

**QUADRO STRATEGICO 2019-2021  
DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE  
(DCO 139/2019/A)**

**Audizioni periodiche - 8 e 9 maggio 2019**

**Audizione di 2i RETE GAS S.p.A.**

Le presenti audizioni, unitamente alla consultazione rivolta agli *stakeholders* e a tutti i soggetti interessati, rappresentano un momento di dialogo e confronto importante, avendo ad oggetto gli indirizzi strategici che orienteranno IL Collegio dell'Autorità e le principali linee di intervento e di sviluppo della regolazione per il periodo 2019-2021, alla luce dell'evoluzione del contesto settoriale di riferimento nazionale ed europeo.

2i Rete Gas, come noto, è il secondo operatore nazionale della distribuzione gas a mezzo reti, avendo aggregato nel tempo, a partire dai primi anni 2000, oltre 130 società di distribuzione. Dal 2009 opera come distributore indipendente ed è stato il primo, in Italia, ad assumere tale ruolo: non è quindi collegato a soggetti operanti nella vendita e non avendo interessi in altri segmenti della filiera è specializzato nella propria attività, che svolge per quasi 300 società di vendita, di grandi, medie e piccole dimensioni che operano sulle proprie reti, cui sono allacciati circa 4,4 mln di clienti finali.

Una specializzazione monoservizio di questo tipo garantisce una totale terzietà da altri interessi a beneficio del sistema, ma può diventare - ove la regolazione non incentivi e promuova adeguatamente tale ruolo - una condizione di svantaggio e asimmetria rispetto a soggetti che diversificano i propri interessi e le proprie attività o soggetti appartenenti a gruppi verticalmente integrati.

Le osservazioni di 2i Rete Gas agli indirizzi strategici e alle linee di intervento in consultazione sono chiaramente formulate con particolare riferimento al proprio settore di attività, anche con attenzione e interesse ai segmenti contigui della propria filiera e comunque anche tutti gli altri settori energetici nell'ambito del complessivo contesto nazionale ed europeo.

Proprio in merito all'evoluzione del contesto energetico, 2i Rete Gas ritiene che il gas naturale, nella prospettiva di un approccio combinato con le fonti rinnovabili, debba continuare a rappresentare una risorsa essenziale per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese, mantenendo in futuro un impiego di sistema, non solo come fonte ma anche come vettore, visto che costituisce la risorsa più versatile negli utilizzi finali, più pulita tra i combustibili tradizionali, in grado di assicurare la certezza delle forniture e con importanti prospettive di sviluppo sotto forme rinnovabili, in grado di apportare benefici in termini di impatto ambientale e di consentire l'accumulo di altre forme di energia rinnovabile non programmabile. Sembra pertanto riduttivo inquadrare il gas naturale solo come fonte di transizione, viste le sue prerogative che, anche in abbinamento alle fonti rinnovabili, ne fanno una fonte ed un vettore difficilmente sostituibile ancora per molti decenni.

Ciò anche e in particolare considerando l'elevato grado di sviluppo, l'efficienza e la capacità del sistema infrastrutturale gas, che si ritiene debba essere sfruttato appieno e mantenuto ove presente ed idoneo a soddisfare i fabbisogni energetici della collettività e per il cui ulteriore sviluppo/estensione dovrebbero semmai essere definite *policy* in grado consentire una pianificazione coordinata di tutte le infrastrutture energetiche nel loro complesso (gas o elettriche che siano). Questo al fine di individuare con chiarezza - e in maniera efficiente

per l'intero sistema - le aree in cui, dalla comparazione dei costi e dei benefici, risulti utile e opportuno perseguire lo sviluppo dell'infrastruttura gas rispetto allo sviluppo di soluzioni differenti (ad esempio in aree con particolari problemi locali di qualità dell'aria e di inquinanti o in aree, come alcune zone montane, in cui le rinnovabili mature presentano maggiori problemi di sviluppo locale).

Non tutte le zone ed aree del nostro Paese hanno infatti le medesime caratteristiche e sarebbe quindi opportuno, proprio per individuare le soluzioni più efficienti per ogni realtà, definire approcci e regole di pianificazione coordinata nell'utilizzo e nello sviluppo delle diverse infrastrutture energetiche nel loro complesso, che tengano conto degli specifici fattori locali.

Le attuali infrastrutture gas, oltre ad abilitare in prospettiva l'impiego diffuso di gas rinnovabili (idrogeno o gas di sintesi) con benefici in termini di impatto ambientale, risultano peraltro essenziali per garantire, in termini di potenza termica richiesta, il fabbisogno di punta invernale del nostro sistema energetico.

Si ritiene di conseguenza molto importante che anche l'Autorità sottolinei la necessità di attuare interventi regolatori volti ad accompagnare lo sviluppo efficiente del sistema, traguardando un futuro in logica *whole energy system*. Oltre ad indicare, al riguardo, soluzioni innovative come il *power-to-gas* per l'accumulo di energia elettrica rinnovabile quando disponibile in assenza di domanda, rispetto alle più usuali soluzioni *power-to-power*, si ritiene tuttavia che l'Autorità dovrebbe promuovere l'approccio *whole energy system* anche attraverso una visione coordinata delle prospettive di utilizzo e sviluppo di tutte le infrastrutture energetiche nel loro complesso.

Dal documento in consultazione pare invece di intravedere un atteggiamento "tiepido" riguardo le infrastrutture gas, in particolare riguardo la distribuzione. Se si ravvisano infatti da un lato importanti e apprezzabili spunti per una progressiva integrazione dei vettori, risulta meno chiaro, dall'altro, quale sia l'orizzonte in termini di approccio per l'impiego efficiente e il mantenimento delle infrastrutture esistenti ed in termini di individuazione dei parametri da valutare per lo sviluppo coordinato di nuove infrastrutture energetiche.

L'evoluzione dell'assetto energetico nazionale, anche alla luce del contesto trans-nazionale, si ritiene debba svilupparsi secondo una pianificazione coordinata e d'insieme che, partendo dalla realtà esistente, disegni soluzioni proporzionate in una logica di costi-benefici, in grado di contemperare obiettivi in termini di sostenibilità ambientale, di sostenibilità economica e di sicurezza energetica. E sotto il profilo della sostenibilità economica risulterà in particolare necessario non limitarsi a considerare l'entità dei nuovi investimenti ritenuti utili per un miglioramento della qualità nell'erogazione dei servizi energetici e il loro costo per la collettività, ma valutare anche i possibili *stranded costs* derivanti da tutti gli altri investimenti già realizzati e in via di utilizzo/ammortamento, qualora questi dovessero poi risultare sotto-impiegati, continuando comunque a rimanere a carico del sistema (in aggiunta ai costi derivanti dai nuovi investimenti).

\* \* \*

Dopo queste considerazioni generali, alcune osservazioni in merito a taluni degli obiettivi strategici e linee di intervento posti in consultazione.

---

In merito ai temi di "**Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche**" di cui all'**OS.20 (Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio)** e all'**OS.21 (Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione)**, si ritiene che in attesa di una concreta messa a regime delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale - da cui ci si aspetta

una razionalizzazione del settore con molteplici benefici per il sistema e per i clienti finali - risulta essenziale introdurre sin da subito misure volte ad incentivare gli operatori a massimizzare l'efficienza, stimolando e favorendo anche il consolidamento del settore, ancora caratterizzato da molteplici e frammentate gestioni e da una pluralità di operatori (tuttora in numero superiore a 200), con ulteriori positive ricadute in termini di efficienza.

In tal senso il prossimo periodo regolatorio in avvio dal 2020, superando il ritardo delle tempistiche di avvio delle gare, dovrebbe risultare "sfidante" anche al fine di anticipare le efficienze attese dalle gare stesse, attraverso l'adozione sin da subito di:

- a) schemi regolatori improntati all'efficienza e alla razionalizzazione del settore;
- b) riconoscimento a costi *standard* per i nuovi investimenti nelle reti di distribuzione.

In merito al primo aspetto, l'efficientamento delle gestioni, in particolare per le imprese di minori dimensioni rappresenta un passo importante anche ai fini dell'innovazione tecnologica e dell'uniformità del servizio nei confronti dei cittadini/clienti (e in tal senso non si ritiene possano trovare ancora spazio trattamenti regolatori differenziati), ove l'obiettivo sia quello di aumentare i benefici complessivi per il sistema.

Circa il secondo aspetto, si ritiene che una nuova metodologia per il riconoscimento dei nuovi investimenti in reti di distribuzione a costi standard (coerente con la prefigurata prospettiva di futura introduzione di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale/*totex*) possa perseguire l'obiettivo "pro-concorrenziale" di premiare l'efficienza produttiva e abbia quindi il pregio di introdurre, in vista delle gare di assegnazione delle nuove concessioni d'Atem, elementi di effettiva concorrenzialità tra operatori.

---

In tema di **Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per un nuovo ruolo delle imprese di distribuzione (OS.21)**, si ritiene che lo *smart meter* gas costituisca un presupposto fondamentale nell'ottica dell'evoluzione del sistema e, lato cliente finale, del superamento della fatturazione basata su consumi stimati e del passaggio alla fatturazione su consumi effettivi. Si condivide pertanto l'indirizzo volto a superare le attuali differenziazioni nel livello di servizio o di sua innovatività prestato nei confronti di una parte dei cittadini/clienti, estendendo rapidamente a tutti gli operatori gli obblighi di *deployment* degli *smart meter* gas.

Sarà comunque al contempo necessario che l'Autorità continui a monitorarne lo sviluppo, i risultati e le problematiche insieme a tutte le imprese interessate in modo da costituire, se del caso, anche tavoli tecnici *ad hoc* analogamente a quanto avvenuto per il misuratore elettrico, pur alla luce del diverso grado di maturità tecnologica nei due settori.

---

Sempre nell'ottica di promuovere un quadro coerente di regole europee e nazionali, si ritiene condivisibile la **linea di intervento dell'OS.23** secondo cui favorire pianificazioni di sviluppo e rinnovo delle infrastrutture coordinate ed efficienti, oltre che coerenti con le strategie energetiche del Paese, anche attraverso il **coordinamento nel rilascio delle concessioni per lo svolgimento del servizio di distribuzione di gas ed elettricità**.

A tale riguardo, richiamando le considerazioni già espresse inizialmente, occorrerebbe individuare soluzioni che consentano quanto prima - e non tanto solo nel medio termine - di raccordare le due distinte tipologie di concessione.

---

Per quanto riguarda più specificamente i **processi di assegnazione delle concessioni di distribuzione del gas** è evidente come questi siano gravati da incertezze che, persistendo, continuano a generare ritardi. Le **principali incertezze riguardano il trattamento regolatorio degli investimenti inseriti nel piano di sviluppo offerto in gara**. A questa criticità se ne aggiungono diverse altre, tra cui: oggettive complessità tecnico/amministrative connesse allo sviluppo del processo, la presenza di successivi interventi normativi che hanno

condotto alla “cristallizzazione” di situazioni in cui gli Enti locali – in relazione alle concessioni pregresse – percepiscono canoni più alti di quelli che potranno derivare dalle gare per Atem (disincentivando l'avvio del processo volto al nuovo affidamento del servizio), necessità di rendere più efficace quanto previsto dalla Legge annuale per la Concorrenza 2017 in tema semplificazione della verifica degli scostamenti VIR-RAB e quanto già apprezzabilmente posto in essere al riguardo da parte da ARERA.

Riguardo l'impatto tariffario della differenza VIR-RAB riconosciuta al gestore subentrante e derivante dal quadro sopra delineato, si ritiene peraltro che questo potrebbe essere sostanzialmente riassorbito, tenendo conto della quota-parte di gestori che si riconfermano (per i quali la tariffa viene calcolata in continuità sulla RAB e non sul VIR), dello sconto sulla differenza VIR-RAB come risultante in esito alla gara e delle efficienze realizzabili per le gestioni d'ambito nel nuovo periodo regolatorio.

---

In tema di **efficienza energetica** - linea di intervento “e” dell'OS.23 - si ritiene che essa rappresenti una delle strade fondamentali per l'evoluzione del sistema energetico.

Al riguardo, pur nella consapevolezza del perimetro di competenze che residuano in capo all'Autorità in materia di TEE e sebbene il tema del contributo tariffario riconosciuto ai distributori obbligati al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico ad essi assegnati non trovi esplicita trattazione nella consultazione sul quadro strategico, si ritiene opportuno - in ragione del considerevole costo del meccanismo sul sistema – esprimere qualche sintetica considerazione.

I costi per i TEE, sostenuti dalle imprese di distribuzione per un obbligo normativo e nel perseguimento di un interesse generale, impattano - come noto - in misura molto significativa sui conti delle imprese stesse, prima ancora che sul sistema e i consumatori.

In una situazione come quella attuale, con scarsa disponibilità di TEE e prezzi dei titoli stabilmente superiori rispetto al massimo valore del contributo riconosciuto, il meccanismo dei certificati bianchi, se non adeguatamente calibrato, rischia di comportare sempre più pesanti oneri impropri, senza possibilità di recupero, per i distributori obbligati, che si trovano nella condizione di compratori certi e sanzionabili nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi, ma costretti ad operare su un mercato ormai strutturalmente corto, sostenendo costi di acquisto per i titoli superiori di almeno 10 euro rispetto al massimo valore del contributo riconosciuto con una conseguente corrispondente perdita secca di almeno 10 euro per ogni titolo per raggiungere obiettivi di efficienza energetica (e a fronte di costi che invece dovrebbero risultare del tutto “passanti”).

In questa situazione il distributore non ha leve per svolgere l'auspicato ruolo di *market maker* che la regolazione sembrerebbe implicitamente aver inteso indirizzare.

Ferma restando la necessità di interventi a carattere più strutturale da parte delle istituzioni competenti per una revisione del meccanismo, si ritiene che anche l'Autorità, oltre a promuoverne l'adozione, dovrebbe rivedere alcuni aspetti riguardanti le modalità di definizione del contributo tariffario spettante ai soggetti obbligati che, oltre le previsioni normative, accentuano la penalizzazione per i soggetti obbligati.

---

Per osservazioni di maggior dettaglio e considerazioni in merito ai diversi obiettivi strategici presentati in consultazione e alle corrispondenti linee di intervento prefigurate, si rimanda alla risposta alla consultazione trasmessa dalla nostra società.

\* \* \*

Si ringrazia per l'attenzione che potrà essere prestata alle considerazioni espresse nella presente audizione e alle osservazioni formulate nel documento di maggior dettaglio che sarà depositato.