

Allegato

Osservazioni IGAS al Documento di consultazione 616/2021/R/gas - Criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale.

Osservazioni generali

Di seguito sono riportate alcune considerazioni di IGAS solo con riguardo ad alcuni degli orientamenti prospettati dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA o Autorità) nel documento per la consultazione 616/2021/R/gas (di seguito DCO), in particolare, ai **criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale** - che si pensa possano essere considerati, in futuro, per un'eventuale estensione delle disposizioni, o per la predisposizione di analoghe regole, anche nel settore della distribuzione gas - e al **meccanismo di *sharing* dei potenziali ricavi derivanti dall'esercizio di centrali *dual fuel*** da parte dell'impresa maggiore di trasporto e al trattamento del gettito derivante dai certificati bianchi.

Con riferimento al primo aspetto, coscienti che le attuali proposte sono relative al settore del trasporto gas, si ritiene comunque opportuno anticipare alcune osservazioni generali, senza effettuare specifiche considerazioni riguardo ai singoli quesiti posti in consultazione, nell'eventuale prospettiva che il meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate dal punto di vista tariffario sia in futuro esteso anche alle infrastrutture di distribuzione gas, in considerazione anche di quanto indicato da parte della stessa Autorità all'interno del "Quadro Strategico 2022-2025" riguardo sia al *"trattamento delle reti completamente ammortizzate"* e il *"rinnovo delle reti di distribuzione"* (cfr. pag. 47 – OS.28), sia alle diverse opzioni di scelta alternativa tra realizzare nuovi investimenti ed effettuare interventi di manutenzione straordinaria.

Si reputa, in primo luogo, ragionevole quanto indicato da ARERA la quale, in un'ottica di utilizzo efficiente delle risorse, prospetta - ove le condizioni di sicurezza lo permettano - un meccanismo che stimoli gli operatori a continuare a tenere in esercizio le infrastrutture che, seppur già ammortizzate, sono ancora efficienti e pienamente utilizzabili, correlato da specifici meccanismi incentivanti. Si concorda, infatti, che nella valutazione delle alternative disponibili tra sostituzione della rete completamente ammortizzata e mantenimento in esercizio della stessa con l'effettuazione, ove necessario, di interventi di manutenzione straordinaria, il gestore dell'infrastruttura deve innanzitutto esaminare le condizioni della rete e valutare gli altri aspetti di

natura economica comparando costi e benefici relativi all'ipotesi di mantenere in esercizio la rete rispetto alla sua sostituzione.

In questo senso, risulta pienamente condivisibile che la metodologia di valutazione da sviluppare da parte dei gestori della rete per valutarne lo "stato di salute" debba essere certificata da un soggetto terzo, di nota competenza, e che vengano definiti livelli e requisiti uniformi che dovranno essere rispettati dagli operatori che opteranno per il mantenimento in esercizio di reti o tratti di esse. Ciò poiché, in assenza di *standard* omogenei e di un'uniformazione dei criteri tecnici utilizzati per avallare la possibilità di esercire le reti oltre la loro vita utile, potrebbero essere adottati possibili approcci speculativi/opportunistici o, in ogni caso, verificarsi difformità nei livelli e/o riferimenti di sicurezza adottati dai gestori sulla base delle differenti sensibilità degli stessi.

Tutto quanto sopra premesso, si ritiene ragionevole che ove si decida di introdurre, come approccio sperimentale, **un incentivo al mantenimento in esercizio della rete**, la quantificazione di detto incentivo sia effettuata modulando lo *sharing*, tra il sistema e il gestore, della quota parte di risparmio per il sistema riconducibile alla mancata remunerazione del capitale correlato alla sostituzione non effettuata, riconoscendo al gestore una quota della remunerazione aggiuntiva di cui avrebbe beneficiato qualora avesse invece sostituito la rete al termine della sua vita utile (cfr. pag. 17 – punto 6.15). Contestualmente, andrebbe anche opportunamente definito il numero di anni durante i quali si prevede di applicare l'incentivo (arco temporale durante il quale dovranno essere garantiti determinati livelli di sicurezza della rete e rispettate le predefinite condizioni tecniche) nonché monitorato l'andamento del livello dei costi operativi connessi al mantenimento in esercizio dell'infrastruttura, per evitare che un loro eccessivo incremento annulli i risparmi per il sistema.

Un ulteriore aspetto che occorre considerare è che anche prolungando la vita utile di una rete, vi sarà comunque una successiva sostituzione della stessa (sebbene più avanti nel tempo), dando origine così più che un costo evitato un costo differito (dato dal costo della ricostruzione della rete). Pertanto, dovrebbe essere chiarito se la *ratio* alla base del meccanismo incentivante è quella di prolungare la vita utile della rete per posticiparne la futura sostituzione oppure se l'orientamento è quello di estendere la vita utile fino al momento nel quale – in un'ottica di decarbonizzazione (2050/2060) – l'infrastruttura potrebbe non essere più necessaria o essere ripensata in logica di riutilizzo per l'immissione ed il trasporto-distribuzione di gas rinnovabili come l'idrogeno. Nella prima ipotesi (quella di una futura sostituzione della rete) un aspetto di

particolare rilievo – che andrebbe pertanto più specificamente definito – è l’orizzonte temporale in merito al quale valutare i costi e benefici dell’alternativa tra sostituzione e mantenimento in esercizio. Se il costo di sostituzione rappresentasse un mero costo differito allora andrebbero comunque fornite indicazioni in merito al termine, da considerare nel contesto delle valutazioni, entro cui effettuare la sostituzione posticipata della rete.

Pertanto, in considerazione di quanto più sopra delineato e commentato, si ritiene che sarebbe opportuno che **l’introduzione del meccanismo incentivante avvenisse per il momento su base sperimentale**.

Qualora in futuro – anche in considerazione di quanto indicato nel Quadro Strategico ARERA 2022-2025 – venga valutata l’introduzione di tale meccanismo incentivante anche per la distribuzione gas, si dovrà comunque opportunamente tenere in considerazione di quelle che sono le **differenze esistenti tra i due settori** (trasporto e distribuzione), con specifico riferimento all’assegnazione e svolgimento dei rispettivi servizi. Infatti, mentre il settore del trasporto è soggetto ad un regime autorizzativo che non prevede scadenza, nel settore della distribuzione il servizio è assegnato a mezzo di procedura competitiva per periodi non superiori a 12 anni. In questo senso, se il DCO richiama spesso nei suoi orientamenti lato trasporto i Piani decennali di sviluppo della rete formulati dalle imprese di trasporto, per la distribuzione gas andrebbero considerati diversi elementi quali: per le concessioni comunali, gli eventuali piani di sviluppo della rete che derivano da obblighi contrattuali assunti nei confronti dell’ente concedente nell’ambito della concessione (senza che siano consultati o valutati da ARERA), mentre, relativamente alle nuove concessioni per ATEM, i piani di sviluppo che discendono dall’offerta presentata in sede di gara da parte dell’operatore aggiudicatario (in base alle linee guida programmatiche d’ambito presentate dalla Stazione Appaltante e poi valutate dall’ARERA). Nel contesto delle gare ATEM, le eventuali scelte di mantenimento in esercizio dell’infrastruttura in alternativa alla sua sostituzione, potrebbero pertanto trovare un’indicazione di “indirizzo” nelle linee guida programmatiche d’ambito, oppure potrebbero essere considerate nelle scelte progettuali dei diversi concorrenti, sulla base di predeterminati e chiari meccanismi di incentivo e di remunerazione tariffaria (diventando parte dei piani di sviluppo offerti e venendo valorizzate secondo regole chiare e uniformi).

Da ultimo, relativamente all’eventuale possibilità di estendere, oltre che la vita tecnico-economica della rete, anche la vita utile regolatoria, si segnala che tale opzione potrebbe risultare controproducente nell’ottica delle prospettive di decarbonizzazione e transazione energetica. In

tal senso, si richiamano gli orientamenti indicati nel DCO 170/2019/R/gas riguardo l'ipotesi di prevedere, dopo i necessari approfondimenti, **periodi di ammortamenti più brevi** per le infrastrutture (nel medesimo DCO si cita a tal fine il rapporto elaborato da CEER dal titolo FROG "*Future role of gas from a regulatory perspective*"). D'altro canto, risulta quindi invece molto ragionevole e condivisibile, tra gli elementi valutativi individuati dall'ARERA, quanto delineato nel presente DCO al punto 6.21 lett. c) relativamente all'introduzione di **vite utili regolatorie abbreviate per interventi di manutenzione straordinaria volti ad estendere la vita utile della rete**.

In merito invece agli orientamenti espressi nel DCO ai paragrafi 9 e 10, relativamente alla **proposta di sharing dei ricavi derivanti dalla fornitura**, da parte dell'impresa maggiore di trasporto, **di servizi di flessibilità nell'ambito del mercato del dispacciamento**, IGAS intende innanzitutto richiamare alcune perplessità - già evidenziate nell'ambito delle osservazioni sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2020 e 2021 – in merito alla prospettiva che le imprese di trasporto gas possano offrire servizi di flessibilità al sistema elettrico senza prevedere le opportune limitazioni, al fine di garantire la libera concorrenza tra gli operatori di mercato nella fornitura di tali servizi.

Riteniamo, infatti, che interventi di questo tipo, solo in parte di tipo innovativo/sperimentale, possano essere più proficuamente sviluppati attraverso la collaborazione con operatori del mercato elettrico anche non regolati che dispongono del *know-how* per progettare e sviluppare alcune delle soluzioni prospettate. Questo è tanto più vero dal momento che si tratta non di una sperimentazione con limiti di tempo e di perimetro, ma di un insieme di investimenti previsti nel piano di sviluppo. Alla luce di ciò, e considerando anche che la fornitura di servizi di flessibilità sulla rete elettrica non sembra costituire un'attività del tutto innovativa, si ritiene preferibile che l'impresa maggiore di trasporto prediliga altre tipologie di progetto.

In virtù dell'intervento di installazione degli elettrocompressori, l'impresa maggiore di trasporto non si limiterebbe a consumare gas nelle centrali di spinta, come fa attualmente, con i costi relativi al gas per autoconsumo coperti dalle tariffe di trasporto, ma avrebbe potenzialmente la possibilità di fare arbitraggio potendo decidere le modalità di attivazione dei compressori non più solo nella prospettiva di riduzione dei costi, ma anche sulla base di valutazioni di convenienza economica e in funzione delle esigenze di bilanciamento del sistema da parte di Terna.

Ciò potrebbe anche portare, qualora venisse introdotta per il TSO l'incentivazione prospettata nel DCO, ad eventuali profili di esercizio inopportuno e/o inefficiente della rete del gas e della gestione del *linepack*, con la conseguente possibile necessità di dover attivare ulteriori risorse per il bilanciamento della rete, vanificando, per il sistema, l'eventuale beneficio in termini di costi e di emissioni in atmosfera.

Inoltre, il rischio che si rileva è che, per promuovere la transizione energetica, alcune nuove attività di taluni operatori di rete possano sottrarre spazio agli operatori di mercato, in virtù di possibili vantaggi competitivi derivanti dalla posizione di monopolio nelle attività regolate della filiera.

Ciò premesso, in relazione alle proposte illustrate nel DCO in oggetto, non si ritiene condivisibile che venga previsto un meccanismo di simmetrica ripartizione dei ricavi netti derivanti dalla fornitura di servizi di flessibilità nel mercato del dispacciamento elettrico da parte delle imprese di trasporto gas e del gettito derivante dalla partecipazione di tali imprese al meccanismo dei certificati bianchi.

Ciò anche in considerazione del fatto che *“le previsioni vigenti per il servizio di trasmissione elettrica in materia di meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori a quelle oggetto di riconoscimento tariffario¹”* citate nel paragrafo 10.1, non appaiono direttamente confrontabili con quelle in esame, in quanto il caso citato riguarda principalmente l'utilizzo congiunto di infrastrutture al fine di offrire servizi in settori differenti (in particolare telecomunicazioni) e non la partecipazione diretta ad un mercato in regime di concorrenza, su cui il meccanismo proposto avrebbe, invece, effetti ben più invasivi. Non si ritengono, pertanto, immediatamente trasponibili i meccanismi di remunerazione equivalenti.

IGAS, alla luce delle considerazioni precedentemente esposte e in relazione delle più sopra indicate perplessità in merito al meccanismo di partecipazione su MSD da parte del gestore di rete, in caso di applicazione, ritiene fondamentale che i ricavi netti derivanti dalla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento vengano integralmente trasferiti agli utenti del servizio. Qualora l'Autorità dovesse comunque ritenere opportuno mantenere un incentivo per l'operatore di rete a partecipare al mercato del dispacciamento, la quota di ricavi che potrebbe essere trattenuta dall'impresa di trasporto dovrebbe essere ridotta ad un livello minimo,

¹ Di cui alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

considerevolmente inferiore alla quota proposta in consultazione.

Ciò anche in considerazione del fatto che tali interventi già possono beneficiare dell'ammissione al meccanismo dei certificati bianchi.