

# La telegestione dei dati, novità ed aggiornamenti

Marco De Min - ARERA

L'Italia è stato uno dei primi Paesi europei a dotarsi, fin dal 2001, di misuratori elettronici teletti e telegestiti per la misura dell'energia elettrica prelevata dalla rete in bassa tensione e, nel caso di clienti con proprio impianto di produzione, per la misura dell'energia prodotta e immessa in rete, anticipando le indicazioni della direttiva europea 72/2009. L'avvio di tale processo è stato spontaneo, per mano dell'impresa dominante. A partire dal 2007 si è assistito a una seconda fase, per effetto della regolamentazione che ha introdotto caratteristiche di cogenza, prevedendo cioè obblighi di sostituzione massiva e installazione dei misuratori elettronici, da completarsi entro il 2011, per tutte le imprese distributrici di energia elettrica, in Italia i soggetti responsabili dell'attività di misura.

La telettura dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione ha permesso di avviare un nuovo flusso di dati "dalla periferia al centro" e la telegestione ha consentito attivazioni e disattivazioni senza intervento in campo (con un flusso, quindi, "dal centro alla periferia") e riduzioni di costi (per effetto della prevenzione di allacci abusivi e frodi, oltre che per il mero abbattimento dei costi di lettura). Ciò ha consentito ai clienti finali di disporre con immediatezza della rilevazione delle quantità di energia elettrica prelevate e di ottenere benefici diretti come la riduzione dei periodi di consumo fatturati in acconto, l'opportunità di effettuare misure di chiusura del periodo contrattuale in caso di cambio del fornitore e l'introduzione di nuovi servizi come il "servizio minimo" assicurato per un certo periodo di tempo prima del distacco in

caso di morosità. Ciò oltre alla possibilità di attivare il più grande programma al mondo di prezzi a fasce orarie.

La sostituzione dei precedenti contatori di tipo elettromeccanico, che riportavano unicamente il totalizzatore, con i misuratori elettronici telegestiti, dotati di un display che può permettere la visualizzazione di diversi dati, ha però anche generato elevate aspettative in tema di informazione del cliente che sono andate in parte disattese. Ciò a causa del fatto che molto spesso il contatore non è localizzato laddove avvengono i consumi (cioè nell'abitazione o nel luogo di lavoro del cliente), il che ne ostacola la consultazione, e che il display non è user-friendly, dovendosi per semplicità costruttiva utilizzare una soluzione di consultazione delle diverse informazioni "a scorrimento di lista", senza navigazione in un albero logico (il che richiederebbe una pulsantiera più sofisticata in luogo del pulsante unico oggi disponibile). Inoltre, la prima generazione è caratterizzata dalla lentezza del processo di riconfigurazione e dall'assenza di interoperabilità con terze parti, basandosi su un protocollo proprietario.

Inoltre, da quanto detto, i misuratori di prima generazione (che sono, per quanto riguarda la BT, circa 37 milioni) con maggiore anzianità di servizio sono stati installati anche più di quindici anni fa. Fare riferimento a tale periodo di tempo non è casuale, in quanto la normativa vigente reca l'obbligo di "verificazione periodica" per i misuratori di energia elettrica in bassa tensione commercializzati e messi in servizio

prima del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 226. Va da sé, peraltro, che, dal punto di vista dei costi, la verifica periodica è quasi confrontabile con la sostituzione.

D'altronde, dal punto di vista della possibilità "di mercato" di disporre di dati di misura e, quindi, della valutazione dei benefici conseguibili derivanti da una maggiore consapevolezza del cliente circa i propri comportamenti d'uso della risorsa energia elettrica, è rilevante notare che, nei primi anni di questa decade, una sperimentazione condotta su circa 5.000 clienti, nell'ambito dei progetti pilota smart grid avviati per iniziativa dell'Autorità, ha permesso di valutare gli effetti potenziali in termini di risparmio energetico. È acclarato che la maggiore consapevolezza dei consumatori in relazione ai propri prelievi e consumi di energia elettrica e ai costi che ne derivano fornisce stimoli non solo alla riduzione della propria spesa ma anche al risparmio di energia (primaria) attraverso la modifica delle proprie abitudini d'uso.

Quindi un contesto maturo tecnologicamente e innovativo rispetto al resto d'Europa (eccezion fatta per la Scandinavia) - ma anche caratterizzato da limiti strutturali, alcuni dei quali amplificati dalla diffusione dei prosumer - che è già di per sé proiettato verso una seconda fase, anche alla luce della progressiva trasformazione degli usi finali in atto verso una maggiore elettrificazione.

In questo contesto, il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, come noto, ha recepito nell'ordinamento nazionale la direttiva europea 27/2012 sull'efficienza energetica, volta, tra l'altro, a favorire l'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica e a promuovere la partecipazione attiva della domanda. In particolare, il decreto ha dato mandato dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (Arera) di predisporre le specifiche abilitanti dei sistemi di misurazione intelligenti, a cui le imprese distributrici in qualità di esercenti l'attività di misura sono tenuti ad uniformarsi, affinché, tra l'altro, siano fornite informazioni sul tempo effettivo di utilizzo, siano messi a disposizione dei dati relativi all'immissione in rete o al prelievo al cliente o a un terzo designato e siano considerate le funzionalità per la domanda attiva (servizi di flessibilità).

In esito a un ampio processo di consultazione e di approfondimento, che ha coinvolto anche gli operatori delle telecomunicazioni, e sulla base dell'esperienza della prima generazione di misuratori elettronici, l'Arera, con la delibera 87/2016, ha dapprima definito le funzionalità per i misuratori di seconda

generazione e le performance dell'intero sistema di smart metering 2G. L'approccio adottato è stato quello di definire soluzioni tecnologicamente neutre, definendo livelli di prestazione e di obiettivo, dando la possibilità di assecondare progressivamente l'evoluzione tecnologica. È stato altresì individuato come essenziale per il sistema di smart metering 2G, in generale, l'irrobustimento dell'"intelligenza" del misuratore di per sé e della sicurezza di comunicazione a fini di protezione dei dati trasmessi rispetto alla prima generazione.

In particolare, le funzionalità previste riguardano il passaggio da letture mensili con granularità per fasce (attualmente in essere per tutti i clienti domestici e non domestici con potenza fino a 55 kW) a letture giornaliere con granularità per quarto d'ora, e la messa a disposizione ai venditori di tali dati, dopo la validazione da parte del distributore e per il tramite del Sistema Informativo Integrato, tipicamente entro 24 ore (anziché all'inizio del mese successivo, come invece attualmente). Questo radicale cambiamento della "catena" di trasmissione dei dati dal misuratore al distributore e al venditore (c.d. chain 1) - ovvero la messa a disposizione di dati validati con prossimità temporale molto maggiore rispetto al momento del prelievo o dell'immissione di energia - consentirà ulteriori notevoli benefici analizzati nel documento per la consultazione dell'Arera 468/2016, con riferimento ai clienti finali e ai diversi operatori della filiera del settore elettrico (imprese di distribuzione, imprese di vendita, società di servizi energetici).

I requisiti funzionali 2G prevedono, oltre al potenziamento della trasmissione tradizionale della chain 1, un flusso di dati completamente nuovo tra i sistemi di misurazione e i dispositivi posti presso i clienti finali (c.d. chain 2): tali dati sono disponibili pressoché in tempo reale, in modo che possano essere immediatamente utilizzabili dal cliente stesso, da soggetti designati da esso o dal venditore per informazione o per specifici servizi energetici. Ciò al fine di consentire l'analisi dei propri consumi e il monitoraggio della propria energy footprint o lo sviluppo di offerte innovative integrate con altri servizi.

Dal punto di vista più tecnico, la scelta delle tecnologie di comunicazione è lasciata all'impresa di distribuzione:

- la chain 1, verso il "sistema elettrico" - ovvero la catena informativa di comunicazione di dati già esistente tra il misuratore posto presso il punto di prelievo/immissione e il distributore, oggetto di potenziamento - può utilizzare la

Power Line Carrier (PLC)<sup>1</sup> in banda A (riservata alle imprese distributrici), la tecnologia di comunicazione RF 169 o altre tecnologie TLC;

- la chain 2, verso i dispositivi utente - ovvero la nuova comunicazione monodirezionale telematica di dati e informazioni elaborati dal misuratore presso il punto di prelievo/immissione al cliente - prevede che i dati originati dal misuratore siano veicolati direttamente a un dispositivo nella disponibilità del cliente (o di terza parte autorizzata) senza la transizione per i distributori. Tale canale deve poter sfruttare almeno la PLC in banda separata (c.d. banda C destinata alla comunicazione per soggetti diversi dalle imprese distributrici). Il protocollo che definisce le regole per lo scambio di informazioni tra misuratore e dispositivo sono state definite secondo uno standard aperto e unificato a livello nazionale dal Comitato Elettrotecnico Italiano, al fine di permettere una più rapida diffusione di tali dispositivi.

Il flusso della chain 1 riguarda quindi dati validati dal distributore; quello della chain 2, invece, dati non validati che non passano attraverso il sistema elettrico, ma divengono disponibili quasi istantaneamente e in locale, per poi - eventualmente - essere veicolati al cliente (o alla società di servizi energetici autorizzata e incaricata), ad esempio, attraverso internet. In funzione della necessità di avere dati validati o meno, nonché delle tempistiche della loro effettiva messa a disposizione, sono identificabili servizi e processi differenti e ciò consente di delineare rilevanti cambiamenti nei mercati dell'energia elettrica che riguardano sia il cliente finale sia il sistema elettrico nella sua interezza.

Tutto questo in termini generali. Con successivi articoli saranno descritti la regolazione e i programmi previsti delle imprese di distribuzione per le sostituzioni nelle nostre case. Nel frattempo, prepariamoci anche noi piccoli consumatori al futuro e alla (possibilità di) gestione più consapevole dei nostri dati energetici.

\*\*

*questo non è un documento ufficiale dell'Autorità e le opinioni espresse sono quelle dell'autore*

<sup>1</sup> tecnologia per la trasmissione di dati che utilizza la rete di alimentazione elettrica come mezzo trasmissivo.

