RISCALDAMENTO GLOBALE

Oltre all'emissione della CO₂, il metano pone altri seri problemi. La comunità scientifica è concorde nell'affermare che, analizzato in qualità di gas climalterante, il metano possiede un'elevata capacità di trattenere la radiazione infrarossa, maggiore rispetto a quella dell'anidride carbonica. Secondo uno studio del già citato IPCC³, il metano presenta una capacità di catturare e trattenere il calore (Global Warming Potential) superiore di 84 volte rispetto alla CO₂ nell'arco di 20 anni e di 28 volte superiore nell'arco di 100.

Invece, secondo un recente studio, il metano avrebbe una capacità di intrappolare calore superiore di 84 volte rispetto alla CO₂ su un periodo di 20 anni e 34 volte superiore nell'arco di 100 anni.⁴

Si fa, inoltre, presente che è stato calcolato che le emissioni fugitive legate all'uso del metano ammontano, in media, all'1-9% del gas prodotto, l'equivalente delle emissioni di circa 35-314 centrali a carbone.

A riguardo, preme anche evidenziare che, a partire dal 2007, si assiste ad un forte aumento delle concentrazioni di metano in atmosfera, come rilevato dallo studio "The global methane budget 2000-2012" apparso sulla rivista Earth System Science Data.

Un'ulteriore crescita dei valori di metano in atmosfera è stata registrata a partire dal 2014 ("The growing role of methane in anthropogenic climate change" in Environmental Research Letters). Secondo M. Saunio e altri, gli attuali livelli di metano in atmosfera si avvicinano a quelli previsti per lo scenario RCP8.5 ovvero la proiezione più pessimista dell'ultimo rapporto IPCC.

Ora, se si considera il tempo di permanenza in atmosfera relativamente breve del metano (circa 12 anni) rispetto alla CO₂ e il suo maggiore potenziale di riscaldamento, appare del tutto chiaro che una netta riduzione dei consumi di gas naturale si configura come la risposta più tempestiva e più efficace contro l'innalzamento delle temperature.

3. ASSENZA DELLE OPZIONI ALTERNATIVE E DELL'OPZIONE "ZERO"

Procedendo sul piano programmatico, occorre evidenziare che la proponente non ha sviluppato le opzioni alternative al metanodotto né, tantomeno, l' "Opzione Zero". In altri termini, la proponente non ha prodotto i contenuti minimi previsti dall'art. 22 comma 3 lettera d del D.Lgs 152/06.

Ad esempio, a pag. 55 del **RE-SIA-001** non viene menzionata la possibilità dell'elettrificazione dei consumi di energia termica – per usi industriali, domestici e per l'autotrazione - , caratterizzata da minor impatto ambientale nel caso di energia prodotta da FER sfruttate attraverso impianti di piccola scala posti al servizio delle pubbliche amministrazioni e delle abitazioni civili.

4. CARENZA DELL'ANALISI COSTI BENEFICI

Il quadro programmatico risulta inficiato anche dalle criticità relative alle ipotesi di fabbisogno di metano da cui discende il dimensionamento dell'intervento e dall'analisi Costi-benefici, in tutto simile a quella presentata nell'ambito della procedura di Valutazione d'Impatto ambientale relativa al tratto Nord dello stesso metanodotto.

3 https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf

4 <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aa583e/pdf>

La proponente sostiene che l'intervento sia coerente con quanto previsto dalla SEN e dal Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS). Ma la valutazione dell'Analisi Costi benefici presentata a pag. 42 del **RE -SIA -001**, a cui risulta associata anche una stima del fabbisogno sardo di metano, fa sorgere più di una perplessità.

Scriva la proponente:

“Ai fini della valutazione dei benefici si è fatto riferimento ad una configurazione del progetto che prevede la realizzazione di depositi costieri di GNL (individuati nel “Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030” (PEARS)) dotati di un impianto di rigassificazione. I benefici sono stati stimati determinando il risparmio potenziale derivante dall'utilizzo del gas naturale in sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati nella regione Sardegna, principalmente GPL e gasolio/oli combustibili, e gli ulteriori risparmi in termini di minori costi di emissione di CO2”.

In primo luogo, si fa notare che ogni riferimento al Pears in fatto di programmazione della metanizzazione della Sardegna è fuorviante. Il Piano regionale, infatti, non specifica a quale strategia realizzativa demandare la metanizzazione dell'Isola. Si limita, bensì, a prendere in considerazione tre diverse opzioni (cfr. Proposta Tecnica PEARS 2015-2030), presentandole come alternative l'una all'altra: gasdotto Toscana-Sardegna; un unico rigassificatore collegato a una dorsale sud-nord per il trasporto del gas; sistema di depositi costieri di GNL che dovrebbero approvvigionare le reti di distribuzione tramite truck e/o container.

In linea con quanto si legge nel Pears, i depositi costieri devono, dunque, essere considerati alternativi al metanodotto (al contrario, il metanodotto non avrebbe senso senza almeno un deposito costiero associato ad un rigassificatore). Le recenti autorizzazioni ottenute da Edison, Higas e Ivi Petrolifera per la realizzazione di tre depositi costieri di GNL presso il Porto Industriale di Oristano – capaci di movimentare oltre 700 milioni di metri cubi di gas nel corso dell'anno (una quantità, cioè, già sufficiente a soddisfare il presunto fabbisogno di metano della Sardegna secondo le stime del Pears e più che sufficiente – quasi doppio rispetto alle stime della S.E.N. 2017) rendono, dunque, l'opera proposta dalla Snam ridondante e inutile. Più in generale, nel proseguo delle osservazioni si forniranno ulteriori argomentazioni a sostegno della tesi che vede inutile e non conveniente anche l'opzione dei depositi costieri.

Da notare che le due opzioni summenzionate (dorsale sarda e depositi costieri di GNL sono considerate alternative anche dal D.Lgs 257 del 16 dicembre 2016 n°257 “Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE” (cfr Allegato III seconda parte, paragrafo 5.18 “Utilizzo del GNL nella Regione Sardegna).

Le stime relative ai benefici derivanti dalla sostituzione dei combustibili fossili attualmente utilizzati (prevalentemente gpl, gasolio e olio combustibile) risulta, inoltre, inficiata dal fatto che finora i sardi hanno dimostrato scarso interesse sardi verso il gas di città, laddove è disponibile.

A supporto di questa affermazione si riporta uno stralcio della SEN 2017, in cui si legge:

“Dai dati pubblicati dall’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) riferiti al 2016 si ricava che sono in esercizio in Sardegna circa 2.000 chilometri di reti per oltre 60.000 utenze, di cui il 60% ad aria propanata e il rimanente a gas di petrolio liquefatto (GPL), per un volume erogato nel 2016 di circa 15 milioni di metri cubi (di cui oltre l’80% di aria propanata). Le reti servono attualmente 98 comuni, più di un quarto del totale dei comuni sardi. Tali reti sono state progettate per l’utilizzo anche del gas naturale quindi non necessitano di adeguamenti una volta collegate con le reti di trasporto del gas naturale. Sono inoltre in costruzione o in progetto ulteriori 1.800 chilometri di reti per 300.000 utenze come previsto nel Piano Regionale per le Reti

Urbane del 2005 che ha stabilito che il territorio isolano sia organizzato, ai fini della distribuzione del gas naturale, in 38 bacini di utenza che raggruppano quasi tutti i comuni dell'Isola. Sono stati già investiti circa 130 milioni di euro su un totale di 550 milioni di euro previsti; l'investimento è pubblico al 50%”.

È del tutto evidente che siamo in presenza di numeri da fallimento consolidato per i vecchi interventi legati all'Accordo Quadro per il Metano che ha portato alla realizzazione di alcune reti comunali e sovracomunali per la distribuzione di aria propanata e gpl. Si prenda il caso di MEDEA, società che gestisce le reti del comune di Sassari. Secondo i dati diffusi dalla stessa società in occasione dell'acquisizione da parte di Italgas, vengono serviti a Sassari 13.000 utenze su un bacino di 30.000 utenze potenziali. Questo dato significa che appena i 3/7 degli utenti sardi che, in quell'area, hanno la possibilità di allacciarsi alla rete del gas decidono di collegarsi alla rete cittadina, utilizzando in media circa 392 smc di aria propanata (una quantità decisamente bassa).

La maggior parte delle altre utenze allacciate a cui si riferisce l'ARERA devono essere ascritte alla Città Metropolitana di Cagliari, dove, dai dati diffusi dall'ARERA, Isgas, concessionaria del comune di Cagliari ha distribuito nel 2016 6,14 Mmc di gas, appena 1 Mmc in più rispetto a Medea ad un numero di utenti che è stimabile tra i 15000 e i 16000 in un contesto in cui – nella sola Cagliari – gli utenti potenziali sono 40.000. Appare, dunque, chiaro che nella città di Cagliari la penetrazione del gas di città è addirittura inferiore rispetto a Sassari (poco più di un terzo dei cagliaritari che ne hanno la possibilità hanno di fatto sottoscritto un contratto).

Un altro caso lampante del fallimento delle reti cittadine del gas in Sardegna è Oristano, dove a fronte di una rete con una potenzialità di circa 8500 utenze allo stato attuale ne risultano allacciate 1700 (dati Pears 2015): sono numeri che si commentano da soli e che indurrebbero a desistere dalla realizzazione ed esercizio di nuove reti cittadine e degli altri progetti connessi al programma di metanizzazione.

È, dunque, del tutto evidente come quelli appena citati siano numeri da fallimento anche per il futuro metanodotto.

Le ragioni sono semplici: l'allaccio alla rete del gas prevede la realizzazione di tubazioni esterne e interne alle abitazioni. Si tratta di un aspetto non secondario, visto che la quasi totalità delle abitazioni sarde dovranno essere collegate ex novo alla rete del gas e dotarsi di idonei impianti interni. L'effetto è prevedibile: in tanti preferiranno non realizzare l'allacciamento alla rete del gas (altra ragione per cui le stime del consumo di gas effettuate dalla Regione sono inadeguate).

La proponente prosegue osservando che

“I primi benefici sono considerati a partire dall'anno 2020, previsto come anno di avvio delle prime forniture. La domanda gas è prevista raggiungere la situazione di regime nell'anno 2030 secondo un percorso di progressiva metanizzazione valutato in base all'esperienza maturata da Snam Rete Gas in progetti analoghi sul territorio nazionale”.

In qualche modo, la proponente ci informa del fatto che gli eventuali benefici saranno posticipati al 2030. Si tratta di un aspetto non secondario, in quanto l'utilizzo dei combustibili fossili dovrà essere tagliato dell'80% entro il 2050 secondo le previsioni della S.E.N e del 100% secondo gli scienziati dell'IPCC. L'effettivo godimento dei (presunti) benefici connessi al metanodotto si riduce, dunque, ad appena venti anni e, con buona probabilità, si restringe ulteriormente, se si considera che le previsioni della Snam sono destinate a slittare di qualche anno.

La Snam sostiene, inoltre, che

“Lo scenario di domanda considera una completa sostituzione con gas naturale dei combustibili nel mercato residenziale (principalmente GPL, aria propanata e gasolio) e una parziale

sostituzione negli usi industriali, termoelettrici e dei trasporti. Si prevede una domanda gas a regime di circa 720 Mmc/anno (escluso il GNL utilizzato in ambito trasporto e non rigassificato)''.

| Settore | Volume (Mmc/a) |
|----------------------------|----------------|
| Civile + Terziario | 196 |
| Industria + Termoelettrico | 456 |
| Autotrazione | 70 |
| Totale complessivo | 722 |

Preme, in primo luogo, evidenziare che la SNAM non cita la fonte dei dati impiegati per effettuare la stima di 720 Mmc di gas naturale. Inoltre, il tentativo di prevedere i consumi di gas oltre il 2030, in un contesto, cioè, in cui è lecito aspettarsi un crescente ricorso all'energia da fonti rinnovabili per la produzione di energia termica e ad una maggiore elettrificazione dei consumi in ogni ambito⁵, appare quantomeno azzardato.

Per le ragioni viste in precedenza, appare oltretutto poco credibile l'ipotesi di una sostituzione totale dei combustibili utilizzati per il riscaldamento residenziale. Lo stesso dicasi per l'ambito industriale: non a caso, il progetto di ammodernamento della raffineria di bauxite presentato da Eurallumina non prevede l'utilizzo del gas per la generazione di calore, ma del carbone⁶.

In primo luogo, si fa notare che la stima di 720 Mmc/anno di gas naturale contrasta con le stime effettuate dalla SEN 2017, che ipotizza un fabbisogno di 520 Mmc per la Sardegna nell'ambito di uno scenario contraddistinto da intenso sviluppo (nei settori civile, industria e trasporti).

Anche quando ci si riferisce alle ipotesi del Pears emerge una forte discrepanza con le stime della SNAM.

Se, dunque, si considera lo scenario "Intenso Sviluppo" elaborato dal Pears (utilizzato qui come mero termine di confronto rispetto alla stima effettuata dalla Snam e non come parametro verosimile) nei settori considerati dalla SNAM, si scopre che il consumo di gas nei settori termico residenziale, terziario, industriale (inclusa la conversione a metano per impianti Only Heat e CHP) e autotrazione (autovetture, autocarri e motocarri) non va oltre i 580 Mmc. Occorre anche notare che la stima presentata dal Pears è riferita all'intera Sardegna (non solo, dunque, alle aree servite dal metanodotto in questione (un bacino di circa 400mila persone per il tratto Nord e di circa 550 mila per il tratto Sud, complessivamente poco più della metà degli abitanti dell'Isola).

In conclusione, la stima della Snam appare completamente fuori luogo anche nel caso in cui venga confrontata con lo scenario più 'ottimista' presentato dalla Regione. Il sovradimensionamento della domanda è ancora maggiore se si fa riferimento alla previsione mediana, quella chiamata "Sviluppo", che prevede un fabbisogno di 430 Mmc.

Si precisa, inoltre, che appare irrilevante considerare la produzione di energia elettrica da metano, perché tanto il Pears quanto la la Strategia Energetica Nazionale (SEN) relegano l'utilizzo di questo combustibile alla fornitura di servizi ancillari (regolazione della rete elettrica), con fattore

⁵ Per effetto di una maggiore penetrazione delle rinnovabili, specie in regime di autoconsumo, e della riforma della bolletta elettrica varata dall'ARERA. Ma già oggi il ricorso all'elettricità per la produzione di calore è competitivo rispetto all'utilizzo del gas.

⁶ Oggi, in seguito al raggiunto accordo con Enel, il progetto dell'Eurallumina è stato rivisto, ma non nella sostanza: sarà appunto l'Enel a bruciare il calore per l'Eurallumina, che nel frattempo ha rinunciato alla realizzazione di una sua centrale ex novo. Una proposta, questa, che presenta un pesante impatto su ambiente e salute. E che mette in dubbio la riconversione a gas del comparto industriale sardo.

di utilizzo del 30% e del 60% (scenario “Conservativo” elaborato dal Pears nel primo caso e “Sviluppo”, sempre Pears, nel secondo). Come evidenziato dalla SEN, inoltre, una sistema di accumulo della potenza di 400 Mw potrebbe sostituire questi nuovi gruppi a metano.

È da ritenersi, poi, improbabile una conversione a gas della Sarlux, la centrale IGCC del gruppo Saras che rappresenta il più grande produttore di energia elettrica della Sardegna. La Sarlux, infatti, si avvantaggia della gassificazione dei residui delle lavorazioni effettuate nella raffineria Saras, trovando, così, il combustibile 'in casa'.

In definitiva, la stima del fabbisogno elaborata dalla Snam è inficiata da a) mancata analisi della trasformazione qualitativa dei consumi domestici e industriali⁷; b) sovradimensionamento del fabbisogno.

Prendendo spunto dalle stime del fabbisogno elaborate dalla proponente, si fa anche presente la necessità di un chiarimento. La Snam deve, cioè, precisare a quale ambito territoriale sia riferita l'ipotesi di un consumo pari a 720 Mmc, se esclusivamente ai comuni dell'area Centro-Nord serviti dal Tratto Centro-Nord del metanodotto o se vengano inclusi anche i comuni serviti dal Tratto Centro-Sud del troncone Centro-Sud.

L'attivazione di un procedimento di VIA dedicato esclusivamente al Tratto Centro- Nord impone che le stime del fabbisogno vengano elaborate in riferimento alle aree servite dall'opera. Se così non fosse, lo stesso procedimento di VIA risulterebbe inficiato. Se, invece, le stime presentate dovessero essere riferite sia al Centro Nord sia al Centro Sud, risulterebbe incomprensibile la ratio alla base dell'attivazione di due procedimenti di VIA disgiunti.

Il metano non abatterà i costi dell'energia termica

Nell'ambito dell'analisi Costi-benefici, viene poi sviluppato l'argomento del prezzo.

Scriva la proponente:

“Il prezzo del gas naturale in Sardegna è stato stimato secondo due differenti ipotesi (sia per utenze di tipo civile che industriale), come di seguito riportato:

a) un prezzo del gas naturale “a mercato” calcolato a partire dal prezzo del GNL registrato in Spagna a fine 2016, maggiorato degli oneri sostenuti dal gas per raggiungere la Sardegna ed essere immesso in rete (reloading, shipping e rigassificazione), del margine di commercializzazione, della logistica (trasporto e distribuzione) nonché della fiscalità.

b) un prezzo del gas naturale pari al valore medio rilevato sul territorio nazionale, come pubblicato dall’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, relativamente al IV Trimestre 2016. In tale scenario si è ipotizzato che i costi della filiera non coperti da tale prezzo siano recuperati attraverso il sistema gas nazionale.

Come si evince da quanto sostenuto dalla SNAM, non c'è alcuna certezza su quale sarà il prezzo del gas praticato in Sardegna. Un ulteriore conferma di tale incertezza proviene dal fatto che, ad oggi, le interlocuzioni tra la Regione Sardegna e l'Arera per l'ancoraggio del prezzo del gas sardo ai

⁷ Recenti sperimentazioni hanno dimostrato che il solare termico è in grado di soddisfare il bisogno di calore a medie ed alte temperature delle industrie. Il solare termico presenta, inoltre, il vantaggio dell'accumulo del calore dell'energia prodotta nei periodi di maggiore irraggiamento. Il progetto InSun finanziato dall'Ue a cui ha partecipato anche Sardegna ricerche ha mostrato che quella del solare termico è una valida opzione alternativa alle caldaie alimentate a gas o con altri combustibili fossili (cfr. <https://www.fp7-insun.eu/>)

prezzi corrisposti dagli utenti della penisola non hanno ancora prodotto nessun risultato concreto.

Cionondimeno è utile soffermarsi sulle ipotesi presentate dalla Snam. Occorre, infatti, notare che attualmente il prezzo del GNL registrato in Spagna nel mese di settembre 2018 è pari a \$ 10,26 (fonte www.ferc.gov) contro i \$ 6,05 dell'ottobre del 2016. In altri termini, negli ultimi due anni si è assistito ad un rincaro del 58%. Si fa anche notare che al prezzo di riferimento vanno poi aggiunti ulteriori rincari per il reloading, shipping e rigassificazione.

Più in generale, negli ultimi anni il prezzo del gas naturale è stato trainato dall'ingente richiesta della Cina, dall'aumento del prezzo del petrolio e dall'aumento dei permessi di emissione di CO2 scaturiti dalla riforma del mercato ETS. L'effetto è stato quello di un rincaro dei prezzi del gas naturale (due aumenti, pari all'8,2% e al 7,6% nel terzo e nel quarto trimestre del 2018).

Anche l'ipotesi in cui la Snam propone come parametro per il calcolo di costi e benefici il prezzo raggiunto dal gas nel III Trimestre del 2016 appare poco fondata. Stando, infatti, ai dati diffusi dall'ARERA, tra luglio e settembre del 2016, il gas ha raggiunto il prezzo più basso degli ultimi 5 anni con un costo di 70,70 centesimi di euro per Smc.

Oggi, invece, in seguito al rincaro dell'8,2% il prezzo del Smc è arrivato a 78,28 centesimi di euro. Ulteriori nuovi aumenti sono stati annunciati lo scorso ottobre.

Il problema è noto anche gli operatori del settore. Non a caso, secondo notizie acquisite dal Ministero dello Sviluppo Economico⁸ e rilanciate a mezzo stampa, l'Eni si è resa disponibile a fornire per due anni al mercato sardo GNL a un prezzo in linea a quello del gas italiano. Dopo cosa accadrà? Quello dell'Eni è, dunque, un impegno che ha il sapore della beffa. E che rivela come la metanizzazione, da un punto di vista economica, sia economicamente sostenibile solo al prezzo di un sovraccosto scaricato su terzi.

Appare, dunque, del tutto chiaro che la redditività dell'investimento, complice anche la dimensione del mercato sardo, può essere garantita solo a) da un maggior prezzo del gas per gli utenti sardi o b) da una compensazione sostenuta da tutti gli utenti del sistema nazionale.

Stante la situazione appena descritta, l'analisi Costi-benefici – analisi di massima importanza per la valutazione del progetto – risulta del tutto inadeguata.

È utile riferirsi ai passaggi del Pears in cui si esplicita il problema dei maggiori costi.

Si legge a pag. 274 della Relazione Tecnica del Pears: “Nell’opzione 3 SSLNG, diversamente dalle opzioni precedenti, non è altrettanto definita la catena di formazione del prezzo ed in particolare la parte regolata dall’Autorità allo stato delle norme sarebbe solo quella relativa al servizio di distribuzione finale. Mancando allo stato attuale un quadro regolatorio completo sul vettoriamento del GNL e meccanismi di tutela dei clienti deboli, in una logica di libero mercato, i costi di approvvigionamento e trasporto del GNL si potrebbero ripercuotere pesantemente sul prezzo finale all’utenza. La parte legata al costo della materia prima, ma anche e soprattutto quella legata al costo di trasporto dai depositi costieri ai bacini di distribuzione finale, sarebbe invece completamente riservata all’iniziativa privata ed al mercato. Un cliente finale non collegato a una rete di distribuzione potrebbe comprare il GNL direttamente da un venditore e concordare il prezzo con lui in maniera bilaterale; ciò avverrebbe completamente al di fuori dalla regolazione dell’Autorità e sarebbe lasciato ad un accordo tra le parti. Questo schema, potenzialmente adatto per un grande cliente industriale, non è facilmente riproducibile su vasta scala all’utenza domestica e comunque non garantirebbe a priori un prezzo accessibile in mercato ristretto chiuso come quello sardo. In un tale quadro ulteriori elementi di complicazione sono rappresentati dal fatto che ad oggi non è chiaro chi debba sostenere i costi della realizzazione ed esercizio dei serbatoi di ricezione e

⁸ <http://www.conferenzagnl.com/sito/wp-content/uploads/2018/02/convegno-Cagliari-2018-Panei.pdf>

vaporizzazione del GNL per la sua immissione finale nelle reti di distribuzione”.

L'approvvigionamento del GNL (e la sua rigassificazione) pone anche altri problemi, nella misura in cui sarebbe necessario prevedere una deroga alla normativa europea al meccanismo dell'essential facility accompagnata da un dispositivo di regolamentazione delle tariffe (che ancora non esiste).

È la stessa Regione a sostenerlo nella più volte citata Proposta Tecnica del Pears (pag.274): “Similmente all’opzione rigassificatore, un investitore per trovare appetibile l’opzione SSLNG (depositi costieri, ndr) dovrebbe necessariamente auspicare una deroga al modello “essential facility” e alla regola del diritto di accesso a terzi. Come contropartita il Decisore pubblico regionale dovrebbe pretendere per la tutela dei clienti deboli (famiglie e piccole imprese) l’istituzione di un sistema di tariffe regolato da parte dell’Autorità che siano applicate anche al GNL e che, a oggi, non esiste. Tuttavia la deroga al “essential facility” deve necessariamente portare con sé anche quella “tariffe regolate”, diversamente comporterà con buone probabilità un effetto negativo sul servizio e sulle tariffe per gli utenti”.

Secondo la Regione, neanche la concorrenza pura (assenza di deroghe all'essential facility), potrebbe garantire prezzi del gas più bassi: “L’alternativa sarebbe quella di prevedere in una logica di mercato un regime di accesso a terzi ai depositi costieri che però, a fronte di una effettiva concorrenza non garantita a priori, potrebbe far calare l’interesse da parte degli investitori che, dovendo concorrere con altri operatori per un mercato relativamente piccolo, potrebbero non trovare conveniente l’investimento sull’infrastruttura”

Tra i benefici legati all'utilizzo del metano, la proponente annovera anche la riduzione delle emissioni di CO₂. A proposito dell'impatto emissivo, si fa notare che una riduzione delle emissioni di CO₂ di circa il 40% dovuta alla sostituzione del carbone con il metano compenserebbe a malapena il gap del parco termoelettrico sardo, il cui fattore emissivo oggi è pari a 842 gCO₂/Kwh (dati Pears), con la media nazionale di 505 gCO₂/Kwh. Inoltre, la riconversione a metano degli impianti termoelettrici (riconversione che, per una serie di circostanze che verranno approfondite in seguito, appare per nulla probabile) non contribuirebbe al raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Accordo di Parigi.

Per raggiungere obiettivi apprezzabili in termini di riduzione di emissioni di CO₂ è dunque necessario puntare sul consumo - anche ai fini della produzione di calore - dell'energia elettrica generata da impianti da FER, privilegiando le soluzioni legate all'autoproduzione / autoconsumo, tanto in ambito domestico che in ambito industriale (laddove è possibile).

L'opzione dell'elettificazione dei consumi termici in ambito domestico (incentivata anche dalla riforma delle tariffe varata dall'ARERA) e/o del ricorso alle fonti rinnovabili per la produzione di calore in ambito industriale ha anche il pregio di essere economicamente più vantaggiosa, oltre che ecologicamente sostenibile.

Si forniscono qui due esempi:

Per quanto riguarda il calore utilizzato per cucinare, il confronto tra le classiche cucine a gas e le piastre a induzione dimostra che le due tecnologie presentano per l'utenza un costo analogo o addirittura vantaggioso nel caso delle piastre a induzione anche nel caso in cui si assuma il prezzo del gas in vigore nella penisola (cosa che, come si è visto in precedenza, non è affatto scontata).

Un smc di gas (al prezzo di 0,7828 euro) è in grado di produrre circa 9,5 kwh termici, mentre nel caso dell'energia elettrica 1 kwh di energia elettrica (calcolato al prezzo di 0,187 euro per utenze con potenza impegnata di 4,5 Kw e consumi di 3.500 kwh/a secondo i dati forniti da Arera per il III trimestre 2018) equivale a 0,99 kwh termici..

Dunque nel caso del gas il kwh termico costa 0,0824 euro, mentre nel caso dell'elettricità 0,19 euro. Il dato deve, però essere corretto, sulla base dell'efficienza delle due tecnologie: calcolando l'efficienza dei fornelli a gas al 40%, il potere calorifero di una cucina a gas risulta di 3,8kwh a mc. Questo significa che il vero prezzo del kwh termico di gas è pari a 0,206 euro.

Nel caso delle piastre a induzione l'efficienza è del 90% dunque il reale potere calorifero di un kwh di energia elettrica è pari a 0,9 kwh termici. Dunque il prezzo del kwh termico ottenuto con l'energia elettrica è di 0,2057 euro.

La sostituzione dei fornelli a gas con quelli a induzione richiede l'attivazione di un contratto di fornitura a 4,5 kwh, dunque una spesa una tantum, ma c'è da dire che le nuove tariffazioni di tipo digressivo prevedono un risparmio per i maggiori consumi. Nel caso di un piccolo impianto fotovoltaico sul tetto, magari dotato di un sistema di accumulo, si assisterebbe a un ulteriore diminuzione dei costi. Va detto che più le rinnovabili entrano nel mix energetico generale, più il pz dell'energia si abbassa. Comunque non è mai solo una questione di scelte individuali ma di programmazione generale.

Si può, poi, fare l'esempio del riscaldamento domestico:

In genere qui il confronto è tra le più recenti caldaie a condensazione che raggiungono picchi di efficienza del 100% e oltre grazie al recupero dei fumi e le pompe di calore. Esistono pompe di calore di diverso tipo. aria – aria; aria- acqua;-acqua – acqua; pompe geotermiche (che nulla hanno a che fare con la geotermia industriale proposta in Sardegna da numerose società).

La pompa di calore è un sistema capace di trasferire il calore da una “sorgente” a temperatura inferiore a un utilizzatore a temperatura superiore, realizzando una trasformazione in senso inverso a quanto avviene in natura, ove il flusso termico passa spontaneamente solo dalla temperatura superiore a quella inferiore. L'effetto complessivo consiste nel prelevare calore da un ambiente freddo, e di immetterne una quantità, maggiorata dal lavoro effettuato dal compressore, in un ambiente caldo.

La resa di una pompa o C.O.P (Coefficient Of Performance) è valorizzata dal rapporto tra l'effetto utile (energia termica rilasciata nell'ambiente caldo) e l'energia spesa per la realizzazione del ciclo (energia elettrica assorbita dal compressore). Questo rapporto dipende da molti parametri, tra i quali assumono rilevanza fondamentale i livelli termici a cui avvengono gli scambi termici ed il tipo di fluido impiegato. È costantemente superiore ad 1 e tipicamente ha un valore pratico compreso tra 3 e 6, ma presenta facilmente picchi più alti.

Limitiamoci ad un semplice esempio: Quanto costa 1 kWh termico prodotto con una caldaia a gas? Il costo del gas metano domestico si aggira sull'ordine degli 0,78 €/Smc, inclusi oneri, nel mercato di maggior tutela. Occorre sapere che ogni metro cubo di metano fornisce 9,6 kWh termici. Nel caso di una caldaia a condensazione, 1 mc di gas fornisce, dunque 9,6 Kwh. Perciò il costo di 1 kWh termico è dato semplicemente dal rapporto fra il prezzo a mc del gas ed il numero di kWh termici prodotti con 1 mc di metano. Calcolando il prezzo del gas a 0,7828 euro (attuale prezzo nel regime di maggior tutela) risulta essere pari a 0,081 euro/kwh. Con il libero mercato, esistono offerte intorno ai 70 centesimi di euro (dunque si arriva a 0,072)

Vediamo ora il caso delle pompe di calore, considerando un COP di 4,5 facilmente raggiungibile nella maggior parte della Sardegna e un prezzo di 0,183 euro a Kwh (potenza impegnata 6Kw – secondo i dati forniti da Arera per il III trimestre 2018) il prezzo del kwh termico è pari a 0,0408 euro.

Se poi dovessimo abbinare un piccolo impianto fotovoltaico alla pompa di calore, i prezzi

scenderebbero ancora di più. Da notare che il prezzo al kwh dell'energia è estremamente sensibile alla quota di energia elettrica prodotta con le rinnovabili presente nel mix energetico generale. Vale a dire che maggiore è il contributo delle rinnovabili, minore è il prezzo dell'energia.

Ultimo, ma non per importanza, affrontiamo il problema dell'energia termica per uso industriale. Esistono già numerosi esempi di piccoli impianti termodinamici (in Austria, in Italia, in provincia di Forlì e Cesena, e ultimamente anche ad Ottana con l'impianto Enas inaugurato qualche mese fa) capaci di fornire energia termica fino ad un massimo di 250 gradi centigradi, temperature, cioè, a cui lavorano gran parte delle piccole e medie imprese. In questo caso, esiste il problema dell'investimento iniziale, ma è chiaro che una simile scelta – se supportata dal pubblico – consentirebbe alle aziende di emanciparsi energeticamente e di ottenere grandi risparmi.

5. MACROSETTORE ELETTRICITÀ

Nello Studio d'Impatto Ambientale, la Snam fa riferimento all'utilizzo del gas per la produzione di energia elettrica. Posto che l'utilizzo di questo combustibile non è auspicabile per le ragioni suddette, ci sono anche ragioni di carattere economico che rendono non conveniente la combustione del gas per la produzione di energia elettrica.

In generale, un'eventuale riconversione a metano del comparto elettrico non ha ragione d'essere in virtù del fatto che la Sardegna può, già a partire da oggi, dismettere una parte consistente del proprio parco termoelettrico, come emerge dai dati che verranno discussi nei successivi paragrafi.

In Sardegna non esiste un problema legato al maggiore prezzo dell'energia elettrica

In Sardegna, per effetto di una distorsione del dibattito pubblico sul prezzo dell'energia elettrica, si ritiene che la storica assenza del metano abbia dato luogo ad un maggiore costo dell'EE. In primo luogo, occorre quindi ricordare che gli utenti del sistema elettrico sardo pagano l'energia allo stesso prezzo degli utenti del territorio italiano, come stabilito dal D.lgs 79/99, vale a dire al costo del Pun (Prezzo unico nazionale).

Per effetto di una maggiore presenza nel mix energetico sardo di rinnovabili e carbone, il Prezzo zonale (PZ) sardo è addirittura inferiore di quello presentato dalle altre zone in cui è suddiviso il mercato dell'energia italiano, dove il gas ha un peso predominante nel mix energetico. È precisamente per questa ragione che Terna ha costruito l'elettrodotto sottomarino Sapei che collega Fiumesanto a Latina (cfr. Studio di Fattibilità Sapei redatto da Terna). L'ipotesi di Terna (vale a dire la possibilità di mitigare il pz di altre aree con l'energia sarda, meno cara) si è rivelata corretta⁹, se, come sostiene il prof. dell'Università degli Studi di Napoli Parthenope Alessandro Sapia nell'articolo “Electricity market integration and volatility export effects: the case of the SAPEI cable”, l'energia prodotta in Sardegna ha avuto l'effetto di mitigare i prezzi delle altre aree in cui è suddiviso il sistema energetico italiano¹⁰.

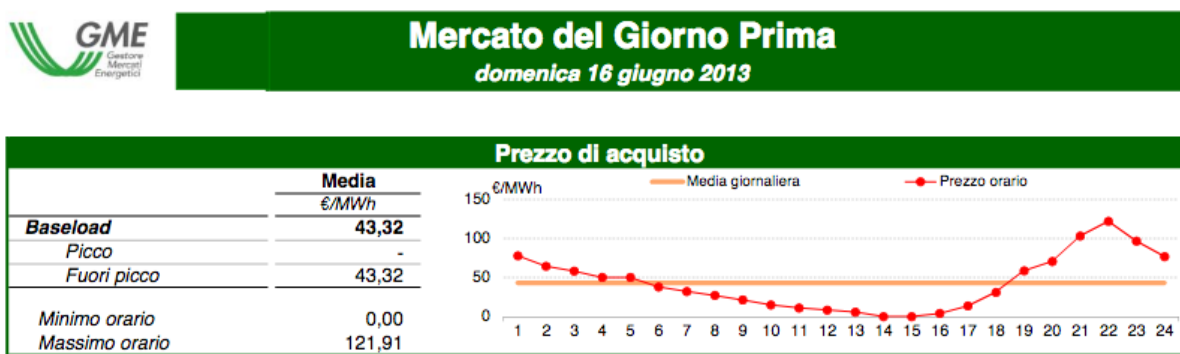
9 In nessun modo s'intende qui suggerire qui il procrastinamento della chiusura delle centrali a carbone. Piuttosto s'intende promuovere l'utilizzo delle rinnovabili – secondo il modello dell'autoproduzione/autoconsumo – e l'abbandono di tutti i fossili come soluzione tanto alle problematiche di carattere emissivo associate alla combustione dei fossili quanto per ragioni di carattere prettamente economico.

10 Per corroborare la tesi, si può ricordare anche la Decisione della Commissione Europea del 23 febbraio 2011 sugli aiuti di Stato (No C 38/B/2004 e C 13/2006) destinati a Portovesme srl, ILA Spa, Eurallumina Spa e Syndial Spa. I documenti del procedimento fanno emergere che l'Italia, sotto procedura d'infrazione, non è stata in grado di

L'effetto rialzista del metano sul prezzo dell'energia

È noto l'effetto ribassista delle rinnovabili sul prezzo dell'energia elettrica. La produzione di EE da FER, infatti, non presenta costi di approvvigionamento per il combustibile, vantano un costo marginale tendente allo zero e richiedono molta meno forza lavoro delle tradizionali centrali elettriche. I costi legati agli investimenti appaiono, inoltre, in calo.

Non ci riferiamo solo allo storico evento verificatosi il 16 giugno 2013, quando, per effetto di una produzione di energia elettrica totalmente ottenuta attraverso le rinnovabili, il PUN è sceso a zero su tutto il territorio italiano come si evince dalla figura seguente:



L'effetto ribassista delle rinnovabili è verificabile anche sul medio-lungo periodo attraverso i report mensili elaborati dal GME. Ora, per quanto il Pun sia sensibile a diverse variabili, è del tutto evidente che nei casi in cui il peso del metano nel mix energetico è superiore a quello delle rinnovabili, il Pun è più alto. Al contrario, quando sono le rinnovabili a primeggiare, il Pun è sempre più basso.

L'osservabilità degli effetti delle due fonti energetiche (metano da una parte e rinnovabili dall'altra) sul prezzo dell'energia è tale che è possibile parlare di correlazione positiva tra ricorso al metano e prezzo e negativa tra impiego delle rinnovabili e prezzo.

Oligopolio, privilegi e condotte speculative: ecco le ragioni di un prezzo zonale più elevato.

Va comunque ricordato che in passato, e per lungo tempo, il prezzo zonale (vale a dire il prezzo a cui vengono remunerati i produttori nell'ambito del mercato zonale, in questo caso quello sardo) ha presentato valori superiori rispetto ai prezzi zonali delle altre aree, risultando inferiore solo a quello della Sicilia. E che tuttora, seppure riassorbiti dalla media, sia possibile registrare valori non allineati al Pun (che dunque, in determinati periodi viene ampiamente superato).

Tali valori possono essere spiegati col fatto che fino a pochi anni fa il sistema elettrico sardo era caratterizzato da una situazione di monopolio prima e di oligopolio poi: prima Enel, poi Enel ed Endesa (a cui è subentrata E.on e di recente Eph), in seguito Enel, E.on (Eph) e Sarlux. La Sarlux, che gode di priorità di dispacciamento e non obbligo di regolazione per effetto dell'incentivo Cip 6 di cui è destinataria (un incentivo che genera una situazione a dir poco paradossale: il syngas ottenuto dai residui del processo di raffinazione è equiparato alle rinnovabili), genera circa un terzo dell'EE prodotta in Sardegna.

dimostrare l'esistenza di prezzi dell'energia più elevati in Sardegna.

Questo oligopolio ha comportato, come messo in evidenza anche dalla Commissione Europea nell'ambito di una procedura d'infrazione contro lo stato italiano per gli aiuti di stato connessi agli sgravi sul prezzo dell'energia garantiti a Eurallumina, Portovesme sr, Ila e Syndial conclusasi nel 2011 - e verosimilmente tuttora comporta - l'attivazione di posizioni di rendita legate alla possibilità di fissare il prezzo di vendita dell'EE prodotta. L'oligopolio è stato scalfito dalla diffusione delle rinnovabili.

Da notare che, quando si parla delle centrali Enel ed Eph di Fiumesanto, ci riferiamo ad impianti obsoleti e poco efficienti, a centrali, dunque, che producono EE a costi più elevati.

Inoltre, la condotta scorretta dei broker del mercato elettrico ha creato degli sbilanciamenti tra i programmi del mercato del giorno prima e l'energia effettivamente prelevata. L'obiettivo era quello di rivendere l'E in eccesso nel MSD, creando maggiori oneri per il sistema (pz +28 euro nei primi sette mesi del 2012, P.u.n + 4 euro)¹¹.

Tra le altre cause che determinano un elevato prezzo zonale, si segnala il maggiore ricorso ai servizi di dispacciamento, determinati in ultima analisi dal fatto che il sistema energetico sardo si sta sviluppando in maniera tumultuosa e poco ordinata (ad esempio, le rinnovabili non sono accompagnate da adeguati sistemi di accumulo né viene valorizzato il loro autoconsumo; da segnalare anche i problemi di tensione generati dal passaggio di grosse quantità di energia prodotte nel Sud Sardegna) in direzione dell'export.

Nel solo 2016, il ricorso al Servizio di Dispacciamento in Sardegna ha generato costi per 290 Mln/euro (22% del totale italiano) (Dati Terna). Non solo: analizzando i dati troviamo che il 12% dell'energia prodotta in Sardegna viene utilizzata nell'ambito dei servizi di dispacciamento.

La riconversione a metano è poco appetibile

C'è da chiedersi quanto sia probabile una conversione a metano del parco termoelettrico sardo. Il Piano energetico, documento di riferimento per la programmazione futura del macrosettore "Elettricità", è tendenzialmente muto rispetto a questa possibilità.

L'ipotesi non sembra riscuotere l'interesse della Saras, che, attraverso la Sarlux, dispone dell'impianto IGCC dove si porta a combustione il syngas prodotto a partire dal tar, prodotto pesante di raffineria ricco di idrocarburi e metalli pesanti. La Sarlux, in altre parole, trova in casa il suo combustibile.

Enel e Eph (che sta puntando sulla riconversione a biomasse di uno dei due gruppi a carbone attualmente in funzione) al momento non hanno mostrato interesse verso la riconversione a gas.

L'unica a poter avere interesse è Ottana Energia, a patto che non venga meno il riconoscimento dell'essenzialità o del capacity payment.

Si fa anche notare che i produttori di energia elettrica sono oggi dissuasi dall'utilizzare il metano per via della riduzione della redditività degli impianti a gas naturale, significativamente al di sotto dei 10 euro/mwh, secondo l'ultimo Report trimestrale sul sistema elettrico italiano redatto da Enea.

Piuttosto che pensare a sostituire il carbone e gli altri combustibili fossili con il metano, la Sardegna può e deve iniziare a realizzare un futuro energetico sostenibile attraverso le rinnovabili.

L'analisi della produzione di energia elettrica in Sardegna e dei consumi dei suoi abitanti lo conferma. A partire dal 2009, infatti, l'Isola produce una quantità di energia di gran lunga superiore al proprio fabbisogno. Nel corso del 2016 (ultimi dati Terna disponibili), le esportazioni verso il Continente si sono attestate a 2,8 Twh, nel 2014, invece, il surplus di produzione ha raggiunto i 4

¹¹ Istruttoria conoscitiva in merito alle dinamiche del mercato dell'Energia elettrica in Sardegna - delib. 342/2012/R/EEL dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Twh. Si tratta di quantità pari, rispettivamente, al 32 e al 46% dell'energia richiesta in Sardegna (circa 8,5 Twh).

È interessante notare che nel 2017 il 76% dell'energia netta prodotta viene generata attraverso combustibili fossili (carbone, olio combustibile e syngas da Tar), arrecando, dunque, un grave pregiudizio alla salute umana, specie presso le popolazioni dei S.i.n, dove la produzione di energia elettrica è concentrata. La potenza da termoelettrico installata è di 2200 Mw.

Va anche notato che, ormai da anni, (dati Pears) il picco massimo di potenza richiesta è sceso dai 2000 Mw del 2011 ai 1400 del 2014. La potenza efficiente netta totale attualmente installata in Sardegna è pari a 4737 Mw (termoelettrico + rinnovabili) ovvero pari a circa 2,3 superiore a quella necessaria per soddisfare il picco della domanda sarda.

L'analisi di questi dati porta, dunque, a dire che la Sardegna potrebbe già oggi licenziare la gran parte della potenza da termoelettrico attualmente installata (pari a 2278 Mw) e tagliare quasi completamente le emissioni climalteranti e la dispersione in atmosfera e nelle altre matrici ambientali di sostanze nocive. La dismissione della potenza termoelettrica potrebbe addirittura essere completa qualora la potenza di accumulo dell'idroelettrico sardo potesse essere completamente sfruttata o se il cavo SAPEI venisse utilizzato per la stabilizzazione della rete, dunque per importare energia dall'esterno.

Rinnovabili al posto del metano

Sebbene non accenni alla riconversione a metano del parco termoelettrico sardo, la Proposta Tecnica del Pears è interessante perché elabora diversi scenari del sistema elettrico regionale al 2030.

Il primo dato che emerge nello scenario di riferimento è una riduzione dei consumi grazie all'efficientamento energetico.

Stando a questa previsione, nel 2030, il fabbisogno di energia elettrica della Sardegna sarà pari a 7,2 Twh e, cioè, 1Twh in meno rispetto ai consumi totali registrati nel 2016.

Il passo successivo consiste nello stimare l'effetto sul sistema elettrico di questa nuova configurazione di carico, supponendo invariata la produzione sia delle centrali termoelettriche che degli impianti a fonti rinnovabili. Il dato interessante è che, stante l'attuale struttura produttiva, la riduzione del consumo determina una serie di criticità legate, in primo luogo, all'utilizzo delle interconnessioni tra la Sardegna e il continente, che verrebbero utilizzate in maniera sistematica per garantire l'esportazione dell'eccesso di produzione (operazione da cui deriverebbe la sicurezza del sistema sardo).

Inoltre, gli estensori del Pears evidenziano un ulteriore problema legato alle fluttuazioni di tensione dovute alla necessità di bilanciare le rinnovabili: l'attuale parco delle centrali termoelettriche sarde, essendo particolarmente datato, presenta una configurazione destinata prevalentemente alla fornitura di un servizio di fornitura di base, con limitata capacità di regolazione.

A partire da questo dato (che già indica con chiarezza la presenza di un eccesso di potenza) e per tentare di risolvere i problemi di sicurezza di rete che una tale situazione genera, si passa all'elaborazione di diversi scenari¹²

¹² **Scenario base:** attraverso l'incremento dell'autoconsumo (sull'EE prodotta dal fotovoltaico nel 2013), si riduce la richiesta di EE sulla rete sarda a 6,1 Twh. Ma si assiste ad una maggiore variazione della potenza di carico (che però può essere mitigata con sistemi di accumulo idroelettrici già esistenti). Il soddisfacimento della domanda sulla rete può essere garantito da una potenza di 960 Mw (potenza di base di circa 360 MW; potenza di circa 300 MW con fattore di utilizzo annuo dell'80%; 300 MW da sistemi ad alta flessibilità (metano) e fattori di utilizzo pari o

Tratto comune a tutti gli scenari è l'implementazione delle smart grid nell'ambito, dunque, della generazione distribuita supportata da sistemi di accumulo.

I parametri variabili sono invece il minore o maggiore autoconsumo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (integrate con sistemi di accumulo), minore o maggiore introduzione di nuovi impianti da fonti rinnovabili, stabilità del sistema (rilassamento dei vincoli per ottimizzare l'export).

| SCENARIO | CONSUMO DI EE [TWh/ann] | Var. 2014-2030 | QUOTA DI AUTOCONSUMO SU PRODUZIONE DA FER | CONSUMO DI EE RESIDUO [TWh/anno] | PRODUZIONE EE DA FER [escluse biomasse e al netto dei pompaggi] [TWh/anno] | POTENZA CTE NECESSARIA PER SODDISFARE LA RICHIESTA REGIONALE DI POTENZA[MW] |
|------------------------------|-------------------------|----------------|---|----------------------------------|--|---|
| BASE | 7,2 | -14% | 1) 50% su produzione FV 2013 -DOMESTICO; 2) 50% su produzione FV 2013 - TERZIARIO; 3) 30% su produzione FV 2013 - INDUSTRIA; 4) 30% su produzione EOLICO 2013 - INDUSTRIA; 5) utilizzo della produzione IDROELETTRICA 2013 a acqua fluente e a bacino per la copertura in autoconsumo del sistema idrico integrato. | 6,1 | 4,93 | 960 |
| SVILUPPO | 7,2 | -14% | 1) Stesse ipotesi su FER 2013 dello SCENARIO BASE 2) 50% su nuova produzione | 4,6 | 5,93 | 660-960 |
| INTENSO SVILUPPO INDUSTRIALE | 8,35 | -0,3% | 1) Stesse ipotesi su FER 2013 dello SCENARIO BASE 2) 50% su nuova produzione | 5,75 | 5,93 | 660-960 |

Tab. 13.2. Configurazioni settore elettrico per i tre scenari proposti – 2030.

In relazione al problema affrontato in questa sede (la combustione del metano per la produzione di EE), si può notare che in tutti gli scenari il metano assume un ruolo di carattere ancillare, vale a dire di integrazione e compensazione delle variazioni di carico.

Nel primo scenario – da considerarsi il più realistico, perché, a differenza degli altri, non

superiori al 30% per copertura picchi. Per il gas metano viene, dunque, previsto un nel mercato dei servizi ancillari e/o in regime in capacity payment. In generale si prevede un impiego del termoelettrico più per servizi di potenza (regolazione, ndr.) che per produzione di base di EE. Lo scenario è compatibile con un aumento dell'EE prodotta da FER per una quantità di energia immessa in rete pari a 2 Twh.

Scenario sviluppo: lo scenario Sviluppo differisce dal precedente per a) maggiore autoconsumo FER, b) incremento produzione EE da FER (+3,25 Twh rispetto al 2014) e c) minore transito di energia in rete (5,1 Twh). La potenza da CTE necessaria diminuisce a 660 Mw (si assiste, infatti, ad un'accentuazione delle variazioni nel diagramma di carico), ma si prevede un fattore di utilizzo al 60% da parte di un sistema di generazione flessibile in grado di svolgere attività di compensazione e regolazione (metano), mentre per la restante parte – in caso di punte di carico – si prevede l'importazione di energia attraverso l'interconnessione SaPeI o da un'ulteriore produzione locale, purché quest'ultima sia competitiva in un regime di libero mercato.

Scenario intenso sviluppo: differisce dai due precedenti per maggiori consumi finali. In questo scenario aumenta la quota di energia esportata. Si considera il riavvio della filiera dell'alluminio e una progressione dei consumi negli altri settori uguale a quella dello scenario SVILUPPO. Questo si traduce in termini assoluti in una domanda finale di energia elettrica di 8,35 TWh/anno, che con le azioni poste in essere per l'autoconsumo, l'accumulo e la gestione efficiente dell'energia prodotta da impianti FER non programmabili corrisponde a un consumo residuo pari a 5,75 TWh/anno. Considerando l'elevata quantità di energia rinnovabile integrata e la possibilità di copertura del carico di base per mezzo del parco produttivo previsto nello scenario sviluppo la configurazione delle centrali termoelettriche e degli impianti a fonte rinnovabile è stata considerata invariata rispetto a quella identificata nello scenario precedente. I risultati delle simulazioni hanno permesso di evidenziare che il sistema è stabile e che, a causa dell'aumento del carico industriale, la mancata energia esportata si sia drasticamente ridotta rispetto agli altri scenari. Questa condizione libera capacità di trasporto sull'interconnessione elettrica con la penisola, rilassando i vincoli sulla capacità produttiva installabile.

enfatisza l'aspetto dell'autoconsumo (l'inerziale politica dell'amministrazione statale e regionale non autorizza rosee previsioni, nonostante l'esigenza conclamata di implementare l'autoconsumo da rinnovabili), la percentuale di utilizzo annuo di un nuovo gruppo a metano è pari al 30%, dunque molto ridotta.

Come affermato anche dalla SEN, si fa, inoltre, presente che eventuali nuove centrali a metano possono essere sostituite con sistemi di accumulo, anche nel caso in cui il fattore di utilizzo dovesse rivelarsi più alto.

Se si analizzano i dati adottando una prospettiva legata al fabbisogno energetico della Sardegna, il tratto comune a tutti gli scenari è quello di dimostrare che circa la metà del parco termoelettrico isolano può essere dismesso da qui al 2030. Il già in atto calo del picco massimo di domanda (attestatosi nel 2013 a 1400 Mw), destinato ad approfondirsi da qui al 2030, rende necessaria una potenza termoelettrica limitata, compresa tra i 660 Mw e i 990Mw, vale a dire tra un terzo e la metà di quella attuale.

Le analisi della Proposta Tecnica del Pears si prestano a considerazioni di carattere generale.

Il tentativo di promuovere l'autoconsumo dell'energia generata con le rinnovabili e distribuita localmente tramite smart grid sconta il limite di dover garantire l'export di EE verso il Continente.

In qualche modo, dunque, le analisi del Pears risentono di un vizio di fondo, perché non rispondono alle sole esigenze della Sardegna, sempre più concepita come una piattaforma di produzione di energia elettrica in cui il tubo di scappamento è puntato verso la popolazione sarda, mentre la Penisola si avvantaggia dell'energia elettrica prodotta sull'Isola. A tal proposito si fa notare che il Bilancio regionale della Sardegna per il 2017 recentemente pubblicato da Terna mostra che il 76% della produzione netta è stato ottenuto attraverso i fossili, mentre solo un 24% attraverso le rinnovabili.

L'autoconsumo è la risposta data per superare i limiti infrastrutturali e garantire l'efficienza di un sistema orientato all'export. Negli scenari, infatti, non è prevista la chiusura di nessuna delle centrali termoelettriche oggi in funzione.

Eppure l'analisi del Pears, nella misura in cui concepisce e struttura il sistema elettrico sardo come sistema chiuso basato sull'autoconsumo dell'energia prodotta da rinnovabili, l'implementazione delle smart grid e di sistemi di accumulo naturali (come l'idroelettrico) e non dimostra che un futuro all'insegna delle rinnovabili è a portata di mano. La Sardegna, pertanto, a meno che non intenda proseguire nel solco già tracciato della sua trasformazione in un hub energetico, dovrebbe porsi ben altri problemi rispetto all'utilizzo del metano per la produzione di energia.

La Sen, d'altra parte, non ha certo remore (a differenza di quei pochi che si sforzano di ragionare nell'interesse della Sardegna) nel rinforzare il ruolo di una Sardegna dedita alla produzione di utilities. Tant'è che nel caso in cui si riducano i consumi di energia elettrica (come previsto dal Pears) si mostra disposta ad accettare la chiusura delle centrali a carbone sarde per non mettere a repentaglio il sistema, ma prontamente ipotizza la realizzazione nuovo elettrodotto per esportare oltremare la conveniente energia prodotta dalle rinnovabili (previste in aumento nella modalità land grabbing associata agli impianti di grossa taglia) e, magari, anche quella generata dal metano.

La questione metano s'inscrive dunque dentro un più ampio discorso di accentuazione del ruolo della Sardegna come fornitore di energia elettrica. E anche per quest'ordine di ragioni, alla luce della sua marginalità rispetto ad un sistema energetico sardo rinnovato, la proposta del metanodotto è irricevibile.

B) CRITICITÀ PROCEDURALI

1. SALAMI SLICING

Sono numerose le criticità di tipo procedurale che inficiano la Valutazione d'Impatto Ambientale in corso presso codesto ministero. In primo luogo si evidenzia che il frazionamento del progetto relativo al metanodotto nel Tratto Centro – Nord e in quello Centro-Sud, con annesse derivazioni, non consente una reale valutazione dell'impatto cumulativo dell'opera. La divisione in due o più parti di un unico progetto è una pratica nota a livello europeo con il nome di *salami slicing* e contrastata tanto dalla giurisprudenza costante¹³ che dalla Direttiva Europea 52/2014 (vds. punto 5 lettera E dell'Allegato IV).

2. MANCATA ATTIVAZIONE VAS

Si ravvede, inoltre, nella mancata attivazione della Valutazione Ambientale Strategica (VAS), un altro elemento che inficia l'attuale procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale.

Il metanodotto non può essere concepito in maniera disgiunta dal sistema depositi costieri-rigassificatore. Si tratta, dunque, di un'opera che afferisce ad un programma d'intervento più ampio.

Come previsto dagli artt. 6, comma 2, e 7, commi 1 e 2 del d.lgs 152/06 e dalla Direttiva 2001/42/CE, prima delle valutazioni d'impatto ambientale associate alle diverse opere/infrastrutture, il programma andava dunque sottoposto a VAS. Si fa, inoltre, presente che, anche qualora si voglia concepire il programma della metanizzazione della Sardegna come una filiazione diretta del Pears, la VAS a cui è stato sottoposto il Pears non può essere ritenuta attendibile. In primo luogo perché il PEARS non specifica quale strategia realizzativa del programma di metanizzazione la Regione volesse intraprendere. In altri termini, il Pears è stato sottoposto a VAS senza che venisse effettuata una scelta sulle modalità di approvvigionamento/distribuzione del gas.

Il PEARS, infatti, prende in considerazione tre diverse opzioni (cfr. Proposta Tecnica PEARS 2015-2030) definite alternative l'una all'altra: gasdotto Toscana-Sardegna; un unico rigassificatore collegato a una dorsale sud-nord per il trasporto del gas; sistema di depositi costieri di GNL che dovrebbero approvvigionare le reti di distribuzione tramite truck e/o container. La soluzione da adottare, si legge nel Rapporto Ambientale del PEARS, sarebbe emersa da un accordo con lo Stato che al tempo della VAS non era ancora stato raggiunto. Questa è dunque una prima ragione per cui si rende necessaria una nuova VAS.

Lo stesso Rapporto Ambientale associato alla Proposta Tecnica del Pears è, infatti, del tutto carente di riferimenti rispetto al programma di metanizzazione.

In ogni caso, a sottolineare la necessità dell'attivazione di una VAS dedicata al programma di metanizzazione della Sardegna è stato lo stesso Servizio Valutazioni Ambientali della Regione Sardegna nella determinazione 13387 con cui si conclude il procedimento di VAS a cui era stato sottoposto il Pears, di cui qui si propone uno stralcio:

¹³ Corte di Giustizia CE, Sez. III, 25 luglio 2008, n. 142; Corte di Giustizia CE, Sez. II, 28 febbraio 2008, causa C-2/07; Cons. Stato, Sez. VI, 15 giugno 2004, n. 4163; T.A.R. Sardegna, sez. II, 6 febbraio 2012, n. 427; T.A.R. Sardegna, sez. II, 30 marzo 2010, n. 412

con riferimento all'obiettivo OS2.3 "Metanizzazione della Regione Sardegna tramite l'utilizzo del Gas Naturale quale vettore energetico fossile di transizione", il previsto atto di programmazione (Azione AS2.8) finalizzato all'individuazione delle modalità operative con cui garantire l'approvvigionamento di tale fonte per l'intero territorio regionale, dovrà essere assoggettato alla procedura di Valutazione Ambientale Strategica. A tale proposito, sin dalla consultazione preliminare di cui all'art. 13 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. (fase di *scoping*) dovranno essere definite le differenti opzioni per l'approvvigionamento del metano e, per ciascuna opzione individuata, dovranno essere descritti i potenziali impatti sull'ambiente riconducibili a ciascuna di esse. Nel rappresentare l'estrema urgenza di procedere all'individuazione di una soluzione per l'approvvigionamento del metano, specialmente in aree della Sardegna interessate dalla presenza di settori industriali ad elevato fabbisogno energetico per i quali la disponibilità del metano rappresenterebbe, evidentemente, una soluzione ambientalmente preferibile rispetto allo sfruttamento di altre fonti fossili, quali il carbone, si raccomanda di tenere in considerazione, nella scelta della soluzione ottimale, eventuali interventi già realizzati o in avanzato iter di approvazione;

La necessità dell'attivazione di una Valutazione Ambientale Strategica è resa ancora più cogente dal fatto che le zone interessate dal programma di metanizzazione coincidono con le aree industriali dove la condizione sanitaria della popolazione è critica, come messo in evidenza da numerosi studi epidemiologici. Inoltre, le opere incluse nel programma di metanizzazione interferiscono con aree naturali protette (zone Sic, Rete Natura 2000).

3. MANCATA VALUTAZIONE IMPATTI CUMULATIVI

Un ulteriore criticità procedurale è determinata dal fatto che nello Studio d'impatto Ambientale (SIA) manca la valutazione degli impatti cumulativi del progetto (metanodotto), ovvero la valutazione degli effetti potenziati e sinergici tra interventi, opere ed infrastrutture localizzate sul territorio. L'impatto cumulativo è l'insieme degli impatti causati non solo dall'impianto di progetto, ma anche degli impatti determinati dalle altre opere, infrastrutture e impianti, esistenti e di progetto, che influenzano o possono influenzare l'ambito in cui è previsto il progetto. La valutazione degli impatti cumulativi è resa cogente dal DLgs n. 4/2008 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152", recante norme in materia ambientale.

C) CRITICITÀ PROGETTUALI

1. IMPATTI SOCIO-ECONOMICI

Il Progetto definitivo "Programma di metanizzazione della Sardegna – Tratto Sud" redatto dalla progettista TechnipFMC per la committente Snam non fornisce una reale valutazione degli impatti sociali ed economici determinati dalla realizzazione del metanodotto Centro-Sud.

Danni ai comparti d'eccellenza del settore primario

Un primo grave pregiudizio deriva dal fatto che il tracciato interessa un elevatissimo numero di terreni coltivati, come si evince dai documenti della serie PG-US ovvero le carte di uso del suolo.

Infatti, nonostante le revisioni del tracciato, il metanodotto intercetta decine e decine di uliveti, vigneti, seminativi e aree destinate al pascolo.

Si fa notare che, durante l'apertura di passaggio e la predisposizione dell'area di lavoro (quest'ultima si sviluppa in larghezza per 24 metri lungo tutto il tratto del metanodotto avente diametro di 26" e, a scendere, 19 metri e 16 metri per le condotte di minore diametro) è previsto il taglio delle colture arboree, mentre non viene prevista l'eradicazione e il reimpianto (cfr. pag. 174 RE-SIA-001). Solo "ove necessario si procederà all'ancoraggio delle colture arboree" (ibidem), ma non è chiaro quali siano le fattispecie a cui allude il progettista. Al contrario, un simile intervento di ancoraggio dovrebbe essere previsto per ogni pianta interessata dai lavori di realizzazione del metanodotto.

Più in generale, si fa notare che non sembra disponibile un censimento delle piante appartenenti alle succitate colture arboree.

Considerando la quantità dei fondi compromessi, il numero delle piante destinate al taglio, il tempo necessario per la ricostituzione di vigneti e uliveti (anni nel primo caso, decenni per gli uliveti), è del tutto evidente il grande impatto tanto a livello micro (per le aziende coinvolte) quanto a livello macro: la produzione olearia e vitivinicola rivestono, infatti, un ruolo di fondamentale importanza per l'economia sarda.

La realizzazione del metanodotto potrebbe, dunque, sortire l'effetto di allontanare decine di operatori dalle attività agricole.

Grossi danni, nella fase di predisposizione dell'area di lavoro, verranno arrecati anche ai seminativi e agli orti. Ad esempio, di segnalano le affermazioni contraddittorie della proponente a proposito delle opere di irrigazione. A pag. 174 del RE-SIA-001 si sostiene che "nelle aree agricole sarà garantita la continuità funzionale di eventuali opere di irrigazione e drenaggio", mentre, a pag. 229 dello stesso documento, si precisa che "le opere di miglioramento fondiario, come impianti fissi di irrigazione, fossi di drenaggio ecc., provvisoriamente danneggiate durante il passaggio del metanodotto, verranno completamente ripristinate una volta terminato il lavoro di posa della condotta. (pag. 229 ibidem).

A tal proposito si fa notare che il danneggiamento delle opere di irrigazione può determinare l'impossibilità di irrigare (anche per un lungo periodo) le aree non direttamente interessate dai lavori per la realizzazione del metanodotto, arrecando grave danno, ad esempio, alle ortive e ai pascoli irrigui e, quindi, al bestiame.

Anche in questo caso la realizzazione del metanodotto potrebbe sortire l'effetto di allontanare decine di operatori dalle campagne.

Perdita di valore del patrimonio immobiliare

Secondo stime prudenziali, stando alle Tavole del Tracciato di Progetto intercetteranno un numero elevatissimo di fondi (tra i 2 e i 3000, secondo stime prudenziali). Su questi terreni, a partire dalla fase di cantiere e, successivamente, per l'intero ciclo di vita dell'opera, graverà la cosiddetta servitù – da considerarsi perpetua – di metanodotto. A tal proposito, va anche rilevato che il numero dei fondi su cui graverà tale servitù è destinato a crescere qualora le fasce di asservimento proiettanti dall'asse dell'infrastruttura (20 metri per parte rispetto alla tubazione nel caso di condotta DN 650 –26"- e 13,5 metri per le restanti linee) sconfinino su un fondo diverso da quello effettivamente attraversato dal metanodotto.

Al netto delle note criticità legate alla liquidazione delle indennità (ritardi nell'erogazione, richiesta di restituzione della stessa in caso di mancato perfezionamento del procedimento

ablatorio¹⁴, mancata corresponsione delle somme dovute)¹⁵, la normativa di settore (Codice civile e Dpr 327/2001 o Testo unico degli espropri) prevede l'attribuzione di un indennizzo a favore dei proprietari del cd fondo servente (vale a dire dei terreni su cui è previsto il passaggio del metanodotto).

La servitù di metanodotto prevede essenzialmente i divieti di piantare alberi ad alto fusto, effettuare lavorazioni della terra in profondità e di costruire all'interno delle fasce appena ricordate (servitù non aedificandi) e, dall'altra parte, istituisce a favore del gestore dell'infrastruttura il diritto di accesso alla proprietà per eventuali interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria che potrebbero portare all'apertura di un nuovo cantiere (e, dunque, ad ulteriori sbancamenti oltre a quelli previsti in fase di realizzazione dell'opera) e ad una nuova perdita dei frutti pendenti.

Se, dal canto suo, la proponente minimizza i vincoli associati alla servitù e assicura che i danni alle proprietà¹³ verranno risarciti, va comunque sottolineata la forte perdita di valore a cui andranno incontro i terreni gravati dalle servitù di metanodotto. Si prenda il caso delle opere di miglioramento fondiario effettuate successivamente alla realizzazione del metanodotto (al di fuori, dunque, delle fasce su cui vige il divieto), ad esempio un fabbricato: è del tutto evidente che tali opere, e per estensione il terreno su cui insistono, avranno un valore inferiore a quello che potrebbe avere in assenza di metanodotto.

Esiste, dunque, un problema di preclusione dello sviluppo futuro delle aziende agricole.

Esiste, inoltre, un concreto rischio che i terreni su cui insisterà il metanodotto possano non avere nessun mercato. Per quale ragione chi intende comprare un terreno dovrebbe essere interessato a contrarre una servitù?

2. LA COMPONENTE SUOLO

Problemi connessi all'attività di scotico dell'area unica

La massiccia attività di scotico dell'area unica del suolo, unitamente alla generale carenza di informazioni sulle modalità di esecuzione di tale attività, genera notevole preoccupazione.

Come chiarito dalla proponente su richiesta del Ministero dell'Ambiente, lo scotico riguarderà non solo l'area dello scavo previsto per la posa della condotta, ma anche l'intera area di lavoro (il cantiere all'interno del quale verranno effettuati gli scavi per la condotta, movimentati i mezzi meccanici e le tubazioni e depositato il materiale di scavo).

In condizioni normali, tale area di lavoro si svilupperà in larghezza per 24 metri lungo tutto il tratto del metanodotto da 26" e, a scendere, 19 metri e 16 metri per le condotte di minore diametro. Ma, sulla base di quanto è possibile constatare, la previsione dell'allargamento delle fasce di lavoro è tanto frequente da invalidare la norma.

Lungo gli oltre 250 km di percorrenza dei metanodotti previsti nel progetto (linea principale e linea secondaria), verranno movimentati diversi milioni di mc di terre e rocce da scavo. È, dunque, pacifico stimare la quantità di top soil movimentato in centinaia di migliaia di mc.

Il top soil è lo strato superficiale più esterno del terreno, solitamente compreso entro i primi 15 cm di profondità. Tale strato di terra presenta la più alta concentrazione di materia organica e microrganismi ed è sede della maggior parte dell'attività biologica del suolo.

Le problematiche connesse al movimento terra, rimozione e deposizione del top soil sono numerose e gravi:

– Destutturazione dei macroaggregati con conseguente esposizione all'atmosfera ossidante della sostanza organica e all'attacco microbico di quelle frazioni a più elevato potenziale di

14 Cfr. CASSAZIONE, SEZIONI UNITE CIVILI sentenza 26 maggio - 27 giugno 2009

15 Cfr. il sito dell'Associazione Nazionale per la Tutela degli Espropriati (A.N.P.T.E.S) www.anptes.org

mineralizzazione quali la ELF, che, in assenza di vegetazione, porta ad una perdita di nutrienti

– Ossidazione della microflora tellurica durante le operazioni di scavo e movimentazione del top soil, con sconvolgimento per decine e decine di Km quadrati dei cicli dei nutrienti, favorendo in particolare le fasi gassose di carbonio e azoto (tutto a vantaggio del riscaldamento globale);

– Compattamento e riduzione della macroporosità (a causa del passaggio di mezzi pesanti lungo tutta l'area di transito e lavorazione) con conseguenze negative sui tempi e la qualità della ripresa della flora, soprattutto in aree con suoli argillosi (aumento della densità apparente, ridotta circolazione delle fasi gassose e liquide, diminuzione degli habitat per la biomassa del suolo);

– Esposizione del suolo, una volta ricollocato (da verificare l'uso dei teli di tessuto non tessuto che la società sostiene di utilizzare per la copertura del top soil e la loro qualità) all'azione erosiva del vento, rilevante in molte aree e alle piogge (effetto "splash" sui suoli più pesanti con relativa perdita di permeabilità, conseguente ruscellamento superficiale ed erosione, lisciviazione dei nutrienti, accumulo lungo i corpi idrici);

– Rottura e distruzione, per una lunghezza e larghezza considerevoli, del sistema di ife fungine che collega attraverso la simbiosi micorrizica varie entità vegetali con gli stessi funghi e, attraverso una rete dalle maglie finissime, individui vegetali differenti con un impatto negativo - in particolare negli ecosistemi boschivi, in sistemi a macchia e gariga - difficilmente calcolabile.

Tutti questi effetti negativi vanno considerati alla luce del fatto che la sostanza organica non rappresenta unicamente la base per la fertilità dei suoli, ma anche e soprattutto la base della stabilità del clima, questa è infatti la distribuzione del carbonio nei vari comparti:

Suolo, 1500 Pg di carbonio organico; Atmosfera, 720 Pg di carbonio come CO₂; Biomassa; 560 Pg di Carbonio.

Le stime per il carbonio inorganico che si accumula nei suoli delle regioni aride e semiaride come carbonati si aggirano intorno ai 1680Pg.

Alla luce dell'ossidazione della sostanza organica- durante le opere di scavo, accantonamento e risistemazione- in qualsiasi stadio di trasformazione presente nei suoli (dagli essudati radicali, ai più complessi acidi umici, fulvici e umina), della microflora e microfauna, con conseguente aumento della CO₂ nell'atmosfera; delle emissioni legate alla combustione del carburante dei mezzi pesanti impiegati nelle opere di scavo e trasporto dei materiali per la costruzione del metanodotto; dell'estrazione delle materie prime per la realizzazione delle tubature e di tutte le strutture accessorie; della rimozione della vegetazione (di cui non è chiara la destinazione e l'impiego della componente arborea e arbustiva rimossa); della creazione, per un periodo più o meno lungo a seconda delle aree, di superfici nude che non potranno fissare carbonio attraverso la fotosintesi, è lecito chiedersi quale sia il vantaggio in termini ecologici e di contrasto del riscaldamento globale di tale opere.

Nonostante la sua fondamentale importanza tanto per l'attività agricola quanto per le aree non antropizzate, la proponente dedica alle operazioni di stoccaggio e salvaguardia dell'area unica solo poche righe.

“L'asportazione dello strato superficiale di suolo, per una profondità approssimativamente coincidente con la zona interessata dalle radici erbacee, è importante per mantenere le potenzialità e le caratteristiche vegetazionali di un determinato ambito, soprattutto in corrispondenza di spessori di suolo relativamente modesti.

Il materiale, generalmente asportato con l'ausilio di una pala meccanica, sarà accantonato a

bordo pista e opportunamente protetto con teli traforati per evitarne l'erosione e il dilavamento. La protezione dovrà inoltre essere tale da non causare disseccamenti o fenomeni di fermentazione che potrebbero compromettere la possibilità di riutilizzo dello stesso” (cfr. pag 230 SIA-RE-001)

Entomofauna

Nelle carte di progetto non si riscontra alcun riferimento al monitoraggio dell'entomofauna e all'impatto che tale opera, colossale, riveste per il gruppo sistematico più rappresentato sulla biosfera e nella nostra regione. Tutte le fasi durante le quali verranno effettuate movimentazioni del suolo e asportazione della vegetazione, comprometteranno la possibilità di sopravvivenza per una moltitudine di specie, alcune delle quali fondamentali per il mantenimento di due importanti proprietà degli ecosistemi: la resistenza e la resilienza.

Il tracciato, oltre a devastarne l'habitat (per una superficie complessiva rilevante), rappresenterà per loro una vera e propria barriera ecologica, stravolgendone le abitudini trofiche e la capacità di spostamento; basti pensare a specie terricole e mobili quali sono quelle appartenenti alla famiglia dei carabidi e all'effetto che una superficie “nuda” può rivestire per la loro ecologia per periodi importanti per quello che è la durata del loro ciclo vitale.

Questi coleotteri, per la stragrande maggioranza predatori di altri insetti, gasteropodi terrestri, anellidi ecc. pur essendo un nodo fondamentale della rete trofica di pascoli, macchia e bosco, non sono, come tante altre specie, minimamente presi in considerazione; lo stesso dicasi per altre specie –molte delle quali endemiche- appartenenti ad altre famiglie dell'ordine dei coleotteri.

Ripristini vegetazionali

Si segnala, inoltre, che alla voce Ripristini vegetazionali (pag. 232 del RE-SIA-001), si legge:

“Per avere maggiori garanzie di attecchimento è consigliabile usare materiale allevato in fitocella e proveniente da vivai prossimi alla zona di lavoro; solo in casi eccezionali e sotto forma di integrazione, si possono utilizzare per il rimboschimento, i semi di specie forestali”.

Chi garantisce per l'ulteriore quota? È stato considerato il rischio di inquinamento genetico relativo all'introggressione di geni da popolazioni non autoctone? Perché non sono stati specificati gli altri vivai dai quali la società intende fornirsi?

3. SIC, ZPS e ZSC

Inquadramento generale

Com'è noto, il tracciato del metanodotto attraverserà le aree SIC e ZPS ITB040023 “Stagno di Cagliari, Saline di Macchiareddu, Laguna di Santa Gilla e ITB040023 “Stagno di Cagliari”.

Risultano direttamente interessate dal passaggio dell'infrastruttura lineare anche le aree SIC ITB030037 “Stagno di Santa Giusta”, ITB030033 “Stagno di Pauli Maiori di Oristano”, ITB032219 “Sassu Cirras e la ZPS ITB034005 “Stagno di Pauli Maiori di Oristano” in seguito alla decisione di ampliare i confini delle due aree.

Le aree protette maggiormente coinvolte dall'opera sono, dunque, quelle appartenenti ai siti “Stagno di Cagliari, Saline di Macchiareddu, Laguna di Santa Gilla” e “Stagno di Cagliari”. Si fa anche notare che nell'area qui in esame è compresa anche una ZSC (designata con D.M. Del 7 aprile 2017), elemento, questo, che dà luogo ad una tutela rinforzata. Sull'area insistono, poi, ulteriori istituti normativi, ed in particolare:

- l'Oasi permanente di protezione faunistica e di cattura "Stagno di Santa Gilla e Capoterra" ai sensi della L.R. 23/98
- la zona Ramsar "Stagno di Santa Gilla" (codice Ramsar: 3IT018)
- la Riserva Naturale Regionale proposta ai sensi della L.R. 31/89
- il Sito di Interesse Comunitario ITB040023 "Stagno di Cagliari, Saline di Macchiareddu, Laguna di Santa Gilla", designato ai sensi della Direttiva 92/43/CEE "Habitat"
- la Zona di Protezione Speciale ITB044003 "Stagno di Cagliari" designata ai sensi della Direttiva 79/409/CEE "Uccelli selvatici".
- l'area IBA (Important Bird Area) "Stagni di Cagliari" (codice n° 188)

A proposito delle aree tutelate che coincidono con lo Stagno di Cagliari, le Saline di Macchiareddu e la Laguna di Santa Gilla, si fa presente che il Piano di Gestione del SIC ITB040023 evidenzia l'esistenza di criticità ambientali. A pag. 224, infatti, il documento sottolinea che "il quadro problematico evidenziato dallo studio delle criticità indica che l'attività antropica interferisce significativamente sulle componenti ambientali, determinando in molti casi la perdita di superfici naturalmente occupate dalle associazioni vegetali che identificano habitat di interesse comunitario ed innescando interferenze negative sulle emergenze faunistiche". A ridosso delle aree protette sorge, infatti, l'agglomerato industriale di Macchiareddu, una vasta area che ospita, tra gli altri impianti, la Fluorsid e i siti produttivi dell'ex Rumianca, una centrale a turbogas e numerosi impianti di trattamento di rifiuti urbani e speciali. In definitiva, una serie di attività incompatibili con gli obiettivi di tutela dell'area protetta. Ulteriori criticità vengono rilevate in relazione all'espansione del tessuto urbano e delle infrastrutture ad esso collegate.

La stessa proponente nel documento **RE-AMB-003** mostra di essere a conoscenza dei problemi summenzionati.

Sebbene la Direttiva 92/43 "Habitat" da cui discende l'istituzione del Sito d'importanza comunitaria ammetta la realizzazione di interventi caratterizzati da preminente interesse pubblico (che qui, per le ragioni esposte in precedenza, non si ravvede) nelle aree sottoposte a tutela, è del tutto chiaro che la priorità individuata dalla fonte sovraordinata di natura comunitaria è quella della conservazione degli habitat e delle specie vegetali e animali, in una parola degli equilibri ambientali che caratterizzano la zona sottoposta a vincolo e garantiscono gli obiettivi di conservazione. Conservazione e preservazione sono dunque i fini che, nel guidare il legislatore, dovrebbero portare al diniego di nuovi progetti impattanti.

Una simile argomentazione è valida anche per le aree SIC e ZPS dell'Oristanese.

Si fa anche notare che l'art.3 delle NTA del PPR, muovendosi nell'ottica della più piena tutela parla esplicitamente di "conservazione e recupero delle grandi zone umide".

Nel caso delle aree tutelate dello Stagno di Cagliari, delle Saline di Macchiareddu e della Laguna di Santa Gilla si fa anche notare che, stante l'attuale condizione di degrado ambientale in cui versa l'area protetta, gli obiettivi di conservazione dovrebbero essere fatti valere in maniera ancora più stringente.

Il concetto è ben esplicitato dalla Scheda d'Ambito n°1 "Golfo di Cagliari" del PPR (fonte normativa che non sembra superabile dallo Studio di incidenza ambientale -RE-AMB-003 giacché ferma a monte eventuali interventi nella zona protetta, e dall'analisi particolareggiata dell'Area dello Stagno di Cagliari - **RE-CIV-001**), che pone come obiettivi per quelle aree

a) la riqualificazione e il recupero del valore paesaggistico e della funzionalità ambientale del litorale de La Playa - Giorgino e del relativo compendio umido dello Stagno di Cagliari (Santa Gilla), prevedendo anche l'integrazione del progetto paesaggistico di mitigazione degli impatti ambientali della Strada Statale 195.

b) La riqualificazione della piana alluvionale-costiera e del territorio infrastrutturato del polo industriale di Macchiareddu-Grogastu, rivolta al riequilibrio delle funzioni idrogeologiche e al recupero delle aree degradate anche attraverso la ricostituzione dell'assetto vegetazionale e fisico-ambientale, in relazione all'utilizzazione mista agricola-industriale ed alla connessione ecologica tra gli habitat dello Stagno di Cagliari e del Rio Santa Lucia

Il modo in cui il PPR tematizza gli interventi di cui queste aree dovrebbero essere destinatarie richiama quanto disposto dall'art 42 NTA PPR :“Non sono consentiti interventi, usi o attività che possono pregiudicare i processi di bonifica o di recupero o comunque aggravare le condizioni di degrado” in contesti classificati come aree di recupero ambientale.

In un contesto come quello dello Stagno di Cagliari appare cogente anche quanto disposto dall'art. 18 delle NTA del PPR, che, come noto, lega indissolubilmente il tema del paesaggio alla salubrità ambientale, ponendo in subordine a questo concetto di fondo le discipline d'uso del territorio e la sua trasformazione: “I beni paesaggistici di cui all'articolo precedente (che alla lettera g cita proprio le aree umide e alla lettera k le aree di ulteriore interesse naturalistico comprendenti le specie e gli habitat prioritari, ai sensi della Direttiva CEE 43/92, ndr.) sono oggetto di conservazione e tutela finalizzati al mantenimento delle caratteristiche degli elementi costitutivi e delle relative morfologie in modo da preservarne l'integrità ovvero lo stato di equilibrio ottimale tra habitat naturale e attività antropiche.”

Lo studio di incidenza ambientale

Veniamo ora allo Studio d'incidenza ambientale (RE-AMB-003) presentato dalla proponente nell'ambito delle recenti integrazioni documentali.

Com'è noto, la valutazione di incidenza deve essere redatta secondo gli indirizzi dell'allegato G al DPR 357/97. Tale allegato prevede che lo studio per la valutazione di incidenza debba contenere:

1. una descrizione dettagliata del piano o del progetto che faccia riferimento, in particolare, alla tipologia delle azioni e/o delle opere, alla dimensione, alla complementarità con altri piani e/o progetti, all'uso delle risorse naturali, alla produzione di rifiuti, all'inquinamento e al disturbo ambientale, al rischio di incidenti per quanto riguarda le sostanze e le tecnologie utilizzate;
2. un'analisi delle interferenze del piano o progetto col sistema ambientale di riferimento, che tenga in considerazione le componenti biotiche, abiotiche e le connessioni ecologiche.

Nell'analisi delle interferenze, occorre prendere in considerazione la qualità, la capacità di rigenerazione delle risorse naturali e la capacità di carico dell'ambiente.

Ora, si fa notare che la proponente non sembra rispettare i requisiti minimi che uno studio d'incidenza ambientale presuppone.

Ad esempio, nei documenti RE-AMB-003e RE-CIV-001 (che può essere considerato un'appendice dello Studio d'incidenza) non esistono riferimenti al volume della terra movimentata, alle quantità di polveri generate dagli scavi a cielo aperto e dagli scavi necessario per il passaggio del metanodotto in cunicolo, dalle operazioni di TOC e dal largo impiego di mezzi pesanti previsto (enunciato ma non dettagliato). Nessun approfondimento viene dedicato al rischio di intorbidimento dei corpi idrici sotterranei e superficiali. Eppure le operazioni di realizzazione del metanodotto (tratto in cunicolo e TOC) insisteranno direttamente sullo stagno. Ad esempio, nello studio non vengono specificate le dimensioni del cantiere di trivellazione necessario per effettuare la TOC che

richiede un ampliamento della fascia di lavoro, dunque non si tematizza il problema della sostenibilità di un cantiere di quel tipo in quell'area. Eppure, la stessa proponente nel documento RE-AMB-002 (a pag. 143) prevede che il cantiere in oggetto abbia un'estensione di 3000 mq.

Non vengono, inoltre, precisate le pratiche di sequestro dei rifiuti alla fonte (cioè durante le lavorazioni e prima dell'alloggiamento nelle vasche dedicate) e ai rischi di dispersione nei corpi idrici. Per quanto riguarda le operazioni di TOC, la proponente dichiara che si potrebbe prevedere, in alternativa ai consueti fanghi bentonitici l'utilizzo di polimeri naturali biodegradabili con alto potere coesivo ed alta fluidità con caratteristiche di riduttori di filtrato. Posto che l'utilizzo del condizionale non rappresenta una reale garanzia dell'utilizzo di polimeri biodegradabili, si chiede, in ogni caso, di conoscere quali fanghi verranno utilizzati attraverso la pubblicazione dell'elenco dei CAS Number (Chemical Abstract System Number) dei fanghi che la proponente intende utilizzare al fine di attribuire ad ogni sostanza la propria Scheda di sicurezza Material Safety Data Sheet), anche questa assente nella documentazione integrata, al fine di una corretta e completa valutazione dell'impatto ambientale associato alle operazioni trenchless.

Particolare preoccupazione desta, poi, l'impatto sulla falda.
Scriva la proponente a pag. 31 del documento RE-CIV-001:

“Laddove gli scavi dovessero intercettare la falda acquifera, si potrebbero generare specifiche problematiche geotecniche in relazione alla stabilità delle pareti e del fondo scavo, in quanto la composizione dei terreni è prevalentemente granulare con scarso grado di addensamento. In tale evenienza si imporrà la riduzione del livello piezometrico attraverso uno specifico sistema di drenaggio e con l'utilizzo di pompe”.

Alla luce di quanto affermato dalla stessa proponente si rende necessaria una stima degli impatti associati a queste evenienze, anche alla luce del fatto che si è in presenza di suoli umidi o idriche ospitano diversi tipi di attività biologiche e che la falda è usualmente in superficie.

Più in generale, tali evenienze rimandano alla necessità di approntare ulteriori studi particolareggiati.

Suscita perplessità anche il passaggio relativo alle emissioni acustiche.

Scriva la proponente a pag. 25 del RE-AMB-003 che “il livello di 50 dB(A), limite previsto dalla normativa nazionale per le Aree Protette secondo il DPCM 14/11/97, ad una distanza inferiore a 500 m dalle aree di cantiere”. Ma non sembra che il DPCM citato introduca il criterio della distanza dalla fonte del rumore, piuttosto specifica che all'interno delle aree protette – e, cioè, in qualsiasi punto – occorra rispettare il limite massimo dei 50 dB. Come è evidente, tale previsione non potrà essere rispettata.

Queste carenze di fondo fanno sì che gli effetti sulla componente abiotica e della fauna e della vegetazione non possano essere stimati. A tal proposito è anche importante evidenziare che l'area dei bacini evaporanti delle Saline Contivecchi, l'altra unità ambientale del SIC oltre allo stagno, direttamente e pesantemente coinvolta dalla realizzazione del metanodotto, è considerata dal Piano di Gestione del SIC (cfr. pag. 219) tra le zone più problematiche sul piano ambientale dell'intera area protetta. Le maggiori criticità coincidono con l'interrimento; la presenza di rifiuti urbani e speciali abbandonati; l'inquinamento industriale; l'inquinamento da scarichi di reflui urbani; la presenza di elettrodotti a media tensione e fenomeni erosivi dovuti all'azione marina ed eolica.

Queste criticità (non prese in considerazione dalla proponente) rappresentano dunque una specifica ragione per opporre diniego al progetto o, quantomeno, per un respingimento della VINCA.

Si segnala, inoltre, che nonostante siano stati effettuati dei campionamenti, anche al fine di verificare la presenza di inquinanti nelle matrici ambientali (come meglio specificato nel file RE-CIV-001 dalla proponente) dell'area SIC/ZPS, i dati relativi a queste analisi non vengono divulgati, eppure i risultati di tali analisi, da intendersi come informazioni ambientali a cui occorre garantire l'accesso pubblico, sono fondamentali per una valutazione dell'impatto dell'opera.

4. PIANO DI UTILIZZO DELLE TERRE E DELLE ROCCE DA SCAVO NELL'AREA DI MACCHIAREDDU

S.I.N: inquadramento generale

Il concetto di sito inquinato viene introdotto per la prima volta con la definizione di “aree ad elevato rischio ambientale” (Legge 349/86). Successivamente, con il DM 471/99, un sito viene considerato inquinato quando in una delle matrici (suolo o sottosuolo, acque superficiali o sotterranee) viene riscontrato anche un solo superamento nella concentrazione degli inquinanti, indice di rischio rispetto alla concentrazione limite prevista dalla normativa.

Sulla base di criteri di ordine sanitario, ambientale e sociale (“Un sito nel quale i valori delle concentrazioni soglia di rischio (CSR) determinati con l’applicazione della procedura di analisi di rischio di cui all’allegato 1, alla parte quarta del presente decreto sulla base dei risultati del piano di caratterizzazione, risultano superati”), con il DLgs 152/06 (che ha sostituito con la Parte IV – Titolo V del DM471 del 1999) vengono individuate le aree da inserire tra i “siti di bonifica di interesse nazionale” in acronimo SIN.

Ai sensi dell'articolo 252, comma 1 del D.Lgs 152/06 “i siti d’interesse nazionale, ai fini della bonifica, sono individuabili in relazione alle caratteristiche del sito, alle quantità e pericolosità degli inquinanti presenti, al rilievo dell’impatto sull’ambiente circostante in termini di rischio sanitario ed ecologico, nonché di pregiudizio per i beni culturali ed ambientali”.

La caratteristica fondamentale relativa alle aree ricadenti nei S.I.N. è la necessità che i carichi inquinanti diminuiscano anziché aumentare¹⁶. Appare, allora, evidente che la proposta di nuovi progetti in un S.I.N. debba innanzitutto essere valutata attraverso il principio di precauzione e conclusa con il rigetto di ogni progetto che possa determinare un aggravio del già operante impatto ambientale e sanitario¹⁷.

Viceversa, la realizzazione dell'infrastruttura proposta dalla SNAM non appare in linea né con l'osservanza del principio di precauzione né con l'obiettivo di ridurre, anziché aumentare, il carico ambientale. In questo senso, è possibile ricavare un chiaro esempio dalla normativa (più specificamente da una disposizione contenuta nel comma 10 dell'art. 34 dello Sblocca Italia) riguardante l'utilizzo delle terre e rocce da scavo. Esiste, in primo luogo, il rischio concreto che l'effettuazione degli scavi finisca per compromettere ulteriormente le matrici ambientali già colpite e la salute pubblica. Inoltre, la disposizione a cui si è fatto riferimento consente il riutilizzo in situ delle terre e delle rocce escavate che presentino valori superiori alle CSC (soglie di contaminazione)– ma non alle CSR. Detto in breve, esiste il rischio che si proceda ad un'operazione di risistemazione del materiale contaminato escavato senza nessun intervento volto al miglioramento della situazione precedente.

Si noti che ad avvalorare questa ipotesi è la stessa proponente (cfr. RE-PDC-001-r_1 e RE-PDU-

¹⁶ In quest'ottica si muove, ad esempio, il Piano di prevenzione, conservazione e risanamento della qualità dell'aria della Regione Sardegna, un piano, questo, tanto inattuato quanto attuale.

¹⁷ Nella realtà dei fatti, invece, nell'area di Macchiareddu si assiste ad un aumento del carico ambientale – come dimostrato dalle recenti inchieste della Magistratura- o, nella migliore delle ipotesi, alla mancata diminuzione di tale carico. Infatti, le operazioni di bonifica e di messa in sicurezza dell'area procedono estremamente a rilento.

001-r_0), riferendosi all'art- 34 della legge 164/2014). Tuttavia, tale previsione appare in conflitto con altre disposizioni di legge sul tema.

Prima di procedere ad un confronto tra le norme di legge, occorre, allora, denunciare l'esistenza di una profonda contraddizione tra la legislazione sui SIN e quella relativa all'utilizzo delle terre e rocce da scavo prevista dallo Sblocca Italia: la prima è volta al ripristino o al miglioramento delle condizioni ambientali del sito e induce al rigetto di interventi che comportino un qualsivoglia aggravio del carico ambientale¹⁸, mentre la seconda persegue in maniera esplicita l'obiettivo di facilitare l'approvazione di progetti industriali, preservando le tasche delle società proponenti attraverso distinzioni di legge che hanno l'effetto di trasformare ciò che appare come un rifiuto speciale o speciale-pericoloso (il terreno contaminato escavato nelle aree del SIN). Per inciso, si fa anche notare che tale previsione appare ancora più grave qualora venisse applicata nel caso di Macchiareddu, dove le operazioni di bonifica sono ben lungi dall'essere portate a termine. Ne discende un paradosso: un territorio che deve prioritariamente essere bonificato viene di fatto prioritariamente utilizzato per ospitare interventi che comportano un nuovo e ulteriore impatto ambientale.

Utilizzo in situ delle terre e delle rocce da scavo provenienti dall'area di Macchiareddu

La realizzazione del metanodotto nell'area di Macchiareddu comporta un'ingente movimentazione di terra (di cui però non vengono esplicitati i quantitativi) certamente soggetta a fenomeni di inquinamento e l'intercettazione di falde contaminate: non a caso è previsto un piano di caratterizzazione ad hoc denominato RE-PDC-001-r_1.

Risulta, inoltre, che nell'ambito del suddetto piano siano già stati effettuati dei campionamenti di terre e acque di falda nel corso della campagna dell'aprile 2018. Ma i dati delle indagini non sono disponibili tra i documenti finora depositati (incluse le recenti integrazioni). Si richiede, dunque, la pubblicazione delle analisi effettuate nell'ambito del Piano di caratterizzazione proposto dalla Snam (così come aggiornato dal documento RE-PDC-001-r1) al fine di garantire l'accesso pubblico ad informazioni ambientali rilevanti e utili per una reale valutazione dell'impatto ambientale e sanitario dell'opera.

Per quanto riguarda le operazioni di realizzazione del metanodotto, si fa, innanzitutto, notare che in nessun documento è possibile rintracciare una valutazione degli impatti cumulativi del progetto ovvero la valutazione degli effetti potenziati e sinergici tra interventi, opere ed infrastrutture localizzate sul territorio, specie nell'area di Macchiareddu inclusa nel Sito d'interesse nazionale.

L'impatto cumulativo è l'insieme degli impatti causati non solo dall'impianto di progetto, ma anche degli impatti – anche pregressi - determinati dalle altre opere, infrastrutture e impianti, esistenti e di progetto, che influenzano o possono influenzare l'ambito in cui è previsto il progetto – di tutte le matrici (acqua, aria, suolo) .

La valutazione degli impatti cumulativi è resa cogente dal DLgs n. 4/2008 “Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152”, recante norme in materia ambientale.

Coerentemente a questo quadro, si ritiene necessaria un'analisi particolareggiata sulla dispersione in atmosfera di polveri determinata dalla movimentazione delle terre, un attento esame sul fenomeno della lisciviazione in falda, uno studio sul comportamento della falda intercettata al fine di valutare eventuali effetti sulla circolazione idrica sotterranea originaria dovuti all'interferenza dei

18 Occorre anche notare che la questione sanitaria è ricompresa, sussunta – perché determinante – nell'individuazione del S.I.N. Appare dunque illogica la previsione secondo cui, all'interno di un S.I.N., è possibile riutilizzare terre e rocce da scavo che presentino valori superiori alle CSC e inferiori alle CSR.

lavori con il contesto al contorno¹⁹. Ad esempio, non è da escludere l'infiltrazione e la possibile contaminazione di acquiferi sotterranei in precedenza protetti o la miscelazione di terre contaminate con l'acqua di falda o, ancora, la miscelazione dell'acqua di falda con quella proveniente da altri acquiferi.

L'inquadramento di Macchiareddu all'interno di un S.I.N., un sito, dunque, rispetto al quale la bonifica vengono indicate come prioritarie, suggerisce dunque una particolare attenzione rispetto alle operazioni di movimentazione delle terre e delle rocce da scavo, ma anche rispetto alla classifica di rifiuto o materiale di riporto e alla destinazione da dare alle terre e rocce da scavo prodotte nelle operazioni di realizzazione della trincea (o delle operazioni trenchless) in cui alloggiare la condotta.

È evidente che la classificazione del materiale escavato potrà avvenire solo in seguito alle indagini effettuate – di cui si richiede la divulgazione (a tal proposito si fa presente la necessità di infittire la rete di campionamento per le indagini preliminari). Tuttavia, in questa sede si vogliono discutere i principi della normativa in base alla quale vengono fissati la classifica del materiale estratto e il suo eventuale riutilizzo.

Gli argomenti qui proposti sono dunque rilevanti in relazione al Piano di utilizzo delle terre e delle rocce da scavo e, specificamente, alla proposta del Piano di caratterizzazione dell'area di Macchiareddu.

Per quanto riguarda l'utilizzo delle terre e delle rocce da scavo movimentate nel corso della realizzazione dell'opera, nel documento RE-PDU-001-r_0 la proponente cita, quali riferimenti normativi, il D.Lgs.152/2006 e s.m.i. *Norme in materia ambientale*; il D.P.R. del 13.06.17 n.120 "Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164", la Legge 9 agosto 2013, n.98 - *Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 21 giugno 2013 n.69, recante disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia* (Decreto del Fare).

Nella parte dello stesso documento dedicata all'utilizzo delle terre e delle rocce da scavo nell'area S.I.N – vale a dire all'interno della zona di Macchiareddu – la proponente si riferisce esplicitamente all'art. 34 della L. 164/2014 (“Sblocca Italia”) - le cui indicazioni rilevanti per il caso qui analizzato consistono:

1) nella previsione di opere lineari - a condizione che non pregiudichino gli interventi di bonifica – anche in aree non caratterizzate, come nel caso in esame;

2) nella disciplina delle attività di scavo, che devono essere effettuate con le precauzioni necessarie a non aumentare i livelli di inquinamento delle matrici ambientali interessate e, in particolare, delle acque sotterranee;

3) nello stabilire che il riutilizzo in situ dei materiali prodotti dagli scavi è sempre consentito se ne è garantita la conformità alle concentrazioni soglia di contaminazione/valori di fondo;

4) nella previsione che i terreni non conformi alle concentrazioni soglia di contaminazione/valori di fondo, ma inferiori alle concentrazioni soglia di rischio, possono essere riutilizzati in situ con le seguenti prescrizioni:

- le concentrazioni soglia di rischio, all'esito dell'analisi di rischio, sono preventivamente approvate dall'autorità ordinariamente competente, mediante convocazione di apposita conferenza di servizi. I terreni conformi alle concentrazioni soglia di rischio sono riutilizzati nella medesima area assoggettata all'analisi di rischio;

¹⁹ Si veda, ad esempio, il caso dell' interazione con la falda dell'area Syndial (cfr pag. 28 RE-CI-002-R_0).

- qualora ai fini del calcolo delle concentrazioni soglia di rischio non sia stato preso in considerazione il percorso di lisciviazione in falda, l'utilizzo dei terreni scavati è consentito solo se nell'area di riutilizzo sono attivi sistemi di barrieramento fisico o idraulico di cui siano comprovate l'efficienza e l'efficacia.

La disposizione di legge relativa all'ultimo punto qui citato e, cioè, alla possibilità di utilizzare in situ terre e rocce da scavo che presentino inquinanti in quantità superiori alle CSC ma inferiori alle CSR appare, oltretutto in contrasto con le norme che informano l'istituzione dei S.i.n, contraddittoria rispetto ad altre previsioni di legge.

Si prenda, ad esempio, l'articolo 24 comma 1 del Titolo IV – Terre e rocce da scavo escluse dall'ambito di applicazione della disciplina sui rifiuti del DPR 120/2017, recante la disciplina dell'utilizzo nel sito di produzione delle terre e rocce escluse dalla disciplina rifiuti, un insieme di disposizioni, dunque, che fissano i presupposti logici dell'atto.

Tale disposizione prevede che ai fini dell'esclusione dall'ambito di applicazione della disciplina dei rifiuti, le terre e rocce da scavo devono essere conformi ai requisiti di cui all'articolo 185, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e, in particolare, devono essere utilizzate nel sito di produzione.

La disposizione del comma 1 lettera c del d.lgs 152/2006, che recita: “Non rientrano nel campo di applicazione della parte quarta del presente decreto il suolo non contaminato e altro materiale allo stato naturale escavato nel corso di attività di costruzione, ove sia certo che esso verrà riutilizzato a fini di costruzione allo stato naturale e nello stesso sito in cui è stato escavato”, difficilmente può applicarsi al caso in esame. Vale a dire che le terre e le rocce escavate a Macchiareddu, dove è alta la probabilità di contaminazione, difficilmente potranno essere classificate come non rifiuti.

Il carattere generale della disposizione contenuta nell'art. 24 del DPR 120/2017 è dimostrato anche dal Capo I – Disposizioni Comuni all'art. 4 comma 3 dello stesso DPR che stabilisce che le matrici materiali di riporto sono sottoposte al test di cessione affinché venga dimostrata la non contaminazione delle terre e delle rocce da scavo.

Coerentemente, l'allegato 4 del DPR. stabilisce che il rispetto dei requisiti di qualità ambientale di cui all'articolo 184-bis, comma 1, lettera d), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotti, è garantito quando il contenuto di sostanze inquinanti all'interno delle terre e rocce da scavo, comprendenti anche gli additivi utilizzati per lo scavo, sia inferiore alle Concentrazioni Soglia di Contaminazione (CSC), di cui alle colonne A e B, Tabella 1, Allegato 5, al Titolo V, della Parte IV, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, con riferimento alla specifica destinazione d'uso urbanistica, o ai valori di fondo naturali.

Si può notare, dunque, anche alla luce di quanto affermato dal DPR 120, che la contaminazione è determinata dal superamento delle CSC previste dalle colonne A e B, Tabella 1, Allegato 5, al Titolo V, della Parte IV, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e che tali superamenti qualificano le terre e rocce da scavo come rifiuti che devono essere gestiti diversamente dall'ipotesi di un suo immediato riutilizzo in situ.

In effetti tale previsione viene rafforzata anche dall'Allegato 4 del medesimo DPR nella parte in cui si afferma che le terre e rocce da scavo così come definite ai sensi del presente decreto sono utilizzabili per reinterri, riempimenti, rimodellazioni, miglioramenti fondiari o viari oppure per altre forme di ripristini e miglioramenti ambientali, per rilevati, per sottofondi e, nel corso di processi di produzione industriale, in sostituzione dei materiali di cava:

- se la concentrazione di inquinanti rientra nei limiti di cui alla colonna A, in qualsiasi sito a prescindere dalla sua destinazione;
- se la concentrazione di inquinanti è compresa fra i limiti di cui alle colonne A e B, in siti a

destinazione produttiva (commerciale e industriale).

Da notare che il riferimento alla destinazione produttiva industriale è particolarmente pregnante in questo caso, anche alla luce del fatto che non c'è S.I.N che non ricada in aree industriali (e questa è un'altra ragione per cui appare insensato operare una distinzione tra terre che presentano CSC in eccesso non riutilizzabili al di fuori dei S.I.N e terre che superano le CSC ma non le CSR che possono, invece, essere riutilizzate all'interno del S.I.N).

Una volta che il legislatore ha disposto questo quadro le disposizioni dell'articolo 26, nella misura in cui

richiamano le disposizioni della l. 164/2014, vale a dire la possibilità di riutilizzo all'interno dei S.I.N di terre e rocce da scavo contaminate ma non eccedenti le CSR appare illogica, non consequenziale e non motivata. La ratio che ispira questa previsione appare incomprensibile e, anzi, pare in aperto contrasto sia con il quadro generale dello stesso DPR 120/2017 (illogicità e non consequenzialità interna al testo di legge) sia con gli obiettivi di riduzione del carico ambientale in vista della tutela del diritto costituzionale alla salute che devono essere perseguiti all'interno del S.I.N.

A sostegno della tesi qui presentata si cita anche l'articolo 3 del D.l 25 gennaio n°2 che, all'articolo 3 comma 2 stabilisce che “Fatti salvi gli accordi di programma per la bonifica sottoscritti prima della data di entrata in vigore della presente disposizione che rispettano le norme in materia di bonifica vigenti al tempo della sottoscrizione, ai fini dell'applicazione dell'articolo 185, comma 1, lettere b) e c), del decreto legislativo n. 152 del 2006, le matrici materiali di riporto devono essere sottoposte a test di cessione effettuato sui materiali granulari ai sensi dell'articolo 9 del decreto del Ministro dell'ambiente 5 febbraio 1998, pubblicato nel supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale 16 aprile 1998, n. 88, ai fini delle metodiche da utilizzare per escludere rischi di contaminazione delle acque sotterranee e, ove conformi ai limiti del test di cessione, devono rispettare quanto previsto dalla legislazione vigente in materia di bonifica dei siti contaminati”.

Coerentemente, all'articolo 3 viene precisato che: “ Le matrici materiali di riporto che non siano risultate conformi ai limiti del test di cessione sono fonti di contaminazione e come tali devono essere rimosse o devono essere rese conformi ai limiti del test di cessione tramite operazioni di trattamento che rimuovano i contaminanti o devono essere sottoposte a messa in sicurezza permanente utilizzando le migliori tecniche disponibili e a costi sostenibili che consentano di utilizzare l'area secondo la destinazione urbanistica senza rischi per la salute”. Al comma 3bis si specifica, inoltre, che “gli oneri derivanti dai commi 2 e 3 sono posti integralmente a carico dei soggetti richiedenti le verifiche ivi previste”

Ugualmente, la Circolare del Ministero dell'Ambiente relativi ai chiarimenti sulla disciplina delle matrici materiali di riporto emessa dalla Direzione Generale per i rifiuti e l'inquinamento del 10-11-2017 (Prot. 0015786 10-11-2017) conclude così la rassegna degli atti normativi vagliati per fornire un chiarimento sull'utilizzo delle terre e rocce da scavo: “ nel caso le matrici materiali di riporto rispettino la conformità alle concentrazioni soglia di contaminazione/valori di fondo, e pertanto non risultino essere contaminate, è sempre consentito il riutilizzo in situ. Nel caso in cui nelle matrici materiali di riporto sia presente una fonte di contaminazione è necessario procedere alla eliminazione di tale fonte di contaminazione e non dell'intera matrice materiale di riporto prima di poter riutilizzare *in situ* il materiale di riporto stesso”.

5. OPERAZIONI TRENCHLESS

Tanto nei documenti integrati di recente quanto negli studi depositati in passato, la proponente fa riferimento all'utilizzo di fanghi e/o miscele bentonitiche per la realizzazione delle operazioni

trenchless/no dig, ma non vengono fornite informazioni di dettaglio utili a comprendere la composizione di tali fanghi/miscele. Ad esempio, non sembrano disponibili informazioni sulle molecole contenute all'interno dei fluidi di perforazione. Ragion per cui si richiede la pubblicazione dell'elenco dei CAS Number (Chemical Abstract System Number) dei fanghi che la proponente intende utilizzare al fine di attribuire ad ogni sostanza la propria Scheda di sicurezza Material Safety Data Sheet, anche questa assente, e poter così effettuare una corretta e completa valutazione dell'impatto ambientale associato alle operazioni trenchless.

A proposito del riutilizzo in sito del materiale prodotto dalle operazioni trenchless, nella proposta di Piano di utilizzo delle Terre e rocce da scavo la proponente dichiara che verrà gestito come rifiuto.

Si può concordare con questa opzione, tuttavia rimane inalterato il problema relativo ai fanghi – eventualmente additivati – che vengono utilizzati nell'ambito delle operazioni trenchless. A tal proposito si rammenta che sulla base del Regolamento europeo n. 1272/2008, l'allegato IV del DPR 120/2017 prevede che “Qualora per consentire le operazioni di scavo sia previsto l'utilizzo di additivi che contengono sostanze inquinanti non comprese nella citata tabella, il soggetto proponente fornisce all'Istituto Superiore di Sanità (ISS) e all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) la documentazione tecnica necessaria a valutare il rispetto dei requisiti di qualità ambientale di cui all'articolo 4. Per verificare che siano garantiti i requisiti di protezione della salute dell'uomo e dell'ambiente, ISS e ISPRA prendono in considerazione il contenuto negli additivi delle sostanze classificate pericolose ai sensi del regolamento (CE) n. 1272/2008, relativo alla classificazione, etichettatura ed imballaggio delle sostanze e delle miscele (CLP), al fine di appurare che tale contenuto sia inferiore al «valore soglia» di cui all'articolo 11 del citato regolamento per i siti ad uso verde pubblico, privato e residenziale e al «limite di concentrazione» di cui all'articolo 10 del medesimo regolamento per i siti ad uso commerciale e industriale. L'ISS si esprime entro 60 giorni dal ricevimento della documentazione, previo parere dell'ISPRA. Il parere dell'Istituto Superiore di Sanità è allegato al piano di utilizzo”.

In altri termini, la disposizione di legge qui citata stabilisce che l'utilizzo di fanghi additivati venga valutato ex ante da ISS e ISPRA e che tali valutazioni vengano allegate al Piano di utilizzo delle Terre e Rocce da Scavo, dunque direttamente in fase di Valutazione d'impatto ambientale.

In ogni caso, si fa presente che il ricorso alle operazioni trenchless appare massivo.

Come disciplinato dal D.M. “Norme Tecniche per le costruzioni” del 2008 e del 2018 (quest'ultimo recepito dalle Prassi di riferimento UNI/PdR 26.2:2017 26.3:2017), la realizzazione di opere in sotterraneo, categoria alla quale risultano ascritte le tecniche Trenchless-No dig, si rende necessaria la redazione di un Piano di indagini preliminare propedeutico a valutare l'utilizzo della tecnologia per ognuna delle operazioni proposte, vale a dire una documentazione di dettaglio ottenuta attraverso indagini dirette e indirette, in situ e in laboratorio, riguardanti non solo l'asse di trivellazione ma l'intero intorno significativo, che includa sondaggi a carotaggio continuo, prove penetrometriche, indagini geofisiche, caratterizzazione geotecnica e accurate indagini sulla falda (che non sono presenti nella documentazione depositata). Tra gli aspetti di carattere ambientale da tenere in considerazione, si ricorda il rischio della contaminazione dei corpi idrici dovuta al passaggio dei fanghi di perforazione nelle vie d'uscita preferenziali intercettate nel corso delle operazioni Trenchless-No Dig.

In generale, si fa notare che l'elevato coinvolgimento delle matrici ambientali (suolo e acque sotterranee) tutelate dagli artt. 53 e seguenti, artt. 74 e 76 e, ancora artt. 103, 104 e 108 del D.lgs 152/2006 rende necessario la produzione della documentazione di cui sopra già nel corso della progettazione definitiva depositata in sede di V.i.a. In caso contrario, non è possibile effettuare una corretta valutazione della reale possibilità d'impiego delle tecnologie trenchless e dell'impatto ambientale ad esse connesso.

6. ASSETTO IDROGEOLOGICO

Già il Ministero dell'Ambiente ha ravvisato la necessità di sovrapporre il tracciato del metanodotto con le aree soggette a rischio idrogeologico identificate dal PAI-PGRA, richiedendo una specifica integrazione documentale alla proponente. La documentazione recentemente depositata mostra, innanzitutto, un amplissimo coinvolgimento di zone caratterizzate da assetto idrogeologico precario, vale a dire di aree a cui è già stato attribuito una classe di pericolosità media, elevata o molto elevata.

La dimostrazione tangibile la si ha osservando i documenti della serie PG-PAI recentemente integrati dalla proponente. Il risultato a cui si perviene nell'osservare queste carte è che non esiste pressoché un singolo caso (tra linea principale e derivazioni) in cui non si preveda l'attraversamento di aree ritenute pericolose.

A tal proposito si fa presente che il Capo II del Titolo III delle NTA del PAI, all'art. 27, tenderebbe ad escludere nelle aree caratterizzate da forte pericolosità idraulica la costruzione ex novo di infrastrutture lineari come i metanodotti qui proposti a meno che (lettera g art.27) non vengano dichiarate essenziali e non altrimenti localizzabili.

Ora, per quanto risulti difficile comprendere quali siano le ragioni che dovrebbero indurre le autorità competenti a dichiarare essenziale una simile infrastruttura (cfr paragrafo “Criticità programmatiche” delle osservazioni qui proposte), anche in virtù del fatto che l'adduzione del gas non si rivolge al soddisfacimento di necessità ritenute meritevoli di tutela²⁰, si deve ammettere la possibilità che ciò avvenga (in forza di una scelta che è, dunque, squisitamente politica).

Tale scelta, presenterebbe, in ogni caso un *vulnus* rispetto alle finalità perseguite dal PAI e dagli altri strumenti che mirano a garantire l'assetto idrogeologico (PSFF, PGRA e simili). Queste finalità appaiono, innanzitutto, connesse alla tutela del diritto - costituzionalmente garantito - alla salute e, pertanto, all'incolumità, della popolazione.

In sintesi, si può ben ritenere che questi strumenti abbiano la funzione di garantire nel territorio della Regione Sardegna adeguati livelli di sicurezza di fronte al verificarsi di eventi idrogeologici e di tutelare le attività umane, i beni economici ed il patrimonio ambientale e culturale esposti a potenziali danni. Allo stesso modo si può ritenere che la funzione di questo insieme di strumenti sia quella di impedire l'aumento delle situazioni di pericolo e delle condizioni di rischio idrogeologico esistenti alla data di approvazione del piano. Parimenti, simili piani evitano la creazione di nuove situazioni di rischio attraverso prescrizioni finalizzate a prevenire gli effetti negativi delle attività antropiche sull'equilibrio idrogeologico dato, rendendo compatibili gli usi attuali o programmati del territorio e delle risorse con le situazioni di pericolosità idraulica e da frana individuate dal piano. E naturalmente, simili strumenti creano la base informativa indispensabile per le politiche e le iniziative regionali in materia di delocalizzazioni e di verifiche tecniche da condurre sul rischio specifico esistente a carico di infrastrutture, impianti o insediamenti.

Simili parole riecheggiano senz'altro con maggiore eco di fronte ai fatti verificatisi tra ottobre e novembre 2018 ovvero in relazione ai gravi incidenti causati dai potenti eventi meteorologici in quelle aree della Sardegna meridionale in cui strade e case sono state costruite senza tener conto della pericolosità idraulica dei territori.

Il richiamo ai recenti fatti di cronaca – che hanno tragicamente coinvolto anche la Sardegna lo scorso 10 ottobre – appare tutt'altro che immotivato.

Il Documento conclusivo del Tavolo Tecnico Stato-regioni relativo agli “Indirizzi operativi per l'attuazione della Direttiva 2007/60 relativa alla valutazione ed alla gestione dei rischi da alluvioni

²⁰ Cfr. sentenza della Corte Cass., Sez. II, 25 gennaio 1992, n. 820; Corte Cost., ordinanza 17 luglio 2002 n. 357 e, più recente, sentenza 11563 del 6 giugno 2016 Corte di Cass., Civile, Sez.2

con riferimento alla predisposizione delle mappe della pericolosità e del rischio incluso nella Relazione sulle Mappe di Pericolosità e Rischio Idraulico del PGRA della Regione Sardegna” offre in tal senso un fecondo spunto di riflessione. Tali indirizzi operativi, infatti, applicano ai metanodotti una classe di danno potenziale molto elevato.

Ora, per effetto degli eventi intensi da cui la Sardegna è stata colpita nel passato recente (una serie tale da rimettere in discussione i parametri normalmente utilizzati per il calcolo dei tempi di ritorno di piene e alluvioni, che devono dunque essere accorciati), dell'elevato numero di aree caratterizzate da pericolosità e rischio idraulico coinvolte dal passaggio del metanodotto, dell'elevato numero di attraversamenti dei corsi d'acqua (115 in tutto stando ai dati contenuti nel documento RE-AMB-002 – REV 1), - molti dei quali inclusi nelle aree caratterizzate da forte pericolosità idraulica-, della presenza di numerosi PIDI/PIL in aree a pericolosità idraulica HI4 e HI2 appare evidente che il progetto di metanodotto è tanto problematico da risultare irricevibile in virtù del principio di precauzione.

A tal riguardo si fa notare che nella lunga relazione RE-PAI-001 integrata di recente dalla proponente non si trova traccia una stima dell'analisi degli elementi esposti, della vulnerabilità e del danno potenziale in presenza di un tratto di metanodotto colpito da eventi intensi.

Nell'ambito di questo quadro, colpisce, inoltre, che il Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino Regionale della Sardegna guidato dal presidente della Regione e da quattro assessori della giunta (tutti presenti in quella riunione), nella riunione dello scorso 27 febbraio, abbiano modificato il comma 2 dell'articoli 21 delle N.T.A del PAI rimuovendo l'obbligo dello studio di compatibilità idraulica per gli attraversamenti fluviali in sub-alveo, come specificato anche dalla proponente.

Si tratta di un aspetto preoccupante, perché, come detto, sono numerosi i corsi d'acqua caratterizzati da elevata pericolosità idraulica in cui il potenziale scalzamento dell'alveo è solo leggermente superiore alle profondità di interrimento della condotta dichiarate dalla proponente. In un caso, quello del Riu Leni il potenziale scalzamento è addirittura inferiore.

Insomma, una serie di criticità permangono rispetto al quadro idrogeologico, aggravate dall'alluvione verificatasi il 10 ottobre 2018 in occasione di straordinarie precipitazioni e dell'esondazione del Rio Santa Lucia (interessato da un attraversamento a cielo aperto). Un evento che è andato al di là delle previsioni delle precipitazioni prese in considerazione dai periodi di ritorno dell'attuale Pai. Il fatto dimostra che, al momento non si è in grado di valutare adeguatamente le conseguenze di eventi di tale intensità, almeno fino a quando non verranno affinati e validati metodi statistici e probabilistici di calcolo. Ragion per cui il principio di precauzione induce a respingere un'infrastruttura come quella del metanodotto qui in oggetto (che va ad intersecare le aree colpite dal recente evento alluvionale), anche in virtù del fatto che la condotta trasporta una sostanza pericolosa capace di arrecare gravi danni alla salute in caso di incidenti.

Infine, a proposito della sovrapposizione del tracciato del metanodotto con le aree a rischio idrogeologico indicate dal PAI-PGRA, si nota che occorrerebbe un'ulteriore ricognizione tesa a verificare se gli strumenti urbanistici dei vari comuni interessati da tali attraversamenti

abbiano adeguato la pianificazione al PAI: se così non fosse il dato utilizzato per la valutazione delle aree a pericolosità idraulica non è attendibile, poiché le aree perimetrate nel PAI non raggiungono una scala di dettaglio valida per la pianificazione a scala comunale, e tanto meno per l'infrastruttura energetica in programma con opere connesse. Inoltre, sempre dalla relazione in oggetto, non si esplicita l'avvenuto accertamento dello stato dei luoghi tramite sopralluoghi sul campo per ciascun fosso intercettato o intercettabile lungo lo sviluppo del tracciato: i dati riportati sono stati censiti solamente attraverso una ricognizione cartografica.

Dalla tabella sinottica delle modalità d'intervento, inoltre, si evince che la modalità tecnica scelta

per attraversare i fossi sono scavi a cielo aperto, ma non risultano rilevamenti sito specifici che diano conto degli aspetti collegati alla dinamica delle circolazione idrica: i fossi rappresentano spesso la sede privilegiata di transito delle acque fluenti superficiali, costituendo parte del reticolo minore idrografico che assolve al deflusso idrico, soprattutto in coincidenza di eventi meteorologici notevoli, di forte intensità e concentrati in un tempo limitato, come quelli che sempre più spesso avvengono nel territorio d'interesse.

Per quanto riguarda l'attraversamento dei corsi d'acqua, c'è un ulteriore elemento critico che non viene esaminato, ovvero le misure prese per evitare l'aggravio di corrosione a carico delle tubazioni in pressione, fenomeno che contribuisce al 24% delle rotture sui metanodotti (per i quali, ricordiamo, le rotture attese sono di circa 0,16 eventi/ anno ogni 1000 km). Facciamo presente che in Sardegna il problema di prossimità di acque circolanti si ha anche nei pressi delle condotte idriche, delle quali è noto l'elevato tasso di dispersione. Sulla pericolosità della crisi dei materiali, con la conseguente produzione di rotture di estensione plurimetrica, si veda un breve studio recente, appreso menzionato, che compendia in sintesi alcuni dati derivanti da studi internazionali, dal quale si evince tra l'altro come sarebbe meglio rivedere al rialzo le distanze di sicurezza dalle condotte di metano: lo studio, che parte dall'esame di un caso di rottura del 2015 in Veneto, è intitolato "*Analisi della rottura di una tubazione di metano di prima specie: analisi delle cause e misure migliorative introdotte*" (Pilo F., Micele N., Guidotti M., Faotto R., Ziron M.)

Se ne riporta uno stralcio:

Il DM 17 aprile 2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8 bar prevede che le distanze di sicurezza da rispettare nei confronti di luoghi con elevata concentrazione di persone non superino comunque i 100 metri (valore massimo indipendente dalle condizioni di posa della tubazione); ne consegue che gli scenari ammessi sulle linee, in caso di eventi quali flash-fire o UVCE, non dovrebbero dar luogo a scenari con distanze maggiori di 100 metri con valori di irraggiamento superiori a 3 Kw/m² o valori di sovrappressione superiori a 0,03 bar.

L'analisi degli eventi accaduti sul territorio nazionale nei quali si sono sviluppati flash-fire a seguito di rotture catastrofiche della linea, mettono in evidenza aree di danno maggiori.

L'analisi tramite codice ALOHA evidenzia valori di 3 kW/m² ad una distanza di circa 350-400 metri dal punto di rilascio almeno nella prima fase dell'evento. In tali condizioni la rottura di linee in ambienti urbani, o aree elevata densità di popolazione può diventare critica".

A tal proposito evidenziamo che il tracciato del metanodotto in progetto risulta prossimo ad aree popolate o trafficate e in fondi agricoli privati con presenza di aziende e civili abitazioni.

7. STUDIO IDROGEOLOGICO DELL'INTERAZIONE DELLE OPERE IN PROGETTO CON LE ACQUE SOTTERRANEE E SUPERFICIALI E CENSIMENTO DI POZZI E SORGENTI IN PROSSIMITÀ DEI TRACCIATI

Lo studio (RE-CI-002-r0) si compone di una relazione descrittiva e delle Schede censimento pozzi presentati in seguito alla richiesta di integrazioni prot. DVA-0010093, del 02.05.2018, trasmessa dalla Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Lo scopo dello studio dovrebbe essere quello della ricostruzione della circolazione idrica sotterranea e delle caratteristiche degli acquiferi attraversati o interessati dal passaggio del metanodotto, comprendendo l'esecuzione della trincea – da posizionare, secondo i dati di progetto di massima, tra gli 1,8 e i 2,3 m da piano campagna, - atta ad ospitare la condotta o gasdotto; deve

inoltre prevedere gli attraversamenti stradali e fluviali (diversi dei quali da effettuare in sotterraneo).

Si rileva inoltre che, in premessa nella relazione, la proponente evidenzia l'impatto minimale dell'opera sull'assetto idrogeologico d'insieme, visto il suo prevalente sviluppo lineare: discordiamo completamente su tale punto, a tal proposito si ponga l'attenzione sul fatto che l'estensione dell'infrastruttura in progetto (che a ben guardare attraversa un'intera regione, benché artificialmente si voglia considerare l'opera divisa nei due diversi progetti del Tratto Nord e del Tratto Centro-Sud), seziona il territorio in senso longitudinale e trasversale con varie diramazioni, che vanno o a sommarsi con altre infrastrutture lineari esistenti, intaccando territori intatti dove si introducono discontinuità di natura stratigrafica e idrogeologica (comprendendo nel temine aspetti di circolazione superficiale e sotterranea delle acque); nella fattispecie, anche considerando il solo progetto relativo al tratto Sud, per la sua continuità non può che essere assimilata ad un'opera ad alta interferenza territoriale, che impone vincoli fisici al territorio, modificandone gli assetti, con

inevitabili conseguenze sulla circolazione delle acque superficiali e profonde, che dovranno trovare nel tempo nuovi equilibri e nuovi assetti, ovvero producendo impatti proporzionali alle dimensioni dell'opera.

In generale le opere a sviluppo lineare, specialmente quando trattasi di tratte chilometriche, tendono a interrompere la continuità e la disposizione dei terreni in sito. L'inserimento di una condotta implica prima lo scavo in trincea e poi il rinterro, con la giustapposizione dei terreni prima escavati, cosa quanto mai artificiosa che rende difficilmente raggiungibile un sostanziale ritorno all'assetto originario; ad ogni buon conto non si ripristina la circolazione idrica originaria, interferendo con il contesto geolitologico e idrogeologico al contorno, da considerarsi attentamente nei suoi impatti.

In sintesi, la tesi del "moderato impatto" perché opera lineare e posta a scarsa profondità dal p.c. (che di fatto potrà essere contraddetta in fase esecutiva, non essendo state eseguite indagini geognostiche alla scala di progetto, ma rimandate se ritenute necessarie), non può essere accettata: infatti la modesta profondità va collegata con l'importante estensione longitudinale dell'opera, che in qualche modo rappresenterà una soglia, un ostacolo alla originaria circolazione e all'infiltrazione delle acque, che alimentano i vari acquiferi naturali, mentre nelle zone in origine poco permeabili, si favorirà l'infiltrazione e la possibile contaminazione di acquiferi sotterranei in precedenza protetti. Va da sé che questi elementi, se ci si trova in condizioni sature, pongono condizioni più sfavorevoli anche in considerazione della presenza di acquiferi permeabili per porosità e per fratturazione, come quelli identificati nello studio, quindi non si può non considerare l'instaurarsi di nuove vie preferenziali di infiltrazione e scorrimento delle acque.

Segue una trattazione basata su una modellizzazione idrogeologica che tende a ricostruire la circolazione del flusso idrico in sotterraneo, attraverso dati di letteratura e strumenti di pianificazione regionale, con l'ausilio anche del censimento di pozzi. A tal proposito per la ricostruzione della circolazione idrica sotterranea si sono censiti i pozzi e sorgenti, dei quali sono stati riportati i dati in apposite schede nelle quali però, non si fa riferimento alla modalità di acquisizione del dato o meglio della situazione al contorno, che ci dà la misura dell'affidabilità dello stesso: si riportano dati quali la profondità, la soggiacenza e il livello piezometrico come dati statici e non influenzati da stagionalità o da sfruttamento, producendo da questi dati ulteriori valutazioni, senza però fare nessun cenno all'oscillazione del livello piezometrico, ossia al range spazio-temporale nel quale possiamo considerare saturo e/o insaturo lo spessore di terreni o rocce interessati dall'intervento e le conseguenti interferenze. Infatti la soggiacenza restituisce

l'indicazione statica del livello della falda da bocca-pozzo poi riportato al p.c. nel momento della misurazione con freatometro: risulta fondamentale per ogni punto di captazione censito, sapere se il livello misurato rappresenta il pozzo in condizioni statiche oppure dinamiche, ossia non si sottolinea ad esempio se è stata fatta richiesta al proprietario del pozzo di sospendere l'uso per almeno 48 ore, in modo da riportare un dato più attendibile e aderente alla realtà, tanto meno risulta nei dati alcun cenno di riferimento alle quantità prelevate, essendo per la maggiore pozzi produttivi e sfruttati per

usi agricolo e civili, il tutto per avere misure attendibili e affidabili. Queste operazioni di rilievo andrebbero ripetute e ritenute valide, se circoscritte a misurazioni fatte nell'anno idrologico, affinché le stime siano attendibili.

Ad ogni modo viene a mancare uno dei dati d'interesse per le interferenze con l'opera, cioè proprio l'oscillazione della falda (dato che discende da misurazioni eseguite al minimo nell'arco di un anno idrologico), quindi quanto la stessa risalga rispetto alla soggiacenza misurata e al piano campagna. Questo aspetto non è di secondaria importanza poiché incide nella valutazione dello strato insaturo e saturo lungo i vari tratti interessati dalla trincea che dovrebbe ospitare la condotta. Poiché la modellazione idrogeologica è basata sui dati inseriti, dal carattere carente dei dati o dalla loro inattendibilità discende a nostro parere una carenza o, altrimenti, inattendibilità della modellazione stessa.

Poiché la modellazione idrogeologica è basata sui dati inseriti, dal carattere carente dei dati o dalla loro inattendibilità discende a nostro parere una carenza o, altrimenti, inattendibilità della modellazione stessa. Proseguiamo con la disamina di carenze o inattendibilità dei dati riportati

Dall'esame delle Schede dei pozzi riportati, si rileva che diversi pozzi (PO-101-71; PO-101-72; PO-101-86; PO-101-89; PO-101-90; PO-101-92; 101-108) posti in prossimità e sul tracciato d'intervento risultano privi di dati, con la dicitura nella nota riportante "chiuso": a tal proposito sarebbe necessario specificare se s'intende chiuso con chiusura mineraria, oppure per impossibilità di accesso ma con pozzo in uso, infatti a seconda delle circostanze rappresentate muta il contesto d'interferenza con l'opera, vista anche la prossimità o coincidenza di tracciato, inoltre della maggior parte dei pozzi anche trivellati non è nota la profondità, né le caratteristiche costruttive, isolamenti, solitamente contenuti nei progetti di massima allegati alle autorizzazioni.

8. CRITICITÀ PAESAGGISTICHE

In primo luogo, si fa notare che, anche in seguito alle modifiche al tracciato apportate dalla proponente, la realizzazione del metanodotto confligge con un numero incredibilmente elevato di strumenti di tutela paesaggistica, come si evince dai documenti PG-SN-101-r1 e PG-SR-101-r1 recentemente integrati.

Nel paragrafo dedicato ai SIC/ZPS/ZSC si è già richiamato il PPR. Qui, nel continuare la disamina dell'intervento alla luce di quanto prescritto dal Piano Paesaggistico Regionale, ci si limita a notare che nelle aree naturali e subnaturali individuate dal piano, aree che includono anche i sistemi fluviali e le relative formazioni ripariali e zone con formazioni steppiche ad ampelodesma (cfr. art. 22 NTA PPR) - vale a dire ecosistemi ampiamente coinvolti dal tracciato del metanodotto -, è fatto divieto (art.23) di qualunque nuovo intervento edilizio o di modificazione del suolo ed ogni altro intervento, uso od attività, suscettibile di pregiudicare la struttura, la stabilità o la funzionalità ecosistemica o la fruibilità paesaggistica.

Tale principio conservazionistico viene confermato anche per le aree seminaturali (cfr. art. 26), che includono anche praterie di pianura e montane secondarie, fiumi e torrenti e formazioni ripariali parzialmente modificate, zone umide costiere parzialmente modificate. In modo particolare (cfr. art. 27) nei sistemi fluviali e delle fasce latitanti comprensive delle formazioni riparie sono vietati interventi che comportino la cementificazione degli alvei e delle sponde e l'eliminazione della vegetazione ripariale.

In particolare, nelle zone boschive delle aree seminaturali (zone coinvolte dal progetto in esame), il comma 2 dell'art. 26 (Aree Seminaturali – Prescrizioni) vieta:

a) gli interventi di modificazione del suolo, salvo quelli eventualmente necessari per guidare l'evoluzione di popolamenti di nuova formazione, ad esclusione di quelli necessari per migliorare l'habitat della fauna selvatica protetta e particolarmente protetta, ai sensi della L.R. n. 23/1998;

b) ogni nuova edificazione, ad eccezione di interventi di recupero e riqualificazione senza aumento di superficie coperta e cambiamenti volumetrici sul patrimonio edilizio esistente, funzionali agli interventi programmati ai fini su esposti;

c) gli interventi infrastrutturali (viabilità, elettrodotti, infrastrutture idrauliche, ecc.), che comportino alterazioni permanenti alla copertura forestale, rischi di incendio o di inquinamento, con le sole eccezioni degli interventi strettamente necessari per gestione forestale e la difesa del suolo;

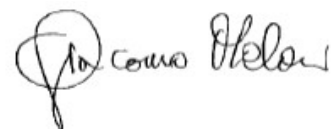
Ancora: per quanto riguarda il tema della tutela paesaggistica si evidenzia il persistere di numerose criticità realtive al D.lgs 42/04 art. 142 (vedi PG-SPP-101-r0) vale a dire di beni paesaggistici tutelati per legge come territori contermini a laghi, fiumi e torrenti e relative fasce di tutela o, ancora, ai sensi del comma 2 dell'articolo 8 delle NTA.

Infine, coerentemente a quanto già espresso dalla Direzione Generale Archeologia Belle Arti e Paesaggio del Mibac, i punti di linea – ovvero tutti gli altri punti fuori terra comunque denominati – che ricadono all'interno delle aree naturali e subnaturali (di cui agli articoli 22, 23, 24 della NTA del Piano paesaggistico regionale) ed aree seminaturali (artt. 25,26,e 27 delle medesime norme) già sottoposte a tutela del PPR ed ove di conseguenza non possono essere realizzati interventi edilizi, devono essere ricollocate al di fuori di esse.

I sottoscritti, Giacomo Meloni, Marco Mameli chiedono che le osservazioni sopra esposte siano motivatamente considerate nell'ambito del procedimento di V.I.A. in argomento, con conseguenti provvedimenti, ai sensi e per gli effetti di cui agli artt.9 e ss. della legge n.241/1990 e s.m.i., 24, comma 4°, del decreto legislativo n.152/2006 e s.m.i. Si richiede altresì comunicazione del responsabile del procedimenti al domicilio eletto ovvero all'indirizzo di posta elettronica certificata; css.sindacatosardo@pec.it e consumatorisardegna@pec.it ai sensi degli artt.7 e ss. della legge n.241/1990 e s.m.i.

Cagliari, lì 24 novembre 2018

Il segretario della CSS
Giacomo Meloni



Il Presidente ACS-Onlus
Marco Mameli

