

C.a.p.s.a

Comitato azione protezione sostenibilità ambientale per il Nord Ovest della Sardegna

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 3676) Metanizzazione della Sardegna – Tratto Nord –
Osservazioni ai sensi dell'art. 24 comma 3 del D.Lgs 152/06**

L'intervento “Metanizzazione della Sardegna – Tratto Centro Nord” 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) si rivela **carente, quando non inficiato da criticità di natura procedurale, programmatica e progettuale.**

Nell'inviare queste osservazioni, si fa presente che ne seguiranno, a breve, delle altre. Le ragioni di questo frazionamento risiedono nella consistenza delle integrazioni attualmente oggetto di verifica e nei tempi eccessivamente ridotti per la produzione di osservazioni da parte del pubblico. L'effetto congiunto di tempi ridotti e mole documentale è quello di limitare l'accesso ad un pubblico composto da cittadini che producono osservazioni in maniera volontaristica.

1. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Inadeguatezza del Quadro programmatico rispetto agli indirizzi internazionali in materia di sostenibilità ambientale

Il Quadro di riferimento programmatico elaborato dalla proponente SNAM per dimostrare l'adeguatezza del metanodotto rispetto agli indirizzi internazionali e nazionali in materia di sostenibilità ambientale è datato e incompleto. Si cita, infatti, l'Agenda XXI, documento programmatico sullo sviluppo sostenibile scaturito dalla conferenza Onu su "Ambiente e Sviluppo" tenutasi a Lisbona nel 1992 e il Piano nazionale per lo sviluppo sostenibile in attuazione dell'Agenda XXI del 1993. A pag. 17 dello Studio d'Impatto Ambientale si fa, inoltre, riferimento alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici del 1992, le cui indicazioni verranno adottate dall'Italia con la legge n°15 del 1994; segue 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. 20, dove si osserva un riferimento alla Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013, peraltro oggi superata dalla nuova SEN approvata a fine 2017.

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.

A proposito delle politiche orientate al contenimento delle temperature, l'Ipcc (International Government Panel on Climate Change) ha in seguito precisato che, 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.

Le indicazioni emerse nel corso della Cop 21 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 carbone¹ e a circa il 27% rispetto all'olio combustibile² per unità di energia termica prodotta) è del tutto insufficiente al raggiungimento degli obiettivi stabiliti dall'Accordo di Parigi, peraltro raggiungibili solo attraverso una maggiore diffusione degli impianti da Fonti rinnovabili. Ne consegue che l'utilizzo del metano (al pari degli altri combustibili fossili) non dovrebbe essere in alcun modo promosso.

Il metano come acceleratore del riscaldamento globale

Oltre all'emissione della Co2, il metano pone altri seri problemi. Quando lo si analizza in qualità di gas climalterante, va ricordata la sua elevata capacità di trattenere la radiazione infrarossa, maggiore di 25 volte maggiore rispetto a quella dell'anidride carbonica. 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.

1 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 *Ibidem*

Un progetto fuori dal tempo

La metanizzazione della Sardegna si rivela operazione miope anche per un'altra ragione. La stessa Strategia Energetica Nazionale approvata nel novembre del 2017, pur riservando ampio spazio all'arrivo del metano in Sardegna, precisa che l'abbandono dei combustibili fossili – metano compreso – dovrà essere completato all'80% nel 2050 e, cioè, tra poco più di trent'anni.

Assenza dell'Opzione Zero

Procedendo sul piano programmatico, occorre evidenziare che la proponente non ha sviluppato la cosiddetta “Opzione zero”. Tale carenza, già oggetto di un rilievo da parte degli enti valutatori nell'ambito della richiesta di integrazioni (cfr. SPC-LA-E_83016_r0), continua a persistere. In altri termini, la proponente non solo non ha prodotto i contenuti minimi previsti dalla procedura di VIA (cfr. L. 152/2006), ma tale carenza perdura anche in seguito al deposito dei documenti integrativi recentemente depositati. La proponente risulta, quindi, inadempiente.

Stima del fabbisogno sovradimensionata

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, ritenuta non esaustiva dagli stessi enti coinvolti nella valutazione dell'intervento (cfr. SPC-LA-E_83016_r0).

La proponente risponde alle osservazioni sostenendo che l'intervento è coerente con quanto previsto dalla SEN e dal Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (Pears). Ma una valutazione dell'Analisi Costi-benefici presentata a pag. 30 del SIA - analisi a cui risulta associata anche una stima del fabbisogno sardo di metano – fa emergere più di una perplessità.

Scrive 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 depositi costieri). Le recenti autorizzazioni ottenute da Edison e Higas per la realizzazione di due depositi costieri di GNL presso il Porto Industriale di Oristano - capaci di movimentare oltre 550 milioni di metri cubi di gas nel corso dell'anno (una quantità, cioè, già sufficiente a soddisfare il fabbisogno di metano della Sardegna – secondo le stime del Pears e della S.E.N. 2017) rendono, dunque, l'opera proposta dalla Snam ridondante e inutile, anche alla luce del fatto che non è dato sapere quanti cittadini sardi intendano sottoscrivere un contratto per la fornitura di gas metano.

Lo scarso interesse dei sardi verso il gas di città – laddove è disponibile – lascia immaginare un'accoglienza fredda verso il metano.

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 e di fallimento futuro per il metanodotto.

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. 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 ambito³, appare quantomeno azzardato. 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 resta, allora, che riferirsi alle previsioni del consumo di gas effettuate dalla Regione Sardegna nell'ambito della Proposta Tecnica del Pears per i diversi ambiti di utilizzo considerati dalla Snam (civile + terziario, industria + termoelettrico e autotrazione). 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), 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 581 Mmc. E c'è da 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

³ 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.

previsione mediana, quella chiamata “Sviluppo”, che prevede un fabbisogno di 430 Mmc.

Per quanto riguarda i consumi domestici, si fa notare che una stima effettuata sui dati resi pubblici dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) e citati dalla SEN, anche i consumi previsti dal PEARS appaiono oltremodo sovradimensionati.

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 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.

In definitiva, la stima del fabbisogno elaborata dalla Snam è inficiata da a) mancata analisi della trasformazione qualitativa dei consumi domestici e industriali;⁴ 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.

4 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/>)

Il metanodotto non abatterà i costi dell'energia termica

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

Scrive 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.

Stando a quanto affermato dalla proponente, non c'è alcuna certezza su quale sarà il prezzo del gas praticato in Sardegna. Ma è del tutto chiaro che la redditività dell'investimento può essere garantita solo (a) da un maggior prezzo del gas per gli utenti sardi o (b) da una compensazione dei maggiori costi sostenuta dal sistema gas nazionale.

Posto che, stante questa situazione di incertezza, l'analisi costi-benefici – elemento di massima importanza per la valutazione del progetto - risulta del tutto inadeguata, è comunque utile riferirsi a quei passaggi Pears in cui si esplicita il problema dei maggiori costi.

Nel valutare l'ipotesi “Rigassificatori – metanodotto (dorsale interna sarda)”, la Regione precisa che “il prezzo della materia prima GNL, subito a monte del rigassificatore,

dovrà essere tale da garantire per l'utenza un prezzo finale competitivo che sarà, però, per una certa quota regolato dall'Autorità mediante le tariffe di rigassificazione, trasporto e distribuzione" (pag. 275 della Proposta Tecnica).

L'approvvigionamento dai depositi costieri di GNL pone, dunque, una serie di problemi rispetto al prezzo, perché non è definita la catena che lo fissa. "In particolare – scrive la Regione - la parte regolata dall'Autorità allo stato delle norme sarebbe solo quella relativa al servizio di distribuzione finale".

Il problema è noto anche agli operatori del settore. Non a caso, secondo notizie diffuse 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 italiano⁵. 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 sovracosto scaricato su terzi.

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: "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

⁵ <http://www.sardiniapost.it/politica/metanizzazione-dellisola-pigliaru-prospettiva-sempre-piu-concreta/>

sull'infrastruttura”.

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: al tempo, il prezzo di un Smc era pari a 70,70 centesimi, mentre oggi è a 78,28, in seguito al rincaro dell'8,2% di questa estate.

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 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).

1.2 MACROSETTORE ELETTRICITÀ

A pag. 32 del SIA la Snam fa riferimento all'utilizzo del gas per la produzione di energia elettrica.

Posto che l'impiego di questo combustibile non è auspicabile, ci sono anche ragioni di carattere economico che rendono non conveniente la combustione del gas per la produzione di energia elettrica. In ogni caso, un'eventuale riconversione a metano non ha ragioni 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. Dunque, anziché pensare a sostituire il carbone e gli altri combustibili fossili con il metano, la Sardegna può e deve iniziare a costruirsi un futuro energetico sostenibile attraverso le rinnovabili.

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 tratta di una distorsione spesso diffusa ad arte per avvallare ogni nuova iniziativa in campo energetico - si ritiene che la storica assenza del metano abbia dato luogo ad un maggiore costo dell'energia. In primo luogo, bisogna quindi ricordare che gli utenti sardi del sistema elettrico pagano l'energia allo stesso prezzo degli altri utenti del territorio italiano, come stabilito dal D.lgs 79/99 (P.U.N. Prezzo Unico Nazionale).

Anzi, per effetto di una maggiore presenza nel mix energetico sardo di rinnovabili e carbone, l'energia prodotta in Sardegna è addirittura più conveniente di quella prodotta nella Penisola, 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). L'ipotesi di Terna si è rivelata corretta, 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 italiano.^{6 7}

L'effetto rialzista del metano sul prezzo dell'energia

Per quanto riguarda, invece, il costo del kWh, è noto l'effetto ribassista delle rinnovabili sul prezzo dell'energia, visto questi impianti non presentano costi di approvvigionamento per il combustibile e vantano un costo marginale tendente allo zero.

L'affermazione è verificabile attraverso i report mensili elaborati dal GME. Ora, per quanto il P.U.N 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 sul prezzo dell'energia è tale che è

⁶ 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 dimostrare l'esistenza di prezzi dell'energia più elevati in Sardegna.

⁷ 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.

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 sardi nell'ambito di MGP, MI e MSD) ha presentato valori superiori rispetto ai prezzi zonali delle altre aree, risultando inferiore solo a quello della Sicilia.

Tali valori possono essere spiegati col fatto che fino a pochi anni fa il sistema elettrico sardo è sempre stato 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.

Questo oligopolio ha comportato - e 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)⁸.

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

⁸ 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.

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 alla riconversione a metano del parco termoelettrico sardo.

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 (impattante) combustibile.

Enel e Eph 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.

Sardegna come riserva di energia per il Continente

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 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 ancora nel 2016 il 74% dell'energia netta prodotta (pari a 8,5 Twh) 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.

L'analisi di questi dati porta, dunque, a dire che la Sardegna potrebbe già oggi licenziare circa 700 Mw di potenza da termoelettrico. La dismissione della potenza termoelettrica installata potrebbe essere addirittura maggiore se il cavo SAPEI venisse utilizzato per la stabilizzazione della rete.

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. 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 nell'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).

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 scenari.⁹ 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).

⁹ **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 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 SaPel 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 (si veda il confronto in Fig. 13.6). Questa condizione libera capacità di trasporto sull'interconnessione elettrica con la penisola, rilassando i vincoli sulla capacità produttiva installabile.

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 enfatizza 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%. Ma anche nel caso in cui dovesse essere superiore, come nel secondo scenario, è sempre possibile sostituire i gruppi a metano con sistemi di accumulo, come previsto dalla SEN 2017.

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 della Sardegna 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, la metà esatta di quella attuale.

Le analisi della Proposta 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.

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.

2. CRITICITÀ PROCEDURALI

Salami slicing - Impossibilità di valutare gli impatti cumulativi

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 costante¹⁰ che dalla Direttiva Europea 52/2014 (vds. punto 5 lettera E dell'Allegato IV).

Mancata attivazione della 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

¹⁰ 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

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:

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).

Interferenze con altre opere – infrastrutture presenti lungo il tracciato

Un'altra 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.

3. CRITICITÀ PROGETTUALI

3.1 IMPATTI SOCIO-ECONOMICI

Il Progetto definitivo “Programma di metanizzazione della Sardegna – Tratto Nord” redatto da Saipem per la committente Snam non fornisce una reale valutazione degli impatti sociali ed economici determinati dalla realizzazione del metanodotto Centro-Nord.

Danni ai comparti d'eccellenza del settore primario

Un primo grave pregiudizio deriva dal fatto che, nel progettare il tracciato, i progettisti cercano di “interessare, ove possibile, le zone a destinazione agricola, evitando l'attraversamento di aree comprese in piani di sviluppo urbanistico e/o industriale (doc. SPC LA-E-83010), vale a dire la principale fonte di sostentamento per le comunità sarde dell'interno.

Nonostante le migliorie apportate con il nuovo tracciato, il metanodotto e le sue diramazioni intercetteranno decine di uliveti, vigneti, seminativi e aree destinate al pascolo.

Si fa notare che, durante l'apertura dell'area di passaggio e la predisposizione dell'area di lavoro (quest'ultima si sviluppa in larghezza per 24 metri (vedi LA – E – 83010_r0) lungo tutto il tratto del metanodotto da 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 previsto l'eradicazione e il reimpianto. Si fa anche notare che, mentre esiste una stima delle piante da abbattere nei boschi e nelle aree assimilate, non è 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 socioeconomico causato dal metanodotto in due settori (produzione olearia e vitivinicola) di fondamentale importanza per l'economia sarda.

La realizzazione del metanodotto potrebbe 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, si segnalano le affermazioni contraddittorie della proponente a proposito

delle opere di irrigazione. A pag. 25 del documento LA-E-83009 la proponente sostiene che “nelle aree agricole sarà garantita la continuità delle opere di irrigazione”, mentre a pag. 247 del doc. LA-E-83010 si legge che “Nelle aree agricole, le opere di miglioramento fondiario eventualmente presenti, ad esempio gli impianti fissi di irrigazione e i fossi di drenaggio, provvisoriamente danneggiate durante le fasi di cantiere, verranno completamente ripristinate una volta terminato il lavoro di posa della condotta”.

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 (LB-D-94705) e alla Carta dell'Uso del Suolo (LB-D-83210_TP_UsoSuolo_r1), i 341,52 Km di percorrenza degli 11 metanodotti elencati nella Tabella 1/A del Progetto definitivo 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 proiettantisi 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 ablatorio¹¹, mancata corresponsione delle somme dovute)¹², 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

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

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

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?

In entrambi i casi, com'è chiaro, c'è una perdita di valore del patrimonio immobiliare dei proprietari terrieri.

3.2 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 carezza 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 (vedi LA –

¹³ Sono già noti casi di agricoltori che hanno realizzato impianti di irrigazione con fondi pubblici (Piano di Sviluppo Rurale) a cui l'opera di miglioramento fondiario verrà distrutto.

E – 83010_r0) 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 (vedi elaborato LB-D-83210_Uso del suolo), la previsione dell'allargamento delle fasce di lavoro è tanto frequente da invalidare la norma.

Lungo gli oltre 300 km di percorrenza degli 11 metanodotti, secondo le stime della proponente, verranno movimentati 4 milioni di mc di terre e rocce da scavo (vedi Tab. 4.5/A doc. LA – E – 83010_r0). È, dunque, pacifico stimare la quantità di *top soil* movimentato in centinaia di migliaia di mc per un quantitativo totale di oltre 1 milione 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 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 “*spash*” 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. "Contestualmente all'apertura dell'area di passaggio sarà eseguito, ove presente, la salvaguardia dello strato unico superficiale che, accantonato con adeguata protezione al margine della fascia di lavoro, sarà riposizionato nella sede originaria durante la fase dei ripristini", si legge a pag 159 dello Studio d'impatto ambientale (vedi LA – E – 83010_r0). "Tale operazione – si legge a pag. 47 del Progetto Definitivo (LA – E – 83009 r_0) sarà eseguita in modo da evitare la miscelazione del materiale di risulta con lo strato humico accantonato, nella fase di apertura dell'area di passaggio.

È, dunque, del tutto chiaro che le problematiche connesse al *top soil* sono state del tutto ignorate dalla proponente.

Entomofauna

Nel documento "Annesso C, Piano di monitoraggio ambientale", non vi è 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 dal presunto piano di monitoraggio; 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* (doc **LA-E-83009**, a pagina 91), si legge: “Per avere maggiori garanzie di attecchimento si usa, generalmente, materiale allevato in fitocella e proveniente da vivai prossimi alla zona di lavori”. 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?

3.3 IDROGEOLOGIA

Nello Studio Idrogeologico dell’interazione delle opere in progetto con le acque sotterranee e superficiali e censimento di pozzi e sorgenti in prossimità dei tracciati (doc. SPC-LA-E-83025_r0) emergono numerose criticità. Di seguito si riportano alcune delle più significative

Pz011 - Pozzo agricolo sito nel comune di Semestene. Distanza dal tracciato 9,90m. Profondità non specificata. In Vulcaniti Terziarie a permeabilità potenzialmente medio bassa con sistemi di fatturazione marcati. *Per quanto attualmente chiuso e di profondità non specificata nella relazione, il sistema di fatturazione marcata di queste formazioni geologiche potrebbe presentare dei rischi di contaminazione durante i lavori di scavo considerata la vicinanza al tracciato.* (rif: pagina 21)

Pz027 - Pozzo agricolo sito nel comune di Ittiri. Distanza dal tracciato 21,80m. Profondità 2,35m. In Vulcaniti Terziarie a permeabilità potenzialmente medio bassa con sistemi di fatturazione marcati. *I potenziali rischi di contaminazione durante gli scavi sono in questo caso dovuti al fatto che questo pozzo ha una profondità molto ridotta che potrebbe indicare un affioramento della falda acquifera nell’area.* (rif: pagina 37)

Pz031 - Pozzo agricolo sito nel comune di Uri. Distanza dal tracciato 9,60m. Profondità non specificata. In Unità detritico carbonati oligo-miocenica inferiore. *Potenziale interferenza durante gli scavi a causa della vicinanza al tracciato e alla permeabilità dei depositi.* (rif: pagina 41)

Pz033 - Pozzo agricolo sito nel comune di Uri. Distanza dal tracciato 9,90m. Profondità non specificata. In Unità delle alluvioni plio-quadernarie a permeabilità da medio bassa a medio alta a seconda della granulometria dei sedimenti. *Potenziale interferenza durante gli scavi a causa della vicinanza al tracciato e alla permeabilità dei depositi.* (rif: pagina 43)

Punti di intercettazione del tracciato tratto Nord con sorgenti:

Sg010 - Sorgente a uso agricolo sita nel comune di Mara, Località Bonu Ighinu. Distanza dal tracciato 9,90m. In Vulcaniti Terziarie a permeabilità potenzialmente medio bassa con sistemi di fatturazione marcati. *La vicinanza della sorgente al tracciato nonché il sistema di fatturazione marcata di queste formazioni geologiche potrebbe presentare dei rischi di contaminazione durante i lavori di scavo.* (rif: pagina 49)

Sg013 - Sorgente a utilizzo pubblico sita nel comune di Ittiri, Località Fontana puttos de Lindone. Distanza dal tracciato 27,78m. In Vulcaniti Terziarie a permeabilità potenzialmente medio bassa con sistemi di fatturazione marcati. *La vicinanza della sorgente al tracciato nonché il sistema di fatturazione marcata di queste formazioni geologiche potrebbe presentare dei rischi di contaminazione durante i lavori di scavo, rischi da evitare soprattutto per il suo utilizzo pubblico.* (rif: pagina 52)

Sg014 - Sorgente a utilizzo agricolo ad affioramento in superficie sita nel comune di Ittiri, Località Giundali. Distanza dal tracciato 60,36m. In Unità detritico carbonati oligo-miocenica inferiore. *Nonostante la distanza dal tracciato la natura affiorante di questa sorgente e la permeabilità di questa formazione potrebbe presentare dei rischi di contaminazione durante i lavori di scavo* (rif: pagina 53)

Sg015 - Sorgente a utilizzo agricolo ad affioramento in superficie sita nel comune di Ittiri, Località Sa Gapida. Distanza dal tracciato 25,41m. In Vulcaniti Terziarie a permeabilità potenzialmente medio bassa con sistemi di fatturazione marcati. *Il sistema di fatturazione marcata di queste formazioni geologiche potrebbe presentare dei rischi di contaminazione durante i lavori di scavo.* (rif: pagina 54)

Nonostante si affermi nello studio di impatto ambientale (FILE SPC. LA-E-83010, pg. 580 e 581) che

“per mitigare gli impatti derivanti dall’interferenza dell’opera con la falda freatica saranno adottate misure da stabilire di volta in volta (.....) tra le quali il) tempestivo confinamento delle fratture beanti e realizzazioni di vincoli impermeabili per il ripristino degli esistenti limiti di permeabilità, qualora si verificano emergenze idriche”

e che:

“l’impatto dell’opera sulla componente ambiente idrico si può stimare (...) da trascurabile a basso”

nel Quadro Programmatico (File QRProgrammatico_5663000-RT-0046_r1, pg. 59 e successive) nelle Tabelle ove si riporta la corrispondenza tra le Fasce Fluviali individuate dal PSFF e le aree a Pericolosità Idraulica (...) nella sola Provincia di Sassari ben 236m di percorrenza del tracciato ricadono in fasce fluviali a PERICOLOSITA' MOLTO ELEVATA (Hi4) con Tempo di Ritorno tra i 2 e i 50 anni; 4m in fasce fluviali a PERICOLOSITA' MEDIA (Hi2) con Tempo di Ritorno di 200 anni; e 6822m in in fasce fluviali a PERICOLOSITA' MODERATA (Hi1) con Tempo di Ritorno di 500 anni.

Quindi, in conclusione, se anche nella relazione sull’impatto ambientale dell’opera si tende a sminuire la pericolosità del progetto e il suo potenziale impatto sull’assetto idrogeologico, altrove si ascrive una pericolosità molto elevata per alcuni tratti, e nonostante questo *“si conferma che la presenza delle aree a pericolosità idraulica lungo il tracciato non pregiudica la fattibilità dell’opera”* (cit. pg. 61, ultimo paragrafo) cadendo in contraddizione.

3.4 OPERAZIONI TRENCHLESS

Le informazioni relative all'utilizzo di fanghi bentonitici fornite dalla proponente nell'ambito del documento SPC_LA-E-83016-r0_1, recentemente depositato, appaiono contraddittorie.

Ad esempio, a pag. 30 si legge che “i tratti di posa *trenchless* saranno eseguiti con l’utilizzo esclusivamente di bentonite”, mentre a pagina 60, a proposito delle fasi di lavorazione della Trivellazione orizzontale controllata, si specifica che “viene utilizzato un fango di perforazione generalmente costituito da miscele bentonitiche”, rendendo evidente

che in alcuni casi è previsto l'utilizzo di un fluido diverso da quello utilizzato di solito. Tale affermazione lascia, dunque, immaginare che in alcune lavorazioni *trenchless* si intenda far ricorso a fanghi bentonitici additivati.

Poiché la documentazione depositata non fornisce informazioni sulle molecole contenute all'interno dei fluidi di perforazione, 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 nella documentazione integrata, al fine di una corretta e completa valutazione dell'impatto ambientale associato alle operazioni *trenchless*.

Alla luce di quanto affermato dalla proponente nei documenti integrativi SPC_LA-E 83017_r0 e SPC_LA-E-83021 rev.1, il ricorso alle tecniche *trenchless* è cresciuto rispetto alle previsioni originarie. In totale, si contano oltre 100 operazioni tra Trivellazioni orizzontali controllate (TOC), Spingitubo e *Microtunneling*.

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 e 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 (del tutto assenti nel documento SPC_LA-E 83025_r0). 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 connesse.

La documentazione depositata non si rivela dunque sufficiente.

3.5 CRITICITÀ PAESAGGISTICHE

Come già messo in evidenza dalla Direzione Generale Archeologia Belle Arti e Paesaggio del MIBAC, i cosiddetti “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 e 24 delle Norme Tecniche di Attuazione 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.

Eppure, nonostante la sottolineatura della Direzione, 12 strutture (tra Punti di Linea e Punti d'intercettazione) sono ancora comprese all'interno delle aree tutelate dal PPR e, pertanto, incompatibili con quanto disciplinato dallo strumento di pianificazione paesaggistica.

Si fa anche notare che all'articolo 26 delle sopracitate Norme, il PPR, oltre a vietare interventi edilizi, fa divieto 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, fatti salvi gli interventi di modificazione atti al miglioramento della struttura e del funzionamento degli ecosistemi interessati, dello status di conservazione delle risorse naturali biotiche e abiotiche, e delle condizioni in atto e alla mitigazione dei fattori di rischio e di degrado.

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 la gestione forestale e la difesa del suolo;

d) rimboschimenti con specie esotiche

La lettera C del comma secondo dell'articolo 25 della Norme Tecniche di Attuazione non lascia, dunque, adito a dubbi circa l'incompatibilità dell'opera proposta con il PPR.

Si fa, inoltre, notare che il comma primo, lettera a dell'articolo 23, nella misura in cui “vieta 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”, indica che il metanodotto si rivela incompatibile anche con le aree naturali e subnaturali tutelate dal PPR.

Non solo, infatti, il metanodotto comporta un'alterazione del suolo, ma anche un ingente taglio di alberi.

3.6 USI CIVICI

È altamente probabile che l'elenco delle terre destinate ad uso civico (integrato dalla proponente con i documenti “Elenco particelle Terre civiche Nazionale” ed “Elenco particelle Terre civiche Regionale”) sia incompleto e, pertanto, inadeguato.

Tale elenco, infatti, risulta compilato sulla base dei dati provenienti dall'Inventario generale delle Terre civiche redatto sulla base di quanto disposto dall'art 6 della L.R. 14.03.1994 n. 12, che stabilisce che l'Assessorato Regionale dell'Agricoltura debba provvedere a formare l'inventario generale delle terre civiche libere da occupazioni esistenti nella Regione, articolato per comuni.

Ma finora l'inventario ha riguardato solo 236 comuni sui 377 comuni sardi.

L'inventario, dunque, è ancora incompleto, nonostante il recente impulso al completamento della ricognizione da parte di Argea (Agenzia Regionale per il sostegno all'agricoltura), che ha di recente (fine maggio 2018, in seguito, cioè, al deposito della documentazione integrativa da parte della proponente) accertato la presenza di terre destinate ad uso in alcuni comuni interessati dalla realizzazione dell'opera.

Pertanto si richiede una nuova verifica per l'accertamento di terreni destinati ad uso civico nei comuni di Abbasanta, Cossoine, Loiri Porto San Paolo, Mara, Mores, Norbello, Olbia, Olmedo, Romana e Suni.

Si ricorda che l'inventario generale delle terre civiche costituisce, ai sensi dell'art. 7 della L.R. n. 12/1994, il documento ufficiale per la programmazione degli interventi di utilizzazione, recupero e valorizzazione dei terreni ad uso civico.

Com'è noto, gli usi civici sono in generale diritti spettanti a una collettività definiti **inalienabili** (art. 12 della legge n. 1766/1927), **inusucapibili** ed **imprescrittibili** (artt. 2 e 9 della legge n. 1766/1927).

Seppure l'ablazione e gli atti che incidono sul godimento degli usi civici da parte della collettività sia dalla L.R. 12/1994 ("ogni atto di disposizione che comporti ablazione o che comunque incida su diritti di uso civico può essere adottato dalla pubblica amministrazione competente soltanto verso corrispettivo di un indennizzo da corrispondere alla collettività titolare del diritto medesimo e destinato ad opere permanenti di interesse pubblico generale), occorre ricordare che:

a) tali aree, per costante giurisprudenza, non possono essere oggetto di espropriazione per pubblica utilità e che eventuali interventi in tali aree devono essere autorizzati e attuati nel rigoroso rispetto della normativa vigente (LR 12/94 e ss.mm.ii.), come già messo in evidenza dall'Assessorato all'Agricoltura nell'ambito della richiesta di integrazioni indirizzata alla proponente (cfr. SPC-LA-E 83016_r0).

b) che, come recita la LR 12/94, gli atti di disposizione che operino un mutamento di destinazione, l'alienazione o la sclassificazione – sembrano essere queste le ipotesi in campo – possono essere emessi solo in presenza di opere permanenti di interesse pubblico generale.

In sintesi, non è possibile comprendere quale percorso la proponente intenda attivare per usufruire dei terreni destinati ad uso civico: se, cioè, avvalersi della procedura ablatoria oppure di un atto di disposizione di diversa natura.

La prima ipotesi sembra non incontrare il gradimento della Regione, che verrebbe a ritrovarsi nella posizione dei governanti sabaudi al tempo dell'Editto delle Chiudende – la differenza sta nel fatto che oggi si avallerebbe un *land grabbing* di tipo energetico.

Nel secondo caso, invece, occorre dimostrare se l'opera possa essere definita di pubblico interesse.

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 la gestione forestale e la difesa del suolo;

d) rimboschimenti con specie esotiche

La lettera C del comma secondo dell'articolo 25 della Norme Tecniche di Attuazione non lascia, dunque, adito a dubbi circa l'incompatibilità dell'opera proposta con il PPR.

Si fa, inoltre, notare che il comma primo, lettera a dell'articolo 23, nella misura in cui “vieta 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”, indica che il metanodotto si rivela incompatibile anche con le aree naturali e subnaturali tutelate dal PPR.

Non solo, infatti, il metanodotto comporta un'alterazione del suolo, ma anche un ingente taglio di alberi.

3.6 USI CIVICI

È altamente probabile che l'elenco delle terre destinate ad uso civico (integrato dalla proponente con i documenti “Elenco particelle Terre civiche Nazionale” ed “Elenco particelle Terre civiche Regionale”) sia incompleto e, pertanto, inadeguato.

Tale elenco, infatti, risulta compilato sulla base dei dati provenienti dall'Inventario generale delle Terre civiche redatto sulla base di quanto disposto dall'art 6 della L.R. 14.03.1994 n. 12, che stabilisce che l'Assessorato Regionale dell'Agricoltura debba provvedere a formare l'inventario generale delle terre civiche libere da occupazioni esistenti nella Regione, articolato per comuni.

Ma finora l'inventario ha riguardato solo 236 comuni sui 377 comuni sardi.

L'inventario, dunque, è ancora incompleto, nonostante il recente impulso al completamento della ricognizione da parte di Argea (Agenzia Regionale per il sostegno all'agricoltura), che ha di recente (fine maggio 2018, in seguito, cioè, al deposito della documentazione integrativa da parte della proponente) accertato la presenza di terre destinate ad uso in alcuni comuni interessati dalla realizzazione dell'opera.

Pertanto si richiede una nuova verifica per l'accertamento di terreni destinati ad uso civico nei comuni di Abbasanta, Cossuine, Loiri Porto San Paolo, Mara, Mores, Norbello, Olbia, Olmedo, Romana e Suni.

Si ricorda che l'inventario generale delle terre civiche costituisce, ai sensi dell'art. 7 della L.R. n. 12/1994, il documento ufficiale per la programmazione degli interventi di utilizzazione, recupero e valorizzazione dei terreni ad uso civico.

Com'è noto, gli usi civici sono in generale diritti spettanti a una collettività definiti **inalienabili** (art. 12 della legge n. 1766/1927), **inusucapibili** ed **imprescrittibili** (artt. 2 e 9 della legge n. 1766/1927).

Seppure l'ablazione e gli atti che incidono sul godimento degli usi civici da parte della collettività sia dalla L.R. 12/1994 ("ogni atto di disposizione che comporti ablazione o che comunque incida su diritti di uso civico può essere adottato dalla pubblica amministrazione competente soltanto verso corrispettivo di un indennizzo da corrispondere alla collettività titolare del diritto medesimo e destinato ad opere permanenti di interesse pubblico generale), occorre ricordare che:

- a) tali aree, per costante giurisprudenza, non possono essere oggetto di espropriazione per pubblica utilità e che eventuali interventi in tali aree devono essere autorizzati e attuati nel rigoroso rispetto della normativa vigente (LR 12/94 e ss.mm.ii.), come già messo in evidenza dall'Assessorato all'Agricoltura nell'ambito della richiesta di integrazioni indirizzata alla proponente (cfr. SPC-LA-E 83016_r0).
- b) che, come recita la LR 12/94, gli atti di disposizione che operino un mutamento di destinazione, l'alienazione o la sclassificazione – sembrano essere queste le ipotesi in campo – possono essere emessi solo in presenza di opere permanenti di interesse pubblico generale.

In sintesi, non è possibile comprendere quale percorso la proponente intenda attivare per usufruire dei terreni destinati ad uso civico: se, cioè, avvalersi della procedura ablatoria oppure di un atto di disposizione di diversa natura.

La prima ipotesi sembra non incontrare il gradimento della Regione, che verrebbe a ritrovarsi nella posizione dei governanti sabaudi al tempo dell'Editto delle Chiudende – la differenza sta nel fatto che oggi si avallerebbe un *land grabbing* di tipo energetico.

Nel secondo caso, invece, occorre dimostrare se l'opera possa essere definita di pubblico interesse.

Sassari, li 20 Luglio 2018

La Presidente
Paola Carla Pilisio

