

MEMORIA 30 MARZO 2017
211/2017/I/COM

DISCUSSIONE CONGIUNTA
DELLE RISOLUZIONI 7-01170 ON. FRAGOMELI E 7-01188 ON. CRIPPA,
RELATIVE ALLO SVILUPPO DI UN SISTEMA DI COMUNICAZIONE
DEI DATI RELATIVI ALLE UTENZE DOMESTICHE

Memoria per l'audizione presso la VI Commissione Finanze e la X Commissione Attività
produttive della Camera dei Deputati

30 marzo 2017

Signor Presidente, Onorevoli Deputate e Deputati,

desidero ringraziare le Commissioni riunite Finanze e Attività produttive della Camera dei Deputati, per aver inteso invitare in audizione il Collegio dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, anche a nome dei miei Colleghi Alberto Biancardi, Rocco Colicchio e Valeria Termini, nell'ambito della discussione congiunta delle risoluzioni 7-01170 Fragomeli e 7-01188 Crippa, relative allo sviluppo di un sistema di comunicazione dei dati relativi alle utenze domestiche nei servizi.

Con la presente memoria vorremmo fornire elementi e dati utili per le discussioni di questa Commissione in merito, offrendo al contempo la nostra completa disponibilità a produrre ulteriori integrazioni alle considerazioni che ci accingiamo ad esporre, sia in forma scritta, sia rispondendo direttamente ad eventuali domande e richieste di chiarimenti che ci saranno avanzate.

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni

1. Premessa

Con riferimento alla discussione congiunta delle risoluzioni 7-01170, presentata dall'On. Fragomeli, e 7-01188, presentata dall'On. Crippa, relative allo sviluppo di un sistema di comunicazione dei dati relativi alle utenze domestiche nei servizi pubblici di competenza di questa Autorità, per quanto attiene in particolare al settore elettrico si rimanda alla memoria (47/2017/I/eel), presentata in occasione dell'audizione di questa Autorità dello scorso 14 febbraio, e al materiale integrativo successivamente inviato alla X Commissione.

Nella presente memoria ci si soffermerà su quanto attiene il quadro complessivo relativo alla rilevazione dei dati di consumo e sulla conseguente disponibilità degli stessi, con riferimento ai settori del gas naturale e idrico, considerando anche le possibili evoluzioni derivanti dalla innovazione tecnologica.

A tale proposito, si ritiene utile premettere alcune considerazioni generali relativamente a questi due settori, sia dal punto di vista dei vincoli tecnologici che attualmente caratterizzano l'attività di misura dei consumi di gas e di acqua dell'utenza domestica, sia dal punto di vista del grado di sviluppo settoriale. Di seguito saranno analizzate anche le modalità di comunicazione e di messa a disposizione dei dati in un assetto multiservizio.

Per quanto riguarda la tecnologia, va innanzitutto evidenziato che, nell'attività di rilevazione, le differenti grandezze fisiche da misurare (kWh di energia elettrica, metri cubi di gas, metri cubi di acqua) richiedono strumenti di misura diversi e distinti, ciascuno soggetto alle proprie regole metrologiche.

Inoltre, le specificità settoriali hanno un impatto sia sulla raccolta che sulla messa a disposizione delle misure all'utenza.

La regolazione dell'attività di misura è stata quindi definita dall'Autorità su base settoriale, tendo conto dei differenti contesti sul piano tecnologico e su quello di filiera strutturale, con l'obiettivo primario di assicurare al sistema, agli utenti/clienti finali e ai fornitori dei servizi, la disponibilità di dati di consumo validati.

A tal fine, pare utile precisare che la validazione è quella specifica attività, svolta dagli operatori responsabili dell'attività di misura (imprese distributrici, in genere gestori di infrastrutture a rete), che permette di utilizzare il dato rilevato a fini commerciali da parte di tutti i soggetti interessati alla regolazione delle partite economiche. Il dato rilevato dal misuratore può risultare occasionalmente non validabile per motivi legati al misuratore stesso (in questi casi si interviene con una verifica metrologica) o per motivi legati al sistema di trasmissione del dato, per esempio, per la perdita di alcuni dati in caso di interferenze prolungate lungo il canale di trasmissione (in questi casi esistono tecniche per ricomporre il dato perso a partire dai dati disponibili); oppure ancora, laddove non vi sia un ambiente di lettura da remoto (telelettura), per errori umani introducibili a tutte le fasi, dalla raccolta del dato espresso dal misuratore al suo utilizzo ai fini commerciali.

Negli ultimi anni, anche a seguito degli sviluppi tecnologici *dell'Information and Communications Technology (ICT)* integrato nell'energia verso soluzioni intelligenti, la messa a disposizione al cliente tramite modalità più evolute e possibilmente integrate di dati di consumo sempre più puntuali e frequenti è andata acquisendo una rilevanza crescente. In generale, questo canale informativo, se funzionale all'incremento della consapevolezza dei clienti o alla migliore gestione della domanda *non richiede la validazione* delle misure e potrebbe in linea di principio essere sviluppato, come nel settore elettrico, prevedendo apposite funzionalità del misuratore (cosiddetta *chain 2*)¹ o con sistemi di comunicazione post-contatore. Le misure *non validate* non sono tuttavia utilizzabili ai fini commerciali (fatturazione), ma solo per ottenere un consumo

¹ Cfr. memoria 47/2017/I/eel

efficiente e per rendere il cliente maggiormente informato riguardo ai propri consumi istantanei energetici o idrici.

Come descritto nel prosieguo, l’Autorità ritiene che ad oggi i vincoli tecnologici nella misura del gas non consentano di prevedere una raccolta e messa a disposizione dei dati di misura con una frequenza paragonabile a quella prevista nel settore elettrico. Questo non esclude, comunque, che soluzioni efficienti di messa a disposizione, a tutti i soggetti interessati inclusi i clienti finali stessi, di dati *validati* possano utilizzare sistemi e banche dati comuni tra i diversi settori, basandosi sulle soluzioni assai avanzate del settore energetico italiano che poggiano sul Sistema informativo integrato (SII), progettato e gestito dall’Acquirente Unico, soggetto con caratteristiche di terzietà e indipendenza, rispetto al settore energetico. Le soluzioni centralizzate abilitano anche un percorso di messa a disposizione dei dati anche a terminali mobili, attraverso opportune applicazioni su *smartphone* (*app*).

1. *Smart metering* nel settore del gas naturale

Nel settore del gas naturale, a livello mondiale, i sistemi di *smart metering* si sono sviluppati con ritardo rispetto al settore elettrico per due motivazioni principali: (i) le tecnologie di misura non tradizionali del gas, quali per esempio la termomassica o la ultrasonica, hanno richiesto tempo per garantire affidabilità e per approdare a costi sostenibili; (ii) solo nel recente passato il mercato ha reso disponibili batterie, per alimentare gli *smart meter* gas, non dotati di alimentazione elettrica da rete, tali da assicurare costi sostenibili e la cui durata sia paragonabile alla vita utile dello *smart meter* stesso (come più avanti specificato).

L’Italia, con un approccio pionieristico, è stata la prima nazione in Europa ad implementare massivamente lo *smart metering* nel settore del gas naturale. L’Autorità, dopo un’ampia consultazione ed in esito ad una analisi costi-benefici di tipo

quantitativo, ha, infatti, introdotto obblighi di installazione e messa in servizio degli *smart meter* gas fin dal 2008, individuando parallelamente un insieme di requisiti funzionali minimi caratterizzanti i sistemi di *smart metering*, inclusa la funzione di telegestione degli stessi.

Il Comitato Italiano Gas (CIG), su mandato dell’Autorità, e sulla base dei requisiti funzionali minimi, ha sviluppato pertanto una *suite* di norme che consentono ai diversi sistemi di *smart metering* del gas di essere tra loro compatibili ed intercambiabili. Le stesse norme hanno, inoltre, posto le basi per la futura interoperabilità dei sistemi di *smart metering* del gas con sistemi di *smart metering* di altri settori regolati.

L’Autorità ha ritenuto opportuno introdurre **disposizioni per favorire un avvio graduale di installazioni sistematiche di tali misuratori, prevedendo un piano di messa in servizio progressivo**, differenziando in modo asimmetrico gli obblighi per le imprese di distribuzione in considerazione del numero di clienti finali.

Tale piano, ad oggi, prevede che le imprese con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013 mettano in servizio il 50% dei misuratori destinati ai clienti domestici entro il 31 dicembre 2018, con step intermedi del 3% entro il 31 dicembre 2015, del 15% entro il 31 dicembre 2016 e del 33% entro il 31 dicembre 2017².

A dicembre 2015, data a cui risalgono gli ultimi dati disponibili in Autorità sull’avanzamento della messa in servizio degli *smart meter* gas, l’8,6% delle famiglie servite dalle maggiori imprese distributrici erano dotate di *smart meter* individuali in regime di telegestione³.

² Per le imprese con un numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000, si prevede la messa in servizio del 3% dei misuratori entro il 31 dicembre 2016, il 15% entro il 31 dicembre 2017 e 33% entro il 31 dicembre 2018. Per le imprese con un numero di clienti finali compreso tra 50.000 e 100.000 si prevede la messa in servizio dell’8% dei misuratori al 2018.

³ Dai dati disponibili in Autorità, risulta che la percentuale di messa in servizio di *smart meter* per clienti non domestici di maggiori dimensioni (dalla cosiddetta classe G25 in su) è superiore al 90%.

Come sopra accennato, nella definizione delle funzionalità di raccolta e messa a disposizione a distanza delle misure dei consumi di gas naturale, il vincolo tecnologico più stringente da considerare è, ad oggi, rappresentato dalla mancanza di alimentazione elettrica del misuratore gas. Conseguentemente, il misuratore deve essere dotato di una batteria, la cui durata dipende in misura rilevante dalla frequenza di comunicazione dei dati dall'apparecchio di misura verso l'esterno e viceversa (*download* e telegestione), nonché dalle altre funzionalità (per esempio, telegestione della elettrovalvola). Maggiore è la frequenza di comunicazione dei dati, o in generale l'utilizzo del misuratore per le sue funzionalità "*smart*", maggiore è il consumo della batteria e, quindi, maggiore il rischio che si renda necessario un intervento *in loco* per la sostituzione della batteria. Esteso su larga scala, la probabilità di intervento per la sostituzione della batteria nella vita tecnica del misuratore comporterebbe un rilevante sovracosto che non potrebbe che riversarsi sul cliente finale.

Coerentemente, nel settore del gas la regolazione prevede che lo *smart meter* gas comunichi i dati di consumo una volta al mese. Stante le attuali prestazioni attese delle batterie, questa frequenza è ritenuta compatibile con una durata della batteria di 15 anni. D'altro canto, alcune imprese distributrici stanno monitorando gli effetti di un aumento della frequenza di trasmissione dei dati (per esempio, settimanale o giornaliera) sulla tenuta della batteria.

Per quanto riguarda invece il dettaglio dei dati raccolti mensilmente, va ricordato che il periodo di riferimento considerato rilevante per il mercato gas è il *giorno* (e non l'ora o il quarto d'ora come nel settore elettrico). Da qui deriva che anche il consumo viene misurato su base giornaliera (e non su base oraria). A differenza del settore elettrico, in quello del gas non si riscontrano, pertanto, esigenze per rilevare le misure con la granularità e la frequenza di aggiornamento richieste per il settore elettrico.

E' da sottolineare che il requisito di messa a disposizione di dati non validati ogni 15 minuti previsto dalla Raccomandazione della Commissione europea 148/2012 ⁴ si applica solo al servizio elettrico e non anche a quello gas.

Il concetto di “*tempo reale*” nel settore gas (e allo stesso modo, nel settore idrico, con in più i limiti illustrati nel successivo paragrafo di questa memoria), - citato anche nella Risoluzione 7-01188 oggetto di questa audizione – deve essere, pertanto, ricondotto alla disponibilità di un dato giornaliero (quindi, al meglio ogni 24 ore). La trasmissione quotidiana comporterebbe, tuttavia, un logorio della batteria ben maggiore di quanto previsto e riconosciuto dalla regolazione vigente.

2. Servizio di misura nel settore idrico

Come anticipato in premessa, **il settore idrico presenta peculiarità rilevanti**, derivanti sia dalla situazione deficitaria grave ereditata storicamente in tema di misura dell'acqua consumata sia dal contesto generale del settore.

Per quanto riguarda il primo aspetto, il tema della misura nel settore idrico sconta due criticità principali:

- il sussistere di porzioni del territorio nazionale ancora sprovviste di misuratori d'utenza, tipicamente nelle zone montane (ma non solo) e l'elevata vetustà dei misuratori installati (il 37% dei misuratori installati ha più di 15 anni);
- la presenza rilevante, e talvolta preponderante, nelle aree urbane, di utenze aggregate o condominiali (in una città come Milano, oltre l'80% delle utenze domestiche sono misurate in forma aggregata).

⁴ Raccomandazione della Commissione del 9 marzo 2012 sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti (2012/148/UE), pubblicata in *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, L 73/9 del 13 febbraio 2012.

Con riferimento all'assenza di misuratori, questa Autorità si è attivata, fin da subito, per risolvere tale criticità, dal momento che l'assenza di uno strumento di misura rende inapplicabile il principio imposto a livello europeo "*chi inquina paga*", oltre a impedire l'introduzione di qualunque incentivo al risparmio idrico, valore importante sia dal punto di vista della salvaguardia della risorsa acqua sia da quello della salvaguardia dell'ambiente, dal momento che ogni litro consumato deve poi essere collettato e depurato.

Su tale aspetto si è registrata una buona rispondenza da parte degli operatori del settore, che hanno avviato dei piani di *roll out* per l'installazione dei misuratori mancanti, anche adottando tecnologie più innovative (come, per esempio, il sistema di lettura *drive-by*, che consente di leggere a distanza il contatore, transitando in auto nella via sottostante muniti di palmare); tuttavia, i piani di sviluppo elaborati prevedono, spesso, tempistiche pluriennali.

Si rileva, inoltre, che, anche laddove i misuratori siano già stati installati, la problematica del numero delle utenze aggregate/condominiali vanifica in parte gli sforzi finora prodotti per incentivare il risparmio della risorsa idrica, dal momento che il segnale tariffario di incentivazione alla razionalizzazione dei consumi non opera sul singolo utente. D'altro canto, negli edifici già esistenti, l'investimento per portare il misuratore a livello di unità familiare sarebbe particolarmente ingente.

Con riferimento al contesto generale del settore, inoltre, è doveroso sottolineare che il servizio idrico integrato sconta pesanti carenze infrastrutturali: la mancanza, in numerose aree del Paese, di depuratori, ma anche di reti fognarie, è alla base di numerose infrazioni europee già imputate⁵ o per violazioni in corso di accertamento.

⁵ Si riscontrano tre procedure di infrazione promosse dalla Commissione europea per mancato adempimento agli obblighi derivanti dalla direttiva 91/271/CEE:
- la procedura 2004/2034, in relazione alla quale vi è stato il deferimento dell'Italia alla Corte di Giustizia europea nel dicembre 2010 e la successiva condanna con sentenza 19 luglio 2012 in causa C-565/10;

Tale situazione richiede, conseguentemente, enormi risorse per realizzare con celerità le infrastrutture mancanti, anche al fine di minimizzare il pagamento delle forti penali (la multa già comminata dalla Commissione europea ammonta a 62,69 milioni di euro e a ulteriori 347 mila euro per ogni giorno di ritardo nella realizzazione delle infrastrutture).

In un contesto di contributi pubblici in diminuzione, dunque, la tariffa dovrà finanziare la maggior parte dell'investimento e, considerato il livello molto più ridotto della spesa per i servizi idrici rispetto a quella per gli altri servizi a rete (come l'energia elettrica e il gas), il peso di tali investimenti tenderà ad incidere maggiormente sulla tariffa del servizio essenziale.

In conclusione, dunque, l'Autorità ritiene che la tematica della misura dei consumi idrici sia molto rilevante, nell'ambito di un approccio responsabilizzante l'utenza, al fine di accrescere la consapevolezza degli utenti e di incentivare il risparmio idrico e, per questo motivo, con la deliberazione 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni puntuali per l'erogazione del servizio di misura all'utenza. Tuttavia, si evidenzia, da un lato, come il raggiungimento dell'obiettivo finale della disponibilità regolare e precisa del dato di consumo idrico necessiti di alcuni passaggi intermedi (per esempio, la presenza effettiva dei misuratori, a livello di unità familiare) e, dall'altro, che, laddove esistano forti criticità nella fornitura del servizio, gli investimenti richiesti per lo sviluppo di una piattaforma telematica di comunicazione dei dati di misura, oltre agli investimenti prioritari per la risoluzione delle molteplici criticità ambientali tuttora esistenti, rischierebbero di generare forti variazioni al rialzo della tariffa.

-
- la procedura 2009/2034 (causa C-85/13), con riferimento alla quale l'Italia è stata condannata con sentenza del 10 aprile 2014;
 - la procedura 2014/2059, con riferimento alla quale il parere motivato 26 marzo 2015 ha confermato il contenzioso per 817 agglomerati.

3. Sperimentazioni pilota di telegestione multiservizio

Nell'ambito dello sviluppo dello *smart metering* nel settore del gas, l'Autorità ha avviato alcune sperimentazioni di telegestione multiservizio, per valutare la possibilità di ridurre il costo dell'infrastruttura di telelettura e telegestione grazie alla condivisione tra servizi pubblici diversi. Tale infrastruttura, per il settore gas, utilizza o reti di telecomunicazione pubblica (in caso di comunicazione punto-punto) o reti private su una frequenza radio non licenziata (169 MHz), realizzate attraverso *concentratori*, con rapporto di concentrazione che varia da poche decine di utenti fino ad oltre un migliaio di utenti, in relazione alla diverse caratteristiche territoriali (utenza densamente concentrata o dispersa).

Con la deliberazione 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas – citata, peraltro anche nella risoluzione oggetto della presente memoria – l'Autorità ha promosso, in un'ottica di riduzione dei costi delle reti di concentratori a 169 MHz, la costituzione di “consorzi” su base locale che includano, oltre al distributore gas, anche gestori del servizio idrico integrato e operatori di servizi non a domanda individuale, come l'illuminazione pubblica o il monitoraggio ambientale (rumore, inquinamento, ecc.), che però esulano dall'interesse della messa a disposizione dei clienti dei propri dati di consumo.

Le sperimentazioni approvate sono sei e interessano territori diversi (urbani e rurali) in differenti regioni del Paese (per esempio, nelle città di Bari, Salerno, Verona, Reggio Emilia, Parma, Genova, e in comuni di minore dimensione come Scandiano - RE e Isera – TN). Con tali sperimentazioni si è inteso anche valutare l'interposizione di un operatore terzo per la realizzazione e la gestione dell'infrastruttura di telelettura e telegestione, ricercando possibili economie di scala in un contesto ancora piuttosto frammentato come quello dei servizi pubblici italiani, con circa 150 distributori di energia elettrica, più di 200 distributori di gas, oltre 2.000 distributori di acqua.

Tuttavia, le sperimentazioni hanno evidenziato la difficoltà per le imprese distributrici di gas – titolari dei progetti sperimentali – di mettere a disposizione dei clienti finali i

dati di consumo rilevati, anche su base giornaliera, ossia con una frequenza, per il settore gas, più intensa rispetto a quella prevista dalla relativa regolazione.

Inoltre, con riferimento a modelli di disponibilità dei dati su base locale (come quelli previsti dalle sperimentazioni effettuate), possibili attraverso l'utilizzo di tecnologie di comunicazione, l'Autorità conferma la propria indifferenza per le diverse soluzioni, lasciando al soggetto responsabile della misura la scelta in ordine alla tecnologia disponibile più adeguata sotto il profilo tecnico-economico. Tale scelta, peraltro, è correlata all'evoluzione tecnologica dei servizi di telecomunicazione. Per esempio, nel settore del gas naturale, la scelta della metodologia che utilizza la radiofrequenza a 169 MHz per la telelettura e telegestione (tramite i concentratori) potrà variare.

4. Messa a disposizione di dati validati attraverso il Sistema informativo integrato

Al fine della messa a disposizione dei dati, ed in considerazione delle criticità esistenti, è possibile un livello di integrazione superiore, che prevede un sistema centrale (*hub*) di raccolta dei dati non solo di diversi clienti per diversi servizi, ma anche di diversi operatori di misura (ciò equivale ad aggregare alcuni fornitori fra loro), e li rende disponibili secondo un formato unico nazionale a tutti i soggetti che ne hanno titolo, *in primis* l'utente/cliente finale.

Un tale modello di integrazione centrale permette di superare i limiti di modelli decentrati. In primo luogo, risulta perfettamente compatibile con l'assetto vigente in Italia (operatore di misura identificato nell'impresa di distribuzione separata da quella di vendita⁶) e, in secondo luogo, consente una fruizione dei dati, da parte del cliente finale, senza necessità di dotarsi di "punti di raccolta individuali" (o di dispositivi di

⁶ Si ricorda che in Italia, nei settori liberalizzati, quali quello elettrico e quello del gas, è stata assegnata la responsabilità dell'attività di misura all'impresa distributrice e quella del rapporto commerciale con il cliente all'impresa di vendita.

collegamento radio con il concentratore)⁷ permettendo, quindi, la fruizione dei dati di consumo dei diversi servizi non solo dall'interno dell'abitazione (o del raggio di azione del concentratore), ma su scala globale tramite una comune applicazione su *smartphone*.

In Italia, questa strada è stata seguita fin dal 2010: la legge 13 agosto 2010, n. 129, ha infatti previsto l'istituzione, presso Acquirente Unico, di un Sistema informativo integrato (SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale,⁸ basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali, denominata Registro centrale ufficiale (RCU), e finalizzato a sostenere la competitività e a migliorare le funzionalità delle attività delle imprese operanti nei predetti settori.

Successivamente, la legge 24 marzo 2012, n. 27, ha esteso l'ambito operativo del SII alla gestione delle informazioni relative ai prelievi di energia elettrica e di gas, in modo tale che il SII possa raccogliere, oltre alle informazioni sui punti di prelievo ed ai dati identificativi dei clienti finali, anche i dati sulle relative misure dei prelievi di energia elettrica e di gas.

A seguito di positive sperimentazioni, sono stati possibili la predisposizione e il progressivo popolamento di una banca dati centralizzata (o *hub* centralizzato) di tutte le misure di prelievo di energia elettrica dei clienti finali, realizzata secondo il principio di efficientamento dei costi. Tale risultato può garantire uniformità di trattamento a tutti i clienti finali, indipendentemente dalla collocazione geografica delle loro forniture, così da assicurare che ogni possibile sviluppo in materia di disponibilità e di fruibilità dei suddetti dati possa attuarsi per tutti i clienti finali in modo inclusivo e non discriminatorio.

Ad oggi il SII è pienamente operativo: il RCU è stato costituito e raccoglie le informazioni relative a circa 37 milioni di utenze elettriche e a circa 22 milioni di utenze

⁷ Come previsto dalle soluzioni britanniche (cfr. paragrafo 5).

⁸ La normativa primaria non include il servizio idrico integrato tra i settori oggetto del SII.

gas (cfr. Appendice per maggiori dettagli). **La disponibilità di tutti i dati di misura validati e storicizzati in un *hub* centralizzato, istituzionalmente neutrale e fin dall'origine caratterizzato da terzietà, è un aspetto da cui non è possibile prescindere, nell'ottica di rendere disponibili i dati di consumo ai clienti finali;** ciò anche in ragione della rilevanza attribuita dalla direttiva 2012/27/UE, in materia di efficienza energetica, ad una sempre più ampia disponibilità delle informazioni sui consumi energetici, quale leva per sviluppare una domanda più consapevole ed attiva e per rendere, dunque, più efficienti i comportamenti dei clienti finali.

La disponibilità dei dati di consumo in un *hub* centralizzato (soprattutto nella prospettiva che esso venga alimentato dai dati prodotti dalla nuova generazione di misuratori di energia elettrica, che arriveranno a produrre una notevole quantità di informazioni estremamente dettagliate) pone ora nuove possibilità in ordine alla messa a disposizione del cliente del patrimonio informativo sul proprio “*energy footprint*” o comportamento di consumo.

L'evoluzione di tale scenario, determinato dal rapido progresso tecnologico, è attualmente all'attenzione dell'Autorità in vista dei prossimi interventi regolatori. In particolare, **l'Autorità sta esaminando le potenziali modalità di accesso, da parte dei clienti finali (o di altre parti “professionali” da questi autorizzate), al “patrimonio informativo” disponibile presso il SII**, tenendo conto nell'architettura di riferimento, fra le altre cose, delle potenzialità della piattaforma immateriale rappresentata dal Sistema pubblico per la gestione dell'identità digitale (SPID). Nell'ambito di questa analisi, appare, dunque, prioritario definire le modalità di accesso che, da un lato, mantengano particolarmente elevati, fra gli altri, i requisiti per la garanzia di *privacy* e *security*, e, dall'altro, possano cogliere le opportunità delle nuove formule “*open-source*” che, una volta individuati gli appropriati metodi di identificazione in sicurezza del cliente finale, potrebbero permettere al medesimo un accesso ai dati flessibile, autonomo e in mobilità.

Qualora la banca dati dei consumi del SII fosse resa disponibile in modalità protetta e facilmente fruibile al cliente finale, si realizzerebbe un accesso concreto, facile ed efficace a tutti i dati significativi di prelievo di energia elettrica e di gas, per promuovere effettivamente una maggiore consapevolezza del consumatore circa la propria impronta di prelievo energetico, collocando il settore dell'energia al primo posto nella messa a disposizione delle informazioni sui prelievi da parte di terzi. Rispetto a tale profilo, l'Italia risulta la prima in Europa per tecnologia e funzionalità.

5. Aggregazione delle misure multiservizio a livello “post-contatore”

Infine, occorre sottolineare che **l'integrazione dei dati di consumo può avvenire anche a livello “post-contatore”, attraverso sistemi nella disponibilità del cliente.** A tale proposito, per quanto concerne gli *smart meter* gas, la regolazione⁹ prevede che, su richiesta del cliente finale, il distributore debba rendere disponibile le informazioni sui prelievi di gas attraverso l'interfaccia del gruppo di misura¹⁰.

L'integrazione dei dati di consumo può avvenire a livello “post-contatore” convogliando, con apposite tecnologie di comunicazione tipiche dell'ambiente domestico (per esempio, wi-fi, Zigbee, ecc.), i dati misurati dai diversi strumenti verso un “punto di raccolta individuale” (per esempio, un comune *personal computer* dotato di apposite applicazioni), in grado di mostrare al cliente i consumi dei diversi servizi con dati che, in quanto raccolti localmente, non sono però soggetti a validazione di alcun tipo.

Tale soluzione risulta, tuttavia, di complessa implementazione, in considerazione del possibile differente posizionamento dei contatori dei diversi servizi. Si pensi, a titolo

⁹ Deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas.

¹⁰ Soluzione applicabile alle tipologie di *smart meter* destinati in particolare ai clienti industriali.

d'esempio, al caso in cui il contatore elettrico sia posizionato in un vano comune centralizzato, mentre il contatore del gas sia situato all'interno dell'appartamento.

Un'evoluzione di questo modello può prevedere un “punto di raccolta individuale” dotato di capacità di telecomunicazione (*gateway*) e, quindi, in grado di fungere da anello più periferico della catena di telelettura e telegestione. Questo modello, che è stato selezionato, per esempio, in Irlanda e in Gran Bretagna, comporta un particolare coordinamento tra gli operatori dei diversi servizi – come in Irlanda, dove ci sono solo due distributori, uno per l'energia elettrica e uno per il gas – o un assetto del servizio di misura completamente diverso. In Gran Bretagna il soggetto responsabile dell'attività di misura non è il distributore ma il venditore e, inoltre, è stata costituita una società pubblica *ad hoc* (DCC, *Data Communication Company*) per le attività di installazione e di esercizio dei punti di raccolta individuali dotati di *gateway*.

Appendice – Attuazione della regolazione del Sistema Informativo Integrato

In tema di misura, con riferimento al settore elettrico, in attuazione delle disposizioni legislative che hanno permesso la costituzione del SII, del tutto regolato dall’Autorità, con la deliberazione 65/2012/R/eel si è resa obbligatoria la standardizzazione delle modalità operative per lo scambio dei flussi informativi relativi ai dati di misura, fino ad allora gestiti in modo differenziato dalle diverse imprese distributrici, responsabili della rilevazione delle misure. Tali standard sono stati implementati parallelamente all’attività di progettazione del SII e, pertanto, le soluzioni adottate hanno tenuto conto della possibilità che l’archiviazione dei dati e la funzione di messa a disposizione dei medesimi potesse nel tempo essere svolta dal SII.

Con la deliberazione 640/2014/R/eel, l’Autorità ha dato avvio ad una fase di sperimentazione inerente la gestione dei dati di misura del servizio elettrico nell’ambito del SII, prevedendo, per le imprese distributrici, l’obbligo di messa a disposizione contestuale al SII e agli utenti del dispacciamento dei dati di misura relativi ai punti di prelievo trattati su base oraria a partire dal mese di gennaio 2015; si tratta dei dati di misura con un dettaglio quartorario, relativi a circa 300 mila punti di prelievo. Con la deliberazione 402/2015/R/eel, l’Autorità, a partire dai dati relativi al mese di gennaio 2016, ha esteso la medesima sperimentazione anche ai flussi di misura inerenti i punti di prelievo non trattati orari; si tratta dei dati di misura con dettaglio per fascia oraria di prelievo, relativi a tutte le restanti utenze elettriche, ivi inclusi i clienti domestici. Analogo percorso è stato previsto per le misure relative ai consumi di gas naturale, per le quali si è provveduto alla standardizzazione nel corso del 2015 ed è attualmente in fase di avvio la sperimentazione della raccolta delle misure tramite il SII.

Attualmente, su RCU sono gestite le informazioni relative alle caratteristiche tecniche dei punti di prelievo (quali, per esempio, il codice identificativo del punto, il livello di tensione, la potenza ecc.), nonché informazioni relative ai dati identificativi dei clienti finali titolari delle forniture (per esempio, il nome e cognome o la ragione sociale, il codice fiscale o la partita iva, l’indirizzo ecc.). Sono, inoltre, censiti, per ciascun punto, i soggetti che hanno titolo ad operare in relazione alla fornitura (quali l’impresa distributtrice, il venditore e gli altri operatori di sistema). Tali informazioni sono aggiornate dalle imprese distributrici e dagli altri soggetti, nonché dal SII stesso, in base alle rispettive responsabilità e competenze. Sono, dunque, gestiti in modo centralizzato i principali processi commerciali richiesti dai clienti finali (per esempio, il cambio di fornitore nel settore elettrico e la voltura contrattuale in entrambi i settori) e le altre procedure a carattere più tecnico, funzionali al corretto funzionamento dei sistemi elettrico e gas. Il corredo informativo del RCU che, si ricorda, è dotato di carattere di ufficialità, consente anche la gestione di altre attività che il legislatore ha affidato al SII (quali, a titolo esemplificativo, l’identificazione dei soggetti cui addebitare il canone televisivo, in coordinamento con altri soggetti istituzionali, quali l’Agenzia delle entrate e gli operatori del mercato elettrico).