



Enel-ITA-24/07/2017-0113004

enelitalia@pec.enel.it

ITA/RA

Spettabile
Autorità per l'energia elettrica il gas e il
sistema idrico
Direzione Mercati Retail e Tutela dei
consumatori di energia
Unità Efficienza nel Consumo
Unità SII, Processi e Monitoraggio
Piazza Cavour, 5
20121 Milano

Oggetto: Risposta al Documento per la consultazione 466/2017/R/eel "Sistemi di misura 2G: orientamenti relativi alle disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario, aggregazione e configurazione"

Si trasmette la risposta Enel al documento in oggetto.

Con i migliori saluti

Francesca Valente
La Responsabile

Il presente documento è sottoscritto con firma digitale ai sensi dell'art. 21 del d.lgs. 82/2005. La riproduzione dello stesso su supporto analogico è effettuata da Enel Italia srl e costituisce una copia integra e fedele dell'originale informatico, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente.

RISPOSTA DI ENEL SPA
AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 466/2017/R/EEL

24 luglio 2017

“Sistemi di misura 2G: orientamenti relativi alle disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario, aggregazione e configurazione”

OSSERVAZIONI GENERALI

Enel condivide l'evoluzione regolatoria prospettata dall'Autorità in merito ai sistemi di misura 2G finalizzata sia ad estendere il passaggio al trattamento orario dei punti dotati di tali sistemi sia a valorizzare i primi benefici commerciali ottenibili sul mercato grazie, ad es, alla possibilità di configurare le fasce e la fruibilità di alcune informazioni anagrafiche direttamente sul nuovo contatore. Evidenziamo però alcuni punti di attenzione di cui riteniamo opportuno tenere conto con riferimento alle tempistiche previste per il suddetto passaggio e ad alcuni elementi di criticità che, in conseguenza a tale passaggio, potrebbero riflettersi in fase di attribuzione dell'energia agli Utenti del Dispacciamento (UdD) e ad Acquirente Unico (AU).

Tempistiche di passaggio al trattamento orario

Enel condivide i criteri ipotizzati nel DCO per il passaggio al trattamento orario. In particolare, si condivide la previsione di garantire 12 mesi di disponibilità delle curve orarie, quale condizione abilitante al passaggio al trattamento orario. Si ritiene però evidenziare che il primo termine da cui far decorrere il suddetto trattamento non possa essere antecedente al mese di agosto 2018 (con la prima attività di aggregazione da parte del SII nel mese di settembre 2018). Una decorrenza anticipata rispetto al mese di agosto 2018, infatti, non garantirebbe la disponibilità dei dati per il periodo atteso di 12 mesi in quanto non risulterebbero certamente disponibili i dati relativi ai mesi di giugno e luglio 2017. Infatti, il combinato disposto degli obblighi di rilevazione dei dati di misura quattorari (60 giorni dall'installazione del primo contatore di cui alla delibera 87/2016/R/eel) e le tempistiche di approvazione/avvio del Piano, determina inevitabilmente l'impossibilità di disporre di dati completi per il mese di giugno 2017. Inoltre, le stesse tempistiche di implementazione della nuova piattaforma *cloud based* per lo scambio dei dati quattorari – peraltro in fase di avviamento in esercizio da parte del SII proprio in questi ultimi giorni del corrente mese di luglio – potrebbero non garantire la disponibilità in RCU dei dati per periodi antecedenti.

Attribuzione dell'energia ai fini del settlement mensile agli UdD e ad AU

L'attuale meccanismo del “*load profiling*” (LP) rimanda la corretta attribuzione dell'energia effettivamente prelevata alle sessioni di conguaglio appositamente previste dal TIS, prevedendo nel frattempo l'attribuzione dell'energia agli UdD secondo criteri convenzionali basati sui CRPP e, per differenza, ad AU e quindi agli Esercenti la Maggior Tutela (EMT). Difatti i CRPP vengono

determinati, per fascia e per mese, il 20 maggio di ogni anno assumendo, al denominatore, l'energia prelevata da tutti i clienti non trattati su base oraria nell'anno precedente. Gli stessi, senza subire alcuna variazione nei 12 mesi successivi, sono poi utilizzati per attribuire agli UdD quota parte del Prelievo Residuo di Area mensile. Un siffatto meccanismo, in occasione di significativi incrementi del perimetro dei POD trattati orario - ovvero di significative riduzioni del livello del PRA atteso - determina (provvisoriamente fino al momento del conguaglio) una minore attribuzione mensile dell'energia non oraria agli UdD diversi dall'AU. Ciò in quanto i CRPP essendo, come detto, calcolati su un livello di PRA più elevato (quello dell'anno precedente), risultano inevitabilmente sottostimati. In altri termini, a fronte di una riduzione del livello di PRA - conseguente ad un incremento del perimetro dei POD trattati orari - i CRPP dovrebbero subire un incremento. Siccome invece questi ultimi, a regole attuali, rimangono invariati per un anno, l'attribuzione dell'energia a LP, riferita al medesimo periodo, risulta sottostimata verso gli UdD e, di conseguenza, sovrastimata per gli EMT cui, come detto, tale quota viene infatti attribuita per differenza.

In assenza di azioni correttive, tale effetto cesserebbe in concomitanza del ricalcolo annuale dei CRPP quando cioè cessa il contributo dei punti passati a trattamento orario nell'anno precedente. Lo sbilanciamento prodotto nel suddetto periodo sarà poi recuperato in occasione delle sessioni di conguaglio successive (fermo restando i relativi oneri finanziari).

Al fine poi di eliminarlo completamente, si potrebbe ad esempio prevedere l'ampliamento del perimetro dei punti a trattamento orario con **"passaggi in blocco"** e **contestuali** alla sessione di ricalcolo periodico dei CRPP. Al fine però di mantenere una certa continuità nel passaggio dei punti a trattamento orario, potrebbe essere inoltre incrementata la frequenza di ricalcolo dei CRPP (es. un ricalcolo quadrimestrale potrebbe essere un buon compromesso fra la maggiore onerosità dell'attività di ricalcolo e la necessità di prevedere passaggi il più continui possibili).

SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

Q1 Si condivide l'orientamento che prevede un periodo transitorio di 12 mesi dalla messa a regime di un misuratore 2G prima del passaggio al trattamento orario del punto di prelievo ai sensi del TIS? In alternativa si possono prevedere tempistiche diverse, eventualmente differenziate sulla base della tipologia dei punti di prelievo (clienti domestici/non domestici) o del livello di potenza?

Q2 Si ravvedono ulteriori criticità nelle modalità del passaggio al trattamento orario di tutti i punti di prelievo con misuratore 2G?

Q3 Si ritiene opportuno valutare eventuali ulteriori modifiche al settlement a seguito dell'installazione massiva dei misuratori 2G?

Si rimanda alle Osservazioni Generali. Circa la previsione di tempistiche differenziate sulla base della tipologia dei punti di prelievo (es. domestici/non domestici) o sul livello di potenza, come proposto nel quesito Q1, si ritiene che questa non solo non apporti effettivi benefici ma rischia di costituire un'inutile complicazione operativa per operatori e SII oltre che ritardare la fruibilità effettiva dei possibili benefici commerciali collegati all'installazione di contatori di nuova generazione.

Q4 Si condivide l'orientamento dell'Autorità di prevedere che le operazioni di configurazione delle informazioni contrattuali che dovranno essere gestite dai sistemi di misura 2G siano effettuate con un processo centralizzato attraverso il SII?

Si rimanda alle Osservazioni Generali. Si evidenzia, però, la necessità di armonizzare il quadro regolatorio al fine di sollevare le Imprese Distributrici (ID) dagli eventuali oneri che dovessero derivare dal degrado delle *performances* definite dalla delibera 87/16 – Livello [L-2.01] Allegato B – qualora lo stesso non sia riconducibile a inadempimenti delle ID ma siano conseguenza di eventuali disservizi/malfunzionamenti del SII.

Q5 Si ritiene, in generale, correttamente individuata l'attribuzione delle responsabilità per la configurazione del sistema di misura 2G?

Enel condivide la previsione di escludere l'accesso al servizio, almeno in questa prima fase, ai soggetti terzi e rimandare tali aspetti a futuri approfondimenti da parte dell'Autorità.

È inoltre condivisibile, in generale, l'attribuzione di ruoli e responsabilità individuati in tema di configurazione dei contatori 2G. In merito invece alla proposta di rendere il dato POD “personalizzabile” sarebbe opportuno valutare se lasciarlo sempre visibile in modo da agevolare ulteriormente il cliente circa una più immediata identificazione della fornitura nella sua gestione commerciale.

Q6 Si ritiene utile prevedere che le informazioni gestite dal misuratore non già contenute nel SII possano costituire ulteriori elementi del corredo informativo del punto di prelievo, prevedendone un primo caricamento e poi il successivo aggiornamento attraverso il processo di configurazione? Illustrare brevemente le motivazioni.

Q7 Quali ulteriori elementi dovrebbero essere considerati al fine di definire correttamente il processo di configurazione?

Q8 Si condividono le modalità di implementazione proposte?

In generale Enel condivide la previsione di centralizzare il processo di configurazione dei nuovi contatori sul SII. Di seguito riportiamo però alcuni elementi di attenzione di cui tenere conto nel provvedimento finale:

- come previsto dalla delibera 87/16/R/eel, il processo di configurazione dovrà essere reso disponibile al raggiungimento della soglia di punti di prelievo dotati di contatore 2G pari al 5% dei punti di prelievo di competenza dell'ID fermo restando, però, la possibilità di personalizzare le fasce solo ad avvenuto passaggio del punto al trattamento orario;
- stante l'attuale struttura regolata delle tariffe e delle fasce sarebbe opportuno escludere esplicitamente dal processo di configurazione delle fasce i POD associati agli EMT e agli Esercenti la Salvaguardia. Per le stesse motivazioni, nei casi di ritorni dei punti in maggior tutela (MT) è necessario prevedere da parte del SII il ripristino automatico della configurazione di *default* delle fasce orarie regolate. A tal fine il SII dovrà garantire alle ID un'opportuna notifica di

tali eventi in tempo utile per consentire a queste ultime di riprogrammare le fasce prima della decorrenza del passaggio;

- analogo processo occorrerà prevedere nei casi di switching. Anzi, in tali casi, Enel ritiene necessario integrare direttamente il processo di configurazione delle fasce all'interno del processo di switching in modo da abilitare il venditore entrante a richiedere la propria configurazione commerciale già in tale processo e consentire così all'ID di realizzare per tempo la riprogrammazione necessaria.

Con riferimento invece al punto 4.16, circa la proposta di centralizzare sul SII le richieste di intervento verso le ID in caso di morosità, riteniamo forse più opportuno approfondire meglio la tematica in una fase successiva.

Con riferimento poi al punto 4.24, Enel ritiene condivisibile la previsione di integrare fin da subito il RCU con le informazioni gestite nell'ambito del processo di configurazione, prevedendo un primo popolamento d'ufficio a carico del SII sulla base delle configurazioni di *default* ovvero delle informazioni ricavabili da quelle già contenute nel Registro.

Modalità di comunicazione delle misure quartorarie dalle ID al SII e dal SII agli UdD - Come già discusso e condiviso nell'ambito del "GdL Standard settore elettrico", per la prima fase di avvio della gestione dei dati quartorari dei contatori 2G, al fine di minimizzare gli impatti sugli Operatori coinvolti, si è convenuto di utilizzare gli attuali tracciati con differenti regole di compilazione, rimandando quindi ad un successivo momento gli interventi di ottimizzazione degli stessi. In tale ambito Enel ritiene opportuno adottare – contestualmente all'avvio del processo di passaggio a trattamento orario dei punti dotati di contatori 2G – una soluzione finalizzata a favorire il corretto scambio oltre che dei dati di misura quartorari anche delle segnanti dei totalizzatori come registrate alla data di *freezing*. Con l'aumento dei volumi di POD a gestione oraria, infatti, ciò diventa indispensabile al fine di facilitare le attività gestionali, in particolare la fatturazione, evitando così gli oneri connessi alla sistematica attività di aggregazione dei dati quartorari. Tale aspetto assume particolare rilevanza con riferimento agli EMT che, viceversa, sarebbero costretti a realizzare investimenti anche importanti sui propri sistemi per un servizio destinato ad esaurirsi nel breve termine con il previsto superamento dei regimi di prezzo.

Infine, Enel intende evidenziare anche la necessità di prevedere, nell'ambito del processo di configurazione, un servizio che consenta alle ID di comunicare al SII l'avvenuta riprogrammazione delle fasce orarie nei casi in cui ciò non sia conseguenza di una richiesta dell'UdD/CC (Controparte Commerciale). Ciò al fine di consentire la corretta gestione nei casi di guasto o malfunzionamento delle apparecchiature che necessitano di un intervento di ripristino o sostituzione del contatore. In tali eventualità, le ID cercheranno comunque di recuperare le informazioni relative alla programmazione delle fasce al fine di poterla ripristinare e, qualora ciò non fosse possibile, provvederanno a riprogrammare la configurazione di *default*. Il servizio consentirà inoltre alle ID di aggiornare il RCU ovvero a notificare l'evento al SII affinché quest'ultimo possa, a sua volta, informare gli UdD/CC.