

MEMORIA ANIGAS

**Audizioni pubbliche
Autorità per l'Energia Elettrica il Gas
e il Sistema Idrico**

Roma, 11 luglio 2017

Anigas apprezza e ringrazia per questo momento istituzionale di incontro fra l’Autorità e gli stakeholder del sistema. Il dialogo rappresenta infatti un importante strumento per una regolazione efficace e le audizioni che periodicamente l’Autorità indice ne costituiscono l’occasione concreta per realizzarlo.

Anigas ha più volte chiesto alle Istituzioni un forte segnale politico che riconosca il ruolo del gas naturale oggi e domani, nella prospettiva di un approccio combinato che veda una stretta partnership con le fonti rinnovabili. Anche quest’anno le audizioni rappresentano l’ulteriore occasione per rinnovare tale richiesta al Regolatore, affinché nell’esercizio dei propri compiti recepisca e tenga conto dell’assetto attuale e futuro del nostro sistema energetico.

Riteniamo infatti che il gas naturale rappresenti una fonte centrale per il soddisfacimento del fabbisogno energetico nazionale, e continuerà ad avere un impiego diffuso nel breve-medio periodo restando anche in prospettiva una risorsa rilevante per il nostro Paese, essendo, tra i combustibili fossili, la fonte più versatile negli utilizzi finali, più pulita e in grado di assicurare la certezza delle forniture. Il gas naturale perciò non può e non deve essere visto solo come la migliore fonte di transizione ma gli deve essere riconosciuto il ruolo di fonte insostituibile, nei dovuti limiti che il mercato e l’evoluzione tecnologica definiranno, per gli anni a venire.

Il presente documento si muove nell’ottica suddetta e ripercorre gli obiettivi strategici (OS) evidenziati dalla Autorità che risultano di interesse per il settore rappresentato.

* * *

1. Linee strategiche della regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obiettivi strategici

OS3 – REVISIONE DELLA STRUTTURA DEI CORRISPETTIVI GAS, DELLE MODALITÀ DI ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ E DELLA GESTIONE DEI RELATIVI SERVIZI, IN UN'OTTICA DI MERCATO

3.a - Conferimento della capacità di trasporto

Si è appena conclusa la consultazione sul completamento del progetto pilota di conferimento di capacità di trasporto ai punti di riconsegna che alimentano gli impianti di generazione di energia elettrica. Anigas è favorevole agli orientamenti espressi dall'Autorità e auspica il rapido completamento del quadro di riferimento, posta la transitorietà di questa fase di progetto pilota.

Si auspica inoltre che, al fine di raggiungere l'obiettivo che l'Autorità si è posta nel Quadro strategico, la revisione della struttura dei corrispettivi per il servizio di trasporto e le modalità di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna, in particolare con riferimento ai punti che alimentano impianti termoelettrici, raggiungano un giusto equilibrio fra gli operatori che hanno un utilizzo *spot* e quelli che offrono un servizio *baseload*.

Resta ferma la necessità in tutti i casi di garantire agli operatori infrastrutturali l'ammontare dei ricavi riconosciuti in applicazione della metodologia tariffaria, salvaguardando al contempo la stabilità dei flussi di cassa e senza per contro gravare dal punto di vista tariffario sulle fasce domestiche di consumo.

3.b - Tariffe di trasporto

Con riferimento al tema più ampio di revisione dei criteri di determinazione delle tariffe di trasporto, occorre premettere come l'attuale metodologia tariffaria sia stata definita in un'epoca caratterizzata da approvvigionamenti con contratti *long term* (LT) e relativi conferimenti di capacità di trasporto su

base pluriennale. Alla luce del mutato contesto competitivo e considerando anche la scadenza prossima di molti contratti LT (fine del 2019), occorre effettuare un profondo ripensamento dell'attuale metodologia ai fini della definizione dei criteri tariffari per il 5° periodo regolatorio e per il periodo transitorio che fungerà da transizione verso il nuovo assetto. Ciò anche in coerenza con le indicazioni del Regolamento (UE) 460/2017 in materia di Codice di rete su strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas e tenuto conto delle prospettive di sviluppo degli approfondimenti in corso da parte della Commissione Europea sul disegno di mercato unico del gas europeo (es. *Quo Vadis EU gas market regulatory framework*).

A tal fine Anigas promuove la definizione di nuovi criteri tariffari che perseguano l'obiettivo generale di “*efficienza del sistema gas*”, declinato in termini di sicurezza, concorrenza, diversificazione delle fonti, prevedibilità, sostenibilità e, non da ultimo, stabilità tariffaria.

Con riferimento alla concorrenza del mercato italiano, si ritiene che la struttura tariffaria dovrebbe essere disegnata in maniera tale da favorire la concorrenza sulla materia prima limitando per quanto possibile le differenze di costo logistico tra diversi mercati europei e differenti canali di approvvigionamento. Inoltre, andrebbe perseguita l'integrazione del mercato italiano con quello europeo, valorizzando peraltro il ruolo del mercato italiano alla luce delle sue specificità geopolitiche.

A tal proposito, Anigas accoglie con favore la previsione dell'Autorità di ridurre la quota di ricavo attribuita agli *entry* prevedendo l'aumento della quota attribuita agli *exit*, per favorire un maggiore allineamento dei prezzi nazionali della *commodity* (PSV) con gli *hubs* europei e rendere il mercato italiano competitivo rispetto agli altri mercati europei. In un Paese come l'Italia, dove l'*import* copre circa il 90% della domanda, la competitività dei corrispettivi di *entry* e un ripensamento dei criteri di allocazione dei costi di trasporto sono elementi particolarmente rilevanti per la competitività degli approvvigionamenti.

3.c – Riforma dei corrispettivi variabili applicati al gas immesso ai punti di entry

Con riferimento alla riforma dei corrispettivi variabili applicati al gas immesso nei punti di entrata si evidenzia che permangono ancora ad oggi corrispettivi addizionali alla tariffa di trasporto applicati in fase di immissione del gas: si auspica a tal proposito che l'applicazione di tali corrispettivi addizionali – e di eventuali corrispettivi addizionali futuri - sia spostata in riconsegna, ciò sempre per promuovere l'allineamento del prezzo del gas italiano a quello dei principali *hubs* europei.

3.d - Conferimento capacità rigassificazione ad asta

L'implementazione nel quadro regolatorio italiano delle direttive europee in materia di allocazione della capacità transfrontaliera (CAM) e di gestione delle congestioni (CMP), nonché il recente avvio del nuovo sistema di bilanciamento di mercato, hanno aumentato la dinamicità del mercato del gas e la domanda di risorse flessibili. Conseguentemente, l'introduzione di criteri di mercato per il conferimento della capacità di rigassificazione del GNL potrebbe contribuire ad aumentare il tasso di utilizzo dei rigassificatori, la liquidità di mercato e la concorrenzialità dell'hub italiano, con possibili effetti positivi sul ribasso del prezzo del gas all'ingrosso e, conseguentemente, sull'intero sistema gas.

Con riferimento ai criteri di conferimento a mercato della capacità di rigassificazione si evidenzia innanzi tutto la necessità che questi siano definiti con congruo anticipo rispetto all'entrata in vigore, nell'ottica di perseguire maggiore certezza e tempi adeguati di aggiornamento dei codici, prevedendo al contempo un meccanismo che garantisca ai gestori dei terminali eserciti in TPA che ne abbiano titolo, la sterilizzazione degli effetti derivanti dalle eventuali disposizioni dell'Autorità che prevedono prezzi di assegnazione della capacità di rigassificazione potenzialmente inferiori ai corrispettivi tariffari approvati.

OS4 – AUMENTO DELLA FLESSIBILITÀ E DELL’EFFICIENZA DEL SISTEMA DI BILANCIAMENTO GAS

Anche al fine di aumentare per gli operatori la capacità previsionale dei prelievi allocati agli utenti e abilitare lo sviluppo della concorrenza nelle offerte ai clienti finali, si sottolinea l’urgenza che siano implementati gli interventi, in tempi rapidi, relativi alla disciplina del *Settlement*. Dall’avvio della nuova disciplina – gennaio 2013 – ad oggi non è stata effettuata nessuna sessione di aggiustamento, in particolare la prima sessione di maggio 2015 – che riguardava l’anno 2013 – è stata poi sospesa. Tale situazione determina forti criticità per gli operatori, sia in ottica economico/finanziaria – con riferimento alle partite economiche in attesa di aggiustamento da ormai più di 2 anni - sia in ottica prospettica – con riferimento all’incertezza degli algoritmi che saranno adottati.

In ogni caso si ritiene opportuno che i temi affrontati da codesta Autorità relativi al differenziale tra l’impresso al *city gate* e il prelevato sul mercato finale della distribuzione siano ulteriormente approfonditi, al fine di introdurre equilibrio e certezza della regolazione, tenendo conto delle caratteristiche delle infrastrutture e delle esigenze degli operatori, anche al fine di mitigare la criticità relativa all’impatto di tali oneri sostenuti dalle società di vendita.

Sempre in tema di *Settlement*, per quanto riguarda in particolare l’orientamento dell’Autorità di affidare al Sistema Informativo Integrato (SII) l’aggregazione delle misure e profilazione dei Punti di riconsegna del gas naturale si ritiene che tale tematica – come prospettato nel DCO 230/17 - possa essere approfondita con una consultazione specifica che tenga anche conto degli sviluppi del procedimento di revisione del *Settlement* in corso. Si tratta di un’attività delicata non solo in tema di *Settlement* ma anche per la definizione dei bilanci provvisori del trasporto per la quale i distributori hanno sostenuto negli anni ingenti investimenti per lo scopo.

OS6 – ATTUAZIONE DI UNA REGOLAZIONE SELETTIVA DEGLI INVESTIMENTI INFRASTRUTTURALI NEI SETTORI

Si tratta nel seguito di un importante capitolo che tocca diversi aspetti di interesse per gli operatori.

Nell'ambito del servizio di distribuzione e misura gas, l'obiettivo di far evolvere la regolazione tariffaria verso logiche *output-based* dovrebbe essere attentamente calibrato per evitare di introdurre incertezze e/o disincentivi in un settore che sta vivendo un momento delicato di grande trasformazione per l'avvio delle gare d'ambito. I prossimi affidamenti saranno basati su offerte il cui punteggio risulterà premiante per coloro i quali saranno stati in grado di presentare e giustificare le migliori scelte tecniche/organizzative in relazione alle esigenze manifestate dalle Stazioni appaltanti. Gli investimenti, qualora qualificati come efficienti dal punto di vista delle analisi costi-benefici, non dovranno essere in seguito messi in discussione in sede tariffaria. Si ritiene pertanto assolutamente necessario che l'Autorità definisca *ex ante* e renda pubblici linee guida per l'analisi costi-benefici nonché i limiti oggettivi (ad es. soglie parametriche in €/pdr o in €/m) entro cui gli investimenti inseriti nei piani di sviluppo indicati dalle Stazioni Appaltanti possano essere considerati giustificabili senza ulteriori analisi e rientrare così nel perimetro del riconoscimento tariffario. Ciò permetterebbe agli operatori di predisporre i propri piani industriali e le relative offerte di gara in un quadro di certezza e trasparenza delle regole, con un processo di predisposizione e verifica della documentazione di gara più snello ed automatico; a tal proposito si apprezza lo sforzo verso il perseguimento di semplificazione procedurale alla base del recente intervento regolatorio (delibera 344/2017/R/GAS) sulla verifica degli scostamenti VIR/RAB che tuttavia a nostro avviso andrebbe rafforzato da un intervento normativo più incisivo.

Si rileva che sempre in ambito gare l'aver previsto nei punteggi una premialità per l'acquisizione di TEE aggiuntivi da parte del distributore acuisce la criticità con particolare riguardo alla difficoltà di individuare sullo specifico territorio dell'ATEM interventi significativi da poter proporre in fase di gara. Si auspica che tale vincolo trovi un rapido superamento.

Infine in questa complessa fase di riorganizzazione del servizio di distribuzione gas, proprio durante il periodo di presentazione delle offerte e assegnazione dei primi affidamenti, la regolazione tariffaria potrà essere interessata anche dalla innovativa metodologia per il riconoscimento a costi standard dei nuovi investimenti di località. Anigas assieme alle altre associazioni sta partecipando attivamente e in maniera costruttiva al Tavolo di lavoro istituito dall'Autorità. L'obiettivo è identificare e condividere un approccio metodologico che conduca ad un livello ragionevole di costi efficienti, ma al contempo sia in grado di riflettere eventuali variabili esogene non uniformi a livello nazionale ma rappresentative delle diverse realtà impiantistiche locali e sia, di conseguenza, sostenibile sotto il profilo della sua applicazione pratica. Anigas auspica pertanto che i lavori del Tavolo possano proseguire secondo questa impostazione. In ogni caso, si ritiene che le nuove disposizioni non debbano alterare gli impegni già assunti prima della pubblicazione del provvedimento definitivo e che siano oggetto di un continuo monitoraggio nell'ottica di rispondenza dei costi standard alle variazioni di costo dovute a evoluzioni normative, tecnologiche, approvvigionatorie e di sicurezza.

Riguardo il tema dei Certificati Bianchi, Anigas è del parere che il meccanismo di riconoscimento tariffario dei TEE deve operare secondo un'impostazione che rifletta non solo l'andamento del mercato ma anche dei notevoli oneri finanziari sostenuti – e in alcun modo recuperati – dai soggetti obbligati. Il meccanismo dei certificati bianchi si è sempre di più sviluppato negli anni ma occorre evitare che diventi una gabella pesante per i distributori che, in quanto soggetti obbligati, 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 che porta a prezzi sempre più elevati dei titoli; in questa situazione è praticamente impossibile che il distributore svolga l'auspicata figura di *market maker* del mercato stesso come implicitamente indirizzato dalla regolazione in essere. Al riguardo, si ritiene che l'Autorità, che ha effettuato un aggiornamento del metodo di determinazione del Contributo tariffario attraverso la Delibera 435/2017, se da una parte è intervenuta all'interno del ruolo conferitole dal legislatore, dall'altra ha introdotto disposizioni il cui effetto percepibile è l'incremento del livello di incertezza della copertura dei costi sostenuti dai distributori, peraltro senza un esito certo nei termini dell'auspicato contenimento dei prezzi di mercato dei certificati bianchi. Ciò premesso si ritiene opportuna, nei profili qui menzionati, un'ulteriore riflessione sui metodi e sui parametri introdotti in sede regolatoria e, inoltre, si richiede a codesta Autorità di valutare l'opportunità di richiedere in sede istituzionale una revisione dell'allocazione degli obblighi di risparmio energetico, almeno attraverso un allargamento della platea dei soggetti coinvolti al fine di consentire l'introduzione di soluzioni più efficaci di risparmio energetico. Inoltre riteniamo che tale delibera aumenti notevolmente il rischio di mancata copertura dei costi in capo ai distributori laddove prevede l'introduzione, in luogo dell'attuale criterio di cassa, del criterio di competenza ai fini dell'erogazione del contributo tariffario. Al distributore sarebbe infatti riconosciuto un contributo tariffario per la quota d'obbligo residua non conseguita nell'anno di competenza completamente scorrelato rispetto al costo di approvvigionamento che ha effettivamente sostenuto.

Per quanto riguarda il riconoscimento dei costi del servizio di misura gas auspichiamo un'introduzione graduale della regolazione di tipo *output-based* secondo il nuovo approccio c.d. *Totex* previsto per gli investimenti nei sistemi di *smart metering* elettrico di seconda generazione (2G) in

quanto i distributori gas non hanno ancora piena visibilità degli *hidden costs* della gestione di un sistema ad alta complessità gestionale emergente quale si sta configurando lo *smart gas metering*.

Anigas guarda inoltre con molto interesse al procedimento avviato dall'Autorità per l'attuazione delle disposizioni ex art. 14 della DAFI in materia di reti isolate alimentate mediante Gas Naturale Liquido (GNL) rigassificato in loco (reti isolate di GNL). In particolare, si esprime perplessità in merito ai primi orientamenti delineati dall'Autorità che sembrano basarsi sulla regolazione dei gas diversi dal gas naturale. Anigas sottolinea come il trattamento delle reti isolate di GNL debba essere definito in coerenza con il quadro normativo e la disciplina regolatoria afferente le reti di distribuzione di gas naturale, posto che tali reti rientrano nella definizione di reti di distribuzione previste dal decreto Letta (distribuzione: il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti). Ciò a prescindere dalla non interconnessione diretta o indiretta con la rete di trasporto nazionale o regionale. Conseguentemente, tali tratti di reti andrebbero inseriti negli ambiti tariffari della distribuzione gas e quindi assoggettate al regime delle gare, nonché prevista l'applicazione dei corrispettivi relativi alla distribuzione e misura degli ambiti tariffari della tariffa obbligatoria della distribuzione. Ciò in particolare in ottica di metanizzazione della Sardegna, al fine di valorizzare l'impiego del gas naturale derivante da GNL per la metanizzazione dei comuni non ancora raggiunti dal servizio gas e creare un sistema virtuoso a favore dei clienti finali.

Per quanto riguarda infine il tema dell'accumulo quale elemento caratterizzante il sistema elettrico non ci si dovrebbe limitare a considerare le sole soluzioni *power-to-power* ma anche soluzioni innovative, quali *power to gas*, che quando usate per la ri-elettrificazione dovrebbero competere al pari delle altre sul mercato. L'accumulo chimico dell'idrogeno prodotto con questa tecnologia 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 di calore, gas, elettricità e ITC in ottica di *smart grids*.

Si ritiene quindi necessario che gli investimenti in ricerca, sviluppo tecnologico e normazione tecnica debbano essere riconosciuti con specifici corrispettivi tariffari per permettere anche a questa industria di evolvere verso modelli di maggiore efficienza e verso modelli di integrazione con le altre reti energetiche (*power to gas e gas to power*, gas rinnovabili, biogas, micro CHP, *fuel cell*, ecc).

OS7 – ACCESSO NON DISCRIMINATORIO AI DATI DI PRELIEVO ED EVOLUZIONE ULTERIORE DEGLI STRUMENTI DI MISURA

7.b – Smart metering gas

Anigas riconosce l'indubbio vantaggio di disporre di un numero crescente di misure effettive grazie al piano di sostituzione dei contatori con smart meters, sia con riferimento alla rilevazione puntuale dei consumi gas che per la gestione operativa e commerciale dei PdR.

Come noto, i distributori gas sono impegnati nella campagna di sostituzione dei misuratori sul *mass market*. A fronte delle quantità notevoli di misuratori *smart* installati e messi in servizio ora il focus è sulla gestione dell'intero sistema di *metering*. I distributori pongono quale punto di attenzione la verifica della piena connettività degli apparati in campo con il sistema centrale per attuare in forma completa la funzione della telegestione.

Alla luce dell'esperienza maturata in questi ultimi anni di 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 tele-lettura. Chiediamo pertanto che l'Autorità approfondisca il tema e sia sensibile ai nuovi ed onerosi aspetti gestionali che la telelettura comporta.

Le società di vendita sottolineano la centralità della telelettura e telegestione dei contatori che consentiranno una fatturazione più puntuale ed effettiva dei consumi per i clienti finali ed una migliore gestione anche della morosità. In tema di innovazione, infine, i distributori hanno pianificato importanti investimenti dei sistemi di comunicazione esistenti e dell'attuale stato dell'evoluzione tecnologica. Gli obblighi normativi di implementazione dello *smart metering gas* devono andare di pari passo con le opportunità offerte dal mercato, pertanto è necessario che le disponibilità nel breve termine di nuove e più efficienti ed efficaci tecnologie di trasmissione dei dati non possano andare a detrimento degli investimenti, specialmente se posti in essere non per una libera scelta imprenditoriale ma per adempiere a un obbligo regolatorio. Chiediamo quindi anche che su questo versante venga garantita la certezza e la continuità della regolazione.

OS10 – AUMENTO DELLA CONCORRENZA NEL MERCATO

In vista della cessazione della tutela di prezzo prevista dal DDL Concorrenza, Anigas condivide la necessità di introdurre strumenti regolatori volti a promuovere una scelta più consapevole e attiva delle offerte presenti sul mercato libero dell'energia da parte dei clienti finali di piccole dimensioni, in particolare del settore domestico, attuale destinatario del servizio di tutela gas. In quest'ottica, in coerenza con le disposizioni del DDL Concorrenza, si inserisce l'ipotesi recentemente delineata nella consultazione dell'Autorità sulla PLACET la quale potrebbe portare benefici al mercato e al cliente finale, dando un nuovo impulso alla domanda, nonché rappresentare un valido strumento per il passaggio sul mercato libero al momento del venir meno delle tutele di prezzo. D'altra parte riteniamo necessario che la disciplina dell'offerta PLACET sia semplificata

rispetto alla proposta consultata, al fine di consentire agli operatori di sfruttare quanto più possibile i prodotti già attualmente disponibili sul mercato e limitare in tal modo costi e impatti implementativi. Inoltre la PLACET potrebbe rappresentare un “veicolo” in tutti quei casi in cui il cliente finale domestico non eserciti la facoltà di scegliere un nuovo contratto sul mercato a fronte del venir meno del prezzo di riferimento regolato al 1° luglio 2019, data di rimozione delle tutele di prezzo attualmente prevista dal DDL Concorrenza. L’adesione alla PLACET garantirebbe a tali clienti un adeguato livello di tutela, proiettandoli verso il mercato libero senza l’adozione di misure coercitive di assegnazione che non sarebbero ipotizzabili e accettabili nell’attuale contesto del mercato gas.

L’introduzione di obblighi di capacitazione in capo ai venditori tuttavia non è sufficiente a perseguire efficacemente l’obiettivo che lo strumento innovativo della PLACET si prefigge. L’esperienza della Tutela Simile insegna; è infatti necessario un forte intervento da parte dell’Autorità e delle Istituzioni governative in termini di campagne divulgative di massa per accompagnare i consumatori verso la rimozione delle tutele di prezzo e informarli sui relativi strumenti di graduale accompagnamento.

Con la finalità di favorire la fiducia dei clienti nelle regole e la migliore comprensione delle tutele attivabili in caso di contestazioni relative all’attivazione di contratti di fornitura, valutiamo positivamente gli interventi adottati con il Testo integrato in materia di conferma del contratto e procedura ripristinatoria (delibera 228/2017/R/com). Riteniamo tuttavia importante che la delibera finale salvaguardi le caratteristiche di velocità e semplicità richieste dallo stesso cliente in relazione allo strumento del ripristino.

Con riferimento a quest’ultimo aspetto, nel definire una *roadmap* verso un mercato completamente libero, si ritiene necessario intervenire su altri due versanti: una maggiore attenzione verso i clienti finali in difficoltà economica e il contrasto al c.d. “*turismo energetico*”. Con riferimento al tema della c.d. “*povertà energetica*”, preso atto della segnalazione dell’Autorità per cui

soltanto un terzo degli aventi diritto al bonus energetico (sia gas che elettrico) riescono ad ottenerlo, si concorda con la necessità di rivedere la struttura dei bonus nella direzione di efficientare i tempi sia di erogazione che di rinnovo delle agevolazioni, sfruttando le possibili sinergie tra le banche dati esistenti e gli strumenti di politica sociale. In tema di contrasto al “*turismo energetico*” si accoglie con favore l’intenzione dell’Autorità di estendere il sistema indennitario elettrico anche al gas e si auspica una disciplina condivisa e unitaria dei due settori, rivista e potenziata alla luce dell’esperienza di questi anni di funzionamento nel *power*. Si ritiene infatti urgente implementare soluzioni che consentano di arginare efficacemente il fenomeno della morosità: i relativi costi dovrebbero gravare il meno possibile sulla generalità del sistema attraverso meccanismi di socializzazione né rimanere unicamente in capo alle società di vendita che sentono sempre di più il peso del ruolo di “*ombrello del sistema*”.

Infine, rispetto all’unico margine riconosciuto alla vendita retail, rappresentato dalla componente QVD del servizio di tutela, si sollevano preoccupazioni in merito al recente provvedimento (delibera n. 279/2017) che, nell’introdurre un meccanismo incentivante per una maggiore diffusione delle bollette in formato elettronico presso i clienti serviti in regimi di tutela, si pone in palese contrasto con il principio di corrispondenza tra costi riconosciuti e costi effettivi del servizio, minando l’equilibrio economico-finanziario degli esercenti. Infatti, nonostante l’Autorità riconosca che il livello di sconto precedentemente disposto in capo ai fornitori è risultato maggiore del costo evitato dai venditori per la bolletta elettronica, ha subordinato il reintegro di tale delta a un meccanismo complesso, non connesso a fenomeni gestibili dal venditore bensì legato alle scelte dei clienti domestici (utilizzo di fatture non cartacee) che rende di fatti molto difficile se non impossibile il recupero di tali ammontari.

4. Riorganizzazione e sviluppo degli strumenti di assistenza ai clienti finali in materia di *enforcement*

OS19 – RAZIONALIZZAZIONE DEL SISTEMA DI TUTELE DEI CLIENTI FINALI PER LA TRATTAZIONE DEI RECLAMI E LA RISOLUZIONE EXTRAGIUDIZIALE DELLE CONTROVERSIE

Anigas ha seguito con attenzione il processo di razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali nell'ottica di focalizzarsi sugli strumenti più idonei a prevenire, ridurre e risolvere le controversie clienti-operatori mettendo a disposizione strumenti semplici e chiari, individuati secondo una logica costi-benefici per l'intero sistema; a tale fine ritiene prioritario da un lato continuare a preservare il rapporto diretto operatore – cliente e dall'altro evitare meccanismi che possano incentivare richieste “*pretestuose*” lato consumeristico.

Riguardo la prospettata istituzione di un terzo livello a carattere decisorio Anigas, pur esprimendo in generale interesse nell'individuare ulteriori strumenti, rispetto a quelli già attivi, che garantiscano maggiore certezza del diritto, stabilità e deflazione del contenzioso, ritiene che tali strumenti debbano essere predisposti, in esito ad un adeguato processo consultivo, in modo tale da scongiurare il rischio di una variazione delle regole in via di fatto ad esito di procedure decisorie (cd. *regulation by litigation*). Ad ogni modo, riteniamo opportuno che il nuovo strumento eviti di “*cannibalizzare*” il servizio di conciliazione, intervenendo su un perimetro eccessivamente ampio che faccia perdere rilevanza alla fase conciliativa: tale fase, infatti, rappresenta la sede naturale di confronto tra le parti, orientata all'effettiva risoluzione della problematica.

OS22 – SVILUPPO DEL SISTEMA DI VERIFICA ED ENFORCEMENT DEGLI OBBLIGHI PREVISTI DAL REMIT

La completa implementazione del Remit ha evidenziato l'onerosità del sistema di *compliance* introdotto dal Regolamento (UE) n. 1227/2011, che si prefigura sarà aggravata dagli ulteriori carichi amministrativi conseguenti alle previsioni contenute nel Regolamento Europeo (UE) n. 2016/1952 in materia di Statistiche sui prezzi di energia elettrica e gas e dal recepimento della Direttiva 2014/65/UE (così detta MiFID II).

Vista la portata delle novità introdotte dal Regolamento relativo alle Statistiche europee sui prezzi di gas naturale ed energia elettrica, che comporterà una rilevante revisione dell'attuale metodologia di raccolta prezzi a seguito del maggior livello di disaggregazione dei prezzi richiesti (in direzione opposta alla tendenza di mercato che vede il diffondersi di tariffe c.d. "tutto incluso"), Anigas insieme ad altre associazioni ha già segnalato l'opportunità che l'Autorità condivida la richiesta degli operatori di richiedere alla Commissione Europea una deroga di due anni per l'implementazione del Regolamento 2016/1952, per dare alle imprese un congruo periodo di tempo per procedere alla modifica dei propri sistemi ITC, di adeguamento delle informazioni in esso contenuti e di revisione delle logiche di rendicontazione nei confronti dell'Autorità, una volta completato il quadro regolatorio nazionale di dettaglio.

Anigas sta inoltre seguendo con una certa attenzione e preoccupazione il processo di recepimento della Direttiva 2014/65/UE (così detta MiFID II), una normativa del settore bancario e degli strumenti finanziari che tuttavia impatta anche le imprese che operano del settore energetico. In particolare, si rilevano numerose lacune in merito al quadro regolatorio di dettaglio funzionale all'applicazione operativa della legislazione attuativa della MiFID II (standard tecnici e implementativi).

Posto che le aziende del settore energetico sono già oggi efficacemente regolate dall'Autorità, Anigas esprime le proprie preoccupazioni sulle

ripercussioni che l'implementazione della MiFID II potrebbe avere sullo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica e del gas e auspica un coordinamento tra le Autorità italiane competenti al fine di perseguire un'implementazione della normativa MiFID II che non sia a detrimento della liquidità e della competitività dei mercati energetici italiani.

5. Linee strategiche e relativi obiettivi strategici in materia di accountability, semplificazione e trasparenza

OS25 – PROMOZIONE DI MAGGIORI LIVELLI DI TRASPARENZA, SEMPLIFICAZIONE ED EFFICIENZA

Con riferimento all'obiettivo di semplificazione del quadro regolatorio e di razionalizzazione degli obblighi di natura informativa per i soggetti regolati, Anigas auspica che venga pubblicata quanto prima la mappatura di tutti gli obblighi di rendicontazione e il relativo calendario, razionalizzando gli oneri di natura amministrativa in capo agli operatori e abilitando un'efficiente pianificazione delle relative attività da parte degli operatori, che sempre maggiormente incidono in termini di costi e risorse.

E' infatti significativo ricordare che, ad ogni nuova richiesta di dati con criteri di aggregazione diversi rispetto a quelli disponibili per le normali attività di servizio, le aziende sono costrette ad implementare e/o a richiedere alle software-house modifiche anche sostanziali dei propri sistemi informativi che assorbono risorse economiche di non poco conto e che hanno significativi impatti sull'organizzazione del lavoro.

* * *

Ringrazio, a nome dell'Associazione che rappresento, il Presidente, i Commissari, i Direttori e i Funzionari dell'Autorità per l'opera che con tanto impegno svolgono al servizio del Paese e per l'attenzione prestata a queste nostre osservazioni.