

**Format per la raccolta delle osservazioni
sugli schemi di Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per l'anno 2016**

Persona di riferimento	<i>Giuseppe Viscardi</i>
Numero di telefono	<i>[omissis]</i>
Indirizzo di posta elettronica	<i>[omissis]</i>
Società*	<i>Eni S.p.A.</i>
Tipo di società*	<i>Altro</i>
Sito web*	<i>https://www.eni.com/it_IT/home.page</i>

** Da comunicare solo se la persona di riferimento agisce in nome e per conto di una Società.*

Osservazioni

Nr. progressivo	Gestore/i cui l'osservazione fa riferimento	Capitolo/i dello schema di Piano	Osservazione
1	SRG	-	<p>Ad avviso della scrivente, i progetti maggiormente rilevanti - in relazione alle considerazioni che seguono - rappresentati nel piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto Snam Rete Gas (di seguito: SRG) posto in consultazione dall'AEEGSI lo scorso 5 dicembre 2016 sono:</p> <ol style="list-style-type: none"><li data-bbox="936 469 2112 596">1. la realizzazione del "Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri", finalizzato principalmente alla flessibilità e alla sicurezza di alimentazione del mercato nell'area Nord Occidentale del Paese e alla creazione di capacità di esportazione in reverse flow presso i punti di interconnessione di Tarvisio e di Passo Gries;<li data-bbox="936 603 2112 667">2. la nuova "Linea Adriatica", funzionale a incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia;<li data-bbox="936 673 2112 868">3. ulteriori progetti finalizzati a potenziare la rete di trasporto sulle direttrici da Sud e da Nord - Est, che ad oggi sono in fase di studio. Tali progetti sono funzionali a possibili nuove fonti di approvvigionamento tramite metanodotti dall'estero e terminali di GNL, e l'avvio delle relative fasi realizzative è comunque correttamente subordinato all'assunzione di impegni contrattuali di utilizzo delle corrispondenti capacità di trasporto. Tali sviluppi non sono necessariamente legati a specifici progetti di importazione già identificati. <p>Tanto gli investimenti in corso - <i>reverse flow</i> a Passo Gries e Tarvisio, Linea Adriatica - quanto quelli allo studio - nuovi potenziamenti da Sud e da Nord - Est, per collegare nuovi terminali di rigassificazione e nuove linee di <i>import</i> -, definiscono un quadro in cui il sistema Italia si struttura per diventare <i>hub</i> europeo e paese di transito del gas, lungo le direttrici Sud-Nord e Nord-Est. Per tali investimenti sarà essenziale individuare la corretta allocazione dei costi in funzione del beneficio apportato. In altri termini, trattandosi di investimenti che non sono necessari a garantire il soddisfacimento della domanda nazionale, bensì hanno la funzione di incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento del resto d'Europa, aumentandone la sicurezza, i relativi costi dovranno essere allocati ai Paesi che ne beneficeranno. Diversamente, a regole invariate si farebbero gravare sui consumatori italiani i costi sostenuti per investimenti volti a configurare l'Italia come un <i>hub</i> del gas, mentre i corrispondenti benefici verrebbero goduti dagli altri Paesi europei: se così fosse, il progetto <i>hub</i> non potrebbe certo essere considerato un'opportunità per il nostro Paese.</p>

2	SRG	<p><u>Va ricordato che il progetto di flussi bidirezionali transfrontalieri tra Italia e Svizzera, al punto di interconnessione di Passo Gries, come anche il parallelo progetto di flussi bidirezionali transfrontalieri a Tarvisio e la Linea Adriatica, si configurano come <i>Progetti di Interesse Comune</i> e, come tali, sono soggetti alla c.d. “<i>Cross Border Cost Allocation</i>”. Anche tenuto conto di ciò, riteniamo pre-condizione imprescindibile definire chiaramente le modalità di allocazione dei costi <u>prima</u> che gli investimenti vengano realizzati, per evitare il rischio che – una volta realizzati gli investimenti - i costi sostenuti finiscano per diventare costi “<i>sunk</i>” per il sistema Italia, sul quale graverebbero ingiustificatamente senza più concrete ed efficaci possibilità di una corretta allocazione <i>cross-border</i>. In relazione a ciò riteniamo opportuno evidenziare che non sembrano ipotizzabili meccanismi di recupero che si basino esclusivamente su soluzioni tariffarie del trasporto in Italia. In particolare:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • tariffe di trasporto in uscita per l’esportazione dimensionate per recuperare l’investimento per il <i>reverse flow</i> rischiano di essere talmente elevate da determinare un sottoutilizzo dell’infrastruttura di esportazione. Così facendo non verrebbero colti i potenziali benefici del controflusso e i costi di infrastrutture sottoutilizzate finirebbero con l’essere socializzati attraverso un incremento generalizzato delle tariffe di trasporto che peserebbe sui consumatori italiani; • al contrario, una valorizzazione delle tariffe per l’esportazione capaci di garantire solo un recupero parziale dei costi, se da un lato incentivano l’uso della capacità, dall’altro non risolvono la questione dell’ingiustificato aggravio di costi a carico dei clienti in Italia, che dovrebbero comunque sostenere, attraverso una socializzazione sulle restanti tariffe, la parte restante dei costi. <p><u>Pertanto non è possibile confidare solo in una revisione dei meccanismi tariffari a livello nazionale per ribaltare il costo, intervenendo sul valore dei punti di <i>exit</i>.</u></p>
3	SRG	<p>La porzione di costo associato alla creazione dell’<i>hub</i> del gas che l’Italia potrebbe giustificatamente sostenere è solo quella corrispondente al valore dell’externalità positiva riconducibile ad una maggior integrazione fisica con il resto del mercato del gas in Europa (es: allineamento quotazione mercato all’ingrosso), che dovrebbe essere opportunamente e solidamente valutata prima della realizzazione degli investimenti “<i>pro-hub</i>” in modo da definire e sostenere la più corretta allocazione transfrontaliera degli stessi costi.</p>

4	SRG	<p>Il ruolo dell'Italia come Paese di transito deve peraltro essere considerato alla luce delle reali potenzialità di importazione da nuove fonti e di esportazione fisica del sistema italiano, preservando l'interconnessione con gli <i>hub</i> nord-europei e ottimizzando l'utilizzo delle infrastrutture esistenti senza correre il rischio di doverle considerare <i>'stranded assets'</i>. E' pertanto importante che il Piano di sviluppo Snam contempli sviluppi atti a sostenere nuove capacità di importazione, come anche nuove realizzazioni di capacità in reverse flow, che siano coerenti con concreti progetti di nuova capacità di importazione eccedente i fabbisogni di gas naturale in Italia.</p> <p>In mancanza di certezze sulla realizzazione di nuove linee di importazione, si devono valutare con attenzione investimenti ulteriori atti a sostenere nuove capacità di importazione, come anche investimenti ulteriori in capacità di esportazione, che se non accompagnati da incrementi effettivi dei flussi di gas approvvigionati avrebbero l'effetto di aumentare il costo finale dell'energia appesantendolo con costi di infrastrutture di nuova realizzazione sottoutilizzate.</p>
5	SRG	<p>Un'ultima considerazione è formulata in relazione agli scenari di domanda sottesi al piano decennale. SRG ha elaborato uno scenario ("High case scenario") che raggiunge gli obiettivi previsti dal "2030 Climate&Energy Framework" (riduzione emissioni 40% e penetrazione rinnovabili +27%) privilegiando una strategia di decarbonizzazione che ottimizzi le risorse e infrastrutture esistenti e il ruolo del gas nella generazione elettrica, attraverso un significativo sviluppo del biometano immesso e trasportato attraverso la rete di trasporto gas, in grado di contribuire agli obiettivi ambientali, quale fonte rinnovabile caratterizzata da maggiore programmabilità rispetto a fotovoltaico ed eolico, ed agli obiettivi di efficienza economica e di utilizzo efficiente dell'infrastruttura gas.</p> <p>Si osserva in particolare che nel Piano di SRG è previsto un aumento della produzione nazionale di biometano, fino a circa 5,8 Gm3 nel 2025. In relazione a tale previsione, si evidenzia tuttavia come il costo di produzione del biometano sia molto alto (stimabile tra 0,8 e 1,4 €/m3), a seconda delle caratteristiche dell'impianto di produzione. Di conseguenza la produzione di biometano, ad oggi, non risulta economicamente competitiva e necessita di elevati sussidi: il livello degli incentivi necessari deve essere opportunamente valutato, dimensionato e tenuto in conto, per evitare ricadute negative sul costo finale dell'energia per il sistema.</p>

6	SRG	<p>In conclusione, la scrivente società con il presente contributo:</p> <ol style="list-style-type: none">1. sottolinea l'opportunità che gli investimenti di sviluppo della rete infrastrutturale del gas naturale vengano attentamente ponderati, evitando che il recupero dei costi ad essi associati attraverso i corrispettivi tariffari di trasporto possa innescare incrementi eccessivi e conseguenti "circoli viziosi" che rischiano di rendere meno competitivo il gas e, in definitiva, di incidere negativamente sulla stessa domanda di gas;2. evidenzia che, prima di sviluppare ulteriori infrastrutture, è necessario intervenire sull'impianto regolatorio per promuovere l'uso efficiente di quelle esistenti. In particolare bisogna evitare che tariffe troppo elevate rendano eccessivamente costoso l'utilizzo di talune direttrici di approvvigionamento, facendole diventare sostanzialmente "stranded" e in parallelo rendendo necessaria la costruzione di nuove infrastrutture, senza garanzia di una reale diversificazione delle fonti di approvvigionamento e di un reale miglioramento della competitività e della security of supply nazionale;3. in un'ottica di sviluppo dell'Italia come hub del gas, ritiene necessaria una chiara e preliminare definizione delle regole di allocazione dei costi da sostenersi per la realizzazione di nuove infrastrutture, anche attraverso una profonda revisione dei criteri tariffari.
---	-----	---