



U-2019-0055528 del 10-05-2019



DAG/REG

Via e-mail
strategico@arera.it

Al Collegio
dell'Autorità di Regolazione per Energia
Reti e Ambiente
Piazza Cavour, 5
20121 MILANO

Milano, 10.05.2019

Oggetto: osservazioni al documento di consultazione 139/2019/A *"Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente"*.

Facendo seguito a quanto esposto in occasione dell'audizione dell'8 maggio u.s. e come preannunciato, si trasmettono in allegato le osservazioni di dettaglio e le considerazioni di 2i Rete Gas S.p.A. in merito ai diversi obiettivi strategici delineati in consultazione e alle corrispondenti linee di intervento prefigurate.

Cordiali saluti.

2i Rete Gas S.p.A.

Affari Regolatori
Gianni Rossetto

Allegati: c.s.i.

**QUADRO STRATEGICO 2019-2021
DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE
(DCO 139/2019/A)**

**OSSERVAZIONI
DI 2i RETE GAS S.p.A.**

La presente consultazione, unitamente alle previste audizioni degli *stakeholders* e di tutti i soggetti interessati, si ritiene rappresenti un momento di dialogo e confronto molto importante, avendo ad oggetto gli indirizzi strategici che orienteranno l'attuale Collegio dell'Autorità e le principali linee di intervento e di sviluppo della regolazione per il periodo 2019-2021, alla luce dell'evoluzione del contesto settoriale di riferimento nazionale ed europeo.

2i Rete Gas, come noto, è il secondo operatore nazionale della distribuzione gas a mezzo reti, avendo aggregato nel tempo, a partire dai primi anni 2000, oltre 130 società di distribuzione. Dal 2009 opera come distributore indipendente ed è stato il primo, in Italia, ad assumere tale ruolo: non è quindi collegato a soggetti operanti nella vendita e non avendo interessi in altri segmenti della filiera è specializzato nella propria attività, che svolge per quasi 300 società di vendita, di grandi, medie e piccole dimensioni che operano sulle proprie reti, cui sono allacciati circa 4,4 mln di clienti finali.

Una specializzazione monoservizio di questo tipo garantisce una totale terzietà da altri interessi a beneficio del sistema, ma può diventare - ove la regolazione non incentivi e promuova adeguatamente tale ruolo - una condizione di svantaggio e asimmetria rispetto a soggetti che diversificano i propri interessi e le proprie attività o soggetti appartenenti a gruppi verticalmente integrati.

2i Rete Gas formula quindi le proprie osservazioni agli indirizzi strategici e alle linee di intervento in consultazione con particolare riferimento al proprio settore di attività, anche se osserva con attenzione e interesse i segmenti contigui della propria filiera (in rapporto ai quali si svolge l'attività di distribuzione gas) e comunque anche tutti gli altri settori energetici nell'ambito del complessivo contesto nazionale ed europeo.

Proprio in merito all'evoluzione del contesto energetico, 2i Rete Gas ritiene che il gas naturale, nella prospettiva di un approccio combinato con le fonti rinnovabili, debba continuare a rappresentare una risorsa essenziale per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese, mantenendo in futuro un impiego di sistema, non solo come fonte ma anche come vettore, visto che costituisce la risorsa più versatile negli utilizzi finali, più pulita tra i combustibili tradizionali, in grado di assicurare la certezza delle forniture e con importanti prospettive di sviluppo sotto forme rinnovabili, in grado di apportare benefici in termini di impatto ambientale e di consentire l'accumulo di altre forme di energia rinnovabile non programmabile. Si ritiene pertanto riduttivo inquadrare il gas naturale solo come la migliore fonte di transizione, viste le sue prerogative che, anche in abbinamento alle fonti rinnovabili, ne fanno una fonte ed un vettore difficilmente sostituibile ancora per molti decenni.

Ciò anche e in particolare considerando l'elevato grado di sviluppo, l'efficienza e la capacità del sistema infrastrutturale gas, che si ritiene debba essere sfruttato appieno e mantenuto ove presente ed idoneo a soddisfare i fabbisogni energetici della collettività e per il cui ulteriore sviluppo/estensione dovrebbero semmai essere definite *policy* in grado consentire

una pianificazione coordinata di tutte le infrastrutture energetiche nel loro complesso (gas, elettriche o di telecalore che siano). Questo al fine di individuare con chiarezza - e in maniera efficiente per l'intero sistema - le aree in cui, dalla comparazione dei costi e dei benefici, risulti utile e opportuno perseguire lo sviluppo dell'infrastruttura gas rispetto allo sviluppo di soluzioni differenti (ad esempio in aree con particolari problemi locali di qualità dell'aria e di inquinanti o in aree, come alcune zone montane, in cui le rinnovabili mature presentano maggiori problemi di sviluppo locale).

Non tutte le zone ed aree del nostro Paese hanno infatti le medesime caratteristiche e sarebbe quindi utile ed opportuno, proprio per individuare le soluzioni più efficienti per ogni realtà, poter definire approcci o regole di pianificazione coordinata nell'utilizzo e nello sviluppo delle diverse infrastrutture energetiche nel loro complesso, che tengano conto anche degli specifici fattori locali.

Le attuali infrastrutture gas, oltre ad abilitare in prospettiva l'impiego diffuso di gas rinnovabili (idrogeno o gas di sintesi) con benefici in termini di impatto ambientale, risultano peraltro essenziali per garantire, in termini di potenza termica richiesta, il fabbisogno di punta invernale del nostro sistema energetico.

Si ritiene di conseguenza molto importante, non solo in relazione al ruolo che avranno le diverse tecnologie di accumulo ai fini della flessibilità del sistema e della decarbonizzazione del settore energetico, che anche l'Autorità sottolinei la necessità di attuare interventi regolatori volti ad accompagnare lo sviluppo efficiente del sistema, traguardando un futuro in logica *whole energy system*.

Oltre ad indicare, al riguardo, soluzioni innovative come il *power-to-gas* per l'accumulo di energia elettrica rinnovabile quando disponibile in assenza di domanda, rispetto alle più usuali soluzioni *power-to-power*, si ritiene tuttavia che l'Autorità dovrebbe promuovere l'approccio *whole energy system* anche attraverso una visione coordinata delle prospettive di utilizzo e sviluppo di tutte le infrastrutture energetiche nel loro complesso.

Dal documento in consultazione pare invece di intravedere un atteggiamento "tiepido" riguardo le infrastrutture gas, in particolare riguardo la distribuzione gas. Se si ravvisano infatti, da un lato, importanti e apprezzabili spunti per una progressiva integrazione delle fonti, risulta meno chiaro, dall'altro, quale sia l'orizzonte in termini di approccio per un utilizzo efficiente e il mantenimento delle infrastrutture già esistenti ed in termini di individuazione dei parametri da valutare per lo sviluppo coordinato di nuove infrastrutture energetiche.

L'evoluzione dell'assetto energetico nazionale, anche alla luce del contesto trans-nazionale, si ritiene debba svilupparsi secondo una pianificazione coordinata e d'insieme che, partendo dalla realtà esistente, disegni soluzioni proporzionate in una logica di costi-benefici, in grado di contemperare obiettivi in termini di sostenibilità ambientale, di sostenibilità economica e di sicurezza energetica. E sotto il profilo della sostenibilità economica risulterà in particolare necessario non limitarsi a considerare l'entità dei nuovi investimenti ritenuti utili per un miglioramento della qualità nell'erogazione dei servizi energetici e il loro costo per la collettività, ma valutare anche i possibili *stranded costs* derivanti da tutti gli altri investimenti già realizzati e in via di utilizzo/ammortamento, qualora questi dovessero poi risultare sotto-impiegati, continuando comunque a rimanere a carico del sistema (in aggiunta ai costi derivanti dai nuovi investimenti).

Di seguito si riportano osservazioni e considerazioni in merito ai diversi obiettivi strategici (di seguito anche solo OS) presentati in consultazione e alle corrispondenti linee di intervento prefigurate, ovviamente con particolare riferimento ai settori energetici

infrastrutturali e quello della distribuzione gas in cui opera 2i Rete Gas. *[Non si formulano invece osservazioni in materia di servizio idrico e di gestione dei rifiuti].*

* * *

TEMI TRASVERSALI

A. Il consumatore consapevole

OS.1 Dare voce al consumatore

Principali linee di intervento

- a. Rilevazione delle aspettative e della soddisfazione dei consumatori al fine di orientare meglio gli interventi alle attese degli stessi nei confronti del regolatore.
- b. Sviluppo di un nuovo sito web con servizi digitali innovativi.
- c. Adozione di schede di accompagnamento ai principali provvedimenti per chiarirne, in particolare, l'impatto e la portata per il consumatore.
- d. Sviluppo e adeguamento del sistema di gestione dei reclami, tenendo conto dei processi di disintermediazione e dello sviluppo di nuove opportunità tecnologiche e facilitazione dell'accesso a strumenti di risoluzione alternativa delle controversie (ADR), al fine di consentire la risoluzione rapida e gratuita di problematiche che di norma appaiono poco adatte ai tempi e costi della giustizia ordinaria, nell'ambito anche dei processi di collaborazione internazionale avviati all'interno del *National Energy Ombudsmen Network (NEON)*.
- e. Rafforzamento dei sistemi di indennizzi automatici a fronte di mancate prestazioni da parte di distributori, venditori e gestori, per la tutela del consumatore nel caso di violazione dei suoi diritti.
- f. Estensione anche ai settori ambientali di procedure per la conciliazione delle controversie degli utenti finali, in particolare per i servizi idrici all'interno del percorso definito verso la conciliazione obbligatoria e ai rifiuti e al teleriscaldamento limitatamente alle materie potenzialmente oggetto di negoziazione risolutiva.

OS.2 Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio

Principali linee di intervento

- a. Estensione, per i settori dell'energia, del Rapporto annuale di monitoraggio retail con indicatori di performance tecnica e commerciale nonché parametri e indici relativi alle offerte presenti sul mercato, l'applicazione degli indennizzi automatici e dati per superare le asimmetrie informative e promuovere la concorrenza.
- b. Attivazione e sviluppo del Portale Consumi energetici, per mettere a disposizione di ciascun consumatore i propri dati storici di consumo, mediante il Sistema informativo integrato. In prospettiva tali dati saranno resi disponibili anche a parti terze designate dal consumatore.
- c. Miglioramento degli strumenti di confrontabilità tra l'offerta attivata dal cliente e le offerte disponibili sul mercato anche estendendo le funzionalità di Portale Offerte del settore energia.
- d. Pubblicazione periodica – per operatore – di indicatori di performance riferiti al sistema idrico integrato (ad esempio, tassi di realizzazione degli interventi programmati con le motivazioni a giustificazione degli eventuali ritardi, indicatori di qualità contrattuale e di tempestività nell'erogazione degli indennizzi automatici e indicatori di costo e parametri di qualità tecnica).
- e. Miglioramento del contenuto informativo delle bollette e degli altri strumenti di comunicazione individuale sulle caratteristiche del servizio idrico integrato e del ciclo rifiuti secondo criteri di chiarezza e semplificazione, includendo elementi individuali di dettaglio.
- f. Miglioramento, nel settore del teleriscaldamento e teleraffreddamento, della trasparenza in particolare con riferimento ai contratti, ai documenti di fatturazione e alle informazioni pubblicate relative sia ai prezzi che alla qualità commerciale del servizio e agli aspetti ambientali.
- g. Definizione di interventi volti a promuovere campagne di informazione dei gestori del ciclo dei rifiuti, nei confronti degli utenti sulle caratteristiche delle diverse fasi del ciclo, sulle attività necessarie alla sua chiusura nonché sull'impatto ambientale nel territorio di riferimento.

OS.3 Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili

Principali linee di intervento

- a. Semplificazione ed efficientamento, anche grazie alle potenzialità offerte dagli sviluppi tecnologici, delle modalità di accesso ai bonus elettrico, gas e idrico, possibilmente attraverso automatismi.
- b. Estensione del numero di beneficiari del bonus, sviluppando ulteriori progetti di informazione dei cittadini in condizioni di disagio, anche attraverso l'interazione con le associazioni dei consumatori e le organizzazioni presenti sul territorio con finalità sociali.
- c. Definizione di modalità standardizzate di intervento a favore di popolazioni colpite da eventi eccezionali, da attivare nell'ambito degli interventi emergenziali.
- d. Promozione delle finalità sociali delle Comunità energetiche dei cittadini, come definite nel Clean Energy Package della Commissione Europea, in modo tale che anche le fasce deboli della popolazione possano beneficiare delle opportunità ad esse associate.

Nell'ambito degli obiettivi da perseguire in una visione complessiva di sistema, si condivide l'impostazione regolatoria generale volta a mantenere, insieme alle previste tutele, una specifica attenzione nei confronti dei consumatori e del loro livello di soddisfazione rispetto ai servizi oggetto di regolazione (OS.1). Ciò anche al fine di rafforzare la comprensione da parte dei consumatori circa le caratteristiche dei servizi offerti dai diversi operatori e la capacità di comparazione delle *performance* rese dagli operatori stessi (OS.2).

Si condividono pertanto in generale, in tale ottica, le principali linee di intervento prefigurate in relazione ai corrispondenti obiettivi strategici OS.1 e OS.2.

In particolare, in merito all'OS.1 e alla linea di intervento "e" (*Rafforzamento dei sistemi di indennizzi automatici a fronte di mancate prestazioni da parte di distributori, venditori e gestori*), si evidenzia tuttavia la necessità che accanto ad interventi nella direzione prefigurata vengano simmetricamente definiti anche interventi volti all'introduzione di incentivi per gli operatori con *performance* al di sopra dei livelli medi e/o degli standard definiti dall'Autorità.

Un'impostazione volta ad incentivare gli operatori con livelli e/o indicatori di servizio superiori alla media o al di sopra di un livello predefinito andrebbe rafforzata anche relativamente ai già esistenti meccanismi di premio/penale riguardo *performance* e standard tecnici misurati rispetto ad obiettivi prestabiliti (come, ad esempio, i meccanismi relativi ai recuperi di sicurezza nella distribuzione gas).

Sempre in una visione complessiva di sistema, si condivide anche l'obiettivo OS.3 (*Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili*), in particolare in termini di un'evoluzione del bonus sociale, volta ad efficientare i tempi sia di erogazione che di rinnovo delle agevolazioni. Si ritiene al riguardo positiva l'ipotesi di riconoscimento automatico del bonus basata sull'interoperabilità delle banche dati esistenti. Circa tale aspetto è tuttavia importante ricordare che tutte le imprese coinvolte nell'erogazione del bonus sociale hanno già da tempo implementato complessi processi gestionali. Si auspica, pertanto, che le future evoluzioni del bonus non vadano a stravolgere l'impianto attuale e che siano introdotte nel sistema con la necessaria gradualità, senza eccessivi impatti sui sistemi gestionali già strutturati in proposito da parte degli operatori.

In merito alla linea di intervento "c" dell'OS.3 (*Definizione di modalità standardizzate di intervento a favore di popolazioni colpite da eventi eccezionali, da attivare nell'ambito degli interventi emergenziali*), si ritiene utile la preventiva definizione di modalità standardizzate di intervento a favore dei clienti e utenti appartenenti a popolazioni colpite da eventi eccezionali, in modo da rendere più tempestiva e di più agevole applicazione, da parte di tutti gli operatori coinvolti, l'attivazione delle misure emergenziali nei casi in cui se ne

dovesse malauguratamente presentare la necessità.

Approccio regolatorio all'innovazione di sistema

OS.4 Sostenere l'Innovazione con sperimentazioni e ricerca

Principali linee di intervento

- a. Sviluppo, nei diversi settori di interesse, di un approccio analogo a quello del regolatore inglese delle sandbox, che consiste nel permettere a idee meritevoli, suggerite dagli operatori, di essere testate in campo anche con la concessione di deroghe alla regolazione - limitate nel tempo e nello spazio - per permettere la realizzazione di un progetto mirato alla verifica prototipale dell'idea innovativa.
- b. Progressiva revisione della regolazione esistente alla luce delle nuove funzionalità rese possibili dalla digitalizzazione, coinvolgendo centri di ricerca, università, raccogliendo anche spunti che possono pervenire anche dai gruppi di lavoro dell'Osservatorio per la regolazione.
- c. Sviluppo di progetti pilota specifici per l'applicazione della misura nel settore dei rifiuti (utili anche per valutare l'introduzione di regimi di tariffazione puntuale), al fine di analizzarne compiutamente gli impatti economici e ambientali a supporto della regolazione, anche con riferimento ai profili di gestione del servizio relativi al contenimento della morosità.
- d. Contributo allo sviluppo della Ricerca di sistema, da un lato con stimoli in sede di definizione del piano triennale della ricerca, partecipando allo sviluppo di progetti di ricerca anche come parte promotrice per aspetti di interesse generale, e dall'altro con una funzione di "osservazione" sui risultati della Ricerca di sistema, che si devono allineare coerentemente con le aspettative.

Nell'ambito di una visione complessiva, si condivide l'impostazione regolatoria volta a facilitare l'innovazione di sistema, coinvolgendo anche altre istituzioni competenti per propria missione sulle specifiche tematiche e rafforzando quindi la collaborazione ad esempio con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni per tutti gli aspetti inerenti le problematiche di trasmissione dei dati di misura rilevati da remoto tramite i nuovi *smart meter* installati presso i clienti finali.

Si condivide altresì la necessità di sostenere e fornire adeguati stimoli per lo sviluppo di soluzioni innovative che consentano di sfruttare appieno e accumulare tutte le forme di energia rinnovabile non programmabile, attraverso strumenti regolatori che traggano il sistema energetico nel suo complesso e si mantengano comunque tecnologicamente neutrali.

Ad esempio, l'accumulo chimico dell'idrogeno può fornire servizi di stoccaggio di durata maggiore di quelli tradizionali adattandosi inoltre più facilmente alle mutevoli esigenze del sistema nel tempo. L'idrogeno prodotto può essere stoccato tal quale, iniettato in rete o combinato con la CO₂ per produrre gas sintetico da immettere nei gasdotti del gas naturale favorendo il processo di integrazione delle infrastrutture energetiche gas ed elettricità in ottica di *smart grids*. In questo modo si potrebbe permettere al sistema di evolvere verso modelli di maggiore efficienza e verso modelli di integrazione delle diverse reti energetiche (*power-to-gas* e *gas-to-power*, gas rinnovabili, biogas, micro CHP, *fuel cell*, ecc.).

Al riguardo dovrebbero essere anche favorite iniziative ed investimenti a favore di nuove tecnologie abilitanti l'immissione diretta in rete (di trasporto o distribuzione) di gas di origine rinnovabile (come l'idrogeno, per una sua miscelazione con il metano, il biometano o il metano di sintesi derivante da FER).

A tal proposito dovrebbe essere incentivata l'implementazione di soluzioni tecnologiche che permettano di massimizzare l'immissione delle produzioni di biometano nelle reti di distribuzione, anche oltre la loro capacità di assorbimento, attraverso una più completa

integrazione tra i sistemi di distribuzione e di trasporto gas (*reverse flow*) e al fine di favorire l'immissione in rete delle produzioni locali di biometano così come le produzioni di idrogeno e/o gas sintetico (*power to gas*). Ciò, ovviamente, ove dal punto di vista del rapporto costi-benefici, tale soluzione risulti più vantaggiosa dell'immissione direttamente in rete di trasporto o per altri versi, sotto il profilo di sicurezza, logistico e ambientale, risulti preferibile a modalità alternative di conferimento e trasporto (ad es. tramite carri bombolai), che in genere richiedono comunque la realizzazione di stoccaggi presso i siti di produzione.

Simili soluzioni/sistemi, apportando benefici anche per i produttori di biometano in termini di gestione efficiente della propria produzione, possono sicuramente rappresentare un fattore abilitante allo sviluppo delle immissioni di biometano nelle reti di distribuzione e farebbero peraltro assumere alle reti del gas la connotazione di "*smart grid*", al pari di quanto avviene già da qualche anno nel settore elettrico.

B. Valutazione dell'impatto regolatorio e promozione della *compliance* regolatoria

OS.5 Rafforzamento della *accountability* regolatoria con il contributo dell'Osservatorio della regolazione

Principali linee di intervento

- a. Rafforzare e ampliare le attività dell'Osservatorio della regolazione anche con riferimento alle tematiche ambientali e di economia circolare.
- b. Sviluppare strumenti, anche semplificati, di analisi *ex ante* di impatto della regolazione per i principali provvedimenti strategici e di verifica *ex post* dell'impatto della regolazione, con riferimento a specifici temi.
- c. Costituire di un network di riferimento di soggetti interessati alla valutazione degli effetti della regolazione.

Si ritiene essenziale che l'Autorità, attraverso gli specifici gruppi di lavoro settoriali nell'ambito dell'Osservatorio della regolazione ed anche costituendo un network di riferimento con soggetti interessati in proposito, promuova un sempre maggior coinvolgimento degli *stakeholders* per le attività di valutazione dell'impatto della regolazione sia *ex-ante* che *ex-post*, al fine di individuare le soluzioni (*ex-ante*) o i correttivi (*ex-post*) più efficaci per i settori regolati.

OS.6 Promozione della *compliance* regolatoria e riduzione dei tempi dei procedimenti sanzionatori

Principali linee di intervento

- a. Ampliamento delle attività di controllo, anche tenuto conto dello sviluppo delle attività strutturali di monitoraggio.
- b. Sperimentazione di nuove iniziative di *self-audit*, attraverso l'adozione di specifiche Linee Guida sviluppate dall'Autorità in logica di garanzia della *compliance* della regolazione e non di deroga della stessa.
- c. Razionalizzazione dei temi oggetto di attività sanzionatoria, prevenendo e/o intercettando con strumenti alternativi (chiarimenti, raccomandazioni, intimazioni, fino all'introduzione di sistemi automatici di penalità per gli operatori e indennizzi ai clienti) alcune tipologie di violazioni, quali per esempio quelle di particolare tenuità o di carattere ripetitivo.
- d. Sviluppo e rafforzamento del meccanismo dell'autodenuncia, consentendo, agli operatori che si autodenunciano, l'accesso alla procedura semplificata e/o il riconoscimento di attenuanti.

In tema di evoluzione delle procedure di verifica della *compliance* regolatoria, si ritiene importante l'impegno a ridurre significativamente le tempistiche procedurali, non solo

per quanto riguarda i controlli circa il rispetto della regolazione, ma anche per quanto riguarda i procedimenti di verifica dei risultati delle imprese in tema di incentivi da riconoscere alle stesse per la qualità del servizio, tempistiche che negli ultimi anni, pur comprendendo la complessità dei meccanismi e delle verifiche da effettuare, hanno subito per la distribuzione gas notevoli differimenti.

AREA AMBIENTE

B. Sviluppo efficiente delle infrastrutture

OS 12 Evoluzione efficiente delle infrastrutture di teleriscaldamento

Principali linee di intervento

- a. Definizione di condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti tale da favorire l'integrazione di nuovi impianti di generazione di calore e il recupero di calore disponibile in ambito locale, con l'introduzione di una metodologia che consenta di valutare i costi e benefici derivanti dall'integrazione di nuovi impianti di generazione nelle reti di telecalore esistenti, anche attraverso un'adeguata valorizzazione delle esternalità energetiche ed ambientali.
- b. Promozione di criteri di valutazione (in sede di gara per la distribuzione del gas naturale) che tengano conto dello sviluppo coordinato e integrato delle infrastrutture di teleriscaldamento e delle reti di distribuzione del gas naturale, con l'obiettivo di favorire un utilizzo ottimale delle risorse e di supportare le soluzioni a più elevata sostenibilità ambientale.
- c. Introduzione della regolazione della misura del calore, nonché promozione di apparati di misura del calore teleletti e telegestiti anche attraverso l'adozione di opportune configurazioni delle sottostazioni di utenza e l'avvio di sperimentazioni in tema di fornitura bidirezionale di calore o di demand side management.

In merito agli obiettivi strategici riguardanti l'Area ambiente, pur non costituendo al momento un'area di significativa operatività per la scrivente, si ritiene opportuno formulare alcune considerazioni in merito all'OS.12 (*Evoluzione efficiente delle infrastrutture di teleriscaldamento*), dato anche che il teleriscaldamento è un settore in cui l'Autorità è stata più di recente chiamata a sviluppare la regolazione.

Per il settore del teleriscaldamento si reputa importante che le regole che andranno a definirsi rispettino la parità di trattamento tra le risorse e non introducano elementi che possano essere utilizzati come distorsivi sul piano concorrenziale tra i vettori energetici o nelle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas. Al riguardo l'Autorità dovrebbe mantenere adeguata attenzione su eventuali forme di incentivazione che si intendessero introdurre per il teleriscaldamento.

Inoltre, se da un lato è ragionevole che lo sviluppo di infrastrutture di telecalore vada valutato congiuntamente ai piani di sviluppo delle reti di distribuzione del gas, oggetto - in questi anni - di definizione e valutazione nel quadro delle gare per l'assegnazione delle concessioni distribuzione del gas naturale, dall'altro si deve considerare che un simile approccio in termini di criteri di valutazione in sede di gara (come sembra delineato dalla linea di intervento "b" dell'OS.12) non è attualmente previsto e/o oggetto di offerta e richiederebbe pertanto una modifica normativa in proposito¹.

Il quadro si complica ulteriormente se si considera, nelle realtà a maggiore "vocazione" per il teleriscaldamento, la presenza di società ex-municipalizzate, controllate dagli Enti pubblici che spesso coincidono con la stazione appaltante deputata allo svolgimento della gara di affidamento del servizio di distribuzione gas. In tal caso, oltre a problematiche di coordinamento e/o integrazione dello sviluppo delle infrastrutture di teleriscaldamento e di

¹ Il D.M. 226/11 non prevede attualmente la possibilità di offrire in gara lo sviluppo coordinato e integrato di infrastrutture di teleriscaldamento e reti di distribuzione del gas naturale, anche per la diversa caratterizzazione tra i due servizi e i differenti regimi di affidamento su base territoriale degli stessi.

distribuzione gas, si presentano anche delicate problematiche di conflitto di interessi, di asimmetria informativa e quindi di competitività con il soggetto che gestisce il teleriscaldamento (spesso sulla base di concessioni in esclusiva di lunga durata, rilasciate proprio dall'Ente pubblico, stazione appaltante per la gara della distribuzione gas e socio della compagine societaria titolare della concessione di teleriscaldamento).

In un'ottica costruttiva si potrebbe ipotizzare quale soluzione, in luogo dell'auspicata integrazione dell'offerta dei due vettori in sede di gara per la distribuzione gas (difficilmente attuabile nel quadro sopra delineato), un'impostazione che preveda la messa a disposizione, ai fini del bando della gara gas, di tutte le informazioni di pianificazione urbanistica e territoriale alla base del sistema di teleriscaldamento, che consentano di formulare offerte in grado di tener conto di tutte le necessità di coordinamento tra i due servizi (distribuzione gas e teleriscaldamento).

AREA ENERGIA

A. Mercati efficienti e integrati

OS.16 Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo

Principali linee di intervento

- a. Riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento fino a pervenire al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), considerando l'esigenza di un tempestivo avvio del mercato infragiornaliero in negoziazione continua sulle frontiere italiane;
- b. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo rappresentativi del valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonal/macrozonali statiche, anche attraverso il riferimento ai prezzi nodali;
- c. Completamento della disciplina del mercato della capacità e sua evoluzione a seguito dell'entrata in vigore delle norme europee del *Clean Energy Package*;
- d. Revisione delle logiche di attribuzione dei costi di trasporto gas e dei relativi oneri agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da gas naturale, al fine di evitare sussidi e inefficienze;
- e. Completamento della riforma della regolazione del servizio di trasporto e bilanciamento del gas naturale relativa ai prelievi di gas ai *city gate*, volta a semplificare e a rendere più efficienti i processi che si svolgono a valle del punto di scambio virtuale e che coinvolgono imprese di trasporto, di distribuzione, grossisti e venditori al dettaglio;
- f. Rafforzamento degli strumenti di monitoraggio del funzionamento dei mercati, sviluppati anche ai fini REMIT, per individuare e contrastare pratiche abusive, come la manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato, le attività di insider trading e, in generale, l'abuso di potere di mercato in tutte le sue forme.

OS.17 Funzionamento efficiente dei mercati retail e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato

Principali linee di intervento

- a. Adeguamento della regolazione dei servizi di ultima istanza per i clienti senza un fornitore sul mercato libero alla data del termine dei regimi di tutela. Ciò comporta la definizione del servizio di salvaguardia - di cui alla legge 124/17 - per i clienti attualmente aventi diritto al servizio di maggior tutela e l'eventuale revisione degli altri servizi di ultima istanza oggi esistenti.
- b. Sviluppo e adeguamento delle forme di tutela non di prezzo, quali la manutenzione e il rafforzamento delle tutele contrattuali (Codice di condotta, condizioni contrattuali delle offerte PLACET e altre condizioni contrattuali standard) e la revisione della qualità del servizio di vendita e del sistema di tutele nel contesto di evoluzione degli strumenti di gestione del rapporto con il cliente finale. L'evoluzione della regolazione dovrà tra l'altro consentire l'utilizzo di modalità di relazione dirette e innovative verso i clienti più dotati di competenze e strumenti, ma

altresì conservare modalità di tutela tradizionali (ed eventualmente intermedie) per gli altri clienti finali.

- c. Adeguamento degli aspetti contrattuali e regolatori che tutelino il cliente finale e permettano al contempo lo sviluppo delle nuove forme di aggregazione della domanda, delle offerte di servizi di flessibilità abilitati dal nuovo panorama tecnologico emergente e della diffusione della digitalizzazione
- d. Avvio/prosecuzione di specifiche campagne di comunicazione/informative volte ad accompagnare il processo di rimozione delle tutele di prezzo nel settore energetico.

OS.18 Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato

Principali linee di intervento

- a. Superamento progressivo dei meccanismi di profilazione dei prelievi nonché delle immissioni e utilizzo delle misure effettive ai fini della definizione delle partite fisiche del servizio di dispacciamento.
- b. Sviluppo di strumenti di *data management* per l'utilizzo e la messa a disposizione agli operatori e ai clienti finali tramite il Sistema Informativo Integrato, dei dati relativi ai clienti stessi e alle forniture, nonché dei dati di misura, rilevati dai soggetti responsabili.

Nell'ambito dell'OS.16 ed in merito alla corrispondente linea di intervento "e" relativa al completamento della riforma del servizio di bilanciamento, si sottolinea la necessità che i corrispondenti interventi siano attuati con tempistiche che tengano conto dei notevoli sviluppi informatici e delle onerose implementazioni che le imprese, insieme a numerosi altri adempimenti in materia di evoluzione dei propri sistemi informativi, devono sostenere.

In merito all'aspetto sopra ricordato, pur comprendendo le esigenze di uniformità che muovono l'azione dell'Autorità in tema di gestione dei flussi informativi, non si può non ricordare la peculiarità di aspetti e procedure relative al settore gas (come ad esempio proprio per il *settlement*), in considerazione dei quali il passaggio al Sistema Informativo Integrato (SII) richiederebbe un approccio più organico e ordinato che consenta agli operatori di programmare correttamente - con riferimento ai processi oggetto di trasferimento - la dismissione dei propri sistemi e/o la riconversione degli stessi per dialogare proficuamente con il SII. Andrebbero invece evitate, o limitate per quanto possibile, inattese e improvvise modifiche della *road map* di centralizzazione dei processi - con conseguente necessità per le imprese interessate di recuperare in corso d'opera parte dell'operatività gestionale oggetto di trasferimento - dettate da un'incompleta valutazione delle tempistiche o della complessità e peculiarità dei processi del settore gas, modifiche che comportano inevitabilmente una duplicazione delle attività e degli oneri gestionali in capo agli operatori.

Anche per l'adeguamento della regolazione - e quindi della gestione da parte degli operatori - dei servizi di ultima istanza (OS.17, linea di intervento "a") e per lo sviluppo di nuovi strumenti tramite il SII (OS.18, linea di intervento "b") si evidenzia la necessità che simili interventi, laddove ritenuti essenziali in logica di evoluzione del sistema, siano attuati con la dovuta gradualità, alla luce dei notevoli sviluppi informatici e delle onerose implementazioni che le imprese si trovano ormai da diversi anni a sostenere.

OS.19 Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati

Principali linee di intervento

- a. Sviluppo di strumenti per misurare la solidità finanziaria degli operatori e la loro solvibilità nei pagamenti nei confronti del sistema, anche al fine di fornire elementi utili per l'aggiornamento degli elenchi dei soggetti autorizzati alla vendita (Albo venditori), nonché la capacità di tali

soggetti di gestire i processi e i servizi caratteristici dell'attività, in particolare quelli di immediata ripercussione sulla clientela.

- b. Evoluzione di sistemi di garanzie minimali e di meccanismi di recupero degli insoluti dei venditori - con particolare riferimento alle quote relative agli oneri generali di sistema nel settore elettrico - volti a garantire le esigenze di gettito per le finalità di interesse generale (quali la promozione delle FER) e, al contempo, minimizzare il ricorso ai clienti finali per la copertura degli insoluti presso i clienti finali. Tali interventi si fondano sull'incentivazione di tutti i soggetti della filiera elettrica alla gestione efficiente del credito, pur mantenendo le attuali modalità di riscossione e lasciando immutato il ruolo dei venditori e dei distributori.

In merito all'obiettivo OS.19, sul versante dei gestori di rete, si è più volte segnalato un crescente fenomeno di insolvenza da parte degli utenti dell'infrastruttura, particolarmente rilevante nella stagione di alti consumi (inverno) e nei confronti del quale i meccanismi di garanzia a tutela del sistema - che portano alla perdita dei requisiti per l'accesso alle reti da parte dei soggetti insolventi - non paiono sempre essere tempestivi (nell'invio dei clienti finali interessati ai servizi di ultima istanza) e adeguatamente proporzionati (nell'entità delle garanzie attualmente previste in base al codice di rete). Si ritiene pertanto necessario completare quanto prima il procedimento avviato con la deliberazione 465/2017/R/gas e volto, tra gli altri obiettivi, a potenziare gli strumenti a contenimento del rischio creditizio, connesso al mancato adempimento delle condizioni contrattuali da parte degli utenti della distribuzione, con l'introduzione di modifiche alla regolazione che permettano di prevenire alcune condotte opportunistiche in tema insolvenza da parte degli utenti dell'infrastruttura, particolarmente rilevanti nella stagione di alti consumi (inverno) e nei confronti del quale i meccanismi di garanzia a tutela del sistema non paiono oggi sempre essere adeguati.

B. Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche

OS.20 Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio

Principali linee di intervento

- a. Progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi, differenziato tra costi operativi e costi di capitale, a favore di un approccio integrato che responsabilizzi gli operatori. In particolare, il nuovo approccio integrato si focalizza sui seguenti aspetti: previsioni e piani di sviluppo realistici, fondati sulle future ed effettive esigenze dei clienti del servizio; incentivi per il migliorare il livello di performance, in termini di efficienza, economicità e qualità del servizio; rimozione di eventuali barriere regolatorie allo sviluppo di soluzioni innovative.
- b. Completamento, in particolare per la distribuzione gas, del percorso di allineamento del costo riconosciuto verso costi efficienti e standardizzati, superando le attuali differenziazioni esistenti in base alla scala dell'operatore.
- c. Sviluppo di una regolazione che, specie nel settore del gas naturale, responsabilizzi le imprese di distribuzione alla minimizzazione degli oneri che il sistema sostiene per le perdite e più in generale per le differenze fra il gas immesso nella rete e quello consegnato ai clienti finali.
- d. Messa a punto e implementazione del meccanismo tariffario parametrico per gli operatori di minore dimensione della distribuzione elettrica, favorendo la convergenza verso tale meccanismo anche per le imprese che operano su isole non interconnesse.
- e. Revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete (sia nel settore dell'energia elettrica che nel settore gas) alle diverse tipologie di utenza (inclusi i produttori, tenendo conto per es. dei flussi inversi di potenza), nonché dei criteri per la definizione dei contributi di connessione.
- f. Rafforzamento degli strumenti, anche regolatori, per prevedere la valutazione integrata dei piani di sviluppo infrastrutturale, consolidando le azioni già in corso a livello di Principali linee di intervento.
- g. Sviluppo di una regolazione dello stoccaggio che tenga conto della remunerazione dal livello del servizio reso, valutato tenendo conto del beneficio apportato al sistema in termini di

In merito all'area energia ed in particolare ai temi di "*Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche*" di cui all'OS.20 (*Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio*) e all'OS.21 (*Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione*) si formulano alcune osservazioni più specifiche e dettagliate.

Si ritiene, anzitutto, che in attesa di una concreta messa a regime delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale - da cui ci si aspetta una riorganizzazione del servizio e una conseguente razionalizzazione del settore con molteplici benefici per il sistema e quindi anche per i clienti finali e gli *stakeholders* - risulti essenziale introdurre sin da subito misure volte ad incentivare gli operatori a massimizzare l'efficienza, stimolando e favorendo anche il consolidamento del settore, ancora caratterizzato da molteplici e frammentate gestioni e da una pluralità di operatori (tuttora in numero superiore a 200), con ulteriori positive ricadute in termini di efficienza.

In tal senso il prossimo periodo regolatorio in avvio dal 2020, superando il ritardo delle tempistiche di avvio delle gare, dovrebbe risultare "sfidante" anche al fine di anticipare le efficienze attese dalle gare stesse, attraverso l'adozione sin da subito di:

- a) schemi regolatori improntati all'efficienza e alla razionalizzazione del settore, in sintonia con le proposte contenute nella linea strategica "a" dell'OS.20;
- b) riconoscimento a costi *standard* per i nuovi investimenti nelle reti di distribuzione, come proposto nella linea strategica "b" dell'OS.20.

In attesa di un pieno avvio delle gare d'Atem, si ritiene infatti prioritario che la regolazione - in autonomia e a prescindere dalle tempistiche delle gare - favorisca l'efficienza degli operatori, anche in una prospettiva di razionalizzazione del settore.

Allo stato attuale persiste ancora una moltitudine di piccole o molto piccole realtà attive nella distribuzione del gas, che per le loro caratteristiche di soggetti di ridotta dimensione difficilmente riescono a conseguire elevati livelli di efficienza nell'erogazione del servizio. Al riguardo non si ritiene più logico che per una parte dei cittadini/clienti il servizio sia erogato a un livello di efficienza inferiore o anche secondo standard meno innovativi (si considerino al riguardo, ad esempio i nuovi contatori elettronici per i clienti domestici, che le imprese di distribuzione di grandi dimensioni stanno già installando e mettendo in servizio, mentre per le imprese di distribuzione di minori dimensioni - sotto i 50.000 clienti finali serviti - non è previsto alcun obbligo o sono stabiliti obblighi minimi).

L'efficientamento delle gestioni in capo alle imprese più piccole costituisce, dunque, una soluzione imprescindibile anche ai fini dell'innovazione tecnologica e dell'uniformità del servizio nei confronti dei cittadini/clienti, ove l'obiettivo sia quello di aumentare i benefici complessivi per il sistema. E in tal senso non si ritiene possano trovare ancora spazio trattamenti regolatori differenziati in termini di riconoscimento di costi operativi relativi al servizio di distribuzione (opex), a seconda della dimensione d'impresa. Analogamente si ritiene inefficace, ai fini della razionalizzazione del settore, il permanere di obblighi/obiettivi regolatori (quali ad es. i ricordati obblighi in materia di nuovi contatori elettronici, o gli obblighi di conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica attraverso il meccanismo dei relativi titoli - TEE) stabiliti in funzione della dimensione gestita, con le imprese di piccole dimensioni interamente esentate da tali obblighi.

L'attuale regolazione, prevedendo il riconoscimento di maggiori costi e minori obblighi per le imprese di minori dimensioni, non stimola in esse l'efficienza e il perseguimento di maggiori economie di scala e/o di apprendimento a beneficio del sistema. Si ritiene

necessario, pertanto, che, a partire dal prossimo periodo regolatorio tali disparità di trattamento vengano riequilibrate in modo da favorire l'erogazione del servizio ai medesimi livelli qualitativi per tutti i cittadini/clienti ed eliminare una significativa barriera all'aggregazione del settore della distribuzione del gas naturale.

Una possibile soluzione al riguardo potrebbe essere quella di superare la differenziazione degli opex per classe dimensionale di impresa, individuando un unico livello "sfidante" per tutti gli operatori senza differenziazioni per dimensione, ad esempio applicando sin da subito il riconoscimento dei costi operativi stabiliti per le gestioni d'Atem (a seguito dello svolgimento delle gare), che prevedono solo una distinzione per densità dell'utenza servita.

In merito invece all'introduzione, nella regolazione tariffaria, di una nuova metodologia per il riconoscimento dei nuovi investimenti nelle reti di distribuzione, si ritiene che una metodologia basata su costi standard, opportunamente calibrati, possa perseguire l'obiettivo "pro-concorrenziale" di premiare l'efficienza produttiva e abbia quindi il pregio di introdurre, anche e proprio in vista delle gare d'Atem, elementi di effettiva concorrenzialità tra operatori. La soluzione dei costi standard risulta peraltro anche compatibile con la prospettiva di futura introduzione di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (*totex*), che l'Autorità ha prefigurato di voler valutare a tendere.

Per risultare efficace, la metodologia a costi standard (accompagnata da meccanismi di *profit/loss sharing*) richiede d'altra parte un'adeguata definizione del livello dei costi, che rappresenti un riferimento di ragionevole efficienza, ma sia al contempo in grado di riflettere le possibili variabili esogene di costo non uniformi a livello nazionale. La scrivente società sta partecipando attivamente, attraverso la propria Associazione di settore, agli approfondimenti finalizzati ad un'adeguata messa a punto di criteri, livelli di costo e metodologia di applicazione e, pur consapevole della complessità della tematica, auspica che le attività da parte dell'Autorità al riguardo possano proseguire e completarsi entro tempistiche che consentano l'applicazione dei costi standard già a partire dal nuovo periodo regolatorio (2020).

Per l'avvio della metodologia nel rispetto delle tempistiche sopra indicate, potrebbe essere svolta entro l'estate una fase di sperimentazione/test tramite una specifica raccolta dati effettuata su annualità pregresse (ad es. i dati degli anni 2017 e 2018): ciò consentirebbe di mettere a punto il set di dati necessari per la prima applicazione del metodo, i cui risultati potrebbero poi consentire eventuali suoi affinamenti.

Per la prima fase di test potrebbe essere che alcuni dei dati necessari, relativi agli anni pregressi, non siano già a disposizione di tutte le aziende in forma puntuale; in tal caso potrebbero essere ricavati attraverso dei *driver* o attraverso altri criteri di ragionevolezza da definire congiuntamente, in vista dell'applicazione effettiva e/o a regime, per la quale, anche alla luce della fase di sperimentazione, le imprese potranno strutturarsi al fine di poter raccogliere tutti i dati in maniera puntuale.

Ove il set di dati per alcune tipologie di cespiti dovesse risultare più articolato da implementare e/o gestire, si potrebbe anche ipotizzare un'introduzione graduale della metodologia, per tipologia di cespiti (a cominciare, ad esempio, dalle condotte stradali con l'avvio dal nuovo periodo regolatorio, per poi essere estesa anche alle altre tipologie di cespiti).

Sotto il profilo della sostenibilità economica degli investimenti, infine, sarebbe necessario analizzare il sistema energetico nel suo complesso (gas+elettrico) e quindi considerare anche eventuali futuri costi per la collettività derivanti dal sotto-utilizzo di infrastrutture già realizzate ed efficienti, qualora queste dovessero poi risultare sotto-impiegate ben prima

del completamento del loro ciclo di vita utile, continuando comunque a rimanere a carico del sistema. A tal proposito, le attuali prospettive di sviluppo coordinato delle infrastrutture elettriche e gas impongono una riflessione circa le prospettate ipotesi di allungamento della vita utile degli investimenti nelle reti di distribuzione gas.

In merito alla prefigurata linea di intervento "c" dell'OS.20, relativa all'introduzione di strumenti regolatori che responsabilizzino le imprese di distribuzione alla minimizzazione degli oneri che il sistema sostiene per le differenze tra gas immesso in rete e consegnato ai clienti finali, si ritiene in generale ragionevole e condivisibile lo spirito dell'intervento proposto, a condizione che sia seguita un'impostazione secondo cui:

- il meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sia basato su elementi sotto il reale, diretto controllo delle stesse²;
- tale meccanismo sia di semplice implementazione;
- il meccanismo faccia riferimento ad un orizzonte temporale adeguato (almeno 3 anni solari);
- eventuali specifiche attività funzionali volte al contenimento delle differenze *in-out* (ad esempio: cicli di verifica aggiuntiva delle letture dei contatori chiusi) siano adeguatamente incentivate.

Per quanto riguarda infine la valutazione dei piani di sviluppo infrastrutturale, relativamente alla prefigurata linea di intervento "f" dell'OS.20, come evidenziato nella parte introduttiva del presente documento si sottolinea la necessità di uno sviluppo integrato e complementare delle diverse infrastrutture energetiche, da perseguire anche attraverso un'approfondita pianificazione territoriale che tenga conto delle caratteristiche urbanistiche, climatiche, ambientali e demografiche delle diverse aree interessate. Solo attraverso una siffatta pianificazione si può infatti evitare una dannosa, inutile e soprattutto dispendiosa, duplicazione di investimenti e l'introduzione di *stranded costs*. In tale logica, per quanto riguarda ad esempio le infrastrutture di rete, risulta necessario garantire il coordinamento tra i diversi gestori già nella fase di pianificazione degli interventi, nonché una valutazione integrata dei rispettivi piani da parte del Regolatore.

In particolare, lato gas, si evidenzia ad esempio come le previsioni normative in materia non siano sufficientemente stringenti e univoche da evitare che si originino sovrapposizioni tra i progetti di sviluppo delle reti di trasporto regionali e quelli delle infrastrutture di distribuzione gas presentate (o da presentare) nelle gare d'Atem.

OS.21 Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione

Principali linee di intervento

a. Nuovi meccanismi per il miglioramento della qualità del servizio, mirati alle aree con livelli peggiori di qualità del servizio della media nazionale, e coerenti con la logica di

² Si ricorda che la differenza tra gas immesso e riconsegnato, come emerso in occasione degli approfondimenti svolti in occasione dei lavori (2005-2006) per la predisposizione del codice di rete tipo della distribuzione gas (CRDG), oltre ad essere fortemente influenzata dai dati di misura stimati, dipende da una molteplicità di ulteriori fattori difficilmente isolabili, quali:

- non contemporaneità della misura dell'immesso e del prelevato;
- errori strumentali (pur entro i limiti di tolleranza degli strumenti) nella rilevazione del gas immesso e del gas prelevato, con numerosità notevolmente differente dei punti di riconsegna (pdr) rispetto a quella dei punti di immissione del gas;
- errori intrinseci nelle metodiche utilizzate per riportare "a condizioni standard" il gas riconsegnato (attraverso, ad esempio, il coefficiente di correzione dei volumi "C");

e solo per una parte, assai difficilmente quantificabile, è riconducibile a furti di gas e/o frodi (il cui trattamento, per i casi accertati, andrebbe definito anche sotto altri punti di vista, legati al consumo abusivo di gas) e a dispersioni fisiche.

responsabilizzazione degli operatori di rete

- b. Sviluppo dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, completando e semplificando il quadro regolatorio in modo da permettere la rapida diffusione di sistemi di misura a elevate funzionalità.
- c. Completamento del passaggio a sistemi di misura *smart* nel settore gas con la conferma del loro *deployment* (e progressiva estensione agli operatori di minore dimensione), rendendo possibili fin da subito soluzioni con più elevate funzionalità ove il differenziale di costo sia limitato o comunque inferiore ai benefici attesi.
- d. Approfondimento e analisi delle problematiche relative a possibili segnali economici associati alla struttura tariffaria in relazione all'utilizzo temporale e spaziale della rete.

In tema di promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per un nuovo ruolo delle imprese di distribuzione (OS.21), si ritiene che lo *smart meter* gas costituisca un presupposto fondamentale nell'ottica dell'evoluzione del sistema e, lato cliente finale, del superamento della fatturazione basata su consumi stimati e del passaggio alla fatturazione su consumi effettivi. Si condivide pertanto l'indirizzo volto a superare le attuali differenziazioni nel livello di servizio o di sua innovatività prestato nei confronti di una parte dei cittadini/clienti, estendendo rapidamente a tutti gli operatori gli obblighi di *deployment* degli *smart meter* gas.

Sarà comunque al contempo necessario che l'Autorità continui a monitorarne lo sviluppo, i risultati e le problematiche insieme a tutte le imprese interessate in modo da costituire, se del caso, anche tavoli tecnici *ad hoc* analogamente a quanto avvenuto per il misuratore elettrico, pur alla luce del diverso grado di maturità tecnologica nei due settori.

In particolare si dovrà cominciare a considerare che l'equiparazione della durata del bollo metrico (15 anni) alla vita effettiva delle nuove apparecchiature rappresenta una condizione che dovrà essere verificata in campo nel corso dei prossimi anni, alla luce del fatto che i nuovi apparati possiedono una rilevante componente elettronica caratterizzata, come noto, da tempi di obsolescenza e sostituzione ben più brevi di 15 anni. Ove dovessero emergere evidenze di questo tipo, la regolazione dovrà recepire meccanismi in grado di intercettare il fenomeno, nell'interesse non solo delle imprese di distribuzione ma anche e soprattutto a garanzia del sistema, nel caso in cui le anomalie delle nuove apparecchiature dovessero poi risultare superiori ad una determinata soglia e quindi la relativa vita media delle stesse sensibilmente inferiore alle attese.

Analisi di questo tipo potrebbero peraltro cominciare ad essere già svolte sui contatori di grande calibro, installati ormai da alcuni anni, per verificare gli effettivi tassi di durata delle nuove apparecchiature.

Alla luce dell'esperienza maturata da qualche anno a questa parte nell'impiego degli *smart meter* gas, contestualmente alle efficienze derivanti dalla rilevazione delle misure da remoto, sono emersi nuovi costi derivanti dalle attività necessarie per mantenere in adeguate condizioni di funzionamento i contatori ed i sistemi per lo svolgimento della funzione di telelettura. Si auspica pertanto che l'Autorità approfondisca la tematica nel suo complesso, evitando interventi parziali che non tengano conto dei nuovi ed onerosi aspetti gestionali derivanti dal mantenimento in esercizio di sistemi di telelettura e apparati.

Tutte le eventuali evoluzioni/modifiche della regolazione al riguardo, non dovrebbero comunque penalizzare gli operatori che, anche a beneficio del sistema, per primi hanno investito - quali "apripista" - sui nuovi sistemi di misura, confidando che l'impostazione regolatoria stabilita in origine sarebbe stata mantenuta quanto meno per tutta la prima fase di messa a regime. Ci si riferisce, solo per fare un esempio, a componenti tariffarie come la t_{tel} e la t_{con} , a copertura, in prospettiva, dei costi rispettivamente dei sistemi centrali di

telelettura e dei concentratori e originariamente stabilite come distinte, delle quali sembra più di recente prefigurata l'unificazione, con possibili conseguenti sperequazioni tra imprese, a seconda della tecnologia trasmissiva adottata (con concentratori o senza).

Promozione di un quadro coerente di regole europee e nazionali

OS.22 Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale

Principali linee di intervento

- a. Promozione di decisioni di ACER che rispettino l'architettura *central dispatch* del sistema italiano nell'ambito dell'adozione delle metodologie previste dai regolamenti europei già in vigore per il settore elettrico (in particolare i regolamenti relativi al disegno dei mercati e alla gestione operativa dei sistemi).
- b. Promozione atti di normativa secondaria (codici di rete e linee guida per il settore elettrico) coerente con gli assetti nazionali, in particolare relativamente ai Centri regionali di controllo, alla funzione del *market coupling*, agli accumuli, ai servizi ancillari e alla partecipazione della domanda al mercato.
- c. Contributo attivo alle nuove proposte legislative europee relative alle misure per la decarbonizzazione del settore del gas naturale, che dovrebbero vedere la luce nel corso del 2020.
- d. Promozione di un nuovo assetto del mercato europeo del gas naturale che superi la definizione di aree *entry-exit* nazionali e consenta la copertura dei costi di trasporto attraverso modalità non distorsive del funzionamento dei mercati interconnessi e in grado di massimizzare i benefici per i consumatori finali.
- e. Promozione di un pieno e rapido allineamento al modello di regolazione europea dei regimi regolatori dei paesi extra-UE, in particolare per quelli con cui il sistema elettrico italiano si troverà a essere interconnesso (nel breve periodo Montenegro e area balcanica e nel medio periodo area mediterranea) e collaborazione con i regolatori dell'*Energy Community* e di Medreg.
- f. Cooperazione con ACER e con i regolatori esteri per l'individuazione delle migliori soluzioni atte a favorire la concorrenza nel mercato nazionale, la sicurezza, la diversificazione e l'economicità degli approvvigionamenti con riferimento alla definizione di opportuni regimi regolatori sovranazionali per la realizzazione (o la dismissione) di infrastrutture di interesse transfrontaliero.

Per quanto riguarda infine gli obiettivi volti a promuovere un quadro coerente di regole europee e nazionali, si ritiene che l'obiettivo OS.22 che include - alla linea strategica "c" - la decarbonizzazione del settore del gas naturale, comporterà la necessità di sostenere lo sviluppo di soluzioni innovative quali il *power-to-gas*, i gas rinnovabili e i biogas. In tal senso sarà necessario sviluppare una regolazione che assicuri l'integrazione di tali soluzioni a livello infrastrutturale (si pensi infatti alla necessità di intervenire sulle normative tecniche e su quelle relative all'interoperabilità in ragione dell'immissione in rete di gas diversi dal metano) e che assicuri un supporto economico alle tecnologie più innovative almeno fino al raggiungimento della loro maturità tecnologica (nel DCO "*Regulatory Challenges for a Sustainable Gas Sector*" il CEER si domanda, ad esempio, se il sistema tariffario - sia elettrico che gas - attualmente esistente nell'UE permetta al *power-to-gas* di sviluppare le proprie potenzialità a parità di condizioni rispetto ad altre tecnologie).

A tale riguardo, come già evidenziato riguardo l'OS.4, potrebbero essere previsti incentivi per gli investimenti finalizzati ad immettere in rete biometano e/o gas derivante dal *power-to-gas* nella forma di incremento della quota di investimenti riconosciuta in tariffa e di remunerazione incentivante addizionale a favore degli interventi volti a rendere interfunzionali le reti gas (ad es. per l'immissione di biometano o per il *reverse flow* fisico distribuzione/trasporto).

Principali linee di intervento

- a. Implementazione nell'ordinamento nazionale delle norme europee destinate ad entrare in vigore nel prossimo triennio; nello specifico si fa riferimento alla Direttiva sulla promozione dell'uso delle energie rinnovabili (Direttiva 2018/2001) entro il 30 giugno 2021 e la Direttiva per il mercato interno dell'energia elettrica entro il 31 dicembre 2020.
- b. Valutazione, nel medio termine, della possibilità di prevedere forme di coordinamento nel rilascio delle concessioni di distribuzione di gas ed elettricità al fine di favorire pianificazioni di sviluppo e rinnovo delle infrastrutture coordinate ed efficienti oltre che coerenti con le strategie energetiche del Paese.
- c. Sostegno tecnico per l'avvio di forme di trasferimento parziale alla fiscalità generale degli oneri di sistema e dell'eliminazione di tutte le forme di tassazione implicita che prevedono il versamento al bilancio dello Stato di somme raccolte tramite gli oneri.
- d. Sostegno tecnico a misure di sviluppo efficiente della mobilità sostenibile che minimizzi le emissioni per passeggero*km e prenda in considerazione sia il vettore elettrico che i green gas e in particolare il biometano.
- e. Proposte per il sostegno all'efficienza energetica a livello sistemico che tengano conto delle indicazioni contenute nel PNIEC e che stimolino anche i clienti industriali, compresi gli energivori, ad un continuo miglioramento energetico dei propri processi industriali.

Sempre nell'ottica di promuovere un quadro coerente di regole europee e nazionali, si ritiene opportuna la valutazione prefigurata con la linea di intervento "b" dell'OS.23 - secondo cui è necessario favorire pianificazioni di sviluppo e rinnovo delle infrastrutture coordinate ed efficienti, oltre che coerenti con le strategie energetiche del Paese, eventualmente anche attraverso il coordinamento nel rilascio delle concessioni per lo svolgimento del servizio di distribuzione di gas ed elettricità.

A tale riguardo, richiamando le considerazioni già espresse nella parte introduttiva del presente documento, occorrerebbe individuare soluzioni che consentano quanto prima - e non tanto solo nel medio termine - di raccordare le due distinte tipologie di concessione.

Per quanto riguarda più specificamente i processi di assegnazione delle concessioni di distribuzione del gas è evidente come questi siano gravati da incertezze che, persistendo, continuano a generare ritardi.

Le principali incertezze riguardano il trattamento regolatorio degli investimenti inseriti nel piano di sviluppo offerto in gara. A questa criticità se ne aggiungono diverse altre, tra cui, in estrema sintesi:

- oggettive complessità tecnico/amministrative connesse allo sviluppo del processo (a titolo esemplificativo e non esaustivo: le esigenze di coordinamento tra Enti locali, la raccolta di un'imponente mole di dati dai gestori, l'applicazione delle Linee guida per il calcolo del VIR, la raccolta di tutta la documentazione da parte delle stazioni appaltanti e l'attività di controllo degli scostamenti VIR-RAB da parte dell'Autorità, nonché di analisi dei bandi di gara);
- presenza di successivi interventi normativi che hanno condotto alla "cristallizzazione" di situazioni in cui gli Enti locali - in relazione alle concessioni pregresse - percepiscono canoni più alti di quelli che potranno derivare dalle gare per Atem, disincentivando la Stazione Appaltante ad accelerare il processo volto al nuovo affidamento del servizio;
- necessità di emanazione di normative primarie, per rendere più efficace quanto già previsto dalla Legge annuale per la Concorrenza 2017 in tema semplificazione della verifica degli scostamenti VIR-RAB e quanto già apprezzabilmente posto in essere al

riguardo da parte da ARERA (al riguardo una possibile soluzione potrebbe essere l'eliminazione della soglia di scostamento VIR-RAB per singolo Comune e prevedere una soglia di scostamento aggregato d'ambito più elevata di quella attuale, pari all'8%).

Sempre con riferimento alle gare d'Atem, al fine di favorire la razionalizzazione delle nuove gestioni, dovrebbero essere adottati indirizzi volti a favorire l'unitarietà di gestione e proprietà delle infrastrutture. Modelli misti, con la proprietà degli impianti in parte del gestore e in parte dell'Ente locale, risultano sicuramente di più complicata amministrazione e razionalizzazione. In tale logica, la gara d'Atem potrebbe anche rappresentare il momento in cui gli Enti locali cedono all'affidatario della gestione la proprietà di eventuali *asset* detenuti, liberando risorse che gli stessi Enti potrebbero proficuamente impiegare per altri investimenti e/o attività per il territorio. Dato che una simile evoluzione favorirebbe un'ulteriore razionalizzazione delle gestioni, la cessione degli *asset* degli Enti locali, attualmente prevista a RAB, potrebbe essere incentivata e consentita a VIR.

Riguardo l'impatto tariffario della differenza VIR-RAB riconosciuta al gestore subentrante e derivante dal quadro sopra delineato, si ritiene peraltro che questo potrebbe essere sostanzialmente riassorbito, tenendo conto della quota-parte di gestori che si riconfermano (per i quali la tariffa viene calcolata in continuità sulla RAB e non sul VIR), dello sconto sulla differenza VIR-RAB come risultante in esito alla gara e delle efficienze realizzabili per le gestioni d'ambito nel nuovo periodo regolatorio.

Per quanto concerne invece le misure a sostegno dello sviluppo di una mobilità sostenibile (linea strategica "d" dell'OS.23) si ritiene che i *target* di riduzione delle emissioni climalteranti nel settore dei trasporti richiedano la progressiva sostituzione di carburanti tradizionali e più inquinanti con combustibili alternativi a basso impatto ambientale, tra cui il gas naturale (che porta una consistente riduzione delle emissioni di CO₂ e degli inquinanti locali) e il biometano (a zero emissioni complessive). In quest'ottica si ritiene che sia necessaria un'azione congiunta e coordinata non solo a livello di politiche ambientali, ma anche sul piano industriale e sociale, che porti allo sviluppo della mobilità alternativa a basse emissioni.

In tema di efficienza energetica (linea di intervento "e" dell'OS.23), in generale si ritiene che essa rappresenti una delle strade fondamentali da perseguire per l'evoluzione del sistema energetico. Si valutano quindi positivamente le iniziative finalizzate ad aumentare, a livello nazionale, il numero di interventi di efficienza energetica in particolare nei settori terziario e trasporti in grado di produrre anche Titoli di Efficienza Energetica (TEE o "Certificati Bianchi").

Al riguardo, pur nella consapevolezza del perimetro di competenze che residuano in capo all'Autorità in materia di TEE e sebbene il tema del contributo tariffario riconosciuto ai distributori obbligati al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico ad essi assegnati non trovi esplicita trattazione nella consultazione sul quadro strategico, si ritiene opportuno - in ragione del considerevole costo del meccanismo sul sistema - formulare, con l'occasione, qualche sintetica considerazione.

I costi per i TEE, sostenuti dalle imprese di distribuzione per un obbligo normativo e nel perseguimento di un interesse generale, impattano - come noto - in misura molto significativa sui conti delle imprese di distribuzione, prima ancora che sul sistema e sui consumatori.

In una situazione come quella attuale, con scarsa disponibilità di TEE e prezzi dei titoli stabilmente superiori rispetto al massimo valore del contributo riconosciuto, il meccanismo dei certificati bianchi, se non adeguatamente calibrato, rischia di comportare sempre più pesanti oneri impropri, senza possibilità di recupero, per i distributori obbligati, che si

trovano nella condizione di compratori certi e sanzionabili nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi, ma costretti ad operare su un mercato ormai strutturalmente corto, sostenendo costi di acquisto per i titoli superiori di almeno 10 euro rispetto al massimo valore del contributo riconosciuto.

La conseguenza per i soggetti obbligati è una perdita secca di almeno 10 euro per ogni titolo per raggiungere obiettivi di efficienza energetica posti in capo ad essi da norme/disposizioni di legge nel perseguimento dell'interesse generale (e che invece per i soggetti obbligati dovrebbero risultare del tutto "passanti").

In questa situazione il distributore non ha leve per svolgere l'auspicato ruolo di *market maker* che la regolazione sembrerebbe voler implicitamente indirizzare.

Ferma restando la necessità di interventi a carattere più strutturale da parte delle istituzioni competenti per una revisione del meccanismo, si ritiene che anche l'Autorità, oltre a promuoverne l'adozione, dovrebbe rivedere alcuni aspetti riguardanti le modalità di definizione del contributo tariffario spettante ai soggetti obbligati che, oltre le previsioni normative, accentuano la penalizzazione per i soggetti obbligati.

Pertanto, pur nella consapevolezza che la regolazione del meccanismo dei TEE è oggi in larga misura formulata da altre istituzioni (Ministero dello Sviluppo Economico - *in primis* - e GSE), si auspica che l'Autorità possa comunque svolgere un ruolo proattivo di stimolo per l'evoluzione del sistema in ottica di una sempre maggiore efficacia ed equilibrio, nell'interesse del sistema e dei consumatori, che ne sopportano il costo. D'altro lato, per quanto riguarda gli aspetti di più stretta competenza dell'Autorità, con particolare riferimento alle modalità di riconoscimento del contributo tariffario ai distributori, si ritiene necessario un intervento che, nel rispetto delle altre normative in essere, possa garantire l'effettiva neutralità dei distributori - fintanto che tali imprese continueranno ad essere individuate quali soggetti obbligati - rispetto ai costi che derivano dal funzionamento del meccanismo dei TEE.

* * *

In conclusione, auspicando che l'Autorità:

- ricorra sempre, per i temi di rilievo, a specifiche consultazioni, magari precedute e/o accompagnate anche da una fase di interlocuzione con tutti i soggetti interessati;
- investa sempre più nella stesura di provvedimenti completi, chiari e motivati, che diano conto con trasparenza dell'istruttoria condotta; elementi, questi, che accrescono la certezza della regolazione e consentono, allo stesso tempo, di prevenire i contenziosi;

si ringrazia per l'attenzione che potrà essere prestata alle osservazioni formulate.

**QUADRO STRATEGICO 2019-2021
DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE
(DCO 139/2019/A)**

**OSSERVAZIONI
DI 2i RETE GAS S.p.A.**

La presente consultazione, unitamente alle previste audizioni degli *stakeholders* e di tutti i soggetti interessati, si ritiene rappresenti un momento di dialogo e confronto molto importante, avendo ad oggetto gli indirizzi strategici che orienteranno l'attuale Collegio dell'Autorità e le principali linee di intervento e di sviluppo della regolazione per il periodo 2019-2021, alla luce dell'evoluzione del contesto settoriale di riferimento nazionale ed europeo.

2i Rete Gas, come noto, è il secondo operatore nazionale della distribuzione gas a mezzo reti, avendo aggregato nel tempo, a partire dai primi anni 2000, oltre 130 società di distribuzione. Dal 2009 opera come distributore indipendente ed è stato il primo, in Italia, ad assumere tale ruolo: non è quindi collegato a soggetti operanti nella vendita e non avendo interessi in altri segmenti della filiera è specializzato nella propria attività, che svolge per quasi 300 società di vendita, di grandi, medie e piccole dimensioni che operano sulle proprie reti, cui sono allacciati circa 4,4 mln di clienti finali.

Una specializzazione monoservizio di questo tipo garantisce una totale terzietà da altri interessi a beneficio del sistema, ma può diventare - ove la regolazione non incentivi e promuova adeguatamente tale ruolo - una condizione di svantaggio e asimmetria rispetto a soggetti che diversificano i propri interessi e le proprie attività o soggetti appartenenti a gruppi verticalmente integrati.

2i Rete Gas formula quindi le proprie osservazioni agli indirizzi strategici e alle linee di intervento in consultazione con particolare riferimento al proprio settore di attività, anche se osserva con attenzione e interesse i segmenti contigui della propria filiera (in rapporto ai quali si svolge l'attività di distribuzione gas) e comunque anche tutti gli altri settori energetici nell'ambito del complessivo contesto nazionale ed europeo.

Proprio in merito all'evoluzione del contesto energetico, 2i Rete Gas ritiene che il gas naturale, nella prospettiva di un approccio combinato con le fonti rinnovabili, debba continuare a rappresentare una risorsa essenziale per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese, mantenendo in futuro un impiego di sistema, non solo come fonte ma anche come vettore, visto che costituisce la risorsa più versatile negli utilizzi finali, più pulita tra i combustibili tradizionali, in grado di assicurare la certezza delle forniture e con importanti prospettive di sviluppo sotto forme rinnovabili, in grado di apportare benefici in termini di impatto ambientale e di consentire l'accumulo di altre forme di energia rinnovabile non programmabile. Si ritiene pertanto riduttivo inquadrare il gas naturale solo come la migliore fonte di transizione, viste le sue prerogative che, anche in abbinamento alle fonti rinnovabili, ne fanno una fonte ed un vettore difficilmente sostituibile ancora per molti decenni.

Ciò anche e in particolare considerando l'elevato grado di sviluppo, l'efficienza e la capacità del sistema infrastrutturale gas, che si ritiene debba essere sfruttato appieno e mantenuto ove presente ed idoneo a soddisfare i fabbisogni energetici della collettività e per il cui ulteriore sviluppo/estensione dovrebbero semmai essere definite *policy* in grado consentire

una pianificazione coordinata di tutte le infrastrutture energetiche nel loro complesso (gas, elettriche o di telecalore che siano). Questo al fine di individuare con chiarezza - e in maniera efficiente per l'intero sistema - le aree in cui, dalla comparazione dei costi e dei benefici, risulti utile e opportuno perseguire lo sviluppo dell'infrastruttura gas rispetto allo sviluppo di soluzioni differenti (ad esempio in aree con particolari problemi locali di qualità dell'aria e di inquinanti o in aree, come alcune zone montane, in cui le rinnovabili mature presentano maggiori problemi di sviluppo locale).

Non tutte le zone ed aree del nostro Paese hanno infatti le medesime caratteristiche e sarebbe quindi utile ed opportuno, proprio per individuare le soluzioni più efficienti per ogni realtà, poter definire approcci o regole di pianificazione coordinata nell'utilizzo e nello sviluppo delle diverse infrastrutture energetiche nel loro complesso, che tengano conto anche degli specifici fattori locali.

Le attuali infrastrutture gas, oltre ad abilitare in prospettiva l'impiego diffuso di gas rinnovabili (idrogeno o gas di sintesi) con benefici in termini di impatto ambientale, risultano peraltro essenziali per garantire, in termini di potenza termica richiesta, il fabbisogno di punta invernale del nostro sistema energetico.

Si ritiene di conseguenza molto importante, non solo in relazione al ruolo che avranno le diverse tecnologie di accumulo ai fini della flessibilità del sistema e della decarbonizzazione del settore energetico, che anche l'Autorità sottolinei la necessità di attuare interventi regolatori volti ad accompagnare lo sviluppo efficiente del sistema, traguardando un futuro in logica *whole energy system*.

Oltre ad indicare, al riguardo, soluzioni innovative come il *power-to-gas* per l'accumulo di energia elettrica rinnovabile quando disponibile in assenza di domanda, rispetto alle più usuali soluzioni *power-to-power*, si ritiene tuttavia che l'Autorità dovrebbe promuovere l'approccio *whole energy system* anche attraverso una visione coordinata delle prospettive di utilizzo e sviluppo di tutte le infrastrutture energetiche nel loro complesso.

Dal documento in consultazione pare invece di intravedere un atteggiamento "tiepido" riguardo le infrastrutture gas, in particolare riguardo la distribuzione gas. Se si ravvisano infatti, da un lato, importanti e apprezzabili spunti per una progressiva integrazione delle fonti, risulta meno chiaro, dall'altro, quale sia l'orizzonte in termini di approccio per un utilizzo efficiente e il mantenimento delle infrastrutture già esistenti ed in termini di individuazione dei parametri da valutare per lo sviluppo coordinato di nuove infrastrutture energetiche.

L'evoluzione dell'assetto energetico nazionale, anche alla luce del contesto trans-nazionale, si ritiene debba svilupparsi secondo una pianificazione coordinata e d'insieme che, partendo dalla realtà esistente, disegni soluzioni proporzionate in una logica di costi-benefici, in grado di contemperare obiettivi in termini di sostenibilità ambientale, di sostenibilità economica e di sicurezza energetica. E sotto il profilo della sostenibilità economica risulterà in particolare necessario non limitarsi a considerare l'entità dei nuovi investimenti ritenuti utili per un miglioramento della qualità nell'erogazione dei servizi energetici e il loro costo per la collettività, ma valutare anche i possibili *stranded costs* derivanti da tutti gli altri investimenti già realizzati e in via di utilizzo/ammortamento, qualora questi dovessero poi risultare sotto-impiegati, continuando comunque a rimanere a carico del sistema (in aggiunta ai costi derivanti dai nuovi investimenti).

Di seguito si riportano osservazioni e considerazioni in merito ai diversi obiettivi strategici (di seguito anche solo OS) presentati in consultazione e alle corrispondenti linee di intervento prefigurate, ovviamente con particolare riferimento ai settori energetici

infrastrutturali e quello della distribuzione gas in cui opera 2i Rete Gas. *[Non si formulano invece osservazioni in materia di servizio idrico e di gestione dei rifiuti].*

* * *

TEMI TRASVERSALI

A. Il consumatore consapevole

OS.1 Dare voce al consumatore

Principali linee di intervento

- a. Rilevazione delle aspettative e della soddisfazione dei consumatori al fine di orientare meglio gli interventi alle attese degli stessi nei confronti del regolatore.
- b. Sviluppo di un nuovo sito web con servizi digitali innovativi.
- c. Adozione di schede di accompagnamento ai principali provvedimenti per chiarirne, in particolare, l'impatto e la portata per il consumatore.
- d. Sviluppo e adeguamento del sistema di gestione dei reclami, tenendo conto dei processi di disintermediazione e dello sviluppo di nuove opportunità tecnologiche e facilitazione dell'accesso a strumenti di risoluzione alternativa delle controversie (ADR), al fine di consentire la risoluzione rapida e gratuita di problematiche che di norma appaiono poco adatte ai tempi e costi della giustizia ordinaria, nell'ambito anche dei processi di collaborazione internazionale avviati all'interno del *National Energy Ombudsmen Network* (NEON).
- e. Rafforzamento dei sistemi di indennizzi automatici a fronte di mancate prestazioni da parte di distributori, venditori e gestori, per la tutela del consumatore nel caso di violazione dei suoi diritti.
- f. Estensione anche ai settori ambientali di procedure per la conciliazione delle controversie degli utenti finali, in particolare per i servizi idrici all'interno del percorso definito verso la conciliazione obbligatoria e ai rifiuti e al teleriscaldamento limitatamente alle materie potenzialmente oggetto di negoziazione risolutiva.

OS.2 Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio

Principali linee di intervento

- a. Estensione, per i settori dell'energia, del Rapporto annuale di monitoraggio retail con indicatori di performance tecnica e commerciale nonché parametri e indici relativi alle offerte presenti sul mercato, l'applicazione degli indennizzi automatici e dati per superare le asimmetrie informative e promuovere la concorrenza.
- b. Attivazione e sviluppo del Portale Consumi energetici, per mettere a disposizione di ciascun consumatore i propri dati storici di consumo, mediante il Sistema informativo integrato. In prospettiva tali dati saranno resi disponibili anche a parti terze designate dal consumatore.
- c. Miglioramento degli strumenti di confrontabilità tra l'offerta attivata dal cliente e le offerte disponibili sul mercato anche estendendo le funzionalità di Portale Offerte del settore energia.
- d. Pubblicazione periodica – per operatore – di indicatori di performance riferiti al sistema idrico integrato (ad esempio, tassi di realizzazione degli interventi programmati con le motivazioni a giustificazione degli eventuali ritardi, indicatori di qualità contrattuale e di tempestività nell'erogazione degli indennizzi automatici e indicatori di costo e parametri di qualità tecnica).
- e. Miglioramento del contenuto informativo delle bollette e degli altri strumenti di comunicazione individuale sulle caratteristiche del servizio idrico integrato e del ciclo rifiuti secondo criteri di chiarezza e semplificazione, includendo elementi individuali di dettaglio.
- f. Miglioramento, nel settore del teleriscaldamento e teleraffreddamento, della trasparenza in particolare con riferimento ai contratti, ai documenti di fatturazione e alle informazioni pubblicate relative sia ai prezzi che alla qualità commerciale del servizio e agli aspetti ambientali.
- g. Definizione di interventi volti a promuovere campagne di informazione dei gestori, del ciclo dei rifiuti, nei confronti degli utenti sulle caratteristiche delle diverse fasi del ciclo, sulle attività necessarie alla sua chiusura nonché sull'impatto ambientale nel territorio di riferimento.

OS.3 Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili

Principali linee di intervento

- a. Semplificazione ed efficientamento, anche grazie alle potenzialità offerte dagli sviluppi tecnologici, delle modalità di accesso ai bonus elettrico, gas e idrico, possibilmente attraverso automatismi.
- b. Estensione del numero di beneficiari del bonus, sviluppando ulteriori progetti di informazione dei cittadini in condizioni di disagio, anche attraverso l'interazione con le associazioni dei consumatori e le organizzazioni presenti sul territorio con finalità sociali.
- c. Definizione di modalità standardizzate di intervento a favore di popolazioni colpite da eventi eccezionali, da attivare nell'ambito degli interventi emergenziali.
- d. Promozione delle finalità sociali delle Comunità energetiche dei cittadini, come definite nel Clean Energy Package della Commissione Europea, in modo tale che anche le fasce deboli della popolazione possano beneficiare delle opportunità ad esse associate.

Nell'ambito degli obiettivi da perseguire in una visione complessiva di sistema, si condivide l'impostazione regolatoria generale volta a mantenere, insieme alle previste tutele, una specifica attenzione nei confronti dei consumatori e del loro livello di soddisfazione rispetto ai servizi oggetto di regolazione (OS.1). Ciò anche al fine di rafforzare la comprensione da parte dei consumatori circa le caratteristiche dei servizi offerti dai diversi operatori e la capacità di comparazione delle *performance* rese dagli operatori stessi (OS.2).

Si condividono pertanto in generale, in tale ottica, le principali linee di intervento prefigurate in relazione ai corrispondenti obiettivi strategici OS.1 e OS.2.

In particolare, in merito all'OS.1 e alla linea di intervento "e" (*Rafforzamento dei sistemi di indennizzi automatici a fronte di mancate prestazioni da parte di distributori, venditori e gestori*), si evidenzia tuttavia la necessità che accanto ad interventi nella direzione prefigurata vengano simmetricamente definiti anche interventi volti all'introduzione di incentivi per gli operatori con *performance* al di sopra dei livelli medi e/o degli standard definiti dall'Autorità.

Un'impostazione volta ad incentivare gli operatori con livelli e/o indicatori di servizio superiori alla media o al di sopra di un livello predefinito andrebbe rafforzata anche relativamente ai già esistenti meccanismi di premio/penale riguardo *performance* e standard tecnici misurati rispetto ad obiettivi prestabiliti (come, ad esempio, i meccanismi relativi ai recuperi di sicurezza nella distribuzione gas).

Sempre in una visione complessiva di sistema, si condivide anche l'obiettivo OS.3 (*Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili*), in particolare in termini di un'evoluzione del bonus sociale, volta ad efficientare i tempi sia di erogazione che di rinnovo delle agevolazioni. Si ritiene al riguardo positiva l'ipotesi di riconoscimento automatico del bonus basata sull'interoperabilità delle banche dati esistenti. Circa tale aspetto è tuttavia importante ricordare che tutte le imprese coinvolte nell'erogazione del bonus sociale hanno già da tempo implementato complessi processi gestionali. Si auspica, pertanto, che le future evoluzioni del bonus non vadano a stravolgere l'impianto attuale e che siano introdotte nel sistema con la necessaria gradualità, senza eccessivi impatti sui sistemi gestionali già strutturati in proposito da parte degli operatori.

In merito alla linea di intervento "c" dell'OS.3 (*Definizione di modalità standardizzate di intervento a favore di popolazioni colpite da eventi eccezionali, da attivare nell'ambito degli interventi emergenziali*), si ritiene utile la preventiva definizione di modalità standardizzate di intervento a favore dei clienti e utenti appartenenti a popolazioni colpite da eventi eccezionali, in modo da rendere più tempestiva e di più agevole applicazione, da parte di tutti gli operatori coinvolti, l'attivazione delle misure emergenziali nei casi in cui se ne

dovesse malauguratamente presentare la necessità.

Approccio regolatorio all'innovazione di sistema

OS.4 Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca

Principali linee di intervento

- a. Sviluppo, nei diversi settori di interesse, di un approccio analogo a quello del regolatore inglese delle sandbox, che consiste nel permettere a idee meritevoli, suggerite dagli operatori, di essere testate in campo anche con la concessione di deroghe alla regolazione - limitate nel tempo e nello spazio - per permettere la realizzazione di un progetto mirato alla verifica prototipale dell'idea innovativa.
- b. Progressiva revisione della regolazione esistente alla luce delle nuove funzionalità rese possibili dalla digitalizzazione, coinvolgendo centri di ricerca, università, raccogliendo anche spunti che possono pervenire anche dai gruppi di lavoro dell'Osservatorio per la regolazione.
- c. Sviluppo di progetti pilota specifici per l'applicazione della misura nel settore dei rifiuti (utili anche per valutare l'introduzione di regimi di tariffazione puntuale), al fine di analizzarne compiutamente gli impatti economici e ambientali, a supporto della regolazione, anche con riferimento ai profili di gestione del servizio relativi al contenimento della morosità.
- d. Contributo allo sviluppo della Ricerca di sistema, da un lato con stimoli in sede di definizione del piano triennale della ricerca, partecipando allo sviluppo di progetti di ricerca anche come parte promotrice per aspetti di interesse generale, e dall'altro con una funzione di "osservazione" sui risultati della Ricerca di sistema, che si devono allineare coerentemente con le aspettative.

Nell'ambito di una visione complessiva, si condivide l'impostazione regolatoria volta a facilitare l'innovazione di sistema, coinvolgendo anche altre istituzioni competenti per propria missione sulle specifiche tematiche e rafforzando quindi la collaborazione ad esempio con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni per tutti gli aspetti inerenti le problematiche di trasmissione dei dati di misura rilevati da remoto tramite i nuovi *smart meter* installati presso i clienti finali.

Si condivide altresì la necessità di sostenere e fornire adeguati stimoli per lo sviluppo di soluzioni innovative che consentano di sfruttare appieno e accumulare tutte le forme di energia rinnovabile non programmabile, attraverso strumenti regolatori che traggano il sistema energetico nel suo complesso e si mantengano comunque tecnologicamente neutrali.

Ad esempio, l'accumulo chimico dell'idrogeno può fornire servizi di stoccaggio di durata maggiore di quelli tradizionali adattandosi inoltre più facilmente alle mutevoli esigenze del sistema nel tempo. L'idrogeno prodotto può essere stoccato tal quale, iniettato in rete o combinato con la CO₂ per produrre gas sintetico da immettere nei gasdotti del gas naturale favorendo il processo di integrazione delle infrastrutture energetiche gas ed elettricità in ottica di *smart grids*. In questo modo si potrebbe permettere al sistema di evolvere verso modelli di maggiore efficienza e verso modelli di integrazione delle diverse reti energetiche (*power-to-gas* e *gas-to-power*, gas rinnovabili, biogas, micro CHP, *fuel cell*, ecc.).

Al riguardo dovrebbero essere anche favorite iniziative ed investimenti a favore di nuove tecnologie abilitanti l'immissione diretta in rete (di trasporto o distribuzione) di gas di origine rinnovabile (come l'idrogeno, per una sua miscelazione con il metano, il biometano o il metano di sintesi derivante da FER).

A tal proposito dovrebbe essere incentivata l'implementazione di soluzioni tecnologiche che permettano di massimizzare l'immissione delle produzioni di biometano nelle reti di distribuzione, anche oltre la loro capacità di assorbimento, attraverso una più completa

integrazione tra i sistemi di distribuzione e di trasporto gas (*reverse flow*) e al fine di favorire l'immissione in rete delle produzioni locali di biometano così come le produzioni di idrogeno e/o gas sintetico (power to gas). Ciò, ovviamente, ove dal punto di vista del rapporto costi-benefici, tale soluzione risulti più vantaggiosa dell'immissione direttamente in rete di trasporto o per altri versi, sotto il profilo di sicurezza, logistico e ambientale, risulti preferibile a modalità alternative di conferimento e trasporto (ad es. tramite carri bombolai), che in genere richiedono comunque la realizzazione di stoccaggi presso i siti di produzione.

Simili soluzioni/sistemi, apportando benefici anche per i produttori di biometano in termini di gestione efficiente della propria produzione, possono sicuramente rappresentare un fattore abilitante allo sviluppo delle immissioni di biometano nelle reti di distribuzione e farebbero peraltro assumere alle reti del gas la connotazione di "*smart grid*", al pari di quanto avviene già da qualche anno nel settore elettrico.

B. Valutazione dell'impatto regolatorio e promozione della *compliance* regolatoria

OS.5 Rafforzamento della *accountability* regolatoria con il contributo dell'Osservatorio della regolazione

Principali linee di intervento

- a. Rafforzare e ampliare le attività dell'Osservatorio della regolazione anche con riferimento alle tematiche ambientali e di economia circolare.
- b. Sviluppare strumenti, anche semplificati, di analisi ex ante di impatto della regolazione per i principali provvedimenti strategici e di verifica ex post dell'impatto della regolazione, con riferimento a specifici temi.
- c. Costituire di un network di riferimento di soggetti interessati alla valutazione degli effetti della regolazione.

Si ritiene essenziale che l'Autorità, attraverso gli specifici gruppi di lavoro settoriali nell'ambito dell'*Osservatorio della regolazione* ed anche costituendo un network di riferimento con soggetti interessati in proposito, promuova un sempre maggior coinvolgimento degli *stakeholders* per le attività di valutazione dell'impatto della regolazione sia *ex-ante* che *ex-post*, al fine di individuare le soluzioni (*ex-ante*) o i correttivi (*ex-post*) più efficaci per i settori regolati.

OS.6 Promozione della *compliance* regolatoria e riduzione dei tempi dei procedimenti sanzionatori

Principali linee di intervento

- a. Ampliamento delle attività di controllo, anche tenuto conto dello sviluppo delle attività strutturali di monitoraggio.
- b. Sperimentazione di nuove iniziative di *self-audit*, attraverso l'adozione di specifiche Linee Guida sviluppate dall'Autorità in logica di garanzia della *compliance* della regolazione e non di deroga della stessa.
- c. Razionalizzazione dei temi oggetto di attività sanzionatoria, prevenendo e/o intercettando con strumenti alternativi (chiarimenti, raccomandazioni, intimazioni, fino all'introduzione di sistemi automatici di penalità per gli operatori e indennizzi ai clienti) alcune tipologie di violazioni, quali per esempio quelle di particolare tenuità o di carattere ripetitivo.
- d. Sviluppo e rafforzamento del meccanismo dell'autodenuncia, consentendo, agli operatori che si autodenunciano, l'accesso alla procedura semplificata e/o il riconoscimento di attenuanti.

In tema di evoluzione delle procedure di verifica della *compliance* regolatoria, si ritiene importante l'impegno a ridurre significativamente le tempistiche procedurali, non solo

per quanto riguarda i controlli circa il rispetto della regolazione, ma anche per quanto riguarda i procedimenti di verifica dei risultati delle imprese in tema di incentivi da riconoscere alle stesse per la qualità del servizio, tempistiche che negli ultimi anni, pur comprendendo la complessità dei meccanismi e delle verifiche da effettuare, hanno subito per la distribuzione gas notevoli differimenti.

AREA AMBIENTE

B. Sviluppo efficiente delle infrastrutture

OS.12 Evoluzione efficiente delle infrastrutture di teleriscaldamento

Principali linee di intervento

- a. Definizione di condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti tale da favorire l'integrazione di nuovi impianti di generazione di calore e il recupero di calore disponibile in ambito locale, con l'introduzione di una metodologia che consenta di valutare i costi e benefici derivanti dall'integrazione di nuovi impianti di generazione nelle reti di telecalore esistenti, anche attraverso un'adeguata valorizzazione delle esternalità energetiche ed ambientali.
- b. Promozione di criteri di valutazione (in sede di gara per la distribuzione del gas naturale) che tengano conto dello sviluppo coordinato e integrato delle infrastrutture di teleriscaldamento e delle reti di distribuzione del gas naturale, con l'obiettivo di favorire un utilizzo ottimale delle risorse e di supportare le soluzioni a più elevata sostenibilità ambientale.
- c. Introduzione della regolazione della misura del calore, nonché promozione di apparati di misura del calore teleletti e telegestiti anche attraverso l'adozione di opportune configurazioni delle sottostazioni di utenza e l'avvio di sperimentazioni in tema di fornitura bidirezionale di calore o di *demand side management*.

In merito agli obiettivi strategici riguardanti l'Area ambiente, pur non costituendo al momento un'area di significativa operatività per la scrivente, si ritiene opportuno formulare alcune considerazioni in merito all'OS.12 (*Evoluzione efficiente delle infrastrutture di teleriscaldamento*), dato anche che il teleriscaldamento è un settore in cui l'Autorità è stata più di recente chiamata a sviluppare la regolazione.

Per il settore del teleriscaldamento si reputa importante che le regole che andranno a definirsi rispettino la parità di trattamento tra le risorse e non introducano elementi che possano essere utilizzati come distorsivi sul piano concorrenziale tra i vettori energetici o nelle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas. Al riguardo l'Autorità dovrebbe mantenere adeguata attenzione su eventuali forme di incentivazione che si intendessero introdurre per il teleriscaldamento.

Inoltre, se da un lato è ragionevole che lo sviluppo di infrastrutture di telecalore vada valutato congiuntamente ai piani di sviluppo delle reti di distribuzione del gas, oggetto - in questi anni - di definizione e valutazione nel quadro delle gare per l'assegnazione delle concessioni distribuzione del gas naturale, dall'altro si deve considerare che un simile approccio in termini di criteri di valutazione in sede di gara (come sembra delineato dalla linea di intervento "b" dell'OS.12) non è attualmente previsto e/o oggetto di offerta e richiederebbe pertanto una modifica normativa in proposito¹.

Il quadro si complica ulteriormente se si considera, nelle realtà a maggiore "vocazione" per il teleriscaldamento, la presenza di società ex-municipalizzate, controllate dagli Enti pubblici che spesso coincidono con la stazione appaltante deputata allo svolgimento della gara di affidamento del servizio di distribuzione gas. In tal caso, oltre a problematiche di coordinamento e/o integrazione dello sviluppo delle infrastrutture di teleriscaldamento e di

¹ Il D.M. 226/11 non prevede attualmente la possibilità di offrire in gara lo sviluppo coordinato e integrato di infrastrutture di teleriscaldamento e reti di distribuzione del gas naturale, anche per la diversa caratterizzazione tra i due servizi e i differenti regimi di affidamento su base territoriale degli stessi.

distribuzione gas, si presentano anche delicate problematiche di conflitto di interessi, di asimmetria informativa e quindi di competitività con il soggetto che gestisce il teleriscaldamento (spesso sulla base di concessioni in esclusiva di lunga durata, rilasciate proprio dall'Ente pubblico, stazione appaltante per la gara della distribuzione gas e socio della compagine societaria titolare della concessione di teleriscaldamento).

In un'ottica costruttiva si potrebbe ipotizzare quale soluzione, in luogo dell'auspicata integrazione dell'offerta dei due vettori in sede di gara per la distribuzione gas (difficilmente attuabile nel quadro sopra delineato), un'impostazione che preveda la messa a disposizione, ai fini del bando della gara gas, di tutte le informazioni di pianificazione urbanistica e territoriale alla base del sistema di teleriscaldamento, che consentano di formulare offerte in grado di tener conto di tutte le necessità di coordinamento tra i due servizi (distribuzione gas e teleriscaldamento).

AREA ENERGIA

A. Mercati efficienti e integrati

OS.16 Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo

Principali linee di intervento

- a. Riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento fino a pervenire al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), considerando l'esigenza di un tempestivo avvio del mercato infragiornaliero in negoziazione continua sulle frontiere italiane.
- b. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo rappresentativi del valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche, anche attraverso il riferimento ai prezzi nodali.
- c. Completamento della disciplina del mercato della capacità e sua evoluzione a seguito dell'entrata in vigore delle norme europee del *Clean Energy Package*.
- d. Revisione delle logiche di attribuzione dei costi di trasporto gas e dei relativi oneri agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da gas naturale, al fine di evitare sussidi e inefficienze.
- e. Completamento della riforma della regolazione del servizio di trasporto e bilanciamento del gas naturale relativa ai prelievi di gas ai *city gate*, volta a semplificare e a rendere più efficienti i processi che si svolgono a valle del punto di scambio virtuale e che coinvolgono imprese di trasporto, di distribuzione, grossisti e venditori al dettaglio.
- f. Rafforzamento degli strumenti di monitoraggio del funzionamento dei mercati, sviluppati anche ai fini REMIT, per individuare e contrastare pratiche abusive, come la manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato, le attività di insider trading e, in generale, l'abuso di potere di mercato in tutte le sue forme.

OS.17 Funzionamento efficiente dei mercati retail e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato

Principali linee di intervento

- a. Adeguamento della regolazione dei servizi di ultima istanza per i clienti senza un fornitore sul mercato libero alla data del termine dei regimi di tutela. Ciò comporta la definizione del servizio di salvaguardia - di cui alla legge 124/17 - per i clienti attualmente aventi diritto al servizio di maggior tutela e l'eventuale revisione degli altri servizi di ultima istanza oggi esistenti.
- b. Sviluppo e adeguamento delle forme di tutela non di prezzo, quali la manutenzione e il rafforzamento delle tutele contrattuali (Codice di condotta, condizioni contrattuali delle offerte PLACET e altre condizioni contrattuali standard) e la revisione della qualità del servizio di vendita e del sistema di tutele nel contesto di evoluzione degli strumenti di gestione del rapporto con il cliente finale. L'evoluzione della regolazione dovrà tra l'altro consentire l'utilizzo di modalità di relazione dirette e innovative verso i clienti più dotati di competenze e strumenti, ma

altresì conservare modalità di tutela tradizionali (ed eventualmente intermedie) per gli altri clienti finali.

- c. Adeguamento degli aspetti contrattuali e regolatori che tutelino il cliente finale e permettano al contempo lo sviluppo delle nuove forme di aggregazione della domanda, delle offerte di servizi di flessibilità abilitati dal nuovo panorama tecnologico emergente e della diffusione della digitalizzazione.
- d. Avvio/prosecuzione di specifiche campagne di comunicazione/informative volte ad accompagnare il processo di rimozione delle tutele di prezzo nel settore energetico.

OS.18 Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato

Principali linee di intervento

- a. Superamento progressivo dei meccanismi di profilazione dei prelievi nonché delle immissioni e utilizzo delle misure effettive ai fini della definizione delle partite fisiche del servizio di dispacciamento.
- b. Sviluppo di strumenti di *data management* per l'utilizzo e la messa a disposizione agli operatori e ai clienti finali tramite il Sistema Informativo Integrato, dei dati relativi ai clienti stessi e alle forniture, nonché dei dati di misura, rilevati dai soggetti responsabili.

Nell'ambito dell'OS.16 ed in merito alla corrispondente linea di intervento "e" relativa al completamento della riforma del servizio di bilanciamento, si sottolinea la necessità che i corrispondenti interventi siano attuati con tempistiche che tengano conto dei notevoli sviluppi informatici e delle onerose implementazioni che le imprese, insieme a numerosi altri adempimenti in materia di evoluzione dei propri sistemi informativi, devono sostenere.

In merito all'aspetto sopra ricordato, pur comprendendo le esigenze di uniformità che muovono l'azione dell'Autorità in tema di gestione dei flussi informativi, non si può non ricordare la peculiarità di aspetti e procedure relative al settore gas (come ad esempio proprio per il *settlement*), in considerazione dei quali il passaggio al Sistema Informativo Integrato (SII) richiederebbe un approccio più organico e ordinato che consenta agli operatori di programmare correttamente - con riferimento ai processi oggetto di trasferimento - la dismissione dei propri sistemi e/o la riconversione degli stessi per dialogare proficuamente con il SII. Andrebbero invece evitate, o limitate per quanto possibile, inattese e improvvise modifiche della *road map* di centralizzazione dei processi - con conseguente necessità per le imprese interessate di recuperare in corso d'opera parte dell'operatività gestionale oggetto di trasferimento - dettate da un'incompleta valutazione delle tempistiche o della complessità e peculiarità dei processi del settore gas, modifiche che comportano inevitabilmente una duplicazione delle attività e degli oneri gestionali in capo agli operatori.

Anche per l'adeguamento della regolazione - e quindi della gestione da parte degli operatori - dei servizi di ultima istanza (OS.17, linea di intervento "a") e per lo sviluppo di nuovi strumenti tramite il SII (OS.18, linea di intervento "b") si evidenzia la necessità che simili interventi, laddove ritenuti essenziali in logica di evoluzione del sistema, siano attuati con la dovuta gradualità, alla luce dei notevoli sviluppi informatici e delle onerose implementazioni che le imprese si trovano ormai da diversi anni a sostenere.

OS.19 Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati

Principali linee di intervento

- a. Sviluppo di strumenti per misurare la solidità finanziaria degli operatori e la loro solvibilità nei pagamenti nei confronti del sistema, anche al fine di fornire elementi utili per l'aggiornamento degli elenchi dei soggetti autorizzati alla vendita (Albo venditori), nonché la capacità di tali

soggetti di gestire i processi e i servizi caratteristici dell'attività, in particolare quelli di immediata ripercussione sulla clientela.

- b. Evoluzione di sistemi di garanzie minimali e di meccanismi di recupero degli insoluti dei venditori - con particolare riferimento alle quote relative agli oneri generali di sistema nel settore elettrico - volti a garantire le esigenze di gettito per le finalità di interesse generale (quali la promozione delle FER) e, al contempo, minimizzare il ricorso ai clienti finali per la copertura degli insoluti presso i clienti finali. Tali interventi si fondano sull'incentivazione di tutti i soggetti della filiera elettrica alla gestione efficiente del credito, pur mantenendo le attuali modalità di riscossione e lasciando immutato il ruolo dei venditori e dei distributori

In merito all'obiettivo OS.19, sul versante dei gestori di rete, si è più volte segnalato un crescente fenomeno di insolvenza da parte degli utenti dell'infrastruttura, particolarmente rilevante nella stagione di alti consumi (inverno) e nei confronti del quale i meccanismi di garanzia a tutela del sistema - che portano alla perdita dei requisiti per l'accesso alle reti da parte dei soggetti insolventi - non paiono sempre essere tempestivi (nell'invio dei clienti finali interessati ai servizi di ultima istanza) e adeguatamente proporzionati (nell'entità delle garanzie attualmente previste in base al codice di rete). Si ritiene pertanto necessario completare quanto prima il procedimento avviato con la deliberazione 465/2017/R/gas e volto, tra gli altri obiettivi, a potenziare gli strumenti a contenimento del rischio creditizio, connesso al mancato adempimento delle condizioni contrattuali da parte degli utenti della distribuzione, con l'introduzione di modifiche alla regolazione che permettano di prevenire alcune condotte opportunistiche in tema insolvenza da parte degli utenti dell'infrastruttura, particolarmente rilevanti nella stagione di alti consumi (inverno) e nei confronti del quale i meccanismi di garanzia a tutela del sistema non paiono oggi sempre essere adeguati.

B. Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche

OS.20 Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio

Principali linee di intervento

- a. Progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi, differenziato tra costi operativi e costi di capitale, a favore di un approccio integrato che responsabilizzi gli operatori. In particolare, il nuovo approccio integrato si focalizza sui seguenti aspetti: previsioni e piani di sviluppo realistici, fondati sulle future ed effettive esigenze dei clienti del servizio; incentivi per il migliorare il livello di performance, in termini di efficienza, economicità e qualità del servizio; rimozione di eventuali barriere regolatorie allo sviluppo di soluzioni innovative.
- b. Completamento, in particolare per la distribuzione gas, del percorso di allineamento del costo riconosciuto verso costi efficienti e standardizzati, superando le attuali differenziazioni esistenti in base alla scala dell'operatore.
- c. Sviluppo di una regolazione che, specie nel settore del gas naturale, responsabilizzi le imprese di distribuzione alla minimizzazione degli oneri che il sistema sostiene per le perdite e più in generale per le differenze fra il gas immesso nella rete e quello consegnato ai clienti finali.
- d. Messa a punto e implementazione del meccanismo tariffario parametrico per gli operatori di minore dimensione della distribuzione elettrica, favorendo la convergenza verso tale meccanismo anche per le imprese che operano su isole non interconnesse.
- e. Revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete (sia nel settore dell'energia elettrica che nel settore gas) alle diverse tipologie di utenza (inclusi i produttori, tenendo conto per es. dei flussi inversi di potenza), nonché dei criteri per la definizione dei contributi di connessione.
- f. Rafforzamento degli strumenti, anche regolatori, per prevedere la valutazione integrata dei piani di sviluppo infrastrutturale, consolidando le azioni già in corso a livello di Principali linee di intervento.
- g. Sviluppo di una regolazione dello stoccaggio che tenga conto della remunerazione dal livello del servizio reso, valutato tenendo conto del beneficio apportato al sistema in termini di

In merito all'area energia ed in particolare ai temi di "*Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche*" di cui all'OS.20 (*Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio*) e all'OS.21 (*Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione*) si formulano alcune osservazioni più specifiche e dettagliate.

Si ritiene, anzitutto, che in attesa di una concreta messa a regime delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale - da cui ci si aspetta una riorganizzazione del servizio e una conseguente razionalizzazione del settore con molteplici benefici per il sistema e quindi anche per i clienti finali e gli *stakeholders* - risulti essenziale introdurre sin da subito misure volte ad incentivare gli operatori a massimizzare l'efficienza, stimolando e favorendo anche il consolidamento del settore, ancora caratterizzato da molteplici e frammentate gestioni e da una pluralità di operatori (tuttora in numero superiore a 200), con ulteriori positive ricadute in termini di efficienza.

In tal senso il prossimo periodo regolatorio in avvio dal 2020, superando il ritardo delle tempistiche di avvio delle gare, dovrebbe risultare "sfidante" anche al fine di anticipare le efficienze attese dalle gare stesse, attraverso l'adozione sin da subito di:

- a) schemi regolatori improntati all'efficienza e alla razionalizzazione del settore, in sintonia con le proposte contenute nella linea strategica "a" dell'OS.20;
- b) riconoscimento a costi *standard* per i nuovi investimenti nelle reti di distribuzione, come proposto nella linea strategica "b" dell'OS.20.

In attesa di un pieno avvio delle gare d'Atem, si ritiene infatti prioritario che la regolazione - in autonomia e a prescindere dalle tempistiche delle gare - favorisca l'efficienza degli operatori, anche in una prospettiva di razionalizzazione del settore.

Allo stato attuale persiste ancora una moltitudine di piccole o molto piccole realtà attive nella distribuzione del gas, che per le loro caratteristiche di soggetti di ridotta dimensione difficilmente riescono a conseguire elevati livelli di efficienza nell'erogazione del servizio. Al riguardo non si ritiene più logico che per una parte dei cittadini/clienti il servizio sia erogato a un livello di efficienza inferiore o anche secondo standard meno innovativi (si considerino al riguardo, ad esempio i nuovi contatori elettronici per i clienti domestici, che le imprese di distribuzione di grandi dimensioni stanno già installando e mettendo in servizio, mentre per le imprese di distribuzione di minori dimensioni - sotto i 50.000 clienti finali serviti - non è previsto alcun obbligo o sono stabiliti obblighi minimi).

L'efficientamento delle gestioni in capo alle imprese più piccole costituisce, dunque, una soluzione imprescindibile anche ai fini dell'innovazione tecnologica e dell'uniformità del servizio nei confronti dei cittadini/clienti, ove l'obiettivo sia quello di aumentare i benefici complessivi per il sistema. E in tal senso non si ritiene possano trovare ancora spazio trattamenti regolatori differenziati in termini di riconoscimento di costi operativi relativi al servizio di distribuzione (opex), a seconda della dimensione d'impresa. Analogamente si ritiene inefficace, ai fini della razionalizzazione del settore, il permanere di obblighi/obiettivi regolatori (quali ad es. i ricordati obblighi in materia di nuovi contatori elettronici, o gli obblighi di conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica attraverso il meccanismo dei relativi titoli - TEE) stabiliti in funzione della dimensione gestita, con le imprese di piccole dimensioni interamente esentate da tali obblighi.

L'attuale regolazione, prevedendo il riconoscimento di maggiori costi e minori obblighi per le imprese di minori dimensioni, non stimola in esse l'efficienza e il perseguimento di maggiori economie di scala e/o di apprendimento a beneficio del sistema. Si ritiene

necessario, pertanto, che, a partire dal prossimo periodo regolatorio tali disparità di trattamento vengano riequilibrate in modo da favorire l'erogazione del servizio ai medesimi livelli qualitativi per tutti i cittadini/clienti ed eliminare una significativa barriera all'aggregazione del settore della distribuzione del gas naturale.

Una possibile soluzione al riguardo potrebbe essere quella di superare la differenziazione degli opex per classe dimensionale di impresa, individuando un unico livello "sfidante" per tutti gli operatori senza differenziazioni per dimensione, ad esempio applicando sin da subito il riconoscimento dei costi operativi stabiliti per le gestioni d'Atem (a seguito dello svolgimento delle gare), che prevedono solo una distinzione per densità dell'utenza servita.

In merito invece all'introduzione, nella regolazione tariffaria, di una nuova metodologia per il riconoscimento dei nuovi investimenti nelle reti di distribuzione, si ritiene che una metodologia basata su costi standard, opportunamente calibrati, possa perseguire l'obiettivo "pro-concorrenziale" di premiare l'efficienza produttiva e abbia quindi il pregio di introdurre, anche e proprio in vista delle gare d'Atem, elementi di effettiva concorrenzialità tra operatori. La soluzione dei costi standard risulta peraltro anche compatibile con la prospettiva di futura introduzione di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (*totex*), che l'Autorità ha prefigurato di voler valutare a tendere.

Per risultare efficace, la metodologia a costi standard (accompagnata da meccanismi di *profit/loss sharing*) richiede d'altra parte un'adeguata definizione del livello dei costi, che rappresenti un riferimento di ragionevole efficienza, ma sia al contempo in grado di riflettere le possibili variabili esogene di costo non uniformi a livello nazionale. La scrivente società sta partecipando attivamente, attraverso la propria Associazione di settore, agli approfondimenti finalizzati ad un'adeguata messa a punto di criteri, livelli di costo e metodologia di applicazione e, pur consapevole della complessità della tematica, auspica che le attività da parte dell'Autorità al riguardo possano proseguire e completarsi entro tempistiche che consentano l'applicazione dei costi standard già a partire dal nuovo periodo regolatorio (2020).

Per l'avvio della metodologia nel rispetto delle tempistiche sopra indicate, potrebbe essere svolta entro l'estate una fase di sperimentazione/test tramite una specifica raccolta dati effettuata su annualità pregresse (ad es. i dati degli anni 2017 e 2018): ciò consentirebbe di mettere a punto il set di dati necessari per la prima applicazione del metodo, i cui risultati potrebbero poi consentire eventuali suoi affinamenti.

Per la prima fase di test potrebbe essere che alcuni dei dati necessari, relativi agli anni pregressi, non siano già a disposizione di tutte le aziende in forma puntuale; in tal caso potrebbero essere ricavati attraverso dei *driver* o attraverso altri criteri di ragionevolezza da definire congiuntamente, in vista dell'applicazione effettiva e/o a regime, per la quale, anche alla luce della fase di sperimentazione, le imprese potranno strutturarsi al fine di poter raccogliere tutti i dati in maniera puntuale.

Ove il set di dati per alcune tipologie di cespiti dovesse risultare più articolato da implementare e/o gestire, si potrebbe anche ipotizzare un'introduzione graduale della metodologia, per tipologia di cespiti (a cominciare, ad esempio, dalle condotte stradali con l'avvio dal nuovo periodo regolatorio, per poi essere estesa anche alle altre tipologie di cespiti).

Sotto il profilo della sostenibilità economica degli investimenti, infine, sarebbe necessario analizzare il sistema energetico nel suo complesso (gas+elettrico) e quindi considerare anche eventuali futuri costi per la collettività derivanti dal sotto-utilizzo di infrastrutture già realizzate ed efficienti, qualora queste dovessero poi risultare sotto-impiegate ben prima

del completamento del loro ciclo di vita utile, continuando comunque a rimanere a carico del sistema. A tal proposito, le attuali prospettive di sviluppo coordinato delle infrastrutture elettriche e gas impongono una riflessione circa le prospettate ipotesi di allungamento della vita utile degli investimenti nelle reti di distribuzione gas.

In merito alla prefigurata linea di intervento “c” dell’OS.20, relativa all’introduzione di strumenti regolatori che responsabilizzino le imprese di distribuzione alla minimizzazione degli oneri che il sistema sostiene per le differenze tra gas immesso in rete e consegnato ai clienti finali, si ritiene in generale ragionevole e condivisibile lo spirito dell’intervento proposto, a condizione che sia seguita un’impostazione secondo cui:

- il meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sia basato su elementi sotto il reale, diretto controllo delle stesse²;
- tale meccanismo sia di semplice implementazione;
- il meccanismo faccia riferimento ad un orizzonte temporale adeguato (almeno 3 anni solari);
- eventuali specifiche attività funzionali volte al contenimento delle differenze *in-out* (ad esempio: cicli di verifica aggiuntiva delle letture dei contatori chiusi) siano adeguatamente incentivate.

Per quanto riguarda infine la valutazione dei piani di sviluppo infrastrutturale, relativamente alla prefigurata linea di intervento “f” dell’OS.20, come evidenziato nella parte introduttiva del presente documento si sottolinea la necessità di uno sviluppo integrato e complementare delle diverse infrastrutture energetiche, da perseguire anche attraverso un’approfondita pianificazione territoriale che tenga conto delle caratteristiche urbanistiche, climatiche, ambientali e demografiche delle diverse aree interessate. Solo attraverso una siffatta pianificazione si può infatti evitare una dannosa, inutile e soprattutto dispendiosa, duplicazione di investimenti e l’introduzione di *stranded costs*. In tale logica, per quanto riguarda ad esempio le infrastrutture di rete, risulta necessario garantire il coordinamento tra i diversi gestori già nella fase di pianificazione degli interventi, nonché una valutazione integrata dei rispettivi piani da parte del Regolatore.

In particolare, lato gas, si evidenzia ad esempio come le previsioni normative in materia non siano sufficientemente stringenti e univoche da evitare che si originino sovrapposizioni tra i progetti di sviluppo delle reti di trasporto regionali e quelli delle infrastrutture di distribuzione gas presentate (o da presentare) nelle gare d’Atem.

OS.21 Promozione della qualità del servizio e sostegno all’innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione

Principali linee di intervento

- a. Nuovi meccanismi per il miglioramento della qualità del servizio, mirati alle aree con livelli peggiori di qualità del servizio della media nazionale, e coerenti con la logica di

² Si ricorda che la differenza tra gas immesso e riconsegnato, come emerso in occasione degli approfondimenti svolti in occasione dei lavori (2005-2006) per la predisposizione del codice di rete tipo della distribuzione gas (CRDG), oltre ad essere fortemente influenzata dai dati di misura stimati, dipende da una molteplicità di ulteriori fattori difficilmente isolabili, quali:

- non contemporaneità della misura dell’impresso e del prelevato;
 - errori strumentali (pur entro i limiti di tolleranza degli strumenti) nella rilevazione del gas immesso e del gas prelevato, con numerosità notevolmente differente dei punti di riconsegna (pdr) rispetto a quella dei punti di immissione del gas;
 - errori intrinseci nelle metodiche utilizzate per riportare “a condizioni standard” il gas riconsegnato (attraverso, ad esempio, il coefficiente di correzione dei volumi “C”);
- e solo per una parte, assai difficilmente quantificabile, è riconducibile a furti di gas e/o frodi (il cui trattamento, per i casi accertati, andrebbe definito anche sotto altri punti di vista, legati al consumo abusivo di gas) e a dispersioni fisiche.

responsabilizzazione degli operatori di rete.

- b. Sviluppo dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, completando e semplificando il quadro regolatorio in modo da permettere la rapida diffusione di sistemi di misura a elevate funzionalità.
- c. Completamento del passaggio a sistemi di misura *smart* nel settore gas con la conferma del loro *deployment* (e progressiva estensione agli operatori di minore dimensione), rendendo possibili fin da subito soluzioni con più elevate funzionalità ove il differenziale di costo sia limitato o comunque inferiore ai benefici attesi.
- d. Approfondimento e analisi delle problematiche relative a possibili segnali economici associati alla struttura tariffaria in relazione all'utilizzo temporale e spaziale della rete.

In tema di promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per un nuovo ruolo delle imprese di distribuzione (OS.21), si ritiene che lo *smart meter* gas costituisca un presupposto fondamentale nell'ottica dell'evoluzione del sistema e, lato cliente finale, del superamento della fatturazione basata su consumi stimati e del passaggio alla fatturazione su consumi effettivi. Si condivide pertanto l'indirizzo volto a superare le attuali differenziazioni nel livello di servizio o di sua innovatività prestato nei confronti di una parte dei cittadini/clienti, estendendo rapidamente a tutti gli operatori gli obblighi di *deployment* degli *smart meter* gas.

Sarà comunque al contempo necessario che l'Autorità continui a monitorarne lo sviluppo, i risultati e le problematiche insieme a tutte le imprese interessate in modo da costituire, se del caso, anche tavoli tecnici *ad hoc* analogamente a quanto avvenuto per il misuratore elettrico, pur alla luce del diverso grado di maturità tecnologica nei due settori.

In particolare si dovrà cominciare a considerare che l'equiparazione della durata del bollo metrico (15 anni) alla vita effettiva delle nuove apparecchiature rappresenta una condizione che dovrà essere verificata in campo nel corso dei prossimi anni, alla luce del fatto che i nuovi apparati possiedono una rilevante componente elettronica caratterizzata, come noto, da tempi di obsolescenza e sostituzione ben più brevi di 15 anni. Ove dovessero emergere evidenze di questo tipo, la regolazione dovrà recepire meccanismi in grado di intercettare il fenomeno, nell'interesse non solo delle imprese di distribuzione ma anche e soprattutto a garanzia del sistema, nel caso in cui le anomalie delle nuove apparecchiature dovessero poi risultare superiori ad una determinata soglia e quindi la relativa vita media delle stesse sensibilmente inferiore alle attese.

Analisi di questo tipo potrebbero peraltro cominciare ad essere già svolte sui contatori di grande calibro, installati ormai da alcuni anni, per verificare gli effettivi tassi di durata delle nuove apparecchiature.

Alla luce dell'esperienza maturata da qualche anno a questa parte nell'impiego degli *smart meter* gas, contestualmente alle efficienze derivanti dalla rilevazione delle misure da remoto, sono emersi nuovi costi derivanti dalle attività necessarie per mantenere in adeguate condizioni di funzionamento i contatori ed i sistemi per lo svolgimento della funzione di telelettura. Si auspica pertanto che l'Autorità approfondisca la tematica nel suo complesso, evitando interventi parziali che non tengano conto dei nuovi ed onerosi aspetti gestionali derivanti dal mantenimento in esercizio di sistemi di telelettura e apparati.

Tutte le eventuali evoluzioni/modifiche della regolazione al riguardo, non dovrebbero comunque penalizzare gli operatori che, anche a beneficio del sistema, per primi hanno investito - quali "apripista" - sui nuovi sistemi di misura, confidando che l'impostazione regolatoria stabilita in origine sarebbe stata mantenuta quanto meno per tutta la prima fase di messa a regime. Ci si riferisce, solo per fare un esempio, a componenti tariffarie come la t_{el} e la t_{con} , a copertura, in prospettiva, dei costi rispettivamente dei sistemi centrali di

telelettura e dei concentratori e originariamente stabilite come distinte, delle quali sembra più di recente prefigurata l'unificazione, con possibili conseguenti sperequazioni tra imprese, a seconda della tecnologia trasmissiva adottata (con concentratori o senza).

Promozione di un quadro coerente di regole europee e nazionali

OS.22 Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale

Principali linee di intervento

- a. Promozione di decisioni di ACER che rispettino l'architettura *central dispatch* del sistema italiano nell'ambito dell'adozione delle metodologie previste dai regolamenti europei già in vigore per il settore elettrico (in particolare i regolamenti relativi al disegno dei mercati e alla gestione operativa dei sistemi).
- b. Promozione atti di normativa secondaria (codici di rete e linee guida per il settore elettrico) coerente con gli assetti nazionali, in particolare relativamente ai Centri regionali di controllo, alla funzione del *market coupling*, agli accumuli, ai servizi ancillari e alla partecipazione della domanda al mercato.
- c. Contributo attivo alle nuove proposte legislative europee relative alle misure per la decarbonizzazione del settore del gas naturale, che dovrebbero vedere la luce nel corso del 2020.
- d. Promozione di un nuovo assetto del mercato europeo del gas naturale che superi la definizione di aree *entry-exit* nazionali e consenta la copertura dei costi di trasporto attraverso modalità non distorsive del funzionamento dei mercati interconnessi e in grado di massimizzare i benefici per i consumatori finali.
- e. Promozione di un pieno e rapido allineamento al modello di regolazione europea dei regimi regolatori dei paesi extra-UE, in particolare per quelli con cui il sistema elettrico italiano si troverà a essere interconnesso (nel breve periodo Montenegro e area balcanica e nel medio periodo area mediterranea) e collaborazione con i regolatori dell'*Energy Community* e di Medreg.
- f. Cooperazione con ACER e con i regolatori esteri per l'individuazione delle migliori soluzioni atte a favorire la concorrenza nel mercato nazionale, la sicurezza, la diversificazione e l'economicità degli approvvigionamenti con riferimento alla definizione di opportuni regimi regolatori sovranazionali per la realizzazione (o la dismissione) di infrastrutture di interesse transfrontaliero.

Per quanto riguarda infine gli obiettivi volti a promuovere un quadro coerente di regole europee e nazionali, si ritiene che l'obiettivo OS.22 che include - alla linea strategica "c" - la decarbonizzazione del settore del gas naturale, comporterà la necessità di sostenere lo sviluppo di soluzioni innovative quali il *power-to-gas*, i gas rinnovabili e i biogas. In tal senso sarà necessario sviluppare una regolazione che assicuri l'integrazione di tali soluzioni a livello infrastrutturale (si pensi infatti alla necessità di intervenire sulle normative tecniche e su quelle relative all'interoperabilità in ragione dell'immissione in rete di gas diversi dal metano) e che assicuri un supporto economico alle tecnologie più innovative almeno fino al raggiungimento della loro maturità tecnologica (nel DCO "*Regulatory Challenges for a Sustainable Gas Sector*" il CEER si domanda, ad esempio, se il sistema tariffario - sia elettrico che gas - attualmente esistente nell'UE permetta al *power-to-gas* di sviluppare le proprie potenzialità a parità di condizioni rispetto ad altre tecnologie).

A tale riguardo, come già evidenziato riguardo l'OS.4, potrebbero essere previsti incentivi per gli investimenti finalizzati ad immettere in rete biometano e/o gas derivante dal *power-to-gas* nella forma di incremento della quota di investimenti riconosciuta in tariffa e di remunerazione incentivante addizionale a favore degli interventi volti a rendere interfunkionali le reti gas (ad es. per l'immissione di biometano o per il *reverse flow* fisico distribuzione/trasporto).

OS.23 Collaborazione con altre istituzioni sui temi regolatori, di sostenibilità ed economia circolare

Principali linee di intervento

- a. Implementazione nell'ordinamento nazionale delle norme europee destinate ad entrare in vigore nel prossimo triennio; nello specifico si fa riferimento alla Direttiva sulla promozione dell'uso delle energie rinnovabili (Direttiva 2018/2001) entro il 30 giugno 2021 e la Direttiva per il mercato interno dell'energia elettrica entro il 31 dicembre 2020.
- b. Valutazione, nel medio termine, della possibilità di prevedere forme di coordinamento nel rilascio delle concessioni di distribuzione di gas ed elettricità al fine di favorire pianificazioni di sviluppo e rinnovo delle infrastrutture coordinate ed efficienti oltre che coerenti con le strategie energetiche del Paese.
- c. Sostegno tecnico per l'avvio di forme di trasferimento parziale alla fiscalità generale degli oneri di sistema e dell'eliminazione di tutte le forme di tassazione implicita che prevedono il versamento al bilancio dello Stato di somme raccolte tramite gli oneri.
- d. Sostegno tecnico a misure di sviluppo efficiente della mobilità sostenibile che minimizzi le emissioni per passeggero*km e prenda in considerazione sia il vettore elettrico che i green gas e in particolare il biometano.
- e. Proposte per il sostegno all'efficienza energetica a livello sistemico che tengano conto delle indicazioni contenute nel PNIEC e che stimolino anche i clienti industriali, compresi gli energivori, ad un continuo miglioramento energetico dei propri processi industriali.

Sempre nell'ottica di promuovere un quadro coerente di regole europee e nazionali, si ritiene opportuna la valutazione prefigurata con la linea di intervento "b" dell'OS.23 - secondo cui è necessario favorire pianificazioni di sviluppo e rinnovo delle infrastrutture coordinate ed efficienti, oltre che coerenti con le strategie energetiche del Paese, eventualmente anche attraverso il coordinamento nel rilascio delle concessioni per lo svolgimento del servizio di distribuzione di gas ed elettricità.

A tale riguardo, richiamando le considerazioni già espresse nella parte introduttiva del presente documento, occorrerebbe individuare soluzioni che consentano quanto prima - e non tanto solo nel medio termine - di raccordare le due distinte tipologie di concessione.

Per quanto riguarda più specificamente i processi di assegnazione delle concessioni di distribuzione del gas è evidente come questi siano gravati da incertezze che, persistendo, continuano a generare ritardi.

Le principali incertezze riguardano il trattamento regolatorio degli investimenti inseriti nel piano di sviluppo offerto in gara. A questa criticità se ne aggiungono diverse altre, tra cui, in estrema sintesi:

- oggettive complessità tecnico/amministrative connesse allo sviluppo del processo (a titolo esemplificativo e non esaustivo: le esigenze di coordinamento tra Enti locali, la raccolta di un'imponente mole di dati dai gestori, l'applicazione delle Linee guida per il calcolo del VIR, la raccolta di tutta la documentazione da parte delle stazioni appaltanti e l'attività di controllo degli scostamenti VIR-RAB da parte dell'Autorità, nonché di analisi dei bandi di gara);
- presenza di successivi interventi normativi che hanno condotto alla "cristallizzazione" di situazioni in cui gli Enti locali – in relazione alle concessioni pregresse – percepiscono canoni più alti di quelli che potranno derivare dalle gare per Atem, disincentivando la Stazione Appaltante ad accelerare il processo volto al nuovo affidamento del servizio;
- necessità di emanazione di normative primarie, per rendere più efficace quanto già previsto dalla Legge annuale per la Concorrenza 2017 in tema semplificazione della verifica degli scostamenti VIR-RAB e quanto già apprezzabilmente posto in essere al

riguardo da parte da ARERA (al riguardo una possibile soluzione potrebbe essere l'eliminazione della soglia di scostamento VIR-RAB per singolo Comune e prevedere una soglia di scostamento aggregato d'ambito più elevata di quella attuale, pari all'8%).

Sempre con riferimento alle gare d'Atem, al fine di favorire la razionalizzazione delle nuove gestioni, dovrebbero essere adottati indirizzi volti a favorire l'unitarietà di gestione e proprietà delle infrastrutture. Modelli misti, con la proprietà degli impianti in parte del gestore e in parte dell'Ente locale, risultano sicuramente di più complicata amministrazione e razionalizzazione. In tale logica, la gara d'Atem potrebbe anche rappresentare il momento in cui gli Enti locali cedono all'affidatario della gestione la proprietà di eventuali asset detenuti, liberando risorse che gli stessi Enti potrebbero proficuamente impiegare per altri investimenti e/o attività per il territorio. Dato che una simile evoluzione favorirebbe un'ulteriore razionalizzazione delle gestioni, la cessione degli asset degli Enti locali, attualmente prevista a RAB, potrebbe essere incentivata e consentita a VIR.

Riguardo l'impatto tariffario della differenza VIR-RAB riconosciuta al gestore subentrante e derivante dal quadro sopra delineato, si ritiene peraltro che questo potrebbe essere sostanzialmente riassorbito, tenendo conto della quota-parte di gestori che si riconfermano (per i quali la tariffa viene calcolata in continuità sulla RAB e non sul VIR), dello sconto sulla differenza VIR-RAB come risultante in esito alla gara e delle efficienze realizzabili per le gestioni d'ambito nel nuovo periodo regolatorio.

Per quanto concerne invece le misure a sostegno dello sviluppo di una mobilità sostenibile (linea strategica "d" dell'OS.23) si ritiene che i *target* di riduzione delle emissioni climalteranti nel settore dei trasporti richiedano la progressiva sostituzione di carburanti tradizionali e più inquinanti con combustibili alternativi a basso impatto ambientale, tra cui il gas naturale (che porta una consistente riduzione delle emissioni di CO₂ e degli inquinanti locali) e il biometano (a zero emissioni complessive). In quest'ottica si ritiene che sia necessaria un'azione congiunta e coordinata non solo a livello di politiche ambientali, ma anche sul piano industriale e sociale, che porti allo sviluppo della mobilità alternativa a basse emissioni.

In tema di efficienza energetica (linea di intervento "e" dell'OS.23), in generale si ritiene che essa rappresenti una delle strade fondamentali da perseguire per l'evoluzione del sistema energetico. Si valutano quindi positivamente le iniziative finalizzate ad aumentare, a livello nazionale, il numero di interventi di efficienza energetica in particolare nei settori terziario e trasporti in grado di produrre anche Titoli di Efficienza Energetica (TEE o "Certificati Bianchi").

Al riguardo, pur nella consapevolezza del perimetro di competenze che residuano in capo all'Autorità in materia di TEE e sebbene il tema del contributo tariffario riconosciuto ai distributori obbligati al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico ad essi assegnati non trovi esplicita trattazione nella consultazione sul quadro strategico, si ritiene opportuno - in ragione del considerevole costo del meccanismo sul sistema - formulare, con l'occasione, qualche sintetica considerazione.

I costi per i TEE, sostenuti dalle imprese di distribuzione per un obbligo normativo e nel perseguimento di un interesse generale, impattano - come noto - in misura molto significativa sui conti delle imprese di distribuzione, prima ancora che sul sistema e sui consumatori.

In una situazione come quella attuale, con scarsa disponibilità di TEE e prezzi dei titoli stabilmente superiori rispetto al massimo valore del contributo riconosciuto, il meccanismo dei certificati bianchi, se non adeguatamente calibrato, rischia di comportare sempre più pesanti oneri impropri, senza possibilità di recupero, per i distributori obbligati, che si

trovano nella condizione di compratori certi e sanzionabili nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi, ma costretti ad operare su un mercato ormai strutturalmente corto, sostenendo costi di acquisto per i titoli superiori di almeno 10 euro rispetto al massimo valore del contributo riconosciuto.

La conseguenza per i soggetti obbligati è una perdita secca di almeno 10 euro per ogni titolo per raggiungere obiettivi di efficienza energetica posti in capo ad essi da norme/disposizioni di legge nel perseguimento dell'interesse generale (e che invece per i soggetti obbligati dovrebbero risultare del tutto "passanti").

In questa situazione il distributore non ha leve per svolgere l'auspicato ruolo di *market maker* che la regolazione sembrerebbe voler implicitamente indirizzare.

Ferma restando la necessità di interventi a carattere più strutturale da parte delle istituzioni competenti per una revisione del meccanismo, si ritiene che anche l'Autorità, oltre a promuoverne l'adozione, dovrebbe rivedere alcuni aspetti riguardanti le modalità di definizione del contributo tariffario spettante ai soggetti obbligati che, oltre le previsioni normative, accentuano la penalizzazione per i soggetti obbligati.

Pertanto, pur nella consapevolezza che la regolazione del meccanismo dei TEE è oggi in larga misura formulata da altre istituzioni (Ministero dello Sviluppo Economico - *in primis* - e GSE), si auspica che l'Autorità possa comunque svolgere un ruolo proattivo di stimolo per l'evoluzione del sistema in ottica di una sempre maggiore efficacia ed equilibrio, nell'interesse del sistema e dei consumatori, che ne sopportano il costo. D'altro lato, per quanto riguarda gli aspetti di più stretta competenza dell'Autorità, con particolare riferimento alle modalità di riconoscimento del contributo tariffario ai distributori, si ritiene necessario un intervento che, nel rispetto delle altre normative in essere, possa garantire l'effettiva neutralità dei distributori - fintanto che tali imprese continueranno ad essere individuate quali soggetti obbligati - rispetto ai costi che derivano dal funzionamento del meccanismo dei TEE.

* * *

In conclusione, auspicando che l'Autorità:

- ricorra sempre, per i temi di rilievo, a specifiche consultazioni, magari precedute e/o accompagnate anche da una fase di interlocuzione con tutti i soggetti interessati;
- investa sempre più nella stesura di provvedimenti completi, chiari e motivati, che diano conto con trasparenza dell'istruttoria condotta; elementi, questi, che accrescono la certezza della regolazione e consentono, allo stesso tempo, di prevenire i contenziosi;

si ringrazia per l'attenzione che potrà essere prestata alle osservazioni formulate.