

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

170/2019/R/GAS

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

Mercato di incidenza: gas naturale

7 maggio 2019

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 ottobre 2018, 529/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 529/2018/R/GAS) ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione, che si avvia successivamente al 31 dicembre 2019.

Nel presente documento sono illustrati i primi orientamenti dell'Autorità in relazione all'impostazione della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quinto periodo di regolazione.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica all'indirizzo infrastrutture@arera.it, entro il 17 giugno 2019.

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione, priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 Milano**

*e-mail: infrastrutture@arera.it
sito internet: www.arera.it*

INDICE

PARTE I	Aspetti introduttivi.....	5
1	La distribuzione del gas naturale in Italia	5
2	Cenni alla regolazione dell’Autorità nel quarto periodo regolatorio (2014-2019).....	8
3	Obiettivi generali dell’intervento dell’Autorità.....	15
4	Struttura del documento.....	17
PARTE II	Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità nel quinto periodo regolatorio	18
5	Scelte di fondo della regolazione tariffaria.....	18
6	Linee di intervento in relazione ai costi operativi.....	19
	<i>Incentivi alle aggregazioni tra operatori</i>	<i>21</i>
7	Linee di intervento in relazione ai costi di capitale	21
8	Criteri di allocazione dei costi agli utenti	30
9	Contributi di connessione e altre prestazioni delle imprese distributrici.....	31
PARTE III	Linee di intervento per la regolazione della qualità nel quinto periodo regolatorio	33
10	Aspetti generali	33
11	Sicurezza e continuità.....	33
12	Qualità commerciale.....	35
13	<i>Performance</i> del servizio di misura	36
14	Ambiente e innovazione	36
PARTE IV	Durata del periodo regolatorio e tempistiche di implementazione	39
15	Durata del periodo regolatorio e meccanismi di aggiustamento <i>infra</i>-periodo	39
16	<i>Iter</i> di sviluppo del procedimento.....	41
PARTE V	Linee di intervento per la regolazione del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate	43
17	Nozione di gas diversi dal naturale	43
18	Perimetro di applicazione della regolazione tariffaria dell’Autorità	43
19	Criteri di riconoscimento dei costi operativi.....	44

20	 Criteri di riconoscimento dei costi di capitale.....	44
21	 Ambiti tariffari gas diversi	45
22	 Struttura dell'opzione tariffaria gas diversi	45
	PARTE VI Orientamenti in relazione al trattamento delle reti isolate in cui è distribuito gas naturale	46
23	 Approccio per la regolazione delle reti isolate alimentate con GNL	46
24	 Reti alimentate con carro bombolaio (gas naturale compresso).....	47

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1 La distribuzione del gas naturale in Italia

- 1.1 Il servizio di distribuzione del gas naturale in Italia, con oltre 21,5 milioni di punti di riconsegna attivi serviti, si colloca ai primi posti in Europa. Risultano serviti con il gas naturale circa 6.700 comuni italiani, su un totale di circa 7900 comuni, con una copertura pari a circa l'84%. L'unica regione italiana non metanizzata è la Sardegna.
- 1.2 Negli ultimi vent'anni il numero delle imprese distributrici di gas naturale si è ridotto significativamente, anche grazie alla regolazione dell'Autorità che ha favorito i processi di aggregazione. Il numero degli operatori di rete è sceso da oltre 700 a circa 210 unità. Le imprese che fanno capo ai due principali gruppi coprono attualmente circa il 54% dei punti di riconsegna serviti, le tre principali *utility* locali che hanno aggregato diverse realtà riconducibili a *ex* imprese degli enti locali servono circa il 19% dei punti di riconsegna e le restanti imprese (circa 200) servono la quota rimanente, pari a circa il 27%. Lo svolgimento delle gare d'ambito, previsto dal decreto-legge 159/07¹ e disciplinato dal decreto 226/11², dovrebbe favorire un'ulteriore riduzione del numero di operatori.
- 1.3 La rete di distribuzione del gas naturale in Italia ha una estensione di circa 260.000 km. Il processo di ammodernamento della rete, anche grazie a prescrizioni e incentivi di tipo regolatorio, è stato pressoché completato e oggi le reti esistenti sono costituite principalmente da reti in polietilene o da reti in acciaio protette catodicamente.
- 1.4 Il processo di *automazione* dell'attività di misura è stato avviato ormai da un decennio e si è completato per le grandi e medie utenze (presso le quali sono installati misuratori di calibro maggiore di G6), mentre è ancora in corso per l'utenza *mass market* (misuratori G4 e G6). Circa un terzo dell'utenza *mass market* è comunque oggi equipaggiata con misuratori *smart*.

¹ Decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244.

² Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, 12 novembre 2011, n. 226, recante "Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222", come successivamente modificato e integrato con il decreto ministeriale 20 maggio 2105, n. 106.

Richiami all'assetto giuridico

- 1.5 L'articolo 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo 164/00) contiene i principi relativi all'assetto giuridico dell'attività di distribuzione del gas naturale inteso quale "il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti"³. Le citate disposizioni dell'articolo 14 comprendono anche l'attività di misura.
- 1.6 In particolare, l'articolo 14 del decreto legislativo 164/00:
- a) qualifica il servizio di distribuzione come "attività di servizio pubblico";
 - b) specifica che titolare del servizio di distribuzione è l'ente locale, inteso come comune, unione di comuni o comunità montana, che è tenuto ad affidarne la gestione esclusivamente mediante gara, rimanendo titolare delle "attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e controllo sull'attività di distribuzione";
 - c) prevede che i rapporti tra titolare e gestore del servizio siano regolati da un contratto di servizio formulato sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità ed approvato dal Ministero dello sviluppo economico (all'epoca Ministero dell'industria).
- 1.7 Il regime giuridico del servizio di distribuzione del gas naturale, in analogia a quanto previsto per le altre attività dei settori dell'energia elettrica e del gas che si esplicano mediante la gestione di *essential facilities* e che sono qualificabili dalla legge alla stregua di servizi pubblici⁴, è caratterizzato dalla presenza di due soggetti istituzionali distinti e investiti di funzioni orientate alla tutela di specifici e distinti interessi generali. In particolare:
- a) l'Autorità di regolazione persegue la promozione della concorrenza e la tutela dei consumatori, ed è pertanto intestataria di funzioni di regolazione dell'erogazione del servizio nei confronti degli utenti; tale attività incide direttamente sui fondamentali economici dei rapporti commerciali nei

³ Le disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo 164/00 fanno ricomprendere anche le funzioni della misura nell'ambito dell'attività di distribuzione; in particolare il comma 8 prevede che al termine della durata delle nuove concessioni di distribuzione del gas naturale affidate ai sensi del comma 1, il valore di rimborso al gestore uscente sia pari al valore delle immobilizzazioni nette di località del servizio di distribuzione e misura.

⁴ Sotto un profilo sistematico, l'assetto istituzionale binomio: ente titolare del servizio – autorità di regolazione, relativo alle attività commerciali sottoposte a regolazione e qualificabili dalla legge alla stregua di servizi pubblici, costituisce una vera e propria invariante strutturale, trasversale al settore energetico. Detto assetto è immediata conseguenza del processo di riforma del settore medesimo, orientato all'introduzione della concorrenza, ed avviato con l'adozione della legge 14 novembre 1995, n. 481. All'interno di tale legge, infatti, la configurazione istituzionale binomia Autorità ed ente titolare del servizio trova una propria codificazione nell'articolo 2, comma 12, lettere b) e d), in base alle quali all'Autorità è attribuito il potere generale di proporre ai titolari di servizi sottoposti a regime di riserva sia "gli schemi per il rinnovo nonché per eventuali variazioni dei singoli atti di concessione o di autorizzazione, delle convenzioni o dei contratti di programma"; sia "la modifica delle clausole delle concessioni e delle convenzioni, [...] delle autorizzazioni, dei contratti di programma in essere e delle condizioni di svolgimento dei servizi, ove ciò sia richiesto dal mercato e dalle ragionevoli esigenze degli utenti".

quali si traduce l'espletamento del servizio, quali la definizione delle condizioni economiche, delle condizioni di accesso e di erogazione del servizio (quali gli *standard* qualitativi minimi);

- b) l'Ente locale, titolare del servizio, persegue finalità di natura politica ("attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo"), legate a profili quali la sicurezza, l'universalità del servizio, lo sfruttamento di risorse di natura demaniale o l'uso del territorio; la tutela di tali interessi viene perseguita ponendo vincoli e obblighi in capo all'operatore economico, i quali costituiscono il contenuto tipico dell'atto di assenso (che generalmente assume la forma della concessione) col quale il titolare autorizza il gestore ad esercitare il servizio.

Il contesto e le principali sfide

1.8 Il presente documento per la consultazione si inserisce in un quadro di cambiamento per il settore della distribuzione del gas naturale in Italia che si trova ad affrontare numerose sfide, così riassumibili:

- a) il processo di riforma delle modalità di affidamento del servizio mediante **gare d'ambito**. Il processo di riforma, avviato con il decreto-legge 159/07, procede, come noto, con molta lentezza. Cionondimeno le imprese distributrici sono risultate impegnate in uno sforzo senza precedenti di valutazione delle proprie reti e di organizzazione delle attività necessarie per partecipare alle gare d'ambito;
- b) gli obiettivi dell'Unione dell'energia che, come indicato nel Regolamento UE 2018/1999⁵, dovrebbero coprire cinque dimensioni: la sicurezza energetica; il mercato interno dell'energia; l'efficienza energetica; il processo di decarbonizzazione; la ricerca, l'innovazione e la competitività. A livello nazionale, il Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, nell'ambito della Proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima intendono "*dare attuazione a una visione di ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per una economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente*", condividendo l'approccio proposto dal citato Regolamento UE 2018/1999, che mira a una strategia organica e sinergica sulle cinque dimensioni dell'energia.

⁵ Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica le direttive (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio.

In particolare, l'obiettivo di combattere il **cambiamento climatico** da perseguire anche mediante politiche di **decarbonizzazione dell'energia**, sembra condurre il settore energetico verso nuovi assetti nei quali il ruolo del gas negli usi finali potrebbe variare rispetto a oggi. Il gas naturale rappresenta una fonte alternativa fondamentale per permettere la transizione energetica da fonti fossili più inquinanti (carbone, petrolio e derivati) a fonti più pulite, in particolare per Paesi come l'Italia caratterizzati da una penetrazione molto spinta di questa fonte energetica negli usi finali. Tuttavia, in particolare su orizzonti temporali molto lunghi alcune componenti della domanda aggregata di gas naturale potrebbero essere destinate a una progressiva sostituzione negli usi finali a favore di altre fonti energetiche – tra cui i c.d. *green gas* - che consentano il pieno perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Secondo quanto riportato nel rapporto FROG⁶ la prospettiva di lungo periodo di contrazione degli usi finali del gas potrebbe comportare una riduzione dell'utilizzo delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale, con il rischio di avere dei c.d. "*stranded asset*", ossia infrastrutture finanziate dal sistema che saranno sfruttate per un tempo non sufficiente a ripagarne l'investimento;

- c) la **digitalizzazione** che assume rilievo sia in relazione alla gestione dell'attività di misura, con il processo di automazione delle attività di rilevazione e raccolta delle misure, e all'esercizio delle reti di distribuzione, con il telecontrollo/telegestione delle reti, monitoraggio delle pressioni e acquisizione di informazioni mediante la posa di sensori diffusi che possono consentire anche la manutenzione predittiva, sia, più in generale in relazione alla gestione di tutti i processi aziendali, compresi anche quelli delle strutture centrali;
- d) il **decentramento produttivo** che nel caso delle reti del gas si sostanzia nella connessione alla rete di impianti di produzione di biometano, che peraltro dovrebbero contribuire anche alle politiche di decarbonizzazione, favorendo la riduzione delle emissioni climalteranti del settore agricolo.

2 Cenni alla regolazione dell'Autorità nel quarto periodo regolatorio (2014-2019)

- 2.1 In relazione alla regolazione tariffaria sono attualmente in vigore le disposizioni contenute nell'Allegato A alla deliberazione 22 dicembre 2016, 775/2016/R/GAS (RTDG), come successivamente modificato e integrato.

⁶ Si tratta dello studio "*Future role of gas from a regulatory perspective*" del Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER): <https://www.ceer.eu/frog-report-pr>. E' attualmente in corso il processo di consultazione avviato con la pubblicazione del documento *Regulatory Challenges for a Sustainable Gas Sector* (CEER).

Criteri di determinazione del costo riconosciuto del servizio di distribuzione

- 2.2 Il quadro regolatorio per il servizio di distribuzione appare nel complesso stabile, consolidato e completo anche in relazione alla disciplina prevista per le gestioni d'ambito, rimasta peraltro fino a ora inattuata. Alcune delle scelte operate per definire le regole del quarto periodo regolatorio sono state fortemente segnate dalla prospettiva di svolgimento delle gare.
- 2.3 Rispetto al progetto originario definito all'inizio del periodo di regolazione si deve rilevare la mancata implementazione di un meccanismo di incentivazione all'efficienza rispetto alle spese di capitale di località che doveva concretizzarsi con l'introduzione di criteri di valutazione degli investimenti a costi *standard*. Pertanto, i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione presentano le criticità già individuate dall'Autorità in relazione agli approcci ibridi in uso anche negli altri servizi infrastrutturali regolati, con costi di capitale riconosciuti sulla base di schemi di *cost of service regulation* e costi operativi soggetti a schemi incentivanti. Oltre a queste vanno anche segnalati i costi amministrativi connessi all'esigenza di soddisfare le numerose istanze di rideterminazione tariffaria basata sul reperimento di fonti contabili obbligatorie.
- 2.4 Il livello iniziale, per il 2014, dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete è stato determinato come media ponderata dei costi effettivi, riferiti al 2011, e dei costi riconosciuti. Ai fini della ponderazione, in ragione dei consistenti recuperi di produttività conseguiti nel corso del terzo periodo di regolazione, soprattutto dal *cluster* delle imprese di grandi dimensioni, l'Autorità ha previsto, in logica di gradualità nel riallineamento dei costi riconosciuti ai costi effettivi, di attribuire un peso maggiore (60%) al livello dei costi riconosciuti nell'anno 2011 rispetto al peso da attribuire al livello dei costi effettivi (40%). Una volta definiti dei valori medi ponderati per classe dimensionale d'impresa (grande, media e piccola), questi sono stati differenziati per densità di clientela servita, in modo da riflettere l'articolazione dei costi riconosciuti 2013. Tale impostazione ha consentito di non introdurre variazioni disomogenee dei costi riconosciuti all'interno della medesima classe dimensionale in funzione della densità di clientela servita.
- 2.5 Per i costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete l'Autorità ha previsto una differenziazione del tasso di recupero in funzione della classe dimensionale, definito sulla base dei seguenti criteri:
- per le imprese di grande dimensione con l'obiettivo di riassorbire integralmente i recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione nel corso del quarto periodo regolatorio (+1,7%);
 - per le imprese di media dimensione con l'obiettivo che alla fine del quarto periodo di regolazione il costo unitario riconosciuto per tali imprese si collochi a un livello intermedio tra i costi effettivi del 2011, calcolati rispettivamente

per le imprese di grande dimensione e per le imprese di media dimensione, con opportuno aggiornamento per l'inflazione (+2,5%);

- per le imprese di piccola dimensione fissato pari al tasso di recupero delle imprese di media dimensione, in ragione dell'esigenza di prevedere percorsi di efficientamento sostenibili (+2,5%).

2.6 Nell'ottica di contenimento del rischio regolatorio, considerata l'estensione della durata del periodo di regolazione a sei anni, l'Autorità ha previsto una revisione triennale del livello dell'*X-factor*. Dalle analisi volte a confrontare i recuperi di produttività effettivi negli anni 2012-2015 con i recuperi di produttività obiettivo fissati all'inizio del periodo regolatorio è emerso che le imprese sono riuscite a "superare" la previsione di riduzione dei costi del regolatore, con differenziali crescenti al decrescere della dimensione delle imprese. Di seguito nella Tabella 1 è riportato un estratto della tabella inserita nel documento per la consultazione 629/2016/R/GAS, nel quale sono indicati i livelli dei costi operativi unitari per punto di riconsegna espressi a prezzi 2011.

Tabella 1

Servizio	2011	2012	2013	2014	2015	Delta 2011-2015
Gestione infrastrutture distribuzione – imprese grandi	33,56	31,73	34,08	29,16	29,29	-12,7%
Gestione infrastrutture distribuzione – imprese medie	45,74	43,41	44,82	38,88	37,38	-18,3%
Gestione infrastrutture distribuzione – imprese piccole	67,88	63,05	61,06	53,46	52,71	-22,3%

- 2.7 Nonostante tali evidenze, tenuto conto di quanto emerso nell'ambito della consultazione, l'Autorità in occasione della revisione di metà periodo, in ragione dell'esigenza di dare stabilità e certezza al quadro regolatorio nella prospettiva delle gare d'ambito, ha confermato anche per il secondo semi-periodo regolatorio (2017-2019) i tassi di recupero di produttività già previsti per il primo periodo.
- 2.8 In Tabella 2 sono riportati i valori dei costi operativi unitari riconosciuti per gli anni 2014-2019, in relazione alle gestioni comunali o sovra-comunali. Come si può osservare la riduzione dei differenziali tra imprese di grande, media e piccola dimensione è risultata nel complesso limitata.

Tabella 2

		Anno 2014			Anno 2015			Anno 2016			Anno 2017			Anno 2018			Anno 2019		
		Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela		
		alta	media	bassa															
Dimensione imprese	grandi	35,05	39,01	41,45	34,69	38,61	41,02	34,06	37,91	40,28	33,44	37,22	39,55	33,07	36,8	39,11	32,79	36,49	38,78
	medie	39,83	44,32	47,1	39,1	43,51	46,24	38,08	42,37	45,03	37,08	41,26	43,85	36,37	40,47	43,01	35,77	39,80	42,30
	piccole	45,61	50,77	53,94	44,78	49,84	52,95	43,61	48,54	51,57	42,47	47,27	50,22	41,65	46,36	49,26	40,96	45,60	48,45

- 2.9 In relazione ai costi operativi relativi al servizio di commercializzazione. il livello iniziale per il 2014 è stato determinato sulla base della media dei costi effettivi e dei costi riconosciuti nell'anno 2011, secondo logiche di ponderazione coerenti con quelle indicate in relazione ai costi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete di distribuzione. Il tasso di recupero di produttività per il servizio di commercializzazione è stato fissato pari a zero e confermato anche in occasione della revisione di metà periodo.

Criteri di determinazione del costo riconosciuto del servizio di misura

- 2.10 Nel periodo di regolazione in corso, la disciplina tariffaria del servizio di misura è stata caratterizzata dal tentativo di superare l'approccio ibrido descritto nel paragrafo precedente in relazione al servizio di distribuzione, con l'introduzione di logiche basate sui costi *standard* per la valutazione degli investimenti in *smart meter* e dall'avvio di un percorso di transizione verso criteri di riconoscimenti parametrici in relazione ai costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione. Nella transizione, l'esigenza di neutralità tra soluzioni *make* e soluzioni *buy* (ovvero rispetto alla scelta tra l'investimento in proprio o la fornitura del servizio di telelettura/telegestione tramite un contratto di *outsourcing*) ha condotto all'attivazione di meccanismi di riconoscimento individuale dei costi, basate su istanze, con elevato onere amministrativo e con l'accumulo di ritardi nella gestione delle richieste di riconoscimento dei costi.
- 2.11 I costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione, da un lato, e raccolta, validazione e registrazione delle misure, dall'altro, sono riconosciuti secondo schemi di regolazione incentivante. Unica eccezione rispetto all'applicazione di logiche incentivanti è legata al riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, per i quali sono applicate logiche di riconoscimento dei costi a consuntivo.
- 2.12 In particolare l'Autorità ha definito un corrispettivo unico nazionale per *l'attività di misura – installazione e manutenzione*, prevedendo l'elemento aggiuntivo

$\Delta CVER_{limit,t}$ a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti previsti dalle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas. Il livello iniziale del costo riconosciuto per l'anno 2014 è stato determinato sulla base del costo riconosciuto nell'anno 2011, risultato inferiore al costo effettivo, in ragione del fatto che tale costo esprime meglio una valutazione prospettica del livello dei costi efficienti e non risente di distorsioni derivanti da situazioni operative transitorie connesse a carichi non ordinari legati alle verifiche dei misuratori verificatisi nell'anno di riferimento. L'*X-factor* per l'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi relativi all'*attività di misura – installazione e manutenzione* è stato fissato pari a zero e confermato anche in occasione della revisione di metà periodo.

- 2.13 Anche per l'*attività di misura– raccolta, validazione e registrazione* l'Autorità ha determinato il livello del costo operativo riconosciuto dell'anno 2014 sulla base della media dei costi effettivi e dei costi riconosciuti nell'anno 2011, secondo logiche di ponderazione coerenti con quelle indicate in relazione ai costi relativi alla *gestione delle infrastrutture di rete di distribuzione*, in ragione della discontinuità verificatasi nell'assetto di gestione del servizio di misura, che nel 2006 era in capo alle imprese di vendita. L'*X-factor* è stato fissato pari a zero e confermato anche in occasione della revisione di metà periodo.

Il sistema tariffario dei servizi di distribuzione e misura

- 2.14 Il sistema tariffario dei servizi di distribuzione e misura per il quarto periodo di regolazione, in continuità con l'impostazione del precedente periodo, prevede la determinazione di una tariffa obbligatoria, applicata ai clienti finali, e di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto (c.d. *tariff decoupling*). Un meccanismo di perequazione consente di coprire gli squilibri tra ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria.
- 2.15 Il livello dei ricavi ammessi per ciascuna impresa dipende dalla tariffa di riferimento, articolata in una serie di componenti tariffarie destinate alla copertura di specifici aggregati di costo (es. costi di capitale di località, costi di capitale centralizzati, costi operativi, ecc), e dal numero di punti di riconsegna serviti,
- 2.16 Le tariffe applicate ai clienti finali sono denominate tariffe obbligatorie, sono differenziate per ambito tariffario e riflettono il livello medio dei costi del servizio delle imprese che operano in ciascun ambito tariffario. L'Autorità, a valle di una valutazione di ipotesi alternative per la definizione degli ambiti tariffari, in una logica di semplificazione pro-competitiva volta a rimuovere il più possibile tutti gli ostacoli e le barriere allo sviluppo competitivo del segmento della vendita del gas naturale, ha deciso di confermare la ripartizione in sei aree geografiche del

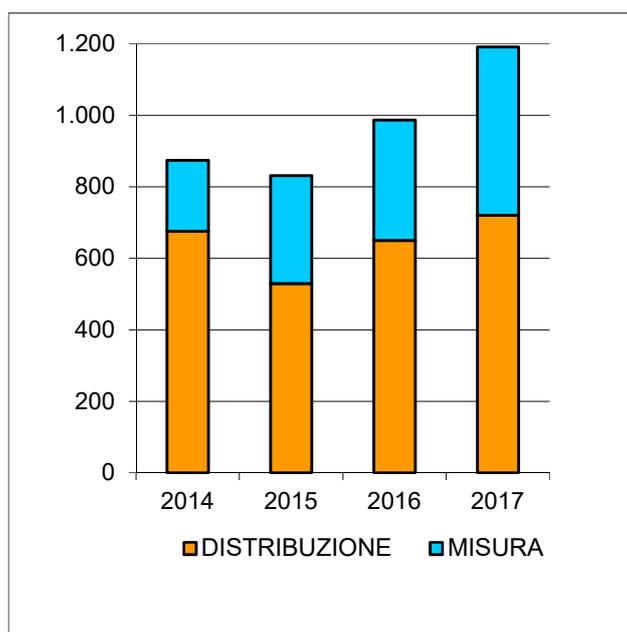
paese, come già previsto nel terzo periodo di regolazione: Ambito nord occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria; Ambito nord orientale, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino – Alto Adige, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Emilia – Romagna; Ambito centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche; Ambito centro-sud orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata; Ambito centro-sud occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania; Ambito meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

- 2.17 La tariffa obbligatoria è una tariffa binomia. Una parte in quota fissa e una parte in quota variabile, applicata in funzione dei volumi di gas serviti ai singoli punti di riconsegna. La quota variabile è a scaglioni, con un primo scaglione a prezzo zero e altri cinque scaglioni con tariffa degressiva.

Andamento degli investimenti e del costo riconosciuto

- 2.18 Come emerge dall'esame della Figura 1, nel corso del periodo 2014-2017 gli investimenti si sono mantenuti nel complesso relativamente stabili per quanto riguarda l'attività di distribuzione e hanno subito un marcato aumento per l'attività di misura, in relazione al programma di *roll-out* degli *smart meter*. Nello stesso periodo il costo del servizio (distribuzione e misura) si è ridotto, a prezzi correnti, da circa 3.222 milioni di euro a 3.150 milioni di euro, riflettendo oltre alle dinamiche di investimento anche gli effetti del percorso di efficientamento dei costi operativi mediante l'applicazione del *price-cap*. a fronte di un leggero incremento dei punti di riconsegna serviti (+0,7%).

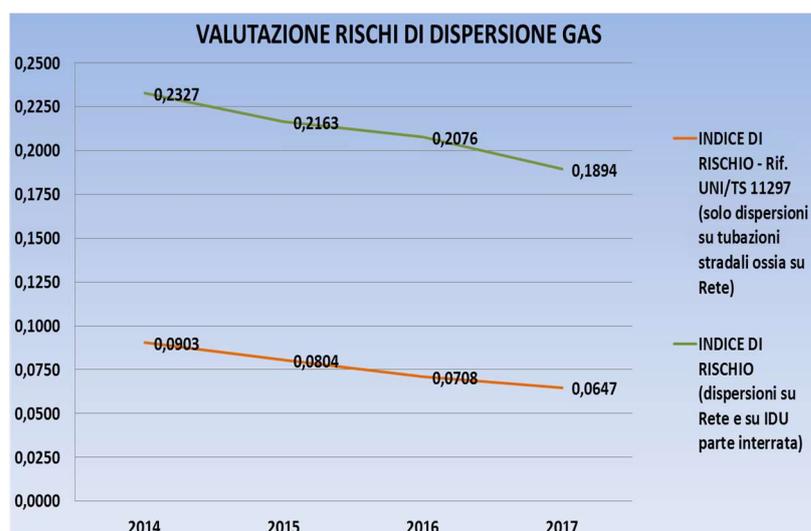
Figura 1 – Investimenti nel quadriennio 2014-2017



Regolazione della qualità

- 2.19 In relazione alla regolazione della qualità del servizio di distribuzione, in particolare in relazione ai meccanismi di recupero della sicurezza, si deve osservare che le imprese sembra abbiano risposto positivamente ai segnali della regolazione.
- 2.20 Come si può osservare dall'esame della Figura 2 risulta che l'indice di rischio di dispersione gas, valutato utilizzando i dati resi disponibili dalle imprese distributrici nell'ambito delle raccolte dati sulla sicurezza predisposte dall'Autorità sulla base della formula riportata nello *standard* tecnico UNI/TS 11291, si è ridotto nel quadriennio 2014-2017,

Figura 2 – Indicatori di sicurezza del servizio di distribuzione



- 2.21 Peraltro, l'esperienza nella gestione dei meccanismi premi/penalità ha evidenziato la complessità delle determinazioni, basate sulla raccolta di numerosi dati che hanno dato luogo a numerose richieste di rettifica. La complessità dei meccanismi di determinazione dei premi, la lunga attività di vaglio, analisi ed elaborazione dei dati, unitamente ad alcune questioni di principio sollevate dalle imprese ha prodotto un certo ritardo nell'implementazione della regolazione.
- 2.22 La regolazione della *performance* della misura è stata oggetto di interventi nel corso del periodo di regolazione e necessita un ulteriore assestamento, anche in relazione a prime evidenze circa complessità tecnologiche che hanno inciso sul tasso di raggiungibilità degli *smart meter*. In relazione a tali tematiche con la deliberazione 669/2018/R/GAS è stato disposto di condurre ulteriori approfondimenti, anche in collaborazione con AGCOM, per valutare in

particolare se il livello di raggiungibilità in telelettura/telegestione degli *smart meter* gas registrato con le attuali tecnologie di comunicazione debba essere considerato superabile solo con un salto tecnologico o sia ancora migliorabile grazie ad una maggior cura procedurale/installativa da parte delle imprese di distribuzione o, eventualmente, ad interventi regolatori, specie se finalizzati ad incrementare l'accessibilità e la raggiungibilità in telelettura/telegestione degli *smart meter*.

3 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

- 3.1 Come evidenziato nella proposta di Quadro strategico⁷ di recente pubblicato dall'Autorità, nell'attuale contesto di transizione si impone l'esigenza di una profonda riflessione sugli strumenti, di mercato e regolatori, al fine di favorire la realizzazione degli investimenti di effettività utilità per il sistema, nel rispetto di criteri di efficienza e sostenibilità economica. In relazione ai servizi di distribuzione e misura del gas le prospettive di decarbonizzazione dell'energia rendono in particolare necessaria un'attenta valutazione delle scelte di investimento, anche al fine di limitare il più possibile il rischio che sui clienti finali vadano a gravare i costi di *stranded asset*.
- 3.2 Nel medesimo documento sono sottolineate le esigenze di stabilità del quadro normativo e regolatorio, di prevedibilità del percorso nel medio/lungo periodo e di progressivo adeguamento della regolazione che dovrà essere sufficientemente flessibile per gestire il cambiamento a beneficio dei consumatori.
- 3.3 In relazione agli investimenti nei settori regolati, nella stessa proposta di Quadro strategico, sono individuati come obiettivi prioritari il perseguimento dell'efficienza dei costi, il miglioramento della qualità del servizio e l'adeguatezza delle infrastrutture rispetto alle sfide della sostenibilità: *“In tale contesto è importante che la regolazione prosegua nello sforzo di allineare gli interessi dei soggetti regolati con quelli del sistema e dei consumatori, premiando le scelte imprenditoriali che hanno un impatto positivo sul sistema in termini di efficacia ed efficienza, migliorando la capacità di definire ex ante le esigenze di sviluppo delle infrastrutture e di qualità del servizio e poi monitorare ex post gli esiti delle attività previste. Sotto questo profilo, con riferimento all'energia, nella regolazione infrastrutturale delle reti si intende avviare un programma graduale di consolidamento di nuove modalità di riconoscimento dei costi, superando le attuali distorsioni derivanti dal differente trattamento regolatorio dei costi operativi rispetto ai costi di capitale, e valorizzando il servizio reso ai diversi “utenti” delle reti in termini di output rilevanti e misurabili. Non meno importante, la regolazione dovrà fornire le leve e la flessibilità necessaria ad accompagnare, al minore costo possibile, lo sviluppo e l'aggiornamento*

⁷ La proposta di Quadro strategico è riportata nel documento per la consultazione 9 aprile 2019, 139/2019/A.

tecnologico delle infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione assunti dal Paese nel quadro europeo.”

- 3.4 Completano la sfera programmatica della proposta di Quadro strategico l’indicazione dell’obiettivo di una effettiva **semplificazione** della regolazione che dovrebbe concentrarsi sempre più sulla definizione di criteri chiari e obiettivi ben definiti, senza eccedere in specifiche regole di dettaglio.
- 3.5 Anche alla luce degli orientamenti nel complesso delineati nella proposta di Quadro strategico, l’Autorità ritiene possano essere confermata gli obiettivi generali individuati nell’ambito della deliberazione 529/2018/R/GAS, di avvio del procedimento per la fissazione dei criteri di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quinto periodo di regolazione:
- a) promuovere adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture, nel rispetto delle esigenze di efficienza allocativa e tenuto conto degli obiettivi fissati a livello europeo e nazionale in relazione alla decarbonizzazione dell’energia, prevedendo che il riconoscimento dei nuovi investimenti, in particolare nelle aree di nuova metanizzazione sia subordinato allo svolgimento di adeguate analisi costi-benefici ovvero al rispetto delle condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli dall’Autorità nell’ambito delle valutazioni dei bandi di gara;
 - b) favorire l’efficienza produttiva nella fornitura del servizio, prevedendo in particolare che sia perseguito il processo di graduale assorbimento della differenziazione nei costi riconosciuti per classi di imprese;
 - c) favorire la diffusione dei gas rinnovabili e di nuove tecnologie che apportino esternalità positive al sistema specialmente da un punto di vista ambientale, anche tramite specifici strumenti di promozione;
 - d) assicurare l’assenza di vincoli regolatori rispetto all’eventuale sviluppo di soluzioni convergenti tra i settori gas ed elettrico, anche nella prospettiva di utilizzo dell’infrastruttura gas a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico;
 - e) favorire l’efficienza e l’efficacia del servizio di misura;
 - f) promuovere la concorrenza anche in relazione allo svolgimento delle gare per l’affidamento del servizio;
 - g) favorire la semplificazione dei meccanismi di regolazione, anche nella prospettiva di facilitarne l’*enforcement*.

Spunti per la consultazione

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell’intervento.

4 Struttura del documento

- 4.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), è organizzato in ulteriori quattro parti e in particolare:
- Parte II – Linee di intervento per la regolazione delle tariffe del servizio di distribuzione del gas naturale nel quinto periodo di regolazione;
 - Parte III – Linee di intervento per la regolazione della qualità del servizio di distribuzione nel quinto periodo;
 - Parte IV – Durata del periodo di regolazione e *timing* di implementazione della regolazione di tariffe e qualità del servizio di distribuzione nel quinto periodo;
 - Parte V – Linee di intervento per la distribuzione di gas diversi dal naturale;
 - Parte VI – Orientamenti in relazione al trattamento delle reti isolate in cui è distribuito gas naturale.

PARTE II

LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DI TARIFFE E QUALITÀ NEL QUINTO PERIODO REGOLATORIO

5 Scelte di fondo della regolazione tariffaria

- 5.1 Sulla base degli obiettivi generali richiamati nella Parte I del presente documento per la consultazione, l'Autorità intende delineare le principali linee di intervento della regolazione tariffaria nel quinto periodo di regolazione.
- 5.2 L'Autorità è orientata in particolare a rafforzare il quadro di regolazione favorendo uno sviluppo efficiente del servizio, sia sotto il profilo dell'efficienza allocativa, sia sotto il profilo dell'efficienza produttiva.
- 5.3 Con riferimento al servizio di distribuzione, in relazione al quale nel quarto periodo di regolazione è applicato un approccio ibrido, secondo il quale i costi di capitale sono riconosciuti con logiche del tipo *cost of service regulation*, mentre ai costi operativi è applicato il criterio del *price-cap*, l'Autorità è orientata a dare sostanziale continuità ai criteri di regolazione dei costi operativi e a prevedere l'introduzione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi relativi ai nuovi investimenti, portando così a compimento il progetto di riforma già auspicato per il precedente periodo di regolazione.
- 5.4 In relazione al servizio di misura, l'obiettivo per il quinto periodo di regolazione è di assestare, migliorandole, le regole previste per il quarto periodo di regolazione che già prevedevano schemi incentivanti sia in relazione al riconoscimento dei costi di capitale sia in relazione ai costi operativi, anche se in relazione ai sistemi di telelettura/telegestione di fatto nel quarto periodo regolatorio i costi sono stati sostanzialmente riconosciuti a consuntivo.
- 5.5 L'Autorità reputa che l'introduzione di schemi di incentivazione anche in relazione alle spese di investimento possa costituire un primo importante passo verso una riforma più completa che potrebbe poi sostanziarsi nell'adozione di schemi di regolazione incentivante basati sulla spesa totale (c.d. approccio *totex*), la cui applicazione sarebbe però rimandata al periodo regolatorio successivo.
- 5.6 Accanto all'impostazione relativa alle modalità di riconoscimento degli investimenti che mira a favorire l'efficienza produttiva, appare non meno importante, in questo contesto nel quale non si possono escludere significative contrazioni negli usi finali del gas delle utenze connesse alle reti di distribuzione, che siano introdotti efficaci criteri di selezione dei nuovi investimenti, anche mediante lo svolgimento di adeguate analisi costi-benefici.

- 5.7 In relazione al sistema tariffario, l’Autorità ritiene che, sempre nella prospettiva di fornire adeguati segnali volti a favorire l’efficienza allocativa, debbano essere valutate con attenzione le scelte che vengono operate in relazione all’ampiezza della socializzazione dei costi, in particolare delle nuove reti, alla struttura tariffaria e all’applicazione del *decoupling* tra tariffa obbligatoria (che dimensiona il costo per i clienti finali) e tariffa di riferimento (in base alla quale sono calcolati i ricavi ammessi per le imprese distributrici).
- 5.8 Rispetto alla tematica del disegno della struttura e dell’articolazione tariffaria, l’Autorità ritiene che le esigenze di *cost reflectivity* debbano essere declinate nella prospettiva dell’allocazione efficiente delle risorse, valutando gli impatti della struttura tariffaria sulle scelte dei clienti finali, anche in relazione all’esigenza di favorire un utilizzo il più ampio possibile delle infrastrutture esistenti (a cui sono associati tipicamente *sunk cost*).

Spunti per la consultazione

S2. Osservazioni sulle scelte di fondo della regolazione tariffaria.

6 Linee di intervento in relazione ai costi operativi

- 6.1 I costi operativi relativi ai servizi di distribuzione e misura sono riconosciuti in linea generale con il criterio del *price-cap*. Unica e temporanea eccezione è costituita dal riconoscimento dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi alle *Directive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*⁸ che, in ragione delle incertezze relative alla sua determinazione per effetto delle novità introdotte a livello normativo, sono state riconosciute a consuntivo sulla base della spesa sostenuta.
- 6.2 In relazione ai costi operativi l’Autorità intende confermare il criterio del *price-cap*.
- 6.3 L’Autorità è orientata a prevedere che il livello iniziale per il 2020 per ciascuna attività e funzione sia fissato come media ponderata dei costi effettivi, come desumibili nei rendiconti annuali separati 2018, e dei costi riconosciuti nel medesimo anno. Per la ponderazione l’Autorità è orientata a prevedere 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.

⁸ L’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS, come successivamente modificato e integrato riporta le *Directive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

- 6.4 Rispetto alle scelte relative alla fissazione del livello dell'*X-factor* e quindi del percorso di efficientamento predefinito con il metodo del *price-cap*, è opportuno ricordare che nel quarto periodo regolatorio la prospettiva di svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio a livello di ambito ha inciso in modo significativo sulla fissazione dell'*X-factor*. Infatti l'Autorità, nella decisione finale (deliberazione 573/2013/R/GAS), proprio in considerazione della prospettiva delle nuove gare per l'affidamento del servizio e del potenziale effetto di estrazione di *extra*-profitti del processo di competizione per il mercato connesso allo svolgimento delle gare d'ambito, come segnalato da alcuni dei soggetti che avevano partecipato alla consultazione, aveva modificato il suo orientamento iniziale che prevedeva percorsi più rapidi di allineamento dei costi del servizio tra gli operatori.
- 6.5 A distanza di sei anni, il processo di affidamento del servizio per ambito risulta ancora in situazione di sostanziale stallo e risulta pertanto rilevante, ai fini della definizione delle regole per il nuovo periodo, formulare ipotesi affidabili sugli scenari di affidamento del servizio per ambito. Tenuto conto del ritardo nel processo di riforma delle modalità di affidamento del servizio, al quale veniva associato un percorso di efficientamento del sistema, si ritiene opportuna una riflessione sulla possibilità di accelerare il processo di convergenza verso livelli efficienti dei costi unitari riconosciuti alle imprese di medio-piccola dimensione. Questa accelerazione, d'altro canto, risulterebbe del tutto coerente con il mandato che il legislatore, con il decreto legislativo 93/11, ha dato al regolatore per introdurre meccanismi che favoriscano le aggregazioni tra imprese.
- 6.6 Sulla base di tali considerazioni l'Autorità è orientata a prevedere che entro la fine del quinto periodo di regolazione si possa raggiungere una piena convergenza nei riconoscimenti dei costi operativi tra operatori di differenti dimensioni, consentendo solo la differenziazione legata alla densità della clientela servita.
- 6.7 La fissazione dell'*X-factor* verrà di conseguenza effettuata con l'obiettivo di estrarre completamente i recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio dalle imprese di maggiore dimensione e con l'obiettivo di riallineare i riconoscimenti relativi alle imprese medie e piccole ai livelli delle imprese di maggiore dimensione entro la fine del periodo di regolazione.

Spunti per la consultazione

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

Incentivi alle aggregazioni tra operatori

- 6.8 Nella definizione delle regole per il quarto periodo di regolazione, anche rispetto all'attuazione delle disposizioni dell'articolo 23, comma 4, del decreto legislativo 93/11 che prevede che l'Autorità possa adottare misure, anche tariffarie, per promuovere l'aggregazione dei distributori di gas naturale con meno di 50.000 clienti, l'Autorità ha ritenuto che tali finalità potessero essere perseguite sia mediante lo svolgimento delle nuove gare sia nell'ambito delle misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare e non aveva pertanto ritenuto necessario introdurre specifici incentivi alle aggregazioni.
- 6.9 Considerato il perdurare della situazione di stallo rispetto al processo di svolgimento delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio, l'Autorità è orientata a valutare se sussista l'esigenza di introdurre specifici incentivi alle aggregazioni tra operatori entro il quinto periodo regolatorio.

Spunti per la consultazione

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

7 Linee di intervento in relazione ai costi di capitale

- 7.1 Come indicato nel capitolo 5 l'Autorità è orientata ad applicare schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei nuovi investimenti relativi al servizio di distribuzione e nello specifico ai cespiti di località del servizio di distribuzione⁹.

⁹ Costituiscono cespiti di località per il servizio di distribuzione le seguenti tipologie di cespiti: a) terreni sui quali insistono fabbricati industriali; b) fabbricati industriali; c) impianti principali e secondari; d)

- 7.2 La valutazione ai fini regolatori degli investimenti in cespiti centralizzati del servizio di distribuzione è già effettuata secondo logiche parametriche, consentendo la neutralità della regolazione rispetto alle scelte *make or buy* delle imprese (esempio tipico le scelte rispetto alla flotta aziendale).
- 7.3 Lo *stock* di cespiti di località relativi al servizio di distribuzione esistente e i nuovi investimenti fino all'adozione dello schema incentivante descritto nel paragrafo 7.17 e seguenti sono invece valutati secondo il metodo del costo storico rivalutato. I cespiti di località acquisiti in occasione delle gare d'ambito sono invece valutati sulla base del valore di rimborso, come previsto dal decreto legislativo 164/00. Per il primo periodo di affidamento per ambito sono esclusi dalla valorizzazione sulla base del valore di rimborso i cespiti di località nel caso in cui ad aggiudicarsi la gara d'ambito sia l'*incumbent*.
- 7.4 In relazione ai cespiti di località del servizio di distribuzione, oltre alle ipotesi di incentivazione all'efficienza dei nuovi investimenti descritta nel seguito, l'Autorità intende individuare la soluzione più appropriata per il 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.
- 7.5 Per quanto riguarda i cespiti centralizzati relativi al servizio di misura l'Autorità intende dare compimento alla riforma relativa alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, secondo quanto indicato nella parte di motivazione della deliberazione 904/2017/R/GAS, laddove è stato ritenuto opportuno differire al quinto periodo di regolazione, che avrà inizio nel 2020, la scelta di adottare logiche parametriche, prevedendo che il riconoscimento dei costi per gli anni tariffari 2018 e 2019 sia effettuato in sostanziale continuità di criteri, fondando il riconoscimento dei costi sulla base dei dati rilevati a consuntivo sia per le imprese che hanno adottato soluzioni *make* sia per le imprese che hanno adottato soluzioni *buy*, nei limiti di un tetto massimo.
- 7.6 Per quanto riguarda i cespiti di località del servizio di misura, l'Autorità è orientata a confermare l'approccio adottato nel precedente periodo di regolazione, fondato su logiche incentivanti, procedendo a rivedere il livello dei costi *standard* e le percentuali di *sharing* fissati per il 2018 e 2019. Tale valutazione sarà effettuata congiuntamente agli approfondimenti previsti dalla deliberazione 669/2018/R/GAS in relazione alla possibile estensione degli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* gas di classe G4-G6 alle imprese con meno di 50.000 clienti finali, tenendo conto delle criticità segnalate dalle imprese di distribuzione e dalle loro associazioni, dell'evoluzione tecnologica in atto.

condotte stradali; e) impianti di derivazione (allacciamenti). Le immobilizzazioni di località per il servizio di misura sono costituite dalle seguenti tipologie di cespiti: a) gruppi di misura convenzionali; b) gruppi di misura elettronici.

Spunti per la consultazione

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

Trattamento dei contributi

7.7 Ai fini tariffari si considerano:

- i contributi pubblici in conto capitale a copertura di costi relativi a cespiti appartenenti al perimetro dei servizi di distribuzione e misura del gas, indipendentemente dal soggetto beneficiario (Ente locale concedente o impresa distributrice) e dal trattamento contabile;
- i contributi privati addebitati dall'impresa distributrice agli utenti del servizio.

7.8 Prima della riforma introdotta con la deliberazione 573/2013/R/GAS i contributi venivano sommati algebricamente alle immobilizzazioni nette e alle altre componenti del capitale investito netto ai fini del calcolo della remunerazione sul capitale investito, applicando il tasso di remunerazione del capitale investito.

7.9 Il valore dei contributi considerato ai fini della determinazione del capitale investito netto non era soggetto ad ammortamento e veniva rivalutato applicando il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.

7.10 Con la riforma introdotta con la deliberazione 573/2013/R/GAS è stato previsto che i contributi percepiti a partire dall'anno 2012, che comunque costituiscono una posta negativa del capitale investito netto, siano soggetti a un processo di ammortamento (degrado). Di conseguenza il valore dei contributi che viene sommato algebricamente ai fini della determinazione del capitale investito netto si riduce nel tempo fino ad azzerarsi a completamento del processo di ammortamento. In parallelo in ciascun anno la quota di ammortamento dei contributi viene considerata come una posta negativa nella determinazione del costo riconosciuto.

7.11 In particolare, in relazione allo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011, l'Autorità ha previsto che, in ottica di gradualità, le imprese possano scegliere tra le due modalità alternative di trattamento dei contributi:

- a) in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, i contributi, non soggetti a degrado, sono portati interamente in deduzione dal capitale investito mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi;

- b) in analogia con il trattamento dei contributi percepiti a partire dal 2012, i contributi sono portati in detrazione dal valore delle immobilizzazioni sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento e vengono degradati per la quota portata in deduzione dagli ammortamenti.
- 7.12 Sempre in ottica di ulteriore gradualità, con la deliberazione 573/2013/R/GAS è stato previsto che, in caso di scelta dell'opzione b) di cui al paragrafo precedente, l'ammortamento dello *stock* esistente al 31 dicembre 2011 venga gestito con criteri di gradualità. In particolare, è stato previsto che quota parte dello *stock* di contributi sia soggetta a rilascio immediato nel corso del quarto periodo di regolazione mentre la quota restante sia soggetta a rilascio ritardato (c.d. "contributi congelati").
- 7.13 Al 31 dicembre 2017 il valore residuo dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011 è pari a circa 4,6 miliardi di euro. Circa 0,5 miliardi di euro sono relativi alle imprese che hanno scelto l'opzione a) (contributi non soggetti a degrado). L'ammontare dei contributi delle imprese che hanno scelto l'opzione b) (degrado dei contributi) è pari a 4,1 miliardi di euro e la quota dei c.d. contributi "congelati" è pari a circa 1,2 miliardi di euro.
- 7.14 Con la deliberazione 367/2014/R/GAS, con la quale sono state fissate le regole per le gestioni d'ambito, è stato previsto, in relazione al trattamento dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, che, a seguito dell'assegnazione delle nuove concessioni per lo svolgimento del servizio per ambito, debba in ogni caso trovare applicazione l'opzione di degrado dei contributi (come identificata nell'articolo 2, comma 2, della deliberazione 573/2013/R/GAS), sia nel caso in cui il gestore entrante sia uguale al gestore uscente, sia nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente; ciò in quanto l'approccio di tipo opzionale introdotto con la richiamata deliberazione 573/2013/R/GAS, rifletteva esigenze di garantire gradualità e continuità gestionale per le "vecchie" gestioni comunali o sovracomunali, che non trovano più ragion d'essere nel nuovo contesto delle gestioni d'ambito.
- 7.15 Per il quinto periodo regolatorio, in relazione al trattamento dei contributi, l'Autorità reputa opportuno confermare l'approccio applicato per i contributi a partire dal 2012, secondo cui i contributi percepiti sono considerati una partita negativa del capitale investito netto, sono soggetti ad ammortamento e le quote di ammortamento dei contributi sono considerate una posta negativa del costo riconosciuto.
- 7.16 Rispetto ai c.d. contributi "congelati" l'Autorità reputa opportuno prevedere che entro la fine del periodo regolatorio il valore residuo dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 sia considerato come soggetto a degrado. In altri termini si prevede che sia definito un percorso che consenta il pieno "scongelo" dei contributi entro la conclusione del quinto periodo regolatorio.

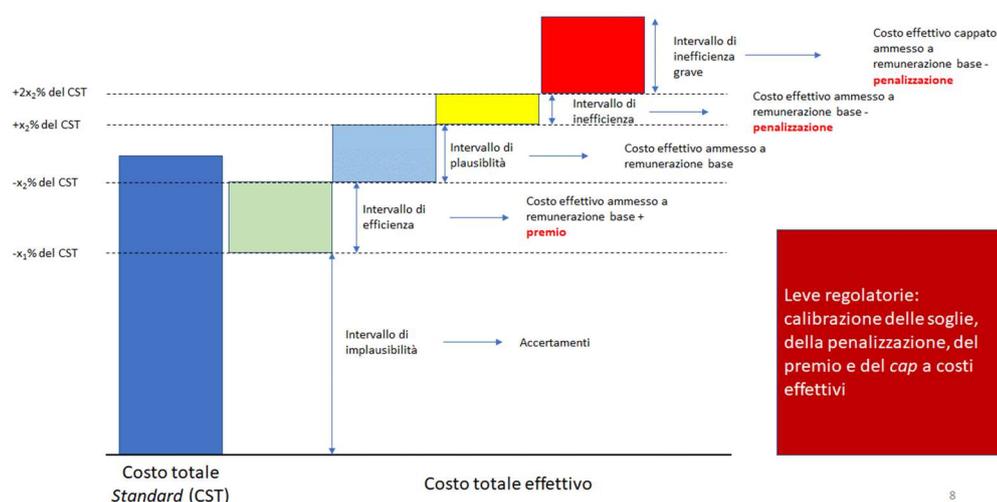
Spunti per la consultazione

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

Incentivi all'efficienza sui nuovi investimenti nelle reti di distribuzione

- 7.17 Come anticipato, in relazione al servizio di distribuzione, l'Autorità intende introdurre schemi incentivanti per la valutazione dei nuovi investimenti di località.
- 7.18 In particolare, l'Autorità è orientata a prevedere l'introduzione di meccanismi che premino le imprese che riescano a contenere i costi al di sotto dei livelli *standard* fissati dal regolatore.
- 7.19 A questo scopo, *in primis* l'Autorità intende completare l'attività di analisi e definizione di costi *standard* per le attività di investimento. Gli approfondimenti sin qui svolti, letti anche alla luce delle *best practice* internazionali, portano a considerare come necessaria la costruzione di riferimenti fondati su valutazioni a costi *standard*.
- 7.20 L'Autorità intende in particolare utilizzare il costo standard come benchmark, in relazione al quale possano essere identificati intervalli caratterizzati da diversi livelli di efficienza dei costi effettivi.
- 7.21 L'idea che l'Autorità intende sviluppare è, quindi, quella di confrontare il costo effettivo sostenuto dalle imprese con il valore definito sulla base di *standard* e prevedere premi/penalità in relazione a come il costo effettivo sostenuto dalle imprese si collochi rispetto a *range* di valori fissati a partire dal costo *standard*.
- 7.22 I premi e le penalità potrebbero poi sostanziarsi in maggiorazioni/riduzioni del tasso di remunerazione del capitale investito da applicarsi per periodi di tempo predefinito. La potenza dell'incentivo sarebbe dunque definita dalla dimensione della maggiorazione e dalla profondità temporale in cui la medesima è riconosciuta alle imprese. Nella Figura 3 è rappresentato graficamente il meccanismo incentivante che l'Autorità intende introdurre nel quinto periodo di regolazione.
- 7.23 La calibrazione dei *range* di valori fissati a partire dal costo *standard* e la potenza dell'incentivo saranno definiti in modo da fornire alle imprese corretti stimoli all'efficienza. I dettagli metodologici e applicativi saranno oggetto di approfondimenti in successivi documenti per la consultazione.

Figura 3 – Schema di incentivo connesso alla capex



- 7.24 L’Autorità, in relazione ai rischi di cost *padding* connessi all’implementazione del meccanismo incentivante, intende valutare anche l’ipotesi di introdurre tassi di capitalizzazione prefissati rispetto alla spesa totale.

Spunti per la consultazione

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

Aggiornamento delle componenti specifiche del tasso di remunerazione del capitale investito

- 7.25 Per quanto riguarda l’aggiornamento delle componenti a copertura dei costi di capitale, centralizzate e di località, è opportuno in primo luogo sottolineare che con l’approvazione del TIWACC¹⁰ le principali esigenze di adeguamento congiunturale del tasso di remunerazione del capitale investito sono state assorbite dai meccanismi di aggiornamento dello stesso TIWACC.
- 7.26 Secondo quanto previsto dal TIWACC sono oggetto di aggiornamento in occasione delle revisioni tariffarie di periodo i parametri specifici β e il rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E).
- 7.27 L’articolo 6, del TIWACC, in deroga al principio generale secondo cui il livello di *gearing*, pari al rapporto tra il capitale di debito (D) e la somma (D+E) di capitale proprio (E) e capitale di debito (D), essendo specifico per ogni servizio,

¹⁰ Il TIWACC è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM, come successivamente modificato e integrato.

viene aggiornato in occasione delle revisioni periodiche della regolazione tariffaria dei singoli servizi infrastrutturali, prevede che i livelli di *gearing* da applicare per il triennio 2019-2021 siano fissati in occasione dell'aggiornamento *infra*-periodo dei parametri base, di cui all'articolo 5 del medesimo TIWACC, con l'obiettivo di un primo graduale aggiustamento verso livelli più vicini a quelli adottati da altri regolatori europei, comunque non superiori al valore di 0,5.

- 7.28 Di conseguenza con la revisione tariffaria di periodo per i servizi di distribuzione e misura del gas devono essere fissati i valori del parametro β che troverà applicazione a partire dal 2020 e il livello di *gearing* che troverà applicazione a partire dal 2022.
- 7.29 Secondo quanto indicato nel TIWACC, la stima del coefficiente β in occasione della revisione della regolazione tariffaria relativa ai singoli servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas viene effettuata sulla base di analisi dei dati relativi a imprese dell'Area Euro operanti in Paesi con *rating* elevato, eventualmente considerando, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo, anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale.
- 7.30 Rispetto al parametro β l'Autorità ritiene che nel quinto periodo di regolazione possa essere superata l'attuale differenziazione tra distribuzione e misura.
- 7.31 Nel corso del quinto periodo di regolazione l'Autorità dovrà anche valutare le decisioni in relazione al livello di *gearing*. In sede di aggiornamento, rispetto al livello di *gearing*, l'Autorità ha optato per mantenere una differenziazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale rispetto agli altri servizi infrastrutturali regolati. Come indicato nel documento per la consultazione 558/2018/R/GAS l'osservazione dei dati effettivi del livello di *gearing* ha evidenziato significative differenze tra le imprese del campione, in particolare tra imprese quotate e imprese non quotate e, anche all'interno di questi due sottoinsiemi, in relazione alla loro dimensione. Nella prospettiva di adottare una struttura efficiente di costo riconosciuto l'Autorità ritiene che debba essere analizzata l'ipotesi di un eventuale riallineamento con quello degli altri servizi regolati, dunque aumentando il livello di *gearing* per i servizi di distribuzione e misura del gas, anche nella prospettiva di fornire incentivi alle aggregazioni.

Spunti per la consultazione

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

Vite utili regolatorie e ammortamenti

- 7.32 L'Autorità è orientata a confermare le vite utili regolatorie fissate per il quarto periodo di regolazione.
- 7.33 Peraltro, in relazione alle tematiche relative all'emergere di possibili *stranded asset* connessi alla possibile contrazione dell'uso del gas naturale per gli usi finali alimentati mediante le reti di distribuzione potrebbe essere valutata l'ipotesi di prevedere periodi di ammortamenti più brevi, come prospettato per esempio nel rapporto FROG. Al riguardo si ritiene debbano essere effettuate approfondite valutazioni in relazione alle ricadute sull'utilizzo delle infrastrutture esistenti e sullo sviluppo di nuove infrastrutture.
- 7.34 Questa misura potrebbe favorire, qualora accompagnata da scelte che riducano gli ambiti di socializzazione, una valutazione più puntuale dei costi connessi allo sviluppo di nuove reti, anche in relazione all'orizzonte temporale di valutazione degli investimenti per i consumatori e per le imprese.
- 7.35 Sempre in relazione al riconoscimento degli ammortamenti, nello specifico dei costi di investimento relativi ai misuratori tradizionali di classe G4 e G6, l'Autorità intende trovare una soluzione rispetto alla problematica del mancato rimborso del capitale investito nell'arco temporale dei quindici anni per effetto delle modalità adottate nella gestione della riduzione delle vite utili regolatorie. A questo scopo l'Autorità è orientata a prevedere l'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. Tale *importo a recupero dei mancati ammortamenti* che rappresenta un credito tariffario verso il sistema e come tale può essere trasferito a titolo oneroso al gestore entrante, nel caso di subentro in occasione delle gare d'ambito, viene ridotto, secondo un piano di ammortamento che l'Autorità ipotizza pari a 10-15 anni, in ciascun anno mediante riconoscimenti tariffari che vengono gestiti mediante il meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di misura.

Spunti per la consultazione

- S9. Osservazioni sulle ipotesi relative alla fissazione della vita utile ai fini regolatori.
- S10. Osservazioni rispetto alle ipotesi di introduzione di un *importo a recupero dei mancati ammortamenti* da riconoscere alle imprese distributrici, pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato, calcolato applicando le vite utili regolatorie pro-tempore vigenti e il valore residuo calcolato applicando una vita utile di 15 anni.

Analisi costi-benefici

- 7.36 L'esperienza di analisi dei bandi di gara ha mostrato che le analisi costi-benefici condotte dagli Enti locali concedenti risultano spesso carenti sul piano del metodo adottato per valutare costi e benefici.
- 7.37 Questa carenza appare particolarmente rilevante nella prospettiva di declino della domanda di gas naturale nelle reti di distribuzione e potrebbe portare a investimenti non efficienti che si sostengono solo grazie da un lato a i meccanismi di ampia socializzazione dei costi tra utenti, dall'altro dai meccanismi di decoupling che hanno portato a sganciare completamente il ricavo ammesso delle imprese distributrici dai volumi di gas distribuito.
- 7.38 In questa prospettiva, considerato che l'ammissione ai riconoscimenti tariffari degli investimenti ricade nella responsabilità dell'Autorità, occorre valutare se la predisposizione di Linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici in relazione ai futuri riconoscimenti tariffari possa essere uno strumento efficace che consenta di guidare anche le scelte delle imprese nel contesto delle valutazioni relative ai piani di sviluppo da presentare nelle offerte per le gare relative all'affidamento del servizio di distribuzione per ambito.
- 7.39 L'Autorità intende in ogni caso confermare il tetto al riconoscimento degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione, introdotto con la deliberazione 704/2016/R/GAS.

Spunti per la consultazione

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

8 Criteri di allocazione dei costi agli utenti

- 8.1 I criteri di allocazione dei costi agli utenti possono essere letti in due dimensioni: una dimensione spaziale, con l'ampiezza dell'area geografica di socializzazione, e una dimensione relativa alla struttura della tariffaria, con riferimento all'articolazione in relazione alle tipologie di consumatore, alle classi di consumo e ai pesi di quote fisse e quote variabili.

Ambiti tariffari

- 8.2 In relazione all'ampiezza dell'area geografica di socializzazione, l'Autorità per il quarto periodo di regolazione aveva confermato i sei ambiti tariffari rilevanti per la determinazione della tariffa obbligatoria definiti nel terzo periodo di regolazione, in ragione delle esigenze di semplicità amministrativa e promozione della concorrenza nel segmento della vendita, sottolineate in sede di consultazione.
- 8.3 Per il quinto periodo di regolazione l'Autorità ritiene necessario che siano effettuate nuove valutazioni rispetto al bilanciamento dei diversi interessi, segnatamente semplificazione pro-concorrenza sul mercato *retail* e impatto in termini di efficienza allocativa.
- 8.4 Infatti, rispetto alle preoccupazioni relative all'efficienza allocativa e quindi allo sviluppo efficiente del servizio, va segnalato che l'esperienza maturata con l'esame dei bandi di gare ha evidenziato la difficoltà, da parte degli Enti locali a cui competono per legge compiti di indirizzo e programmazione, a svolgere analisi costi-benefici robuste. Anche le evidenze disponibili in relazione agli investimenti nelle aree di nuova metanizzazione, riferiti alle località in avviamento, mostrano che l'estensione dell'ambito di socializzazione, combinato con il *decoupling* tra tariffa obbligatorie, sulla quale incidono i volumi distribuiti, e tariffa di riferimento che dimensiona il ricavo delle imprese, sulla quale incide il solo numero di punti di riconsegna serviti, e logiche di riconoscimento dei costi di capitale basati sulla spesa consuntivata, hanno portato in alcuni casi a livelli di investimento per utente che non appaiono giustificabili sul piano dell'efficienza del servizio. Tali effetti sono stati limitati grazie all'introduzione del tetto ai riconoscimenti tariffari operato con la richiamata deliberazione 704/2016/R/GAS.
- 8.5 Rispetto allo sviluppo del servizio nelle aree non metanizzate del Paese assume particolare rilevanza il progetto di metanizzazione della Sardegna, in relazione al quale l'Autorità è orientata a prevedere l'istituzione di uno specifico e ulteriore ambito tariffario, al fine di favorire uno sviluppo efficiente del servizio.

Struttura e articolazione tariffaria

- 8.6 Sotto il profilo della struttura tariffaria - pesi di quote fisse e quote variabili e articolazione per scaglioni di consumo - l’Autorità intende avviare un approfondimento volto a verificare da un lato la coerenza con i principi di *cost reflectivity* e degli opportuni segnali di prezzo sull’uso delle risorse e dall’altro se e come l’attuale struttura possa in qualche misura distorcere le scelte dei consumatori in un contesto dove la convergenza tra vettori energetici appare sempre più importante, tenendo anche conto della riforma che è stata condotta nel settore elettrico per quanto concerne le tariffe applicate ai clienti domestici.
- 8.7 Già in occasione delle consultazioni per il terzo e per il quarto periodo regolatorio erano state ipotizzate riforme della struttura tariffaria, con aumento del peso delle quote fisse. Nell’ambito delle consultazioni erano emerse considerazioni in relazione all’impatto sull’utilizzo delle infrastrutture esistenti – esempio l’effetto di un aumento delle quote fisse sulle utenze che alimentano solo usi di cottura cibi, con possibile ritorno all’utilizzo di piccole bombole a gpl – che avevano indotto a non procedere a tali riforme.

Spunti per la consultazione

- S12. Osservazioni sui criteri di allocazione dei costi.
- S13. Osservazioni e ipotesi sugli ambiti tariffari.
- S14. Osservazioni e ipotesi sulla struttura e articolazione tariffaria.

9 Contributi di connessione e altre prestazioni delle imprese distributrici

- 9.1 Le ragioni di una riforma dei contributi di connessione sono state illustrate fin dal documento per la consultazione 257/2013/R/GAS, dove l’Autorità ha espresso l’orientamento di procedere a una riforma dei contributi di connessione, illustrandone l’ambito di applicazione, gli obiettivi e i principi fondanti.
- 9.2 In particolare, in tale documento è stata sottolineata la forte variabilità delle condizioni applicate sul territorio nazionale con criticità per le imprese di vendita e applicazione di condizioni non omogenee per l’accesso al servizio di distribuzione del gas naturale da parte degli utenti.
- 9.3 L’Autorità nel corso del quarto periodo di regolazione ha avviato il percorso di unificazione dei corrispettivi delle prestazioni, unificando sul territorio nazionale i contributi in quota fissa per le prestazioni di “attivazione della fornitura” e

“disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale”, al fine di promuovere la concorrenza nel segmento della vendita.

- 9.4 L’Autorità, nel corso del quinto periodo di regolazione, intende completare il processo di unificazione dei contributi applicati dalle imprese distributrici, in particolare dei contributi di connessione. La prospettiva dello svolgimento delle gare d’ambito e il superamento delle concessioni comunali o sovra-comunali, nelle quali venivano disciplinati contributi rende quanto mai necessario procedere al completamento del processo di uniformazione dei criteri per la determinazione dei corrispettivi per le prestazioni relative a connessioni quanto meno a livello di ambito di concessione.
- 9.5 La tematica va affrontata con attenzione anche in relazione alla disciplina delle gare che prevede la possibilità di offrire sconti e di ottenere quindi punti ai fini dell’aggiudicazione della gara proprio in relazione a tale tematica. Occorrerà dunque evitare che decisioni dell’Autorità possano in qualche modo alterare gli equilibri concorrenziali, portando vantaggi/svantaggi ai soggetti che partecipano alla gara. A questo scopo l’Autorità intende valutare eventualmente l’ipotesi di introdurre meccanismi perequativi che consentano di perseguire l’obiettivo di rendere uniformi i criteri per l’addebito dei contributi agli utenti senza alterare l’equilibrio concorrenziale.

Spunti per la consultazione

S15. Osservazioni sul tema dei contributi di connessione.

PARTE III

LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ NEL QUINTO PERIODO REGOLATORIO

10 Aspetti generali

- 10.1 Sulla base degli obiettivi generali richiamati nella Parte I del presente documento per la consultazione, l’Autorità intende delineare le principali linee di intervento della regolazione della qualità, a cui, in linea con quanto già ipotizzato per il servizio di trasporto e in coerenza con l’assetto regolatorio dei servizi energetici, si aggiungono le tematiche dell’innovazione.
- 10.2 Gli assi portanti per la definizione della nuova regolazione della qualità sono in primo luogo la sicurezza che rimane il pilastro fondamentale per la distribuzione del gas, la continuità del servizio, l’attenzione all’ambiente e all’innovazione.
- 10.3 L’Autorità è orientata a confermare per il quinto periodo:
- il campo di applicazione già previsto per la regolazione del quarto periodo, mantenendo soggette al sistema incentivante le imprese distributrici di gas naturale che gestiscono impianti di distribuzione con almeno 1.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2019, con facoltà per le imprese di richiedere la partecipazione ai recuperi di sicurezza per tutti gli impianti di distribuzione gestiti con meno di 1.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2019.
 - l’ipotesi di considerare l’impianto come l’elemento base a cui riferire i sistemi di incentivo ai recuperi di sicurezza.

11 Sicurezza e continuità

- 11.1 In linea generale l’Autorità è orientata a mantenere il meccanismo premi-penalità attualmente disciplinato dagli articoli 31 e 32 della RQDG che incentiva il miglioramento della sicurezza del servizio di distribuzione attraverso due componenti: la componente dispersioni, finalizzata a incentivare la riduzione delle dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi, che fa riferimento a un percorso di miglioramento fissato *ex-ante* dall’Autorità per impianto di distribuzione (livelli di partenza e i livelli tendenziali); la componente odorizzazione, finalizzata a premiare un maggior numero di misure del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio fissato dall’Autorità.

- 11.2 Peraltro l’Autorità intende avviare una riflessione con gli operatori sulle esigenze di revisione degli attuali meccanismi di regolazione, da un lato in relazione all’esigenza di migliorarne l’efficacia, dall’altro per semplificarne le modalità applicative che hanno condotto nel quarto periodo regolatorio a ritardi nell’attuazione.
- 11.3 Oggetto della valutazione saranno sia le formule per il calcolo dei valori della componente dispersioni e della componente odorizzazione, come attualmente previste dalla RQDG, sia i criteri di azzeramento e riduzione dei premi già previsti dalla RQDG. In questo contesto l’Autorità intende 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.
- 11.4 In relazione alle esigenze di ammodernamento delle modalità di gestione delle reti l’Autorità intende valutare l’ipotesi di prevedere l’implementazione del monitoraggio della pressione nelle reti di BP fissando delle soglie minime annue per dimensione impianto (lunghezza rete BP e quindi numero minimo di punti di monitoraggio). A tale scopo potranno essere valutate con favore anche soluzioni diverse qualora singole imprese distributrici valutino, autonomamente sulla base di proprie analisi costi/benefici, la possibilità di monitorare i livelli di pressione attraverso l’utilizzo di funzionalità innovative dei misuratori *smart* di gas.
- 11.5 Sempre in relazione alle esigenze di ammodernamento delle modalità di gestione delle reti, l’Autorità intende inoltre valutare da un lato l’introduzione di parametri specifici di modulazione dei premi che facciano riferimento al monitoraggio della pressione sulle reti di bassa pressione e possano premiare comportamenti virtuosi da parte degli operatori rispetto ai livelli minimi che potrebbero essere fissati dall’Autorità, dall’altro valutare l’ipotesi di dare maggior peso al fattore incentivante l’installazione di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale.
- 11.6 In relazione agli attuali meccanismi previsti per il risanamento delle condotte in materiale critico (ghisa con giunti in canapa e piombo, pvc, cemento amianto e altro materiale non previsto dalle norme tecniche) l’Autorità ritiene che il processo di risanamento debba essere completato entro il biennio 2021-2022, senza ulteriori supporti da meccanismi di premialità.
- 11.7 Il decreto 226/11 (Regolamento gare gas) prevede che le condizioni minime di sviluppo possano comprendere anche la vita residua media ponderata dell’impianto, al di sotto della quale, qualora si superi anche un valore limite del tasso di dispersione per km di rete, è obbligatoria la sostituzione di alcuni tratti di rete e/o impianti.
- 11.8 Prendendo spunto da tale previsione contenuta nel decreto 226/11 e dalla considerazione che nei centri di più antica metanizzazione nei prossimi anni potrebbe assumere un ruolo di rilievo il rinnovo degli impianti esistenti, l’Autorità

ritiene necessario, con la propria regolazione, orientare in qualche misura le politiche di *asset management* adottate dalle imprese, in modo da favorire l'efficienza del servizio, nel rispetto delle condizioni di sicurezza.

- 11.9 A questo scopo l'Autorità intende valutare l'ipotesi di introdurre un nuovo indicatore in grado di fornire, a livello di impianto, la vita residua media ponderata sia delle condotte di rete esercite in AP/MP, sia di quelle esercite in BP.
- 11.10 Tale indicatore, in una prima fase di assestamento, potrebbe essere utilizzato primariamente con finalità di monitoraggio.
- 11.11 In fasi successive potrebbe essere utilizzato, unitamente agli indicatori relativi alle dispersioni, per valutare eventuali introduzioni di meccanismi regolatori volti a ottimizzare le politiche di *asset management* a beneficio dei clienti finali.
- 11.12 In relazione al pronto intervento, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di assegnare al CIG l'incarico di predisporre delle linee guida sulle modalità comportamentali del personale addetto al centralino di pronto intervento.

Spunti per la consultazione

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

12 Qualità commerciale

- 12.1 Il quadro della regolazione della qualità commerciale risulta nel complesso stabile e l'Autorità intende pertanto in linea generale confermarlo anche per il quinto periodo di regolazione.
- 12.2 Rispetto a possibili evoluzioni dell'attuale regolazione, l'Autorità intende prevedere che la verifica di pressione su richiesta del cliente finale venga svolta nel rispetto delle norme tecniche vigenti (UNI 11323) e che il tempo di osservazione/durata della prova sia, di norma, pari o superiore alle 24 ore.

Spunti per la consultazione

S17. Osservazioni rispetto alla regolazione della qualità commerciale.

13 Performance del servizio di misura

- 13.1 Rispetto alla *performance* del servizio di misura, l’Autorità intende consolidare e razionalizzare il *corpus* di regole che si è sedimentato nel corso del quarto periodo di regolazione, procedendo nei limiti del possibile a semplificare la regolazione, cercando al contempo di migliorarne l’efficacia, accompagnando al meglio la transizione da un sistema di raccolta e rilevazioni del tutto manuale a un sistema completamente automatizzato.
- 13.2 Uno degli aspetti che risulta maggiormente critico è sicuramente legato ai misuratori classificati come inaccessibili, in relazione ai quali occorre valutare se sia possibile individuare interventi che, bilanciando costi e benefici, consentano di ridurre il numero.
- 13.3 Rispetto a tale tematica l’Autorità gli uffici dell’Autorità stanno conducendo una fase di approfondimento tecnico e conoscitivo, volto a comprendere le ragioni della non accessibilità e ad individuare linee di intervento, in particolare per i casi di malfunzionamento degli *smart meter* che richiedono intervento in campo.
- 13.4 Nell’ambito di tali approfondimenti saranno valutati anche gli impatti di alcune disposizioni regolatorie sulla vita delle batterie e sui costi che un degrado anticipato delle batterie può comportare, considerando le possibili alternative e valutando i relativi impatti in termini di qualità del servizio per i clienti.

Spunti per la consultazione

- S18. Osservazioni sulla regolazione della *performance* della misura e indicazioni di possibili linee di miglioramento della regolazione esistente.
- S19. Indicazione di possibili linee di intervento in relazione alla tematica dei misuratori non accessibili e in particolare degli *smart meter*.

14 Ambiente e innovazione

- 14.1 Le sfide della transizione energetica rendono necessario prevedere anche per il segmento della distribuzione l’introduzione di stimoli all’innovazione e all’introduzione di misure che consentano la riduzione delle emissioni climalteranti.
- 14.2 In questo contesto, per il quinto periodo di regolazione l’Autorità intende ipotizzare l’introduzione di strumenti regolatori a supporto dell’innovazione, in particolare in relazione alle tipologie di iniziative di seguito elencate, il cui

- sviluppo sarà in ogni caso condotto in modo coordinato con le iniziative allo studio in relazione al servizio di trasporto del gas naturale.
- 14.3 La prima tipologia finalizzata ad aumentare l'immissione del biometano e più in generale gas rinnovabile nelle reti di distribuzione (es. cabine bi-remi).
 - 14.4 La seconda finalizzata ad individuare possibili utilizzi delle reti di distribuzione del gas (quanto meno con riferimento alle tratte esercite in media e in alta pressione), in analogia al settore del trasporto, quale elemento di ottimizzazione dello sfruttamento delle fonti rinnovabili nella prospettiva del possibile sviluppo di soluzioni convergenti tra i settori gas ed elettrico ovvero nell'utilizzo dell'infrastruttura di distribuzione del gas a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico.
 - 14.5 La terza finalizzata a favorire la riduzione delle emissioni in atmosfera del metano nelle reti di distribuzione, individuando dapprima in modo sistematico tutte le possibili fonti di emissione, siano esse dispersioni diffuse sia punti/condizioni/operazioni di possibile emissioni concentrate nello spazio e/o nel tempo (ad es. in occasione degli interventi di manutenzione sulle reti) in modo tale da poter disporre di una sorta di mappatura delle emissioni dalle reti (all'istante "zero"); successivamente individuando le modalità più idonee ed efficienti (con soluzioni a livello progettuale/tecnologico piuttosto che operativo/gestionale) per la loro riduzione e infine identificando opportuni indicatori di *performance*.
 - 14.6 In merito, è opportuno ricordare che con la deliberazione 72/2018/R/GAS, con cui è stata approvata la riforma della disciplina del settlement gas a partire dall'1 gennaio 2020, è stato anche avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti inerenti alla definizione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione in relazione alle grandezze che contribuiscono alla formazione del c.d. delta^{IO}, ossia alla differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo.
 - 14.7 L'Autorità ritiene che le tre tipologie di iniziative ipotizzate potrebbero essere sviluppate inizialmente attraverso l'approccio dei "progetti pilota" in analogia a quanto già sviluppato nel settore elettrico e in corso di sviluppo nel settore del trasporto del gas, prevedendo opportune forme di incentivazione all'innovazione. I progetti pilota, da concludersi entro il V periodo regolatorio, dovrebbero fornire gli elementi utili e necessari per la definizione della regolazione di regime da applicarsi all'intero settore della distribuzione del gas a partire dal periodo regolatorio successivo.
 - 14.8 L'Autorità intende prevedere meccanismi di competizione tra operatori che consentano di selezionare i progetti che sembrano più promettenti, sulla base di analisi costi/benefici semplificate predisposte dai proponenti.

- 14.9 Preliminarmente all'avvio dei progetti pilota l'Autorità ritiene utile sviluppare un confronto con gli operatori attraverso l'istituzione di un apposito tavolo tecnico.
- 14.10 Sempre a supporto dell'innovazione l'Autorità, in coerenza con le indicazioni contenute nella proposta di Quadro strategico, accanto allo sviluppo di progetti pilota che necessariamente coinvolgono le imprese distributrici, intende valutare l'ipotesi di prevedere la possibilità di prevedere specifici percorsi di valutazione, finalizzati a disciplinare temporanee deroghe o sospensioni di disposizioni regolatorie che risultino di ostacolo allo sviluppo di innovazioni tecnologiche, o di prodotto o di nuovi modelli di business, sulla base di proposte motivate e circoscritte da parte di soggetti di mercato (c.d. *regulatory sandbox*).¹¹

Spunti per la consultazione

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

¹¹ Nella terminologia anglosassone e nella prassi di alcuni regolatori va sotto il nome di *regulatory sandbox*. Finora, le esperienze di *regulatory sandbox* sono state limitate al settore elettrico. Si veda per esempio il recente documento del regolatore australiano dell'energia: www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/aemc-recommends-new-regulatory-sandbox-arrangements

PARTE IV

DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO E TEMPISTICHE DI IMPLEMENTAZIONE

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

- 15.1 Rispetto alla durata e all'articolazione del periodo regolatorio l'Autorità è orientata a confermare l'impostazione già adottata nel quarto periodo di regolazione, con la previsione di due semi-periodi di regolazione della durata di tre anni ciascuno.
- 15.2 Lo schema applicato nel secondo periodo di regolazione ha infatti consentito di dare certezza e stabilità alla regolazione.
- 15.3 Considerato l'attuale contesto e i ritardi nello svolgimento delle gare d'ambito l'Autorità reputa poi opportuno definire le tempistiche per l'introduzione di alcune delle riforme prospettate nella Parte II e nella Parte III del presente documento.
- 15.4 Le regole sul primo semi-periodo verrebbero definite in sostanziale continuità di criteri con il quarto periodo di regolazione.
- 15.5 In particolare, l'Autorità è orientata ad affrontare le tematiche relative alla determinazione dei livelli iniziali dei costi operativi e dell'*X-factor*, per quanto riguarda i costi operativi, e alla definizione del parametro β in relazione ai costi di capitale.
- 15.6 In relazione alla regolazione della qualità l'Autorità intende confermare i criteri generali già adottati nel quarto periodo di regolazione. In relazione alla *performance* della misura, l'Autorità, in coerenza con quanto esposto capitolo 7 del documento per la consultazione 570/2018/R/COM, intende valutare se dare corso già nel 2020 alle ipotesi prospettate, in una logica di convergenza tra la regolazione del settore elettrico e quella del settore gas, in tema di indennizzi per mancato rispetto delle frequenze minime di raccolta della misura.
- 15.7 A partire dal 2021, l'Autorità ritiene che, in relazione all'esigenza di approfondire opportunamente con operatori e *stakeholder* le modalità operative, possa essere prevista:
- l'introduzione di incentivi all'efficienza sulle spese di capitale del servizio di distribuzione (cfr. paragrafo 7.17 e seguenti);
 - l'applicazione di modalità riconoscimento parametriche a copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori;

- la revisione dei costi *standard* relativi ai gruppi di misura e dei pesi tra costi effettivi e costi *standard* per la valorizzazione dei nuovi investimenti in *smart meter*;
- la revisione delle modalità di copertura dei costi connessi alle verifiche metrologiche dei misuratori di classe superiore a G6.

15.8 A decorrere dal 2023, primo anno del secondo semi-periodo di regolazione, in occasione della revisione triennale *infra*-periodo, l’Autorità intende:

- in coerenza con le tempistiche di aggiornamento del TIWACC e con la durata del PWACC, rivedere il livello di *gearing* (cfr. paragrafo 7.28);
- condurre approfondimenti sui costi delle imprese, mediante lo svolgimento di analisi di produttività, per valutare l’eventuale fissazione di obiettivi di recupero di efficienza più sfidanti rispetto a quelli previsti a inizio periodo per le imprese di maggiori dimensioni, orientati a un mero riassorbimento dei recuperi di efficienza già conseguiti al 2017;
- rivedere i livelli delle tariffe a copertura dei costi di telelettura/telegestione e concentratori, sulla base di analisi di efficienza, in funzione delle quali potranno essere fissati anche nuovi livelli obiettivo, rispetto al livello di 2,74 euro per punto di riconsegna che era stato individuato nel documento per la consultazione 759/2017/R/GAS, come obiettivo da raggiungere in orizzonte di 6 anni;
- dare attuazione alla eventuale riforma della struttura della tariffa del servizio di distribuzione del gas naturale;
- avviare il completamento della riforma dei contributi di connessione;
- valutare se adottare l’indice di rischio contenuto nello *standard* tecnico UNI TS 11297, quale valore sintetico a cui parametrare premi e penalità relative alle attuali componenti dispersione e odorizzazione, che verrebbero di conseguenza accorpate;
- valutare l’introduzione di parametri che consentano di modulare i premi in funzione di indici relativi al monitoraggio delle pressioni su reti di bassa pressione;
- l’introduzione di indicatori relativi alla vita residua media ponderata degli impianti;
- le ipotesi di intervento relative a innovazione e ambiente, come prospettate nella Parte II del presente documento per la consultazione, sarebbero rinviate alla regolazione per il secondo semi-periodo (2023-2025).

15.9 Rispetto all’ipotesi di introdurre meccanismi di incentivo alle aggregazioni degli operatori, in attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 93/11, l’Autorità intende valutare quali siano le tempistiche più opportune per la loro introduzione,

anche in relazione all'andamento delle attività di assegnazione delle concessioni per ambito.

Spunti per la consultazione

- S23. Osservazioni su durata e articolazione del periodo di regolazione.
- S24. Osservazioni sulle tempistiche per l'introduzione delle riforme.
- S25. Osservazioni e valutazioni in relazione all'ipotesi di prevedere un periodo transitorio, di durata annuale, nel quale di fatto prorogare la regolazione vigente nel quarto periodo di regolazione, sia in relazione alle incertezze sullo sviluppo delle gare gas e all'esigenza di definire la politica regolatoria una volta assestato il quadro della politica energetica del Paese, con il consolidamento del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, sia in relazione alla possibilità di far coincidere l'avvio del nuovo periodo regolatorio con attivo sin dal primo anno anche uno schema incentivante in relazione al riconoscimento delle spese di capitale.

16 Iter di sviluppo del procedimento

16.1 Successivamente alla conclusione della consultazione del presente documento:

- nei mesi di maggio e giugno verranno svolti i consueti incontri tematici di approfondimento con operatori e *stakeholder*;
- entro la prima metà del mese di luglio 2018 sarà predisposto un documento per la consultazione con illustrazione dei primi orientamenti per la disciplina del nuovo periodo di regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas;
- nei mesi di settembre-ottobre potranno svolgersi ulteriori incontri tematici di approfondimento con operatori e *stakeholder*;
- entro la metà del mese di ottobre sarà pubblicato un documento con gli orientamenti finali per la disciplina del nuovo periodo di regolazione;
- nel mese di dicembre sarà adottato il provvedimento finale.

16.2 Nel provvedimento finale saranno contenute anche indicazioni puntuali sullo svolgimento delle attività necessarie per l'implementazione delle riforme di cui è prospettata l'adozione successivamente al 2020.

Spunti per la consultazione

S26. Osservazioni sull'*iter* di sviluppo del procedimento.

PARTE V

LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DI GAS DIVERSI DAL NATURALE A MEZZO DI RETI CANALIZZATE

17 Nozione di gas diversi dal naturale

- 17.1 Con la locuzione gas diversi dal naturale si intendono: a) gas di petrolio liquefatti e loro miscele, anche con aria; b) gas manifatturati, composti in prevalenza da propano o da gas naturale e i gas in condensabili da raffineria.

18 Perimetro di applicazione della regolazione tariffaria dell'Autorità

- 18.1 Nel quarto periodo di regolazione, in relazione alla distribuzione di gas diversi dal naturale è stata condotta una riforma che ha consentito di ben delimitare l'ambito di applicazione della regolazione tariffaria *ex-ante* dell'Autorità. Nello specifico nel provvedimento finale l'Autorità ha previsto di far rientrare nell'ambito di applicazione della regolazione tariffaria le sole reti canalizzate che siano gestite in concessione, introducendo un limite inferiore di 300 punti di riconsegna serviti, sulla base di valutazioni condotte in merito all'efficacia di tale regolazione in funzione dell'ambito di applicazione, prevedendo che per le altre reti possano essere successivamente adottate forme di tutela dei clienti finali anche mediante criteri comparativi dei costi del servizio rispetto alle reti oggetto di regolazione.
- 18.2 Attualmente le reti di distribuzione di gas diversi dal naturale che rientrano nell'ambito della regolazione tariffaria dell'Autorità servono circa 110.000 punti di riconsegna (di cui circa la metà in Sardegna) e consentono la distribuzione di circa 26 milioni di metri cubi di gas diversi dal naturale (di cui circa 15 milioni di metri cubi in Sardegna).
- 18.3 Per il quinto periodo di regolazione l'Autorità intende confermare tale impostazione che nel complesso ha consentito una certa semplificazione dell'azione amministrativa, senza far venir meno le necessarie tutele agli utenti del servizio.

Spunti per la consultazione

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.

19 Criteri di riconoscimento dei costi operativi

- 19.1 Nel quarto periodo di regolazione l’Autorità ha previsto di riconoscere un costo operativo per il servizio di distribuzione di gas diversi tramite reti canalizzate determinato sulla base dei dati disponibili per le imprese distributrici di gas naturale di dimensione comparabile, desunti dai rendiconti annuali separati delle imprese di dimensione inferiore a 10.000 punti di riconsegna, in ragione dell’indisponibilità di dati puntuali disaggregati specifici per le imprese distributrici di gas diversi dal naturale.
- 19.2 L’Autorità intende confermare tale criterio anche per il quinto periodo di regolazione.

Spunti per la consultazione

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.

20 Criteri di riconoscimento dei costi di capitale

- 20.1 Nel quarto periodo di regolazione l’Autorità ha deciso, con riferimento ai costi di capitale, di non prevedere trattamenti specifici per il comparto gas diversi rispetto al segmento della distribuzione di gas naturale, ipotizzando di introdurre anche per la regolazione dei gas diversi dal naturale logiche di riconoscimento a costi *standard*, al fine di favorire percorsi di efficientamento nella realizzazione delle reti. Come noto non si è ancora dato corso all’introduzione di criteri di valutazione a costi *standard* degli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale, pertanto gli investimenti nelle reti canalizzate gas diversi sono riconosciuti sulla base di costi consuntivi dichiarati dalle imprese.
- 20.2 L’Autorità ritiene opportuno prevedere un pieno allineamento alle logiche di riconoscimento dei costi previste per la distribuzione del gas naturale anche per il quinto periodo di regolazione.

Spunti per la consultazione

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

21 Ambiti tariffari gas diversi

- 21.1 Nel quarto periodo di regolazione l’Autorità ha adottato tariffe regionali d’impresa (ambito gas diversi), che garantiscono la rispondenza dei costi riconosciuti alle caratteristiche economico-tecniche delle singole località.
- 21.2 Anche per il quinto periodo di regolazione l’Autorità intende confermare tale impostazione regolatoria.

Spunti per la consultazione

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

22 Struttura dell’opzione tariffaria gas diversi

- 22.1 Nel quarto periodo di regolazione, sulla base di quanto stabilito dall’articolo 65 della RTDG, le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale coprono i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate per la distribuzione del gas e comprendono anche il costo di eventuali serbatoi di alimentazione direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione. Le opzioni tariffarie non coprono invece i costi della commercializzazione del servizio di distribuzione.
- 22.2 L’Autorità è orientata a confermare anche per il nuovo periodo di regolazione la struttura delle opzioni tariffarie gas diverse in vigore nel quarto periodo regolatorio.
- 22.3 L’aggiornamento delle componenti delle opzioni tariffarie avviene in coerenza con le regole previste per i servizi di distribuzione e misura del gas.
- 22.4 L’Autorità è orientata a confermare tale impostazione anche per il quinto periodo di regolazione.

Spunti per la consultazione

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

PARTE VI

ORIENTAMENTI IN RELAZIONE AL TRATTAMENTO DELLE RETI ISOLATE IN CUI È DISTRIBUITO GAS NATURALE

23 Approccio per la regolazione delle reti isolate alimentate con GNL

- 23.1 Con la deliberazione 12 maggio 2017, 324/2017/R/gas è stato avviato un procedimento in materia di reti isolate di GNL per l'attuazione delle disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, recante "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi".
- 23.2 Nell'ambito di tale procedimento è stato pubblicato il documento per la consultazione 5 aprile 2018, 215/2018/R/gas, in cui sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità ai fini dell'attuazione delle disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, in materia di reti isolate di GNL, in merito alle tematiche di natura tariffaria relative alla copertura dei costi delle infrastrutture di rete necessarie per la distribuzione del GNL mediante tali reti.
- 23.3 In particolare, l'Autorità ha previsto che, ai fini della determinazione del regime tariffario da applicare con riferimento a reti isolate di GNL, da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale alimentate mediante GNL non interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o reti di trasporto regionale di gas naturale, in analogia con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate, i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura coprono i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate e il costo di depositi di stoccaggio criogenico e di rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione.
- 23.4 Nel medesimo documento per la consultazione è stato ipotizzato che i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura trovino applicazione in ciascun ambito formato dall'insieme delle località fornite con reti isolate alimentate mediante GNL appartenenti alla medesima Regione e servite dalla medesima impresa distributrice, distinto dall'ambito gas diversi.
- 23.5 L'Autorità, in relazione allo sviluppo della regolazione per il periodo che si avvia nel 2020 intende confermare l'impostazione indicata nel documento per la consultazione 215/2018/R/gas, in relazione all'esigenza di favorire uno sviluppo efficiente del servizio e limitare i sussidi incrociati tra clienti.

24 Reti alimentate con carro bombolaio (gas naturale compresso)

- 24.1 Gli impianti di distribuzione del gas naturale alimentati con carro bombolaio con anno di prima fornitura anteriore al 2017 sono attualmente meno di dieci. Si tratta di situazioni marginali connesse ad aree nelle quali era prevista una interconnessione con la rete di trasporto nazionale che, per varie ragioni non si è ancora realizzata. Nel 2017 il numero delle località fornite con carro bombolaio è raddoppiato.
- 24.2 La regolazione tariffaria delle reti isolate è stata operata sin qui in coerenza con la regolazione tariffaria delle reti di distribuzione interconnesse alla rete di trasporto nazionale.
- 24.3 In considerazione dello sviluppo delle reti isolate alimentate mediante GNL l’Autorità ritiene opportuno valutare la possibilità di rivedere la propria impostazione regolatoria, al fine di evitare che le imprese possano adottare comportamenti opportunistici e preferiscano l’alimentazione delle reti isolate mediante carri bombolai che trasportano gas naturale compresso rispetto all’alimentazione mediante vettori che trasportino il gas naturale in forma liquefatta, solo per ragioni di convenienza tariffaria.
- 24.4 L’esigenza di evitare comportamenti opportunistici va naturalmente temperata con le effettive esigenze di alimentare temporaneamente una rete di cui è previsto in un ragionevole lasso di tempo l’interconnessione alla rete di trasporto e con l’esigenza di ragionevole certezza dei costi per i clienti connessi.
- 24.5 Si pone quindi la questione di come responsabilizzare l’impresa distributrice. Si potrebbe per esempio valutare l’ipotesi di prevedere che per un certo periodo (o due anni dall’anno di prima fornitura) alle reti isolate alimentate con carro bombolaio possa essere applicata, su istanza, la disciplina generale prevista per le reti interconnesse, a condizione che esista comunque un progetto di interconnessione autorizzato. Trascorso inutilmente tale periodo potrebbe essere previsto il passaggio al regime delle reti isolate alimentate a GNL.

Spunti per la consultazione

- S32. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative all’inquadramento delle reti di distribuzione alimentate da GNL.
- S33. Valutazioni rispetto all’ipotesi di estendere l’approccio previsto per le reti alimentate da GNL alle reti alimentate con gas naturale compresso trasportato mediante carro bombolaio.