



Coordinamento "No Hub del Gas"

Dossier

SNAM AFFAIR



ANALISI SUI PIANI DECENNALI DELLA MULTINAZIONALE

Tutti i dati sull'inutilità per l'Italia di nuovi metanodotti, nuove centrali e nuovi stoccaggi di gas. La Snam costruisce ugualmente queste opere perché a pagarle sono gli italiani attraverso la bolletta.

Il caso studio del progetto Linea Adriatica - metanodotto e centrale di compressione a Sulmona.

PREMESSA

In piena emergenza climatica si pensa di costruire ulteriori gasdotti e infrastrutture connesse, opere che, una volta realizzate, hanno una vita tecnica di 50 anni. Chi sostiene l'utilità di queste opere dovrebbe spiegare come si possa raggiungere l'obiettivo di abbandonare le fossili se esse dureranno fino al 2070, se costruite oggi.

Il Piano Clima Energia appena varato dal Governo, che pure pone obiettivi del tutto insufficienti rispetto alla crisi climatica in atto, ritiene che al 2030 i consumi di gas del paese saranno pari a 60 miliardi di mc, quando nel 2005 il paese ne ha consumati oltre 85: perché allora costruire altri gasdotti? A che pro?

Questo dossier è basato per la maggior parte sull'analisi dei dati contenuti nei Piani Decennali di Sviluppo della Rete di Trasporto Gas Naturale 2018 – 2027 e 2020 – 2029 * della Snam, su documenti ufficiali di ministeri, agenzie e istituti oltre che sulle ricerche scientifiche più recenti.

Il presente studio valuta essenzialmente la compatibilità tecnica ed economica dei nuovi interventi sulla rete nazionale del gas, con un focus specifico sul caso studio del metanodotto e sulla centrale di Sulmona facenti parte della cosiddetta "linea Adriatica". Non sono stati presi in esame – se non marginalmente - gli altri aspetti, pure importanti, relativi agli impatti sull'ambiente, sulla salute, sulla sicurezza e sulle economie locali.

Il Piano decennale Snam 2018 è scaricabile qui: http://pianodecennale.snamretegaz.it/includes/doc/2/2019012208362018-decennale_web.pdf

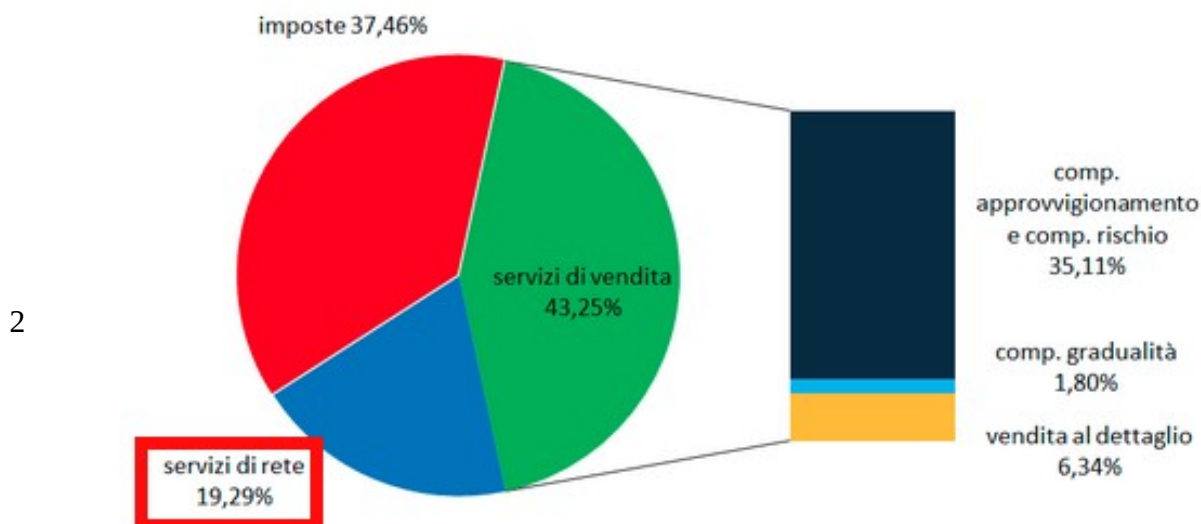
Il Piano decennale Snam 2020 è scaricabile qui: https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2020_2029/SRG-Piano-Decennale-2020-2029.pdf

**Non viene preso in esame il Piano 2019-2028 perché è molto simile a quello 2020-2029. Nel testo il Piano 2018-2027 viene indicato con la sigla Piano 2018 e il Piano 2020-2029 con la sigla Piano 2020.*

FOLLOW THE MONEY: REMUNERAZIONE DEL 7,2% E ALTRI BENEFIT

Perché SNAM e Gasdotti Italia sono così ansiose di costruire nuovi gasdotti o di rifare tratte esistenti? La risposta: hanno profitti assicurati anche se poi questi gasdotti non dovessero trasportare neanche un mc di gas!

Infatti, sulla bolletta del gas degli italiani viene caricata una quota per i cosiddetti "servizi di rete", cioè la parte che serve a pagare il trasporto nei gasdotti e lo stoccaggio del metano.



Non ci sarebbe nulla di male, ovviamente, se tali infrastrutture fossero effettivamente necessarie, che diviene il punto centrale della questione in quanto vi è un ovvio interesse dei costruttori di gasdotti e dei gestori a realizzare anche opere inutili visto che la remunerazione viene comunque assicurata per un perverso meccanismo tariffario con cui negli anni, alla stregua di quanto accaduto con le autostrade, i vari governi e parlamenti hanno premiato chi vive di gasdotti.

Sulla base di queste regole, che comunque prevedono teoricamente un controllo dell'effettiva utilità delle proposte che provengono dai costruttori e gestori di gasdotti, l'autorità ARERA decide ulteriori questioni fondamentali circa la quota di tariffa che deve essere riconosciuta ai servizi di rete.

Tra questi:

- remunerazione fissa del capitale investito;**
- ulteriori incentivi agli investimenti se ritenuti strategici;**
- riconoscimento delle spese in oneri finanziari.**

ARERA, quindi, ai sensi dell'articolo 16, comma 6bis, del decreto legislativo 93/11, valuta (leggiamo dal suo sito) *"se lo schema di Piano decennale contempla tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva, e se è coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP), di cui all'articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del Regolamento (CE) 715/2009. Ai fini della predetta valutazione, l'Autorità verifica che la scelta degli investimenti individuati nei predetti schemi sia effettuata sulla base di criteri di economicità ed efficienza in ossequio alle disposizioni di cui all'articolo 1 della legge 481/95 in materia di economicità e redditività dei servizi di pubblica utilità, nonché, della disciplina tariffaria (cfr. articolo 3, comma 3, della RTTG), che prevede il riconoscimento in tariffa dei costi relativi agli investimenti "a condizione che [questi] siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità".*

Nella realtà, avendo i gestori accesso a tutti i dati dei gasdotti che gestiscono (basti pensare alle rotture) e facendo loro stessi le simulazioni circa la sicurezza delle reti, pratica l'analisi tecnica è demandata a SNAM e Gasdotti Italia, che nei loro piani definiscono le scelte. pertanto, leggendo i documenti, tutto diventa "strategico", "necessario", "indifferibile", spesso senza alcun dato numerico oggettivo (che, tra l'altro, alla fine sarebbe comunque fornito dal gestore stesso!). Come vedremo, poi, ARERA "passa" piani fondati su dati già a prima vista del tutto opinabili se non proprio sbagliati.

Veniamo alla remunerazione assicurata a SNAM e Gasdotti Italia da ARERA nel 2020. Con la Delibera 119/2019 (da notare: bisogna andare all'allegato per avere i dati concreti) l'Autorità assicura:

VOCE	TASSO RICONOSCIUTO
-una remunerazione fissa del capitale investito	5,7%
-ulteriori incentivi agli investimenti se ritenuti strategici	1,5% aggiuntivo al 5,7%
-riconoscimento delle spese in oneri finanziari (tasso applicato)	5,3%

Insomma, la remunerazione del capitale investito è del 7,2%, con le spese in oneri finanziari ripagate riconoscendo un tasso del 5,3% (!). Si potrebbe commentare che umili cittadini riescono ad ottenere mutui a tassi molto più vantaggiosi...

Poiché sicuramente apparirà tutto stupefacente e quasi incredibile (anche se la vicenda autostrade dovrebbe aver insegnato qualcosa), riportiamo i passaggi dell'allegato della Delibera di ARERA.

- 4.5 Per il periodo di regolazione, il tasso di remunerazione reale pre-tasse del capitale investito netto riconosciuto è fissato e aggiornato ai sensi del TIWACC, e assume il valore di cui alla relativa Tabella 4 per il servizio di trasporto gas, pari a 5,7% per gli anni 2020 e 2021.
- 4.6 Per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2013 ed entro il 31 dicembre 2016, il valore di cui al comma 4.5 è incrementato dell'1%.
- 4.7 Al valore delle immobilizzazioni in corso che si prevede siano iscritte a bilancio al 31 dicembre dell'anno di presentazione della proposta tariffaria sulla base dei dati di preconsuntivo è applicato un tasso per la copertura degli oneri finanziari determinato come tasso di remunerazione, definito sulla base dei criteri di cui al TIWACC, nell'ipotesi di un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4. Per gli anni 2020 e 2021, il tasso per la copertura degli oneri finanziari assume valore pari a 5.3%.

Articolo 5

Criteri di incentivazione degli investimenti

- 5.1 Il valore del capitale investito netto riconosciuto per il calcolo della remunerazione addizionale di cui ai successivi commi 5.2 e 5.3 è determinato secondo i medesimi criteri di cui al precedente comma 4.2, lettere a) e d), e aggiornato secondo i medesimi criteri di cui al precedente comma 4.4.
- 5.2 Ai fini del calcolo della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale per i nuovi investimenti entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione si applicano i criteri previsti dalle rispettive deliberazioni dell'Autorità n. 166/05, ARG/gas 184/09, e 575/2017/R/GAS.
- 5.3 Ai nuovi investimenti entrati in esercizio negli anni dal 2020 al 2022 che rispettano i requisiti di cui ai successivi commi 5.4 e 5.5 è applicato un tasso di remunerazione addizionale pari a 1,5% riconosciuto per 10 anni.

10

Insomma, il paese di Bengodi!

Con la chicca di un riconoscimento, al punto 4.6, di un incentivo (si badi bene, non la remunerazione, ma un ulteriore incentivo!) dato "a posteriori" per gli investimenti effettuati tra il 2013 e il 2016!

LE INFRASTRUTTURE SNAM IN ITALIA

I gasdotti

La rete di gasdotti per il trasporto e la distribuzione del metano è capillarmente diffusa su tutto il territorio nazionale. I gestori sono SNAM e Gasdotti Italia anche se la prima è di gran lunga il principale operatore. La Snam possiede, infatti, 32.643 km di metanodotti di cui 9.643 km facenti parte della Rete nazionale Gasdotti e 23.000 km della Rete regionale. I gasdotti sono di due tipi : le condotte a terra, il cui diametro massimo raggiunge i 1400 millimetri, che trasportano il gas ad una pressione tra i 24 e i 75 bar, e le condotte sottomarine che attraversano lo stretto di Messina con un diametro compreso tra i 500 e i 600 millimetri e trasportano il gas a una pressione fino a 115 bar. La Linea Adriatica rientra nella Rete nazionale. Il tubo ha un diametro di 1200 millimetri e la pressione è di 75 bar.

Le centrali di compressione

Lo scopo delle centrali di compressione è quello di fornire al metano la spinta necessaria per percorrere la rete nazionale dei metanodotti. Le centrali sono controllate a distanza dal centro di dispacciamento di San Donato Milanese. In Italia vi sono 13 centrali di compressione: Enna, Messina, Tarsia (CS), Montesano sulla Marcellina (SA), Melizzano (BN), Gallese (VT), Terranuova Bracciolini (AR), Poggio Renatico (FE) Minerbio (BO) Serniano (CR), Istrana (TV), Malborghetto (UD), Masera (VB). La potenza installata complessiva delle centrali è di 961 megawatt (MW). La potenza prevista per la centrale di Sulmona è di 99 MW.



Le 13 centrali di compressione e spinta collegate con la Rete nazionale gasdotti e i punti di ingresso dall'estero (metanodotti e rigassificatori). Fonte SNAM.

Gli stoccaggi

Il sistema di stoccaggio immagazzina il gas, in vecchi giacimenti esauriti, nei periodi di minore richiesta per poterlo erogare nei periodi maggiore domanda, come l'inverno. La Snam, attraverso la sua controllata Stogit, è il più grande operatore di stoccaggio in Italia e uno dei principali in Europa. La Stogit gestisce 12 campi di stoccaggio situati nelle seguenti località : Brugherio (MZ), Settala (MI), Sergnano (CR), Ripalta (CR), Bordolano (CR), Cortemaggiore (PC), Sabbioncello (Tresigallo – FE), Minerbio (BO), Fiume Treste (Cupello – CH). La capacità di stoccaggio complessiva è di 17,6 miliardi di metri cubi compresi 4,6 miliardi di riserva strategica. Lo stoccaggio più grande è a Fiume Treste, in Abruzzo, con una capacità di oltre 4 miliardi di metri cubi. Ogni sito di stoccaggio è dotato di centrale di compressione.



I rigassificatori

Il metano può essere portato allo stato liquido tramite un apposito processo di raffreddamento che ne riduce notevolmente il volume. Attraverso le navi metaniere viene trasportato agli impianti GNL (rigassificatori) per essere ritrasformato in gas. In Italia sono in attività 3 rigassificatori e si trovano al centro nord. Sul versante tirrenico abbiamo il terminale Italia di Panigaglia (La Spezia) di proprietà della Snam, e il terminale off-shore di Livorno della società OLT (Offshore LNG Toscana) controllata dalla Snam. Sul versante adriatico abbiamo il terminale off-shore di Porto Viro (Rovigo) della società Adriatic LNG.

Un caso studio: il gasdotto "linea Adriatica"

La Linea Adriatica è un grande metanodotto di 424,6 km. progettato dalla Snam nel 2004, che parte da Sulmona (AQ) e dovrebbe raggiungere Minerbio (BO). Sempre a Sulmona è prevista una centrale di compressione. Secondo la Snam i costi d'investimento per realizzare l'opera ammontano a **1.596 milioni di euro, di cui 1.406 per la Linea Adriatica e 190 per la centrale di Sulmona** . Non sono considerati i costi di reinvestimento (mantenimento dell'efficienza) e i costi di manutenzione ordinaria e straordinaria (**nota 1**).

LA TESI DI SNAM

Nei Piani di SNAM; si può leggere:

“Snam Rete Gas ha elaborato un piano di sviluppo della propria rete di trasporto, che riporta le infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell’arco dei prossimi dieci anni ... I progetti più significativi del piano sono la realizzazione dell’interconnessione al metanodotto Tap, la realizzazione della nuova “Linea Adriatica” (compresa la centrale di spinta di Sulmona) (nota 1) ... Il primo è finalizzato a creare un nuovo punto di interconnessione a Melendugno con il gasdotto Tap per l’importazione di gas proveniente dall’Azerbaijan, il secondo risulta funzionale a incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia” (p. 11).

- *“Tenuto conto delle massime capacità da Mazara del Vallo, da Gela e delle nuove capacità in arrivo dal Tap, la rete di trasporto potrebbe in futuro risultare congestionata e pertanto sono stati pianificati i progetti “Potenziamento per nuove importazioni da Sud - Linea Adriatica” e “Metanodotto Matagiola – Massafra” che congiuntamente sono funzionali ad ulteriori richieste di capacità dal centro sud” (p. 52).*

*“Snam Rete Gas considera lo sviluppo di nuove importazioni da Sud un elemento strategico per una maggiore diversificazione delle fonti, per un incremento della competitività del mercato del gas e per una maggiore sicurezza dell’intero sistema di trasporto nazionale (...) Il progetto Linea Adriatica renderà disponibile nuova capacità di trasporto per circa 24 M Smc/g * dai punti di entrata da Sud. Il progetto comprende la costruzione di circa 430 km di nuova linea di diametro DN 1200 lungo la direttrice Nord – Sud e il potenziamento (sic, ndr) ** dell’impianto di compressione di Sulmona per circa 33 MW. La Linea adriatica è funzionale al trasporto di quantitativi di gas provenienti da eventuali nuove iniziative di approvvigionamento dalla Sicilia e dal Medio Adriatico” (p.60).*

* M Smc/g sta per milioni standard di metri cubi/giorno, mentre G Smc sta per miliardi (giga) standard di metri cubi/anno.

** Come può essere potenziato un impianto che ancora non esiste?

La Snam e la transizione energetica

Nell’incipit del Piano 2020 la Snam afferma (p.49) : *“Snam Rete Gas è pienamente cosciente del particolare periodo che il settore energetico sta attraversando, che condurrà nel medio termine a una transizione nella direzione di un contesto più sostenibile sotto il punto di vista ambientale.*

Gli scenari alla base del piano di sviluppo indicano infatti la necessità di sviluppare in modo significativo l’offerta di biometano, idrogeno e anche di tecnologie per la cattura e stoccaggio della CO2 al fine di raggiungere gli obiettivi di penetrazione di energie rinnovabili e decarbonizzazione di lungo periodo al minor costo possibile per consumatori e imprese”.

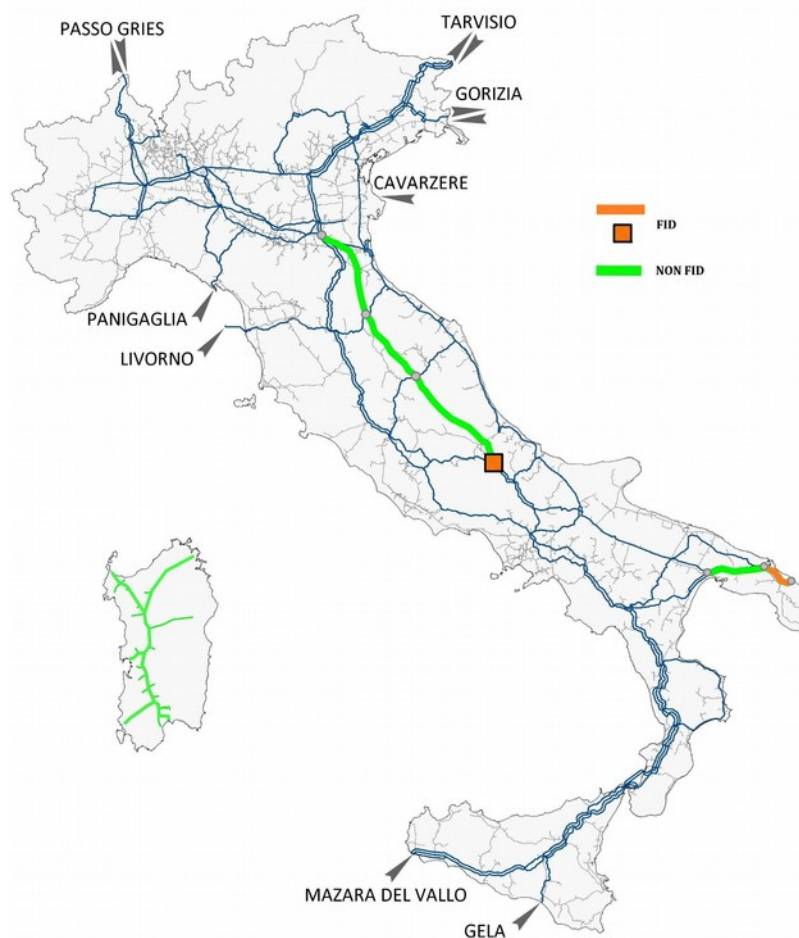
Dopo queste importanti affermazioni dovrebbero seguire iniziative concrete verso la “transizione” più sostenibile sul piano ambientale ed invece c’è poco più di nulla. Infatti, la Snam poche righe dopo afferma: *“il piano presentato si limita ad investimenti inerenti la rete di trasporto del gas naturale, non includendo investimenti che riguardano infrastrutture per l’idrogeno”,* dunque investimenti solo sulle fonti fossili.

La Snam tuttavia cerca di rimediare e prosegue affermando (p. 50): *“Alla fine del capitolo sono presentati alcuni interventi specifici e ambiti di ricerca e studio che Snam Rete Gas sta portando avanti e che riguardano la transizione energetica”.*

Alla fine del capitolo del piano 2020 si trovano interventi minimali sul monitoraggio delle emissioni fuggitive di metano, impegni per facilitare la connessione con le produzioni di biometano, interconnessioni per stazioni di rifornimento di gas compresso e liquefatto e di impianti di micro liquefazione, prove di miscelazione dell'idrogeno.

Come dire quasi nulla e invece **occorrerebbe un piano che incrementi le energie rinnovabili (Fer) fino a coprire l'80-90% della produzione di energia e l'idrogeno da solare che assuma la funzione di intervenire sulla variabilità delle Fer (nota 2).**

L'obiettivo dovrebbe essere quello di saltare la transizione con il metano nei processi di decarbonizzazione: un piano in cui le imprese energetiche a controllo pubblico dovrebbero assumere un ruolo incisivo verso la transizione energetica dalle fonti fossili alle energie verdi con investimenti adeguati all'obiettivo.



La Rete nazionale gasdotti con i nuovi progetti Linea Adriatica e centrale di compressione a Sulmona, metanodotto Matagiola-Massafra e metanizzazione della Sardegna. La sigla NON FID significa che non è stata ancora presa la decisione finale d'investimento, mentre la sigla FID indica che la decisione è stata presa. Fonte SNAM.

Per valutare le affermazioni della Snam in merito allo sviluppo della propria rete di trasporto partiamo dai dati contenuti nel Piano 2020.

LA DOMANDA DI METANO IN ITALIA

Riportiamo da pag. 25 del P 20 la tabella n.5 sull'evoluzione della domanda di metano in Italia.

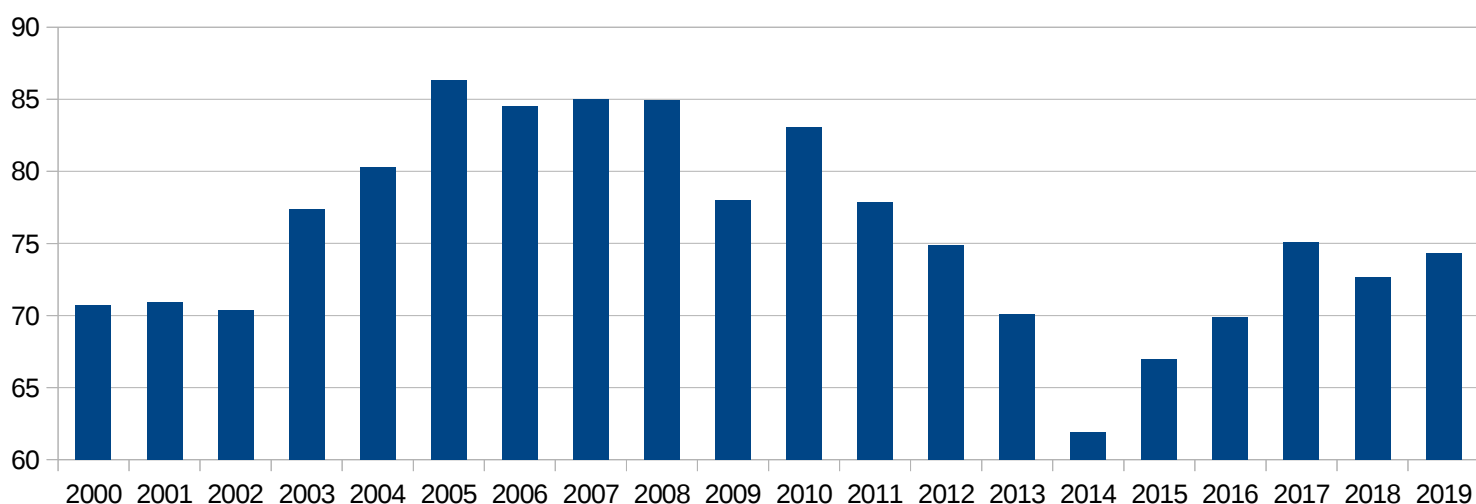
Tab.5 : Domanda di gas naturale in Italia per usi finali (in miliardi di metri cubi - G Smc)

	2016	2017	2018	2019	var. ass.
Residenziale e Terziario	28,9	29,2	28,8	28,2	-0,6
Termoelettrico	23,4	26,2	24,2	26,6	2,4
Industria	14,5	15,3	15,4	15,2	-0,2
Altri settori	2	2	2	2	0
Consumi e perdite	2	2,5	2,3	2,3	0
Totale domanda	70,9	75,2	72,7	74,3	1,6

La Snam scrive che “ la domanda di gas in Italia nel 2019 è stata pari a 74,3 miliardi di metri cubi, in crescita di circa 1,6 miliardi di metri cubi (+ 2,2%) rispetto al 2018”(p.25 Piano 2020). Se però si esaminano i primi tre mesi del 2020 si vede che la tendenza del consumo di gas in Italia è nuovamente in discesa. Secondo i dati ufficiali del Ministero dello Sviluppo Economico nel primo trimestre i consumi di metano si sono ridotti del 6,7% rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso. L'effetto lockdown dovuto al fattore Covid-19 c'è stato ma solo per una ventina di giorni di marzo. Nel mese di marzo, in confronto ad un anno prima, si è registrato un aumento del consumo di gas nel settore civile (+13%), anche a causa di temperature più basse rispetto al 2019, mentre il calo si è registrato nell'ambito della produzione termoelettrica (-17,5%) e nell'industria (-15,5%).

Limitarsi comunque a considerare solo gli ultimi anni può essere fuorviante. Se si guarda invece ai dati precedenti al 2016, non riportati nel Piano della Snam, si ha un'idea più precisa dell'andamento della domanda di metano e della capacità di trasporto della rete. (nota 2)

I dati dal 2000 in poi sono tratti dai Bilanci Energetici Nazionali (Ben) del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e si riferiscono ai consumi interni lordi (coincidono con la domanda di metano) espressi in Miliardi di Smc (S sta per Standard e mc per metri cubi).



Come si vede, dal 2004 al 2010 i consumi sono stati superiori a quelli degli anni successivi, con un massimo nel 2005.

Pertanto non si può parlare di crescita nel 2019 ma solo di un recupero parziale rispetto agli anni immediatamente precedenti (tranne che per il 2012 e il 2017), recupero dovuto al termoelettrico, per la parziale sostituzione del carbone con il gas, mentre si registra una flessione per quanto riguarda il consumo residenziale e terziario e quello industriale.

La diminuzione del consumo di gas è dovuto a diversi fattori : crescita delle energie rinnovabili, effetti delle politiche di risparmio e di efficientamento energetico, inverni più miti, conseguenza della crisi economica iniziata nel 2008. **I consumi superiori a 80 G Smc si sono avuti per diversi anni dal 2004 al 2010 (tranne che nel 2009) con un massimo storico nel 2005 di 86,265 G Smc/a e dimostrano inoppugnabilmente che la tendenza è quella di una lenta riduzione dei consumi di metano per la transizione dalle fonti fossili a quelle rinnovabili.**

Dal 1990 al 2017, infatti, le fonti fossili si sono ridotte dal 94% del totale dei consumi energetici all'80% (fonte Enea). La crescita delle energie rinnovabili nel 2018 ha raggiunto i 35.3 Mtep rappresentando il 21% del mix energetico nazionale e il 59,3% rispetto al gas (rinnovabili 35,3 Mtep – gas 59,5 Mtep) (p.24 Piano 2020). Le esportazioni rappresentano una frazione minima e fino al 2019, ultimo dato disponibile, rimangono lontane da 0,5 G Smc/a.

Nella relazione al bilancio del 2006 la Snam scrive: *“ Il consumo di gas naturale in Italia nei prossimi anni è previsto in crescita a un tasso medio superiore al 2% fino al 2010 in cui i consumi di gas potranno superare i 95 miliardi di metri cubi **per raggiungere i 106 miliardi nel 2015**”.*

La crescita di quegli anni a un tasso medio superiore al 2% appariva una previsione plausibile. La Snam ha cautamente utilizzato il 2,4% sul consumo del 2005.

Nel 2010 però, appena 4 anni dopo, i consumi non sono aumentati a 95 G Smc, ma diminuiti a 82,5: uno scostamento di 12,5 miliardi e nel 2013 i consumi di gas naturale sono stati di 67,5 G Smc contro una previsione di 106: uno scostamento rispetto alla previsione di 38,5 G Smc!"

I consumi del 2015 sono stati pari al 63,88% di quelli previsti per lo stesso anno: insomma, previsioni lontanissime dai consumi reali.

Il progetto della Linea Adriatica e della centrale di compressione di Sulmona, così come la stragrande parte dei progetti sul gas, nasce sulla base di queste previsioni che, come appena visto, si sono rivelate completamente sbagliate.

Il progetto, infatti, è stato probabilmente elaborato nel 2003 quando i consumi di metano hanno avuto un'impennata del 10,25% rispetto ai consumi dell'anno precedente (i consumi dal 2000 al 2002 erano tra i 70 e i 71 G Smc). Il progetto ha avuto la prima dichiarazione di pubblica utilità nel 2004. In quell'anno la crescita dei consumi è stata del 3,77% sul 2003. Nel 2005 , come si è visto, i consumi sono stati di 86,265 G Smc, con una crescita rispetto all'anno precedente del 7,02%. Quello è stato il massimo storico, e non torneranno più a quel livello. Ma la Snam allora non poteva saperlo.

E' importante tener presente che al 31 dicembre 2005 (anno del massimo consumo) la Rete nazionale Gasdotti era di 8.392 km anziché i 9.643 di oggi (1.251 km in meno).

Le centrali di compressione erano 11 anziché le 13 di oggi (2 in meno) e la potenza installata delle centrali era di 683 MW anziché di 961 MW come oggi (278 MW in meno). I dati appena riportati sono tratti dal bilancio Snam 2005. Questo significa che oggi abbiamo il 13% di metanodotti in più, il 15% di centrali in più e una potenza installata del 29% in più. Volendo fare un confronto approssimativo tra il 2005 ed oggi, se prudenzialmente ci attestiamo su una capacità complessiva pari al 10% in più, si potrebbe affermare che le attuali infrastrutture sarebbero in grado di erogare oltre 94 G Smc di metano.

Emerge in tutta evidenza che le infrastrutture di Snam, che in passato sono state in grado di assicurare un trasporto e una distribuzione di gas in Italia ben superiore rispetto ai consumi attuali (oltre 12 miliardi di metri cubi in più, nel 2005 rispetto al 2019) oggi hanno una capacità ancora maggiore. Questo confronto ci dice che le infrastrutture esistenti sono già sovradimensionate rispetto al fabbisogno di gas nel nostro Paese e lo saranno ancora di più rispetto alle previsioni di consumo futuro.

PREVISIONI PER IL FUTURO: PROIEZIONI DELLA DOMANDA E CONFRONTO CON GLI OBIETTIVI DEL GOVERNO (PNIEC - PIANO ENERGIA-CLIMA)

Si esaminano separatamente le previsioni del Piano 2018 e del Piano 2020 perché la Snam dal 2019 non ha presentato previsioni univoche ma degli scenari.

Qui sotto le previsioni del Piano 2018 di Snam contenute nella Tab. 11 (p.36 Piano 2018).

	2017	2022	2027	2030	2035
Domanda interna in G S mc/a	75,20	71,90	74,30	70,90	68,90

L'impietoso confronto con il Piano Energia - Clima del Governo

L'aumento tra il 2022 e il 2027 è dovuto alla decarbonizzazione del settore termoelettrico, un obiettivo del **Piano nazionale energia e clima (PNIEC)** che, secondo la Snam, va realizzato sostituendo il carbone con il metano.

In ogni caso la tendenza indicata nella tabella 11 è chiara: dal 2017 al 2027 i consumi interni sono in flessione di 0,9 G Smc nonostante la decarbonizzazione a metano. La tendenza si accentua negli otto anni successivi con una ulteriore riduzione di 5,4 G Smc , per una riduzione complessiva di 6,3 G Smc dal 2017 al 2035.

Le previsioni della Snam sono comunque molto lontane dall'obiettivo del PNIEC per il 2030 di 49 Mtep pari a 59,39 G Smc. Nel PNIEC, si riporta in "circa 60 G Smc"(nota 3). Si tratta di una differenza notevole : 11,5 G Smc, quasi il 20% in più.

Veniamo ora al Piano 2020. In questo Piano la Snam, in collaborazione con Terna, ha elaborato tre scenari con un orizzonte temporale al 2040 (p.31):

- uno scenario Business-As-Usual (**BAU**)
- e due scenari di sviluppo,
- Centralized (**CEN**)
- Decentralized (**DEC**).

La Snam afferma che lo scenario BAU "*proietta inerzialmente i trend attuali con uno sviluppo tecnologico basato solo sul merito economico*"; con i due scenari di sviluppo, invece, "*si*

raggiungono i target 2030 di decarbonizzazione, quota FER (energie rinnovabili) ed efficienza energetica e le indicazioni non vincolanti di contenimento delle emissioni di CO2 di lungo periodo utilizzando una logica di sviluppi tecnologici alternativi. Nello scenario CEN gli obiettivi di policy vengono raggiunti grazie al contenimento dei consumi e allo sviluppo delle energie rinnovabili programmabili quali gas verdi, sfruttando le infrastrutture esistenti. Nello scenario DEC viene ipotizzato uno sviluppo ancora più rapido del vettore elettrico e delle FER non programmabili”.

Negli scenari Snam/Terna “il gas naturale ha un ruolo fondamentale per la decarbonizzazione degli usi finali sia nella generazione termoelettrica (sostituendo il carbone) sia nella mobilità come carburante alternativo a minori emissioni, che in altri usi industriali e civili”.

Per completare il processo di decarbonizzazione vengono inoltre considerate le seguenti opzioni di decarbonizzazione del gas trasportato dalla rete:

-biometano, ottenuto da biomasse agricole sostenibili, rifiuti organici e biomasse solide; **-idrogeno**, viene considerato idrogeno verde, rinnovabile in quanto ottenuto dall’acqua con elettricità rinnovabile; **-metano sintetico**, ottenuto dalla metanazione dell’idrogeno rinnovabile con CO2 recuperata da altri processi;

-Carbon Capture Utilization and Sequestration, che prevede una cattura, utilizzo e stoccaggio della CO2 sia dopo la combustione che prima dell’utilizzo del gas naturale, per evitare le emissioni in atmosfera.

Nel contesto macroeconomico la crescita del Pil è ipotizzata moderata nello scenario BAU (0,5% annuo) e più sostenuta (+1,2%) negli scenari di sviluppo CEN e DEC.

E’ possibile che l’adozione di politiche tendenti a ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e a sviluppare le energie alternative possa produrre un aumento del Pil, ma è difficile ipotizzare una differenza così rilevante solo per le politiche pubbliche in tema di energia. Un’altra osservazione critica riguarda la popolazione che è prevista in diminuzione di appena 0,08% nello scenario BAU, mentre si prevede addirittura in crescita negli scenari CEN e DEC, quando la popolazione ha un trend consolidato di decrescita negli ultimi 4 anni (2015-2019) di 0,23% (dati Istat), molto più di quanto si ipotizza nello scenario BAU. Rovesciare questa tendenza negli altri scenari è poco credibile.

Se si ridimensionano queste ipotesi le previsioni CEN e DEC dovrebbero portare ad una maggiore riduzione dei consumi energetici. Per i prezzi del gas si prevedono aumenti per tutti gli scenari, ma più alti per gli scenari di sviluppo (p.32 Piano 2020).

In ogni caso lo stesso Governo, avendo assunto impegni per il taglio delle emissioni, dovrebbe contrastare uno scenario "business as usual". Si riportano le proiezioni della domanda di gas naturale e verdi nella tabella che segue.

SCENARI	2025			2030			2040		
	BAU	CEN	DEC	BAU	CEN	DEC	BAU	CEN	DEC
GAS NATURALE	75,9	77,5	73,7	79,6	73,5	68,6	84,4	76,5	54

Proiezioni di domanda di gas naturale e gas verdi in Italia in miliardi di metri cubi. Da TABELLA 12 (pag. 33 Piano 2020)

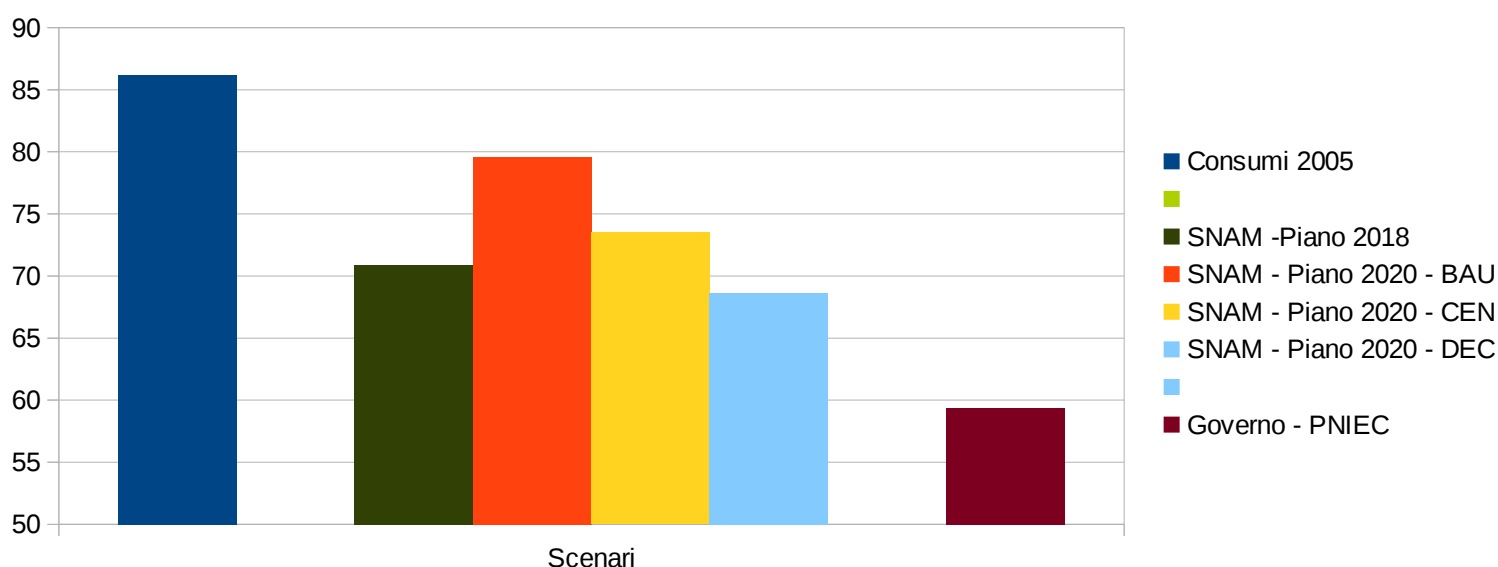
Nel piano decennale precedente, quello 2019-2028, la Snam riporta la stessa tabella del 2020-2029.

Dei tre scenari del Piano 2020 quello meno attendibile è il BAU perché non tiene conto dei sensibili cambiamenti che si verificheranno nel settore dell'energia in vista dell'abbandono delle fonti fossili

Ciò che accomuna la proiezione Snam per il 2030 del Piano 2018 (70,90 G Smc) e quella per lo scenario BAU del Piano 2020 (79,6 G Smc) è lo scostamento eccessivo rispetto all'obiettivo del Piano Nazionale Clima Energia (59,39 G Smc).

Era già difficile accogliere la previsione del Piano 2018 che andava oltre l'obiettivo del PNIEC di 11,5 G Smc, a maggior ragione è da escludere la previsione BAU che va oltre di 20 G Smc (è uno scostamento di un terzo), per cui lo scenario BAU non ha alcuna credibilità e non può essere preso in considerazione.

In ogni caso anche lo scenario più restrittivo del Piano Snam 2020 (scenario DEC) supera di ben 9,2 miliardi di Mc le previsioni del Piano governativo Energia - Clima!



Consumi: confronto tra anno di maggior consumo (2005), le previsioni Snam al 2030 e quelle del PNIEC del Governo sempre al 2030, in miliardi di metri cubi

In pochi anni le stime cambiano.

Come si può osservare la tendenza è chiara, ma vi è una dissonanza tra il dato del 2035 del Piano 2018 (68,90 G Smc) e quello del 2040 del Piano 20220 (71,8 G Smc). Non si comprende su quali elementi si possa basare per il 2040 (a 20 anni dalla data del Piano) l'inversione della tendenza alla riduzione dei consumi. Non è verosimile che più ci si avvicina alla scadenza del 2050, anno in cui si dovrebbe raggiungere l'obiettivo di emissioni zero da combustibili fossili, e più crescono i consumi di gas. Facendo il confronto al 2030, tra il PNIEC si rileva una differenza di oltre 9 G Smc.

Sembra che la Snam creda poco al Piano energia e clima del Governo, eppure è una partecipata dello Stato che, insieme alle altre partecipate che operano nel settore energetico, avrà collaborato alla elaborazione del PNIEC. Nonostante questi scostamenti dal Piano ufficiale del governo italiano, incredibilmente la Snam afferma che "le decisioni poste alla base del piano decennale (quello Snam,

ndr) sono state prese in coerenza con la proposta di piano decennale integrato per l'energia e il clima" (p.6 Piano Snam 2020)

Le previsioni Snam non collimano neanche con le previsioni del piano decennale (TYNDP 2018) di ENTSOE. A pag. 75 del Piano 2020 si legge infatti che, secondo ENTSOE, "la domanda europea **eccetto l'Italia** cresce fino a 383 miliardi di metri cubi fino al 2030". Se dunque la domanda di gas del nostro Paese non cresce, come si fa ad ipotizzare un consumo che nello scenario BAU (secondo noi in ogni caso poco credibile) arriva fino all'incredibile cifra di 84,4 G Smc al 2040?

Come si vede l'attendibilità delle previsioni Snam lascia molto a desiderare visto che in piani realizzati a soli due anni di distanza le cifre cambiano tantissimo. In ogni caso, anche se per assurdo volessimo prenderle per buone, il dato massimo dei consumi previsto è quello di 76,5 G Smc al 2040 (scenario CEN), una cifra che è al di sotto di quasi 10 miliardi di metri cubi rispetto al massimo storico di consumi di 86,3 G Smc (peraltro superiore anche allo scenario BAU) registrato nel 2005, quando peraltro, come si è detto, le infrastrutture per il trasporto e la distribuzione del gas erano inferiori a quelle di oggi.

Questi dati confermano, quindi, l'assoluta inutilità di realizzare nuovi metanodotti, nuove centrali e nuovi stoccaggi.

CAPACITÀ DELLA RETE E CONSUMI: RAPPORTO PIÙ CHE SODDISFACENTE

Per verificare la risposta della rete alle situazioni di domanda e offerta normali si può considerare la capacità massima di importazione (continua e interrompibile) e la produzione nazionale in rapporto alla domanda complessiva di metano senza considerare la flessibilità conferita alla rete dagli stoccaggi, una condizione estrema. Questi ultimi saranno invece considerati successivamente nel capitolo 6 sulle situazioni di domanda di punta di metano.

Dalla tab. 14 (p. 40 Piano 2018) e tab. 8 (p.28 Piano 2020) si calcola la capacità continua d'importazione dai metanodotti in ingresso da estero e dagli impianti GNL (rigassificatori), detraendo la quota di produzione nazionale.

Anno termico	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20
Capacità continua in milioni di metri cubi/giorno (M Smc) *	381,1	389,6	369,7	369,3	370,2	368,0

La produzione nazionale (dal Piano 2018 p.40 anni 2015/17 e dal Piano 2020 p.30 anni 2018/19) è infatti:

	2015	2016	2017	2018	2019
Totale	406	404,4	390,4	389	290
Cap. massima impegnata in M Smc/g*	24,9	23,8	20,7	19,7	19,8

*Dove M Smc/g sta per Milioni di metri cubi standard per giorno

La capacità d'importazione e di produzione nazionale può essere confrontata con la domanda complessiva di metano del 2017 di 75,42 G Smc (è la stessa in entrambi i piani) che è la più alta del periodo 2015-2019. Per il confronto occorre avere dati omogenei, per cui si trasforma G Smc/a in M Smc/g dividendo la domanda complessiva del 2017 per 365.

Il consumo medio giornaliero nell'anno considerato è quindi M Smc/g 206,63.



Si può utilizzare la capacità d'importazione e di produzione nazionale intorno a 390 M Smc/g per calcolare il loro rapporto:

$$(\text{Cap.import.} + \text{prod.naz.le}) / \text{Cons. medio/g} : 390 : 206,63 = \mathbf{1,89}.$$

Come si può constatare la capacità d'importazione e di produzione nazionale eccede di molto la domanda complessiva giornaliera media di metano.

Si deve però considerare che i consumi giornalieri cambiano tra estate e inverno, quando i consumi aumentano per via del riscaldamento.

Dai dati MISE (https://dgsaie.mise.gov.it/gas_naturale_bilancio.php) risulta, per l'inverno 2016-2017 (trimestre Dicembre 2016-Febbraio 2017) un consumo medio giornaliero di 317 milioni di mc; per l'estate Giugno-Agosto 2017, un consumo giornaliero di 139 milioni di mc.

La capacità d'importazione con la produzione nazionale si mantiene ben al di sopra dei consumi nei periodi freddi.

Calcolando nei due periodi i rapporti della capacità d'importazione e della produzione nazionale con la domanda complessiva media nei due periodi dell'anno si ha :

-periodo freddo: $390/317 = 1,23$;

-periodo caldo: $390/139 = 2,80$.

Si può concludere che, considerando i dati della capacità di importazione e della produzione nazionale, è evidente e non contestabile che l'attuale rete ha una capacità di trasporto più che sufficiente a fronteggiare situazioni di freddo.

D'altro lato è la stessa Snam a dare un giudizio complessivo positivo sulla rete di trasporto affermando che : *“ad oggi la rete di trasporto risulta avere un buon grado di flessibilità e di magliatura che ne garantisce l'esercizio anche in condizioni di stress in caso di punta di prelievo”* (p.59 P 18, paragrafo “Criticità e congestione della Rete”).

Se l'attuale rete – come riconosce la stessa Snam – è in grado di far fronte alle condizioni di stress anche in caso di punta di prelievo, ancor più avrà questa capacità per il futuro, quando tutte le previsioni danno i consumi di metano in calo, sia che il confronto si faccia con i dati forniti dalla Snam, e soprattutto se si faccia con l'obiettivo del PNIEC (si veda in proposito il capitolo precedente sulla domanda di gas nel periodo 2020 - 40).

In realtà l'attuale sistema infrastrutturale per la distribuzione di metano in Italia non solo è più che sufficiente ma è addirittura sovradimensionato rispetto ai fabbisogni futuri.

LA DOMANDA DI PUNTA GIORNALIERA: GIÀ SODDISFATTE LE DISPOSIZIONI EUROPEE

a) La domanda di punta giornaliera

Si riportano distintamente le affermazioni presenti nei due Piani in esame.

La rete metanifera ha ogni anno una capacità “normale” di soddisfare la domanda di punta giornaliera che, come afferma la Snam (p. 35 P 18), *“è stata particolarmente elevata anche nel 2017 raggiungendo i 425 milioni di metri cubi e confermando che il fabbisogno di punta si mantiene su livelli sostanzialmente stabili”*.

La Snam riporta nello stesso Piano anche il massimo assoluto della domanda di punta che si è verificato nel 2012.

Infatti, così prosegue: *“A tale riguardo inoltre si osserva che **la domanda di punta massima giornaliera è stata conseguita nel 2012 (il 6 febbraio, 472 M Smc/g)** in concomitanza di condizioni climatiche particolarmente rigide che hanno investito l'Italia e i paesi confinanti”*.

Nel Piano 2020 la Snam afferma (p.25-26) : *“Con riferimento alla domanda giornaliera di gas, nel 2019 la domanda giornaliera massima è stata di 394 M Smc/g (23/1/19) molto vicina alla domanda di punta registrata nel 2018 che è stata di 396 (28/2/18). Tale valore conferma come la domanda di punta invernale rimanga molto prossima ai 400 M Smc/g anche in condizioni climatiche invernali non particolarmente gravose”*.

Questi dati non confermano né il livello del 2018 di 425 M Smc/g, né la sua sostanziale stabilità ma indicano una riduzione notevole dovuta proprio al clima meno freddo.

La Snam adombra una criticità della rete quando, richiamando la domanda di punta raggiunta *“in condizioni climatiche non particolarmente gravose”*, afferma immediatamente dopo *“va ricordato infatti che la domanda di punta massima storica pari a 464 M Smc/g è stata registrata il 7/2/2012 in corrispondenza di una condizione climatica di freddo eccezionale”*.

Stranamente, invece di riferirsi al 6 febbraio 2012 in cui si raggiunse il massimo storico di 472 M Smc/g secondo il Piano 18, nel Piano 20 riporta la domanda di punta del giorno dopo, il 7 febbraio 2012, di 464 M Smc/g. Se alla capacità d'importazione e di produzione nazionale (390 milioni di mc, come abbiamo visto) si aggiunge la capacità di immissione dagli stoccaggi (Stogit, Edison e Cornegliano*) di 274,15 M Smc e lo si rapporta con i consumi del picco giornaliero citati da Snam si ha:

Giorno di picco 2018: $664,5/425 = 1,56$;

Giorno di picco 2019: $664,5/400 = 1,66$;

Giorno di picco "storico": $664,5/472 = 1,41$.

Come si può notare la capacità della rete di far fronte alla domanda di punta nei periodi freddi o eccezionalmente freddi è notevole anche considerando il massimo storico della domanda di punta del 2012.

Se ne conclude che la rete non ha bisogno di potenziamenti nemmeno per far fronte a particolari situazioni eccezionali di freddo; anzi occorre ricordare che l'impianto di stoccaggio di Bordolano è entrato in esercizio nel 2015, dopo il freddo eccezionale del febbraio 2012 e dunque la rete ha potenzialità accresciute per rispondere ad eventi eccezionali di domanda di punta ancora maggiori rispetto a quella storica del 2012 (*)

(*) *La capacità di trasporto degli stoccaggi tiene conto nei calcoli anche dello stoccaggio di Bordolano*



b)La formula N - 1

Questo calcolo non basta perché l'Unione Europea ha affrontato il problema della domanda di punta richiedendo agli Stati aderenti di considerare la capacità massima di punta in situazioni particolarmente critiche da verificare con la formula N - 1 (**nota 4**). Le disposizioni europee stabiliscono che N - 1 sia almeno uguale a 100.

La formula indicata dal regolamento UE 2017/1938 è una semplice frazione :

$$N - 1 = [(Capacità complessiva - Capacità maggiore da estero)/Domanda max]] x 100.$$

La formula consente di determinare “*la capacità tecnica dell'infrastruttura del gas di soddisfare la domanda totale di gas nell'area calcolata nella eventualità di un'interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni*”.

La capacità tecnica dovrebbe essere logicamente la capacità massima definita in sede progettuale in base a pressione e temperatura costanti.

Per l'Italia l'infrastruttura principale di importazione di gas è quella di Tarvisio che ha una capacità continua impegnata di 107 M Smc/g e una capacità interrompibile di 6,7 M Smc/g nel periodo di maggiore consumo (ottobre/marzo dell'anno termico 2016 -17). Il totale è quindi 113,7 M Smc/g (Tab. 14 p. 40 Piano Snam 2018).

Come abbiamo visto la domanda eccezionale si è verificata **il 6 febbraio 2012** con 472 M Smc/g di metano.

Dal calcolo si ha: N-1 = **118,85%**.

Nel Piano 2018 (p.109) la scheda progetto RN_02 relativa all'interconnessione Tap e quella relativa alla Rete Adriatica riportano l'indicatore N - 1 per tre anni:

	2018	2021	2027
N -1 con Tap	106%	115%	112%

Oltre questo la variazione dal 2018 al 2021 può essere spiegata con l'entrata in esercizio del Tap, mentre quella dal 2021 al 2027 può riferirsi alla riduzione della produzione nazionale che dai dati Snam presenta una tendenza ad una lenta ma continua diminuzione (**nota 5**).

Se le variazioni sono comprensibili, ciò che non convince è la differenza marcata tra il risultato in questo testo ricavato dai dati Snam e quello del Piano 2018.

Ancora più incomprensibili ed inverosimili sono i dati riportati nel Piano 2020.

Infatti nel Piano 2020 si ha :

	2019	2025	2030
N- 1 con Tap	103%	113%	112%

Se il calcolo si basa sulla capacità tecnica delle condotte non è possibile che i dati cambino tra un piano e l'altro ad un solo anno di distanza (2018-2019) e a quattro anni di distanza (2021-2025) dal momento che si tratta di capacità di progetto delle infrastrutture di trasporto del gas, tenendo conto

anche che nei piani Snam non ci sono riferimenti a previsioni di chiusure dei punti di entrata dall'estero né di metanodotti né di GNL, anzi sono previsti solo potenziamenti.

Inoltre, se è comprensibile una flessione di N - 1 (nel 2027 del Piano 2018 e nel 2030 del Piano 2020), probabilmente a causa della diminuzione della produzione nazionale di metano, è invece incomprensibile che la flessione sia di tre punti nel Piano 2018, mentre sia di un punto percentuale nel Piano 2020.

Insomma le riduzioni di N - 1 presenti nel P 20 appaiono assurde ed ingiustificate e a nostro avviso non rendono pertanto credibili i dati elaborati dalla Snam.

Il risultato $N - 1 = 118,64$ ottenuto dai dati Snam con i criteri indicati in nota (potrebbe essere anche maggiore), **ad ogni modo supera in modo consistente il minimo previsto dalle disposizioni europee, ricordando che si tratta di un calcolo con l'ipotesi di due eventi eccezionali che si dovrebbero verificare contemporaneamente.**

I risultati della formula N -1 dimostrano che la rete esistente ha un grado di sicurezza e di flessibilità più che sufficiente a gestire anche due eventi straordinari come richiede l'UE.



L'INESISTENTE "CONGESTIONAMENTO" DELLA RETE DI TRASPORTO DA SUD

Le osservazioni precedenti, che riguardano l'intera rete nazionale, portano ad una sola conclusione: **la rete esistente è sovradimensionata rispetto alla domanda**. La Snam fa invece affermazioni opposte quando si tratta della rete del Sud, così come si è riportato all'inizio di questo dossier.

La Snam pone esplicitamente in relazione i progetti della Linea Adriatica e dell'interconnessione del Tap con nuove importazioni da Sud e afferma che questi progetti *“sono funzionali ad ulteriori richieste di capacità dal centro sud”* (p.59 Piano 2018).

A p.56 del Piano 2020 la Snam inoltre afferma: *“Il progetto di Interconnessione Tap (DN1400 – 55 km) è funzionale al collegamento della nuova infrastruttura di importazione Tap, prevista in arrivo a Melendugno, con la rete nazionale esistente presso Brindisi, rendendo disponibile una capacità massima in ingresso pari a 44,3 M Smc/g”*. La Snam prosegue precisando: *“senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud”*. La stessa frase è riportata a p.63 del Piano 2018.

Il concetto è ribadito a p. 102 del Piano 2020 dove, in relazione al nuovo punto di entrata a Melendugno, si precisa che la capacità di 44,3 M Smc/g **“non aumenterà la capacità totale di importazione del sistema gas”**.

Come si spiega questa affermazione che appare come una vera e propria contraddizione? Per Snam l'aumento della capacità di trasporto dovuto al Tap è contemporaneo alla riduzione dagli altri ingressi di metano da Sud, cioè dall'Africa. In sostanza il quantitativo di gas di ingresso da Sud rimarrebbe invariato, in quanto il metano del Tap non è aggiuntivo ma sostitutivo, in parte, di quello algerino e libico.

E' proprio la Snam a negare la necessità di realizzare nuove infrastrutture di trasporto sul territorio italiano perché i quantitativi di ingresso da Sud rimarrebbero invariati. Perciò non ci potrà essere nessun congestionamento della rete.

La Snam con queste affermazioni appare smentire clamorosamente l'assunto di base del suo piano (p.52 Piano 2020) secondo cui la Linea Adriatica *“risulta funzionale a incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia”* in quanto *“tenuto conto delle massime capacità da Mazara del Vallo , da Gela e delle nuove capacità in arrivo dal Tap, la rete di trasporto potrebbe in futuro risultare congestionata”*.

A questo punto, per cercare di sciogliere queste contraddizioni, esaminiamo la tab.16 del Piano 2018 (p.43) che mostra gli andamenti della capacità di importazione fino al 2040.

Nel Piano 2020 la capacità continua di importazione è riportata nella tab. 8 (p.50, che non riportiamo essendo molto simile); inizia nel 2020 e si proietta fino al 2040. I dati nei due piani presentano differenze non significative; la più rilevante riguarda il salto di capacità del Tap che nel Piano 2018 avviene nel 2026 mentre nel Piano 2020 si sposta al 2027, con la conseguenza che anche la capacità complessiva si sposta di un anno.

TABELLA 16: CAPACITA' CONTINUA DI IMPORTAZIONE 2018 – 2040

MILIONI DI SMC/GIORNO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040
PUNTI DI ENTRATA												
MAZARA DEL VALLO (*)	105,0	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6	101,0	101,0	101,0	101,0
GELA (*)	45,4	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	39,5	39,5	39,5	39,5
TAP (*)	-	-	44,3	44,3	44,3	44,3	44,3	44,3	74,0	74,0	74,0	74,0
CAPACITÀ CONCORRENTE SUD (**)	24,4	21,9	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1	32,2	32,2	32,2	32,2
TOTALE SUD (MAX CONTEMPORANEA) (***)	126,0	123,4	123,4	123,4	123,4	123,4	123,4	123,4	150,0	150,0	150,0	150,0
GNL PANIGAGLIA	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
GNL CAVARZERE	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
GNL LIVORNO	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
TOTALE CENTRO	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4
PASSO GRIES	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
TARVISIO	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9	106,9
GORIZIA	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
TOTALE NORD	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	171,9	171,9	171,9	171,9	171,9
CAPACITÀ TOTALE	348,2	345,6	345,6	345,6	345,6	345,6	345,6	349,7	376,3	376,3	376,3	376,3

(*) Capacità di trasporto massima che comprende la capacità concorrente

(**) Capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo, Gela e 1a iniziativa da Sud ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete

(***) Poiché il conferimento della Capacità Concorrente su uno dei punti di entrata da Sud (Mazara, Gela, TAP) riduce di eguale valore la capacità disponibile sugli altri punti, la Capacità Totale esclude la Capacità Concorrente.

Come si afferma nelle note presenti nei due Piani, la capacità concorrente è inclusa in ognuno dei tre punti di entrata da Sud, mentre va considerata una sola volta. Infatti, la Snam per calcolare la capacità massima contemporanea dei tre punti di entrata da Sud la detrae correttamente due volte.

Come si può osservare dalle due tabelle nel primo piano dal 2026 e nel secondo dal 2027, le variazioni delle capacità di importazione da Mazara del Vallo e da Gela e della capacità concorrente sono minime, mentre ad aumentare è solo il Tap da Melendugno da 44,3 a 74 M Smc/g nel Piano 2018 e da 44 a 74 nel Piano 2020.

Il risultato di questo insieme di variazioni è un aumento della capacità da Sud di 26,6 M Smc/g (pari a circa 10 G Smc/a di importazioni in più) su un totale di aumento della capacità complessiva di trasporto dell'intero Paese di 30,7 M Smc/g (30,6 nella tabella 8 Piano 2020).

L'affermazione della Snam di un aumento della capacità di trasporto con il Tap "senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud", non è pertanto contraddittoria almeno fino al 2025, perché si risolverebbe attraverso il meccanismo della capacità concorrente, mentre è chiaramente contraddittoria negli anni successivi.

Che senso ha affermare che il Tap renderà "disponibile una capacità massima d'ingresso pari a 44,3 M Smc/g senza incrementare la capacità complessiva da Sud", quando poi nella tab. 16 l'affermazione è confermata solo per i primi 6 anni dal 2020 al 2025, mentre è contraddetta per i 15 anni successivi dal 2026 al 2040 nei quali la capacità di trasporto da Sud aumenta di 26,7 M Smc/g dovuta dal Tap che passa da 44,3 M Smc/g a 74 nello stesso periodo?

Il salto di capacità di trasporto del Tap dal 2026 (o dal 2027) non si giustifica con le previsioni in diminuzione della domanda di metano indicate dalla stessa Snam nella tab. 11 (p. 36 Piano 2018).

	2017	2022	2027	2030	2035
Totale domanda interna in G Smc	75,20	71,90	74,30	70,90	68,90

Se il confronto viene fatto con il Piano 2020 abbiamo previsioni della domanda di metano in ulteriore diminuzione (vedi capitoli precedenti di questo dossier).

Visto che la tab. 11 indica una domanda interna in flessione, l'aumento di capacità di trasporto del Tap dal 2026 potrebbe essere forse giustificato dall'aumento delle esportazioni?

Allo scopo si riportano le previsioni delle esportazioni di metano dalla tab. 13 (p.38 P 18):

	2017	2022	2027	2030	2035
Esportazioni in G Smc/a	0,30	2,11	5,11	5,11	5,11

C'è da chiedersi innanzitutto come faccia Snam ad essere certa che le esportazioni rimangano costanti dal momento che anche gli altri Paesi in Europa e nel mondo vanno attuando politiche per superare le fonti fossili di energia con l'obiettivo di ridurre l'impatto sul clima.

In ogni caso, se le esportazioni previste dal 2027 in poi sono, nell'ipotesi ottimistica della Snam, costanti e non riescono a produrre l'inversione del trend della domanda complessiva, ne deriva che il salto di capacità di trasporto del Tap dopo il 2026, proprio in coincidenza con la previsione dell'entrata in esercizio della Linea Adriatica, non si giustifica ed è ancor più incomprensibile soprattutto in relazione all'obiettivo del PNIEC di 59,39 G Smc da conseguire non entro il 2035, ma entro il 2030!

Le decisioni assunte con il PNIEC, seppur a nostro avviso del tutto insufficienti rispetto alla sfida della crisi climatica, si riferiscono a impegni internazionali presi dal nostro Paese in tema di difesa del clima sulla base degli indirizzi dell'Unione Europea; è pertanto molto probabile che le azioni previste dal PNIEC porteranno il Paese a centrare l'obiettivo o almeno a non scostarsene di molto.

Se pertanto la Snam realizzasse il progetto di potenziamento del Tap da 44,3 a 74 M Smc/g dal 2026 **la maggiore capacità di importazione da Sud non potrà essere utilizzata, anzi probabilmente la Snam dovrà ridurre l'utilizzo complessivo dei tre punti di entrata del Sud** se l'obiettivo del PNIEC sarà anche solo parzialmente raggiunto.

La Snam, comunque, non cessa di stupire con le sue contraddizioni perché a smentire il salto di capacità di trasporto del Tap è essa stessa quando nella tabella 13 del Piano 2020 prevede per il Tap importazioni costanti per gli anni 2025, 2030 e 2040 pari ad un minimo di 7 e ad un massimo di 9 G Smc.

Il massimo corrisponde a circa 25 M Smc medio giorno, ben al di sotto dei 44 M Smc/g indicata come la capacità attivabile attraverso il meccanismo della capacità concorrente.

Se le importazioni attraverso il Tap restano costanti nel tempo come possono arrivare addirittura a 74 M Smc/g?

Riportiamo la tabella 13 (p.33 Piano 2020)

	2025			2030			2040	
	Min	Max		Min	Max		Min	Max
Passo Gries	0	1		0	1		0	1
Tarvisio	22	31		24	32		12	31
Mazara del Vallo	13	22		8	26		7	31
Gela	5	5		5	5		5	5
TAP	7	9		7	9		7	9
LNG	10	13		10	9		0	10
Totale	57	81		49	82		31	86
Media	69			65,5			59	

Miliardi di Smc Minimi e Massimi per punto di importazione per gli anni 2025, 2030 e 2040

Insomma le contraddizioni portano la Snam a fare affermazioni e poi a smentirle, per cui la credibilità di quanto scrive nei suoi piani ci appare pressoché nulla.

E' incredibile che la Snam progetti la Linea Adriatica e la centrale di Compressione di Sulmona giustificandole con l'affermazione di un possibile aumento di importazioni da Sud, anzi addirittura affermi che la rete di trasporto possa in futuro essere "congestionata", quando la domanda complessiva rimane molto al di sotto del massimo storico del 2005 e le sue stesse previsioni indicano una stabilità dei consumi nel medio periodo, una riduzione della domanda complessiva di metano dal 2027 in poi e una progressiva diminuzione delle importazioni che passano dai 69 miliardi di metri cubi del 2025 ai 59 del 2040!

Oltre agli effetti sui consumatori di un aumento dei costi del metano per mc che pagheranno i cittadini, la conseguenza sarà anche quella di sottrarre risorse alla transizione verso il modello di consumi energetici basato sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica, allontanando gli obiettivi di riduzione dell'effetto serra sul clima.

LA DIVERSIFICAZIONE DELLE FONTI, LA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO E LA MOTIVAZIONE DELLA "CONCORRENZA"

Nella Scheda RN_04 la Snam indica per la Linea Adriatica anche altre argomentazioni che riguardano: *"sicurezza dell'approvvigionamento, concorrenza e diversificazione delle fonti"*.

Vediamo qual è la situazione. E' un dato di fatto che l'Italia è uno dei Paesi che ha realizzato la diversificazione delle fonti di importazione più ampia ed è quindi tra le prime sul piano della sicurezza delle forniture del metano. Al riguardo ha affermato l'amministrazione delegato della Snam Marco Alverà: *"L'Italia è già oggi uno dei mercati più diversificati al mondo"* (nota 6).

La stessa MEDREG, l'associazione delle Autorità del Gas dei paesi del Mediterraneo, nel suo rapporto del 2018 "1Gas Infrastructure Map of the Mediterranean region" ha evidenziato che l'Italia, con la sua capacità di stoccaggio, seconda solo alla Germania (che ha 1/3 degli abitanti in più), ha una condizione di buona sicurezza per quanto riguarda gli approvvigionamenti.

Inoltre il nostro Paese può vantare ben otto punti di ingresso per l'importazione di gas (nota 7):

- cinque metanodotti;
- tre impianti di GNL (rigassificatori).

Dei metanodotti tre si trovano a Nord : Passo Gries per il gas da Olanda e Norvegia attraverso il TRANSITGAS, con una capacità di 21,5 G Smc/a ; Tarvisio per il gas dalla Russia attraverso il TAG (Trans Austria Gas), con una capacità di 39 G Smc/a; Gorizia, dove si trova il punto di interconnessione con la rete slovena, con una capacità di circa 1 G Smc/a. Gli altri due punti di ingresso si trovano al Sud : Mazara del Vallo per il gas dall'Algeria attraverso il TMPC (Transmediterranean Pipeline Company), con una capacità di 39,4 G Smc/a; Gela per il gas dalla Libia attraverso il GREENSTREAM, con una capacità di 8,5 G Smc/a (nota 6).

I tre rigassificatori si trovano nel Centro - Nord : sul versante tirrenico abbiamo Panigaglia (La Spezia) di proprietà della Snam con una capacità di 3,5 G Smc/a; e Livorno della società OLT (Offshore LNG Toscana) controllata dalla Snam, con una capacità di 3,75 G Smc/a . Sul versante adriatico abbiamo Porto Viro (Rovigo) della società Adriatic LNG, di proprietà di ExxonMobil, Qatar Terminale e Snam, con una capacità di 8 G Smc/a. I metanodotti, pertanto, hanno una capacità complessiva potenziale superiore a 109 G Smc/a, mentre i rigassificatori hanno una capacità complessiva superiore ai 15 G Smc/a. Se si aggiunge la produzione interna, che è di circa 5 G Smc/a, e gli stoccaggi, che assicurano un quantitativo di gas di riserva pari a 17,6 G Smc/a si deduce che il nostro Paese ha una disponibilità potenziale di gas che raggiunge circa 147 G Smc/a, vale a dire quasi il doppio dei consumi interni (residenziale e terziario, industrie e centrali per la produzione di energia elettrica).

Sempre MEDREG ha evidenziato nel rapporto già citato che il tasso di utilizzo dei gasdotti italiani è il più basso tra i grandi paesi europei (1,7 contro 2,34 della Francia e 2,63 della Germania!)



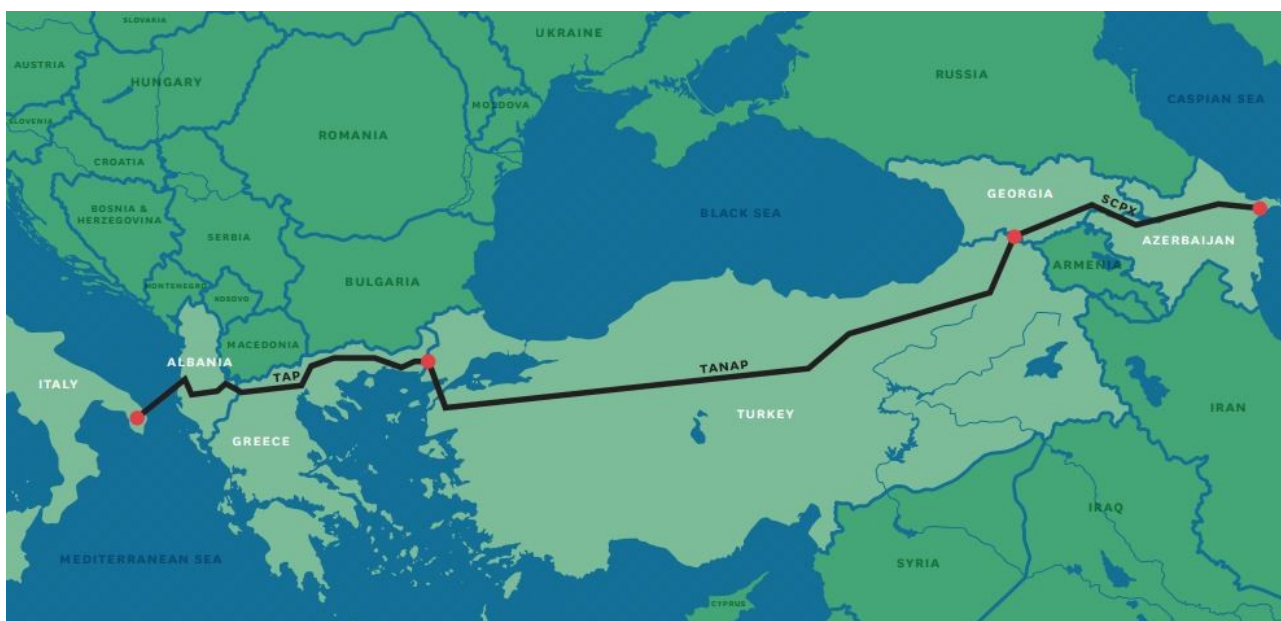
Ref: MED17-24GA -5.4.2
Gas Infrastructure Map of the Mediterranean region

	Spain	Portugal	Croatia	Jordan	Greece	Egypt	Turkey	Italy	France	Germany	Netherlands	UK
Pipeline length (km)	11.000	1.375	2.694	423	1.459	7.667	12.561	33.339	15.322	26.985	8.531	7.660
Annual Consumption (mcm)	25.730	3.800	2.627	3.400	2.990	48.019	48.717	56.800	36.200	70.900	32.100	66.700
Annual Consumption /Length of pipeline	2,34	2,76	0,98	8,04	2,05	6,26	3,88	1,70	2,34	2,63	3,76	8,71

Come si vede è del tutto fuori luogo chiamare in causa la realizzazione della Linea Adriatica, della centrale di compressione di Sulmona e delle altre "grandi opere" su un tema, quale la sicurezza dell'approvvigionamento e la diversificazione delle fonti, che è già abbondantemente risolto.

Il problema si potrebbe porre solo se vi fossero più importazioni da Sud in quantità tali da non poter essere canalizzate con i metanodotti esistenti. La realtà è opposta, in quanto non sono ipotizzate maggiori importazioni da Sud, né da altri punti di entrata, né dagli impianti di GNL per il semplice fatto che **sono previsti dalla stessa Snam riduzioni e non aumenti dei consumi di metano per i prossimi anni.**

Il tema della concorrenza richiama la convenienza a preferire il metano proveniente dall'Azerbaijan in ingresso dal Tap rispetto a quello algerino o libico. La Snam non dà alcuna spiegazione al riguardo. Non fornisce, cioè, alcun elemento dal quale si possa ricavare che è più vantaggioso economicamente importare gas azero anziché quello dai metanodotti provenienti dal nord Africa. A tal proposito rimandiamo al dossier del Centro di Ricerca indipendente della Università di Oxford sul fatto che il gas di Tap sia anti-economico ("Col TAP non esagerate", <https://www.oxfordenergy.org/publications/lets-not-exaggerate-southern-gas-corridor-prospects-2030/>)



Quella della Snam è una scelta molto difficile da sostenere, e infatti non ne dà la prova. Da un lato abbiamo due gasdotti, il Transmed dall'Algeria e il Green Stream dalla Libia, il primo in esercizio da oltre 35 anni e il secondo da oltre 15, e quindi con costi di realizzazione in gran parte ammortizzati. Dall'altro, invece, abbiamo due nuovi metanodotti molto lunghi (Tanap di 1840 km e Tap di 870 km) che attraversano diversi Paesi (Georgia, Turchia, Grecia e Albania), ognuno dei quali percepirà dei diritti di passaggio.

Comunque, rispetto all'importazione tramite il Tap, anche ammessa – ma non è dimostrata – una ipotetica convenienza del gas azero, il fornitore algerino potrebbe proporre condizioni contrattuali migliori rispetto a quelle attuali.

Al riguardo va evidenziato che perfino ENTSOG (che è il riferimento ufficiale di Snam) riconosce priorità al gas algerino. Infatti a pag. 77 del P 20 si legge: “*Le configurazioni analizzate tengono conto del potenziale massimo e minimo di esportazione indicati da ENTSOG nel TYNDP 2018 e sono state definite in modo da favorire nello scenario sud l’import dall’Algeria*”. Se sono favorite le importazioni dall’Algeria significa che il gas proveniente dal Paese africano è considerato più sicuro e più conveniente.

Né si può invocare per la scelta del Tap l’elemento sicurezza, perché se è vero che va messa in conto la situazione di instabilità dovuta alla guerra in Libia, che comunque non ha comportato una riduzione delle forniture di gas verso l’Italia, è altrettanto vero che una forte instabilità esiste anche nella zona del Caucaso dove c’è un conflitto infinito e irrisolto tra Armenia ed Azerbaijan, due Repubbliche ex sovietiche rivali da sempre. Il vice presidente dell’azienda di stato azera per l’energia Socar, Elshad Nassirov, ha avvertito dei rischi per la fornitura di gas e petrolio verso l’Europa, visto che le operazioni militari si svolgono in una zona vicina alle infrastrutture **(nota 8)**.



La Snam, inoltre, non ha affatto tenuto conto di un fattore molto importante, che può cambiare radicalmente lo scenario della geopolitica del gas. Questo fattore è la scoperta degli enormi giacimenti fatta dall’Eni nel Mediterraneo orientale a nord dell’Egitto. Si tratta di giacimenti per 3.500 miliardi di metri cubi che secondo l’amministratore delegato dell’Eni Claudio De Scalzi “*presto potrebbero salire a 9.000 miliardi*” **(nota 9)**.

Il gas dei giacimenti Eni ha il vantaggio di poter essere importato con le metaniere dagli impianti di trattamento egiziani: una fonte diretta e molto più vicina, a prezzi molto probabilmente più competitivi rispetto a quelli del lontano giacimento azero. Se ciò dovesse avvenire, come è probabile, si avrebbe

come conseguenza una riduzione delle importazioni da Sud, e forse proprio dal Tap. In questo modo il Tap, già di per sé inutile, diventerà un enorme sperpero di denaro che sarà pagato dai contribuenti. La Snam non ha dato rilievo alcuno a queste nuove opportunità che avrebbero potuto sconvolgere il quadro delle convenienze su cui è basata la progettazione dell'interconnessione del Tap.

In ogni caso il tema della convenienza - tutta da dimostrare - può avere un qualche rilievo per il Tap (ma nell'analisi costi /benefici andrebbero inseriti i costi ambientali e quelli sull'economia locale che, nel caso del Tap, sono notevoli) ma non ne ha alcuno per la Linea Adriatica. Infatti, dal momento che le importazioni sono previste in diminuzione e non in aumento, per effetto della riduzione della domanda complessiva, il metano proveniente dal Sud-Est (Tap compreso) può benissimo essere canalizzato attraverso le condotte esistenti.

Pertanto calcolare un beneficio per la Linea Adriatica e la centrale di Sulmona non ha alcun senso. Anzi, non realizzare le due infrastrutture significa risparmiare sulle bollette degli italiani 1596 milioni di euro (di cui 190 per la centrale).

Va aggiunto che la convenienza può dipendere da diversi altri elementi; è probabile che sia la domanda a cambiare, sia per le politiche di efficienza energetica e di incremento delle energie alternative, sia per crisi economiche imprevedibili, come già sta avvenendo con il coronavirus. Ad esempio il provvedimento governativo del bonus al 110% per l'efficienza energetica nell'edilizia potrà dare un consistente contributo al risparmio di gas riducendo i consumi interni oltre l'obiettivo del PNIEC di 59,9 G Smc/a. In definitiva quello del gas è un mercato molto mobile che penalizzerà quanti ragionano con la testa immersa nel passato senza rendersi conto che il futuro è già cominciato.

A COSA SERVONO I TRE NUOVI IMPIANTI DI GNL AUTORIZZATI DAL MISE E I NUOVI STOCCAGGI?

Come si è già visto attualmente gli impianti di GNL esistenti sono tre: il GNL di Panigaglia in Liguria presso La Spezia, il GNL di Livorno in Toscana e quello di Rovigo per una capacità complessiva di 15,25 G Smc/a e una capacità di 54,4 M Smc/g.

Dal Piano 2020 (p.42) si apprende che il Mise ha *“autorizzato la costruzione di altri tre terminali di GNL, quello di Falconara Marittima di Api Nòva Energia con una capacità di 4 G Smc/a ; quello di Gioia Tauro di LNG MedGas Terminal con una capacità di 12 G Smc/a e quello di Porto Empedocle di Nuove Energie con una capacità di 8 G Smc/a”*. L'entrata in funzione dei tre nuovi rigassificatori aumenterà dunque la potenziale disponibilità di metano, nel nostro Paese, di 24 G Smc/a pari al 57,38% in più della capacità di quelli esistenti; che, immaginando una loro entrata in esercizio tra qualche anno, **rappresenterebbe una capacità d'importazione intorno ad un terzo della domanda complessiva in aperto contrasto sia con i Piani sia del Governo che della stessa Snam che prevedono per il futuro una diminuzione dei consumi.**

In una visione che guardi all'insieme delle esigenze italiane ed anche europee, il potenziamento complessivo delle fonti di importazione anche attraverso gli impianti di GNL si presta alle stesse osservazioni critiche svolte per la Linea Adriatica e per la centrale di compressione di Sulmona.

Abbiamo visto che i tre impianti GNL esistenti hanno una capacità che supera i 15 GSmc; con i tre nuovi autorizzati si arriverebbe ad una capacità complessiva di 39 GSsm!



Una quantità abnorme che stride fortemente con le stesse previsioni Snam di importazione tramite impianti GNL a medio e lungo termine.

Infatti, nella tabella 13 a pag. 33 del Piano 2020 sono riportati i quantitativi previsti sia minimi che massimi:

	2025		2030		2040	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
GNL (GSmc)	10	13	5	9	0	10

In tutti i casi le importazioni di metano attraverso gli impianti GNL sarebbero inferiori alla capacità attuale e addirittura nel 2040 la Snam fa un'ipotesi minima di zero importazioni tramite GNL. Perché allora costruirne altri?

La decisione del Mise di autorizzare i tre nuovi rigassificatori è fuori di ogni logica. Infatti il Ministero non ha considerato che la loro messa in esercizio comporterà l'impossibilità di utilizzarli, stante la riduzione dei consumi prevista dalla Snam e ancor più tenendo conto dell'obiettivo, notevolmente inferiore rispetto alla previsione della Snam, indicato dal PNIEC: un Piano elaborato e presentato dallo stesso Mise. Con l'aggravante che le sue decisioni determineranno un aumento dei costi e un aumento della bolletta energetica pagata dai cittadini per un eccesso di capacità di importazione oltre quella attuale, già ora più che sufficiente a soddisfare la domanda complessiva di metano. Sempre dal Piano 2020 (p.42) si apprende che incrementi della capacità di stoccaggio sono attesi dai

potenziamenti dei siti di stoccaggio esistenti di Fiume Treste, Minerbio, Ripalta e Settala. Nel 2018, inoltre, è entrato in esercizio lo stoccaggio di Cornegliano Laudense (LO) di proprietà di ItalgasStorage.

A cosa serve l'aumento di capacità degli stoccaggi quando l'Italia ha già una capacità di 17,6 miliardi di metri cubi (pari a oltre il 23% dei consumi) che garantiscono una ottima flessibilità al sistema e un elevato margine di sicurezza?

LE FANTOMATICHE ESPORTAZIONI

Per avere un quadro completo della capacità di gestione della rete Snam occorre considerare, oltre alla domanda interna, anche le esportazioni che insieme costituiscono la domanda complessiva.

Riportiamo le proiezioni della tab.13 del Piano 2018 (p.38)

	2017	2022	2027	2030	2035
Esportazioni in G Smc	0,27	2,11	5,11	5,11	5,11

Nel Piano 2020 la Snam aggiorna i dati al 2019 (tab 7, p.27)

	2016	2017	2018	2019
Esportazioni in G Smc	0,26	0,32	0,44	0,38

Sono quantitativi che confermano la serie storica delle esportazioni, con il massimo raggiunto nel 2005 di 0,396 G Smc, lo stesso anno in cui si è avuto il massimo della domanda interna. Nonostante questi dati la Snam nel Piano 20 ha predisposto la tab 19 (p.51) dove si riporta una capacità continua di esportazione di 40 M Smc al giorno da passo Gries, equivalenti a circa 10 G Smc con un meccanismo di capacità concorrente con Tarvisio di 18 M Smc/g come avviene tra Mazara del Vallo e Gela.

E' un'ipotesi di esportazioni totalmente disallineata con i dati consolidati fino al 2019 e che addirittura raddoppia la previsione del piano 2018 di 5,11 G Smc dal 2027.

Sono previsioni che ad avviso di chi scrive non hanno alcuna credibilità se si confrontano con i dati delle esportazioni dal 2000 al 2019. Meraviglia che si possa passare da quantitativi che non hanno mai superato lo 0,5 G Smc/a dal 2000 al 2019 a oltre 2 nel 2022 e addirittura a oltre 5 G Smc/a secondo il Piano 2018 (stiamo parlando comunque di meno del 10% dei consumi nazionali ed una frazione infinitesimale dei consumi europei).

Non soddisfatta la Snam raddoppia con il Piano 2020: è incredibile, soprattutto se si considera la tendenza alla riduzione dei consumi energetici da fonti fossili anche nei Paesi dove si dovrebbe indirizzare l'esportazione italiana; sono Paesi che, come l'Italia, sono impegnati a raggiungere l'obiettivo dell'Accordo di Parigi di giungere a zero emissioni da combustibili fossili entro il 2050.



Occorre tuttavia considerare che nel capitolo “*Ulteriori progetti di sviluppo*” (p.55 del Piano 2020) la Snam prevede di realizzare il metanodotto Gela – Malta che dovrebbe entrare in esercizio nel 2024 rendendo disponibile una capacità di trasporto di 5,3 M Gmc/g . Probabilmente l’exportazione verso Malta potrebbe raggiungere un quantitativo intorno a 1,5 – 1,8 G Smc/a.

IL SOGNO SVANITO: DIVENTARE "HUB DEL GAS"

Caduta la motivazione posta alla base del progetto Linea Adriatica, si potrebbero chiudere qui le osservazioni sull’argomento, ma nella Scheda RN_04 relativa alla Linea Adriatica la Snam fa delle considerazioni sul quadro europeo che è opportuno analizzare: “*l’infrastruttura interconnessa al progetto di Snam Rete Gas è inserita nel contesto delle infrastrutture europee del gas e, per apprezzarne i benefici in maniera corretta, è necessario valutarla in tale contesto*”.

A p. 67 del Piano 2020 la Snam scrive: “*La Linea Adriatica può essere vista come uno sviluppo che ha carattere di generalità e che consente di potenziare le capacità della direttrice di importazione da Sud, favorendo l’interconnessione di nuove iniziative di importazione che insistono sul Corridoio ad alta priorità delle reti energetiche “Southern Gas Corridor”. Gli interventi di potenziamento della rete (metanodotti) necessari per il trasporto dei nuovi quantitativi di gas sono al momento in corso di acquisizione dei permessi*”.

La Snam, come si vede, sottolinea con forza la valenza europea della Linea Adriatica, che avrebbe la funzione di portare nuovi quantitativi di gas da Sud fino in Europa. Si tratta, in sostanza, della aspirazione della Snam a diventare un Hub europeo del gas: un’operazione prettamente commerciale che si propone di lucrare sulla rivendita del metano ai Paesi del centro Europa. A confermarlo è lo stesso amministratore delegato della Snam, Marco Alverà, :“*L’Italia è geograficamente e geologicamente avvantaggiata per essere un hub europeo del gas*” (nota 10).

Quando, però, dalle intenzioni si passa ai numeri sulle esportazioni di metano verso l'Europa l'enfasi della Snam si sgonfia e del "grande progetto" non rimane nulla.



Nel paragrafo precedente si sono riportate le previsioni "ottimistiche" della Snam sulle **esportazioni pari a 5,11 miliardi di metri cubi/anno**, costanti dal 2027 e per gli anni seguenti.

I quantitativi da esportare **sono una percentuale molto modesta** del totale della domanda complessiva derivante dalle importazioni e dalla produzione nazionale negli anni dal 2027-35 (tab. 13 p. 37 Piano 2018).

Infatti, si ha:

	2027	2030	2035
rapporti esportazioni /tot offerta	6,43%	6,72%	6,90%

Si noti che l'aumento delle percentuali non è data dall'aumento delle esportazioni, che invece la Snam prevede costanti, ma dalla diminuzione dei consumi interni.

Sono quantitativi che non possono giustificare un ruolo di Hub. Le esportazioni, comunque, potrebbero avvenire facilmente dal punto di entrata di Tarvisio, proprio per la diminuzione dei consumi interni. Sarebbe infatti del tutto antieconomico trasportare il gas proveniente da Sud attraverso tutta la penisola fino a Passo Gries per indirizzarlo all'esportazione.

La Snam, in ogni caso, ha fatto i conti senza l'oste; e l'oste sono gli altri Paesi europei, a cominciare dalla Germania, che non stanno con le mani in mano ad aspettare che l'Italia rivenda loro il gas proveniente dal Nord Africa, dal Medio Oriente e dall'area del Mar Caspio.

Il Sole 24 Ore, giornale della Confindustria, ha pubblicato un articolo dal titolo significativo: “*Italia tagliata fuori dalle rotte del gas, perde la partita*” (nota 11). Nell’articolo vengono esaminate le ragioni per cui quello dell’Italia, di diventare Hub del gas, rischia di restare solo un sogno: dal completamento del Nord Stream 2 che, con una capacità di 110 GSmc/a, di fatto trasformerà la Germania in uno snodo cruciale per lo smistamento del gas russo, agli obiettivi di altre nazioni, come Egitto e Bulgaria, che aspirano a diventare a loro volta Hub del gas, alla crescente incidenza del gas liquefatto, che sposta la convenienza dai metanodotti ai rigassificatori.

In ogni caso, anche per quanto riguarda l’Europa, le previsioni danno i consumi dapprima in moderata crescita, per effetto della decarbonizzazione, per poi diminuire. E’ quanto prevede la stessa Snam nel P 20. A pag 75 si legge: “*Per il resto d’Europa la domanda di gas assunta coincide con quella fornita da ENTSOG nel piano decennale (TYNDP 2018). In particolare negli scenari CEN e BAU la domanda di gas coincide con i dati dello scenario Sustainable Transition (la domanda europea **eccetto l’Italia** cresce fino a 383 bcm * – pari a 383 miliardi di metri cubi - fino al 2030 per poi mantenersi stabile) mentre nello scenario DEC coincide con i dati dello scenario Distributed Generation (la domanda europea **eccetto l’Italia** cresce fino a 383 bcm nel 2025 per stabilizzarsi poi a circa 330 bcm dal 2030 in poi)*”.

Come può parlare ENTSOG di crescita? In realtà anche in Europa si avrà una diminuzione dei consumi di gas, considerato che nel 2017 i consumi hanno raggiunto i 491 miliardi di metri cubi (nota 12). Inoltre, come è possibile sostenere che dopo il 2030 la domanda di gas si mantiene stabile visto che l’Europa è impegnata a raggiungere nel 2050 emissioni zero da fonti fossili, gas compreso?



Si veda il caso della Germania. Nel 2018 le fonti rinnovabili hanno contribuito alla produzione energetica totale tedesca per il 35,2 per cento. Nel febbraio 2018 il governo federale ha annunciato un suo nuovo impegno, quello di giungere entro il 2030 in Germania al 65 per cento di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Secondo l'ultimo rapporto di Artelys – società internazionale di consulenza specializzata nel settore dell'energia - invece *“Le infrastrutture esistenti bastano a garantire la sicurezza delle forniture energetiche per l'Europa, alla luce degli obiettivi energia - clima al 2030 in cui si prevede una riduzione del 29% della domanda complessiva di gas. **L'attuale infrastruttura di gas in Unione Europea è sufficiente a soddisfare una varietà di scenari di domanda futuri nell'UE-28 anche nella eventualità di casi estremi di interruzione dell'offerta**”.*

E' un dato di fatto che il gas si consuma sempre di meno e questa, ormai, è una tendenza irreversibile. Un chiaro segnale in questa direzione viene da Gazprom, il colosso energetico russo e maggior fornitore dell'Unione Europea. Nel primo trimestre di quest'anno Gazprom ha perso 1,4 miliardi di euro (**nota 13**).

La conferma di tale tendenza viene anche dai dati resi noti da Ember, un think tank con sede a Londra: per la prima volta in assoluto, nel primo semestre 2020, l'energia prodotta da fonti rinnovabili all'interno dell'Unione Europea è stata superiore a quella generata dai combustibili fossili (gas e carbone). La quota complessiva delle rinnovabili in UE è arrivata a coprire il 40% del totale, mentre i carburanti fossili (in calo del 7 per cento) si sono fermati al 34% dell'energia generata nel suo complesso. Per quanto riguarda l'Italia, secondo i dati diffusi da Terna, la crescita delle rinnovabili c'è stata anche da noi, dove le fonti “verdi” hanno coperto il 40,5% della domanda, rispetto al 35,5% del primo semestre 2019 (**nota 14**).

* *bcm sta per billion cubic meter ovvero miliardi di metri cubi*



IL CASO STUDIO: INUTILITÀ DELLA CENTRALE DI COMPRESSIONE DI SULMONA

Secondo la Snam la Linea Adriatica non avrebbe la possibilità tecnica di trasportare il gas nel tratto da Sulmona a Minerbio, di 425 chilometri, senza la centrale di compressione di Sulmona, per cui la Centrale è stata concepita come parte integrante del progetto Linea Adriatica.

Poiché la motivazione principale dell'aumento delle importazioni da Sud che giustificerebbe la Linea Adriatica risulta infondata e le altre motivazioni sulla diversificazione delle fonti, sulla sicurezza e la concorrenza riguardano solo il Tap (ma abbiamo visto che neppure questa tesi regge), ne consegue che anche la centrale di compressione di Sulmona non ha ragioni per essere sostenuta.

La Snam tuttavia aggiunge una motivazione che riguarda in modo specifico il progetto della centrale di Sulmona.

La società sostiene (p.52 Piano 2020) che *“la situazione più critica sulla rete di trasporto nazionale si ha in relazione al trasporto dei flussi di gas provenienti dallo stoccaggio di Fiume Treste .L'infrastruttura attuale non è infatti in grado di trasportare i flussi provenienti dallo stoccaggio nel caso in cui vengano erogate le capacità di punta, limitando di fatto un'importante fonte di flessibilità del sistema italiano. Snam Rete Gas ha già pianificato la realizzazione della centrale di Sulmona mediante la quale potranno essere eliminati i colli di bottiglia esistenti”*.

La Snam aggiunge (p.60 Piano2020) che *“il progetto...garantisce un incremento delle portate trasportabili provenienti dall'erogazione dello stoccaggio di Fiume Treste”* e che *“la centrale di Sulmona, oltre ad aumentare la flessibilità della rete italiana, permette inoltre di evitare costi in investimenti di sostituzione sulle altre centrali di compressione del sistema di trasporto”*.



Le nostre osservazioni a tali assunti

a) Il progetto della centrale nasce nel 2004, insieme a quello del metanodotto Sulmona – Foligno, di cui è a supporto. Le due infrastrutture costituiscono un tutt'uno, tanto che vengono sottoposte a V.I.A.

congiuntamente. Infatti il progetto porta la denominazione “metanodotto Sulmona – Foligno e centrale di compressione di Sulmona”.

In esso non si faceva alcun riferimento alle asserite criticità dello stoccaggio di Fiume Treste e al possibile utilizzo della centrale per questo scopo. Né Fiume Treste viene mai menzionato nel corso della procedura di valutazione di impatto ambientale e neppure nel decreto V.I.A. (del 7 marzo 2011). Solo dopo rilascio della V.I.A., nel giugno 2011, la Snam cambia le carte in tavola: inserisce surrettiziamente la necessità che la centrale occorre “prioritariamente” per lo stoccaggio di Fiume Treste e chiede la separazione del procedimento autorizzativo in due parti, una relativa alla centrale e l'altra al metanodotto. Al riguardo la Snam non fornisce alcuna dimostrazione. Ciò nonostante incredibilmente il Ministero dell’Ambiente accetta la nuova tesi della Snam e dà il semaforo verde allo sdoppiamento del procedimento.

Fatto, questo, molto grave perché la compatibilità ambientale è stata rilasciata per un progetto ben diverso, che non contemplava affatto la finalità prioritaria sostenuta a posteriori dalla Snam.

Con questo *escamotage*, la Snam è riuscita ad ottenere la velocizzazione del procedimento e quindi l'autorizzazione per la centrale, mentre l'iter della Linea Adriatica è ancora in corso.

b)E' utile tener presente che la rete di trasporto italiana è configurata in modo che le importazioni di metano arrivino alle reti regionali sia da Nord (Norvegia e Russia) che da Sud (Algeria e Libia); anche il Centro riceve il metano da queste fonti d'ingresso, essendo insufficienti i quantitativi erogati dai GNL di Livorno, Panigaglia e Rovigo. In particolare il flusso di metano proveniente da Sud, per la parte che rimane dopo i prelievi delle Regioni meridionali, è canalizzato soprattutto verso il Lazio con il metanodotto che inizia dalla centrale di compressione di Melizzano (BN), per un'altra parte verso le aree interne con il metanodotto Campochiaro – Sulmona verso Oricola fino alla centrale di Gallese (VT); infine, l'ultima parte è trasportata verso la costa adriatica (anche la SGI ha nell'Italia centrale una propria rete di trasporto che integra quella della Snam). L'Abruzzo riceve il metano anche dal metanodotto Biccari - San Salvo e dal metanodotto Recanati – Chieti.

E' un fatto che la centrale di compressione di Melizzano ha potenza più che sufficiente per gestire questi flussi di metano verso il nord. La Snam, nonostante abbia ottenuto da parecchi anni l'autorizzazione a realizzare il raddoppio del Sulmona – Oricola, rinvia quest'ultima condotta ad un successivo piano decennale e la inserisce in un pacchetto di progetti ancor più impegnativo e nello stesso tempo irrealistico sulla base di fantasiose ipotesi di aumento dei consumi di metano.

Veniamo ora alle presunte criticità relative all'impianto di stoccaggio di Fiume Treste. Le affermazioni della Snam sono smentite dalle deduzioni logiche rilevabili dall'evento straordinario della domanda di punta record in Italia del 6 febbraio 2012, che ha comportato l'erogazione di 472 milioni di metri cubi di metano. Si tratta di un evento così eccezionale che su base statistica si verifica una volta ogni 20 anni.

Infatti è incontestabile che la centrale di Melizzano (BN), la più prossima a Fiume Treste, sia stata in grado di far fronte alla domanda di picco del 6 febbraio 2012 che sicuramente ha richiesto l'attivazione anche dello stoccaggio di Fiume Treste. Ciò è avvenuto quando la centrale di compressione di Sulmona era solo un progetto sulla carta.

L'evento del 6 febbraio 2012 ha dimostrato che la Centrale di Melizzano (la più potente d'Italia con 224,8 MW dotata di quattro unità di compressione, di cui una di riserva) ha la potenza necessaria per rendere possibile all'impianto di stoccaggio di Fiume Treste di intervenire senza incidere sulla efficienza e sulla flessibilità del sistema gas italiano. A riprova di ciò va

considerato quanto troviamo scritto nella relazione al bilancio Snam del 2012. In essa, a pag. 20 si legge che gli incrementi dei volumi movimentati nel sistema di stoccaggio sono “*riconducibili alla emergenza climatica nel primo trimestre*”. Nell’occasione sicuramente è entrato in funzione lo stoccaggio di Fiume Treste, uno dei più grandi in Europa, con una capacità di oltre 4 miliardi di metri cubi e una punta di erogazione giornaliera di 48 milioni di metri cubi.

La conferma arriva dalla stessa Snam. Infatti, essa prosegue affermando: “*i volumi di gas movimentati nel sistema di stoccaggio nel 2012 ammontano a 15,63 G Smc in aumento di 0,32 G Smc, pari al 2,1% rispetto al 2011. L’incremento è principalmente attribuibile alle maggiori iniezioni per la ricostruzione degli stoccaggi (+ 8,4%) riconducibili all’emergenza climatica verificatasi nel 1° trimestre 2012*”.



La Snam ha sostenuto che c’è stata un’emergenza climatica, ma nella relazione al bilancio 2012 non ha segnalato alcuna criticità del sistema di stoccaggio né nel primo trimestre del 2012, né in particolare il 6 febbraio dello stesso anno, quando si è avuta la domanda di picco più alta.

E non poteva farlo perché nella relazione al bilancio 2011 (p.31) la stessa Snam ha affermato che : “*La capacità di trasporto della rete ha permesso di soddisfare anche per l’anno termico 2011-2012 tutta la capacità degli utenti*” (l’anno termico 2011-2012 inizia il 1 ottobre 2011 e termina il 30 settembre 2012, includendo quindi il primo trimestre 2012 quando c’è stata l’emergenza climatica).

E’ incredibile: l’emergenza climatica non ha prodotto nessuna criticità, tanto meno quella dello stoccaggio di Fiume Treste. Ed è la Snam a smentire se stessa.

E' evidente che la Snam ha scritto sulle presunte criticità di Fiume Treste nei piani decennali 2018 e 2020 per poter giustificare la costruzione della centrale di Sulmona, ma ha dimenticato quello che ha scritto nel bilancio del 2012 cadendo così in una clamorosa contraddizione!

Per una singolare coincidenza la Snam proprio nel giugno 2011 aveva chiesto ed ottenuto lo sdoppiamento della procedura autorizzativa e quindi una via accelerata per la centrale di Sulmona sostenendo che essa serviva "prioritariamente" per superare proprio le asserite criticità dello stoccaggio di Fiume Treste. Ma meno di un anno dopo è stata smentita platealmente dall'evento del 6 febbraio 2012.

A ciò si aggiunga che quando la Snam ha progettato e realizzato il doppio gasdotto Campochiaro - Sulmona.- Oricola non venne prevista nessuna nuova centrale. E' pertanto evidente che i progettisti ritennero la centrale di compressione di Melizzano adeguata a gestire non solo la condotta esistente Campochiaro - Sulmona - Oricola, ma anche l'attivazione della seconda condotta ora vuota da Campochiaro a Sulmona e la sua prosecuzione verso Oricola fino alla centrale di Gallese (VT) (nota19). Non solo, ma il sistema è stato ritenuto talmente efficiente e flessibile da servire adeguatamente, come abbiamo visto, anche per lo stoccaggio di Fiume Treste, senza bisogno di nessun'altra centrale.

La Snam deve pertanto prendere atto che la sua affermazione: "*L'infrastruttura attuale non è (...) in grado di trasportare i flussi provenienti dallo stoccaggio nel caso in cui vengano erogate le capacità di punta, limitando di fatto un'importante fonte di flessibilità del sistema italiano*", è del tutto priva di fondamento.

c) In merito all'affermazione della Snam secondo cui la realizzazione della centrale di Sulmona permetterebbe "*di evitare costi in investimenti di sostituzione sulle altre centrali di compressione del sistema di trasporto*" è doveroso osservare che la società non dà alcuna prova di tale asserzione. Poiché il costo di realizzazione della centrale di Sulmona è quantificato, dalla stessa Snam, in 190 milioni di euro si dovrebbe supporre che l'eventuale potenziamento della Centrale di Melizzano comporti costi superiori a tale cifra. Ma siamo nel regno delle pure ipotesi perché nessun dato viene fornito al riguardo dalla Snam. In ogni caso abbiamo già visto che non sono necessari investimenti di sostituzione sulle altre centrali perché la centrale di Melizzano ha dimostrato di essere in grado di gestire eventi eccezionali di domanda di punta e i flussi di metano dall'impianto di Fiume Treste, senza bisogno di essere potenziata.

La conclusione è, dunque, che è possibile cancellare sia l'intero investimento relativo alla Linea Adriatica e alla centrale di Sulmona, sia i costi di sostituzione per la non necessità di potenziare la centrale di Melizzano. In altre parole la Linea Adriatica e la centrale di compressione di Sulmona sono inutili, sia perché la motivazione principale - ovvero l'aumento delle importazioni da sud, che giustificerebbe la realizzazione del nuovo mega gasdotto - risulta infondata, sia perché la tesi che vuole la centrale a supporto di Fiume Treste non è sostenibile. E' quindi doveroso evitare i loro costi di realizzazione che graverebbero immotivatamente sui cittadini.

L'opzione zero

Per quanto concerne **l'opzione zero**, ovvero l'ipotesi della non costruzione dell'opera, che deve essere analizzata in base alle prescrizioni di legge (Dlg 152 del 2006), la Snam scrive nel progetto relativo alla Linea Adriatica - metanodotto e centrale di compressione- che "*La mancata realizzazione del progetto comporta una serie di gravi ripercussioni negative, tra cui (...) non riuscire a garantire il trasporto dei volumi di gas aggiuntivi immessi nei Punti di Entrata del Sud (Mazara del Vallo – interconnessione con i metanodotti internazionali che collegano l'Italia all'Algeria e Gela –*

interconnessione con la Libia) nonché lo sviluppo di questi Punti di Entrata e dei nuovi che dovessero svilupparsi da sud Italia” e ancora “ non riuscire a garantire il trasporto del quantitativo addizionale di gas derivante dalla stipula di nuovi contratti di fornitura sottoscritti dagli operatori nazionale del settore”.

Le affermazioni della Snam risultano del tutto non rispondenti alla realtà in quanto in aperto contrasto con il trend dei consumi degli anni in cui il progetto è stato oggetto di valutazione della compatibilità ambientale e ancor più se il confronto viene fatto con le previsioni di consumo futuro.



Come si è visto dalla tabella riportata in questo documento, il picco dei consumi in Italia si è avuto nel 2005 con 86,2 miliardi di metri cubi. Da quell'anno in poi i consumi interni sono stati in calo, se pur con qualche oscillazione, e non hanno più raggiunto i livelli del 2005.

Non c'è stata perciò nessuna delle "gravi ripercussioni negative" paventate dalla Snam, in quanto **le infrastrutture esistenti (metanodotti, centrali e stoccaggi) sono state in grado di soddisfare senza alcuna criticità i bisogni nazionali di metano.** Negli anni successivi alla conclusione della V.I.A. (il decreto è del 6 marzo 2011) il trend in diminuzione dei consumi è proseguito al punto da diventare irreversibile. La Snam, pertanto, ha dovuto ammettere questa realtà, al punto che nel Piano decennale afferma che i maggiori quantitativi di metano che dovrebbero provenire dal TAP **non sono aggiuntivi ma sostitutivi** di una corrispondente quota del gas algerino e libico.

Questo significa che la quantità di gas che viene immessa, dal sud, nelle infrastrutture di trasporto esistenti sul territorio nazionale non aumenta. Anzi, diminuisce. Infatti le previsioni Snam, contenute nel Piano 20, al 2030 sono di circa 70 G Smc nello scenario BAU-CEN-DEC e di 65 G Smc nello scenario CEN-DEC, mentre quelle dello Stato italiano, contenute nel PNIEC, sono ancora più basse, 59,9 G Smc. Sulla mancata giustificazione di questa scelta e sulla inutilità del Tap e dei nuovi rigassificatori abbiamo già detto.

Non è tuttavia ammissibile che la Snam abbia fatto in sede V.I.A. affermazioni di appena cinque righe assolutamente inidonee a giustificare un'opera così rilevante ed impattante come la Linea Adriatica e la centrale di compressione di Sulmona, quando la norma richiede uno studio che escluda l'opzione zero. Tuttavia, a voler riflettere, come si fa a pretendere un'analisi oggettiva sull'opzione zero che potrebbe smantellare un'idea progettuale che comporta un notevole impegno tecnico e finanziario?

Dovrebbero essere i Ministeri competenti (Mise e Ministero dell'Ambiente) a farlo attraverso le proprie strutture tecniche dedicate per valutare con attenzione scelte economiche che invece di rivelarsi socialmente utili, possono risolversi in un aumento di costi per i cittadini. Ma tutto questo è mancato.

Per quanto sopra si può tranquillamente affermare che, non solo la Linea Adriatica con annessa centrale a Sulmona, è un'opera totalmente inutile, ma anche che le infrastrutture del gas esistenti sono sovradimensionate rispetto ai consumi e quindi in futuro esse saranno sempre di più sottoutilizzate.

La Magistratura si è più volte pronunciata al riguardo dell'opzione zero. Riportiamo, in estratto, la sentenza del 29 novembre 2018 n. 6777 del Consiglio di Stato.

Osserva il Consiglio di Stato che l'articolo 21, comma 2, lettera b, in vigore al momento dell'adozione degli atti impugnati (*"l'autorità competente, all'esito della fase di consultazione di cui al comma 1, esamina le principali alternative, compresa l'alternativa zero"*) e l'articolo 22 comma 3, lettera d, del Dlgs n.152 del 2006 (*"lo studio di impatto ambientale deve contenere una descrizione sommaria delle principali alternative prese in esame dal proponente, ivi compresa la cosiddetta opzione zero, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell'impatto ambientale"*), tuttora in vigore, comportano l'obbligo di identificare e valutare le alternative al progetto, compresa la sua non realizzazione, e di indicare espressamente le ragioni della scelta effettuata, al chiaro fine di rendere la scelta trasparente e di evitare attività che causino sacrifici ambientali superiori a quelli necessari a soddisfare l'interesse sotteso all'iniziativa.

Questo il passaggio saliente della motivazione: *"In altri termini, l'Autorità procedente è tenuta a valutare le possibili alternative alla soluzione proposta, ivi compresa l'alternativa di non realizzare l'intervento in quanto inutile o poco utile o comunque utile in maniera insufficiente a renderlo prevalente sugli interessi contrapposti, e deve compiere un attento e puntuale bilanciamento dei delicati e rilevanti interessi in gioco al fine di privilegiare la soluzione maggiormente funzionale al perseguimento del pubblico interesse e maggiormente idonea a non ledere inutilmente, o in maniera sproporzionata, gli altri interessi, pubblici e privati, coinvolti. Tali previsioni, evidentemente, hanno carattere cogente e si impongono su qualsiasi determinazione, anche di carattere generale, che l'Amministrazione abbia precedentemente formulato"*

L'analisi costi – benefici per la Linea Adriatica e la centrale di Sulmona

L'analisi costi – benefici (ACB) risale agli anni '30 del secolo scorso. Da allora è stata adottata progressivamente ovunque, trovando applicazione nei più diversi settori: dalla valutazione dei

progetti riguardanti l'ambiente fino ai progetti relativi allo sviluppo dei Paesi del sud del mondo. Oggi l'ACB è ampiamente utilizzata dalle istituzioni di tutti i Paesi industrializzati nonché da molte organizzazioni industriali.

Rispetto ai tradizionali metodi economico - finanziari utilizzati dalle imprese, l'ACB consente di considerare non solo l'aspetto economico legato all'investimento ma anche i benefici sociali che lo intervento produce per la collettività nel suo complesso.

L'intervento va, pertanto, coniugato con altri obiettivi dell'azione pubblica, come, ad esempio, la politica dei prezzi e delle tariffe, la salvaguardia ambientale, l'occupazione, la tutela della salute e della sicurezza pubblica, l'impatto sull'economia locale.

L'analisi, quindi, ha per scopo quello di ponderare i vantaggi e gli svantaggi dell'intervento, valutando se l'impiego delle risorse, nel suo complesso, ha un effetto positivo generando un aumento del benessere sociale. Gli effetti sociali non sono espressi in termini monetari; essi, pertanto, devono essere tradotti in costi e benefici. Il beneficio totale netto è positivo quando i miglioramenti diretti e indiretti dell'intervento superano i sacrifici.

Dal 2008 la Comunità Europea ha elaborato nuove linee guida in materia di ACB, linee divenute più precise ed articolate nel 2014. L'ACB è esplicitamente richiesta quale elemento fondamentale per il processo decisionale relativo al cofinanziamento dei grandi progetti inclusi nei programmi dell'Unione Europea.

E' doveroso tener presente che ogni investimento che venga effettuato dalla Snam grava non solo sulle tasche dei cittadini-consumatori, perché in ultima analisi sono essi a pagarlo attraverso la bolletta energetica, ma comporta anche dei costi sociali che si ripercuotono sull'intera collettività. Ogni progetto, pertanto, deve essere giustificato.



Occorre, conseguentemente, una rigorosa analisi costi - benefici che ne dimostri la sua utilità.

Nella scheda RN-02 del Piano 2018 (p.114) la Snam calcola costi di investimento per 1.382 milioni di euro di cui 1.192 per la Linea Adriatica e 190 per la centrale di compressione di Sulmona, senza considerare i costi di reinvestimento (mantenimento dell'efficienza) e i costi di manutenzione ordinaria e straordinaria. I costi, però, stranamente crescono nel Piano 2020 (p. 110) arrivano a 1596 milioni di euro con un incremento di ben 214 milioni pari al 15,48%. Cosa ha determinato un aumento tanto consistente? Siccome non risulta da nessun dato statistico una inflazione di questa grandezza nè il progetto non ha subito variazioni, si sarà forse trattato di un ennesimo errore di calcolo?

Come abbiamo visto, calcolare benefici per la Linea Adriatica non ha proprio senso perché le importazioni di metano sono previste in diminuzione e non in aumento. Invece nella stessa scheda RN-02 del Piano 2018 relativa alla Linea Adriatica la Snam calcola addirittura benefici relativi alla convenienza del prezzo per diversi miliardi di euro: per lo scenario South Route 5,9, per il Central 5,2 e per il North Route 2,7. Anche in questo caso stranamente i dati cambiano nel Piano 2020 : così i benefici sono diminuiti nel South Route a 4,6 miliardi di euro, aumentati nel Central a 6,3 miliardi e aumentati anche nel North Route a 5,9 miliardi. I miliardi, come si vede, ballano come palline. Possibile che anche in questo caso siamo di fronte ad un errore di calcolo?



Al di là di queste cifre ballerine ciò che emerge in maniera inoppugnabile è che la Linea Adriatica, con annessa centrale a Sulmona, comporta solo maggiori costi senza alcun beneficio per la collettività. Se la Snam dovesse procedere alla realizzazione della Linea Adriatica, senza che vi sia la necessità di trasporto di ulteriori quantitativi di metano, i costi di costruzione, d'esercizio e di manutenzione della nuova condotta e della centrale graveranno su quantitativi di importazioni addirittura in diminuzione, aumentando in questo modo la loro incidenza sulla bolletta dei cittadini per ogni mc di metano consumato. In più, per quanto concerne la centrale, la Snam fa una affermazione apodittica sostenendo incredibilmente che i costi della sua realizzazione sarebbero inferiori rispetto ad altre soluzioni (come ad es. il potenziamento della centrale di

Melizzano, ndr). Naturalmente la Snam, come su altri importanti punti, non porta nessuna prova che possa giustificare tale affermazione. E' del tutto evidente, per contro, che non costruendo la centrale si avrebbe un risparmio netto di ben 190 milioni di euro perché il sistema ha funzionato bene nei momenti eccezionali dei consumi di punta; livelli che, secondo le previsioni della stessa Snam, non saranno più raggiunti in futuro.

Se si considerano, come è doveroso, anche i costi sociali, la bilancia pende ancora di più verso la inutilità dell'opera.

Il metanodotto non porterebbe alcun incremento all'occupazione, tranne che per il periodo della sua realizzazione. In ogni caso non verrebbe impiegata mano d'opera locale perché il lavoro verrebbe eseguito con grandi mezzi meccanici richiedenti mano d'opera specializzata. La centrale di compressione occuperà, a detta della Snam, solo sette persone. Dall'altro lato va messa in conto la perdita di posti di lavoro che queste opere provocheranno sia nel settore agricolo che in quello del turismo. Devono essere contabilizzati anche i costi derivanti dalla perdita di valore dei terreni e degli immobili vicino ai due impianti. I danni all'ambiente saranno notevoli perché il tracciato del metanodotto insiste su territori di altissima valenza ambientale, quali sono quelli dell'Appennino centrale.

La centrale di compressione costituirebbe un forte detrattore ambientale essendo collocata all'ingresso del Parco nazionale della Maiella, in un'area che è corridoio faunistico e sito di alimentazione dell'orso bruno marsicano, specie ad altissimo rischio di estinzione, come evidenziato da una recente relazione tecnica dell'Ente Parco, con dati mai presi in considerazione dal Ministero dell'Ambiente. Si tratta, inoltre, di un'area di rilevante valore paesaggistico ed archeologico e soggetta al rischio idrogeologico.

Il metanodotto e la centrale aumenterebbero i rischi per la sicurezza dei cittadini essendo impianti pericolosi, a rischio di esplosione, tanto più in quanto collocati in territori altamente sismici. La centrale di compressione, con le sue emissioni nocive, peggiorerà la qualità dell'aria e di conseguenza peggiorerà la salute dei cittadini, con conseguente aumento della spesa sanitaria.



PERCHÈ QUESTE SCELTE? COME FUNZIONA LA LOBBY DEL GAS

Nei suoi Piani la Snam afferma più volte che le sue previsioni sono coerenti con quanto previsto da ENTSOG. La sigla sta per European Network of Transmission System Operators for Gas ed è la rete di operatori la cui nascita è stata di fatto sollecitata - vedi Regolamento delle Reti Ten-T - dalla stessa Unione Europea per definire il futuro dell'energia nel vecchio continente. Quindi è la lobby del gas a decidere i progetti di interesse comunitario.

Sul sito *Rinnovabili.it*, in data 16.6.2017, è stato pubblicato il seguente articolo: *“Così l'industria del gas influenza le politiche europee. Il gruppo di esperti istituito dall'UE avrebbe esagerato le previsioni sulla domanda di gas allo scopo di ottenere finanziamenti per grandi opere. C'è un forte odore di gas nelle stanze di Bruxelles dove si decidono le sorti della transizione energetica. Forse perché a scriverne le linee guida sono proprio gli esponenti delle imprese che hanno interessi nel settore. E' la denuncia di Friends of the Earth Europe, contenuta nel rapporto Nascosti in piena vista: come l'industria del gas influenza la politica energetica europea. In base al dossier redatto dall'organizzazione ambientalista vi è un'infiltrazione profonda delle lobby fossili nel processo decisionale dell'Unione.”*



Il gruppo ENTSOG è composto dai portatori di interesse dell'industria, tra cui grandi compagnie come Engie, Enagas e OMV. Secondo Antoine Simon, attivista di FoEE *“l'Europa ha disperatamente bisogno di abbandonare la sua dipendenza dai combustibili fossili, ma la lobby del settore ha costantemente esagerato le stime sulla domanda di gas, convincendo l'Unione Europea a pompare denaro in progetti inutili che costringeranno l'Europa ad utilizzare combustibili inquinanti per altri decenni.*

C'è un evidente conflitto di interessi grazie a cui la lobby del gas persegue il suo scopo di garantirsi futuri profitti – spiegano gli ambientalisti -. Tutto ciò avrebbe ricadute pesanti sugli investimenti nelle rinnovabili. Dobbiamo concentrare gli investimenti sul risparmio energetico e sulle energie pulite per evitare gli impatti più devastanti del cambiamento climatico”, avverte l'organizzazione.

Naturalmente per ottenere i risultati attesi bisogna spendere un bel po' di denaro; denaro che ovviamente non manca alle grandi società del settore. Ce lo spiega *Lifegate*, in un articolo del 14.12.17 firmato da Cecilia Bergamasco. “ *La Commissione Europea e molti stati membri dell'Unione Europea, Italia compresa, stanno investendo ingenti risorse per sovvenzionare nuovi gasdotti e altre infrastrutture legate al gas. Perché puntare sul gas quando la necessità è arrivare a un'economia a emissioni zero?*”

La risposta potrebbe essere nelle pressioni esercitate su Bruxelles dalla lobby del gas. Parliamo di 100 milioni di euro investiti in questo tipo di attività e oltre mille gruppi di interesse al lavoro per influenzare le politiche energetiche europee.

E' quanto emerge da uno studio di Corporate Europe Observatory (CEO), una ong con sede a Bruxelles, secondo cui gli investimenti sul gas renderanno impossibile centrare gli obiettivi di lotta ai cambiamenti climatici approvati due anni fa alla Cop21 di Parigi. Le scelte della Commissione Europea dimostrano quanto ancora conti l'industria del gas, una forza in grado di bloccare il continente su altri 40 o 50 anni di dipendenza dal gas, un combustibile fossile che nonostante sia considerato di transizione verso un'economia a zero emissioni, resta sempre una minaccia per il clima.

Solo nel 2016 l'industria del gas e i circa mille gruppi di pressione ad essa legati hanno destinato circa 100 milioni di euro per cercare di influenzare la politica europea. Solo ExxonMobil e Shell – due dei più grandi inquinatori del pianeta - nel 2016 hanno speso 4,75 milioni di euro per fare lobbying. Cifre iperboliche se messe a confronto con le risorse a disposizione dei gruppi che lottano per abbandonare gli investimenti nel settore. Solo lo scorso anno i lobbisti hanno avuto ben 460 incontri con il commissario europeo al clima e l'ambiente Canete e il vice presidente per Energy Union, Maros Sefcovic.

Una volta convinti i decisori europei che le opere sono “strategiche” il gioco è fatto. Tutti, dai governi nazionali ai grandi organi di stampa, ripeteranno che sono “strategiche”, anche se si tratta di un'enorme balla. La tecnica delle lobby è ben collaudata : il loro lavoro prosegue ai piani alti della politica nazionale, perché è qui che si prendono le decisioni finali ed è qui che si fanno le leggi.

Solo per stare al settore del gas possiamo citare diversi provvedimenti *ad aziendam* : la decisione del governo Monti di cambiare la legge per togliere alle Regioni il diritto di proporre soluzioni alternative in merito ai tracciati dei gasdotti; la decisione del Governo Berlusconi di consentire alla Snam una procedura accelerata per la centrale di Sulmona, cambiando addirittura la finalità prioritaria della stessa (in funzione dello stoccaggio di Fiume Treste) non prevista nel progetto sottoposto a V.I.A. ; il varo della legge “sblocca Italia”, fortemente voluta dal governo Renzi, per dare una corsia preferenziale ai metanodotti definendoli “strategici”; l'avocazione al governo nazionale (prima era regionale) del rilascio dell'AIA per le centrali con una potenza fino a 50 MW; l'autorizzazione della centrale di Sulmona, rilasciata dal governo Gentiloni il 7 marzo 2018, tre giorni dopo il voto per il rinnovo del Parlamento; il Decreto Legge “semplificazioni” dell'attuale governo Conte che cambia le norme sugli usi civici per consentire il passaggio dei metanodotti.

SOSTITUIRE IL CARBONE CON IL GAS NON RISOLVE IL PROBLEMA DELLE EMISSIONI CLIMA-ALTERANTI

Il metano, infatti, **è un gas serra 80 volte più potente della CO2 nei primi 20 anni dopo l'emissione**. Cioè, se è vero che una volta bruciato a parità di energia prodotta le emissioni di CO2 sono minori rispetto a carbone e petrolio, d'altro lato il metano viene perso direttamente in atmosfera tal quale lungo la filiera del gas, dall'estrazione alla distribuzione passando per il trasporto e lo stoccaggio.

L'ultimo rapporto dell'Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC) ha evidenziato chiaramente la necessità di tagliare fortemente le emissioni di metano, comprese quelle dall'industria delle fossili.

Il Piano Snam motiva l'aumento del consumo di gas tra il 2022 e il 2027, da 71,90 a 74,30 miliardi di metri cubi (Piano 2018 con la decarbonizzazione del settore termoelettrico, una trasformazione che va realizzata sostituendo il carbone con il metano. Ma è davvero questa la soluzione?

Uno studio di *Energy Watch Group*, la rete indipendente di scienziati con sede a Berlino, smentisce totalmente la tesi del gas fossile come combustibile ponte (**nota 15**).

Il risultato della ricerca è che non conviene passare dal carbone e dal petrolio al gas nei diversi settori - trasporti, generazione elettrica, riscaldamento - perché la sostituzione di una fonte fossile con l'altra finisce per accelerare il cambiamento climatico.

Secondo lo studio di EWG sostituire le centrali a carbone con gli impianti a gas farebbe aumentare del 41% le emissioni complessive responsabili dell'effetto serra, ciò a causa delle emissioni cosiddette "fuggitive" di metano (CH₄). Nel suo utilizzo, durante i vari passaggi della filiera (dall'estrazione al trasporto fino alla distribuzione nelle città e nelle industrie), si verificano ingenti perdite.

Un altro problema molto serio è costituito dal metano rilasciato dai milioni di pozzi di estrazione di petrolio e gas abbandonati in tutto il mondo. L'agenzia ambientale statunitense, l'Epa, ha censito più di 3,2 milioni di pozzi abbandonati, che nel 2018 hanno emesso nell'atmosfera 281 mila tonnellate di metano (**nota 16**). In ogni caso, secondo uno studio pubblicato su *Nature Communications*, ci vorranno decenni prima che le politiche dei governi producano un effetto significativo sul clima. Secondo il Centro di ricerca internazionale sul clima e l'ambiente di Oslo, qualora si azzerassero tutte le emissioni di metano nel mondo, ipotesi del tutto irrealistica, tale azzeramento non avrebbe effetti sul clima prima del 2029 (**nota 17**).

Infine, a rendere del tutto inappropriate le politiche previste dallo stesso PNIEC, **le ultime ricerche pubblicate sulle migliori riviste scientifiche al mondo** che, in alcuni casi anche grazie all'uso di nuove tecnologie, come i sensori satellitari di rilevazione del metano emesso in superficie sulla Terra, **hanno evidenziato come le stime usate finora relative alle perdite siano del tutto inaffidabili, in quanto le emissioni sono molto maggiori, fino a 5 volte quelle dichiarate dall'industria.**



Qui alcune delle più recenti scoperte:

-*Large Fugitive Methane Emissions From Urban Centers Along the U.S. East Coast*, 2019, Genevieve et al. *Geophysical Research Letters*

-*Satellite observations reveal extreme methane leakage from a natural gas well blowout*, 2019, Pandey et al. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*.

-*Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain*, 2018, Alvarez et al. *Science*.

-*Satellite Discovery of Anomalously Large Methane Point Sources From Oil/Gas Production*, 2019, Varon et al, *Geophysical Research Letters*

Il metano è sempre più indicato come pericoloso gas serra a causa delle perdite lungo la "filiera". Chi pensa di poter usare il gas come fonte energetica per la transizione rischia, per proteggere gli interessi attuali dei gestori del gas, di mandare il nostro paese su un binario morto dal punto di vista industriale non appena i risultati di queste ricerche dovranno essere tramutati in politiche di contrasto ai cambiamenti climatici.

La ricetta su cui puntare, scrivono gli scienziati di EWG, è quella di mettere fine a tutte le forme di sussidio alle fonti fossili; investire maggiormente nelle energie rinnovabili e nei sistemi di accumulo energetico (batterie, pompaggi ecc.); mettere in produzione su vasta scala gas "verde" per utilizzare almeno in parte le infrastrutture esistenti (biogas, biometano, idrogeno), elettrolizzatori alimentati con energie dai parchi eolici e solari.

È QUESTO IL GREEN DEAL DELL'UNIONE EUROPEA?

Rimane da chiedersi per quale motivo, di fronte a questo quadro niente affatto promettente, la Snam continui a battere il chiodo dell'Hub. L'unica risposta plausibile è che lo faccia per poter accedere finanziamenti dalle casse dell'Europa.

E l'Europa soddisfa i desiderata della Snam e delle altre multinazionali. Nel febbraio scorso, infatti, il Parlamento Europeo ha approvato, a maggioranza, la nuova lista delle infrastrutture energetiche finanziabili dall'UE comprendente 32 progetti che riguardano il gas. Tra questi progetti è ricompreso il metanodotto Sulmona - Foligno e la centrale di compressione Snam di Sulmona. Per l'Italia ci sono anche il TAP, l'Eastmed (da Cipro al Salento), il gasdotto che collegherà Malta a Gela e quello Ungheria - Italia via Slovenia.

Questo voto svela l'ipocrisia del programma "Green Deal" annunciato dalla nuova Commissione europea presieduta da Ursula von der Leyen secondo cui verranno spesi 1000 miliardi di euro per la riconversione ecologica dell'economia al fine di azzerare le emissioni da fonti fossili entro il 2050. Con il voto di febbraio si è deciso di finanziare progetti relativi al gas per 29 miliardi di euro. Nell'ambito del programma di finanziamento dell'UE ogni progetto potrebbe essere coperto fino al 50% dai contributi europei.

In questo modo una grande quantità di denaro pubblico verrà destinata ad opere costose ed inutili che andranno ad aggravare l'emergenza climatica, quando invece l'Europa dovrebbe investire in efficienza energetica e fonti rinnovabili.

Con questa scelta l'Europa viene condannata a bruciare combustibili fossili per generazioni, in aperto contrasto con l'accordo di Parigi del 2015 che impegna le Parti a contenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2° C rispetto ai livelli preindustriali.

La sciagurata decisione assunta dalla maggioranza del Parlamento Europeo è la riprova di quanto siano forti le pressioni delle multinazionali del gas sulla classe politica - alla quale dettano le linee guida della politica energetica dell'Unione Europea - e dimostra come sia notevole il radicamento del loro settore all'interno delle istituzioni. A ciò si aggiungano gli scandalosi sussidi che i Paesi europei versano alle energie fossili, un enorme spreco di denaro pubblico che provoca inquinamento dell'aria ed emissioni di gas serra.

Il Consorzio giornalistico *Investigate - Europe* ha contato almeno 137 miliardi l'anno elargiti alle industrie fossili. La sola Italia regala alle imprese inquinanti ben 18 miliardi l'anno, più di quanto versa al bilancio europeo (15 miliardi nel 2017).

Il vice presidente della Commissione europea Frans Timmermans, responsabile per il clima, ha ammesso candidamente: "*Gli obiettivi climatici dell'UE non sono raggiungibili senza abolire la promozione del consumo di combustibili fossili*" (nota 17). **Era legittimo attendersi che il piano di rilancio dell'Unione Europea post-pandemia (il c.d. *Recovery Fund*) segnasse una inversione di marcia rispetto all'impegno di decarbonizzare l'economia europea, in coerenza con l'annuncio del *Green Deal* presentato dalla Commissione lo scorso dicembre.**

Invece è successo il contrario: gli investimenti verdi sono stati tagliati. 112,5 miliardi di euro sono stati tolti ai vari programmi di scopo proposti dalla Commissione e i settori dell'ambiente e della ricerca sono i più penalizzati. Il fondo per la transizione energetica, *Just Transition Fund*, dai 30 miliardi iniziali è stato ridotto a 10 miliardi. Anche *InvestEu*, fondo destinato a sostenere le piccole e medie imprese nel raggiungimento degli obiettivi climatici, esce ridimensionato notevolmente dall'accordo sul *Recovery Fund* : da una dotazione di 30,3 miliardi di euro si passa a 2,1 miliardi. Vanamente le 10 maggiori Ong green europee (G10) hanno chiesto ai governi dei 27 stati membri un elenco di esclusione che vietasse l'uso dei fondi per le attività dannose per l'ambiente.

Il risultato è che nessun vincolo ecologico è previsto per il capitolo di spesa *Resilience Recovery Facility* (Rrf) che costituisce la parte più grossa del pacchetto: 672,5 miliardi su un totale di 750 di cui l'Italia otterrà la percentuale più alta (il 28%) tra prestiti e sovvenzioni.

L'assenza di stringenti eco-condizionalità rischia di svuotare di senso la quota complessiva del 25% che il fondo riserva a iniziative a favore del clima. Una soglia che gli ambientalisti avrebbero peraltro voluto portare al 50%. Il pericolo molto concreto è che il denaro venga utilizzato per finanziare l'economia "sporca" legata alle fonti fossili. In questo ambito rientra il finanziamento delle nuove infrastrutture per il gas, tra cui la Rete Adriatica e la centrale di Sulmona, approvate dal Parlamento europeo nel febbraio scorso. E' significativo e nello stesso tempo paradossale che la Snam definisca il gas il combustibile più green tra le fonti fossili.

Ad avviso delle organizzazioni ambientaliste europee il taglio del 50% dei gas ad effetto serra entro il 2030, se non è accompagnato dall'eliminazione dei sussidi ai combustibili fossili, non è sufficiente per rispettare l'Accordo di Parigi che blocca l'aumento delle temperature globali a 2° C in più rispetto all'epoca preindustriale (nota 18).



CONCLUSIONI

Nel maggio scorso diversi Ministri dell'Ambiente dell'Europa, tra cui l'Italia, hanno firmato un documento comune per spingere verso un'"economia basata su principi Green". *"Abbiamo già tutti gli strumenti e molte tecnologie nuove (...) per la transizione verso un'economia neutrale dal punto di vista climatico"* – si legge nel documento, che prosegue – *"Dieci anni fa i veicoli a emissioni zero erano solo un prototipo. Dieci anni fa l'energia eolica era tre volte più costosa di oggi e l'energia solare sette volte. Dieci anni fa i lavori di ristrutturazione di edifici non avevano ancora dato dimostrazione di essere redditizia. La volontà politica c'è"*.

La volontà politica nel Governo italiano è così forte che continua ad autorizzare nuove trivellazioni, nuovi gasdotti, nuove centrali e nuovi stoccaggi per il gas. Altro che uscita dalle fonti fossili! Non è un caso che tutte le infrastrutture connesse al gas, in particolare i piani di sviluppo e le modifiche alla rete nazionale gasdotti, non siano mai state sottoposte a Valutazione Ambientale Strategica.

Dalla nostra analisi sui documenti Snam emerge in maniera incontrovertibile che le previsioni di consumo di gas vengono esagerate, con quello che appare un tentativo di giustificare la costruzione di grandi opere inutili che verrebbero pagate in parte dall'Unione Europea e per il resto dai cittadini italiani attraverso la bolletta energetica.

Considerato che la Snam intende procedere alla realizzazione della Linea Adriatica senza che vi sia la necessità di trasporto di maggiori quantitativi di metano, i costi di costruzione, di esercizio e di manutenzione del metanodotto e della centrale graveranno su quantitativi di importazione addirittura in diminuzione, aumentando in questo modo la loro incidenza per ogni mc di metano consumato. In definitiva la Linea Adriatica comporta solo maggiori esborsi e nessun beneficio.

La Snam invece va avanti perché, sicura della benevolenza ad alto livello, è certa che a pagare saremo comunque noi cittadini. A meno che le autorità competenti non smettano di avallare acriticamente tutte le ipotesi infondate della Snam e delle altre multinazionali del settore e decidano di mettere la parola fine a questa assurda vicenda. Noi comunque non ci fermeremo. Siamo determinati ad andare fino in fondo per impedire la realizzazione di queste opere, non solo inutili ma anche dannose. Investiremo del problema tutte le istituzioni – dal Parlamento alla Magistratura, dall'Autorità per l'energia (Arera) alla Corte dei Conti italiana e alla Corte dei Conti europea – affinché ogni scelta irragionevole e totalmente priva di fondamento, come quelle che abbiamo analizzato in questo dossier, siano radicalmente modificate.



NOTE

Nota 1

La Linea Adriatica, da Sulmona a Minerbio, è composta di tre tronchi : Sulmona – Foligno di 170,2 km (costo 529 milioni di euro), Foligno – Sestino di 113,7 km (costo 402 milioni di euro) e Sestino - Minerbio di 140,7 km (costo 475 milioni di euro). Inizialmente l'opera era stata denominata dalla Snam "Rete Adriatica" e comprendeva altri due tronchi : Massafra – Biccari di 195 km e Biccari - Campochiaro di 71 km, che sono già stati realizzati. Per il collegamento da Campochiaro a Sulmona verrebbe utilizzata una condotta di 94 km realizzata dalla Snam negli anni '90. La centrale di compressione è situata in località Case Pente di Sulmona (costo 190 milioni di euro), occupa un'area di 12 ettari ed ha una potenza di 99 MW. Pur essendo l'opera unitaria la Snam l'ha spezzettata e sottoposta a cinque V.I.A. separate. La V.I.A. relativa alla centrale è stata effettuata unitamente al tratto Sulmona – Foligno ed è stata rilasciata con decreto del 7 marzo 2011. Sull'opera non è mai stata effettuata la Valutazione Ambientale Strategica (V.A.S.).

Nota 2 La soluzione energetica, Le Scienze maggio 2020

Nota 3

Dal PNIEC (pag.76): "Dagli scenari considerati è previsto un fabbisogno di 49 Mtep di gas naturale (circa 60 GSm³) al 2030 con un picco di consumi intorno al 2025 dovuto alla fuoriuscita del carbone dal mix di generazione elettrica".

Trasformando Tep in mc si ha: $49 \times 1,212129 = 59,39 \text{ G Smc/a}$.

Nota 4

Calcolo di N- 1 per la rete attuale di trasporto del metano.

Il regolamento Eu 2017/1938 (2^o allegato p. 33) dà la seguente definizione di N – 1 basata su tre punti:

- La formula N – 1 descrive la capacità tecnica dell'infrastruttura del gas di soddisfare la domanda totale di gas nell'area calcolata nell'eventualità di un'interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale del gas durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata di gas, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni.
- L'infrastruttura del gas copre la rete di trasporto del gas, ivi compresi le interconnessioni e gli impianti di produzione, GNL e di stoccaggio connessi all'area calcolata.
- La capacità tecnica delle infrastrutture del gas rimanenti in caso di interruzione dell'operatività dell'infrastruttura principale deve essere almeno uguale alla somma della domanda totale giornaliera di gas dell'area calcolata durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata di gas, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni.

Nel primo punto la formula si riferisce alla capacità tecnica dell'infrastruttura, ma sembra che nel Piano Snam non ci siano riferimenti a questo tipo di capacità.

Nel secondo punto il regolamento EU elenca i tipi di infrastrutture da tener presente per il calcolo.

Nel terzo si indica il limite minimo da raggiungere per accettare il livello di sicurezza dell'infrastruttura. Il minimo può essere sintetizzato come segue: Capacità tecnica dell'intera infrastruttura senza quella principale \geq Domanda eccezionale di gas raggiunta entro i 20 anni che corrisponde ad un valore di $N - 1 \geq 100\%$.

Osservazioni

L'area cui si riferisce la formula è quella nazionale; lo si comprende dal confronto con la seconda formula di N – 1 che si applica quando l'infrastruttura coinvolge almeno due Paesi europei.

La capacità tecnica si riferisce evidentemente alla capacità massima della rete di trasporto del gas per fronteggiare le condizioni eccezionali indicate nella definizione di N – 1 ed essendo una capacità di progetto dovrebbe essere una capacità definita in sede progettuale in base a pressione e temperatura costanti.

La Snam presenta nel P 18 e nel P 20 diverse tabelle raggruppabili per coppie; la tabella della prima coppia si riferisce al P 18, la seconda al P 20.

Esse sono rispettivamente la tab.14 p.40 e la tab.8 p.28 sulla capacità d'importazione, la tab.15A p.41 e la tab.9 p.29 sulla capacità utilizzata e la tab. 15B p.42 e la tab. 10 p.30 sulla capacità impegnata.

Tutte le tabelle presentano una variabilità dei dati negli anni e, tra queste tabelle, la 14 (P 18) e la 8 (P 20) che si riferiscono alla capacità d'importazione, hanno dati più alti e meno variabili che le avvicinano alle caratteristiche della capacità tecnica.

In queste tabelle le capacità dei GNL sono costanti, mentre i punti di entrata dei metanodotti da Sud e da Nord presentano delle variabilità.

La maggiore variabilità è da Sud (Mazara del Vallo e Gela) : negli anni termici 2014/15 e 2015/16 si ha 143,0 M Smc/g, dall'anno 2016/17 al 2019/20 i dati variano tra 133,6 e 131,4 M Smc/g.

I punti di entrata da Nord sono meno variabili; il dato più alto è di 183,7 M Smc/g del 2014/15, tra il 2017/18 e il 2019/20 si hanno 182,2 M Smc/g.

I dati più alti delle diverse infrastrutture indicano o la capacità di progetto o almeno quelli che si avvicinano di più ad essa, pertanto sono scelti nel testo per determinare l'N - 1.

Per il modo in cui si è determinata la formula il risultato dovrebbe indicare una capacità uguale o minore di quella effettiva. Nel sito Snam sono riportati i dati mensili per l'anno termico 2016/17 riferiti ai GNL, agli stoccaggi e alla produzione nazionale. Questi dati sono costanti nonostante la variabilità di utilizzo tra il periodo aprile - settembre e ottobre - marzo, inoltre sono anche più alti delle tabelle relative alla capacità utilizzata e impegnata, per cui si ipotizza che, almeno in questa tabella, i dati si riferiscano alla capacità tecnica e possano essere utilizzati per la formula N - 1.

La capacità tecnica della rete esistente non cambia da un anno all'altro, salvo che non si attivi un nuovo punto di entrata come il Tap o un nuovo rigassificatore che aumenterebbe N -1 o che si riduca se la produzione nazionale così come avviene gradualmente da diversi anni.

La formula N - 1 nel 2° allegato del Regolamento EU 2017/1938 p. 33 è la seguente:

$$N - 1 = [(Cap. complessiva - Cap. maggiore da estero)/Domanda max] x 100$$

I dati per il calcolo di N - 1 con capacità espressa in Mmc/g, indicano a fianco la tabella da cui sono tratti secondo i criteri indicati precedentemente.

M Gmc/g	Cap.di trasporto	Tabelle o sito e piano dec.
Tot. Sud (cap. continua e interrompibile)	143.000.000	Tab 14 (piano 2018 anno t. 2014/15)
Tot Nord (cap. continua e interrompibile) di cui Tarvisio 114,5	183.700.000	Tab. 14 (piano 2018 anno t.2014/15)
Tot. Centro Impianti GNL, Stogit ed Edison	54.400.000	Tab. 14 (piano 2018), tab. 8 (piano 2020) e da sito Snam anno termico 2016/17
Tot. Capacità di importazione	380.100.000	
Stoccaggi (in erogazione) *	274.500.000	
Produzione nazionale**	19.800.000	Cap. impegnata tab. 10 piano 2020
Biometano	90,000	
Capacità complessiva 674.4	674.490.000	
Capacità tot. da Tarvisio	114.500.000	Tab. 14 (piano 2018 anno term. 2014/15)
Cap. senza Tarvisio	559.990.000	
Domanda max 6 febb. 2012	472.000.000	
N - 1	118,85%	

* dal Sito Snam con dati su: Impianti GNL, Stoccaggi e Produzione Naz.le (anno termico 2016/17 e seguenti); la loro capacità è utilizzata principalmente per coprire la capacità di punta nei periodi ott/marzo.

I dati parziali sono i seguenti: stoccaggi Stogit: 238 Mmc; Edison Stoccaggio: 16,5 Mmc/g.

La Snam afferma che ha considerato anche lo stoccaggio di Italgas Storage in Cornegliano Laudense entrato in esercizio da ott. 2018 per il quale non dà la capacità in Mmc/g; in un articolo de Il Giorno/Lodi si afferma che la capacità di erogazione massima dello Stoccaggio di Cornegliano è di 27 Mmc/g che prudenzialmente è stata ridotta a 20; in totale gli stoccaggi possono erogano almeno: 238+16,5+20 = 274,5 Mmc/g.

Sui dati degli stoccaggi in erogazione occorre fare alcune considerazioni.

Se si utilizzano gli unici dati forniti dalla Snam sulla capacità di erogazione degli stoccaggi (tab 15A capacità utilizzata e tab 15B capacità impegnata) il calcolo darebbe N - 1 minore di 100.

La Snam calcola invece N - 1 = 106 per cui evidentemente i dati utilizzati non possono essere quelli delle tabelle relative alla capacità utilizzata o impegnata.

** Dallo stesso sito Snam sono stati ripresi i dati sulla produzione nazionale.

Dal Calcolo si ha: N - 1 = ((674.490.000 - 114.500.000) / 472.000.000) x 100 = 118,85 %

Nota 5 N- 1 : i dati del P 18 e del P 20 a confronto :

Piano 2018	2018	2021	2027
Con Tap	106	115	112
Inerziale	106	115	112

Piano 2020	2019	2025	2030
Con Tap	103	113	112
Inerziale	103	113	112

Nel Piano2020 la Snam, andando contro il regolamento EU 2017/1938, cambia il dato storico della domanda di picco prendendo in considerazione non il massimo storico della domanda di picco del 6 febbraio 2012 di 472 M Smc/g ma quella del 7 febbraio 2012 di 464 M Smc/g. In questo modo, però, diminuisce il denominatore della formula*, con il risultato che N – 1 dovrebbe aumentare e non diminuire, come ha riportato la Snam nel P 20, e quindi essere superiore a 106. L’obiettivo della Snam è evidente : avvicinare N -1 a 100 vuol dire che il livello di sicurezza per fronteggiare eventi eccezionali va aumentato. In questo modo si tenta di giustificare la realizzazione di altre fonti di importazione come il Tap. L’eventuale variazione della capacità di importazione di Tarvisio si presenta in entrambi i termini della sottrazione presente al numeratore della formula per cui il numeratore non varia.

Nota 6 Energia Oltre del 30 gennaio 2018

Nota 7 Adnkronos del 12 dicembre 2017

Nota 8 La Repubblica del 20 luglio 2020

Nota 9 I nuovi giacimenti di metano scoperto dall’Eni.

L’amministratore delegato dell’Eni Claudio Descalzi ha reso noto che sono già stati trovati 3.500 miliardi di metri cubi di gas ma potrebbero presto salire a 9 mila miliardi il gas cipriota finirebbe per essere molto più economico da importare, rispetto a quello russo, per i paesi circostanti” (da Formiche .net)

Dal sito Eni : Scoperta del giacimento di metano ‘Zohr’. Il giacimento è considerato la più grande scoperta di gas mai realizzata in Egitto e nel Mar Mediterraneo e l’approccio integrato utilizzato ci ha permesso di mettere in produzione il primo gas in meno di 2 anni e mezzo dalla sua scoperta, un tempo record per questa tipologia di giacimento. Zohr si trova all’interno della concessione Shorouk, a circa 190 chilometri a nord della città di Port Said. Nel blocco deteniamo una quota di partecipazione del 50% e siamo operatori, mentre gli altri partner sono Rosneft con il 30%, BP con il 10% e Mubadala Petroleum con il 10%. Ad agosto 2019 la produzione del giacimento ha raggiunto oltre 2,7 miliardi di piedi cubi di gas al giorno (bcfd)*, circa cinque mesi in anticipo rispetto al Piano di Sviluppo...

Entro la fine del 2019 è previsto un ulteriore aumento della capacità produttiva fino ad un potenziale di 3,2 bcfd***.

* 2,7 giga piedi cubi/g = 76,5 M Smc/g

** 3,2 giga piedi cubi/g = 90,7 M Smc/g

Nota 10 Energia Oltre del 30 gennaio 2018

Nota 11 Il Sole 24 Ore del 24 marzo 2019 .

Nota 12 Qualenergia.it del 28 marzo 2018

Nota 13 Il Sole 24 Ore del 15 luglio 2020

Nota 14 La Repubblica del 23 luglio 2020

Nota 15 Qualenergia.it del 18 settembre 2019

Nota 16 Internazionale n.1364 26 giu/2 lug 2020

Nota 17 Internazionale n.1367 17-23 luglio 2020

Nota 18 Il Fatto Quotidiano del 24 luglio 2020



PESCARA, 01/09/2020

Dossier a cura del **Coordinamento No Hub del Gas**



Contatti email:

segreteria2oabruzzo@gmail.com

sulmonambiente@gmail.com

Cell: 3282210938 - 3478859019 - 3284776001 - 3683188739 - 3381195358

Fb: <https://www.facebook.com/nohubdelgas/>