

Milano, 16 maggio 2019

Preg.ma  
On. Barbara Saltamartini  
Presidente  
X Commissione Attività Produttive  
Camera dei Deputati  
Roma

**Oggetto: Audizione sulla proposta di Piano Integrato per l'Energia e il Clima**

Anche a nome dell'ing. Gallo desidero ringraziarla per l'opportunità che Lei e la Commissione che presiede ci ha fornito per esprimere il nostro punto di vista sul PNIEC, durante l'Audizione di mercoledì 8 maggio.

Al fine di fornire il più ampio contributo, in allegato a questa mia lettera troverà le risposte ai quesiti che ci sono stati posti in audizione e ai quali non è stato possibile rispondere direttamente.

Inoltre, colgo l'occasione per proporre alla Commissione l'opportunità di una visita a uno degli oltre 80 impianti di produzione di biometano attivi in Francia, un'opportunità resa possibile dalla collaborazione che Italgas ha da tempo avviato in ambito europeo con altri distributori del gas naturale e, nello specifico, con la società francese GRDF.

La visita permetterebbe ai membri della Commissione di rendersi conto personalmente di come è fatto e come funziona un impianto di biometano, di potersi confrontare con gli amministratori locali sulla risposta delle loro comunità all'insediamento dell'impianto e di incontrare una rappresentanza del Parlamento francese per uno scambio di punti di vista sul tema della decarbonizzazione energetica.

Via Carlo Bo, 11 - 20143 Milano

**Italgas S.p.A.**

Sede Sociale in Milano - Capitale sociale Euro 1.001.231.518,44 i.v.

Registro Imprese di Milano - Codice Fiscale/P.I. 09540420966 - R.E.A. Milano n. 2097057

Società aderente al "Gruppo IVA Italgas" P.I. 10538260968

Confidando che il nostro invito possa essere preso in considerazione e ringraziando nuovamente per l'attenzione e la disponibilità, resto a disposizione per qualsiasi ulteriore approfondimento.

Buon lavoro,

  
Nunzio Ferrulli  
EVP Relazioni Istituzionali e Affari Regolatori

*X Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati*

**Audizione ing. Paolo Gallo (Italgas) sulla proposta di Piano Integrato per l'Energia e il  
Clima**

Risposte alle domande poste dagli Onorevoli Deputati

**Domande On. Vallasca**

- 1. Quali sono le stime di produzione italiana di biometano? Ci sono prospettive di crescita? E in quali regioni? Si può prevedere omogeneità nella distribuzione degli impianti di biometano a livello nazionale? Quali sono le difficoltà?**

Risposta

Come è certamente noto alla Commissione, il potenziale di sviluppo del biometano originariamente stimato nella Strategia Energetica Nazionale del 2017 era di 8 mld di m<sup>3</sup> al 2030. Il Consorzio Italiano Biogas stima invece che la produzione di biometano possa raggiungere in Italia i 10 mld di m<sup>3</sup> al 2030 (di cui 0,8 mld da FORSU) - pari a oltre il 13% del consumo di gas naturale nazionale nel 2017 - a fronte di una produzione nazionale di gas naturale di circa il 7%. Italgas non dispone di stime autonome, ma ha potuto riscontrare un crescente interesse da parte dei potenziali produttori di biometano a seguito della pubblicazione del DM 2 marzo 2018 sulla *"Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti"*, che mette a disposizione 4,7 miliardi di euro fino al 2022 per i nuovi impianti per la produzione di biometano e biocarburanti da rifiuti. La sola Italgas ha ricevuto infatti negli ultimi 18 mesi diverse decine di domande di allacciamento, per la maggior parte ancora in corso di valutazione tecnica.

Proprio il regime delle agevolazioni concesse alla produzione di biometano costituisce, ad avviso di Italgas, un primo limite al raggiungimento del pieno potenziale di produzione. Al momento, infatti, i benefici concessi ai produttori sono limitati all'utilizzo del biometano nei trasporti, mentre la produzione destinata all'immissione in rete "senza destinazione specifica d'uso", gode soltanto del riconoscimento dei CIC (Crediti di Immissione in Consumo), utilizzabili per adempiere agli obblighi ETS. Sarebbe auspicabile l'estensione dei benefici finanziari anche a questa seconda categoria di utilizzo adeguando eventualmente le disponibilità finanziarie che alimentano le misure del Decreto. Uno stimolo al mercato potrebbe poi discendere dall'imposizione di target vincolanti di immissione in consumo di biometano a carico delle società che commercializzano il gas naturale, analogamente a quanto

avviene nel settore dei trasporti per i biocarburanti avanzati. Un ulteriore ostacolo è di carattere sociale, legato alla resistenza che si manifesta a livello locale nel momento delle scelte localizzative degli impianti e che frequentemente conduce alla formazione di comitati e altre forme di aggregazione sociale contrarie alla realizzazione dell'opera. È una questione alla quale va dedicata attenzione, per evitare che una non corretta o insufficiente informazione nella fase iniziale di progettazione possa determinare un'opposizione pregiudiziale e radicata, difficile poi da contrastare. In questo senso, si potrebbero prendere in considerazione campagne istituzionali con il coinvolgimento di NGO di matrice ambientalista. Per quanto riguarda lo sviluppo territoriale degli impianti, al momento la maggior parte è localizzata in pianura padana, data la vastità di terreni coltivati e la presenza di aziende agricole in grado di fornire il feedstock necessario e che a loro volta possono ricevere digestato, utilizzabile come fertilizzante. Tuttavia, la varietà del feedstock utilizzabile per la produzione di biometano (biomassa da scarti agricoli e seconde lavorazioni, reflui di allevamenti, reflui urbani e FORSU) permette di ipotizzare ragionevolmente l'insediamento di nuovi stabilimenti praticamente in ogni regione.

**2. Sardegna: quando pensa Italgas di iniziare realmente a distribuire il metano? È in grado già da oggi? Il gas arriva sotto forma di GNL perché più conveniente del metano?**

Risposta

Italgas sarà in condizione di distribuire il metano in Sardegna nei primi bacini già a partire dalla seconda metà del 2019 e proseguirà poi ad alimentare progressivamente a gas naturale tutti i restanti bacini in concessione sino alla fine del 2021. Il metano giungerà inizialmente attraverso carri bombolai carichi con gas naturale compresso (CNG), che verranno allacciati alle reti di distribuzione locale in piazzole dedicate appositamente realizzate in condizioni di assoluta sicurezza, come avviene in altre zone d'Italia non ancora raggiunte dalla rete di trasporto, e sotto forma di GNL. Quest'ultimo alimenterà un certo numero di serbatoi criogenici strategicamente ubicati, a propria volta riforniti da depositi costieri di GNL.

Il GNL è il modo più conveniente di trasportare il gas naturale sulle lunghe distanze, perché nel processo di liquefazione il gas assume una densità 600 volte maggiore rispetto allo stato gassoso e dunque può essere trasportato a costi medi unitari molto inferiori. Le logiche commerciali del GNL, d'altra parte, sono differenti da quelle del gas naturale e sono condizionate dall'andamento del mercato spot e dalla domanda dei Paesi asiatici molto più del gas trasportato tramite metanodotti, che interconnettono fisicamente un luogo di produzione a un mercato di consumo e che sono solitamente legate ad accordi commerciali di lungo periodo. Nel complesso, non si può sostenere che il GNL sia sempre la soluzione più conveniente in assoluto. Entrambe le soluzioni hanno pro e contro, anche in termini di

sicurezza degli approvvigionamenti; rispondono a logiche commerciali diverse e comportano spese di investimento differenti che devono essere recuperate dagli operatori infrastrutturali nel corso del tempo.

### **3. Tecnologia P2G: Qual è la convenienza economica di trasformare l'idrogeno in metano? È più facile tecnicamente gestire il metano rispetto al l'idrogeno?**

#### Risposta

Al momento la necessità di convertire l'idrogeno in metano sintetico dipende soprattutto dal fatto che le infrastrutture di trasporto e distribuzione gas naturale, come pure le apparecchiature industriali e domestiche connesse alla rete del gas, richiedono adattamenti più o meno significativi dal punto di vista tecnico per funzionare con l'idrogeno. Questo deriva dalle diverse proprietà chimiche dei due elementi, differenti – in particolar modo – per densità (idrogeno minore del metano) e potere calorifico (idrogeno maggiore del metano). La conversione dell'idrogeno in metano sintetico permette di evitare questi adattamenti e i relativi costi e di rendere subito disponibile in rete il gas, a prezzo di un onere maggiore per la realizzazione e la gestione dell'impianto di metanazione. Un'alternativa concreta utilizzabile nella fase di avvio della tecnologia P2G e per un periodo transitorio anche lungo, consiste nell'immissione dell'idrogeno tal quale nella rete, perché la miscelazione con gas naturale o con biometano in percentuali comprese tra il 5% e il 20% non richiede particolari adattamenti impiantistici e dunque costi aggiuntivi.

#### **Domande On. Bonomo**

### **1. Digitalizzazione della rete: quali vantaggi concreti per il consumatore in termini di sicurezza ed efficienza del servizio?**

#### Risposta

Per quanto riguarda gli *smart meter*, i benefici per il consumatore sono di diverso tipo: sul piano economico, le fatture potranno essere emesse in base ai consumi effettivi, abbandonando definitivamente le letture stimate ed eliminando il fenomeno dei c.d. maxi conguagli; sul versante della consapevolezza nell'uso dell'energia, i consumatori potranno conoscere in tempo reale i propri consumi e modificare il proprio profilo di consumo, contribuendo a raggiungere livelli più elevati di efficienza energetica. Sul lato della gestione commerciale, infine, gli *smart meter* concorreranno alla riduzione dei motivi di reclamo e alla semplificazione del processo di cambio fornitore.

Per quanto riguarda la gestione della rete e degli impianti, la digitalizzazione consentirà un monitoraggio della rete più accurato, con la possibilità di attivare interventi di manutenzione

predittiva in base ai parametri di funzionamento rilevati e di intervenire più rapidamente in caso di malfunzionamenti.

Per quanto riguarda la Digital Factory, si tratta di un luogo fisico in cui vengono elaborati metodi di semplificazione, efficientamento e digitalizzazione dei processi aziendali secondo metodologie di lavoro “agile” e con time constraint molto ridotti, con l’obiettivo ultimo di migliorare l’efficienza produttiva e la qualità del servizio. Anche questi vantaggi sono destinati a riverberarsi in tariffa, a vantaggio dei consumatori.

**2. Tecnologia P2G: Quali sono i vincoli o i limiti di carattere regolatorio o normativo che possono costituire un impedimento? Cosa si può eventualmente fare per favorire lo sviluppo di questa tecnologia?**

Risposta

Un primo potenziale problema è quello di giungere alla corretta definizione a livello normativo di cosa sia il “biometano” e il “gas rinnovabile” e se gli impianti P2G siano da considerarsi impianti di produzione di energia o impianti nei quali l’energia viene semplicemente trasformata per essere conservata o trasportata. Occorre prestare attenzione affinché attraverso tali definizioni: a) il metano sintetico non venga tassato più del gas fossile e b) i gestori delle reti possano operare anche nel P2G, quanto meno per sostenerne lo sviluppo della filiera nella fase iniziale. Attualmente infatti il mercato sembra restio ad assumersi i rischi della sperimentazione e di test su scala industriale delle tecnologie P2G con la tempestività che sarebbe necessaria.

Sempre allo scopo di sostenere lo sviluppo della filiera, sul versante degli incentivi si potrebbe prendere in considerazione l’ipotesi di remunerare l’eccedenza elettrica da fonti rinnovabili trasformata in idrogeno o in metano e successivamente immessa in rete. Un intervento normativo/regolatorio in questa direzione potrebbe favorire il decollo della filiera industriale del P2G.

**Domande On. Patassini**

**1. Qual è l’importanza del biometano in una logica di economia circolare e quindi come alternativa dello smaltimento in discarica)?**

Risposta

Si conferma che la filiera del biometano può contribuire ad attivare un modello virtuoso di economia circolare, basato sul recupero ai fini energetici della componente marcescibile dei

rifiuti e del riutilizzo del residuo come fertilizzante, limitando il consumo di materie prime e con un impatto neutro sulle emissioni di carbonio.

**2. Investimenti: il gas resta fondamentale e ad oggi imprescindibile in Italia: quali sono gli impegni di Italgas per il completamento della rete nelle aree marginali?**

Risposta

Italgas è impegnata al completamento della metanizzazione in tutte le aree ove questo è tecnicamente ed economicamente sostenibile, a partire dalla Sardegna, e per l'estensione della rete esistente ai nuovi insediamenti civili o industriali non ancora serviti dal metano, nelle aree in concessione.

**3. Quanto è tecnicamente attuabile e replicabile la tecnologia P2G?**

Si rimanda alla risposta data all'On. Bonomo

**Domande On. Manca**

**1. Sardegna: i 10 bacini che Italgas ha in concessione sono già stati completati? Quanto manca alla fine dei lavori?**

Risposta

Il programma di investimenti di Italgas in Sardegna riguarda nel complesso 10 bacini nei quali la rete deve essere completata o realizzata ex-novo, oltre a quelli già in gas ed eserciti ad aria propanata. La prima messa in gas con alimentazione a metano è prevista entro il 2019, mentre il programma complessivo si concluderà nel 2021, ivi compresa la realizzazione delle interconnessioni tra i bacini e la costruzione delle piazzole per l'alimentazione tramite carri bombolai e/o depositi di GNL.

**2. Qual è la soluzione migliore per l'approvvigionamento del metano in Sardegna? Il gasdotto o i rigassificatori?**

Risposta

Riguardo la scelta di come alimentare la Sardegna, Italgas non ha una posizione in favore dell'una o dell'altra ipotesi. Come già risposto all'On. Vallasca, metano e GNL sono soluzioni tecnicamente equivalenti sul piano teorico per l'alimentazione delle reti di distribuzione. Differiscono per le logiche commerciali sottostanti e per la maggiore o minore sensibilità del

prezzo del gas all'evoluzione del mercato. Hanno inoltre impatti differenti in termini di costo iniziale di investimento e di tempi di realizzazione. Nel complesso si ritiene che la scelta debba essere fondata su un'adeguata valutazione del costo di investimento, in connessione con la capacità dell'infrastruttura di assicurare la continuità di approvvigionamento di gas nelle diverse condizioni di mercato e di relazioni con i Paesi produttori che possono verificarsi.

#### **Domande On. Bersani**

##### **1. Gare per l'affidamento della gestione in concessione delle reti di distribuzione del gas naturale: quali criticità, inerzie e ostacoli secondo Italgas?**

###### Risposta

Le gare per l'affidamento della gestione delle reti di distribuzione del gas naturale procedono ancora con grande ritardo. Solo 24 ATEM dei 177 previsti sono stati sinora posti in gara dal momento della definizione del primo calendario a cura del MiSE (2012) e solo due di queste 24 gare sono giunte all'aggiudicazione (una soggetta ancora a ricorso). Uno degli ostacoli maggiori riguarda la valutazione delle reti che le stazioni appaltanti devono definire raccogliendo i dati da tutti i soggetti proprietari. Le regole attuali prevedono criteri di valutazione diverse in funzione del fatto che la rete sia di proprietà del comune o di un soggetto privato. Le Amministrazioni comunali non concordano su tale disparità. Infatti, ove la rete sia di proprietà di un soggetto privato, di norma un distributore, questa viene valutata ipotizzandone la ricostruzione "a nuovo" (VIR), al netto dei contributi pubblici e privati ricevuti ed applicando una svalutazione corrispondente alla vetustà degli *assets* che compongono la rete. Nel caso invece in cui sia di proprietà di un Comune, la rete viene valutata sulla base del valore riconosciuto dall'ARERA ai fini tariffari (RAB), ovvero sulla base del costo storico degli investimenti effettivi opportunamente attualizzato (sempre al netto di svalutazioni e contributi). Il comune può dunque ricavare l'intero valore della RAB nel caso decida di vendere la rete, oppure un canone collegato alla remunerazione tariffaria della RAB, nel caso decida di affidarla in gestione.

Questa differente metodologia di valutazione è critica, perché mentre la RAB è un valore oggettivo, certificato dall'ARERA, il VIR è calcolato sulla base di accordi contrattuali previgenti o di linee guida Ministeriali, valutazione che peraltro la stazione appaltante delega solitamente a un consulente esterno. Inoltre, spesso ai comuni manca la documentazione tecnica che permette la ricostruzione del valore completo della RAB, con il risultato che il valore certificato dall'ARERA risulta spesso inferiore al valore "reale" delle reti possedute dai comuni.

Altre criticità risiedono nella preparazione del bando di gara, nella valutazione delle offerte e nelle procedure di aggiudicazione, che richiedono capacità tecniche di cui spesso le stazioni



appaltanti difettano e che devono dunque essere affidate all'esterno. Il risultato è una tendenza all'allungamento delle procedure, come provato dal fatto che le valutazioni di congruità delle offerte e di aggiudicazione delle gare hanno una durata assai lunga, spesso superiore a un anno, anche quando i partecipanti sono in numero molto ridotto o vi sia addirittura un unico partecipante.

Le soluzioni per affrontare queste difficoltà possono essere di diversa natura. Ad esempio:

- introdurre un meccanismo di revisione/penalizzazione dei canoni attualmente percepiti dai Comuni nel caso di mancato rispetto dei tempi di emissione del bando di gara;
- fissare per norma il valore di indennizzo delle reti a RAB, valore oggettivo riconosciuto in tariffa dall'autorità indipendente e non soggetto a contenziosi tra gestori ed enti locali;
- affidare il compito di fungere da stazione appaltante per tutte le gare d'ambito non ancora bandite a un'articolazione della PA statale in possesso di solide esperienze nello svolgimento di procedure di gara complesse.

Meglio ancora, una combinazione di queste soluzioni può contribuire a superare definitivamente gli ostacoli sin qui manifestatisi e dare finalmente impulso alle gare e al conseguimento delle efficienze ad esse connesso.