



Distribuzione

**A486 - ENEL DISTRIBUZIONE – RIMOZIONE COATTA DISPOSITIVI SMART METERING**

**Presentazione di impegni**

**Ai sensi dell'art. 14-*ter*, della Legge n. 287/1990**

**Versione definitiva non confidenziale**

## 1. NUMERO DEL PROCEDIMENTO

A486

## 2. PARTE DEL PROCEDIMENTO

Enel Distribuzione S.p.A.

Enel S.p.A.

## 3. FATTISPECIE CONTESTATA

Con provvedimento notificato il 10 dicembre 2015, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM" o "Autorità") ha avviato un'istruttoria ai sensi dell'art. 14 della Legge n. 287/1990 nei confronti di Enel Distribuzione S.p.A. ("Enel Distribuzione" o "ED") e Enel S.p.A. per accertare l'esistenza di violazioni dell'art. 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea, nel settore della rilevazione avanzata e messa a disposizione dei propri dati di consumo elettrico ai clienti finali.

In particolare, secondo l'Autorità, Enel Distribuzione, soggetto in posizione dominante nei mercati a monte della distribuzione e della misura, avrebbe ostacolato AEM Acotel Engineering and Manufacturing S.p.A. ("Acotel") nella propria attività di offerta al pubblico di servizi di monitoraggio attraverso una strategia escludente con comportamenti ingiustificatamente ostruzionistici e/o dilatori. In particolare, i comportamenti rappresentati da Acotel e riportati dall'Autorità sono i seguenti:

- alcuni episodi di distacco dei dispositivi GPM per lo *smart metering* di Acotel dai contatori installati presso i clienti finali in alcune aree nelle quali Enel Distribuzione è il soggetto distributore;
- alcuni episodi di rifiuto o mancato riscontro al tentativo di contatto da parte del cliente finale al fine di risolvere i casi in cui il misuratore si trova all'interno di coperture, grate o teche;
- mancata indicazione sui contatori del rapporto di trasformazione, definito "fattore k", che consente di modificare il valore degli impulsi lanciati dal *led* per la rilevazione dei dati di consumo;
- il mancato riscontro di Enel Distribuzione alla richiesta di Acotel di avere accesso alle informazioni tecniche e di *know how* che permettono lo sviluppo di soluzioni di acquisizione dei dati di consumo elettrico mediante dispositivi che utilizzano direttamente la linea elettrica posta a valle del contatore.

## 4. MERCATO RILEVANTE

Secondo l'Autorità, i mercati rilevanti sono, a monte: (i) servizi di distribuzione dell'energia elettrica; (ii) servizi di misura dell'energia elettrica; e a valle (iii) i servizi di monitoraggio avanzato dei consumi elettrici e (iv) vendita di energia elettrica al dettaglio ai clienti finali, domestici e non domestici.

## 5. PRESENTAZIONE DEGLI IMPEGNI

Nell'assoluta convinzione di aver agito legittimamente, in piena conformità alla normativa di riferimento in materia di concorrenza e alle prescrizioni regolatorie vigenti che disciplinano l'attività di distribuzione e di misura, e riservandosi di presentare le opportune difese in fatto e in diritto, Enel Distribuzione intende presentare i seguenti **impegni comportamentali**, per mero spirito collaborativo e al solo fine di consentire una tempestiva chiusura dell'istruttoria, particolarmente opportuna alla luce dei procedimenti decisionali attualmente in corso in seno all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, **senza per ciò volere in alcun modo prestare acquiescenza alle (non condivise) contestazioni formulate dall'Autorità nell'atto di avvio.**

### **Impegno n. 1 – Flusso informativo per interventi su contatori con dispositivi conta impulsi**

In via preliminare, si evidenzia che la rimozione dei dispositivi conta impulsi apposti sui contatori è in taluni casi necessaria per consentire ad Enel Distribuzione di poter svolgere attività di manutenzione e verifica sui propri contatori. Vi sono, in particolare, alcune tipologie di intervento che per le loro caratteristiche rendono imprescindibile la rimozione di detti dispositivi, stante la oggettiva interferenza meccanica degli stessi con le attività che il distributore svolge in esecuzione di precisi e puntuali obblighi regolatori. Tale interferenza meccanica, nello specifico, riguarda solo ed esclusivamente i seguenti interventi:

- Sostituzione o rimozione temporanea del contatore: in caso di guasto o sostituzione programmata, o di altri interventi che richiedono l'accesso alla linea elettrica che alimenta il contatore, Enel Distribuzione procede alla rimozione (in taluni casi temporanea) del gruppo di misura, e di quanto eventualmente apposto sullo stesso;
- Verifica del contatore: al fine di verificare il corretto funzionamento del gruppo di misura e di escludere quindi anomalie tecniche o manomissioni dello stesso, si procede con l'attività di verifica. Tale intervento viene effettuato collegando il contatore campione (utilizzato per l'attività di verifica) ad un lettore di impulsi ottici che deve a sua volta essere posto in corrispondenza del *led* presente sul misuratore. In questo caso, l'apposizione del lettore *led* collegato al contatore campione comporta inevitabilmente la rimozione del lettore di impulsi eventualmente collocato da terzi. Inoltre, per alcune tipologie di misuratori, l'intervento in esame richiede anche la temporanea rimozione dello stesso misuratore al fine di installare un dispositivo di interfaccia;
- Riprogrammazione del contatore: tale intervento (effettuato nei casi di aumento di potenza, attivazione, cessazione, etc), qualora non eseguibile da remoto, richiede l'apposizione sul contatore (in corrispondenza della porta ottica) di una specifica sonda ZVEI connessa al *tablet/smartphone* in dotazione al personale operativo. Attraverso tale connessione, è possibile procedere alla riprogrammazione del contatore. La rimozione di eventuali dispositivi posizionati sul gruppo di misura può rendersi necessaria nei soli casi in cui alcune parti del dispositivo (tipicamente un supporto a staffa sul quale è apposto il lettore ottico conta impulsi) impediscano l'utilizzo della porta ottica.

Ciò premesso, ED – nel confermare che procederà alla rimozione di detti dispositivi solo ed esclusivamente quando ciò risulti strettamente necessario

**in ragione della tipologia di intervento effettuato sul contatore – si impegna ad implementare un flusso informativo volto ad avvisare tempestivamente il cliente dell'intervento del proprio personale operativo sul gruppo di misura, al fine di consentire il successivo ripristino, da parte del cliente o del soggetto interessato (venditore o installatore delegato), dell'apparecchio di *smart metering*, ove rimosso in seguito al suddetto intervento.**

Pertanto, Enel Distribuzione intende attivare - sul proprio portale *web* [www.eneldistribuzione.it](http://www.eneldistribuzione.it) - un servizio che consenta ai clienti o a soggetti da questi delegati (venditori o fornitori di servizi *smart metering*) di segnalare, nell'ambito di una sezione dedicata:

- i gruppi di misura (identificati attraverso il cd. *Point of Delivery (POD)*) sui quali risulta installato un apparecchio di *smart metering* conta impulsi;
- l'indirizzo *e-mail* del soggetto responsabile (cliente finale o soggetto da quest'ultimo formalmente delegato).

Enel Distribuzione garantisce l'assoluta segregazione delle informazioni inserite da terzi nella sezione dedicata del proprio portale *web*. Il servizio di *mailing*, infatti, è gestito in automatico da un sistema informatico in relazione al quale non vi è alcuna possibilità di accesso manuale da parte del personale di Enel Distribuzione.

In caso di interventi programmati sul contatore (ad esempio, sostituzione per adeguamento tecnologico, aumento di potenza, attivazioni, subentri, vulture), **Enel Distribuzione avviserà preventivamente** - e con una tempistica coerente con quella stabilita dal Testo Integrato della regolazione dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE - allegato A alla delibera 646/2015/R/EEL dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico ("AEEGSI"))<sup>1</sup> - il soggetto responsabile (identificato nel portale di cui sopra) attraverso una comunicazione automatica inviata a mezzo *e-mail*. **Enel Distribuzione**, una volta effettuato l'intervento *in loco* che ha determinato la rimozione del dispositivo, provvederà ad inviare una seconda comunicazione via mail (*ex post*) segnalando la data in cui è stato effettuato l'intervento, l'avvenuta rimozione del dispositivo e l'eventuale consegna dello stesso.

In caso di interventi non programmati/non programmabili (ad esempio, guasti) o che per loro natura non possono essere comunicati preventivamente ai clienti (ad esempio, interventi di verifica), non potendosi procedere ad una comunicazione *ex ante*, **Enel Distribuzione**, una volta effettuato l'intervento *in loco* sul contatore, che ha determinato la rimozione del dispositivo, provvederà ad inviare una comunicazione via mail (*ex post*) segnalando la data in cui è stato effettuato l'intervento, l'avvenuta rimozione del dispositivo e l'eventuale consegna dello stesso.

Per favorire la più ampia fruibilità di tale servizio da parte di tutti i soggetti potenzialmente interessati, Enel Distribuzione si impegna a darne adeguata pubblicità sul proprio sito *web*. Inoltre, la società si impegna a svolgere una campagna informativa specifica mediante apposite comunicazioni inviate a tutti i soggetti titolari

<sup>1</sup> Tale delibera, in funzione dello specifico intervento che viene effettuato, prevede delle tempistiche *standard* entro cui il distributore è tenuto ad effettuare il lavoro. Nel caso specifico, l'informativa *ex ante* viene inviata al momento in cui viene presa in carico la richiesta di intervento da parte di Enel Distribuzione, fermo restando che lo stesso intervento potrebbe - nel pieno rispetto delle tempistiche definite dall'AEEGSI - essere effettuato nei giorni successivi all'invio della comunicazione. Al riguardo, si evidenzia che il mancato rispetto di dette tempistiche, comporta l'obbligo per il distributore di corrispondere specifici indennizzi a favore del cliente finale.

di un contratto di trasporto con Enel Distribuzione nonché a tutti i soggetti che hanno partecipato ai documenti di consultazione 232/14, 186/15 e 416/15 avviati dall'AEEGSI in materia.

Gli oneri sostenuti da Enel Distribuzione per l'implementazione della presente misura saranno rendicontati all'AEEGSI separatamente in modo da consentire alla stessa Autorità di escluderli dai costi riconosciuti ai fini tariffari.

Tempi di attuazione: tre mesi dalla notifica del provvedimento con cui codesta Autorità dovesse accettare gli impegni rendendoli obbligatori, chiudendo il presente procedimento senza accertamento di infrazione e senza irrogazione di sanzione. I tempi di implementazione indicati sono strettamente necessari per la realizzazione degli sviluppi di sistema funzionali all'attivazione del servizio sul portale *web* e all'*up-grade* dei dispositivi in dotazione del personale operativo (palmarì) nonché alla realizzazione dei servizi per l'invio automatico delle comunicazioni via mail.

## **Impegno n. 2 – Linee Guida per interventi su contatori sui quali vengono rinvenuti dispositivi conta impulsi e formazione dedicata per il personale operativo di ED**

Enel Distribuzione si impegna a definire, attraverso la pubblicazione di un'apposita Istruzione Operativa interna al proprio personale, delle Linee Guida (si veda ALLEGATO 1) aventi ad oggetto:

- la descrizione puntuale delle casistiche di intervento che comportano la necessaria rimozione dei dispositivi conta impulsi;
- la procedura da seguire in caso di rimozione degli apparecchi con particolare riferimento agli adempimenti da espletare per garantire quanto più possibile che il dispositivo venga consegnato al cliente o ad un terzo disponibile a prenderlo in carico (ad esempio, dipendente dell'esercizio commerciale, familiare, custode dello stabile, portiere)<sup>2</sup>, come meglio chiarito nell'ALLEGATO 1. Solo nel caso in cui non fosse reperibile nessuno di questi soggetti o quelli eventualmente presenti *in loco* non fossero disponibili a prendere in consegna il dispositivo, il personale di Enel Distribuzione procederà a depositare il dispositivo nelle immediate vicinanze del contatore.

Le Linee Guida verranno adottate da tutte le unità operative sul territorio di Enel Distribuzione e saranno inserite in un apposito modulo della formazione che viene erogata periodicamente al personale operativo di ED (si veda ALLEGATO 2)<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> A propria tutela, Enel Distribuzione, in caso di consegna del dispositivo, procederà alla redazione di un apposito modulo nel quale saranno riportati i riferimenti del soggetto cui è stato consegnato il dispositivo e che sarà da quest'ultimo debitamente sottoscritto. Il rifiuto a sottoscrivere il modulo da parte del soggetto cui il dispositivo viene consegnato sarà annotato nel modulo medesimo.

<sup>3</sup> Nel caso di interventi in loco effettuati da ditte appaltatrici contrattualizzate da Enel Distribuzione, qualora l'operatore rinvenga un dispositivo conta impulsi installato sul contatore, si asterrà dall'eseguire l'intervento. In questo caso, l'intervento verrà riprogrammato ed effettuato direttamente da personale operativo di Enel Distribuzione. Diversamente, le ditte appaltatrici potranno procedere agli interventi sui contatori sui quali sono eventualmente apposti dispositivi conta impulsi, solo a valle di una modifica dei relativi contratti di appalto e dell'erogazione della relativa formazione.

Gli oneri sostenuti da Enel Distribuzione per l'implementazione della presente misura saranno rendicontati all'AEEGSI separatamente in modo da consentire alla stessa Autorità di escluderli dai costi riconosciuti ai fini tariffari.

*Tempi di attuazione:* **tre mesi** dalla notifica del provvedimento con cui codesta Autorità dovesse accettare gli impegni rendendoli obbligatori, chiudendo il presente procedimento senza accertamento di infrazione e senza irrogazione di sanzione. I tempi di implementazione sono strettamente necessari al completamento della procedura interna di pubblicazione dell'Istruzione Operativa e a garantire l'erogazione della formazione nei confronti di tutto il personale operativo di Enel Distribuzione..

### **Impegno n. 3 – Accesso ai gruppi di misura sigillati**

Per ragioni di sicurezza e per contrastare il fenomeno delle frodi, i misuratori di tipo GME, installati prevalentemente sulle forniture di media e alta tensione, sono collocati all'interno di quadri di alloggiamento sigillati (coperture, grate o teche). Tale sigillatura viene effettuata in conformità a specifica normativa tecnica di riferimento: CEI 0-16 2013 (*“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”*), CEI 13 -04 2005 (*“Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica”*) nonché la Guida CEI 13-71 2015 (*“Sistemi di misura dell'energia elettrica (c.a.) - Guida alla composizione, installazione e verifica”*)<sup>4</sup>.

**Enel Distribuzione si impegna a mettere a disposizione del cliente (o del soggetto da questi delegato) gli impulsi metrologici dei misuratori di tipo GME, nel formato conforme alla specifica norma tecnica europea internazionale di riferimento (IEC/CEI EN 62053-31), attraverso la c.d. scheda Emittitore Segnali (“scheda ES”).**

Tale scheda riproduce i medesimi impulsi metrologici rilevabili dal *led* integrando anche le informazioni relative all'energia immessa e prelevata. In particolare, il personale operativo di Enel Distribuzione procederà al collegamento di detta scheda, posizionata all'interno del misuratore, con una linea elettrica portata all'esterno del quadro di alloggiamento sigillato, in modo da consentire al cliente di attivare un servizio evoluto di rilevazione istantanea dei propri consumi attraverso le diverse soluzioni offerte sul mercato da *trader* e *system integrator*.

Tale intervento verrà effettuato gratuitamente da ED in occasione delle verifiche periodiche che il distributore è tenuto ad effettuare con cadenza triennale, per ciascuno dei misuratori GME, in ottemperanza a quanto previsto dalla norma CEI 0-16. Pertanto, nell'arco temporale di tre anni, tutti i misuratori GME verranno gratuitamente dotati, all'esterno delle relative coperture, degli impulsi metrologici secondo il formato sopra descritto.

Al di fuori di tale ipotesi, e quindi **in caso di richiesta del cliente** anticipata rispetto all'intervento programmato di cui sopra, il servizio verrà erogato addebitando al cliente un costo meramente simbolico (pari a 27,03 euro più IVA)<sup>5</sup> commisurato al contributo in quota fissa a copertura di oneri amministrativi come previsto dal Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del

<sup>4</sup> Per un maggiore dettaglio delle norme indicate, si rimanda alle considerazioni contenute nel paragrafo 6, in relazione all'impegno n. 3.

<sup>5</sup> Così come eventualmente successivamente aggiornato dall'AEEGSI.

servizio di connessione (Allegato C alla Delibera del 23 dicembre 2015 n. 654/2015/R/eel – Tabella 2).

E' opportuno evidenziare che il costo sostenuto in forza del presente impegno dal cliente è idoneo a coprire solo una minima parte dei costi sostenuti da Enel Distribuzione per l'erogazione del servizio<sup>6</sup>, con la conseguenza che la relativa differenza sarà interamente a carico della scrivente società.

In entrambi i casi, inoltre, non verrà addebitato alcun onere per tutte le eventuali successive attività connesse anche con la **manutenzione straordinaria del servizio** (compresa l'eventuale sostituzione dell'apparato in caso di guasti) **che quindi saranno integralmente sostenuti da Enel Distribuzione**<sup>7</sup>.

Con specifico riferimento ai casi di richiesta del cliente, Enel Distribuzione, attraverso la stipula appositi *Service level agreement* (SLA) con gli operatori interessati, si impegna ad effettuare l'intervento per l'installazione della Scheda ES entro e non oltre 15 giorni lavorativi dal riscontro dell'avvenuto pagamento da parte del cliente (o del soggetto da questi delegato). Il riferimento temporale assunto è pari a quello previsto dal TIQE<sup>8</sup> per le verifiche dei misuratori effettuate su richiesta dei clienti.

Gli oneri sostenuti da Enel Distribuzione per l'implementazione della presente misura saranno rendicontati all'AEEGSI separatamente in modo da consentire alla stessa Autorità di escluderli dai costi riconosciuti ai fini tariffari.

Tempi di attuazione: **immediati** con la notifica del provvedimento con cui codesta Autorità dovesse accettare gli impegni rendendoli obbligatori, chiudendo il presente procedimento senza accertamento di infrazione e senza irrogazione di sanzione.

#### **Impegno n. 4 – Istituzione di un Tavolo tecnico**

**ED si impegna ad istituire un tavolo tecnico, cui potranno aderire tutti gli operatori interessati, per la discussione dei diversi profili legati alla installazione dei dispositivi conta impulsi sui misuratori di ED, al fine di definire modalità operative compatibili con il corretto svolgimento dell'attività di competenza del distributore in qualità di esercente il servizio di misura.**

In particolare, il tavolo tecnico avrà l'obiettivo di favorire il confronto in relazione a tutte le tematiche di carattere normativo e operativo connesse con l'installazione e il funzionamento dei dispositivi in questione.

Tempi di attuazione: **immediati** con la notifica del provvedimento con cui codesta Autorità dovesse accettare gli impegni rendendoli obbligatori, chiudendo il presente procedimento senza accertamento di infrazione e senza irrogazione di sanzione.

<sup>6</sup> Il costo sostenuto da Enel Distribuzione per l'installazione del servizio riflette il tempo medio di intervento di due verificatori (pari a 2,5 ore compresa la logistica), il cui costo medio è di [omissis] €/h per singolo verificatore ([omissis]). A tale costo si aggiungono inoltre i costi di gestione della pratica.

<sup>7</sup> Il corrispettivo oggi applicato per tale tipologia di intervento da parte di Enel Distribuzione – pari a 231,89 euro – remunera, infatti, oltre ai costi sostenuti dal distributore per la relativa installazione e gestione della pratica (vedi nota 6), anche i successivi interventi sulla scheda ES, quali ad esempio il ripristino delle funzionalità della stessa in caso di guasti o malfunzionamenti.

<sup>8</sup> Delibera 646/2015/R/EEL dell'AEEGSI, Allegato A, tabella 13.

#### **Impegno n. 5 – Messa a disposizione del rapporto di trasformazione (“fattore k”)**

Il “fattore k” è il fattore di trasformazione dei riduttori di corrente e/o tensione, utilizzato su tutti i gruppi di misura in alta, media e bassa tensione di potenza superiore a 30 kW.

In via preliminare, è opportuno evidenziare che non sussiste alcuna previsione di carattere normativo o regolatorio che imponga la sua indicazione sul gruppo di misura. Ciò in considerazione del fatto che il “fattore k” non è associato staticamente al contatore, ma al trasformatore. In altre parole, variando il trasformatore, varia anche il “fattore k” pur a fronte del medesimo contatore.

Attualmente, Enel Distribuzione indica il “fattore k” in tutti i verbali di attivazione dei gruppi di misura e comunque tale informazione viene sistematicamente fornita su richiesta del cliente. Il dato quindi è già nella piena disponibilità del cliente finale.

Per contribuire, tuttavia, a rendere ancora più agevolmente visibile tale informazione, **Enel Distribuzione si impegna a pubblicare il “fattore k” nella sezione dedicata al cliente finale del proprio portale web ([www.eneldistribuzione.it](http://www.eneldistribuzione.it)), dove sono già presenti i dati anagrafici dei clienti.**

In questo modo, il cliente che non ha conservato copia del verbale di attivazione o che non intenda attivarsi direttamente nei confronti di ED, avrà comunque una ulteriore modalità alternativa per reperire agevolmente tale informazione e poterla comunicare all’operatore interessato per l’installazione dei dispositivi evoluti di monitoraggio dei consumi.

Gli oneri sostenuti da Enel Distribuzione per l’implementazione della presente misura saranno rendicontati all’AEEGSI separatamente in modo da consentire alla stessa Autorità di escluderli dai costi riconosciuti ai fini tariffari.

*Tempi di attuazione:* **tre mesi** dalla notifica del provvedimento con cui codesta Autorità dovesse accettare gli impegni rendendoli obbligatori, chiudendo il presente procedimento senza accertamento di infrazione e senza irrogazione di sanzione. I tempi di attuazione indicati sono strettamente necessari per implementare gli sviluppi di sistema funzionali all’attivazione del servizio sul portale *web*.

#### **Impegno n. 6 – Messa a disposizione del Modulo *Original Equipment Manufacturer* (“OEM”)**

Il protocollo di comunicazione PLC utilizzato dal sistema di telegestione con l’attuale tecnologia dei contatori elettronici è di tipo proprietario e non è divulgabile per tutelare la sicurezza e le *performance* dello stesso sistema di telegestione. Come noto, il contatore di seconda generazione sarà dotato di due distinti canali di comunicazione, dei quali uno dedicato alla telegestione (comunicazione fra contatore e concentratore) e l’altro invece dedicato alla messa a disposizione dei dati di misura al cliente finale (o a terzi da quest’ultimo delegati) con protocollo aperto. Nelle more della completa diffusione del contatore di seconda generazione, allo scopo di consentire a terzi lo sviluppo di propri *In-Home Device* (IHD), **ED si impegna a mettere a disposizione un modulo OEM integrabile in detti dispositivi.** Tale modulo sarà in grado di

colloquiare con il contatore secondo il protocollo del sistema di telegestione: i fornitori di servizi post-contatore, attraverso l'integrazione di tale modulo nei propri dispositivi, potranno disporre dei dati del contatore senza compromettere il corretto funzionamento della telegestione. Il modulo consiste in una scheda i cui principali componenti sono:

- il microprocessore che gestisce la comunicazione tra il contatore e l'IHD sviluppato dalle terze parti,
- un modem *power-line* per supportare la comunicazione fra il contatore e il modulo OEM,
- un'interfaccia seriale UART che abilita il canale di comunicazione tra il modulo OEM e il citato IHD.

Il modulo verrà messo a disposizione da ED a tutti gli operatori che ne faranno richiesta (*trader e system integrator*) ad un **prezzo che rifletterà esclusivamente il costo sostenuto dalla stessa società per la relativa produzione**. Per costo di produzione si intende il costo corrisposto da ED alle ditte appaltatrici incaricate della realizzazione materiale del modulo OEM sulla base delle specifiche tecniche definite dalla stessa ED. **I costi di sviluppo di tale modulo saranno pertanto integralmente sostenuti da ED.**

ED si assumerà, inoltre, anche il rilevante rischio operativo connesso con l'approvvigionamento dei volumi necessari a garantire una costante copertura della domanda<sup>9</sup>. ED si impegna a garantire che, indipendentemente dal quantitativo di ordini pervenuti, il costo del modulo non potrà eccedere **18 (diciotto) euro**<sup>10</sup>. Ove i volumi delle richieste pervenute dovessero aumentare in misura tale da consentire alle ditte appaltatrici di realizzare economie di scala, **la riduzione del costo unitario di produzione verrà interamente riflessa sul prezzo del modulo OEM**. Al riguardo si precisa che Enel Distribuzione - fatti salvi eventuali provvedimenti che dovessero essere assunti dall'AEEGSI in materia - si impegna a garantire che il prezzo di trasferimento del suddetto modulo sarà comunque inferiore a quello con il quale dovesse eventualmente mettere a disposizione del mercato (ivi comprese le società collegate del Gruppo Enel) lo Smart info, quale soluzione integrata.

I costi di integrazione del citato modulo sui dispositivi di terzi, invece, saranno ovviamente ad esclusivo carico di questi ultimi.

Resta inteso che i dispositivi che integreranno il modulo OEM saranno compatibili anche con i contatori di seconda generazione.

Per favorire la più ampia diffusione di tale soluzione a tutti i soggetti potenzialmente interessati, Enel Distribuzione si impegna a dare adeguata evidenza sul proprio sito *web* della possibilità di richiedere il modulo OEM specificandone funzionalità tecniche, condizioni economiche e modalità di richiesta. Inoltre, si impegna a svolgere una campagna informativa specifica mediante apposite comunicazioni

<sup>9</sup> Alla data di attuazione del presente impegno Enel Distribuzione garantirà da subito la disponibilità di circa 6.000 moduli OEM. In funzione della domanda, la società procederà ai successivi approvvigionamenti garantendo la disponibilità in capo ai terzi dello stesso modulo al più tardi entro 60 giorni dalle richieste pervenute, nell'ipotesi in cui queste dovessero eccedere i quantitativi di moduli disponibili in magazzino.

<sup>10</sup> Il costo indicato è una stima di Enel Distribuzione sulla base della componentistica richiesta per la realizzazione del modulo OEM. In particolare: [omissis] euro per *bill of materials* (BOM), [omissis] euro per l'assemblaggio, [omissis] euro per i costi indiretti di produzione (gestione acquisti, ingegneria di produzione, controllo qualità), [omissis] euro per la logistica (movimentazione dei materiali, *packaging*, trasporto, assicurazione).

inviata a tutti i soggetti titolari di un contratto di trasporto con Enel Distribuzione, nonché a tutti i soggetti che hanno partecipato ai documenti di consultazione 232/14, 186/15 e 416/15 avviati dall'AEEGSI in materia.

**Enel Distribuzione si doterà di un'apposita struttura organizzativa interna** incaricata di gestire le varie richieste di fornitura dei moduli che perverranno dai soggetti interessati. I riferimenti (telefono, mail, etc) per contattare tale struttura saranno indicati in un'apposita sezione del sito di Enel Distribuzione.

Unitamente al modulo OEM, ED fornirà il seguente materiale:

- **specifiche tecniche** volte a consentire l'integrazione fisica e funzionale del modulo all'interno degli IHD sviluppati da terze parti (ALLEGATI 3 e 4);
- **istruzioni tecniche** (*Application Programming Interface*) per configurare il dispositivo e abilitare la comunicazione fra quest'ultimo e il contatore. Resta inteso che la configurazione dell'IHD volta a consentire l'associazione del dispositivo con il contatore sarà a carico dei soggetti interessati. Al riguardo si precisa che tale attività di associazione non comporterà per il terzo il riconoscimento di alcun corrispettivo nei confronti di Enel Distribuzione.

Gli oneri sostenuti da Enel Distribuzione per l'implementazione della presente misura saranno rendicontati all'AEEGSI separatamente in modo da consentire alla stessa Autorità di escluderli dai costi riconosciuti ai fini tariffari.

Tempi di attuazione: **3 mesi** dalla pubblicazione del provvedimento con cui codesta Autorità dovesse accettare gli impegni rendendoli obbligatori, chiudendo il presente procedimento senza accertamento di infrazione e senza irrogazione di sanzione. Al riguardo, si evidenzia che al fine di rendere la proposizione di tale impegno compatibile con le tempistiche sopra indicate, Enel Distribuzione costituirà una apposita *task-force* che sarà interamente dedicata allo sviluppo del presente modulo e le cui relative attività preliminari (studio e progettazione) potranno eventualmente essere avviate già prima dell'adozione del provvedimento sopra indicato.

#### **Periodo di validità degli impegni**

**Gli impegni n. 1 e 5** - in ragione dell'attività di sviluppo richiesta per l'*upgrade* del portale *web* di Enel Distribuzione e dei dispositivi in dotazione al proprio personale operativo nonché per la realizzazione dei servizi per l'invio automatico delle comunicazioni via mail - verranno attuati decorsi tre mesi dalla notifica del provvedimento con cui codesta Autorità dovesse accettare gli impegni rendendoli obbligatori, chiudendo il presente procedimento senza accertamento di infrazione e senza irrogazione di sanzione.

**Anche l'impegno n. 2** verrà attuato decorsi tre mesi dalla notifica del citato provvedimento; in particolare, entro tale termine, Enel Distribuzione si impegna a garantire la pubblicazione dell'Istruzione Operativa e l'erogazione al proprio personale operativo della relativa formazione.

L'attuazione degli impegni 3 e 4 decorre dalla data di notifica del citato provvedimento.

L'impegno n. 6 verrà attuato decorsi tre mesi dalla notifica del provvedimento sopra citato, in ragione di tutta l'attività di progettazione, sviluppo e successiva produzione della soluzione tecnologica proposta. Come sopra evidenziato, al fine di comprimere quanto più possibile i tempi per l'implementazione della presente misura, Enel Distribuzione costituirà una apposita *task-force* con risorse esclusivamente dedicate e la cui attività potrebbe eventualmente essere avviata in anticipo rispetto all'adozione del citato provvedimento.

**Gli impegni n. 1, 2, 4 e 5 sono assunti da Enel Distribuzione, in ragione delle loro caratteristiche, a tempo indeterminato.**

L'impegno n. 3 è assunto per un periodo di tre anni, ovvero l'arco temporale previsto entro cui, in esecuzione della norma CEI 0-16, ED deve procedere alla verifica di tutti i contatori GME interessati dalla misura proposta, garantendo che – entro tale termine – tutti i contatori interessati saranno dotati, all'esterno dell'alloggiamento, di un collegamento elettrico alla scheda ES.

L'impegno n. 6 è assunto sino alla data prevista per il completamento del piano di sostituzione dei contatori di seconda generazione.

È fatta, in ogni caso, salva la facoltà per Enel Distribuzione di presentare a codesta Autorità un'istanza di riesame degli stessi in caso di mutamento delle relative circostanze di fatto e di diritto e, in particolare, in caso di introduzione di misure di carattere normativo e regolamentare rilevanti ai fini qui considerati.

## 6. CONSIDERAZIONI CIRCA L'IDONEITA' DEGLI IMPEGNI A FAR VENIR MENO I PRESUNTI PROFILI ANTICONCORRENZIALI OGGETTO DELL'ISTRUTTORIA

Come già anticipato, Enel Distribuzione ha deciso di presentare gli impegni descritti nei paragrafi che precedono per mero spirito collaborativo e al solo fine di consentire una tempestiva chiusura dell'istruttoria, senza per ciò volere in alcun modo prestare acquiescenza alle contestazioni che le sono state mosse con il provvedimento di avvio.

In particolare, gli impegni descritti intendono fornire un puntuale riscontro a ciascuna delle suddette contestazioni al fine di rimuovere tutti i presunti dubbi anticoncorrenziali che hanno determinato l'avvio del presente procedimento.

### ***Impegni n. 1 e 2 – Flusso informativo per interventi su contatori con dispositivi conta impulsi; Linee Guida per interventi su contatori sui quali vengono rinvenuti dispositivi conta impulsi e formazione dedicata per il personale operativo di ED***

#### *Premessa*

Le presunte criticità rilevate nel provvedimento di avvio, che tali impegni intendono superare, riguardano alcuni episodi di distacco (ad oggi, in base a quanto disponibile nel fascicolo del procedimento, inferiori comunque a venti casi) dei dispositivi GPM

per lo *smart metering* di Acotel dai contatori installati presso i clienti finali in alcune aree nelle quali Enel Distribuzione è il soggetto distributore.

### *Considerazioni*

Nell'ambito dell'attività regolamentata del servizio di misura, Enel Distribuzione esegue una serie di interventi sui gruppi di misura. In alcuni casi, descritti analiticamente nel paragrafo relativo all'impegno n. 1, Enel Distribuzione deve necessariamente procedere alla rimozione dei dispositivi posizionati sul contatore in quanto la presenza di tali dispositivi rende impossibile l'effettuazione dell'intervento stesso.

Dal momento che **Enel Distribuzione ha proceduto alla rimozione di tali dispositivi solo ed esclusivamente quando la stessa risultava imposta dalla tipologia di intervento effettuato**, risulta di tutta evidenza che tale condotta non possa essere in alcun modo riconducibile ad una presunta strategia escludente adottata da Enel Distribuzione nei confronti degli operatori attivi sul mercato del monitoraggio evoluto dei consumi. Ciò risulta ulteriormente confermato dall'assoluta marginalità del fenomeno nel suo complesso (il segnalante afferma che *“i casi di rimozione sono inferiori a venti”*), soprattutto se rapportato agli **oltre 3 milioni di interventi in loco** effettuati nel 2015 da personale di Enel Distribuzione. Di questi, circa 800 hanno interessato [omissis], ovvero il principale cliente del segnalante.

Nei casi di avvenuta rimozione del dispositivo da parte del personale operativo di Enel Distribuzione, lo stesso è stato consegnato al cliente finale, se presente, o lasciato nelle immediate vicinanze del contatore, in caso di sua assenza.

Il personale di Enel Distribuzione, infatti, non è tenuto, sulla base dell'attuale quadro regolatorio, a ripristinare tali dispositivi, non disponendo al riguardo, né della formazione né dell'eventuale attrezzatura a tal fine necessaria, anche in considerazione della pluralità di dispositivi oggi presenti sul mercato, ciascuno dei quali risulta caratterizzato da specifiche modalità applicative.

La legittimità di quanto sopra risulta altresì confermata dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nell'ambito delle consultazioni svolte in materia. In particolare, nel 2014 l'Autorità ha chiarito che *“l'eventuale installazione di apparati o componenti “otticamente accoppiati” al gruppo di misura installato dall'impresa distributrice deve permettere lo svolgimento di manutenzione, verifica e lettura del misuratore stesso da parte del responsabile del servizio di misura. Allo stesso modo tali apparati o componenti devono garantire che non vi sia in nessun caso un'alterazione o manomissione del gruppo di misura e che in ogni caso non interferiscano con il corretto svolgimento del servizio di misura”*<sup>11</sup>. Del pari, l'Autorità ha indicato che *“apparati che non permettono il corretto svolgimento del servizio di misura non sono ammessi. In tali casi, rimane ferma la facoltà del distributore di scollegare, senza onere di preavviso, tutte le apparecchiature che seppur poste nel vano contatore o nelle immediate vicinanze del gruppo di misura possano costituire ostacolo allo svolgimento del servizio di misura”*<sup>12</sup>. Successivamente (nel 2015), l'Autorità ha ribadito la necessità di *“limitare la facoltà di rimozione dei dispositivi di terzi ai casi strettamente necessari per l'esercizio e la manutenzione del contatore per giustificati motivi, quali ad esempio la violazione di integrità del gruppo di misura e i casi di*

<sup>11</sup> Documento di consultazione n. 232/2014 “Opportunità tecnologiche per la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione”.

<sup>12</sup> Documento di consultazione n. 232/2014 “Opportunità tecnologiche per la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione”.

*sostituzione del misuratore*<sup>13</sup>. In tale sede, l'Autorità ha chiaramente indicato che “*si ritiene non percorribile l'ipotesi che l'impresa distributrice fornisca una garanzia di continuità del funzionamento del dispositivo (per esempio col ripristino a seguito di sostituzione del contatore) poiché sarebbe eccessivamente costoso prevedere che il distributore sia tenuto a conoscere e formare il proprio personale per ciascuna delle soluzioni commercialmente disponibili sul mercato e le loro peculiarità*”<sup>14</sup>.

Enel Distribuzione, tuttavia, ha comunque attentamente vagliato l'ipotesi di proporre un impegno volto a consentire il ripristino del dispositivo conta impulsi eventualmente rimosso; a valle di un'attenta riflessione condotta, la società ha ritenuto tale misura sotto un profilo strettamente operativo, notevolmente più complessa e onerosa per gli stessi soggetti che si avvalgono, per il monitoraggio evoluto dei consumi, di dispositivi *led based*. L'implementazione di tale misura, infatti, richiederebbe necessariamente da parte di ciascun soggetto interessato una preventiva illustrazione ad Enel Distribuzione di ciascuna tipologia di dispositivo e delle relative modalità di applicazione sul contatore. Tale attività, inoltre, andrebbe ripetuta ogni qual volta intervengano modifiche delle modalità applicative del dispositivo. A valle di tale attività, sarebbe altresì necessaria la stipula tra Enel Distribuzione e ciascuno di questi operatori di un apposito accordo che:

- regoli tutti gli aspetti connessi allo svolgimento dell'attività di ripristino;
- preveda l'esonero e/o la manleva di Enel Distribuzione da eventuali responsabilità connesse con il funzionamento del dispositivo riapplicato sul contatore;
- preveda l'onere in capo al soggetto interessato di dotare e costantemente rifornire tutti i mezzi operativi di Enel Distribuzione (oltre 10.000 su tutto il territorio nazionale) del materiale necessario per consentire la suddetta re-installazione del dispositivo conta impulsi.

Al riguardo, si evidenzia che i dispositivi finora rinvenuti direttamente sul contatore da Enel Distribuzione si sono spesso caratterizzati per modalità applicative tra loro profondamente differenti, attraverso l'utilizzo di biadesivi, staffe, supporti angolari, velcri, etc, forniti dai *system integrator* ai propri clienti nella stessa confezione del dispositivo. E' pertanto evidente che la fornitura di tale materiale ai mezzi operativi di Enel Distribuzione, che come illustrato sono oltre 10.000 sul territorio nazionale, non possa che provenire direttamente dagli stessi operatori. Da ciò ne consegue che, per garantire la copertura di tutte le aree in cui Enel Distribuzione è presente, gli stessi dovrebbero rifornire Enel Distribuzione di un numero ingente di supporti (con un conseguente rilevante aggravio in termini di costi), probabilmente sproporzionato rispetto allo stesso numero di dispositivi installati.

In considerazione di quanto sopra esposto, allo scopo di fornire uno strumento volto a garantire un tempestivo ed efficace ripristino del dispositivo eventualmente rimosso, Enel Distribuzione, ha proposto, attraverso l'impegno n. 1, l'attivazione di un sistema di *mailing* che consentirà al cliente (e/o il soggetto da questi delegato) di essere tempestivamente informato circa l'effettuazione di un intervento *in loco* da parte del personale di Enel Distribuzione che ha dato luogo alla rimozione del dispositivo conta impulsi, e poter provvedere prontamente - qualora non fosse stato già presente al momento dell'intervento - al ripristino del dispositivo.

<sup>13</sup> Documento di consultazione n. 186/2015 “Energy footprint: messa a disposizione dei dati di consumo storici di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione”.

<sup>14</sup> Documento di consultazione n. 186/2015 “Energy footprint: messa a disposizione dei dati di consumo storici di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione”.

L'impegno garantisce un flusso di comunicazione verso i clienti (o soggetti da questi delegati) gestito interamente in automatico dal sistema, garantendo la netta segregazione delle informazioni inserite nella sezione dedicata del portale di Enel Distribuzione. Tale impegno, peraltro, intercetta pienamente anche le aspettative del soggetto segnalante, come emerso nel corso di un incontro avuto con Enel Distribuzione in data 6 aprile u.s..

La campagna informativa, inoltre, promossa da Enel Distribuzione sia sul proprio sito internet sia attraverso apposite comunicazioni inviate a tutti i soggetti potenzialmente interessati, garantirà l'effettività della misura proposta.

A completamento di quanto sopra, l'impegno n. 2 prevede la definizione di Linee Guida, attraverso l'adozione di un'apposita Istruzione Operativa interna, volte a disciplinare puntualmente la condotta che il personale che opera *in loco* dovrà tenere in caso di rinvenimento di dispositivi di terzi su contatori di ED.

In particolare, verrà introdotta una specifica procedura con riferimento agli adempimenti da espletare per garantire quanto più possibile – andando ben oltre gli obblighi che incombono su Enel Distribuzione - che il dispositivo venga consegnato al cliente o ad un soggetto terzo disponibile a prenderlo in carico (ad esempio, dipendente dell'esercizio commerciale, familiare, custode dello stabile o portiere).

Inoltre, al fine di garantire una effettiva e corretta applicazione del contenuto delle citate Linee Guida e ridurre ulteriormente il seppur remoto rischio che vengano adottati comportamenti difformi, queste saranno inserite in un apposito modulo della formazione erogata al personale operativo di Enel Distribuzione.

Il set di misure sopra rappresentato appare assolutamente idoneo a rimuovere i dubbi anticoncorrenziali rappresentati da codesta Autorità con il provvedimento di avvio. In particolare, le misure proposte hanno l'obiettivo di ridurre drasticamente i casi in cui, pur a fronte di una legittima rimozione, il dispositivo resti incustodito (seppur nei pressi del contatore) e di garantire che l'interruzione del servizio di monitoraggio sia quanto più possibile limitata alla durata dell'intervento.

### ***Impegno n. 3 - Accesso ai gruppi di misura sigillati***

#### *Premessa*

Le presunte criticità, che tale impegno intende intercettare, riguardano alcuni episodi di rifiuto/mancato riscontro da parte di Enel Distribuzione a fronte di richieste da parte di clienti finali di accesso fisico ai misuratori che si trovano all'interno di quadri di alloggiamento sigillati.

#### *Considerazioni*

I misuratori di tipo GME, installati prevalentemente sulle forniture di media e alta tensione, come già anticipato, devono essere posizionati all'interno di quadri di alloggiamento sigillati e non accessibili sia per ragioni sicurezza legate all'esigenza di proteggere persone e cose da parti che risultano normalmente in tensione, sia per evitare possibili manomissioni del sistema di misura; tali misuratori, infatti, per misurare l'energia immessa e prelevata sono connessi, tramite un circuito di misura, a trasformatori di tensione e corrente che hanno la funzione di ridurre la tensione e la

corrente a valori fruibili da apparecchiature di bassa tensione, per cui l'eventuale accesso, da parte di terzi, a detto circuito determina la possibilità di operare alterazioni dell'intero sistema consentendo prelievi non misurati.

L'alloggiamento dei gruppi di misura in armadi chiusi con sigilli numerati, apposti con pinze che imprimono codici che consentono di individuare nominativamente il personale che effettua la sigillatura, viene effettuato da Enel Distribuzione in ottemperanza alle prescrizioni delle norme CEI 0-16 2013 (*“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”*), CEI 13 -04 2005 (*“Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica”*) nonché della Guida CEI 13-71 2015 (*“Sistemi di misura dell'energia elettrica (c.a.) - Guida alla composizione, installazione e verifica”*).

In particolare, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 0-16 2013, al paragrafo 12.6, *“Tutti gli elementi che compongono il sistema di misura devono essere sigillati al fine di non permettere manomissioni”*. A tal fine, la medesima norma, al paragrafo 12.3, stabilisce che *“L'installazione del sistema di misura deve rispondere alle modalità indicate nella Norma CEI 13-4, con riferimento anche ai requisiti antifrode”*.

Al riguardo, assumono pertanto rilevanza le disposizioni di detta norma che, ai fini dei requisiti antifrode, prevedono **che ciascun elemento costitutivo del sistema di misura** (ovvero contatori di energia, trasformatori di misura, dispositivi di collegamento, cavi, morsettiere, dispositivi di protezione ed eventuali dispositivi ausiliari (es.: modem) venga opportunamente **sigillato**<sup>15</sup>.

Con le delibere ARG/elt 33/08 ed ARG/elt 119/08, l'AEEGSI ha riconosciuto la Norma CEI 0-16 quale Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti, in immissione ed in prelievo, alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia.

**Per quanto sopra rilevato, la rimozione delle coperture dei gruppi di misura e dei relativi sigilli, oltre a pregiudicare la sicurezza di persone e cose e l'integrità dei dati di misura, determinerebbe una violazione della normativa tecnica di riferimento, nonché delle Delibere dell'AEEGSI che hanno riconosciuto detta normativa quale Regola Tecnica di Riferimento per le connessioni.**

Ciò premesso, attraverso l'impegno n. 3, Enel Distribuzione, mediante la scheda ES ed un collegamento in linea elettrica, renderà disponibili all'esterno del quadro di alloggiamento sigillato gli impulsi metrologici del contatore secondo un formato conforme alla specifica norma tecnica europea ed internazionale di riferimento (IEC/CEI EN 62053-31), **abilitando, in tal modo, anche i clienti dotati di misuratori GME ad attivare servizi per il monitoraggio evoluto dei consumi.**

Anche in questo caso, la misura proposta appare pertanto del tutto idonea a superare i dubbi espressi da codesta Autorità con il provvedimento di avvio, mettendo a disposizione dei clienti finali impulsi elettrici che costituiscono una modalità alternativa, conforme a standard europei ed internazionali, in tutto e per tutto sostituibile rispetto all'impulso rilevabile attraverso l'accesso al lettore a led.

Tale servizio, inoltre, sarà reso **gratuitamente al cliente nell'ambito del piano di interventi di verifica triennale** di tutti i contatori GME che ED è tenuta ad effettuare in ottemperanza alle prescrizioni della norma CEI 0-16, mentre sarà

<sup>15</sup> Si vedano, in particolare, i paragrafi 4.1.4, 4.2.4, 4.3.4, 4.4.1.4, 4.4.2.4, 4.5.4 e 4.6.4, della Norma CEI 13-4.

addebitato al cliente un **costo meramente simbolico** solo in caso di richiesta anticipata del cliente stesso rispetto all'intervento programmato di cui sopra. Nell'ipotesi di richiesta anticipata, Enel Distribuzione si impegna comunque a realizzare l'intervento entro tempistiche predefinite. Inoltre, non sarà in ogni caso applicato alcun onere ulteriore per tutte le eventuali successive attività connesse con la manutenzione anche straordinaria del servizio, che resteranno integralmente a carico della stessa ED. Per comprendere la portata della presente misura, è opportuno evidenziare che il costo sostenuto da ED per la sola attività di installazione del servizio, su richiesta del cliente, si attesta mediamente attorno ai [omissis] euro<sup>16</sup>, con conseguente sopportazione da parte della società di gran parte dei relativi costi.

#### ***Impegno n. 4 – Istituzione Tavolo Tecnico***

##### *Premessa*

Le presunte criticità cui il presente impegno intende rispondere sono comuni a quelle intercettate dagli impegni n. 1, 2 e 3.

##### *Considerazioni*

Attraverso l'istituzione di un apposito Tavolo tecnico, cui potranno aderire tutti gli operatori interessati, Enel Distribuzione intende favorire un confronto sulle principali tematiche legate all'installazione di dispositivi conta impulsi sui propri misuratori.

In particolare, il tavolo tecnico avrà l'obiettivo di favorire il confronto in relazione alle tematiche di carattere normativo e operativo connesse con l'installazione e il funzionamento di detti dispositivi. L'utilità di tale iniziativa risulta inoltre confermata dalla rilevante eterogeneità, in termini di modalità applicative e tecnologie utilizzate, che caratterizza i dispositivi oggi esistenti sul mercato per la rilevazione evoluta dei dati di consumo.

#### ***Impegno n. 5 - Messa a disposizione del rapporto di trasformazione (“fattore k”)***

##### *Premessa*

La presunta criticità, cui tale impegno intende rispondere, riguarda la mancata indicazione sui misuratori del “fattore k”, ossia il fattore di trasformazione dei riduttori di corrente e/o tensione, utilizzato su tutti i gruppi di misura in alta, media e bassa tensione sopra i 30 kW.

##### *Considerazioni*

In via preliminare, e come già anticipato in sede di descrizione dell'impegno, si ribadisce che non sussiste alcun obbligo, né di tipo normativo né di tipo regolamentare, che imponga ai distributori di indicare il “fattore K” direttamente sul gruppo di misura. E né potrebbe essere diversamente, atteso che il fattore K può essere modificato, a parità di contatore installato, qualora a seguito di una richiesta di variazione di potenza da parte del cliente, si debba procedere alla sostituzione del trasformatore di corrente cui tale valore è associato.

<sup>16</sup> Vedi nota 6.

A prescindere da tali considerazioni, si rileva comunque che il “fattore K” è una informazione nella piena disponibilità del cliente - in quanto lo stesso è sistematicamente indicato in tutti i verbali che vengono redatti dal personale di Enel Distribuzione al termine di un qualsiasi intervento effettuato sul gruppo di misura - e che può essere richiesta in qualsiasi momento al distributore.

Ciò premesso, attraverso l’impegno in questione, che anche in questo caso risponde pienamente ai dubbi anticoncorrenziali rappresentati da codesta Autorità con il provvedimento di avvio, Enel Distribuzione fornirà al cliente (e/o ai soggetti da questo delegati) **un’ulteriore modalità per accedere a tale informazione**, attraverso la sua pubblicazione nella sezione del proprio portale *web* dedicata ai clienti finali.

### **Impegno n. 6 – Messa a disposizione del Modulo *Original Equipment Manufacturer* (“OEM”)**

#### *Premessa*

La presunta criticità, che tale impegno intende superare, riguarda il mancato riscontro da parte di Enel Distribuzione alla richiesta di Acotel di avere accesso alle informazioni tecniche e di *know how* che permettono lo sviluppo di soluzioni di acquisizione dei dati di consumo elettrico mediante dispositivi che utilizzano direttamente la linea elettrica posta a valle del contatore (*In-home device*).

#### *Considerazioni*

In via preliminare, e come già riportato brevemente in sede di descrizione dell’impegno, si rileva che il tema relativo all’accesso alle informazioni tecniche e di *know-how* per acquisire i dati di consumo attraverso il protocollo di comunicazione utilizzato dal contatore, non può che essere analizzato partendo dalle caratteristiche tecniche degli attuali contatori e del sistema di telegestione.

L’attuale contatore, infatti, è dotato di un unico canale di comunicazione - che è quello proprio del sistema di telegestione - che utilizza la stessa rete elettrica della distribuzione (Power Line Communication - PLC). Conseguentemente, l’eventuale comunicazione fra il contatore e gli IHD posti a valle dello stesso, non può che utilizzare questo canale e avvalersi del medesimo protocollo PLC utilizzato dal contatore per la comunicazione con il concentratore.

Tale protocollo di comunicazione è di tipo proprietario ed è chiuso per esigenze connesse sia alle *performance* della telegestione, sia alla sicurezza del sistema.

Tali esigenze sono state peraltro condivise dalla stessa AEEGSI che, in più occasioni, nell’ambito dei diversi documenti di consultazione in materia, ha avuto modo di ribadire l’esistenza del vincolo proprietario del protocollo<sup>17</sup>. Al riguardo, giova

<sup>17</sup> DCO 232/14 (par. 2.2 lett. b): “Una seconda modalità più innovativa, ma che allo stato attuale della tecnologia dei misuratori elettronici attualmente in servizio implica un vincolo “proprietario” rispetto al misuratore (come sarà meglio chiarito nel seguito), consiste nello sviluppo di un dispositivo che sfrutta la comunicazione sulla linea elettrica di bassa tensione (sistema “power line carrier” o PLC).

DCO 186/15 (Appendice – par. A16): “La consultazione ha chiarito tuttavia che permangono al momento alcuni vincoli tecnici e di processo legati a questa soluzione; in particolare: come già accennato, la comunicazione tra misuratore e dispositivo Smart Info non avviene attraverso protocolli aperti ed è di tipo “proprietario”, ovvero non è consentito a parti terzi sviluppare dispositivi analoghi in grado di interloquire con il contatore”.

ricordare che i contatori di prima generazione sono stati progettati oltre 15 anni fa, quando esigenze, quali quella della disponibilità dei dati di consumo in forma evoluta in capo ai clienti finali, non erano nemmeno ipotizzabili. È stato, infatti, solo a partire dal 2006 (con la direttiva comunitaria 2006/32/EC del Parlamento europeo e del Consiglio) che il legislatore comunitario ha evidenziato l'importanza del coinvolgimento attivo degli utenti finali nel perseguimento degli obiettivi di efficienza energetica.

I limiti sopra descritti verranno superati con i contatori di seconda generazione che saranno provvisti di due canali di comunicazione PLC indipendenti, uno per il servizio di telegestione (sul quale continuerà a persistere, per le ragioni sopra evidenziate, il vincolo proprietario) e l'altro per la fornitura dei dati di consumo agli utenti finali, liberamente accessibile.

Tuttavia, nelle more della completa diffusione del contatore di seconda generazione, ED, con la presente misura, si impegna a mettere a disposizione un modulo OEM integrabile in dispositivi di terze parti, affinché quest'ultime siano comunque in grado di sviluppare propri *In-Home-Device* (IHD).

**Tale modulo, infatti, consentirà agli IHD sviluppati da terzi di comunicare con il contatore ed ottenere i dati di quest'ultimo, senza compromettere il corretto funzionamento del sistema di telegestione.**

La presente misura intercetta pienamente sia le esigenze evidenziate dal segnalante nell'ambito della corrispondenza intercorsa nei mesi scorsi sia quelle rappresentate da soggetti terzi nell'ambito della presente istruttoria<sup>18</sup>. Peraltro è coerente con la posizione da sempre tenuta da ED nei confronti dell'AEEGSI circa la disponibilità a supportare fattivamente lo sviluppo di tale mercato attraverso l'individuazione di soluzioni tecnologiche in grado di favorire la diffusione di IHD, nelle more della piena operatività del contatore di seconda generazione.

L'implementazione di tale impegno richiederà un rilevante investimento da parte di ED in termini di costi di sviluppo e progettazione che saranno integralmente sostenuti dalla società, unitamente al c.d. "rischio volume" connesso con l'approvvigionamento di un prodotto la cui diffusione oggi resta di non agevole previsione. Il costo di acquisizione del modulo da parte dei terzi consisterà quindi esclusivamente nel "costo vivo" di produzione, ovvero nel costo riconosciuto a sua volta da Enel Distribuzione alle ditte appaltatrici per la sua realizzazione.

Non di meno, Enel Distribuzione si doterà di una struttura organizzativa che sarà deputata esclusivamente a monitorare il processo di produzione e a supportare la gestione operativa dei rapporti con i soggetti terzi per la messa a disposizione di tale modulo.

Si tratta di una misura di rilevante impatto economico per Enel Distribuzione, adottata al di fuori del perimetro regolato e senza alcun tipo di remunerazione di carattere tariffario.

Attraverso la disponibilità di tale modulo, soggetti terzi (tipicamente, *system integrator* e *trader*) potranno sviluppare e proporre ai clienti finali propri IHD per l'acquisizione

<sup>18</sup> [omissis] (documento 7 del fascicolo del procedimento), [omissis] (documento 67 del fascicolo del procedimento), [omissis] (documento 130bis del fascicolo del procedimento).

dei dati dal contatore, unitamente a soluzioni *hardware* e *software* a valore aggiunto, senza che ciò comprometta, come detto, la sicurezza e le *performance* della telegestione.

La campagna informativa promossa da Enel Distribuzione sia sul proprio sito internet sia attraverso apposite comunicazioni inviate a tutti i soggetti potenzialmente interessati, garantirà l'effettività della misura proposta.

Per quanto sopra, è di tutta evidenza come la presente misura vada ben oltre le preoccupazioni evidenziate su questo specifico punto da codesta Autorità nel provvedimento di avvio e risulta assolutamente idonea a sostenere – nelle more del completamento del piano di installazione dei contatori di seconda generazione – la diffusione di IHD per il monitoraggio evoluto dei consumi, con positive ricadute in termini di consapevolezza del cliente finale ed efficienza del sistema.

**Oggetto:** Attività operative connesse alla presenza di dispositivi installati su contatori elettronici di Enel Distribuzione

**Ambito di Applicazione:** Enel Distribuzione

## INDICE

1.	OBIETTIVO DEL DOCUMENTO E AMBITO DI APPLICAZIONE.....	2
2.	GESTIONE VERSIONI DEL DOCUMENTO .....	2
3.	UNITA' RESPONSABILE DEL DOCUMENTO.....	2
4.	RIFERIMENTI.....	3
5.	ALLOCAZIONE RISPETTO ALLA MAPPA DEI PROCESSI DI GRUPPO .....	3
6.	DEFINIZIONI E ACRONIMI .....	3
7.	DESCRIZIONE DEL PROCESSO.....	5
7.1	Tipologie di apparecchiature installate da terzi sul contatore.....	5
7.2	Azioni operative conseguenti all'intervento in loco.....	6
7.3	Modalità di consegna ai Clienti dei dispositivi rimossi.....	7
8.	ALLEGATI.....	8
8.1	Allegato 1: Diffida al cliente per l'utilizzo di dispositivi che interagiscono meccanicamente con il contatore.....	9
8.2	Allegato 2: MODELLO DI CONSEGNA del dispositivo APPOSTO SU CONTATORE.....	10

IL RESPONSABILE  
ESERCIZIO E MANUTENZIONE  
**Christian D'ADAMO**

**Istruzione Operativa n. xx**

Versione n. 1 del ../04/2016

**Oggetto:** Attività operative connesse alla presenza di dispositivi installati su contatori elettronici di Enel Distribuzione**Ambito di Applicazione:** Enel Distribuzione**1. OBIETTIVO DEL DOCUMENTO E AMBITO DI APPLICAZIONE**

Il presente documento descrive le modalità adottate da Enel Distribuzione SpA qualora si riscontrasse nell'ambito dello svolgimento di specifiche attività la presenza di dispositivi, installati da Clienti o terzi autorizzati dai Clienti, sul contatore elettronico.

Le modalità operative descritte si applicano a tutti gli interventi effettuati dalla società sul campo, scaturenti da richieste di lavoro pervenute da Clienti o da Venditori (per es.: nel caso di aumenti di potenza) oppure da interventi in campo eseguiti da operatori della società.

Quanto definito dal presente documento trova applicazione in Enel Distribuzione SpA.

**2. GESTIONE VERSIONI DEL DOCUMENTO**

Versione	Data	Descrizione della revisione
1	../04/2016	Prima emissione

**3. UNITA' RESPONSABILE DEL DOCUMENTO**

Responsabile per l'elaborazione del documento:

- Enel Distribuzione: Esercizio e Manutenzione

Responsabile per l'autorizzazione del documento:

- Enel Distribuzione: Affari Legali;
- Enel Distribuzione: Commerciale Rete;
- Enel Distribuzione: Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità;
- Enel Distribuzione: Macro Area Territoriale: Nord, Centro e Sud;
- Enel Distribuzione: Unità Progetto "Contatore Elettronico di nuova generazione e attività connesse alla messa a disposizione delle infrastrutture di rete per la posa di fibra ottica"

Il documento è stato inoltre verificato da:

- Unità Regolatorio e Antitrust Italia

**Oggetto:** Attività operative connesse alla presenza di dispositivi installati su contatori elettronici di Enel Distribuzione

**Ambito di Applicazione:** Enel Distribuzione

#### 4. RIFERIMENTI

- Codice Etico;
- Piano Tolleranza Zero alla Corruzione (TZC);
- Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs 231/2001;
- Policy n. 2: “Codice di Comportamento per il personale di Enel Distribuzione adottato ai sensi del Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF) emanato dall’AEEGSI (Delibera 296/2015/R/Com);
- Norma CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Norma CEI 13-71 “Sistemi di misura dell’energia elettrica (c.a.) – Guida alla composizione installazione e verifica”;
- Procedura Organizzativa n. 31 del 30/06/2015: Verifica dei complessi di misura e attività post-verifica;
- Istruzione Operativa n. 99 del 31 Dicembre 2015: “Controlli sui misuratori elettronici BT in fase di accesso e post rimozione”;
- Procedura Organizzativa n. 22 del 15 luglio 2011: “Connessione clienti Rete Elettrica”;
- Istruzione Operativa n. 71 del 31 Dicembre 2013: “Esecuzione attività di verifica dei complessi di misura dell’energia elettrica”.

#### 5. ALLOCAZIONE RISPETTO ALLA MAPPA DEI PROCESSI DI GRUPPO

Processo L1: Connessione Clienti Rete Elettrica

Processo L2: Connessione Clienti passivi.

#### 6. DEFINIZIONI E ACRONIMI

Acronimi e Termini Chiave	Descrizione
ANOMALIA	Guasto/evento accidentale che altera o impedisce il regolare funzionamento del sistema di misura ovvero che impedisce il rilievo della misura sia in locale che in remoto.
CDM	Complesso di misura, inteso come insieme delle seguenti apparecchiature: gruppo di misura o insieme di gruppi, eventuale tavoletta, eventuali trasformatori di corrente e/o di tensione con annesse morsettiere e cavetteria.
CLIENTE	Persona fisica o giuridica che è titolare di un Punto di Prelievo o di un Punto Di Immissione. Il Cliente è obbligato a concedere al Distributore l’accesso al Contatore al fini dell’esecuzione da parte di questo delle operazioni di installazione e manutenzione. Inoltre il Cliente è responsabile della custodia e dell’integrità del contatore secondo quanto previsto dalle condizioni relative alla connessione.

**Istruzione Operativa n. xx**

Versione n. 1 del ..04/2016

**Oggetto:** Attività operative connesse alla presenza di dispositivi installati su contatori elettronici di Enel Distribuzione

**Ambito di Applicazione:** Enel Distribuzione

Acronimi e Termini Chiave	Descrizione
CONTATORE ELETTRONICO (CONTATORE)	Dispositivo funzionale alla misura dell'energia elettrica, destinato a misurare l'energia elettrica e la potenza attiva, ed eventualmente reattiva, mediante integrazione della potenza rispetto al tempo, avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06; è di proprietà della Società di Distribuzione che ai sensi della regolazione vigente è responsabile della installazione, manutenzione e sostituzione.
DTR-ESR-TVC	Dipartimento Territoriale Rete – Esercizio Rete – Telegestione e Verifiche Complessi di misura
O&M-MOP	Unità Esercizio Misura della Funzione Centrale Esercizio e Manutenzione
OPERATORE	L'addetto operativo di Enel Distribuzione al quale sono assegnate le attività conseguenti agli interventi effettuati dalla società sul campo.
PRELIEVO <sup>1</sup> IRREGOLARE	Si determina un prelievo irregolare di energia quando con la messa in opera di particolari accorgimenti si renda possibile il prelievo di energia senza che esso sia registrato correttamente dal CDM.
PUNTO DI IMMISSIONE	Singolo punto in cui l'energia elettrica viene immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi
PUNTO DI PRELIEVO:	Singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi
VENDITORE	La persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare attività di trasmissione e distribuzione che stipula il Contratto per il Servizio di Trasporto in nome proprio e per conto di Clienti Finali; è considerato tale anche l'esercente il Servizio di Salvaguardia e l'esercente il Servizio di Maggior Tutela
VERIFICATORE/ADETTO ALLA VERIFICA	Persona esperta (PES) che esegue le verifiche, sulla base e nei limiti delle abilitazioni/autorizzazioni rilasciate dal Datore di lavoro o suo Delegato
ZO-GCO	Unità Gestione Connessioni di Zona
ZO-PGR-RT	Filone Rete e Telegestione dell'Unità Programmazione e Gestione Rete di Zona
ZO-PGR-VC	Filone Verifiche Clienti dell'Unità Programmazione e Gestione Rete di Zona

<sup>1</sup> Nei casi di misuratori bidirezionali, il prelievo irregolare potrebbe comportare l'immissione di energia non registrata correttamente.

**Oggetto:** Attività operative connesse alla presenza di dispositivi installati su contatori elettronici di Enel Distribuzione

**Ambito di Applicazione:** Enel Distribuzione

## 7. DESCRIZIONE DEL PROCESSO

### 7.1 TIPOLOGIE DI APPARECCHIATURE INSTALLATE DA TERZI SUL CONTATORE

Le modalità operative adottate da Enel Distribuzione SpA, qualora si riscontrasse nell'ambito dello svolgimento di specifiche attività la presenza di dispositivi, installati da Clienti o terzi autorizzati dai Clienti, sul contatore elettronico, si applicano a:

- (D.1): Apparecchiature che interagiscono meccanicamente con il contatore;
- (D.2): Apparecchiature che non interagiscono meccanicamente con il contatore,
- (D.3): Apparecchiature apposte per effettuare l'alterazione della misura dell'energia elettrica prelevata o immessa.

Nella tavola sinottica che segue sono indicati per ciascun dispositivo le funzionalità, le possibili interferenze e se sia consentita o meno l'apposizione del dispositivo medesimo da parte del Cliente

Tavola n. 1: Classificazione dei Dispositivi rintracciabili sui contatori della società

Tipologia di dispositivo		Funzionalità	Possibili anomalie	Consentito utilizzo dal Cliente?
D.1	Apparecchiature che interagiscono meccanicamente con il contatore	richiusori che, in caso di disalimentazione, effettuano la richiusura automatica dell'interruttore del contatore	possono recare danni al contatore e ledere la sicurezza di cose o persone	NO
D.2	Apparecchiature che non interagiscono meccanicamente con il contatore	lettori conta impulsi che effettuano la lettura dei led metrologici del contatore	non interagiscono meccanicamente con il contatore e non presentano anomalie al contatore	SI
D.3	Apparecchiature apposte per effettuare l'alterazione della misura dell'energia elettrica prelevata o immessa	Altera il corretto funzionamento del contatore	Prelievi irregolari	NO

In relazione alla individuazione dei dispositivi di cui alla Tavola Sinottica n. 1, le attività conseguenti a tutti gli interventi effettuati dalla società sul campo, svolti sia su richiesta di Clienti o Venditori sia su iniziativa della stessa società sono gestite come descritto nei successivi paragrafi.

#### 7.1.1. APPARECCHIATURE CHE INTERAGISCONO MECCANICAMENTE CON IL CONTATORE

Le apparecchiature che interagiscono meccanicamente con il contatore descritte nella Tavola Sinottica 1 al punto D.1 (es. richiusori) dovranno essere rimosse dal contatore, al fine di garantire la sicurezza di persone/cose.

La rimozione deve essere effettuata dall'operatore della società in accordo a quanto previsto al successivo paragrafo 7.2.1.

#### 7.1.2. APPARECCHIATURE CHE NON INTERAGISCONO MECCANICAMENTE CON IL CONTATORE

**Oggetto:** Attività operative connesse alla presenza di dispositivi installati su contatori elettronici di Enel Distribuzione

**Ambito di Applicazione:** Enel Distribuzione

Le apparecchiature che non interagiscono meccanicamente con il contatore descritte nella Tavola Sinottica 1 al punto D.2 (es. lettore ottico conta impulsi), devono essere rimosse esclusivamente nei casi in cui ciò è strettamente necessario per consentire ad Enel Distribuzione di svolgere, nella specifica occasione, le attività di sostituzione, manutenzione e verifica dei propri contatori, stante l'oggettiva interferenza di questi dispositivi con le attività che il distributore svolge in adempimento di precisi e puntuali obblighi regolatori.

In particolare, i casi possibili sono:

A. Sostituzione o rimozione temporanea del contatore. Tale tipologia di intervento – effettuata per verificare guasti, per procedere alla sostituzione programmata del contatore per rinnovo tecnologico o per realizzare altri interventi che richiedono l'accesso alla linea elettrica che alimenta il contatore - implica la rimozione (in taluni casi temporanea) dello stesso contatore e di conseguenza rende inevitabile anche la rimozione dei dispositivi apposti da terzi su quest'ultimo.

B. Verifica del contatore. Tale tipologia di intervento - effettuata per verificare il corretto funzionamento del gruppo di misura ed escludere, quindi, anomalie tecniche o manomissioni dello stesso - viene effettuata collegando il contatore campione (utilizzato per l'attività di verifica) ad un lettore di impulsi ottici che deve a sua volta essere posto in corrispondenza del led presente sul misuratore. L'apposizione del lettore led collegato al contatore campione comporta inevitabilmente la rimozione del lettore di impulsi eventualmente collocato da terzi. Per alcune tipologie di verifica occorre rimuovere temporaneamente il contatore al fine di ispezionare la parte posteriore del contatore e la linee elettrica che lo alimenta. Inoltre, per contatori ad inserzione semidiretta, l'intervento in esame richiede la rimozione temporanea del contatore anche l'installazione di un dispositivo di interfaccia.

C. Riprogrammazione del contatore: Tale tipologia di intervento – effettuata in caso di aumenti di potenza, attivazioni, cessazioni, etc, non eseguibili da remoto - richiede l'apposizione sul contatore (in corrispondenza della porta ottica) di una specifica sonda ZVEI connessa al tablet/smartphone in dotazione al personale operativo. La rimozione di eventuali dispositivi posizionati da terzi sul contatore può rendersi necessaria nei soli casi in cui alcune parti del dispositivo (tipicamente un supporto a staffa sul quale è apposto il lettore ottico conta impulsi) impediscano l'accesso alla porta ottica.

L'eventuale rimozione deve avvenire secondo la procedura descritta al paragrafo 7.2.1.

### **7.1.3. APPARECCHIATURE APPOSTE PER EFFETTUARE L'ALTERAZIONE DELLA MISURA DELL'ENERGIA**

Le apparecchiature apposte per effettuare l'alterazione della misura dell'energia elettrica prelevata o immessa descritte nella Tavola Sinottica 1 al punto D.3., devono essere rimosse dal contatore nel rispetto della specifica procedura descritta al successivo paragrafo 7.2.3., a prescindere dalla tipologia di attività che il distributore è tenuto a svolgere, per salvaguardare l'integrità del contatore e dei dati di misura.

Rientrano nella tipologia anche eventuali dispositivi che si presentino apparentemente con le caratteristiche dei dispositivi descritti nei punti D1 e D2.

## **7.2 AZIONI OPERATIVE CONSEGUENTI ALL'INTERVENTO IN LOCO**

### **7.2.1. APPARECCHIATURE CHE INTERAGISCONO MECCANICAMENTE CON IL CONTATORE**

Nel caso in cui l'operatore riscontrasse una apparecchiatura che interagisce meccanicamente con il contatore (rif.: Tavola Sinottica 1 - punto D.1.) deve:

- rimuovere l'apparecchiatura;
- eseguire l'intervento per il quale si è recato presso il contatore;
- consegnare l'apparecchiatura rimossa al Cliente come previsto al successivo punto 7.3, ed illustrare le

**Oggetto:** Attività operative connesse alla presenza di dispositivi installati su contatori elettronici di Enel Distribuzione

**Ambito di Applicazione:** Enel Distribuzione

- motivazioni che hanno determinato la rimozione;
- segnalare l'esecuzione dell'intervento a: ZONA-PGR-RT e ZONA-GCO.

La ZONA-GCO predispone ed invia al Cliente la diffida di utilizzo dell'apparecchiatura, utilizzando il format di cui Allegato 1.

La ZONA-PGR-RT comunica il riscontro dell'apparecchiatura all'unità DTR-ESR-TVC, che a sua volta informa O&M-MOP per il presidio delle attività di manutenzione.

### **7.2.2. APPARECCHIATURE CHE NON INTERAGISCONO MECCANICAMENTE CON IL CONTATORE**

Qualora l'operatore intervenuto in campo riscontrasse la presenza di una apparecchiatura che non interagisce meccanicamente con il contatore (rif.: Tavola Sinottica 1 - punto D.2) deve:

- Effettuare il lavoro senza rimuovere l'apparecchiatura, nel caso in cui questa non interferisce con l'esecuzione del lavoro per cui è intervenuto in campo (v. casistiche 7.1.2 sub C).
- rimuovere l'apparecchiatura esclusivamente nel caso in cui ci sia interferenza con l'esecuzione del lavoro (v. casistiche 7.1.2 sub A e sub B) ed eseguire il lavoro per cui è intervenuto in loco;
- consegnare l'apparecchiatura rimossa al Cliente come previsto al successivo punto 7.3, illustrare le motivazioni che hanno determinato la rimozione.

Nel caso di rimozione, l'operatore -compilando l'apposito campo del dispositivo mobile in dotazione- comunicherà l'avvenuta rimozione del dispositivo e, nel caso, l'indicazione di avvenuta consegna.

Per i soli dispositivi registrati nei sistemi di Enel Distribuzione è previsto l'invio automatico di una comunicazione verso il Cliente o verso il soggetto dallo stesso delegato.

### **7.2.3. APPARECCHIATURE APPOSTE PER EFFETTUARE L'ALTERAZIONE DELLA MISURA DELL'ENERGIA**

Se l'operatore intervenuto in campo dovesse riscontrare un'apparecchiatura installata con la finalità di determinare l'alterazione della misura (rif.: Tavola Sinottica 1 - punto D.3) dovrà sospendere l'esecuzione del lavoro, come previsto dalla Istruzione Operativa n. 99, e contattare l'unità ZONA-PRG-VC competente al fine di chiedere l'intervento di un verificatore.

Enel Distribuzione darà luogo alle attività disciplinate nella Procedura Organizzativa n. 31 del 30/06/2015: Verifica dei complessi di misura e attività post-verifica .

## **7.3 MODALITÀ DI CONSEGNA AI CLIENTI DEI DISPOSITIVI RIMOSI**

Nei casi di rimozione del contatore, di cui ai precedenti paragrafi 7.2.1 e 7.2.2, si darà corso alle operatività di seguito descritte:

- A. Nel caso di forniture ad uso domestico:
- Se il contatore è posto in luogo che è nella esclusiva disponibilità del Cliente, il dispositivo rimosso dovrà essere consegnato al Cliente, ovvero in assenza del Cliente ad altro soggetto disponibile presente in loco (es: parente del Cliente, governante, tecnico delegato ad assistere alle operazioni ecc). In tal caso, l'operatore compilerà l'apposito campo del dispositivo mobile in dotazione e provvederà a far sottoscrivere il modello di cui all'Allegato 2 della presente Istruzione, compilato con il nome e cognome, al soggetto cui il dispositivo viene consegnato. Il rifiuto a sottoscrivere il modulo da parte del soggetto che prende in consegna il dispositivo deve essere annotato sul modulo medesimo.

**Istruzione Operativa n. xx**

Versione n. 1 del ..04/2016

**Oggetto:** Attività operative connesse alla presenza di dispositivi installati su contatori elettronici di Enel Distribuzione**Ambito di Applicazione:** Enel Distribuzione

- 
- Se il contatore è posto in vano condominiale (androne/sottoscala), il dispositivo rimosso andrà consegnato, al Cliente, ovvero in assenza del Cliente ad altro soggetto disponibile presente in loco (es: parente del Cliente, governante, tecnico delegato ad assistere alle operazioni, portiere, custode ecc). In tal caso, l'operatore compilerà l'apposito campo del dispositivo mobile in dotazione e provvederà a far sottoscrivere il modello di cui all'Allegato 2 della presente Istruzione, compilato con il nome e cognome, al soggetto cui il dispositivo viene consegnato. Il rifiuto a sottoscrivere il modulo da parte del soggetto che prende in consegna il dispositivo deve essere annotato sul modulo medesimo. Solo nel caso in cui non sia possibile rintracciare il Cliente o ad altro soggetto disponibile a prendere in consegna il dispositivo, lo stesso dispositivo verrà collocato dall'operatore nelle immediate vicinanze del contatore dal quale è stato rimosso. In tal caso l'operatore compilerà l'apposito campo del dispositivo mobile in dotazione.
- B. Nel caso di forniture ad uso diverso da quello domestico:
- il dispositivo rimosso dovrà essere consegnato al Cliente, ovvero in assenza del Cliente ad altro soggetto disponibile presente in loco (es: parente del Cliente, tecnico delegato ad assistere alle operazioni, dipendente, portiere, custode ecc). In tal caso, l'operatore compilerà l'apposito campo del dispositivo mobile in dotazione e provvederà a far sottoscrivere il modello di cui all'Allegato 2 della presente Istruzione), compilato con il nome e cognome, al soggetto cui il dispositivo viene consegnato. Il rifiuto a sottoscrivere il modulo da parte del soggetto che prende in consegna il dispositivo deve essere annotato sul modulo medesimo. Solo nel caso in cui non sia possibile rintracciare il Cliente o ad altro soggetto disponibile a prendere in consegna il dispositivo, lo stesso dispositivo verrà collocato dall'operatore nelle immediate vicinanze del contatore dal quale è stato rimosso. In tal caso l'operatore compilerà l'apposito campo del dispositivo mobile in dotazione.

**8. ALLEGATI**

Allegato 1: Diffida al cliente per l'utilizzo di dispositivi che interagiscono meccanicamente con il contatore

Allegato 2: Modello di consegna del dispositivo apposto su contatore

**Oggetto:** Attività operative connesse alla presenza di dispositivi installati su contatori elettronici di Enel Distribuzione

**Ambito di Applicazione:** Enel Distribuzione

## 8.1 ALLEGATO 1: DIFFIDA AL CLIENTE PER L'UTILIZZO DI DISPOSITIVI CHE INTERAGISCONO MECCANICAMENTE CON IL CONTATORE

.....

.....

.....

Raccomandata A.R.

**Oggetto:** Rilevazione apparecchiatura che interagisce con il contatore creando situazione di pericolo – Rimozione - Diffida

Con la presente Le comunichiamo che presso la Vostra fornitura contraddistinta dal POD .....

ubicato in Via/Piazza/ecc. ....

Località ..... Provincia (.....)

La scrivente società ha riscontrato la presenza di un dispositivo che interagisce meccanicamente con il contatore e che può conseguentemente determinare, oltre che danni al contatore medesimo, anche situazioni di pericolo per persone e/o cose.

Per evitare il determinarsi di dette situazioni, in occasione dell'intervento effettuato presso il punto sopra specificato, abbiamo provveduto a rimuovere l'indicato dispositivo il quale è stato consegnato a: ..... *[indicare persona cui è stato consegnato]*

*(in alternativa)*

collocato ..... *[indicare luogo in cui è stato collocato]*

Al riguardo si precisa che il contatore, costituendo il punto terminale della rete di distribuzione dell'energia elettrica, è di proprietà della scrivente società e, secondo quanto previsto dalle regole di connessione alla rete, il Cliente -titolare del punto di prelievo o di immissione- ha la responsabilità della conservazione e dell'integrità del contatore e pertanto può essere chiamato a rispondere dei danni arrecati a Enel Distribuzione o a terzi in conseguenza della violazione degli indicati obblighi.

Con la presente la diffidiamo dall'apporre sul contatore dispositivi che interagiscano meccanicamente con il contatore medesimo, significando, fin da ora che, in caso contrario, la scrivente società sarà costretta ad assumere ogni più opportuna iniziativa a tutela dei propri interessi e della incolumità di persone e/o cose.

Distinti saluti,

Un procuratore

**Istruzione Operativa n. xx**

Versione n. 1 del ..04/2016

**Oggetto:** Attività operative connesse alla presenza di dispositivi installati su contatori elettronici di Enel Distribuzione**Ambito di Applicazione:** Enel Distribuzione**8.2 ALLEGATO 2: MODELLO DI CONSEGNA DEL DISPOSITIVO APPOSTO SU CONTATORE****CONSEGNA DISPOSITIVO APPOSTO SU CONTATORE ELETTRONICO**

In data odierna è stato eseguito un intervento sul contatore elettronico installato presso il Cliente identificato con:

n° (ENELTEL/POD): .....

intestata a (NOMINATIVO CLIENTE). .....

ubicato in Via/Piazza/ecc. ....

Località ..... Provincia (.....)

Durante le operazioni di accesso al suddetto contatore,

il sottoscritto .....,

matricola Enel Distribuzione n. ....

ha riscontrato la presenza di un dispositivo, apposto dal Cliente che è stato rimosso al fine di rendere possibile l'operatività sul contatore elettronico.

Come previsto dalle disposizioni della società, il dispositivo rimosso viene consegnato alla persona che si è dichiarata disponibile, come da attestazione sotto riportata.

**IL SOTTOSCRITTO**

.....

 CLIENTE/INTESTATARIO DELLA FORNITURA

Ovvero, in assenza del Cliente/Intestatario della fornitura:

 PARENTE DEL CLIENTE/INTESTATARIO DELLA FORNITURA

(grado di parentela: ..... )

 ALTRA PERSONA

(qualificarsi come: ..... )

Il sottoscritto ....., nella sua qualità di

..... (Precisare se: Cliente/Parente/Altra Persona)

**ATTESTA DI AVER PRESO IN CONSEGNA IL DISPOSITIVO DI PROPRIETA' DEL CLIENTE, RIMOSSO DAL PERSONALE DI ENEL DISTRIBUZIONE.**

Data ..... Firma leggibile .....



# **Formazione al personale operativo di Enel Distribuzione**

## **Dispositivi installati sul contatore elettronico**

# Agenda



- Tipologie di dispositivi installati sul contatore elettronico**
- Casistiche di rimozione/non rimozione dei dispositivi**
- Indicazioni comportamentali**

# Tipologie di dispositivi apposti in prossimità del contatore



## Dispositivi che interagiscono meccanicamente con il contatore

Richiusori automatici dell'interruttore in caso di disalimentazione. Questi dispositivi possono recare danni al contatore e ledere alla sicurezza di cose o persone



## Dispositivi che NON interagiscono meccanicamente con il contatore

Letture ottico conta impulsi. A seconda degli ingombri possono rendere difficoltosa l'operatività del personale che effettua un intervento sul contatore, pur non recando danni allo stesso

**omissis**

## Dispositivi apposti per effettuare l'alterazione della misura dell'energia

Tipicamente [omissis]

# Agenda



- Tipologie di dispositivi apposti in prossimità del contatore**
- Casistiche di rimozione/non rimozione dei dispositivi**
- Indicazioni comportamentali**

# Casistiche di rimozione/non rimozione dei dispositivi



Dispositivi che interagiscono meccanicamente con il contatore

**Rimuovere sempre**



Dispositivi che NON interagiscono meccanicamente con il contatore

**Rimuovere esclusivamente nei casi previsti**

omissis

Dispositivi apposti per effettuare l'alterazione della misura dell'energia

**Sospendere l'intervento e contattare Zona per  
l'invio di un verificatore**

# Dispositivi che **NON** interagiscono meccanicamente con il contatore

La rimozione del dispositivo è inevitabile nei soli casi di **sostituzione, rimozione temporanea, verifica del contatore**. Alcuni esempi:

- Sostituzione programmata del contatore per rinnovo tecnologico
- Interventi che richiedono l'accesso alla linea elettrica del contatore
- Verifica guasti
- Verifica tramite contatore campione
- Verifica dei contatori ad inserzione semi-diretta tramite dispositivo interfaccia



La rimozione del dispositivo **non è necessaria** nel caso di attività di riprogrammazione del contatore, quando lo stesso (o il supporto su cui è installato) non sia di ostacolo per l'accesso alla porta ottica



# Agenda



- Tipologie di dispositivi installati sul contatore elettronico**
- Casistiche di rimozione/non rimozione dei dispositivi**
- Indicazioni comportamentali**

# Indicazioni comportamentali: dispositivi che interagiscono meccanicamente con il contatore

**In caso venga rinvenuto un dispositivo di questa tipologia, l'operatore dovrà:**



1. Rimuovere il dispositivo
2. Eseguire l'intervento per il quale si è recato presso il contatore
3. Consegnare l'apparecchiatura rimossa al Cliente o altro soggetto disponibile (v. slide 11) ed illustrare le motivazioni che hanno determinato la rimozione
4. Segnalare l'esecuzione dell'intervento a: ZONA-PGR-RT e ZONA-GCO

La ZONA-GCO predispone ed invia al Cliente la diffida di utilizzo dell'apparecchiatura,  
La ZONA-PGR-RT comunica il riscontro dell'apparecchiatura all'unità DTR-ESR-TVC, che a sua volta informa O&M-MOP per il presidio delle attività di manutenzione

# Indicazioni comportamentali: dispositivi che NON interagiscono meccanicamente con il contatore



**In caso di riscontro di un dispositivo di questa tipologia l'operatore dovrà:**

1. Eseguire l'intervento senza rimuovere il dispositivo se lo stesso permette l'esecuzione del lavoro; in caso contrario rimuovere il dispositivo ed eseguire il lavoro
2. In caso di rimozione del dispositivo, consegnare al Cliente o altro soggetto disponibile (v. slide 11) ed illustrare le motivazioni che hanno determinato la rimozione
3. In caso di rimozione del dispositivo, compilare l'apposito campo del dispositivo mobile in dotazione per comunicare l'avvenuta rimozione del dispositivo e, nel caso, l'indicazione di avvenuta consegna

# Indicazioni comportamentali: dispositivi apposti per effettuare l'alterazione della misura dell'energia



**omissis**

**In caso di riscontro di un dispositivo di questa tipologia l'operatore dovrà:**

1. Sospendere l'esecuzione del lavoro
2. Contattare l'unità ZONA-PRG-VC competente al fine di chiedere l'intervento di un verificatore

# Modalità di consegna al cliente



## Nel caso di forniture domestiche:

- Se il contatore è posto in luogo nell'esclusiva disponibilità del cliente il dispositivo rimosso dovrà essere consegnato al **cliente o in assenza di questo ad altro soggetto disponibile presente in loco (es. parente, governante, etc)**
- Se il contatore è posto nel vano condominiale/androne/sottoscala il dispositivo rimosso dovrà essere consegnato al **cliente o in assenza di questo ad altro soggetto disponibile presente in loco (es. parente, governante, portiere, custode etc)**
- Solo nel caso in cui non fosse reperibile nessuno dei soggetti sopra citati o quelli eventualmente presenti in loco non fossero disponibili a prendere in consegna il dispositivo si procederà a depositare il dispositivo nelle **immediate vicinanze del contatore**.

## Nel caso di forniture ad uso diverso da abitativo:

- Il dispositivo rimosso dovrà essere consegnato al **cliente o, in assenza, ad altro soggetto disponibile presente in loco (es. parente, dipendente, portiere, custode, etc)**
- Solo nel caso in cui non fosse reperibile nessuno dei soggetti sopra citati o quelli eventualmente presenti in loco non fossero disponibili a prendere in consegna il dispositivo si procederà a depositare il dispositivo nelle **immediate vicinanze del contatore**.

In tutti i casi sopra descritti l'operatore provvederà a compilare l'apposito campo del dispositivo mobile in dotazione e a far sottoscrivere uno specifico **modello** (v. slide 12) al soggetto cui il dispositivo viene consegnato.

# Modulo di consegna

Nel caso in cui il soggetto che prenda in consegna il dispositivo si rifiuti di firmare il modulo, tale circostanza dovrà essere annotata nel presente modulo



## 8.2 ALLEGATO 2: MODELLO DI CONSEGNA DEL DISPOSITIVO APPOSTO SU CONTATORE

### CONSEGNA DISPOSITIVO APPOSTO SU CONTATORE ELETTRONICO

In data odierna è stato eseguito un intervento sul contatore elettronico installato presso il Cliente identificato con:

n° (ENELTEL/POD): .....

Intestata a (NOMINATIVO CLIENTE): .....

ubicata in Via/Piazza/loc. ....

Località ..... Provincia (.....)

Durante le operazioni di accesso al suddetto contatore,

il sottoscritto ..... ,

matricola Enel Distribuzione n. ....

ha riscontrato la presenza di un dispositivo, apposto dal Cliente che è stato rimosso al fine di rendere possibile l'operatività sul contatore elettronico.

Come previsto dalle disposizioni della società, il dispositivo rimosso viene consegnato alla persona che si è dichiarata disponibile, come da attestazione sotto riportata.

#### IL SOTTOSCRITTO

.....

CLIENTE/INTESTATARIO DELLA FORNITURA

Onverò, in assenza del Cliente/Intestatario della fornitura.

PARENTE DEL CLIENTE/INTESTATARIO DELLA FORNITURA

(grado di parentela: ..... )

ALTRA PERSONA

(qualificarsi come: ..... )

il sottoscritto ..... , nella sua qualità di

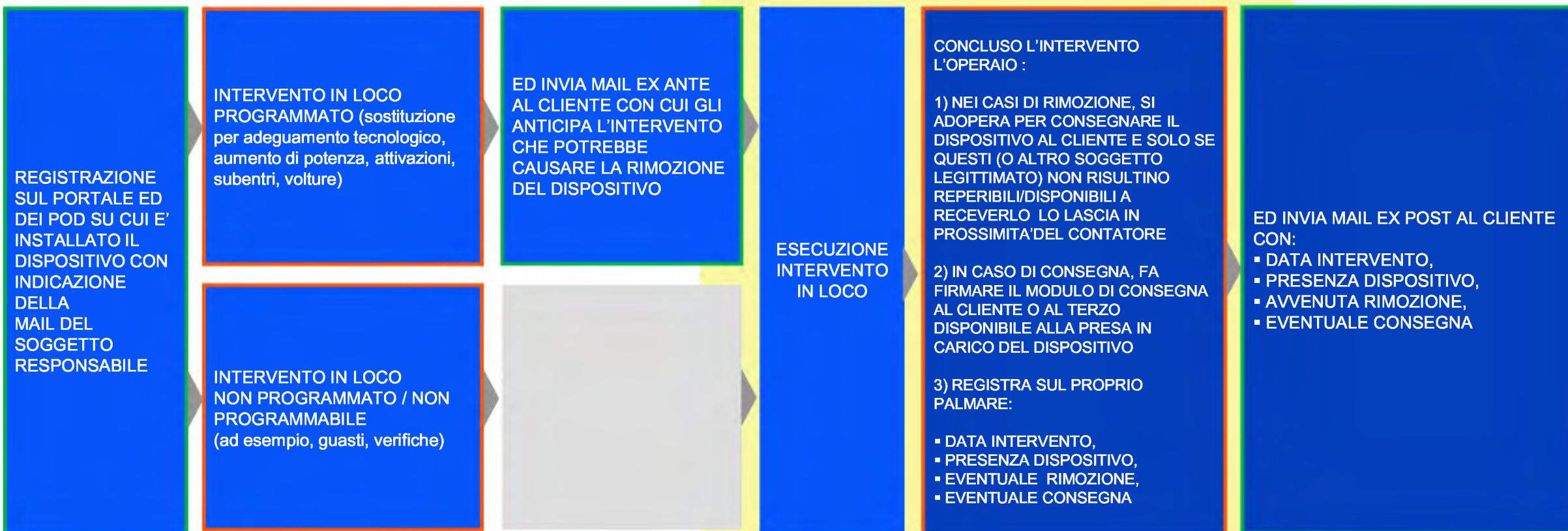
..... (Prezisare se: Cliente/Parente/Altra Persona)

ATTESTA DI AVER PRESO IN CONSEGNA IL DISPOSITIVO DI PROPRIETA' DEL CLIENTE, RIMOSSO DAL PERSONALE DI ENEL DISTRIBUZIONE.

Data ..... Firma leggibile .....

# Impegni procedimento A486

## Flusso informativo e modalità di consegna



**Adempimenti operaio ED**



**MOME  
DATA MODEL AND PROTOCOL SPECIFICATION**

**MOME  
DATA MODEL AND PROTOCOL SPECIFICATION**

Enel Distribuzione S.p.A. – Network Technology

Last update on 22nd April 2016

Version 1

<b>1</b>	<b>SCOPE</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>APPLICABILITY</b> .....	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>ACRONYMS AND ABBREVIATIONS</b> .....	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>GENERAL INTRODUCTION</b> .....	<b>5</b>
4.1	MOME CONFIGURATION .....	5
4.1.1	<i>SCP download from Enel Distribuzione web portal</i> .....	5
4.1.2	<i>SCP upload on MOME</i> .....	5
4.1.3	<i>Internal clock setting</i> .....	5
4.2	ADDITIONAL BLOCK SUBSCRIPTION .....	6
4.2.1	<i>Reserved table</i> .....	6
4.3	ADDRESS NEGOTIATION .....	6
4.4	LOAD PROFILE MANAGEMENT.....	6
4.4.1	<i>AB reading load profile</i> .....	6
4.5	BEHAVIOUR IN CASE OF DISCONNECTION.....	7
4.6	PROSUMER CASE.....	8
<b>5</b>	<b>APPLICATION PROTOCOL</b> .....	<b>9</b>
5.1	DEFINITION OF PACKET STRUCTURE.....	9
5.2	ADDRESSING MODE .....	9
5.2.1	<i>MOME codes in NACK/ ACK messages</i> .....	10
<b>6</b>	<b>USE CASES</b> .....	<b>12</b>
6.1	SCP UPLOAD .....	13
6.2	INTERNAL CLOCK SETTING.....	13
6.3	ADDRESS REQUEST PROCEDURE .....	14
6.4	ADDITIONAL BLOCK REQUESTS DATA .....	15
6.5	EVENT SUBSCRIPTION/DELETING .....	15
6.6	EVENT GENERATION BY MOME.....	16
6.7	AB ASKS FOR LOAD PROFILE LOG .....	17
<b>7</b>	<b>DATA MODEL</b> .....	<b>20</b>
7.1	ENEL DATA FORMAT.....	20
7.2	DATA BASE OF ENEL SM DATA .....	21
7.2.1	<i>Table 100</i> .....	21
7.2.2	<i>Table 101</i> .....	24

## **1 Scope**

This document describes the functional requirements of MOME. MOME is a metering interface module, to be installed on board of Third Party devices, enabling the communication with LV Enel Smart Meters via power line Band A, finalised to the collection of metering data. In case of prosumers, MOME can be interfaced with both the consumption and production meters at the same time.

## **2 Applicability**

This module is applicable for interfacing all Enel LV Smart Meters either single phase or three-phase (in this last case the T phase shall supply the AB since the communication is supported on this phase).

## **3 Acronyms and abbreviations**

AB:	Additional block, that is the Third Party device integrating MOME
DB:	Data Base
DST:	Daylight Saving Time
LV:	Low Voltage
MOME:	The OEM module described in this specification at functional level
NID:	Neuron Identifier
PLC :	Power Line Carrier
POD:	Point of Delivery
RTC:	Real Time Clock
SCP:	The script needed to configure MOME and enable the communication with the SM
SM:	Smart Meter
SMCC:	Smart Metering Control Center (Back Office)

## 4 General introduction

MOME implements a secure interface between the LV Enel Smart Meter and ABs provided by third parties. It communicates with the Enel Smart Meter through the PLC Band A and the reserved Enel Smart Metering protocol and provides smart metering data with a public data model on a UART interface.

In the following §§ the relevant procedures and functionalities are described.

### 4.1 MOME configuration

MOME must be properly configured in order to be allowed to communicate with a SM. The configuration procedure allows MOME to be coupled with a specific SM identified through its POD. This procedure foresees three steps:

1. SCP download from a dedicated section of the Enel Distribuzione web portal
2. SCP upload on MOME
3. Internal clock setting

and requires that:

- the user – owner of one or more PODs - is registered to the Enel Distribuzione web portal, [http://eneldistribuzione.enel.it/it-IT/Pagine/enel\\_info\\_piu\\_sezione.aspx](http://eneldistribuzione.enel.it/it-IT/Pagine/enel_info_piu_sezione.aspx)
- the “Autocommissionig” service is activated.

#### 4.1.1 SCP download from Enel Distribuzione web portal

Once the user is registered to the web portal and the service is activated, it will be able to login and download the SCP for the SMs associated to its fiscal code or tax code, as described:

1. Selecting a POD from the list of its PODs (more than one POD in case of multiple households/prosumers)
2. Clicking the “Edit” button to view its details, confirm/modify/complete its contact details
3. Inserting the NID of MOME to be interfaced to the selected SM
4. Selecting the type of configuration: Standard or Prosumer
5. Clicking on the “Commissioning” button to create the association between the selected POD and MOME
6. Clicking on “Scarica file di configurazione” button to download the SCP.

#### 4.1.2 SCP upload on MOME

Once download of SCP is completed, it must be uploaded on MOME via the UART. The AB has to pass the SCP row by row. The detailed procedure is defined in §6.1.

#### 4.1.3 Internal clock setting

This command updates the current date-time of the MOME, ensuring no discrepancy in its internal RTC, until the periodic CLOCK update is received from the SM system. The value of the internal clock is important to assign the correct timestamps to the data received from the SM. The detailed procedure is defined in §6.2.

## 4.2 Additional Block subscription

An enrolment process is implemented enabling AB's applications to use MOME functionalities and enrol the dedicated HW. Enrolment implies that each AB application gets an address to exchange messages with MOME. A reserved table is used to define enrolment parameters for each application.

The detailed procedure is defined in §6.3.

### 4.2.1 Reserved table

A resident application (home application) must enrol itself accepting an address from MOME. That address will be used for all the communications with MOME.

The authorized ApplicationID is PCMC000000XXXXXX.

## 4.3 Address negotiation

An address negotiation procedure must be implemented in order to allow an AB to get an address to exchange information with MOME. This procedure is defined in §6.4.

## 4.4 Load profile management

MOME stores at least 10 days of Energy History, the granularity being defined by the parameter "Ti" (Integration Time for Load Power – by default 15 minutes – Row 24 of Section 1).

Every time MOME receives a Total Active Energy sample (Row 6 in Section 0) this value is stored and the Wh difference with the previous one is calculated and assigned to the corresponding Ti.

For the Load Profile Management:

- Resources required: Every sample is 2 bytes (Wh). By default a sample is collected every 15 minutes, for a maximum of 960 samples for consumed energy, and 960 samples for produced energy. Thus, with 30 minute sampling time, 20 days could be stored.
- Values to be stored: Date and time of the last sample, the samples, the Ti value.

All time references are in winter time notation. The user application must operate a summer (DST) conversion if required.

### 4.4.1 AB reading load profile

When the load profile is required by the AB application, the structure of every message can be structured in "blocks", every block being a message of 6 samples (except for the last block that can be shorter).

Request and Response procedure for Load Profile Management:

- AB sends a "**Log delivery command**" asking for a certain "type" of log.  
Types implemented are:
  - Type 4: Consumed Energy by the customer
  - Type 7: Produced Energy by the customer
- MOME response in "**Log delivery Resp**" includes:
  - Date and Time of the first sample (the older one) of the log
  - Total number of samples
  - Integration time (Ti)
  - Log Type

- Absolute value of the first sample in the log
- MOME starts to send log data starting from the oldest sample to the last one. Data are organised in data “blocks”. Every datum – 9-byte-long – is coded in big-endian structure. Every block contains:
  - Log Type
  - Identification number of the current block
  - Total number of blocks
  - Records (Samples)

Each not valid sample, is saved by MOME in the load profile as “0xFFFFFFFF”.

The data structure of these messages is better defined in §6.7.

#### **4.5 Behaviour in case of disconnection**

In case both MOME and the AB get power off, the connection between the 2 devices shall be automatically (without customer interaction) restored at power on.

At this end, the AB must operate address negotiation (see 4.3) and events subscription (see 6.5) procedures. The Application enrolling activity can be avoided, because MOME has recorded the ApplicationID.

If only the AB gets power off, it must repeat the address negotiation and events subscription procedures.

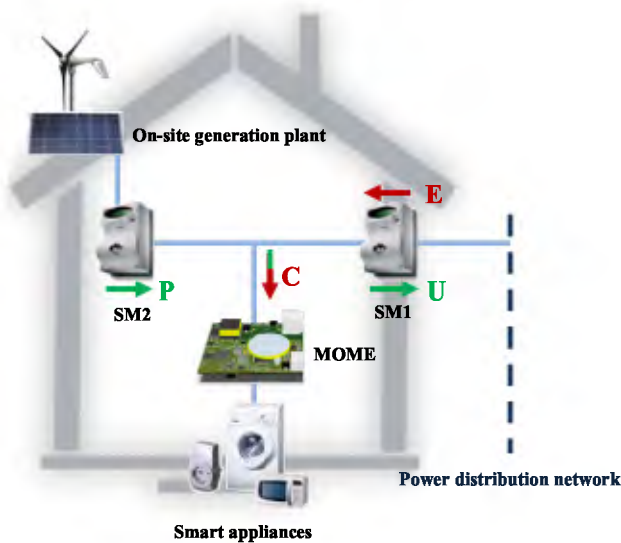
If only MOME gets power off, the connected AB must repeat address negotiation and events subscription procedures.

In case of power off MOME, the DB Section 0 will be recorded. Only if the power off time exceed 2 days, data could be lost.

#### 4.6 Prosumer case

The following picture describes the standard configuration of residential on-site generation plant (i.e. photovoltaic panel, mini wind turbine,...). The power production of any on-site generation plant is monitored and recorded by a SM (in the following picture it is marked with the label SM2 and the produced power with the vector P). In such case the primary SM (SM1) monitors and records both the energy picked-up from the power distribution network (vector E) and the energy put into it (vector U). The home consumption of energy (vector C) is calculated as the contribution of both a part from the on-site generation plant and from the power distribution network.

The vector C is so calculated:  $C = E + (P - U)$ <sup>1</sup>



In the prosumer case, a proper register is used by MOME to store the P vector, which is located into Table 100, Row 108.

<sup>1</sup> Vectors E, U and P are asynchronous, so it is required a linear interpolation.

## 5 Application protocol

A client-server model is applied for the application protocol, where MOME acts as the server.

In normal conditions the client asks the server for the needed information and the server replies. A number of exceptions are managed, like spontaneous messages from MOME to the external application in case of some defined events.

The channel is used as a serial connection, full duplex. Standard configuration : 57600 baud, 8, n.

### 5.1 Definition of packet structure.

The application packet (named "DATA" in the following) is encapsulated in the structure below:

Start char (1 byte)	DataLen (1byte)	Payload (variable length)	Checksum (2 bytes)
STX 0xF7 (247)	1-60	DATA	value

- DataLen: length of "DATA" in bytes
- Payload: contains the "DATA". This field is composed by address and payload, its maximum length is 60 bytes
- Checksum: sum mod  $2^{16}$  of "DATA"

No particular inter-byte time control is required, but if all the bytes required are not received within 40 ms after STX, the message is considered not valid (at default baud rate 57600 b/s).

As said before, the message structure just encapsulates the field "DATA". Possible structures of this field are described in the following paragraphs.

### 5.2 Addressing mode

#### Request:

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS (127)	ATTR	Request Data[.]
----------------	---------------------------	------	-----------------

#### Response:

SOURCE_ADDRESS (127)	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Response[.]
----------------------	---------------------	------	-------------

#### EVENT NOTIFICATION:

#### Event:

SOURCE_ADDRESS (127)	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Spont Data[.]
----------------------	---------------------	------	---------------

**Ack/Nack:**

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS (127)	ATTR	Result_code (1 byte)
----------------	---------------------------	------	----------------------

The Server (MOME) address is reserved and it is "127".

Clients negotiate the address with the Server; admitted addresses are [1,126].

Address "0" means "not assigned address". Before the enrolment, it is used by the Client during the communications with the Server.

The address "255" is used as broadcast address.

Addresses [128,254] are reserved.

All messages from external application to MOME have even ATTR codes, while all messages from MOME to external application, have odd ATTR codes.

The response message time-out is fixed to 2 seconds:

- After 2 seconds the request must be retried
- After 2 retries the message will be considered lost and the request failed

**5.2.1 MOME codes in NACK/ ACK messages**

**MOME ACK Result codes:**

ATTR	Param1: 1byte
SI_ACK 251	Result_code: 0x00 Positive acknowledgement

**MOME NACK Result codes:**

ATTR	Param1: 1byte
SI_NACK 255	Result_code: 0x00 message not correct
	0x01 ATTR not valid
	0x02 not valid Parameter
	0x03 not Enrolled
	0x04 datum not valid
	0x05 log not available
	0x06 buffer not available
	0x07 over limit transmissions
	0x08 MOME not commissioned yet
	0x09 Auth/encryption Error

**APPL ACK Result codes:**

ATTR	Param1: 1byte
APPL_ACK 252	Result_code: 0x00 Positive acknowledgement

**APPL\_NACK Result codes:**

ATTR	Param1: 1byte
APPL_NACK 254	Result_code: 0x00 Message not correct
	0x01 ATTR not valid
	0x02 not valid Parameter
	0x03 stop sequence
	0x04 buffer not available



## 6.1 SCP upload

This message allows to write a single row of a SCP. Each line of the script must be sent iteratively, awaiting the acknowledgement response for each command. If the sequence fails, AB shall send the script from the beginning.

### Request:

SOURCE_AD DRESS	DESTINATION_A D DRESS	ATTR	Param: 1 byte	Param2: variable length
0	127	SI_SERVICE_CODE 000	Subcode: 050 Write Script Row	Bytes stream of the current SCP row

### Ack/Nack:

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1: 1 byte
127	Address ID	SI_ACK 251 or SI_NACK 255	Result_code (see legend)

*Note: Before downloading the configuration script, a SET\_INTERNAL\_DATE\_TIME command to ensure a valid internal clock shall be sent.*

This command updates the current date-time of the MOME. It removes any discrepancy with its internal RTC, until the periodic CLOCK update is received from the SM system. The value of the internal clock is important to assign the correct timestamps to the data received from the SM.

### Request:

SOURCE_AD DRESS	DESTINATION_A D DRESS	ATTR	Param: 1 byte	Param2: 6 bytes
0	127	SI_SERVICE_CODE 000	Subcode: 008 SET internal date/time	YY_from2000/MM/DD hh:mm:ss

### Ack/Nack:

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1: 1 byte
127	Address ID	SI_ACK 251 or SI_NACK 255	Result_code (see legend)

## 6.2 Internal clock setting

When a new AB is connected to MOME, it shall request the enrolment according to the specific application and after ask for an address.

During the enrolment procedure the AB uses the address "0", because – as mentioned above – a not-enrolled module has address 0.

### Enrolment Request:

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (16 bytes)	Param2 (12 bytes)	Param3 (16 bytes)
0	127	ENROLL_REQ 072	ApplicationID	Release	Serial number

### Enrolment Response (Ack):

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (16 bytes)	Param2 (1 byte)
127	0	ENROLL_RES 073	ApplicationID	Result_code: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 0x00 accepted request (ACK);</li> <li>• 0xFF application Nack, not legal application.</li> </ul>

### Enrolment Response Nack (MOME Nack):

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1: 1 byte
127	0	SI_NACK 255	Result_code: (see legend)

If the application is **already enrolled** or it is a **default one** → MOME responds 0x02 (application enrolled).

If MOME is **not commissioned** to the SM, it will respond with a **MOME\_NACK** – error code 0x08 – to any message.

When the application receives the enrolment response with result code 0x02, the enrolment procedure is completed.

## 6.3 Address request procedure

Once the application is enrolled, it shall ask for an address.

### Address Request:

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (16 bytes)
0	127	ADDR_REQ 070	ApplicationID

### Address Response (Ack):

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (16 bytes)	Param2 (1 byte)
127	0	ADDR_RES 071	ApplicationID	Address ID [1,126]

### Address Response Nack (MOME Nack):

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (1 byte)
127	0	MOME_NACK 255	Result_code: (see legend 5.2.1)

At every reboot, the application shall repeat the sequence (enrolment and address request) because the address is stored in a volatile memory of the MOME.

#### 6.4 Additional Block requests data

The AB can request one value of DB per request. The MOME responds with the value and the updating time (data and time).

The requested quantity is defined by its address (2 bytes: Section and Row, the address within the DB)

##### Request:

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (1 byte)	Param2 (1byte)
Address ID	127	READ_REQ 002	Section (0..1)	Row (1, 2, ..)

##### Response:

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (1 byte)	Param2 (1byte)	Param3 (variable length)
127	Address ID	READ_RESP 003	Section (0..1)	Row (1, 2, ..)	Value

*Note: "Value" is the Row of the table (Quantity + Edate [3 bytes] + Etime [3bytes] ), as defined, for example in Section 0, see **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.***

##### Response Nack (MOME Nack):

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (1 byte)
127	0	MOME_NACK 255	Result_code: (see legend 5.2.1)

#### 6.5 Event Subscription/deleting

The AB will be notified of the change of a specific DB's register through the MOME event generation. In order to use this service the AB must subscribe to the event, indicating the DB entry it wants to monitor. An "event entry ID" byte is used by the AB to define the SI's internal reference for the requested event. MOME can manage a maximum of 32 events for each AB.

##### Command:

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (1 byte)	Param2 (1 byte)	Param3 (1 byte)
----------------	---------------------	------	-----------------	-----------------	-----------------

Address ID	127	DATA_SUBSCR 074	Event entry(1..32)	Section (0..1)	Row (1, 2, ..)
------------	-----	--------------------	--------------------	----------------	----------------

**MOME Ack/Nack:**

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1: 1 byte
127	Address ID	MOME_ACK 251 or MOME_NACK 255	Result_code (see legend 5.2.1)

*Note: The combination "[Event entry = XX] + [Section = 0] + [Row = 0]" means: delete event XX previous registered. (Section 0 Row 0 does not exist).*

## 6.6 Event generation by MOME

After the subscription, the event will be generated when the datum changes.

**Event:**

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (1 byte)	Param2 (1 byte)	Param3 (1 byte)	Param 4 (variable length)
127	Address ID	DATA_UPD 081	Event entry (1..32)	Section (0..1)	Row (1..)	Value

*Note: In the field "Value" only the quantity is stored, without the Timestamp which is implicit.*

**Application Ack/Nack:**

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (1 byte)
Address ID	127	APPL_ACK 252 or APPL_NACK 254	Result_code (see legend 5.2.1)

For the expiring event (the datum is old) a special event is generated.

**Event:**

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (1 byte)	Param2 (1 byte)	Param3 (1 byte)
127	Address ID	DATA_EXP 083	Event entry (1..32)	Section (0..1)	Row (1..)

**Appl Ack/Nack:**

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (1 byte)
Address ID	127	APPL_ACK 252 or APPL_NACK 254	Result_code (see legend 5.2.1)

## 6.7 AB asks for load profile log

With this request the AB requests the transmission of the load profile log buffer.

Log Type: 4 for active positive Energy.

Log Type: 7 for active negative Energy from primary meter.

Log Type: 11 for active negative Energy from secondary meter.

### Request

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param: 1 byte
Address ID	127	START_LOG 078	Log type

### Response

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (5 bytes) yy/mm/dd/hh/mm	Param2 (2 bytes)	Param3 (1 byte)	Param4 (1 byte)	Param 5 (4 bytes)
127	Address ID	Log delivery Resp 077	Time of first sample conveyed in the log	Total num of samples	Ti	Log Type	Absolute value of first sample conveyed in the log

If log is not available a MOME\_NACK (log not available) will be generated.

Log Type is encoded as below:

Code	Description
[1,3]	Deprecated
4	Total value of positive active energy (in Wh, 4 bytes) reported for each time slot $T_i$ , with relative timestamp frozen in the energy register at $T_i$ . All data in the buffer are (about 10 days of sampling) sent to the AB starting from the oldest one.
[5,6]	Deprecated
7	Total value of negative active energy (in Wh, 4 bytes) received by primary meter reported for each time slot $T_i$ , with relative timestamp frozen in energy register at $T_i$ . All data in the buffer are (about 10 days of sampling) sent to the AB starting from the oldest one.
[8,10]	Deprecated
11	Only in the prosumer case (Model Type = 0x02), the total value of negative active energy (in Wh, 4 bytes) received from the secondary meter reported for each time slot $T_i$ , with relative timestamp frozen in

Code	Description
	energy register at Ti. All data in the buffer are (about 10 days of sampling) sent to the AB starting from the oldest one.
[12,255]	Not defined

### LOG DATA BLOCK format

SOURCE_ADDRESS	DESTINATION_ADDRESS	ATTR	Param1 (1 byte)	Param2 (1 byte)	Param3 (1 byte)	Param4 (Max 54 or 49 bytes)
127	Address ID	Log Block 079	Log Type	#Block	Total blocks	Records: • Type 4, 7: Max 6 records 9 bytes long; • Type 2, 3, 5, 6: Max 7 records 7 bytes long.

- #Block: index of current block [1,146];
- Total blocks: total number of blocks [1,146];

AB application can stop MOME sending records, answering NACK instead of ACK.

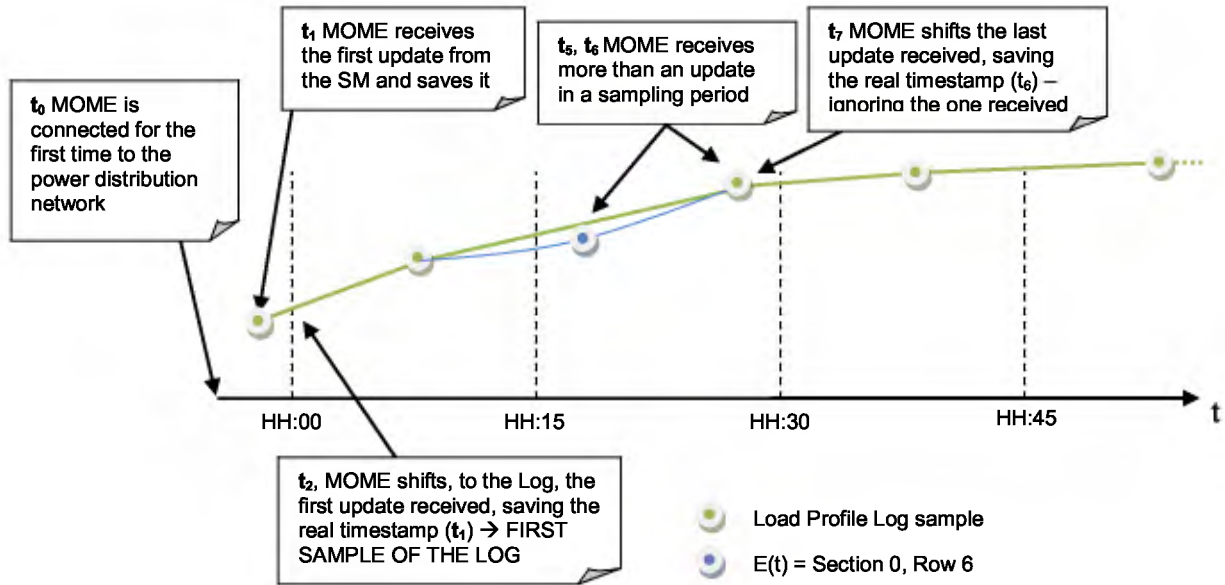
AB will receive max 146 messages LOG DATA BLOCK. All blocks have 7 or 9 records, except the last one that could be shorter.

Not valid samples will not be sent.


The base information is the “Record”, for these mode 7 bytes or 9 bytes long:

Timestamp (5bytes)	Relative sample (2 bytes) / Absolute sample (4 bytes) for log_type=4, 7
YY/MM/DD hh:MM (YY from 2000)	Sample High+low byte (Wh) / Sample 4 bytes for log_type=4, 7 Difference from previous sample / Total value for log_type=4, 7

In the following picture, it is explained how Log Type 4 works (i.e.  $T_i$  is set as 15').



*Note: what described for Log\_Type 0 and 4 is also true, respectively, for Log\_Type 1 and 7, obviously regarding  $E(t)$  – Section 0 Riga 36 – instead of  $E(t)$ .*

 Distribuzione Network Technology	<b>MOME</b> <b>DATA MODEL AND PROTOCOL SPECIFICATION</b>
--	---


## 7 Data Model

### 7.1 ENEL data format

Structures are:

ENEL format	Ecode	C ANSI equivalence	Description
Ebyte	1	Unsigned char	1 byte coded as required by the application
Eshort	2	Unsigned char	1 byte coded as integer (0-255)
Eword	3	Short unsigned int	2 bytes coded as required by the application (most significant bit first)
EPower	4	Short unsigned int	2 bytes used for a short unsigned integer, most significant byte first, used for Power Resolution: 1 W (VAr, for reactive) <sup>2</sup>
EEnergy	5	Long unsigned int	4 bytes used for a long unsigned integer, most significant byte first, used for Energy Resolution: 1 Wh (VArh, for reactive)
Edate	6	Structure	Structure 3 bytes long: 1 Day (Values 1..31) 2 Month (Values 1..12) 3 Year (Values 00-99, 00 = 2000)
Etime	7	Structure	Structure 3 bytes long: 1 hours 2 minutes 3 seconds
EtimeA	8	Structure	Structure 4 bytes long: 1 day 2 hours 3 minutes 4 seconds
ESEnergy	9	Long int	4 bytes used for a long signed integer, most significant byte first, used for Energy Prepaid Resolution: 1 Wh
EBArray	1XX	Bytes array	String of XX bytes max, null terminated, XX not defined
EBArrayB	2XX	Bytes array	Array of XX bytes, not defined
EWArray	3XX	Word array	Array of XX words, most significant byte first
ETimeB	10	Structure	ETime + EDate in row (6 bytes)
EPcredit	11	Structure	Structure: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Long signed integer: amount of Wh purchased</li> <li>• Unsigned integer: code of purchase operation</li> </ul> Used for prepaid function
EPowMul	4X	Short unsigned int	2 bytes used for a short unsigned integer, most significant byte first. The value is intended as "Unit * 10^X". E.g., if X = 1, the unit of measure is (*10); if 2 is (*100).

<sup>2</sup> If Model Type is set as 0x01 or 0x03, the Power Resolution is 1 decaWatt only for fields contained in Table 100

 Distribuzione Network Technology	<b>MOME</b> <b>DATA MODEL AND PROTOCOL SPECIFICATION</b>
--	---

ENEL format	Ecode	C ANSI equivalence	Description
			It is used for power Resolution: 10 W. Power in decaWatt is used for some polyphase quantities.
EPowDiv	5X	Short unsigned int	2 bytes used for a short unsigned integer, most significant byte first. The value is intended as "Unit / 10^X". E.g., if X = 1, the unit of measure is /10 (= *0.1); if 2 is /100 (= *0.01). It is used for gas: Resolution of many gas meters is Cube meter/100 (code 52).
EPowArr	6X	Array of unsigned int	2 bytes (short unsigned integer) array, most significant byte of every word first. Used for contractual and available power

## 7.2 Data Base of ENEL SM data

In this section the Tables including all defined registers are reported. Those marked with (\*) are the registers that are valorised.

### 7.2.1 Table 100

Table 100 can be in volatile memory. In case of power off data must be copied in not volatile memory space. They will be restored at power on.

Every field is characterized by the "Updating Time" which has the format EDate + ETime. In the following table the EType of each data is described: this information is not included in Table 100.

ROW	Description	EType
1	E(p) Total active energy of previous period*	EEnergy
2	Et1(p) Active energy in T1 of the previous period	EEnergy
3	Et2(p) Active energy in T2 of the previous period	EEnergy
4	Et3(p) Active energy in T3 of the previous period	EEnergy
5	Et4(p) Active energy in T4 of the previous period	EEnergy
6	E(t) Total active energy of actual period*	EEnergy
7	Et1(t) Active energy in T1 of the current period*	EEnergy
8	Et2(t) Active energy in T2 of the current period*	EEnergy
9	Et3(t) Active energy in T3 of the current period*	EEnergy
10	Et4(t) Active energy in T4 of the current period*	EEnergy
11	Average power (in time T1m, default 2 minutes) - PT1m*	EPower
12	Average power (in time T5m, default 90 minute) - PT5m	EPower
13	W1(p-a) Maximum value of active power of the previous period	EPower
14	W2(p-a) Maximum value of active power of the previous period	EPower
15	W3(p-a) Maximum value of active power of the previous period	EPower
16	W4(p-a) Maximum value of active power of the previous period	EPower
17	W1(t-p) Maximum value of active power of the current period	EPower
18	W2(t-p) Maximum value of active power of the current period	EPower
19	W3(t-p) Maximum value of active power of the current period	EPower

ROW	Description	EType
20	W4(t-p) Maximum value of active power of the current period	EPower
21	DATE*	EDate
22	TIME*	ETime
23	Daylight disabled/enabled*	EByte
24	Tall Time of alarm*	ETimeA
25	TypAl Type of Alarm*	EByte
26	XX Px integer value of power over available power relating K	EWord
27	PDSN Status Word	EWord
28	IPTS Tariff Programs	EByte
29	DATE_F End data billing*	ETimeB
30	Tariff code*	EByte
31	E-(p) Total negative active energy of previous period*	EEnergy
32	E-t1(p) Negative active energy in T1 of the previous period	EEnergy
33	Et-2(p) Negative active energy in T2 of the previous period	EEnergy
34	Et-3(p) Negative active energy in T3 of the previous period	EEnergy
35	Et-4(p) Negative active energy in T4 of the previous period	EEnergy
36	E-(t) Total negative active energy of actual period*	EEnergy
37	E-t1(t) Negative active energy in T1 of the current period	EEnergy
38	E-t2(t) Negative active energy in T2 of the current period	EEnergy
39	E-t3(t) Negative active energy in T3 of the current period	EEnergy
40	E-t4(t) Negative active energy in T4 of the current period	EEnergy
41	W1-(p-a) Max value of negative act power of the previous period	EPower
42	W2-(p-a) Max value of negative act power of the previous period	EPower
43	W3-(p-a) Max value of negative act power of the previous period	EPower
44	W4-(p-a) Max value of negative act power of the previous period	EPower
45	W1-(t-p) Max value of negative act power of the current period	EPower
46	W2-(t-p) Max value of negative act power of the current period	EPower
47	W3-(t-p) Max value of negative act power of the current period	EPower
48	W4-(t-p) Max value of negative act power of the current period	EPower
49	P-T1M Negative Average power in T1m	EPower
50	Ra(t) Total value of positive reactive energy in the current period*	EEnergy
51	RaT1(t) Value of positive reactive energy in T1, current period	EEnergy
52	RaT2(t) Value of positive reactive energy in T2, current period	EEnergy
53	RaT3(t) Value of positive reactive energy in T3, current period	EEnergy
54	RaT4(t) Value of positive reactive energy in T4, current period	EEnergy
55	W(t-p) Total max value of positive active power, current period	EPower
56	Q(t-p) Total value of positive reactive power matching max value of active one in the current period	EPower
57	Q1(t-p) Value of positive reactive power matching max value of active one for T1 tariff in the current period	EPower
58	Q2(t-p) Value of positive reactive power matching max value of active one for T2 tariff in the current period	EPower
59	Q3(t-p) Value of positive reactive power matching max value of active one for T3 tariff in the current period	EPower
60	Q4(t-p) Value of positive reactive power matching max value of active one for T4 tariff in the current period	EPower
61	Ra(p) Total value of positive reactive energy in the current period*	EEnergy

<b>ROW</b>	<b>Description</b>	<b>EType</b>
62	RaT1(p) Value of positive reactive energy in T1, previous period	EEnergy
63	RaT2(p) Value of positive reactive energy in T2, previous period	EEnergy
64	RaT3(p) Value of positive reactive energy in T3, previous period	EEnergy
65	RaT4(p) Value of positive reactive energy in T4, previous period	EEnergy
66	W(p-a) Total max value of positive active power, previous period	EPower
67	Q(p-a) Total value of positive reactive power matching max value of active one in the previous period	EPower
68	Q1(p-a) Value of positive reactive power matching max value of active one for T1 tariff in the previous period	EPower
69	Q2(p-a) Value of positive reactive power matching max value of active one for T2 tariff in the previous period	EPower
70	Q3(p-a) Value of positive reactive power matching max value of active one for T3 tariff in the previous period	EPower
71	Q4(p-a) Value of positive reactive power matching max value of active one for T4 tariff in the previous period	EPower
72	R-(t) Total value of negative energy in the current period	EEnergy
73	R-T1(t) Value of negative energy in T1 tariff in the current period	EEnergy
74	R-T2(t) Value of negative energy in T2 tariff in the current period	EEnergy
75	R-T3(t) Value of negative energy in T3 tariff in the current period	EEnergy
76	R-T4(t) Value of negative energy in T4 tariff in the current period	EEnergy
77	Q1-c(t-p) Value of negative capacitive reactive power matching max value of active one for T1 tariff in the current period	EPower
78	Q2-c(t-p) Value of negative capacitive reactive power matching max value of active one for T2 tariff in the current period	EPower
79	Q3-c(t-p) Value of negative capacitive reactive power matching max value of active one for T3 tariff in the current period	EPower
80	Q4-c(t-p) Value of negative capacitive reactive power matching max value of active one for T4 tariff in the current period	EPower
81	Q1-L(t-p) Value of negative inductive reactive power matching max value of active one for T1 tariff in the current period	EPower
82	Q2-L(t-p) Value of negative inductive reactive power matching max value of active one for T2 tariff in the current period	EPower
83	Q3-L(t-p) Value of negative inductive reactive power matching max value of active one for T3 tariff in the current period	EPower
84	Q4-L(t-p) Value of negative inductive reactive power matching max value of active one for T4 tariff in the current period	EPower
85	R-(p) Total value of negative energy in the previous period	EEnergy
86	R-T1(p) Value of negative energy in T1 tariff in the previous period	EEnergy
87	R-T2(p) Value of negative energy in T2 tariff in the previous period	EEnergy
88	R-T3(p) Value of negative energy in T3 tariff in the previous period	EEnergy
89	R-T4(p) Value of negative energy in T4 tariff in the previous period	EEnergy
90	Q1-c(p-a) Value of negative capacitive reactive power matching max value of active one for T1 tariff in the previous period	EPower
91	Q2-c(p-a) Value of negative capacitive reactive power matching max value of active one for T2 tariff in the previous period	EPower
92	Q3-c(p-a) Value of negative capacitive reactive power matching max value of active one for T3 tariff in the previous period	EPower

ROW	Description	EType
93	Q4-c(p-a) Value of negative capacitive reactive power matching max value of active one for T4 tariff in the previous period	EPower
94	Q1-L(p-a) Value of negative inductive reactive power matching max value of active one for T1 tariff in the previous period	EPower
95	Q2-L(p-a) Value of negative inductive reactive power matching max value of active one for T2 tariff in the previous period	EPower
96	Q3-L(p-a) Value of negative inductive reactive power matching max value of active one for T3 tariff in the previous period	EPower
97	Q4-L(p-a) Value of negative inductive reactive power matching max value of active one for T4 tariff in the previous period	EPower
98	Available credit at this time CRDAVAIL (Wh)	EEnergy
99	WRNTHR value indicating threshold of warning (Wh)	EEnergy
100	AMOUNT (4B) + TRANSID (2) New Wh purchased and transaction identifier	EPcredit
101	Total daily active energy current date*	ESEnergy
102	Total daily reactive energy current date	ESEnergy
103	Total daily active energy previous date	ESEnergy
104	Total daily reactive energy previous date	ESEnergy
105	Instant power (Average in time Tx, 1 second) – PTx*	EPower
106	Button Status*	EByte
107	Negative Instant power (Average in time Tx, 1 second) – P-Tx*	EPower
108	Production SM Negative Total active energy of actual period*	EEnergy
109	Production SM Negative Instant Power (Average 1 second)*	EPower
110	Data/Time posix	EPosix
111	Alarm Date/Time posix	EPosix
112	Total current Alarm management	EWord
113	Enhanced Alarm flag*	EByte

### 7.2.2 Table 101

Table 101 is in a not-volatile memory. Static data or long time updating data.

Every field is characterized by the “Updating Time” which has the format Edate + Etime. In the following table is described the EType of each data: this information is not included in Section 1.

ROW	Description	EType
1	Contractual power*	EPower
2	Available Power*	EPower
3	Customer Code (Byte array 16)	EByteArray(16)
4	K coefficient	EByte
5	Free charge ENEL phone number	EByteArray(24)
6	IPRE	EByte
7	Monday profile	EByteArray(16)
8	Tuesday profile	EByteArray(16)
9	Wednesday profile	EByteArray(16)
10	Thursday profile	EByteArray(16)
11	Friday profile	EByteArray(16)

ROW	Description	EType
12	Saturday profile	EArray(16)
13	Sunday profile	EArray(16)
14	Public holiday profile	EArray(16)
15	Contractual Power per tariff	EPowArr(4)
16	Available power per tariff	EPowArr(4)
17	Company Name	EArray(16)
18	Model Type*	EWord
19	DataQuality ID*	EWord
20	Customer Name	EArray(16)
21	Model	EWord
22	POD (Point of Delivery)*	EArray(15)
23	Px Max Percentage over available Power	EByte
24	TI Integration time for Load Profile*	EByte
45	NID MOME*	EArray(6)

- “Model Type” defines MOME function codes:

Device	Meter type ID
<i>Utility primary Meter (default for SI)</i>	<i>0x0000</i>
<i>Utility Production Meter</i>	<i>0x0001</i>
<i>Utility primary Meter + Utility Production Meter</i>	<i>0x0002</i>
<i>Private primary Meter</i>	<i>0x100</i>
<i>Private Production Meter</i>	<i>0x101</i>
<i>Private Secondary meter</i>	<i>0x102</i>
<i>Generic Meter</i>	<i>0x110</i>

- “NID MOME” is the MOME’s identification code which is printed on the label of the device. It should be showed as an HEX string.
- “Power Unit Mode”, defines the unit of measurement adopted by SM for EPower data in Table 100:

Device	Power Unit Mode Value
<i>Watt (Primary meter) – Watt (Production Meter)</i>	<i>0x00</i>
<i>Decawatt (Primary meter) – Watt (Production Meter)</i>	<i>0x01</i>
<i>Watt (Primary meter) – Decawatt (Production Meter)</i>	<i>0x02</i>
<i>Decawatt (Primary meter) – Decawatt (Production Meter)</i>	<i>0x03</i>

## Technical Specifications

### OVERVIEW

MOME is a metering interface module, to be installed on board of Third Party devices, enabling the communication with LV Enel Smart Meters via power line Band A, finalised to the collection of metering data. In case of prosumers, MOME can be interfaced with both the consumption and production meters at the same time.

This module is applicable for interfacing all Enel Distribuzione LV Smart Meters either single phase or poly phase (in this last case the T phase shall supply the third party device, since the communication is supported on this phase). Third Party applications can connect to MOME through UART or RS-485 available on J6 connector, and by using the application protocol defined in the dedicated document "MOME\_Data Model and Protocol".



### MECHANICAL FEATURES

Dimensions: 55 (L) x 48 (W) x 12 (H) mm

Weight: about 30 gr

### ELECTRICAL FEATURES

Parameters	Description	MIN	TYP	MAX	Unit
<b>General</b>					
Vin	Supply Voltage	12.35	13	13.65	V
Pin (std-by)	Stand-by power		0.5		W
Pin (tx)	Maximum Transmission Power		3.5		W
Tstby	Real Time Clock duration with no supply			5	years
<b>PLC</b>					
Iout	Transmission maximum current (1s period, $\delta=50\%$ )		500		mA
Vac	AC Voltage max			250	Vrms
<b>Outputs</b>					
Vout 3V3	Output Voltage 3V3	3.23	3.3	3.37	V
Iout 3V3	Output Current max			100	mA

### OPERATIVE CONDITIONS

Parameters	Description	MIN	TYP	MAX	Unit
T stg	Storage temperature	-25		85	°C
T amb	Operative ambient temperature	-25		70	°C
H amb	Operative relative humidity (non condensing)	5		95	%RH

### HOMOLOGATION

CE

## CONNECTIONS

### Interface to third party applications (J6)

Male connector, 2x4 pins, P=1.27mm, H=6.3mm

Pin	Signal	Notes
1	RS-485_A	
2	RS-485_B	
3	GND	
4	GND	
5	UART-RX	3.3V level
6	UART-TX	3.3V level
7	+3.3V	output
8	+3.3V	output

### Power Supply DC (J1)

Phoenix Connector 1862577, female, 2 pins, P=3.81mm

Pin	Signal	Notes
1	GND	
2	+13V	

### PLC network coupling to the LV household network (J3)

Phoenix Connector 1786404, female, 2 pins, P=5.08mm

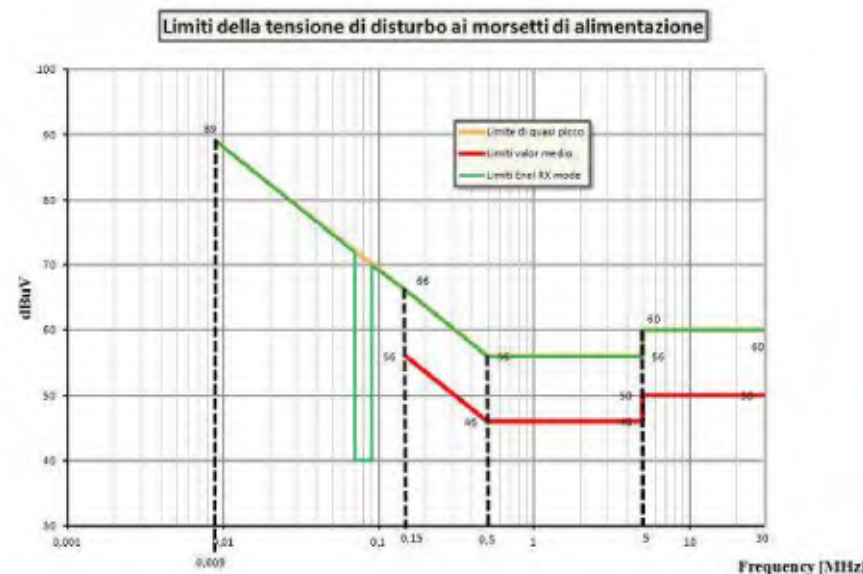
Pin	Signal	Notes
1	Line	
2	Neutral	

## POWER SUPPLY REQUIREMENTS

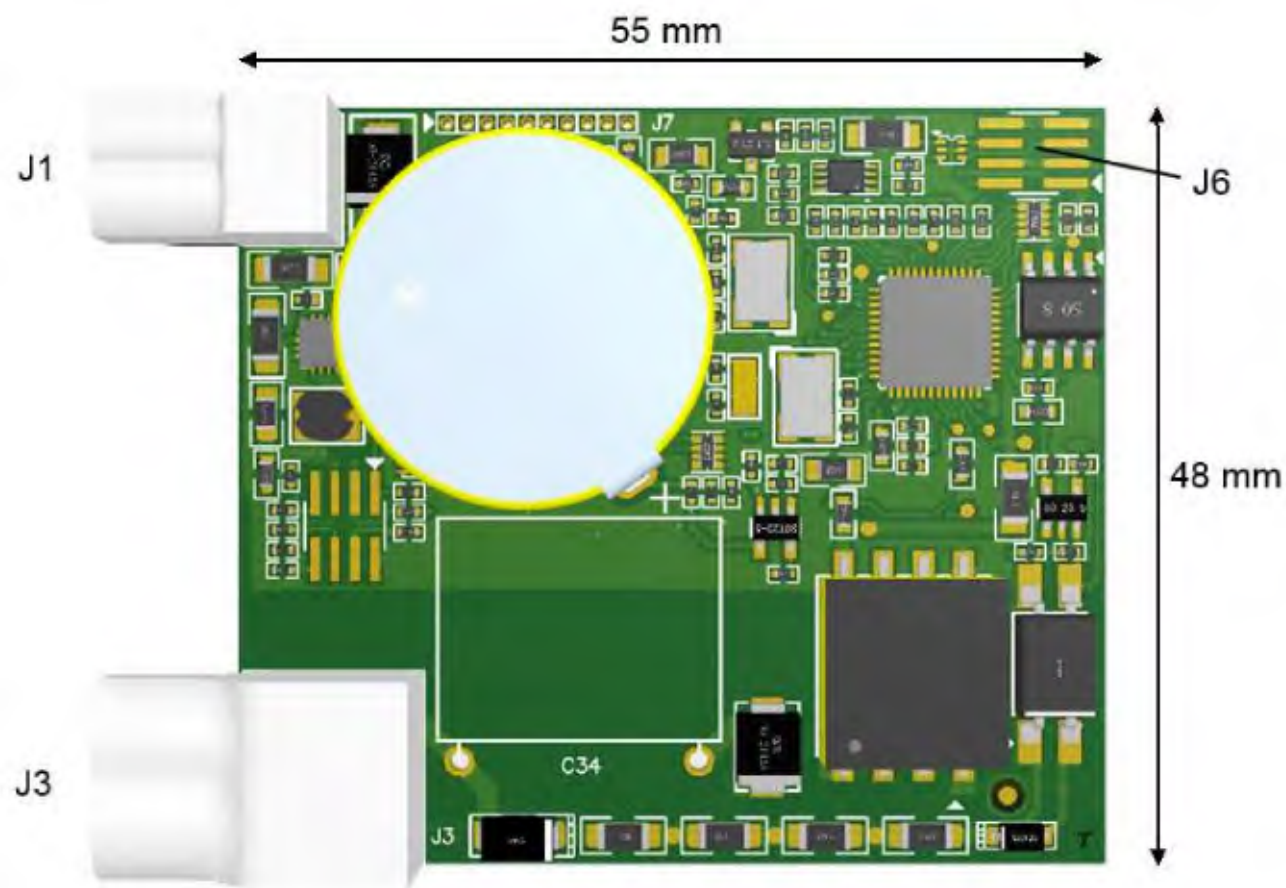
MOME is not equipped with any power supply module, thus it shall be supplied by the third party device power supply. Power supply shall be connected to the J1 connector and ensure a stabilized voltage of 13 Vdc  $\pm 5\%$  with 500 mArms maximum current. This voltage level is required to ensure the maximum 7 Vpp PLC signal amplitude allowed by the CISPR 22 without any harmonic distortion.

The power supply phase – neutral impedance shall be  $> 100 \Omega$  at the PLC communication frequencies (band A: from 70 to 90kHz) to prevent any attenuation of the power line signal induced by the power supply itself.

In case a switching power supply is used, emissions in the communication frequency range shall be  $< 40\text{dBuV}$ . The graph below reports the emission limits at power supply terminals: yellow refers to quasi-peak value, red to the average value, green to Enel specified limits.



Mechanical drawing



## Versions

<b>Revision history</b>	<b>Approved by</b>	<b>Date</b>	<b>Description</b>
Rev doc. 1.0	Network technology	22/04/2016	First issue