



lavoce.info

-Gas, una crisi annunciata

Alberto Cavaliere, 10.02.2006

-Italia a tutto gas

Federico Pontoni e Antonio Sileo, 09.06.2009

-Stoccaggio del gas: qui la concorrenza non è di casa

Alberto Cavaliere, 15.06.2009

-Alla canna del gas

Alessandro Fiorini , Gionata Picchio e Antonio Sileo, 25.01.2011

-La risposta al grande freddo? Lo stoccaggio

Alessandro Fiorini , Gionata Picchio e Antonio Sileo, 14.02.2012

-Non solo gas contro il freddo

Marzio Galeotti, 23.02.2012

-L'arma in più di Eni

Marzio Galeotti e Antonio Sileo, 06.09.2012

-Se il rigassificatore è una “cattedrale nel mare”

Gionata Picchio e Antonio Sileo, 27.06.2013

Gas, una crisi annunciata

Alberto Cavaliere

10.02.2006

Gli abusi di posizione dominante di Eni nel mercato delle importazioni di gas si sono gradualmente tradotti non soltanto in un ostacolo alla liberalizzazione, ma anche in una carenza strutturale di offerta. A questo si aggiunge una insufficiente capacità di stoccaggio per la modulazione stagionale. La sostituzione della ripartizione pro-quota con un meccanismo d'asta ridurrebbe la convenienza economica di alcuni utilizzi dello stoccaggio. In questi giorni, avrebbe indotto i fornitori a offrire sconti significativi per i contratti interrompibili.

I fondati timori del Governo sull'eventualità di un **blackout del gas** e il ricorso a provvedimenti di emergenza hanno posto sotto nuova luce i problemi di inadeguatezza delle infrastrutture di **importazione e di stoccaggio** segnalati ripetutamente dall'Autorità antitrust e dall'Autorità per l'energia. Eni ha contrabbandato a lungo la tesi di una "bolla di gas" per giustificare il suo rifiuto di potenziare i gasdotti che ancora controlla all'estero, proprio come Enel difese l'adeguatezza della capacità di riserva del sistema elettrico fino a quando alcuni eventi sfortunati determinarono il blackout elettrico.

Gli abusi di posizione dominante di Eni nel mercato delle importazioni di gas si sono gradualmente tradotti non soltanto in un ostacolo alla liberalizzazione, ma anche in una carenza strutturale di offerta che richiede il razionamento delle forniture. Siamo ormai di fronte a un caso da manuale in cui il benessere sociale si riduce sia perché i prezzi sono troppo alti sia perché l'offerta è scarsa rispetto alla domanda. Senza contare il peggioramento di benessere dovuto ai costi ambientali dell'impiego di olio combustibile inquinante nella generazione elettrica.

Il freddo e le scorte

Certo, le forniture russe si sono ridotte e il freddo persistente mantiene elevati i consumi. Tuttavia, riduzioni occasionali delle forniture si sono probabilmente verificate anche in passato ed esistono scorte strategiche per farvi fronte. Le temperature in Italia sono costantemente basse, ma un sistema del gas è normalmente in grado di far fronte a una domanda con un profilo come quello attuale. Se la capacità delle infrastrutture è adeguata, la somma di produzione, importazione e stoccaggi può generare un flusso costante di gas per soddisfare la forte domanda invernale. Se poi disponessimo anche di una **Borsa del gas** sufficientemente liquida, la scarsità sarebbe segnalata da picchi temporanei dei prezzi all'ingrosso che richiamerebbero immediatamente flussi di gas aggiuntivi. Di solito, sono le punte imprevedute di freddo a mettere alla prova anche sistemi caratterizzati da maggiori margini di sicurezza rispetto a quello italiano. Proprio questo timore giustifica gli interventi urgenti poiché l'arrivo di punte di freddo a fine stagione si scontrerebbe con la riduzione della pressione del gas dovuta al progressivo svasso dei giacimenti di stoccaggio. In realtà, un fenomeno insolito si è verificato di recente: la richiesta di metano per produrre **energia elettrica** destinata all'esportazione. L'imprevisto eccesso di domanda per la produzione elettrica potrebbe anche essersi tradotto in prelievi dallo stoccaggio, un bene condiviso da tutti i fornitori di gas per far fronte soprattutto alle richieste del mercato civile per il riscaldamento, che consente di integrare il flusso delle importazioni e della produzione nazionale con le scorte costituite nel periodo estivo.

I problemi dello stoccaggio

Le carenze infrastrutturali del sistema italiano hanno natura duplice: riguardano non solo la capacità di importazione, ma anche la capacità di stoccaggio per la modulazione stagionale.

Il dibattito di questi ultimi giorni ha reso di dominio pubblico la necessità di potenziare i gasdotti di

importazione, ancora controllati dall'Eni, e di costruire i rigassificatori in programma sulle coste italiane. Minore attenzione è stata data alla necessità di **potenziare gli stoccaggi** e di utilizzare in maniera più efficiente quelli già disponibili. Gli stoccaggi sono infatti un ingrediente fondamentale sia per soddisfare in maniera continuativa la forte domanda invernale, sia per far fronte a punte improvvise di freddo di breve durata.

La capacità di stoccaggio esistente è quasi del tutto controllata da Eni attraverso la società **Stogit** che da diversi anni investe poco in potenziamenti o nuovi giacimenti. Altri giacimenti esauriti da adibire a stoccaggio dovevano essere messi a disposizione dei concorrenti in base al decreto di liberalizzazione (164/2000). Le procedure di assegnazione da parte del ministero delle Attività produttive stanno richiedendo anni, per cui nessuno di questi nuovi impianti risulta ancora in esercizio. Nel frattempo, la capacità di stoccaggio disponibile è insufficiente a soddisfare la domanda di tutte le imprese venditrici di gas e viene razionata in base a procedure transitorie stabilite dall'**Autorità per l'energia**.

Queste stesse procedure risultano inefficienti. La capacità di stoccaggio viene annualmente distribuita fra tutti i richiedenti in base alle quote di mercato civile. Tale ripartizione non tiene conto, tuttavia, della parziale **sostituibilità** dello stoccaggio con altri strumenti di flessibilità. Alcuni operatori potrebbero far ricorso ai contratti industriali interrompibili, alla sostituzione del metano con olio combustibile nelle centrali bi-fuel (se operano anche nel mercato elettrico) o alla flessibilità dei contratti di importazione. Poiché la tariffa di stoccaggio è regolata (visto il monopolio di fatto che Eni detiene nel settore), oggi risulta comunque conveniente procacciarsi in anticipo tutto quel che si può, salvo poi cedere parte della capacità acquisita sul mercato secondario oppure farvi ricorso per finalità diverse, come il prelievo di gas per produrre energia elettrica.

La sostituzione della ripartizione pro-quota con un **meccanismo d'asta** potrebbe ridurre la convenienza economica di alcuni utilizzi dello stoccaggio. Assegnata la capacità scarsa a chi è disposto a pagare di più, perché non dispone di sostituti per soddisfare il bisogno di flessibilità, si darebbe comunque a tutti un segnale sulla necessità di procurarsi tali sostituti, vista la scarsità della risorsa. Del resto, il provvedimento adottato nell'emergenza attuale - mettere all'asta sussidi destinati alle imprese che volontariamente interrompono le loro forniture di gas - segue una logica economica molto simile. L'asta per lo stoccaggio avrebbe indotto gli stessi fornitori di gas a offrire sconti significativi per i contratti industriali interrompibili, contribuendo a ridurre la richiesta di immissione in stoccaggio.

Nel nostro paese però sembra veramente difficile uscire dalla cultura dell'emergenza.

Italia a tutto gas

Federico Pontoni e Antonio Sileo

09.06.2009

Il gas naturale è diventato in questi anni la fonte di energia di riferimento in Italia. Il balzo dei consumi è stato molto elevato, con un tasso medio di crescita di oltre il 4 per cento. Ancora oggi, nonostante la crisi e la sbandierata volontà di virare sul nucleare, esistono diversi progetti d'investimento che riguardano il metano. E' dunque arrivato il momento di ragionare sul futuro dell'approvvigionamento di energia nel nostro paese, per impostare una politica energetica e industriale che decida davvero quali fonti sono prioritarie.

In attesa della seconda inaugurazione del terminale di rigassificazione di Rovigo e a breve distanza dalla pubblicazione del bilancio di Snam Rete Gas, in cui si riassumono le quantità trasportate nell'ultimo triennio, è utile analizzare i trend del **mercato del gas** naturale italiano.

QUANTO GAS CONSUMIAMO

Dopo quasi dieci anni di forte crescita, con una media annua di oltre il 4 per cento, dal 2006 i consumi di metano in Italia si sono stabilizzati: nell'ultimo triennio, abbiamo consumato circa **85 miliardi di metri cubi** annui, attestandoci come terzo consumatore europeo.

Scomponendo per settore, quasi il 70 per cento della domanda addizionale è dovuto all'utilizzo di gas per la generazione di energia elettrica, soprattutto attraverso i cicli combinati. La parte restante è essenzialmente dovuta al settore residenziale, dove politiche di incentivazione hanno favorito la metanizzazione della Penisola.

La stabilizzazione dei consumi negli ultimi tre anni, invece, è spiegabile con la saturazione del **settore domestico**: ormai i comuni metanizzati sono più di 6.200 su un totale di 8.101. Inoltre, la variazione di questa domanda dipende esclusivamente da fattori meteo. Tra i motivi ci sono anche il lento, ma inesorabile declino della **domanda industriale**, per la delocalizzazione delle imprese energivore e il forte rallentamento della crescita dei consumi legati alla generazione di energia elettrica da gas naturale, ormai intorno al 50 per cento del totale. Tali fattori, a nostro avviso, costituiscono un **limite strutturale** a un ulteriore e significativo sviluppo del mercato nazionale. A ciò vanno aggiunti gli effetti della crisi economica sulle attività produttive: comporta oggi una riduzione della domanda e, per quanto congiunturale, potrebbe avere delle ripercussioni sui consumi dei prossimi anni.

LE INFRASTRUTTURE

La dotazione infrastrutturale del nostro paese è indicata nella tabella 1, relativa alla nostra capacità d'importazione.

Tabella 1: Punti d'ingresso di gas naturale 2009.

Punto d'ingresso	Provenienza	Capacità annua max (Mmc)
Passo Gries	Nord Europa	20
Tarvisio	Russia	35
Mazara del Vallo	Algeria	32
Gela	Libia	9
Panigaglia	Gas liquefatto (Algeria)	3
Rovigo	Gas liquefatto (Qatar)	8
TOTALE		107

Fonte: AEEG, 2008.

In più, il nostro paese produce circa 10 miliardi di metri cubi di gas all'anno: l'offerta massima potenziale per il prossimo anno termico è dunque di oltre 117 miliardi di metri cubi. A onor del vero, considerando alcuni vincoli tecnico-economici, la capacità reale dovrebbe essere di poco superiore ai 105 Mmc. **(1)** Comunque, è ben superiore rispetto al fabbisogno italiano, stimato in forte diminuzione per il 2009, intorno agli 80 Mmc. **(2)**

Tuttavia, le previsioni di domanda elaborate dal ministero dello Sviluppo economico indicano per i prossimi anni un consistente aumento dei consumi: 90 Mmc al 2010; 100 Mmc al 2015; 105 Mmc al 2020. **(3)** Il paese avrebbe dunque bisogno di ulteriori investimenti infrastrutturali onde evitare rischi di *shortage* nei prossimi anni. **(4)** Rischi ancor più evidenti se si considera che la produzione interna dovrebbe, inesorabilmente, diminuire.

Diamo quindi uno sguardo alle infrastrutture in fase di **progettazione**, presentate in tabella 2.

Tabella 2: Punti d'ingresso di gas naturale previsti.

Nuovo Progetto	Provenienza	Anno di inizio	Capacità annua max (Mmc)
TAP	Mar Caspio	-	10
IGI	Mar Caspio	-	10
Galsi	Algeria	2012	8
Porto Empedocle	Gas liquefatto	-	8
Panigaglia 2	Gas liquefatto	2014	5
TOTALE			41

Fonte: AEEG, 2008.

Nella tabella sono stati indicati solo alcuni dei progetti previsti, quelli considerati più probabili. Pur non segnalando quasi nessuna data di inizio attività, ministero e Autorità dell'energia li indicano in operatività intorno al 2015. **(5)** Ciò significa una capacità d'importazione del nostro paese pari a quasi 150 Mmc, a fronte di una domanda prevista dal ministero di circa 100 Mmc.

A questo punto, alcune riflessioni si rendono necessarie. Anzitutto, l'incremento della domanda ipotizzato appare ottimistico: la prevista metanizzazione della **Sardegna** potrebbe aumentare al massimo di un miliardo di metri cubi all'anno la domanda nazionale; per quel che concerne il settore industriale, invece, pare difficile ipotizzare una significativa inversione di tendenza rispetto al lento declino degli ultimi dieci anni.

COME DIVENTARE UN HUB DEL GAS

Veniamo adesso all'aspetto più controverso da stimare: il mix di generazione di energia elettrica. Quello che possiamo dire è che gli obblighi europei sulle **energie rinnovabili** e, soprattutto, la volontà del governo di puntare sul nucleare sono dei forti disincentivi a ulteriori investimenti nella generazione termoelettrica. Se, infatti, le rinnovabili sono caratterizzate da discontinuità (hanno perciò bisogno di una riserva di potenza tradizionale), l'energia elettronucleare, per contro, coprendo ottimamente i consumi di base, rischia di spiazzare impianti turbogas anche molto recenti. Difficilmente, quindi, potranno bastare i balzi dei consumi per autotrazione o le futuristiche applicazioni dell'idrometano. Del resto, le previsioni elaborate dall'Unione Europea stimano una stabilizzazione dei consumi italiani di gas naturale intorno ai 90 miliardi di metri cubi, in caso di effettivo raggiungimento degli obiettivi del 2020. **(6)**

L'abbondanza di nuovi progetti può dunque avere solo due spiegazioni: la speranza che l'Italia diventi un **hub del gas**, con la conseguenza che una quota importante dei flussi di metano transitino

sul nostro paese per poi essere consumati da altri paesi dell'Unione. Oppure, un'eccessiva incentivazione dei nuovi progetti. A questo proposito, secondo una controversa delibera dell'Autorità dell'energia, in caso di sottoutilizzo delle nuove infrastrutture, il sistema gas e in ultima analisi i consumatori, si accollerebbe la copertura di parte dell'investimento.

Scongiurando la seconda ipotesi, quali sono i passi necessari affinché l'Italia diventi un hub fisico del gas naturale? Anzitutto, è necessario un maggior **coordinamento** di tutti gli attori interessati, in primis governo e regolatore. La possibilità che il nostro paese diventi il crocevia del gas europeo dipende dalla rapidità con cui saremo in grado di costruire dei corridoi di approvvigionamento: i primi progetti realizzati saranno naturali barriere all'entrata in operatività di altre infrastrutture. Bisognerebbe dunque accelerare gli investimenti in capacità d'esportazione (a oggi, è di fatto impossibile che il gas importato possa uscire dal nostro paese); dare nuovo impulso al Punto di scambio virtuale, la nostra embrionale borsa del gas; procedere con decisione verso la separazione proprietaria di Snam da Eni. Senza questa dolorosa, ma necessaria separazione, la credibilità del paese come hub sarebbe compromessa: difficilmente, infatti, l'Europa riterrebbe completamente affidabile il gestore di un hub controllato da uno dei più importanti player del mercato.

(1) Tra i vincoli c'è ad esempio la limitata capacità di stoccare gas nel periodo estivo, che non consente un utilizzo a pieno regime dei gasdotti per tutto l'arco dell'anno.

(2) Iefe 2009.

(3) Si veda l'intervento di Giovanni Perrella "La domanda e l'offerta di gas naturale in Italia nel 2008" al seminario Aiee del 9 marzo 2009.

(4) Per maggiori ragguagli si veda ad esempio: "Il gas naturale liquefatto per l'Europa", a cura di Susanna Dorigoni, Franco Angeli, 2009.

(5) Si veda Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 2008, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, disponibile anche *on*

line: http://www.autorita.energia.it/relaz_ann/relaz_annuale.htm.

(6) Si veda P. Capros, L. Mantzos, V. Papandreou, N. Tasios, "Model-Based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables", Report to the European Commission, June 2008.

Stoccaggio del gas: qui la concorrenza non è di casa

Alberto Cavaliere

15.06.2009

Dopo la liberalizzazione, regole stabilite da Aeg garantiscono l'accesso allo stoccaggio alle imprese che vendono gas. Ma la burocrazia blocca i nuovi concessionari. Le riserve disponibili sono perciò insufficienti, mentre lo stoccaggio continua a essere monopolizzato di fatto da una controllata di Eni. Si potrebbe ricorrere al razionamento mediante asta. Permetterebbe una redistribuzione a favore dei concorrenti di Eni, purché si pongano limiti alla quantità massima di stoccaggio per singolo operatore. Un intervento necessario anche per l'avvio di una borsa del gas.

L'indagine sull'attività di **stoccaggio di gas**, appena conclusa dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha il merito di portare l'attenzione sulla carenza di riserve in un momento nel quale non vi sono emergenze da fronteggiare. In estate, il gas importato abbonda e viene pompato nei depositi di stoccaggio in attesa di essere prelevato quando il clima sarà più freddo.

STOCCAGGIO CON MONOPOLIO

Dopo la liberalizzazione, l'accesso allo stoccaggio è garantito alle imprese che vendono gas, secondo regole stabilite da Aeg. Tuttavia, le **riserve** disponibili risultano insufficienti sotto un duplice aspetto: dal punto di vista del sistema gas nazionale, tenuto conto del rischio di ricadere in situazioni di emergenza, specialmente nel caso di punte di freddo tra febbraio e marzo quando gli stoccaggi sono quasi vuoti. E dal punto di vista delle imprese che vendono gas, che per espandere le loro quote di mercato devono poter contare su riserve sufficienti a far fronte a fluttuazioni prevedibili e imprevedibili della domanda. Le ultime stagioni invernali sono state più clementi e, complice anche la recessione, il sistema gas non è stato più sottoposto a uno stress paragonabile a quello dell'inverno 2005/2006. Tuttavia, i venditori di gas hanno continuato a subire il **razionamento** della capacità di stoccaggio. Le riserve sono a malapena sufficienti a colmare la domanda riconducibile ai maggiori fabbisogni di gas per un inverno "normale", sono quindi inadeguate per far fronte a inverni eccezionalmente freddi. Le ulteriori richieste di stoccaggio per servire clienti industriali e centrali elettriche a gas restano strutturalmente insoddisfatte. Quindi l'accesso allo stoccaggio costituisce una barriera all'entrata in questi segmenti di mercato. Lo stoccaggio è di fatto monopolizzato da **Stogit**, società controllata da Eni, prima direttamente e ora indirettamente attraverso Snam Rete gas. Stogit detiene il **97 per cento** della capacità e dall'inizio della liberalizzazione non ha più investito in tale attività, nonostante l'attribuzione di due ulteriori concessioni. I potenziamenti si sono limitati a variazioni della pressione di esercizio o poco più. Tuttavia, gli effetti restrittivi delle scelte di Eni potrebbero essere superati poiché lo stoccaggio non è un monopolio naturale. Gli impianti sono duplicabili, una volta individuati opportunamente i siti (giacimenti esauriti) che possono ospitarli. In Italia ciò non è ancora avvenuto a causa di un iter burocratico farraginoso e del comportamento del ministero delle Attività produttive, che rilascia le concessioni. Dopo quasi otto anni dall'avvio della prima procedura di selezione di **nuovi concessionari**, l'iter previsto non è ancora stato completato. Dunque per quanto la concorrenza fra impianti di stoccaggio sia possibile, come dimostrano le esperienze del Regno Unito e degli Usa, non sappiamo quando potrà realizzarsi anche in Italia. E con la concorrenza, quando potrà verificarsi l'aumento di capacità a disposizione del sistema.

RAZIONAMENTO E ASTA

La proposta di Agcm e Aeg è di imporre a Stogit la **cessione** di alcuni siti di stoccaggio, così come era stato fatto a suo tempo con Enel, costretta a vendere alcune centrali (Genco) per favorire l'avvio

della concorrenza nella generazione elettrica. In entrambi i casi esistono economie di scala, ma non di entità tale, rispetto alla domanda, da rendere socialmente efficiente la presenza di un solo produttore. Dunque la proposta è economicamente fondata, e con qualche precedente nelle richieste della Direzione europea per la concorrenza, nei casi di autorizzazione di fusioni fra imprese del settore energetico. Dubitiamo, però, che tale cessione sarà effettivamente imposta. Gli impianti di stoccaggio prevedono l'immobilizzo di **enormi quantità** di gas, sia in funzione del "cuscinio" che garantisce la pressione necessaria al funzionamento, sia per la parte destinata alla riserva precauzionale, nota come "stoccaggio strategico". Si tratta in entrambi i casi di gas di proprietà di Stogit, formalmente distinto dal gas immesso e prelevato dagli utenti-venditori: è difficile pensare che lo Stato, principale azionista di Eni, imponga la dismissione di un asset con un valore così elevato. Senza contare che le ingenti riserve probabilmente aumentano anche il potere di Eni in sede di contrattazione delle forniture di gas sul mercato internazionale.

In attesa della concorrenza che arriverà, ma non si sa quando, con i nuovi investimenti, lo stoccaggio continuerà a essere un'attività regolata. Le norme di utilizzo della capacità, prevedono che ciascun venditore di gas ottenga spazio in stoccaggio in proporzione alla propria quantità di clienti civili, pagando una tariffa uniforme. Un metodo inefficiente, perché non tiene conto del differente **valore dello stoccaggio** per i venditori di gas. Mentre Eni può colmare i differenziali stagionali nei consumi ricorrendo anche alla flessibilità dei suoi contratti di importazione, le altre imprese non dispongono di queste risorse e quindi il valore dello stoccaggio è per loro maggiore. Potrebbe essere invece opportuno ricorrere alle **aste**. Il razionamento mediante asta dovrebbe infatti ripartire la capacità disponibile in base al valore che emerge dalle offerte. Ciò implicherebbe una redistribuzione a favore dei concorrenti di Eni, purché si pongano limiti alla quantità massima di stoccaggio ottenibile da un singolo operatore, come previsto nelle aste inglesi. Senza questi limiti esiste il rischio che Eni adotti comportamenti strategici, richiedendo più stoccaggio del necessario al solo scopo di ricreare una barriera all'entrata nella vendita di gas. Eni potrebbe infatti alzare la posta senza problemi, perché il suo controllo di Stogit rende il prezzo dello stoccaggio una semplice partita di giro.

L'indagine ripropone il ricorso all'asta, senza specificarne il disegno e ritenendo che sia realizzabile in due tempi: aumentando la capacità prima e introducendo l'asta dopo. Forse perché si teme un eccessivo aumento del costo dello stoccaggio in situazioni di scarsità, ma si sottovalutano probabilmente gli **effetti pro-concorrenziali** dell'asta sul mercato all'ingrosso del gas. I nodi irrisolti dello stoccaggio sono uno dei fattori che ha contribuito all'arenarsi della liberalizzazione del mercato. Gli interventi che riguardano tale attività sono necessari anche per l'avvio di una **borsa del gas**: rappresentano quindi una cartina di tornasole della volontà di ridare impulso alla concorrenza, piuttosto che di mantenere lo status quo.

Alla canna del gas

Alessandro Fiorini , Gionata Picchio e Antonio Sileo

25.01.2011

Chiave di volta del nostro sistema energetico, il gas naturale vive da un biennio una stagione nera. La crisi economica ha colpito duramente la domanda industriale e quella delle centrali elettriche. E ora i segnali di ripresa restano incerti. Un intero parco di nuove centrali a ciclo combinato è costretto a lavorare a mezzo servizio. Lo sviluppo delle rinnovabili e la progettata rinascita nucleare sollevano nuove incognite. Tenere tutto insieme sarebbe anche un problema di politica energetica. Che però latita.

Negli scorsi giorni il **gas naturale** è stato protagonista delle prime pagine dei quotidiani, come non si vedeva dai tempi delle crisi russo-ucraine. I **consumi**, però, continuano a segnare il passo. Il 2010 si è chiuso con una domanda totale di 83,043 miliardi di metri cubi, in recupero del 6,7 per cento sul 2009.(1) Il dato tuttavia va letto con attenzione, perché il primo fattore di incremento è il freddo: incide infatti sui consumi residenziali e dei servizi, che rappresentano più del 40 per cento della domanda totale. Restano invece ancora lontani dai livelli pre-crisi i consumi dell'industria e per la produzione di energia elettrica.

I CONSUMI INDUSTRIALI

Il gas utilizzato dalle industrie rappresenta un buon indicatore dello stato di salute del settore e un sguardo all'andamento degli ultimi otto anni è poco confortante.

Se le **riduzioni dei consumi** registrate a partire dal 2005 potevano essere attribuite alle efficienze conseguite nei processi produttivi, i cali osservabili a partire dalla seconda metà del 2007 e culminati nel crollo del 2008 rappresentano invece il drammatico effetto della **crisi** economica. La risalita sarà lenta e difficile anche perché sono numerose le industrie, anche medio grandi, che dopo la cassa integrazione hanno ridotto stabilmente i volumi produttivi trasformando la minaccia della crisi in opportunità per delocalizzare.

LE CENTRALI ELETTRICHE

Il gas naturale viene anche utilizzato per generare metà dell'energia elettrica prodotta in Italia. Nel 2003 il sistema elettrico accusava un significativo deficit di potenza, al punto che in giugno, complici le alte temperature e "un'americanizzazione" dei consumi con un ricorso massiccio all'aria condizionata, vi furono diversidistacchi programmati. (2) Da allora il gap è stato colmato quasi esclusivamente con nuove centrali a cicli combinati a gas (Ccgt), caratterizzate da basso costo unitario di investimento, dimensioni contenute e ridotti tempi di realizzazione. (3) Oggi sono la principale tecnologia del parco nazionale.

La corsa peraltro non si è ancora arrestata: nel 2008, quando i consumi di energia elettrica hanno raggiunto il massimo storico, il gas è arrivato a contribuire per il **54 per cento** alla produzione elettrica. Da allora, la sovracapacità degli impianti Ccgt è andata ancora aumentando e si è ridotto in parallelo il tasso di utilizzo delle nuove centrali: nel 2009 neppure 3mila ore/anno, la metà delle condizioni ottimali di esercizio.

Nel frattempo, il gas si è trovato esposto a una crescente competizione con le altre fonti. Il 2009 ha visto un attività record per le **centrali idroelettriche**. (4) L'exploit, dovuto a eccezionali condizioni di idraulicità, si può leggere anche come un segno di quel che sarà il futuro. Con l'atteso aumento della capacità da fonti rinnovabili, infatti, aumenteranno anche i MWh prodotti con **tecnologie verdi**, che godono di un "diritto di precedenza" sulle fonti fossili per l'immissione al consumo. Ora, se ai cicli combinati in esercizio si sommassero i soli nuovi impianti a gas già autorizzati arriveremmo a disporre nel 2013 di oltre 45mila MW, a fronte di una potenza massima richiesta

sulla rete elettrica italiana di 56.822 MW. (5) Se si pensa poi che a questi bisognerà aggiungere gli impianti di rinnovabili e le quattro centrali nucleari che il governo vuole realizzare entro il 2020, pare evidente che qualcosa non va.

C'È QUALCUNO AL TIMONE?

Una situazione simile richiede risposte anche a livello di **politica energetica**. A cominciare da un'analisi dell'attuale contesto di mercato del gas, dove da due anni si registrano una ridotta domanda e un'accresciuta offerta di Gnl e gas non convenzionale.

La maggiore disponibilità di materia prima e i prezzi sempre meno legati al petrolio, di cui oggi l'Italia beneficia solo in piccola parte per la rigidità del suo sistema, potrebbero trasformare la ricchezza italiana di cicli combinati in un vantaggio competitivo. (6)

Inoltre, andrebbe chiarito in che misura e quando si arriverebbe alla nuova potenza da fonte **nucleare**, alla quale il governo non sembra voler rinunciare.

Secondo l'Aie, infine, il gas naturale è l'unica tra le fonti fossili a mantenere l'attuale quota nel mix energetico nei paesi Ocse, anche in uno scenario di calo della domanda elettrica e ulteriore sviluppo di rinnovabili e nucleare. (7) Come declinare questa previsione nel contesto italiano?

Una risposta il governo si era impegnato a darla. L'articolo 7 della legge n. 133/2008, prevede, infatti, la stesura di una **Strategia energetica nazionale**, che dovrebbe definire la strada verso il mix energetico futuro. La scadenza era fissata per il 26 dicembre del 2008. Un nuovo Natale è passato ma la Strategia ancora non c'è. Eppure, non si tratta di un regalo.

(1) Dati preconsuntivi tratti da Staffetta Quotidiana Online del 3 gennaio 2011.

(2) Diversamente dal vero e proprio black out che si sarebbe verificato poche settimane dopo, il 28 settembre 2003.

(3) Zorzoli G.B., Il sistema elettrico e le nuove sfide tecnologiche, Editori Riuniti, Roma, 1997, p. 69.

(4) "L'idroelettrico - Rapporto statistico 2009", pubblicato il 29 novembre sul sito internet del Gse.

(5) Registrata martedì 18 dicembre 2007 alle ore 17, in una giornata caratterizzata da temperature particolarmente rigide.

(6) Il presidente dell'Autorità per l'energia, Alessandro Ortis, ha ricordato la rigidità del sistema anche di recente, alla XXI Tavola rotonda con il governo italiano, il 9 novembre 2009.

(7) World Energy Outlook 2009.

La risposta al grande freddo? Lo stoccaggio

Alessandro Fiorini , Gionata Picchio e Antonio Sileo
14.02.2012

L'emergenza gas ha riportato l'attenzione sulla cronica carenza di infrastrutture di approvvigionamento del nostro paese. In particolare, mancherebbero i rigassificatori. Ma parlare di offerta trascurando le cause determinanti della domanda non è il migliore degli approcci. La sicurezza del sistema non dipende solo dalla certezza delle forniture. Un fattore cruciale è la capacità di stoccaggio. E infatti già da molto tempo, l'uomo ha imparato a dotarsi di scorte per far fronte a periodi difficili. Generalmente, l'inverno.

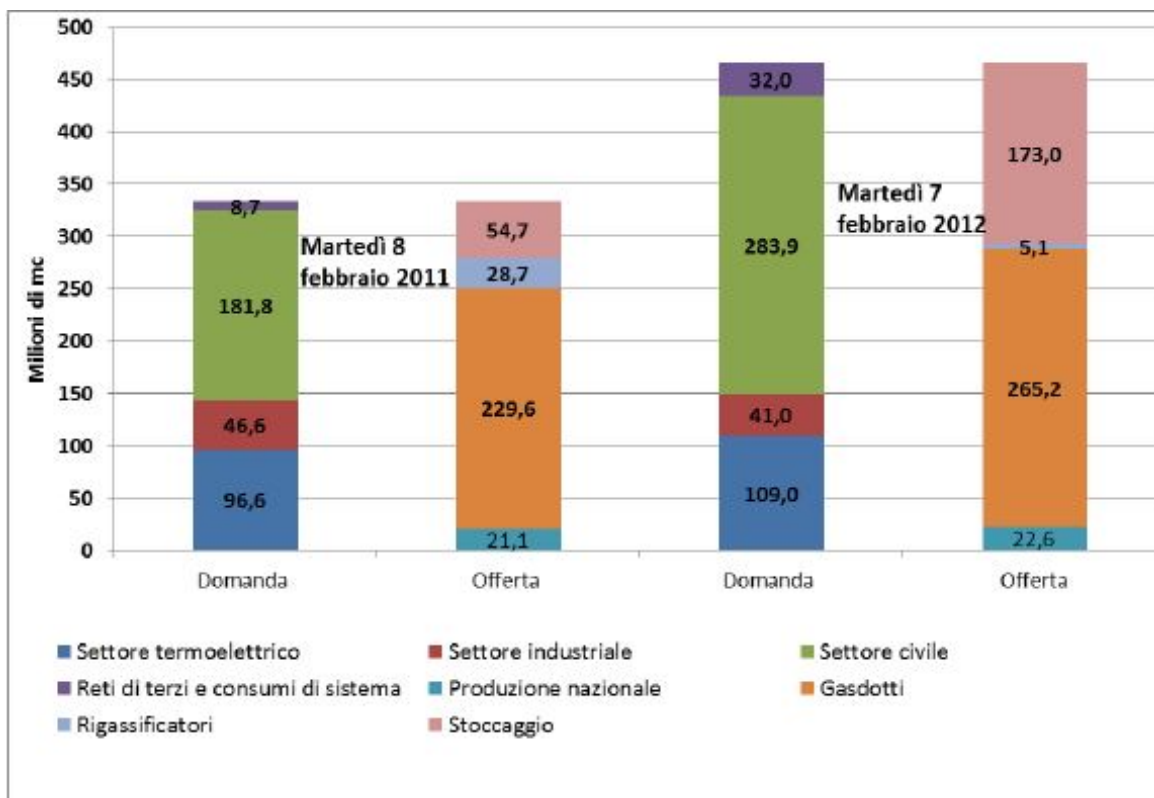
Il gelo sembra allentare la terribile morsa in cui ha stretto l'intero paese, e rientra così, progressivamente, anche l'altra emergenza, quella del **gas naturale**, che almeno per un giorno ha affiancato la prima. Resterà viva più a lungo, invece, l'attenzione sulle infrastrutture necessarie a far arrivare il gas in Italia e per gestirne i flussi. Un tema su cui il dibattito di questi giorni non sempre sembra centrare il bersaglio.

LA DOMANDA DI GAS

Dell'elevato grado di dipendenza italiana si è già discusso qui. Oggi più che dall'offerta crediamo sia utile partire dalla domanda di gas naturale.

In particolare dai **465,9 milioni metri cubi** consumati il 7 febbraio, un record assoluto delle immissioni in rete, la cui eccezionalità può essere spiegata grazie al confronto con l'analogo martedì dello scorso anno (vedi figura 1).(1)

Figura 1 - Confronto consumi di gas naturale secondo martedì di febbraio 2011 e 2012.



Rispetto allo scorso anno, sono aumentati i consumi di gas per la generazione termoelettrica e soprattutto quelli vettoriati dalle **reti di distribuzione**, a cui sono allacciate abitazioni e uffici. I consumi del settore industriale invece sono più contenuti anche a seguito della Procedura di emergenza scattata appunto da martedì. (2)

GLI EFFETTI DEL METEO

Il motivo, facilmente intuibile, sono proprio le basse temperature anche se forse è più difficile capacitarsi dell'entità dell'aumento: più di 100 Mmc, oltre il **56 per cento in più** rispetto a un valore ordinario. (3) E in effetti il freddo, o meglio il "volume di freddo", non è poi così facile da misurare tanto che si usa un'unità specifica: i "**gradi giorno**" (GG), che indicano il fabbisogno termico e sono perciò un'ottima misura del freddo generalizzato, gli unici in grado di stimare in modo univoco le rigidità delle condizioni meteo da Trieste a Catania.(4)

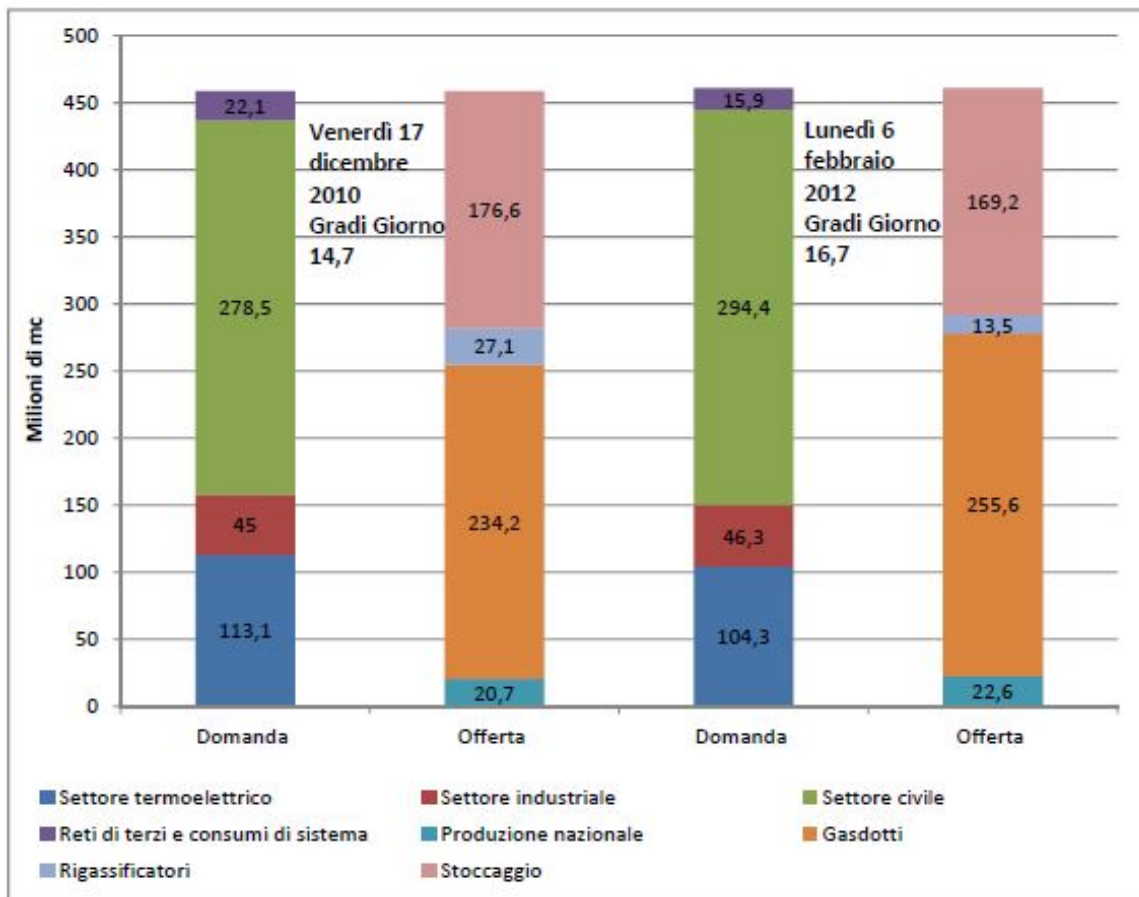
Visto il peso dei consumi gas per riscaldamento - anche se a nostro avviso non è corretto parlare di esatta linearità del legame tra Gg e consumi gas - è evidente che all'aumentare del freddo generalizzato crescono, e di molto, le richieste di gas naturale e anche di energia elettrica. (5) Non è quindi un caso che, sempre il 7 febbraio, in Francia - con le temperature inferiori di 10 gradi centigradi rispetto alla media stagionale - si sia battuto il record storico dei consumi elettrici, indiretta dimostrazione di un'eccessiva dipendenza da **una sola fonte**: il gas naturale per l'Italia, il nucleare per la Francia. (6)

È stato quindi il **freddo** più che i ridotti flussi dalla **Russia** a far scattare la procedura di emergenza? A nostro avviso sì. Nel febbraio del 2011, il volume medio di transiti giornalieri registrato presso il punto d'accesso di Tarvisio era di 88 Mmc. All'inizio di febbraio 2012 il passaggio era di 95 Mmc, con una richiesta però di 108. All'aggravarsi della condizioni meteo, venerdì 3 e sabato 4 febbraio, il misuratore segnava poi una contrazione, rispettivamente, del 21 e del 30 per cento, che nei giorni successivi si riduceva però a un 10-12 per cento della richiesta.

L'OFFERTA

A supporto della nostra analisi vorremmo fare un altro confronto tra il primo giorno di consumi record, lunedì 6 febbraio 2012, e il precedente valore massimo delle richieste di gas: venerdì 17 dicembre 2010. Allora il volume di freddo era minore rispetto a quello registrato in questi giorni: i GG passarono da 7,7 del lunedì a 14,7 del venerdì. In più nel 2012 il picco si è verificato in **febbraio**. Il periodo, infatti, non è irrilevante, perché la capacità di erogazione degli **stoccaggi** - componente essenziale per garantire la copertura della domanda giornaliera nella stagione invernale in ragione della sua entità, pari grosso modo a quella di due importanti gasdotti - diminuisce progressivamente al diminuire del gas presente nei giacimenti, fino a dimezzarsi a fine inverno. Inoltre, un ricorso eccezionale al gas stoccato a inizio stagione, come accadde per esempio nell'inverno 2005-2006, accelera il declino prestazionale.

Figura 2 - Confronto punte massime di consumo giornaliero di gas naturale.



Dati SnamReteGas

Quindi, tanto più grande è la capacità di stoccaggio, tanto maggiore sarà la capacità di contribuire a garantire le forniture e, quindi, la sicurezza energetica del paese.

SICUREZZA E MERCATO

Eppure in questi giorni l'interesse, per la verità con poco vero dibattito, si è concentrato sulla mancanza di infrastrutture di approvvigionamento.

Se si considera che i **consumi annuali di gas**, dopo un 2010 abbastanza freddo, sono ritornati ai livelli del 2009, decisamente lontani dai massimi del 2005, non si dovrebbe cadere nell'equivoco di credere che in Italia ci sia un'offerta (annuale) insufficiente, non è così.

Il problema sicurezza di oggi è quello della disponibilità di gas per coprire giornalmente l'**aumento repentino** di consumi. Mentre maggiori e nuovi flussi di gas sono comparativamente più utili per accrescere la liquidità del mercato, anche quello elettrico.

I **rigassificatori**, sotto questo punto di vista, sono più efficaci di un gasdotto perché permettono di approvvigionarsi da più Paesi e con una maggiore flessibilità. Meno scontato è che siano altrettanto utili anche sul piano della sicurezza nella copertura della domanda giornaliera. In caso di condizioni meteo eccezionalmente avverse, anzi, possono esserlo assai poco, specie se collocati al largo (offshore): in questi giorni di maltempo, le navi non sono riuscite ad attraccare e i serbatoi di stoccaggio si sono progressivamente e inevitabilmente svuotati (vedi figure 1 e 2). L'apporto dei due rigassificatori nei due giorni di massima richiesta è stato minimo (13,5 Mmc/g il 6 febbraio, 5,1

Mmc/g martedì 7) e sempre inferiore a quanto si è riusciti a risparmiare con le misure emergenziali. Non dimentichiamocene parlando dei terminali prossimi venturi, anche sotto il profilo della dimensione dei serbatoi. In Spagna, ad esempio, dove non hanno stoccaggio minerario, i serbatoi dei terminali di rigassificazione sono molto più grandi dei nostri.

In sintesi nuove infrastrutture di import, pur contribuendo alla copertura delle punte giornaliere, sono (più) utili in primo luogo a differenziare le forniture e promuovere la nascita di un **mercato più liquido**. Su quante, poi, ne vadano realizzate peserà (si spera) anche una valutazione sull'andamento della domanda, tenendo pure conto del crescente spazio eroso al gas dalle rinnovabili nella generazione di elettricità e della dinamica dell'efficienza energetica.

Per la sicurezza, invece, la risposta principale dovrebbe essere una: più stoccaggi. Il cui incremento, peraltro, è condizione essenziale anche per la creazione di un mercato liquido – sia nel gas che nell'elettricità – aumentando la possibilità di arbitraggio anche tra mercati di diversi paesi. (7)

Del resto anche la saggezza popolare insegna che per scaldarsi, dopo aver tappato gli spifferi, prima di bruciare più legna è opportuno accertarsi di averla accumulata.

- (1) Come se in un solo giorno si fosse consumato il gas naturale che transita nella rete di Bologna e provincia tra i mesi di ottobre e gennaio.
- (2) Prevista già dal Dm 26/9/2001 proprio per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli.
- (3) In numerose città proprio per il “grande freddo” si è derogato ai limiti di accensione degli impianti termici degli edifici, si veda ad esempio Udine: <http://www.udin-e.it/?p=12790>.
- (4) I “gradi giorno” sono calcolati come sommatoria, estesa a tutti i giorni di un determinato periodo (mese, anno), delle sole differenze positive tra una soglia di temperatura convenzionalmente fissata e la temperatura media “esterna”. Ne consegue che un valore di Gg basso indica che le temperature esterne sono molto vicine alla temperatura convenzionale, mentre un valore elevato denota la presenza di un volume di freddo maggiore causato dagli effetti di condizioni meteo più severe.
- (5) http://www.iefef.unibocconi.it/wps/wcm/connect/Centro_IEFEen/Home/Working+Papers/WP_42_CdR_iefef.
- (6) Come ha ben chiarito G. B. Zorzoli, “Il tallone d'Achille energetico”, *Staffetta Quotidiana* 11 febbraio 2012.
- (7) Utile la lettura dell'Indagine conoscitiva congiunta sull'attività di stoccaggio nel settore del gas naturale condotta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dell'Autorità garante della concorrenza chiusa nel 2008.

Non solo gas contro il freddo

Marzio Galeotti

23.02.2012

Il sistema energetico del gas è un meccanismo complesso da gestire e da governare, assai poco flessibile nell'adattarsi a mutamenti repentini del quadro di riferimento. E dunque per fare fronte alle emergenze freddo bisogna affidarsi a previsioni meteo sempre più precise, che garantiscono al sistema la possibilità di attrezzarsi per tempo, per quanto possibile. Soprattutto però è necessario puntare sulla diversificazione delle fonti energetiche. Perché le emergenze sono tali anche per la dipendenza da una sola fonte e da fornitori dotati di forte potere monopolistico.

Passata l'**emergenza gas** di questo 2012, è forse il momento di trarre qualche lezione, anche in considerazione delle precedenti esperienze del 2006 e 2009.

UN SISTEMA COMPLESSO

Alla base dei timori e dei sudori provati da coloro che si trovano nei posti critici della gestione e dell'amministrazione stanno due fatti: un sistema complesso e un evento esogeno. Il sistema energetico del gas è un **meccanismo complesso** da gestire e da governare, in grado di svolgere egregiamente il suo compito nell'ordinaria amministrazione, ma è assai **poco flessibile** nell'adattarsi a mutamenti repentini del quadro di riferimento. Nella sua capacità (dai tubi ai rigassificatori, ai serbatoi di stoccaggio), nelle modalità di alimentazione (dal mix delle fonti energetiche alla loro provenienza), nelle destinazioni d'uso (dall'elettricità all'industria e al riscaldamento), il sistema è tarato per far fronte alla **domanda "normale"** ed evolve in dimensione e caratteristiche in base alle previsioni di (lenta) crescita e mutamento dei consumi e della loro tipologia.

Un sistema siffatto si trova in difficoltà nel far fronte ai "picchi", alle "punte" di consumo che portano il motore a girare al massimo, al limite del fuorigiri. Fuorigiri che il motore mal tollera e che però in questo inverno 2012 si è seriamente rischiato per un fatto eccezionale e del tutto "esogeno" rispetto alle politiche e alle strategie: un **ondata di freddo** come non se ne vedevano da tempo, nemmeno in occasione della precedente emergenza dovuta piuttosto alle scaramucce tra Russia e Ucraina. Dai tubi dell'Est è arrivato perciò meno gas, le navi non riuscivano ad attraccare ai terminali di rigassificazione per il mare mosso, i serbatoi di stoccaggio erano in fase di utilizzo avanzato con conseguente maggiore difficoltà di estrarre gas; uno, poi, era addirittura fermo per manutenzione.

Con le misure di "buffer" estreme – aumenti degli approvvigionamenti da Nord e da Sud, interrompibilità delle forniture alle imprese energivore sulla base di espliciti contratti, attivazione di centrali a olio combustibile – il sistema ha retto. Ma siccome non si sa quanto a lungo avrebbe potuto reggere, si sono prontamente fatti largo il dibattito e la polemica, soprattutto sui media. Più rigassificatori, più stoccaggi, più centrali a carbone e a olio, più tubi, più gas da estrarre dall'Adriatico, più biogas, e così via. Tutti suggerimenti legittimi, alcuni validi, altri meno condivisibili. Il problema è che spesso la capacità aggiuntiva, se non produce, ma ha finalità essenzialmente precauzionali, comporta costi senza corrispondenti pronti ricavi, il che rimanda al problema se debbano essere operatori privati o lo Stato stesso a farsene carico. E se operatori privati devono essere se venga o meno riconosciuto loro un adeguato incentivo economico. Problema di non facile soluzione nel contesto di mercati energetici del gas e dell'elettricità liberalizzati.

LE EMERGENZE CLIMATICHE

Tutto ciò suggerisce allora due considerazioni, traducibili in interventi pratici, che si collocano ai lati estremi di questa vicenda. Previsioni il più possibile accurate delle condizioni meteorologiche a

breve e a medio termine permettono di ridurre il grado di intensità con cui le emergenze si presentano e permettono al sistema di attrezzarsi, per quanto possibile, per tempo. A questo riguardo è stato scritto come i cambiamenti del clima sembrano favorire gli **episodi estremi**, per cui progressi delle conoscenze scientifiche in ordine alle cause e alle conseguenze, nonché alla prevedibilità di certi episodi climatici, sono urgenti e necessari.

All'estremo opposto, appare evidente che un'ulteriore spinta alla **diversificazione** delle fonti energetiche - dal gas verso le fonti rinnovabili - rappresenta la strada maestra per evitare del tutto queste emergenze. emergenze che, è bene ricordarlo, diventano tali a partire da condizioni meteo estreme, ma passando per la dipendenza preponderante da una sola fonte energetica e da fornitori dotati di forte **potere monopolistico**. Politiche di incentivazione delle **fonti rinnovabili** e di efficienza energetica che riducano i consumi per riscaldamento abitativo e per usi industriali sono insostituibili strumenti per contrastare i mutamenti del clima i cui impatti includono, oramai, e a buon diritto, anche le emergenze come quella dell'inverno 2012.

L'arma in più di Eni

Marzio Galeotti e Antonio Sileo

06.09.2012

Il prezzo dei carburanti è stato l'argomento dell'estate, come non avveniva da qualche anno. Ma dopo gli grossi sconti del fine settimana, sono arrivati implacabili gli aumenti. Tuttavia, per una volta, c'è stato vero sconto sui prezzi iniziato dal leader del mercato, Eni. E forse prima ancora dalla campagna Fiat-IP del prezzo bloccato del carburante per tre anni. Eni e Fiat, però, sono anche i leader nel metano. Perché non scommettere con convinzione sulle auto a metano ora che i consumi di gas sono in calo e l'Italia si ripropone come hub d'Europa?

Se si segue il **prezzo dei carburanti**, il percorso degli automobilisti italiani dall'inizio dell'anno è stato in salita da gennaio ad aprile per poi flettere fino a luglio, salvo risalire in quest'ultimo mese. La fiscalità ha dato un buon contributo a mantenere alti i prezzi, anche quando le quotazioni internazionali erano in discesa come a giugno, allorché l'**accisa** è stata ritoccata a favore dei terremotati in Emilia. La situazione è culminata ad agosto: il prezzo della benzina ha sfiorato la soglia psicologica dei 2 euro al litro, quando alle tensioni sul prezzo del greggio si è aggiunto un ennesimo e imprevisto aumento dell'accisa, destinato a rendere strutturale il bonus per i gestori e fare fronte alla riscossione agevolata delle imposte nelle zone terremotate dell'Abruzzo (facendo dei carburanti un vero "bancomat fiscale", come li ha definiti Stefano Agnoli sul *Corriere della Sera*). (1)

IL MERCATO DEI CARBURANTI E LE PROMOZIONI DI ENI E DI FIAT-IP

Più volte, anche nell'anno passato, il governo ha fatto appello alle compagnie petrolifere affinché contenessero gli aumenti – del prezzo industriale, beninteso, quello prima delle tasse – ma senza grande successo. Finché nell'estate 2012, precisamente a partire dal 16 giugno, l'iniziativa del *market leader* di applicare uno **sconto di 20 centesimi** al litro nel fine settimana, accompagnata da un'intensa campagna pubblicitaria, ha scatenato *labagarre*. Le conseguenze, in verità, si vedranno più avanti, ma per ora una volta tanto a godere (o almeno a non troppo soffrire) è l'automobilista. La riduzione del 9 per cento dei consumi di prodotti petroliferi nei primi sei mesi dell'anno – "una cosa mai vista a memoria d'uomo" ha detto il numero uno di **Eni**, Paolo Scaroni – la dice lunga sulla profondità della recessione e sulle difficoltà del settore automobilistico. Al punto che lo stesso amministratore delegato ha dichiarato che la sua compagnia sta pensando ad altre iniziative dopo la fine dello "scontone", ufficialmente fissata al primo weekend di settembre. Sull'altro versante del mercato, **Fiat**, nel tentativo di rispondere al crollo delle vendite delle sue automobili in Italia, ha lanciato una promozione che riguarda anche il carburante: all'acquisto di una vettura nuova viene consegnata una *fuel card* che permette di fare rifornimento di benzina o di diesel presso i 3.700 distributori della rete IP al prezzo di un solo euro fino a fine 2015. L'offerta era valida dal 1 giugno al 31 luglio, escludeva qualsiasi altra promozione sulle vendite e non è dato sapere se ha sortito gli effetti sperati. (2)

Certo, anche se forse l'idea è piaciuta agli automobilisti, Fiat avrebbe potuto varare iniziative più coraggiose, che, oltre a far bene alle proprie vendite, potrebbero far bene anche all'ambiente e favorire per esempio la filiera nazionale dei biocarburanti. E se proprio non si vuole arrivare a tanto, magari perché ciò richiede modifiche di tecnologie motoristiche, ci si potrebbe però spingere decisamente più avanti sul versante di carburanti più economici e anche più puliti. (3) Come il **gas naturale**.

E qui entra in gioco l'altro *market leader* e la domanda se davvero Eni sta utilizzando tutte le armi che possiede.

IL GAS NATURALE: CENERENTOLA DEI CARBURANTI

I distributori di metano per autotrazione sono oggi 884 (di cui 32 per tutta la rete autostradale), le automobili a metano in vendita non superano gli undici modelli (per trentatré versioni), quattro sono Fiat, però montano lo stesso motore, in un caso con turbocompressore. Per inciso, l'intera rete di distribuzione dei carburanti, giudicata troppo capillare e per questo tra le cause dell'alto prezzo di benzina e diesel, conta, isole minori incluse, oltre 22mila punti di rifornimento, mentre solo 3mila sono i distributori di Gpl.

Eppure, nei primi sei mesi di quest'anno le immatricolazioni di **auto alimentate a metano** sono cresciute del 47 per cento e, insieme a quelle alimentate a Gpl (+ 114 per cento), hanno contenuto il disastro del totale vendite (-20 per cento). Certo, gli ordini di grandezza sono diversi: 440mila le vendite di auto diesel, 283 mila quelle a benzina, 61 mila quelle alimentate con Gpl, 29 mila quelle a metano. Se però si prova a calcolare il peso specifico delle auto alimentate con carburanti più ecologici rispetto a diesel e benzina, le cose cambiano. Prendiamo, per esempio, il caso Fiat e in particolare Panda e Punto, che sono le due auto più vendute in Italia (figura 1): è evidente che il metano corre nella stessa categoria, nel caso della Panda, poi, non va dimenticato che da fine gennaio è in vendita il nuovo modello, alimentato a benzina e diesel (da maggio anche a Gpl), mentre quello a metano è ancora il precedente con un'unica versione (base).

Ma perché ancora non c'è una 500 a metano? Perché ancora non si è sfruttato il motore bicilindrico *twin air*, che ha il pregio di pesare e ingombrare poco, difetto tipico dei serbatoi di metano? Perché non allestire anche delle Alfa Romeo e delle Lancia? Forse perché l'acquirente tipo di auto alimentate a metano ha una disponibilità a pagare molto limitata? Ma allora perché i tedeschi vendono auto di segmento D ed E, medio-grandi e grandi? Le domande sarebbero ancora altre, ma temiamo che tutte siano riassumibili in una più generale: Fiat vuole ancora **investire** nel mercato dell'automobile e, in particolare, vuole farlo anche in Italia? L'Italia è il primo paese della UE nel settore dei veicoli a gas naturale, seguita dalla Germania e dalla Svezia, mentre a livello mondiale il nostro paese si posiziona invece al sesto posto, dopo il Pakistan (che da solo conta 3,1 milioni di veicoli e 3.300 stazioni di rifornimento), ma anche Iran, Argentina, Brasile e India. Crediamo sia sbagliato lasciare troppo spazio ai concorrenti in una nicchia con grosse potenzialità come il metano.

EPPURE IL GAS NON MANCA

Ma l'Italia dispone di gas sufficiente per alimentare un'importante espansione del mercato automobilistico di questa tipologia di vetture? Il nostro paese – è proprio il caso di dirlo – viaggia a gas naturale. Tuttavia, dopo quasi vent'anni di continua crescita, i **consumi di gas** sembrano aver invertito tendenza, in Italia come in Europa. Il motivo fondamentale è l'impatto della crisi economica sui consumi industriali, nei quali il gas viene utilizzato direttamente nei processi produttivi oppure indirettamente attraverso l'energia elettrica, largamente generata ricorrendo al gas (figura 2). In quest'ultimo caso, il metano ha dovuto fare i conti con l'aumentata competitività del carbone e soprattutto con l'inaspettatamente veloce corsa delle rinnovabili, il cui peso è cresciuto. Né ci sono prospettive di una sensibile ripresa della domanda elettrica. Numerose infatti sono le industrie che hanno ridotto stabilmente i volumi produttivi trasformando gli impatti della crisi in opportunità per delocalizzare, mentre interi comparti paiono segnare irrimediabilmente il passo, prima fra tutti proprio l'industria dell'auto con tutto il suo indotto. In Italia, dove il peso del gas nella produzione di energia elettrica è arrivato a contare più della metà del totale generato, nel 2011 con il totale dei consumi a quota 77,4 miliardi mc si è, di fatto, tornati ai valori del 2003.

Se questi sono i consumi attuali, quanto gas può arrivare in Italia? In uno scenario recentemente prodotto da Enea, il fabbisogno di gas (importazioni nette più produzione interna) per l'Italia è stimato pari a 86,2 miliardi di metri cubi nel 2020 e 91,9 miliardi nel 2030. **(4)** Per queste proiezioni di domanda, la capacità delle **infrastrutture d'importazione** è oggi così ripartita: a) due gasdotti via terra: il Tag e il Tenp che trasportano gas dalla Siberia, il primo, e dal Mar del Nord, il secondo

per una capacità complessiva di 57,8 miliardi di mc/anno; b) due gasdotti via mare: il TransMed e il Greenstream, che convogliano gas rispettivamente dall'Algeria e dalla Libia con capacità cumulata di 44 miliardi di mc/a; c) due rigassificatori, rispettivamente a Panigaglia e Rovigo per un totale di 11,5 miliardi di mc/a). La capacità totale è oggi di 113,3 miliardi di mc/a. A queste infrastrutture dovrebbero aggiungersi il gasdotto Galsi (Algeria-Sardegna-Italia, capacità 8 miliardi di mc/a) e un collegamento a Sud, probabilmente il Tap che, passando per l'Albania, collegherebbe Puglia e Grecia (capacità 10 miliardi di mc/a). Considerando solo quelli che hanno ricevuto parere favorevole in fase di istruttoria Via, ci sarebbero poi almeno tre **rigassificatori**, per complessivi altri 24 miliardi di mc/a. Tutte queste nuove infrastrutture porterebbero la capacità di importazione dell'Italia a un totale di 155 miliardi di mc/a. In sostanza, se in Italia venisse realizzata tutta la capacità di importazione programmata, si avrebbe un eccesso di capacità di circa 60 miliardi di mc/anno (ossia il 66 per cento) rispetto al fabbisogno stimato al 2030. Valore che corrisponderebbe a circa metà della domanda addizionale europea di gas prevista al 2030. Tutto ciò senza tener conto dei diversi piani, spesso già avviati, di incremento della capacità di importazione (in particolare terminali di rigassificazione) di numerosi altri paesi europei. **(5) COME MUOVERSI IN UN HUB** Come un'araba fenice, ritorna così l'idea che l'Italia diventi hub del gas sud-europeo. A tale fine si presterebbe anche il nuovo assetto di Snam (trasporto, stoccaggi e rigassificatori), che ci consegna un gestore al quale – per usare le parole del presidente dell'Autorità per l'energia – “è possibile, essendone garantita la terzietà, affidare un ruolo ancor più attivo nella definizione dei meccanismi funzionali alla gestione del sistema sulla base di logiche di mercato”. **(6)** Un nuovo soggetto che, anche in ragione della regolazione innovativa che l'Autorità per l'energia vorrebbe introdurre, sia focalizzato anche sugli investimenti infrastrutturali in nuova capacità di importazione.

SEN O NON SEN?

Di quanto gas abbiamo bisogno dovrebbe emergere da una Strategia energetica nazionale, da anni in fieri, che auspicabilmente includa un'approfondita analisi in termini di costi e benefici, anche per esempio in termini di biometano. **(7)**

È vero, però, che un eccesso di offerta di solito comporta un abbassamento dei prezzi: perché non pensare di approfittarne? Anche perché nel caso italiano rischiamo davvero di avere **troppo gas**, e si sa che alla fine paga sempre il consumatore finale, anche quando non guida.

(1) I 2 euro al litro per la benzina si sono toccati davvero solo in Toscana e Liguria, dove vi è un aggravio specifico dell'accisa regionale per rimpinguare il fondo protezione civile a cui si è abbondantemente attinto nelle ultime alluvioni.

(2) Gli esperti di Altroconsumo che hanno visitato qualche punto vendita Fiat hanno scoperto che in molti casi i concessionari erano disposti a fare sconti sull'acquisto dell'auto piuttosto consistenti a patto di rinunciare alla promozione: *“Qualcuno dei venditori si è anche lasciato sfuggire che per un guidatore medio si tratta di un'offerta davvero poco conveniente”*

(<http://www.greenme.it/muoversi/auto/7932-fiat-benzina-altroconsumo>)

(3) Oltre al minor costo per i rifornimenti, il metano e il Gpl, rispetto alla benzina e al diesel, hanno ridotte emissioni inquinanti di idrocarburi incombusti, biossido di zolfo, monossido di carbonio, particolato, composti organici volatili, benzene, Ipa (idrocarburi poliociclici aromatici). Inoltre, le cosiddette polveri sottili (PM10 e PM2,3), responsabili dell'inquinamento atmosferico e a causa delle quali il traffico nei centri urbani spesso è interdetto a veicoli alimentati a benzina o gasolio, sono pressoché assenti nel Gpl e nel metano. Si rammenta che il metano è un gas naturale, mentre il Gpl è un derivato del petrolio.

(4) Audizione Enea presso la Commissione industria Senato sulla Strategia energetica nazionale, 30 maggio 2012.

(5) Al netto in particolare del gas che, in base al recente decreto Sviluppo convertito nella legge n.

134 del 7 agosto 2012, il ministro dello Sviluppo economico e Confindustria sperano di estrarre dal nostro suolo e dai nostri mari. Al 31-12-2011 le riserve certe di gas italiane ammontavano a 62 miliardi di mc, quelle certe+probabili+possibili a 152 miliardi (dati Mise): in sostanza due miseri anni di consumi ai depressi ritmi attuali.

(6) Bortoni, G., *Presentazione Relazione sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, 27 giugno 2012.

(7) L'articolo 7 della legge n. 133/2008 ne fissava la scadenza per il 26 dicembre del 2008.

Se il rigassificatore è una “cattedrale nel mare”

Gionata Picchio e Antonio Sileo

27.06.2013

L'Italia punta a diventare il più importante hub sud-europeo del gas. E per questo nella Strategia energetica nazionale sono previste garanzie per la copertura dei costi di costruzione delle infrastrutture necessarie. Le vicende del rigassificatore al largo di Livorno non sono però incoraggianti.

UN CONTESTO INCERTO

I consumi di **gas naturale** continuano a diminuire, ma l'Italia si appresta a fare un primo, esemplare, passo per diventare un hub del gas o meglio il principale «hub sud-europeo»: insieme alla promozione di un mercato del gas competitivo, integrato con l'Europa e con prezzi a essa allineati, questa è infatti la seconda delle priorità individuate nella **Strategia energetica nazionale** (Sen), varata in extremis, addirittura dopo le elezioni, dal gabinetto Monti.

Nella Sen l'**hub** è ritenuto un'opportunità che l'Italia può cogliere attraverso una serie di investimenti mirati (infrastrutture strategiche). Il progetto, però, sconta diverse criticità e, soprattutto un problema di fondo: la chiamata in causa dei **consumatori** finali, che attraverso la bolletta del gas finanzierebbero le nuove infrastrutture.

Delle criticità ne richiamiamo solo una, la maggiore, che invero riguarda l'intera Sen, della quale è a dir poco dubbio il valore giuridico – e non è un caso che il Parlamento, né dell'attuale né della scorsa legislatura, si sia potuto esprimere sulla Sen. **(1)** Ciò mina irrimediabilmente ogni concreta applicazione della Strategia che risulta caratterizzata da un elevatissimo, e intrinseco, **rischio regolatorio** perché una regola vale tanto più quanto è certa e duratura nel tempo. Davvero troppo ottimistico, infatti, ipotizzare che sui numerosi atti che dovrebbero essere posti in essere affinché la Sen non resti lettera morta, non ci siano ricorsi ai tribunali amministrativi (e non solo), specie nei casi in cui si prevede la realizzazione di nuove infrastrutture.

L'INEVITABILE INCENTIVO

Tra le infrastrutture, nella Sen assumono un ruolo principe i terminali di rigassificazione di Gnl. Tanto da prevedere iter autorizzativi accelerati e la concessione di un fattore di **garanzia**, che assicuri una copertura dei costi di investimento, anche qualora l'impianto non venga utilizzato. **(2)**

La scelta delle infrastrutture strategiche verrebbe effettuata attraverso procedure a **evidenza pubblica**, secondo criteri trasparenti e non discriminatori di costo-beneficio, relativamente alla capacità (intera o parziale) di rigassificazione, offerta a terzi in regime regolato. Un procedimento complicato che, viste anche le implicazioni che comporterebbe per il sistema tariffario su cui verrebbe a gravare, sarà certamente preparato con cura.

Tuttavia, una infrastruttura strategica, sebbene ante litteram, parrebbe già esserci: l'avveniristico terminale di rigassificazione **al largo di Livorno**, per il quale la Olt, dopo aver rinunciato all'esonero dal diritto di accesso di terzi (la possibilità, dunque, di utilizzo esclusivo del terminale) vorrebbe passare al regime regolato e beneficiare di un fattore di garanzia, anche se depotenziato. Tanto prevede il documento di consultazione 237/2013/R/gas dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il rigassificatore off shore al largo delle coste toscane entrerà in funzione tra pochi mesi. Più che di incentivo, l'accesso al regime regolato e al fattore di garanzia sembra avere tutte le caratteristiche di **un aiuto**, necessario perché i fondamentali del mercato sono di molto cambiati.

La stessa AeeG nel documento di consultazione scrive: «La rinuncia all'esonero da parte di un operatore comporta il riconoscimento del fatto che, per quel determinato terminale, l'investitore ritiene che non sussistano più le condizioni per un'allocatione a mercato della capacità, e dunque per la sostenibilità economica a mercato dell'infrastruttura stessa».

CATTEDRALI NEL MARE

Perché, dunque, intervenire con regole di grande aiuto laddove il **mercato** e i (denari) privati non ce la fanno? I motivi vanno ricercati sempre nel testo della Sen. Uno però può essere subito spuntato: la sicurezza delle forniture.

Non è affatto detto che i rigassificatori siano utili sul piano della sicurezza nella **copertura della domanda** giornaliera di gas, l'unica che in caso di freddo particolarmente intenso a fine inverno, con capacità di erogazione degli **stoccaggi** dimezzata, può destare qualche problema. **(3)** Ne abbiamo già scritto a proposito dell'emergenza gas del febbraio 2012, quando condizioni meteo eccezionalmente avverse impedirono le operazioni di scarico dalle navi metaniere cosicché l'apporto dei due rigassificatori esistenti proprio nel momento di massimo bisogno è stato minimo e sempre inferiore a quanto si è riusciti a risparmiare con le misure emergenziali. È poi evidente che questo limite vale tanto più quanto il terminale si trovi al largo: quello di Livorno sarà molto lontano, invisibile dalla costa, un indubbio merito sul piano dell'impatto paesaggistico.

Più incerta la questione relativa all'incremento della **concorrenza**. Un aumento della capacità di import, tanto più se contrattualizzata a breve, contribuisce ad aumentare la liquidità del mercato. Nel breve termine, però, la rinuncia all'esenzione certifica che l'infrastruttura ben difficilmente sarà in grado di far giungere gas in Italia a **prezzi inferiori** a quelli di mercato. Alto è quindi il rischio che resti inutilizzata, come una (nuova) cattedrale nel deserto. E troppe ne abbiamo già viste.

È dunque necessario che l'onere da pagare per i rigassificatori, anche qualora rimanessero inutilizzati, sia inferiore ai benefici ottenibili. Qui ci si avventura in un terreno piuttosto incerto (e opaco).

Nella Sen il costo di un rigassificatore da **8 miliardi** di metri cubi (Gmc) viene stimato in circa un miliardo di euro, con un costo addizionale annuo per il sistema di 100-150 milioni di euro, nell'ipotesi estrema in cui l'incremento rimanesse totalmente inutilizzato. Per i benefici, il ragionamento è il seguente: «Considerato che la spesa per la sola materia prima gas è stimabile complessivamente in circa 25 miliardi di euro l'anno, anche una contenuta riduzione del prezzo del gas attribuibile all'apporto di liquidità offerto dall'infrastruttura (in particolare con riferimento alla sola componente di trasporto dall'Europa, che incide per circa 2,7 euro/MWh), rende più che giustificabile l'investimento, dato che contribuirebbe a una riduzione della bolletta gas complessiva dell'Italia fino a circa 1,5 miliardi di euro l'anno (pari al delta costo di trasporto)». Ma in verità, non ci sono elementi certi per poter dire che ci sia un differenziale di prezzo strutturale di 2,7 €/MWh (pari al costo di arbitraggio fisico dato dal costo di trasporto) tra il gas scambiato nel Nord Europa. Negli ultimi mesi il differenziale – senza nessuna nuova infrastruttura – si è andato sempre più riducendosi fino ad annullarsi. **(4)**

Ci auguriamo dunque che l'aiuto al rigassificatore al largo di Livorno, che senza contare i costi per il collegamento alla rete, pare sia già costato 850 milioni a fronte di una capacità di soli 3,75 Gmc, sia solo un esperimento, una “prima” a cui non seguano repliche.

(1) Per gli appassionati di questioni giuridiche

(2) In attuazione delle disposizioni contenute nell'art. 3 del Dlgs n. 93 del 2011.

(3) Nella stagione invernale la capacità di erogazione degli stoccaggi, all'incirca pari a quella di due importanti gasdotti, diminuisce progressivamente al diminuire del gas presente nei giacimenti.

(4) Come pure chiaramente scrive la Dg Energy nel recente Rapporto europeo sui mercati del gas relativo al primo trimestre 2013.