



Allegato

**Osservazioni IGAS al documento di consultazione 170/2019/R/GAS -
Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di
distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione**

1. Osservazioni generali

In termini preliminari, IGAS esprime apprezzamento per la modalità con la quale codesta Autorità ha ritenuto di procedere alla definizione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo regolatorio. In particolare, si condivide l'opportunità il provvedimento finale sia preceduto da più documenti di consultazione e da incontri fra i Vostri Uffici e gli operatori di settore.

2. Osservazioni puntuali

Spunti per la consultazione

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento.

S1. Esprimendo condivisione riguardo gli obiettivi generali dell'intervento si vuole evidenziare l'opportunità di assicurare gradualità nel raggiungimento degli obiettivi esposti ai punti a), b) e e) del paragrafo 3.5 del DCO.

Si sottolinea inoltre che per favorire la concorrenza nelle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione e la più ampia partecipazione alle stesse risulta di grande importanza la possibilità di disporre di un quadro, riguardo le modalità e i criteri di riconoscimento dei nuovi investimenti, certo e completamente definito anche per quanto riguarda le tempistiche e le modalità di applicazione che, come anticipato precedentemente, riterremmo auspicabile siano gradualità.

Spunti per la consultazione

S2. Osservazioni sulle scelte di fondo della regolazione tariffaria.

S2. Si esprime condivisione riguardo le scelte di fondo della regolazione tariffaria e si evidenzia solamente l'importanza che tali scelte tengono in adeguata considerazione la necessità di agevolare, o quantomeno non ostacolare, l'adozione di scelte tecnologiche innovative con particolare riferimento al servizio

di misura.

Spunti per la consultazione

S3. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione dei costi operativi e per la fissazione dell'X-factor.

S3. Con riferimento al livello iniziale dei costi operativi per il 2020 per ciascuna attività e funzione si concorda che venga determinato come media ponderata fra i costi effettivi desumibili dai CAS 2018 e i costi riconosciuti nel medesimo anno. Si riterrebbe corretto che tale media ponderata venisse calcolata assegnando un peso del 40% ai costi effettivi e del 60% ai costi riconosciuti. Ciò costituirebbe, rispetto ai range dei valori dei pesi riportati al punto 6.3 del DCO, il massimo incentivo all'efficientamento per le imprese di distribuzione e al contempo permetterebbe di far ricadere sul sistema una minore porzione dei costi sostenuti dalle imprese meno efficienti.

A riguardo della fissazione dell'X-factor segnaliamo come occorra preservare una differenziazione in funzione della dimensione dell'impresa, in virtù del fatto che gli spazi di efficientamento sono maggiori quanto maggiore è la dimensione dell'impresa, principio peraltro recentemente confermato da una sentenza del TAR¹. Conseguentemente, anche la fissazione degli X factor dovrà tener conto dell'esigenza di tracciare sentieri di efficientamento che possano essere realisticamente percorsi dagli operatori di media e piccola dimensione senza tradursi in mere penalizzazioni.

Con riferimento alle componenti a copertura dei costi delle verifiche metrologiche (ΔC_{ver}) riteniamo corretto mantenere l'impostazione attuale (registrazione dei costi, rendicontazione e riconoscimento a consuntivo) almeno fintantoché non si disponga di un campione rappresentativo del livello dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione.

Con riferimento all'aggiornamento dei costi con il metodo del *price-cap* riteniamo che i costi emergenti dal nuovo meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE) (DM 10 maggio 2018) possano trovare copertura attraverso la componente relativa a eventi imprevedibili ed eccezionali, mutamenti del quadro normativo e alla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Spunti per la consultazione

S4. Osservazioni sulle esigenze di introdurre specifici meccanismi di incentivo alle aggregazioni ed eventuale indicazioni di possibili soluzioni che possano risultare efficaci rispetto all'obiettivo di aggregare le imprese.

S4. Non si ritiene opportuno introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori in quanto si ritiene che già l'attuale quadro regolatorio favorisca le aggregazioni fra operatori (il settore ha infatti già osservato numerose aggregazioni) e si rileva la

¹ Sentenza del TAR Lombardia N.00881/2019 del 18 aprile 2019 sul ricorso numero di registro generale 678 del 2014 proposto da Gas Plus Reti S.r.l.

possibilità che le nuove forme di incentivo vadano a sovrapporsi a quelle già in vigore potenzialmente andando a diminuire la possibilità per le imprese di distribuzione di minori dimensioni di competere e di partecipare alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione.

Nel caso vengano valutati nuovi meccanismi d'incentivo si sottolinea la necessità che questi non si configurino come penalizzazioni alle imprese di minori dimensioni.

Spunti per la consultazione

S5. Osservazioni sulle ipotesi in relazione ai criteri di valutazione delle immobilizzazioni.

S5. Esprimendo condivisione riguardo ai criteri di valutazione delle immobilizzazioni prospettati ci riserviamo la facoltà di formulare osservazioni più puntuali una volta che tali criteri verranno esposti/definiti più nel dettaglio (ad esempio riguardo ai valori dei costi standard e delle percentuali di *sharing* relativi ai cespiti di località del servizio di misura).

Spunti per la consultazione

S6. Osservazioni in relazione al trattamento dei contributi e alle ipotesi di restituzione agli utenti dei contributi c.d. "congelati".

S6. Al fine di mitigare i significativi impatti negativi sui conti economici degli operatori derivanti dal rilascio dei contributi "congelati" si ritiene opportuno che il meccanismo di rilascio di tali contributi avvenga traguardando un periodo più esteso rispetto al quinto periodo di regolazione.

Ci riserviamo di poter formulare osservazioni più precise una volta che saranno resi noti i parametri e le modalità del meccanismo di rilascio.

Spunti per la consultazione

S7. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di incentivo all'efficienza in relazione agli investimenti.

S7. Si ritiene che il prospettato schema d'incentivo connesso alle *capex* possa costituire una complessità di difficile gestione da parte degli operatori in fase di decisione di investimento.

Inoltre, un tale schema d'incentivo, per evitare possibili distorsioni nelle scelte d'investimento degli operatori, si ritiene non possa prescindere da una definizione dei costi standard che scenda molto in dettaglio nelle varie tipologie di investimenti.

Si sottolinea inoltre che fino alla completa definizione dello schema d'incentivo (definizione completa che si intende comprenda la calibrazione dei livelli dei costi standard, dei range di efficienza/inefficienza e del livello e profondità temporale dei premi e delle penalizzazioni) gli operatori non saranno in grado di compiere le

proprie scelte d'investimento conoscendo appieno gli effetti economici delle stesse e quindi potrebbero differire tali decisioni.

Infine, si richiede che la decorrenza della nuova metodologia consideri la necessità per gli operatori di adeguare i propri sistemi contabili. Di conseguenza si ritiene che il primo esercizio di bilancio utile per applicare i nuovi criteri contabili sia, nell'ipotesi in cui vengano confermate le tempistiche di pubblicazione delle disposizioni finali esposte al paragrafo 16 del DCO 170/2019, quello che inizia successivamente al 31 dicembre 2020.

Spunti per la consultazione

S8. Osservazioni sulle ipotesi relative alla fissazione dei parametri specifici di settore per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito.

S8. Riguardo al superamento della differenziazione fra i coefficienti β del servizio di misura e del servizio di distribuzione si ritiene possa essere corretto se l'ipotesi è di variare il β della distribuzione lasciando invariato quello del servizio di misura. Se la rischiosità del servizio di misura non è in alcun modo diminuita (la transizione tecnologica è ancora in corso e, nonostante il miglioramento rappresentato dall'ultima generazione di *smart meter*, permangono le riscontrate numerose criticità che sono state anche segnalate alla questa Autorità attraverso il Report interassociativo dell'agosto 2018) si è osservato invece un incremento del rischio sottostante al servizio di distribuzione. Si pensi ad esempio al nuovo funzionamento del sistema dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) che lascia in capo ai distributori, in quanto soggetti obbligati, con certezza e non più come possibilità, una quota maggiore, rispetto al passato, (10-15€ per ciascuno dei 3,43 Mln di TEE complessivamente previsti per il settore del gas naturale dal DM 11 gennaio 2017 per l'anno d'obbligo 2019) del costo del meccanismo e alla diminuzione dei PdR attivi causata dalla costante maggiore penetrazione degli utilizzi da fonte elettrica.

Riguardo al livello di indebitamento che verrà utilizzato per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito sarebbe utile, a nostro avviso, che siano esplicitate con maggior dettaglio le metodologie adottate per la definizione dei valori di *gearing* ed in particolare il *panel* di aziende preso in considerazione. Occorre inoltre premettere quanto segue:

- il livello di indebitamento delle aziende operanti nei settori regolati può dipendere da diversi fattori, alcuni dei quali variano in funzione del ciclo economico in cui si inseriscono;
- i rapporti debito/capitale proprio possono variare notevolmente a seconda che l'impresa regolata sia una società singola o che faccia parte di un gruppo più ampio ed eterogeneo in termini di settori economici esplorati.

Inoltre, se ci riferiamo ai gruppi di imprese, le loro politiche di indebitamento o di riduzione del debito possono essere influenzate dalle scelte della capogruppo, ad esempio opportunità di investimento e/o disinvestimento, scelte che possono

anche derivare dalla necessità di bilanciamento delle esposizioni tra settori diversi.

Pertanto, appare di difficile attuazione individuare un valore unico, che possa rappresentare situazioni anche molto diverse fra loro. Si sottolinea a tale proposito che il settore della distribuzione è caratterizzato da una dimensione media degli operatori minore rispetto a quella riscontrabile in altri settori regolati e ciò comporta un minore accesso al mercato del debito e minori livelli di indebitamento. Si ritiene quindi non opportuna l'ipotesi di riallineamento dei valori di *gearing* per tutti i settori regolati in quanto un valore unico non potrebbe essere rappresentativo di tutte le situazioni e costituirebbe più una penalizzazione verso gli operatori che godono di un minore accesso al mercato del capitale di debito piuttosto che un incentivo alle aggregazioni fra operatori.

Con riferimento all'obiettivo, contenuto al p.to 6.2 del TIWACC e richiamato al punto 7.27 del DCO 170/2019, di un primo graduale aggiustamento dei *gearing* verso livelli più vicini a quelli adottati da altri regolatori europei, comunque non superiori al valore di 0,5, occorre rilevare che lo scenario macro-economico attuale e prospettico presenta importanti differenze rispetto al contesto nel quale il suddetto obiettivo era stato definito.

Si deve considerare, infatti, che gli ultimi anni sono stati caratterizzati da una sostanziale stabilità dei tassi e dal contenimento del costo del denaro, fattori che hanno reso meno gravoso il ricorso al finanziamento con capitale di terzi.

È presumibile che l'aumento degli *spread* sui titoli di stato nazionali e la fine di misure di politica monetaria finalizzate alla stabilizzazione dei tassi come il *quantitative easing*, portino ad un aumento del costo del denaro e, conseguentemente, ad un'inversione di tendenza nelle strategie di indebitamento delle imprese, anche di quelle di maggiori dimensioni, implicando una riduzione degli attuali rapporti debito/*equity*.

Per quanto sopra esposto, non appare opportuno prevedere aumenti degli attuali valori di *gearing* che, invece, dal nostro punto di vista, dovrebbero essere diminuiti.

Spunti per la consultazione

S9. Osservazioni sulle ipotesi relative alla fissazione della vita utile ai fini regolatori.

S10. Osservazioni rispetto alle ipotesi di introduzione di un importo a recupero dei mancati ammortamenti da riconoscere alle imprese distributrici, pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato, calcolato applicando le vite utili regolatorie pro-tempore vigenti e il valore residuo calcolato applicando una vita

utile di 15 anni.

S9. Esprimiamo apprezzamento per l'apertura manifestata al p.to 7.33 in merito ad una possibile previsione di periodi di ammortamento più brevi per i cespiti della distribuzione gas nei casi di eventuale contrazione dell'uso del gas naturale negli utilizzi finali.

Riteniamo, tuttavia, che una tale apertura venga rivolta anche a quei cespiti caratterizzati da elevato contenuto tecnologico e, pertanto, potenzialmente interessati da rapida obsolescenza per effetto dei continui processi di miglioramento e di evoluzione tecnologica cui sono interessati.

Tale esigenza è avvertita particolarmente in relazione ai misuratori elettronici, e in particolare per i calibri destinati al mercato residenziale G4-G6, per i quali, a fronte di elevati tassi di difettosità iniziali, come peraltro segnalati a questa Autorità con il Report interassociativo di agosto 2018, si registrano miglioramenti delle *performance* nei dispositivi di più recente produzione.

L'esperienza operativa maturata a partire dalle prime installazioni ha consentito di individuare le cause di malfunzionamento e le soluzioni più idonee per migliorarne le prestazioni per lo più attraverso aggiornamenti del *software*.

Nuove funzionalità e nuove tecnologie si rendono via via disponibili. Tuttavia, per ottenere il desiderato salto prestazionale che consenta di ottenere livelli di raggiungibilità in telelettura/telegestione che si avvicinino a quelli raggiunti dal settore elettrico sarà necessario che i costruttori apportino modifiche anche alla parte *hardware* dei misuratori per accogliere le nuove tecnologie trasmissive in 4G e 5G, le nuove tipologie di SIM (SIM on chip, E-SIM, etc.), eventuali standard per gli alloggiamenti delle batterie, di diagnostica dell'elettrovalvola, nuovi display, etc.

Tuttavia, al fine di cogliere appieno i progressi della tecnologia, sia di quella impiantistica che di quella trasmissiva, è opportuno, dal nostro punto di vista, che la regolazione asseconi ed incentivi il processo di sostituzione dei contatori di prima generazione o comunque difettosi con dispositivi via via sempre più affidabili e dotati di nuove funzionalità, limitando al minimo le penalizzazioni economiche per i distributori.

Un primo passo potrebbe essere quello di considerare tali cespiti più simili a quelli dei sistemi informativi, prevedendo, pertanto, una vita utile ai fini regolatori tra 5 e 10 anni.

Un simile approccio sarebbe, dal nostro punto di vista, coerente con l'obiettivo strategico OS4 "*Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca*" che questa Autorità si è prefissata nell'ambito della consultazione sul Quadro Strategico 2019-2021.

S10. Si considera favorevolmente la volontà del Regolatore di trovare una soluzione al mancato recupero degli ammortamenti per effetto della riduzione della vita utile regolatoria dei misuratori tradizionali di classe G4 e G6. Tuttavia, visto il perdurare dei ritardi nell'avvio massivo delle gare per il rinnovo delle concessioni, probabilmente la soluzione proposta al p.to 7.35 potrebbe non essere la più

idonea.

Riteniamo che, invece, tale problematica possa ricevere una più rapida ed efficace soluzione prevedendo una componente tariffaria ad hoc (ci sembra di capire che anche la soluzione proposta nel DCO finirebbe per gravare sul sistema) che consenta di riconoscere i mancati ammortamenti in un arco temporale non superiore a 5 anni, in linea con la riduzione della vita utile effettuata (considerata la portata della problematica, 10-15 anni sembrano eccessivi).

A nostro avviso una regola analoga dovrebbe essere applicata al caso di cui al comma 57.2 lettera a) ii) della RTDG relativa ai gruppi di misura tradizionali installati successivamente al 29 febbraio 2012 (comma 10.4 delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas).

Spunti per la consultazione

S11. Osservazioni sull'ipotesi di predisporre linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici.

S11. Si concorda pienamente riguardo l'opportunità che l'Autorità predisponga delle linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici e si ritiene che tale documento costituirebbe strumento efficace per guidare anche le scelte delle imprese nel contesto delle valutazioni relative ai piani di sviluppo da presentare nelle offerte per le gare relative all'affidamento del servizio di distribuzione per ambito.

Spunti per la consultazione

S12. Osservazioni sui criteri di allocazione dei costi.

S13. Osservazioni e ipotesi sugli ambiti tariffari.

S14. Osservazioni e ipotesi sulla struttura e articolazione tariffaria

S12. E S13. Stante l'attuale maturità del settore nella maggior parte delle aree del paese circa le necessità di sviluppo delle reti si ravvisa una minore esigenza, rispetto al passato, di evitare sussidi incrociati fra aree del Paese. D'altro canto, vista anche la prossima eliminazione del mercato tutelato, in ottica di semplificazione e pro-concorrenza potrebbe essere ragionevole procedere ad una revisione degli attuali ambiti finalizzata ad una riduzione del loro numero. Ciò potrebbe rappresentare il primo passo per la successiva inclusione della Sardegna all'interno di uno degli ambiti tariffari così revisionati. Si ritiene che la soluzione ottimale potrebbe essere, a tendere, la costituzione di un unico ambito tariffario analogamente al settore elettrico².

S14. Non ravvisiamo la necessità di apportare variazioni all'attuale articolazione tra

2 Come si vedrà più nel dettaglio nella risposta allo spunto S32, e come osservato nell'ambito della consultazione 216/18 l'impatto di una tale soluzione comporterebbe una spesa per il consumatore "tipo" nazionale di ca. 3 €/anno.

componenti fisse e componenti variabili delle tariffe obbligatorie.

Spunti per la consultazione

S16. Osservazioni sulle linee di indirizzo per la definizione della regolazione della sicurezza e della continuità nel quinto periodo di regolazione.

S16. In linea generale siamo favorevoli ad una semplificazione delle modalità applicative della regolazione sui premi e le penalità in ambito sicurezza e continuità del servizio.

In merito alla eventuale definizione di un indice sintetico della sicurezza degli impianti di distribuzione ci riserviamo di trasmettere una nostra proposta in occasione delle prossime consultazioni,

L'esigenza è quella di individuare un indice che permetta di considerare e di ponderare adeguatamente i parametri caratteristici dello stato di integrità e funzionamento delle reti, con l'obiettivo di tracciare un percorso di miglioramento complessivo attraverso un sufficientemente agevole monitoraggio e definizione nel tempo.

In quest'ottica, potrebbe risultare più agevole la fissazione da parte dell'Autorità del sistema incentivante che possano premiare comportamenti virtuosi da parte degli operatori rispetto ai livelli minimi dell'indice definiti dall'Autorità.

Si sottolinea la criticità che potrebbe rappresentare il disporre che il risanamento delle condotte in materiale critico debba essere completato entro il biennio 2021-2022. Tale orizzonte temporale risulta molto sfidante specie in considerazione che il prospettato cambiamento del metodo di riconoscimento dei costi di capitale e l'introduzione di uno schema incentivante per i capex. Fino alla completa definizione e calibrazione del sistema incentivante per i capex gli operatori non saranno infatti in condizione di programmare gli interventi di risanamento potendo valutare completamente gli effetti economici di tali interventi.

Infine, non si ritiene opportuna la prospettata rimozione dei meccanismi di premialità associati al risanamento delle condotte in materiale critico in quanto penalizzerebbe gli operatori che hanno basato le proprie valutazioni d'investimento anche su tali meccanismi.

Spunti per la consultazione

S18. Osservazioni sulla regolazione della performance della misura e indicazioni di possibili linee di miglioramento della regolazione esistente.

S19. Indicazione di possibili linee di intervento in relazione alla tematica dei misuratori non accessibili e in particolare degli smart meter.

S18. Si considera altamente appropriata l'intenzione di consolidare, razionalizzare e semplificare il *corpus* di regole che si è sedimentato nel corso del quarto periodo di regolazione in riferimento alla *performance* del servizio di misura.

Non si ritiene opportuno che, come esposto al punto 15.6 del DCO 170/2019, si dia attuazione alla convergenza del sistema degli indennizzi ai clienti finali fra il settore gas e quello elettrico già prospettata nel DCO 570/2018 ai punti 7.6, 7.7 e 7.8. Questo in considerazione delle significative differenze di funzionamento dei contatori nei due settori: per il gas, infatti, gli *smart meter* sono soggetti all'esaurimento della batteria, comunicano tramite soluzioni tecnologiche più fallibili e possono essere facilmente schermati/resi non comunicanti dai clienti finali.

Si considera opportuno mantenere la facoltà che nel settore gas l'indennizzo possa non essere corrisposto nei casi in cui il tentativo di lettura sia fallito per cause di forza maggiore e di responsabilità del cliente.

Potrebbe essere invece opportuno modificare la disciplina del settore gas prevedendo, similmente a quanto in vigore nel TIF per gli indennizzi ai clienti di energia elettrica in caso di mancata lettura effettiva dei misuratori elettrici trattati per fasce, che l'indennizzo venga corrisposto per i PdR dotati di *smart meter* nel caso di due consecutive letture mancate per responsabilità del distributore (non appare applicabile la previsione dei due mesi in quanto la frequenza mensile rimane non applicabile a tutti gli *smart meter* gas).

Si ritiene che la modifica del sistema degli indennizzi debba essere attentamente valutata anche ricorrendo ad appositi momenti consultivi o ad incontri con gli operatori e che per tale motivo non sia adeguato prevedere che le modifiche entrino in vigore già dal 2020.

In linea generale, per quanto riguarda l'impostazione generale data alla deliberazione 522/17 che considera accessibili tutti i PDR dotati di *smart meter*, riteniamo che, alla luce delle problematiche legate alla difettosità di questi ultimi a livelli ancora elevati nonostante di recenti progressi, si debba prevedere una regolazione particolare per gli indennizzi relativi a PDR in posizione di non accessibilità fisica del contatore, ancorché esso sia un contatore di tipo *smart*.

Ciò potrebbe essere ottenuto, da una parte, prevedendo che l'obbligo di corresponsione dell'indennizzo venga sospeso per tutto il periodo in cui il distributore dimostri di aver effettuato tentativi di riparazione/sostituzione del contatore malfunzionante presso l'abitazione del cliente finale, dall'altro prevedendo una rimodulazione dei valori degli indennizzi, come anticipato nel FAQ sulla 522/17 pubblicate in data 20 luglio 2018.

Con riferimento alle problematiche legate ad un esaurimento prematuro delle batterie degli *smart meters* si ritiene che l'esigenza di prevedere meccanismi di recupero dei costi (opex o capex) per la sostituzione delle stesse potrebbe essere superata in caso di adozione delle misure circa la riduzione delle vite utili regolatorie dei misuratori elettronici come proposta in corrispondenza dello spunto S9.

Infine, non è chiaro se, al p.to 13.2 del DCO, tra gli interventi ipotizzati che hanno la finalità di ridurre il numero di contatori inaccessibili vi siano anche quelli relativi allo spostamento fisico dei misuratori in posizione accessibile (al di fuori delle proprietà private dei clienti finali).

Tali interventi potrebbero essere inclusi nelle linee guida sull'analisi costi-benefici che si intende predisporre come elemento premiante in sede di gara.

A tale proposito, sempre in riferimento alle problematiche derivanti dall'inaccessibilità fisica dei misuratori si ripropone la nostra posizione relativa al rafforzamento degli obblighi per i clienti finali di consentire l'accesso al misuratore e all'incentivazione dell'autolettura.

Il cliente, infatti, dovrebbe essere maggiormente responsabilizzato a rendere "accessibili" i propri dati di consumo. Ciò anche ricordando che attualmente il cliente sottoscrive in fase contrattuale una clausola dove si impegna/obbliga a consentire l'accesso al distributore per le attività di propria competenza previste dalla normativa vigente. Su questo aspetto un opportuno intervento regolatorio di incentivazione all'utilizzo dell'autolettura potrebbe rappresentare uno strumento efficace, soprattutto nel settore gas. Oggi, infatti, esistono già flussi che permettono la gestione e l'utilizzo dell'autolettura sia lato venditore sia lato distributore e gran parte dei venditori mette in atto numerose azioni comunicative finalizzate a stimolare l'utilizzo di questo strumento da parte dei loro clienti. Tuttavia, non esiste un obbligo per il cliente di fornire l'autolettura in caso di prolungata assenza di misure reali del proprio consumo. La previsione di quest'obbligo potrebbe essere di supporto agli operatori della filiera nella gestione della prescrizione e nella gestione delle note difficoltà connesse al recupero dei crediti la cui competenza interessa periodi non recenti.

Spunti per la consultazione

S20. Osservazioni sulle ipotesi regolatorie a sostegno dell'innovazione e della tutela ambientale?

S21. Osservazioni sui settori individuati per le sperimentazioni? Con quali priorità? Indicare ulteriori ambiti di intervento ritenuti opportuni.

S20 e S21. Condividiamo la proposta di procedere con l'approccio dei "progetti pilota", prevedendo opportune forme di incentivazione, in relazione all'introduzione di strumenti regolatori a supporto dell'innovazione.

Quanto alle misure finalizzate alla riduzione del differenziale *Delta in-out*, riteniamo

che le misure più efficaci siano quelle relative all'incremento del livello di raggiungibilità dei consumi dei PDR, nonché di incentivo all'utilizzo dell'autolettura, come proposte negli spunti precedenti, che riducano nel tempo l'esigenza, ai fini del *settlement*, di considerare misure stimate in luogo di quelle effettive.

Spunti per la consultazione

S23. Osservazioni su durata e articolazione del periodo di regolazione.

S24. Osservazioni sulle tempistiche per l'introduzione delle riforme.

S25. Osservazioni e valutazioni in relazione all'ipotesi di prevedere un periodo transitorio, di durata annuale, nel quale di fatto prorogare la regolazione vigente nel quarto periodo di regolazione, sia in relazione alle incertezze sullo sviluppo delle gare gas e all'esigenza di definire la politica regolatoria una volta assestato il quadro della politica energetica del Paese, con il consolidamento del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, sia in relazione alla possibilità di far coincidere l'avvio del nuovo periodo regolatorio con attivo sin dal primo anno anche uno schema incentivante in relazione al riconoscimento delle spese di capitale.

S23 Si ritiene adeguata l'articolazione del periodo di regolazione in due sottoperiodi ciascuno avente durata di tre anni.

S24. Si richiede un chiarimento riguardo la tempistica di revisione del parametro di *gearing*: al punto 15.8 del DCO 170/2019 è indicato il 2023 mentre al punto 7.28 è riportato il 2022.

S25. Si evidenzia che negli ultimi anni non si sono registrati per la distribuzione gas elementi di discontinuità, rispetto al vigente periodo regolatorio, né normativi né tecnologici né di assetto generale del settore tali da rendere urgente il passaggio a nuovi criteri regolatori.

Si considera quindi favorevolmente l'ipotesi di prevedere un periodo transitorio nel quale prorogare la regolazione vigente nel quarto periodo di regolazione e si riterrebbe opportuno anche che venisse considerata, per il periodo transitorio, una durata maggiore di annuale specie se ciò risultasse utile a far coincidere l'avvio del nuovo periodo regolatorio con la partenza dello schema incentivante per le spese di capitale.

Spunti per la consultazione

S26. Osservazioni sull'iter di sviluppo del procedimento.

S26. Si concorda sull'opportunità di prevedere che il provvedimento finale sia preceduto da altri due documenti di consultazione, ulteriori rispetto al DCO 170/2019, e da incontri tematici di approfondimento con operatori e *stakeholder*. Si auspica che oltre agli incontri di maggio-giugno 2019 si svolgano anche degli incontri in settembre-ottobre 2019.

Spunti per la consultazione

S32. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative all'inquadramento delle reti di distribuzione alimentate da GNL.

S33. Valutazioni rispetto all'ipotesi di estendere l'approccio previsto per le reti alimentate da GNL alle reti alimentate con gas naturale compresso trasportato mediante carro bombolaio

S32. Al par. 23 del DCO sono presentati gli orientamenti in merito alla regolazione delle reti isolate alimentate con GNL, già oggetto di consultazione nel corso del 2018 con il DCO 216/2018.

Con tali orientamenti l'Autorità sostanzialmente conferma l'impostazione indicata nel predetto DCO 216/18 con la quale si prevede di adottare criteri tariffari analoghi a quelli applicati ai gas diversi dal gas naturale.

Già in occasione della passata consultazione abbiamo segnalato di non condividere tale impostazione, per motivi sia di carattere normativo - il GNL è ricompreso dal "Letta" nel perimetro della regolazione del gas naturale - sia di carattere tecnico - la catena logistica del GNL rigassificato è assai diversa da quella dei gas diversi - e sia, infine, per le perplessità circa la reale efficacia di tale modello, in particolare per la Sardegna, di perseguire gli obiettivi di diffusione del vettore energetico GNL indicati nel Quadro Strategico Nazionale allegato al D.Lgs. 257/16³, nel Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) e di recente ripresi nel Piano Integrato Energia e Clima (PNIEC).

Affinché i predetti obiettivi possano realizzarsi è necessario, dal nostro punto di vista, che **si creino le condizioni di mercato che rendano vantaggioso per il cliente finale passare dai combustibili oggi utilizzati al gas naturale.**

Perché ciò avvenga, è opportuno che siano adottate tutte le misure che **portino ad un abbassamento del prezzo per il cliente finale**, o quantomeno ad un livello di prezzo allineato a quello pagato dal medesimo cliente nell'Italia continentale, a cominciare dai costi per l'utilizzo delle reti.

Per la Sardegna questo rappresenterebbe un primo passo fondamentale, altri interventi saranno poi necessari sugli altri segmenti della filiera, secondo un approccio integrato, affinché il consumatore sardo paghi effettivamente un prezzo finale di fornitura del gas allineato a quello degli altri consumatori nazionali.

Ciò, inoltre, sarebbe coerente con il principio di non discriminazione delle aree in corso di metanizzazione contenuto nel 'Letta'⁴, principio ripreso anche nel Patto

³ Recepimento della Direttiva "DAFI" 94/2014/UE

⁴ D.Lgs.23.5.2000 n. 164, art. 23 co. 4: *'Le tariffe per la distribuzione tengono conto della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con*

Regione Sardegna - Governo del luglio 2016⁵.

Riteniamo a tale proposito, tuttavia, che il modello previsto per i gas diversi dal gas naturale non consenta di raggiungere tale finalità, in quanto genera costi unitari molto elevati⁶, dovendo allocare i costi del servizio su una - necessariamente - ristretta platea di utilizzatori. Tale impostazione potrebbe risultare appropriata in aree il cui mercato abbia già raggiunto una condizione di maturità o di saturazione. Non appare idonea, invece, a favorire lo sviluppo di un mercato che, come nel caso della Sardegna, al momento è praticamente inesistente.

La regolazione del gas naturale, infatti, costruita su meccanismi di socializzazione dei costi del servizio su scala ambito tariffario (sovra-regionale), unitamente ad un sistema di perequazione dei ricavi tra distributori, consente di allineare il prezzo per il cliente finale su scala sufficientemente vasta, e a contenere le differenze tra le diverse localizzazioni geografiche comunque entro *range* ammissibili.

Ciò ha consentito, in passato, una progressiva crescita dell'utilizzo del gas naturale nelle aree di nuova metanizzazione, in particolare nel meridione d'Italia, evitando che i clienti finali di queste aree sostenessero costi troppo elevati.

Inoltre, l'applicazione integrale della regolazione del gas naturale permette di **assecondare il processo di metanizzazione mediante un approccio integrato**, superando le fisiologiche disomogeneità della catena logistica a livello dei singoli bacini di utenza, che diversamente comporterebbero sperequazioni nelle condizioni economiche applicate ai clienti finali.

Nel DCO in questione, inoltre, così come nel precedente 216/18, si propone di individuare per la Sardegna un nuovo ambito tariffario. Tuttavia, tale ambito verrebbe costituito solo nel momento in cui tali reti saranno interconnesse con reti di trasporto nazionale o regionale; quindi, pare di capire, che finché le reti di distribuzione non saranno interconnesse con la rete di trasporto, quindi isolate, continuerebbe ad applicarsi la regola del "bacino di utenza". Inoltre, in quanto ambito tariffario specifico per la Sardegna, esso non verrebbe annesso a nessuno degli ambiti attuali.

Pertanto, anche nell'ipotesi in cui si costituisse da subito (ovvero prima della avvenuta interconnessione tra le reti di distribuzione e la dorsale di trasporto), tale

elevati costi unitari; a tal fine dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas può disporre, anche transitoriamente, appositi strumenti di perequazione.'

- 5 Le Parti si impegnano - in stretto coordinamento con il Ministero dello Sviluppo Economico - a perseguire l'obiettivo strategico della metanizzazione della Sardegna, promuovendo la realizzazione delle infrastrutture necessarie a garantire l'approvvigionamento dell'Isola e il trasporto e la distribuzione di gas naturale a condizioni di sicurezza e di prezzo per i cittadini e le imprese sarde analoghi a quelle di altre regioni italiane, promuovendo altresì lo sviluppo della concorrenza al fine di ridurre il prezzo della fornitura.
- 6 Tra 35 e 55 c€/Smc_{eq} per l'aria propanata in Sardegna.

ambito specifico Sardegna, il fatto che questo resti separato dagli altri non contribuirebbe ad un livellamento dei costi ai valori delle aree già metanizzate.

Per questo nel corso della passata consultazione abbiamo proposto che le tariffe obbligatorie del servizio di distribuzione applicate in tale ambito siano rese **omogenee con quelle degli ambiti caratterizzati dalle climatiche più affini alla Sardegna** (ad esempio, in fascia climatica C, l'ambito tariffario SOC (Campania-Lazio) o SOR (Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata), **cui la Sardegna verrebbe virtualmente annessa, o, in alternativa allineate alla media delle tariffe attuali applicate nel territorio nazionale.**

In quest'ultimo caso l'impatto per il consumatore "tipo" nazionale è stimato⁷ in:

- 1) ca. **1,2 €/anno**, dovuto ad un aumento della tariffa media di distribuzione dello 0,85% (da 10,36 c€/Smc a 10,45 c€/Smc),
- 2) ca. **2,4 €/anno** per un consumatore "tipo" se si aggiunge, rispetto al punto 1) una componente di sistema a copertura del fattore di garanzia dei Depositi costieri di GNL come da noi proposto nella risposta al DCO 590/18 (per ca. 50 M€/anno) (componente pari ca. 0,083 c€/Smc).

Viceversa, anche qualora si volesse considerare sin da subito un ambito tariffario Sardegna, ma isolato rispetto agli altri 6 ambiti tariffari attuali, sulla base delle medesime assunzioni di cui al p.to 1) sopra riportato, la tariffa del servizio di distribuzione del gas naturale in tale ambito non sarebbe tanto distante dalle tariffe di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale (**34 c€/Smc** del gas naturale contro valori che oscillano tra 35 e 55 c€/Smc_{eq} per l'aria propanata in Sardegna).

Pertanto, dal nostro punto di vista, l'unica soluzione che potrà consentire un contenimento dei costi del servizio di distribuzione del gas naturale in Sardegna è quella di annettere tale regione all'ambito tariffario con caratteristiche climatiche affini o, in alternativa, prevedendo per l'isola una tariffa allineata alla media delle tariffe obbligatorie degli ambiti attuali.

S.33 Riteniamo che, in coerenza con quanto proposto allo spunto precedente, non vi debba essere discriminazione tra il GNC oggi utilizzato per le alimentazioni temporanee delle reti di distribuzione con carri bombolai e il GNL e, conseguentemente tra la regolazione applicata ai carri bombolai che trasportano GNC e quella che dovrà applicarsi ai carri bombolai che trasportano GNL nelle aree ancora non metanizzate.

Pertanto, riteniamo ragionevole applicare anche a questi ultimi la medesima regolazione prevista per i carri bombolai che alimentano le reti di distribuzione del

⁷ Sono stati presi a riferimento i costi dell'investimento in reti di distribuzione indicati nel PEARS, al netto del finanziamento pubblico, e pari a 300 M€; stimati i costi dei serbatoi criogenici e dei rigassificatori locali direttamente connessi alle reti di distribuzione, per un investimento complessivo di 100 M€; una domanda allacciata a tali reti a regime (2030) di 152 MSmc come da recente PdS decennale di Snam; un consumo "tipo" di 1400 Smc/a.

gas naturale.

Ciò eviterebbe di prevedere discontinuità di trattamento regolatorio dopo un periodo di avviamento, illustrate al punto 24.5, e sarebbe coerente con quanto da noi proposto in corrispondenza dello spunto precedente di prevedere da subito la regolazione del gas naturale.