

**RENDICONTAZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE
DALL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO NEL
PERIODO APRILE 2016 – APRILE 2017, NELL'AMBITO DEL QUADRO STRATEGICO
PER IL QUADRIENNIO 2015-2018 (DELIBERA 358/2017/A)
Audizioni periodiche - 11 e 12 luglio 2017**

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

Anche quest'anno si ringrazia l'Autorità per l'occasione concessa di partecipare, tramite contributo scritto, alle audizioni periodiche che rappresentano un importante momento di dialogo e confronto tra il Regolatore, gli *stakeholders* e tutti i soggetti interessati.

Quest'occasione è particolarmente importante dal momento che ci stiamo avvicinando alla conclusione del periodo di riferimento del “*Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*” e il momento ben si presta per fare un punto della situazione sui risultati raggiunti, ma anche per gettare le basi e gli orientamenti di quelli che auspicheremmo fossero gli sviluppi futuri della regolazione.

2i Rete Gas, come noto, è il secondo operatore della distribuzione gas in ambito nazionale. 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 neppure in altri segmenti della filiera, è specializzato nella propria attività, che svolge per quasi 300 società di vendita, di grandi, medie e piccole dimensioni.

Una simile specializzazione monoservizio, che garantisce una totale terzietà da altri interessi a beneficio del sistema, può però 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 con particolare riferimento al proprio settore di attività, anche se osserva con attenzione e interesse i settori contigui in coordinamento ai quali si svolge l'attività di distribuzione gas nell'ambito del contesto energetico 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 centrale per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese, mantenendo in futuro un impiego diffuso, non solo come fonte ma anche come vettore, visto che costituisce la risorsa più versatile negli utilizzi finali, più pulita tra i combustibili fossili e in grado di assicurare la certezza delle forniture. Pertanto si ritiene molto 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.

In merito all'accumulo di energia elettrica rinnovabile quando disponibile in assenza di domanda, non si dovrebbero ad esempio considerare le sole soluzioni *power-to-power* ma anche soluzioni innovative, quali il *power to gas*. L'accumulo chimico dell'idrogeno può infatti 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.).

L'evoluzione dell'assetto energetico nazionale non può ovviamente prescindere dal contesto trans-nazionale, ma deve svilupparsi secondo una pianificazione coordinata e d'insieme che, partendo dalla realtà esistente, disegni soluzioni proporzionate in una logica di costi-benefici, che contemperino 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 ipotizzati e il loro costo per la collettività, ma valutare anche i possibili *stranded cost* derivanti da tutti gli altri investimenti già realizzati ed 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).

* * *

Il primo aspetto su cui si desidera focalizzare l'attenzione in tema di regolazione infrastrutturale riguarda le attività relative all'obiettivo strategico **OS6** (*Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali nei settori*) ed in particolare le attività legate alla **riassegnazione delle concessioni del servizio di distribuzione gas in esito alle gare per ambito territoriale**.

Le gare d'Atem rappresentano infatti un momento fondamentale per la razionalizzazione del settore, che insieme al suo consolidamento dovrebbero apportare nel medio periodo benefici per il sistema e per i clienti finali, anche per effetto di maggiori efficienze nello svolgimento del servizio.

Tuttavia l'avvio delle gare continua a registrare ritardi e ad oggi sono stati pubblicati solo pochissimi bandi, poi peraltro quasi sempre oggetto di rinvio dei termini se non di ritiro in autotutela, con solamente n. 2 procedure giunte alla presentazione delle offerte (la prima con due offerte e la seconda con solo un'offerta presentata).

I ritardi sin qui riscontrati, dopo la fase di consolidamento dell'imponente apparato normativo-regolamentare, sono sicuramente imputabili alle oggettive complessità tecnico/amministrative connesse allo sviluppo del processo, tra le quali in particolare: le esigenze di coordinamento tra Enti locali, la raccolta di un'imponente mole di dati dai gestori, l'individuazione dello stato di consistenza e la valutazione delle reti esistenti in contraddittorio tra gestori ed Enti locali (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.

Si rileva, peraltro, che taluni specifici successivi interventi normativi 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, introducendo così elementi che in generale non costituiscono uno stimolo per gli stessi Enti locali ad accelerare il processo volto al nuovo affidamento del servizio.

Per quanto di competenza dell'Autorità, risulta sicuramente apprezzabile il recente intervento regolatorio (con la deliberazione 344/2017/R/gas) in merito alla

semplificazione della verifica degli scostamenti VIR-RAB; intervento che tuttavia andrebbe rafforzato da **disposizioni normative primarie** di più ampia portata, anche oltre quanto attualmente previsto nell'ambito del DDL "Concorrenza", ove la positiva introduzione di una soglia di scostamento VIR-RAB aggregato d'ambito (suggerita nel 2016 dalla stessa Autorità a Governo e Parlamento), risulta infatti abbinata e condizionata/depotenziata anche dal rispetto di un'ulteriore soglia di scostamento per singolo Comune (20% nella proposta presentata).

Nel caso di scostamento VIR-RAB aggregato d'ambito inferiore alla soglia stabilita, sarebbe sufficiente che in un solo Comune fosse superata l'ulteriore soglia prevista (circostanza, questa, assai probabile), per far decadere la possibilità di percorso accelerato di verifica per tutti i Comuni dell'ambito. Pertanto, in assenza di opportune disposizioni a livello di normativa primaria, gli interventi regolatori, per quanto opportunamente indirizzati, rischiano di essere solo parzialmente efficaci.

I prossimi affidamenti saranno basati su offerte il cui punteggio risulterà premiante per le imprese in grado di presentare e giustificare le migliori scelte di investimento e tecniche/organizzative in relazione alle esigenze indicate dalle stazioni appaltanti.

Gli investimenti, qualora qualificati come efficienti dal punto di vista delle analisi costi-benefici, non dovrebbero più in seguito essere messi in discussione in sede tariffaria. Anche al fine di facilitare le stazioni appaltanti nell'individuazione degli investimenti sostenibili dal punto di vista tecnico-economico, si ritiene pertanto indispensabile, da parte dell'Autorità, la **definizione ex ante di 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.

In questa fase di riorganizzazione del servizio di distribuzione gas attraverso le gare d'Atem, la regolazione tariffaria sarà interessata anche dalla nuova metodologia per il **riconoscimento a costi standard dei nuovi investimenti nelle reti di distribuzione**. Al riguardo 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 per i prossimi periodi regolatori.

Per risultare efficace la metodologia a costi standard 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 presto l'avvio, magari anche in via sperimentale e/o volontaria per impresa, della nuova metodologia a costi standard.

Pur nella consapevolezza del perimetro di competenze che residuano in capo all'Autorità in materia di **titoli di efficienza energetica (TEE)**, sempre in merito alle gare d'ambito non si può non osservare che la previsione, tra gli elementi oggetto di offerta, di TEE

aggiuntivi da parte dell'impresa di distribuzione acuisce le criticità nella predisposizione dei piani industriali, con particolare riguardo alla difficoltà di prevedere se - e a che prezzo - risulteranno disponibili titoli prodotti da iniziative sviluppate sullo specifico territorio dell'ATEM. Si auspica quindi che il vincolo della "localizzazione geografica" dei TEE aggiuntivi offerti a gara possa essere presto rimosso o superato.

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 relazione di rendicontazione delle attività dell'Autorità, si ritiene opportuno 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. Pertanto il meccanismo di riconoscimento tariffario dei TEE dovrebbe operare secondo un'impostazione che rifletta non solo l'andamento del mercato ma anche i notevoli oneri finanziari sostenuti - e non recuperati in alcun modo - dai soggetti obbligati.

In una situazione con prezzi dei titoli crescenti come quella che si sta attraversando e che si prefigura continui anche in futuro, il meccanismo dei TEE, 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, con prezzi sempre più elevati.

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

Le recenti **modifiche** introdotte alle modalità di definizione del corrispondente **contributo tariffario** spettante ai soggetti obbligati (deliberazione 435/2017/R/efr), accrescono la penalizzazione per i soggetti obbligati rispetto alla regolazione preesistente e il rischio di mancata copertura dei costi di acquisto dei TEE, senza peraltro un esito certo in termini dell'auspicato contenimento dei prezzi di mercato dei certificati bianchi. I rischi di mancata copertura dei costi per i TEE, in una condizione di prezzi crescenti come l'attuale, sono accentuati dalla nuova disposizione che, ai fini dell'erogazione del contributo tariffario per la quota d'obbligo residua non conseguita nell'anno di competenza, ha introdotto il criterio di competenza in luogo del criterio di cassa sin qui adottato.

* * *

Ancora in tema di **regolazione infrastrutturale**, in merito all'obiettivo strategico **OS7 (Accesso non discriminatorio ai dati di prelievo ed evoluzione ulteriore degli strumenti di misura)**, lo **smart metering gas** costituisce 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 ritiene pertanto molto importante che l'Autorità continui a dedicare grande attenzione a questa evoluzione del sistema di misura gas, monitorandone lo sviluppo, i risultati e le problematiche insieme a tutte le imprese interessate.

In particolare si dovrà cominciare a tener presente 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 tele-lettura. 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 in argomento, 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 dei costi rispettivamente dei sistemi centrali di telelettura e dei concentratori e originariamente stabilite come distinte, delle quali viene ora prefigurata l'unificazione, con possibili conseguenti sperequazioni tra imprese, a seconda della tecnologia trasmissiva adottata (con concentratori o senza).

* * *

In merito alla **riforma tariffaria per le utenze domestiche e non domestiche del settore elettrico** nell'ambito dell'obiettivo strategico **OS9 (Eliminazione degli ostacoli di natura tariffaria all'efficienza energetica e alla gestione dei consumi di energia elettrica)**, questa si ritiene in generale importante alla luce del necessario superamento della tariffa progressiva e si giustifica in sé e per sé proprio per garantire una maggiore aderenza dei prezzi ai costi del servizio. Troppo spesso, tuttavia, tale nuova impostazione tariffaria viene correlata anche al fatto che il vettore elettrico diventi strumento per fare efficienza energetica; efficienza che però può essere parimenti conseguita negli usi riscaldamento sia con soluzioni passive che con soluzioni tecniche che prevedano l'utilizzo del gas (es. pompe di calore a gas). In relazione a possibili scenari e/o ad approcci regolatori volti a promuovere l'impiego dell'energia elettrica in sostituzione del vettore energetico gas per favorire una presunta maggiore efficienza del sistema, andrebbero anche considerati gli impatti che eventuali decisioni di passare a un sistema domestico interamente elettrico determinerebbero per il consumatore. Simili decisioni comporterebbero infatti sia un notevole investimento in via diretta (che molte famiglie non possono permettersi), sia un sensibile impatto/ricaduta tariffaria derivante dalle infrastrutture di rete, in termini di nuovi investimenti su quella elettrica, con nuovi costi per il sistema, e minor impiego di quella gas (sia di distribuzione che di trasporto), con aumento dei relativi costi unitari di utilizzo per le utenze allacciate alla reti gas.

* * *

Per quanto riguarda l'**implementazione** dei primi processi di mercato nell'ambito del **Sistema Informativo Integrato (SII)** nel settore del gas naturale nel contesto dell'obiettivo

strategico **OS10** (Aumento della concorrenza nel mercato), si ribadisce la necessità che simili interventi, di cui si comprende ovviamente la ragione 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, insieme a numerosi altri adempimenti in materia di evoluzione dei propri sistemi informatici, devono sostenere. Al riguardo, 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 per il *settlement*), per i quali il passaggio al SII non farà venir meno il parallelo flusso di comunicazione tra impresa distributrice e impresa di vendita (e viceversa) e comporterà, per questa ragione, una duplicazione delle attività e degli oneri gestionali in capo agli operatori.

* * *

In merito all'obiettivo **OS11** (Maggiore responsabilizzazione del distributore e del venditore in caso di morosità del cliente finale), si è consapevoli che **la morosità** rappresenta un problema, acuitosi notevolmente negli ultimi anni, a danno non solo delle aziende di vendita ma di tutto il sistema.

Sul versante dei gestori della rete, è comprensibile quindi che la regolazione, distinguendo il ruolo di questi ultimi da quello dei fornitori, ne abbia aumentato la responsabilizzazione, facendo sì che vengano rese disponibili maggiori capacità di chiusura rispetto al passato e che possano essere poste in essere azioni più incisive, finalizzate alla chiusura dei punti di riconsegna nella titolarità di clienti morosi.

Si ritiene tuttavia che **taluni aspetti della regolazione** riguardanti le conseguenze **per l'impresa di distribuzione** nei casi in cui, per motivi da essa indipendenti, non risulta possibile porre in atto la disalimentazione del punto di riconsegna (pdr), pur essendo stati attivati anche i possibili rimedi giudiziari al fine di ottenere l'accesso forzoso al pdr, **risultino ingiustamente punitivi e penalizzanti**.

Al riguardo anche la recentissima deliberazione 513/2017/R/gas, pubblicata solo qualche giorno fa e riguardante la disciplina di dettaglio per l'esonero dal versamento delle penali in caso di impossibilità a procedere alla disalimentazione di pdr in servizio di default, non sembra purtroppo aver risolto le problematiche evidenziate nel corso della consultazione svolta lo scorso anno (con il DCO 71/2016/R/gas) e sembra, anzi, introdurre nuove criticità legate ad un'applicazione retroattiva di talune disposizioni. Il provvedimento, comunque, è ancora in corso di analisi (essendo stato pubblicato solo nello scorso fine settimana) e ci si riserva quindi di formulare più compiute osservazioni nelle prossime settimane.

Sempre 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 quindi **positivo l'avvio**, con deliberazione 465/2017/R/gas, del **procedimento** volto, tra gli altri obiettivi, a potenziare gli strumenti a **contenimento del rischio creditizio, connesso al mancato adempimento delle condizioni contrattuali da parte degli UdD**. Si tratta di un primo passo importante nell'ottica di una maggiore sostenibilità del sistema, nell'auspicio che le risultanze del procedimento consentano 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.

* * *

Con riferimento all'obiettivo **OS23 (Revisione e semplificazione del bonus elettricità e gas e sviluppo di altri strumenti ad integrazione delle politiche sociali orizzontali)** si comprende e si condivide la necessità di un'**evoluzione del bonus sociale** 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. È importante comunque 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 individuati e messi a punto da parte degli operatori.

* * *

Una considerazione, infine, in merito alle attività di **definizione del quadro regolatorio per il servizio di teleriscaldamento**, citate al punto 3 della relazione di rendicontazione delle attività dell'Autorità.

Il teleriscaldamento è un settore in cui l'Autorità è stata più di recente chiamata a sviluppare la regolazione. In relazione a tali nuove competenze si ritiene 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. In tal senso l'Autorità dovrebbe vigilare con attenzione su eventuali forme di incentivazione che si intendessero introdurre per il teleriscaldamento.

In proposito si valuta positivamente, ad esempio, l'orientamento dell'Autorità, espresso nel DCO 112/2017/R/tlr con riferimento ai contributi di allacciamento e all'esercizio del diritto di recesso da parte dell'utenza, volto ad introdurre criteri che siano tali da non alterare la convenienza relativa delle diverse soluzioni impiantistiche per la climatizzazione degli ambienti.

* * *

In conclusione, auspicando che l'Autorità:

- ricorra sempre, per i temi di rilievo, ad adeguate consultazioni (magari precedute anche da una fase di pre-consultazione attraverso l'interlocuzione con tutti i soggetti interessati);
- investa sempre più che 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 a queste nostre osservazioni.