

RISPOSTA DI ENEL AL
DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 416/2015/R/EEL
SISTEMI DI *SMART METERING* DI SECONDA GENERAZIONE PER LA MISURA DI ENERGIA
ELETTRICA IN BASSA TENSIONE

Orientamenti per la determinazione delle specifiche funzionali in attuazione dell'articolo 9, comma 3, del
decreto legislativo 102/2014

OSSERVAZIONI GENERALI

Il processo di sostituzione dei misuratori di energia in bassa tensione con misuratori di nuova generazione, che avrà inizio nel 2016, rappresenta una tappa importante del processo di definizione delle direttrici lungo le quali si svilupperà l'intero sistema elettrico futuro, oltre che un passo necessario in considerazione della scadenza della vita tecnico-economica dei primi contatori installati da Enel nel 2001.

È pertanto necessario procedere nel più breve tempo possibile alla definizione dei requisiti funzionali in considerazione dell'avvicinarsi della scadenza del 2016 per consentire agli operatori di avere a disposizione i tempi tecnici minimi necessari per la predisposizione delle gare europee per la produzione e delle gare per l'installazione, oltre che la predisposizione dell'intera macchina organizzativa per il deployment dell'intero progetto, ivi incluse le attività di comunicazione verso la clientela e verso tutti gli stakeholder interessati.

I misuratori di seconda generazione (2G) dovranno contenere gli elementi necessari perché si realizzi un vero e proprio salto tecnologico tale da conseguire importanti benefici per i clienti, gli operatori del mercato e il sistema elettrico nel suo complesso.

Una auspicabile massimizzazione dei benefici conseguibili risulta strettamente correlata anche alle tempistiche con le quali avverrà l'intero processo di sostituzione. Risulta infatti di fondamentale importanza fare in modo che il piano di rinnovo proceda in modo veloce e uniforme sul territorio nazionale, beneficiando così di rilevanti economie di scala per i costi installativi e garantendo parità di trattamento a tutti i clienti che dovranno beneficiare quanto prima delle nuove funzionalità dei misuratori 2G, in particolare di quelle mirate all'aumento della consapevolezza sui consumi energetici.

Ed è proprio su tale aspetto che si concentreranno le maggiori novità in termini di nuove funzionalità.

Si evidenzia, infatti, che i contatori digitali oggi in campo hanno consentito di perseguire relevantissimi benefici in termini di maggiore efficienza dei processi dei distributori, che si sono tradotti di conseguenza in minori costi per i clienti finali.

Pur confermando le efficienze già in atto e traguardandone di nuove attraverso il miglioramento delle performance, il contatore 2G apre nuove prospettive in quanto consentirà finalmente di accelerare l'estrinsecarsi di benefici derivanti dai nuovi servizi abilitati, servizi che determineranno importanti vantaggi per i clienti, i produttori, i venditori e più in generale per tutto il sistema elettrico.

Ci riferiamo in particolare all'apertura dei protocolli di comunicazione delle misure, volti ad abilitare nuovi servizi di sviluppo della consapevolezza e della successiva capacitazione dei clienti che, in tal modo, avranno ampi strumenti per ottimizzare i propri consumi e ridurre la spesa energetica complessiva.

Come più volte evidenziato da codesta Autorità nello stesso documento di consultazione, il tema della messa a disposizione dei dati di consumo ai clienti e ai soggetti da loro designati, anche attraverso l'apertura del protocollo di comunicazione, riveste un'importanza fondamentale per conseguire l'obiettivo di piena consapevolezza dei clienti e di accelerazione delle azioni di efficienza energetica.

Inoltre, con tale funzionalità il distributore si conferma nel ruolo di facilitatore neutrale del mercato e di un settore, quale quello dell'efficienza energetica, che presenta ancora ampi margini di sviluppo nel nostro Paese. Il requisito dell'apertura del protocollo consente, inoltre, di avere uno sviluppo pienamente concorrenziale di questo mercato e di aiutare le famiglie nelle azioni di contenimento della spesa energetica complessiva, attraverso il controllo e l'ottimizzazione dei consumi.

Il cliente avrà così la possibilità di far evolvere la sua attitudine verso il consumo energetico confermandosi sempre più come cliente proattivo e non solo passivo. Inoltre, le nuove figure di *prosumer* sempre più diffuse sul mercato, avranno nuovi strumenti integrati di controllo dei flussi energetici complessivi, sia in prelievo che in immissione, tali da consentire loro una gestione evoluta della loro *energy footprint*.

A questo si aggiunga un ulteriore fattore innovativo che deriverà dalla completa integrazione del nuovo contatore in una rete elettrica nel pieno di un processo di smartizzazione, abilitando anche nuove funzionalità a supporto di una gestione ottimale della stessa e confermando il nostro Paese tra quelli all'avanguardia a livello europeo e mondiale sia nel campo della misura che in quello delle reti intelligenti.

In relazione alla attesa consultazione sulla Cost Benefit Analysis (CBA) che definirà le modalità con le quali gli operatori dovranno elaborare una analisi costi benefici sul contatore 2G, oltre a ribadire la necessità di un processo tempestivo, efficace e in linea con le migliori *practice* europee, si evidenzia che, così come già avvenuto in passato con l'attuale generazione di contatori, la soluzione Enel si rivela, in confronto con le soluzioni smart metering degli altri Paesi europei, quella con il più vantaggioso rapporto costi/benefici. Ciò è possibile sia grazie all'esperienza maturata in questi anni oltre che a importanti ottimizzazioni di costo a

parità di funzionalità richieste e di benefici derivanti; riteniamo tale considerazione di estrema importanza se si tiene conto che la finalità ultima di un mercato efficiente è quella di conseguire gli obiettivi stabiliti in termini di funzionalità al minor costo per i consumatori.

Inoltre, segnaliamo l'importanza dei temi di sicurezza delle soluzioni tecnologiche che saranno adottate, non solo in termini di cybersecurity ma anche in termini di sicurezza fisica di un'infrastruttura essenziale per tutto il mercato elettrico quale è quella di misura.

In un paese come l'Italia in cui la scelta si è orientata verso misuratori che siano nella piena disponibilità sia dei clienti che dei distributori, che ne hanno la proprietà e la responsabilità del corretto funzionamento, non si può non tenere conto di soluzioni che debbano minimizzare potenziali accessi non consentiti o punti di vulnerabilità. Infatti l'esperienza di questi anni sul contenimento delle perdite di rete dimostra che l'incidenza delle perdite commerciali di energia, anche per il tramite di manomissioni dei contatori, è in costante aumento nonostante le numerose e impegnative azioni di prevenzione e di recupero messe in atto dai distributori.

Infine, come già riportato anche nelle risposte ai precedenti DCO sul costo riconosciuto e sulla definizione del tasso di remunerazione del capitale investito, si evidenzia come le decisioni dell'Autorità relative al prossimo periodo regolatorio, rivestano una importanza cruciale per supportare lo sviluppo di un nuovo assetto del mercato elettrico lungo tutta la catena del valore e generare vantaggi non solo per i clienti finali, ma più in generale per l'intero sistema, anche in termini di benefici ambientali. Tale considerazione è ancor più rilevante se ci si riferisce agli importanti investimenti in innovazione tecnologica quali quelli per l'installazione dei contatori di nuova generazione per i quali il nostro Paese ha sempre rivestito un ruolo primario a livello mondiale.

Enel auspica, pertanto, che si possa proseguire in un percorso virtuoso, inaugurato con i primi contatori digitali e proseguito negli anni fino agli ultimi orientamenti sugli Smart Distribution System, tra aziende che innovano e l'Autorità che delinea, attraverso la regolazione, lo sviluppo del futuro mercato anche facendo leva su tali innovazioni.

RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

S1. Si condividono gli obiettivi specifici indicati? Vi sono altri aspetti che andrebbero considerati come obiettivi dell'intervento?

Enel condivide gli obiettivi del documento di consultazione.

S2. Si condivide l'analisi dei criteri di “*future proof design*” condotta in questo capitolo? Vi sono ulteriori criteri di progettazione da considerare?

Si condivide l'analisi dei criteri proposta nel documento di consultazione e si riportano di seguito alcune considerazioni di dettaglio.

Criterio A. Minimizzazione delle esigenze di riprogrammazione di sistema

Un requisito importante del sistema è che i parametri del misuratore possano essere configurati in un tempo ragionevole.

Enel ritiene che sarebbe preferibile parlare di riconfigurazione piuttosto che di riprogrammazione.

Con il termine ri-configurazione si intende la valorizzazione di uno o più parametri che determinano il comportamento del software già presente a bordo del contatore stesso. Il software infatti è realizzato in modo tale da dipendere da tali parametri che sono dislocati in specifici registri noti e indirizzabili tramite gli strumenti di ri-configurazione.

Aumentare la flessibilità della ri-configurazione significa incrementare il numero di parametri che possono essere oggetto di ri-configurazione, quindi deriva da un buon disegno del software.

Con il termine ri-programmazione, invece, si intende che il software residente a bordo del contatore viene aggiornato con un altro software. Di solito una versione software si sostituisce per correggere malfunzionamenti oppure per estendere le funzionalità. Tale aggiornamento può essere effettuato localmente oppure remotamente, attraverso opportune interfacce di comunicazione.

Le quantità di byte da trasmettere per una ri-configurazione e una ri-programmazione sono differenti. Maggiore è la quantità di dati da trasmettere e più alta è la probabilità che la relativa trasmissione sia soggetta a disturbi tali da rendere necessaria una sua ritrasmissione.

Anche alla luce di quanto sopra si conferma che il nuovo sistema potrà garantire tempi di riconfigurazione significativamente ridotti, dal momento che già prevede una ampia flessibilità e un aumento dei parametri oggetto di riconfigurazione.

Criterio B. Massima indipendenza possibile da componenti hardware aggiuntive

Per la seconda generazione di contatori sarà previsto un potenziamento dell'hardware del contatore e del concentratore sia dal punto di vista dell'architettura che delle risorse, tale da ampliare le funzionalità anche in un'ottica prospettica di medio lungo termine, sfruttando al meglio la componentistica hardware disponibile oggi sul mercato.

Criterio C. Separazione delle risorse di comunicazione per la telegestione e per la messa a disposizione dei dati ai clienti e terze parti designate dai clienti

Enel condivide la proposta di separazione contenuta nel DCO e conferma che per la seconda generazione di misuratori allo studio possa essere prevista la separazione delle due bande A (riservata al distributore) e C (riservata alla comunicazione con terze parti).

Criterio D. Interoperabilità con dispositivi di terze parti

Enel concorda con la necessità di una tempestiva definizione, per iniziativa dei distributori, di un protocollo di comunicazione sulla banda C aperto e unico a livello nazionale.

Peraltro nella discussione ancora in corso si segnala che è in fase di approvazione il protocollo in Banda C di Meters and More, tra contatore e dispositivo domotico, nella relativa associazione senza scopo di lucro a cui seguirà la richiesta di approvazione al CENELEC.

Infine si concorda con l'opportunità di certificazione dei dispositivi tramite test provider adeguatamente qualificati.

Criterio E. Intercambiabilità con sistemi di altri distributori di energia elettrica

Enel concorda con l'Autorità circa l'opportunità della definizione da parte dei distributori di una pila protocollare completa per la banda A unica a livello nazionale.

Criterio F. Immunità in ambienti elettromagnetici perturbati

Con riferimento ai problemi di inquinamento armonico sulla PLC da parte degli inverter si precisa che i dispositivi che possono produrre rumore non si limitano solo agli inverter ma includono anche altri dispositivi presenti sul mercato quali ad es. dispositivi che utilizzano tecnologia switching (lampade led, alimentatori, ecc.).

Enel auspica che l'Autorità possa segnalare, attraverso gli opportuni canali (CEER, ACER etc), alla Commissione Europea e agli organismi tecnici competenti che siano definite regole chiare di utilizzo della banda A, riservandola all'attività del distributore e preservandola da disturbi immessi da altri dispositivi non del distributore.

Si ricorda, a questo proposito, che IEC/CENELEC non hanno ancora definito i limiti dei disturbi condotti che dispositivi di potenza, quali ad esempio gli inverter, possono iniettare sulla linea di bassa tensione. Addirittura si fa presente che alcuni comitati tecnici di prodotto, esempio CT22 di IEC, stanno spingendo soluzioni con limiti più alti possibili, con notevoli impatti sulle prestazioni della comunicazione PLC e quindi sul livello di servizio che il distributore deve garantire a tutti gli operatori e ai clienti.

Si precisa inoltre, che le soluzioni tecniche ad oggi disponibili non consentono di assicurare in ogni momento la raggiungibilità completa di tutti i dispositivi, a discapito quindi di livelli di performance costanti nel tempo.

Si ravvisa infine l'opportunità di prevedere l'utilizzo di ulteriori bande attualmente disponibili ma non dedicate al distributore (>150 kHz), nelle quali il livello di rumore sulla PLC è tipicamente più basso rispetto a quello presente nella banda A.

Criterio G. Multicanalità per la comunicazione e la messa a disposizione dei dati

In relazione al criterio della multicanalità, al fine di migliorare i tassi di successo delle operazioni e di ovviare alle difficoltà di cui al criterio F) si concorda con la previsione di comunicazione in radiofrequenza come soluzione di back up, nel caso di presenza di rumore nella banda A e che può essere utilizzato anche in caso di emergenza quando viene a mancare la disponibilità del canale PLC.

Si precisa che, a causa della banda limitata disponibile sul canale radiofrequenza, tale canale non potrà garantire il volume di informazioni previste nel canale PLC e quindi lo stesso va inteso come canale integrativo di back-up.

Inoltre in presenza di diversi servizi (es. acqua, gas, energia elettrica) comunicanti in radiofrequenza, si ritiene necessario definire le regole di utilizzazione di tale canale al fine di ridurre le eventuali interferenze di comunicazione, con conseguente degrado delle rispettive performance.

Di seguito si espongono invece le considerazioni relative alla previsione di una porta USB/RJ45 sul misuratore.

Come anche indicato da codesta Autorità, nel 50% circa dei casi, il misuratore è posto all'esterno dell'abitazione/luogo di lavoro ed in locali accessibili da soggetti terzi rispetto al cliente.

Enel ritiene che la porta USB/RJ45 potrebbe rappresentare un potenziale *vulnus* sul contatore, in quanto può comportare problemi di sicurezza elettrica e vulnerabilità, vandalismo e privacy.

La porta USB/RJ45 è infatti una porta di accesso all'alimentazione del misuratore (potenzialmente nella porta USB vi si potrebbe collegare ad es. uno smartphone per la sua ricarica) e al misuratore stesso, anche nel caso in cui si predispongano opportune protezioni della stessa; ciò potrebbe favorire comportamenti illeciti e incrementare le perdite di rete sia tecniche che commerciali. Tali possibilità risulterebbero incoerenti con le previsioni regolatorie e con gli strumenti a disposizione del distributore per ridurre le perdite di rete.

Da un punto di vista delle performance, il dispositivo di comunicazione wireless associato alla porta USB/RJ45 in certe situazioni potrebbe presentare problemi di trasmissione del dato, in particolare qualora il contatore sia posto in strada lontano dall'abitazione o in locali sotterranei, dal momento che si presenterebbero difficoltà di accesso al router wi-fi installato in casa del cliente.

Inoltre, tale canale alternativo sarebbe di fatto utilizzato solo da quella parte di clienti che registrano notevoli disturbi sulla PLC tali da compromettere la comunicazione in banda C. Pertanto, il costo aggiuntivo di tale porta sarebbe sostenuto dall'intera collettività a fronte dell'utilizzo di una parte limitata di clienti.

Tuttavia per venire incontro all'esigenza espressa, si potrebbe proporre, come soluzione alternativa, l'utilizzo di un dispositivo che comunica attraverso la banda C ma separato dal contatore e installato subito a valle dello stesso per minimizzare l'effetto dei disturbi. Tale dispositivo potrebbe disporre di una porta USB/RJ45 alla quale associare un dispositivo wireless in grado di comunicare facilmente con il relativo router WiFi.

Tale soluzione, rispetto alla porta USB proposta, garantirebbe i seguenti vantaggi:

- una maggiore flessibilità, in quanto sarebbe utilizzata e pagata dai soli clienti interessati, riducendo in modo importante il costo complessivo del sistema;
- una massima apertura del mercato, in quanto il dispositivo potrebbe essere realizzato da qualunque produttore.

In caso di assenza di rumore sul canale in banda C, derivante da apparecchiature elettroniche del cliente (dispositivi di switching, lampade led, alimentatori, ecc.), il cliente potrebbe in ogni caso prevedere l'installazione di tale dispositivo, dotato delle porte fisiche di accesso di cui sopra, anche all'interno dell'abitazione e quindi al riparo da eventuali utilizzi impropri lesivi della sicurezza fisica del contatore e della privacy.

Si ritiene necessario, a tale proposito, che l'Autorità segnali attraverso opportuni canali agli organismi tecnici competenti affinché siano definite regole chiare di utilizzo anche della banda C, con l'obiettivo di ridurre i limiti dei disturbi condotti generati dai dispositivi elettronici, al fine di garantire l'efficacia della comunicazione in tale banda in ogni momento.

Un'ulteriore soluzione alternativa, che venga incontro all'esigenza di multicanalità, potrebbe essere quella di utilizzare un dispositivo in grado di comunicare con la porta ottica del misuratore. L'utilizzo della porta ottica, rispetto alla porta USB presente sul contatore, presenta i seguenti rilevanti vantaggi:

- è già presente sul contatore per le finalità di riprogrammazione in loco e non determinerebbe dunque costi aggiuntivi
- presenta consumi elettrici, legati alla trasmissione del segnale, di entità trascurabile rispetto a quelli di una porta USB
- è galvanicamente separata dal contatore, non richiede l'esigenza di realizzare un ulteriore isolamento e rende il contatore più sicuro elettricamente e meno vulnerabile
- a differenza della porta USB/RJ45, consente intrinsecamente la possibilità di accesso solo push (possono essere impostati sul misuratore quali dati inviare e con quale frequenza, ad esempio i dati relativi ai registri di energia, eventi, allarmi, ecc.).

Criterio H. Sicurezza informatica avanzata

Enel conferma che effettuerà un'analisi di rischio per la sicurezza dei sistemi di misurazione di seconda generazione attraverso il modello Data Privacy Impact Assessment (DPIA) in linea con quanto previsto dalla Commissione Europea e da ENISA.

Come ricordato anche nello stesso documento di consultazione – che richiama la raccomandazione 2012/148/UE - la protezione dei dati dalla loro perdita, inquinamento o uso illecito rimane un elemento centrale che deve essere comunque garantito, considerato che è fondamentale per il corretto funzionamento di tutto il sistema elettrico (recupero dei prelievi/immissioni di energie, scambi delle misure/consumi rilevati con i vari soggetti, ecc.).

Criterio I. Progressiva integrazione con i sistemi intelligenti di distribuzione

L'integrazione con i sistemi innovativi di distribuzione (*Smart Distribution System*) va considerata tenendo presente la necessità di accesso in sicurezza agli impianti Enel, come peraltro indicato nel documento.

Non si ritiene pertanto percorribile la previsione dell'installazione di un gateway in cabina secondaria.

Si considera l'impiego del gateway come una sostanziale duplicazione del concentratore in quanto dovrebbe avere a bordo le logiche di instradamento e manutenzione verso i dispositivi domotici già insite nel concentratore.

Di conseguenza, l'installazione del gateway comporterebbe anche ulteriori costi non indispensabili, essendo già presente il concentratore.

Si evidenzia inoltre che non è possibile garantire livelli di servizio adeguati per il canale di comunicazione in banda C tra la cabina secondaria e dispositivi domotici in quanto, su questa banda, potrebbero insistere diversi dispositivi comunicanti appartenenti ai vari clienti e non soggetti al controllo della società distributrice e quindi difficilmente gestibili.

Si ritiene che sia più opportuno offrire questi servizi di comunicazione verso i dispositivi domotici, utilizzando altre tipologie di canali oggi disponibili (internet, smartphone).

Criterio J. Minimizzazione dei vincoli di retrocompatibilità per la terza generazione

Enel concorda col principio indicato da codesta Autorità che la minimizzazione dei vincoli di retrocompatibilità per la terza generazione di misuratori possa essere indirizzabile anche attraverso l'introduzione della multicanalità.

S3. Si condividono le prime considerazioni sullo standard internazionale IEC 62056 (DLMS/COSEM) riportate nell'Appendice II?

Si condividono le considerazioni esposte. Si evidenzia che ENEL è stata fortemente coinvolta nella definizione di un protocollo standard europeo, definito nella famiglia CLC/TS 50568 (SMITP), in alternativa al DLMS COSEM. Enel ritiene il data model del SMITP più efficiente rispetto a quello del DLMS COSEM. A proposito del DLMS COSEM, si fa presente che, trattandosi di un protocollo applicativo, è possibile garantire unicamente l'interoperabilità a livello del concentratore, ma non l'intercambiabilità del contatore.

S4. Vi sono altri processi rilevanti per la successiva analisi dei benefici?

Al momento non si ravvedono altri processi rilevanti per la successiva analisi dei benefici.

S5. Si condivide l'analisi delle funzionalità innovative esaminate? Vi sono funzionalità, tra quelle proposte, che si ritengono non necessarie?

Si rimanda alle considerazioni precedenti.

S6. Vi sono altre funzionalità innovative che devono essere considerate dall'Autorità? Vi sono aspetti funzionali che possono essere resi più semplici o più efficaci rispetto a quanto proposto?

Si rimanda alle considerazioni di dettaglio contenute in precedenza con riferimento al criterio G e a quelle contenute nello spunto successivo.

S7. Con riferimento ai requisiti funzionali individuati in maggior dettaglio nell'Appendice III, quali si ritiene che potrebbero risultare non opportuni in base a una successiva analisi costi/benefici sul perimetro delle funzionalità? Per quali motivi?

Funzionalità 1. Registrazione di grandezze continue (energia, potenza, tensione)

- Par. 3.6 Registri di energia [R-01]:

Si specifica che l'energia reattiva deve essere nei 4 quadranti. È necessario eliminare l'energia reattiva importata ed esportata dove citata.

- Par. 3.7 Registri di potenza[R-02]:

Requisito: “Potenza istantanea ai 2 secondi: valore corrente e valore massimo giornaliero”

Proposta Enel: Si suggerisce di modificare la potenza ai 2 secondi con quella a 1 secondo per avere un valore più prossimo possibile a quello istantaneo.

Requisito: “Potenza prelevata attiva massima quartoraria (per ogni fascia, nel giorno e nel mese)”

“Potenza immessa attiva massima quartoraria (per ogni fascia, nel giorno e nel mese)”

Proposta Enel: si ritiene opportuno specificare che si tratta solo di potenza prelevata e non immessa.

Si richiede di sostituire inoltre "nel giorno e nel mese" con "periodo di fatturazione" ove presente. Ai fini della rilevazione dei picchi di potenza, si ritiene che sia sufficiente la rilevazione di una sola tipologia di valore, quello nel periodo di fatturazione. Troppe informazioni rischierebbero di creare problemi di incomprensione/lettura da parte degli utenti finali.

- **Par. 3.8 Registri di Tensione [R-03]:**

Requisito: "Valore minimo della tensione efficace nella settimana "

"Valore massimo della tensione efficace nella settimana "

Proposta Enel: deve essere specificato che si tratta del valore medio di tensione calcolato nei 10 minuti.

Vale la stessa considerazione per il valore massimo.

Requisito: "Numero di campioni della tensione efficace sotto il -15% "

Proposta Enel: Il numero di campioni al di sotto del -15% non è previsto dalla norma EN 50160. Qualora si ritenga necessario introdurre tale requisito si ritiene opportuno prevedere anche il numero di campioni al di sopra del +15% e non solo al di sotto del -15%.

Requisito: "{ Tensione armonica totale THD (limitato alle prime 20 armoniche) } "

Proposta Enel: Si suggerisce di prevedere tale requisito solo per i contatori trifase per non aggravare inutilmente sui costi del contatore monofase.

- **Par. 3.9 Orologio e calendario [R-04]:**

Requisito: "Risoluzione al secondo e deriva massima mensile +/- 60 sec "

Proposta Enel: Si suggerisce di citare la conformità alla IEC 62054-21 senza specificare valori di deriva temporale (le informazioni sulla deriva dell'orologio sono fornite dalla norma stessa).

Non si ravvede la necessità di incrementare ad 11 raggruppamenti nel caso di 6 fasce. Si ritiene che 8 raggruppamenti possano essere considerati sufficienti. Un numero maggiore potrebbe essere difficilmente gestibile da parte del cliente.

Funzionalità 2. Registrazione di eventi (qualità del servizio, eventi contrattuali)

- **Par. 3.11 Interruzioni della tensione [R-06]:**

Requisito: “istante di inizio e istante di fine di ognuna delle ultime 20 interruzioni di durata superiore a tre minuti”

Proposta Enel:

Per la rilevazione delle interruzioni si suggerisce di modificare l'istante di fine con la durata (espressa in secondi) per garantire la retro compatibilità con i misuratori attualmente in campo.

- **Par. 3.12 Altri indici non continui di qualità della tensione [R-07]:**

Requisito: “Variazioni rapide di tensione superiore al 5% del valore nominale, con marca temporale “

Proposta Enel:

Si ritiene più opportuno fare riferimento direttamente alla norma EN 50160.

Non è chiaro a quale valore di tensione ci si riferisca nel requisito (ad es. valore medio nei 3 secondi come le voltage swell o altro)

Requisito: “{ Sovratensioni transitorie fase/terra (*spike*), con marca temporale } “

Proposta Enel: Non risulta chiaro il concetto di “spike” e cioè se si riferisca a sovratensioni a impulso per fulminazione atmosferica o ad altro. In tale caso si fa presente che la norma EN 50160 non definisce tale concetto.

Funzionalità 3. Acquisizione periodica delle grandezze registrate

- **Par. 3.13 Rilevazione giornaliera delle grandezze continue e degli eventi:**

Requisito [R-08]: “Acquisizione giornaliera dei valori massimi, nella giornata, della potenza quartioraria immessa e prelevata per fascia”

Proposta Enel: In accordo al requisito [R-02] si propone di considerare i valori massimi di potenza nel periodo di fatturazione corrente e precedente.

- **Par. 3.14 Freezing dei registri di energia e di potenza[R-09]:**

Requisito: “Freezing dei registri incrementali di energia e dei registri di potenza: con frequenza minima settimanale “

Proposta Enel: Si comprende la necessità di effettuare il freezing dei registri di energia del contatore al fine di validare le curve di carico. Non è chiaro lo scopo del freezing dei registri massimi di potenza. Si suggerisce pertanto di eliminare il freezing dei registri di potenza in quanto si ritengono sufficienti le informazioni richieste nei punti precedenti.

L'acquisizione giornaliera delle curve di carico e la relativa validazione richiede che il freezing sia fatto con frequenza giornaliera pertanto si deve aggiornare "settimanale" con "giornaliera".

Requisito: "Mantenimento dei valori dei registri incrementali di energia e dei registri di potenza per cinque periodi di freezing"

Proposta Enel: Si comprende la necessità di effettuare il freezing dei registri di energia del contatore al fine di validare le curve di carico. Non è chiaro lo scopo del freezing dei registri massimi di potenza pertanto si suggerisce di eliminare il freezing dei registri di potenza.

Considerando la Proposta Enel di cui al punto precedente il freezing dovrebbe essere fatto su base giornaliera e non settimanale.

Requisito: "Freezing giornaliero della potenza istantanea massima "

Proposta Enel: Si veda Proposta Enel [R-02]

- **Par. 3.15 Profondità della serie dei dati e ciclicità di rilevazione [R-10]:**

Requisito: "Profondità di 70 giorni per tutte le curve" [R-10a]

Proposta Enel: Tenendo conto che l'acquisizione delle curve avverrà su base giornaliera non si ravvede la necessità di aumentare il numero di giorni da 36 a 70.

Il testo del requisito richiede allo stesso tempo di storicizzare i registri dei picchi giornalieri di potenza (potenza istantanea e nel quarto d'ora per fascia) negli ultimi 70 giorni. Tenuto conto della frequenza di lettura non si comprende l'utilità dei 70 giorni anche per queste grandezze. Si suggerisce di riportare gli ultimi cinque giorni.

Requisito: "Profondità di 4 settimane per il valore efficace tensione alimentazione" [R-10b]

(omissis....)

- **Par 3.15 Profondità della serie di dati e ciclicità di rilevazione [R-10.c]:**

Si evidenzia che la qualità del dato trasmesso non viene garantita tramite una rilevazione multipla bensì applicando i controlli tipici di tutti i protocolli quali: CRC, autenticazione, ecc.

Funzionalità 4 Telegestione e controllo del limitatore di potenza

- Par. 3.16 Operazioni in telegestione [R-11]:

Requisito: “{ Eventuali parametri della curva a tempo inverso }”

Proposta Enel: dalla proposta si evince che i parametri sono quelli del sistema a soglie Enel e non di una curva a tempo inverso.

Si suggerisce di eliminare pertanto i riferimenti alla curva a tempo inverso.

- Par. 3.17 Tolleranza del limitatore di potenza [R-12]:

Requisito: “Curva a tempo inverso predefinita a livello nazionale”

Proposta Enel: In coerenza con quanto esposto nel paragrafo 3.16, si ritiene opportuno sostituire “curva a tempo inverso” con “sistema a soglie”.

- Par. 3.19 Indici di intervento remoto e locale del limitatore di potenza [R-14]:

Requisito: “Parametri contrattuali tipici delle connessioni non-firm: evento di notifica (se prevista) del preavviso al cliente e, se richiesto, evento di conferma da parte del cliente”

Proposta Enel: Il contatore spesso non è localizzato all’interno dell’abitazione del cliente e anche qualora lo fosse non è di immediato accesso (contatore installato in nicchie coperte da sportelli o quadri etc..). Si ritiene assai più efficace gestire questo scambio di informazioni col cliente tramite applicativi software opportunamente ingegnerizzati (es. app per smartphone).

Funzionalità 5: registro di credito in euro e relativa funzione di calcolo

- Par. 3.20 Personalizzazione dei parametri da parte dei venditori [R-15]:

In analogia con quanto avviene per le operazioni di gestione utenza, attivate tramite richieste dei venditori, anche in questo caso la personalizzazione dei parametri del misuratore da parte del venditore deve avvenire tramite una richiesta al distributore.

L'implementazione di tale requisito richiede che siano definite opportune regole e che sia prevista un'opportuna remunerazione.

Aggiungere pertanto nei requisiti di dettaglio "tramite il sistema di telegestione del distributore".

- Par. 3.21 Registro di credito in euro e relativa funzione di calcolo [R-16]:

Requisito: "Funzione di calcolo quadrimiale (costante e tre coefficienti: euro/giorno; euro/kW prelevato massimo nel giorno; euro/kWh prelevato) "

Proposta Enel: Si ritiene, ai fini dell'eventuale prepagamento, che l'informazione realmente necessaria sia il valore del credito residuo in euro, calcolato sulla base del coefficiente euro/kWh distinto per ciascuna fascia tariffaria.

Funzionalità 6. Visualizzazione sul display locale

Come anche indicato dall'AEEGSI, il misuratore è spesso posto in locali ad accesso promiscuo, ma di difficile lettura da parte del cliente (locali contatori, sottoscala).

Da un punto di vista di protezione dei dati del consumatore, l'aumento del numero e della tipologia di informazioni sul display, può comportare problemi di privacy del cliente stesso.

(omissis....)

Enel ritiene che, al fine di cogliere gli obiettivi fondamentali del D.Lgs 102/2014 occorra promuovere soluzioni evolute di messa a disposizione delle informazioni.

Il display del misuratore dovrebbe essere quanto più essenziale possibile, non rappresentando in prospettiva il principale strumento di interazione e capacitazione del cliente.

Molte delle informazioni trasmissibili sul display del misuratore possono in egual misura essere comunicate al cliente attraverso altri dispositivi forniti dalle imprese di vendita o da soggetti terzi che si basano su nuove tecnologie e strumenti evoluti (smartphone, app, web/accessi internet, dispositivo domotico, smart appliances etc).

Enel è dell'avviso di favorire nuove soluzioni tecnologiche che aumentino la competitività nel mercato dei servizi al cliente.

- Par. 3.23 Visualizzazione sul display di informazioni contrattuali minime [R-18]:

I requisiti indicati in tale paragrafo sembrano in contraddizione con lo scenario installativo riportato in premessa in cui si sottolinea la presenza di quadri centralizzati e limitata accessibilità al display del contatore. Si suggerisce di limitare al minimo le informazioni riportate sul display; lo stesso deve riportare solo le informazioni essenziali previste dalle norme di prodotto con l'aggiunta di informazioni strettamente legate alla fornitura, ad esempio il numero cliente e i consumi per fascia.

Requisito: “Particolari condizioni, se attive, relative alla connessione (connessioni non-firm)”

Proposta Enel: Si veda Proposta Enel precedente sulle connessioni non-firm (requisito [R-14]).

- Par. 3.24 Visualizzazione sul display dei registri di energia corredati dalle date [R-19]:

Requisito: “{ Potenza istantanea ai 2 secondi } “

Proposta Enel: Si suggerisce di modificare 2 secondi con 1 secondo per avere un valore più prossimo possibile a quello istantaneo.

- Par. 3.25 Visualizzazione sul display dello stato del limite di potenza [R-20]:

Requisito: “Stato corrente del limitatore di potenza con indicazione del motivo di intervento del limitatore “

Proposta Enel: Si evidenzia che la visualizzazione delle informazioni sul display ad esempio per distacco per morosità potrebbero violare la privacy del cliente, ove il contatore fosse installato in uno spazio condiviso. Si ritiene opportuno eliminare il requisito.

- Par. 3.26 Visualizzazione sul display dei parametri configurabili dal venditore [R-21]:

In considerazione dell'acquisizione giornaliera dei registri e delle curve di carico definita in precedenza si reputa opportuno minimizzare le informazioni visualizzabili a display (si veda il requisito R-18) in quanto potranno essere consultabili su un portale dedicato, ad esempio tramite app per smartphone, a seguito di richieste espresse dal cliente.

- Par. 3.27 Semplicità di visualizzazione[R-22]:

Requisito: “scrolling con unico pulsante”

Proposta Enel: Si ritiene opportuno non eliminare la possibilità di avere strutture ad albero nei messaggi a display in quanto garantiscono una maggiore fruibilità delle informazioni.

(omissis....)

Funzionalità 7. Trasmissione dati al sistema di telegestione dell'impresa distributrice

- Par. 3.30 Protocollo unificato di comunicazione per tele lettura e tele gestione [R-25]:

Requisito:” Protocollo aperto, non proprietario, conforme a standard CENELEC, unificato a livello nazionale“

Proposta Enel: Si vedano commenti relativi al capitolo 2.

Funzionalità 8. Messa a disposizione dei dati al consumatore o parti designate

Per le considerazioni generali si rimanda a quanto contenuto nello spunto S2.

- Par. 3.32 Dati messi a disposizione [R-26]:

Requisito: “Dati di qualità della tensione: interruzioni, variazioni lente e rapide di tensione, { altri indici } “

Proposta Enel: Tutti i riferimenti relativi alla qualità della tensione dovrebbero ricadere nel perimetro della norma EN 50160. Si suggerisce di fare riferimento a tale norma.

Riguardo le variazioni lente non è chiaro il Requisito.

Requisito: “Dati di “stato del POD” “

Proposta Enel: Si ritiene opportuno che tali informazioni siano rese disponibili al cliente tramite un portale dedicato.

- Par. 3.33 Frequenza di Requisito: “Regime “passivo” (comunicazione iniziata dal misuratore): almeno ogni 2 secondi” **aggiornamento e richieste iniziate dal dispositivo [R-27]:**

(omissis....)

- Par. 3.34 Tecnologia PLC di trasmissione per la messa a disposizione dei dati [R-28]:

Requisito : “Protocollo aperto, non proprietario, conforme a standard CENELEC, unificato a livello nazionale (può essere diverso da quello utilizzato per la telelettura/telegestione)”

Proposta Enel: Si vedano commenti relativi al capitolo 2.

- **Par. 3.35 Interfaccia fisica per la messa a disposizione dei dati [R-29]:**

Requisito: “{ Tipo RJ45 o USB, con funzionamento unidirezionale dal contatore al dispositivo } “

Proposta Enel: Si vedano i commenti riportati nel capitolo 2.

- **Par. 3.36 Retrocompatibilità con i dispositivi installati nella prima generazione [R-30]:**

Si evidenziano dei dubbi sulla possibile retrocompatibilità di questa funzionalità in quanto la costante del contatore (numero impulsi/kWh) potrebbe essere modificata per migliorare la precisione delle verifiche in campo, e sul fatto che il nuovo layout del contatore sia compatibile con i dispositivi attualmente utilizzati.

Funzionalità 9. Gestione di allarmi

- **Par. 3.38 Allarmi al cliente tramite dispositivi per eventi particolari [R-32]:**

Relativamente alla segnalazione acustica, si ritiene opportuno che l'implementazione sia prevista sul dispositivo domotico e non sul contatore, in considerazione degli scenari installativi presenti sul territorio nazionale.

(omissis....)

Requisito: “Preavviso di interruzione programmata sul punto di prelievo del cliente “

Proposta Enel: In considerazione della localizzazione del contatore, spesso non nell'abitazione, e comunque di non facile accessibilità, si ritiene più efficace gestire queste informazioni verso il cliente tramite applicativi software opportunamente ingegnerizzati (es. App per smartphone).

Requisito : “Invio al cliente di messaggi da parte di terze parti designate”

Proposta Enel: In considerazione della localizzazione del contatore, spesso non nell'abitazione, e comunque di non facile accessibilità, si ritiene più efficace gestire queste informazioni verso il cliente tramite applicativi software opportunamente ingegnerizzati (es. App per smartphone).

Funzionalità 10. Elevata raggiungibilità e riprogrammabilità dei misuratori da remoto

Enel ritiene che definire requisiti prestazionali ex-ante sia eccessivamente penalizzante per l'attività dei distributori, in quanto non ci sono strumenti per garantire ex-ante determinati livelli di performance dei sistemi di comunicazione e della rete. Le prestazioni di raggiungibilità sono condizionate infatti dalla

presenza di disturbi immessi nella rete di bassa tensione (si vedano a tal proposito le considerazioni riportate nel Criterio F).

La previsione di determinati livelli di qualità potrà essere definita solo a valle dell'installazione di un quantitativo significativo di misuratori, nelle diverse aree di concentrazione e di un adeguato test, per un adeguato periodo temporale, della performance; a partire da queste poi si potrà procedere con la definizione di eventuali percorsi di miglioramento in coerenza con le soluzioni tecniche adottate.

Si ricorda a questo proposito, che IEC/CENELEC non hanno ancora definito i limiti dei disturbi condotti che dispositivi di potenza, come gli inverter, possono iniettare sulla linea di bassa tensione come già evidenziato negli spunti precedenti.

Inoltre, tali prestazioni non dipendono dalla sola comunicazione PLC, ma anche dal canale di comunicazione tra concentratore e sistema centrale che non è sotto il completo controllo del Distributore, trattandosi di trasmissione dati via rete GSM/GPRS/UMTS/LTE.

Si suggerisce, pertanto, di rivedere tali richieste di performance rimandandone la definizione, anche attraverso opportuni tavoli di confronti tra gli attori coinvolti, a valle della pubblicazione delle normative tecniche e dei test in campo della nuova tecnologia.

Infine, andrebbero valutate le differenze di performance esistenti tra i diversi distributori a causa della peculiarità delle rispettive reti, e prevedere, come già anticipato, una valutazione ex-post dei miglioramenti attesi.

S8. Osservazioni in merito al processo di definizione del perimetro di funzionalità tramite analisi costi-benefici.

Enel condivide la previsione dell'AEEGSI di definire criteri standard che dovranno guidare la conduzione dell'analisi costi-benefici, al fine di assicurarne trasparenza ed efficacia, in particolare partendo dai criteri definiti dal JRC nel documento "Guideline for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment", sulla base del quale la quasi totalità degli Stati Membri in Europa ha già eseguito le CBA sugli Smart Meter.

In relazione poi ai parametri da utilizzare nella CBA, riteniamo non necessario definire con un lungo processo il loro valore puntuale, bensì potrebbe essere ugualmente idoneo allo scopo prevedere la predisposizione di analisi di sensitività che consentano di valutare i risultati della CBA al variare delle ipotesi assunte, così come suggerito sempre dalle suddette linee guida europee. Per quanto riguarda le ipotesi per la definizione della baseline, i distributori già possono far riferimento a numerosi input quali scenari energetici elaborati da Terna e da ENTSO-E, ovviamente da condividere con l'AEEGSI. Infine, per quanto

riguarda la valorizzazione dei possibili impatti delle nuove tecnologie sui mercati (energy saving, peak shifting, etc.) riteniamo utile e opportuno utilizzare i risultati consolidati ottenuti nei diversi progetti pilota internazionali e nazionali.

Enel concorda in ogni caso con l'Autorità sull'importanza di favorire l'adozione di soluzioni tecnologiche uniformi a livello nazionale, anche in vista di una retrocompatibilità con i contatori di terza generazione.

S9. Osservazioni circa le possibili interazione con l'installazione di *smart meter* per altri servizi diversi dall'energia elettrica.

Enel ritiene che il ruolo centrale per lo sviluppo di soluzioni multi-servizio sia svolto dal concentratore al quale è demandato la completa gestione di tutte le tipologie di smart meter. Enel ha già sviluppato due progetti che dimostrano la validità di questa soluzione: il progetto AVOGADRO, presso la città di Biella, per la telegestione di circa 18.000 contatori gas, e il progetto UNICo, presso la città di Bari, realizzato nell'ambito della delibera 393/2013/R/gas, citata nel testo della DCO.

S10. Osservazioni circa le interazioni con i prossimi sviluppi del SII.

Come noto, l'invio dei dati di misura al SII avviene attraverso flussi standard codificati dall'Autorità e ciò indipendentemente dall'hardware e dalla tipologia dei misuratori installati. Quindi anche lo sviluppo futuro del SII è indipendente ed Enel non ravvede pertanto potenziali incoerenze con l'installazione di sistemi di smart metering 2G. Anche nel caso di contatori 2G, infatti, sarebbe comunque il distributore ad interfacciarsi con il SII per la trasmissione dei nuovi dati acquisiti dallo smart meter di seconda generazione e – laddove si deciderà di ampliare il contenuto informativo del RCU in funzione delle informazioni acquisite dai nuovi smart meter – andrà unicamente previsto l'adeguamento dei flussi standard per il colloquio tra il Distributore ed il SII per la trasmissione dei nuovi dati più granulari.

S11. Osservazioni in relazione alle specifiche disposizioni in materia di separazione del marchio.

Enel ritiene che il processo di rinnovo del parco misuratori debba rispettare la normativa attualmente prevista in termini di apposizione del marchio del produttore del bene e date le tempistiche tecniche necessarie alla predisposizione delle gare e della produzione, non potrà che applicare la disciplina in vigore al momento della produzione stessa.