

**Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico**  
**Audizioni periodiche - Roma, 10 e 11 maggio 2016**

**Intervento di Valerio Camerano – Amministratore Delegato di A2A SpA**

**Premessa**

Caro Presidente, Componenti dell'Autorità, desidero ringraziarVi per l'occasione di ascolto che oggi viene offerta anche al Gruppo A2A.

Esprimo il nostro apprezzamento per le modalità con cui l'operato dell'Autorità si è svolto, improntato alla **condivisione degli obiettivi e alla discussione aperta** con gli operatori, a maggior ragione in questa sede in cui viene data l'opportunità di un confronto diretto e costruttivo sull'attuazione del *Quadro Strategico 2015-2018* definito ormai due anni fa, condiviso con gli operatori e che orienterà l'azione di questa Autorità fino al termine del suo mandato.

Abbiamo sempre ritenuto che, pur nel rispetto del ruolo e dell'autonomia di ciascuno, **la collaborazione ai diversi livelli (lato istituzioni e lato azienda) sia essenziale** per affrontare le sfide che il difficile contesto economico di questi e dei prossimi anni ci pone e per contribuire alla trasformazione e allo sviluppo dei mercati dell'energia e dei servizi ad essa connessi.

Il **DIALOGO** è una delle linee guida su cui A2A fonda il proprio piano strategico e in questa direzione ci siamo mossi per promuovere un confronto aperto con istituzioni e stakeholder: dal punto di vista regolatorio, il 2015 è stato l'"*anno delle reti*", caratterizzato da un dibattito serrato, ma costruttivo, con il regolatore, che ha permesso di giungere ad una definizione equilibrata dei criteri di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas.

Un quadro regolatorio trasparente e prevedibile è fondamentale per gli operatori di questo settore. **Il sistema delle reti può dare un importante contributo allo sviluppo del Paese**, quindi è fondamentale che le reti siano adeguatamente incentivate perché "abilitano" a tutta una serie di altri servizi nelle città (*smart city*) e allo stesso tempo sono un'occasione per rilanciare gli investimenti.

Storicamente, le grandi città (come Milano) sono state sempre le prime ad adottare le tecnologie più innovative.

Una parte significativa degli **investimenti previsti nel nostro Piano Industriale 2016-2020** è destinata proprio alle reti (852 MIO € cumulati su 2.247 MIO €), pertanto la remunerazione e la regolazione applicabile deve garantire stabilità e sostenibilità agli operatori, soprattutto oggi che i distributori sono chiamati ad un grande sforzo di rinnovamento tecnologico di cui beneficerà l'intero Paese.

Abbiamo apprezzato che uno dei suggerimenti che A2A aveva avanzato in occasione di un evento da noi organizzato ormai 1 anno fa proprio per discutere di questi temi si sia concretizzato in un preciso intervento regolatorio volto a favorire la transizione dall'attuale assetto del sistema elettrico ad uno pienamente *smart*. Mi riferisco **alla necessità di ammodernamento delle reti in ambiti urbani**, in particolar modo degli allacciamenti ubicati all'interno degli stabili vetusti, così da permettere ai clienti di consumare meglio e in sicurezza.

Siamo, invece, ancora in attesa dell'introduzione di specifici meccanismi regolatori volti a stimolare una rapida diffusione dei misuratori elettronici di seconda generazione (cosiddetti 2G), elemento imprescindibile per garantire il pieno trasferimento ai clienti dei benefici generati da un sistema di distribuzione *smart*, anche se le diverse tempistiche che hanno caratterizzato

l'installazione dei misuratori 1G rischiano paradossalmente di penalizzare proprio le maggiori città italiane.

È fondamentale su questi temi la collaborazione con le altre autorità indipendenti, quali l'**AGCOM**, per garantire il coordinamento delle tecnologie di comunicazione necessarie per un *metering* veramente *smart* e l'**AGCM** per uno sviluppo coerente dei meccanismi di tutela del consumatore.

Questa audizione è, tuttavia, l'occasione in cui A2A vuole evidenziare **una forte preoccupazione** su alcuni temi di particolare urgenza correlati al mercato dell'energia, settore nevralgico all'interno del sistema Paese e che si è trovato a dover affrontare, contemporaneamente, la crisi economica ed un profondo cambiamento di paradigma imposto dall'imponente sviluppo delle rinnovabili.

## **1. Mercato all'ingrosso**

### **1.1 Conferimento capacità di trasporto gas per i CCGT: auspicata riforma ma ...ancora niente**

Le recenti evoluzioni del mercato elettrico e le conseguenti modifiche del regime di funzionamento dei CCGT portano alla necessità di una **revisione della modalità di conferimento della capacità di trasporto gas in risposta alle accresciute esigenze di flessibilità** richieste a tali impianti dal dispacciamento.

Tale "revisione" era già stata prevista all'interno degli *Obiettivi Strategici OS3* e si sarebbe dovuta concludere entro la fine del 2015 ma la tempistica attuale prevede uno slittamento al primo semestre 2016.

Come noto oggi la capacità viene conferita su base annuale per ciascun A.T. in presenza di un oneroso regime di penali in caso di superamento. Questo sistema – come anche ammesso dalla stessa Autorità nel DCO 409/2015 al paragrafo 2.9 – crea *"distorsioni nella selezione degli impianti, privilegiando l'utilizzo di quelli con capacità conferita disponibile anziché di quelli a maggiore efficienza"*.

Ricordo che il costo di conferimento rappresenta uno dei costi fissi più elevati che i CCGT devono sostenere (**6.000 Euro/MW**, secondo solo ai costi di capitale). Stante lo scenario in cui versa oggi la generazione termoelettrica è evidente che la scelta di tenere in servizio i CCGT dipende anche da questa componente.

L'**auspicato intervento di variabilizzazione** di questo costo fisso è già stato ampiamente consultato e non è più procrastinabile. L'Autorità ha, infatti, già pubblicato 2 DCO (il n. 409/2015 ad agosto 2015 e il n. 613/2015 a dicembre 2015) in cui ha proposto un aggiornamento dei criteri di conferimento, inizialmente per i soli impianti di generazione - ed eventualmente, in una fase successiva, anche per altre tipologie di PdR (industriali) – in chiave di flessibilizzazione e verso un conferimento di tipo ex-post, fermo restando il vincolo di garantire al trasportatore il giusto ricavo a copertura dei costi sostenuti.

Siamo in attesa del provvedimento finale che dovrà prevedere la revisione del meccanismo a partire almeno dall'A.T. termico 2016/2017 e che dovrà essere pubblicato con adeguato anticipo – prima dell'estate - per consentire un corretto conferimento da parte degli operatori ed un adeguamento dei meccanismi di gestione e pricing nel mercato elettrico.

**Per essere efficace il nuovo meccanismo dovrebbe prevedere obbligatoriamente per tutti i CCGT ammessi a MSD conferimenti giornalieri con assenza di penali in ragione dell'aderenza tra l'allocazione e l'uso della capacità. Ciò potrebbe essere gestito, come**

**già proposto dall’Autorità, tramite un conferimento ex post.**

**Nel caso, invece, il nuovo meccanismo contemplasse la coesistenza di conferimenti giornalieri con opzioni di più lunga durata temporale** (“portafoglio prodotti”), al fine di consentire agli impianti più efficienti di essere chiamati a produrre ed eliminare le distorsioni sarà in ogni caso fondamentale evitare una differenza di costo tra i prodotti con differente orizzonte temporale e far sì che la disciplina delle penali vada incontro alle esigenze di flessibilità degli impianti.

Ciò in ragione sia dei benefici legati al diverso conferimento (maggiore flessibilità consentita dalle allocazioni per brevi periodi così come maggiore certezza di costo per quelle di più lunga durata) sia della necessità di non ridurre, soprattutto nei primi anni, il gettito complessivo raccolto in favore del trasportatore (introducendo pesanti e non efficienti conguagli ex post). Inoltre, in una tale nuova modalità, anche le penali dovranno essere commisurate ai giorni di allocazione (ad esempio mantenendo la modalità attuale per l’allocazione annuale e riducendo le altre in ragione dell’inferiore numero di giorni).

**Da ultimo si auspica che, in attesa della revisione complessiva ed al fine di una più rapida e chiara transizione, non vengano adottati provvedimenti temporanei (ad esempio riducendo le penali):** questi potrebbero, infatti, andare a modificare, con una regolazione transitoria e specifica, lo scenario rispetto al quale sono state fatte le attuali scelte di conferimento.

## **1.2 Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici per il periodo luglio 2012-agosto 2014: è urgente la chiusura del procedimento**

La valorizzazione economica degli sbilanciamenti rispetto ai programmi (di immissione/prelievo) e la responsabilizzazione degli utenti rispetto alle proprie azioni sul mercato sono temi di grande attualità, sia in Italia che in Europa.

La minimizzazione degli sbilanciamenti – da sempre obiettivo degli utenti virtuosi come A2A - è auspicabile anche perché consente una riduzione dei costi che ricadono sulla bolletta in quanto Terna – a fronte di più accurate previsioni da parte degli utenti del dispacciamento - utilizza minori risorse per bilanciare in tempo reale il sistema.

Come noto, il tema si articola su due direttrici temporali:

- (i) una riforma pro-futuro;
- (ii) la valorizzazione degli sbilanciamenti nel periodo da luglio 2012 ad agosto 2015 in seguito alle sentenze del Tar Lombardia 1648/2014 e del Consiglio di Stato 1532/2015 che hanno annullato le delibere vigenti.

Per quanto concerne il primo punto, nel solco del DCO 163/2015 - come inquadrato dall’Autorità nell’ambito del percorso di revisione del dispacciamento elettrico (vedi istituzione del gruppo di lavoro interfunzionale RDE - Riforma del Dispacciamento Elettrico che deve ancora portare a delle proposte) - **si segnala l’urgente necessità di modificare la valorizzazione dello sbilanciamento per le UP abilitate che deve passare da costo marginale a costo medio ponderato della zona in quanto il costo sostenuto da Terna è dato dall’insieme delle offerte accettate sul Mercato del Bilanciamento e non già dalle marginali.** Ciò consentirebbe la riduzione degli aggravii che i produttori termoelettrici, anche per ragioni di prestazioni più flessibili rispetto al passato, devono sostenere.

Per quanto riguarda la valorizzazione degli sbilanciamenti pregressi, nel 2015 sono stati

pubblicati ben 2 DCO (n. 445/15 e n. 623/15) sia per recepire le indicazioni del Consiglio di Stato sia per tutelare quegli utenti del dispacciamento che, nel periodo di applicazione della disciplina poi annullata, avevano messo in atto una programmazione in linea con il quadro regolatorio vigente e coerentemente con le finalità e le funzioni del servizio di dispacciamento.

Dopo quasi 1 anno tutto il settore si attende la rapida introduzione di una nuova regolazione degli sbilanciamenti nel periodo interessato dalle sentenze al fine di dare certezza alle rilevanti partite economiche che alcuni operatori hanno ancora pendenti nei confronti di Terna e risalenti a 4 anni fa.

E' urgente a nostro avviso dare attuazione alla proposta del DCO 623/15 che prevede le 2 Soluzioni, Standard e Alternativa, in quanto è stata già ampiamente consultata e fornire a Terna indicazioni molto precise.

### **1.3 Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva: fondamentale supporto dell'Autorità al disegno che emergerà a valle dell'approvazione da parte della UE del meccanismo notificato**

Negli ultimi anni il forte sviluppo della produzione rinnovabile unitamente alla costante riduzione della domanda elettrica che ha riportato l'Italia ai livelli del 2002 hanno radicalmente modificato l'assetto del sistema elettrico nazionale.

L'innovazione tecnologica (*grid parity*), spinta anche dal processo di decarbonizzazione proposto in ambito UE, continua nella direzione di una maggiore presenza delle fonti rinnovabili nella generazione.

Se da un lato si condivide tale processo, è però necessario non dimenticare gli impatti sul complesso del sistema elettrico. Di particolare rilievo è l'impatto sugli impianti alimentati a gas, molti dei quali, realizzati nei primi anni del decennio scorso con una prospettiva di funzionamento di almeno 6.000 ore equivalenti/anno, si trovano oggi ad essere eserciti per circa 1.000 ore/anno (ovvero allo stesso load factor di un impianto solare).

**I problemi che incontra la produzione termoelettrica a gas – e che stanno portando ad un processo di mothballing di impianti con i relativi problemi occupazionali - vanno tenuti in considerazione, non soltanto in ottica di breve periodo ma, soprattutto, in ottica di medio lungo periodo.**

Una disordinata chiusura dei CCGT dovuta all'antieconomicità metterebbe in serio pericolo il sistema e non permetterebbe, altresì, un adeguato sviluppo delle fonti rinnovabili che necessitano, per propria costituzione, di flessibilità. Un sistema elettrico senza un'adeguata capacità di riserva, con una bassa inerzia, carente di segnali di prezzo di lungo periodo e dotato di poca capacità di flessibilità è molto vulnerabile.

I *capacity market* sono lo strumento che potrà consentire un adeguato processo di decarbonizzazione passando per lo sviluppo di rinnovabili, generazione distribuita e flessibilizzazione dei carichi senza mettere a repentaglio il futuro del sistema elettrico.

A maggio 2015 l'UE ha avviato una *Sector Inquiry* sui diversi sistemi di *capacity remuneration* in 11 Paesi Membri, che ha portato ad un primo *Interim Report* lo scorso aprile.

**Dall'*Interim Report* emerge l'esigenza di integrare l'attuale disegno di mercato, basato esclusivamente su mercati spot, con strumenti che permettano di fornire anche segnali a termine: il modello disegnato dal regolatore italiano risponde a queste caratteristiche e potrebbe essere preso a *best practice* anche dagli altri Paesi.**

Ai fini dell'adozione del *capacity market* in Italia alcuni passi devono essere fatti, tra cui le verifiche a cura della DG Competition circa la compatibilità del nostro meccanismo con la disciplina degli aiuti di Stato e l'adozione da parte di Terna di un *adequacy assessment* da cui risulti evidente la situazione di potenziale grave rischio del sistema elettrico italiano.

**L'Autorità, negli *Obiettivi Strategici 2015-2018* (cfr. Obiettivo OS1 - Mercato elettrico più sicuro, efficiente e flessibile), con riferimento al mercato della capacità ha affermato la priorità del proprio supporto ad ogni azione volta ad accelerare l'avvio delle prime aste e alla riduzione dell'orizzonte di pianificazione in sede di prima attuazione. In tale contesto ha già emanato alcuni provvedimenti, nella forma di proposte al MiSE, che ad oggi non risultano ancora attuati (Delibera 320/2014/R/eel e Delibera 95/2015/R/eel).**

In conclusione si ritiene fondamentale che l'Autorità continui nel massimo sforzo volto all'adozione di provvedimenti specifici finalizzati alla rimozione delle distorsioni del settore termoelettrico (come, ad esempio, la già citata revisione del meccanismo di conferimento della capacità di trasporto gas per i CCGT) e che, al contempo, continui a stimolare le istituzioni tutte affinché a breve si proceda con l'avvio del meccanismo che potrà consentire al sistema elettrico nel suo complesso di guardare con sicurezza ai prossimi anni.

## **2. Infrastrutture elettriche e del gas**

### **2.1 Reti elettriche: in attesa dei TOTEX è necessario tenere conto dei diversi costi operativi**

Ho già espresso le mie considerazioni per l'attività regolatoria che ha caratterizzato lo scorso anno volta alla definizione dei criteri di remunerazione delle reti e all'introduzione di meccanismi di regolazione di tipo *output based*, restano però alcuni aspetti su cui invitiamo il regolatore ad un'ulteriore riflessione.

Per quanto riguarda la distribuzione elettrica, ci aspettiamo che il nuovo meccanismo dei "TOTEX" permetta il giusto riconoscimento dei costi operativi, come già avviene nel settore della distribuzione del gas e in quello della vendita dell'energia elettrica nel servizio di maggior tutela, dove è prevista una differenziazione del "costo riconosciuto" basata sulla dimensione dell'operatore così da intercettare correttamente il livello dei costi operativi sostenuti e le economie di scala legate alla diversa dimensione, al fine di garantire l'equilibrio economico-finanziario del singolo operatore.

Attualmente, nella distribuzione elettrica, in assenza di tale differenziazione, si realizza un trasferimento di risorse dagli operatori di dimensioni minori verso l'operatore di maggiori dimensioni dato che quest'ultimo, a causa della definizione di un costo riconosciuto medio unico per tutti, gode di un livello di costi riconosciuti più elevato di quanto effettivamente spettante, mentre agli operatori minori viene riconosciuto un costo non coerente con il loro livello effettivo e soprattutto con le loro capacità di efficientamento.

### **2.2 Gare gas: non sono accettabili le limitazioni al riconoscimento tariffario degli investimenti proposti in sede di gara**

Molto preoccupante è la situazione che si sta delineando con riferimento all'**incertezza circa il corretto riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati dopo l'aggiudicazione delle gare** per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Già nelle delibere di commento ai pochi bandi di gara sottoposti alla valutazione dell'AEEGSI è

emersa l'intenzione di porre limitazioni al riconoscimento tariffario degli investimenti ancorché previsti nei piani di sviluppo formulati sulla base delle linee guida contenute nei bandi di gara. L'incertezza che deriva da questa eventualità rende oltremodo difficile valutare i piani di investimento richiesti dagli stessi enti concedenti e obbligatori per la partecipazione alla gara.

### 3. Mercato Retail

#### 3.1 Tutela SIMILE e DdL Concorrenza: preoccupazioni

A2A sta seguendo con attenzione il percorso di riforma intrapreso con la deliberazione 271/2015/R/com (c.d. *Roadmap*) al fine di promuovere l'"uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela".

Nel settore dell'energia elettrica l'Autorità ha già illustrato i propri orientamenti fin dalla scorsa estate, proponendo:

- (a) la riforma del servizio di maggior tutela (Maggior Tutela Riformata o servizio universale);
- (b) l'introduzione della cd "tutela SIMILE".

Mentre la prima proposta ci trova concordi, la seconda suscita qualche perplessità a causa anche dell'incertezza sul disegno complessivo del mercato che verrà definito sulla base del DdL Concorrenza, tuttora all'esame del Senato. Ipotesi di "aste di clienti" ci preoccupano perché le riteniamo misure coercitive di passaggio al libero mercato oltre che complicate da un punto di vista organizzativo per lo *switching* di un così gran numero di clienti.

Nella Tutela SIMILE è, invece, **senza dubbio apprezzabile la rilevanza data ai principi della "volontarietà" e della "scelta"** con riferimento sia ai clienti (che potranno decidere se aderirvi o meno e con quale operatore - compatibilmente con i tetti che verranno introdotti per i singoli venditori) sia agli operatori della vendita, che potranno valutare le opportunità offerte dal nuovo contesto.

È però forte il timore che tali proposte, da realizzarsi quasi contemporaneamente alle misure di *unbundling* funzionale e *debranding* che riguarderanno questi stessi clienti fin dal prossimo giugno (quando, ad esempio, inizieranno a ricevere bollette "no-logo" o con un logo differente dall'attuale per il servizio di Maggior Tutela), **generino ulteriore confusione** in questo segmento di mercato.

È necessario chiarire il ruolo che gli attuali esercenti la Maggior Tutela dovranno avere in queste delicate fasi di passaggio e di accompagnamento dei clienti e i requisiti che gli operatori dovranno rispettare per poter offrire tale servizio. Infatti, considerata la peculiarità della clientela cui la Tutela SIMILE si rivolge, è necessario che sia garantito e verificato che questo servizio sia proposto solo da operatori altamente qualificati e di comprovata solidità.

Evidenziamo, inoltre, come le condizioni economiche previste per la Tutela SIMILE siano significativamente e artificiosamente più basse rispetto alle offerte sul mercato libero per la stessa tipologia di clienti.

Il servizio di Tutela SIMILE prevede, infatti, l'applicazione di uno sconto rispetto alle condizioni della Maggior Tutela Riformata: gli operatori dovranno rifornire per 1 anno i clienti che aderiranno alla Tutela SIMILE in assenza di marginalità e in condizioni di rischio, dovendo adottare politiche di copertura nella vendita di un prodotto forward (rischio che l'Autorità invece riconosce, ad esempio, nel prezzo della materia prima gas per il mercato tutelato con la componente CCR).

Ci si chiede se imporre uno sconto sul prezzo, anzi, peggio ancora, sui costi riconosciuti (lo

sconto, infatti, è imposto sulla componente a copertura dei costi di commercializzazione) sia uno strumento efficace per accompagnare i clienti al mercato libero che, con ogni probabilità, non sarà in grado di offrire condizioni economiche migliori.

### 3.2 RCV e PCV c'è stato un aumento ma non è sufficiente

Negli ultimi 2 anni l'Autorità ha finalmente riconosciuto la necessità di una revisione al rialzo del livello dei coperture dei costi di commercializzazione (RCV e PCV) e ha introdotto dei meccanismi di copertura dei maggiori costi derivanti sia dalla morosità dei clienti finali che dall'esistenza di diversi livelli di costi operativi non causati da inefficienze degli operatori ma semplicemente dall'impossibilità di godere delle maggiori economie di scala dell'operatore principale di questo mercato.

Auspichiamo che il percorso di adeguamento prosegua in questa direzione.

### 3.3 Unbundling Funzionale e Debranding: siamo sempre stati compliant

**Trattando di distribuzione e vendita** va ricordato che A2A ha sempre mostrato serietà e impegno nell'adempiere alle previsioni in tema di *unbundling* funzionale, anche quando riteneva eccessive le misure imposte e sostenendo ingenti costi, finora non riconosciuti né coperti, sia in termini di risorse economiche sia in termini di impatti drammatici sui processi aziendali (ci si riferisce all'obbligo di separazione fisica delle banche dati imposto sia ai distributori di energia elettrica che di gas). Anche oggi abbiamo creduto in questo commitment e **abbiamo creato Unareti**, la nuova società delle infrastrutture del Gruppo A2A.

Ciò nonostante, **le misure imposte per la separazione tra l'attività di vendita al mercato libero e il servizio di maggior tutela suscitano molte perplessità**, non solo per la loro invasività che rischia di introdurre elementi di inefficienza (si pensi all'inevitabile aumento dei tassi di morosità conseguente alla necessità di separare le politiche di comunicazione e, quindi, modificare il brand che appare sulle bollette a partire dal prossimo luglio), ma soprattutto perché tali misure creeranno maggiore confusione nel consumatore, anziché renderlo capace di scelte più consapevoli.

## 4. Servizio Idrico Integrato

### 4.1 Più coraggio nell'approvazione delle tariffe anche se sovra-cap

Dopo anni caratterizzati da incertezza normativa e da una frammentazione del quadro regolatorio, **il settore idrico italiano ha finalmente raggiunto l'importante obiettivo della definizione di una regolazione tariffaria completa a livello nazionale: asimmetrica nella specifica tariffa ma omogenea per gli standard di qualità del servizio.**

Il 2015 ha visto la pubblicazione delle delibere per il nuovo periodo tariffario (2016-2019) unitamente all'introduzione di ulteriori elementi fondanti della regolazione: convenzione tipo, qualità contrattuale e unbundling. Il tutto al fine di contribuire al consolidamento del settore e alla sua convergenza verso livelli e standard di qualità del servizio e riconoscimento dei costi efficienti per i gestori, come già avvenuto per gli altri settori infrastrutturali normati dall'Autorità.

Dalla *Relazione Annuale* dell'Autorità del giugno scorso risulta che oltre l'80% delle approvazioni tariffarie del biennio 2014-2015 è avvenuta *d'ufficio* con il moltiplicatore tariffario posto pari a 0,9: si tratta di 7 milioni di abitanti su 50 milioni le cui gestioni non hanno inviato i dati e le informazioni richieste per le determinazioni tariffarie. Tale penalizzazione, che consiste

in una diminuzione del 10% delle tariffe, è stata localmente trasformata in una *vittoria* a favore degli utenti, perdendo di fatto la connotazione di sanzione.

Pur apprezzando l'impegno profuso dall'Autorità nell'idrico, questo modello di regolazione mista, che affianca il regolatore nazionale indipendente ai regolatori locali, sta facendo dire da più parti che potrebbe essere introdotta una "tariffa unica nazionale" anche per l'acqua che con un meccanismo di perequazione avrebbe il duplice scopo di favorire gli investimenti nelle aree più bisognose e penalizzare invece gli operatori meno efficienti.

E' auspicabile un intervento più incisivo da parte dell'Autorità finalizzato ad escludere le gestioni meno efficienti, non in grado di sostenere la rapida evoluzione del sistema e le implementazioni, particolarmente sfidanti, a cui gli operatori sono chiamati oggi per fornire servizi di maggiore qualità.

Per quanto invece riguarda le gestioni più efficienti, **l'applicazione della tariffa "full cost recovery" prevista dalle normative europee pare ancora un miraggio** (le tariffe attuali sono semplicemente un incremento di quelle in precedenza in vigore).

Nonostante la significativa attività svolta dall'Autorità, si segnala la presenza di un numero rilevante di gestioni per le quali tuttora manca l'approvazione tariffaria per il periodo 2012-2015 (**nessuno dei 4 gestori del Gruppo A2A, operanti su 3 ambiti differenti della Lombardia, ha ancora le tariffe approvate**). **Spesso si tratta di casi di gestioni caratterizzate da moltiplicatore sopra cap.**

Poiché la mancata approvazione sta perpetrando una situazione di squilibrio economico-finanziario che rende più difficoltoso il percorso degli investimenti, è importante che l'Autorità continui nella sua attività di approvazione delle tariffe, **anche sopra cap**, applicando, per le situazioni di inerzia, il potere sostitutivo al fine di concludere il processo.

Il rischio è che si generino **rilevanti partite di congruaggio** – aspetto che la nuova regolazione avrebbe voluto evitare – a cui si deve aggiungere anche il mancato riconoscimento degli oneri finanziari che, in considerazione della ri-modulazione dei congruaggi in periodi temporali significativi, si traduce in un ulteriore esborso per i gestori.

Purtroppo si deve constatare che gli Enti di Governo dell'Ambito che hanno preso consapevolezza del loro ruolo sono ancora una minoranza nel panorama italiano, con la conseguenza che frequentemente le scelte sono basate su ragioni di opportunità politica di breve periodo (limitandosi spesso all'analisi dell'incremento della tariffa piuttosto che sull'entità degli investimenti sottesi) che pongono in secondo piano lo sforzo necessario e teso anche al superamento delle infrazioni europee di prossima emanazione.

Un'azione importante di "educazione" e "crescita del sistema" deve, pertanto, essere intrapresa dall'Autorità nei confronti degli Enti di Governo, finalizzata alla miglior comprensione ed applicazione dei provvedimenti (tra cui il rispetto delle scadenze previste), mediante un loro attivo coinvolgimento per la creazione delle condizioni e del contesto adeguato entro cui operare.

**Se ormai la definizione della regolazione appare completa, ampi spazi di miglioramento possono essere identificati nella sua applicazione da parte degli Enti di Governo e da parte dell'Autorità che, in alcune circostanze, è parsa tiepida (o comunque poco risoluta) e non in grado, specie con riferimento alle gestioni e alle approvazioni tariffarie più critiche, di influire con la conseguenza che i gestori "sono ostaggio" sia degli Enti sul territorio che dell'Autorità.**

## 5. Misuratori 2G e smart city

In conclusione e in aggiunta a quanto sopra detto, si coglie l'occasione per segnalare alcuni punti in merito ad un argomento che ha una grande rilevanza nel sistema elettrico e che sarà uno dei driver della futura smartizzazione.

Con la delibera 87/2016 l'Autorità ha definito per i misuratori di seconda generazione in BT (i cosiddetti misuratori 2G):

- le specifiche funzionali
- i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering*

in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione (1G) che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori.

A2A ha apprezzato il lavoro fin qui svolto dall'Autorità e l'apertura ad un disegno *future proof* che dovrebbe consentire, nei prossimi anni, anche l'installazione di un contatore versione 2.1 con (se disponibili e testate) ulteriori modalità di comunicazione.

**Il percorso di convergenza tra rete elettrica e rete dati è avviato** ed è importante coglierne le potenzialità in ottica rete e in ottica *service* per i clienti.

**A2A ritiene che il contatore debba essere un veicolo non soltanto per fornire un maggior numero di informazioni ai clienti, ma anche per abilitare nuovi servizi da parte del venditore nonché per consentire ai distributori una migliore gestione della rete elettrica.**

Nel definire il futuro percorso di passaggio ai nuovi contatori, A2A chiede all'Autorità di porre attenzione affinché ci sia uniformità nell'evoluzione del sistema elettrico e dei servizi accessibili ai diversi utenti anche se localizzati in zone geograficamente diverse e che hanno avuto il roll out dei contatori 1G con differenti tempistiche.

**Occorre valutare un eventuale riconoscimento delle quote di ammortamento mancanti e relativa remunerazione in modo selettivo e per quei casi in cui è indubbio il beneficio connesso all'installazione dei nuovi sistemi di *smart metering* 2G.**

Da ultimo A2A ritiene importante l'avvio dei meccanismi *output based* così come dei progetti pilota *smart city* definiti dalla Delibera 646/2015 volti, tra le altre cose, alla modernizzazione della parte di rete presso le utenze finali per cui l'incentivazione (sotto forma di premio/penale) svolgerà un ruolo chiave.

**Si coglie, infine, qui l'occasione per sottolineare la logica multi-servizio con cui dovranno essere immaginati i futuri sviluppi del *metering***, non dimenticando però, ma anzi valorizzando, le esperienze già avviate (quali, ad esempio, quella dello *smart metering* gas).

Il processo di sostituzione dei contatori del gas, avviato dall'Autorità nel 2008 con la delibera ARG/gas/155/2008, è ormai consolidato e, a fine 2016, porterà all'installazione di oltre 2,4 milioni di contatori smart, di cui il 50% operanti su rete basata su radio frequenza 169 Mhz. Ferma restando la massima apertura rispetto a potenziali future nuove tecnologie che dovranno essere solide e robuste nonché testate, qualsiasi decisione, anche per una logica di efficienza di sistema, non potrà prescindere dalle soluzioni già attive né dagli investimenti già avviati.

In tal senso i tavoli di confronto saranno importanti per condividere con le altre Autorità (vedi AGCOM) le esperienze maturate o in via di maturazione nel settore energy e per valutare i percorsi di allargamento agli altri settori al fine di sviluppare le *smart cities* in cui le utilities presenti sul territorio potranno giocare un ruolo attivo.