

Osservazioni del Gruppo HERA al

DCO 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”

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI

3 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento.

La scrivente condivide in massima parte gli obiettivi proposti dall'ARERA alla base del nuovo periodo regolatorio della distribuzione del gas. In particolare, si ritiene che il settore sia in una fase matura e per questo sia necessario favorire gli investimenti di effettiva utilità per il sistema, volti a generare un impatto positivo in termini di efficienza dei costi, efficacia e sostenibilità economica. Non va però trascurata la necessità di migliorare la qualità del servizio e l'adeguatezza delle infrastrutture rispetto alle sfide della sostenibilità. Al fine di coniugare entrambi gli aspetti, è importante che la regolazione da un lato allinei gli interessi dei soggetti regolati con quelli del sistema e dei consumatori e dall'altro garantisca certezza e stabilità del quadro normativo nel medio/lungo termine, anche valorizzando la semplificazione tramite la definizione di obiettivi e criteri chiari e ben definiti.

Nello specifico, si condividono tutti gli orientamenti esposti all'articolo 3.5 del documento, pur con alcune precisazioni.

Il testo tariffario relativo al V periodo regolatorio, così come quello del corrente IV periodo, dovrà necessariamente contenere anche le disposizioni relative alle future gestioni d'ATEM. Visto l'attuale stallo nelle procedure delle gare (in termini di pubblicazione dei bandi, di aggiudicazione delle gare e, conseguentemente, dell'effettivo avvio delle nuove gestioni), le disposizioni regolatorie che saranno introdotte per il V periodo regolatorio saranno le prime ad essere fattualmente applicate ai gestori delle concessioni per ATEM. La diluizione di tali tempistiche dà quindi la possibilità di introdurre, con il V periodo regolatorio, interventi innovativi come le analisi costi benefici per l'eleggibilità tariffaria degli investimenti piuttosto che la revisione di alcuni

meccanismi regolatori quale quello di rivalutazione delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore.

Si concorda che il riconoscimento in tariffa dei nuovi investimenti debba essere subordinato ad adeguate analisi costi-benefici ovvero al rispetto di condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli da ARERA, ma secondo criteri già noti al momento della predisposizione dei bandi di gara. E' quindi necessario che le analisi costi benefici redatte dalle stazioni appaltanti seguano schemi per quanto possibile chiari e standardizzati, sia al fine di agevolarne la predisposizione da parte delle stesse, sia per facilitare le successive verifiche di ARERA, nonché con l'obiettivo, di preminente importanza per il distributore, di aumentare il grado di certezza ex-ante nel riconoscimento tariffario.

Per quanto riguarda il meccanismo delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore, si coglie l'occasione per fare presente che risulta quanto mai auspicabile un aggiornamento delle disposizioni attualmente previste, in particolare dell'art. 23 "Valore parametrico delle immobilizzazioni lorde". Tale articolo, come noto, contiene una formula i cui coefficienti sono stati determinati sulla base dei dati disponibili all'avvio del IV periodo regolatorio (perimetro asset 2011). Si rende quindi necessaria una revisione per far sì che i valori di RAB rivalutati siano congruenti con l'evoluzione del sottostante perimetro temporale di investimento.

Per quanto riguarda l'avvio del nuovo periodo regolatorio, si ritiene opportuna la valutazione di una regolazione per il 2020 in sostanziale continuità con l'attuale periodo. Nonostante buona parte delle innovazioni regolatorie siano prospettate dallo stesso DCO con decorrenza dalla seconda metà del V periodo, si rileva che per un avvio completo della nuova regolazione dal 2020, entro il 2019 dovrebbero comunque essere definiti:

- i nuovi livelli iniziali dei costi operativi ed i relativi X-factor per le diverse dimensioni di azienda, modulati per le imprese di dimensione media e piccola al fine di perseguire il doppio obiettivo (condiviso) di recupero di efficienza e di promozione delle aggregazioni;
- la valutazione delle modalità dell'eventuale scongelamento dello stock dei contributi non dedotti dalla RAB;
- eventuali valutazioni in relazione alla lunghezza delle vite utili degli asset, in particolare per i misuratori;
- la valutazione di incentivi alle aggregazioni tra operatori;
- una rivalutazione del meccanismo di quantificazione delle componenti a copertura dei costi operativi e di capitale relativi alla telelettura/telegestione e concentratori.

Per contro, alcune partite economiche relative all'attuale periodo regolatorio non sono ad oggi ancora quantificate o approvate dal Regolatore. Si pensi, ad esempio, al riconoscimento – previa istanza - dei costi operativi relativi alla telelettura/telegestione e ai concentratori, ove peraltro, per il triennio 2017-19, deve ancora essere avviata la raccolta dati e declinato puntualmente il metodo (introduzione del cap). Analogamente, il meccanismo di riconoscimento dei costi delle verifiche metrologiche necessita di opportune raccolte dati e conseguenti approfondimenti. Allo stesso modo, per un numero importante di annualità del presente periodo regolatorio, risultano ancora non approvati gli esiti dei sistemi di premi/penalità per la qualità del servizio.

Il mancato completamento di tali “dossier”, se da un lato incide sulla posizione finanziaria dei gestori e non permette compiuta certezza sul riconoscimento dei costi, dall'altro potrebbe anche non garantire all'Autorità piena conoscenza delle attuali strutture di costo degli operatori, necessaria per poter compiutamente affrontare il passaggio verso nuove forme di regolazione. Si ritiene quindi meritevole di attenzione l'ipotesi, prospettata nel documento di consultazione, di prevedere per il 2020 un periodo transitorio di durata annuale in cui prorogare di fatto la regolazione vigente.

Alla luce dell'evidente ritardo nell'avvio delle gare, tra le proposte che a nostro parere andrebbero invece adottate con tempestività, e quindi già dal 2020, vi è quella inerente la reintroduzione di specifici meccanismi incentivanti le aggregazioni tra operatori, in analogia con i meccanismi adottati nel terzo periodo regolatorio e sospesi nel momento in cui si ritenevano imminenti le gare. Ciò consentirebbe di anticipare, in termini di razionalizzazione del settore e di estrazione di efficienza, i benefici attesi dall'avvio delle gestioni di ATEM.

Si valuta inoltre con favore l'introduzione di strumenti regolatori che supportino economicamente le iniziative ritenute meritevoli, mediante sistemi di copertura efficiente di costo e/o di incentivazione premiale. Ci si riferisce in particolare agli *smart metering* gas con funzionalità innovative tese ad aumentare la sicurezza e i benefici ambientali (si rimanda a tal riguardo alla sezione di approfondimento) e a proposte di *regulatory sandbox* per sostenere progetti ad alto contenuto innovativo.

Si valuta con favore anche la prospettazione della definizione di un metodo di riconoscimento tariffario per i turbo-espansori, per la quale si avanza anche una proposta metodologica.

In tema di risanamento delle condotte in materiale critico, infine, considerate le criticità e peculiarità che verranno illustrate allo spunto specifico, si auspica l'individuazione di un percorso

personalizzato da discutere con i singoli gestori interessati o - in subordine – di una declinazione graduale dell’obbligo, che interessi almeno l’intero periodo regolatorio.

PARTE II– LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DI TARIFFE E QUALITA’ NEL QUINTO PERIODO REGOLATORIO

5 Scelte di fondo della regolazione tariffaria

S2. Osservazioni sulle scelte di fondo della regolazione tariffaria.

La scrivente condivide le scelte di fondo proposte dall’Autorità in merito alla regolazione tariffaria. In particolare, si apprezza la volontà di garantire continuità con il IV periodo regolatorio per quanto attiene l’approccio ibrido relativo al riconoscimento dei costi di capitale/operativi per il servizio di distribuzione. La scrivente concorda inoltre, in merito al riconoscimento dei nuovi investimenti, con la prospettiva di introdurre “schemi di regolazione incentivante”, con lo scopo/obiettivo di sensibilizzare i gestori in merito alla sostenibilità economica degli investimenti effettuati (anche mediante adeguate analisi costi-benefici); preme però far presente come l’introduzione di tale meccanismo debba allo stesso tempo temperare l’obiettivo, già sopra richiamato, di una effettiva semplificazione della regolazione.

Per quanto attiene il servizio di misura, in particolare per la telelettura/telegestione e concentratori, si concorda nell’assestamento delle regole previste per il IV periodo e si ritiene necessaria prioritariamente una nuova analisi quantitativa volta a verificare se è ancora attuale quanto prospettato nel documento per la consultazione 759/2017/R/GAS, in merito all’individuazione del tetto massimo, con l’obiettivo di recuperare in sei anni il gap esistente con i livelli di costo ritenuti efficienti e fissati pari a 2,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con uno *smart meter* in servizio.

In merito alle altre tematiche citate (perimetro di socializzazione dei costi, revisione della struttura tariffaria, applicazione del *decoupling* tra tariffa obbligatoria e di riferimento), non si rilevano particolari criticità ma si condivide il proposito di posticipare tali potenziali revisioni alla seconda metà del periodo regolatorio, come si evince dal quarto punto del paragrafo 15.8.

6 Linee di intervento in relazione ai costi operativi

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

La scrivente concorda con ARERA in merito alla conferma del criterio del *price-cap* per il riconoscimento dei costi operativi, e nello specifico nel fissare il nuovo livello iniziale come media

ponderata tra costi effettivi (desumibili dai dati unbundling) e i costi riconosciuti dell'anno preso a riferimento per il calcolo.

In merito alla fissazione dell'X-factor, si concorda che per le aziende di grande dimensione esso debba essere determinato solo per estrarre i recuperi di produttività conseguiti nel IV periodo regolatorio, in quanto si ritiene che i distributori di tale dimensione abbiano già efficientato i loro costi in maniera rilevante.

Allo stesso tempo si concorda che debba essere intrapreso un percorso di convergenza nei riconoscimenti dei costi operativi dell'attività di distribuzione tra operatori di differenti dimensioni, dando tuttavia priorità nel V periodo regolatorio alla convergenza dei riconoscimenti tariffari degli operatori di piccola dimensione verso il livello riconosciuto agli operatori di media dimensione, in coerenza con la perimetrazione del meccanismo di incentivo alle aggregazioni prefigurato al paragrafo 6.9, e rivolto - appunto - ai piccoli operatori.

Il differenziale di riconoscimento tra operatori di piccola e media dimensione – peraltro – è più importante di quello riscontrato tra operatori di media e grande dimensione. E' quindi opportuno promuovere un processo di convergenza verso livelli efficienti dei costi unitari riconosciuti alle imprese piccole, anche in considerazione del mandato affidato ad Arera dal legislatore (decreto legislativo 93/11) di introdurre meccanismi che favoriscano efficienza ed aggregazioni tra imprese. Per quanto riguarda le gestioni di ATEM in avvio nel corso del V periodo regolatorio si propone il mantenimento delle logiche già previste nella RTDG 4PR.

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.

Visto il perdurare dello stallo delle gare gas, si concorda con l'iniziativa di introduzione di iniziative che incentivino le aggregazioni degli operatori con meno di 50 mila PDR nel corso del V periodo regolatorio.

A tal fine si suggerisce di reintrodurre quanto già in vigore nel III periodo regolatorio e in particolare previsto dalla RTDG 3PR agli artt. 58.1 e 58.2. Si propone quindi che, nel caso di aggregazione di imprese con meno di 50.000 PDR, le località caratterizzate dal conseguente cambio di Gestore mantengano il corrispettivo unitario di opex riconosciuto per il servizio di distribuzione al gestore uscente e che a tale valore, a decorrere dal secondo aggiornamento annuale, venga applicato il

livello di X-factor attribuito alla classe di impresa a cui appartiene il nuovo soggetto originato dall'operazione di concentrazione.

Tale proposta garantirebbe continuità rispetto a strumenti regolatori che si sono rivelati efficaci in passato e risulta particolarmente semplice dal punto di vista applicativo, anche in ottica di minimizzazione degli oneri amministrativi per il Regolatore.

Come già anticipato nella sezione introduttiva, si richiede che tali incentivi siano introdotti già dall'anno tariffario 2020, anche nel caso, citato allo spunto di consultazione S25, che le regole dell'attuale periodo vengano prorogate di un anno. Si ritiene infatti che tale misura, oltre ad essere facilmente "implementabile", possa essere indipendente dalla tempistica di aggiornamento dei nuovi livelli di opex riconosciuti e, soprattutto, possa generare in tempi relativamente brevi la spinta alle concentrazioni che gli attuali ritardi nello svolgimento delle gare gas non hanno permesso di concretizzare.

7 Linee di intervento in relazione ai costi di capitale

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

Le osservazioni in merito al riconoscimento dei nuovi investimenti nelle reti di distribuzione sono comprese nello spunto di consultazione S7 e seguenti.

Si segnala apprezzamento per l'interesse rivolto al trattamento dei costi connessi all'installazione di turbo-espansori presso le cabine remi, *"al fine di contemperare le esigenze di adottare soluzioni efficienti sul piano energetico con le esigenze di evitare sussidi incrociati tra attività regolate e attività non regolate"*.

Una proposta per il riconoscimento tariffario dei turbo-espansori, che riteniamo congrua anche dal punto di vista della semplicità applicativa, potrebbe essere quella di seguito riportata. A fronte del complessivo costo storico di acquisto e installazione dell'apparato di turbo-espansione sostenuto, il distributore potrebbe procedere a quantificarne la quota parte funzionale al solo servizio di distribuzione gas, mediante un'attestazione di terza parte, da esibire al Regolatore all'atto della prima richiesta di inclusione in RAB dell'investimento. Il criterio alla base della valutazione potrebbe essere l'identificazione del costo equivalente della sola componente funzionale al processo di "espansione", ossia l'investimento che il distributore avrebbe comunque dovuto sostenere per

garantire il salto di pressione del gas in una cabina Remi di taglia analoga, ma senza il contestuale recupero di energia elettrica assicurato dal turbo-espansore.

Verrebbero quindi individuate due quote dell'investimento impiantistico complessivo: la prima funzionale all'attività di distribuzione (impianto di espansione), la seconda volta alla produzione di energia elettrica (impianto di recupero di EE). Le modalità di tale ripartizione sarebbero sottoposte al vaglio del Regolatore, che procederebbe all'inclusione in RAB della quota di impianto funzionale all'attività di distribuzione. Le informazioni che il Regolatore apprenderebbe nell'analisi di tali istanze potrebbero inoltre essere poi utilizzate per la definizione di una eventuale metodologia standard per il riconoscimento tariffario dei turbo-espansori, da applicare alle successive iniziative di investimento.

A nostro parere la soluzione precedentemente descritta evita alla radice i rischi di sussidi incrociati tra attività regolate e attività non regolate. Infatti, anche da un punto di vista dei conti annuali separati, all'attività di distribuzione gas sarebbe allocato l'investimento per la quota parte "impianto di espansione" (come definita anche ai fini dei riconoscimenti tariffari), i costi di gestione di tale quota parte e i suddetti ricavi tariffari. L'investimento per la quota parte "impianto di recupero EE" sarebbe invece allocata alle "attività diverse". A tale attività sarebbero inoltre allocati anche i corrispondenti ricavi da cessione di EE, che quindi non costituirebbero ricavo rettificativo dei costi operativi della distribuzione. Non sussisterebbero rischi di sussidi incrociati nemmeno con riferimento alle incentivazioni previste dal sistema dei titoli di efficienza energetica, conseguenti al risparmio conseguito dagli apparati di turbo-espansione. Infatti, il risparmio energetico che consegue dalla generazione di energia elettrica sfruttando l'espansione del gas in cabina è certamente associato alla sola porzione impiantistica legata al "recupero EE" (e non alla porzione di "espansione" riferita alla distribuzione gas).

Con riferimento alle iniziative di investimento in turbo-espansori già intraprese si fa presente che, in ottica cautelativa e nell'incertezza metodologica, la scrivente ha adottato la decisione di escludere in forma integrale dalla RAB gli investimenti in tali asset. Si ritiene quindi opportuno che, una volta definito il percorso metodologico per il riconoscimento tariffario della porzione impiantistica afferente alla distribuzione, sia consentito, anche in ottica di omogeneità di

trattamento rispetto alle prassi utilizzate dei singoli distributori, l'integrale recupero dell'investimento effettuato, anche in relazione alle annualità tariffarie pregresse.

In merito alla riforma delle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai costi dei concentratori dall'anno 2020, si ritiene che l'adozione di logiche parametriche dovrà essere calibrata valutando l'evoluzione dei costi dei servizi in oggetto negli ultimi anni. Si ritiene inoltre importante fare presente che la regolazione dovrebbe in ogni caso garantire il ritorno tariffario della *cd* "coda degli investimenti del periodo 2012-2018", per i quali l'attuale metodo prevede una vita utile pari a 15 anni (tab. 3 della RTDG) e per i quali, oggi, il valore non risulta chiaramente ancora ammortizzato per una quota rilevante degli investimenti.

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

Si concorda in merito al trattamento dei contributi che saranno percepiti a partire dal 2019 (tariffe 2020), in continuità con le modalità applicate a quelli percepiti nel IV periodo regolatorio.

Per quanto riguarda l'obiettivo del completo "scongelo" dei contributi entro la conclusione del quinto periodo regolatorio, nel concordare con l'esigenza di gradualità dello stesso effetto, si propone, visto l'importante impatto atteso in termini di contrazione della RAB, che tale scongelamento sia realizzato, oltre che in forma graduale, con decorrenza dalla seconda metà del quinto periodo regolatorio e che si concluda nel sesto periodo.

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

La proposta sul meccanismo di incentivazione dell'efficienza sui costi di capitale rappresenta una delle novazioni principali del documento di consultazione e per questo necessita di alcune osservazioni. Si condivide, la proposta di Arera volta ad introdurre schemi incentivanti per la valutazione dei nuovi investimenti di località, al fine di premiare le imprese che riescono a contenere i costi al di sotto dei livelli standard fissati dal regolatore, basati su premi/penalità in relazione a come il costo effettivo sostenuto dalle imprese si colloca rispetto a range di valori fissati a partire dal costo standard (benchmark). L'idea di maggiorazioni/riduzioni del tasso di remunerazione del capitale investito da applicarsi per periodi di tempo predefiniti è senza dubbio una modalità per introdurre il meccanismo incentivante pur senza "stravolgere" l'impianto

regolatorio basato sulla definizione della RAB di località dell'attività di distribuzione formata a partire da valori bilancistici, e rendendo al contempo "graduali" gli eventuali impatti economici per gli operatori. Si apprezza inoltre l'idea di utilizzo di range volti a valutare gli intervalli di "efficienza/inefficienza", "plausibilità/implausibilità", o "inefficienza grave".

Questa proposta metodologica – rispetto ad altre alternative che riferiscano il concetto di costo standard a livello dello stesso capitale investito riconosciuto - è rispondente all'obiettivo del Quadro Strategico 2019-21 posto in consultazione di semplificazione della regolazione. In tal senso si suggerisce anche che la valutazione degli scostamenti dei costi effettivi rispetto ai livelli benchmark (e la conseguente attribuzione di premialità e penalità) possa essere svolta a livello complessivo di impresa piuttosto che per singola località. Allo stesso tempo si fa presente che dovrà essere prestata grande attenzione, nella fase progettuale del metodo, al dimensionamento dei valori benchmark che non potrà essere basato su analisi eccessivamente semplificate. Tali analisi dovranno infatti comunque recepire (per quanto possibile e in ottica di compromesso tra semplicità ed efficacia) alcune peculiarità quali a titolo di esempio quelle legate alla conformazione territoriale, alla tipologia di intervento, alla maturità impiantistica e al grado di metanizzazione, che - se non correttamente considerate – non consentirebbero al metodo di disporre della necessaria robustezza, e potrebbero generare, in taluni casi, penalizzazioni ingiustificate per il distributore.

Tali punti di attenzione suggeriscono da un lato la necessità di apprendere ulteriori dettagli sulle modalità implementative del metodo per poter formulare un giudizio compiuto, e dall'altra la necessità di disporre di tempi congrui per la sua implementazione, per consentire ai gestori l'adeguamento dei propri processi e sistemi informativi e al Regolatore stesso una opportuna "taratura" del modello. Per questa ragione si propone che l'introduzione del nuovo metodo sia sviluppata con un periodo rendicontativo sperimentale di durata biennale per gli investimenti 2021-22, seguito da un'applicazione effettiva del nuovo modello tariffario a decorrere dagli investimenti 2023.

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

Rispetto al parametro β , non si condivide la proposta di superare l'attuale distinzione tra il β del servizio di distribuzione e misura. Si ritiene infatti corretto mantenere per il V periodo regolatorio il β del servizio di misura maggiore di quello della distribuzione, in ragione dei maggiori rischi di natura tecnologica-funzionale insiti in tale servizio. Come riconosciuto da Arera nel presente Dco, il

servizio di misura non può essere ancora considerato un settore consolidato in virtù delle problematiche di funzionamento degli apparati elettronici e a fronte di un processo di installazione degli *smart meter* lungi dall'essere completato. Pertanto si ritiene che sia opportuno mantenere, nella remunerazione del capitale investito della misura, l'attuale diversificazione rispetto alla distribuzione, in quanto correlata al maggiore rischio sopportato.

Si ritiene altresì opportuno rinviare la valutazione della revisione del parametro Beta della misura al VI periodo regolatorio, quando plausibilmente il processo di roll-out sarà completato e, auspicabilmente, si saranno stabilizzate le problematiche di natura tecnico-funzionale degli *smart meter* gas.

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

Si condivide l'orientamento di confermare le vite utili per l'**attività di distribuzione** fissate per il IV periodo di regolazione. Visto il rischio prospettato da Arera, circa la possibile emersione di *stranded asset* si può proporre che anche per le gestioni di ATEM si utilizzino le vite utili attualmente previste dalla regolazione riferita alle gestioni comunali o sovracomunali. L'attuale RTDG, con riferimento alle gestioni di ATEM, aveva infatti introdotto un allungamento delle vite mediamente di 5/10 anni rispetto a quelle riferite alle gestioni comunali o sovracomunali.

Per quanto concerne l'**attività di misura**, invece, particolare attenzione va rivolta alle seguenti problematiche:

- l'affacciarsi di tecnologie di comunicazioni di tipo differente destinate a rendere inutilizzabili i modem attualmente a bordo dei misuratori;
- il degrado anticipato delle batterie degli *smart meter*;
- il precoce invecchiamento degli stessi misuratori in ragione delle condizioni del sito di installazione;
- il funzionamento relativamente precario dei misuratori domestici costruiti negli anni 2014/2016;

Per tali motivi dovrebbe essere prevista una riduzione degli attuali 15 anni a 10/12 anni (o anche meno, qualora il momento della dismissione di asset indispensabili alla comunicazione sia ormai già noto e si collochi prima di tale termine).

In alternativa la dismissione anticipata di un *meter* rispetto alla corrente vita utile regolatoria dovrebbe essere accompagnata da un meccanismo tariffario che assicuri il recupero delle quote ammortamento residue ove la dismissione sia intercorsa per obsolescenza anticipata del *meter*.

A tale riguardo potrebbe anche essere previsto uno schema di analisi standard atto a sancire la convenienza per il sistema nella sostituzione complessiva del contatore ove i costi complessivi di sostituzione della batteria/rimozione di contatori obsoleti siano sostanzialmente equivalenti ai costi di posa di nuovi contatori tecnologicamente più avanzati e performanti. Si sottolinea che, in ogni caso, la modalità di identificazione della riduzione della vita utile e il conseguente schema di analisi dovrà essere tecnologicamente neutro e garantire indipendenza, ad esempio, dalle scelte tra una architettura Punto/Punto o Punto/MultiPunto, per evitare asimmetrie che penalizzino gestori che hanno effettuato scelte tecniche finalizzate a massimizzare la vita dei misuratori installati anche a scapito di dover affrontare e gestire una maggiore complessità tecnologica.

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 condivide la proposta (e la gestione prospettata) circa l'introduzione di un importo a recupero dei mancati ammortamenti da riconoscere alle imprese legato alle diverse vite utili che si sono succedute per calcolare l'ammortamento.

Si coglie l'occasione per far presente in questa sede che, nel caso di subentro nella gestione a valle della gara d'ambito, è necessario che il gestore uscente sia rimborsato dal gestore entrante, oltre che del differenziale prospettato nel Dco, anche del credito nei confronti del sistema maturato ai sensi dell'articolo 57.2 lettera b) della RTDG 4PR pari al cumulo degli ammortamenti residui relativi ai contatori G4-G6 già dismessi dal gestore uscente e che al momento della loro dismissione avevano età inferiore a 15 anni e non ancora incassati dal gestore stesso al momento del subentro concessorio.

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

In un'ottica di semplificazione e al fine di velocizzare i processi necessari alla predisposizione del bando di gara, si apprezza l'intento di Arera di mettere a disposizione delle stazioni appaltanti linee

guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici necessarie per la redazione di linee guida programmatiche d'ambito. Tale strumento deve, a parere della scrivente, essere introdotto al fine di:

- promuovere nel decisore politico locale la consapevolezza nella sostenibilità ambientale ed economica e nella prioritizzazione degli interventi;
- agevolare le SS.AA. nella predisposizione delle Linee Guida programmatiche d'ambito, riducendo le risorse da impiegare a questa attività; a tal fine risulta particolarmente importante che Arera, anche in collaborazione con il Mise, possa creare uno strumento di facile utilizzo;
- da ultimo, ma non meno importante, far sì che i gestori, all'uscita del bando, abbiano certezza circa la riconoscibilità tariffaria o meno degli interventi che non rientrano nelle condizioni minime di sviluppo (interventi facoltativi). L'esito positivo delle ACB condotte dalla S.A. darà diritto ad iscrivere l'intervento nelle Linee guida programmatiche d'ambito e quindi garantirà anche la riconoscibilità tariffaria.

Le linee guida per le analisi costi-benefici dovrebbero inoltre poggiare non solo sull'individuazione di schemi valutativi teorici ma anche proporre casistiche puntuali di interventi tipo, previo anche confronto tecnico con le società.

PARTE III – LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DELLA QUALITA' NEL QUINTO PERIODO REGOLATORIO

11 Sicurezza e continuità

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

Si condivide l'orientamento di confermare per il nuovo periodo regolatorio il campo di applicazione per la regolazione del IVPR (imprese con più di 1.000 clienti finali), l'impianto come elemento base cui riferire gli incentivi il meccanismo premi-penalità su dispersioni e odorizzazione.

Per semplificare le modalità applicative (punto 11.2), snellire i tempi delle istruttorie da parte degli uffici dell'Autorità ed evitare ritardi che penalizzino finanziariamente gli operatori che hanno diritto a percepire premi, si potrebbe pensare di condizionare l'accettazione delle modifiche dei dati da parte degli operatori all'impatto di tali modifiche, che andrebbero accettate se la correzione è tale da influenzare il rispetto dell'obbligo di servizio, o se l'impatto delle modifiche richieste sui dati

trasmessi è superiore ad una certa soglia (ad esempio il 5%) sui premi/penalità teorici calcolati rispetto ai dati inviati entro la scadenza annuale del 31 marzo.

In merito all'adozione dell'indice di rischio contenuto nello standard tecnico UNI TS 11297, eventualmente applicato anche agli impianti di derivazione d'utenza interrati (per i quali attualmente non esiste obbligo di censimento), quale indicatore sintetico di sicurezza dell'impianto (**punto 11.3**) si fa presente quanto segue. La **UNI/TS 11297** prevede la redazione di un Rapporto Annuale di Valutazione dei Rischi di Dispersione Gas che fornisce l'"Indice di rischio dell'impianto di distribuzione". La norma UNI/TS 11297 è tuttavia attualmente in revisione (programma lavori CIG 2019). Per una maggiore efficacia sarebbe auspicabile che ARERA desse mandato a CIG per revisionare la UNI/TS 11297, coerente con le finalità che si intendono attribuire al Rapporto Annuale di Valutazione dei Rischi di Dispersione Gas, con l'obiettivo di:

- individuare l'indice di rischio da dispersioni dell'impianto di distribuzione, aggiornato per tener conto di TUTTE le tipologie di dispersione segnalate da terzi presenti sulle componenti fondamentali dell'impianto (reti, allacci e GdM), estendendo quindi l'applicazione della norma attuale sia agli allacciamenti (parte interrata e parte aerea) sia ai Gruppi di Misura;
- definire l'indicatore che fornisca, a livello di impianto, la vita residua media ponderata degli asset.

Nelle more della pubblicazione della nuova UNI 11297 si potrebbe transitoriamente mantenere l'attuale meccanismo per il calcolo della base della componente dispersioni, esclusi quindi i vari coefficienti per GRF teleletti etc. che possono essere opportunamente aggiornati.

In relazione a quanto riportato al punto 11.6 del documento andrebbe chiarito se il senso di quanto espresso a tale punto si riferisca al risanamento delle sole condotte in ghisa con giunti canapa-piombo (per le quali l'orientamento è condivisibile) oppure anche alle altre tipologie di materiale critico (pvc, cemento-amianto e altro). In quest'ultimo caso, considerato anche che la regolazione non ha mai contemplato per esse alcun meccanismo di risanamento ma esclusivamente, e in anni recenti, introdotto un obbligo di rendicontazione delle consistenze e di ispezione annuale, le tempistiche proposte non appaiono in alcun modo percorribili. Se è vero che a livello nazionale le consistenze di rete in materiale critico diverso dalla ghisa con giunti canapa-piombo (PVC, cemento amianto e altro non previsto dalle norme tecniche) non sono particolarmente rilevanti, va considerato tuttavia che tali reti non sono uniformemente diffuse nel territorio italiano ma sono concentrate in pochi Comuni, con riferimento a pochi operatori. In particolare si pone all'attenzione

del regolatore che circa la metà delle consistenze “altro materiale” riguarda due distributori del gruppo Hera, Inrete Distribuzione Energia ed AcegasApsAmga. Si tratta di reti tipicamente posate in **aree altamente urbanizzate**, concentrate in quartieri residenziali e metanizzati interamente con queste tipologie di condotte. Tale peculiarità rende la sostituzione, se concentrata in pochi anni come prospettato, molto impattante sulla vita delle comunità interessate, che vedrebbero le viabilità fortemente ridotte dai cantieri di risanamento; conseguentemente, gli interventi risulterebbero estremamente difficoltosi da un punto di vista organizzativo/logistico (si pensi ad esempio alla necessità di ottenere le autorizzazioni dalle amministrazioni comunali per la contemporanea chiusura al traffico di molte vie cittadine di uno stesso quartiere) e tali da non rendere fattibili le tempistiche indicate. In aggiunta, i gestori interessati sarebbero costretti a **sostenere ingenti investimenti**, concentrati in pochi anni. In virtù del ridotto numero di operatori interessati e della peculiarità delle situazioni impiantistiche si auspica quindi l'individuazione di soluzioni personalizzate che, caso per caso, originino tempistiche di sostituzione compatibili con le criticità sopra esposte.

Si fa inoltre presente che l'esperienza sin qui maturata dagli operatori consente di affermare che le condizioni di sicurezza di tali reti sono comunque garantite grazie a specifiche modalità gestionali, che possono consentire di rendere gradualmente gli eventuali obblighi di sostituzione.

In subordine, nel caso l'Autorità valutasse di voler introdurre obblighi di sostituzione generali, per le motivazioni sopra esposte, si richiede che tali obblighi abbiano natura adeguatamente progressiva interessando almeno l'intero periodo regolatorio, associando a specifici meccanismi di incentivo/penalità, in analogia a quanto fatto per la ghisa con giunti canapa- piombo.

12 Qualità commerciale

S17. Osservazioni rispetto alla regolazione della qualità commerciale.

In relazione alla verifica della pressione su richiesta del cliente finale si ritiene necessario che la regolazione rimandi espressamente alle norme tecniche vigenti (UNI 11323) e che esse siano applicate nella loro interezza, anche ai fini di una attuazione omogenea da parte di tutti gli operatori.

Qualora il contatore gas sia dotato di sensore di pressione relativa, sarebbe auspicabile che lo stesso possa essere utilizzato per l'esecuzione della prova da remoto, purché le modalità di acquisizione e gestione dei dati di pressione siano analoghe a quelle previste nella UNI 11323 per la prova giornaliera.

13 Performance del servizio di misura

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

In relazione alla tematica dell'accessibilità dei misuratori si ribadisce che l'esperienza maturata dai gestori porta a concludere come un contatore *smart* non possa essere considerato sempre accessibile. Sul tema si rimanda alle osservazioni presentate da Utilitalia.

In questa sede si desidera porre l'accento su altri aspetti connessi alla tematica, in particolare sulle criticità relative all'alloggiamento dei misuratori elettromeccanici da sostituire, rilevate durante l'attività di *roll-out* delle società del Gruppo. Tali situazioni critiche, che riguardano circa il 5% dei casi oggetto di intervento, sono riferite a casistiche variegate ma in ogni caso tali da determinare l'impossibilità di procedere immediatamente alla prevista sostituzione del misuratore meccanico con quello elettronico. In aggiunta, emerge che alcune di queste criticità impattano, sia pure con gradi diversi, sulla sicurezza mentre altre incidono prevalentemente sul deterioramento delle apparecchiature elettroniche che sarebbero installate. Per sanare tali situazioni sono talvolta necessari interventi (e dunque investimenti) anche sull'impianto d'utenza, per i quali è richiesto non solo l'informazione dei clienti finali ma anche un loro contributo economico. A riguardo ci si rende disponibili per illustrare le evidenze emerse.

14 Ambiente e innovazione

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

*** *omissis* ***

PARTE IV DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO E TEMPISTICHE DI IMPLEMENTAZIONE

15 Durata del periodo regolatorio e meccanismi di aggiustamento infra-periodo

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

Si condividono nelle linee generali sia la durata che l'articolazione.

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

In merito alle tempistiche, si condividono le linee generali fatte salve le osservazioni riportate negli specifici spunti di consultazione, che vengono qui di seguito riassunti in termini di schedulazione. Si ritiene opportuno che vengano in sintesi introdotti:

- dall'anno tariffario 2020 i meccanismi di incentivazione alle aggregazioni;
- dall'anno tariffario 2021 l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti e dell'X factor, unitamente agli interventi prospettati al punto 15.7;
- per gli investimenti 2021 e 2022 la sperimentazione del meccanismo di incentivazione all'efficienza sulle spese di capitale del servizio di distribuzione;
- dalla seconda metà del periodo regolatorio, gli interventi prospettati al punto 15.8, inclusa l'introduzione di incentivi all'efficienza sulla spesa di capitale del servizio di distribuzione a valle del periodo di sperimentazione.

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.

Si condivide la necessità, come già ribadita nella parte iniziale del documento, di prevedere un periodo transitorio di durata annuale nel quale prorogare di fatto la regolazione vigente.

Visto il perdurare dello stallo nelle procedure di gara, l'introduzione di incentivi alle aggregazioni tra operatori viene ritenuto opportuno sia invece operata sin dal 2020, nelle modalità attuate nel III periodo regolatorio, come precedentemente esposto allo spunto S4.

16 Iter di sviluppo del procedimento

S26. Osservazioni sull'iter di sviluppo del procedimento.

Si condivide.