



ACEA S.p.A.

Funzione Regulatory

Spett.le

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling

Corso di Porta Vittoria, 27

20122 Milano

e-mail - infrastrutture@arera.it

Prot. n. *5047* 119-P del 17/06/2019

Documento per la consultazione 170/2019/R/GAS del 7 maggio 2019

**LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DI TARIFFE E QUALITA' DEI SERVIZI DI
DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NEL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Osservazioni e Contributi ACEA SPA

PREMESSA

Acea, entrata all'inizio dell'anno nel settore della distribuzione del gas, ritiene condivisibile l'approccio da parte dell'Autorità di cercare nel quinto periodo regolatorio il giusto equilibrio tra la corretta remunerazione di tutti gli investimenti effettuati, l'efficienza del sistema e il dovuto rispetto dell'ambiente, al fine di favorire lo sviluppo delle reti e della loro sicurezza, soprattutto in un periodo che dovrebbe essere soggetto alle gare d'ambito e quindi che necessita di stabilità e chiarezza regolatoria.

Sempre in vista delle future gare d'ambito, condividiamo la promozione della **concorrenza** come obiettivo generale proposto, così come è quanto mai necessario semplificare l'attuale regolazione mantenendo al contempo **stabilità e certezza delle regole**.

In merito alla necessità di ridurre il nutrito numero di imprese di distribuzione gas, in considerazione del fatto che l'attuale meccanismo incentivante, previsto nella partecipazione alle gare d'ambito, ad oggi non ha prodotto i frutti attesi, visto lo scarso numero di gare fino ad oggi indette, pur condividendo la necessità, si

ritiene non corretto che venga proposta la forma di penalizzazione determinata dall'accelerazione verso livelli efficienti di costi operativi riconosciuti attraverso l'assorbimento della differenziazione dei costi riconosciuti per classi di imprese. Di contro, si ritiene maggiormente condivisibile prevedere una forma incentivante nelle operazioni di **aggregazione** di imprese di medio-piccole per poi, trascorso un adeguato periodo di tempo, proporre forme di allineamento di costi operativi.

Nel presente documento affronteremo le tematiche esposte nel DCO per le quali riteniamo di fornire osservazioni e contributi, soffermandoci, in particolare, sugli aspetti di maggiore rilevanza per il nostro gruppo quali l'analisi costi-benefici, l'introduzione dei costi standard e l'aggiornamento dei parametri del WACC.

Prima però segnaliamo come una tematica di rilievo per i distributori gas, come per tutti i soggetti obbligati, è quella relativa ai **titoli di efficienza energetica** che, d'altra parte, non risulta rappresentata all'interno del DCO 170/2019. Relativamente ai titoli di efficienza energetica, nelle attuali condizioni di mercato corto e con le modalità dell'attuale meccanismo di calcolo del contributo tariffario, a cui la stessa Autorità ha contribuito con le delibere 487/18 e 209/19, si può stimare una perdita netta tra i 10/15 Euro/TEE non recuperabili per i soggetti obbligati tramite tariffa. Tale perdita rappresenta un notevole esborso che difficilmente appare sostenibile in un orizzonte temporale prolungato. Inoltre, si fa presente che gli obblighi hanno una traiettoria crescente nel periodo e già nel 2019 saliranno a poco meno di 6 milioni di certificati, condizione per la quale, in regime di scarsità di titoli e dato l'attuale cap sul contributo tariffario, pari a 250 Euro/TEE, si potrà verificare un ulteriore aumento dell'esborso degli operatori non coperto dalla tariffa, incrementando la perdita per singolo TEE sopra la soglia precedentemente indicata. È chiaro che in tale situazione e in vista della nuova regolazione tariffaria del quinto periodo gas si rende indispensabile un congruo intervento dell'Autorità a mitigazione se non risoluzione delle perdite ingiustificate.

OSSERVAZIONI SPECIFICHE

SI. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento.

Concordiamo con l'Autorità, come anticipato in premessa, su quasi tutti gli obiettivi generali, condividendone l'approccio. Condividiamo in parte l'obiettivo generale di **assicurare l'assenza di vincoli regolatori** rispetto all'eventuale **sviluppo di soluzioni convergenti tra i settori gas ed elettrico**, soprattutto se questo si traduce in una semplificazione della regolazione del settore gas rispetto a quello dell'elettrico, perdendo le peculiarità del settore gas. A nostro avviso infatti, ci sono delle peculiarità del settore gas da mantenere e degli aspetti del settore elettrico che possono essere valutati per poi introdurli nel settore gas. Come esempio, anticipiamo il tema dell'aggiornamento del parametro β , affrontato anche in seguito, in cui l'Autorità ritiene che nel quinto periodo di regolazione possa essere superata l'attuale differenziazione tra distribuzione e misura. Tale differenziazione ha sempre caratterizzato il settore gas rispetto a quello elettrico,

perché riconosceva in questo settore una peculiarità che a nostro avviso, come anche successivamente approfondito, deve essere mantenuta.

Di converso, anticipiamo il suggerimento di valutare l'introduzione di progetti con approccio "totex", che attualmente caratterizza il settore della distribuzione elettrica, anche nel settore della distribuzione del gas.

Condividiamo anche l'obiettivo di favorire **l'efficienza e l'efficacia del servizio di misura**, stando attenti a favorire la giusta remunerazione anche per il V periodo di regolazione, in considerazione della continuazione del piano di installazione degli smart meter.

Infine, non ci è parso di rilevare nel documento di consultazione nessuna attività riconducibile alla semplificazione dei meccanismi di regolazione se non come obiettivo generale che è da noi assolutamente condiviso.

S2. Osservazioni sulle scelte di fondo della regolazione tariffaria.

Riteniamo condivisibili in linea generale le scelte di fondo definite dall'Autorità, con le dovute precisazioni effettuate in premessa e con quelle esposte di seguito.

Si concorda con la linea, ipotizzata dall'Autorità, di proseguire in continuità metodologica di riconoscimento dei costi di capitale e operativi, come adottato nel quarto periodo regolatorio, nonché assestare e migliorare quelle al servizio della misura.

Riteniamo condivisibile l'introduzione di un riconoscimento dei costi legati a schemi incentivanti e ad efficaci selezioni di investimenti attraverso le analisi costi-benefici, ma al contempo riteniamo che ciò debba avvenire con un percorso di consultazione molto approfondito e la giusta gradualità di implementazione.

Infine, riteniamo che potrebbe essere di interesse prevedere progetti di approccio totex simili a quelli proposti nel settore della distribuzione di energia elettrica (ad es. "smart meter 2g"), anche nel settore della distribuzione del gas al fine di preparare gli operatori ad una regolazione tariffaria basata su tale approccio.

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

Come illustrato nella premessa, in linea generale, Acea ritiene condivisibile l'allineamento dei costi unitari riconosciuti alle imprese medio-piccole, ma ritiene che tale meccanismo debba essere adeguatamente accompagnato prevedendo anche forme di incentivazione reale e non solo di penalizzazione. Le imprese medio-piccole, in base a quanto prospettato nel presente DCO, rischiano di dover sopportare ingenti perdite economiche per effetto dell'allineamento dei costi riconosciuti alle più grandi imprese.

In merito alla fissazione dell'X-factor si auspica che l'Autorità, prima di procedere al suo adeguamento per riallineare le imprese medio-piccole alle imprese di maggiore dimensione, condivida le informazioni in suo possesso utili alla sua determinazione in tavoli di lavoro o in documenti di consultazione.

L'X-Factor attuale della Misura risulta essere nullo e riteniamo che debba continuare ad esserlo anche nel prossimo periodo regolatorio (almeno nel primo semi-periodo che serve per monitoraggio) in quanto non risultano mutate le condizioni del servizio.

Per quanto riguarda quello della distribuzione, si rammenta che anche l'efficientamento ha un costo (ad esempio in termini di asset centralizzati), che dovrebbe essere considerato. Inoltre, gli operatori possono solo tendere ad un limite di efficienza oltre il quale non è possibile implementare mediante le disponibilità attuali e pertanto si ritiene che la continua applicazione di un X-Factor, tra l'altro uguale per ciascun anno del periodo di regolazione, non è coerente con l'attenzione dell'Autorità all'equilibrio economico-finanziario dell'operatore.

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.

Come già esplicitato, riteniamo che il meccanismo incentivante l'aggregazione delle imprese medio-piccole vada ricercato non nell'allineamento dei costi riconosciuti ma nell'aggregazione di operatori affinché questo possa permettere un reale beneficio al sistema senza compromettere la stabilità economica dei medio-piccoli operatori.

In prima battuta, gli orientamenti dell'Autorità, che introducono schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi relativi ai nuovi investimenti magari in considerazione di progetti complessi, già si configurano come una soluzione efficace rispetto all'obiettivo di aggregare imprese.

Consideriamo inoltre che, riguardo alle varie forme di incentivo da proporre, in linea con quanto previsto dall'Autorità per il primo periodo di gestione d'ambito, una proposta potrebbe essere l'azzeramento dell'X-factor per un periodo di tempo compatibile con gli obiettivi dell'Autorità in materia di efficientamento/recupero di produttività (in questo caso si tratterebbe di anticipare l'orientamento previsto per le gestioni d'ambito).

Un'altra possibilità potrebbe essere quella di prevedere percentuali di sharing e costi standard agevolanti.

Riteniamo possa essere di interesse anche l'incentivo all'aggregazione proposto nel III periodo regolatorio (art. 58.1 e 58.2 della RTDG) proprio nel settore della distribuzione del gas che ipotizzava di poter godere di costi operativi di una classe di impresa più piccola anche se dopo l'aggregazione si superasse la soglia.

Infine tali forme di incentivazione potrebbero essere anche ritenute valide nel caso di acquisizioni e non solo di aggregazioni, laddove l'acquisizione abbia determinate caratteristiche che salvaguardino l'occupazione (di fatto anticipino le gare d'ambito con gli stessi effetti).

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

Si concorda, in linea di massima, con gli indirizzi di intervento proposti.

Acea è abbastanza d'accordo con il trattamento dei costi dei turbo-espansori presso le cabine remi pur non ravvisando nessuna problematica relativa ai sussidi incrociati tra attività regolate e attività non regolate.

Osserviamo con attenzione l'obiettivo di mettere in modalità parametriche di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori (anziché di costo effettivo) come previsto nella deliberazione 904/2017/R/GAS in funzione delle logiche con cui tale modalità viene implementata.

Infine per quanto riguarda i cespiti di località del servizio di misura, l'orientamento dell'Autorità di confermare l'approccio adottato nel precedente periodo di regolazione, fondato su logiche incentivanti, ci vede favorevoli, mentre quello di procedere ad una revisione del livello dei costi standard e delle percentuali di *sharing* dipende da come verrà approcciato dall'Autorità. Infine si suggerisce di intervenire solo uno dei due elementi, così da evitare il doppio effetto.

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

Siamo d'accordo, in linea generale, con quanto prospettato dall'Autorità rispetto al trattamento dei contributi e relativamente all'ipotesi di restituzione agli utenti dei contributi c.d. "congelati", pensiamo però che essa debba avvenire con una tempistica più lunga di quella prospettata nel DCO. Un esempio di gradualità ritenuta coerente con gli obiettivi dell'Autorità e che possa essere economicamente e finanziariamente sopportabile dagli operatori, potrebbe essere quella di utilizzare due periodi regolatori (ad esempio il quinto e il sesto periodo regolatorio), anche in ottica del futuro svolgimento delle gare d'ambito in quanto, il rapido rilascio dei "contributi congelati" potrebbe disincentivare, in alcuni casi, la partecipazione in ambiti caratterizzati da rilevante entità di contributi pubblici erogati ante l'anno 2011.

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

Si concorda con la necessità di completare l'attività di analisi e definizione dei *costi standard*, all'interno dei tavoli di lavoro con gli operatori. Si ricorda però che tali *costi standard* a causa delle profonde differenze di costo riscontrabili sul territorio italiano, non possono essere certamente considerati unitari per l'intero paese e per ogni operatore ma differenziati per macro-zona, densità e dimensione aziendale.

Infatti l'introduzione di meccanismi incentivanti, legati a livelli di efficienza dei costi effettivi, non può prescindere dalle analisi fin qui svolte e si concorda con la preventiva messa a fattor comune dei dettagli

metodologici e applicativi, nonché dei range che delimitano gli intervalli definiti dall'Autorità ed utilizzati come incentivo per nuovi investimenti di località del servizio di distribuzione.

Infine, non concordiamo con l'ipotesi di introdurre tassi di capitalizzazione prefissati rispetto alla spesa totale in quanto tale approccio potrebbe penalizzare realtà territoriali che hanno delle specificità da dover gestire. Inoltre potrebbero sorgere scostamenti tra logiche contabili, già verificate in sede di revisione di bilancio, con quelle tariffarie.

Anche in questo senso pensiamo che possa essere di interesse proporre progetti con approccio "totex" anche nel settore della distribuzione del gas.

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

Per gli aggiornamenti dei parametri specifici del TIWACC è necessario ricordare l'importanza della stabilità del settore nel futuro periodo di gare.

Come anticipato non concordiamo con l'approccio sull'aggiornamento del parametro β in cui l'Autorità ritiene che nel quinto periodo di regolazione possa essere superata l'attuale differenziazione tra distribuzione e misura. Tale differenziazione ha sempre caratterizzato il settore gas rispetto a quello elettrico, perché ha riconosciuto diversi livelli di maturità sia tecnologica che gestionale che caratterizzano ancora oggi l'attività di misura, in particolare per effetto dell'implementazione dello smart metering gas. Per questo motivo si ritiene debba essere mantenuta una valutazione del rischio (e quindi un β) più alta rispetto a quanto previsto per la distribuzione.

Inoltre riteniamo che l'approccio dell'Autorità sull'aggiornamento del *gearing* debba essere anticipato da verifiche sull'effettivo rapporto di indebitamento delle aziende nello specifico settore della distribuzione del gas caratterizzato da maggiore frammentazione e rischiosità (gare d'ambito) rispetto agli altri settori regolati nonché da una maggiore difficoltà di accesso al credito che giustificano il fatto che il *gearing* delle imprese della distribuzione gas non possa essere accomunato a quello di trasporto e settore elettrico.

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.

Si concorda con la conferma delle vite utili regolatorie vigenti nel quarto periodo anche se potrebbe essere interessante valutare vite utili più brevi e coerenti con la durata delle concessioni. Così come si concorda con l'ipotesi di introduzione di un importo a recupero dei mancati ammortamenti da farsi valere anche come credito attraverso il riconoscimento in tariffa, anche se la scelta di vite utili più brevi, anche in questo caso, potrebbe permettere il recupero diretto all'operatore.

SI 1. Osservazioni sull'ipotesi di predisporre linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici.

Come già anticipato nelle osservazioni e contributi inviati da Acea al Quadro Strategico dell'Autorità (DCO 100/2019), si concorda, intraprendendo un profondo percorso di consultazione che permetta di poter porre attenzione alle varie tipologie di asset e alle varie tipologie di intervento. In particolare sarebbe importante per gli operatori avere, nell'analisi costi-benefici, uno strumento efficace che consenta di guidare le scelte delle imprese in qualsiasi circostanza e soprattutto 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.

SI 2. Osservazioni sui criteri di allocazione dei costi.

SI 3. Osservazioni e ipotesi sugli ambiti tariffari.

SI 4. Osservazioni e ipotesi sulla struttura e articolazione tariffaria.

Nulla da osservare sull'allocazione dei costi.

Circa gli ambiti tariffari potrebbe essere interessante effettuare analisi per valutare una variazione all'attuale impostazione degli ambiti tariffari, anche successivamente alle gare d'ambito.

SI 5. Osservazioni sul tema dei contributi di connessione.

Si concorda con le linee di intervento sul tema dei contributi di connessione semplificando attraverso l'unificazione dei valori e, nel contempo, prevedendo meccanismi di perequazione utili a non alterare equilibri concorrenziali. Andrebbe valutata la possibilità di prevedere contributi di connessione unificati per località appartenenti allo stesso ambito e differenziati per ambito di gara.

SI 6. Osservazioni sulle linee di indirizzo per la definizione della regolazione della sicurezza e della continuità nel quinto periodo di regolazione.

Acea è favorevole all'ipotesi di considerare l'impianto come l'elemento base a cui riferire i sistemi di incentivo ai recuperi di sicurezza.

In linea generale, si concorda con l'orientamento dell'Autorità sia di mantenere il meccanismo premi-penalità attualmente disciplinato nella RQDG, che incentiva il miglioramento della sicurezza del servizio di distribuzione attraverso le componenti dispersioni e odorizzazione, sia di revisionare gli attuali meccanismi di regolazione per migliorarne l'efficacia e per semplificarne le modalità applicative. In particolare Acea è particolarmente d'accordo sul quest'ultimo aspetto.

Per quanto riguarda l'implementazione del monitoraggio della pressione nelle reti di BP, che comprendiamo, è necessario capire le modalità con la quale l'Autorità vuole proporre il monitoraggio delle pressioni.

Nell'ambito della linea di intervento Autorità, si ritiene che i parametri specifici di modulazione dei premi, riferiti al monitoraggio della pressione sulle reti di bassa pressione, debbano tener conto dei seguenti aspetti:

- Tipologia di monitoraggio (monitoraggio in continuo con durata minima della registrazione o mediante telecontrollo e modalità di esecuzione);
- Numero di punti di misurazione e numero di misure nell'anno (nel caso di monitoraggio in continuo con durata minima stabilita, quindi senza telecontrollo);
- Localizzazione delle misurazioni eseguite (se la scelta dei punti di misurazione resta a discrezione del distributore è necessario prevedere dei meccanismi di incentivo affinché il monitoraggio venga svolto nelle parti di impianto caratterizzate maggiormente da carenze strutturali);
- Periodo dell'anno e fasce di orario per la misurazione delle pressioni (ovviamente i valori di pressione nelle reti di BP da monitorare sono quelli riscontrabili in rete nel periodo invernale e nelle fasce orarie di maggior consumo, ovvero nelle condizioni di funzionamento dell'impianto che determinano le maggiori perdite di carico).

Non siamo in grado per il momento di esprimerci riguardo all'orientamento dell'Autorità di valutare l'ipotesi di introdurre un nuovo indicatore in grado di fornire, a livello di impianto, la vita residua media ponderata sia delle condotte di rete esercite in AP/MP, sia di quelle esercite in BP. Per poter valutare tale orientamento sarebbe necessario avere informazioni aggiuntive che ci permettano di capire meglio come tale indicatore verrebbe calcolato ed il relativo impatto.

Infine, siamo d'accordo sull'ipotesi di assegnare al CIG la predisposizione delle linee guida sulle modalità comportamentali del personale addetto al centralino di pronto intervento.

S17. Osservazioni rispetto alla regolazione della qualità commerciale.

Rispetto alla proposta dell'Autorità della verifica di pressione su richiesta del cliente finale da effettuare con tempo di osservazione/durata di norma pari o superiore a 24 ore, si rileva che le criticità derivanti da tale disposizione sono connesse alla necessità di lasciare incustodito, presso il punto di riconsegna all'utente, il registratore di pressione utilizzato per il monitoraggio e registrazione dei valori di pressione e tale circostanza potrebbe determinare possibili scenari di pericolo nel caso di tentativi di manomissione/rimozione (furto)

dell'apparato utilizzato. Si segnala, infine, che l'attuazione di tale disposizione comporterà, al distributore, onerosi costi per l'esecuzione della prova che porteranno ad un innalzamento della tariffa.

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*.

Si concorda con l'ipotesi di razionalizzare e semplificare l'insieme di norme che oggi rendono particolarmente rigido ed oneroso il servizio di misura: quali ad esempio l'eccessiva numerosità dei tentativi di raccolta da effettuare e dei loro eventuali ripassi in caso di esito negativo. Si auspica una regolazione che renda più collaborativo il cliente finale e che lo responsabilizzi nei casi in cui il mancato accesso al misuratore, sia esso accessibile o meno, non dipende dall'impresa di distribuzione. Si potrebbe ipotizzare un incentivo al cliente che permette volontariamente la rilevazione della lettura ovvero che fa pervenire la propria autolettura.

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.

S22. Osservazioni su possibili schemi di valutazione delle *regulatory sandbox*.

Si concorda con le linee di intervento ipotizzate dall'Autorità attraverso l'approccio dei progetti pilota e quindi delle *regulatory sandbox*. Si ritiene che, ad oggi, ci sia poco margine di innovazione da sviluppare.

In merito al loro ordine di priorità, si ritiene maggiormente meritevole di sviluppo:

1. la riduzione delle emissioni in atmosfera dalle reti di distribuzione,
2. l'ottimizzazione delle capacità delle reti, e
3. l'incremento dell'immissione nelle reti di gas rinnovabili.

Ovviamente l'attenzione anche in questo contesto deve essere posta sulle linee guida per la CBA che permetta all'operatore di poter effettuare solide analisi di costi-benefici.

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.

S26. Osservazioni sull'iter di sviluppo del procedimento.

Si concorda con l'ipotesi di durata del periodo di regolazione e di suddivisione in due semiperiodi, ma non si concorda con parziali o transitorie entrate in vigore delle varie modifiche ed integrazioni proposte.

Tale modalità potrebbe inficiare i benefici derivanti dalle nuove proposte regolatorie.

Si suggerisce di prorogare la vigenza delle norme del quarto periodo regolatorio di un anno (anche se non sufficiente per alcuni temi) e di introdurre gradualmente nel semi-periodo regolatorio, 2021-2023 le proposte che si ritengono sufficientemente pronte ad essere rilasciate.

Invece, per quelle proposte che, nella fase di consultazione, risulteranno maggiormente complesse, suggeriamo di utilizzare tutto il primo semi-periodo regolatorio per poter diventare confidenti sull'impatto che potrebbero avere tali misure una volta rilasciate. In questo modo sarà possibile concludere tutti quei temi ancora pending (in particolar modo la definizione del costo standard) ed avviare quelli propedeutici affinché nel secondo semi-periodo, 2023-2025, si possano rendere operative anche le innovazioni regolatorie più complesse che l'Autorità riterrà opportune tenuto conto delle osservazioni degli operatori.