

Risposta della Società Geogastock al documento AEEG 189/2014/R/gas (“Criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il quarto periodo di regolazione”)

Sommario

1. Premessa	2
2. Considerazioni in merito ai criteri generali di incentivazione dei nuovi investimenti (par. 18 del DdC)	2
3. Aspetti strategici del Progetto di Stoccaggio Cugno le Macine in relazione alla sicurezza del sistema gas nell’Italia Meridionale.	4
4. Considerazioni in merito all’incremento del tasso di remunerazione dell’investimento per la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio.....	7
5. Considerazioni in merito al Fattore Correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento (paragrafi dal 20.9 al 20.15 del DdC).....	8
6. Considerazioni in merito al ruolo delle immobilizzazioni in corso nella determinazione del capitale investito riconosciuto (par. da 11.8 a 11.14 del DdC)	9
7. Considerazioni relative all’introduzione degli IPCO e/o dei costi di finanziamento nel capitale investito riconosciuto (par. da 11.12 a 11.14 del DdC)	10
8. Considerazioni relative alla riduzione degli effetti del <i>time-lag</i> nel riconoscimento dei nuovi investimenti (par. da 11.14 DdC).....	11
9. Considerazioni finali.....	12
ALLEGATO 1 – Aspetti strategici del Progetto di Stoccaggio Cugno le Macine in relazione agli aspetti riguardanti la “sicurezza” del sistema gas nell’Italia Meridionale – Analisi di dettaglio	13
ALLEGATO 2 - Distribuzione geografica e prestazioni capacità di stoccaggio in Italia	19

1. Premessa

L'aspetto più rilevante del Documento di Consultazione è la possibile revisione del meccanismo di incentivazione dei nuovi investimenti, nell'ottica di sostituire l'attuale sistema basato sulla maggiorazione del tasso di remunerazione dell'investimento, con un meccanismo che determini il livello di incentivazione sulla base di segnali di mercato: in particolare si suggerisce di legare gli incentivi ai risultati delle aste annuali di allocazione della capacità di stoccaggio introdotte dalle ultime deliberazioni della Autorità.

Riteniamo importante sottolineare che lo sviluppo del settore dello stoccaggio in Italia è attualmente possibile solo in un contesto regolato. Un investimento in capacità puramente 'merchant' - ovvero operante al di fuori del mercato regolato, in esenzione dall'obbligo del "*Third Party Access*" – risulterebbe esposto a dei rischi di mercato non valutabili, con nessuna visibilità di medio e lungo periodo sull'evoluzione del mercato stesso.

Come verrà dettagliato nel seguito di questa nota questo approccio di fatto disincentiverebbe in toto la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, senza tenere conto del ruolo strategico per il sistema dei nuovi investimenti.

Va anche sottolineato che una modifica così sostanziale dell'impianto regolatorio verrebbe percepita dagli investitori e dal ceto bancario come la conferma di un significativo incremento del rischio regolatorio (finora considerato basso in virtù della continuità di cui sistema tariffario ha potuto godere negli ultimi tre periodi), ed aumentando quindi il premio richiesto per la remunerazione degli investimenti nel settore.

2. Considerazioni in merito ai criteri generali di incentivazione dei nuovi investimenti (par. 18 del DdC)

Al par. 18 del Documento di consultazione ipotizza di rivedere il meccanismo di incentivazione dei nuovi investimenti sostituendo al premio sul WACC del 4% un nuovo criterio basato sui segnali di mercato, con riferimento ai risultati delle aste annuali di allocazione della capacità di stoccaggio.

Tale approccio risulta non efficiente, al fine di garantire una reale incentivazione dei nuovi investimenti, sotto diversi punti di vista:

- a) Si tratta di un approccio che determina gli incentivi non in fase di pianificazione e realizzazione delle nuove infrastrutture, ma *ex post*, e che quindi non fornisce alcuna visibilità sulla sostenibilità dell'investimento all'operatore, che risulta direttamente esposto al rischio mercato, con l'effetto di rendere non finanziabile il progetto;
- b) è un approccio basato su segnali di breve periodo. Si consideri in tal senso lo sviluppo del mercato gas negli ultimi 5 anni, che ha portato da una situazione di carenza di capacità a una situazione di eccesso di offerta di stoccaggio a causa di eventi macroeconomici non prevedibili. Ciò è incompatibile con la pianificazione di investimenti di lungo periodo, che richiedono periodi di sviluppo decennali e con una vita utile che supera i 30 anni;
- c) un approccio basato sui "segnali del mercato" coglie esclusivamente indicazioni relative alla domanda di modulazione da parte degli utenti finali. Il servizio di stoccaggio però è essenziale per soddisfare altre due esigenze del sistema che non sono riflesse nelle normali dinamiche di domanda / offerta. In particolare lo stoccaggio è essenziale:

- i. **Come strumento di bilanciamento del sistema di trasporto del gas.** Il bilanciamento è gestito dal gestore del sistema di trasporto che utilizza anche gli stoccaggi (anche su base giornaliera) per bilanciare la rete. L'utente finale (e conseguentemente i "segnali di mercato" citati nel DdC) invece non percepisce una reale esigenza utilizzare lo stoccaggio per gestire il bilanciamento, in quanto per gli utenti non sono previste penali significative in caso di sfioramento dei piani di consumo giornalieri (il 'costo' dello sbilanciamento infatti è a valori di mercato, non prevede penali aggiuntive);
- ii. **come infrastruttura che garantisce la sicurezza del sistema nazionale in caso di improvvisa interruzione o riduzione dell'import e / o di imprevisto incremento dei consumi.**

Si tratta di una funzione chiave dello stoccaggio, sicuramente non rilevabile sulla base dei citati "segnali di mercato". In particolare il criterio N-1 (criterio introdotto dal regolamento UE n.994/2010) adottato per la valutazione del livello di sicurezza del sistema nazionale e citato nel DdC non tiene conto della attuale situazione geopolitica e dei rischi connessi alle tensioni in Ucraina ed in Libia. Infatti, è recente la notizia che gli organi Europei competenti (vedi recenti dichiarazioni del commissario UE all'Energia, G. Oettinger) stanno valutando di raddoppiare le scorte di stoccaggio strategico (da 30 a 60 gg) proprio a mitigazione di tali rischi.

Conseguentemente si chiede all'Autorità di considerare che un approccio basato sul dato di mercato:

- non costituirebbe un reale incentivo per investimenti di lungo periodo che caratterizzano il settore stoccaggio gas;
- non terrebbe debitamente conto delle molteplici funzioni delle infrastrutture di stoccaggio, ed in particolare delle esternalità di sistema relative al bilanciamento della rete di trasporto e della sicurezza di approvvigionamento gas nazionale;

Si chiede quindi conseguentemente di valutare un sistema di incentivazione più coerente con le caratteristiche del settore, basato sull'incremento del tasso di remunerazione dell'investimento, eventualmente previa valutazione di quali investimenti siano da considerarsi effettivamente strategici per il sistema Nazionale.

3. Aspetti strategici del Progetto di Stoccaggio Cugno le Macine in relazione alla sicurezza del sistema gas nell'Italia Meridionale.

Nelle premesse al Documento di Consultazione l'Autorità motiva la volontà di rivedere i meccanismi di incentivazione della nuova capacità di stoccaggio con le mutate condizioni del settore, segnalando appunto che la capacità di stoccaggio attuale risulterebbe essere sufficiente a garantire negli scenari simulati la sicurezza ed il bilanciamento del sistema gas.

Tale analisi però, oltre a non considerare i possibili rischi derivanti dalla attuale situazione geopolitica (elencati al paragrafo precedente), si limita a considerare il sistema gas nazionale nel suo complesso, e non valuta invece le differenze in termini di sviluppo delle infrastrutture tra nord e sud Italia.

Non si può non considerare infatti che in Italia Meridionale l'incremento dei consumi (determinato negli ultimi decenni anche dalle campagne di metanizzazione favorite dalle amministrazioni preposte) non è stato supportato da un potenziamento dello stoccaggio gas adeguato a garantire lo stesso rapporto di "sicurezza" tra consumi e capacità di stoccaggio esistente nell'Italia Settentrionale e Centrale.

In particolare con la realizzazione in Basilicata del Progetto Cugno le Macine Stoccaggio, la cui potenzialità ricordiamo è di 1.0 Miliardi di Smc di Working Gas (estendibili a 1.3 Miliardi di Smc)

e 10 Milioni di Smc/giorno di Punta (estendibile con opportuni investimenti fino a 20 Milioni di Smc/giorno), Geogastock potrà contribuire ad allineare la sicurezza del sistema gas nelle tre macro-aree nazionali.

La valutazione del ruolo cardine della nuova capacità di stoccaggio si basa sul confronto tra la situazione degli stoccaggi e dei consumi gas registrati negli anni 2002 e 2012 (il 2002 è scelto come riferimento in quanto anno dell'avvio del processo di unbundling dell'attività di stoccaggio)

Riportiamo qui di seguito i risultati dell'analisi, dettagliata nell'**Allegato 1** al presente documento

La tabella seguente evidenzia la relazione, per area geografica, tra Working Gas/Punta e Consumo di gas nei due anni di riferimento.

STOCCAGGIO/CONSUMO GAS PER AREA GEOGRAFICA									
ANNO 2002					ANNO 2012				
W.G.	PUNTA	CONSUMO	W.G./CONS	PUNTA/CONS	W.G.	PUNTA	CONSUMO	W.G./CONS	PUNTA/CONS
MMScm	MMScm/g	MMScm	%		MMScm	MMScm/g	MMScm	%	
Nord					Nord				
8.761	200,5	43.559	20,1	0,460	11.497	207,8	46.455	24,7	0,447
Centro					Centro				
3.013	47,3	14.989	20,1	0,316	4.123	66,8	13.403	30,8	0,498
Sud					Sud				
0	0,0	9.801	0	0	0	0,0	13.488	0	0
ITALIA					ITALIA				
11.774	248	68.349	17,2	0,363	15.620	275	73.346	22,9	0,402

Dai dati relativi al Working Gas si evince che:

- Nel 2002, a livello nazionale, il rapporto tra WG stoccaggi e consumo era del 17.2%,
 - il Sud risultava completamente sprovvisto di strutture di stoccaggio gas
 - il centro ed il nord, entrambi potenzialmente coperti per il 20% dei consumi dal WG presente nell'area di riferimento
- Nel 2012, a livello nazionale, il rapporto tra WG stoccaggi e consumo era incrementato al 22.9%,
 - con il Sud ancora completamente sprovvisto di infrastrutture di stoccaggio;
 - il Centro potenzialmente coperto, per il 30.8% dei consumi, dal WG presente nell'area di riferimento
 - il Nord potenzialmente coperto, per il 24.7% dei consumi, dal WG presente nell'area di riferimento

Relativamente alla Punta emerge inoltre che:

- Nel 2012, in relazione al 2002, il rapporto tra Punta e consumo a livello nazionale aumenta (da 0.36 a 0.40), garantendo un incremento della “sicurezza” del sistema gas, ma con:
 - il Sud completamente non coperto;
 - il Centro che ha avuto un incremento di tale rapporto, allineandosi ai valori del Nord;
 - il Nord con un scostamento irrilevante rispetto al 2002.

Nella tabella seguente è presentato il confronto tra Working Gas/Punta e Consumo di gas delle “Reti di Distribuzione” che sono sostanzialmente asservite al consumo civile/domestico del metano, ovvero al segmento che dovrebbe essere maggiormente tutelato in termini di sicurezza.

STOCCAGGIO/CONSUMO GAS RETI DI DISTRIBUZIONE PER AREA GEOGRAFICA									
ANNO 2002					ANNO 2012				
W.G.	PUNTA	Reti Distrib.	W.G./RetiDi.	PUNTA/RetiDi.	W.G.	PUNTA	Reti Distrib.	W.G./RetiDi.	PUNTA/RetiDi.
MMScm	MMScm/g	MMScm	%		MMScm	MMScm/g	MMScm	%	
Nord					Nord				
8.761	201	22.612	38,7	0,887	11.497	208	24.306,0	47,3	0,855
Centro					Centro				
3.013	47	5.748	52,4	0,823	4.123	67	6.894,0	59,8	0,969
Sud					Sud				
0	0,0	2.458	0	0	0	0,0	3.429,0	0	0
ITALIA					ITALIA				
11.774	248	30.819	38,2	0,804	15.620	275	34.629	50,7	0,891

I commenti alla tabella sono essenzialmente gli stessi di quella precedente, si segnala solamente che il consumo civile è proporzionalmente cresciuto, nel decennio, più al Sud che al Centro/Nord, accentuando le esigenze di messa in sicurezza dei consumi nel Meridione.

In sintesi, nel 2012 la situazione di squilibrio, rilevabile al 2002, non solo non è sanata ma anzi risulta accentuata in quanto, a fronte di un importante incremento dei consumi di metano al Sud, i necessari interventi di potenziamento degli stoccaggi sono avvenuti esclusivamente ottimizzando le prestazioni dei campi esistenti al Centro/Nord, anche con progetti di superamento della pressione di scoperta ($P > P_i$).

La situazione sopra rappresentata è alla base dell’inserimento del Progetto di stoccaggio Cugno le Macine, come Infrastruttura Strategica, nella Strategia Energetica Nazionale in essere.

A chiarimento dell'evoluzione che il sistema stoccaggi registrerà a seguito della implementazione della Strategia Energetica Nazionale, si allega (**Allegato. 2**) una mappa tematica con la distribuzione nazionale dei Campi di Stoccaggio, in esercizio e previsti dalla Strategia Energetica Nazionale.

Tale mappa mostra chiaramente come lo sviluppo del campo di stoccaggio Cugno le Macine contribuirà a sanare lo sbilanciamento di infrastrutture di stoccaggio gas tra Centro-Nord e Sud.

Si rimarca infine che la rete di metanodotti dell'Italia meridionale (i cui flussi sono orientati da sud verso nord), è alimentata dalle importazioni che provengono da Algeria e Libia e che qualora tali importazioni venissero meno o subissero significative riduzioni di portata (come recentemente avvenuto a causa della instabile situazione politica della Libia o dei problemi tecnici verificatisi sull'importazione Algerina) la presenza dello stoccaggio Cugno le Macine potrà, una volta realizzato, dare un significativo contributo alla gestione di emergenze.

Una preliminare valutazione basata sul criterio N-1, applicato alla sola Italia meridionale assumendo l'interruzione del flusso di gas dall'Algeria, evidenzia la totale ingestibilità del sistema gas per le regioni del sud. Nell'ipotesi di una riduzione invernale del 50% dell'importazione algerina le regioni Campania e Puglia resterebbero compromesse nelle forniture di energia.

In conclusione, si chiede quindi a Codesta Autorità di voler considerare nella definizione dei principi alla base della revisione del sistema tariffario per il quarto periodo regolatorio l'impatto dei nuovi investimenti previsti anche alla luce delle esigenze di sicurezza strategica e bilanciamento della rete nelle diverse aree del territorio nazionale, con particolare attenzione alle regioni del Meridione

4. Considerazioni in merito all'incremento del tasso di remunerazione dell'investimento per la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio

Come chiarito nei paragrafi precedenti una revisione del sistema di incentivazione degli investimenti basata su un approccio di mercato non costituisce un meccanismo efficace per favorire lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio.

Dal punto di vista degli operatori si ribadisce che l'unico approccio valido rimane il mantenimento del meccanismo attualmente vigente, che ha il vantaggio di dare visibilità e chiarezza sulla redditività attesa di investimenti di lungo periodo, che se esposti al rischio di mercato, non

risulterebbero realizzabili. Una riduzione del premio attualmente previsto del 4% di fatto porterebbe la redditività attesa dei nuovi investimenti al di sotto del valore minimo richiesto per la finanziabilità dei nuovi impianti.

Si chiede quindi di mantenere l'attuale premio sul WACC del 4% (per un periodo di 16 anni) previsto per la realizzazione di nuova capacità, in continuità con gli ultimi 3 periodi regolatori

5. Considerazioni in merito al Fattore Correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento (paragrafi dal 20.9 al 20.15 del DdC)

Con riferimento al Fattore Correttivo a garanzia dei ricavi riconosciuti anche nel caso in cui non sia stata assegnata la totalità della capacità disponibile, l'Autorità ipotizza nel DdC una revisione del meccanismo previsto dalla normativa attuale, ed in particolare:

- a) L'esclusione dal Fattore Correttivo dei nuovi investimenti che non siano considerati strategici;
- b) l'esclusione dal Fattore Correttivo delle componenti di ricavo legate agli incentivi per la nuova capacità, e la sola copertura dei costi fissi di impianto.

In merito al punto a) si ribadisce quanto esposto nei paragrafi precedenti sulla strategicità della nuova capacità per il sistema gas, sia a livello complessivo sia in virtù del diverso sviluppo della capacità nelle diverse aree del paese.

In merito al secondo punto si deve tenere conto che introdurre dei sistemi di incentivazione per lo sviluppo di nuova capacità non garantiti dal Fattore Correttivo, corrisponde ad esporre completamente i nuovi investimenti al rischio di mercato, rendendo nullo l'effetto del meccanismo di incentivazione degli stessi.

In particolare si rileva che per gli operatori intenzionati ad investire nel settore stoccaggio la decisione finale di investimento, in assenza di un Fattore Correttivo che includa anche le componenti di incentivazione, sarebbe determinata solo sulla base del WACC standard vanificando completamente gli effetti incentivanti della normativa.

Si chiede quindi, coerentemente, di mantenere l'attuale struttura del Fattore Correttivo, eventualmente limitandone l'applicazione ai soli investimenti considerati realmente strategici a livello Nazionale.

6. Considerazioni in merito al ruolo delle immobilizzazioni in corso nella determinazione del capitale investito riconosciuto (par. da 11.8 a 11.14 del DcC)

Il documento di consultazione suggerisce la revisione delle modalità con le quali le immobilizzazioni in corso sono incluse nel calcolo dei ricavi tariffari. Tale revisione è motivata con l'obiettivo di stimolare gli operatori alla minimizzazione dei tempi di realizzazione dei nuovi investimenti. Nel dettaglio l'Autorità ipotizza:

- l'esclusione delle immobilizzazioni in corso dall'applicazione del tasso addizionale di remunerazione previsto per i nuovi investimenti;
- in alternativa, la totale esclusione delle immobilizzazioni in corso dal calcolo del Capitale Investito Riconosciuto (CIR), e in sostituzione l'inclusione nel CIR degli interessi passivi in corso d'opera (IPCO), che si generano durante la fase di realizzazione dei nuovi investimenti. Gli IPCO andrebbero calcolati in modo parametrico sulla base del valore totale dei nuovi investimenti.

In aggiunta, non viene previsto nessun meccanismo per eliminare la disparità tra operatori esistenti e nuovi operatori, ai quali non è consentito di ottenere i ricavi tariffari derivanti dalle immobilizzazioni in corso.

Su questo importante punto riteniamo che l'approccio proposto anziché incentivare la minimizzazione dei tempi di realizzazione degli investimenti, possa tradursi di fatto in un disincentivo ad avviare gli investimenti, in quanto:

- L'approccio proposto riduce sensibilmente la redditività dei progetti di sviluppo con tempi realizzativi maggiori, ovvero dei progetti di realizzazione di nuovi impianti, rispetto a interventi di minore entità (i.e. potenziamento di capacità esistente) senza valutare in alcun modo la reale strategicità o importanza degli investimenti per il sistema. Si consideri ad esempio che la realizzazione di nuovi siti di stoccaggio, con tempistiche realizzative più lunghe, consente di incrementare anche la capacità di punta del sistema in nuove aree della rete, mentre interventi di potenziamento della capacità esistente generalmente sono associati esclusivamente all'incremento del volume di Working Gas;
- la sostituzione delle immobilizzazioni in corso con gli IPCO determinerebbe una ulteriore riduzione della redditività degli investimenti, determinando un ulteriore disincentivo all'avvio di nuova capacità e di servizio di punta non diversamente ottenibile;

- infine, non consentire ai nuovi operatori di ottenere i ricavi previsti per gli operatori esistenti sulle immobilizzazioni in corso, costituisce una significativa barriera all'ingresso per il settore, e si sostanzia nell'ennesimo disincentivo allo sviluppo di nuova capacità/punta, anche se considerata strategica.

Il legittimo obiettivo di favorire una minimizzazione dei tempi di realizzazione degli investimenti potrebbe invece essere ottenuto, in modo efficace, attraverso altre modalità.

Si propone quindi il mantenimento delle Immobilizzazioni in corso nel CIR, valutando eventualmente l'ipotesi di introdurre delle penali a carico degli operatori nel caso in cui le tempistiche previste per la realizzazione non venissero rispettate a causa di una oggettiva inefficienza dell'operatore (previa verifica degli organi competenti, i.e. MSE ed Autorità Mineraria).

7. Considerazioni relative all'introduzione degli IPCO e/o dei costi di finanziamento nel capitale investito riconosciuto (par. da 11.12 a 11.14 del DdC)

Attualmente i costi finanziari considerati nello schema tariffario sono basati su quelli ottenuti dalle società già operative nello stoccaggio, che danno garanzie legate agli asset delle società stesse. Non si considera però l'aggravio di costi per i nuovi operatori che finanzino i nuovi investimenti in regime di "Project Financing", unica modalità possibile di finanziamento per soggetti che non possano far leva su asset già operativi.

In questo caso il finanziamento del debito comporta un profilo di rischio più elevato con costi finanziari aggiuntivi che non vengono compensati dal WACC dell'attuale schema tariffario, e che includono tra gli altri:

- a) gli interessi passivi durante la costruzione (che coincidono con gli IPCO identificati nel DdC);
- b) le commissioni di strutturazione del finanziamento;
- c) le commissioni di mancato utilizzo del finanziamento concesso;
- d) i costi relativi alle linee di finanziamento per l'IVA

L'esclusione di questa componente di costo rende meno attrattivo per i nuovi operatori investire in capacità aggiuntiva, determinando una ulteriore barriera all'ingresso nel settore.

La proposta che si chiede all'Autorità di vagliare è quindi di includere nel CIR, in aggiunta alle altre componenti di costi:

- gli IPCO,
- le altre componenti fisse dei costi di finanziamento, di cui ai precedenti punti b), c) e d).

Al fine di introdurre un tetto massimo all'incidenza di tali costi, proponiamo di prevedere un *cap* massimo proporzionale all'entità complessiva dell'investimento, ovvero:

- limite massimo per gli IPCO: 4% dell'investimento complessivo (IVA inclusa) per ogni anno di realizzazione
- limite massimo ai costi fissi di finanziamento (punti b), c) e d)): 5% dell'investimento complessivo (IVA inclusa)

Il dettaglio di tali costi per il progetto Geogastock, come emerso da una prima verifica con il ceto bancario, verrà fornito all'Autorità nei prossimi giorni in un documento dedicato.

8. Considerazioni relative alla riduzione degli effetti del *time-lag* nel riconoscimento dei nuovi investimenti (par. da 11.14 DdC)

Al paragrafo 11.14 del Documento di Consultazione viene esplicitamente ipotizzato un meccanismo di compensazione degli effetti del *time-lag* per i nuovi investimenti.

La proposta, seppure non dettagliata, è di prevedere un aggiustamento che compensi tale effetto direttamente nel calcolo degli IPCO da inserire nel Capitale Investito Riconosciuto.

Nella definizione del sistema tariffario adottato per il settore distribuzione Gas l'autorità ha però inteso adottare un diverso meccanismo a correzione di tale effetto, che prevede di ridurre il lag temporale utilizzando per la definizione delle tariffe i dati di preconsuntivo forniti dagli operatori a fine anno. In caso di scostamento significativo dei dati di consuntivo da quelli di preconsuntivo forniti dagli operatori sono poi previsti dei meccanismi di conguaglio che garantiscono l'allineamento delle tariffe.

Si tratta di un meccanismo che non prevede fattori correttivi ma permette di evitare di fatto il lag temporale, e che conseguentemente risulta maggiormente efficace.

Si chiede all'autorità di valutare l'adozione del medesimo meccanismo anche nel settore stoccaggio, analogo a quanto previsto per il settore distribuzione gas per il periodo 2014-2019

9. Considerazioni finali

Preme sottolineare, a conclusione di questa nota, che le richieste avanzate, relative in particolar modo al sistema di incentivazione della nuova capacità, hanno un impatto determinante sulle scelte di investimento finali della scrivente Geogastock.

In assenza di una coerente revisione del sistema di incentivazione, ed in particolare dell'inclusione dei seguenti elementi:

- Conferma del premio del 4% sul WACC per i nuovi investimenti considerati strategici
- Introduzione degli IPCO e dei costi fissi di finanziamento nel Capitale Investito Riconosciuto
- Mantenimento della attuale remunerazione delle Immobilizzazioni in Corso, da garantire anche ai nuovi operatori
- Riduzione dell'effetto del time-lag (limitandolo ad un anno di ritardo tra investimenti e loro riconoscimento in tariffa)

verrebbero meno le condizioni per garantire il livello di rendimento accettabile e necessario alla realizzazione di nuova capacità, con impatti negativi per l'intero sistema e per l'Italia meridionale in particolare, nel caso tale nuova capacità, ritenuta strategica, non sia tempestivamente realizzata.

Si deve anche tenere presente che Geogastock (al pari di altri soggetti) ha ad oggi investito notevoli capitali nello sviluppo della concessione "Cugno le Macine" (nell'ordine di qualche decina di milioni di Euro). Tali investimenti, che includono anche un significativo esborso per l'acquisizione delle pertinenze di sito dal precedente Concessionario, sono stati effettuati confidando in una generale continuità dell'impianto regolatorio, che sinora era stata assicurata.

Facciamo presente che qualora gli orientamenti dell'Autorità determinassero una sostanziale riduzione dei valori tariffari, come sembra risultare dall'impianto del Documento di Consultazione, la scrivente Geogastock si troverebbe a subire dei danni ingentissimi a causa dei consistenti investimenti sostenuti (e documentati), avendo fatto legittimo affidamento su un quadro normativo esistente ed atteso radicalmente diverso da quello che si sta prospettando.

ALLEGATO 1 – Aspetti strategici del Progetto di Stoccaggio Cugno le Macine in relazione agli aspetti riguardanti la “sicurezza” del sistema gas nell’Italia Meridionale – Analisi di dettaglio

Situazione consumi gas 2002 e 2012

Come rilevabile dalla tabella seguente, nell’anno 2002, i consumi nazionali cumulavano a 68.349 Milioni di Scm e le regioni dell’Italia meridionale che risultavano connesse al sistema nazionale di distribuzione del gas metano (Campania, Basilicata, Puglia, Calabria e Sicilia) partecipavano con un consumo di 9.801 MScm pari al 14.3% del totale italiano.

Di questo consumo 2.458 MScm erano destinati alle reti di distribuzione, essenzialmente asservite all’uso civile/domestico del metano; il consumo in Italia meridionale era pertanto pari al 8.0% del totale di settore.

GAS NATURALE TOTALE DISTRIBUITO PER REGIONE ANNO 2002 (Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ)					GAS DISTRIBUITO PER AREA GEOGRAFICA			
					Totale Consumi		Solo Reti Distribuzione	
REGIONI	INDUSTRIE	TERMO ELETTRICO	RETI DI DISTRIBUZIONE (*)	TOTALE	TOTALE	% Totale	RETI DI DISTRIBUZIONE (*)	%
PIEMONTE	1.922,9	1.245,0	3.885,2	7.053,0	Nord		Nord	
VALLE D'AOSTA	49,4		32,5	81,9	43.559,6	63,7	22.612,5	73,4
LOMBARDIA	3.038,5	3.615,6	8.442,1	15.096,2				
TRENTINO ALTO ADIGE	239,5	33,5	483,1	756,1				
VENETO	1.557,8	1.863,5	3.803,2	7.224,5				
FRIULI VENEZIA GIULIA	751,7	159,0	782,5	1.693,2				
LIGURIA	288,5	926,6	847,5	2.062,6				
EMILIA ROMAGNA	3.437,3	1.818,1	4.336,6	9.592,0	Centro		Centro	
TOSCANA	1.177,7	1.405,1	2.181,4	4.764,2	14.988,8	21,9	5.748,0	18,7
UMBRIA	486,7	221,5	464,3	1.172,6				
MARCHE	421,3	239,1	744,9	1.405,3				
LAZIO	557,1	3.968,2	1.773,6	6.298,9				
ABRUZZO	482,0	275,6	555,5	1.313,1				
MOLISE	4,4	2,0	28,4	34,8				
CAMPANIA	684,5	403,9	827,3	1.915,7	Sud		Sud	
PUGLIA	699,4	1.071,0	819,3	2.589,6	9.800,7	14,3	2.458,4	8,0
BASILICATA	139,9	261,2	158,3	559,4				
CALABRIA	111,9	1.310,1	186,9	1.608,9				
SICILIA	987,1	1.673,3	466,7	3.127,1				
SARDEGNA	0,0	0,0	0,0	0,0				
T O T A L E	17.037,6	20.492,5	30.819,0	68.349,1	68.349,1		30.819,0	
Elaborazione Ministero Attività Produttive - Direzione Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie - Osservatorio Statistico Energetico					Elaborazione Geogastock SpA			
su dati <u>SNAM Rete Gas.</u>								
(*) Quantitativi distribuiti su reti secondarie ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico.								
(**) I dati riportati si riferiscono alle quantità distribuite dalla rete di SNAM Rete Gas, che rappresentano circa il 98% del totale consumato in Italia								
NB. il gas distribuito attraverso le "Reti di Distribuzione" è finalizzato ad usi essenzialmente "civili" quali riscaldamento ecc.								

Nella tabella seguente viene dettagliato il consumo gas nazionale nell'anno 2012 che assommava a 73.345 MScm di cui 13.488 MScm (pari al 18.4%) consumato in Italia meridionale. Per le reti di distribuzione, nel 2012, il totale del gas utilizzato assommava a 34.629 MScm, di cui 3.429 MScm (pari al 9.9%) consumato in Italia meridionale.

GAS NATURALE TOTALE DISTRIBUITO PER REGIONE					GAS DISTRIBUITO PER AREA GEOGRAFICA			
ANNO 2012								
(Milioni di Standard metri cubi da 38,1 MJ)								
REGIONI	INDUSTRIALE	TERMoeLETTRIC O	RETI DI DISTRIBUZIONE	TOTALE	Totale Consumi		Solo Reti Distribuzione	
					TOTALE	% Totale	RETI DI DISTRIBUZION E	%
PIEMONTE	1.070,60	3.017,27	3.847,36	7.935,23	Nord		Nord	
VALLE D'AOSTA	50,10	0,00	46,90	97,00	46.455,1	63,3	24.305,9	70,2
LOMBARDIA	2.512,03	5.139,16	9.218,24	16.869,43				
TRENTINO ALTO ADIGE	277,04	56,86	663,06	996,96				
VENETO	1.197,03	721,20	4.179,16	6.097,39				
FRIULI VENEZIA GIULIA	635,50	944,70	873,80	2.454,00				
LIGURIA	192,10	386,20	939,90	1.518,20				
EMILIA ROMAGNA	2.614,10	3.335,30	4.537,50	10.486,90				
TOSCANA	1.009,40	1.944,70	2.327,30	5.281,40	Centro		Centro	
UMBRIA	283,00	217,80	540,20	1.041,00	13.402,7	18,3	6.894,5	19,9
MARCHE	352,70	34,30	925,68	1.312,68				
LAZIO	634,82	1.012,81	2.237,72	3.885,34				
ABRUZZO	315,23	501,08	729,67	1.545,98				
MOLISE	18,01	184,30	133,98	336,29				
CAMPANIA	461,30	1.207,60	1.085,88	2.754,78	Sud		Sud	
PUGLIA	920,30	2.264,80	1.112,13	4.297,23	13.487,7	18,4	3.429,0	9,9
BASILICATA	105,70	116,50	206,75	428,95				
CALABRIA	35,90	1.433,20	300,40	1.769,50				
SICILIA	1.026,55	2.486,90	723,80	4.237,25				
SARDEGNA	0,00	0,0	0,00	0,00				
TOTALE	13.711,41	25.004,68	34.629,43	73.345,52	73.345,5		34.629,4	
Elaborazione Ministero Sviluppo Economico - Dipartimento per l'Energia - DGSAIE - su dati SNAM Rete Gas, S.G.I. s.p.a. ed altre.					Elaborazione Geogastock SpA			
NB. il gas distribuito attraverso le "Reti di Distribuzione" è finalizzato ad usi essenzialmente "civili" quali riscaldamento ecc.								

La tabella che segue evidenzia in dettaglio l'evoluzione dei consumi, avvenuti nel decennio, che sono stati il risultato, oltre che di un trend generale di sostituzione di fonti più inquinanti con altre a minore impatto ambientale, anche della campagna di metanizzazione del mezzogiorno incentivata dalle amministrazioni preposte.

Tale processo è tuttora in corso e prevede di completare il Programma di Metanizzazione del Mezzogiorno ai sensi del ai sensi del DPCM 5/12/2013.

ANNO 2002				ANNO 2012					
GAS DISTRIBUITO PER AREA				GAS DISTRIBUITO PER AREA GEOGRAFICA					
Totale Consumi		Solo Reti Distribuzione		Totale Consumi		Solo Reti Distribuzione			
TOTALE	% Totale	RETI DI DISTRIBUZIONE	%	TOTALE	% Totale	Incremento % vs 2002	RETI DI DISTRIBUZIONE	%	Incremento % vs 2002
Nord		Nord		Nord			Nord		
43.559,6	63,7	22.612,5	73,4	46.455,1	63,3	-0,4	24.305,9	70,2	-3,2
Centro		Centro		Centro			Centro		
14.988,8	21,9	5.748,0	18,7	13.402,7	18,3	-3,6	6.894,5	19,9	1,2
Sud		Sud		Sud			Sud		
9.800,7	14,3	2.458,4	8,0	13.487,7	18,4	4,1	3.429,0	9,9	1,9
68.349,1	100,0	30.819,0	100,0	73.345,5	100,0		34.629,4	100,0	
(Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ)									
NB. Il gas distribuito attraverso le "Reti di Distribuzione" è finalizzato ad usi essenzialmente "civili" quali riscaldamento ecc.									

L'analisi della tabella permette di verificare che gli aumenti dei consumi totali al Sud Italia hanno avuto una incidenza percentuale maggiore rispetto al Nord-Centro Italia (già ampiamente metanizzate prima del 2002).

Anche per il settore "reti di distribuzione", che come già accennato sono essenzialmente asservite all'uso civile/domestico del metano, al Sud risulta un netto avanzamento percentuale rispetto al Centro ed al Nord Italia.

Situazione stoccaggi gas naturale 2002 e 2012

La tabella seguente evidenzia la situazione dei campi di stoccaggio italiani nei due anni di riferimento.

		2002				2012							
	Campo	WG	Punta	WG	Punta	WG *	Punta *	WG	Incremento WG	Punta	Incremento Punta		
		MScm	MScm/g	MScm	MScm/g	MScm	MScm/g	MScm	%	MScm	MScm/g	%	MScm/g
STOGIT	Brugherio	300	8	8761	200,5	NORD	330	8	24	2736	207,8	3,5	7,3
STOGIT	cortemaggiore	580	15				960	15					
STOGIT	Ripalta	1280	12				1686	12					
EDISON	Collalto	216	1,5				440	2,8					
STOGIT	Settala	1150	31,5				1820	37,5					
STOGIT	Sergnano	2000	55,5				2244	55,5					
STOGIT	Minerbio	2360	57				3078	57					
STOGIT	Sabbioncello	875	20	3013	47,3	CENTRO	939	20	37	1110	66,8	29,2	19,5
EDISON	Cellino	118	0,8				118	0,8					
STOGIT	Fiume treste BCC1	1680	24				4005	66					
STOGIT	Fiume treste C2	1215	22,5										
//	//	0	0	0	0	SUD	//	//	0	0	0	0,0	0,0
STOGIT		11440	245,5				15062	271					
EDISON		334	2,3				558	3,6					
TOTALE		11774	247,8	11774	247,8		15620	274,6	25	3846	274,6	9,8	26,8
* Dati UNMIG 2012													
NB. WG Stategico 2002= 5,1MMScm, Stategico 2012= 4,6MMScm													

Da una comparazione dei dati si evince che:

- Nessun nuovo operatore è divenuto attivo nel decennio
- Nessun nuovo campo di stoccaggio è stato sviluppato
- Gli incrementi registrati sono legati a potenziamenti di concessioni esistenti
- L'incremento nazionale di WG è stato di 3.846 MScm, pari al 25%, con un forte contributo dei campi del centro Italia e l'assenza di sviluppo al sud
- L'incremento nazionale della Punta massima di 26.8 MScm/g, pari al 9.8%, è stato meno significativo di quello del WG (sebbene la prestazione di Punta sia quella considerata più utile al buon funzionamento del sistema gas) e anche in questo caso con un forte contributo dei campi del Centro Italia.

La tabella seguente presenta una sintesi per area geografica dell'evoluzione sopra commentata.

STOCCAGGIO GAS DISTRIBUITO PER AREA GEOGRAFICA							
ANNO 2002				ANNO 2012			
WORKING GAS		PUNTA		WORKING GAS		PUNTA	
TOTALE	% Totale	TOTALE	% Totale	TOTALE	% Totale	TOTALE	% Totale
MMScm		MMScm/g		MMScm		MMScm/g	
Nord		Nord		Nord		Nord	
8.761	74,4	200,5	80,9	11.497	73,6	207,8	75,7
Centro		Centro		Centro		Centro	
3.013	25,6	47,3	19,1	4.123	26,4	66,8	24,3
Sud		Sud		Sud		Sud	
0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
11.774	100	248	100	15.620	100	275	100

Comparazione tra potenziale degli stoccaggi e consumi gas 2002 e 2012

La tabella seguente evidenzia la relazione, per area geografica, tra Working Gas/Punta e Consumo di gas nei due anni di riferimento.

STOCCAGGIO/CONSUMO GAS PER AREA GEOGRAFICA									
ANNO 2002					ANNO 2012				
W.G.	PUNTA	CONSUMO	W.G./CONS	PUNTA/CONS	W.G.	PUNTA	CONSUMO	W.G./CONS	PUNTA/CONS
MMScm	MMScm/g	MMScm	%		MMScm	MMScm/g	MMScm	%	
Nord					Nord				
8.761	200,5	43.559	20,1	0,460	11.497	207,8	46.455	24,7	0,447
Centro					Centro				
3.013	47,3	14.989	20,1	0,316	4.123	66,8	13.403	30,8	0,498
Sud					Sud				
0	0,0	9.801	0	0	0	0,0	13.488	0	0
ITALIA					ITALIA				
11.774	248	68.349	17,2	0,363	15.620	275	73.346	22,9	0,402

Dai dati relativi al Working Gas si evince che:

- Nel 2002, a livello nazionale, il rapporto tra WG stoccaggi e consumo era del 17.2%,
 - con il Sud completamente sprovvisto di strutture di stoccaggio gas
 - il centro ed il nord, entrambi potenzialmente coperti per il 20% dei consumi dal WG presente nell'area di riferimento
- Nel 2012, a livello nazionale, il rapporto tra WG stoccaggi e consumo era incrementato al 22.9%,
 - con il Sud ancora completamente scoperto
 - il Centro potenzialmente coperto, per il 30.8% dei consumi, dal WG presente nell'area di riferimento
 - il Nord potenzialmente coperto, per il 24.7% dei consumi, dal WG presente nell'area di riferimento

Relativamente alla Punta emerge che:

- Nel 2012, in relazione al 2002, il rapporto tra Punta e consumo a livello nazionale aumenta (da 0.36 a 0.40), garantendo un incremento della "sicurezza" del sistema gas:
 - con il Sud completamente non coperto
 - il Centro che ha avuto un incremento di "sicurezza" e si allinea ai valori del Nord
 - il Nord con un scostamento irrilevante

Nella tabella seguente è presentato il confronto tra Working Gas/Punta e Consumo di gas delle "Reti di Distribuzione" che, come già ricordato, sono sostanzialmente asservite all'uso civile/domestico del metano.

STOCCAGGIO/CONSUMO GAS RETI DI DISTRIBUZIONE PER AREA GEOGRAFICA									
ANNO 2002					ANNO 2012				
W.G.	PUNTA	Reti Distrib.	W.G./RetiDi.	PUNTA/RetiDi.	W.G.	PUNTA	Reti Distrib.	W.G./RetiDi.	PUNTA/RetiDi.
MMScm	MMScm/g	MMScm	%		MMScm	MMScm/g	MMScm	%	
Nord					Nord				
8.761	201	22.612	38,7	0,887	11.497	208	24.306,0	47,3	0,855
Centro					Centro				
3.013	47	5.748	52,4	0,823	4.123	67	6.894,0	59,8	0,969
Sud					Sud				
0	0,0	2.458	0	0	0	0,0	3.429,0	0	0
ITALIA					ITALIA				
11.774	248	30.819	38,2	0,804	15.620	275	34.629	50,7	0,891

I commenti alla tabella sono essenzialmente gli stessi di quella precedente, si segnala solamente che il consumo “civile” è proporzionalmente cresciuto, nel decennio, più al Sud che al Centro/Nord.

ALLEGATO 2 - Distribuzione geografica e prestazioni capacità di stoccaggio in Italia

Stoccaggi Italiani – Distribuzione geografica e prestazioni

