

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

Osservazioni UTILITALIA 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”**

1. OSSERVAZIONI GENERALI

In linea generale la Federazione esprime apprezzamento per gli obiettivi complessivi che l'Autorità si prefigge di raggiungere nel corso del quinto periodo di regolazione quali: la promozione dell'efficienza, la diffusione di gas rinnovabili, lo sviluppo di soluzioni convergenti tra i settori gas ed elettrico, l'introduzione di meccanismi regolatori volti ad ottimizzare le politiche di *asset management* attraverso l'utilizzo di un indicatore in grado di fornire la vita residua media ponderata delle condotte.

In particolare si apprezzano le proposte illustrate relative all'inserimento di meccanismi di incentivi all'efficienza sia per quanto riguarda i costi operativi che i costi di capitale. Tuttavia, come meglio dettagliato nelle osservazioni puntuali, si esprimono perplessità sulle tempistiche e sulle modalità di introduzione di tali meccanismi con particolare riguardo ai costi di capitale.

Dagli sviluppi delle attività del tavolo di lavoro, istituito dalla stessa Autorità ai sensi della delibera 704/2016 per l'individuazione di una metodologia di riconoscimento dei nuovi investimenti a prezzi standard, è emersa la necessità di sviluppare una ulteriore importante fase finalizzata, da una parte a verificare la congruità dei parametri di calcolo assunti (taratura dei c.d. coefficienti "K") e, dall'altra, a modificare le attuali prassi contabili amministrative aziendali, non orientate ad oggi su modelli di rendicontazione per fini tariffari basati su una consuntivazione per centri di costo in grado di allineare le grandezze fisiche degli interventi (driver/ml) con i relativi valori di bilancio degli investimenti nel tempo (progressione degli incrementi patrimoniali) con il grado di granularità necessario.

Le due attività costituiscono il presupposto per proporre, come tra l'altro sembra suggerire anche il Regolatore in alcuni passaggi del DCO, l'istituzione di un **periodo di sperimentazione di un sistema di riconoscimento dei nuovi investimenti a costi standard che traguardi la piena operatività almeno a decorrere dalla metà del prossimo periodo regolatorio**. Questo consentirebbe a tutte le aziende di adeguare le dovute implementazioni informatiche necessarie per ottemperare alla regolazione a regime, sia in ottica di tracciatura ex ante delle informazioni, che di rendicontazione finale.

La struttura tariffaria relativa al V periodo regolatorio, come per il corrente periodo, dovrà inoltre contenere anche le disposizioni relative alle gestioni d'ambito. Visto l'attuale stallo nelle procedure delle gare gas (in termini di pubblicazione dei bandi, di aggiudicazione delle gare e, a maggior ragione, 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 d'ATEM di tali concessioni, non essendo intercorso nel corso del IV periodo alcun avvio di nuova gestione. Anche da un punto di vista temporale risulterebbe quindi coerente l'introduzione, con il V periodo regolatorio, di interventi innovativi come le **analisi costi benefici per l'eleggibilità tariffaria degli investimenti** (anche oggetto di offerta in gara) piuttosto che per la revisione e il perfezionamento di alcuni meccanismi regolatori quale quello di rivalutazione delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

Riteniamo quindi auspicabile che venga posta attenzione nei prossimi sviluppi consultativi ad una revisione strutturale e coerente di tale meccanismo, avendo le Imprese associate necessità di individuare le modalità di aggiornamento del valore parametrico (attualmente calcolato a perimetro asset 2011) sia dal punto di vista della determinatezza del valore “patrimoniale” nei documenti di gara, sia con riferimento ai profili tariffari post gara.

Se da una parte, per una vasta gamma di interventi regolatori, si esprime perplessità in merito alla decorrenza del 2020, dall'altra si ritiene che, proprio per il perdurante stallo delle procedure di assegnazione delle gare di ATEM, alcune misure prospettate nel DCO, inerenti l'introduzione di specifici meccanismi incentivanti le aggregazioni tra operatori, possano massimizzare gli effetti virtuosi di razionalizzazione del settore e di estrazione di efficienza che interventi regolatori di questo tipo potrebbero efficacemente re-introdurre a valle della loro sospensione nel corrente periodo regolatorio, dettata dall'aspettativa dell'avvento delle gare gas.

Infine, sin da ora ci si dichiara d'accordo con la proposta avanzata dall'Autorità di **far decorrere il nuovo periodo regolatorio dal 2021 estendendo, quindi, a tutto il 2020 la vigenza delle attuali disposizioni in materia di tariffe e qualità del servizio**. Ciò sarebbe di particolare utilità, innanzitutto, per consentire una adeguata e approfondita fase di consultazione su novità anche molto radicali rispetto agli attuali, consolidati paradigmi regolatori, oltre che a chiudere le partite regolatorie in sospeso (In particolare, ci si riferisce al riconoscimento dei costi sostenuti per la separazione delle banche dati, per la separazione del brand della società di distribuzione rispetto a quella di vendita e per la telelettura/telegestione degli smart meter gas, nonché alla definizione della metodologia per la copertura dei costi connessi alle verifiche metrologiche).

2. OSSERVAZIONI PUNTUALI

Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità nel quinto periodo regolatorio

Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento

R1. Si condividono pienamente gli obiettivi generali dell'Autorità. In particolare, con riferimento agli obiettivi del Quadro strategico¹, si evidenzia che la transizione verso la decarbonizzazione e i processi di trasformazione che stanno coinvolgendo i sistemi energetici, accresceranno la necessità di reti in grado di assicurare l'immissione di gas rinnovabili a produzione diffusa sul territorio accompagnando il contesto innovativo con nuovi servizi man mano che si questi si renderanno necessari. Per gestire tali cambiamenti diventa importante fornire segnali di

¹ Consultazione 09 aprile 2019 139/2019/A

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

incentivazione in modo da evitare di mettere a rischio la stabilità della gestione degli *asset* e al fine di evitare che gli oneri dei cosiddetti *stranded asset* vadano a gravare sui consumatori finali.

Di fatto però, una possibile diminuzione dei consumi nella fase di transizione verso la decarbonizzazione non può tradursi in un parallelo decremento degli investimenti essendo gran parte di questi non riconducibili alla capacità impegnata quanto piuttosto alla sicurezza del vettoriamento dell'ultimo mc di gas trasportato. Né, tanto meno, si ritiene opportuno prevedere un accorciamento delle vite utili degli asset, che porterebbe certamente ad aumenti tariffari, che a loro volta potrebbero incentivare la migrazione dei consumi verso altri vettori energetici. Qualora, pertanto, la sostenibilità economica della gestione delle attuali reti di distribuzione del gas naturale non riuscisse ad essere supportata dalla progressiva trasformazione delle stesse in vettori per il trasporto di gas rinnovabili, ovvero, altri gas energivori (idrogeno o mix) si dovranno prevedere elementi di perequazione economica infra-settoriali che tengano conto dell'accresciuta penetrazione del vettore elettrico a fronte del calo dei consumi di gas e a tutela degli investimenti effettuati nel sistema gas.

Scelte di fondo della regolazione tariffaria

S2. Osservazioni sulle scelte di fondo della regolazione tariffaria.

R2. Si condivide la scelta dell'Autorità di dare continuità ai criteri di regolazione dei costi operativi e di prevedere l'introduzione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi relativi ai nuovi investimenti.

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*.

R3. Si condivide la proposta dell'Autorità di confermare il criterio del *price cap* per la definizione dei costi operativi e, nello specifico adottare una ponderazione che prevede pesi in un range tra il 40% e il 50% per i costi effettivi e tra il 50% e il 60% per i costi riconosciuti. Si concorda nell'utilizzare come riferimento dei costi effettivi i dati unbundling 2018.

Si propone di utilizzare, come riferimento dei costi effettivi, il profilo desumibile dai conti annuali separati come media degli ultimi due anni 2017 - 2018 e di includere nei costi riconosciuti anche quelli emergenti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali o da mutamenti del quadro normativo. A titolo di esempio si citano gli extra costi derivanti dal nuovo meccanismo di riconoscimento del Contributo Tariffario a copertura dei costi relativi ai Certificati Bianchi.

In merito alla fissazione dell'*X-factor*, si condivide che per le aziende grandi debba essere fissato soltanto al fine 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

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

rilevante. Le aziende medie invece negli ultimi periodi regolatori hanno sempre avuto X-factor più sfidanti di quelli delle aziende grandi, per questo potrebbero incontrare delle difficoltà nell'efficientamento dei propri costi fino a raggiungere a fine periodo i livelli delle aziende di maggiori dimensioni. Infine si ritiene utile riproporre il mantenimento del livello di X-factor pari a zero nei primi due anni nel passaggio dal meccanismo delle gestioni comunali al meccanismo delle gestioni d'ambito.

In merito alle aziende piccole invece, anche in considerazione del mandato dato ad Arera dal legislatore (decreto legislativo 93/11), si condivide la necessità di accelerare il processo di convergenza dei costi unitari riconosciuti a tali imprese verso livelli efficienti, e a tal fine si suggerisce di farli convergere verso i costi previsti per le aziende medie. Tale meccanismo si ritiene sia certamente efficace per favorire le aggregazioni tra imprese.

Appare altresì opportuno effettuare una approfondita analisi volta a verificare la significatività del driver oggi utilizzato per la definizione delle componenti tariffarie unitarie a copertura dei costi operativi e, di conseguenza, dei ricavi ammessi a copertura di tali costi. In particolare, si auspica che si faccia riferimento alla totalità dei PDR e non solo a quelli attivi. Si segnala, infatti che i PDR, anche se chiusi, generano comunque costi operativi in primis di lettura del contatore per motivi di sicurezza (cessano, invece, solo quelli legati al preriscaldamento per la riduzione della pressione e all'odorizzazione). A tal proposito, si deve ricordare che i ricavi ammessi a copertura dei costi operativi riconosciuti sono definiti da una componente tariffaria calcolata a inizio periodo regolatorio considerando i costi totali (relativi sia ai PDR attivi che non attivi) riconoscibili e il numero dei PDR attivi nell'anno di riferimento (di solito, l'anno t-2); di conseguenza, qualora negli anni successivi si dovesse manifestare – come si sta effettivamente manifestando – uno scenario di diminuzione dei PDR attivi e aumento di quelli chiusi, il sistema appena descritto genererebbe un sotto-riconoscimento – e quindi una distorsione – dell'ammontare di ricavi ammessi a copertura dei costi operativi. Al contrario, il numero di PDR gestiti (attivi + non attivi) tende ad essere molto più stabile nel tempo e, di conseguenza, eviterebbe tali fenomeni distorsivi.

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.*

R4. Si condivide la proposta di introdurre specifici incentivi alle aggregazioni tra operatori con meno di 50.000 PDR. In particolare la scrivente suggerisce l'applicazione di diverse soluzioni che potrebbero essere efficaci rispetto all'obiettivo di aggregare le imprese. Si propone in tal senso di reintrodurre il meccanismo di incentivazione già in vigore nel III periodo regolatorio (art. 58.1 e 58.2 della RTDG 3PR), anche in relazione all'esigenza di continuità rispetto a strumenti regolatori rivelatisi efficaci e in considerazione della sua semplicità applicativa, tenendo conto della minimizzazione degli oneri amministrativi per il sistema.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

Inoltre, si ritiene di particolare incentivo alle aggregazioni una previsione regolatoria volta a permettere ai distributori *buyer*, in operazioni di acquisizione effettuate prima dell'avvio della gara d'ambito, di valorizzare la società *target* al VIR a cui sarà successivamente parametrato il riconoscimento tariffario. Si sottolinea che tale operazione avrebbe come effetto il semplice anticipo degli esiti tariffari delle gare gas, senza alcun effettivo aggravio a carico del sistema rispetto alla situazione che si avrebbe qualora il subentro di un operatore ad un altro avvenisse come risultato della gara d'ambito. Nello scenario ipotizzato, infatti, al momento dell'acquisizione della società *target* verrebbe definito il VIR relativo agli impianti trasferiti che verrebbe in seguito aggiornato per tener conto del processo di ammortamento e dei nuovi investimenti; il valore VIR degli impianti così aggiornato sarà quindi quello rilevante ai fini tariffari nella fase *post* assegnazione della gara d'ambito qualora il gestore che ha precedentemente acquisito gli impianti, si riconfermi; in caso contrario, sarebbe il valore cui gli *asset* verrebbero trasferiti al nuovo entrante. In fase di gara, inoltre, sarebbe comunque possibile prevedere uno sconto parametrato sulla differenza tra il VIR e la RAB, calcolando quest'ultima come pro-forma sulla base dei dati pre-acquisizione e su quelli relativi agli investimenti/dismissioni/contributi post acquisizione.

Nell'ambito di tale meccanismo incentivante, a maggior tutela dell'utente finale, si potrebbero altresì replicare le modalità di valutazione oggi adottate dall'Autorità nell'ambito delle proprie competenze nella fase di predisposizione dei bandi delle gare gas.

Tale scenario, infine, permetterebbe agli utenti di godere di un miglior servizio nella fase pre-gara perché verosimilmente il gestore che ha acquisito gli impianti avrà una capacità tecnico operativa, nonché finanziaria – anche grazie a tariffe congrue parametrize al valore industriale degli impianti - adeguata per effettuare investimenti finalizzati al miglioramento della sicurezza e della qualità de servizio.

Si ritiene opportuno che, in ogni caso, gli incentivi volti alla riduzione del numero di imprese siano introdotti quanto prima anche nel caso, contemplato allo spunto di consultazione S25, in cui l'attuale periodo regolatorio venga prorogato di un anno. Si ritiene infatti che tale misura sia indipendente dalla fissazione dei nuovi livelli di Opex riconosciuti e potrebbe generare, dalla sua introduzione, i risultati per cui è stata introdotta nel precedente periodo regolatorio.

Linee di intervento in relazione ai costi di capitale

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

R5. Si condividono l'analisi e i criteri di valutazione delle immobilizzazioni essendo in massima parte in continuità rispetto agli sviluppi già annunciati.

Per quanto riguarda la valorizzazione della RAB nel caso in cui ad aggiudicarsi la gara sia l'*incumbent*, come richiamato nelle osservazioni generali, riveste particolare attenzione il tema della rivalutazione delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore. I presupposti di riallineamento applicabili al calcolo base del 2011, non rispondono infatti ai profili di

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

investimenti, spesso oggetto di interventi obbligatori, maturati ad oggi e soprattutto, stanti i ritardi accumulati nello svolgimento delle gare, a quelli che si intraprenderanno nei prossimi anni tanto più se soggetti ad incentivazione.

A parere della scrivente, questo periodo di consultazione potrebbe essere una occasione, anche in considerazione del fatto che ad oggi nessuna gestione di ATEM ha avuto avvio, per rivedere la formula dell'articolo 23 dell'attuale RTDG. Tale revisione potrebbe sostanziarsi in un aggiornamento dei coefficienti, possibile ampliando al 2017 il perimetro temporale degli asset alla base della loro determinazione. Una volta determinato il valore parametrico mediante tale procedura, si ritiene necessario aggiungere gli investimenti dal 2018 all'anno precedente l'avvio delle gestioni di ATEM ai fini di ottenere il capitale investito netto di località post rivalutazione. In tal modo si avrebbe certezza circa la solidità della formula, i cui parametri oggi, come esplicitato in una FAQ, sono stati definiti sulla base di analisi econometriche condotte su dati resi disponibili dagli operatori in sede di raccolta dati per le determinazioni tariffarie 2013, aggiornati al 31 dicembre 2011. In alternativa, nel caso non si ritenga opportuno provvedere ad una revisione della formula, si propone, una volta calcolato il valore parametrico ai sensi dell'art. 23 (della RTDG), di poter aggiungere gli investimenti realizzati dal 2012 ai fini di ottenere il capitale investito netto di località post rivalutazione.

Si coglie inoltre l'occasione per segnalare, in merito a quanto disposto all'art. 22.1 dell'attuale RTDG, che risulterebbe opportuno incrementare il coefficiente del valore parametrico lordo da 0,75 a 1. Si ritiene infatti che tale modifica:

- sia funzionale a fornire una maggiore congruità nella valutazione del valore parametrico riconosciuto, anche in considerazione del continuo rinvio dell'avvio delle nuove gestioni che ritardano l'effetto di rivalutazione atteso oltre le previsioni condotte al momento della definizione del metodo rivalutativo, a fronte di una situazione di "depressione" delle RAB di alcune località oggettivamente riconosciuta dalla stessa Autorità;
- possa contribuire ad offrire un'opportuna soluzione regolatoria alle esigenze di valorizzazione del patrimonio degli enti locali, in luogo di interventi più "invasivi" come quelli che conseguirebbero da alcune proposte di modifica legislativa relative alla valorizzazione in tariffa a VIR per i beni di proprietà degli enti locali.

Pur avendo chiaro che le proposte cui da ultimo si accennava sono di competenza istituzionale esterna al Regolatore, segnaliamo che, se recepite, potrebbero **rallentare ulteriormente lo svolgimento delle gare aumentando la complessità delle procedure rispetto alla situazione attuale**, introducendo nuove attività ed adempimenti a carico di tutti gli attori coinvolti (in primo luogo gli Enti locali e le Stazioni Appaltanti) oltre a produrre un **aumento tariffario difficilmente stimabile a priori**.

Per quanto riguarda i cespiti centralizzati relativi al servizio di misura, l'Autorità ha dichiarato l'intenzione di portare a compimento la riforma relativa alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori: pur condividendo l'intento si auspica una nuova analisi quantitativa contenuta nel documento per la consultazione 759/2017/R/GAS, relativamente all'individuazione di un tetto massimo finalizzato a recuperare in sei anni il differenziale esistente con i livelli di costo ipotizzati efficienti (e quindi teoricamente

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

fino a 2,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con uno smart meter in servizio). Si ritiene inoltre importante fare presente come debba essere garantito (in qualche misura) il ritorno della cd “coda degli investimenti del periodo 2012-2018”, per i quali l’attuale metodo ha fissato una vita utile pari a 15 anni (tab. 3 della RTDG) e per i quali, oggi, il valore non ancora ammortizzato è rilevante.

In merito al trattamento dei costi connessi all’installazione dei turbo-espansori si ritiene importante incentivare queste forme di investimento che consentono di adottare soluzioni efficienti sul piano energetico. Per evitare sussidi incrociati tra attività regolate e non, si propone quanto segue:

- Ripartire il valore del cespite tra componenti dedicate al processo di riduzione della pressione del gas rispetto al cespite dedicato alla produzione di energia elettrica e/o di calore mediante valutazioni peritali o tramite valutazioni statistiche;
- Attribuire i certificati bianchi alle attività che li hanno generati che prevalentemente corrispondono all’attività di produzione elettrica e alle attività diverse in quanto i risparmi energetici derivano proprio dall’aver combinato al processo di decompressione del gas la produzione di altri vettori energetici tramite l’impiego di alternatori e/o di eventuali apparati accessori quale il generatore di calore;

Infine si ritiene che, la contenuta autoproduzione elettrica che tale iniziativa di investimento comporta dovrebbe costituire un elemento escludente l’applicazione della normativa sull’*unbundling* funzionale: il distributore, infatti, non intraprende alcuna attività “non regolata” ma effettua solo un efficientamento energetico dei propri impianti.

Ad avviso della scrivente si potrebbe prevedere un periodo limitato nel quale gestire tali investimenti nell’ambito delle c.d. “*sandbox regolatorie*” al fine di risolvere tutte le questioni regolatorie e tecniche individuate in un ambiente “controllato”. A valle di tale periodo, si potrà individuare la regolazione definitiva in materia (preservando quanto fino ad allora realizzato).

Si evidenzia infine la necessità di affrontare nell’ambito dell’aggiornamento dell’RTDG l’opportunità di “mettere a sistema” i contenuti di diverse FAQ intervenute nel corso degli ultimi anni. A tal riguardo Utilitalia si riserva di formulare osservazioni e proposte più puntuali e su temi specifici, quale ad esempio il tema del recupero all’anno T+12 del differenziale VIR-RAB per il gestore uscente vincitore di gara, relativamente al meccanismo di recupero del deflatore.

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

R6. Si condivide la proposta dell’Autorità di sottoporre a degrado i c.d. contributi “congelati”. Per quanto riguarda l’obiettivo del completo “scongelo” dei contributi entro la conclusione del quinto periodo regolatorio, visto l’importante impatto atteso in termini di contrazione della RAB, si propone che lo scongelamento sia realizzato, oltre che in forma

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

graduale, a partire dalla seconda metà del quinto periodo regolatorio e che si concluda nel sesto periodo.

In aggiunta si propone l'introduzione di una *menù regulation* specifica in materia. In quest'ambito, il distributore potrebbe scegliere, periodicamente, l'opzione preferita tra le varie alternative proposte per la gestione della quota annua di contributo da "scongellare". Ad esempio, potrebbe decidere, alternativamente, una delle seguenti opzioni:

- Opzione 0: gestione della quota annua di contributi "scongellati" secondo la normale regolazione vigente (deduzione dalla RAB e dalla QA);
- Opzione 1: restituire agli utenti la quota annua sotto forma di beneficio per gli utenti finali di pari portata, ad esempio come sconto su nuovi contributi di allaccio o, in generale, sui contributi richiesti a fronte dei prestazioni;
- Opzione 2: simile alla 1, ma integrata con la proposta dell'azienda in materia di prestazioni commerciali "prime". In questo caso, l'ammontare della quota annua viene scontata dai contributi richiesti per tali attività;
- Opzione 3: la quota annua viene azzerata a fronte dell'impegno a raggiungere particolari livelli prestazionali in tema di sicurezza del servizio;
- Opzione 4: la quota annua viene azzerata a fronte della presentazione di progetti innovativi/a tutela dell'ambiente. In questo caso, proprio tale azzeramento costituirebbe l'incentivo a sostegno di tali progetti.
- Opzione 5: accorpamento di varie partite di storica generazione e di lenta chiusura in un unico processo al fine di chiudere partite pregresse che hanno avuto origine in precedenti periodi regolatori e compensare naturalmente effetti di segno diverso contendo l'impatto complessivo. Tra le partite che potrebbero essere valutate insieme allo scongelamento dello stock di contributi esistente al 31/12/2011 si potrebbero considerare ad esempio il riconoscimento degli ammortamenti residui dei contatori tradizionali sostituiti con gli smart meter, il riconoscimento del delta ammortamento derivante dalla modifica della vita utile dei gruppi di misura.

Naturalmente, la lista è puramente indicativa e le opzioni possono essere integrate e/o combinate tra loro.

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

R7. Si condivide l'introduzione di un meccanismo di incentivo all'efficienza in relazione ai costi di capitale utilizzando il costo standard come benchmark. Tuttavia si evidenziano alcune criticità. In primo luogo l'impossibilità di arrivare a definire un costo standard in tempo utile per il 2021, anno indicato dall'Autorità per l'introduzione del meccanismo per le motivazioni espresse nelle osservazioni generali. In secondo luogo l'assenza di un valore definito del costo standard ha

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

impatti anche sulla possibilità di definire, sempre in tempo per partire nel 2021, le percentuali che determinano i range di premio/penalità. Inoltre, tra i dettagli metodologici e applicativi che saranno oggetto di approfondimento in successivi documenti per la consultazione, si richiede di porre particolare attenzione ai meccanismi di accertamento dell'intervallo di implausibilità e di inefficienza grave in quanto in molti casi i minori o maggiori costi effettivi rispetto al costo standard potrebbero essere causati dalla presenza di situazioni eterogenee in cui il modello di definizione del costo standard non è stato in grado di cogliere le dovute specificità.

Infine la fissazione di possibili limiti da imporre alla capitalizzazione rispetto alla spesa totale evidenzia il rischio di una parziale copertura dei costi (operativi e di capitale) sostenuti. Le capitalizzazioni effettuate rispondono infatti in primis a regole contabili di compliance. Si ritiene che, ancor prima di fissare limiti alla capitalizzazione delle spese, sia opportuno porre attenzione alla certificabilità e solidità dei criteri e delle modalità con cui, anche tramite il supporto di sistemi di contabilità evoluti, le aziende individuano e imputano le diverse voci di costo alle singole commesse di investimento.

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

R8. In merito all'aggiornamento dei livelli di *gearing* a decorrere dal 2022 Utilitalia ritiene che eventuali considerazioni ed osservazioni in merito potranno essere utilmente sviluppate in occasione del prossimo aggiornamento del TIWACC.

In merito al parametro β , invece, non si condivide la proposta di superare l'attuale distinzione tra il β del servizio di distribuzione e misura. Utilitalia ritiene 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 insiti in tale servizio. Come riconosciuto da Arera nello stesso documento di consultazione in oggetto, 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 lontano dal suo completamento (siamo giunti al 50% del totale delle installazioni da compiere). Pertanto si ritiene che sia opportuno mantenere nella remunerazione del capitale investito associata a tale servizio l'attuale maggiorazione, legata al maggiore rischio tecnologico supportato dal settore catturato da un livello più elevato del parametro beta. Si ritiene altresì opportuno rinviare la valutazione della revisione del parametro beta della misura al VI periodo regolatorio, quando plausibilmente il processo di rollout sarà completato e, auspicabilmente, si saranno stabilizzate le problematiche di natura tecnica legate al corretto funzionamento dei nuovi apparati.

Nel caso in cui l'Autorità intendesse procedere all'unificazione del parametro β delle due attività si propone che il nuovo parametro venga calcolato effettuando una media ponderata dei β delle due attività per le rispettive RAB.

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.*

R9. La scrivente riconosce la fondamentale importanza del riconoscimento da parte dell'Autorità di vite utili regolatorie più brevi con riferimento ai misuratori di classe G4 e G6 tradizionali oggetto di mancato completamento del piano di ammortamento.

In relazione alla vita utile tariffaria degli smart meter c'è invece da prendere atto della maggiore velocità evolutiva dei prodotti elettronici rispetto agli apparecchi di tipo meccanico. Se poi alla componentistica elettronica si associano gli sviluppi dei sistemi trasmissivi, caratterizzati da logiche concorrenziali che associano alla crescita delle prestazioni, la cessazione di interesse per le reti solo tecnologicamente vetuste, ancorché fruibili per piccoli segmenti di mercato, appare evidente come l'oggetto contatore, nella catena della telelettura gas, risulti a fortissimo rischio di obsolescenza anticipata rispetto alle attuali vite utili regolatorie. **E' infatti probabile che nei prossimi anni si assista ad una progressiva dismissione anticipata degli smart meter punto-punto su rete GSM, a favore della migrazione delle reti GSM verso la tecnologia NB-IOT.** Nel caso in cui si concretizzino situazioni di obsolescenza anticipata, è necessario tutelare gli investimenti effettuati secondo un principio di neutralità tecnologica in relazione alle diverse scelte architetture dei sistemi di telelettura gas (PP o PMP) effettuati dai differenti gestori.

Aver inoltre considerato una vita utile degli *smart meter* pari a quella dei contatori meccanici comporta anche una forte ricaduta sugli anni di servizio reale a causa dell'alimentazione energetica dell'apparecchiatura. Nel settore gas, infatti, a differenza di quello elettrico in cui il contatore elettronico è autoalimentato, si deve aggiungere l'attività di cambio della batteria che dal punto di vista economico pesa quasi quanto il cambio dell'intero contatore rendendo auspicabile la sostituzione anticipata dell'intero *smart meter*.

Va inoltre considerato che gli attuali *meter* gas presentano criticità di varia natura, già a suo tempo approfondite in specifici documenti che la scrivente federazione ha avuto modo di trasmettere a codesta Autorità:

- per i misuratori *smart* di piccolo calibro (G4/G6) installati nel periodo compreso tra il 2014 e il 2016 si è manifestata una difettosità superiore alla media, del tutto comprensibile in relazione al fatto che lo specifico settore industriale deputato alla produzione degli stessi si è trovato ad ingegnerizzare un prodotto di nuova concezione, al contrario dei convertitori dedicati ai grandi calibri, il cui mercato già garantiva prodotti di avanzata generazione essendo in uso da diversi decenni;
- la collocazione degli stessi in siti precedentemente dedicati alla installazione di apparati meccanici comporta, in diversi casi, l'esposizione di uno strumento elettronico di elevata complessità a condizioni di esercizio critiche o che ne rendono difficile la normale manutenzione.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

Sarebbe pertanto altamente auspicabile che, stante la possibile futura maturità di prezzo degli *smart meter*, si riduca la vita utile regolatoria attuale degli stessi sia per i nuovi investimenti sia per lo stock già installato (o almeno di uno specifico, ben perimetrato, cluster di tali misuratori coincidente con i modelli caratterizzati dalla maggiore difettosità), così da permettere nell'avvicendamento dei dispositivi l'*upgrading* in continuo delle tecnologie secondo normali logiche di sviluppo di mercato, avendo riguardo particolare per la prima serie di apparati installati.

Sarebbe inoltre auspicabile un intervento regolatorio finalizzato a supportare la normalizzazione delle condizioni di installazione degli apparati (o perlomeno le più critiche) in analogia a quanto già effettuato nel settore elettrico (colonne montanti) al fine di preservarne il valore e la manutenibilità.

Si propone infine di valutare interventi puntuali di sostituzione dei gruppi di misura a tecnologia più obsoleta e che presentano livelli di consumo maggiore garantendo agli operatori la piena copertura dei costi sostenuti per adempiere all'obbligo di sostituzione.

R10. Si condivide la proposta circa l'introduzione di un importo a recupero dei mancati ammortamenti da riconoscere alle imprese distributrici (derivante dal cambio di vita utile intercorso) e la metodologia di calcolo proposta.

Tuttavia si evidenzia che, nel caso di subentro in occasione delle gare d'ambito, oltre al VIR, è necessario riconoscere al gestore uscente il rimborso dell'importo sopra esposto e del cumulo degli ammortamenti, che ogni anno saranno rilasciati dalla tariffa, relativi ai contatori G4-G6 dismessi dal gestore uscente e che avevano meno di 15 anni (al momento della loro dismissione).

Infine, si ritiene che il periodo di tempo considerato per il riconoscimento degli stessi al gestore (10 – 15 anni) sia eccessivamente lungo. Pertanto si propone di chiudere il processo di riconoscimento degli ammortamenti in tempi più rapidi a prescindere dall'affidamento della gara in modo da evitare di trascinare nel tempo gli effetti derivanti da interventi effettuati in periodi regolatori passati.

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

R11. Si condivide la predisposizione e la messa disposizione delle Linee Guida.

Tale strumento è necessario sia introdotto al fine di:

- promuovere nel decisore politico locale la consapevolezza nella sostenibilità ambientale economica e nella gestione degli interventi nonché nella prioritizzazione degli stessi;

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

- 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 auspicabile 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.

Riteniamo inoltre doveroso osservare che il principio esposto al punto 7.38, secondo cui le Linee Guida rappresentano uno strumento efficace per guidare le scelte dei piani di sviluppo da presentare nelle offerte per le gare, risulti oggettivamente rappresentativo di modelli di sviluppo di reti di estensione / sostituzione di condotte, rispetto ad una aspettativa di investimenti a cui dovrebbe seguire una riduzione dei consumi gas per effetto dei processi di decarbonizzazione più volte citata nel DCO.

Criteri di allocazione dei costi agli utenti

S12. Osservazioni sui criteri di allocazione dei costi.

S13. Osservazioni e ipotesi sugli ambiti tariffari.

R12. Si condivide l'impostazione dei criteri di allocazione dei costi aggiungendo che tra i motivi positivi si possono anche annoverare le utilissime semplificazioni delle tariffe dal punto di vista dell'ampiezza geografica dell'aggregazione in macro ambiti sovra-regionali, per gli operatori della vendita al dettaglio.

R13. In merito alle argomentazioni su nuove valutazioni anche in ragione dell'esperienza maturate da ARERA in ambito delle gare gas, si ritiene di rimandare eventuali modifiche di assetto ad un periodo in cui saranno state espletate un maggior numero di assegnazioni di gestioni di ambito.

In generale, tuttavia, si ritiene opportuno che il numero degli ambiti tariffari non aumenti. I vantaggi derivanti da tale impostazione sono i seguenti:

- Per le società di vendita ciò determinerebbe maggiore efficienza e riduzione costi commerciali;

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

- Il “sussidio” tra territori all’interno di un ambito tariffario più esteso tende a stabilizzare il livello tariffario stesso considerando il fatto che, a fronte di aumenti tariffari modesti e generalizzati, possono essere effettuati maggiori investimenti anche nei comuni più svantaggiati per caratteristiche del territorio con benefici sia locali che generali.

Sulla questione dell’istituzione di un nuovo ambito sulla Sardegna, stante il peso dei nuovi investimenti necessari alla metanizzazione dell’isola, va valutata con attenzione se l’imputazione degli stessi ad un numero basso di PdR non possa costituire un segnale di prezzo ostativo per la migrazione dei clienti finali verso l’uso del gas. Si propone quindi di inserire la Sardegna nell’ambito tariffario sud – occidentale o meridionale.

S14. *Osservazioni e ipotesi sulla struttura e articolazione tariffaria.*

R14. Relativamente al peso delle quote fisse va tenuto conto che un aumento degli importi fissi sui bassi consumi caratteristici dell’uso cottura del gas, porterebbe una migrazione dei clienti non solo verso l’utilizzo di energia elettrica ma, e soprattutto per le classi meno abbienti, al ritorno al fornello a gas alimentato con bombola a GPL. Soluzione che con particolare riferimento a seconde case o situazioni temporanee è portatore di impiantisti “fai da te” che abbassano di gran lunga l’attuale livello di sicurezza nell’utilizzo del gas.

Contributi di connessione e altre prestazioni delle imprese distributrici

S15. *Osservazioni sul tema dei contributi di connessione.*

R15. Il tema dell’unificazione dei contributi di connessione applicati dalle imprese di distribuzione è particolarmente rilevante dal punto di vista della predisposizione delle offerte di gara, pertanto si ritiene che il processo di unificazione di tali contributi debba avvenire naturalmente secondo logiche di mercato in sede di aggiudicazione della gara e che quindi non sia necessario un intervento regolatorio anticipato di omogeneizzazione degli stessi.

Linee di intervento per la regolazione della qualità nel quinto periodo regolatorio

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

R16. In linea generale si apprezza la volontà dell’Autorità di dirigere la regolazione verso meccanismi regolatori volti ad ottimizzare le politiche di *asset management* attraverso l’introduzione di un indicatore in grado di fornire la vita residua media ponderata delle condotte. Tuttavia si richiede di porre particolare attenzione nella scelta degli indicatori se questi hanno poi il fine ultimo di portare alla definizione di eventuali meccanismi atti ad ottimizzare la spesa

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

per investimenti. A tal fine sarebbe utile sviluppare un confronto con gli operatori attraverso l'istituzione di un apposito tavolo tecnico.

Nello specifico, ai fini della semplificazione di cui al punto 11.2 del DCO, riteniamo auspicabile promuovere ogni iniziativa possibile che riduca i tempi delle istruttorie da parte degli uffici dell'Autorità stante la considerazione che la prassi, palesata da diverse annualità, prevede un periodo di circa tre anni di elaborazione dei dati per arrivare alla liquidazione dei corrispettivi dei premi e penalità, producendo un effetto inverso laddove l'Operatore virtuoso attende tre anni prima di introitare i premi, mentre, l'Operatore che non raggiunge i livelli prestazionali attesi, posticipa gli effetti delle penalità. Una possibile ipotesi propositiva potrebbe essere quella di impostare dei criteri selettivi sull'accettazione delle modifiche dati solo se i dati corretti sono tali da influenzare il rispetto dell'obbligo di servizio. Fatta salva tale condizione potrebbe essere introdotto un secondo filtro, quello di accettare modifiche portatrici di variazioni sui premi/penalità teorici dell'anno t superiori ad una certa soglia (ad esempio il 5%).

Per quanto riguarda la previsione indicata nel DCO di valutare se procedere all'adozione dell'indice di rischio contenuto nello standard tecnico UNI TS 11297, eventualmente applicato anche agli impianti di derivazione d'utenza interrati, quale indicatore sintetico della sicurezza degli impianti di distribuzione, riteniamo doveroso segnalare che attualmente non vige l'obbligo di censire le diramazioni e che dal programma lavori CIG 2019 la stessa norma risulterebbe oggetto di revisione. Sarebbe pertanto auspicabile un mandato di indirizzo al CIG finalizzato ad aggiornare l'indice di rischio da dispersioni dell'impianto di distribuzione, coerente con le finalità che si intendono attribuire ad esso e dunque con riferimento alla totalità del tipo di dispersione segnalate da terzi presenti su reti, allacci e GdM; estendendo quindi l'applicazione della norma attuale sia agli allacciamenti (parte interrata e parte aerea) sia anche ai Gruppi di Misura. Nella revisione dovrebbe rientrare anche la definizione dell'indicatore che fornisca, a livello di impianto, la vita residua media ponderata degli asset. Stante perciò il lavoro da svolgere sulla nuova UNI 11297, sarebbe opportuno mantenere in continuità l'attuale meccanismo per il calcolo della base della componente dispersioni fino all'adozione della norma aggiornata.

Per quanto riguarda il tema del risanamento delle condotte in materiale critico, andrebbe chiarito se il senso di quanto espresso al punto 11.6, sia da riferire alle sole condotte in ghisa con giunti canapa-piombo, in relazione al quale si condivide l'orientamento, oppure anche alle altre tipologie di materiale critico (PVC, cemento amianto e altro non previsto dalle norme tecniche) rispetto alle quali i tempi di intervento appaiono decisamente ristretti.

E' infatti doveroso notare la differenza di obblighi regolatori vigenti esistente tra le due tipologie di condotte. A fronte della gradualità di intervento nel risanamento della ghisa con obblighi di sostituzione modulati a partire dal 2004, le tubazioni in servizio in PVC, cemento amianto e altro ad oggi non previste dalle norme tecniche ancorché in linea al momento della posa, non sono mai state oggetto di regolazione che ne prevedesse il risanamento obbligatorio.

Trattasi di consistenze non particolarmente rilevanti dal punto di vista dei km, rispetto a quelli della ghisa risanata, però concentrate in specifiche aree del Paese (tipicamente in pochi comuni)

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

su aree altamente urbanizzate che rendono infattibile di un intervento su base biennale, fosse solo per le autorizzazioni necessarie alla contemporanea chiusura al traffico di molte vie cittadine di uno stesso quartiere, laddove, invece, l'esperienza dei Gestori consente un esercizio di queste reti in condizioni di sicurezza tali da consentire il graduale risanamento delle stesse in tempi congrui. Stante quanto sopra si auspica l'individuazione di soluzioni personalizzate che, caso per caso, individuino le specificità dei singoli interventi per una programmazione fattibile anche in ottica di priorità rispetto ad altri interventi. In ogni caso l'eventuale fissazione di obblighi generalizzati e non tarati su singola realtà, per quanto sopra espresso, non potrà che avere una declinazione temporale graduale che interessi almeno l'intero periodo regolatorio.

S17. *Osservazioni rispetto alla regolazione della qualità commerciale.*

R17. In relazione alla verifica della pressione su richiesta del cliente finale è condivisibile e opportuno 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.

Sul tema della qualità commerciale oltre a quanto sopra si ritiene auspicabile apportare integrazioni alla vigente regolazione in materia di appuntamenti con il cliente finale, prevedendo la possibilità, per il distributore, di contattare quest'ultimo attraverso i canali dallo stesso stabiliti al fine di ricordargli dell'appuntamento fissato in modo da ridurre gli appuntamenti non andati a buon fine a causa dell'assenza del cliente finale.

Tale proposta comporta la necessità di rendere obbligatorio, nel RCU Gas (ma anche EE), il popolamento – e il successivo aggiornamento - dei campi relativi ai canali di contatto dei clienti finali. Inoltre, si ritiene necessario – al fine di aumentarne la capacitazione – prevedere la facoltà, per il distributore, di addebitare al cliente finale il costo dell'uscita qualora quest'ultimo risulti assente nonostante un certo numero di avvisi preventivi.

A quest'ultimo proposito si sottolinea che i costi relativi a tali interventi sono afferenti al comparto "servizi onerosi ai clienti finali o utenti rete" (attività di distribuzione) o al comparto "interventi natura commerciale misuratori" (attività di misura) dei conti annuali separati predisposti dai distributori gas e che questo non è tra quelli rilevanti ai fini della determinazione del valore iniziale delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi della distribuzione o della misura del gas. Ciò in quanto tali servizi sono coperti dai relativi contributi (forfettari o meno). Alla luce di ciò, è evidente che i casi di uscite non andate a buon fine a causa dell'assenza del cliente finale si traducano in una perdita secca del distributore che, a fronte del costo del personale impegnato nell'uscita, non ha ricavi.

Un altro elemento di innovazione che si auspica sia introdotto a partire dal prossimo periodo regolatorio (o anche nel periodo transitorio, in caso di posticipo del suo avvio) è la possibilità, per il distributore, di offrire in via onerosa un livello prestazionale (molto) migliorativo rispetto agli standard fissati dalla regolazione per venire in contro a particolari esigenze del cliente finale.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

La scelta tra il livello prestazionale “prime” e quello normale sarebbe ovviamente liberamente effettuata dal cliente finale stesso, in base alle proprie valutazioni. Tale proposta non sembra in contrasto con la normativa e la regolazione in materia di distribuzione gas in quanto lascerebbe impregiudicata l’esistenza di un livello di servizio, comune a tutti gli utenti, definita dalla regolazione e ulteriormente articolata dai contratti di servizio. Inoltre, si deve sottolineare che appare inverosimile che un distributore possa approfittare di tale possibilità per spingere sistematicamente gli utenti verso il servizio “prime” dato che lo stesso, per sua stessa natura, comporta uno sforzo organizzativo e logistico non compatibile con elevati volumi di interventi. Ad ogni modo, si potrebbero introdurre apposite modifiche alle attuali raccolte dati in materia di monitoraggio della qualità commerciale per verificare l’eventuale peggioramento delle prestazioni rispetto agli standard fissati dalla regolazione in presenza di un servizio prime

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.*

R18. Sul tema delle performance della misura preme innanzitutto osservare che gli Operatori della distribuzione gas nazionali, nell’adempire ad obblighi di carattere regolatorio, si sono trovati a svolgere attività innovative quali la posa e gestione di **apparecchiature elettroniche approvvigionandosi, almeno per tutto il primo biennio di attività, di strumentazione non derivato da una graduale maturazione di mercato in cui i primi prodotti trovano una diffusione numerica di tipo sperimentale e conseguentemente si sono fatti carico della manutenzione di apparecchiature ad altissimo tasso di difettosità.**

Per queste apparecchiature di prima installazione, alle note problematiche di raffronto con il Cliente Finale per accesso al contatore da sostituire, è seguita una impegnativa fase di gestione in cui gli Operatori sono stati costretti confrontarsi con le conseguenze di aver obbligatoriamente acquistato apparecchiature di tipo prototipali dove ogni difettosità riscontrata, se risolvibile, è stata oggetto di upgrading tramite aggiornamento del software in locale, ovvero, cambio di contatore.

Nonostante, quindi, il grande sforzo profuso dal CIG nella regolazione tecnica di un prodotto progettato in corso di normazione e, più in generale, da tutti gli attori della filiera (produttori di contatori, distributori gas, società dedicate alla integrazione di sistema, etc.), gli operatori hanno dovuto svolgere una pesantissima attività in campo sui contatori di prima fornitura con risultati ad oggi non sempre all’altezza dal punto di vista delle performance attese. Attività che solo con la effettiva posa in campo sono via via maturati in know-how esperienziali dei costruttori per consentire un progressivo miglioramento dei prodotti che sono stati forniti e installati negli anni seguenti.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

Fermo restando quanto sopra, l'esperienza maturata oggi dal settore, unica a livello internazionale, ha evidenziato con dati e fatti oggettivi e verificabili che **le performance di telelettura dei misuratori elettronici sono fortemente influenzati da una serie di problematiche rispetto al quale l'Operatore ha pochissime leve di intervento**, quanto meno nell'attuale livello di copertura ed efficienza dalle tecnologie di trasmissione dei dati² (GPRS o Radiofrequenza – RF) che per loro precisa natura (wireless) sono meno affidabili di quelle via cavo. **Allo stadio attuale di sviluppo tecnologico, pertanto, nella telelettura gas non può essere garantito lo stesso tasso di raggiungibilità e successo del settore elettrico.**

È evidente quindi che in un sistema non alimentato dalla rete elettrica e caratterizzato da condizioni di installazione sovente non accessibili, la problematica della batteria assume una rilevanza notevole, soprattutto perché sostituire le batterie di uno *smart meter* è molto costoso, assommando al costo della batteria da sostituire il costo dell'intervento del personale in campo, costi che, per i contatori G4-G6 possono arrivare ad una quota molto significativa del valore del contatore stesso, **problematica che pone una significativa riflessione sulla questione della vita utile regolatoria di questi cespiti come già argomentato nella R9.**

Più in generale, va tenuto conto che le *performance* della telelettura gas scontano già dal momento della posa il problema del posizionamento dal punto di vista della copertura trasmissiva essendo obbligati, per ovvi motivi di logistica e costi, ad utilizzare il precedente sito di installazione dei misuratori tradizionali. **Posizioni che pur essendo conformi alle norme in vigore, sono stati storicamente pensati solo ai fini della sicurezza gas e non per garantire efficacia della comunicazione, né tantomeno per proteggere delicate apparecchiature elettroniche.**

Oltre a quanto sopra le *performance* di telelettura dei misuratori **elettronici sono fortemente condizionati dalla possibilità di intervenire localmente sul contatore (accessibilità vedi R19) mediante sopralluoghi per l'accertamento e la risoluzione, laddove possibile in campo, delle cause di non funzionamento** che possono essere per via non esaustiva riepilogabili in;

- a) sopraggiunta scarica della batteria di comunicazione/batteria metrologica (display spento);
- b) guasto del modem di comunicazione o dell'alloggiamento della Sim;
- c) difficoltà per la rete di comunicazione a raggiungere il contatore in quanto in posizione sfavorevole (es. in piano interrato), o posto in nicchia con sportello metallico o per presenza di temporaneo elemento di schermatura;
- d) non adeguata copertura della rete di comunicazione.

Stante le motivazioni sopraesposte le possibili migliorie regolatorie riguardano in primo luogo ottimizzazioni che chiamano in causa specifiche modifiche della normativa primaria e della

² A titolo di esempio le azioni che il distributore può effettuare verso i Provider sono poche e con limitatissimi risultati e rispetto ai quali la *performance* della lettura **può scendere di diversi punti percentuali, non recuperabili in nessun modo dal Distributore**

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

regolazione di settore delle telecomunicazioni come la possibilità di utilizzare il Roaming Nazionale Permanente, attualmente non previsto dal nostro ordinamento legislativo e che consentirebbe fin da subito senza dover intervenire **sugli smart meter già installati in campo**, di meglio sfruttare la qualità del segnale telefonico, ottimizzando la resa di lettura e la durata delle batterie.

Un ulteriore miglioramento nella produzione di contatori maggiormente performanti potrebbe derivare dalla possibilità di utilizzare le cosiddette e-Sim bianche che, se opportunamente abbinate ad un sistema regolatorio che renda concretamente eseguibile le procedure di Remote Provisioning, consentirebbero ai nuovi smart meter di passare a un diverso operatore telefonico senza intervenire fisicamente sullo smart meter con un cambio Sim, migliorando quindi la copertura del segnale telefonico (nonché il livello di prezzo in concorrenza per il servizio).

Come già ampiamente argomentato negli incontri di approfondimento condotti da ARERA con la parallela Autorità delle Telecomunicazione, altro elemento di cui si deve tenere in conto è la dismissione dei sistemi GSM (più per opportunità commerciali che tecnologiche) con la progressiva migrazione delle infrastrutture di rete verso le modalità di comunicazione in NB-IoT che potrebbero attenuare il problema della scarsa raggiungibilità dei contatori. Tecnologia che, come è noto, non potendosi applicare su contatori già posati, andrebbe adeguatamente pianificata per consentire ragionevoli modalità di progressiva implementazione funzionale alla disponibilità sul mercato su scala industriale di prodotti affidabili e in merito al quale sarebbe opportuno iniziare fin da ora predisporre progetti di sperimentazione secondo gli annunciati *“schemi di valutazione delle regulatory sandbox”*.

Per quanto riguarda “indicazioni di possibili linee di miglioramento della regolazione esistente” si ribadisce quanto comunicato nel “POSITION PAPER SMART METERING GAS - Problematiche connesse all’installazione degli smart meter e sviluppi attesi” nella parte in cui tra le varie considerazioni si argomentava sulla necessità di passare ad una rilevazione delle performance basata su *“un sistema di rilevazione dati da porre in relazione con le scelte tecnologiche adottate in grado di rendere misurabile e confrontabile tra operatori il livello prestazionale raggiunto a partire dalla condivisione anche di un lessico tecnico comune oggi mancante”*

La misurabilità e tracciabilità dello stato dell’arte consentirebbe a tutti gli attori interessati allo sviluppo dello smart meter gas di avere accesso ad una informazione oggettiva su elementi prestazionali da cui estratte indici per il monitoraggio della qualità del sistema di telelettura telegestione evitando una misura basata solo ed unicamente sul numero di letture utili dal punto di vista commerciale.

Una simile attività richiederebbe quindi:

- A. l’identificazione di un set di dati caratteristici comune a tutti gli operatori e sistemi SAC (anche ridondanti in una prima fase);*
- B. la raccolta dei dati da parte di un soggetto terzo che possa rendere pubblici gli stessi in forma aggregata;*

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

- C. la selezione degli indicatori caratteristici in grado di misurare l'attuale punto "zero" e il progressivo sviluppo della telelettura e telegestione (utilizzabile sia sull'intero comparto sia sul singolo operatore).*

Il modello operativo potrebbe essere simile a quello organizzato dal CIG per individuare i livelli prestazionali di utilizzo dell'elettrovalvola dei contatori gas.

Si propone di valutare la fattibilità di estendere tale modello alle attività di monitoraggio sul livello qualitativo della telelettura/gestione della misura utilizzando il CIG come supporto al processo di smartizzazione in corso per la distribuzione gas".

La fattispecie è legata alla profonda differenza, dal un punto di vista logico e operativo, tra accessibilità "fisica" e accessibilità "informatica" dello strumento (vedi R19) e dei conseguenti diversi strumenti regolatori adottati che, seppur tramite vie diverse, sono comunque orientati alla medesima finalità individuata dall'Autorità, di rappresentare il tasso di successo dei tentativi di lettura.

Nello specifico per superare le attuali criticità generate dalle novità introdotte con la delibera 522/17 e le successive FAQ, si potrebbe adottare uno schema così strutturato:

- miglioramento dell'accessibilità logico/informatica: sulla base del modello delle attività di monitoraggio sul livello qualitativo della telelettura/gestione della misura sopra richiamato, introduzione di una regolazione incentivante avente ad oggetto l'intero parco misuratori elettronici e basata su obiettivi di miglioramento annui della performance media dello stesso e relativi premi e penalità;
- miglioramento dell'accessibilità fisica: può essere affrontata tramite la responsabilizzazione dei clienti finali e l'utilizzo di canali di comunicazione rapidi ed efficienti tra gli stakeholder interessati ovvero nella realizzazione di interventi di miglioramento dell'accessibilità fisica del PdR (vedi R19).

R19. Alla luce di quanto esposto risulta urgente provvedere ad una re-definizione di accessibilità del misuratore ritenendo che l'assunto base del regolatore, ovvero la coincidenza logica e pratico-operativa tra accessibilità fisica di uno smart meter e sua accessibilità tecnico/informativa, sia errato. In particolare, non si condivide l'assimilazione di smart meter gas a misuratori sempre fisicamente accessibili dato che tale equazione tende a non considerare le molte specificità di tali strumenti che richiedono, per loro natura, soluzioni "su misura".

Come ampiamente argomentato nella risposta precedente, a parte la pesantissima maggiore accessibilità ai contatori elettronici rispetto quelli tradizionali per il superamento dell'alto grado di difettosità, la telelettura ha introdotto un radicale cambio di paradigma da richiedere anche una definitiva rivisitazione di alcuni concetti che si sono storicamente stratificati nella gestione di misuratori di tipo tradizionale:

- **Accessibilità al segnante:** questo concetto storicamente è stato utilizzato, correttamente, per differenziare gli obiettivi prestazionali del distributore in termini di

periodicità di restituzione di letture effettive. La capacità di telelettura del segnante consente di superare questo concetto **ma, parimenti ne introduce un altro che dovrebbe essere compiutamente definito, ovvero quello della “manutenibilità del misuratore”**. I nuovi smart meter si presentano infatti come apparati elettronici caratterizzati inevitabilmente da una certa complessità. Come ogni apparato complesso e al pari di un qualsiasi elettrodomestico, solo la possibilità di eseguire una pronta manutenzione in caso di guasto consente il consolidamento nel tempo di livelli prestazionali commerciali all'altezza delle aspettative del cliente e del regolatore. **Diviene quindi importante ipotizzare di differenziare le prestazioni commerciali del sistema di telelettura a seconda della raggiungibilità fisica dell'apparato senza necessità della disponibilità di terzi ed eventualmente predisporre delle misure finalizzate a migliorare la “manutenibilità” degli apparati.**

- **Il sito di collocazione:** come già detto in precedenza il sistema gas italiano si è sviluppato tenendo conto dell'installazione, nel punto di posa del misuratore, della collocazione di apparati a funzionamento puramente meccanico. I requisiti di posa di apparati con una significativa componente elettronica, uniti alla necessità di essere raggiunti dal segnale dedicato alla trasmissione dati (GPRS o RF) sono caratterizzati da situazioni profondamente differenti. A titolo di esempio diventano difficilmente tollerabili siti quali:
 - L'esposizione ad alte temperature, ad esempio derivanti da insolazione diretta;
 - l'infiltrazione di umidità, ad esempio penetrante da quasi impercettibili imperfezioni costruttive assolutamente tollerabili in apparati meccanici) riduce drasticamente la vita utile delle componenti interne;
 - Collocazione in nicchia metallica altamente schermante

Al fine di massimizzare la durabilità tecnica potrebbe essere possibile ipotizzare misure finalizzate a migliorare le condizioni di posa eventualmente in sinergia con il miglioramento della “manutenibilità”.

Si propone pertanto l'introduzione, come peraltro già in discussione per il settore elettrico, di un meccanismo regolatorio che permetta il riconoscimento in tariffa anche dei costi degli interventi necessari alla centralizzazione/spostamento in posizione fisicamente accessibile/in posizione dove la connettività è migliore dei misuratori in modo da incentivare gli utenti finali a fornire il permesso per eseguire tali iniziative. Si ritiene che simili iniziative possano essere sinergiche e complementari rispetto a quelle che saranno messe in campo nel settore elettrico, garantendo un costo medio unitario inferiore. Anche tali interventi potrebbero rientrare nella *menù regulation* relativa alla modalità di “scongelo” dei contributi oggi “congelati”.

Non va inoltre trascurato il fatto che migliorare il posizionamento dei GdM dai punti di vista dell'accessibilità fisica/ connettività potrebbe avere ripercussioni positive anche sulla sicurezza del servizio se si riuscisse ad associare allo spostamento del contatore incentivazioni alla rivisitazione degli impianti interni. C'è infatti da prendere nota del graduale invecchiamento degli impianti di utenza (la maggior parte dei quali risale al grande sviluppo della metanizzazione

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

italiana a cavallo tra gli anni '75 e '85 ma che nel nord Italia è iniziato già tra il 1960 e il 1975) presenta ormai una vita media che in parecchi casi supera abbondantemente i 50 anni. Indipendentemente dalla qualità tecnica della realizzazione iniziale, un lasso di tempo così ampio inizia ad essere paragonabile con le specifiche di durabilità dei materiali con cui tali impianti sono costruiti.

Lo stesso CIG, nella relazione sugli incidenti da gas del giugno 2017 riconosceva che, se da un lato *“i controlli e la manutenzione sugli impianti consentono di ridurre incidenti, dall’altro lato è anche vero che tende ad ampliarsi il gap qualitativo tra impianti e apparecchi costruiti/installati e/o manutenzionati a regola d’arte e quelli abbandonati a sé stessi. In altri termini, persiste uno zoccolo duro di impianti e apparecchi obsoleti e spesso non più a norma, la cui «qualità» sta progressivamente degradando, creando quindi le condizioni per potenziali peggioramenti delle conseguenze di eventuali incidenti”*.

- | | |
|-------------|---|
| S20. | <i>Osservazioni sulle ipotesi regolatorie a sostegno dell’innovazione e della tutela ambientale?</i> |
| S21. | <i>Osservazioni sui settori individuati per le sperimentazioni? Con quali priorità? Indicare ulteriori ambiti di intervento ritenuti opportuni.</i> |
| S22. | <i>Osservazioni su possibili schemi di valutazione delle regulatory sandbox.</i> |

R20. Si condivide l'introduzione *“di stimoli all’innovazione e all’introduzione di misure che consentano la riduzione delle emissioni climalteranti nelle reti gas”*. Presupposti programmatici che una volta maturati in innovazioni impiantistiche e/o prassi operative, dovrebbero trovare spazio nei piani di investimenti, attualmente fortemente influenzati da modelli di sviluppo reti di estensioni / sostituzioni condotte a causa della concentrata competizione temporale dello svolgimento di gare gas ispirate a principi normativi di quasi 20 anni fa (d.lgs. 164/00 –Letta). Il principio sotteso a tale considerazione andrebbe armonizzato sia con il possibile calo di volumi da vettoriale derivante dalla decarbonazione dei consumi energetici, sia nell’ipotesi (punti 11.9 e 11.10) in cui si parla di introdurre un nuovo indicatore in grado di fornire, a livello di impianto, la vita residua media ponderata delle condotte finalizzato, sembrerebbe, proprio a valutare la cantierabilità di futuri investimenti.

R21. Si condividono i settori di intervento individuati con particolare riferimento a quelli per la distribuzione e il trasporto dei volumi di gas rinnovabile proveniente dalla produzione diffusa. Tra le progettualità di interesse potrebbero rientrare a titolo di esempio: l'utilizzo delle volumetrie e i delta di pressione delle condotte in MP (Line Pack), ovvero, tratti di condotte ex novo di grande diametro (campi di stoccaggio), come sistemi di accumulo locale dei volumi immessi in assenza di prelievi della rete, inversione di flusso presso cabine ReMi, sistemi di immissione/carico per carri bombolai, sistemi di miscelazione di gas diversi per bilanciare i valori di energia erogata in caso di gas poco o troppo energivoro (idrogeno), ecc.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

R22. Si condivide l'idea di creare opportuni contesti in cui derogare su aspetti della regolazione al fine di consentire lo sviluppo di nuove tecnologie in progetti pilota in cui il CIG potrebbe svolgere il ruolo di trasformare la maturazione sperimentale dei casi in norme e prassi di riferimento generali. In tal senso sarebbe auspicabile una sperimentazione di nuovi contatori con tecnologia trasmissiva NB-IOT

Durata del periodo regolatorio e tempistiche di implementazione

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.*

Iter di sviluppo del procedimento

R23. Si condivide.

R24. Si condividono le tempistiche prospettate per l'introduzione delle riforme tuttavia si intravedono delle criticità per quanto riguarda l'ipotesi di introduzione di incentivi all'efficienza sulle spese di capitale del servizio di distribuzione a partire dal 2021 per le motivazioni esposte nelle osservazioni generali e nella risposta 7: in merito si propone l'implementazione di un progetto "pilota" rendicontativo di durata biennale, che, se recepito l'anno di posticipo del nuovo periodo regolatorio (si veda spunto successivo), potrebbe essere collocato nel biennio 2022-2023 (si vedano dettagli riportati al punto successivo).

R25. Si condivide l'ipotesi di prorogare per tutto il 2020 la regolazione vigente nel quarto periodo di regolazione con la condizione di posticipare al 2021 la determinazione dei livelli iniziali dei costi operativi, l'aggiornamento dell'X-factor e la definizione del parametro beta. Infatti, l'eventuale introduzione di un anno transitorio ibrido non solo non favorirebbe la semplificazione della regolazione ma sarebbe anche di difficile applicazione. Più in particolare, per quanto riguarda l'introduzione dello schema incentivante che utilizzerà come benchmark il costo standard, si richiede di prevedere a partire dal 2022, nel caso di attivazione della proroga e fino alla fine del primo semi-periodo e quindi fino al 2023, un biennio nel quale si conceda alle aziende la possibilità di testare l'applicazione del costo standard, di verificare la congruità dei

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

parametri di calcolo assunti (taratura dei c.d. “K”) e di predisporre i propri sistemi interni in modo da avere a disposizione i dati necessari per l’applicazione del modello.

In tal modo si farebbe coincidere l’effettivo avvio del meccanismo incentivante basato sui costi standard con l’avvio del meccanismo totex nel settore elettrico nel 2024.

L’introduzione di incentivi alle aggregazioni tra operatori viene ritenuto opportuno sia operata dal 2020, nelle modalità attuate nel III periodo regolatorio.

S26. Osservazioni sull’iter di sviluppo del procedimento.

R26. Si condivide.

Linee di intervento per la regolazione del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

Perimetro di applicazione della regolazione tariffaria dell’Autorità

S27. Osservazioni sul perimetro della regolazione tariffaria ex-ante dell’Autorità in relazione alla distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate.

R27.

Criteri di riconoscimento dei costi operativi

S28. Osservazioni sul in relazione alle modalità di riconoscimento dei costi operativi nel quinto periodo di regolazione per le imprese che distribuiscono gas diversi dal naturale.

R28.

Criteri di riconoscimento dei costi di capitale

S29. Osservazioni sulle modalità di riconoscimento dei costi di capitale nel quinto periodo di regolazione per le imprese che distribuiscono gas diversi dal naturale.

R29.

Ambiti tariffari gas diversi

S30. Osservazioni in relazione alla struttura degli ambiti tariffari gas diversi.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

R30.

Struttura dell'opzione tariffaria gas diversi

S31. Osservazioni in relazione alla struttura delle opzioni tariffarie gas diversi.

R31.

Orientamenti in relazione al trattamento delle reti isolate in cui è distribuito gas naturale

Approccio per la regolazione delle reti isolate alimentate con GNL

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

R32. In relazione alla perimetrazione dell'ambito tariffario non si condivide l'approccio proposto in quanto si ritiene che tali reti si prestino ad essere parti complementari della rete di distribuzione per le località più distanti ed essere la soluzione per metanizzazione di località per le quali la ACB (tramite metanodotto) risulterebbe negativa.

Ad avviso della scrivente è importante applicare la tariffa perequativa anche alle reti alimentate a GNL in quanto:

- Farebbero parte della concessione generale di ATEM e quindi si vedrebbero applicate le stesse regole di sicurezza e continuità nonché di qualità commerciale previste dalle deliberazioni ARERA e dall'offerta di gara a prescindere dal numero di PDR di località con evidenti vantaggi per la popolazione che usufruisce di tale servizio;
- L'inclusione nella concessione generale di ATEM permetterebbe di ottenere gli stessi standard del resto dell'ATEM senza incremento significativo di costi (per via delle sinergie conseguibili dal gestore di ATEM e non possibili per il singolo concessionario) garantendo quindi anche migliori standard di sorveglianza e sicurezza (si veda ad esempio rilievo odorizzazione o ricerca sistematica o installazione smart meter, ecc.);
- Sarebbero soggette alla regolazione generale di unbundling contabile e funzionale;
- Trattandosi di reti che servono località isolate e presumibilmente svantaggiate dal punto di vista socio economico (ad esempio località di montagna o ad economia prevalentemente rurale) la socializzazione del costo di realizzazione va a vantaggio della popolazione residente;
- L'applicazione della tariffa perequativa garantirebbe la realizzazione di reti e depositi a norma e dimensionati a vantaggio della sicurezza;
- Sarebbe coerente con gli orientamenti strategici nazionali favorire lo sviluppo e l'uso del GNL (navi e trasporti terrestri) a favore di una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e di un costo minore.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 1305/2019/AR/g del 17/06/2019 – PC/YF/AM

Reti alimentate con carro bombolaio (gas naturale compresso)

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

R33. Anche in questo caso si propone il medesimo trattamento illustrato nella risposta 32 per le reti isolate alimentate a GNL. In questo modo si avrebbe una completa coerenza e continuità tariffaria e regolatoria nella diverse situazioni di impiego del carro bombolaio (utilizzato in attesa di realizzare un impianto GNL, in attesa di realizzazione di rete di adduzione, ecc...).