



PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DI GAS NATURALE 2018-2027

Documento di controdeduzione alle osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione

Premessa

Il presente documento è stato redatto al fine di rispondere alle osservazioni ricevute dai soggetti interessati, pervenute per tramite dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) a mezzo posta elettronica certificata (PEC) in data 11 aprile 2019, prot. 0009467 con oggetto "Trasmissione osservazioni sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi all'anno 2018", e alla comunicazione ARERA prot. N. 0001726 del 23/01/2019 con oggetto "Modalità operative per la consultazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2018", relative al **Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2018-2027** (di seguito "Piano").

Riferimenti normativi

In data 18 agosto 2015 è entrata in vigore la legge 29 luglio 2015, n. 115 che all'art. 26 modifica quanto previsto all'art. 16 del d.lgs. 93/2011, abrogando di fatto il decreto del Ministero dello sviluppo economico n. 65 firmato il 27 febbraio 2013 e disponendo in particolare che ARERA sottoponga a consultazione il Piano e valuti la coerenza con il piano decennale europeo e che il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) valuti la coerenza con la Strategia Energetica Nazionale (SEN). ARERA inoltre verifica l'attuazione del Piano.

L'ARERA ha recepito quanto disposto dal d. lgs. 93/2011, modificato dalla legge 29 luglio 2015, n. 115 mediante la deliberazione 351/2016/R/Gas e 468/2018/R/Gas che danno disposizioni per la consultazione pubblica e la redazione degli schemi di piano decennale.

Osservazioni ricevute

I soggetti che hanno formulato osservazioni al Piano nell'ambito della consultazione pubblica sono:

- [AIGET](#)
- [ANIGAS](#)
- [EDISON](#)
- [EP Produzione](#)
- [ITALGAS](#)
- [Provincia Autonoma di Trento](#)

Processo di coordinamento con i gestori del sistema di trasporto

Snam Rete Gas è stata incaricata di predisporre il presente documento contenente anche le controdeduzioni formulate dagli altri gestori. A tal fine Snam Rete Gas ha provveduto a richiedere a tutti i gestori del sistema di trasporto le rispettive controdeduzioni e ad includere quanto ricevuto nel presente documento.

Con riferimento al Piano di ITG non sono pervenute osservazioni specifiche. In relazione alle osservazioni di carattere generale, si rimanda alle controdeduzioni di Snam Rete Gas.

Risposte alle osservazioni

In allegato sono riportate nel dettaglio le osservazioni ricevute e le relative controdeduzioni formulate dal gestore di rete interessato.

Allegati

- Allegato 1 – Modulo "SPUNTI PER LE OSSERVAZIONI"
- Allegato 2 - Controdeduzioni alle osservazioni ricevute

ALLEGATO 1 - SPUNTI PER LE OSSERVAZIONI

SPUNTO		RIFERIMENTO
S1.	Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, sul coordinamento tra gestori di trasporto, nonché sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità	Deliberazione 689/2017/R/GAS 468/2018/R/GAS
S2.	Commenti riguardanti la definizione degli scenari di riferimento, le ipotesi utilizzate e la loro correlazione con le ipotesi usate a livello europeo e a livello nazionale nel settore energetico, con particolare riferimento a quelle utilizzate da Terna S.p.a. nei Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale	Regolamento (CE) 715/2019 Regolamento (UE) 347 /2013 Deliberazione 689/2017 /R/GAS Deliberazione 468/2018/R/GAS Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale
S3.	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema gas, con particolare riferimento agli anni 2017-2018, le criticità attuali e il loro ruolo ai fini di orientare le esigenze di sviluppo del sistema gas e di nuove infrastrutture	Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
S4.	Commenti riguardanti le criticità del sistema gas previste in futuro, i flussi di gas attesi e le correlate esigenze di sviluppo del sistema di trasporto del gas	
S5.	Commenti sugli interventi di sviluppo della, Rete Nazionale e della Rete Regionale di Gasdotti rappresentati nei Piani di Sviluppo 2018	
S6.	Commenti riguardanti le opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione contenute nei Piani di Sviluppo 2018 e la valutazione dei possibili impatti sulla rete di trasporto esistente	
S7.	Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti e sulla qualità e la completezza delle informazioni disponibili nei Piani di Sviluppo 2018	
S8.	Commenti sulla qualità e completezza delle informazioni in merito ai costi consuntivati e stimati, relativi sia ai singoli interventi sia all'intero Piano	
S9.	Commenti sugli aspetti metodologici delle analisi costi - benefici contenute nei Piani dei gestori, nonché sulla loro capacità di rappresentare l'efficacia e l'efficienza degli interventi di sviluppo della rete di trasporto e più in generale l'utilità degli investimenti per il sistema gas	
S10.	Commenti sui contenuti e le modalità di consultazione del documento di coordinamento, finalizzato a favorire interventi coordinati di pianificazione e sviluppo delle reti ed evitare duplicazioni di progetti	Deliberazione 468/2018/R/GAS
S11.	Commenti su eventuali necessità di affinamento delle disposizioni per la consultazione dei Piani e dei requisiti per la completezza e trasparenza dei Piani e per la valutazione dell'utilità degli interventi di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS	

ALLEGATO 2 - CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI RICEVUTE

OSSERVAZIONI RICEVUTE DA AIGET

SPUNTO OSSERVAZIONE: S1

OSSERVAZIONE:

- Le modalità di consultazione predisposte prevedono un periodo di tempo complessivamente adeguato a formulare le osservazioni richieste ed il workshop organizzato da SNAM il 13 marzo è stato certamente utile per capire meglio i piani di sviluppo e il metodo proposto per la valutazione dell'Analisi Costi Benefici.
- Riteniamo auspicabile che venga ultimato il processo di coordinamento già avviato tra Snam e Terna al fine di facilitare lo sviluppo di scenari energetici congiunti.

CONTRODEDUZIONI SNAM RETE GAS:

Per quanto riguarda gli scenari di Snam Rete Gas e Terna, in applicazione delle disposizioni dell'Autorità, le due società hanno avviato un processo di coordinamento che condurrà alla definizione di un set di scenari condiviso che verrà recepito, entro il 30 settembre 2019, nel documento relativo agli scenari di domanda del piano decennale di sviluppo 2020-2029.

SPUNTO OSSERVAZIONE: S2

OSSERVAZIONE:

Con riferimento agli scenari individuati nei piani, ci aspetteremmo uno scenario domanda/offerta comune per i tutti i gestori della rete. Ci riferiremmo, ad esempio, alle divergenze tra gli scenari SNAM e SGI sulla previsione della domanda gas. Sarebbe inoltre auspicabile che tali scenari siano coerenti anche con quanto discusso nell'ambito del Piano Energia e Clima che dovrà essere elaborato e formalizzato entro il 2019.

CONTRODEDUZIONI SRG/SGI:

La delibera 468/2018/R/GAS stabilisce che il primo Piano che ne recepisca pienamente il contenuto sia quello del 2020, pertanto i documenti del 2018 riportano le stime elaborate indipendentemente dai vari operatori. Similmente anche i piani decennali del 2019 che saranno indirizzati dai vari operatori ad ARERA e MiSE entro il 31 luglio 2019 riporteranno scenari frutto delle differenti sensibilità dei vari operatori. Come già riportato nel presente documento, il documento relativo agli scenari di domanda elaborato congiuntamente da SNAM e Terna sarà utilizzato per il piano decennale di sviluppo 2020-2029 e, come previsto dalla normativa in vigore sarà pubblicato entro il 30 settembre 2019. Tali scenari terranno in considerazione gli obiettivi discussi all'interno della più recente revisione del Piano Energia e Clima.

SPUNTO OSSERVAZIONE: S4

OSSERVAZIONE:

Riguardo alle future criticità della rete, Snam considera la possibilità di sviluppare ulteriori potenziamenti a sud al fine di prevenire eventuali congestioni del sistema di trasporto in funzione di ulteriori nuovi punti di entrata. A tal riguardo suggeriremmo di citare esplicitamente i progetti del Corridoio Sud, ritenuti peraltro strategici anche dalla SEN, al fine di permettere agli operatori di avere un quadro esaustivo che permetta di valutare la bontà e l'efficacia degli investimenti di Snam.

CONTRODEDUZIONI DI SRG:

Nel piano decennale di sviluppo di Snam Rete Gas sono state riportate tutte le iniziative elette come PCI nella lista del 2017 che hanno una connessione in Italia (cfr. tabella 19 e descrizione a pag. 54) e tutte le iniziative che hanno comunicato i propri dati contestualmente alla raccolta di informazioni tenutasi in ottobre 2017 ai fini della redazione del documento stesso (allegato 4). Snam Rete Gas pertanto, nel definire il proprio piano decennale di sviluppo, ha tenuto conto di un elenco di infrastrutture che comprende e amplia quello strettamente citato all'interno della SEN.

SPUNTO OSSERVAZIONE: S8

OSSERVAZIONE:

Con riferimento al progetto di metanizzazione della Sardegna sviluppato in comune tra SNAM e SGI, evidenzieremo in particolare i seguenti aspetti:

- necessità di chiarimenti sul calcolo dei benefici attesi, in particolare, sui prezzi dei combustibili sostituiti, sulle componenti del costo materia prima della tabella a p.112/113. Sarebbe opportuno chiarire le ipotesi specifiche, perché influenzano molto il risultato dell'analisi costi benefici. Inoltre sarebbe necessario chiarire se il prezzo finale del gas (i.e. 108 €/MWh riportato a p.113) sia riferito al primo anno di esercizio oppure sia quello medio del periodo di analisi.
- per quanto atterrebbe alla valutazione dei costi, ci aspetteremmo più dettagli su alcuni dei costi ipotizzati quali, ad esempio, i costi di allacciamenti relativi ai bacini attraversati dalla dorsale (pari a 11 M€), che sembrerebbero sottostimati

CONTRODEDUZIONI DI SRG/SGI:

Coerentemente alla soluzione di approvvigionamento ipotizzata nel Piano decennale, il prezzo del gas naturale in Sardegna è stato stimato sia per utenze di tipo civile¹ che industriale² a partire dal prezzo del GNL registrato in Spagna a fine 2016, maggiorato degli oneri sostenuti per raggiungere la Sardegna ed essere immesso in rete (reloading, shipping e rigassificazione)³, del margine di commercializzazione⁴, della logistica (trasporto e distribuzione) nonché della fiscalità.

Nella tabella di seguito riportata sono indicati i valori considerati.

dati in €/Mwh	Civile	Industriale
Costo materia prima ⁵	36	36
Costo unitario di trasporto Sardegna	7	4
Costo unitario di distribuzione Sardegna	31	n.a.
Margine di commercializzazione	5	5
Fiscalità (IVA e accise)	30	13
Totale	108	58

In particolare, con riferimento al costo della materia prima, si è utilizzato il prezzo del GNL in Spagna così come rilevato da Bloomberg a dicembre 2016, maggiorato di un margine di commercializzazione ipotizzato pari al 20% per un valore complessivo di 20 €/Mwh. Il costo di reloading è stato determinato sulla base delle tariffe pubblicate da Enagas relativamente al servizio offerto nel Terminale di Barcellona nello stesso periodo, pari a 2 €/Mwh. I costi di shipping sono valutati pari a circa 25 m€/anno⁶ considerando l'utilizzo di tre navi SSLNG di piccola dimensione dedicate all'approvvigionamento dei depositi costieri, per un costo unitario di circa 4 €/Mwh. Con riferimento al costo di stoccaggio e rigassificazione si è assunto un investimento pari a 400m€ indicato dalla SEN come adeguato per la realizzazione dei depositi costieri e di rigassificazione necessari per far fronte ai fabbisogni di domanda cui anche in questo caso è stato applicato

¹ Ipotizzato un utente civile caratterizzato da un consumo di 1.400 m3/anno.

² Ipotizzato un utente industriale medio, definito su un mercato caratterizzato dal 30% degli utenti con consumi > 2,5 milioni di m3/anno e il 70% degli utenti con consumi < 2,5 milioni di m3/anno.

³ Il prezzo è stato determinato nell'ipotesi di alimentazione della rete tramite depositi costieri.

⁴ Il margine di commercializzazione è stato assunto pari al valore indicato dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per un cliente civile con consumo annuo di 1.400 m3.

⁵ Costo all'entrata nella rete di trasporto, valori desunti da dati Bloomberg, Enagas, IGU.

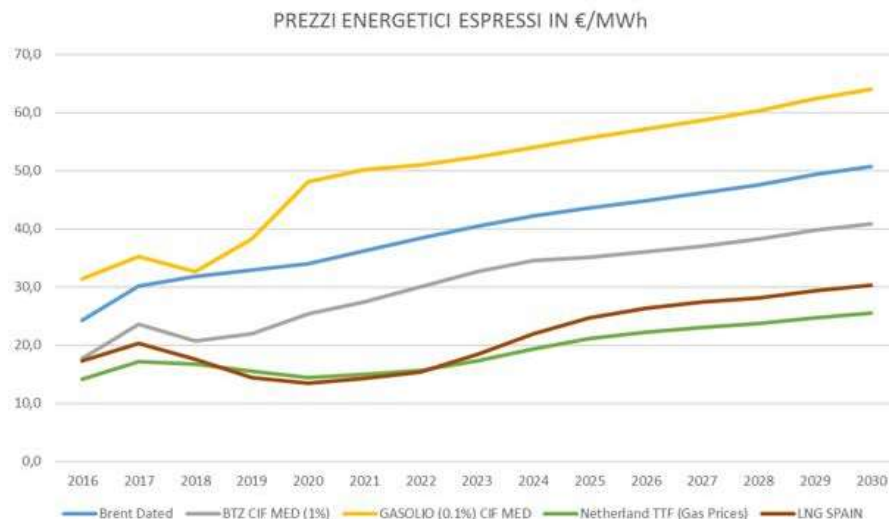
⁶ L'investimento complessivo per le tre navi è stimato in circa 90 m€ da recuperare in un periodo di 25 anni con un IRR del 10%

un rendimento pari a quello per l'attività di shipping, per un valore pari a circa 9 €/Mwh. Ai costi di shipping, stoccaggio e rigassificazione è stata applicata una ulteriore contingency del 10%.

Il costo medio unitario di trasporto è stato determinato considerando i costi del Progetto riportati nella successiva sezione del documento ed ipotizzando che l'infrastruttura sia soggetta a regolazione secondo le disposizioni ad oggi vigenti.

Nel calcolo del prezzo del gas naturale si è ipotizzato che le utenze industriali e termoelettriche non sostengano i relativi oneri di distribuzione, o ove vengano applicati risultino comunque molto limitati in relazione alle fasce di consumo. Per le utenze civili si è invece assunta la tariffa di distribuzione media per l'aria propanata nel comune di Sassari⁷, determinata sulla base del costo medio sostenuto da clienti con consumi tra 121 e 5.000 mc/anno. Tale riferimento è stato assunto anche in relazione alla densità abitativa di tale comune, pari a 64 abitanti/km², comunque inferiore alla densità abitativa media della Sardegna pari a 69 abitanti/km²⁸. È inoltre ragionevole ritenere che scelte di realizzazione delle infrastrutture di distribuzione che tengano conto di criteri di economicità per le aree a bassa densità abitativa abbiano una incidenza trascurabile in termini di volumi complessivi. Si rileva inoltre come il costo stimato dalla SEN per la realizzazione dell'intera rete di distribuzione in Sardegna, pari a 550 m€, porterebbe - ove fosse applicata la regolazione oggi vigente - ad un costo medio unitario di distribuzione inferiore alla metà del valore utilizzato nella presente analisi.

Va inoltre evidenziato come in via cautelativa, ai fini della valutazione si sia ipotizzato di mantenere costanti nel tempo i differenziali di prezzo osservati nel periodo utilizzato ai fini dell'analisi, nonostante le previsioni di mercato formulate da primari istituti di ricerca⁹ evidenzino una crescente competitività del gas naturale rispetto agli altri prodotti petroliferi, come evidenziato dal grafico di seguito riportato.



In attesa che si definisca con maggiore precisione l'ubicazione dei punti di riconsegna che si interconnetteranno all'infrastruttura di trasporto, la stima di costo degli allacciamenti è stata elaborata sulla base delle migliori informazioni disponibili in merito ai tracciati ed alle localizzazioni delle reti di distribuzioni già esistenti o delle quali si prevede la realizzazione, considerando gli interventi necessari a raggiungere i bacini già attraversati dall'infrastruttura principale e che sono quelli cui è associata la domanda gas considerata nell'analisi costi benefici del progetto (circa 660 milioni di metri cubi). Tale costo rappresenta ad ogni modo una parte residuale del costo complessivo dell'intervento.

⁷ Fonte: Società Medea.

⁸ Fonte: Indagine annuale dei settori regolati – anno 2016. Le densità abitative variano tra un valore minimo del comune di Nuoro di 38 abitanti/km² a quello massimo del comune di Cagliari di 346 abitanti/km².

⁹ Fonti: Prezzi Energetici : IHS Energy European Gas Long-Term Price Outlook (September 2017). EUA: IHS Carbon Prices Outlook (September 2017)

OSSERVAZIONI RICEVUTE DA ANIGAS

SPUNTO OSSERVAZIONE: S5

OSSERVAZIONE:

Si intende segnalare la criticità relativa alla possibile sovrapposizione di alcuni progetti contenuti nei Piani Decennali 2018 della Rete di Trasporto Regionale del Gestore "Energie Rete Gas S.p.A." con lo sviluppo (reale o potenziale) della rete di distribuzione definita nelle gare gas in alcuni ATEM. In particolare, alcuni progetti presentati da Energie Rete Gas per le caratteristiche tecniche (pressione di esercizio 5 bar - IV^o specie) e/o per il tracciato potrebbero trovarsi nella condizione di duplicare l'infrastruttura di distribuzione. Di seguito vengono riportati i progetti di Energie Rete Gas, suddivisi in 4 diverse fattispecie (individuate in base al grado di maturità della gara ATEM) che, qualora realizzati, interferiranno/potrebbero interferire con l'infrastruttura di distribuzione gas presentata (o da presentare) nelle gare ATEM:

I° fattispecie - Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di progettazione in sovrapposizione parziale con la rete di distribuzione offerta dall'unico soggetto che ha presentato offerte nella gara ATEM. In questa casistica ricade il metanodotto "Valli di Lanzo", in parte appartenente all'ATEM Torino 2 (un'altra tratta insiste invece sull'ATEM Torino 4, analizzato nella seguente "IV° fattispecie"), per il quale la Gara d'Ambito si trova attualmente nella fase finale di aggiudicazione definitiva. In questo progetto, alcuni tratti sono perfettamente sovrapponibili con estensioni di rete proposte dall'unico soggetto ad aver presentato offerte nella gara ATEM.

II° fattispecie - Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di progettazione in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i concorrenti possono aver offerto nella gara ATEM già bandita. In questa casistica ricade il metanodotto "Antey St. Andre - Torgnon" appartenente all'ATEM Valle d' Aosta, per il quale l'offerta di gara è stata consegnata dai concorrenti ma la Stazione Appaltante non ha ancora proceduto alla valutazione delle offerte tecniche ed economiche. In questo progetto, è possibile che il previsto metanodotto di Trasporto Regionale che, si ricorda, ha una pressione di progetto inferiore a 5 bar (IV specie), sia stato offerto, in tutto o in parte, come nuova rete di distribuzione dai concorrenti alla Gara d' Ambito.

III° fattispecie - Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase autorizzativa in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i distributori possono aver offerto nella gara ATEM già bandita. In questa fattispecie ricade il metanodotto "Verres -Ayas" appartenente all'ATEM Valle d'Aosta, per il quale, come già detto per la II° fattispecie, l'offerta di gara è stata consegnata ma la Stazione Appaltante non ha ancora proceduto alla valutazione delle offerte tecniche ed economiche. Di conseguenza, anche in questo caso, il rischio consiste nella potenziale sovrapposizione dell'infrastruttura di trasporto con le offerte presentate dai concorrenti alla Gara D' Ambito.

IV° fattispecie - Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di progettazione in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i distributori potrebbero offrire nella gara ATEM non ancora bandita. In questa casistica ricadono i metanodotti "Val/i Lanzo" e "Tanaro - Arroscia - Impero", appartenenti rispettivamente all'ATEM Torino 4 (oltre che al Torino 2, vedere I° fattispecie) e agli ATEM Imperia e Cuneo 2. Per entrambi i progetti di sviluppo, il rischio è il medesimo a quello descritto nella precedente III° fattispecie, con l'unica differenza che in questo caso la gara d'ambito non è ancora stata bandita.

Si evidenzia come le previsioni normative in materia non siano sufficientemente stringenti e univoche da evitare che si originino sovrapposizioni tra i progetti di sviluppo delle reti regionali e i progetti di sviluppo delle infrastrutture di distribuzione gas presentate (o da presentare) nelle gare ATEM.

Anigas evidenzia la necessità di un intervento da parte dell'Autorità e del Ministero volto a evitare sovrapposizioni tra i progetti di sviluppo delle reti come quelli sopra segnalati. Nelle more di tale intervento, si chiede che l'Autorità nella fase di valutazione dei suddetti progetti in consultazione tenga conto delle sovrapposizioni sopra indicate (effettive o potenziali), in particolare valutando attentamente se ci sono le condizioni per l'approvazione dei progetti sopra richiamati.

In ogni caso, qualora la realizzazione di tali tratti di rete venisse assegnata al distributore, sarebbe necessario rimodulare opportunamente la soglia limite di investimento per pdr attualmente prevista dalla regolazione. Ciò in particolare tenuto conto del fatto che i tratti di condotta di adduzione in oggetto, risultando spesso di estensione rilevante e a servizio di reti di distribuzione di località in zone montane e/o non densamente abitate - quindi con un numero di pdr modesto - comportano un sensibile incremento dell'investimento specifico per pdr.

CONTRODEDUZIONI ENERGIE RETE GAS:

Con la Nota prot. 9467 dell'11 aprile 2019, ARERA ha trasmesso anche alla scrivente le osservazioni pervenute nell'ambito del procedimento per l'approvazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi all'anno 2018.

In disparte l'evidente anomalia derivante dal riferimento operato nella predetta Nota alla deliberazione 27 settembre 2018 n. 468/2018/R/GAS (che, per espressa previsione in essa contenuta, si applica ai soli Piani 2019), dal momento che le osservazioni di Italgas ed Anigas (operatori della distribuzione) concernono pressoché esclusivamente iniziative di Energie Rete Gas, di seguito si formulano sintetiche controdeduzioni.

A. Sulle osservazioni Anigas.

Anigas ha riproposto (con pari parole) gli spunti di Italgas, per cui si rimanda alle osservazioni svolte al relativo paragrafo.

In fase di commento finale ha effettuato delle precisazioni con le quali non si concorda.

In particolare Anigas afferma che le "previsioni normative in materia non siano sufficientemente stringenti e univoche in modo da evitare che si originino sovrapposizioni tra i progetti di sviluppo delle reti".

Si ritiene invece che la normativa sia puntuale e, se rispettata, permetta un coordinamento grazie alle forme di pubblicità e di partecipazione già previste.

In conclusione Anigas osserva come, qualora l'attribuzione dei tratti di rete in pretesa sovrapposizione venisse assegnata al distributore, "sarebbe opportuno rimodulare opportunamente la soglia limite di investimento per pdr attualmente prevista dalla regolazione"

Tale argomentazione dimostra la debolezza degli spunti di Anigas (ed Italgas).

Infatti tale pretesa risulterebbe del tutto distonica rispetto agli obiettivi di efficienza ed efficacia più volte menzionati, posto che è noto come la maggiore pressione e capacità del metanodotto di trasporto garantisce una maggiore portata con tubazioni di diametro minore e quindi con minori costi di realizzazione.

Il trasporto garantendo maggiori pressioni garantisce inoltre un servizio qualitativo ben superiore soprattutto per impianti industriali o di cogenerazione che richiedono pressioni superiori a quelle possibili con la distribuzione.

B. Conclusioni e conseguenze dell'eventuale accoglimento delle osservazioni Italgas ed Anigas.

Per tutte le ragioni sopra illustrate, si precisa come, per nessuno dei progetti di sviluppo delle Reti di trasporto ai quali si riferiscono Italgas e Anigas che interessano la Società esponente, siano venuti meno i criteri di economicità efficienza e garanzia della concorrenza, risultando possibile e doveroso che le imprese della distribuzione si coordinino con quelle del trasporto, con le modalità indicate al paragrafo A.

Più in generale - tenendo anche in considerazione che, ad oggi, la maggior parte delle procedure per l'affidamento della distribuzione sulla base degli ATEM o non sono state ancora avviate, o sono in stato embrionale - è evidente come l'eventuale e denegato accoglimento delle osservazioni in esame non avrebbe un effetto circoscritto ai soli progetti inseriti nei piani decennali di sviluppo di Energie Rete Gas S.p.A. per il 2018 ai quali si riferiscono Italgas ed Anigas, ma coinvolgerebbe sostanzialmente tutti gli operatori del trasporto che hanno intenzione di assumere, stanno assumendo, o hanno in corso di realizzazione iniziative di sviluppo delle reti di trasporto, con totale paralisi di un intero settore economico ed evidente lesione della libertà di impresa costituzionalmente garantita (v. art. 41 Cost).

OSSERVAZIONI RICEVUTE DA EDISON

SPUNTO OSSERVAZIONE: S1

OSSERVAZIONE:

- Le modalità di consultazione predisposte prevedono un periodo di tempo complessivamente adeguato a formulare le osservazioni richieste ed il workshop organizzato da SNAM il 13 marzo è stato certamente utile per capire meglio i piani di sviluppo e il metodo proposto per la valutazione dell'Analisi Costi Benefici.
- Riteniamo auspicabile che venga ultimato il processo di coordinamento già avviato tra Snam e Terna al fine di facilitare lo sviluppo di scenari energetici congiunti.

CONTRODEDUZIONI SNAM RETE GAS:

Per quanto riguarda gli scenari di Snam Rete Gas e Terna, in applicazione delle disposizioni dell'Autorità, le due società hanno avviato un processo di coordinamento che condurrà alla definizione di un set di scenari condiviso che verrà recepito, entro il 30 settembre 2019, nel documento relativo agli scenari di domanda del Piano Decennale di Sviluppo 2020-2029.

SPUNTO OSSERVAZIONE: S2

OSSERVAZIONE:

Con riferimento agli scenari individuati nei piani, ci aspetteremmo uno scenario domanda/offerta comune per i tutti i gestori della rete. Ci riferiremmo, ad esempio, alle divergenze tra gli scenari SNAM e SGI sulla previsione della domanda gas. Sarebbe inoltre auspicabile che tali scenari siano coerenti anche con quanto discusso nell'ambito del Piano Energia e Clima che dovrà essere elaborato e formalizzato entro il 2019.

CONTRODEDUZIONI SRG/SGI:

La delibera 468/2018/R/GAS stabilisce che il primo Piano che ne recepisca pienamente il contenuto sia quello del 2020, pertanto i documenti del 2018 riportano le stime elaborate indipendentemente dai vari operatori. Similmente anche i piani decennali del 2019 che saranno indirizzati dai vari operatori ad ARERA e MiSE entro il 31 luglio 2019 riporteranno scenari frutto delle differenti sensibilità dei vari operatori. Come già riportato nel presente documento, il documento relativo agli scenari di domanda elaborato congiuntamente da SNAM e Terna sarà utilizzato per il piano decennale di sviluppo 2020-2029 e, come previsto dalla normativa in vigore, sarà pubblicato entro il 30 settembre 2019. Tali scenari terranno in considerazione gli obiettivi discussi all'interno della più recente revisione del Piano Energia e Clima.

SPUNTO OSSERVAZIONE: S4

OSSERVAZIONE:

Riguardo alle future criticità della rete, Snam considera la possibilità di sviluppare ulteriori potenziamenti a Sud al fine di prevenire eventuali congestioni del sistema di trasporto in funzione di ulteriori nuovi punti di entrata.

"Si evidenzia che il progetto della Linea Adriatica è abilitante per più opportunità di nuove importazioni: l'Adriatica è infatti funzionale a importazioni dal Sud da differenti origini. Come noto è in corso una procedura di Incremental Capacity per creare una nuova interconnessione tra Italia e Grecia, e analogamente sono in corso altre interlocuzioni con i promotori delle iniziative finalizzate a sviluppare il corridoio Sud"(P. 63)

A tal riguardo, suggeriamo di citare esplicitamente i progetti del Corridoio Sud, ritenuti peraltro strategici dalla SEN, al fine di fornire agli operatori sufficienti elementi per valutare la bontà e l'efficacia degli investimenti di Snam. Più in dettaglio:

1. **Progetto interconnessione TAP**, infrastruttura che verrà messa in funzione in una prospettiva di breve termine (entro il 2020) consentendo l'importazione di circa 8,8 miliardi di metri cubi all'anno

di gas azero in Italia e con un potenziale incremento di capacità per ulteriori 10 miliardi di metri cubi all'anno;

2. **Progetto Poseidon-EastMed.** Per quanto riguarda il gasdotto Poseidon, ci si aspetta una descrizione in linea con le informazioni inviate tramite la scheda di progetto. Si ricorda infatti che:

- Poseidon è un progetto che si svilupperà in due fasi: una fase 1 da 12 bcm/y, completamente autorizzata e una fase 2, che prevede la possibilità di espandere la capacità fino a 20 bcm/y;
- il gasdotto Poseidon comprende due sezioni: una sezione onshore, che attraversa la Grecia da Kipi fino a Florovouni e una sezione offshore che attraversa il Mar Ionio, connessa a Florovouni con il progetto EastMed, dedicato al trasporto del gas dalle riserve recentemente scoperte nel Bacino Levantino (Cipro e Israele). L'entrata in esercizio del gasdotto è prevista all'inizio del 2023. Inoltre, così come previsto dalla SEN 2017 con riferimento al progetto Poseidon-EastMed: "del tratto di interconnessione tra Grecia e Italia è stata già autorizzata la costruzione e l'esercizio. Il progetto, in fase di sviluppo potrebbe consentire entro il 2025 l'importazione fino a 20 miliardi di metri cubi all'anno di gas proveniente dai giacimenti scoperti e dalle risorse potenziali aggiuntive presenti nel bacino del Mediterraneo dell'est, attraverso il progetto di gasdotto EastMed, nonché dalla Russia, attraverso la seconda linea del TurkStream".
- La sezione offshore del progetto fa anche parte della terza lista dei progetti PCI del Southern Gas Corridor con l'obiettivo di diversificare gli approvvigionamenti collegando il mercato europeo con i giacimenti del Mar Caspio, del Medio Oriente e del Mediterraneo Orientale.
- Riguardo all'interconnessione alla rete di Snam, si ricorda che il progetto, in virtù dell'importanza che riveste, è stato da lungo tempo recepito nei Piani di sviluppo della rete di trasporto di Snam (sin dal Piano 2013) e inserito dal MiSE nella lista nazionale gasdotti.

A fronte di quanto sopra esposto, Snam promuove da tempo il gasdotto Poseidon inserendolo tra gli interventi pianificati finalizzati al potenziamento e all'interconnessione alla rete di Snam Rete Gas nell'ottica di sviluppo di nuova capacità di trasporto.

3 **In riferimento alla procedura di Incremental Capacity**, sarebbe utile capire come dovrebbe essere qualificata l'iniziativa. Infatti, dai documenti pubblicati sul sito di Snam è possibile dedurre alcune caratteristiche del progetto, ma al momento non si hanno notizie sullo stato di avanzamento dello stesso, che sembra essere ancora in una fase ampiamente preliminare. Pertanto, ci sembra quantomeno prematuro l'inserimento dell'iniziativa nel Piano di sviluppo della rete di trasporto. Peraltro, ci si chiede se le verifiche in corso tengano in considerazione l'esistenza di altre infrastrutture pianificate o in corso di realizzazione nei medesimi sistemi di entrata-uscita o lungo la medesima rotta di trasporto del gas. Infine, dai documenti pubblicati, è possibile dedurre alcune, seppur vaghe, caratteristiche del progetto che lo rendono simile a progetti già esistenti lungo la medesima rotta.

4 "In coerenza con la realizzazione programmata di nuove infrastrutture che potrebbero approdare nel Sud Italia, Snam Rete Gas ha pianificato la realizzazione di vari progetti che consentiranno di ricevere ulteriori quantitativi di gas naturale da un futuro punto di entrata da Sud, ad esempio per un nuovo metanodotto via mare o un nuovo terminale di rigassificazione." (P. 50). A tal riguardo, non è chiaro in che cosa consistano i vari progetti che consentiranno di ricevere ulteriori quantitativi di gas naturale da un futuro punto di entrata da Sud, ad esempio quelli relativi alla realizzazione di un nuovo metanodotto via mare o un nuovo terminale di rigassificazione. Inoltre, ci si interroga sul fatto che tali ulteriori iniziative potrebbero interferire con gli interventi necessari a garantire lo sviluppo dei progetti di rete nazionali già inseriti nel Piano. Ci si aspetta, pertanto, che non ci siano elementi ostativi all'attuazione degli interventi necessari a garantire il trasporto dei quantitativi di gas derivanti dall'implementazione dei progetti già pianificati nei Piani.

- Con riferimento alle previsioni di capacità di trasporto e, in particolare, alla capacità di importazione prevista nei 2018-2040 (tabella 16 p.38): Snam afferma di aver predisposto il Piano di lungo periodo

sulle disponibilità di capacità di trasporto ed ha evidenziato i dati delle capacità in tutti i punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, tenendo conto dell'incremento di capacità derivante sia dai progetti FID che da quelli non FID previsti dal Piano. Tuttavia, non risulta chiaro se siano compresi i progetti NON FID previsti nello stesso periodo, ad es. il progetto Poseidon la cui entrata in esercizio è prevista per il 2023.

CONTRODEDUZIONI SRG:

Nel piano decennale di sviluppo di Snam Rete Gas sono state riportate schematicamente tutte le iniziative elette come PCI nella lista del 2017 che hanno una connessione in Italia (cfr. tabella 19 e descrizione a pag. 54) e tutte le iniziative che hanno comunicato i propri dati contestualmente alla raccolta di informazioni tenutasi in ottobre 2017 ai fini della redazione del documento stesso (allegato 4). Snam Rete Gas pertanto, nel definire il proprio piano decennale di sviluppo, ha tenuto conto di un elenco di infrastrutture che comprende e amplia quello strettamente citato all'interno della SEN. Si ricorda inoltre che il piano decennale ha come scopo ultimo quello di descrivere e sottoporre alle autorità di riferimento gli interventi di sviluppo pianificati con orizzonte decennale dall'operatore di sistema, pertanto nel documento vengono descritti in maggior dettaglio i progetti di Snam Rete Gas che sono conseguenti alle iniziative che devono essere interconnesse alla rete italiana del gas. Il progetto IGI/Poseidon trova inoltre ampia trattazione all'interno del piano decennale di ENTSOE e nella documentazione relativa ai progetti di interesse comune, strumenti europei titolati a presentare pubblicamente tale tipologia di infrastruttura che sono di riferimento anche per il piano decennale di Snam Rete Gas.

Snam pianifica le opere relative a nuovi progetti di importazione, come anche i progetti citati del corridoio sud, nel momento in cui la maturità del progetto interconnesso sia sufficiente da produrre la formalizzazione della richiesta di interconnessione mediante le procedure definite dalla normativa in essere.

Il processo di Incremental Capacity iniziato nel 2017 sta seguendo l'iter previsto dal regolamento europeo di riferimento. Sono in corso i confronti e i coordinamenti necessari con i soggetti istituzionali Italiani e Europei coinvolti. Il regolamento europeo 459/2017 identifica nei TSO i soggetti titolati alla definizione e alla realizzazione delle opere relative alle richieste di capacità incrementale ricevute. Nel definire il progetto si tiene quindi in considerazione lo scenario infrastrutturale europeo sviluppando la soluzione che i TSO e i soggetti istituzionali coinvolti ritengono sia maggiormente indicata. Nel piano decennale di SRG il progetto relativo alla richiesta di capacità incrementale fra Grecia e Italia è solamente descritto in termini generali in quanto il progetto sarà propriamente pianificato in caso di conclusione con esito positivo del processo di Incremental Capacity.

I progetti inseriti nel piano decennale di Snam Rete Gas e necessari per accogliere nuova capacità di importazione dal sud Italia sono la Linea Adriatica e il metanodotto Matagiola – Massafra. Tali investimenti, non essendo correlabili a nessuna particolare iniziativa, sono stati pianificati sulla base delle informazioni a disposizione di Snam Rete Gas al momento della redazione del Piano decennale e, tenuto conto anche dell'utilizzo delle infrastrutture esistenti ad oggi previsto, sono reputati sufficienti per lo scenario infrastrutturale di sviluppo prevedibile nel sud Italia.

Snam Rete Gas in ogni caso garantirà la realizzazione degli interventi necessari per assicurare il trasporto derivante dalle richieste di nuove interconnessioni o di incremento di capacità su Punti di Entrata esistenti.

Le capacità di trasporto indicate nella tabella 19 sono relative ai progetti di sviluppo FID e NON FID previsti dal Piano di Snam Rete Gas. SRG ha inserito nella medesima tabella TAP, avendo tale infrastruttura formalizzato una richiesta. Resta inteso che la capacità non contrattualizzata da sud sarà disponibile anche per altre eventuali infrastrutture che dovessero formalizzare richieste di capacità per nuovi punti di entrata o per incrementi sui punti di entrata esistenti in futuro.

SPUNTO OSSERVAZIONE: S7**OSSERVAZIONE:**

- La data di entrata in esercizio della Linea Adriatica nel precedente Piano era stata fissata al 2024 mentre nel nuovo Piano viene indicato come nuovo termine il 2026.
- Si osserva che l'entrata in esercizio del progetto, programmata per il 2026, potrebbe non tenere in debita considerazione le tempistiche di entrata in esercizio delle iniziative finalizzate a sviluppare il corridoio Sud, per il cui sviluppo è funzionale.

CONTRODEDUZIONI SRG:

Snam Rete Gas ha pianificato la realizzazione della Linea Adriatica coerentemente con le migliori previsioni ad oggi disponibili. SRG farà il miglior sforzo possibile per il rispetto delle tempistiche per la messa a disposizione di nuova capacità relativa a eventuali nuove iniziative che si presenteranno, sia attraverso la realizzazione di opere infrastrutturali che eventualmente tramite l'utilizzo della flessibilità esistente sul sistema di trasporto. Si segnala comunque che le tempistiche indicate dai soggetti richiedenti saranno prese in considerazione fermo restando le tempistiche minime realizzative necessarie per lo sviluppo delle infrastrutture.

SPUNTO OSSERVAZIONE: S8**OSSERVAZIONE:**

Riguardo al progetto di metanizzazione della Sardegna, sviluppato in comune tra SNAM e SGI, evidenziamo in particolare i seguenti aspetti, meglio dettagliati nell'ultima parte della risposta alla consultazione:

- necessità di chiarimenti sul calcolo dei benefici attesi, in particolare, sui prezzi dei combustibili sostituiti, sulle componenti del costo materia prima della tabella a p.118. Sarebbe opportuno chiarire le specifiche ipotesi considerate perché influenzano molto il risultato dell'analisi costi benefici. Inoltre, sarebbe necessario chiarire se il prezzo finale del gas (i.e. 108 €/MWh riportato a p.118) è riferito al primo anno di esercizio oppure a quello medio del periodo di analisi.
- per quanto attiene la valutazione dei costi, ci aspettiamo più dettagli su alcuni dei costi ipotizzati come, ad esempio, il costo unitario di trasporto (ipotesi di calcolo), o i costi di allacciamenti relativi ai bacini attraversati dalla dorsale (pari a 11 M€) che, a nostro parere, sono sottostimati.

CONTRODEDUZIONI SRG/SGI:

Coerentemente alla soluzione di approvvigionamento ipotizzata nel Piano decennale, il prezzo del gas naturale in Sardegna è stato stimato sia per utenze di tipo civile¹⁰ che industriale¹¹ a partire dal prezzo del GNL registrato in Spagna a fine 2016, maggiorato degli oneri sostenuti per raggiungere la Sardegna ed essere immesso in rete (reloading, shipping e rigassificazione)¹², del margine di commercializzazione¹³, della logistica (trasporto e distribuzione) nonché della fiscalità.

¹⁰ Ipotizzato un utente civile caratterizzato da un consumo di 1.400 m³/anno.

¹¹ Ipotizzato un utente industriale medio, definito su un mercato caratterizzato dal 30% degli utenti con consumi > 2,5 milioni di m³/anno e il 70% degli utenti con consumi < 2,5 milioni di m³/anno.

¹² Il prezzo è stato determinato nell'ipotesi di alimentazione della rete tramite depositi costieri.

¹³ Il margine di commercializzazione è stato assunto pari al valore indicato dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per un cliente civile con consumo annuo di 1.400 m³.

Nella tabella di seguito riportata sono indicati i valori considerati.

dati in €/Mwh	Civile	Industriale
Costo materia prima ¹⁴	36	36
Costo unitario di trasporto Sardegna	7	4
Costo unitario di distribuzione Sardegna	31	n.a.
Margine di commercializzazione	5	5
Fiscalità (IVA e accise)	30	13
Totale	108	58

In particolare, con riferimento al costo della materia prima, si è utilizzato il prezzo del GNL in Spagna così come rilevato da Bloomberg a dicembre 2016, maggiorato di un margine di commercializzazione ipotizzato pari al 20% per un valore complessivo di 20 €/Mwh. Il costo di reloading è stato determinato sulla base delle tariffe pubblicate da Enagas relativamente al servizio offerto nel Terminale di Barcellona nello stesso periodo, pari a 2 €/Mwh. I costi di shipping sono valutati pari a circa 25 m€/anno¹⁵ considerando l'utilizzo di tre navi SSLNG di piccola dimensione dedicate all'approvvigionamento dei depositi costieri, per un costo unitario di circa 4 €/Mwh. Con riferimento al costo di stoccaggio e rigassificazione si è assunto un investimento pari a 400m€ indicato dalla SEN come adeguato per la realizzazione dei depositi costieri e di rigassificazione necessari per far fronte ai fabbisogni di domanda cui anche in questo caso è stato applicato un rendimento pari a quello per l'attività di shipping, per un valore pari a circa 9 €/Mwh. Ai costi di shipping, stoccaggio e rigassificazione è stata applicata una ulteriore contingency del 10%.

Il costo medio unitario di trasporto è stato determinato considerando i costi del Progetto riportati nella successiva sezione del documento ed ipotizzando che l'infrastruttura sia soggetta a regolazione secondo le disposizioni ad oggi vigenti.

Nel calcolo del prezzo del gas naturale si è ipotizzato che le utenze industriali e termoelettriche non sostengano i relativi oneri di distribuzione, o ove vengano applicati risultino comunque molto limitati in relazione alle fasce di consumo. Per le utenze civili si è invece assunta la tariffa di distribuzione media per l'aria propanata nel comune di Sassari¹⁶, determinata sulla base del costo medio sostenuto da clienti con consumi tra 121 e 5.000 mc/anno. Tale riferimento è stato assunto anche in relazione alla densità abitativa di tale comune, pari a 64 abitanti/km², comunque inferiore alla densità abitativa media della Sardegna pari a 69 abitanti/km²¹⁷. È inoltre ragionevole ritenere che scelte di realizzazione delle infrastrutture di distribuzione che tengano conto di criteri di economicità per le aree a bassa densità abitativa abbiano una incidenza trascurabile in termini di volumi complessivi. Si rileva inoltre come il costo stimato dalla SEN per la realizzazione dell'intera rete di distribuzione in Sardegna, pari a 550 m€, porterebbe - ove fosse applicata la regolazione oggi vigente - ad un costo medio unitario di distribuzione inferiore alla metà del valore utilizzato nella presente analisi.

Va inoltre evidenziato come in via cautelativa, ai fini della valutazione si sia ipotizzato di mantenere costanti nel tempo i differenziali di prezzo osservati nel periodo utilizzato ai fini dell'analisi, nonostante le previsioni di mercato formulate da primari istituti di ricerca¹⁸ evidenzino una crescente competitività del gas naturale rispetto agli altri prodotti petroliferi, come evidenziato dal grafico di seguito riportato.

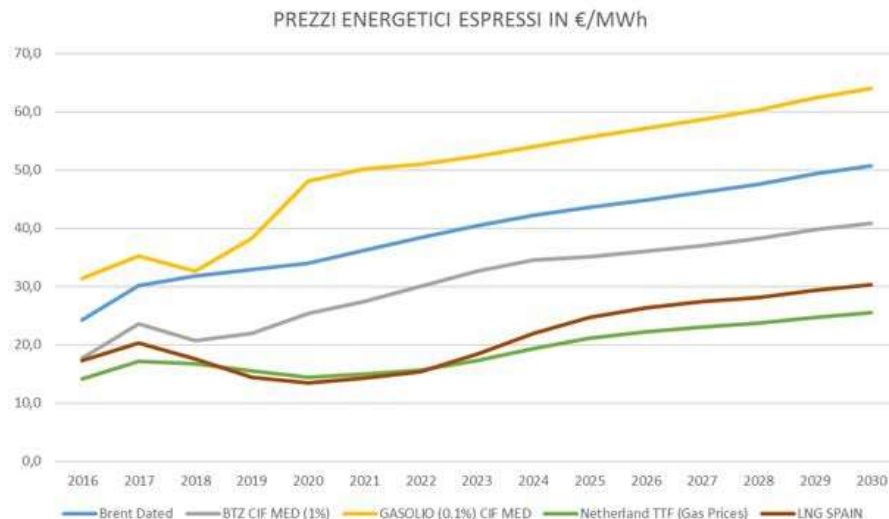
¹⁴ Costo all'entrata nella rete di trasporto, valori desunti da dati Bloomberg, Enagas, IGU.

¹⁵ L'investimento complessivo per le tre navi è stimato in circa 90 m€ da recuperare in un periodo di 25 anni con un IRR del 10%

¹⁶ Fonte: Società Medea.

¹⁷ Fonte: Indagine annuale dei settori regolati – anno 2016. Le densità abitative variano tra un valore minimo del comune di Nuoro di 38 abitanti/km² a quello massimo del comune di Cagliari di 346 abitanti/km².

¹⁸ Fonti: Prezzi Energetici : IHS Energy European Gas Long-Term Price Outlook (September 2017). EUA: IHS Carbon Prices Outlook (September 2017)



In attesa che si definisca con maggiore precisione l'ubicazione dei punti di riconsegna che si interconetteranno all'infrastruttura di trasporto, la stima di costo degli allacciamenti è stata elaborata sulla base delle migliori informazioni disponibili in merito ai tracciati ed alle localizzazioni delle reti di distribuzioni già esistenti o delle quali si prevede la realizzazione, considerando gli interventi necessari a raggiungere i bacini già attraversati dall'infrastruttura principale e che sono quelli cui è associata la domanda gas considerata nell'analisi costi benefici del progetto (circa 660 milioni di metri cubi). Tale costo rappresenta ad ogni modo una parte residuale del costo complessivo dell'intervento.

SPUNTO OSSERVAZIONE: S9

OSSERVAZIONE:

In generale, il metodo per l'analisi Costi Benefici soddisfa i requisiti della delibera 468/2018, ma la sua implementazione dovrebbe essere più dettagliata (in particolare nella scelta delle ipotesi) al fine di permettere un confronto utile. A nostro avviso, si potrebbe presentare il rischio che il risultato molto positivo dell'analisi consenta di avviare un progetto, il cui costo, anche se troppo elevato, sarebbe sostenuto dal sistema.

CONTRODEDUZIONI SNAM RETE GAS:

Nel piano 2018-2027 l'applicazione della metodologia indicata nella delibera 468/2018 è stata applicata parzialmente come previsto dalla delibera stessa. La metodologia per l'analisi Costi Benefici definitiva che riporta maggiori dettagli sia relativi alla quantificazione dei costi che alla quantificazione dei benefici verrà pubblicata entro il 30 novembre 2019 e sarà applicata integralmente al Piano 2020-2029.

ULTERIORI OSSERVAZIONI

OSSERVAZIONE 1:

"I principali interventi previsti sono costituiti dalla realizzazione di infrastrutture strategiche che consentano di diversificare rotte e fonti di approvvigionamento e, in particolare, la SEN promuove lo sviluppo del Corridoio Sud per l'importazione di gas dall'area del Caspio verso l'Italia attraverso il progetto Trans Adriatic Pipeline (TAP) e l'importazione dai giacimenti del Mediterraneo sud-orientale attraverso l'EastMed."

Dovrebbe essere citato anche il progetto Poseidon, la cui entrata in esercizio è prevista per l'inizio del 2023.

CONTRODEDUZIONI SRG:

L'osservazione viene recepita trattandosi di un refuso redazionale. Snam Rete Gas procederà a integrare il documento citando anche il progetto IGI – Poseidon come peraltro già implementato al momento della descrizione dei progetti appartenenti al corridoio SGC (pag. 50).

OSSERVAZIONE 2:**Metanizzazione Sardegna - Analisi costi/benefici**

Il modello di sviluppo della Sardegna risultante dal quadro normativo prevede di avviare la metanizzazione attraverso depositi costieri e prevede, solo in un secondo momento, la realizzazione di una rete di trasporto. Ci sembra di capire che l'analisi costi benefici di tale progetto sia stata effettuata giustamente a condizioni di regime. Tuttavia, non ci risultano chiari i seguenti punti che vorremmo fossero approfonditi:

- 1 **Con riferimento al beneficio B2m (sostituzione di combustibili)**, non è chiaro se per l'aria propanata sia stato utilizzato il prezzo nell'area di Sassari o un prezzo medio nell'isola;
- 2 **Con riferimento alla tabella a pag. 118**, non sono stati dettagliati i singoli contributi che compongono il "Costo materia prima" (materia prima, reloading, shipping, rigassificazione, margine di commercializzazione). In sostanza, non si conoscono quali assunzioni e quali costi di investimento siano stati considerati ai fini del calcolo. Vorremmo, pertanto, ricevere maggiori dettagli su:
 - a. **Il prezzo della materia prima**, riportato nel Piano Decennale di Snam (20 €/MWh). Tale indicazione di prezzo non sembrerebbe essere in linea con i valori dell'Indice Heren IBX (LNG Penisola Iberica) relativi allo stesso periodo di osservazione e ei sembra, pertanto, sottostimato;
 - b. **Come è stata definita la quota imputabile agli oneri necessari per raggiungere la Sardegna (circa 16 €/MWh dal Piano Decennale Snam)**. In particolare:
 - i. Quale configurazione è stata considerata relativamente alla logistica di approvvigionamento del gas;
 - ii. Quali sono i costi associati al Terminale a monte della filiera: costi portuali sostenuti e tariffe di reloading utilizzate; quanti round trip sono stati ipotizzati?
 - iii. Valorizzazione del costo dei depositi costieri e di rigassificazione previsti: numero di depositi costieri considerati, capex, opex, tasso di remunerazione applicato.
3. Nella tabella a pag. 118 non è chiaro come sia stato determinato il "**Costo unitario di trasporto**" (7 €/MWh per il civile e 4 €/MWh per il domestico). In particolare:
 - a. Si desidera sapere se esso comprenda un corrispettivo di entry, un corrispettivo di exit e un corrispettivo variabile e quali valori sono stati eventualmente considerati o se si fa riferimento ad una "tariffa francobollo";
 - b. Si tratta di una tariffa 100% capacity?
 - c. Ci sembrerebbe utile avere un maggior dettaglio sulle capacità e sui ricavi utilizzati per il calcolo. Quali capacità sono state utilizzate per il calcolo della tariffa?
 - d. Non è chiaro se siano stati considerati i costi di bilanciamento e di dispacciamento della rete di trasporto. In assenza di stoccaggi gas, tali costi dovrebbero comprendere gli oneri per la disponibilità di volumi addizionali da immettere in rete in condizioni di crisi negli approvvigionamenti o di picco di domanda. Il documento prevede 8 M€/anno di opex necessari per il funzionamento della società che verrebbe costituita per il bilanciamento della rete, tuttavia ci sembra che non preveda alcun costo associato sia allo sviluppo sia alla gestione delle infrastrutture necessarie al bilanciamento del sistema. Il modello previsto dal quadro normativo in base al quale il passaggio al gas naturale sarebbe avvenuto attraverso lo sviluppo dei depositi costieri in assenza inizialmente della rete di trasporto, prevede anche necessariamente la realizzazione dei depositi secondari all'ingresso delle reti di distribuzione o presso i clienti industriali. Tali depositi, nel momento in cui la rete di trasporto fosse stata realizzata avrebbero avuto il ruolo di garantire il bilanciamento del sistema nei casi di picchi di freddo o assenza di approvvigionamento come avviene sul sistema continentale con gli stoccaggi di gas naturale. Il modello presentato, tuttavia, non include alcuna voce di costo associata a tali investimenti.
 - e. Con riferimento ai costi del progetto, non è chiaro se gli 11 M€ stimati per gli allacciamenti regionali siano relativi a ciascun collegamento dei bacini alla rete di trasporto o siano da

considerarsi come complessivi. Non vi è alcuna indicazione di quanti allacciamenti, di quanti km e di che diametro siano stati considerati e pertanto non è possibile effettuare una valutazione sull'idoneità del livello di investimento previsto.

4. Nella tabella a pag. 118, i costi associati al servizio di distribuzione ci sembrano sottostimati. In particolare, non ci pare corretto considerare solo la tariffa di distribuzione per l'aria propanata nell'area di Sassari. Inoltre, vorremmo capire perché non vengono considerate anche altre aree (come ad esempio Cagliari).
5. Non è indicato se i prezzi finali del gas di cui alla tabella a pag. 118 (i.e. 108 e 58 €/MWh) sono relativi al primo anno di fornitura o fanno riferimento ad una domanda gas a regime

CONTRODEDUZIONI SRG/SGI:

Snam Rete Gas e SGI ritengono che la dorsale di trasporto sia una infrastruttura necessaria allo sviluppo della metanizzazione della Sardegna. Il progetto è stato elaborato prevedendo tempistiche realizzative in linea con quelle dei progetti dei terminali di deposito e rigassificazione previsti al momento della redazione del Piano.

Si evidenzia come il progetto infrastrutturale, così come elaborato, consentirebbe l'approvvigionamento di tutta la domanda da un solo punto di entrata e garantirebbe inoltre la gestione del bilanciamento in caso di picchi di domanda. Non si è pertanto ritenuto necessario considerare la realizzazione di depositi presso le reti di distribuzione ai fini del loro approvvigionamento e bilanciamento.

Si conferma inoltre che i costi operativi considerati nell'analisi includono le attività di dispacciamento e di bilanciamento fisico della rete.

Nell'analisi costi benefici sono stati utilizzati prioritariamente i dati riferiti all'area di Sassari anche al fine di mantenere coerenza e garantire trasparenza dei dati utilizzati rispetto alle informazioni pubblicamente disponibili.

L'analisi costi benefici è stata elaborata su un orizzonte di 25 anni a partire dal primo anno di disponibilità dell'infrastruttura mantenendo invariati nel tempo i prezzi dei carburanti e relativi differenziali nonché i prezzi delle emissioni di CO₂. I dettagli dell'analisi sui prezzi sono riportati nella controdeduzione all'osservazione precedente.

OSSERVAZIONI RICEVUTE DA EP Produzione

SPUNTO OSSERVAZIONE: S2

OSSERVAZIONE:

- Come già osservato dalla scrivente Società nell'ambito della consultazione al Piano di Sviluppo decennale della rete di trasmissione nazionale 2018-2027 di Terna, si coglie questa occasione per evidenziare che, in relazione all'analisi economica per la valutazione dei costi di investimento dei singoli interventi, sarebbe opportuno considerare gli effettivi costi che andrebbero a ricadere sul sistema, in termini di bolletta energetica e quindi sostenuti dagli utenti finali, negli anni successivi. In particolare, la valutazione del capitale investito e attualizzato dovrebbe necessariamente portare in conto l'impatto della remunerazione del capitale investito, considerando, ad esempio, il valore del tasso di remunerazione del capitale investito previsto nel TIWACC per i servizi infrastrutturali di trasporto gas oppure, in alternativa, una stima di questo per gli anni dell'orizzonte temporale di analisi.
- La valutazione della ricaduta della remunerazione: dei costi di investimento sul sistema potrebbe, quantomeno, essere inserita in una specifica analisi di sensitivity sul tasso di sconto al 4%, previsto dalla delibera 468/2018/R/GAS.

CONTRODEDUZIONI SRG:

- i CAPEX sono stati considerati tenendo conto del costo di investimento in termini reali al momento della redazione dell'analisi, come indicato nella delibera 468/2018/R/GAS e conformemente a quanto avviene a livello europeo ("2nd CBA methodology"- ENTSOE).
- La Metodologia per l'analisi dei costi e dei benefici che recepisce la delibera 468/2018/R/GAS risulta essere ancora in corso di formalizzazione. Come previsto all'interno della delibera stessa, i principi dell'analisi costi benefici saranno pienamente recepiti nel piano 2020-2029 dopo l'approvazione della metodologia Analisi Costi Benefici definitiva prevista entro il 30 novembre 2019. La sensitivity sul tasso di sconto sociale sarà quindi sicuramente effettuata all'interno del piano decennale 2020-2029. Si dà comunque evidenza che all'interno del piano decennale 2018-2027 sono state effettuate sensitivity sull'analisi ACB facendo variare i parametri di progetto ritenuti maggiormente sensibili (vedasi allegato 6).

SPUNTO OSSERVAZIONE: S3

OSSERVAZIONE:

- Nel piano di sviluppo di Snam Rete Gas, il progetto di metanizzazione della regione Sardegna viene inserito, insieme all'interconnessione TAP, tra i progetti di sviluppo prioritari. Pertanto, sarebbe auspicabile che, in relazione a tale progetto, sia fornito un maggiore grado di dettaglio sulle tempistiche e sull'iter autorizzativo rispetto al Piano 2017. Inoltre, sembra opportuno esplicitare nel documento le tempistiche di entrata in esercizio della dorsale e delle reti locali annesse, dal momento che il completamento dell'opera è stato articolato in diversi momenti e correlato al progressivo sviluppo delle fonti di approvvigionamento. In conformità all' articolo 2, lettera d) della deliberazione 351/2016/R/GAS, infatti, il Piano deve contenere *"una descrizione delle forme di coordinamento [. . .] con altri operatori proprietari di infrastrutture connesse alle reti nazionali di trasporto del gas naturale "*: andrebbe, quindi, delineata la timeline e la localizzazione prevista per lo sviluppo delle fonti di approvvigionamento della rete, individuate in terminali costieri di GNL, in accordo con il Piano Energetico e Ambientale della Regione Sardegna (PEARS), coordinandosi con i gestori di tali infrastrutture.
- In caso di conversione a gas delle centrali a carbone attualmente presenti nell'isola al 2025, la domanda di gas naturale stimata aumenta di 100 MSmc/anno (considerando 2 impianti CCGT per un totale di 400 MW, sulla base delle valutazioni di Tema). La totale domanda a regime coperta dall'infrastruttura diventa quindi pari a 761 Mmc/anno. Sarebbe opportuno che all'analisi e alla costruzione dello scenario di domanda venisse affiancata una parallela stima della capacità di gas

naturale che verrebbe effettivamente fornita dalle fonti individuate per l'approvvigionamento della materia prima.

CONTRODEDUZIONI SRG/SGI:

Il confronto tra i piani 2018 e 2017 relativo alle tempistiche e allo stato di avanzamento del progetto è riportato nella tabella 30. Il dettaglio dell'iter autorizzativo del progetto Sardegna è riportato nella sua scheda di intervento (allegato 6).

Il progetto è stato elaborato tenendo conto delle migliori informazioni disponibili al momento della redazione del piano anche attraverso un coordinamento informale con gli operatori di monte e valle del progetto. La struttura di trasporto è stata studiata e predisposta tenendo conto di tre principali punti di entrata che sono stati individuati in ambito di predisposizione della Strategia Energetica nazionale 2017 nonché dei progetti di soggetti promotori caratterizzati da un più elevato livello di maturità. In particolare, l'ubicazione dei terminali costieri di GNL è stata individuata presso Cagliari, Oristano e Porto Torres in base ai progetti in fase di studio e autorizzazione. Dalla data di presentazione sono proseguite le attività di coordinamento con gli operatori a monte e a valle dell'infrastruttura di trasporto e con i soggetti istituzionali e sarà pertanto fornire ulteriori dettagli sulle tempistiche e le modalità di approvvigionamento nell'ambito delle prossime edizioni del piano decennale.

L'infrastruttura di trasporto è stata dimensionata considerando il picco orario massimo previsto, tenuto conto anche dei potenziali prelievi derivanti da un'eventuale conversione a gas delle centrali termoelettriche dell'isola. Come evidenziato in precedenza tale infrastruttura è stata altresì dimensionata per ricevere i quantitativi di gas necessari al soddisfacimento di tale domanda. I dati della domanda di picco considerata sono riportati nella scheda di intervento del progetto (allegato 6).

OSSERVAZIONI RICEVUTE DA ITALGAS

SPUNTO OSSERVAZIONE: S5

OSSERVAZIONE:

Si intende segnalare la criticità relativa alla possibile sovrapposizione dei tracciati di alcuni progetti contenuti nei Piani Decennali 2018 della Rete di Trasporto Regionale del Gestore "Energie Rete Gas S.p.A." con lo sviluppo della rete di distribuzione oggetto di offerta (presentata o da presentare) nelle gare gas in alcuni ATEM d'interesse di Italgas Reti S.p.A. In particolare, alcuni progetti di Energie Rete Gas, per le caratteristiche tecniche (pressione di esercizio 5 bar-IV° specie) e/o per il tracciato, potrebbero trovarsi nella condizione di duplicare l'infrastruttura di distribuzione.

Di seguito vengono proposti i progetti di Energie Rete Gas, suddivisi in 4 diverse fattispecie (individuate in base al grado di maturità della gara ATEM) che, qualora realizzati, interferiranno/potrebbero interferire con l'infrastruttura di distribuzione gas presentata (o da presentare) nelle gare ATEM:

I° fattispecie - Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di progettazione in sovrapposizione parziale con la rete di distribuzione offerta da Italgas Reti nel bando di gara.

In questa casistica ricade il metanodotto "Valli di Lanzo", in parte appartenente all'ATEM Torino 2 (un altro tratto insiste invece sull'ATEM Torino 4, analizzato nella seguente "IV° fattispecie"), per il quale la Gara d' Ambito si trova attualmente nella fase finale di aggiudicazione definitiva. In questo progetto, alcuni tratti sono perfettamente sovrapponibili con estensioni di rete proposte da Italgas Reti - unico soggetto ad aver presentato offerte - nella gara ATEM.

II° fattispecie - Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di progettazione in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i competitor possono aver offerto nella gara ATEM già bandita.

In questa casistica ricade il metanodotto "Antey St. Andre - Torgnon" appartenente all'ATEM Valle d'Aosta, per il quale l'offerta di gara è stata consegnata dai concorrenti ma la Stazione Appaltante non ha ancora proceduto alla valutazione delle offerte tecniche ed economiche. In questo progetto, è possibile che il previsto metanodotto di Trasporto Regionale che, si ricorda, ha una pressione di progetto inferiore a 5 bar (IV specie), si sovrapponga, in tutto o in parte, alle reti di distribuzione che i concorrenti alla Gara d' Ambito intendano offrire per la metanizzazione del territorio.

III° fattispecie - Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase autorizzativa in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i competitor possono aver offerto nella gara ATEM già bandita.

In questa fattispecie ricade il metanodotto "Verres-Ayas" appartenente all'ATEM Valle d'Aosta, per il quale, come già detto per la II° fattispecie, l'offerta di gara è stata consegnata ma la Stazione Appaltante non ha ancora proceduto alla valutazione delle offerte tecniche ed economiche. Di conseguenza, anche in questo caso, il rischio consiste nella potenziale sovrapposizione dell'infrastruttura di trasporto regionale con le offerte dei concorrenti alla Gara d' Ambito.

IV° fattispecie - Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di progettazione in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i competitor potrebbero offrire nella gara ATEM non ancora bandita.

In questa casistica ricadono i metanodotti "Valli Lanzo" e "Tanaro - Arroscia - Impero", appartenenti rispettivamente all'ATEM Torino 4 (oltre che al Torino 2, vedere 1° fattispecie) e agli ATEM Imperia e Cuneo 2. Per entrambi i progetti di sviluppo, il rischio è il medesimo a quello descritto nella precedente III° fattispecie, con l'unica differenza che in questo caso la gara d'ambito non è ancora stata bandita.

Si ritiene pertanto che, per i suddetti Progetti di Sviluppo delle Reti di Trasporto del Gestore "Energie Rete Gas S.p.A.", vengano meno i criteri di economicità, efficienza e di garanzia della concorrenza di cui all'art. 1 della legge n. 481/95 e all'art. 3, comma 3.3 della RTTG.

Conseguentemente, a nostro giudizio, l'Autorità non potrà non tenere conto di tali sovrapposizioni (effettive o potenziali) nella fase di valutazione dei suddetti progetti in consultazione.

CONTRODEDUZIONI DI ENERGIE RETE GAS

Con la Nota prot. 9467 dell'11 aprile 2019, ARERA ha trasmesso anche alla scrivente le osservazioni pervenute nell'ambito del procedimento per l'approvazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi all'anno 2018.

In disparte l'evidente anomalia derivante dal riferimento operato nella predetta Nota alla deliberazione 27 settembre 2018 n. 468/2018/R/GAS (che, per espressa previsione in essa contenuta, si applica ai soli Piani 2019), dal momento che le osservazioni di Italgas ed Anigas (operatori della distribuzione) concernono pressoché esclusivamente iniziative di Energie Rete Gas, di seguito si formulano sintetiche controdeduzioni.

Sulle osservazioni Italgas.

1. In via generale e sulla lettera accompagnamento Italgas (prot. REISAR 17/2019).

Le osservazioni di Italgas sono corredate da una Nota di accompagnamento con la quale si invita ARERA a "tenere debitamente conto" di una "possibile sovrapposizione di tracciato di alcuni progetti con lo sviluppo della rete di distribuzione oggetto di offerta nelle gare ATEM".

Si tratta di precisazione, condivisibile in linea di principio, ma necessariamente da contestualizzare e da declinare, tenendo conto del rapporto esistente tra distribuzione e trasporto.

Più nel dettaglio:

1. I criteri di economicità, efficienza e concorrenza di cui all'art. 1 della legge n. 481 del 1995 (richiamati sia da Italgas che da ARERA), comportano l'obbligo:

- in capo all'operatore del trasporto: di tenere in considerazione nei suoi piani di sviluppo, sulla base delle informazioni rese pubblicamente disponibili da parte del distributore/gestore ATEM, le eventuali reti di distribuzione evitando sovrapposizioni di tracciati;
- in capo all'operatore della distribuzione: di tenere in considerazione le reti di trasporto indicate nei piani decennali di sviluppo, accedendo alle informazioni rese agli stakeholders nel procedimento di pubblicità dei piani decennali.

D'altronde vi è un obbligo normativo di reciproco coordinamento (v. art. 20 del D.lgs n. 164 del 2000, secondo cui "è fatto obbligo alle imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento gas naturale (...) e alle imprese di distribuzione (...) di fornire alle altre imprese esercenti le stesse attività informazioni sufficienti per garantire che le relative attività avvengano in modo compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema del gas").

2. La logica del rapporto trasporto/distribuzione necessariamente comporta **che prima si realizzi la rete di trasporto** (che consente di veicolare gas attraverso gasdotti ad alta pressioni con elevate caratteristiche tecniche) e poi la rete di distribuzione che è posta a valle del metanodotto.

3. I progetti di metanodotti di trasporto di nuova realizzazione, riconosciuti come tali dal MISE con i piani decennali, sono noti da tempo. In fase di gara ATEM gli stessi ben possono (e dovrebbero) essere riconosciuti come elemento di supporto allo sviluppo del sistema gas, nel perseguimento dei richiamati criteri di economicità, efficienza e concorrenza.

4. Le modalità di coordinamento trasporto/distribuzione, sono quindi già esistenti. Infatti il piano decennale del trasporto, annualmente rivisto e reso pubblico, è lo strumento con cui le iniziative nel settore sono rese note ed oggetto di analisi. In tali occasioni tutti gli operatori, ivi compresi i distributori come Italgas, possono prendere visione delle caratteristiche tecniche del progetto di metanizzazione ed intervenire nel procedimento di approvazione che prevede delle fasi di confronto (quali le conferenze dei servizi) il cui scopo è proprio quello di coordinare la meritevole iniziativa del trasporto con altre iniziative. E ciò avviene, non solo nel settore della distribuzione gas, ma anche, a titolo esemplificativo, nel trasporto

dell'energia elettrica o altre infrastrutture con le quali possono verificarsi delle interferenze (ad esempio la stazione appaltante dell'ATEM Trento ha operato gli opportuni interventi per indirizzare e valorizzare le iniziative del trasporto presentate dall'operatore Retragas e che interessano il territorio dell'ATEM).

5. La garanzia da parte di ARERA dei criteri di economicità, efficienza e concorrenza di cui all'art. 1 della legge n. 481 del 1995 comporta necessariamente la valorizzazione delle iniziative in corso nel settore del trasporto gas metano al fine di ottimizzare la realizzazione di reti di distribuzione a valle del trasporto (e ciò sia in termini di percorso che temporali).

2. Sui singoli "spunti" di Italgas.

I fattispecie (concernente un metanodotto della rete regionale di Trasporto "in fase di progettazione in sovrapposizione parziale con la rete di distribuzione offerta da Italgas Reti nel bando di gara").

Con riferimento al metanodotto "Valli di Lanzo" ricadente nelle ATEM Torino 2 e Torino 4, Italgas evidenzia che parte del metanodotto di trasporto in progetto, "per alcuni tratti" sarebbe "perfettamente sovrapponibile con estensioni di rete proposte da Italgas Reti – unico soggetto ad avere presentato offerte – nella gara ATEM", che si riferisce essere attualmente in fase di aggiudicazione definitiva.

Premesso che non è nota (né resa pubblica) la proposta presentata da Italgas nella riferita procedura e neppure è dato sapere se l'ATEM avesse predisposto nella documentazione di gara un meccanismo di adeguamento trasporto distribuzione, la situazione descritta da Italgas concerne una fisiologica (ed usuale) interferenza che certamente non fa venire meno la sostenibilità della rete di trasporto, né impedisce di realizzare quella di distribuzione.

Infatti, in occasione del procedimento per il rilascio dell'Autorizzazione Unica relativamente al metanodotto Valli di Lanzo, il soggetto gestore delle infrastrutture di distribuzione, potrà intervenire e segnalare eventuali interferenze, ovvero rendere disponibili agli operatori del trasporto lo stato di sviluppo della rete.

Nell'ambito di tale processo partecipativo il progetto del metanodotto potrà essere, se necessario od opportuno, modificato ed adeguato.

Non è quindi configurabile alcuna interferenza tra la gara ATEM in fase di aggiudicazione ed il metanodotto Valle di Lanzo che faccia venire meno i "criteri di economicità, efficienza e garanzia della concorrenza" della predetta rete di trasporto regionale.

II fattispecie (concernente un metanodotto della rete regionale di Trasporto "in fase di progettazione in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i competitor possono avere offerto nella gara ATEM già bandita").

Con riferimento al metanodotto "Antey St. Andrè – Torgnon", Italgas segnala come tale infrastruttura "si sovrapponga, in tutto o in parte, alle reti di distribuzione che i concorrenti alla Gara d'Ambito intendano offrire per la metanizzazione del territorio".

Viene altresì riferito come la gara ATEM sia stata bandita, ma non si sia ancora proceduto alla valutazione delle offerte tecniche ed economiche.

A tal proposito si osserva quanto segue:

- il progetto del metanodotto in oggetto è antecedente rispetto al bando di gara ATEM Aosta;
- l'iniziativa è stata infatti pubblicata, unitamente al piano decennale di Energie Rete Gas, sul sito ARERA a febbraio 2018 mentre il bando dell'ATEM Aosta è stato pubblicato nel marzo 2018;
- di conseguenza l'esistenza del metanodotto era ben noto a tutti gli operatori del settore
- ad oggi, quanto all'iter di approvazione, è pervenuto il parere della Regione Valle d'Aosta per la non sottoponibilità del progetto a verifica di assoggettabilità a VIA;
- la stazione appaltante stessa ha tenuto in debito conto l'informazione avente carattere pubblico prevedendo un sistema di adeguamento successivo per eventuali sovrapposizioni del progetto

aggiudicatario rispetto a nuovi metanodotti di trasporto che dovessero presentarsi prima dell'assegnazione dell'ATEM al nuovo gestore.

Non è quindi configurabile alcuna interferenza tra la gara in corso nell'ATEM Valle d'Aosta ed il metanodotto "Antey St. Andrè – Torgnon", che faccia venire meno i "criteri di economicità, efficienza e garanzia della concorrenza" della predetta rete di trasporto regionale.

III fattispecie (concernente un metanodotto della rete regionale di Trasporto "in fase autorizzativa in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i competitor possono avere offerto nella gara ATEM già bandita").

Con riferimento alle osservazioni concernenti il metanodotto "Verers - Ayas", anch'esso ricadente nell'ATEM Valle d'Aosta, valgono i rilievi di cui al punto precedente. Si aggiunge peraltro che l'iniziativa ha oramai completato l'iter autorizzativo ed è di prossima cantierizzazione per cui eventuali iniziative della distribuzione in sovrapposizione dovranno necessariamente adeguarsi allo stato autorizzativo o allo stato di realizzazione.

IV fattispecie (concernente un metanodotto della rete regionale di Trasporto "in fase autorizzativa in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i competitor possono avere offerto nella gara ATEM già bandita").

Italgas si riferisce ai metanodotti "Valli di Lanzo" e "Tanaro – Arroscia Impero" appartenenti alle ATEM Torino 4, Imperia e Cuneo 2, per i quali la gara d'ambito non è stata neppure bandita.

Ebbene nel caso la pretesa di Italgas è del tutto pretestuosa e finalizzata a limitare e paralizzare qualsiasi iniziativa nel settore del trasporto, ledendo la libertà di impresa costituzionalmente garantita (v. art. 41 Cost), e ciò a tutela di una potenziale, non nota nel contenuto e nella tempistica, iniziativa nel settore della distribuzione del gas metano.

Allorquando interverrà la gara d'ambito, il gestore della distribuzione dovrà tenere in debito conto le eventuali iniziative in corso nel settore del trasporto di pubblica conoscenza (in quanto appunto inserite nei Piani decennali di sviluppo) prima della pubblicazione del bando di gara ATEM.

3. Sulle Conclusioni.

Nell'ultimo paragrafo degli spunti Italgas afferma come il sistema di trasporto non sarebbe soggetto a nessuna soglia di sostenibilità economica, mentre ciò non varrebbe per la distribuzione.

L'affermazione pare pretestuosa e surreale dato che il documento di cui si discute è proprio relativo all'analisi costi benefici del trasporto.

*** **

C. Conclusioni e conseguenze dell'eventuale accoglimento delle osservazioni Italgas ed Anigas.

Per tutte le ragioni sopra illustrate, si precisa come, per nessuno dei progetti di sviluppo delle Reti di trasporto ai quali si riferiscono Italgas e Anigas che interessano la Società esponente, siano venuti meno i criteri di economicità efficienza e garanzia della concorrenza, risultando possibile e doveroso che le imprese della distribuzione si coordinino con quelle del trasporto, con le modalità indicate al paragrafo A.

Più in generale - tenendo anche in considerazione che, ad oggi, la maggior parte delle procedure per l'affidamento della distribuzione sulla base degli ATEM o non sono state ancora avviate, o sono in stato embrionale - è evidente come l'eventuale e denegato accoglimento delle osservazioni in esame non avrebbe un effetto circoscritto ai soli progetti inseriti nei piani decennali di sviluppo di Energie Rete Gas S.p.A. per il 2018 ai quali si riferiscono Italgas ed Anigas, ma coinvolgerebbe sostanzialmente tutti gli operatori del trasporto che hanno intenzione di assumere, stanno assumendo, o hanno in corso di realizzazione iniziative di sviluppo delle reti di trasporto, con totale paralisi di un intero settore economico ed evidente lesione della libertà di impresa costituzionalmente garantita (v. art. 41 Cost)

OSSERVAZIONI RICEVUTE DALLA PROVINCIA DI TRENTO

SPUNTO OSSERVAZIONE: S3

OSSERVAZIONE:

Nel piano di sviluppo decennale della società Retragas risulta che:

- sia in progettazione preliminare (progetto Retragas 2016_12) il tratto di rete di trasporto regionale in 3^a specie che collegherà Tione a Pinzolo.
- viene identificato il progetto Retragas 2018_03 che riguarda lo sviluppo del precedente progetto Retragas 2016_12, prevedendo il nuovo tratto della rete di trasporto in 3^a specie tra Pinzolo a Cles.
- viene identificato il progetto Retragas 2018_02 che riguarda il nuovo tratto rete di trasporto in 3^a specie tra Tione – Trento/Riva del Garda

Nel piano di sviluppo decennale di SNAM rete gas non sono previsti di fatto interventi sulla rete ubicata in Trentino.

- 1) Nell'ambito della presentazione del Piano di sviluppo della rete di distribuzione del gas, delle relative condizioni minime di sviluppo disposte dall'ARERA, è emersa l'esigenza che la rete del trasporto regionale assicuri il suo sviluppo fino alla Valle di Sole e l'alta Val di Non, dove si possono stimare carichi puntuali invernali fino a 15.000 Smc/h a servizio delle attività produttive, alberghiere e civili (circa 20.000 residenti). In questo senso, risulterebbe sufficiente che il progetto Retragas 2018_03 si sviluppasse fino a Dimaro Folgarida assicurando un punto di consegna con pressione minima di 5 bar.
- 2) Si registra una criticità collegata al progetto Retragas 2018_03 in quanto la sua realizzazione comporterebbe il sistema di trasporto regionale in una configurazione unica ad antenna che potrebbe risultare vulnerabile poiché questa verrebbe alimentata solamente dall'interconnessione con la rete statale SNAM di Vestone; il mero potenziamento della Re.Mi di Vestone (progetto Retragas 2016_04) lascerebbe impregiudicata tale vulnerabilità, soprattutto considerando che il completo sviluppo di tale progetto fino a Cles, intercetterebbe una rete di distribuzione per la quale va verificata – sotto il profilo regolatorio e tecnico- la sua possibile di contro alimentare il tubazione oggetto del progetto Retragas 2018_03.
- 3) Un'altra situazione critica collegata all'ipotizzato sistema ad antenna sembra essere rappresentata dalla limitata movimentazione di volumi di gas che necessiterebbero le aree di consumo montane della Valle di Sole e Val di Non in quanto la pressione a fondo rete nel punto di consegna Dimaro Folgarida potrebbe non essere sufficiente a garantire la pressione adeguata per il funzionamento delle reti di distribuzione. Per superare la vulnerabilità sembra indispensabile che vada realizzato parallelamente il progetto Retragas 2018_02 (tratto Tione - Trento/Riva del Garda) che consente la chiusura del sistema di trasporto regionale secondo uno schema ad anello con possibilità di gestire flussi bidirezionali, di rilievo interregionale (Brescia – Tione – Trento).
- 4) Nel piano di sviluppo di SNAM non sono previsti interventi sulla rete ubicata in Trentino. Una criticità è rappresentata dal ramo ad antenna della tubazione SNAM Mori-Riva che non sembra in grado di rispondere a incrementi di prelievo di gas. Tale condizione vincola un'importante area turistica e produttiva del trentino (zona alto Garda).
- 5) Tenuto conto che tutte le tubazioni di trasporto proposte da Retragas nel territorio trentino sembrano essere progettate in 3^a specie va valutato se questa tipologia di specie sia sufficiente ad assicurare la pressione minima di 5 bar a Dimaro Folgarida, oppure se sia necessario apportare l'interconnessione attraverso la rete SNAM Tione-Trento con caratteristiche di 2^a specie tali da consentire lo spostamento dei volumi di gas fino al punto di connessione Dimaro Folgarida.
- 6) La realizzazione del collegamento con Cles (progetto Retragas 2018_03) consentirebbe l'implementazione di condizioni di ridondanza del sistema di distribuzione trentino e si metterebbe in sicurezza il sistema del trasporto interregionale sia dell'area bresciana che trentina.

CONTRODEDUZIONI DI SRG:

Con riferimento al punto 4) dell'osservazione sopra citata, si segnala che nel Piano di SRG è presente il progetto RR_0066 Potenziamento Derivazione Arco – Riva del Garda (Tab. 31 – Progetti di Sviluppo della Rete Regionale).

Il progetto è attualmente in fase realizzativa e prevede un potenziamento parziale della Derivazione Arco – Riva del Garda.

SRG è disponibile a prendere in considerazione eventuali ulteriori interventi di potenziamento sulla propria rete necessari a fronte di ulteriori esigenze di sviluppo dei consumi nell'area.

CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS al punto 1:

Retragas prende atto della segnalazione avanzata da P.A.T. in merito al progetto di piano 2018-03 "Ipotesi di collegamento rete AP Pinzolo-Cles" che al momento è previsto a fine arco - piano di riferimento. La segnalazione verrà presa in esame nei prossimi mesi all'avvio dell'analisi costi-benefici del progetto di piano 2018-03 per verificarne la effettiva sostenibilità.

CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS al punto 2:

Retragas conferma la propria piena disponibilità a partecipare ad un tavolo di lavoro con le altre parti interessate (Snamretegas, Enti del Territorio) finalizzato a definire un programma integrato di interventi per la metanizzazione delle nuove aree e per la messa in sicurezza delle reti di trasporto, anche in ottica di chiusura ad anello del citato intervento 2018-03 "Ipotesi di collegamento rete AP Pinzolo-Cles", al momento previsto a fine arco – piano e che comunque verrà valutato con analisi costi - benefici per verificarne la effettiva sostenibilità.

CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS al punto 3:

Retragas conferma la propria piena disponibilità a partecipare ad un tavolo di lavoro con le altre parti interessate (Snamretegas, Enti del Territorio) finalizzato a definire un programma integrato di interventi per la metanizzazione delle nuove aree e per la messa in sicurezza delle reti di trasporto, anche in ottica di chiusura ad anello del citato intervento 2018-02 "Ipotesi di chiusura ad anello rete AP da Tione a Trento/Riva del Garda" al momento previsto a fine arco – piano e fortemente condizionato dall'esito del citato tavolo di lavoro.

CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS al punto 5:

Per la richiesta in oggetto, ad oggi non ci sono note particolari condizioni che richiedano la posa di una rete di trasporto realizzata e costruita in 2a specie, per cui al momento confermiamo l'ipotesi di realizzazione in 3a specie, specificando fin d'ora che ciò rappresenta per la scrivente società il limite massimo di realizzazione ed esercibilità di una rete nel territorio citato; eventuali richieste di fornitura a pressione (specie) superiore non potranno da noi essere gestite.

CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS al punto 6:

Retragas conferma la propria piena disponibilità a partecipare ad un tavolo di lavoro con le altre parti interessate (Snamretegas, Enti del Territorio) finalizzato a definire un programma integrato di interventi per la metanizzazione delle nuove aree e la messa in sicurezza delle reti di trasporto, anche in ottica di chiusura ad anello del citato intervento 2018-03 "Ipotesi di collegamento rete AP Pinzolo-Cles".

SPUNTO OSSERVAZIONE: S5**OSSERVAZIONE:**

All'interno del piano decennale presentato da Retragas è analizzato solo il tratto di ampliamento della rete di trasporto da Tione a Pinzolo (progetto 2016_12) con una compiuta relazione sull'Analisi Costi Benefici mentre gli altri possibili interventi nel territorio trentino sono solo stati accennati, a mezzo delle schede sintetiche che ipotizzano un costo e una prevista data di entrata in esercizio.

Questo può essere un elemento di criticità per redigere il piano di sviluppo minimo necessario per predisporre il bando di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale.

Sarebbe quindi opportuno e auspicabile l'approfondimento di tali progetti, anche attraverso un Tavolo di lavoro congiunto con i soggetti interessati, per la messa in sicurezza della rete di trasporto regionale anche mediante l'interconnessione alla rete SNAM.

Come enucleato nei punti precedenti questa interconnessione, renderebbe possibile sviluppare un'adeguata programmazione da parte della Stazione Appaltante dei territori non ancora metanizzati, tra i quali la sicura metanizzazione della Valle di Sole e dell'alta Val di Non.

CONTRODEDUZIONI DI SRG:

Con riferimento all'opportuno e auspicabile approfondimento dei progetti di metanizzazione delle Valli Giudicarie, della Val di Sole e Val di Non, SRG si rende disponibile per un tavolo di lavoro finalizzato a definire un programma integrato di interventi per la metanizzazione delle nuove aree e la messa in sicurezza delle reti di trasporto.

CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS:

Retragas conferma la propria piena disponibilità a partecipare ad un tavolo di lavoro con le altre parti interessate (Snamretegas, Enti del Territorio) finalizzato a definire un programma integrato di interventi per la metanizzazione delle nuove aree e per la messa in sicurezza delle reti di trasporto in ottica di chiusura ad anello dei tratti di rete in ipotesi di realizzazione.

SPUNTO OSSERVAZIONE: S6

OSSERVAZIONE:

In relazione allo spunto S5 si richiama il progetto 2018_02 – Realizzazione dorsale rete AP Alta Valle Giudicarie (TN) Tione – Trento/Riva del Garda necessario per superare in tempi brevi il problema della vulnerabilità della rete ad anello che attualmente serve le Giudicarie e che si svilupperà fino a Pinzolo e quindi a tutta la Val Rendena e verso la val di Sole (Dimaro Folgarida).

Prima infatti di chiudere l'anello verso Cles pare più importante la chiusura verso Trento effettuando l'interconnessione con la rete SNAM attraversando le Giudicarie esteriori, territorio attualmente non fornito di allacciamento al gas naturale.

La chiusura dell'anello e l'allacciamento alla rete di trasporto di Snam Gas porterebbe quindi a molteplici vantaggi: la messa in sicurezza della rete di trasporto regionale, eliminando l'effetto antenna alimentata solo dall'impianto di Vestone, la continuità di fornitura sia per il territorio trentino che per quello lombardo e infine l'approvvigionamento di nuove utenze e il conseguente beneficio socio-economico e ambientale (qualità aria) che la distribuzione del gas porterebbe a tutto il territorio trentino.

CONTRODEDUZIONI DI SRG:

Con riferimento all'ipotesi di chiusura verso Trento effettuando l'interconnessione con la rete SNAM, SRG assicura l'esecuzione degli interventi necessari, a valle degli impegni contrattuali così come previsti dal codice di rete (Cap. 6) e come espresso nel "Documento di coordinamento" dei Piani decennali in merito al progetto di Retragas: 2018_02 REALIZZAZIONE DORSALE RETE AP ALTA VALLE GIUDICARIE (TN): TIONE - TRENTO/RIVA DEL GARDA.

CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS:

Retragas conferma la propria piena disponibilità a partecipare ad un tavolo di lavoro con le altre parti interessate (Snamretegas, Enti del Territorio) finalizzato a definire un programma integrato di interventi per la metanizzazione delle nuove aree e la messa in sicurezza delle reti di trasporto in ottica di chiusura ad anello dei tratti di rete in ipotesi di realizzazione.